UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO - USP
TEREZA VIRGINIA MOUSINHO REIS

**METODOLOGIA PARA ESTIMAR A LINHA DE BASE DE
PROJETO MDL CONECTADO A SISTEMA ELÉTRICO:
UMA ABORDAGEM PROSPECTIVA**

São Paulo
2009

Tereza Virginia Mousinho Reis

METODOLOGIA PARA ESTIMAR A LINHA DE BASE DE
PROJETO MDL CONECTADO A SISTEMA ELÉTRICO:
UMA ABORDAGEM PROSPECTIVA

Tese apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para a obtenção do título de
Doutora em Engenharia Elétrica

São Paulo
2009

Tereza Virginia Mousinho Reis

METODOLOGIA PARA ESTIMAR A LINHA DE BASE DE
PROJETO MDL CONECTADO A SISTEMA ELÉTRICO:
UMA ABORDAGEM PROSPECTIVA

Tese apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para a obtenção do título de
Doutora em Engenharia Elétrica

Área de Concentração:
Sistemas de Potência

Orientador:
Prof. Dr. Marco Antonio Saidel

São Paulo
2009

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, de junho de 2009.

Assinatura do autor _____

Assinatura do orientador _____

FICHA CATALOGRÁFICA

Reis, Tereza Virginia Mousinho

**Metodologia para estimar a linha de base de projeto MDL
conectado a sistema elétrico: uma abordagem prospectiva /
T.V.M. Reis -- ed.rev. -- São Paulo, 2009.**

258 p.

**Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de
São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automa-
ção Elétricas.**

**1. Gases (Emissão; Efeitos adversos) 2. Efeito estufa 3. Sis-
temas elétricos I. Universidade de São Paulo. Escola Politécni-
ca. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétri-
cãs II. t.**

DEDICATÓRIA

A meu pai

AGRADECIMENTOS

Ao professor Marco Antônio Saidel pela orientação e pelo estímulo pela confiança e pelo privilégio de contar com as suas análises e sugestões transmitidas durante todo o trabalho.

Aos professores Osvaldo Soliano e Fernando Almeida Prado pelas análises críticas e sugestões criativas que foram fundamentais para o aprimoramento desta pesquisa.

Ao professor Adilson de Oliveira pela enorme generosidade e espírito acadêmico que demonstrou ao colocar à disposição deste trabalho parte das pesquisas desenvolvidas sob a sua coordenação relacionadas com a modelagem e simulação do despacho hidrotérmico do sistema interligado nacional (SIN).

Ao querido amigo e colega Felipe cuja participação foi absolutamente fundamental para a adaptação e aplicação do modelo de equilíbrio integrado aos propósitos desta pesquisa.

A Neide e Renata pelo apoio que deram na execução deste trabalho.

A Vivina, querida amiga, cuja coragem e espírito de luta serviram como inspiração e exemplo de superação para a realização desta pesquisa.

A Laura, companheira de tantas batalhas em favor da elevação da participação das fontes alternativas de energia na matriz do setor elétrico nacional.

A Adriana, minha irmã, e a Diego, pelas inúmeras manifestações de carinho e amizade manifestadas que muito ajudaram para a conclusão deste trabalho.

A Cláudia, minha irmã e amiga, por tudo que representa para mim como exemplo de sabedoria, dedicação, inteligência, coragem e solidariedade.

Ao querido companheiro Cláudio e aos meus filhos Mino, Lauro e Cacau, pela força, cuidado e incentivo que passaram ao longo do período de realização deste trabalho.

RESUMO

REIS, Tereza Virgínia Mousinho. **Metodologia para Estimar o Fator de Substituição de Projeto MDL Conectado a Sistema Elétrico: Uma Abordagem Prospectiva**. Tese (Doutorado) Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

Essa pesquisa tem como objetivo propor um novo referencial metodológico para estimar a linha de base para projetos de MDL a serem conectados ao sistema interligado nacional – SIN, a partir de uma visão do *mix* futuro das fontes energéticas que serão responsáveis pelas gerações de energia, nos próximos dez anos. Objetiva também aplicar essa nova abordagem para calcular as emissões deslocadas pelas atividades de projetos de MDL, através do cálculo do fator de substituição, medido em tCO_2/MWh . Este fator estima a redução das emissões decorrente da substituição de parte da energia gerada pelas usinas térmicas convencionais, pela entrada no sistema de usinas que geram energia limpa e/ou pela redução da demanda agregada do sistema elétrico pela implementação de programas/medidas de eficiência energética pelo lado da demanda

Para tanto, usando um modelo que simula o equilíbrio entre a oferta elétrica e os requisitos de energia previstos para o horizonte de 10 anos de energia calcula-se, inicialmente, as emissões dos GEE do sistema elétrico sem considerar a entrada do projeto de MDL. Na sequência, as emissões do sistema elétrico são novamente calculadas, considerando a entrada do projeto MDL.

Atualmente a linha de base do SIN é calculada, mensalmente, com base no *Tool to calculate the emission factor for an electricity system*, que é uma ferramenta metodológica aprovada pelo CE do MDL, para determinar o fator de emissão de sistemas elétricos interligados. Essa ferramenta determina o fator

de emissão de atividades de projetos que substituem eletricidade gerada na rede elétrica.

Sustenta-se nesta pesquisa que é pouco provável, pelo menos no SIN, que as condições observadas em anos recentes e/ou atuais se reproduzam no futuro. Ao contrário do que ocorria até poucos anos atrás, em que a expansão do sistema elétrico era basicamente assentada em empreendimentos hidrelétricos, na atualidade desenha-se uma clara tendência à fossilização da matriz do setor elétrico nacional.

Os resultados do trabalho mostraram que há uma tendência de elevação das emissões do SIN, embora o comportamento do Fator de Substituição, em termos anuais apresente variações importantes, em função das reais necessidades do despacho das térmicas inflexíveis que servem ao SIN a cada ano. No entanto, considerando todo o período estudado, os resultados encontrados são coerentes com o aumento da participação das UTE emissoras dos GEE no *mix* futuro das fontes energéticas que fornecerão eletricidade ao SIN. Os valores obtidos dos fatores de substituição (FS_{SINp}) para todos os experimentos, entre 2008 e 2017, são significativamente superiores à linha de base do SIN de 2007, calculada com base no *Tool to calculate the emission factor for an electricity system*.

Palavras - chave: Linha de Base, Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, Fator de Substituição, Emissões dos Gases de Efeito Estufa, Geração de Energia

ABSTRACT

REIS, Tereza V. M. **Methodology to Estimate the Baseline Emissions by a Grid Connected CDM Project Activity: a forecasting approach.** Thesis (Doctoral) Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

This research has as a goal propose a new methodological reference to assess the baseline for CDM projects designed to be connected to the national connected system – SIN, coming from a foreseen sight of the energetic sources mix that will be responsible for the energy generation, in the next ten years and apply the news approach to calculate the emissions move to distinct amounts of entry energies of SIN, either by generation of new plants that do not generate emissions of GHE, except concern nuclear plants, or by the reduction of future demand of electrical energy, originated from the implantation of programs/measures of energetic efficiency considering demand. The factor of emission replacement factor of the electrical system measures the energy movement generated by the plants that serve the electrical system by the entrance of new plants that do not generate emissions of GHE.

Thus, using a model that simulates the balance between supply and requirements for electric energy provided to the horizon of 10 years of energy it is estimated, initially, the GHG emissions of the electric system without considering the input of the CDM project. Following the emissions of the electric system are again calculated, considering the entry of the CDM project.

Currently, the SIN baseline is calculated, monthly as a base tool to calculate the emission factor for an electricity system, which is a methodological tool approved by the CDM Executive Board, to determine emission factor of electrical systems.

This thesis sustains that it is unlikely, at last in the SIN that the conditions noticed in recent years and/or conditions, will reproduce in the future. On the contrary of

what has occurred a few years ago, in which the expansion of the electrical system was basically set up in hydro electrical enterprise, nowadays there is a trend toward fossilization of matrix of national electrical sector.

The results of the study showed that there is a trend of increased emissions of SIN, but behavior of Factor Substitution in the year, vary in important ways, depending on the needs of the order of thermal inflexible to serve the SIN each year. However, considering the whole period studied, the results are consistent with the increased participation of the GHG emission UTEs in future mix of energy sources that will provide electricity to the SIN. The values of the factors of substitution (FS_{SINp}) for all experiments, between 2008 and 2017 are significantly above the baseline of SIN, 2007, calculated on the Tool do calculate the emission factor for an electricity system.

Keywords: Baseline, Clean Development Mechanism, Factor of Emission Replacement, Emissions the Greenhouse Gases, Energy Generation

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1	Principais impactos em função do aumento da temperatura média global.....	58
Figura 2	Potencial de mitigação por região e por setor.....	67
Figura 3	Reduções cumulativas de emissões estimadas por tipo de projeto em quatro modelos.....	69
Figura 4	Estrutura e Fluxograma do MEI.....	118
Figura 5	Mapa do Sistema de Transmissão (2007).....	161
Figura 6	Substituição de emissões de CO ₂ entre um projeto MDL e o nível do reservatório equivalente.....	191

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1	Aquecimento global da superfície: média multimodelos e intervalos avaliados.....	26
Gráfico 2	Comportamento das emissões dos GEE dos países do Anexo 1, excluindo LULUCEF.....	36
Gráfico 3	Projeção das emissões mundiais de CO ₂ no Cenário de Referência	38
Gráfico 4	Projeção das emissões mundiais de CO ₂ no Cenário Alternativo.....	38
Gráfico 5	Ilustração do conceito de adicionalidade.....	42
Gráfico 6	Comportamento da curva de aversão ao risco 2007/2008.....	49
Gráfico 7	Emissões antropogênicas mundiais dos GEE: Cenários RECE e Pós-RECE.....	60
Gráfico 8a	Potencial estimado: Abordagem bottom-up.....	65
Gráfico 8b	Potencial estimado: Abordagem top-down.....	65
Gráfico 9	Estimativa da distribuição de CER dos projetos registrados por país.....	98
Gráfico 10	CER distribuídas por País.....	99
Gráfico 11	Equilíbrio no mercado de energia elétrica.....	120
Gráfico 12	Distribuição da ENA simulada e observada no SE.....	122
Gráfico 13	ENA projetada para o Sudeste.....	126
Gráfico 14	ENA projetada para o Sul.....	126
Gráfico 15	ENA projetada para o Nordeste.....	126
Gráfico 16	ENA projetada para o Norte.....	127
Gráfico 17	Nível do reservatório observado e simulado por região.....	134
Gráfico 18	Preço de curto prazo (spot) observado e simulado da energia elétrica (R\$/MWh).....	135

Gráfico 19	Geração térmica convencional observada e simulada por região (MWmed).....	135
Gráfico 20	Consumo de eletricidade com perdas e eficiência energética (GWh).....	164
Gráfico 21	Comportamento do fator de substituição por aumento de capacidade com energia limpa.....	185
Gráfico 22	Grupo 1- Usina 50 MW FS_{SINy}	186
Gráfico 23	Grupo 1 - Usina 500 MW FS_{SINy}	186
Gráfico 24	Grupo 1 - Usina1000 MW FS_{SINy}	186
Gráfico 25	Grupo 2 - Usina 50 MW FS_{SINy}	187
Gráfico 26	Grupo 2 - Usina 500 MW FS_{SINy}	187
Gráfico 27	Grupo 2 - Usina1000 MW FS_{SINy}	188
Gráfico 28	Grupo 3 - Usina 50 MW FS_{SINy}	189
Gráfico 29	Grupo 3 - Usina 500 MW FS_{SINy}	189
Gráfico 30	Grupo 3 - Usina1000 MW FS_{SINy}	189

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Resultados dos leilões A3 e A5 de energia nova - em MW médios.....	47
Tabela 2	Geração Térmica Convencional 2002-2008 em MW médios.....	48
Tabela 3	Geração térmica estimada MW médio mensal.....	48
Tabela 4	Custos macroeconômicos globais estimados para 2030.....	67
Tabela 5	Custos macroeconômicos globais estimados em 2050 para trajetórias de menor custo.....	70
Tabela 6	Distribuição dos projetos registrados no MDL por escopo, reduções CER emitidas e estimativas das CER para 2012.....	101
Tabela 7	Mercado de carbono: volumes e valores em 2005 e 2006.....	104
Tabela 8	Estimativa da demanda das unidades de Kyoto em 2010 (MtCO ₂ -eq).....	105
Tabela 9	Estimativa da oferta das unidades de Kyoto em 2010 (MtCO ₂ -eq/ano).....	106
Tabela 10	Estimativa de preços das unidades de Kyoto em 2010 e 2030.....	108
Tabela 11	Distribuição das atividades de projeto no Brasil por tipo de projeto.....	111
Tabela 12	Resultados comparados da validação.....	132
Tabela 13	Parâmetros utilizados na metodologia.....	142
Tabela 14	Fator de emissão dos combustíveis fósseis para geração de eletricidade.....	156
Tabela 15	Capacidade Instalada no SIN em 31/12/2007(MW).....	162
Tabela 16	Empreendimentos em construção.....	163
Tabela 17	Carga média de energia SIN – MW médios.....	168
Tabela 18	Energia inicial acumulada em MW médio – dez/2007.....	169

Tabela 19	Geração de térmicas flexíveis no SIN por ano e para todo o período - (TWh).....	170
Tabela 20	Energia natural afluyente – MW_{med} (série 700).....	172
Tabela 21	Requisitos do sistema – MW_{med} (série 700).....	173
Tabela 22	Custos marginais de operação – R\$/MWh.....	173
Tabela 23	Usinas do Sudeste despachadas em 2009, por capacidade, em $MW_{médios}$ (série 700).....	174
Tabela 24	Emissões por usina conforme o despacho estimado – milhares de tCO_2 (série 700).....	174
Tabela 25	CO_2 evitado por usina de 100 MW médios – milhares de $t CO_2$ (série 700).....	175
Tabela 26	Fator de emissão (tCO_2/MWh) por tipo de combustível.....	177
Tabela 27	Emissões totais no SIN por ano e para todo o período.....	178
Tabela 28	Fatores de emissão no SIN por ano e para todo o período.....	178
Tabela 29	Fator de substituição no período (FS_{SINp}) – $t CO_2/MWh$ Grupo 1.....	185
Tabela 30	Fator de substituição anual (FS_{SINy}) $t CO_2/MWh$ – mediana Grupo 1.....	186
Tabela 31	Fator de substituição período (FS_{SINp}) – $t CO_2/MWh$ Grupo 2.....	187
Tabela 32	Fator de substituição anual (FS_{SINy}) $t CO_2/MWh$ – mediana Grupo 2.....	187
Tabela 33	Fator de substituição período (FS_{SINp}) – $t CO_2/MWh$ Grupo 3.....	188
Tabela 34	Fator de substituição anual (FS_{SINy}) $t CO_2/MWh$ – mediana Grupo 3.....	188
Tabela 35	1ª Etapa do exemplo do cálculo do fator emissão calculado pela CIMGC.....	230
Tabela 36	2ª Etapa do exemplo do cálculo do fator emissão calculado pela CIMGC.....	231
Tabela 37	3ª Etapa do exemplo do cálculo do fator emissão calculado pela CIMGC.....	231

Tabela 38	4ª Etapa do exemplo do cálculo do fator emissão calculado pela CIMGC.....	232
Tabela 39	Exemplo do cálculo do fator de emissão da margem de construção calculado pela CIMGC.....	233
Tabela 40	Fatores de emissão médios anuais do SIN calculados pela CIMGC.....	234

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AAU	Assigned Amount Units
AIE	Agência Internacional de Energia
AJI	Activities Implemented Jointly
AND	Autoridade Nacional Designada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARQP	Auto-Regressivos Quantílicos de Ordem p
BIG	Banco de Informação da Geração
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAR	Curva de Aversão ao Risco
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCX	Chicago Climate Exchange
CDM	Clean Development Mechanism
CE	Comitê Executivo
CER	Certified Emission Reductions
CGEE	Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
CH ₄	Metano
CO ₂	Dióxido de Carbono
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CIMGC	Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COP	Conferência das Partes
CQNUMC	Convenção - Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima
CVU	Custo Variável Unitário
EB	Executive Board
EIT	Economias em Transição
ENA	Energias Naturais Afluentes
EOD	Entidade Operacional Designada
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERU	Emission Reduction Unit
ET	Emissions Trade

EU ETS	European Union's Emissions Trading Scheme
EUA	Estados Unidos
FS	Fator de Substituição
FSD	Fator de Substituição Descontado
FBMC	Fórum Brasileiro de Mudança Climática
GEE	Gases de Efeito Estufa
GN	Gás Natural
GtCO ₂	Giga tonelada de dióxido de carbono
HFCs	Hidrofluorcarbonos
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IE	Instituto de Economia
IEA	International Energy Agency
IETA	State and Trends of the Carbon Market
IGES	International Review for Environmental Strategies
IP	Incorporação de Perdas
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
JI	Joint Implementation
LB	Linha de Base
LULUCF	Uso do Solo e Mudança do Uso do Solo e Florestas
MCT	Ministério de Ciência e Tecnologia
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
ME	Mercado de Emissões
MEI	Modelo de Equilíbrio Integrado
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério das Minas e Energia
MRE	Ministério das Relações Exteriores
NE	Nordeste
N	Norte
N ₂ O	Óxido nitroso
NSW	New South Wales Market
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
OFEE	Oferta Flexível de Energia Elétrica

ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PCT	Pequena Central Termelétrica
PDD	Project Design Document
PDEE	Plano Decenal de Energia Elétrica
PEN	Plano Anual de Operação Energética
PFCs	Perfluorcarbonos
PIB	Produto Interno Bruto
PMO	Programa Mensal de Operação
PNMC	Plano Nacional de Mudanças Climáticas
PNUD	Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento
PoAs	Programas de Atividades
ppm	parte por milhão
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
RECE	Relatório Especial sobre Cenários de Emissões
SAR	Segundo Relatório de Avaliação
SE/CO	Sudeste - Centro-Oeste
SIN	Sistema Interligado Nacional
SF ₆	Hexafluoreto de enxofre
S	Sul
tCO ₂	Toneladas de dióxido de carbono
tCO ₂ -eq	Toneladas de dióxido de carbono equivalente
TRA	Terceiro Relatório de Avaliação
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro
UHE	Usina Hidrelétrica
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
UTE	Usina Térmica
WEO	World Energy Outlook

SUMÁRIO

Capítulo 1 Introdução.....	24
1.1 A constatação das ameaças e o equacionamento político para um Acordo multilateral de longo prazo.....	24
1.1.1 A posição brasileira.....	30
1.1.2 Vulnerabilidades dos países em desenvolvimento e pobres e novas rotas de desenvolvimento.....	34
1.2 Emissões dos GEE, Protocolo de Kyoto e a inserção das economias emergentes por meio do MDL.....	36
1.3 Linha de base de projetos MDL conectados a sistemas elétricos: porque a metodologia aplicada precisa ser repensada.....	43
1.4 Objetivos do trabalho.....	46
1.5 Justificativa	47
1.6 Organização do trabalho.....	51
Capítulo 2 Aquecimento global: vulnerabilidades e políticas de mitigação no contexto do pós-2012.....	54
2.1 A guisa de introdução.....	54
2.2 O que se sabe sobre os impactos das mudanças climáticas.....	55
2.3 Mitigação e custos da estabilização das concentrações dos GEE na atmosfera.....	61
2.4 O efeito mitigador das OPORTUNIDADES sobre os custos da mitigação.....	71
2.5 O pós- 2012: Como será?.....	73

Capítulo 3 Protocolo de Kyoto: Mecanismo de Desenvolvimento Limpo e Mercado de Carbono.....	84
3.1 Breve histórico	84
3.2 Mecanismos de Flexibilização: regras e procedimentos.....	87
3.2.1 O que é e como funciona o MDL?.....	87
3.2.2 Conceito e premissas metodológicas da linha de base para sistemas elétricos.....	91
3.3 Protocolo de Kyoto e MDL: Resultados e Mercado de Carbono.....	97
3.4 Balanço do MDL no Brasil.....	109
Capítulo 4 Modelo de Equilíbrio Integrado (MEI).....	113
4.1 Metodologia do Modelo de Equilíbrio Integrado.....	116
4.2 Estrutura e Operacionalidade do MEI.....	118
4.2.1 Módulo de Previsão dos Requisitos de Carga.....	121
4.2.2 Módulo de ENA: Determinação da Oferta Hidrelétrica.....	121
4.2.3 Módulo de Vertimento e Perdas.....	123
4.3 Modelo Computacional de Equilíbrio Integrado.....	124
4.4 Validação do MEI.....	127
4.4.1 Características do modelo NEWAVE versus MEI.....	127
4.4.2 Vantagens e Validação do MEI.....	130
Capítulo 5 Proposta de metodologia para contabilização de créditos de carbono de projetos de MDL em sistemas elétricos.....	136
5.1 Considerações Iniciais.....	136
5.2 Conceito/aplicabilidade.....	140

5.3 Procedimentos para estimar a linha de base de sistema elétrico interligado e calcular o Fator de Substituição do projeto MDL.....	142
5.4 Cálculo do Fator de Substituição do período de obtenção de crédito (FS_{SEp}) e do Fator de Substituição anual (FS_{SEy}).....	152
5.5 Procedimento de cálculo do fator de emissão dos combustíveis fósseis para a geração de eletricidade.....	155
Capítulo 6 Aplicação da metodologia proposta para estimar o Fator de Substituição para projeto de MDL conectado ao SIN.....	157
6.1 Aspectos Introdutórios.....	157
6.2 Aplicação da metodologia para o SIN.....	158
6.2.1 Identificação do sistema elétrico do projeto.....	158
6.2.2 Definição da configuração de base e determinação da energia gerada.....	167
6.2.3 Cálculo das Emissões Totais (ET_{SINb}) e do Fator de Emissão (FE_{SINb}): configuração de base.....	171
6.2.4 Cálculo do Fator de Substituição do período (FS_{SINp}) e anual (FS_{SINy}) para os experimentos realizados.....	179
6.3 Apresentação dos Grupos de Experimentos e Resultados.....	181
6.3.1 Descrição dos grupos de experimentos.....	182
6.3.2 Resultados Encontrados.....	185
6.3.3 Discussão dos Resultados.....	190
Capítulo 7 Conclusões, Limitações e Recomendações.....	198
7.1 Conclusões.....	198
7.2 Limitações.....	204
7.3 Recomendações.....	205
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	207
REFERÊNCIAS CONSULTADAS.....	214

APÊNDICE A – Descrição da Ferramenta Aprovada pelo CE do MDL para Calcular o Fator de Emissão de Sistema Elétrico.....	218
APÊNDICE B – Parque hidrelétrico atual e cenário de expansão das hidrelétricas.....	236
APÊNDICE C.1 – Parque termelétrico atual e expansão – Sudeste / Centro-Oeste.....	242
APÊNDICE C.2 – Parque termelétrico atual e expansão – Sul.....	243
APÊNDICE C.3 – Parque termelétrico atual e expansão – Nordeste.....	244
APÊNDICE C.4 – Parque termelétrico atual e expansão – Norte.....	245
APÊNDICE D.1: Fator de Emissão (tCO ₂ /MWh), Eficiências da Oferta Térmica Convencional do Sudeste.....	246
APÊNDICE D.2: Fator de Emissão (tCO ₂ /MWh) e Eficiências da Oferta Térmica Convencional do Sul.....	247
APÊNDICE D.3: Fator de Emissão (tCO ₂ /MWh) e Eficiências da Oferta Térmica Convencional do Nordeste.....	248
APÊNDICE D.4: Fator de Emissão (tCO ₂ /MWh) e Eficiências da Oferta Térmica Convencional do Norte.....	249
ANEXO A – Quadro SPF 1.....	250
ANEXO B – Nota de Esclarecimento da CIMGC.....	251
ANEXO C – Resolução de nº 8, de 26 de maio de 200.....	257

Capítulo 1 Introdução

1.1 A constatação das ameaças e o equacionamento político para um Acordo multilateral de longo prazo

Ao longo das últimas duas décadas três questões orientaram os inúmeros e polêmicos debates que o tema do aquecimento global provocou entre cientistas, políticos, países, ambientalistas e grupos sociais, de diferentes tamanhos e feitos, de alguma forma interessados no assunto. Em primeiro lugar, a discussão sobre a responsabilidade das atividades humanas para o aquecimento global, segundo, se os efeitos das mudanças climáticas sobre o planeta são iminentes e, finalmente, o que fazer para impedir o agravamento do problema.

Apesar de todas as incertezas e complexidade envolvidas nessas questões, as pesquisas científicas convergiram para o entendimento de que nenhuma causa natural poderia explicar elevações tão repentinas da temperatura média global da Terra.

O Quarto Relatório de Avaliação (AR4, sigla em inglês) do Grupo de Trabalho I (GT I)¹ do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (IPCC, 2007a), que sintetizou a base científica das mudanças climáticas, reduziu significativamente a incerteza quanto à contribuição das ações humanas para elevação da temperatura do planeta, apontando como muito provável², que sejam as atividades humanas relacionadas com a produção de energia e o uso da terra,

¹- O GT I é responsável pela consolidação no âmbito do Painel Intergovernamental sobre a Mudança do Clima (IPCC, sigla em inglês) de todo conhecimento científico acumulado sobre o clima e sobre as causas naturais e humanas responsáveis pelas mudanças climáticas. Além disso, com base em novos dados e análises faz estimativas sobre a mudança do clima e desenvolve novos modelos que simulam as mudanças e os processos climáticos no futuro. Desse grupo participam diretamente como autores-redatores ou como autores-redatores colaboradores 52 cientistas de todo o mundo.

² - De acordo com a classificação adotada pelo IPCC é considerado como muito provável aquele evento cuja chance de ocorrer seja maior que 90%

os principais responsáveis pelas elevações das concentrações atmosféricas dos gases de efeito estufa³ (GEE) e pelo aquecimento global.

Uma importante novidade do Quarto Relatório de Avaliação relacionada com a segunda questão e que avança em relação aos relatórios anteriores foi identificar que as mudanças climáticas já estão ocorrendo. Exemplos dessas mudanças são as frequências de ocorrências de temperaturas inesperadas, furacões, tempestades, ciclones tropicais. Ou seja, as mudanças climáticas não são apenas aquelas cujas consequências são catastróficas e não reversíveis, que certamente ocorrerão, em prazos mais longos, entre 50 e 100 anos, se as emissões não forem drasticamente reduzidas.

Na atualidade, os debates se concentram no aperfeiçoamento dos acordos existentes, a exemplo do Protocolo de Kyoto, no estabelecimento de novos acordos globais e no desenvolvimento de programas nacionais por meio dos quais seja possível garantir níveis de concentrações atmosféricas dos gases de efeito estufa, minimamente compatíveis com o equilíbrio energético do sistema climático da Terra.

Os resultados apresentados pelo GT I do IPCC, não deixam dúvidas quanto às ameaças ao sistema climático que representam a continuidade dos padrões de produção e consumo nas próximas décadas, para qualquer cenário de emissões considerado. As projeções dos aquecimentos médios globais da superfície para o final do século XXI (2090-2099) na comparação com aqueles observados entre 1980-1999 foram elaboradas a partir dos cenários de emissões do Relatório Especial sobre Cenários de Emissões (RECE)⁴ do IPCC.

³ - Principais gases de efeito estufa: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorcarbonos (HFCs), perfluorcarbonos (PFCs), hexafluoreto de enxofre (SF₆)

⁴ - As famílias de cenários e casos ilustrativos do RECE são sintetizados no Quadro SFP 1 que se encontra no Anexo A do presente trabalho. Destaque-se que os referidos cenários não consideram iniciativas de mitigação adicionais. Os cenários B1, A1T, B2, A1B, A2 e A1FI estão associados a concentrações atmosféricas de todos os GEE de 600, 700, 800, 850, 1250 e 1550 ppm, respectivamente

De acordo com esses estudos evidenciou-se que

mesmo se todos os agentes do forçamento radiativo se mantivessem constantes nos níveis do ano 2000, uma tendência de aquecimento adicional ocorreria nas próximas duas décadas a uma taxa de cerca de 0,1°C por década, em razão principalmente da lenta resposta dos oceanos. Seria esperado cerca do dobro do aquecimento (0,2°C por década) se as emissões ficassem na faixa dos cenários do RECE. (IPCC, 2007a, p. 12, tradução nossa).

Gráfico 1 - Aquecimento global da superfície: média multimodelos e intervalos avaliados
Fonte: IPCC, 2007a, p.20

As linhas contínuas do Gráfico 1 representam as médias globais do aquecimento da superfície produzidas por vários modelos relativas a 1980-1999 para os cenários A2, A1B e B1, mostradas como continuações das simulações do século XX. A linha alaranjada representa o experimento em que as concentrações foram mantidas constantes nos valores do ano 2000. As linhas contínuas dentro de cada coluna cinza à direita indicam a melhor estimativa e a faixa *provável* avaliada para os seis cenários do RECE.

O Quarto Relatório de Avaliação do IPCC observa ainda que o acoplamento clima-ciclo de carbono acrescentará dióxido de carbono à atmosfera. Porém, como magnitude dessa retroalimentação é incerta, as trajetórias das emissões de

dióxido de carbono não podem ser traçadas como precisão. No entanto, os modelos sugerem que para estabilizar em 450 ppm de dióxido de carbono, que é o nível considerado aceitável para que a humanidade possa evitar os efeitos mais trágicos do aquecimento global, seria necessário que as emissões cumulativas desse gás, ao longo do século XXI, fossem reduzidas de uma média anual de 2.460 GtCO₂ para 1.800 GtCO₂ (Ibid., p. 23).

Estima-se que se o fluxo anual de emissões dos GEE continuar a crescer com o mesmo padrão atual, as concentrações atmosféricas ao nível de 550 ppm de CO₂-eq será atingido em torno de 2035, o que poderá acarretar numa elevação da temperatura acima de 2°C (STERN, 2008). Ou ainda, conforme constata Arroyo (2007), as emissões são crescentes e os impactos decorrentes desse crescimento estão ocorrendo muito antes do que se pensava.

Além disso, devido ao vigoroso crescimento econômico experimentado nos últimos anos, a China e a Índia serão responsáveis por mais da metade do incremento mundial da demanda de energia primária, entre 2006 e 2030 (IEA⁵, 2008). Com efeito, ainda de acordo com a IEA, o conjunto dos países que não pertencem a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) representa 87% do incremento mundial de energia primária, elevando a participação desses países de 51% para 62%.

Por essa razão, além dos países desenvolvidos, listados no Anexo 1⁶ da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (CQNUMC, 1992), países como a China, Índia, México, África do Sul, alguns países do Oriente Médio e o Brasil, que atualmente não têm obrigações de reduzir suas emissões dos gases de efeito estufa, teriam que aceitar limite de emissões, com possíveis repercussões sobre as atuais estratégias de crescimento econômico dessas nações.

⁵ - Dados publicados no World Energy Outlook (WEO)

⁶ - Países do Anexo 1 são as nações industrializadas que pertencem a OCDE e os países do leste europeu e da antiga República Soviética designados, genericamente, como Economias em Transição (EIT)

Portanto, o foco das discussões pós-Kyoto e o desafio a ser enfrentado é, simultaneamente, limitar o volume das emissões mundiais, novas rotas tecnológicas de baixas emissões serem desenvolvidas para sustentar o crescimento dos países em desenvolvimento e reduzir, significativamente, as atuais emissões dos países desenvolvidos, com o estabelecimento de metas de reduções bem mais ambiciosas do que aquelas fixadas no Protocolo de Kyoto para o primeiro período de compromisso, entre 2008-2012.

Um grande obstáculo que envolve um acordo multilateral como o Protocolo de Kyoto, é que muitos países em desenvolvimento se recusam a trabalhar com metas quantificadas de emissões, sinalizando para uma alternativa de implementação de programas voluntários de reduções das suas emissões, na expectativa de que as nações industrializadas assumam as suas responsabilidades e cumpram com as suas obrigações, conforme estabelece a Convenção sobre a Mudança do Clima.

Outra enorme dificuldade a ser enfrentada, que é, certamente, mais importante para que o pós-2012 não seja um fracasso, é a posição que os Estados Unidos (EUA) assumirão na próxima Conferência das Partes (COP15), a ser realizada em fins de 2009, em Copenhague.

Embora não se aposte numa adesão dos EUA ao Protocolo de Kyoto que implique no compromisso com metas quantificadas, no âmbito de um acordo multilateral, a expectativa é que as respostas e a inserção daquele país no esforço global para redução das emissões dos GEE representem uma clara mudança, que sinalize de forma inequívoca para o mundo o compromisso e o esforço dos EUA para reverter uma tendência de elevação das emissões ao longo do século XXI.

A Conferência das Partes realizada em Bali na Indonésia (COP13) iniciou esse processo de negociação para um Acordo que substitua e/ou aprofunde o Protocolo de Kyoto após 2012. O problema é como viabilizar um acordo a altura

desse desafio. Para muitos analistas e participantes da COP14⁷, os resultados dessa última conferência foram pífios, ainda que, de acordo com o UNFCCC⁸, a expectativa seja de que uma ação cooperativa, ambiciosa e de longo prazo sobre a mudança climática seja negociada em Copenhague, em fins de 2009.

Nesse sentido destacam-se, segundo algumas avaliações, os avanços registrados em Poznan (Polônia) com o acordo sobre o estabelecimento do Fundo de Adaptação, com o objetivo de ajudar os países mais pobres a enfrentarem os efeitos mais perigosos das mudanças climáticas e o acordo inicial sobre um mecanismo com vistas a recompensar os países pela redução de emissões decorrentes do desmatamento (Charlton, 2008)⁹.

Apesar das incertezas em relação ao sucesso das negociações em torno de um acordo que seja realmente eficaz para reduzir drasticamente as emissões dos gases de efeito estufa nas próximas décadas, o fato é que o aquecimento global precisa ser combatido sem tréguas, e deve envolver não apenas os EUA, mas também países como o Brasil, a China e a Índia¹⁰. As sinalizações da comunidade científica internacional indicam que a humanidade tem poucos anos para evitar mais desastres climáticos, cujos efeitos altamente negativos atingiram milhões de pessoas em todo o planeta.

A 15ª COP será a grande oportunidade para que as nações negociem um novo acordo de longo prazo que seja capaz de combinar a garantia do fornecimento da energia com a necessária aceleração do processo de transição para um sistema energético de baixo padrão de emissões dos GEE.

⁷ - A COP14 foi realizada em Poznan na Polônia, entre os dias 1 e 12 de dezembro de 2008

⁸ - United Nations Framework Convention on Climate Change

⁹ - Alan Charlton é embaixador do Reino Unido no Brasil.

¹⁰ - Esses países serão os maiores responsáveis pelas elevações das emissões dos GEE nas próximas quatro décadas, embora em termos *per capita* as suas emissões continuarão sendo substancialmente menores do que a dos países desenvolvidos.

1.1.1 A posição brasileira

A posição do governo brasileiro sobre como deverá ser o acordo multilateral pós-2012 é, no mínimo, dúbia. Em Poznan, na COP14, o Brasil, aparentemente, defendeu duas posições. Por um lado, a diplomacia brasileira, através do Ministério das Relações Exteriores (MRE), se posicionava contra o estabelecimento de metas quantificadas de redução das emissões para países em desenvolvimento. Por outro lado, o Ministério do Meio Ambiente (MMA), lançava o Plano Nacional de Mudança do Clima (MMA, 2008), comprometendo-se em reduzir o desmatamento até 2010 em 40% em relação à média do período entre 1996-2005, e 30% a mais a cada quadriênio seguinte em relação aos quadriênios anteriores¹¹. Se essa meta for cumprida haverá, segundo o plano, uma redução das emissões da ordem de 4,8 GtCO₂ no período entre 2006 - 2017¹².

Além dessa meta específica de redução do desmatamento, o plano declara a intenção de agir em outras seis áreas, visando reduzir as emissões, fixando para cada uma dessas áreas as ações e metas a serem cumpridas, sem, contudo, definir como e quais os recursos que contará para implementá-las.

Portanto, a menos que ao longo desse ano e até a realização da COP15 em Copenhague, o governo brasileiro anuncie sua posição quanto ao nível de compromisso que espera seja possível, em termos da participação dos países em desenvolvimento, no âmbito de um Acordo multilateral e de longo prazo, o que até agora se produziu de concreto foi uma extensa lista de intenções, cujo necessário detalhamento e revisões ainda estão por serem feitos.

Além disso, o PNMC, embora não condicione a implementação das metas/ações para reduzir as emissões dos GEE à ajuda e cooperação internacional, ao declarar que o objetivo do PNMC é “incentivar o desenvolvimento das ações do

¹¹ - Vale destacar que essa meta está sendo revista, nos seguintes termos: o período passa a ser quinquenal com redução de 40 % para todos os quinquênios até 2020 e não até 2017.

¹² - O PNMC, 2008 considerou 100 tC/ha para calcular as emissões evitadas com a redução do crescimento das áreas desmatadas.

Brasil colaborativas ao esforço mundial de combate ao problema e criar as condições internas para o enfrentamento de suas consequências” (MMA, 2008, p. 5) deixa claro, de antemão, que a implementação das ações estabelecidas ao longo do plano podem não ser implementadas na sua totalidade.

Esse posicionamento aparece de forma mais clara quando, ao responder a uma questão formulada sobre o que o Brasil pretende para o futuro próximo, referindo-se aos compromissos em relação às ações para evitar a emissão dos GEE, opta por remeter essa questão para a sociedade, apontando que “as escolhas são feitas à medida que a sociedade reconhece o problema, compreende a dinâmica das múltiplas forças que o provocam, define-se como parte da solução e se vê como beneficiária das decisões tomadas” (Ibid., p. 7).

Ou seja, mesmo reconhecendo que a mudança climática é estratégica para o desenvolvimento futuro do país, observa que o modo como o Brasil irá contribuir para reduzir as emissões mundiais dos GEE levará em conta aspectos de curto prazo da economia brasileira, para avaliar os impactos das ações de mitigação sobre a competitividade da economia e dos produtos brasileiros no âmbito do comércio internacional (MMA, 2008).

Como não define como a “sociedade” se manifestará, nem são estabelecidos os prazos para que isso ocorra, o mais provável é que o Brasil chegue a COP15 com um posicionamento contrário ao estabelecimento de metas quantificadas de redução das emissões para os países em desenvolvimento, negociando a adoção de um programa voluntário, em nível nacional, de redução das emissões, nos moldes atualmente propostos no PNMC.

Especificamente em relação ao setor elétrico, o PNMC é omissivo, sobretudo considerando, o forte crescimento das fontes fósseis na matriz elétrica nacional. Limita-se a incorporar ao plano propostas há muito anunciadas no planejamento decenal de expansão do setor elétrico, a exemplo da entrada, até 2010, de 7000 MW de fontes limpas, não emissoras, dois programas envolvendo eficiência energética e co-geração com bagaço de cana, com objetivos fixados para 2030, meta de redução de 10% anuais das perdas não-técnicas na distribuição de

energia elétrica e da agregação ao sistema de 34.460 MW, provenientes de novas hidrelétricas, de acordo com a programação de obras do Plano Decenal de Energia Elétrica – PDDE, 2007-2016 (MME, 2007).

Ademais, ao mencionar os estudos realizados que apontam para importantes vulnerabilidades às mudanças climáticas da Bacia Amazônica e da Bacia do Paraná, não internaliza essas preocupações ao discurso do plano, nem propõe ações de diversificação da matriz do setor elétrico.

A vulnerabilidade da Bacia Amazônica em relação à geração de energia elétrica é particularmente relevante pelo fato de que mais de 50% do potencial hidrelétrico não explorado pertencem a ela. Como a expectativa, considerando os cenários projetados em escala regional, é de que haja redução de precipitações, impactando o ciclo hidrológico dessa bacia, espera-se também uma redução da capacidade de geração de energia elétrica a partir dos recursos hídricos ali localizados, durante o século XXI (FREITAS; SOITO, 2008).

Destaque-se que se essa redução de fato ocorrer, mesmo na presença de uma elevação das precipitações na Bacia do Paraná, como projetam os modelos, as repercussões negativas se espalharão sobre todo o Sistema Interligado Nacional (SIN), e, muito provavelmente, com impactos diretos sobre a quantidade de energia firme ofertada pelo sistema (Ibid.).

Em recente artigo publicado na Revista FBMC, Sampa e Nobre mostraram que os resultados encontrados por Ambrizzi et al. (2007)¹³, utilizando três modelos que foram integrados para a América do Sul, a partir de dados obtidos do modelo climático global do Centro de Pesquisa Britânico Hadley Centre para o período entre 2071-2100 na comparação com o período entre 1961-1990, indicam “o maior aquecimento ocorrerá na Amazônia, com aquecimento de 4-8% para o

¹³ - Ambrizzi, T.; Rocha, R.; Marengo, J.; Pisnitchenko, A.I.; Alves, L.; Fernandez, J.P.. 2007: Cenários regionalizados de clima no Brasil para o século XXI: projeções de clima usando três modelos regionais. Relatório 3, Ministério do meio Ambiente, Secretaria de Biodiversidade e Florestas, Brasília, fev. 2007

cenário A2 de emissões dos gases de efeito estufa e de 3-5% para o cenário B2”¹⁴ (AMBRIZZI et al., 2007 apud SAMPA e NOBRE, 2008).

Esses modelos estimaram também reduções das precipitações no norte e em parte do leste da Amazônia, no cenário B2 e no norte, leste e parte central da Amazônia, no cenário A2. Nesse sentido, os autores destacam os cenários de mudança climática do HadCM3¹⁵ para o Quarto Relatório de Avaliação do IPCC, prevendo que a duração da estação da seca poderia aumentar em dois meses ou mais na maior parte da Amazônia, com repercussões sobre a climatologia da chuva e a elevação do risco de ocorrência de queimadas.

É evidente que problemas envolvendo custos, continuidade do fornecimento, modicidade tarifária, barreiras tecnológicas, barreiras culturais e gastos adicionais com incentivos financeiros e/ou tributários relacionados com as opções de gerações de energia elétrica a partir de fontes renováveis e não emissoras dos GEE, não são pequenos e nem de simples resolução. Isso dificulta as ações voltadas para a intensificação do uso dessas fontes, sobretudo, quando comparadas com escolhas menos exigentes, como o uso de tecnologias convencionais de geração dominadas e tradicionais, a exemplo da geração hidrelétrica e da geração de eletricidade a partir de fontes fósseis.

No entanto, o problema do aquecimento global e a necessidade de que um Acordo multilateral de longo prazo seja viabilizado e promova reduções significativas das emissões dos GEE, em nível global, não prescinde da participação dos países em desenvolvimento e, em particular, da China, da Índia e do Brasil que serão os maiores responsáveis pela elevação das emissões dos GEE ao longo do século XXI.

Nesse sentido, o Brasil poderá dar uma importante contribuição, mobilizando proativamente recursos naturais e de mercado para ampliar a sua matriz energética renovável, recuperar com reflorestamento áreas degradadas, criar e

¹⁴ - Conforme descritos no Quadro SFP 1 reproduzido no Anexo A do presente trabalho.

¹⁵ - Abreviatura para o *Hadley Centre Coupled Model*, versão 3, que é acoplado ao Modelo de Circulação Geral Atmosfera- Oceano (AOGCM, na sigla em inglês) desenvolvido pelo [Hadley Centre](#) do Reino Unido.

estimular um amplo mercado sustentável de produtos florestais, incentivar a produção agrícola social e ambientalmente sustentável e apoiar a implementação de mecanismos de compensação da “floresta em pé” (MOUTINHO; MARTINS, 2008, p. 22)¹⁶.

1.1.2 Vulnerabilidades dos países em desenvolvimento e pobres e novas rotas de desenvolvimento

Destaca-se, inicialmente, que embora compreensível que alguns países emergentes se contraponham à adoção de metas quantificadas de emissões, esse posicionamento, se inflexível, reverte-se contra os próprios países em desenvolvimento e/ou pobres, que são os maiores prejudicados com as mudanças climáticas em curso.

Sobre essa questão é muito importante o argumento de Goldemberg (2008), colocando a necessidade de que os países em desenvolvimento revejam profundamente as suas estratégias de crescimento baseadas “em trajetórias de desenvolvimento poluentes e predatórias”, e apontando como solução a adoção de “uma trajetória que incorpore ao processo de desenvolvimento as tecnologias mais modernas e menos poluentes que não existiam no passado, mas que existem hoje” (GOLDEMBERG, 2008)¹⁷.

É notório que os desastres climáticos atingem fortemente não apenas os países pobres, mas também parcelas importantes das populações dos países em desenvolvimento. Com efeito, segundo o Relatório de Desenvolvimento Humano, 2007/2008 do PNUD, entre 2000 e 2004, 250 milhões de habitantes de países emergentes e pobres foram afetados em consequência de desastres climáticos hidrometeorológicos, contra 5 milhões dos países desenvolvidos.

¹⁶ - Revista FBMC, nº 0, Ano 1, dezembro 2008.

¹⁷ - Artigo publicado no jornal O Estado de São Paulo, em 24/05/2008.

Ou seja, independentemente das escolhas políticas que façam os países emergentes em relação ao esforço mundial para reduzir drasticamente o fluxo das emissões dos GEE, o fato é que são eles e os países pobres os mais prejudicados com a permanência das atuais rotas de desenvolvimento baseadas em tecnologias altamente emissoras.

Para qualquer risco de desastre climático a desigualdade também é gritante: enquanto nos países desenvolvidos a proporção é de aproximadamente 60 pessoas para cada 100.000 habitantes, entre 2000–2004, nos países em desenvolvimento, esse número é superior a 5.000 para cada 100.000 pessoas (Ibid.).

Note-se, ademais, que ao longo do tempo, eleva-se, consideravelmente, essa desigualdade. Com efeito, 1980-1984 essa proporção era de 2.450 para cada 100.000 e de 50 para cada 100.000, respectivamente (Ibid.).

1.2 Protocolo de Kyoto e a inserção das economias emergentes por meio do MDL

O crescimento das emissões dos países desenvolvidos listados no Anexo 1, sem considerar os países com economias em transição (EITs)¹⁸, corrobora a necessidade de que novos e mais eficazes esforços sejam implementados. Como se pode observar no Gráfico 1, esse crescimento só não foi muito mais elevado devido as reduções das emissões verificadas nos países EITs, que caíram, entre 1990 e 2006, de forma bastante significativa. Sem considerar os EITs, as emissões dos países do Anexo 1 cresceram ao longo de todo o período,

¹⁸ - Países EITs: Bulgária, Croácia, Rep. Tcheca, Estônia, Latvia, Hungria, Polônia, Romênia, Rússia, Eslovênia, Eslováquia, Ucrânia. Como esses países tiveram seus PIBs (produto interno bruto) significativamente reduzidos em razão das transformações econômicas que experimentaram nas últimas décadas, as reduções das emissões dos GEE verificadas não podem ser atribuídas a um esforço deliberado e consistente para reduzi-las, mas sim com resultado natural das substanciais quedas observadas nas atividades econômicas desses países, cujas matrizes energéticas eram predominantemente estruturadas à base de carvão mineral.

atingindo elevações de 10,9% e 9,9%, respectivamente, em 2005 e 2006 em relação a 1990.

Com efeito, exceto entre 1990 e 1991, em todos os demais anos observaram-se elevações na taxa de crescimento das emissões, com destaque para o período entre 1995 e 2006, no qual a taxa de crescimento quase triplicou, passando dos 3,3% registrados entre 1995/1990 para 9,9% entre 2006/2004.

Além disso, verifica-se que, após atingir uma queda de 41,3% no volume de emissões, entre 2000/1990, os países EITs do Anexo 1, desaceleraram esse movimento de queda, reduzindo esse ritmo em 4,3%, entre 2006 e 2000.

O comportamento combinado dos países do Anexo 1, incluindo os EITs, reflete exatamente esses movimentos. Assim, depois de atingir reduções nas taxas de crescimento das emissões em 6,9%, entre 2000/1990, não sustenta esse desempenho e volta a exibir maiores emissões a partir de 2001.

Gráfico 2 - Comportamento das Emissões dos GEE dos países do Anexo 1, excluindo LULUCF¹⁹ (tradução nossa)

Fonte: UNFCCC, 2009. Disponível em

http://unfccc.int/files/inc/graphics/image/gif/trends_including_2008.gif (tradução nossa)

¹⁹ - Uso do Solo e Mudança do Uso do Solo e Florestas.

Evidenciam-se, portanto, as insuficiências das iniciativas adotadas pelos países desenvolvidos listados no Anexo 1, não incluindo os países EITs, para reduzirem as suas emissões dos gases de efeito estufa. Além disso, o problema é agravado, como já mencionado, pelo crescimento das emissões em países emergentes, como a China, Índia e Brasil, países que atualmente não possuem metas quantificadas para reduzirem suas emissões e que resistem em aceitar fixá-las após 2012, e pelo posicionamento dos Estados Unidos que não ratificou o Protocolo de Kyoto.

As expectativas para as próximas décadas não são menos preocupantes. De acordo com as projeções da Agência Internacional de Energia (AIE ou IEA, sigla em inglês), publicadas no WEO (2007), se os governos em todo o mundo mantiverem suas atuais políticas, as necessidades energéticas em 2030 serão 50% superiores às atualmente verificadas, com os combustíveis fósseis dominando o padrão do consumo energético mundial e o inevitável aumento das emissões do dióxido de carbono (CO₂).

Ainda com base nessas análises, no cenário de referência²⁰, a demanda mundial por energia primária aumentará significativamente até 2030, com acréscimo de aproximadamente 6 bilhões de tep, entre 2005 e 2030. As emissões mundiais de CO₂, que em 2005 registraram 27 Gt, crescerão 57%, entre 2005 e 2030, atingindo nesse último ano 42 Gt. O Gráfico 3 ilustra esse comportamento ascendente das estimativas das emissões de dióxido de carbono, considerando o cenário de referência.

²⁰ - Cenário de referência pressupõe a manutenção das atuais políticas governamentais em relação à produção e uso da energia no mundo.

Gráfico 3 - Projeção das Emissões Mundiais de CO₂ no Cenário de Referência
Fonte: IEA, 2007²¹ (tradução nossa)

No cenário alternativo²², que prevê crescimento menor das necessidades energéticas mundiais, as emissões mundiais de CO₂ seriam inferiores às aquelas estimadas para o cenário de referência. O Gráfico 4 mostra que no cenário alternativo as emissões mundiais atingiriam 34 GtCO₂ em 2030, ou seja, 19% abaixo das projeções associadas ao cenário de referência.

Gráfico 4 - Projeção das Emissões Mundiais de CO₂ no Cenário Alternativo
Fonte: IEA, 2007²³ (tradução nossa).

Ainda com base nas informações da IEA (2007), na hipótese do cenário alternativo continuar sendo implementado após 2030, as concentrações dos GEE se estabilizariam em 550 partes por milhão (ppm), com aumento médio de 3°C em relação aos níveis pré-industriais. Para que a estabilização desses níveis seja

²¹ - Key Strategic Challenges

²² - No Cenário Alternativo (IEA, 2007) as políticas governamentais seriam redesenhadas com ênfase na substituição das fontes fósseis de energia por fontes alternativas e na implementação de medidas de eficiência e conservação energética.

²³ - Key Strategic Challenges

de 450 ppm em 2030, que corresponderia a uma elevação média da temperatura de 2,4°C, as emissões de CO₂ deveriam atingir o teto em 2012, reduzindo-se consistentemente até 2030 até atingir 23 GtCO₂ em nível mundial. Não é uma tarefa fácil.

A inserção dos países em desenvolvimento por meio do MDL

Apesar do reconhecimento internacional de que as metas estabelecidas no Protocolo de Kyoto não são suficientes para garantir as reduções de emissões dos GEE nas quantidades necessárias para que o processo de aquecimento do planeta não represente uma séria ameaça para a humanidade, alguns países listados no Anexo 1, cumpriram ou mesmo superaram essas metas, demonstrando que esse é um caminho viável e, portanto, deve ser aprofundado, após 2012.

Nesse sentido, um sumário das avaliações de diversos especialistas em nível mundial, apresentado por Shimada (2004), mostra que todos eles acreditam que o Protocolo de Kyoto é um importante passo e tem transformado de fato o regime da mudança do clima, nacional e internacionalmente. Chama a atenção para o papel que representa, para o cumprimento das metas estabelecidas no Protocolo, o estabelecimento do *European Union's Emissions Trading Scheme* (EU ETS) o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), que se firmaram antes mesmo de o Protocolo entrar em vigor.

Parte das metas de reduções das emissões foi alcançada com a ajuda dos mecanismos de flexibilização²⁴ previstos no Protocolo de Kyoto (UNFCCC, 1997). Esses mecanismos foram criados para ajudar, em caráter complementar, os países listados no Anexo 1 a cumprirem suas metas quantificadas de reduções

²⁴ - Os mecanismos são: Implementação Conjunta (*Joint Implementation – JI*); Comércio de Emissões (*Emissions Trade – ET*) e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL (*Clean Development Mechanism – CDM*).

das emissões dos GEE. Os dois primeiros mecanismos só podem ser utilizados e executados entre os países do Anexo I.

Os países que não fazem parte do Anexo 1 participam apenas do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), que tem como objetivo contribuir para a redução das emissões dos gases de efeito estufa em países em desenvolvimento, ou não Anexo 1, a partir dos investimentos em tecnologias limpas, da busca de maior eficiência energética e do uso de fontes alternativas de energia. (Ibid.)

Por meio do MDL, as atividades de projetos que resultem em redução de emissão, valerão créditos, que poderão ser transacionados no mercado internacional de carbono. Os países em desenvolvimento que atualmente não têm obrigações de redução de suas emissões podem hospedar atividades de projetos que reduzam as emissões dos gases de efeito estufa e contribuam para o desenvolvimento sustentável (Ibid.).

Por sua vez, os países desenvolvidos, que têm obrigações de redução das suas emissões, poderão utilizar os Certificados de Emissões Reduzidas (CER) resultantes das atividades de projetos, para cumprir, parcialmente, seus compromissos quantificados de limitação e redução das emissões desde que certificadas por Entidades Operacionais Designadas (EOD) pelo Comitê Executivo (CE) do MDL (Ibid.)

Observe-se que o MDL ao associar as atividades do projeto à contribuição que possam dar para o desenvolvimento sustentável do país hospedeiro, embutiu a necessidade de que sejam definidos critérios de elegibilidade, por meio dos quais poderão ser identificados os projetos elegíveis como MDL.

Além disso, determinou que as reduções das emissões decorrentes das atividades dos projetos sejam adicionais às aquelas que ocorreriam na ausência do projeto. Assim, para que um projeto seja elegível como MDL é necessário que se enquadre nos critérios de elegibilidade definidos pelo país hospedeiro e, simultaneamente, deve demonstrar que é capaz de gerar adicionalidade, entendida como o volume de gases de efeito estufa que o projeto é capaz de

reduzir ou deslocar, tomando-se como referência uma determinada Linha de Base ou Cenário de Referência.

O conceito de adicionalidade é um elemento chave para o desenvolvimento de projetos no âmbito do MDL. De acordo com o parágrafo 43 do Anexo, Modalidades e Procedimentos para um Mecanismo de Desenvolvimento Limpo: “uma atividade de projeto de MDL é adicional se reduzir emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de MDL registrada”. (UNFCCC, 2001, p.38)²⁵

Ou ainda, conforme definição adotada no Manual de Capacitação Mudança Climática e Projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo: um projeto será considerado adicional quando puder comprovar ou demonstrar que não teria sido implementado na ausência dos incentivos relacionados ao MDL, seja eles de cunho econômico ou tecnológico. (CGEE²⁶, 2008, p. 60)

O Gráfico 5 ilustra esse conceito.

Gráfico 5 - Ilustração do conceito de adicionalidade
Fonte: CGEE, 2008, p. 61

²⁵ - Anexo da Decisão 17/CP.7.

²⁶ - Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. Disponível em:

<http://www.cgee.org.br/publicacoes/mar_cost_php>

Um requerimento básico para os projetos candidatos ao MDL é demonstrar que eles são adicionais, ou seja, suas atividades efetivamente reduzem as emissões dos GEE e os volumes dessas reduções podem ser quantificados, considerando um cenário de referência ou uma linha de base. Assim, nos termos do Anexo 1 sobre modalidades e procedimentos para um desenvolvimento limpo,

linha de base de uma atividade de projeto no âmbito do MDL é o cenário que representa, de forma plausível, as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes que ocorreriam na ausência da atividade de projeto proposta. A linha de base deve cobrir as emissões de todos os gases, setores e categorias de fontes listados no Anexo A que ocorram dentro do limite do projeto. (UNFCCC, 2001, p.38)

O nível de complexidade para a determinação da linha de base de um projeto candidato ao MDL varia em função de algumas de suas características além de outros aspectos como abrangência, delimitação de fronteiras, confiabilidade dos dados disponíveis e dos cenários projetados, entre outras. Quando se trata de projeto que substituirá um empreendimento apenas planejado, a definição da linha de base não é uma tarefa simples, exigindo cuidados especiais para a sua determinação.

Sistemas elétricos hidrotérmicos interligados, predominantemente hídricos, apresentam maior nível de dificuldade, em função das incertezas associadas ao despacho das usinas térmicas convencionais. Tentando responder e superar essas dificuldades o Comitê Executivo (CE) do MDL aprovou, ao longo dos últimos quatro anos, metodologias com o objetivo de mensurar essas emissões.

Os dados mais recentes publicados pelo UNFCCC, 2009²⁷ mostram que os mais de 4.200 projetos candidatos ao MDL apresentados, possam gerar até 2012, 2,9 bilhões de CER. Os 1.462 projetos registrados geraram quase 1,5 bilhão de CER, sendo que desse total a China participa com 56%, a Índia com 12% e o Brasil com 7%.

Atualmente 157 metodologias já foram aprovadas pelo CE do MDL para estimar a linha de base, envolvendo 1.462 projetos registrados e 55 com registro sendo

²⁷ - Disponível em: <<http://cdm.unfccc.int/Statistics/index.html>>, Acesso em: 18/03/2009

requerido. As metodologias relacionadas com projetos da indústria de energia (fontes renováveis e não renováveis) perfazem 27% do total, seguidas das metodologias para projetos de indústrias, com 15% e das metodologias de florestamento e reflorestamento e de manejo e uso do lixo que representam 10% e 9%, respectivamente, do total (UNFCCC, 2009). Ressalte-se que uma metodologia pode estar associada a mais de um escopo.

1.3 Linha de base de projetos MDL conectados a sistemas elétricos: porque a metodologia aplicada precisa ser repensada

Com base em oito metodologias, que foram previamente submetidas e aprovadas, o Comitê Executivo do MDL consolidou, em setembro de 2004, a metodologia ACM²⁸ 0002, a ser aplicada em projetos de geração de energia elétrica que utilizam fontes renováveis de energia a serem conectados a sistemas elétricos.

Entre setembro de 2004 e setembro de 2007, a ACM 0002 passou por diversas revisões e em outubro de 2007 ela foi parcialmente modificada, no que se refere ao cálculo da linha de base de projeto de geração de eletricidade a ser conectado a sistema elétrico. Por meio dessa alteração, independentemente do tipo e escopo do projeto candidato ao MDL, se as atividades do projeto deslocam eletricidade gerada por centrais do sistema elétrico, então, para determinar a linha de base do projeto, deverá ser usado a *Tool to calculate the emission factor for an electricity system*²⁹, aprovado pelo Comitê Executivo do MDL (UNFCCC/CDM, 2007).

Esta ferramenta metodológica determina o fator de emissão do sistema elétrico ou a linha de base que representa quanto da eletricidade gerada pelas usinas do sistema, medido em tCO₂/MWh, será deslocada com a entrada do projeto supostamente mitigador das emissões de gases de efeito estufa. Portanto, ela

²⁸ - Approved Consolidated Methodology

²⁹ - Aprovado na 35ª reunião do Comitê Executivo do MDL, EB 35 Report, Annex 12, v. 01

determina a linha de base (ou o fator de emissão) das atividades de projetos que substituem eletricidade gerada na rede elétrica.

De acordo com essa ferramenta metodológica, o fator de emissão do sistema elétrico, que mede o deslocamento da energia gerada pelas usinas que servem ao sistema elétrico pela entrada do projeto MDL, é calculado com base nos conceitos da margem operacional, da margem de construção e da margem combinada (Ibid.).

A margem operacional é definida pelo conjunto de usinas existentes, cujas gerações podem ser afetadas com as atividades do projeto de MDL. Essa medida é dada pelo fator de emissão da margem operacional, calculado com base nas energias geradas pelas usinas que estão operando na margem do sistema elétrico e nos seus respectivos fatores de emissão que refletem, em última instância, o montante de emissões por unidade de energia que poderá ser deslocado com a entrada do projeto de MDL (Ibid.).

A margem de construção se refere aos empreendimentos cujas construções mais recentes poderão ser afetadas com a implementação das atividades do projeto MDL. O fator de emissão da margem de construção é calculado com base num provável deslocamento das emissões por unidade de energia gerada associado às emissões do conjunto de capacidade adicional ao sistema elétrico que compreende 20% da geração do sistema, recentemente instalada no sistema elétrico (Ibid.).

A margem combinada reflete o fator de emissão do sistema elétrico, sendo calculada pela média ponderada dos fatores da margem operacional e da margem de construção. Os fatores de ponderação sugeridos na ferramenta são variáveis em função das tecnologias de geração do projeto de MDL e do período de obtenção de créditos. Os proponentes também podem propor alternativas dos pesos para consideração do CE do MDL.

Para calcular o fator da margem operacional são sugeridos quatro métodos. Qualquer um deles poderá ser adotado de acordo com as características

específicas do projeto e do grau de informações confiáveis disponíveis em nível do sistema elétrico.

No Brasil o método *c* da *Tool to calculate the emission factor for an electricity system* foi adotado pela Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC) para calcular a linha de base do Sistema Interligado Nacional (SIN). No entanto, ainda subsistem muitos problemas, sobretudo porque tais métodos não levam em conta os cenários projetados das fontes energéticas, em termos do perfil e participação, que no futuro fornecerão a energia elétrica requerida pelo mercado.

Observe-se que os dois parâmetros, acima mencionados, referem-se às usinas que já estão operando na margem ou foram recentemente construídas. Essa abordagem, embora seja bastante acurada, não sinaliza para o comportamento futuro, em termos dos volumes que serão gerados pelo conjunto das usinas que formam a margem operacional e a margem de construção.

No Apêndice A do presente trabalho encontra-se uma descrição detalhada da aplicação dessa ferramenta metodológica pela CIMGC para calcular o fator de emissão do SIN, entre 2006 e 2008.

1.4 Objetivos do trabalho

Essa pesquisa tem como primeiro objetivo discutir e propor um novo referencial metodológico para estimar a linha de base para projetos de MDL a serem conectados a sistema elétrico interligado, a partir de uma visão do *mix* futuro das fontes energéticas que serão responsáveis pelas gerações de energia, nos próximos dez anos.

Objetiva também aplicar essa nova abordagem para calcular as emissões deslocadas pelas atividades de projetos de MDL, supostamente mitigador dos GEE, através do cálculo do Fator de Substituição, medido em tCO_2/MWh .

O Fator de Substituição estima a redução das emissões do sistema elétrico decorrente do deslocamento de parte da energia gerada pelas usinas térmicas convencionais, pela entrada no sistema de usinas que geram energia limpa e/ou pela redução da demanda agregada do sistema elétrico pela implementação de programas/medidas de eficiência energética pelo lado da demanda.

Para tanto, usando um modelo que simula o equilíbrio entre a oferta elétrica e os requisitos de energia previstos para o horizonte de 10 anos de energia calcula-se, inicialmente, as emissões dos GEE do sistema elétrico sem considerar a entrada do projeto de MDL. Na sequência, as emissões do sistema elétrico são novamente calculadas, considerando a entrada do projeto MDL.

O Fator de Substituição é então estimado pela diferença entre as emissões do sistema elétrico sem o projeto e as emissões apuradas após a entrada do projeto MDL dividida pela energia ofertada e/ou reduzida pelas atividades do projeto mitigador dos GEE.

1.5 Justificativa

Sustenta-se nessa tese que é pouco provável, pelo menos em relação ao SIN, que as condições observadas em anos recentes ou atuais se reproduzam no futuro. Ao contrário do que ocorria até poucos anos atrás, em que a expansão do sistema elétrico era basicamente assentada em empreendimentos hidrelétricos, na atualidade desenha-se uma clara tendência à fossilização da matriz do setor elétrico nacional.

A expressão mais contundente dessa tendência se verifica nos resultados dos leilões para o fornecimento de energia nova, onde 60% da oferta adicional serão realizados por usinas térmicas convencionais (gás natural, carvão, óleo combustível e diesel), contra 38% da oferta adicional provenientes de fonte hídrica e, apenas 2% de fonte renovável não convencional (biomassa e eólica), considerando o horizonte de planejamento até 2017.

É importante ressaltar que até 2013, de um total de 14.962 MW médios adicionais, 10.211 MW médios serão gerados pelas usinas térmicas convencionais, representando 68% da expansão do parque elétrico nacional.

Na Tabela 1 são apresentados os resultados dos leilões acima mencionados.

Tabela 1 - Resultados dos leilões A3 e A5 energia nova em MW médios³⁰

	Hidro	Termo Conv.	Biomassa	Energia Renovável	Santo Antônio	Jirau	Total
2008	71	530	31	-	-	-	632
2009	1074	1399	110	-	-	-	2583
2010	889	2166	-	186	-	-	3241
2011	569	1550	61	-	-	-	2180
2012	715	1597	-	-	52	-	2364
2013	121	2969	35	-	392	445	3963
2014	-	-	-	-	607	386	993
2015	-	-	-	-	499	332	832
2016	-	-	-	-	58	219	277
Total	3439	10211	237	186	1609	1383	17065

Cabe destacar ainda o crescimento da geração térmica convencional observada em 2008, cuja quantidade produzida foi mais de duas vezes superior àquela realizada em 2007. Quando comparada a 2004, ano em que foi registrado o segundo maior volume de geração das térmicas convencionais, a geração em

³⁰ - Tabela elaborada a partir das informações disponibilizadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em outubro de 2008.

2008 foi 23% superior. A Tabela 2 apresenta a geração das térmicas convencionais entre 2002 e 2008.

Tabela 2 – Geração Térmica Convencional 2002-2008 MW médios³¹

	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002
SIN	4158	2126	2298	2325	3779	1750	1991

Na Tabela 3 encontram-se os resultados das simulações realizadas pelo modelo de equilíbrio utilizado nesse trabalho, que confirmam essa tendência de alta, indicando que os requisitos médios mensais projetados entre 2008-2017 são crescentes, com algumas inversões, porém superiores às aquelas registrados entre 2002 e 2007.

Tabela 3 – Geração térmica estimada MW médio mensal

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
SIN	4224	3995	4338	4224	4795	5023	3881	4452	5365	6621

Além disso, observa-se que a política operativa do SIN está se modificando no sentido de elevar a curva de aversão ao risco. Caso essa nova visão prevaleça, necessariamente, haverá aumentos nos despachos das térmicas convencionais, na medida em que mais rapidamente os reservatórios atingirão os novos níveis críticos estabelecidos pela curva de aversão ao risco. Com efeito, vale lembrar a decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), de 18 de junho de 2008, aumentando o nível da Curva de Aversão ao Risco (CAR) para os principais reservatórios, 51% para o SE/CO e 35% para o NE.

O Gráfico 6 mostra o ajuste feito na curva de aversão ao risco do subsistema Sudeste - Centro-Oeste (SE/CO), a partir de dezembro de 2007. Se a energia armazenada for inferior aos níveis recomendados pela CAR, então as usinas

³¹ - Tabela elaborada a partir de dados publicados pelo ONS (2008a). Disponível em: http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx

térmicas convencionais serão despachadas com base na Resolução CNPE n°. 08, de 20/12/2007, de garantia de suprimento energético.

Gráfico 6 – Comportamento da Curva de Aversão ao Risco – 2007/2008

— Curva de Energia Armazenada Verificada

— Curva de Aversão ao Risco

Fonte: ONS, 2008 b. Disponível em

http://www.ons.org.br/avaliacao_condicao/curva_aversao.aspx

Tudo somado reforça a necessidade de que novas e mais amplas abordagens metodológicas sejam desenvolvidas que, levando em conta as incertezas associadas ao despacho hidrotérmico futuro do SIN, sejam capazes de expressar de forma realista e mensurável, os cenários futuros do *mix* das usinas que comporão a margem operacional do SIN.

A presente proposta metodológica apóia-se ainda nos parágrafos 45(e) e 46 das Modalidades e Procedimentos para um Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, segundo os quais a linha de base deve ser estabelecida

levando em conta as políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais pertinentes, tais como as iniciativas de reforma setorial, a disponibilidade local de combustíveis, os planos de expansão do setor elétrico e a situação econômica do setor do projeto (UNFCCC, 2001, p.38)

O parágrafo 46 estabelece que “a linha de base pode incluir um cenário no qual as futuras emissões antrópicas por fontes são projetadas acima dos níveis atuais, em razão das circunstâncias específicas da Parte anfitriã” (Ibid., p.38).

Nessas condições, além das informações sobre os fatores de emissões observados, os proponentes dos projetos (entidades públicas e privadas) precisam desenvolver e/ou adotar ferramentas qualitativas e quantitativas de análise e avaliação sobre o comportamento futuro dos fatores de emissões. O desenvolvimento de tais ferramentas e o acesso a elas aos formuladores de política, empresas e consultores que desenvolvem projetos de MDL justifica-se pelas seguintes razões:

- 1 – O setor elétrico brasileiro, algumas instituições de pesquisa e empresas privadas já dispõem de base de dados e de modelos que simulam o futuro despacho hidrotérmico do SIN, com razoável grau de confiabilidade;
- 2 – Parte importante do planejamento da expansão da oferta do setor elétrico, no horizonte de cinco anos, baseia-se nos resultados dessas simulações, em particular nos resultados do Newave;
- 3 – Há documentação oficial de planejamento da expansão, o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – PDEE, contendo informações detalhadas sobre as necessidades de geração para atendimento aos requisitos de mercado, para o horizonte de 10 anos de planejamento;
- 4 – Calcular as emissões dos GEE associadas a esses despachos torna-se um processo simples, seguro e de baixo custo, desde que sejam obtidos os resultados das simulações relativas ao provável despacho hidrotérmico futuro;
- 5 – Considerando o cenário de continuidade do Protocolo de Kyoto após 2012, que é o mais provável de ocorrer, crescentemente o Brasil precisará ampliar o seu portfólio de projetos que reduzem emissões dos GEE, seja para ampliar a sua participação no mercado de carbono, seja pelo desenvolvimento de programas voluntários, seja para cumprir metas quantificadas de redução das emissões.

O presente trabalho é uma proposição nessa direção.

1.6 Organização do trabalho

O presente trabalho foi estruturado em sete capítulos, quatro apêndices e três anexos, listas de tabelas, gráficos e siglas e referências bibliográficas e consultadas, além desse Capítulo 1 de Introdução, que trata da relevância do tema e da importância do Protocolo de Kyoto e do MDL na atualidade e após 2012, anuncia o objetivo e a justificativa do trabalho e descreve a estruturação do mesmo, em termos de desenvolvimento, conclusões, limitações e recomendações.

No Capítulo 2 são apresentadas as principais conclusões dos Grupos de Trabalho II e III do Quarto Relatório de Avaliação do IPCC, relativamente às vulnerabilidades e medidas de adaptação e mitigação das emissões dos GEE. Fornece ainda, com base nos cenários projetados pelo RECE e pelo Relatório Stern³², as informações sobre o comportamento mundial das emissões nas próximas décadas, os custos e os co-benefícios associados à adoção de novas políticas e ações para reduzir as taxas de crescimento das emissões dos GEE, nas próximas duas décadas. O Capítulo 2 é finalizado com uma discussão dos principais temas abordados internacionalmente e sobre as expectativas e propostas desenvolvidas para o pós-2012, ano que se encerra o primeiro período do Protocolo de Kyoto, com base nas informações, cenários e análises desenvolvidas pela IEA, 2008.

O Capítulo 3 explora o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), com ênfase nos procedimentos e condicionantes para a determinação da linha de base e da adicionalidade de projetos candidatos ao MDL. Apresenta as estatísticas das metodologias aprovadas por escopo de projetos, analisa os resultados em nível internacional e fornece uma visão panorâmica sobre o mercado internacional de carbono e o MDL no Brasil, em relação aos projetos aprovados e escopo desses projetos e as linhas gerais do Plano Nacional de

³² - O Relatório Stern – Economia das Mudanças Climáticas, publicado em 2007, foi encomendado pelo Governo Britânico como uma contribuição para avaliar as evidências e construir um entendimento sobre a economia das mudanças climáticas no mundo.

Mudanças Climáticas (PNMC) elaborado sob a coordenação Ministério do Meio Ambiente.

O Capítulo 4 apresenta a metodologia do modelo integrado de equilíbrio (MEI) utilizado no presente trabalho para calcular as emissões do SIN para o período entre 2008-2017 e estimar os fatores de substituição ou linha de base de projetos candidatos ao MDL a serem conectados a sistemas elétricos. Mostra também as vantagens e as limitações do uso desse tipo de modelo para atender aos objetivos do trabalho e apresenta a validação dele, simulando seus resultados para o período entre 2004-2008. Compara esses resultados com os dados efetivamente realizados dos níveis de armazenamento dos reservatórios, preço e geração de energia elétrica das térmicas flexíveis que servem ao SIN.

O Capítulo 5 mostra o desenvolvimento do referencial metodológico proposto no presente trabalho, para calcular as emissões deslocadas pelas atividades de um projeto candidato ao MDL conectado a um sistema elétrico hidrotérmico, predominantemente hídrico, com base numa visão prospectiva do *mix* das fontes energéticas que, provavelmente, serão responsáveis pelo fornecimento da energia elétrica requisitada pelo mercado.

Apresenta, detalhadamente, o conceito e a aplicabilidade da metodologia, fornece os parâmetros a serem calculados e os procedimentos para a determinação da linha de base prospectiva de sistema elétrico interligado, pelo cálculo das emissões totais anuais e para horizonte do estudo, na configuração de base.

Na sequência, apresenta os procedimentos para estimar as emissões deslocadas pelas atividades do projeto MDL, calculando o Fator de Substituição de Emissão (FS) associado ao deslocamento da eletricidade fornecida pelas usinas térmicas convencionais existentes na configuração de base. Oferece ainda os critérios para determinar o risco associado ao Fator de Substituição, pelo cálculo do Fator de Substituição Descontado (FSD).

Aplicação da proposta metodológica é feita no Capítulo 6, para estimar as emissões totais e as emissões por unidade de energia (MWh) do SIN, entre 2008 e 2017, em termos anuais e para o conjunto do período, a partir da configuração de base definida. Em seguida são apresentados os experimentos realizados para calcular os fatores de substituição do SIN após a entrada de quantidades de energias não emissoras e/ou reduções na demanda agregada, considerando a implementação de programas/medidas de eficiência energética. A última parte desse Capítulo discute os resultados encontrados, comparando com aqueles obtidos com a aplicação da ferramenta aprovada pelo Comitê Executivo (CE) do MDL e com os resultados apresentados em outros trabalhos.

No Capítulo 7 são apresentadas as Conclusões, Limitações e Recomendações do trabalho, seguido das Referências Bibliográficas e das Referências Consultadas, dos Apêndices e dos Anexos.

Capítulo 2 Aquecimento global: vulnerabilidades e políticas de mitigação no contexto do pós-2012

Neste Capítulo são apresentadas as principais conclusões do Quarto Relatório de Avaliação do IPCC e do Relatório Stern, relativamente às vulnerabilidades e medidas de adaptação e mitigação das emissões dos GEE. Fornece ainda um panorama das expectativas sobre o comportamento mundial das emissões nas próximas décadas e dos custos para reduzir as emissões. O Capítulo 2 é finalizado com uma discussão sobre as expectativas e propostas para o pós-2012, ano que se encerra o primeiro período do Protocolo de Kyoto, com base nas informações, cenários e análises desenvolvidas pela IEA (2008).

2.1 A guisa de introdução

Apesar do reconhecimento de que o aquecimento global provocado pelas emissões antrópicas é um problema grave, que precisa ser enfrentado urgentemente, sob pena de que sérios desequilíbrios climáticos possam ocorrer, sobretudo a partir da segunda metade do século XXI, uma questão de natureza ética se coloca preliminarmente: deve-se fazer alguma coisa em relação às mudanças climáticas?³³

A resposta a essa pergunta depende da avaliação que fazem as pessoas, os segmentos sociais e os governos nacionais em relação ao preço que se deve pagar, para assegurar que as gerações futuras não sejam vítimas dos danos causados pelo aquecimento global. Ainda que não se pretenda que assuntos de natureza ética alcancem amplos consensos, aparentemente, está prevalecendo, em nível global o princípio ético de que é necessário reduzir as emissões dos

³³ - Sobre a reflexão da questão ética envolvida na decisão do que, como e quanto gastar para reduzir o perigo de mudanças climáticas consideradas perigosas para o planeta são importantes os trabalhos de BROOME, 2006; MONBIOT, 2006; WEITZMAN, 2007.

GEE e compensar as pessoas que já foram prejudicadas com as mudanças climáticas provocadas pelo aquecimento global (BROOME, 2008).

Portanto, considerando que há hoje um entendimento majoritário mundial, que aponta para a necessidade de que ações rápidas e eficazes sejam implementadas para combater as mudanças climáticas provocadas pelas atividades humanas, mais três outras questões se colocam:

- a) Quanto custa e como estabilizar os gases de efeito de estufa na atmosfera;
- b) Como resolver os problemas políticos envolvidos na gestão da transição para uma economia de baixas emissões de carbono;
- c) Como garantir que as sociedades possam adaptar-se às conseqüências das alterações climáticas que já não podem ser evitadas (STERN, 2008a).

2.2 O que se sabe sobre os impactos das mudanças climáticas

De acordo com as conclusões expostas no Relatório Stern, o custo de não agir rapidamente será muito mais alto para o mundo do que os custos envolvidos com a decisão global de transitar para uma economia baseada em baixas emissões de carbono. Ignorar as mudanças climáticas, ao longo das próximas décadas, alerta esse documento

poderá criar riscos de grandes perturbações da atividade econômica e social, neste e no próximo século, em uma escala semelhante àquela associada com as grandes guerras e à depressão econômica da primeira metade do século 20. E será difícil ou impossível inverter estas mudanças (STERN, 2008b³⁴, p.vi, tradução nossa).

Além disso, o texto do relatório aponta para o fato de que as ações pró-descarbonização, não se conflitam com os objetivos de crescimento econômico

³⁴ - Sumário de Conclusões

dos países. Ao contrário, podem contribuir para novos e mais sustentáveis padrões de crescimento econômico para países pobres e ricos³⁵.

Quanto menos ações os países implementarem hoje para mitigar e combater os efeitos das mudanças climáticas, maiores ou mesmo irreversíveis serão os efeitos dessas mudanças sobre o futuro da humanidade. Nesse sentido, chama a atenção para o fato de que a continuidade do cenário atual, em termos dos fluxos de emissões dos GEE, poderia levar a que a temperatura do planeta aumentasse acima dos 5° C, até o final do século 21, com consequências desconhecidas para a humanidade (STERN, 2008b).

O relatório Stern destaca ainda que as atuais concentrações dos GEE sejam equivalentes a 430 ppm de CO₂-eq. Esse nível de concentração já causou uma elevação da temperatura da Terra em 0,5° C e levará, por inércia, a que mais meio grau de temperatura ocorra nas próximas décadas (STERN, 2008a).

Além disso, estima que se as atuais taxas de aumento das concentrações dos GEE forem crescentes, o estoque de gases de efeito estufa na atmosfera atingiria, já em 2035, 550 ppm CO₂-eq, o dobro dos níveis pré-industriais e continuaria a crescer depois. Mantidas as atuais tendências a média global da temperatura crescerá entre 2 e 3°C nos próximos 50 anos, tomando-se por base os níveis de temperatura registrados no período pré-industrial, entre 1750 - 1850 (Ibid.).

De acordo com as informações publicadas no Quarto Relatório de Avaliação do IPCC (2007), entre 1970 e 2004, as emissões globais de todos os GEE, ponderadas pelo seu potencial de aquecimento global, aumentaram em 70%, passando de 28,7 para 49 GtCO₂-eq. (IPCC, 2007a)

Ressalte-se que só entre 1990 e 2004 esse aumento foi de 24%. O setor de oferta de energia liderou essa elevação, com 145%, entre 1970 e 2004, seguindo-se pelo setor de transporte, com 120%, da indústria, com 65% de

³⁵ - Sobre o financiamento internacional para a transição para uma economia *low carbon* ver estudo desenvolvido por WATSON, R.(2007) para o Banco Mundial.

elevação de suas emissões e do uso e mudança do uso da terra e florestas, com 45% (Ibid.).

O efeito nas emissões globais da redução da intensidade do uso global de energia, de 33%, entre 1970 a 2004 foi menor do que “o efeito combinado do aumento da renda global (77%) e do crescimento da população global (69%), ambos geradores das crescentes emissões de CO₂ relacionadas com a energia” (IPCC, 2007b, p.4, tradução MCT).

Do ponto de vista das conseqüências das mudanças climáticas que já estão ocorrendo e que deverão se aprofundar em nível global caso medidas de mitigação das emissões não forem efetivamente implementadas, segundo o Relatório Stern (2008a, p. vi), destacam-se:

- Aumento do risco de inundações e redução do suprimento de água pelo degelo dos glaciares, sendo esperados impactos negativos sobre os povos que vivem no subcontinente indiano, partes da China e nos Andes;
- Redução da produtividade das culturas, especialmente na África, o que pode deixar centenas de milhões de pessoas sem a capacidade de produzir ou comprar comida suficiente. Em médias e altas latitudes, as colheitas podem aumentar se a temperatura subir moderadamente. Acima de 4°C a produção global de comida será seriamente afetada;
- A elevação de doenças como malária e dengue podem se tornar mais generalizadas em latitudes mais elevadas, pela elevação da temperatura;
- O aumento do nível do mar, prevendo-se que grandes inundações afetarão dezenas e até centenas de milhões de pessoas, com aquecimento de 3 ou 4°C. Segundo algumas estimativas, em torno de 200 milhões de pessoas, até meados do século, podem se tornar permanentemente deslocadas devido a subida do nível do mar, grandes inundações e períodos de seca mais intensos;
- Espera-se também que os ecossistemas marinhos sofram efeitos negativos importantes com a acidificação oceânica, que resulta diretamente do aumento dos níveis de dióxido de carbono. Entre 15 a 40%

das espécies estarão, potencialmente, ameaçadas de extinção, caso a temperatura seja elevada em apenas 2°C.

Na Figura 1 os efeitos esperados sobre produção de alimentos, disponibilidade de água, ecossistemas, litoral e saúde em função da elevação da temperatura média do planeta, elaborada pelo Grupo II do IPCC, 2007.

Figuras 1 - Principais impactos em função da elevação da temperatura global média
Fonte: IPCC, 2007c (tradução MCT)

Embora a identificação do rebatimento das mudanças climáticas em nível regional seja mais difícil, o relatório Stern ressalta a possibilidade de que as mudanças climáticas afetem fenômenos naturais regionais, como as chuvas de monções no sul da Ásia e o El Niño, trazendo graves consequências para a disponibilidade hídrica, maiores inundações nas regiões tropicais, ameaçando a vida de milhões de pessoas. Estudos sugerem ainda que a floresta amazônica venha a se tornar vulnerável às alterações climáticas, com alguns modelos projetando secagem significativa nesta região.

Além disso, como os impactos do aquecimento global são desigualmente distribuídos, eles afetariam de forma mais significativa e mais rapidamente os países e as populações mais pobres, que sabidamente possuem baixa capacidade de resposta e de adaptação às alterações climáticas (STERN, 2008a).

Destaque-se que apesar da implementação de uma série de políticas, visando combater as mudanças do clima para garantir a segurança energética e incentivar o desenvolvimento sustentável, muitas das quais têm sido eficazes na redução das emissões de gases de efeito estufa, elas não foram ainda suficientes para evitar o aumento das emissões globais nas quantidades necessárias para que sejam evitadas mudanças climáticas perigosas à manutenção do equilíbrio energético do planeta.

Nessas condições, para enfrentar alguns desses fenômenos que já estão ocorrendo, restam apenas aos governos e à sociedade discutir e identificar os caminhos para mitigar as emissões dos GEE, buscar as soluções para adaptar-se e evitar que eventos mais graves e irreversíveis venham a ocorrer nas próximas décadas.

De acordo com os cenários do Relatório Especial sobre Cenários de Emissões (RECE)³⁶ do IPCC, Gráfico 7, que não consideram políticas adicionais de mitigação ao longo do período da projeção, são estimadas elevações das emissões dos GEE na faixa de 9,7 GtCO₂-eq a 36,7 GtCO₂-eq, entre 2000 e 2030. Em todos os cenários

projetam-se que os combustíveis fósseis mantenham sua posição dominante na matriz energética global até 2030 e posteriormente” e que [...] “dois terços a três quartos desse aumento das emissões de CO₂ relacionadas com a energia sejam provenientes das regiões não-Anexo I (IPCC, 2007b, p.5).

³⁶ - Os cenários do RECE não envolvem iniciativas adicionais em relação ao clima, o que significa que nenhum cenário adota explicitamente a implementação da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima ou as metas de redução de emissões do Protocolo de Kyoto.

Gráfico 7 - Emissões antropogênicas mundiais dos GEE. Cenários RECE e Pós- RECE³⁷
 Fonte: IPCC, 2007b, p.9

Observe-se que de acordo com os cenários RECE, em 2030, as emissões globais de todos os GEE, serão, no mínimo, 24% superiores àquelas registradas no ano 2000, podendo quase duplicar, se a trajetória de crescimento das emissões se comportasse conforme prevê o cenário A1F1³⁸. As projeções dos cenários pós- RECE, considerando os valores da mediana, as emissões globais seriam 37 % superiores aquelas registradas em 2000.

Em 2100, a expectativa é de que, em pelo menos em dois cenários - A1T e B1 - as emissões totais sejam significativamente inferiores àquelas registradas no ano 2000. Cabe destacar, no entanto, que nos cenários pós - RECE projetam-se crescimento significativo e continuado das emissões para 2030 e para 2100, exceto para o 5º percentil.

³⁷ - Pós – RECE refere-se aos cenários encontrados na literatura, projetados após a publicação do Terceiro Relatório de Avaliação (TRA) do IPCC, em 2001.

³⁸ - Ver no Anexo A - Quadro SFP 1, a descrição das principais características e premissas adotadas para a construção desses cenários

No cenário de referência projetado pela IEA (2008) as emissões totais dos GEE são estimadas para aumentarem 35%, de 44,2 Gt CO₂-eq para 56,6 Gt CO₂-eq em 2030. Observe-se que esse cenário, o cenário B1 do RECE e o cenário representado pela mediana do pós-RECE (Gráfico 7) projetam para 2030 volumes de emissões totais dos GEE muito semelhantes, entre 55 e 57 Gt CO₂-eq.

2.3 Mitigação e custos da estabilização das concentrações dos GEE na atmosfera

Estimar os custos e riscos associados às mudanças climáticas e estabelecer a relação custo/benefício são instrumentos que embora não respondam sobre o que a sociedade deve fazer para mitigar as mudanças climáticas é uma parte importante da resposta.

Muitos desses custos e benefícios podem ser mensurados com razoável grau de acerto, mesmo para situações muito complexas. Buscando mensurar e avaliar os custos das mudanças climáticas sobre o PIB mundial e identificar co-benefícios associados a ações e medidas para mitigar os efeitos dessas mudanças, em médio e longo prazo o Relatório Stern e o 4º Relatório de Avaliação do IPCC apresentaram uma vasta gama de informações e análises, a partir das quais se tornou possível um entendimento mais abrangente sobre o assunto.

Custos e co-benefícios segundo o Relatório Stern

Partindo da premissa de que embora não seja possível prever com absoluta certeza quais as consequências das mudanças climáticas no futuro, o Relatório Stern observa que existe na atualidade conhecimento suficiente para avaliar os riscos inerentes a essas mudanças. Mais: reconhece que os efeitos das ações

realizadas no presente têm apenas uma pequena repercussão sobre o clima nos próximos 40 a 50 anos. No entanto, afirma que a não ação nos próximos 10 a 20 anos pode ter um profundo e negativo efeito sobre o clima, sobretudo a partir da segunda metade do século XXI.

A idéia central é que ações fortes e rápidas para mitigar os efeitos do aquecimento global devem ser vistas não como custos, mas sim como investimento. Ou seja, o custo incorrido no presente e nas próximas décadas poderá evitar o risco de severas consequências relacionadas aos desequilíbrios climáticos, no futuro. Observa ainda que se os investimentos forem feitos desde já, eles são gerenciáveis e viáveis, na medida em que possibilitam também novas oportunidades de negócios, emprego e renda, promovendo crescimento econômico e desenvolvimento social.

De acordo com as estimativas do Relatório Stern, a estabilização das concentrações atmosféricas em 550 ppm de CO₂-eq exigiria que as emissões globais atingissem um pico nos próximos 10 a 20 anos, caindo depois a um ritmo de pelo menos 1 a 3% ao ano. Em 2050, as emissões globais teriam de se situarem 25% abaixo dos níveis atuais (STERN, 2008a).

Para estabilizar em 450 ppm CO₂-eq, as emissões globais atingiriam um pico nos próximos 10 anos, caindo depois em mais de 5% ao ano, até alcançarem, em 2050, níveis 70% inferiores aos atualmente registrados. O relatório destaca ainda que os cortes terão de ser feitos no contexto de um mundo cuja economia, em 2050, poderá ser 3 a 4 vezes maior do que é hoje (STERN, 2008a).

Nesse mesmo sentido, de acordo com as análises e cenários projetados pelo IEA (2008a), caso não sejam adotadas urgentes medidas de redução das emissões dos GEE as concentrações do dióxido de carbono na atmosfera dobrarão, passando de 380 ppm em 2005 para 700 ppm no final do século XXI. Considerando todos os GEE, a não ação levaria o nível das concentrações para 1000 ppm de CO₂-eq, com estimativa de elevação da temperatura do Planeta em 6°C. As ações de mitigação no setor energético, que atualmente é responsável

por 61% das emissões dos GEE, serão fundamentais para que até 2030, as concentrações dos GEE na atmosfera não ultrapassem 450 ppm ou 550 ppm.

Stern destaca ainda que, apesar do grande volume de cortes necessários, o custo de uma ação forte e rápida custaria, anualmente, algo em torno de 1% do PIB mundial, até 2050. Revelou também que, se essas medidas para reduzir as emissões dos GEE não forem adotadas desde já, a implementação delas mais adiante não produziria os efeitos desejados para garantir os níveis de concentração dos GEE entre 450 e 550 ppm, em 2050, ou, no limite, a não ação poderia levar o Planeta a experimentar mudanças climáticas irreversíveis.

Anuncia o relatório:

Utilizando os resultados de modelos econômicos formais, a análise estima que, se não agirmos, os custos globais e os riscos das alterações climáticas será equivalente à perda de pelo menos 5% do PIB mundial por ano, agora e sempre. Levando-se em conta uma gama mais vasta de riscos e impactos, as estimativas de danos poderão atingir 20% do PIB ou mais (STERN, 2008b, p. vi, tradução nossa).

E vai mais adiante: considera que é indispensável que a ação seja forte, global e baseada em uma visão em acordos e metas de longo prazo compartilhadas, criando, dessa forma, efeitos sinérgicos entre as ações em nível nacional, regional e internacional.

Como algumas mudanças são inevitáveis que ocorram nas próximas duas a três décadas, o Relatório sugere melhorar as informações, o planejamento e a infraestrutura. Se cada país tentar resolver individualmente mais recursos serão necessários investir e mais pressão trará sobre os recursos a cada dia mais escassos (STERN, 2008b).

As mudanças climáticas apesar de afetarem todos os países são muito mais impactantes nos países mais pobres, tendo em vista a reduzida capacidade de resposta que esses países possuem para adotarem medidas para superar os efeitos das mudanças climáticas e minimizar custos (Ibid.)

Os elementos-chave do futuro quadro internacional incluem ações fortes para alargar o comércio de emissões em todo o mundo, redirecionando os fluxos dos recursos oriundos desse comércio para apoiar a transição dos países em desenvolvimento para uma economia de baixa emissão; intensificar a cooperação tecnológica para aumentar a eficácia dos investimentos em inovação em todo o mundo, sobretudo para incentivar a implantação de tecnologias com baixas emissões de carbono e que aumentem a eficiência energética; ampliar a gama de medidas para reduzir o desmatamento e, integrar as políticas de adaptação à política de desenvolvimento dos países (STERN, 2008b)

Custos e co-benefícios segundo o Relatório de Avaliação do Grupo III de IPCC

Segundo o Relatório do Grupo III do IPCC (2007b), para estabilizar as concentrações dos GEE na atmosfera em 450 ppm de CO₂-eq, emissões teriam que atingir um pico nos próximos anos e cair, sistematicamente, a um média anual de 6% ou mais. Para se ter uma idéia do tamanho desse esforço, as emissões per capita médias mundiais teriam que cair das atuais 7 tCO₂-eq para 2 toneladas por volta de 2050. Isso significaria que em 2050 as emissões registrariam uma queda de 50 e 85 %, em relação aos níveis observados no ano 2000.

O IPCC, partindo do conceito de potencial de mitigação desenvolvido para avaliar a escala das reduções dos GEE que poderiam ser feitas, calculou o potencial de redução das emissões, considerando o potencial de mercado e o potencial econômico. O primeiro foi avaliado com base nos custos e nas taxas de retorno privadas e o segundo com base nos custos e benefícios e nas taxas de retorno sociais, supondo que a eficiência do mercado melhore com a implementação de políticas e medidas e que as barreiras sejam removidas. Os potenciais de

mercado e econômico foram calculados com base nas abordagens *top-down* e *bottom-up*³⁹.

Os modelos usados pelo IPCC para avaliar o potencial de mitigação assumiram as seguintes premissas:

- ✓ Menor custo para os portfólios de mitigação;
- ✓ Livre comércio global de emissões;
- ✓ Implementação perfeita das medidas de mitigação ao longo do século XXI.

Esses modelos não consideram os benefícios climáticos nem os co-benefícios das medidas de mitigação ou as questões de equidade.

Os Gráficos 8a e 8b apresentam os resultados encontrados da relação entre o custo e o potencial estimado de mitigação com o uso das abordagens *bottom-up* e *top-down*, respectivamente.

Gráfico 8a- Potencial Estimado Abordagem bottom-up

Fonte: IPCC, 2007b, p.15

Gráfico 8b- Potencial Estimado Abordagem top-down

Fonte: IPCC, 2007b, p.15

³⁹ - Os estudos *bottom-up* são setoriais, baseados em opções tecnológicas e em regulamentações específicas. Os estudos *top-down* usam quadros globais e informações agregadas sobre as opções de mitigação. (IPCC, 2007c)

Os resultados dos estudos mostram que, qualquer que seja a abordagem considerada, há um significativo potencial econômico global de mitigação dos GEE, ao ponto de afirmar-se que, a depender da eficácia no aproveitamento desse potencial, o crescimento esperado das emissões dos GEE nas próximas décadas poderia ser mais do que compensado pelas reduções provenientes das ações de mitigação.

Fica claro também que a um custo menor do que \$20, mesmo para as extremidades baixas das faixas, o potencial de mitigação é de quase 10 Gt CO₂ –eq, em 2030. A um custo de até \$50, esse potencial poderá atingir volumes de mais de 15 GtCO₂ –eq. Para as extremidades altas das faixas, os potenciais de mitigação seriam de pouco mais de 17tCO₂ –eq, para custo menor do que \$20 e entre 23 GtO₂ –eq e pouco mais de 25 GtO₂ –eq, para as duas abordagens, com custo até \$50

Atualmente inúmeras tecnologias se encontram disponíveis, com mais desenvolvimentos esperados até 2030, que podem ou poderão ser aplicadas para mitigar as emissões dos GEE em diversos setores da economia mundial.

Os potenciais de mitigação por região e setor, como função do preço do carbono em 2030, com base em estudos *bottom-up*, em relação às respectivas linhas de base adotadas nas avaliações do setor são apresentados na Figura 2.

Observe-se que o maior potencial para a aplicação de medidas de mitigação encontra-se no segmento de edificações, entre 5,3 e 6,7 GtCO₂–eq/ano, indicando mais uma vez a importância das políticas e medidas de eficiência energética para combater o aquecimento global⁴⁰.

Como as alocações dos potenciais de mitigação foram feitas pelo uso final das emissões, as emissões do uso de eletricidade foram contabilizadas nos setores de uso final e não no setor de oferta de energia. Para estimar o potencial de

⁴⁰- Recentes estudos desenvolvidos por Figueras e Philips (2007), Hinostroza, et al., (2007) mostram também a importância e o baixo custo, na comparação com outras iniciativas, das ações de eficiência energética e conservação para reduzir as emissões dos GEE. Esses estudos recomendam que sejam adotados novos procedimentos com vistas a reduzir os custos e facilitar a implementação desse tipo de projeto, no âmbito do MDL.

mitigação dos setores foram usadas diversas linhas de base associadas aos cenários do RECE, exceto para a oferta de energia e transporte, para os quais a linha de base utilizada foi a do WEO (2004).

Figura 2 - Potencial de mitigação por região e setor
Fonte: IPCC, 2007b, p.18 (tradução nossa)

Os custos para 2030, considerando as trajetórias de emissões de 445 e 710 ppm CO₂-eq, são estimados em um intervalo entre 3% do PIB global e um pequeno aumento, em relação a linha de base. Na Tabela 4 encontram-se as reduções esperadas do PIB global associadas aos diferentes níveis de estabilização em longo prazo.

Tabela 4 - Custos macroeconômicos globais estimados para 2030

Níveis de estabilização (ppm CO ₂ -eq)	Redução média do PIB (%)	Faixa de redução do PIB (%)	Redução das taxas anuais médias de crescimento do PIB (pontos percentuais)
590-710	0,2	-0,6 - 1,2	< 0,06
535-590	0,6	0,2 - 2,5	< 0,1
445-535	Não disponível	< 3	<0,12

Fonte: IPCC, 2007b, p.19

É importante destacar que os custos estimados pelos modelos podem ser significativamente menores, segundo o próprio relatório do IPCC, a depender do sistema fiscal existente e do perfil de gastos das receitas. Se, por exemplo, as receitas provenientes de impostos de carbono e licenças leiloadas forem usadas

para promover tecnologias de baixa emissão de carbono ou, se forem destinadas a reformar os impostos existentes isto ajudará a reduzir os custos da mitigação.

Fundamental também será promover uma ampla revisão sobre os atuais padrões de consumo, por meio de difusão de uma nova cultura, que priorize a conservação dos recursos por meio da implementação de programas de eficiência energética e do planejamento urbano, que são elementos de base para a construção de uma nova economia descarbonizada.

Além disso, os estudos vislumbram a possibilidade de que um grande incentivo ao uso de tecnologias *low carbon*, induzam a uma grande mudança tecnológica que por seu turno gerariam custos mais baixos no futuro, ainda que isso signifique maiores investimentos no presente.

Na Figura 3 são apresentadas as reduções cumulativas de emissões para medidas alternativas de mitigação entre 2000 a 2030 (painel à esquerda) e 2000 a 2100 (painel à direita). Nesta Figura são apresentados os cenários ilustrativos de quatro modelos (AIM, Image, IPAC e Message), visando à estabilização em níveis para o intervalo entre 490 - 540 ppm CO₂-eq e 650 ppm CO₂-eq, respectivamente. As barras escuras denotam reduções para uma meta de 650 ppm CO₂-eq e as barras claras, as reduções adicionais para que se atinja o nível de 450 - 540 ppm CO₂-eq.

Figura 3 - Reduções cumulativas de emissões estimadas por tipo de projeto em quatro modelos
 Fonte: IPCC, 2007b, p.31 (tradução nossa)

O IPCC estimou que os custos globais para mitigar as emissões dos GEE, considerando uma meta de redução entre 445 e 710 ppm CO₂-eq, em 2050, variando entre uma redução de 5,5% do PIB mundial a um ganho de 1% desse mesmo agregado. Essas variações dos custos econômicos em função dos níveis de concentrações atmosféricas admitidas são apresentadas na Tabela 5.

Observe-se, no entanto, que a avaliação dos custos e dos benefícios associados à mitigação depende do modo como é projetada a curva de custos da mitigação. Assim, se a curva desses custos cresce lenta e regularmente, uma mitigação posterior e menos rigorosa será economicamente justificável; se, ao contrário, a curva de custo do dano aumentar brusca e irregularmente, por exemplo, apresentar patamares de vulnerabilidade ou pequenas probabilidades de eventos catastróficos, uma mitigação mais cedo e mais rigorosa será economicamente justificável (IPCC, 2007b).

Portanto a tomada de decisão sobre o nível adequado da mitigação é um processo que envolve gestão de risco, visando equilibrar “os custos econômicos de reduções mais rápidas de emissões no presente com os correspondentes riscos climáticos em médio e longo prazo decorrentes da demora” (IPCC, 2007b, p. 32).

Tabela 5 - Custos macroeconômicos globais estimados em 2050 para trajetórias de menor custo

Níveis de estabilização (ppm CO ₂ -eq)	Redução média do PIB (%)	Faixa de redução do PIB (%)	Redução das taxas anuais Médias de crescimento do PIB (pontos percentuais)
590-710	0,5	-1 a 2	< 0,05
535-590	1,3	levemente negativa a 4	< 0,1
445-535	não disponível	< 5,5	< 0,12

Fonte: IPCC, 2007b, p.32

É extenso e diversificado o rol de políticas e instrumentos que podem ser utilizadas pelos governos para incentivar as medidas de mitigação. A aplicação dessas políticas, no entanto, depende das especificidades nacionais e do modo como as forças sócio-econômicas, políticas e culturais interagem nos processos decisórios públicos e privados dos países. No entanto, qualquer que sejam as circunstâncias nacionais a aplicação das políticas e instrumentos para a mitigação devem atender aos seguintes critérios⁴¹:

- Eficácia ambiental;
- Eficácia em relação aos custos;
- Efeitos de distribuição, inclusive a equidade;
- Viabilidade institucional.

A observância da aplicação desses critérios na formulação das políticas e na criação dos instrumentos elevará o grau de sustentabilidade e eficácia das medidas e ações implementadas.

⁴¹- Esses critérios foram estabelecidos com base na experiência internacional acumulada. Mais detalhes são encontrados no Relatório de Avaliação do Grupo II do IPCC, 2007 (IPCC, 2007c).

2.4 O efeito mitigador das OPORTUNIDADES sobre os custos da mitigação

Desde a realização da Conferência do Clima, em 1992, o tema da mudança do clima vem experimentando sucessivos avanços, tanto do ponto de vista científico, cuja síntese mais abrangente se encontra nas publicações elaboradas nos quatro relatórios de avaliação publicados pelo IPCC, quanto do ponto de vista político, materializadas na Convenção-Quadro das Nações Unidas para a Mudança do Clima - CQNUMC, na aprovação do Protocolo de Kyoto, em 1997 e nas reuniões e decisões assumidas pelos países reunidos em catorze COP, anualmente realizadas, desde 1994.

Fruto desses esforços se consolidou, em nível mundial, a compreensão e a consciência de que as mudanças climáticas, que já estão ocorrendo e que poderão ocorrer com muito mais intensidade nas próximas décadas, representam uma séria ameaça para o equilíbrio energético do Planeta. A compreensão mais atualizada é a de que, se ações fortes e rápidas de mitigação não começarem a ser implementadas desde já, as conseqüências do aquecimento global poderão se tornar irreversíveis e catastróficas para a humanidade, até o final do século XXI,

Com a publicação do Quarto Relatório de Avaliação do IPCC, em 2007 e do Relatório Stern, em 2008, foi dado mais um grande passo: à luz do conhecimento acumulado o mundo viu emergir a formulação de que opções de crescimento econômico e de bem-estar social não são incompatíveis com a implementação de políticas e ações para reduzir as emissões antrópicas dos GEE na atmosfera.

Ao contrário do que até muito recentemente se pensava, esses esforços podem ser convergentes, na medida em que, embora o processo de transição para uma economia com baixos níveis de emissões implique em pesados custos para a sociedade, poderão ser altamente recompensados pelos co-benefícios associados a esse processo de descarbonização.

Os dois relatórios demonstram, com base em diversos estudos e cenários projetados, que não há mais como prescindir da mitigação e que os custos para reduzir as emissões serão tanto maiores quanto mais tempo os governos precisem para decidir e implementar as políticas de mitigação.

Com efeito, o entendimento atual indica que a implementação de ações rápidas e fortes para reduzir as emissões dos GEE criará oportunidades significativas de negócios para o comércio de bens e serviços de baixas emissões. Ou seja, crescimento econômico e reduções de emissões podem caminhar no mesmo sentido e não como decisões mutuamente excludentes. De acordo com essa visão as mudanças nas tecnologias energéticas e nos padrões de produção e consumo criarão essas novas oportunidades de negócios, com geração de renda e emprego, menos dependentes das emissões dos GEE. (STERN, 2008a).

Portanto, partindo-se da premissa de que o futuro não é determinado, ou por outra, que vários futuros são possíveis e a construção deles depende das ações que os indivíduos, grupos e segmentos sociais implementem no presente, a proposta de um novo tipo de desenvolvimento sócio-econômico, baseado em padrões de produção e consumo de baixas emissões dos GEE, reveste-se, sem dúvida, de uma enorme importância para o futuro da humanidade.

Até muito recentemente, mesmo para aqueles que percebiam com clareza os perigos das mudanças climáticas para o Planeta e que enxergavam que era urgente e necessário mitigar as emissões, não havia um entendimento sobre como combinar, adequadamente, descarbonização e desenvolvimento econômico, sobretudo, para os países em desenvolvimento e os países mais pobres.

Ressalte-se que tudo isso só foi possível porque nos últimos anos ampliou-se, consideravelmente, o entendimento e os modelos desenvolvidos para quantificar os custos da mitigação e também os benefícios associados às novas opções de desenvolvimento econômico, sustentadas em tecnologias *low carbon*, na eficiência energética, na educação, na transferência de tecnologia dos países

mais ricos para as nações em desenvolvimento e pobres, na educação, para a melhoria na qualidade e no padrão de consumo, no planejamento urbano eficaz, na melhoria de práticas agrárias e agrícolas, entre outras, que certamente produzirão efeitos benéficos reais e de longo prazo para o futuro dos povos.

No entanto, para que todos esses avanços realizados alcancem um novo patamar na luta para combater o aquecimento global, um amplo consenso político deverá ser construído em torno e das propostas para transição de uma economia baseada em altas emissões de carbono para modos de produção e consumo de baixas emissões. A COP15, que será realizada em Copenhague, em dezembro de 2009, será um teste importante para definir a direção e a velocidade das mudanças necessárias.

2.5 O pós- 2012: Como será?

Em meio a um intenso processo de discussão sobre o que acontecerá no pós-2012, ano que formalmente se encerra o primeiro período de compromisso do Protocolo de Kyoto, o balanço que os países estão fazendo sobre os resultados alcançados, certamente indicará mudanças nas bases sobre as quais será concebido um novo acordo mundial, nos compromissos que serão assumidos e nos instrumentos que serão utilizados para que os novos objetivos fixados sejam efetivamente realizados.

Em geral, constata-se que: primeiro, as metas estabelecidas no Protocolo de Kyoto são insuficientes para garantir reduções de emissões dos GEE nas quantidades necessárias para que o processo de aquecimento do planeta não represente uma séria e irreversível ameaça para a humanidade; segundo, que a posição dos EUA e dos países emergentes sobre a adoção de metas quantificadas é um ponto crucial para que seja possível o estabelecimento de políticas e ações fortes e rápidas para estabilizar as concentrações dos GEE na atmosfera entre 450 e 550 ppm até o final do século XXI; terceiro, que muitos

países listados no Anexo 1, além da União Européia, cumpriram e até mesmo superaram, as metas estabelecidas, demonstrando que esse é um caminho viável e que, portanto, não deve ser abandonado, após 2012.

Nessas condições, assumindo-se a premissa de que é necessário mudar os atuais padrões de produção e consumo de mercadorias e serviços, fazendo uma rápida transição para uma economia de baixas emissões, as expectativas mais otimistas apontariam para o ano de 2012 como símbolo ou marco de uma grande virada global no sentido da implementação de políticas e ações baseadas em rotas de desenvolvimento e gestão dos recursos energéticos ambientalmente sustentáveis, socialmente justas e economicamente viáveis.

Na outra ponta, as posições mais pessimistas apontariam para 2012 como o ano em que o mundo pode decidir acabar. Ou seja, os países e setores sociais hegemônicos em nível mundial, anunciariam o fracasso do Protocolo de Kyoto e de outras iniciativas voluntárias para combater o aquecimento global. Além disso, não vislumbrariam alternativas para reduzir as emissões das concentrações dos GEE na atmosfera compatíveis com a estabilização dessas concentrações em níveis suportáveis para o equilíbrio energético da Terra.

Sob essa ótica, não restaria à humanidade senão esperar que uma imensa catástrofe climática se abatesse sobre o Planeta, ou “torcer” para que todas as evidências que apontam para uma crescente elevação das emissões antrópicas dos GEE, não se confirmassem ou não produzissem os efeitos negativos esperados em médio e longo prazo.

Extremos à parte, o mais provável é que o mundo chegue em 2012 com a população mais consciente e atenta para os riscos associados ao aquecimento global, com os EUA e os principais países em desenvolvimento integrados no esforço comum de redução das emissões dos GEE. Ainda é cedo para identificar as características e o perfil desse novo Acordo mundial. Tudo vai depender dos avanços que poderão ser conquistados na COP de Copenhagen.

As análises desenvolvidas pela IEA (2008) mostraram que três questões nortearão os debates e decisões em Copenhagen: primeira, qual é a meta apropriada de redução das emissões dos GEE para as próximas décadas? Segunda, quais os mecanismos mais eficientes para atingir o(s) objetivo(s) acordado(s)? Terceira, que compromissos e ações cada país deve assumir que representem justos e equitativos resultados?

Na mesa um fato recente e positivo, que fortalece a posição dos países e setores sociais mais engajados na luta contra o aquecimento global: o novo posicionamento dos EUA, com a eleição de um presidente claramente favorável à redução da dependência energética do país ao petróleo. O outro fato, que é negativo do ponto de vista sócio-econômico, é a recessão da economia mundial que ao reduzir as pressões mais fortes sobre a demanda por energia contribuirá para reduzir as emissões dos GEE, pelo menos nos países mais desenvolvidos.

Mas é preciso deixar claro que nenhum deles poderá substituir a necessidade de um amplo e mais ambicioso acordo mundial para reduzir as emissões de forma coordenada em nível global e que seja localmente aplicável, considerando as circunstâncias e especificidades nacionais.

A discussão sobre a meta apropriada de redução das emissões

Não existe ainda um consenso internacional sobre o nível de estabilização que deve ser adotado e/ou mesmo sobre a trajetória a ser seguida para atingir essa estabilização. As discussões em nível internacional apontam para que esse nível se situe entre 450 ppm e 550 ppm de CO₂-eq.

Em termos de emissões de CO₂, as projeções da IEA (2008)⁴², comparadas com os cenários projetados pelo IPCC, 2007 apontam trajetórias de emissões médias, entre 2010 e 2030, um pouco abaixo das projeções do IPCC para níveis de

⁴² - Dados publicados pela IEA/ WEO, 2008, p.415.

concentrações dos GEE de 450 e 550 ppm. Com efeito, enquanto o IPCC aponta emissões de 29,8 a 32,9 GtCO₂, em 2010 e 2030, respectivamente o IEA (2008), considerando a média das dispersões de 21 cenários, quantifica um valor igual para 2010 e registra uma estimativa um pouco menor de, aproximadamente, 29 GtCO₂, em 2030, para um cenário de níveis de concentrações atmosféricas dos GEE de 550ppm.

Para o cenário dos níveis de concentrações atmosféricas de 450 ppm, as projeções são as mesmas para 2010 e de 25,7 gtCO₂ estimadas pelo IPCC para 2030 e algo em torno de 23 GtCO₂, projetadas pelo IEA, em 2008 (Ibid.).

Segundo estimativas elaboradas pela União Européia, para frear o aquecimento global serão necessários desembolsos da ordem de 507 bilhões de reais, algo em torno de 175 bilhões de euros a serem aplicados, anualmente, até 2020, para evitar que a temperatura média não ultrapasse o limite de 2°C acima da era pré-industrial. Isso irá representar um esforço de corte das emissões em torno de 30% abaixo dos níveis registrados em 1990, até 2020.

Com efeito, os cenários elaborados pela IEA (2008) de estabilização das emissões em 450 ppm e 550 ppm de CO₂-eq, indicam que para atingir as suas respectivas metas será necessário realizar um grande esforço, envolvendo todos os países, em particular os cinco maiores emissores mundiais⁴³, que juntos são responsáveis por ¾ das emissões globais de CO₂. A China e os EUA são decisivos para o objetivo de estabilização nos dois cenários, participando com 21% e 20% das emissões globais em 2007 (IEA/WEO, 2008).

Além disso, a participação dos países não OCDE também deverá ser indispensável, na medida em que, de acordo com as projeções do cenário de referência elaborado pela IEA/WEO, 2008, em 2020, as emissões desses países representarão 62% das emissões globais de CO₂ (IEA, 2008).

⁴³ - Países mais emissores em 2007: China (21%), EUA (20%), União Européia (14%), Índia (4%) e Rússia (6%). A União Européia foi responsável por 14% das emissões em 2007. No Cenário para 2020 os percentuais são: China (27%), EUA (16%), Índia (6%) e Rússia (5%). Para a União Européia prevê-se que a participação no total das emissões seja reduzida para 11%. (IEA/WEO, 2008)

Para se ter uma idéia da magnitude desse esforço, se a meta estabelecida for de 450 ppm em 2030, mesmo que os países da OCDE reduzissem suas emissões à zero, ainda assim, para que a meta fosse atingida, os países não OCDE teriam que reduzir suas emissões em relação ao cenário de referência (IEA, 2008, p. 418).

Além disso, os estudos desenvolvidos pela IEA (2008) mostram que para atingir as metas estabelecidas nos dois cenários um grande esforço de transformação das atuais tecnologias de geração de energia terá que ser realizado, requerendo, investimentos em larga escala no desenvolvimento de tecnologias de baixas emissões.

Essa transformação, no entanto, encontra dois grandes obstáculos: em primeiro lugar, devido ao fato de que isso só poderia ser feito com a demolição de substanciais estoques de capital existentes em toda a cadeia da indústria de energia, depois porque, dada à dimensão dos novos investimentos, é improvável que a produção dos novos equipamentos e a construção das infra-estruturas necessárias pudessem se realizar com rapidez suficiente para satisfazer a procura.

Como 75% da geração de eletricidade no mundo em 2020 (e mais da metade em 2030) serão fornecidas por usinas que já se encontram hoje em operação, ainda que todas as novas plantas fossem construídas sem emissão de carbono, o CO₂ do setor de energia seria apenas 25% menor em 2020 em relação ao cenário de referência (IEA, 2008).

A discussão sobre os princípios

Na medida em que se evidencia a necessidade de que as economias emergentes, como a China, Índia, países do Oriente Médio, México e Brasil, por

exemplo, participem do esforço global de redução das emissões a questão que se coloca é a seguinte: como alocar as responsabilidades nacionais? Para a maioria dos analistas, esse é o grande desafio, que se coloca para a agenda de Copenhague.

A IEA (2008) sistematizou da forma descrita abaixo, alguns dos princípios que atualmente norteiam as discussões sobre a alocação de responsabilidades entre os países:

1. Nível de emissões atuais: elege as emissões recentes como ponto de referência para todos os países definirem suas metas de redução;
2. Emissões acumuladas: considera como ponto de partida as emissões dos países, incluindo aquelas realizadas no passado;
3. População: iguala as emissões per capita em uma determinada data;
4. PIB per capita: reconhece como referência a capacidade dos países de pagar pela mudança do clima. Em Kyoto, metas quantificadas só foram aplicadas para as nações mais ricas do mundo;
5. Emissões por unidade de PIB: reconhece como ponto de partida a poluição inerente à elevação do nível de produção;
6. Redução potencial: adota como *benchmark* diferentes possibilidades de redução de emissões, considerando fatores tais como a estrutura econômica e o *mix* de combustíveis;
7. Custos e benefícios da redução: reflete as diferentes capacidades nacionais para reduzir custos e potencializar os benefícios da redução;
8. Com base nos agrupamentos nacionais existentes: elege como ponto de referência as responsabilidades por grupos de países. Por exemplo, emissões dos países membros da OCDE ou por não membros da OCDE.

A discussão sobre o mérito das abordagens que podem ser adotados para reduzir as emissões, incluindo *cap and trade*, acordos setoriais e políticas nacionais, não pode se confundir com o problema da alocação de responsabilidades. A escolha de um mecanismo não afeta a alocação nem define quem pagará pelo abatimento.

Observe-se que a depender do princípio aplicado, as alocações produzirão resultados bastante diferenciados entre os países. Os estudos desenvolvidos no âmbito da IEA (2008) mostraram que, em geral, para os países não OCDE, com exceção da China, alocações baseadas na equalização das emissões per capita são maiores que as emissões atuais e projetadas no cenário de referência. Ao contrário, se as emissões são alocadas com base no PIB ou nas emissões atuais ou recentes, a aplicação desse princípio resultaria em pequenas necessidades de reduções das emissões dos países OCDE⁴⁴.

Pelo princípio das emissões per capita, os países africanos, latino americanos e a Índia poderiam emitir significativos volumes adicionais dos GEE, porém a China e os países do Oriente Médio teriam que reduzir, obrigatoriamente, suas emissões, da mesma forma que os Estados Unidos, União Européia, Japão e Rússia.

Considerando o princípio das emissões correntes, o ônus das reduções das emissões recairia sobre os países em desenvolvimento e os países desenvolvidos ganhariam o direito a emitir acima dos níveis atuais. Finalmente, pelo princípio da relação com o PIB corrente, as reduções deveriam ser lideradas pela China, Índia, Rússia e países do Oriente Médio, e os países mais desenvolvidos elevariam ainda mais o direito de emitir.

Aparentemente, nenhum critério isoladamente é suficiente para dar conta das enormes assimetrias atualmente existentes entre os países, sendo recomendável a adoção de uma combinação de vários princípios e abordagens.

A discussão sobre as abordagens

⁴⁴ - OCDE+ inclui todos os países da OCDE, assim como todos os países da União Européia que não são membros da OCDE. Outras Grandes Economias contém os maiores emissores fora da OCDE+ (baseado em suas emissões totais de CO₂ relacionado a energia em 2006): China, Rússia, Índia, Iran, Arábia Saudita, Indonésia, Brasil e África do Sul. Para propósitos de modelagem, foi incluído todo o Oriente Médio e excluída a África do Sul. No cenário 450 é assumido que Outras Grandes Economias participa no mecanismo Limitar-e-Negociar para a geração de energia e indústria para 2020 e adiante (WEO, 2008).

A discussão internacional sobre as abordagens a serem adotados pós-2012 se concentra basicamente no *cap and trade*, acordos setoriais e políticas nacionais⁴⁵. Teoricamente, considera-se que a adoção de um sistema internacional de emissões com limite pré-estabelecido das emissões por país, com o comércio de emissões entre eles (*cap and trade*), oferece, potencialmente, a solução de menor custo em termos econômicos.

Entretanto, essa opção encontra sérias dificuldades políticas e práticas para determinar uma equitativa alocação inicial das quotas de emissões. Além disso, não conta com o apoio dos países em desenvolvimento e pobres, que consideram que a adoção desse sistema limitaria suas possibilidades de crescimento econômico.

Por isso, algumas análises consideram que é realista imaginar que as nações adotem uma ou mais de uma dessas abordagens para atender da melhor forma possível as suas necessidades, interesses e capacidades. Ainda que argumentos contra esse posicionamento possam ser oferecidos, o debate atual mostra que o mais provável de ocorrer no regime futuro é a combinação de diversas abordagens, cujo *mix* deverá ser formatado de modo a atender, simultaneamente, as circunstâncias e necessidades específicas dos países e as necessárias interconexões em nível internacional para atingir o máximo de eficiência econômica.

A IEA (2008) apresentou uma proposta de *mix*, utilizando essas três abordagens. Essa proposta define limitações ou metas obrigatórias apenas para os países OCDE, nos setores de geração de energia e indústria. Admite nos demais setores (transportes e construção) acordos setoriais internacionais e políticas e medidas nacionais. Para outras grandes economias, a exemplo da China, Índia e Brasil, propõe políticas e medidas nacionais para o setor energético, para o setor industrial e transportes. Sugere acordos setoriais e políticas e medidas nacionais para o segmento da construção. Para outros países sugere apenas a aplicação de políticas e medidas nacionais. Apesar de genérica, essa proposta,

⁴⁵ É importante observar que várias outras abordagens têm sido propostas na literatura internacional, algumas das quais deverão discutidas na COP15, em Copenhague.

aparentemente, resume as grandes linhas de discussões da agenda de Copenhague.

Em síntese, considerando as análises e informações atualmente disponíveis observa-se que nos próximos meses um grande esforço internacional terá que ser realizado para que até a realização da 15ª COP em Copenhague, um acordo mundial para combater o aquecimento global seja conquistado, avançando para além dos esforços do Protocolo de Kyoto na luta contra as mudanças climáticas. As características e perfil desse acordo dependerão do entendimento que os países têm sobre a urgência do problema e sobre a necessidade de que ações rápidas e fortes sejam implementadas.

Para tanto, além da definição de uma meta de estabilização das concentrações atmosféricas dos GEE e dos princípios para a alocação de responsabilidades nacionais será ainda necessário que seja alcançado um amplo consenso sobre as abordagens que serão adotadas para determinar como cada país implementará suas ações para reduzir as emissões dos GEE. Mais: será necessário assegurar ao lado do estabelecimento de metas de reduções das emissões de longo prazo, a transferência tecnológica, visando garantir a transição para uma economia baseada em baixas emissões de carbono.

Naturalmente, tratando-se de um Acordo multilateral, os interesses e necessidades nacionais, que são, com frequência, conflitantes, tornarão esse caminho mais difícil e, em alguns casos, muitas barreiras não poderão ser removidas. Geralmente, os países mais desenvolvidos, sobretudo, os países europeus apontam para a necessidade de compromissos e ações mais fortes e rápidas para combater o aquecimento global, enquanto os países em desenvolvimento e os países mais pobres advogam que essas ações, embora necessárias, não podem frear o crescimento das suas respectivas economias. Argumentam que qualquer compromisso para limitar emissões resultaria em forte desaceleração no crescimento econômico.

Sobre essa questão, vale citar Goldemberg (2008), contrapondo-se a esse argumento:

Isso só é verdade se eles (os países em desenvolvimento) adotarem a mesma trajetória de desenvolvimento poluente e predatória que os atuais países industrializados adotaram no passado, quando se desenvolveram. A solução é adotar uma trajetória que incorpore ao processo de desenvolvimento as tecnologias mais modernas e menos poluentes, que não existiam no passado, mas existem hoje. (GOLDEMBERG, 2008)⁴⁶

Vale ressaltar, finalmente, que com a publicação do Relatório Stern sobre a economia das mudanças climáticas ficou claro que o custo da inação é muito superior ao custo associado aos esforços necessários para a implementação de um amplo e agressivo programa de mitigação das emissões dos GEE.

No entanto, o Relatório Stern recebeu críticas em relação à taxa de desconto adotada, considerada como muito baixa por muitos economistas. Por exemplo, William Nordhaus⁴⁷ (*apud* BROOME, 2008), usando uma taxa de desconto de 6% concluiu que a necessidade de ação não é tão urgente. A taxa de desconto aplicada, de fato, faz uma enorme diferença nos resultados, em termos do valor futuro dos bens no presente.

Com efeito, a taxa de desconto de 1,4% usada por Stern atribui um valor relativamente alto ao bem-estar das gerações futuras, enquanto que a taxa usada por W. Nordhaus reduz bastante esse valor. Por essa razão,

o efeito (do uso de diferentes taxas de desconto) é que Stern atribui um valor presente de US\$ 247 bilhões para, digamos, US\$ 1 trilhão daqui a um século e Nordhaus avalia os mesmos bens em 2108 como equivalentes a apenas US\$ 2,5 bilhões hoje. (BROOME, 2008, p.91)⁴⁸

A consequência dessas duas conclusões recai diretamente sobre as decisões relacionadas “ao quanto” a geração atual deve sacrificar de consumo hoje para garantir às futuras gerações benefícios de longo prazo. É esse julgamento, ético

⁴⁶- Artigo publicado no jornal O Estado de São Paulo, em 24/05/2008.

⁴⁷- No artigo Broome não cita o nome do estudo nem faz referência à data da publicação de W. Nordhaus.

⁴⁸- Artigo publicado na Scientific American Brasil, ano 6, nº 74. p. 88-93, 2008.

por natureza, que informa e justifica a proposição do Relatório Stern⁴⁹, que recomenda um gasto maior hoje para mitigar as mudanças climáticas no futuro.

Apesar da relevância dessa discussão, o sucesso de um acordo como este vai depender muito mais da política e do posicionamento ético que os governos adotem do que de uma eventual convergência entre os economistas sobre a taxa de desconto a ser adotada.

Aparentemente, o fundamental é a formulação de propostas que combinem diversas abordagens, incluindo ações tanto nos países desenvolvidos, em particular os EUA, quanto nos países em desenvolvimento, sobretudo, na China, Índia, Brasil. Essa combinação de abordagens deve refletir as circunstâncias e as realidades políticas dos diferentes países e regiões no mundo. Dentre essas abordagens destacam-se o *cap and trade*, os acordos setoriais e as políticas de medidas nacionais.

⁴⁹ - Em recente entrevista coletiva Stern anunciou que os cenários projetados no relatório de 2006 estão defasados e que os prejuízos da inação podem chegar aos 30% do PIB mundial e não aos 20% como estimados no referido Relatório.

Capítulo 3 Protocolo de Kyoto: MDL e Mercado de Carbono

O presente capítulo explora o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), com ênfase nos procedimentos e condicionantes para a determinação da linha de base e da adicionalidade de projetos candidatos ao MDL. Apresenta as estatísticas das metodologias aprovadas por escopo de projetos, analisa os resultados em nível internacional e fornece uma visão panorâmica sobre o mercado internacional de carbono e o MDL no Brasil, em relação aos aspectos regulatórios, instâncias constituídas, projetos aprovados e escopo desses projetos e as linhas gerais do Plano Nacional de Mudanças Climáticas (PNMC) coordenado pelo Ministério do Meio Ambiente (MMA)⁵⁰.

3.1 Breve histórico

O reconhecimento científico e político de que as mudanças climáticas estão ocorrendo em consequência do acelerado processo de acumulação na atmosfera dos gases de efeito estufa provocado pelas atividades humanas apontou para a necessidade de um acordo internacional que refletisse o esforço comum das nações para mitigar as emissões desses gases.

Em 1990, a Assembléia Geral das Nações Unidas por meio do Comitê Intergovernamental de Negociação preparou a redação da Convenção–Quadro das Nações Unidas Sobre Mudança do Clima (CQNUMC), que foi adotada em 9 de maio de 1992 na sede das Nações Unidas, em Nova York (MCT)⁵¹.

A primeira iniciativa que resultou na adoção de um compromisso amplo entre as nações ocorreu durante a Conferência das Nações Unidas para o Meio Ambiente

⁵⁰ - O PNMC foi publicado pela primeira vez em setembro de 2008 e em dezembro de 2008 foi republicado, sendo lançado na COP14 realizada em Poznan, na Polônia.

⁵¹ - MCT/MRE - Tradução da Convenção disponível em <http://www.mct.gov.br/clima/convencao/guia.htm>

e Desenvolvimento, em junho de 1992, no Rio de Janeiro. A partir da realização da Conferência, a Convenção esteve aberta a assinaturas, e entre 1992 e junho de 1993 havia recebido 166 assinaturas.

A Convenção entrou em vigor em 21 de março de 1994 e até julho de 2007 havia sido ratificada por 192 países (MCT, 2007). Os países signatários da Convenção se comprometeram com o objetivo final da Convenção que

é o de alcançar, em conformidade com as disposições pertinentes desta Convenção, a estabilização das concentrações de gases de efeito estufa na atmosfera num nível que impeça uma interferência antrópica perigosa no sistema climático. Esse nível deverá ser alcançado num prazo suficiente que permita aos ecossistemas adaptarem-se naturalmente à mudança do clima, que assegure que a produção de alimentos não seja ameaçada e que permita ao desenvolvimento econômico prosseguir de maneira sustentável (CQNUMC, 1992, art.2, p.6)⁵².

Reconhecendo a mudança do clima como uma preocupação comum da Humanidade os países signatários da Convenção firmaram o compromisso de colaborar para a elaboração de uma estratégia global, visando proteger o sistema climático para gerações presentes e futuras,

com base na equidade e em conformidade com suas responsabilidades comuns mas diferenciadas e respectivas capacidades, levando em conta também (...) as necessidades específicas e circunstâncias especiais das Partes países em desenvolvimento, em especial aqueles particularmente mais vulneráveis aos efeitos negativos da mudança do clima (Ibid., art. 3, p. 6 e 7).

A Convenção assumiu a responsabilidade de criar condições e desenvolver instrumentos e mecanismos que possibilitassem alcançar a estabilização dos gases de efeito estufa na atmosfera em níveis que não interferissem perigosamente no sistema climático e que, ao mesmo tempo, garantissem o desenvolvimento sustentável.

⁵²- Texto editado e traduzido pelo Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT) do Brasil.
http://www.mct.gov.br/upd_blob/0005/5390.pdf

Com base nesse Acordo, que entrou em vigor em 1994, os países industrializados⁵³, são os principais responsáveis pelo corte das emissões dos gases de efeito estufa. A Convenção, considerando as responsabilidades históricas de emissões estabeleceu como princípio o compartilhamento do ônus na luta contra o aquecimento da Terra, atribuindo compromissos e responsabilidades exclusivas em relação à mitigação das mudanças climáticas aos países industrializados relacionados no Anexo I (Ibid., art. 4, 2a, p. 9).

Em 1995 foi realizada na Alemanha, a Primeira Conferência das Partes (COP1), que aprovou o Mandato de Berlim (Decisão 1/CP.1), através do qual foram definidos os limites para as emissões dos gases causadores do efeito estufa e o calendário para o cumprimento das obrigações assumidas pelos países. Nesse protocolo, foi constituído o *Activities Implemented Jointly (AJI)*⁵⁴, possibilitando aos países do Anexo I implementarem medidas conjuntas para a redução das emissões.

Na 2ª Conferência das Partes (COP2), ocorrida em julho de 1996, em Genebra foi apresentado o Segundo Relatório de Avaliação (SAR) do IPCC, cujas conclusões apontaram para a necessidade de ações fortes e urgentes nos plano mundial, nacional e regional, direcionadas para o estabelecimento de metas obrigatórias e significativas de redução global das emissões.

Apoiada nos resultados do Segundo Relatório (SAR), a 3ª Conferência das Partes (COP3), realizada em 1997 celebrou o Protocolo de Kyoto⁵⁵, através do qual foram estabelecidas as metas, os prazos de redução ou limitação das emissões futuras dos gases de efeito estufa e as medidas necessárias ao cumprimento das metas, atribuindo ênfase às obrigações das nações desenvolvidas.

⁵³- Denominados Países Anexo 1, no âmbito da Convenção-Quadro das Nações Unidas para a Mudança do Clima.

⁵⁴- Decisão 5/CP.1

⁵⁵-Texto completo do Protocolo de Kyoto encontra-se no endereço: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/28739.html>

Os países que assinaram o Protocolo concordaram que as emissões dos países do Anexo 1 deveriam ser reduzidas, em média, 5,2% abaixo dos níveis registrados em 1990. Tal redução deveria ocorrer entre 2008-2012, período conhecido como o primeiro período de compromisso.

As metas quantificadas de redução encontram-se especificadas para cada país no Anexo B do Protocolo, em porcentagem em relação a 1990, ano base. O Protocolo de Kyoto entrou em vigor em fevereiro de 2005, quando foi ratificado por 55 países signatários da Convenção cujas emissões agregadas representavam 55% das emissões dos países listados no Anexo 1, em 1990.

3.2 Mecanismos de Flexibilização: regras e procedimentos

Além das metas quantificadas de redução das emissões, o Protocolo prevê três mecanismos de flexibilização a serem utilizados, de forma complementar, pelos os países listados no Anexo1 para o cumprimento das metas de redução das emissões. São eles: Implementação Conjunta, Comércio de Emissões e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). Os dois primeiros mecanismos só podem ser utilizados e executados entre os países do Anexo I. Os países que não fazem parte do Anexo I, como é o caso do Brasil participam apenas do MDL.

3.2.1 O que é e como funciona o MDL⁵⁶?

O MDL tem como objetivo contribuir para a redução das emissões dos gases de efeito estufa em países em desenvolvimento e pobres, a partir da utilização de sumidouros⁵⁷, dos investimentos em tecnologias limpas, da busca de maior

⁵⁶ - Informações detalhadas sobre o MDL encontram - se no endereço: www.mct.gov.br/index.php/content/view/4007.html

⁵⁷ - Sumidouro - quaisquer processos, atividades ou mecanismos, incluindo a biomassa e, em especial, florestas e oceanos, que têm a propriedade de remover um gás de efeito estufa,

eficiência energética e do uso de fontes alternativas de energia. Esse mecanismo destaca-se por considerar a questão das emissões do ponto de vista da responsabilidade histórica ou acumulada de cada país, por assistir as partes não incluídas no Anexo 1, no sentido de levá-las a alcançar um desenvolvimento sustentável e por prever a aplicação de penalidades aos países relacionados no Anexo 1 que ultrapassem as cotas anuais de emissões, previamente estabelecidas.

Regulamentado pelo artigo 12 do Protocolo de Kyoto, o MDL permite que os investimentos realizados pelos países listados no Anexo 1 recebam Certificados de Emissões Reduzidas (CER) pelo montante de emissões reduzidas que consigam atingir com a implementação de atividades de projetos, supostamente mitigadores das emissões dos gases de efeito estufa. Por meio do MDL, projetos desenvolvidos que resultem em reduções de emissões valerão créditos, que poderão ser transacionados no mercado internacional de carbono.

Os países em desenvolvimento que não têm obrigações de redução de suas emissões podem hospedar atividades de projetos que reduzam as emissões dos gases de efeito estufa e contribuam para o desenvolvimento sustentável. Por sua vez, os países desenvolvidos, que têm obrigações de redução das suas emissões, poderão utilizar os Certificados de Emissões Reduzidas (CER) resultantes das atividades de projetos, para cumprir, parcialmente, seus compromissos quantificados de redução das emissões.

Uma componente chave do MDL é o requerimento da adicionalidade dos projetos, ou seja, emissões reduzidas com projetos de MDL somente serão reconhecidas se o proponente do projeto demonstrar que, com a implementação das suas atividades, as emissões dos GEE serão menores do que aquelas que ocorreriam na ausência dele. Em face às óbvias dificuldades para determinar a adicionalidade, na medida em que a existência do projeto impede a demonstração do cenário na ausência dele, o Comitê Executivo do MDL aprovou

aerossóis ou precursores de gases de efeito estufa da atmosfera. Podem constituir-se também de outros ecossistemas terrestres, costeiros e marinhos (MCT/BNDES, 1999)

um procedimento, denominado ferramenta para medir a adicionalidade⁵⁸, cuja aplicação permitiria reconhecer se o projeto é ou não adicional.

De acordo com a última versão da ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade de um projeto candidato ao MDL trata-se, em primeiro lugar, de identificar se existe(m) ou não alternativa(s) ao projeto de MDL consistente(s) com as leis e regulamentações do país hospedeiro do projeto. Se o projeto é a única alternativa que atende a essa condição então ele não é adicional, na medida em que a implementação dele não dependeria das receitas oriundas dos créditos de carbono.

No entanto, se existe pelo menos mais uma alternativa que atenda à primeira condição, então o projeto atendeu ao primeiro critério para demonstrar a adicionalidade e deve prosseguir com uma análise de investimento para verificar se a atividade do projeto não é a mais economicamente ou financeiramente atrativa, ou se o projeto é economicamente ou financeiramente viável, sem as receitas das vendas dos certificados de emissões reduzidas (CER).

Se o projeto é mais atrativo, na comparação com uma alternativa, ou é viável, considerando o custo de oportunidade de capital da empresa/setor ou país, então ele não é adicional. Nesse caso, para continuar, o proponente deverá proceder a uma análise de barreiras. Se não existem barreiras ao projeto então ele não é adicional.

Se a análise de investimento ou a análise de barreiras identifica que o projeto não é o mais atrativo entre as alternativas disponíveis ou não é viável ou enfrenta barreiras então o projeto atendeu ao segundo critério para demonstrar a adicionalidade e o processo deve continuar com o desenvolvimento da análise da prática comum.

⁵⁸ - *Tool for the demonstration and assessment of additionality*, em inglês, cuja primeira versão foi aprovada em outubro de 2004, na 16ª reunião do Comitê Executivo (CE) do MDL. A 5ª versão, atualmente em vigor, foi aprovada em maio de 2008 durante 39ª reunião do CE.

Se existem atividades similares desenvolvidas na área do projeto, então ele não é adicional. Se não existem atividades similares, ou se atividades similares existentes possuem características distintas às do projeto que podem ser razoavelmente descritas, então o projeto é adicional.

Os projetos devem contar com a participação voluntária dos países envolvidos, e deles poderão participar com projetos e/ou na aquisição dos certificados de emissões reduzidas (CER), entidades privadas e/ou públicas, sujeitas a qualquer orientação que possa ser dada pelo Conselho Executivo (CE) do MDL. As CER obtidas entre o ano de 2000 e o início do primeiro ano de compromisso, em 2008, poderão ser utilizadas para ajudar no cumprimento das metas relativas ao primeiro período de compromisso.

Basicamente duas grandes categorias de projetos podem ser desenvolvidas no âmbito do MDL:

- a) projetos que reduzem as emissões;
- b) projetos que resgatam emissões na forma de sumidouros e de estocagem dos GEE retirados da atmosfera.

Na primeira categoria enquadram-se os projetos de aumento da eficiência energética, projetos que utilizam fontes renováveis de energia, que adotam tecnologias mais eficientes de queima de combustíveis fósseis no setor energético, indústrias de transformação e construção, que desenvolvem sistemas mais avançados para o setor de transportes e para o setor produtivo em geral. As atividades de projetos relacionadas ao uso da terra, mudança do uso da terra e florestas pertencem à segunda categoria.

3.2.2 Conceito e premissas metodológicas da linha de base para sistemas elétricos

Como anteriormente mencionado, um requerimento básico para os projetos candidatos ao MDL é demonstrar que eles são adicionais, ou seja, suas atividades efetivamente reduzem as emissões dos GEE e os volumes dessas reduções podem ser quantificados, considerando um cenário de referência ou uma linha de base.

Define-se como linha de base de uma atividade de projeto no âmbito do MDL como

O cenário que representa, de forma razoável, as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes que ocorreriam na ausência da atividade de projeto proposta. A linha de base deve cobrir as emissões de todos os gases, setores e categorias de fontes listados no Anexo A que ocorram dentro do limite do projeto (UNFCCC, 2001, parágrafo 44, p.18).

O nível de complexidade para a determinação da linha de base de um projeto candidato ao MDL varia em função de algumas de suas características, da sua abrangência espacial e temporal, do grau de dificuldade para a determinação das suas fronteiras, da possibilidade de vazamentos⁵⁹, do desempenho dos equipamentos, do grau de confiabilidade dos dados utilizados e dos cenários projetados, da capacidade real para medir a adicionalidade do projeto, do nível de agregação utilizado, das categorias e tipos de projetos que representa, entre outras.

De um modo geral, se o projeto mitigador dos GEE substituirá e/ou modificará um empreendimento que já existe, e se encontra em funcionamento e suas atividades são fisicamente bem delimitadas, com histórico de emissões disponíveis e confiáveis, a determinação da linha de base apresenta pequeno grau de dificuldade. Para outros tipos de projetos, ou quando se trata de um

⁵⁹ - A definição de vazamento foi estabelecida como a variação líquida das emissões de gases de efeito estufa que ocorre fora dos limites do projeto e que é mensurada e atribuída à atividade do projeto MDL (OLIVEIRA; RIBEIRO, 2002).

projeto que substituirá um empreendimento apenas planejado, a definição da linha de base não é uma tarefa simples, exigindo cuidados especiais para a sua determinação.

De acordo com Goldemberg (1998a), linhas de base definidas a partir de previsões sobre o comportamento futuro de variáveis macroeconômicas, crescimento da população, mudanças de hábitos e/ou variações nos padrões comportamentais de grupos sociais específicos ou da população de um modo geral, também são possíveis, porém apresentam dificuldades de serem estabelecidas de forma confiável. As linhas de base específicas para atividades de projetos são vistas como mais realistas se elas incorporarem o progresso tecnológico e o estado da arte das atividades que seriam feitas na ausência do projeto.

Na medida em que a definição de uma linha de base requer que alguns pressupostos sejam assumidos ela não pode ser empiricamente provada. Por isso, torna-se essencial para a aceitação de uma linha de base, que as partes envolvidas no projeto, bem como as instituições nacionais e internacionais competentes e com atribuições para julgar os projetos elegíveis como MDL confiem na metodologia utilizada (YAMIN, 1998).

Para Michaelowa (1998), parâmetros relacionados com a escala do projeto, tempo de vida útil da linha de base e dos equipamentos e viabilidade econômica dos projetos devem ser considerados no cenário da linha de base. Como a qualidade da linha de base é um parâmetro crítico sugere a utilização de abordagens simplificadas porque, além de reduzir erros, são mais confiáveis.

Três outras observações relacionadas à construção das linhas de base devem ser destacadas: a primeira se refere à necessidade de contabilização de emissões de GEE geradas na produção de insumos utilizados nas atividades do projeto, tratando-se de linha de base específica. A segunda relaciona-se com as emissões provocadas pelo chamado efeito preço, na medida em que poderia estimular o uso de combustíveis fósseis mais intensivos em carbono, incentivando a elevação das emissões. Finalmente deve-se considerar o efeito

dos subsídios sobre a produção e uso dos combustíveis fósseis, para identificar o real nível de produção e uso desses combustíveis na ausência dos subsídios. (GOLDEMBERG, 1998a).

Outro aspecto freqüentemente apontado na literatura refere-se à possibilidade de construção de uma linha de base para determinadas classes de projetos, prevendo-se mudanças do cenário de referência ao longo do tempo. É muito importante que a metodologia incorpore a dinâmica da realidade para dar conta de prováveis mudanças tecnológicas e/ou de contexto político, institucional e regulatório dos países hospedeiros das atividades do projeto (Panayotou, 1998).

Conforme Hamwey e Szekely (1998), tratando-se da construção de uma linha de base em nível de país, apenas o grupo de instalações com maior peso e ordenadas por eficiência deveriam ser consideradas para evitar o que ele chamou de incentivo perverso, ou seja, a restrição impede que um país eleve o nível de sua linha de base nacional pelo estabelecimento de novas instalações altamente emissoras em paralelo com instalações pouco emissoras estabelecidas através de atividades de projetos de MDL.

Segundo esses autores, a linha de base para atividades de projetos elegíveis de MDL no setor de energia elétrica pode ser definida a partir das informações disponíveis sobre o comportamento das emissões dos GEE e da geração de energia elétrica existente no país, reduzindo ou quase eliminando as incertezas. A linha de base deveria ser calculada a partir das informações do país sobre energia gerada e o nível associado das emissões do setor elétrico. Por requerer apenas essas duas informações, que podem ser determinadas com precisão, os cálculos da linha de base poderiam ser facilmente desenvolvidos e os resultados prontamente estabelecidos.

Para os autores acima mencionados, essa estrutura ofereceria uma aproximação confiável e transparente para a determinação da linha de base, aplicando-se universalmente a qualquer projeto. Para garantir que o progresso técnico seja incorporado na linha de base, somente as instalações de mais alta eficiência deveriam ser incluídas nos cálculos. Se a definição da linha de base leva em

conta essa condição então, uma vez calculada, manter-se-ia fixada para toda a vida útil do projeto.

Na medida em que a linha de base se modifica com o tempo, refletindo as mudanças na infraestrutura do setor considerado de cada país, projetos que serão implementados no futuro deveriam também utilizar as linhas de base observáveis no futuro. É importante notar que, de acordo com essa visão, a linha de base do projeto pela qual as emissões seriam medidas durante a vida útil do projeto deveria ser aquela fixada como tal na data de sua certificação, sendo monitorada ao longo do período de obtenção dos créditos de carbono. Desta maneira, as condições expressas pelas linhas de base estariam garantidas pelos países hospedeiros e países patrocinadores, durante todo o período de duração do projeto (HAMWEY; SZEKELY, 1998).

No entanto, tratando-se de parques geradores predominantes hídricos, o comportamento estocástico da hidrologia não permite que seja determinado, mesmo considerando o curtíssimo prazo, como será composto o *mix* da oferta de energia elétrica para atender um determinado volume de energia elétrica requerida pelo mercado. Nessas condições, a quantificação do volume de emissões reduzidas ou deslocadas com a entrada do projeto supostamente mitigados dos GEE é muito complexa e depende do nível de acesso a um grande número de informações sobre o parque gerador que está sendo considerado, da política operativa do mesmo, das expectativas em relação ao comportamento da demanda agregada, da (in) estabilidade do marco regulatório, da capacidade e disposição de investir, entre outros aspectos de natureza micro e macroeconômicas.

Além disso, diferente de parque predominante térmico, cuja tendência é reduzir as emissões dos GEE, com a entrada de novas e mais modernas tecnologias de queima dos combustíveis fósseis, um parque predominantemente hídrico, para manter-se nessa condição dependerá: primeiro, de que as novas plantas adicionadas para a sua expansão continuem sendo realizadas com aproveitamentos hídricos, segundo, que a energia gerada por esses empreendimentos seja mais barata e terceiro, que o despacho das usinas seja

realizado rigorosamente por ordem de mérito, se efetivamente o despacho das usinas hidrelétricas for mais barato. Essas questões e outras relacionadas ao SIN serão retomadas nos capítulos 5 e 6 do presente trabalho.

As metodologias desenvolvidas para a determinação de linhas de base em sistemas elétricos hidrotérmicos buscam responder a seguinte pergunta: o que a entrada do projeto no sistema deslocará? Basicamente, três respostas podem ser oferecidas:

- 1) O projeto desloca parte da eletricidade produzida pelas usinas existentes no parque gerador;
- 2) O projeto desloca ou posterga a construção de novas usinas, ou seja, o projeto é capaz de influenciar se ou quando as novas plantas serão construídas;
- 3) O projeto desloca uma combinação das duas alternativas anteriores.

Admite-se, em geral, que pequenos projetos não deslocarão grandes empreendimentos planejados, ou seja, eles não serão capazes de influenciar as decisões de investimentos relacionadas com novas plantas, dado que a quantidade de energia gerada por eles é muito pequena em relação ao total da geração proveniente da capacidade instalada no parque gerador. Nessas condições, tratando-se de pequenos projetos, pressupõe-se que eles deslocarão apenas parte da energia gerada pelas usinas existentes.

Diferentes abordagens e níveis de padronização poderão ser utilizados para a definição da linha de base. Tais níveis de padronização vão desde valores de emissões fixados em termos absolutos, por exemplo, $XGgCO_2/\text{ano}$, ou em termos de taxas, $YGgCO_2/GWh$, passando pelo desenvolvimento de metodologias padronizadas para um determinado setor ou tipo de projeto, até a padronização de apenas alguns parâmetros, como o nível de agregação espacial dos dados, o tempo de vida útil da linha de base, fronteiras, expressão das unidades, etc. Em geral a escolha do nível de padronização da linha de base, dependerá das características e, sobretudo, tratando-se de projeto implementado no setor elétrico, da sua condição operacional, ou seja, se é ou não conectado à rede.

Seja qual for o nível de padronização adotado, uma metodologia para definição da linha de base para o setor elétrico precisa definir se o projeto é ou não interligado, determinar as fronteiras, estabelecer a vida útil da linha de base, identificar as opções que serão consideradas em relação ao nível de restrição da linha de base (se a padronização é por algum tipo de combustível, se considera apenas os combustíveis fósseis ou se leva em conta todas as fontes e, finalmente, se a validação da linha de base é *ex-ante* ou *ex-post*). Quando o proponente faz a opção *ex-ante*, a linha de base definida no registro do projeto perante Comitê Executivo do MDL deverá permanecer válida durante todo o período de crédito escolhido, se a escolha for por 10 anos. Se a opção for *ex-post*, a validação da linha de base será atualizada e os certificados de emissões reduzidas emitidos após essa verificação.

Para projetos conectados ao SIN, como a CIMGC já adotou o método *c* da análise dos dados do despacho, o fator de emissão considerado pelos proponentes dos projetos será monitorado, ao longo de todo o período de obtenção de crédito, desaparecendo, portanto, a opção *ex-ante* para a validação da linha de base.

No caso de projetos conectados à rede, as opções de linhas de base devem levar em conta, sempre que possível, a composição real do *mix* da geração de energia que provavelmente será deslocada, as tecnologias associadas aos empreendimentos que comporão as novas adições de capacidade instalada e as perspectivas de uso de tecnologias mais eficientes ou nível esperado de diversificação da plataforma energética do sistema elétrico considerado.

Atualmente grande parte dessas questões já foi superada com a aprovação pelo Comitê Executivo do MDL de 157 metodologias⁶⁰ para estimar a linha de base, envolvendo 1515 projetos registrados. Desse total 92 metodologias aprovadas são para projetos de grande escala, 46 para projetos de pequena escala e 19

⁶⁰ - Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/Statistics/index.html> Acesso em: 25/03/2009

metodologias consolidadas. Ressalte-se que uma metodologia pode estar associada a mais de um escopo de projeto.

As metodologias para projetos de energia (renovável e não renovável) representam 27% do total, seguida da indústria manufatureira, com 15%, florestamento e reflorestamento, com 10%, da indústria química e manejo do lixo, com 9,5% e 9%, respectivamente. Juntas as metodologias associadas aos projetos com os escopos acima mencionados perfazem 70,5% do total das metodologias aprovadas.

Ressalta-se que, independentemente do escopo do projeto, se o projeto for conectado a sistemas elétricos, os proponentes terão que calcular previamente o fator de emissão do sistema ao qual será conectado ou está conectado, que é a linha de base do projeto.

Como já mencionado em parte anterior do presente trabalho, atualmente esse fator é calculado com base no *Tool to calculate the emissions factor, for an electricity system*, cuja reflexão crítica em torno da pertinência da sua aplicabilidade para determinar o fator de emissão de projetos de MDL conectados ao SIN, motivou a proposta metodológica objeto dessa pesquisa.

3.3 Protocolo de Kyoto e MDL: Resultados e Mercado de Carbono

De acordo com as estatísticas divulgadas pela UNFCCC em março de 2009, estima-se que os 1.515 projetos registrados gerem 1,5 bilhões de Certificados de Emissões Reduzidas (CER), com média anual de 276,4 milhões de CER emitidas. Os mais de 4.200 projetos que compõem o *pipeline* do MDL deverão gerar até o final de 2012, algo em torno de 2,9 bilhões de CER, com volume anual superior a 700 milhões CER.

A expectativa de distribuição média anual desses certificados por país, considerando os projetos registrados, mostra que a China absorverá, em termos

anuais, quase 57% do total, seguida da Índia, com 12%, o Brasil com pouco mais de 7% e a República da Coreia, com quase 5% do total. Vale ressaltar, que desses quatro países, apenas a China elevou sua participação na comparação com os números registrados no início de 2008. O Brasil perdeu dois pontos percentuais, entre outubro de 2008 e março de 2009. O Gráfico 9, mostra a distribuição anual estimada para um conjunto maior de países.

Gráfico 9 - Estimativa da distribuição de CER dos projetos registrados por País.
Fonte: Disponível em: [http://cdm.unfccc.int\(c\)](http://cdm.unfccc.int(c)), (tradução nossa). Acesso em 24/03/2009

Em março de 2009, um pouco mais de 270 milhões de CER foram emitidas. A China, a Índia, a Coreia e o Brasil, nessa ordem, são os maiores beneficiários, com a China liderando o *ranking*, seguida de longe pela Índia, Coreia e Brasil. Observe-se que, mais uma vez, na comparação com os dados de outubro de 2008⁶¹ a China eleva significativamente a sua participação, passando de 38% para quase 43,5%. Todos os demais países, exceto o Vietnã, perdem participação. No Gráfico 10, encontram-se discriminados os percentuais dos seis países que mais receberam CER.

⁶¹ - Em outubro de 2008 a seguinte distribuição foi observada: China, 37,5%, Índia, 24%, Coreia 17,5% e Brasil, 12,5%.

Gráfico 10 - CER distribuídas por País

Fonte: Disponível em: [http://cdm.unfccc.int\(c\)](http://cdm.unfccc.int(c)), (tradução nossa). Acesso em 24/03/2009

É importante ressaltar que a China tem aproveitado intensamente as oportunidades do MDL, sobretudo porque as atividades dos projetos MDL desenvolvidos naquele país apresentam grande adicionalidade em função do alto nível de fossilização da matriz energética chinesa.

A análise da distribuição dos projetos por escopo⁶² revela o peso numérico dos projetos registrados no desenvolvimento de atividades associadas à indústria de energia renováveis, com 68% do total, porém responsáveis por apenas 21% das reduções das emissões estimadas para 2012.

Em sentido contrário, os projetos de redução de óxido nitroso e HFC e da indústria de cimento, representando apenas 6,5% do número de projetos serão responsáveis por 54% das reduções estimadas em 2012. Os projetos de utilização e reutilização de metano e de gás de aterro representam 20% do número de projetos, com reduções de emissões da ordem de 20%, em 2012 e os de emissões fugitivas participam com 8% do total.

⁶² - Análise realizada com base nas informações publicadas pelo IGES (International Review for Environmental Strategies), em junho de 2008.

A Tabela 6 apresenta o detalhamento das informações. A distribuição por tamanho dos projetos mostra-se equilibrada, sendo que do total registrado, 54% são de larga escala e 46 de pequena escala.

Para alguns analistas, os resultados alcançados poderiam ter sido melhores e apontam como principais razões impeditivas a um melhor desempenho, os custos de registro, que para alguns tipos de projetos permanecem elevados, as dificuldades para os projetos demonstrarem a adicionalidade, de forma aceitável para o Comitê Executivo (CE) do MDL e o longo processo para a aprovação de novas metodologias.

Tabela 6 – Distribuição dos projetos registrados no MDL por escopo, reduções CER emitidas e estimativas das CER para 2012

Tipo de Projeto	Registro		Emissão		
	Número de Projetos	Redução das Emissões em 2012 (PDD estimativa)	Número de Projetos	Total de CER Emitidas	Estimativa de CER em 2012
Hidrelétrica	208	78.649.544	60	5.802.326	63.352.192
Biomassa	203	70.726.521	86	8.996.961	53.322.780
Biogás	173	46.107.425	44	3.657.289	20.718.887
Eólica	144	78.732.069	64	4.580.278	37.369.339
Utilização/Reutilização de Metano	90	149.494.445	23	4.047.040	60.092.188
Utilização Gás/Calor de Aterro	76	103.219.671	23	12.065.817	105.972.321
Eficiência Energética	54	11.505.104	17	669.321	9.397.920
Mudança Combustível	34	51.586.300	13	1.261.482	35.472.523
Redução de N ₂ O	32	227.719.179	6	32.579.106	370.916.618
Cimento	22	21.931.337	8	1.289.603	12.591.686
Redução de HFC	17	459.410.200	15	80.541.321	455.084.876
Metano Evitado	14	5.309.803	1	552.726	5.158.718
Outras Energias Renováveis	13	10.958.044	3	293.671	4.111.904
Florestamento e reflorestamento	2	1.962.752	1	59.020	469.826
Evapotranspiração	1	340.223	0	0	340.223
Redução de PFC	1	195.491	0	0	195.491
Total	1084	1.317.848.109	364	156.395.961	1.234.567.492

Fonte: IGES CDM Project Data Analysis, 2006 (tradução nossa)

A expectativa é que com a aprovação de novos procedimentos, como a criação do MDL programático, que flexibiliza vários aspectos dos procedimentos tradicionais relacionados com a apresentação de projetos individuais, esse quadro seja qualitativamente alterado, sobretudo com a entrada e registro de um volume significativo de projetos de eficientização pelo lado da demanda.

Destaque-se que as informações disponíveis no site da UNFCCC mostram que em março de 2009 a distribuição de CER estimadas até 2012 é de 2,9 bilhões, 16% superior a esta estimada pelo IGES em 2006, de 2,5 bilhões.

Se por um lado esses resultados revelam a contribuição do MDL para que os países desenvolvidos cumpram suas metas quantificadas de emissões, por outro, a análise com foco na participação dos projetos no *pipeline*, por tipo de projeto mostra uma estimativa de distribuição de CER, em 2012, pouco favorável para as atividades de projetos que contribuem de forma mais efetiva para o desenvolvimento sustentável.

Com efeito, de acordo com as análises desenvolvidas por Ellis (2006) e Hinostroza, et al.(2007), 37% da distribuição estimada para 2012, de 3 bilhões, contemplará projetos de redução de gases industriais (HFC, PCF e N₂O), cuja contribuição para o desenvolvimento sustentável é questionável.

As CER associadas a projetos que contribuem mais para o desenvolvimento sustentável, como aqueles que usam energias renováveis e/ou aqueles que promovem a eficiência energética e a troca de combustíveis fósseis não estarão bem representados.

Nesse sentido, são importantes as análises e dados apresentados por Figueres e Philips (2007) e Hinostroza et al. (2007), confirmando as dificuldades que enfrentam, no âmbito do MDL, os projetos de eficiência energética e propondo que novos procedimentos, a exemplo do MDL programático (pMDL) e dos Programas de Atividades (PoAs), sejam adotados para elevar a implementação de projetos de eficiência energética pelo lado da demanda.

Estima-se que do total das CER distribuídas em 2012, 7% serão vinculadas a projetos de troca de combustíveis fósseis, 22% a projetos de energias renováveis e apenas 9% a projetos de eficiência energética. Os projetos de eficiência energética pelo lado da demanda representarão somente 1% do total.

Apesar dessa distribuição desfavorável em relação ao escopo dos projetos sob a ótica do desenvolvimento sustentável, o mercado internacional de carbono tem crescido, demonstrando que ele pode oferecer uma importante contribuição para reduzir no futuro as emissões dos GEE em todo o mundo.

De acordo com o Capoor e Ambrosi (2007)⁶³, os mercados de carbono, regulados e não regulados, são partes fundamentais para responder às mudanças climáticas, sendo eles responsáveis por transações estimadas em US\$ 30 bilhões, envolvendo volumes de reduções das emissões da ordem de 1.637 MtCO₂-eq, em 2006.

Na Tabela 7 são fornecidas as informações sobre os volumes e valores desses mercados em 2005 e 2006. A maior parte das transações de venda e re-venda foi do European Union Allowances (EU ETS), com 67% dos valores transacionados, colocando-se em segundo lugar, o MDL (transações primárias + secundárias), com participação de 29% do total.

Os mercados voluntários⁶⁴ também cresceram, com valores de transações estimadas da ordem de US\$100 milhões, em 2006, e valores recordes comercializados no Chicago Climate Exchange (CCX) e no New South Wales Market (NSW). Os projetos de Implementação Conjunta, vinculados às chamadas economias de transição⁶⁵ também mostraram avanços em 2006, 16,3 MtCO₂-eq comercializadas, representando um crescimento 45% acima daquelas registradas em 2005.

⁶³ - State and Trends of the Carbon Market, 2007

⁶⁴ - Mercados Voluntários: Chicago Climate Exchange (CCX), New South Wales Market (NSW), UK ETS. Mais detalhes sobre os mercados voluntários ver IETA (State and trends of the carbon market), 2007, p.17-19.

⁶⁵ - Países EIT: Bulgária, Croácia, Rep. Tcheca, Estônia, Latvia, Hungria, Polônia, Romênia, Rússia, Eslovênia, Eslováquia, Ucrânia.

Tabela 7 - Mercado de carbono: volumes (MtCO₂ –eq) e valores (US\$) em 2005 e 2006

	2005		2006	
	Volume	Valor	Volume	Valor
Permissões				
EU ETS	321	7.908	1.101	24.357
New South Wales	6	59	20	225
Chicago Climate	1	3	10	38
UK ETS	0	1	na	Na
Sub-Total	328	7.971	1.131	24.620
Transações Baseadas nos Mecanismos				
MDL Primário	341	2.417	450	4.813
MDL Secundário	10	221	25	444
JI	11	68	16	141
Outros Mecanismos	20	187	17	79
Sub-Total	382	2.894	508	5.477
TOTAL	710	10.864	1.639	30.098

Fonte: Capoor e Ambrosi, 2007, p.3 (tradução nossa)

Os preços praticados nesses mercados, de acordo com Haites (2007), são mais estáveis na comparação com a volatilidade de preços observada no mercado EU ETS. A maioria dos CER transacionados variou entre US\$ 8 a 14, elevando a margem para US\$ 11, em 2006. A média de preços praticada no mercado de projetos baseados em Implementação Conjunta foi da ordem de US\$ 9.

Ainda segundo Haites (2007), a estimativa de receitas com a venda de CER registrados em 2006 é 1 a 1,5 bilhão de dólares por ano, para um total investido nesses projetos de cerca de US\$7 bilhões. Desse total, 5,7 bilhões de dólares são investimentos de projetos de energia renovável e eficiência energética, o que, de acordo com o mesmo autor, é um volume comparável ao que foi investido, em 2006, em assistência oficial, cerca de 2 bilhões de dólares e pelo investimento privado, 6,5 bilhões de dólares, em projetos desse tipo, em todos os países em desenvolvimento.

Os governos dos países desenvolvidos são os maiores compradores de CER diretamente ou através dos fundos. Haites (2007) estima que esses governos comprem em torno de 45% dos compromissos estimados para 2008-2012.

A expectativa é que a oferta de CER para o primeiro período de compromisso (2008-2012) atenda plenamente aos compromissos dos países listados no Anexo B, a menos que o governo canadense mude a sua posição de não comprar certificados no âmbito do Protocolo de Kyoto. Nas Tabelas 8 e 9 algumas estimativas de demanda e oferta, elaboradas por instituições que acompanham o mercado de carbono.

Tabela 8 – Estimativa da demanda das unidades de Kyoto em 2010 (MtCO₂-eq)

Fonte	Point Carbon ^a	Capoor e Ambrosi ^b	ICF International ^c Demanda Média	ICF International ^c Dispersão
Governos do Anexo I	140		318	289 – 349
Governos EU 15		90		
Instalações EU ETS	217 ^a	228	260	211 – 332
Japão, público + privado	40	70		
Outros governos		12		
Demanda estimada exceto	397	400^b	578	500 – 671
Canadá		260	5 ^d	0 – 187
Demanda estimada		660	583	500 – 858

Notas:

^a Point Carbon, *CDM/JI supply: will there be enough for everyone?* 14 de maio de 2007, convertido para médias anuais em 2008 – 2012. A demanda por EU ETS é o limite geral do uso de CER e ERU em 21 países, baseado nos planos de alocação nacional aprovados, *Carbon Market Europe*, 18 de maio de 2007. Point Carbon, 2007, *Carbon 2007 – A new climate for carbon change trading*, março de 2007.

^b Capoor e Ambrosi, 2007. Mais de 45% da demanda excluindo o Canadá já foram contratados.

^c ICF International, 2007.

^d Isto reflete o anúncio de abril de 2007 de que o governo não irá adquirir unidades de Kyoto, mas

Fontes: Haites, E., (2007), p. 18 (tradução nossa)

Não se espera alterações significativas na demanda por unidades antes de 2010. Alterações poderão ocorrer se o sistema de comercialização EU ETS for expandido com a inclusão da aviação e se os novos sistemas de comercialização da Austrália e Estados Unidos permitirem o uso das unidades geradas no âmbito do Protocolo de Kyoto. O ICF estima que poderá chegar a 30 MtCO₂/ano a demanda de CER e ERU do *Regional Greenhouse Gas Initiative* (RGGI) dos Estados Unidos, entre 2008-2012.

Tabela 9 – Estimativa da oferta das unidades de Kyoto em 2010 (MtCO₂-eq/ano)

Fonte	Point Carbon ^a	Capoor e Ambrosi ^b	ICF International ^c Oferta Média	ICF International ^c Dispersão
Mecanismo de Desenvolvimento				
<i>Pipeline</i> abril de 2007	460			
Projetos Adicionais	240			
Reduções Projetadas	700			
Estimativa de certificados	330	300 ^b		
Implementação Conjunta				
<i>Pipeline</i> abril de 2007	46			
Projetos Adicionais	55			
Reduções Projetadas	101			
Estimativa de certificados	60	40		
Sub-Total de certificados	390	340	340	220 – 450
Excedente de AAU				
Rússia	950 ^d	640		
Ucrânia	300 ^d	440		
Outros	400 ^d	340		
Sub-Total AAU	1.650	1.420	400^c	240 – 600^c
Total	2.040	1.760	740	460 – 1050

Notas:

^a Point Carbon, *CDM/JI supply: will there be enough for everyone?* 14 de maio de 2007, convertido para médias anuais em 2008 – 2012.^b Capoor e Ambrosi, 2007. Os números para CER são baseados no *CDM Pipeline* (Fenhann) de maio de 2007, ajustado para valores observados e sem alocações para projetos adicionais.^c ICF International, 2007. As AAU são apenas as unidades vendidas por *Green Investment Schemes* e foram convertidos para médias anuais.

Fonte: Haites, 2007, p.19 (tradução nossa)

Os analistas chamam a atenção para o fato de que a oferta potencial de CER pode elevar-se, significativamente, com a implementação de projetos de florestas e reflorestamento, projetos de destruição de HFC, captura e armazenamento de CO₂ ou de projetos de redução do desmatamento. No entanto, o principal potencial de oferta adicional desse mercado são as *Assigned Amount Units* (AAU) asseguradas pelos países do leste europeu.

Ainda segundo as análises desenvolvidas por Haites (2007), as AAU serão usadas em períodos futuros e as CER e *Emission Reduction Unit* (ERU) provavelmente serão usadas para fazer face aos atuais compromissos dos países do Anexo B. O volume de AAU associado a uma baixa demanda poderá afetar o mercado de carbono na próxima década. Apenas na hipótese de um

rápido crescimento da demanda pós-2012, a oferta adicional de AAUs seria rapidamente absorvida.

A oferta de CER e ERU poderá ainda ser afetada, considerando os seguintes pontos:

- ✓ Incerteza sobre o pós-2012, que desestimula a implementação de projetos com *payback* mais longos e, conseqüentemente, o fluxo de novos projetos;
- ✓ Possibilidade de revisões das emissões de CER e ERUs de projetos de baixo risco;
- ✓ Possibilidade de mudanças no marco regulatório do MDL para ampliar a distribuição dos projetos em favor de projetos que apresentem mais crescimento dos benefícios.

Apesar dessas incertezas, os analistas esperam que a oferta seja suficiente para cobrir a demanda para o primeiro período de compromisso. A expectativa quanto aos preços praticados para CER/ERU e AAU é que eles não caiam. Primeiro, porque as concessões do EU fase I não podem ser usadas após 2007, então elas não terão valor no final do período, segundo porque as unidades de Kyoto, ao contrário, podem ser usadas após 2012.

As expectativas para 2030 são muito elásticas, variando em torno de estimativas de demandas muito baixas, que consideram que o fluxo atual dos projetos MDL é suficiente para atender a demanda em 2030, até expectativas muito elevadas, que projetam demanda da ordem de 100 bilhões de dólares por ano em 2030. Essas projeções de demanda alta supõem que países como Austrália e Estados Unidos assumam compromissos ambiciosos de redução das emissões dos GEE. Na Tabela 10 as estimativas para o mercado de carbono para 2010 e 2030.

Tabela 10 – Estimativa de preços das unidades de Kyoto em 2010 e 2030

Ano	Mercado	Vendas (US\$ ₂₀₀₆ bilhões)	Quantidade (MtCO ₂ -eq)	Preço (US\$ ₂₀₀₆ /tCO ₂ - eq)
2010	Atendimento por participantes do Anexo I ao Protocolo de Kyoto (principalmente MDL e IC)	10 a 15 (5 a 25)	400 a 600 ⁶⁶	23,60 (13,50 a 33,75)
2030	Compras por atuais participantes do Anexo I pela Convenção de países em desenvolvimento			
	Estimativa inferior	10 a 15 (5 a 25)	400 a 600	23,60 (13,50 a 33,75)
	Estimativa superior	100 (90 a 125)	4000 a 6000	23,60 (13,50 a 33,75)

Fonte: Haïtes, 2007, p. iv (tradução nossa)

Os mecanismos do Protocolo de Kyoto (MDL, IC e ME) e o sistema de comercialização estabelecido pelos países do Anexo B (EU ETS) dominarão o mercado entre 2008-2012, com ênfase para as perspectivas de crescimento do sistema de comercialização das EU ETS pela possibilidade da inclusão de países como a Noruega, Islândia e Turquia, o *link* com o sistema de comercialização da Suíça e a cobertura da aviação começando em 2011.

As previsões para os mercados voluntários apontam para um rápido crescimento no volume das transações. As vendas estimadas em 2006 de 13,4 MtCO₂ atingiriam uma média anual de 250 MtCO₂, entre 2008 e 2012, com preços médios variando dos atuais US\$4/tCO₂ (2006) para US\$10/tCO₂ (2008-2012). Confirmando-se essas expectativas o mercado voluntário representará 15% do mercado total.

⁶⁶ - Sem considerar o governo canadense.

3.4 Balanço do MDL no Brasil

Como anteriormente discutido, o MDL é um mecanismo de flexibilização, do qual podem participar os países não Anexo 1, e que como objetivo central ajudar os países desenvolvidos, em caráter suplementar, a cumprirem suas metas quantificadas de reduções das emissões dos GEE, por meio da certificação de projetos de redução de emissões implementados nos países em desenvolvimento e a posterior venda das reduções certificadas de emissão aos países listados no Anexo 1. As reduções de emissões devem ser adicionais, garantir benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo para a mitigação das mudanças climáticas (MCT, 2009)⁶⁷.

Em setembro de 2008, com 346 projetos no *pipeline* do MDL, o Brasil ocupava o 3º lugar, sendo precedido, em número de projetos, pela China e Índia, que apareciam em primeiro e segundo lugar, respectivamente. Desses, 156 projetos brasileiros foram registrados e 31 estão solicitando o registro.

A CIMGC aprovou 203 e mais 8 encontram-se em revisão. Por escopo setorial, a distribuição dos projetos brasileiros mostra uma enorme concentração de atividades vinculadas à energia renovável, 48%, seguida dos projetos de suinocultura, com 17% e troca de combustível fóssil com 12%.

Em termos de medidas de caráter nacional de estímulo ao desenvolvimento de projetos de MDL destacam-se a proposta de criação do Fundo Nacional sobre Mudança do Clima, com o objetivo de prover os recursos financeiros para implementar a Política e o Plano sobre Mudança do Clima (PMNC), 2008.

Outra iniciativa é o Pró-MDL criado com o objetivo de financiar projetos de pré-investimento e de desenvolvimento científico-tecnológico. Com o Pró-MDL, vários agentes envolvidos com o desenvolvimento de projetos de MDL poderão ter

⁶⁷ - Disponível em: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0200/200842.pdf Acesso em 20/03/2009.

acesso a recursos na forma de financiamento (reembolsáveis) e não reembolsáveis (MMA, 2008).

Finalmente existe a cooperação internacional a partir da qual o Brasil vem estabelecendo projetos de cooperação com países, como Canadá, Dinamarca, Espanha, França, Holanda, Itália, Japão, Portugal e Reino Unido, “em alguns casos por meio de Memorandos de Entendimento para cooperação nas áreas de mudança do clima e execução de projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL” (MMA, 2008, p.122).

Estima-se que em todo o mundo, no primeiro período de obtenção de crédito (2008-2012), algo em torno de 5,4 GtCO₂-eq devem ser evitadas, média anual de 660 milhões de tCO₂-eq⁶⁸, com a China sendo responsável por mais de 2,5 GtCO₂-eq (47%), a Índia com 1,3 GtCO₂-eq (25%) e o Brasil com 0,331 GtCO₂-eq (6%). O México e a Coreia do Sul aparecem em quarto e quinto lugares, com 3% e 2%, respectivamente. (MCT, 2009)⁶⁹

Como se pode observar na Tabela 11, a distribuição dos projetos brasileiros por tipo de atividade mostra que os projetos de redução de N₂O e de aterro sanitário embora apareçam em menor quantidade são responsáveis por uma grande parcela de emissões reduzidas. Na outra ponta se encontram os projetos de energia renovável, suinocultura, troca de combustível fóssil e eficiência energética, que embora mais numerosos, reduzem volumes menores de emissões. Ou seja, 10% dos projetos (redução de N₂O e aterro sanitário) são responsáveis por 39% das emissões anuais reduzidas, enquanto que os projetos que representam 77% do número total de projetos reduzem 53% das emissões anuais a eles associadas.

⁶⁸ - Dividindo-se as toneladas a serem reduzidas no primeiro período de obtenção de créditos pelo número de anos (7 ou 10) obtém-se uma estimativa anual de redução esperada (MCT, 2009).

⁶⁹ - Status dos Projetos de MDL no Brasil, atualizado em fevereiro de 2009.

Tabela 11 - Distribuição das atividades de projeto no Brasil por tipo de projeto

Projetos em Validação/Aprovação	Número de projetos	Redução anual de emissão	Redução de emissão no 1º período de obtenção de crédito	Número de projetos (%)	Redução anual de emissão (%)	Redução de emissão no 1º período de obtenção de crédito (%)
Energia renovável	163	16.971.045	119.565.353	48	39	36
Suinocultura	58	2.854.044	26.834.620	17	7	8
Aterro sanitário	30	10.156.054	75.048.699	9	24	23
Processos industriais	7	832.946	6.131.592	2	2	2
Eficiência energética	21	1.490.288	14.535.192	6	3	4
Resíduos	13	1.270.537	10.255.823	4	3	3
Redução de N ₂ O	5	6.373.896	44.617.272	1	15	14
Troca de combustível fóssil	40	2.944.658	24.541.512	12	7	7
Emissões fugitivas	1	34.685	242.795	0	0	0
Reflorestamento	1	262.352	7.870.560	0	1	2

Fonte: MCT, 2009

Essa concentração aparece também na distribuição dos projetos por estado. Com efeito, oito estados brasileiros⁷⁰ concentram 77% do total de projetos registrados no Brasil, sendo que quatro deles, SP, MG, RS e MT, absorvem 53% do total. Exceto os projetos localizados nos estados do Mato Grosso e Mato Grosso do Sul, todos os demais se situam nas regiões sul e sudeste do Brasil, perfazendo 64% do total.

No setor energético a capacidade instalada dos projetos de MDL aprovados pela CIMGC alcançou 2,9 GW. Desse total, 2,6 GW encontram-se assim distribuídos: cogeração de biomassa, com 1,03 GW; hidrelétricas, com 0,95 GW; e PCH, com 0,60 GW.

Esses números revelam que o país já possui uma larga experiência com o MDL, colocando-se competitivamente como um importante ator, em nível mundial. Além disso, o país cresceu do ponto de vista institucional, com a criação de leis e diversas instâncias que regulamentam e operacionalizam o funcionamento do

⁷⁰ - São Paulo, Minas Gerais, Rio Grande do Sul, Mato Grosso, Santa Catarina, Paraná, Goiás, Mato Grosso do Sul.

MDL no Brasil, com ênfase na Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC), que é a Autoridade Nacional Designada (AND), constituída nos termos do Anexo 1 da Decisão 17/CP7 dos Acordos de Marraqueche.

Vários trabalhos apontam que há no país diversas oportunidades para o desenvolvimento e implementação de projetos de MDL, especialmente com projetos para geração de energia elétrica a partir das fontes eólica, solar, biomassas e fonte hídrica, projetos de eficiência energética, aproveitamento de metano para co-geração de eletricidade e vapor, projetos no setor agropecuário, de reflorestamento e recuperação de matas ciliares, na área florestal e no tratamento de resíduos sólidos urbanos.

Aparentemente, milhões de tCO₂ poderão ser evitadas se esse potencial for adequadamente explorado. O aprimoramento e intensificação do MDL não apenas elevará a contribuição do país no esforço global de combate ao aquecimento global, como também facilitará e ampliará a entrada de recursos externos e transferência tecnológica, com desdobramentos positivos sobre a formação de recursos humanos e geração de novos empregos.

Capítulo 4 Modelo de Equilíbrio Integrado

Apresenta-se nesse Capítulo a metodologia do Modelo de Equilíbrio Integrado (MEI), adotado no presente trabalho para determinar o despacho futuro do parque gerador, inclusive das usinas térmicas (UTE) flexíveis convencionais⁷¹.

O MEI foi elaborado com base em um modelo elaborado por uma equipe de pesquisadores do Instituto de Economia (IE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ)⁷², com o objetivo de prever as necessidades de expansão do SIN, em médio prazo, atender aos requisitos de energia elétrica do SIN, com garantia da segurança energética e ao menor custo total de operação do sistema elétrico, em cada período.

Por suas características e operacionalidade, o modelo permite obter, com razoável grau de confiança, a oferta de energia elétrica necessária, por fonte, para atender mensalmente aos requisitos do mercado previsto no período estudado, oferecendo resposta gerencial adequada para a metodologia proposta para estimar a linha de base dos projetos candidatos ao MDL a serem conectados ao SIN.

Com efeito, com vistas a verificar a adequabilidade do modelo às necessidades da presente pesquisa, foram comparados os resultados simulados pelo MEI com os dados realizados em relação à geração térmica convencional, os níveis dos reservatórios do SIN e preço spot da energia elétrica, entre 2004-2008.

⁷¹ - São consideradas UTEs flexíveis convencionais as centrais termelétricas movidas a óleo combustível, óleo diesel, carvão e gás natural, cujo despacho é realizado por ordem de mérito de custo. As usinas térmicas inflexíveis são aquelas cujo despacho é realizado de forma obrigatória, independentemente do custo do despacho a elas associados.

⁷² - O modelo original, desenvolvido sob a coordenação do professor Adilson de Oliveira, tem sido usado pelo IE em estudos e pesquisas acadêmicas, para gerar perspectivas quanto às principais variáveis de análise, como a segurança do abastecimento, evolução de preços e utilização de combustíveis, a partir de hipóteses quanto à expansão do parque de geração e o crescimento da economia. O modelo pode ser adaptado para analisar problemas específicos, como a avaliação da viabilidade econômica de uma central, ou para estimar as emissões dos GEE de sistemas elétricos, como a que foi desenvolvida no presente trabalho.

Os resultados mostraram que o despacho térmico estimado pelo modelo foi apenas 9% inferior ao valor observado, para o período entre 2004-2008, mostrando que os resultados obtidos apresentam satisfatória adequação à realidade, com viés conservador.

No que tange a série de níveis de reservatórios os resultados obtidos demonstram uma clara aderência relativamente aos níveis observados para as regiões Nordeste e Norte e discrepâncias em relação aos dados realizados para as regiões Sul e Sudeste. Esses desvios, no entanto, podem ser explicados pelo modo como o MEI faz a gestão dos reservatórios do sistema elétrico que, ao minimizar o risco de desabastecimento, opta por transferir uma grande quantidade de energia das demais regiões para o Sudeste, que é considerado o fator principal na manutenção da segurança energética. Isto explica o maior nível relativo de armazenamento observado nesta região, e menor nível, sobretudo, do reservatório da região Sul.

Os preços previstos para a energia elétrica não acompanharam estreitamente os preços observados, principalmente quando ocorrem oscilações bruscas neste último. Nestes casos, os preços simulados no MEI são influenciados pela energia armazenada no reservatório do Sudeste, que funciona como um “colchão de amortecimento” para o preço estimado pelo modelo, mantendo-o estável. Em sentido contrário, e coerentemente, o alto preço estimado pelo modelo, no primeiro semestre de 2004 da série do Sudeste, reflete o risco relacionado ao baixo nível observado no reservatório equivalente, neste semestre. Todos os resultados da validação são apresentados e analisados no item 4.4.2 desse Capítulo.

Destaque-se que embora o desenvolvimento do planejamento do setor elétrico brasileiro ter permitido um grande conhecimento sobre o comportamento futuro da capacidade da geração hidrelétrica brasileira, e dos avanços realizados no campo da informática⁷³, o poder de previsão desses modelos enfrenta ainda

⁷³ - Esses avanços referem-se aos desenvolvimentos de modelos sofisticados que simulam os comportamentos futuros da hidrologia e dos requisitos de energia elétrica, entre outras variáveis.

muitas limitações. O despacho de usinas em sistemas elétricos com as características do SIN envolve variáveis de entrada com um alto grau de imprevisibilidade e, portanto, os resultados obtidos por meio dessas simulações devem ser vistos com cautela.

Com efeito, as variáveis dependem de um conjunto muito amplo de fatores, que se alteram mais rapidamente do que a capacidade que os modelos e analistas possuem em captá-las, a exemplo de mudanças de expectativas dos agentes que atuam no setor, variações inesperadas das afluições aos reservatórios em curto prazo, postergações de início e/ou finalização de obras de centrais elétricas importantes para o atendimento da demanda em razão de condicionantes políticos, ambientais, econômicos e regulatórios, entre outras.

Nessas condições, todos os resultados obtidos através das simulações realizadas com o modelo MEI estão sujeitos a variações, cujas magnitudes podem ser bastante significativas, a depender de como outras variáveis exógenas ao modelo se comportem.

É importante observar que as incertezas associadas às variáveis de entrada são comuns a qualquer modelo de simulação. Para reduzir essas incertezas é recomendável desenvolver, paralelamente à análise dos resultados encontrados com a aplicação de um modelo de simulação, análises qualitativas que levem em conta os desdobramentos futuros de aspectos políticos, ambientais, regulatórios e sociais que afetam os processos de planejamento e implementação dos projetos que fazem parte do portfólio de expansão do parque gerador, em médio e longo prazo.

Portanto, ainda que os resultados obtidos com a aplicação do modelo se mostrem, em princípio, coerentes, precisam ser vistos apenas como um possível cenário de futuro, cuja pertinência e probabilidade de ocorrer estão diretamente ligadas a um mínimo grau de estabilidade das condições a partir das quais este cenário foi desenhado.

4.1 Metodologia do Modelo de Equilíbrio Integrado

O modelo elaborado tem como objetivo central atender aos requisitos de energia elétrica do SIN, ao menor custo total de operação do sistema elétrico, em cada período, respeitadas as seguintes condições:

- a- A condição de equilíbrio se realiza em tempo real, ou seja, a oferta de energia elétrica é igual aos requisitos de mercado em cada período;
- b- A geração hidrelétrica total em cada subsistema é sempre menor ou igual à soma da capacidade de geração das hidrelétricas localizadas nesse subsistema;
- c- O despacho hidrelétrico é realizado com base na disponibilidade de água nos reservatórios equivalentes de cada submercado, sujeito a uma estimativa do valor da água acumulada nos reservatórios no momento do despacho;
- d- O despacho das térmicas é realizado com base no custo variável unitário (CVU) declarado para o ONS; os intercâmbios entre os subsistemas são limitados pela capacidade de transmissão existentes⁷⁴;
- e- O modelo opera de forma a preservar níveis mínimos para o reservatório equivalente de cada submercado de modo a minimizar o risco de desabastecimento, utilizando como critério o período pluviométrico crítico.

O modelo permite aos usuários gerar cenários e previsões para as diversas variáveis de análise, como risco de desabastecimento, evolução de preços e utilização de combustíveis, a partir de hipóteses quanto à expansão do parque de geração, aos requisitos de energia elétrica e o crescimento da economia. Para efeito desta tese o modelo foi modificado para permitir a quantificação das emissões dos gases de efeito estufa (GEE), em particular, o dióxido de carbono

⁷⁴ - Especificamente para esse trabalho não foi necessário levar em conta os limites de intercâmbio entre os subsistemas porque o SIN, para efeito de determinação da linha de base (LB) dos projetos de MDL, foi considerado como sistema único (MCT/CIMGC, 2007).

(CO₂) emitido em decorrência da queima dos combustíveis para a geração de eletricidade das termelétricas que servem ao SIN. Nesse caso, os resultados são gerados a partir das estatísticas estimadas de despacho das centrais termelétricas flexíveis.

No modelo, o custo total da operação do sistema é dado pelos custos associados ao despacho das usinas hidrelétricas e das usinas termelétricas que compõem o parque gerador.

O custo das hidrelétricas é função da água acumulada nos reservatórios, cujos níveis variam, a cada período, em função:

- a) Da utilização da água no período atual;
- b) Do nível inicial dos reservatórios;
- c) Das energias afluentes (ENAs) no período;
- d) Dos preços dos combustíveis;
- e) Dos vertimentos e das perdas registradas por evaporação ou pelas condições dos terrenos onde a água está acumulada.

Partindo da premissa de que os reservatórios devem ser mantidos em nível que garanta o equilíbrio entre a demanda e a oferta de energia elétrica ao longo de todo o período estudado, qualquer nível de água armazenada inferior a esse ponto de equilíbrio é considerado como indisponível para despacho. A diferença entre o nível real do reservatório e esse nível mínimo informa o volume de água disponível para ser usada na geração de energia elétrica.

Uma vez determinado esse volume, o valor da água disponível tem um comportamento exponencial, cujo valor máximo é representado pelo preço a partir do qual a sociedade prefere não consumir energia e cujo valor mínimo é aquele que representa o custo de oportunidade da água quando o reservatório está cheio (OLIVEIRA, et al., 2007).

O custo das usinas térmicas convencionais é função dos preços do gás natural e dos outros combustíveis fósseis utilizados por essas UTEs. No presente trabalho, o custo das térmicas foi definido diretamente pelo custo variável unitário (CVU), não importando se movidas a gás natural ou a outros combustíveis fósseis (EPE, 2008a e 2008b).

4.2 Estrutura e Operacionalidade do MEI

O MEI foi composto em quatro módulos, a saber: módulo de ENA, de carga de energia, de oferta de capacidade, de vertimento e perdas, que dividem o processo de simulação por etapas. Através dessas etapas são obtidos os valores necessários para dar entrada no mecanismo de equilíbrio do sistema, alcançado por meio de interações entre oferta e demanda que são equilibradas em função do menor custo de suprimento, sujeito aos critérios de segurança. A Figura 4 mostra a estrutura e o fluxograma do modelo adotado nesse trabalho.

Figura 4 - Estrutura e Fluxograma do MEI

Fontes: (1) Termo de Compromisso Petrobras; (2 e 3) Nota Técnica de revisão do cálculo da garantia física das usinas (EPE, out/08); (3) PDEE 2007-2016.

Em termos operacionais, o modelo trabalha com planilhas Excel com o apoio de microcomputador e utiliza modelos parametrizados com o uso de pacotes estatísticos mais sofisticados. As estimativas de emissões dos gases de efeito estufa (GEE) são geradas a partir dos dados de despacho estimado para as termelétricas.

O modelo opera obedecendo à seguinte seqüência:

1. A demanda mensal de energia elétrica é estimada por meio de um modelo econométrico para cada submercado;
2. É estimada a oferta inflexível de energia em cada submercado, definida pela oferta das centrais nucleares, energia de Itaipu, térmicas declaradas inflexíveis e fontes alternativas de energia despachadas na base;
3. A demanda residual (DR) de cada submercado que deve ser atendida pela hidrelétrica e pelas térmicas flexíveis é obtida pela diferença entre a demanda estimada na primeira etapa e a oferta inflexível;
4. O despacho hidrotérmico em cada submercado é estimado com base na curva de valor para a água disponível em seu reservatório equivalente e nos custos variáveis unitários (CVU) das térmicas disponíveis para despacho;
5. Os fluxos de energia entre as sub-regiões são estimados de forma a garantir a oferta de energia de menor preço disponível para as sub-regiões de preço mais elevado;
6. A oferta térmica das usinas a gás natural considerada pelo modelo especificamente para calcular as emissões dos GEE é definida com base no Termo de Compromisso da Petrobrás que estabelece a disponibilidade das usinas a gás natural (GN) até 2011.

No Gráfico 11 uma representação simplificada de como a condição de equilíbrio do sistema elétrico é atendida. O preço P^* de equilíbrio é encontrado por meio de uma função que valoriza a água disponível no reservatório. Ele é máximo quando está próximo ao custo do déficit e é mínimo quando representa o custo de oportunidade da água com o reservatório cheio. Todas as centrais cujos preços são inferiores ao preço de equilíbrio P^* são despachadas por ordem de mérito.

Observe-se que a curva de oferta integrada é composta de dois segmentos: o segmento representado pela linha azul da curva significa o despacho das UHE e o segmento em vermelho o despacho das usinas termelétricas com preços menores que P^* .

Gráfico 11 - Equilíbrio no mercado de energia elétrica
Fonte: Oliveira, et al., 2008

4.2.1 Módulo de Previsão dos Requisitos de Carga

O modelo de previsão dos requisitos de energia para cada subsistema do Sistema Interligado Nacional (SIN) considera como variáveis explicativas o comportamento da economia e o crescimento demográfico, trabalhando de forma agregada, em razão da disponibilidade e qualidade dos dados de carga fornecidos pelo ONS.

As previsões demográficas e os cenários utilizados sobre o comportamento da economia são aqueles formulados por organismos oficiais encarregados como o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Especificamente para atender aos objetivos do presente trabalho o modelo de previsão de carga não foi utilizado. Optou-se por considerar os requisitos de energia do SIN estimados no PDEE 2007-2016 com base na trajetória inferior de crescimento do mercado e projetar o ano de 2017 com base na taxa média de crescimento observada entre 2007- 2016.

4.2.2 Módulo de ENA: Determinação da Oferta Hidrelétrica

A oferta hidrelétrica é determinada por um modelo de energia natural afluyente (ENA), que considera as observações hidrológicas do período entre 1964-2006 nos quatro subsistemas elétricos para projetar o comportamento futuro dessas ENA. As estimativas de ENA são corrigidas para incorporar a expansão do parque gerador. O modelo utiliza os subsistemas elétricos - Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte - como unidades geográficas.

Uma vez que o modelo valoriza a geração hidrelétrica a partir do volume de energia disponível nos reservatórios, na razão inversa do nível observado em

cada período, quando os reservatórios estão vazios, a produção hidrelétrica se reduz para permitir a acumulação de água, sendo despachadas as térmicas para atender a demanda. A curva de oferta térmica foi modelada a partir de cenários de expansão do parque gerador e dos preços dos combustíveis. (Oliveira, et al., 2008).

Para a modelagem da energia natural afluyente o modelo utiliza os modelos auto-regressivos quantílicos de ordem p (ARQP), que, segundo seus autores, pela sua maior flexibilidade, “permitiu a obtenção de estimativas mais adaptadas às séries de ENA”, registrando ainda que “os modelos adotados no NEWAVE são casos particulares desse *approach*” (OLIVEIRA, et al., 2008).

O Gráfico 12 apresenta os dados simulados segundo o modelo para o subsistema Sudeste de 1971 até os dias de hoje. Observa-se a semelhança entre a distribuição simulada e a original.

Gráfico 12 - Distribuição da ENA simulada e observada no SE (1971-2008)
Fonte: Oliveira, A. et al., 2008

4.2.3 Módulo de Vertimento e Perdas

Uma importante variável para determinar o equilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica é a informação sobre os níveis iniciais dos reservatórios equivalentes em cada período. Tais níveis podem ser fornecidos pelo usuário para qualquer cenário, sendo geralmente utilizado o último valor observado em cada um dos quatro reservatórios equivalentes que o modelo adota para realizar as simulações.

Como os volumes de geração são calculados em função da curva de custo futuro da água, ou do custo de oportunidade do uso da água e das alternativas de geração com o despacho flexível, para se obter o valor final do reservatório é preciso calcular o volume de água vertido em cada período.

O vertimento ocorre por diversas razões, inclusive a de manter a vazão das bacias hidrográficas, assegurando a água necessária para outros fins que não o de geração de eletricidade e para o objetivo de observar um nível máximo de armazenamento da água, para evitar que em períodos de alta hidraulicidade possa haver transbordamentos.

Na medida em que o vertimento corresponde, quantitativamente, a uma energia não gerada há uma associação inversa entre verter e gerar, que pode ser explicada também por outros fatores como o nível dos reservatórios no período t qualquer, no volume de ENA previsto e numa componente sazonal.

As perdas por evaporação e por absorção do solo podem ser consideradas constantes, em média, ou variando em função dos níveis do reservatório. No modelo as perdas foram consideradas como uma parcela do vertimento.

Para estimar a água vertida e as perdas o modelo utiliza uma regressão linear simples, estabelecendo uma relação entre a sazonalidade, nível dos reservatórios no período dado e ENA do mesmo período. O modelo pressupõe uma continuidade no saldo de água, sendo o resultado a cada período igual ao

período anterior somado ao balanço dos usos. Assim, os níveis dos reservatórios no período seguinte ($t+1$) correspondem aos níveis observados no período atual (t), adicionado da energia afluenta, subtraídos a geração realizada, o vertimento e as perdas.

Para calcular o saldo do período seguinte é preciso ter o valor do vertimento e perdas. Por isso, e dada a relação existente entre os componentes deste saldo, estes são obtidos através da seguinte expressão:

$$V_t + P_t = a_t + bR_t + cENA_t - dG_t, \quad \text{onde:}$$

a_t = constante sazonal

R_t = reservatório no período t

ENA_t = ENA do período t

G_t = água utilizada nos reservatórios das usinas hidrelétricas para a geração de energia no período t

b, c e d = regressores

Os dados estimados apresentaram um excelente ajuste quando confrontados contra os dados observados de vertimento e perdas no período entre 2000 e 2007. Uma aflluência muito acima da média pode, entretanto, deslocar pontualmente estes resultados. Nesse caso, o vertimento cumpre o papel de preservar a segurança da bacia. Para modelar esses casos, aplicou-se no modelo um teto artificial para os reservatórios equivalentes, conforme observado nas séries históricas, simulando o que seria feito na realidade.

4.3 Modelo Computacional de Equilíbrio Integrado

O modelo de equilíbrio operacionaliza os módulos de oferta e demanda por energia elétrica, simulando mensalmente o equilíbrio para anos futuros (até 20 anos), com base na previsão de séries estocásticas da energia natural afluenta (ENA), de demanda por energia elétrica, diversos bancos de dados de entrada e

cenários definidos pelo usuário. As séries de ENA projetadas pelo MEI são apresentadas nos Gráficos 13, 14, 15, e 16.

O equilíbrio geral no modelo é realizado por meio de um balanço contábil de uso da água, que considera a ENA como variável do fluxo de entrada, considera como estoque, a água armazenada nos reservatórios equivalentes e como fluxo de saídas, a geração realizada, o vertimento e as perdas.

Para garantir a segurança no suprimento energético define-se, a priori, limite de segurança para a água disponível nos reservatórios equivalentes. Para que esse limite seja respeitado, uma fórmula exponencial de valoração da água disponível aumenta seu custo na medida em que se aproxima do nível-limite estabelecido.

Este mecanismo ainda que não impeça que o reservatório extrapole o limite mínimo, torna a água tão cara a partir deste ponto, que ela só será usada em casos extremos. O valor da água a este nível assemelha-se aos patamares estabelecidos para o custo de racionamento, e são, em geral, mais elevados que a mais cara das usinas térmicas.

A operação do modelo pode ser feita através de previsão com cenários pré-definidos, ou por simulação (através do Método de Monte Carlo). Recorrendo a simplificações que diminuem os requisitos de tempo e de equipamento para sua operação, embora não contemple todas as características dos modelos de operação do sistema elétrico e de gás natural, tem-se mostrado bastante robusto para simular adequadamente o comportamento futuro das variáveis mais importantes que envolvem o planejamento energético do SIN.

Gráfico 13 - ENA projetada para o Sudeste

Gráfico 14 - ENA projetada para o Sul

Gráfico 15 - ENA projetada para o Nordeste

Gráfico 16 - ENA projetada para o Norte

4.4 Validação do MEI

O MEI, assim como outros que simulam o equilíbrio contábil entre oferta e requisitos de energia em sistemas elétricos predominantemente hídricos, como é o caso do SIN, assume premissas e trabalha com diversos módulos que estimam os comportamentos futuros das variáveis consideradas mais relevantes. Eles buscam determinar, em última instância, as *n* diferentes, porém equiprováveis, trajetórias de oferta de energia elétrica que o parque gerador atual e planejado é capaz de realizar, considerando as previsões anuais dos requisitos de energia elétrica dos mercados envolvidos e demais premissas relativas à segurança energética do sistema elétrico.

4.4.1 Características do modelo NEWAVE versus MEI

O modelo NEWAVE também possui em sua programação a simulação das séries de ENA, dos requisitos de energia e do vertimento. Ainda que cada um destes mecanismos possua diferenças⁷⁵ com os respectivos módulos do MEI, o que se

⁷⁵ - Pode-se citar como exemplo de diferença o fato do módulo de ENA do modelo MEI ser programado em torno de uma regressão quantílica, enquanto no modelo NEWAVE o modelo é

obtem a partir deles são séries estocásticas, que por sua vez serão aplicadas no equilíbrio geral. Nesta etapa reside a maior diferença entre os dois modelos analisados.

O equilíbrio no modelo NEWAVE é obtido em função da minimização do custo futuro do sistema, baseado no custo de utilização de geração alternativa à hidroelétrica. Este mecanismo promove uma redução no custo de operação sem restrições no uso do reservatório para a segurança, desde que as simulações obtidas não apresentem déficit de energia em mais do que 5% das séries.

A constatação de que o uso indiscriminado dos recursos hídricos poderia colocar o sistema em risco de desabastecimento, uma vez que as ENA possuem alta variabilidade, levou a criação de um mecanismo auxiliar ao equilíbrio no modelo NEWAVE chamado de método CAR. Este adapta ao modelo uma penalização para o uso da água acima de um determinado patamar estabelecido previamente pelas curvas de aversão ao risco (ONS, 2004).

O método CAR fez com que apenas em alguns casos, o modelo “prefira” utilizar recursos de origem termelétrica por conta da penalidade estabelecida. Na prática, a aplicação do método CAR não solucionou o problema de segurança no abastecimento, fato que pode ser verificado pelo fato de o ONS realizar seguidamente o despacho fora do mérito ou por razão de segurança. Essa solução torna o problema do equilíbrio extremamente complexo e, em sua documentação, afirma-se que adotá-lo de forma precisa “poderia ser muito custoso computacionalmente” (ONS, 2004)

Em geral, quando a programação de despacho não viola as curvas de mínimo, o método CAR não é acionado. Mas quando o cálculo apresenta resultados que sejam inferiores à curva de aversão, então o cálculo é refeito a partir das penalidades adotadas. O problema ocorre quando, no segundo cálculo, novos valores de reservatórios futuros precisam ser estabelecidos, e a função de minimização de custos precisa ser reestimada para cada um dos usos dos

apenas auto-regressivo, em torno de sua mediana. Entretanto ambos partem da mesma premissa de auto-regressividade.

reservatórios. Tendo em vista que esse procedimento requereria um esforço computacional extremamente moroso, o processo foi simplificado, utilizando o resultado de um cálculo dual apenas uma vez. Eventuais desalinhamentos dos resultados são ignorados.

É exatamente quando o sistema apresenta risco de desabastecimento que a precisão diminui. O modelo NEWAVE, tendo sido projetado para minimizar o custo do despacho, não favorece a aplicação das restrições de reservatórios preconizadas em uma metodologia simples. O próprio método CAR, ainda que fosse implementado para operar com máxima precisão, possui uma falha intrínseca de sinalização: só há penalização quando são ultrapassadas as curvas de aversão.

Em contrapartida, como o valor da água é em geral inferior ao das fontes alternativas de despacho, o modelo “prefere” utilizar água sempre que possível. Isto leva constantemente aos níveis mínimos de reservatório, e qualquer flutuação, quer seja nas ENA, quer seja na demanda por energia, quer seja no fornecimento de combustível para a geração termelétrica, expõe o sistema a um severo risco de desabastecimento. Em adição, provoca grande instabilidade no preço do mercado atacadista de energia, o preço spot.

Partindo de uma premissa radicalmente oposta, o MEI é formulado em torno da minimização do risco de desabastecimento. A água nos reservatórios é precificada principalmente por sua função de reserva futura de energia. Assim, baseado na escassez relativa (em função da expectativa de ENA futura) a energia armazenada possui um preço instantâneo que aumenta conforme seu uso. Ajustando as funções de valor da água para utilizar os mínimos conforme a curva de aversão ao risco, não acrescenta ciclos computacionais ao processo de equilíbrio, pelo contrário, simplifica-o. O *mix* do despacho é obtido através da comparação dos custos de geração alternativos ao hidrelétrico com o valor calculado da água.

Este método não garante o custo mínimo de despacho, e pode ser argumentado que em situações onde a hidrologia é inesperadamente favorável ocorra “desperdício” de energia por conta da água vertida. Entretanto, o método oferece uma minimização do custo de despacho considerando o “preço” que se está disposto a pagar pela segurança no abastecimento e, levando-se em conta os custos do racionamento, parece uma melhor solução. Ademais, o processo possui a vantagem de ser computacionalmente simples e replicável o que para uma projeção de longo prazo para análise pode ser vantajoso.

Em paralelo com o modelo vigente, quando não há expectativa de desabastecimento, os preços calculados possuem as mesmas características distributivas. Entretanto, como a curva de valor da água é contínua, no modelo MEI a trajetória de preços não apresenta variações bruscas, o que favorece o investimento no setor.

O modelo MEI foi desenvolvido para uso acadêmico e para previsões de longo/médio prazo. Entretanto, sua metodologia de segurança de abastecimento é pautada em uma série de sugestões realizadas por especialistas para a melhoria do sistema atual de despacho.

4.4.2 Vantagens e Validação do MEI

O uso do MEI para estimar a geração termelétrica flexível, emissora dos GEE apresenta duas grandes vantagens em relação ao modelo NEWAVE:

Em primeiro lugar, a simplicidade da sua operação combinada com a utilização de pacotes estatísticos complexos, que garantem a confiabilidade e robustez aos resultados encontrados, torna o MEI um instrumento mais indicado para objetivos de pesquisas acadêmicas, a exemplo da pesquisa desenvolvida no presente trabalho.

Segundo, porém não menos importante, a sua maior adequação aos propósitos de estimar o comportamento futuro das variáveis mais relevantes para o planejamento do setor elétrico nacional, em médio e longo prazo, na medida em que suas premissas e modelagens são focadas na segurança do abastecimento, garantindo que o comportamento de suas principais variáveis seja sustentável, sem apresentar alterações bruscas nas séries estimadas.

O MEI equaciona matematicamente a premissa de garantia da segurança energética, não permitindo que os reservatórios equivalentes operem em níveis críticos de armazenamento qualquer que seja o ano do período da projeção. Essa é uma importante vantagem quando se trata de construir cenários voltados para a tomada de decisões de investimentos, por agentes públicos ou privados, em projetos de expansão do parque gerador nacional.

Para validar o MEI no âmbito desse trabalho, optou-se por comparar os resultados encontrados a partir da simulação realizada com o uso do modelo com os resultados efetivamente observados, entre 2004-2008, em relação às seguintes variáveis: geração térmica convencional, níveis dos reservatórios e preço spot da energia elétrica.

Os resultados, que se encontram na Tabela 12, mostram que o despacho térmico estimado pelo modelo não foi muito diferente da geração térmica realizada. De fato, a geração média simulada para todo o período registrou um valor apenas 9% inferior ao valor observado. Em termos regionais essas diferenças são mais significativas. No Nordeste a geração total estimada foi 98% superior em relação aos valores efetivamente gerados. Na região Sul o valor estimado foi 50% inferior ao observado no mesmo período.

Tabela 12 - Resultados comparados da validação

Geração Térmica Convencional Observada (ONS MWmed)						
	2004	2005	2006	2007	2008	Período
SE	2368	103	1000	986	2756	1629
Sul	1041	1000	1171	1025	940	1035
NE	368	291	125	114	461	272
SIN	3778	2324	2298	2126	4158	2937
Geração Térmica Convencional Estimada (MEI MWmed)						
	2004	2005	2006	2007	2008	Período
SE	1194	1041	1953	1792	2175	1631
Sul	231	242	838	599	668	515
NE	272	228	357	549	1290	539
SIN	1698	1511	3149	2941	4134	2686
Relação Estimado / Observado						
	2004	2005	2006	2007	2008	Período
SE	0,50	1,01	1,95	1,82	0,79	1,00
Sul	0,22	0,24	0,72	0,58	0,71	0,50
NE	0,74	0,79	2,85	4,80	2,80	1,98
SIN	0,45	0,65	1,37	1,38	0,99	0,91

Vale ressaltar, que essas diferenças já eram esperadas, uma vez que o modelo MEI pauta-se na manutenção de altos níveis de segurança, minimizando o custo de operação apenas após garantir o abastecimento. Ou seja, o modelo comanda o despacho preventivo de centrais térmicas com o objetivo de preservar o reservatório no futuro. Por possuir uma curva contínua de custo relativo da água armazenada, o MEI aumenta gradualmente o despacho das centrais térmicas de acordo com o custo variável unitário (CVU) a elas associados.

No que tange a série de níveis de reservatórios, os resultados obtidos demonstram uma clara aderência relativamente aos níveis observados para as regiões Nordeste e Norte, Gráficos 17 (c) e (d) discrepâncias importantes em relação às regiões Sul e Sudeste, Gráfico 17 (a) e (b). Esses desvios, no entanto, podem ser explicados por uma dificuldade inerente à modelagem para a região Sul, pelo fato de que, diferente das demais, as ENA da região Sul não apresentam uma curva “bem comportada” de ENA, em relação aos padrões de comportamento esperados para os períodos úmidos e secos. No Gráfico 17 (b) podem-se observar, claramente, as assimetrias observadas nessa região, que se reflete nas estimativas feitas pelo modelo. Além disso, o reservatório do Sul se

configura cada vez mais como uma extensão dos reservatórios da região Sudeste, possuindo significativa capacidade de geração e de transmissão. Por isso, grande parte de sua geração hidrelétrica é transferida ao Sudeste, e o reservatório dessa região (Sudeste) é poupado.

Como a gestão dos reservatórios no modelo MEI parte de decisões econômicas relacionadas à minimização do risco de desabastecimento, isto leva a que uma grande quantidade de energia das demais regiões seja transferida para o Sudeste, poupando seu reservatório, que é considerado o fator principal na manutenção da segurança energética. Isto explica o maior nível relativo de armazenamento observado nesta região, e por consequência um maior vertimento de água. No Gráfico 17 (a) o vertimento está representado pela manutenção constante do nível do reservatório ao longo de um determinado período.

Um aspecto muito importante observado é o seguinte: como o modelo esteve livre para escolher utilizar a energia térmica disponível na região Sul e não o fez isto leva a crer que esta geração não é de fato fundamental para a manutenção da segurança energética do sistema. Este resultado específico aponta para o fato de que grande parte da energia, fortemente poluente, despachada de forma inflexível das centrais termelétricas movidas a carvão pode não apresentar uma vantagem real para o sistema, principalmente se considerados os custos gerados pela poluição.

Por conta desta política operativa, os preços previstos para a energia elétrica não acompanham estreitamente os preços observados, principalmente quando ocorrem oscilações bruscas neste último. Nestes casos, o reservatório do Sudeste funciona como um “colchão de amortecimento” para o preço, mantendo-o estável (Gráfico 18 (a) e (b)). Em sentido contrário, e coerentemente, o alto preço estimado pelo modelo, no primeiro semestre da série do Sudeste, reflete o risco relacionado ao baixo nível observado no reservatório equivalente, neste mesmo período.

Vale ressaltar por fim que, apenas para esta validação, toda a energia térmica convencional foi considerada flexível, ou seja, seu despacho realizado de acordo com o mérito de custo. Isto foi feito em função da dificuldade na obtenção dos dados de inflexibilidade para os meses observados entre 2004 e 2008. Se fosse considerada a inflexibilidade, a geração térmica na região Sul aumentaria e pouca alteração seria vista nas outras regiões. Isto, entretanto, não deve modificar de forma significativa os demais resultados e sua omissão não compromete as conclusões obtidas. Gráficos 20 (a), 20 (b) e 20 (c).

Gráfico 17 - Nível do reservatório observado e simulado por região

18 (a) Região Sudeste

18 (b) Região Nordeste

Gráfico 18 - Preço de curto prazo (spot) observado e simulado da energia elétrica (R\$/MWh)

19 (a) Região Sudeste

19 (b) Região Sul

19 (c) – Região Nordeste

Gráfico 19 - Geração térmica convencional observada e simulada por região (Mwmed)

Capítulo 5 Proposta de metodologia para contabilização de créditos de carbono de projetos de MDL em sistemas elétricos hidrotérmicos

5.1 Considerações Iniciais

Conforme mencionado na Introdução, essa pesquisa tem como objetivo propor um novo referencial metodológico para estimar a linha de base (LB) de projeto candidato ao MDL a ser conectado a um sistema elétrico hidrotérmico, predominantemente hídrico, a partir de uma visão futura do *mix* das fontes energéticas que serão responsáveis pelas gerações de energia durante o período de obtenção de créditos relativo às atividades desse projeto.

Ela se apóia na percepção de que a linha de base determinada pelos métodos de cálculo sugeridos no *Tool to calculate the emission factor for an electricity system*⁷⁶ não expressa o comportamento futuro das emissões dos GEE, tendo em vista que todos os parâmetros são calculados com base nas emissões observadas. Ressalte-se que mesmo o fator de emissão da margem de construção se baseia nas emissões associadas às usinas mais recentemente construídas, tendo como referência o ano em que o projeto candidato ao MDL deslocará energia do sistema elétrico.

No Apêndice A desse trabalho são apresentados os principais conceitos, escopo, aplicabilidade, parâmetros e métodos de cálculo dessa metodologia, bem como a aplicação dela para calcular os fatores de emissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) pela Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC).

⁷⁶ - *Tool to calculate the emission factor for an electricity system*, versão 01, aprovada na 35ª reunião do Comitê Executivo (CE) do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), em 19 de outubro de 2007.

Em matrizes elétricas operadas majoritariamente por usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis, como é o caso da China e da Índia, não há dúvidas de que opções de abordagens baseadas em dados observados são adequadas e estimulam o desenvolvimento de projetos elegíveis como MDL. Em sistemas com este perfil, a expectativa é de que as matrizes se tornem mais limpas no futuro pela introdução de novas tecnologias de geração de energia elétrica e/ou pela substituição das fontes atuais de geração, seja pela implementação de amplos programas de eficiência energética. Nessas condições, é esperado que as emissões totais e as emissões por unidade de energia sejam menores com o passar do tempo, reduzindo, em consequência, a adicionalidade futura dos projetos MDL.

No entanto, em matrizes elétricas como a brasileira, onde se percebe que está havendo uma tendência de elevação das emissões dos GEE, a aposta na manutenção da atual participação das fontes que suprem ao SIN desconhece as sinalizações sobre a fossilização dessa matriz, cujas expressões mais imediatas são os resultados dos leilões de energia realizados e as crescentes e inevitáveis restrições ao uso mais intensivo dos recursos hidrelétricos existentes no país para geração de energia elétrica, em face aos impactos ambientais decorrentes da exploração desses recursos e/ou o esgotamento deles em diversas regiões do país.

Mais: de acordo com o Plano Decenal de Energia Elétrica 2008-2017, posto para consulta pública em dezembro de 2008 pelo Ministério das Minas e Energia (MME), das 82 novas termelétricas previstas, com potência total de 15.305 MW, 74 serão movidas a combustíveis não renováveis, a saber: 41 a óleo combustível, 20 a óleo diesel, 7 a gás natural, 5 a carvão e 1 a gás de processo. Apenas sete usarão biocombustível, prevendo-se ainda a construção de uma usina nuclear movida a urânio. Com base nos cálculos realizados pelo MME entre 2008 e 2017 as emissões de CO₂ do SIN aumentarão 172%, passando das atuais emissões de 14,4 milhões de toneladas para 39,3 milhões, em 2017⁷⁷.

⁷⁷ - Dados fornecidos pelo MME e publicados pelo jornal Folha de São Paulo em 07/01/2009.

Destaque-se que com a decisão da Comissão Interministerial da Mudança Global do Clima (CIMGC) de calcular o fator de emissão do SIN pelo método da análise dos dados do despacho (método *c* do *Tool to calculate the emission factor for an electricity system*), todos os projetos candidatos ao MDL conectados ao SIN deverão adotar esse fator como linha de base, a menos que apresentem uma nova metodologia e que ela seja aprovada pelo Comitê Executivo (CE) do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL).

Como de acordo com essa ferramenta, o fator de emissão deverá ser atualizado anualmente durante o monitoramento, nenhum novo projeto poderá prescindir de uma visão futura, em termos quantitativos e qualitativos, sobre o comportamento do fator de emissão do SIN, para que possa avaliar, realisticamente, os fluxos de receitas associados às atividades do projeto candidato ao MDL.

Concretamente, como o fator de emissão apurado no SIN, em 2007, é baixo⁷⁸, de 0,18 tCO₂/MWh, se um potencial proponente de um projeto de MDL considerar que no futuro a quantidade de emissões por unidade de energia permanecerá próxima ao que está sendo apurado com base na análise dos dados do despacho, então o MDL não cumprirá o seu papel de remunerar a adicionalidade do projeto candidato ao MDL, desestimulando a implementação desse projeto.

Se, por outro lado, esse proponente considerar que haverá uma elevação desse fator de emissão, dois cenários poderão ser desenhados: o primeiro, que de fato ocorra tal elevação, em valor próximo ao que foi considerado pelo proponente do projeto. Então o proponente realiza os ganhos esperados e o MDL cumpriu o seu papel de remunerar a adicionalidade do projeto.

O segundo cenário é que tais previsões de elevação do fator de emissão não ocorram, ou ocorram abaixo do que foi considerado pelo proponente como mínimo necessário para remunerar a adicionalidade do projeto. Neste caso, pelo

⁷⁸ - Ressalte-se que, até o presente momento, quase nenhum projeto de MDL conectado ao SIN adotou fator de emissão inferior a 0,25 t CO₂/MWh. Até março de 2008 todos os projetos que haviam sido aprovados na CIMGC ainda puderam se beneficiar da opção *ex-ante* para a validação dos dados, cuja adoção permitia o não monitoramento do fator de emissão adotado durante dez ou sete anos, conforme a definição do proponente para o período de obtenção de crédito.

menos teoricamente, o projeto poderá perder a sua sustentabilidade, o que ameaça a continuidade das suas atividades de redução das emissões dos GEE.

É nesse contexto de incertezas quanto ao comportamento futuro das emissões dos GEE do SIN e no impacto que a avaliação das emissões associadas à linha de base de um projeto candidato ao MDL produz sobre a decisão de realizar ou não um determinado investimento, que surge a necessidade de que novos métodos de cálculo do fator de emissão do SIN sejam desenvolvidos e aprimorados.

Não é demasiado reafirmar as dificuldades e a complexidade que envolve fazer previsões e cenários sobre as condições operativas futuras do SIN. Com efeito, trata-se do maior sistema hidrotérmico, predominantemente hídrico, interligado do mundo, em si fonte de alto grau de incertezas quanto à energia assegurada em ciclos futuros.

Além disso, a situação é agravada pelo momento de mudanças no perfil da sua matriz que, apesar de ainda não ter se completado, aponta para uma crescente fossilização, seja considerando a oferta de energia nova para os próximos 3 e 5 anos, com base nos resultados dos leilões de energia realizados, seja pelo fato de que são crescentes as dificuldades para a implementação de novos e grandes empreendimentos hidrelétricos, sobretudo na região Norte do país onde se concentram os maiores potenciais hídricos, seja ainda considerando as perspectivas de expansão do parque gerador (PDEE 2008-2017) que prevê um grande aumento na instalação de UTE movidas a combustíveis fósseis.

O desenvolvimento de um projeto candidato ao MDL a ser conectado ao SIN, qualquer que seja a metodologia aplicada e/ou desenvolvida para quantificar a linha de base, se defrontará com a necessidade de estimar o comportamento futuro das emissões dos GEE, na medida em que não será mais possível escolher a opção *ex-ante* para a validação da linha de base.

Nesse Capítulo são apresentados o conceito, as premissas e o método de cálculo para estimar a linha de base (LB) de um projeto candidato ao MDL a ser implantado em sistema elétrico hidrotérmico, predominantemente hídrico.

5.2 Conceito/aplicabilidade

Esta metodologia estima as emissões do sistema elétrico, medidas em tCO₂/ano, e o fator de substituição, em tCO₂/MWh, de projetos candidatos ao MDL conectados à rede elétrica, a partir do *mix* da energia atual fornecida pelas usinas que geram energia elétrica para o sistema⁷⁹ e pelo *mix* futuro das usinas que fornecerão eletricidade à rede elétrica interligada.

O *mix* futuro é determinado pelos empreendimentos que compõem o planejamento da expansão do sistema elétrico interligado, incluindo a oferta de energia nova resultante dos leilões A3 e A5⁸⁰ realizados pelo setor elétrico e o Termo de Compromisso da Petrobrás relativo ao fornecimento de gás natural às UTE movidas a esse combustível.

Aplica-se às atividades de projetos elegíveis MDL que utilizam fontes renováveis de energia e/ou atividades de projetos que reduzem eletricidade que de outra forma seria fornecida pelo sistema elétrico interligado, a exemplo da implementação de programas/medidas de eficiência energética pelo lado da demanda.

Os projetos elegíveis são aqueles que comprovem que:

⁷⁹ - A configuração completa em dezembro de 2007 do parque gerador do SIN encontra-se nos Apêndices B, C.1, C.2, C.3 e C.4 desse trabalho.

⁸⁰ - Idem. O resumo da energia transacionada nos leilões de energia nova por fonte de recurso encontra-se na Tabela 1 do Capítulo 1 de Introdução.

- 1) São adicionais, conforme estabelece o *Tool for demonstration and assessment of additionality*⁸¹;
- 2) As usinas geradoras de energia elétrica são movidas a fontes renováveis não emissoras dos GEE⁸², exceto para as usinas nucleares;
- 3) A energia fornecida é despachada na base por meio de uma usina movida a fonte renovável não emissora e/ou a energia economizada por programas/medidas de eficiência energética reduz a demanda em igual valor ao que foi poupado com a entrada de um projeto de efficientização de MDL.

O cálculo das emissões evitadas, por meio de um projeto específico candidato ao MDL é feito por diferença entre as emissões dos GEE associadas à configuração inicial ou de base, dada pelo *mix* das usinas existentes e planejadas, servindo ao sistema elétrico, no horizonte do estudo e a configuração final, caracterizada pelo deslocamento de parte da geração das usinas existentes, pela entrada de uma quantidade de energia limpa, não emissora dos GEE ou pela redução da demanda agregada do sistema elétrico pela implementação de programas/medidas de eficiência energética, em substituição à mesma quantidade de energia gerada a partir do *mix* inicial da oferta do sistema elétrico ao qual o projeto foi conectado.

As emissões evitadas são expressas, em termos relativos, pelo Fator de Substituição do Sistema Elétrico (FS_{SE}) definido pela variação das emissões associadas à configuração inicial ou de base (ET_{SEb}) e as emissões totais associadas à configuração final (ET_{SEf}) dividida pela eletricidade deslocada na rede elétrica pela energia fornecida/economizada com a entrada de uma quantidade de energia não emissora dos GEE. O FS_{SE} é calculado em termos anuais (FS_{SEy}) e para todo o período de obtenção de créditos (FS_{SEp}).

⁸¹ - *Tool for demonstration and assessment of additionality*, versão 5, aprovada na 39ª. Reunião do Conselho Executivo do MDL, em 16 de maio de 2008.

⁸² - Fontes de energia renovável consideradas: PCH, eólica, solar, geotérmica, marés e biomassas.

Esta metodologia fornece os procedimentos para calcular os seguintes parâmetros:

Tabela 13 – Parâmetros utilizados na metodologia

Parâmetro	Unidade	Descrição
ET_{SEb}	tCO_{2SEb}/ano	Emissões totais anuais do sistema elétrico da configuração inicial ou de base
FE_{SEb}	tCO_{2SEb}/MWh	Fator de emissão do sistema elétrico da configuração inicial ou de base
ET_{SEf}	tCO_{2SEf}/ano	Emissões totais do sistema elétrico da nova configuração ou final
FS_{SEy}	tCO_2/MWh	Fator de substituição do sistema elétrico anual
FS_{SEp}	tCO_2/MWh	Fator de substituição do sistema elétrico no período p
FS_{SED}	tCO_2/MWh	Fator de substituição descontado

5.3 Procedimentos para estimar a linha de base (LB) de sistema elétrico interligado e calcular o Fator de Substituição do projeto MDL

Identificação do sistema elétrico/da configuração de base/ das emissões associadas

Passo a passo:

1. Identificar o sistema elétrico no qual as atividades do projeto MDL serão implementadas e definir o período de obtenção de crédito para o qual se pretende determinar as emissões deslocadas com o projeto;
2. Definir a configuração de base ou inicial do sistema elétrico e determinar a energia gerada (MWh) na configuração inicial, em nível horário, mensal ou

anual⁸³, com a aplicação de um modelo de previsão de despacho das usinas, por meio da simulação do equilíbrio entre oferta e procura por energia elétrica⁸⁴;

3. Calcular as emissões totais (ET_{SEb}) e o fator de emissão (FE_{SEb}) associados ao despacho das usinas térmicas na configuração inicial ou de base.

Estimativa da linha de base do projeto (FS_{SE}): energia efetivamente deslocada com as atividades de um projeto candidato ao MDL

4. Re-simular o equilíbrio entre oferta e demanda por energia elétrica e calcular a energia gerada (MWh), em nível horário, mensal ou anual em função da entrada na base do sistema elétrico de uma usina não emissora⁸⁵ dos GEE ou da redução da demanda agregada por energia em valor equivalente à economia de eletricidade esperada pela aplicação de programas/medidas de eficiência energética;
5. Calcular as emissões totais associadas à nova configuração ou final (ET_{SEf});
6. Calcular o fator de substituição das emissões anuais (FS_{SEy}) e para todo o período de obtenção de créditos (FS_{SEp});
7. Determinar as estatísticas relevantes dos fatores de substituição calculados, a exemplo da mediana, média, 1º e 3º quartis, máximo e mínimo;
8. Calcular o fator de substituição descontado ($FS_{SED/MWh}$) para avaliar o risco associado ao ($FS_{SEp/MWh}$) (opcional).

⁸³ - A depender do nível de desagregação permitido pelo modelo de equilíbrio utilizado.

⁸⁴ - Há vários modelos desenvolvidos para simular a operação futura de sistemas hidrotérmicos. No Sistema Interligado Nacional (SIN) o Operador Nacional do Sistema (ONS) usa o modelo Newave. Mais detalhes sobre o NEWAVE encontram-se no Manual do Newave (CEPEL, 2006) No presente trabalho as simulações foram feitas com base no modelo MEI de equilíbrio geral apresentado no Capítulo 4. O modelo MEI prevê a política operativa do SIN, com foco na segurança energética, utilizando um modelo computacional baseado em programação dinâmica estocástica.

⁸⁵ - Excluindo usinas nucleares pelas restrições existentes no âmbito do MDL.

Desenvolvimento do passo a passo:

1. Identificação do sistema elétrico do projeto candidato ao MDL

Adotam-se nessa proposta metodológica as mesmas definições de sistema elétrico do projeto e do sistema elétrico conectado definido no *Tool to calculate the emission factor for an electricity system*, versão 1 (Report EB35, Annex 12, 2008).

Assim, o sistema elétrico do projeto é definido pelo conjunto de usinas que geram energia elétrica e que podem ser despachadas sem restrições significativas de transmissão. Similarmente, o sistema elétrico conectado é definido como um sistema elétrico interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto, dentro do qual as usinas podem ser despachadas sem restrições significativas de transmissão (EB35, Anexo 12, 2008).

A existência ou não de restrições entre sistemas elétricos interligados, bem como os intercâmbios entre os sistemas (exportações e importações de energia elétrica) podem ser considerados internamente no modelo de simulação adotado. Caso o modelo não faça isso, então se faz necessário estabelecer procedimentos adicionais para simular as restrições de transmissão e os intercâmbios entre os sistemas elétricos interligados.

2. Definição da configuração de base e determinação da energia gerada (MWh) na configuração de base

A configuração de base é definida pela atual capacidade instalada no sistema elétrico e pelos empreendimentos planejados para entrarem em operação durante o período de obtenção de créditos considerado, incluindo a oferta de

energia nova das usinas vencedoras dos leilões A3 e A5 realizados pelo setor elétrico nacional.

O despacho hidrotérmico do sistema elétrico onde se localizam as atividades do projeto candidato ao MDL é determinado com a aplicação de um modelo que utiliza técnicas de simulação para indicar todas as possíveis soluções de equilíbrio entre a oferta e demanda por energia elétrica.

No modelo MEI são geradas 2000 séries estocásticas, a partir da série histórica de ENA, que representam 2000 possíveis e equiprováveis trajetórias de ENA projetadas. Para cada série, o modelo simula um provável despacho hidrotérmico que minimiza o custo total da geração.

O despacho hidrotérmico também poderá ser determinado usando outro procedimento, desde que os dados, suposições e circunstâncias sejam claramente definidas e mensuráveis.

O despacho das usinas é feito primeiramente para a configuração de base, conforme descrita no passo 2 e depois é repetido para a nova configuração, descrita no passo 4.

Se for aplicado um modelo de simulação, para cada solução de equilíbrio encontrada - n séries - há um conjunto m de usinas térmicas convencionais flexíveis que se supõe sejam despachadas por ordem de mérito para atenderem as necessidades de complementação energética do sistema.

Os próximos passos visam identificar as emissões dos GEE associadas a esse conjunto de usinas e, na seqüência, medir como as emissões dessas usinas são deslocadas com a entrada de quantidades de energias ofertadas por usinas não emissoras ou pela redução da demanda agregada em consequência da implementação de programas/medidas de eficiência energética pelo lado da demanda.

3. Cálculo da Linha de Base (LB) do sistema elétrico interligado: Emissões Totais (ET_{SEb}) e o Fator de Emissão (FE_{SEb}) na configuração de base

Cálculo das Emissões Totais no período de obtenção de créditos - ET_{SEb}

As emissões são calculadas para todos os conjuntos m de usinas térmicas flexíveis despachadas, na configuração de base e final, não incluindo as usinas hidrelétricas e termelétricas despachadas na base.

As emissões podem ser calculadas com base nos seguintes dados:

- ✓ 1ª opção: Consumo de combustíveis fósseis de cada unidade que pertence ao conjunto m ;
- ✓ 2ª opção: Eficiência média e tipo de combustível utilizado por cada usina que pertence ao conjunto m

Se a 1ª opção for escolhida, então ET_{SEb} é calculada como segue:

$$ET_{SEb} = \sum_{i,u,y} TC_{iuy} \times NVC_{iy} \times FE_{CO_2iy}, \text{ onde:} \quad (1)$$

ET_{SEb} = total de emissões associadas aos conjuntos m identificados para cada solução de equilíbrio da configuração de base

TC_{iuy} = montante do combustível fóssil do tipo i usado na usina u no ano y (unidade de massa ou volume)

NVC_{iy} = poder calorífico líquido do combustível fóssil do tipo i no ano y (GJ/unidade de massa ou volume)

FE_{CO_2iy} = fator de emissão do combustível fóssil do tipo i no ano y (tCO₂/GJ).

i = tipo de combustível fóssil queimado na usina u no ano y

u = todas as usinas que pertencem aos conjuntos m da configuração de base

y = cada ano do período definido para obtenção de créditos de carbono.

Os FE_{CO_2} para os diferentes combustíveis encontram-se na Tabela 16 apresentada no item 5.5 do presente Capítulo. O poder calorífico (NVC) por tipo de combustível se encontra na Tabela E.9 do Balanço Energético Nacional (2007).

Se a 2ª opção for a escolhida, então ET_{SEb} é calculada como segue:

$$ET_{SEb} = \sum_{u,y} G_{uy} \times FE_{uy}, \text{ onde:} \quad (2)$$

ET_{SEb} = Total de emissões associadas aos conjuntos m identificados para cada solução de equilíbrio da configuração de base

G_{uy} = Energia gerada e distribuída à rede pela usina u no ano y (MWh)

FE_{uy} = Fator de Emissão da unidade geradora u no ano y (tCO₂/MWh)

Sendo,

$$FE_{uy} = \frac{FE_{CO_2 iuy} \times 3,6}{\eta_{uy}}, \text{ onde:} \quad (3)$$

FE_{uy} = Fator de Emissão da unidade geradora u no ano y (tCO₂/MWh)

$FE_{CO_2 iuy}$ = Fator de emissão médio do tipo de combustível i usado na usina u no ano y (tCO₂/GJ)

η_{uy} = Eficiência média de conversão da usina u no ano y (%)

1 MWh = 3,6 GJ

i = tipo de combustível fóssil queimado na usina u no ano y

u = usinas que pertencem aos conjuntos m da configuração de base

y = cada ano do período definido para obtenção de créditos de carbono

Encontra-se no item 5.5 do presente Capítulo na Tabela 13, o procedimento adotado para determinar o FE_{CO2iuy} de acordo com o IPCC (1996) - *Revised Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, vol.2.

Cálculo do Fator de Emissão de Sistema Elétrico Interligado - FE_{SEb}

O cálculo do fator de emissão da configuração de base leva em consideração apenas as usinas térmicas flexíveis. Assim para determinar esse fator, toma-se o total de emissões estimadas em cada ano do período e divide-se pelo total de energia gerada por estas usinas, a cada ano, no mesmo período.

Como não se leva em consideração o preço de despacho, este fator não deve ser tomado diretamente como o fator de substituição associado a um projeto elegível como MDL, mas apenas como um indicador do nível de emissões médios do sistema em se tratando das usinas substituíveis.

$$FE_{SEb} = \frac{ET_{SEb}}{GT_{SEb}}, \text{ onde:} \quad (4)$$

FE_{SEb} = Fator de emissão da configuração de base.

ET_{SEb} = Total de emissões associadas aos conjuntos m identificados para cada solução de equilíbrio da configuração de base

GT_{SEb} = Geração total das usinas flexíveis que serve ao sistema elétrico, sendo:

$$GT_{SEb} = \sum_{u,y} G_{uy}, \text{ onde:} \quad (5)$$

u = todas as usinas que pertencem aos conjuntos m da configuração de base

y = cada ano do período definido para obtenção de créditos de carbono.

4. Re-simular o equilíbrio entre oferta e demanda por energia elétrica pela entrada do projeto MDL e determinar a energia gerada (MWh), em nível horário, mensal ou anual.

4.1 - Define-se a energia que será deslocada com a entrada no sistema elétrico de uma usina não emissora⁸⁶ dos GEE na base ou da redução da demanda agregada por energia em valor equivalente a economia de eletricidade esperada pela aplicação de programas/medidas de eficiência energética pelo lado da demanda.

4.2 - Aplica-se o modelo para simular a nova configuração ou configuração final de despacho das usinas térmicas flexíveis, obtendo-se 2000 novas soluções de equilíbrio entre a oferta e demanda de energia elétrica.

5. Calcular as emissões totais associadas à nova configuração ou final (ET_{SEf} /ano)

Uma vez determinadas as energias associadas à configuração final repete-se o procedimento descrito no item 3 acima descrito para calcular as emissões totais da configuração final.

6. Cálculo do Fator de Substituição do Sistema Elétrico: (FS_{SEy}) anual e (FS_{SEp}) para o período de obtenção de crédito de carbono definido

O FS_{SEy} é dado pela variação das emissões totais estimadas para a configuração de base e a configuração final dividida pela quantidade de energia elétrica (MWh)

⁸⁶ - Não é considerado o despacho de usinas nucleares pelas restrições no âmbito do MDL

gerada ou reduzida pelas atividades do projeto mitigador dos GEE. É calculado como segue:

$$FS_{SEy} = \frac{(ET_{SEby} - ET_{SEfy})}{G_{ATy}}, \text{ onde:} \quad (6)$$

FS_{SEy} = Fator de substituição do sistema elétrico no ano y (tCO_2/MWh)

ET_{SEby} = total anual de emissões associadas em cada ano y aos conjuntos m identificados para cada solução de equilíbrio da configuração de base (tCO_2)

ET_{SEfy} = total anual de emissões associadas em cada ano y aos conjuntos m identificados para cada solução de equilíbrio da configuração final (tCO_2)

G_{ATy} = quantidade de energia elétrica gerada ou reduzida pelas atividades do projeto mitigador dos GEE em cada ano y (MWh).

O FS_{SEp} é dado pela média dos fatores de substituição anuais (FS_{SEy}). Assim,

$$FS_{SEp} = \frac{\sum_y (FS_{SEy})}{N_{LBP}}, \text{ onde:} \quad (7)$$

FS_{SEp} = Fator de Substituição do sistema elétrico para todo o período de obtenção de créditos (tCO_2/MWh)

FS_{SEy} = Fator de Substituição do sistema elétrico para o ano y (tCO_2/MWh)

N_{LBP} = Número de anos de obtenção de créditos do projeto.

7. Determinação das estatísticas relevantes das n séries de FS_{SEy} e FS_{SEp} : mediana, média, 1º e 3º quartis, percentis 5 e 95, máximo e mínimo

A partir dos 2000 igualmente prováveis resultados correspondentes a todas as soluções de equilíbrio simuladas pelo modelo é feita a distribuição de probabilidades e identificadas às estatísticas consideradas relevantes.

Como cada série de despacho é função de uma série específica de ENA, tanto para a configuração de base como para a configuração final, calcula-se, primeiramente, a diferença das emissões totais entre as duas configurações para em seguida distribuir os resultados dos fatores de substituição encontrados tanto para os FS_{SEy} como para o FS_{SEp} .

8. Cálculo do Fator de Substituição Descontado (FS_{SED}) (opcional)

Calcula-se o FS_{SED} , aplicando-se uma taxa de desconto à série anual dos fatores de substituição. A taxa de desconto deverá ser definida pelo proponente do projeto em função da sua percepção de risco do projeto. Quanto maior a incerteza (ou percepção de risco) sobre como será o cenário futuro maior deverá ser o desconto e vice-versa.

Portanto, não há como assumir, a priori, um fator de desconto. Essa definição dependerá de muitos fatores como: o grau de confiança em relação aos resultados encontrados, à disponibilidade de dados e informações existentes sobre o comportamento da demanda por energia elétrica, sobre as políticas operativas do sistema elétrico, sobre a estabilidade do marco regulatório setorial, disponibilidade de capitais para investimentos no setor de geração de eletricidade, apenas para citar algumas que mais diretamente afetam o planejamento da expansão do sistema elétrico.

O FE_{SED} é calculado como se segue:

$$FS_{SED} = \sum_y \left[\frac{FE_{SEy}}{(1+i)^y} \right], \text{ onde:} \quad (8)$$

FS_{SED} = Fator de substituição descontado para o período de obtenção de créditos (tCO₂/MWh)

FS_{SEy} = Fator de substituição para cada ano y durante o período de obtenção de créditos (tCO₂/MWh)

y = quantidade de anos a partir do ano de base.

No presente trabalho sugere-se que os seguintes critérios sejam adotados preliminarmente, para avaliar o grau de risco associado ao fator de substituição encontrado:

- Se o FS_{SED} é menor que o fator de emissão mais recentemente publicado pela AND, então o valor calculado para o fator de substituição (FS_{SE}) deve ser considerado de baixo risco;
- Se o FS_{SED} é maior que o fator de emissão mais recentemente publicado pela AND, então o valor calculado para o fator de substituição (FS_{SE}) deve ser visto com reserva, sendo aconselhável o desenvolvimento de novos cenários e análises mais detalhadas e qualitativas sobre a participação das fontes fósseis na futura matriz do setor elétrico nacional.

5.4 Cálculo do Fator de Substituição do período de obtenção de crédito (FS_{SEp}) e do Fator de Substituição anual (FS_{SEy})

Conforme anteriormente mencionado, para determinar as emissões deslocadas pela entrada no sistema elétrico de um projeto que reduz emissões dos GEE, o fator de substituição das emissões é medido, considerando a mesma série de emissões, chamada de base, composta de 10 anos, cada ano com um valor de

emissão total de CO₂; em seguida, mede-se quanto serão as emissões do sistema elétrico, em cada ano (y), com a entrada do projeto desde o primeiro ano.

O cálculo do fator de substituição começa pela diferença, ano a ano, da série calculada com o projeto, subtraída da série base. Este resultado é então dividido pelo número de MWh gerados pelo projeto no ano específico. As equações 6 e 7, acima descritas são usadas para calcular esses fatores de substituição.

Uma discussão relevante e que deve ser levantada é a seguinte: o projeto de MDL deve ou não ser considerado na configuração de base após ser implementado? Antes de responder a essa questão é importante revisar o que o CE do MDL coloca e como tenta resolver esse problema.

De acordo com a *Tool to calculate the emission factor for an electricity system*, unidades geradoras registradas como MDL devem ser incluídas para calcular o fator de emissão da margem combinada do sistema elétrico se o critério de inclusão se aplica ao grupo de usinas que comporão a margem operacional e a margem de construção.

Para calcular o fator de emissão da margem operacional é considerado o grupo composto pelas usinas que formam o topo do despacho, a cada hora. Esse grupo de usinas deve representar um percentual do total da eletricidade despachada a cada hora, onde esse percentual deve igual ou maior entre: 10% da energia total despachada na hora, ou a quantidade de eletricidade deslocada pelo projeto de MDL durante a hora dividida pelo total da eletricidade gerada pela rede durante essa mesma hora.

Para calcular o fator da margem de construção a orientação geral é que projetos registrados como MDL devem ser excluídos do grupo de usinas que serão consideradas para calcular esse parâmetro. Entretanto, faz a seguinte ressalva: se no grupo de usinas identificadas para estimar a margem de construção aparecer usinas construídas há mais de 10 anos, então estas devem ser excluídas do grupo e devem ser incluídos os projetos registrados como MDL, que são despachados compulsoriamente pelo operador do sistema elétrico.

Observe-se que a exclusão ou inclusão dos projetos registrados como MDL no grupo de usinas considerado para calcular os dois fatores (margem operacional e margem de construção) depende do enquadramento ou não desses projetos nos critérios acima mencionados.

Portanto, a não ser em sistemas elétricos de países ou regiões onde o crescimento do mercado seja muito pequeno, dificilmente um projeto registrado de MDL comporá o grupo de usinas da margem de construção.

Do mesmo modo, é muito improvável que projetos de energias renováveis não convencionais componham o topo das usinas que formam a margem operacional. Em geral, pela natureza das tecnologias associadas a essas fontes energéticas que substituem combustíveis fósseis o despacho é feito na base.

Os critérios também não se aplicam para projetos de MDL de eficiência energética pelo lado da demanda, na medida em que eles reduzem a demanda agregada. Não fazem parte, portanto, das usinas que compõem o topo do despacho, nem das usinas recentemente construídas.

Além disso, e talvez o mais importante, a adoção de uma base móvel, ou seja, incorporar ao ano anterior a geração do projeto limpo vai de encontro ao conceito da linha de base, que é definida com base na hipótese das emissões que ocorreriam na ausência das atividades do projeto de MDL.

Portanto, sendo a linha de base apenas uma hipótese, na medida em que a existência do projeto de MDL a torna impossível de ser comprovada, para que seja possível verificar as reduções de emissões decorrentes das atividades do projeto de MDL é necessário supor a existência dela sem o referido projeto. Admitir essa hipótese é a única forma de, efetivamente, mensurar as emissões reduzidas pela ação do projeto candidato ao MDL.

Esse procedimento se justifica porque só deste modo será possível captar e remunerar as externalidades positivas geradas por um projeto candidato ao

MDL⁸⁷, por exemplo, em economia de água de reservatórios e, conseqüentemente, maior disponibilidade de geração hidrelétrica, ainda que o direito de propriedade desta externalidade não esteja esclarecido.

Ressalte-se, finalmente, que a CIMGC exclui para calcular o fator de emissão do SIN os projetos registrados como MDL (MCT, 2007).

5.5 Procedimento de cálculo do fator de emissão dos combustíveis fósseis para a geração de eletricidade

O fator de emissão da geração de eletricidade, medido em tCO₂/MWh, é calculado com base no fator de emissão dos combustíveis fósseis apresentados na Tabela 1-2 do *Revised Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, vol.2. Ele expressa a quantidade de dióxido de carbono contido em cada tipo de combustível fóssil que é liberada pela queima desses combustíveis na geração de eletricidade.

Para calcular o fator de emissão em tCO₂/MWh considerou-se:

- 1 – O fator de emissão do combustível fóssil determinado na Tabela 1-2 do *Revised Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, vol.2, em TC/TJ;
- 2 - A relação de 1 MWh = 3,6 GJ;
- 3 – A transformação do carbono (C) em dióxido de carbono (CO₂) aplicando o fator 44/12, ou seja, dado que a massa atômica do carbono é 12 e do oxigênio 16, então a massa atômica do CO₂ é 44. Para transformar C em CO₂ a relação é de 44/12.

⁸⁷ - A exemplo de projetos de geração de eletricidade com fontes renováveis, eólica, solar, biomassa, etc e/ou projetos de eficiência energética pelo lado da demanda para o SIN.

Na Tabela 14 são apresentados exemplos da aplicação do procedimento para calcular os fatores de emissão por unidade de energia elétrica gerada, para eficiência de 100% da transformação do calor em eletricidade.

Tabela 14 - Fator de Emissão para geração de eletricidade

Combustível	Unidade	Conteúdo de energia por combustível (TJ/unidade)	Fator de emissão de carbono por combustível (tC/TJ)	Fator de oxidação	Emissão (tCO ₂ /unid)	Conversão para MWh (tC/KWh)	Conversão para MWh (tCO ₂ /KWh)
Óleo Diesel	1000 m ³	35,52	20,2	0,99	2604,54	72,72	266,64
Óleo Comb.	10 ⁶ l	40,15	21,1	0,99	3075,21	75,96	278,52
Carvão	1000 t	11,93	26,2	0,98	1106,01	94,32	345,84
Vapor							
Gás Nat. Seco	10 ⁶ m ³	36,84	15,3	0,995	2056,39	55,08	201,96

Como na realidade as eficiências são sempre menores que 100% divide-se o fator calculado, tCO₂/MWh, pela eficiência da unidade geradora. Por exemplo, se a eficiência da unidade geradora que queima óleo diesel para gerar eletricidade é de 50%, então:

$$267 / 0,50 = 534 \text{ KgCO}_2/\text{MWh}.$$

Capítulo 6 Aplicação da metodologia proposta para estimar o Fator de Substituição para projeto de MDL conectado ao SIN

6.1 Aspectos Introdutórios

Nesse Capítulo aplica-se a metodologia proposta no Capítulo 5, para estimar as emissões futuras do SIN (ET_{SIN}), em tCO_2/ano e tCO_2/MWh , e calcular os fatores de substituição associados a entrada na base do sistema interligado de gerações provenientes de usinas movidas à fontes renováveis de energia elétrica e/ou pela redução da demanda agregada do SIN, em valor equivalente a economia de eletricidade esperada pela aplicação de programas/medidas de eficiência energética.

Para tanto, foram realizados 12 experimentos. Cada experimento consiste em introduzir uma quantidade de energia limpa, decorrentes de projetos de MDL, em MW médios, a partir de um cenário de base do MEI, para verificar as alterações das emissões associadas e obter os fatores de substituição correspondentes.

Para agrupar os experimentos, foram criados cenários que consideram ou não a entrada de parte do programa de eficiência energética anunciado no PDEE 2007-2016 (MME, 2007). Dentro de cada grupo, projetos de diferentes capacidades foram introduzidos, e os fatores de substituição obtidos foram comparados.

Um grupo adicional de experimentos foi realizado considerando apenas a entrada, com diferentes tamanhos, do programa de eficiência. A descrição dos experimentos encontra-se no item 6.3 do presente capítulo.

Supõe-se que as atividades dos projetos acima mencionados sejam elegíveis como MDL, ou seja, eles substituirão parcialmente a eletricidade que de outra forma seria gerada pelo *mix* das gerações das usinas existentes e planejadas, que fornecerão eletricidade ao SIN para atendimento ao mercado durante o

período de obtenção de créditos de carbono de 10 anos, considerados nessa aplicação.

Destaca-se que a presente proposta metodológica trata apenas de estimar o fator de emissão do sistema interligado de um projeto candidato ao MDL conectado ao SIN. Esse ponto é importante porque até outubro de 2007, quando o Comitê Executivo (CE) do MDL aprovou e publicou a primeira versão do *Tool to calculate the emissions factor for an electrical system*, a metodologia de cálculo do fator de emissão do sistema elétrico era parte integrante da metodologia ACM 0002⁸⁸. Projetos de diferentes escopos recorriam à metodologia ACM 0002 para calcular esse fator, o que na prática significava usar duas metodologias para um mesmo projeto.

Com a aprovação pelo CE do MDL dessa ferramenta metodológica, se o projeto for conectado a um sistema interligado e, supostamente, deslocar emissões do sistema elétrico interligado, o fator de emissão do sistema elétrico é calculado separadamente e independe das metodologias associadas aos seus respectivos escopos e da aplicação da ferramenta para determinar a adicionalidade do projeto.

6.2 Aplicação da metodologia para o SIN

6.2.1 Identificação do sistema elétrico do projeto

De acordo com a Resolução nº. 8 da CIMGC⁸⁹, de 26 de maio de 2008, considerando os critérios sugeridos no *Tool to calculate the emissions factor for an electrical system*, que definem a existência ou não de restrições significativas de transmissão, o SIN foi considerado, para efeito de projetos candidatos ao MDL, como sistema único, ou seja, todas as usinas que servem ao SIN podem

⁸⁸ - ACM 002 – Consolidated baseline methodology for grid connected generation from renewable sources, version 7.

⁸⁹ - A CIMGC no Brasil é a Autoridade Nacional Designada (AND) criada pelo Decreto de 7 de julho de 1999.

ser despachadas em qualquer ponto do sistema elétrico sem restrições de transmissão⁹⁰.

A decisão da CIMGC baseou-se ainda no fato de que a ampliação dos reforços de transmissão reduzirá, progressivamente, as atuais restrições que, como afirma a Nota de Esclarecimento, atendem aos critérios de não restrição propostos no *Tool to calculate the emissions factor for an electrical system*.

Com essa nova realidade redefine-se o número de subsistemas adotado até então, pelo primeiro grupo de trabalho constituído em julho de 2005 pela CIMGC, com o objetivo de disponibilizar aos proponentes de projetos candidatos ao MDL as informações necessárias à aplicação do método de cálculo c, da análise dos dados do despacho, que foi considerado como o mais adequado para determinar os fatores de emissão do SIN.

De acordo com a Nota de Esclarecimento (NE) publicada no site do Ministério da Ciência e Tecnologia a questão mais discutida se referiu à definição do número de subsistemas do SIN a ser adotado, que afinal convergiu para a adoção de quatro subsistemas: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul, que passaram a ser calculados sistematicamente pelo ONS a partir de janeiro de 2006 e divulgados na página da CIMGC (MCT, 2008).

No entanto, tal procedimento foi bastante questionado, tendo em vista que a maioria dos projetos submetidos à CIMGC considerava apenas os subsistemas Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste/Sul. Por essa razão a CIMGC reabriu as discussões, por meio de consulta pública realizada entre 7 de dezembro de 2007 a 31 de janeiro de 2008, solicitando comentários sobre a aplicação da metodologia ACM 0002 no Brasil.

Em fevereiro de 2008, após avaliar as submissões, a CIMGC examinou as alternativas da divisão em quatro e dois subsistemas e do sistema único, à luz

⁹⁰ - Mais detalhes e justificativa encontram-se na Nota de Esclarecimento do Ministério da Ciência e Tecnologia e da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC), publicada no site: www.mct.gov.br

dos critérios propostos no *Tool to calculate the emissions factor for an electrical system*, version 1, que havia sido recentemente aprovada pelo Comitê Executivo do MDL para calcular o fator de emissão de sistemas elétricos.

Essa ferramenta sugere dois critérios para a identificação de restrições significativas de transmissão entre dois subsistemas, a saber:

- a) No caso de sistemas elétricos com mercados “spot”, quando houver diferenças nos preços de eletricidade (sem custos de transmissão e distribuição) de mais de 5% entre os sistemas durante 60% ou mais das horas do ano;
- b) Quando a linha de transmissão operar a 90% ou mais que sua capacidade plena durante 90% ou mais das horas do ano.

Os resultados das simulações realizadas com base nestes critérios mostraram que

as restrições de transmissão existentes atualmente entre os sub-mercados do SIN não eram suficientes para diminuir substancialmente o benefício global do projeto, em função da região em que seja implantado, sendo, portanto, recomendável que se adote a configuração de um único sistema elétrico no Brasil (MCT, 2008)⁹¹.

Em face às essas novas conclusões, a CIMGC passou a divulgar os novos fatores de emissão, retroativos a 2006, ressaltando,

que a adoção desta configuração será válida apenas para efeitos de cálculo dos fatores de emissão de dióxido de carbono (CO₂) em projetos de MDL que utilizem metodologia ACM 0002 para estimar suas reduções de emissão de gases de efeito estufa (Ibid.).

A configuração atual, ou seja, a divisão do SIN em quatro subsistemas - Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte - deverá ser mantida para todas as demais necessidades de planejamento, operação e comercialização da energia elétrica.

⁹¹ - Nota de esclarecimento MCT/CIMGC, que se encontra publicada no site: www.mct.gov.br

6.2.1.1 Características do SIN e suas implicações para estimar a LB dos projetos MDL

O SIN é um sistema hidrotérmico de grande porte que fornece energia elétrica à quase totalidade dos consumidores localizados em território nacional. De acordo com o ONS, apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se atualmente fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica. A Figura 5 mostra o mapa da integração eletroenergética do SIN e do sistema de transmissão em 2007.

Figura 5: Mapa do Sistema de Transmissão (2007)

Fonte: ONS, consultado em 07/03/2009. Disponível no site:

http://www.ons.org.br/conheca_sistema/pop/pop_integracao_eletroenergetica.aspx

Em dezembro de 2007 a capacidade instalada do SIN totalizou 96.243 MW, Tabela 15, assim distribuídos: 79.750 MW em usinas hidroelétricas (82,9%), 13.093 MW em usinas termoeleétricas (13,6%), 975 MW em usinas do PROINFA (1,0%) e 2.425 MW em outras PCHs e PCTs (2,5%).

Tabela 15 - Capacidade Instalada no SIN em 31/12/2007(MW)

	TIPO	2007	%
SIN sem Acre-Rondônia	Hidráulica	66.295	68,9
	Térmica	11.086	11,5
	Nuclear	2.007	2,1
	PROINFA – PCHs	268	0,3
	PROINFA – PCTs	489	0,5
	PROINFA – Eólicas	218	0,2
	Outras PCH e PCT	2.425	2,5
	Total	82.788	
Itaipu 60 Hz (Brasil)	(50% Total)	7.000	7,3
Subtotal	Capacidade Instalada	89.788	
Itaipu 50 Hz (Paraguai)	Compras Itaipu	6.455	6,7
Total disponível com Itaipu 50 e 60 Hz		96.243	

Fonte: ONS, 2008b

A predominância da geração elétrica a partir de fonte hídrica em um sistema interligado do porte e extensão do SIN é uma importante característica, cuja especificidade o torna único em todo o mundo. Com efeito, em 2007, mais de 83% de toda a eletricidade gerada foi proveniente das usinas hidrelétricas. Destaque-se ainda que dos empreendimentos em construção, 73% da potência outorgada refere-se a usinas hidrelétricas, 21% a centrais termelétricas e 6% a centrais eólicas. Na Tabela 16 os empreendimentos em construção listados pela ANEEL.

Tabela 16 - Empreendimentos em construção

Tipo	Na Usina	Potência Outorgada - MW	%
Central Geradora Hidrelétrica	1	0,85	0
Central Geradora Eliolétrica	22	463	6
Pequena Central Hidrelétrica	68	1.095	15
Usina Hidrelétrica	21	4.318	58
Usina Termelétrica	20	1.541	21
TOTAL	132	7418	100

Fonte: ANEEL – BIG Banco de Informação da Geração. Consultada outubro/2008

Vale ressaltar, no entanto, que entre 2009 e 2013 as novas capacidades instaladas serão, majoritariamente, de fonte térmica convencional (usinas movidas a óleo combustível e gás natural) como mostram os resultados dos sete leilões de energia nova, A3 e A5, apresentados na Tabela 1 do Capítulo de Introdução do presente trabalho.

Levando-se em conta, portanto, esses resultados, um pouco mais de 17.000 MW médios foram contratados para o sistema elétrico brasileiro. Da energia contratada por fonte de recurso energético nesses leilões, 60% foram de origem térmica e 38% de origem hídrica. Do total da oferta térmica, 2% serão fornecidos por usinas movidas à biomassa, não emissoras dos GEE. Levando-se em conta a oferta de energia nova até 2013, a participação das fontes térmicas convencionais (emissoras de GEE) eleva-se para 68% do total contratado.

Além disso, de acordo com o PDEE 2008-2017(MME, 2008) prevê-se uma ampliação significativa das termelétricas movidas a combustíveis fósseis no SIN. Com efeito, nesse período o número de termelétricas mais que dobrará, passando das atuais 77 para 159, com um acréscimo líquido de 82 centrais termelétricas, com acréscimo de 15.305 MW⁹².

Em termos de consumo de energia elétrica, segundo recente estudo divulgado pela Empresa de Planejamento Energético (MME/EPE, 2008) prevê-se um

⁹² - De acordo com informações divulgadas pelo MME e publicadas no jornal Folha de São Paulo, em 07/01/2009.

crescimento anual do consumo de eletricidade do SIN da ordem 4,8%, passando de 369.398 GWh consumidos em 2007 para 602.596 GWh projetados para 2017.

O Gráfico 21 mostra a projeção do consumo de eletricidade, incluindo os sistemas isolados entre 2007-2017 e não incluindo o consumo dos autoprodutores. Essa projeção incorpora parte das perdas comerciais e desconta do consumo total uma parcela relacionada ao incremento da eficiência energética, estimada para o período decenal. De acordo com o documento mencionado,

com a integração ao SIN dos sistemas isolados Acre/Rondônia e Manaus/Amapá, ao longo do horizonte decenal, o Sistema Interligado Nacional englobará 99,7% do mercado nacional de energia elétrica em 2017 (MME/EPE, 2008, p.64)

Gráfico 20 - Consumo de eletricidade com perdas e eficiência energética – GWh
Fonte: MME/EPE, 2008, p.65

A projeção da carga de energia é feita a partir das projeções de consumo acrescida da estimativa de perdas. A estimativa feita pela EPE admitiu que o índice de perda passe dos atuais 16,2% para 14,9%, em 2017. Portanto, considerando essas projeções será necessário adicionar, em torno de 12.300 MW médios, entre 2008 e 2012 e mais 15.700 MW médios, entre 2012 e 2017 para atender aos requisitos de mercado (Ibid.).

Do ponto de vista da determinação dos fatores de substituição das emissões, a extrema dependência do volume de eletricidade gerada ao comportamento da hidraulicidade das bacias que alimentam os reservatórios que servem ao SIN confere ao cálculo dos fatores projetados, enormes dificuldades e incertezas, qualquer que seja a metodologia adotada.

Com efeito, embora a contratação das novas capacidades e/ou as tecnologias associadas às usinas que estão sendo construídas possam se constituir num importante indicativo sobre o perfil futuro do *mix* que provavelmente responderá pelo fornecimento de energia elétrica para atender aos requisitos do sistema elétrico interligado, deve ser considerado, do ponto de vista do cálculo das emissões, de forma conservadora, com base nos cenários construídos e/ou simulações sobre a sua efetiva utilização, ao longo do horizonte do estudo.

Essas dificuldades e incertezas se tornam ainda mais profundas, na medida em que também a política operativa do SIN vem sendo constantemente modificada, para atender aos novos critérios de segurança energética e para ajustar-se às novas condicionantes relativas ao fornecimento de gás natural para as usinas movidas a esse combustível e que são interligadas ao sistema elétrico.

No entanto, se o objetivo é estimar a linha de base de um projeto de MDL conectado ao SIN, não há como escapar a esse desafio, a menos que o Comitê Executivo (CE) do MDL aceite que a linha de base adotada por um determinado projeto não seja monitorado anualmente. Como o fator de emissão do SIN já está sendo calculado pela CIMGC pelo método *c*, da análise dos dados do despacho, por definição, ele terá que ser monitorado e anualmente atualizado⁹³.

Até outubro de 2008, nenhum projeto aprovado, aprovado com ressalva e em revisão na CIMGC a ser conectado ao SIN, adotou os fatores de emissão calculados de acordo com o *Tool to calculate the emission factor for an electricity*

⁹³ - Mais detalhes sobre a obrigatoriedade do monitoramento e atualização anual do fator de emissão quando calculado pelo método da análise dos dados do despacho encontram-se no Apêndice A do presente trabalho.

system, versão 1, o que permitiu a esses projetos usarem a opção *ex-ante* de validação dos dados.

A expectativa para os novos projetos que solicitem a aprovação da CIMGC e requeiram seu registro junto ao CE do MDL é que eles não mais poderão fazer a opção *ex-ante* de validação dos dados, já que se encontram publicados pela CIMGC os fatores de emissão calculados pelo método c, da análise dos dados do despacho, e como acima foi mencionado, não permite a validação *ex-ante* do fator de emissão do sistema elétrico.

Confirmando-se essa hipótese então, necessariamente, o proponente do projeto terá que internalizar ao seu processo de decisão a construção de cenários sobre o comportamento futuro das emissões do SIN, concomitantemente ao desenvolvimento do projeto, em caso de a viabilidade e sustentabilidade desse projeto depender da inclusão ao seu fluxo de caixa das receitas adicionais oriundas dos créditos de carbono.

6.2.1.2 Período de obtenção de crédito

Adota-se o período de 10 anos como opção para obtenção dos créditos de carbono, para todos os experimentos realizados nesse estudo de caso. Essa opção foi escolhida em função da disponibilidade de dados sobre os requisitos de carga e sobre o planejamento da expansão do sistema nacional interligado entre 2007 e 2016. No entanto, desde que o proponente do projeto de MDL disponha das informações necessárias para construir cenários de mais longo prazo ele poderá fazê-lo, sendo recomendada a sua atualização anual.

6.2.2 Definição da configuração de base e determinação da energia gerada

6.2.2.1 Oferta na configuração de base

A configuração de base é definida pela capacidade instalada no SIN, em dezembro/2007, pela oferta de energia elétrica estabelecida nos leilões de energia nova A3 e A5 e pelos empreendimentos planejados no PDE 2007/2016, corrigidas pelo cronograma da ANEEL, e pela oferta de gás natural (GN) de acordo com o Termo de Compromisso da Petrobras⁹⁴, de maio/2007, que estabelece a disponibilidade das usinas a gás natural (GN) até 2011. A lista completa das usinas que compõem a configuração de base encontra-se nos APÊNDICES B e C.1, C.2, C.3, C.4 do presente estudo.

Destaca-se que o programa de eficiência energética planejado no PDE 2007-2016, que prevê uma economia anual, em 2011, de quase 500 MW médios, não foi considerado na configuração inicial para calcular o fator de substituição (linha de base) dos projetos de MDL enquadrados no primeiro grupo de experimentos⁹⁵.

A consequência mais imediata desse pressuposto é que os Fatores de Substituição (FS) calculados para os experimentos realizados são ligeiramente maiores do que aqueles encontrados, admitindo-se a entrada do programa de eficiência, em parte ou na sua totalidade, na configuração de base, a partir de 2011. Justifica-se a não inclusão do programa pelo fato de que, sendo um

⁹⁴ - O Termo de Compromisso estabelece cronograma de oferta de combustíveis para 24 usinas termelétricas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, no período de 2007 a 2011. O documento prevê a aplicação de penalidades à estatal por descumprimento do acordo preestabelecido, em caso de indisponibilidade de geração dessas usinas motivada por falta de combustível. A decisão da ANEEL atende determinação da Resolução Normativa nº [237/2006](#), que prevê a inclusão, na programação de despacho do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), da disponibilidade de empreendimentos termelétricos que tenham cronograma de suprimento de combustível reconhecido pela Agência.

⁹⁵ - Todos os experimentos realizados com a aplicação dessa abordagem metodológica para calcular o fator de substituição de projetos de MDL encontram-se descritos no item 6.3 do presente Capítulo.

programa de eficiência energética potencialmente elegível para o MDL a linha de base não deveria contê-lo.

6.2.2.2 *Requisitos (MW médios) e nível dos reservatórios equivalentes na configuração de base*

Para definir a carga média de energia do SIN, que representa o requisito de geração de energia elétrica na barra das usinas para o atendimento do mercado, considerou-se a trajetória inferior do PDE 2007-2016 (MME, 2007), cujos dados de demanda se encontram na Tabela 17. Essa trajetória mostrou-se mais compatível com os requisitos observados em 2007 e primeiros meses de 2008 e também mais ajustada às novas projeções realizadas pela EPE para o período entre 2008-2017.

A projeção da carga de energia considera as interligações previstas dos sistemas isolados Acre/Rondônia ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste, a partir do início de 2009, e Manaus/Amapá e margem esquerda do Rio Amazonas ao subsistema Norte, no início de 2012, aproximando-se da provável evolução futura da configuração do Sistema Interligado Nacional – SIN (EPE, 2008a).

Tabela 17 - Carga média de energia SIN – MW médios

Ano	Subsistemas Interligados				SIN
	Norte	NE	SE	Sul	
2007	3502	7324	31421	8320	50567
2008	3773	7653	32959	8696	53081
2009	3946	7995	34594	9148	55683
2010	4083	8550	36080	9626	58339
2011	4365	8936	37596	10030	60927
2012	5759	9383	39279	10463	64884
2013	5966	9796	41241	10905	67908
2014	6220	10327	42943	11458	70948
2015	6950	10879	44878	11978	74685
2016	7784	11404	46706	12495	78389
2017 ⁹⁶	8718	11954	48608	13034	82315

Fonte: MME, 2007

⁹⁶ - Para determinar a demanda em 2017 assumiu-se no presente trabalho uma taxa de crescimento igual àquela observada entre 2016/2015.

Energia inicial acumulada nos reservatórios

A energia inicial acumulada nos reservatórios, Tabela 20, refere-se a dezembro de 2007, conforme publicada pelo ONS.

Tabela 18 – Energia inicial acumulada em MW médio – dez./2007⁹⁷

SE	99368	NORTE	4429	SUL	10102	NE	32006
----	--------------	-------	-------------	-----	--------------	----	--------------

6.2.2.3 Cálculo da energia gerada (MWh) na configuração de base

Para calcular as energias a serem geradas mensalmente (MWh) pelas usinas em operação e planejadas (PDEE 2007- 2016) e as usinas contratadas nos leilões de energia nova A3 e A5, no período entre 2008 e 2017, aplicou-se o modelo de equilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica, cujos dados de entrada e a modelagem do despacho são descritos a seguir:

1. *Usinas Hidrelétricas existentes, inclusive as PCHs e os novos empreendimentos hidrelétricos contratados nos leilões de energia nova A3 e A5 e nos leilões das usinas de Santo Antonio e Jirau e planejados pelo cronograma da ANEEL*⁹⁸: A energia assegurada pelas usinas hidrelétricas é determinada em função da ENA prevista para o período em cada uma das séries, considerando um fator de disponibilidade inicial das hidrelétricas de 90%. As informações detalhadas desses empreendimentos encontram-se nos Apêndices acima mencionados;

⁹⁷ - Tabela elaborada a partir das informações do ONS (2008d)

⁹⁸ - Cronograma da ANEEL encontra-se no site: www.aneel.gov.br, na seção de informações técnicas, em fiscalização dos serviços de geração.

2. *Usinas Termelétricas existentes e as novas usinas contratadas nos leilões de energia nova A3 e A5:* As energias a serem geradas pelas usinas entrantes, entre 2008 e 2017, foram definidas em função da capacidade da energia disponível e do custo variável delas explicitados na Nota Técnica de revisão do cálculo da garantia física das usinas publicado pela EPE (2008a e 2008b), em agosto e setembro de 2008 e pelo Termo de Compromisso da Petrobrás para as térmicas a gás natural entre 2007 e 2011. Para as usinas existentes as energias geradas foram estimadas com base na potência instalada e nos fatores de capacidade estimados;
3. O despacho na base das usinas térmicas convencionais inflexíveis, termonucleares e PCHs, conforme previsto na Nota Técnica da EPE (2008b) e no PDE 2007-2016 corrigido pelo cronograma da ANEEL;
4. O despacho por ordem de mérito das termelétricas convencionais flexíveis, movidas a gás natural, óleo combustível, carvão e biomassa. O despacho das usinas hidrelétricas é calculado pelo modelo a partir dos níveis dos reservatórios, com a aplicação de uma fórmula própria⁹⁹, que calcula o custo de oportunidade da água para ordenar o despacho hidrotérmico.

Na Tabela 19 apresentam-se os resultados distribuídos da energia anual ofertada pelas usinas térmicas flexíveis na configuração de base calculadas pelo modelo equilíbrio integrado.

Tabela 19 – Geração de térmicas flexíveis no SIN por ano e para todo o período - (TWh)

	2008- 2017	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Mínimo	266	10	5	6	5	7	5	7	10	10	25
p05	369	16	10	12	13	19	22	22	27	35	50
1º Quartil	444	25	18	20	22	32	37	35	41	53	73
Mediana	501	35	25	29	31	43	49	48	53	68	91
3º Quartil	560	46	36	41	42	58	67	64	70	88	113
p95	651	56	57	65	66	86	99	93	101	122	145
Máximo	816	60	88	111	120	137	165	150	164	162	168
Média	505	35	28	32	34	47	54	51	57	72	94

⁹⁹ - Mais detalhes sobre o cálculo do preço da água no modelo MEI encontra-se no Capítulo 4 do presente trabalho.

As séries de ENA (2000 séries) são geradas internamente pelo modelo no módulo QPAR¹⁰⁰ (modelo auto-regressivo quantílico). Com aplicação do modelo de equilíbrio são obtidas 2000 séries de oferta térmica (em MW_{médios}), para cada mês do período entre 2008/2017. Cada série agregada de oferta térmica corresponde a uma solução possível de equilíbrio entre a oferta e a demanda por energia elétrica, atendendo aos critérios do despacho por ordem de mérito e garantia da segurança energética.

O mesmo procedimento é adotado para simular a configuração final, que se caracteriza pela entrada das atividades do projeto MDL no sistema elétrico, conforme proposto no item 4 do Capítulo 5, que trata dos procedimentos para aplicação dessa metodologia.

Encontra-se no Capítulo 4 do presente trabalho o resumo do modelo, contendo:

- ✓ Descrição do Modelo de Equilíbrio Integrado, explicitando premissas, estrutura e operacionalidade e fluxograma;
- ✓ Descrição dos módulos que o compõe, a saber: Módulo QPAR de previsão de ENA e o Módulo de Vertimento e Perdas;
- ✓ Gráficos das ENA projetadas pelo modelo, entre 2008 e 2017.

6.2.3 Cálculo das Emissões Totais (ET_{SINb}) e do Fator de Emissão (FE_{SINb}): configuração de base

As emissões totais foram calculadas seguindo os procedimentos sugeridos nos passos 1 e 2 da proposta metodológica.

¹⁰⁰ - Os modelos auto-regressivos periódicos são classicamente utilizados para se obter resultados futuros a partir da série histórica. A escolha por um modelo auto-regressivo periódico quantílico é feita no sentido de resolver o problema gerado pela heteroestocacidade encontrada normalmente na análise desta série de dados. A regressão pelos quantis flexibiliza a hipótese de variância homogênea e permite uma análise mais precisa das faixas de distribuição dos dados em cada momento no tempo (Adilson, et al., 2008).

Assim, definidas as condições iniciais da geração hidrotérmica, composta pelas gerações das usinas em operação em dezembro de 2007, pelas gerações disponíveis dos empreendimentos vencedores dos leilões e pelas gerações calculadas para os empreendimentos planejados, bem como os requisitos de carga do SIN a serem atendidos no mesmo período, aplicou-se o modelo de equilíbrio para determinar as 2000 séries de gerações termelétricas flexíveis e calcular as emissões associadas a cada série.

Nos APÊNDICES D.1, D.2, D.3, e D.4 encontram-se as usinas térmicas despacháveis por subsistema, suas respectivas eficiências e fatores de emissões dos combustíveis fósseis, em tCO_2/MWh . Apresenta-se, a seguir um exemplo de como são calculadas as emissões associadas a cada usina térmica flexível no módulo de emissões, para cada uma das 2000 séries de despachos térmicos mensais simulados pelo modelo de equilíbrio, para todo o horizonte do estudo. Note-se que esses resultados se referem apenas a uma entre as 2000 séries de despachos flexíveis simuladas.

Exemplo da operacionalização do modelo de simulação, a partir de uma entrada de ENA, em um cenário pré-definido de requisitos e capacidade de oferta.

1. A série de número 700, escolhida aleatoriamente para este exemplo, gerada pelo módulo de ENA, fornece os dados apresentados na Tabela 20, a seguir:

Tabela 20 - Energia Natural Afluente – MW_{med} (série 700)

	2009											
	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
SE	69900,68	58113,62	42323,86	37040,74	29924,38	26450,19	23103,52	18946,37	20425,91	23824,43	30467,28	38047,80
Sul	4077,73	5881,89	4178,62	8237,61	4712,58	12020,61	10298,01	5423,07	3722,80	7081,11	7369,77	5729,92
NE	10918,14	13631,31	11770,93	16024,93	10372,52	6573,13	5401,69	4941,33	4433,62	4123,94	9565,51	12330,57
Norte	3320,87	9752,48	10654,51	17877,78	13205,42	4913,60	2664,06	1952,25	1554,32	1541,32	2634,83	4792,28

2. Os requisitos do sistema, obtidos no PDE 2007-2016 a partir de um critério automático de sazonalização são os mesmos para todas as séries. Para o ano de 2009 seguem os dados da Tabela 21:

Tabela 21 - Requisitos do sistema – MW_{med}

	2009											
	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
SE	34427,96	35174,75	35663,04	34948,69	33931,53	33590,03	34417,45	34065,04	34505,21	34882,92	34794,01	34727,38
Sul	9423,13	9520,77	9684,04	8906,21	9011,82	8978,29	8745,86	9027,31	8792,23	8959,08	9258,78	9468,47
NE	7843,23	7852,35	7961,44	7928,15	7868,20	7702,75	7854,97	7867,47	8072,01	8321,84	8402,09	8265,50
Norte	3781,55	3805,64	3883,48	3906,37	3993,48	4038,33	3955,40	3969,51	3985,65	3966,38	4072,19	3994,04

3. Em função da quantidade de energia hidrelétrica necessária para atender plenamente os requisitos, o modelo calcula o custo marginal de operação do sistema, por meio de uma fórmula própria pautada em critérios de segurança energética, apresentados na Tabela 22.

Tabela 22 - Custos marginais de operação – R\$/MWh

	2009											
	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
SE	15,47	30,90	78,94	88,75	124,63	95,95	102,75	107,73	111,75	123,27	104,36	111,80
Sul	15,47	30,98	79,21	88,83	126,70	96,35	102,40	112,54	114,76	121,91	103,70	115,72
NE	15,47	18,00	28,28	25,84	58,70	70,52	85,17	103,83	111,89	122,70	103,83	111,84
Norte	15,47	17,43	15,47	15,47	15,47	96,35	102,40	106,98	110,81	124,62	103,70	111,06

4. A partir do custo estimado de despacho, as usinas térmicas com custo inferior ou igual ao calculado, apresentadas na Tabela 23, são despachadas e sua capacidade disponível reduzida do uso das hidrelétricas, permitindo que se poupe água quando necessário.

Tabela 23 - Usinas do Sudeste despachadas em 2009, por capacidade, em MW_{médios}

	2009											
	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
Mário Covas (Cuiabá)	419,73	419,73	419,73	419,73	419,73	419,73	419,73	419,73	419,73	419,73	419,73	419,73
Norte Fluminense 1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Colorado	0,00	0,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00
Norte Fluminense 2	0,00	0,00	274,05	274,05	274,05	274,05	274,05	274,05	274,05	274,05	274,05	274,05
Norte Fluminense 3	0,00	0,00	73,95	73,95	73,95	73,95	73,95	73,95	73,95	73,95	73,95	73,95
Do Atlântico	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Norte Fluminense 4	0,00	0,00	0,00	0,00	60,03	0,00	0,00	0,00	60,03	60,03	0,00	60,03
Luiz Carlos Prestes (Três Lagoas)	0,00	0,00	0,00	0,00	182,92	0,00	0,00	0,00	182,92	182,92	0,00	182,92
Cocal	0,00	0,00	0,00	0,00	26,88	0,00	0,00	0,00	0,00	26,88	0,00	0,00
Gov. Leonel Brizola (Termório)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

5. Em seguida, a partir do cálculo das eficiências médias por tipo de combustível, converte-se a energia gerada em toneladas de dióxido de carbono (CO₂). Os resultados são apresentados na Tabela 24.

Tabela 24 - Emissões por usina conforme o despacho estimado – milhares de tCO₂

	2009											
	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
Mário Covas (Cuiabá)	123,14	123,14	123,14	123,14	123,14	123,14	123,14	123,14	123,14	123,14	123,14	123,14
Norte Fluminense 1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Colorado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Norte Fluminense 2	0,00	0,00	80,40	80,40	80,40	80,40	80,40	80,40	80,40	80,40	80,40	80,40
Norte Fluminense 3	0,00	0,00	21,70	21,70	21,70	21,70	21,70	21,70	21,70	21,70	21,70	21,70
Do Atlântico	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Norte Fluminense 4	0,00	0,00	0,00	0,00	17,61	0,00	0,00	0,00	17,61	17,61	0,00	17,61
Luiz Carlos Prestes (Três Lagoas)	0,00	0,00	0,00	0,00	53,67	0,00	0,00	0,00	53,67	53,67	0,00	53,67
Cocal	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gov. Leonel Brizola (Termório)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

6. Os valores da emissão do CO₂ associado à produção de energia são então registrados para o cenário de base. O processo é re-simulado para

um cenário que conta com a entrada de uma usina com energia limpa, não emissora. A geração relativa à usina limpa entrante é descontada diretamente da demanda de energia, pois é considerada como despacho na base. O restante da demanda é então redistribuído através do modelo pelas outras usinas conforme a ordem de mérito. Isto é feito por meio de uma nova rodada do modelo. A Tabela 25 apresenta esses resultados com as novas emissões.

Tabela 25 - CO₂ evitado por usina de 100 MW médios – milhares de t CO₂

	2009											
	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
Mário Covas (Cuiabá)	123,14	123,14	123,14	123,14	123,14	123,14	123,14	123,14	123,14	123,14	123,14	123,14
Norte Fluminense 1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Colorado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Norte Fluminense 2	0,00	0,00	80,40	80,40	80,40	80,40	80,40	80,40	80,40	80,40	80,40	80,40
Norte Fluminense 3	0,00	0,00	21,70	21,70	21,70	21,70	21,70	21,70	21,70	21,70	21,70	21,70
Do Atlântico	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Norte Fluminense 4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Luiz Carlos Prestes (Três Lagoas)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cocal	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gov. Leonel Brizola (Termorio)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

7. Por diferença entre os dois cenários (com e sem usina limpa) são obtidas as emissões evitadas para o ano de 2009, na região Sudeste. As emissões evitadas dentro do período de um ano são então somadas para todas as regiões e o valor total obtido é dividido pela capacidade efetiva da usina limpa. Este é o fator anual de emissão para o sistema dada à entrada de capacidade limpa.

Seguindo o exemplo acima, e considerando apenas a série 700 da região Sudeste deste exemplo, o fator de substituição para 2009 é de 0,33 t CO₂/MWh, obtido pela divisão entre as emissões evitadas no ano de 2009 no SE, de 285,12 mil t CO₂ e a geração da usina entrante de 100 MW_{med}, ou 876.000 MWh.

Os experimentos foram realizados para um período de dez anos e para diversas capacidades entrantes. Para o período de dez anos, a contabilização das emissões foi feita de duas formas: por ano, como mostrado acima, e cumulativamente, a partir da média das emissões acumulada até o ano, para todo o período considerado (10 anos) de obtenção de créditos.

O segundo método apresenta a vantagem de mostrar o comportamento de mais longo prazo, sem ser influenciado diretamente por flutuações específicas que podem ser observadas em um ano qualquer da projeção.

Portanto, para cada série de ENA há um resultado de ET_{SINb} , obtido pelo somatório das emissões correspondentes ao conjunto de usinas u despachadas para atender a condição de equilíbrio entre a oferta e demanda de energia elétrica, ao longo do período considerado para a obtenção dos créditos de carbono.

Tendo em vista que, teoricamente, qualquer das 2000 séries de gerações das térmicas flexíveis pode ocorrer, embora um mesmo resultado possa ser obtido em distintas séries, optou-se no presente trabalho por distribuir os resultados, considerando como relevantes as emissões totais relacionadas com as seguintes estatísticas: mediana, média, 1º e 3º quartis, percentis 5 e 95, máximo e mínimo.

Em função da indisponibilidade de dados sobre o consumo de combustíveis das usinas térmicas despachadas no SIN, a equação 7, que é a 2ª opção sugerida no Capítulo 5 dessa proposta metodológica foi escolhida para determinar as emissões totais, sendo os volumes de combustíveis fósseis calculados com base em eficiências médias e tipo de combustível utilizado por cada usina para todas as 2000 séries de oferta térmica simuladas.

Adotou-se as eficiências médias indicada no Anexo 1 do *Tool to calculate the emission factor for an electricity system*, versão 1, para as usinas planejadas. Na Tabela 26 são apresentados os fatores de emissão dos combustíveis fósseis usados nas usinas térmicas, calculados de acordo com as eficiências

consideradas no presente trabalho para as usinas existentes no SIN e as usinas planejadas.

Tabela 26 - Fator de emissão (tCO₂/MWh) por tipo de combustível

Combustível	Sigla	Usina Existente		Usina Nova	
		Eficiência	F Emissão	Eficiência	F Emissão
Óleo Diesel	OD	0,33	0,80	0,46	0,57
Óleo Combustível	OC	0,33	0,84	0,46	0,60
Carvão Mineral	CM	0,33	1,03	0,50	0,68
Gás Natural Seco	GN e GNL	0,50	0,40	0,60	0,33

FE= Fator de Emissão em tCO₂/MWh

Então, aplicando a equação 2 do Capítulo 5, temos:

$$ET_{SEb} = \sum_{u,y} G_{uy} \times FE_{uy}$$

ET_{SINb}: Emissões totais na configuração de base do SIN anual no período entre 2008/2017;

G_{uy}: Geração térmica anual de cada usina flexível despachada para atender as necessidades de complementação energética do SIN, para todas as soluções de equilíbrio simuladas no período entre 2008/2017;

FE_{uy}: Fator de Emissão da usina u no ano y (tCO₂/MWh), onde:

$$FE_{uy} = \frac{FE_{CO_2 iuy} \times 3,6}{\eta_{uy}}$$

Na Tabela 27 as emissões anuais e acumuladas na configuração de base (ET_{SINb}), para as estatísticas consideradas relevantes.

Tabela 27 - Emissões totais no SIN por ano e para todo o período
(ET_{SINb} em milhões de t CO₂)

	2008- 2017	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Mínimo	125	4	2	2	2	3	2	3	4	4	11
p05	177	7	4	5	5	9	11	11	13	17	24
1º Quartil	214	12	8	9	10	15	18	17	20	26	36
Mediana	244	17	11	13	14	20	24	23	26	34	46
3º Quartil	275	22	17	19	19	28	33	31	35	44	58
p95	323	29	27	31	31	43	49	46	51	63	76
Máximo	414	32	47	60	63	73	90	78	89	87	91
Média	246	17	13	15	16	23	26	25	28	36	48

Na Tabela 28 os resultados dos fatores de emissões anuais, tCO₂/MWh, do SIN, entre 2008-2017. O cálculo foi efetuado, considerando a energia gerada por todas as usinas térmicas flexíveis e as emissões a elas associadas, não incluindo o despacho das usinas de base.

Tabela 28 - Fatores de emissão no SIN por ano e para todo o período.
(FE_{SINb} em tCO₂ / MWh)

	2008- 2017	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Mínimo	0,45	0,41	0,39	0,39	0,39	0,40	0,41	0,42	0,44	0,43	0,45
p05	0,47	0,44	0,40	0,43	0,41	0,45	0,47	0,47	0,46	0,47	0,48
1º Quartil	0,47	0,47	0,43	0,45	0,44	0,47	0,48	0,48	0,48	0,49	0,50
Mediana	0,48	0,48	0,45	0,46	0,45	0,48	0,49	0,49	0,49	0,50	0,50
3º Quartil	0,48	0,49	0,46	0,47	0,46	0,49	0,50	0,50	0,50	0,50	0,52
p95	0,49	0,51	0,48	0,49	0,48	0,50	0,50	0,50	0,51	0,52	0,53
Máximo	0,50	0,53	0,53	0,54	0,53	0,54	0,54	0,52	0,54	0,54	0,54
Média	0,48	0,48	0,45	0,46	0,45	0,48	0,49	0,49	0,49	0,49	0,50

Destaca-se que esse fator não representa as emissões que poderão ser deslocadas com a entrada das atividades de um projeto de MDL. Ele apenas expressa as emissões, por unidade de energia, relacionadas com o *mix* de termelétricas flexíveis que serão despachadas ao longo do período de obtenção

de crédito, de acordo com as simulações realizadas pelo modelo. O Fator de Emissão do SIN na configuração de base é dado por:

$$FE_{SEb} = \frac{ET_{SEb}}{GT_{SEb}}, \text{ onde:}$$

FE_{SEb} = Fator de emissão da configuração de base

ET_{SEb} = Total de emissões associadas aos conjuntos m identificados para cada solução de equilíbrio da configuração de base

GT_{SEb} = Geração total das usinas flexíveis que serve ao sistema elétrico, sendo:

$$GT_{SEb} = \sum_{u,y} G_{uy}, \text{ onde:}$$

u = todas as usinas que pertencem aos conjuntos m da configuração de base

y = cada ano do período definido para obtenção de créditos de carbono

6.2.4 Cálculo do Fator de Substituição do período (FS_{SINp}) e anual (FS_{SINy}) para os experimentos realizados

Definição da energia a ser deslocada SIN com a entrada do projeto

De acordo com a proposta metodológica apresentada no Capítulo 5 do presente trabalho, o fator de substituição de um projeto candidato ao MDL a ser conectado em sistema elétrico, deve ser estimado considerando a energia que provavelmente será deslocada com a conexão desse projeto à rede elétrica. Para tanto, é necessário estabelecer quanto da eletricidade fornecida pelo *mix* das

fontes energéticas que servem ao sistema será substituída com a entrada desse projeto.

Para determinar o Fator de Substituição de um projeto elegível como MDL define-se, em primeiro lugar, a quantidade de energia que o projeto candidato ao MDL é capaz de substituir e/ou economizar. No presente trabalho foram realizados três grupos de experimentos para simular diferentes entradas de gerações de usinas não emissoras ou reduções de demanda no SIN.

Mais adiante, no item 6.3 deste Capítulo, são descritos esses grupos de experimentos e apresentados os resultados encontrados.

6.2.4.1 Determinação da energia gerada na configuração final

Re-simulação do equilíbrio entre oferta e demanda por energia elétrica e determinação das energias geradas (MWh), conforme procedimentos descritos no passo 3.

Para cada nova configuração são determinadas as emissões totais, a partir das novas gerações das usinas térmicas flexíveis re-simuladas pelo modelo, considerando a variação de capacidade resultante da entrada/redução da energia associada ao projeto MDL.

6.2.4.2 Cálculo dos Fatores de Substituição dos Experimentos

Considerando que a mesma série de ENA foi utilizada para definir o despacho das usinas térmicas nas configurações de base e nas novas configurações ou configurações finais, então por diferença calculam-se as emissões deslocadas com a entrada das atividades do projeto. Estas, divididas pela capacidade de

geração do projeto fornecem o fator de substituição anual e o fator de substituição agregado para todo o período considerado, FS_{SINy} ou FS_{SINp} , respectivamente.

6.2.4.3 Distribuição dos Fatores de Substituição dos Experimentos

Nessa etapa é realizada a distribuição das probabilidades dos fatores de substituição encontrados de cada experimento para as estatísticas consideradas relevantes, a saber: mediana, média, máximo, mínimo, 1º e 3º quartis e percentis 5 e 95.

Como acima destacado, dado que cada série de despacho é função de uma série específica de ENA tanto para a configuração de base como para a configuração final, então se calcula, primeiramente, a diferença das emissões totais entre as duas configurações para em seguida distribuir os resultados dos fatores de substituição encontrados.

6.3 Apresentação dos Grupos de Experimentos e Resultados

No presente estudo de caso foram realizados 12 experimentos agrupados em três grupos para determinar o fator de substituição, ou linha de base, associado a um projeto MDL para diferentes quantidades de energias deslocadas, tendo como referência as emissões calculadas para a configuração de base.

Observe-se que para todos os experimentos pressupõe-se que a energia gerada com as atividades do projeto MDL seja despachada na base ou, alternativamente, se as atividades do projeto MDL se referem a medidas ou programas de eficiência energética pelo lado da demanda pela redução equivalente dos requisitos de energia do SIN.

Assim, como o despacho flexível das usinas térmicas convencionais só ocorre, por ordem de mérito, após terem se esgotado todos os recursos hidrotérmicos despachados na base, a entrada do projeto ou a redução dos requisitos de energia deslocará a energia que seria despachada pela térmica convencional com preço mais elevado na ausência do projeto MDL.

6.3.1 Descrição dos grupos de experimentos

Grupo 1: Fatores de Substituição calculados para diferentes quantidades de eletricidade deslocadas com a entrada do projeto MDL, sem considerar a entrada do programa de eficiência energética planejado no PDE 2007-2016 para entrar em 2011, na configuração de base.

- Escopo do projeto: energias renováveis não emissoras/projetos de eficiência energética pelo lado da demanda, exceto para energia gerada por usina nuclear, conectados ao SIN;
- Ano de entrada do projeto MDL: 2008, primeiro ano do período de obtenção de crédito de carbono;
- Configuração de base: fixa, sem incorporação da entrada do projeto MDL nos anos subseqüentes;
- Projeção dos requisitos do SIN: trajetória inferior do PDEE 2007-2016, com demanda para 2017, projetada com base na taxa de crescimento estimada entre 2016-2015;
- Energia deslocada pelo projeto em MW médios para cada experimento: 50, 500, 1000, 5000, 15000 e 25000;
- Distribuição dos resultados para as estatísticas consideradas relevantes: mediana, média, percentis 5 e 95, 1º e 3º quartis, máximo e mínimo.

Grupo 2: Fatores de Substituição calculados para diferentes quantidades de eletricidade deslocadas pelas atividades do projeto MDL, considerando a entrada de parte do programa de eficiência energética planejado no PDE 2007-2016 para 2011¹⁰¹. No experimento considerou-se que 350 MW médios poderiam ser economizados de forma induzida por atividades de projetos de eficiência energética pelo lado da demanda, elegíveis como MDL.

- Escopo do projeto: energias renováveis não emissoras/ projetos de eficiência energética pelo lado da demanda, exceto para energia gerada por usina nuclear, conectados ao SIN;
- Ano de entrada do projeto MDL: 2008, primeiro ano do período de obtenção de crédito de carbono;
- Configuração de base: fixa, sem incorporação da entrada do projeto MDL nos anos subseqüentes;
- Projeção dos requisitos do SIN: trajetória inferior do PDEE 2007-2016, com demanda para 2017, projetada com base na taxa de crescimento estimada entre 2016-2015;
- Energia deslocada pelo projeto em MW médios: 50, 500, 1000;
- A partir de 2011 soma-se à energia deslocada pelo projeto MDL a redução dos requisitos de energia provocada pelo programa de eficiência energética pelo lado da demanda de 350 MW médios;
- Distribuição dos resultados para as estatísticas consideradas relevantes: mediana, média, percentis 5 e 95, 1º e 3º quartis, máximo e mínimo.

¹⁰¹ - O Programa de Eficiência Energética do PDE 2007-2016 prevê uma redução nos requisitos de energia de, aproximadamente, 500 MW médios a partir de 2011, porém considera o resultado combinado da eficientização autônoma e induzida.

Grupo 3: Fatores de Substituição calculados, considerando apenas a entrada de projetos de eficiência energética a partir de 2011.

- Escopo do projeto: projetos de eficiência energética pelo lado da demanda;
- Ano de entrada do projeto MDL: 2011, primeiro ano do período de obtenção de crédito de carbono;
- Configuração de base: fixa, sem incorporação da entrada do projeto MDL nos anos subseqüentes;
- Projeção dos requisitos do SIN: trajetória inferior do PDEE 2007-2016, com demanda para 2017, projetada com base na taxa de crescimento estimada entre 2016-2015;
- Energia deslocada pelo projeto em MW médios: 250, 350, 500;
- Distribuição dos resultados para as estatísticas consideradas relevantes: mediana, média, percentis 5 e 95, 1^o e 3^o quartis, máximo e mínimo.

6.3.2 Resultados Encontrados

Nas Tabelas 29 e 30 e Gráficos 21, 22, 23 e 24 os resultados dos experimentos do Grupo 1

Tabela 29 - Fator de substituição no período (FS_{SINp}) – t CO₂/MWh – Grupo 1

FS SINp	Grupo 1					
	50	500	1000	5000	15000	25000
Mínimo	0,14	0,13	0,14	0,11	0,07	0,05
p05	0,19	0,19	0,19	0,16	0,10	0,07
1º Quartil	0,23	0,23	0,23	0,19	0,12	0,09
Mediana	0,27	0,27	0,26	0,22	0,14	0,10
3º Quartil	0,31	0,30	0,29	0,25	0,16	0,11
p95	0,36	0,34	0,34	0,29	0,19	0,13
Máximo	0,44	0,42	0,41	0,36	0,25	0,17
Média	0,27	0,27	0,26	0,22	0,14	0,10

Gráfico 21 - Comportamento do fator de substituição por aumento de capacidade limpa

Tabela 30 - Fator de substituição anual (FS_{SINy}) t CO₂/MWh – mediana – Grupo 1

Experimento		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Grupo 1	50	0,14	0,17	0,20	0,19	0,26	0,29	0,26	0,27	0,32	0,37
	500	0,16	0,18	0,19	0,19	0,25	0,28	0,26	0,27	0,32	0,37
	1000	0,16	0,17	0,18	0,18	0,24	0,27	0,25	0,26	0,31	0,37

Gráfico 22- Grupo 1: Usina 50 MW FS_{SINy} Gráfico 23 – Grupo 1: Usina 500 MW FS_{SINy} Gráfico 24 – Grupo 1: Usina 1000 MW FS_{SINy}

Nas Tabelas 31 e 32 e Gráficos 25, 26 e 27 os resultados dos experimentos do Grupo 2

Tabela 31 - Fator de substituição período (FS_{SINp}) – t CO₂/MWh – Grupo 2

FS SINp	Grupo 2		
	50	500	1000
Mínimo	0,13	0,13	0,14
p05	0,19	0,19	0,18
1º Quartil	0,23	0,23	0,23
Mediana	0,26	0,26	0,26
3º Quartil	0,29	0,29	0,29
p95	0,34	0,34	0,33
Máximo	0,41	0,41	0,40
Média	0,26	0,26	0,26

Tabela 32 - Fator de substituição anual (FS_{SINy}) t CO₂/MWh – mediana – Grupo 2

Experimento		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Grupo 2	50	0,14	0,17	0,20	0,15	0,25	0,28	0,26	0,27	0,33	0,37
	500	0,16	0,18	0,19	0,16	0,24	0,27	0,25	0,26	0,32	0,37
	1000	0,16	0,17	0,18	0,16	0,24	0,26	0,24	0,26	0,32	0,37

Gráfico 27- Grupo 2: Usina1000 MW FS_{SINy}

Nas Tabelas 33 e 34 e Gráficos 28, 29, e 30 os resultados dos experimentos do Grupo 3

Tabela 33 - Fator de substituição período (FS_{SINp}) – t CO₂/MWh – Grupo 3

FS SINp	Grupo 3		
	250	350	500
Mínimo	0,10	0,11	0,12
p05	0,20	0,20	0,20
1º Quartil	0,25	0,25	0,25
Mediana	0,29	0,29	0,29
3º Quartil	0,33	0,33	0,32
p95	0,38	0,38	0,38
Máximo	0,54	0,54	0,53
Média	0,29	0,29	0,29

Tabela 34 - Fator de substituição anual (FS_{SINy}) t CO₂/MWh – mediana – Grupo 3

Experimento		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Grupo 3	250	0	0	0	0,14	0,25	0,29	0,26	0,27	0,33	0,37
	350	0	0	0	0,14	0,25	0,28	0,26	0,27	0,33	0,37
	500	0	0	0	0,14	0,25	0,28	0,25	0,27	0,32	0,37

Gráfico 28- Grupo 3: Usina 50 MW FS_{SINy} Gráfico 29- Grupo 3: Usina 500 MW FS_{SINy} Gráfico 30- Grupo 3: Usina 1000 MW FS_{SINy}

6.3.3 Discussão dos Resultados

Os resultados confirmam a tendência de aumento das emissões do SIN ao longo do período estudado. Entre 2008 e 2017 as emissões de CO₂ serão duas vezes e meia maiores, refletindo as elevações previstas dos despachos das termelétricas convencionais. Nesse período, de acordo com os resultados simulados para a mediana, as emissões crescerão 170%, passando de 17 milhões de tCO₂ estimadas para 2008 para 46 milhões de tCO₂ em 2017.

Para todos os experimentos observou-se uma grande amplitude entre os fatores de substituição máximos e mínimos, refletindo a variabilidade das ENA e o custo de oportunidade da água armazenada nos reservatórios. A distribuição dos

resultados, que se encontram nas Tabelas 29, 31 e 33 mostram que os FS_{SINp} variam consideravelmente, sendo que na maioria dos experimentos os fatores máximos são três vezes superiores aos valores mínimos encontrados.

Considerando as premissas adotadas na metodologia aqui proposta, apenas o fator de substituição estimado para todo o período de crédito (FS_{SINp}) deve ser levado em conta para estimar a linha de base de um projeto candidato ao MDL, tendo em vista que o fator de substituição anual (FS_{SINy}) é bastante susceptível ao comportamento de algumas variáveis de entrada que, com frequência, sofrem importantes alterações, em curto prazo, com destaque para a variabilidade da ENA.

Apesar disso, o cálculo do fator de emissão anual é muito importante porque por meio dele torna-se possível, além de identificar e quantificar, razoavelmente, essas oscilações de curto prazo, balizar melhor a decisão do proponente sobre a implementação do projeto MDL.

A estimativa dos fatores de emissão anuais estimados (FS_{SINy}), para os três grupos de experimentos, mostrou que nem sempre um ano mais emissor, corresponde a um fator de substituição mais elevado. Com efeito, os fatores de substituição anuais para todos os experimentos, Tabelas 30, 32 e 34 se mostraram sensíveis às variações em relação ao tamanho do projeto, ao volume inicial de água armazenado nos reservatórios e as ENA do período.

Curiosamente, no entanto, quanto menor o nível da água armazenada no início de cada ano menor também será o fator de substituição e vice-versa. O fator de substituição anual FS_{SINy} será máximo quando o nível dos reservatórios for médio. Para elaborar esta análise foram considerados os níveis conforme descritos na Figura 6, que representa, grosso modo, esse movimento entre substituição de CO_2 e o nível do reservatório.

Figura 6 - Substituição de emissões de CO₂ entre um projeto MDL e o nível do reservatório equivalente

Isso ocorre pelas seguintes razões:

- 1- Quando os reservatórios se encontram em situação muito crítica ou com níveis baixos de armazenamento de água, o modelo, simulando uma decisão racional do operador do sistema, entende que é necessário preservar água e despacha as usinas térmicas, independentemente do seu preço porque o custo do déficit é, em geral, superior ao custo de despacho de uma central térmica cara;
- 2- Em consequência, a entrada de uma usina não emissora na base e/ou a redução da demanda agregada resultante de medidas de eficiência energética, não alteram a decisão indicada pelo modelo, na medida em que para garantir a segurança do fornecimento ele "prefere" continuar despachando as usinas térmicas. Portanto, o fator de substituição é baixo ou não existe nenhuma substituição porque simplesmente o projeto de MDL não é capaz de deslocar usinas emissoras dos GEE.

- 3- Se ao contrário, os reservatórios estão vertendo ou estão cheios a decisão simulada pelo modelo é despachar usinas hidrelétricas, deixando de utilizar as centrais térmicas flexíveis. Nessas condições, da mesma forma que na situação anterior, a entrada de uma usina não emissora na base e/ou a redução da demanda agregada resultante de medidas de eficiência energética, não alteram a decisão pela manutenção pelo despacho de apenas usinas hidrelétricas¹⁰². Ora, se isso de fato ocorrer então, da mesma forma que na situação anterior, não haverá redução de emissões porque o projeto de MDL efetivamente não desloca nenhuma usina emissora dos GEE.
- 4- Nas situações em que os reservatórios se encontram em níveis médios (nem muito cheios nem muito vazios) o fator de substituição tende a subir ou é máximo porque a esse nível de água armazenada, há despacho de térmicas flexíveis e a entrada de projetos de MDL podem, efetivamente, alterar o *mix* das fontes energéticas que servem ao sistema naquele dado momento.

Essa análise mostra e reforça o argumento de que a determinação dos fatores de substituição anuais é insuficiente e poderá induzir a erros quando se trata de decidir sobre o desenvolvimento e implementação de projeto(s) programa(s) elegíveis como MDL. Com efeito, um fator de substituição baixo em um ano poderá não sê-lo no ano seguinte. Para superar parcialmente as incertezas torna-se fundamental considerar todo o período de crédito e não apenas um ano.

Nesse sentido, cumpre destacar o despacho das centrais termelétricas flexíveis pelo ONS, em 2008, em função dos níveis críticos dos reservatórios observados a partir do 3º trimestre de 2007. Muito provavelmente, qualquer projeto elegível como MDL não iria alterar a decisão do operador nacional em relação à magnitude do despacho das térmicas flexíveis, em face à percepção do risco de desabastecimento. A determinação dos fatores em nível anual deve servir apenas para informar ao agente que vai decidir a implementação do projeto MDL sobre a magnitude e as variações dos fluxos de caixa anuais esperados com as receitas do MDL.

¹⁰² - Exceto para o despacho das térmicas inflexíveis cujos critérios de utilização não obedecem a essa lógica.

Por outro lado, como no SIN, a entrada de um projeto MDL desloca tanto a energia oriunda das centrais térmicas como usinas hidrelétricas, uma parte da energia deslocada, ou seja, aquela parte oriunda das hidrelétricas para as quais se consideram emissões zero¹⁰³ contribui para que a linha de base dos projetos conectados ao SIN seja sempre inferior ao valor médio ponderado das emissões associadas às energias comercializadas pelas usinas termelétricas convencionais nos leilões de energia nova.

Isso ocorre porque eles refletem o *mix* das fontes energéticas despachadas pelo ONS¹⁰⁴ que é efetivamente deslocado com a entrada do projeto MDL e não a capacidade instalada e a energia que, potencialmente, essas centrais térmicas podem gerar. Esse é um aspecto importante porque para projetos de MDL, o que conta não é o quanto o conjunto das usinas termelétricas está emitindo ou o seu potencial de emissões, mas sim o que de fato o projeto desloca com a entrada em operação das suas atividades.

Para os experimentos realizados (Grupos 1, 2 e 3) os resultados mostram que os fatores de substituição do período (FS_{SINp}), para todas as estatísticas, variam em função do tamanho do projeto MDL. Quanto maior o projeto menor será o fator de substituição (Tabela 31).

Essas diferenças do valor apurado para o FS_{SINp} são quase imperceptíveis ou muito pequenas para programas/projetos até 1.000 MW médios. Entre 1.000 e 5.000 MW médios, os FS_{SINp} caem progressivamente até atingir valores muito baixos para programas/projetos acima de 10.000 MW médios. No Gráfico 21 as curvas que mostram o comportamento da relação entre o tamanho dos projetos e os fatores de substituição associados.

¹⁰³ - Destaque-se que essa consideração de emissões zero não significa que as hidrelétricas não emitam GEE, mas apenas que foi assumida a premissa adotada de emissões zero para a energia gerada por hidrelétricas. Estudos conduzidos por SANTOS, M.A., PINGUELLI, L.R., et.al (2008) e FEARNside, P. M. (2005) mostram que as hidrelétricas emitem GEE, ainda que não haja consenso entre os autores dessas pesquisas em relação às metodologias de contabilização aplicadas.

¹⁰⁴ - Calculado mensalmente pelo modelo MEI e agregado, para a obtenção dos resultados no presente trabalho, em nível anual.

Esse comportamento era esperado, na medida em que, sendo a base hidrelétrica do SIN extremamente elevada, com mais de 77% da energia elétrica ofertada oriunda das usinas hidrelétricas, quanto maior o projeto de MDL conectado maior será a participação da energia de origem hídrica no *mix* energético a ser substituído pelas atividades do projeto MDL.

Os experimentos associados ao Grupo 3, Tabelas 33 e 34 apresentam fatores de substituição, para todo o período e anuais, FS_{SINp} e FS_{SINy} , respectivamente superiores àqueles encontrados para os experimentos dos Grupos 1 e 2. Isso ocorre porque a premissa adotada para os experimentos do Grupo 3, foi de que apenas em 2011 os projetos de MDL fossem implementados, ou seja, até aquela data nenhuma central térmica movida à energia renovável e/ou programa de medidas de eficiência energética entraria no sistema elétrico deslocando usinas térmicas emissoras ou, se entrassem, a oferta adicional seria tão pequena que não afetaria a composição do *mix* das fontes energéticas com ordem de mérito mais elevado.

Os valores da mediana encontrados para os FS_{SINp} de 0,27tCO₂/MWh, 0,26tCO₂/MWh e 0,29tCO₂/MWh para os experimentos dos Grupos 1, 2 e 3, respectivamente mostraram-se compatíveis com resultados encontrados em trabalhos (Esparta, 2008; Soliano, et al., 2006; CIMGC, 2007 e MMA/PNMC, 2008) que utilizaram metodologias diferentes da proposta metodológica desenvolvida nessa pesquisa.

De acordo com Esparta (2008)¹⁰⁵, o fator de emissão do SIN foi estimado em 0,23tCO₂/MWh. O autor chama a atenção para o fato de que essa estimativa ainda é muito baixa, e bastante influenciada pelo fator da margem de construção, que foi calculado de forma muito conservadora.

¹⁰⁵ - Esparta propôs uma nova metodologia (NM 0051) para calcular o fator de emissão do SIN. De acordo com o autor, a proposta foi informalmente aprovada pelo Painel de Metodologia, em 2004, como indicação de que seria incorporada à metodologia consolidada aprovadas ACM 002 (METH-PANEL, 2004), porém até o final de 2007 essa incorporação não havia sido concretizada.

Soliano, et al., (2006) estimou o fator de emissão do SIN em 0,27tCO₂/MWh, aplicando o método de cálculo simples ajustado da margem de operação, método *b*, preconizado na metodologia ACM 0002.

De acordo com a CIMGC, que aplicou o método de cálculo da análise dos dados do despacho, método *c*, do *Tool to calculate the emission factor for na electricity system*, os seguintes resultados foram encontrados: 0,20 tCO₂/MWh em 2006 e 0,18 tCO₂/MWh, em 2007. O fator de emissão do SIN para 2008 ainda não foi divulgado. No entanto, como os fatores de emissão para a margem operacional foram calculados e divulgados, com média anual de 0,48 tCO₂/MWh e, considerando que a margem operacional será, no mínimo igual àquela calculada para 2007 de 0,08 tCO₂/MWh, o fator de emissão do SIN não será inferior a 0,28 tCO₂/MWh. Tomando a média dos três anos (2006-2008) o fator de emissão do SIN calculado é da ordem de 0,22 tCO₂/MWh.

Observe-se que essa média, 0,22 tCO₂/MWh, é praticamente igual aos fatores de substituição (FS_{SINp}) encontrados para o 1º quartil, de 0,23 tCO₂/MWh, para todos os experimentos com projetos de MDL com até 1.000 MW médios de energia deslocada (Tabelas 29 e 31). Além disso, os resultados dos FS_{SINp} do 3º quartil, de 0,30 tCO₂/MWh, (Tabelas 29 e 31) aproximam-se ao fator esperado para o SIN em 2008, calculado pelo MCT que, conforme acima mencionado, não será inferior a 0,28 tCO₂/MWh.

O fator de emissão de 0,29 tCO₂/MWh, foi assumido pelo PNMC (MMA, 2008a) para calcular o potencial de emissões que poderiam ser evitadas no setor elétrico brasileiro, em função de iniciativas relacionadas com a redução das emissões dos GEE nessa área¹⁰⁶.

A vantagem da adoção de uma abordagem metodológica tal como essa apresentada no presente trabalho é que ela ao incorporar ao processo de cálculo

¹⁰⁶ - De acordo com o Plano Nacional de Mudança do Clima "os cálculos referentes ao potencial de mitigação das ações do setor elétrico previstas no presente Plano utilizam um fator de emissão único para o SIN, de 0,29 tCO₂/MWh, o mesmo dos projetos MDL no ano de 2008" (PNMC, 2008, p.30)

uma projeção das emissões do SIN, oferece ao proponente do projeto de MDL a ser conectado ao sistema elétrico, maior segurança sobre o comportamento futuro do fator de emissão, na medida em que eles podem ser estimados, com o uso de modelos de simulação relativamente simples, utilizando os dados e informações adotados no planejamento da expansão do sistema elétrico. Isso é importante porque em sistema elétrico com as características do SIN, qualquer entendimento baseado no curto prazo, ou no histórico das emissões, fatalmente, subestimar ou será levado a superestimar o despacho futuro das térmicas convencionais flexíveis.

Por outro lado, como o sistema elétrico nacional passa por grandes mudanças na sua matriz energética, com a elevação da participação das fontes térmicas convencionais emissoras dos GEE, a avaliação do comportamento histórico do despacho das centrais térmicas convencionais, ainda que possa se constituir em um elemento de análise, não pode ser eleito como o período a partir do qual a decisão pelo desenvolvimento de um novo projeto de MDL deva se basear.

A análise dos resultados mostrou ainda que os valores encontrados dos FS_{SINy} para todos os experimentos em 2008, ficou bastante abaixo daqueles encontrados para os demais anos da previsão, refletindo exatamente aquela situação em que os níveis dos reservatórios são críticos ou muito baixos no ano anterior, como ocorreu em 2007, sinalizando para que a energia ofertada por centrais térmicas convencionais flexíveis não seja substituída por uma eventual entrada no sistema elétrico de um projeto MDL.

Os resultados mostram também que as emissões associadas à energia nova comercializada nos leilões, embora possam indicar a tendência do fator de emissão do SIN não expressam quantitativamente as emissões reduzidas pelos projetos MDL, porque não é direta a relação, mesmo considerando as centrais termelétricas mais caras, entre o despacho das térmicas convencionais e a quantidade de energia a ser deslocada, pelas atividades de um projeto MDL a ser instalado no SIN.

Ressalte-se, finalmente, que os valores estimados para os FS_{SINp} para todos os experimentos são bastante significativos, indicando que os projetos elegíveis como MDL a serem conectados ao SIN são competitivos e podem ser beneficiados com importante entrada de receita adicional ao seu fluxo de caixa se conseguirem registro junto ao CE do MDL.

Capítulo 7 Conclusões, Limitações e Recomendações

7.1 Conclusões

A análise dos resultados encontrados mostrou que a metodologia desenvolvida no presente trabalho incorpora ganhos importantes na estimação dos créditos de carbonos a serem obtidos com a implementação das atividades de projetos de MDL conectados ao SIN. Isso ocorre porque ela internaliza ao processo de cálculo, o planejamento da expansão e os resultados dos leilões para a compra de energia nova que apontam para a elevação da participação das centrais termelétricas movidas a combustíveis fósseis no *mix* das fontes energéticas que serão responsáveis pela oferta de eletricidade ao sistema interligado em médio prazo.

Até pouco tempo atrás, quando a participação das centrais termelétricas era efetivamente muito reduzida e estável, as observações do passado (cinco ou até três anos) eram suficientes para projetar o mesmo padrão de comportamento em médio prazo. Ora, na hipótese de que seja mantida a atual política de expansão do parque gerador nacional, com ênfase na expansão das centrais termelétricas, então dificilmente, os fatores de emissões do SIN, calculados com base no método dos dados do despacho, poderão ser levados em conta pelo proponente de um projeto de MDL, para verificar o impacto real dos recursos oriundos da venda das CER sobre a rentabilidade do projeto.

Os procedimentos e métodos de cálculo da proposta metodológica apresentada neste trabalho, orientada por uma visão sobre o *mix* das fontes energéticas que provavelmente serão responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica ao SIN baseiam-se nas informações, cenários elaborados e ferramentas computacionais semelhantes às utilizadas pelo setor elétrico para planejar a expansão da capacidade instalada do SIN.

Verificou-se que apesar das incertezas e das limitações associadas ao uso dos modelos de simulação para calcular as emissões do CO₂ relacionadas com a geração de energia elétricas dessas UTE, os resultados encontrados com a aplicação dessa proposta metodológica são coerentes com o aumento da participação das UTE emissoras dos GEE na geração de eletricidade ao SIN. Os valores obtidos dos fatores de substituição (FS_{SINp}) para todos os experimentos, entre 2008 e 2017 são significativamente superiores à linha de base do SIN de 2007, de 0,18tCO₂/MWh, calculada com base na *Tool to calculate the emission factor for an electricity system*¹⁰⁷.

Concluiu-se também que o desenvolvimento de projetos de MDL a serem conectados ao SIN poderá ser significativamente menor que o potencial existente para esse tipo de projeto, se a opção *ex-ante* não for uma alternativa para o proponente do projeto. Senão vejamos: se o projeto for adicional, então precisa comprovar que depende dos créditos de carbono para se viabilizar. Ora, se o proponente do projeto não souber de antemão o valor desse fluxo, como poderá tomar a decisão de investimento?

A solução para esse problema deve passar pela mitigação do risco (que não significa ausência de risco), ou seja, o fator de emissão assumido como linha de base do projeto, desde que calculado de forma transparente, utilizando dados, informações e modelos de simulação normalmente aceitos pelo setor elétrico no planejamento da expansão, poderia ser aceito e fixado para todo o período de obtenção de crédito escolhido.

Do mesmo modo, se o proponente escolher a linha de base do projeto baseado na análise dos dados do despacho, conforme calculado pelo método *c* do *Tool to calculate the emission factor for an electricity system* a opção *ex-ante* deveria ser

¹⁰⁷ O fator de emissão do SIN para 2008 ainda não foi divulgado. A expectativa, no entanto, é que seja sensivelmente superior àquele observado para 2007, considerando os resultados mensais divulgados para o fator de emissão da margem operacional (EF_{OM}). Observe-se, no entanto, que como a tendência em 2009 é de que o despacho das centrais termelétricas flexíveis seja reduzido, em função dos níveis de armazenamento de água observados em 2008, muito provavelmente, o fator de emissão do SIN em 2009 será inferior àquele calculado para 2008.

também permitida. Em ambos os casos, o risco do proponente estaria vinculado a sua avaliação sobre o comportamento esperado do fator de emissão do SIN ao longo do período de obtenção de créditos do projeto candidato ao MDL.

Ou seja, se ele fizer a opção com base no fator de emissão do SIN calculado no último ano observado antes da data de entrada em operação do projeto de MDL, e se nos anos posteriores esse fator for maior e crescente, o proponente realiza prejuízos pelo “não risco”. Se, por outro lado, ele opta por assumir um fator de emissão baseado nas expectativas futuras de emissões do SIN, apostando que ele será maior do que aquele observado, e essa hipótese não ocorrer, então ele perde pelo “excesso de risco”.

O desenvolvimento do trabalho mostrou também que estimar corretamente o provável fluxo de recursos associados às vendas dos créditos de carbono é condição necessária, ainda que não suficiente, para que potenciais proponentes dos projetos de MDL sejam estimulados a tomarem suas decisões relativas à implementação de projeto cuja sustentabilidade dependa de alguma forma dos créditos de carbono a ele associados.

Indicaram também que, pelas características operativas e pela premissa quanto à garantia do fornecimento no SIN, nos períodos críticos ou de baixa hidraulicidade, nos quais há uma necessária elevação do despacho das UTE movidas a combustíveis fósseis, a entrada de um projeto MDL não desloca a energia elétrica gerada por essas centrais. Ao contrário, é exatamente nesses períodos que as centrais térmicas são mais utilizadas, anulando-se parcialmente, o efeito de redução de emissões pela entrada de um projeto de MDL.

Observe-se, nesse sentido, o que ocorreu em 2008, tomando-se por base o fator de emissão médio do SIN calculado com base na *Tool to calculate the emission factor for an electricity system* para a margem operacional. O valor médio apurado de $FE_{OMSIN2008}$ de 0,48 reflete exatamente uma situação muito crítica dos níveis dos reservatórios, que começou a se desenhar em meados de 2007.

No entanto, é improvável que esse patamar se mantenha em 2009, na medida em que os reservatórios encheram bastante em 2008 e a perspectiva é de que eles se mantenham cheios em 2009. Caso essa hipótese se realize haverá uma queda no fator de substituição anual, a menos que o ONS, seguindo uma recomendação de política operativa exógena ao modelo de despacho utilizado pelo setor elétrico, resolva preservar a água armazenada, e continue a despachar termelétricas convencionais.

É importante observar, no entanto, que a expectativa é de que anos de baixas e altas hidraulicidades se compensem, reduzindo o impacto dessas oscilações extremas sobre o fator de substituição medido para todo o período de obtenção de crédito (FS_{SINp}). Por essa razão, reafirma-se o argumento, sustentado ao longo desse trabalho, de que o valor mensal e anual do fator da margem operacional do SIN reflete apenas as decisões operativas do sistema, que por natureza, são inconstantes e de curto prazo.

Essa limitação também não é superada com a aplicação da *Tool to calculate the emission factor for an electricity system* para a determinação do fator de emissão da margem de construção, na medida em que este fator também é calculado com base em dados do presente. Com efeito, entram para o cálculo o que for maior entre a geração das cinco últimas usinas recém-construídas ou a geração das usinas que representem 20% dos requisitos de energia. Na prática, enxerga, majoritariamente, a geração das usinas hidrelétricas, reafirmando, mais uma vez, as limitações inerentes à atual metodologia de cálculo da linha de base do SIN para projetos de MDL.

Comparando os volumes observados das emissões do SIN, divulgadas pelo MCT, de 14,4 milhões de tCO_2 em 2008, os resultados encontrados pelo modelo, apresentados na Tabela 29 foram 18% superiores (17 milhões de tCO_2). Como até fins de 2007 os níveis dos reservatórios estavam baixos, o modelo MEI preserva água e, conseqüentemente, despacha mais usinas termelétricas flexíveis. Em 2009, a situação se inverte: o volume de emissões é 24% inferior (11 milhões de tCO_2) ao valor medido em 2008 de 14,4 milhões de tCO_2 .

Essa diferença, embora significativa no primeiro ano, será compensada entre o 2º e o 4º ano da projeção. Entre 2008 e 2011, a média das emissões do SIN estimadas pelo modelo MEI é da ordem de 14 milhões de tCO₂/ano, muito próxima, portanto, aos 14,4 milhões de tCO₂ observadas em 2008. A projeção do MCT para 2017 e os resultados encontrados com a aplicação do modelo, embora ainda apresentem diferenças, aparentemente, convergem para valores mais próximos de emissões.

De acordo com as estimativas do MCT, em 2017 as novas usinas térmicas serão responsáveis por 39,3 milhões de tCO₂, enquanto o modelo estimou 46 milhões de tCO₂, registrando uma diferença para maior da ordem de 17%. Vale destacar, no entanto, que nesse horizonte a comparação exige maior acuidade porque, enquanto a simulação feita pelo MEI estima o volume de todas as térmicas que eventualmente estejam operando em 2017, as projeções do MCT consideram apenas as emissões das novas usinas térmicas, supondo que elas começassem a operar no início de 2009.

Essas diferenças anuais já eram esperadas, tendo em vista que a preservação dos reservatórios com vistas a assegurar a garantia do fornecimento de energia elétrica é uma premissa “inegociável” do modelo. Na verdade ele sempre “prefere” operar a um custo de equilíbrio mais elevado no presente do que colocar o sistema em risco de déficit um pouco mais adiante. Entende que procedendo dessa forma, o custo para a sociedade é menor, ou seja, preservar a água armazenada é melhor do que enfrentar o risco do déficit.

No processo de elaboração da proposta metodológica, diversos aspectos relacionados com o assunto das mudanças climáticas, sobretudo no que se refere às políticas de mitigação, à economia dos custos de mitigação e adaptação e ao pós-2012 foram revisados e as discussões e informações atuais consideradas mais relevantes, em nível internacional e nacional foram incorporadas com o intuito de estabelecer as articulações existentes entre o desenvolvimento dessa proposta metodológica e o contexto mais geral ao qual o tema está inserido.

A conclusão é que o Brasil, pelo menos em nível do setor elétrico, está caminhando no sentido contrário das tendências que estão se formando mundialmente, que apontam no sentido da implementação de ações rápidas e fortes para combater o aquecimento global. Com efeito, caso não haja mudanças significativas no novo PDEE, 2008-2017, com a expansão do sistema fortemente baseada em UTE movidas aos combustíveis fósseis, as emissões no setor elétrico triplicarão em relação aos valores registrados em 2008, conforme os dados recentemente divulgados pelo MCT, acima mencionados.

Sem desconsiderar os problemas ambientais associados à expansão da oferta de energia elétrica por meio da construção de grandes unidades hidrelétricas, sobretudo na região amazônica, e dos custos associados às tecnologias de geração de eletricidade com o uso das fontes alternativas de energia, quando comparados, em curto prazo, àqueles vinculados à geração de centrais termelétricas movidas a combustíveis fósseis, observou-se:

- Primeiro, que nenhuma fonte incorporada à matriz energética nacional prescindiu de incentivos governamentais. Portanto, essa relativa falta de competitividade em relação à geração a partir de centrais termelétricas convencionais pode e deve ser rapidamente superada, se houver vontade política;
- Segundo, que os preços associados à geração com as fontes alternativas caíram como resultado do próprio desenvolvimento tecnológico e da ampliação dos mercados, sobretudo dos países europeus;
- Terceiro, que essa tendência deverá se aprofundar, em função do posicionamento dos países mais desenvolvidos, inclusive os EUA, de que é necessário e inadiável transitar de uma economia baseada nos combustíveis fósseis para uma economia de baixas emissões;
- Quarto, o Brasil tem recursos energéticos limpos abundantes, que o coloca numa posição privilegiada para se inserir competitivamente nesse processo de transformação da matriz energética mundial;
- Quinto, mais do que os custos mais elevados, a disseminação do uso das fontes renováveis de energia, exceto para as hidrelétricas, é obstaculizado

pelas enormes barreiras culturais existentes. Elas impedem a realização de um grande e coordenado esforço nacional de planejamento e implementação de um amplo programa de investimentos para integrar competitivamente à indústria de energia, produção de bens e serviços associados ao segmento da geração de eletricidade a partir das fontes alternativas.

Diferente do que está ocorrendo no Brasil, chama à atenção o novo posicionamento dos EUA em relação à geração de energia limpa e incentivo a essa indústria, adoção de metas quantificadas de redução das emissões¹⁰⁸ e incentivo às medidas de eficiência energética. Do mesmo modo, salientam-se os esforços da China, cujos investimentos para descarbonizar a sua matriz energética e adotar medidas fortes de eficiência energética são bastante significativos.

7.2 Limitações

Em que pesem os avanços e aprimoramentos que a adoção dessa abordagem metodológica traz para estimar e contabilizar os créditos de carbono, melhorando a base das informações colocada a disposição do proponente do projeto para a tomada de decisão de investimento devem destacadas as limitações que ainda persistem para estimar a linha de base de projetos candidatos ao MDL. São elas:

- ✓ As incertezas de natureza político-institucionais, regulatórias e ambientais, que afetam diretamente o planejamento e a política operativa do setor, o sistema de comercialização da energia no país, as decisões e os níveis de investimentos planejados;

¹⁰⁸ - O governo americano declarou a sua intenção de implementar um programa para reduzir as emissões dos GEE em, aproximadamente, 14% em relação ao nível observado de emissões em 2005, até 2020. Pretende ainda que até 2050 as emissões sejam reduzidas em, aproximadamente 83% em relação as emissões registradas em 2005. Os investimentos planejados são da ordem de \$ 150 bilhões em 10 anos, começando em 2012. Mais informações encontram-se disponíveis em: www.pewclimate.org/obama-administration. Aliás, a definição do ano base para um novo Acordo também se constitui numa questão polêmica, na medida em que os EUA elevaram bastante suas emissões entre 1990 e 2005.

- ✓ As incertezas relacionadas aos cenários projetados de crescimento da economia, com os inevitáveis rebatimentos sobre as projeções da demanda de eletricidade;
- ✓ As incertezas relativas às energias naturais afluentes, sobretudo, tratando-se de horizontes de planejamento mais longos. Nesse sentido, vale salientar, as mudanças que já estão sendo identificadas, em nível regional, em relação ao regime de chuvas na Bacia Amazônica e na Bacia do Paraná, em função das mudanças climáticas.

Destaca-se, ademais, que devido às restrições inerentes aos modelos de simulação, não há como generalizar os resultados dos fatores de substituição para todos os projetos candidatos ao MDL, sendo referidos apenas àqueles claramente indicados na definição sobre a sua aplicabilidade, ou seja, projetos de empreendimentos movidos às fontes alternativas de energia a serem conectados ao SIN e/ou projetos de eficiência energética pelo lado da demanda.

Portanto, os resultados apresentados nesse trabalho refletem, exclusivamente, um valor estimado para a linha de base de projetos de MDL, a serem conectados ao SIN, para o período de crédito entre 2008 e 2017, considerando a uma configuração de base (em termos de oferta e demanda de energia), conforme descritas no Capítulo 6, do presente trabalho.

A proposta metodológica é dinâmica, esperando-se que a cada novo ciclo de planejamento os fatores de substituição sejam revistos e ajustados para refletirem as emissões evitadas com a entrada de um projeto de MDL.

7.3 Recomendações

Para superar essas limitações e dar conta da dinâmica que envolve o cálculo do fator de substituição, mantendo-se, porém, o núcleo essencial dessa proposta

metodológica, apresenta-se algumas recomendações, visando o seu necessário aprimoramento. Entre os novos trabalhos que podem ser desenvolvidos, destacam-se os seguintes:

1. Desenvolver um modelo de análise qualitativa, em caráter complementar aos métodos quantitativos de estimação do fator de substituição, envolvendo a consulta sistemática a um painel de especialistas, por meio de pesquisa ou outro método de levantamento de opinião, com vistas a elaboração de cenários sobre a composição, o perfil e a participação das fontes energéticas na geração de eletricidade em médio e longo prazo. As análises e cenários projetados poderiam contribuir para reduzir as incertezas associadas aos resultados obtidos com base apenas nos métodos quantitativos;
2. Aplicar essa proposta metodológica, usando outros modelos de simulação já desenvolvidos, para determinar a geração anual das centrais termelétricas convencionais em médio prazo. A diversificação dos modelos de simulação aprimoraria as premissas e a modelagem dos dados de entrada e, conseqüentemente, as estimativas do fator de substituição, elevando a aceitação da proposta metodológica aqui apresentada;
3. Desenvolver um modelo de simulação simplificado e específico para estimar a geração futura das UTE flexíveis do SIN e calcular a linha de base para projetos de MDL;
4. Calcular a linha de base do SIN (tCO_2/MWh) atual e futura, considerando as emissões associadas às usinas hidrelétricas;
5. Estudar os impactos das mudanças climáticas sobre as energias naturais afluentes das bacias hidrográficas que servem ao SIN e incorporar esses possíveis impactos sobre a composição da geração por fonte de energia do parque gerador nacional, em médio e longo prazo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). **BIG Banco de Informação da Geração, 2008**. Consulta realizada em outubro/2008.

ARROYO, V. **Climate Policy Should Focus on Reducing Emissions**, 2007, published on Pew Center. Disponível em: <<http://www.pewclimate.org>>

BROOME, J. **A Ética das Mudanças Climáticas**, In: Scientific American Brasil, ano 6, n.º 74, p. 88-93, julho 2008. Disponível em: <<http://www.sciam.com.br>>

CAPOOR, K., AMBROSI, P., 2007. **State and Trends of the Carbon Market 2007**, World Bank, Washington, D.C. Disponível em: <http://siteresources.worldbank.org/NEWS/MiscContent/21319781/StateCarbon.pdf>

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia). **Leilões**. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=d3caa5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>>

CEPEL (Centro de Pesquisa de Energia Elétrica). **Manual de Referência do Modelo NEWAVE**. Rio de Janeiro, 2006.

CGEE (Centro de Gestão e Estudos Estratégicos). **Manual de Capacitação Mudança Climática e Projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo**, 276 p., 2008. ISBN - 978-85-60755-08-0

CHARLTON, A. **Mudanças Climáticas: o papel do Brasil**, In: Jornal Folha de São Paulo em 27/01/2009.

CLAUSSEN, E., GREENWALD. **Cap & Trade vs. Tax**, In: Pew Center on Global Change, 2007.

CQNUMC (Convenção-Quadro das nações Unidas sobre a Mudança do Clima. MCT (Edição e Tradução) Brasília, 1992

ELLIS, J. **Issues Related to a Programme of Activities under CDM**. OECD/IEA, 25 p., 2006. Disponível em:
<<http://www.iea.org/textbase/papers/2006/CDMissues.pdf>>

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). **Estudos para a licitação da expansão da geração. Garantia física dos empreendimentos termelétricos do leilão de compra de energia nova de A-3**. Revisão 1. No EPE-DEE-RE-116/2008-r3, agosto de 2008 a. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>

Estudos para a licitação da expansão da geração. Garantia física dos empreendimentos termelétricos do leilão de compra de energia nova de A-5. No EPE-DEE-RE-121/2008-r0, setembro de 2008b. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>

ESPARTA, A. R. J. **Redução de emissões de gases de efeito estufa no setor elétrico brasileiro: a experiência do mecanismo de desenvolvimento limpo do Protocolo de Quioto e uma visão de futuro**. 2008. 111 p. Tese (Doutorado). Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

FEARNSIDE, P. M. **Greenhouse gas emissions from hydroelectric dams: reply to Rosa et al.**, National Institute for Research in the Amazon (INPA), 2005. Disponível em:
<http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Preprints/2006/Reply%20to%20Rosa%20et%20al-2.pdf>

FEARNSIDE, P. M. **Hydroelectric dams in the Brazilian Amazon as sources of 'greenhouse' gases**. Environmental Conservation 22(1): 7-19, 1995. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Preprints/1995/HYDRO-GH-EC.pdf

FIGUERAS, C.; PHILIPS, M. **Scaling Up Demand-Side Energy Efficiency Improvements**. Through Programmatic CDM. Technical paper, 58 p., 2007. Disponível em:
<http://www.esmap.org/filez/pubs/11212007125014_ScalingUpDemandSideEE.pdf>

FREITAS, M.A.V.; SOITO, J.L.S. **Energia e recursos hídricos: vulnerabilidade, impactos e possibilidades de adaptação da geração de energia hidrelétrica no Brasil às mudanças climáticas globais**, In: Parcerias Estratégicas, nº. 27, dezembro, 2008. ISSN 1413-9375. Disponível em:
<<http://www.cgex.org.br/parcerias/p27.php>>

GOLDEMBERG, J. (2008a). **A política brasileira para o clima**, In: Jornal O Estado de São Paulo, em 24/05/2008.

GOLDEMBERG, J.(ed). **Introduction-Overview**, p.13-20, In: Issues and Options, the Clean Development Mechanism - UNDP, New York: United Nations Publications, 1998a

HAITES, E. **Carbon Markets**. Prepared for United Nations Climate Change Secretariat, 2007. Disponível em:
<http://unfccc.int/files/cooperation_and_support/financial_mechanism/application/pdf/haites.pdf>

HAMWEY, R.; SZEKELY, F. **Practical Approaches in the Energy Sector**, chapter 10, pp.119-136, In: Issues and Options, the Clean Development Mechanism - UNDP, New York: United Nations Publications, 1998. Disponível em:
<<http://www.energyandenvironment.undp.org/undp/index.cfm?module=Library&page=Document&DocumentID=5041>>

HINOSTROZA, M.; CHENG, C., et. al. **Potentials and barriers for end-use energy efficiency under programmatic CDM**. CD4CDM, Working paper nº 3, 62 p., 2007.
Disponível em: <<http://www.cd4cdm.org/Publications/pCDM&EE.pdf>>

International Energy Agency (IEA), 2008. **World Energy Outlook (WEO)**

-----, 2007. **World Energy Outlook (WEO)**, Key Strategic Challenges

IPCC (Intergovernmental Panel Climate Change). **Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**, Summary for Policymakers, 2007a.

-----, Mudança do Clima 2007: **Mitigação da Mudança do Clima, Sumário para os formuladores de políticas (SFP)**, Contribuição do Grupo de Trabalho III ao Quarto Relatório de Avaliação, 2007b.

-----, Mudança do Clima 2007: **Impactos, Adaptação e Vulnerabilidade, Sumário para os formuladores de**

políticas (SFP), Contribuição do Grupo de Trabalho II ao Quarto Relatório de Avaliação, abril, 2007c.

----- **Revised Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories**, vol.2, 1996.

OLIVEIRA, A.S. e RIBEIRO, L.S. **Relatório da COP 7**. MMA - Núcleo de Trabalho em Mudanças Climáticas, 2002.

MCT (Ministério da Ciência e Tecnologia)/BNDES(Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social). **Efeito Estufa e a Convenção sobre Mudança do Clima**, 1999. Disponível em:<http://mct.gov.br/upd_blob/0000/346.pdf>

MCT (Ministério da Ciência e Tecnologia)/CIMGC(Comissão Interministerial para Mudança Global do Clima). **Nota de Esclarecimento**, 2008. Disponível em: <www.mct.gov.br>

MCT (Ministério da Ciência e Tecnologia)/CIMGC(Comissão Interministerial para Mudança Global do Clima). **Cálculo dos Fatores de Emissão de CO₂ pela geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional do Brasil**, 2007.

MCT (Ministério da Ciência e Tecnologia). **Status dos Projetos de MDL no Brasil**, atualizado em fevereiro de 2009.

MICHAELOWA, A. - **Sector Level Greenhouse Gas Emissions: Estimation, Projections and Trading**. Paper for the Workshop. Russian energy prospects and the implication for emission and climate policy, 1999. Disponível em:<<http://www.emissions.de/climateru/documents/sectoral-emissions/>>

MMA (Ministério do Meio Ambiente). **Plano Nacional de Mudança Climática**, Sumário Executivo, 2008. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/sitio/index.php?ido=conteudo.monta&idEstrutura=96&idConteudo=7929>>

MME (Ministério das Minas e Energia), 2007. **Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – PDEE 2007-2016**.

MME/EPE – **Nota Técnica DEN 02/08** - Projeção da Demanda de Energia para o Plano Decenal de Expansão de Energia, 2008-2017, 2008.

MOUTINHO, P.; MARTINS, S. O. – **Plano Nacional sobre Mudança do Clima: oportunidades e desafios**, In: Revista FBMC, Ano I – dezembro 2008, p. 22-24. Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas.

NOBRE, C. A. - **Mudanças Climáticas e o Brasil**, In: Parcerias Estratégicas, número 27, dezembro, 2008. ISSN 1413-9375
Disponível em: <<http://www.cgee.org.br/parcerias/p27.php>>

OLIVEIRA, A. **Mercado Elétrico: Centralizar a gestão de riscos?** In: *Regulação e Concorrência no Brasil: Governança, Incentivos e Eficiência*. Capítulo 10, IPEA, Rio de Janeiro, 2007.
Disponível em: <<http://www.ipea.gov.br/default.jsp>>

OLIVEIRA et al. **Documentação do Modelo de Equilíbrio Integrado**, 2008- em elaboração

ONS (Operador Nacional do Sistema). **Histórico da Operação - Geração de Energia**, 2008 a. Disponível em:
<http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx>

----- . **Planejamento da Operação**

Energética – Curva de Aversão ao Risco 2007/2008, 2008 b

----- . **Plano Anual da Operação Energética - PEN 2008. Relatório Executivo**, 2008 c. Disponível em:
<http://www.ons.org.br/avaliacao_condicao/planejamento_energetica.aspx>

----- . **Histórico da Operação - Energia Armazenada**, 2008 d. Disponível em:
<http://www.ons.org.br/historico/energia_armazenada_out.aspx>

----- . **Metodologia de incorporação da curva de aversão a risco ao modelo NEWAVE método CAR**, NT 007/2004.

PANAYOTOU, T. **Six Questions and Governance**, chapter 4, pp. 45- 52, on Issues and Options, the Clean Development Mechanism - UNDP, New York: United Nations Publications, 1998. Disponível em: <<http://www.energyandenvironment.undp.org/undp/index.cfm?module=Library&page=Document&DocumentID=5041>>

PNUD (Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento). **Relatório de Desenvolvimento Humano**, 2007/2008, 402 p. ISBN 978-972-40-3313-6.

SAMPA, G.; NOBRE C. **Mudanças Climáticas e Amazônia**, In: Revista FBMC, Ano I – dezembro 2008, p. 44- 46. Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas.

SANTOS, M. A.; PINGUELLI L. R., et al. **Emissões de gases de efeito estufa por reservatórios de hidrelétricas** - Oecol. Bras., 12 (1): 116-129, 2008. Disponível em: <<http://www.ppgecologia.biologia.ufrj.br/oecologia/index.php/oecologiabrasiliensis/article/view/219/185> ->

SHIMADA, K. **The Legacy of the Kyoto Protocol: Its Role as the Rulebook for an International Climate Framework** – International Review for Environmental Strategies, vol. 5 no 1, p. 3-14, 2004. ISSN 1345-7594
Disponível em: <http://www.iges.or.jp/en/pub/ires/volume5_1.html>

SOLIANO, O., REIS, T. M., et al. **Renewable Energy as a tool to assure continuity of low emissions in the Brazilian Electric Power Sector**, IEEE, 2006.

Stern Review: **The Economics of Climate Change**, 2008a. Sumário Executivo

-----, 2008 b. Sumário de Conclusões

UNFCCC/CDM. **Tool to calculate the emission factor for an electricity system**, version 01. EB 35 Report, Annex 12, 2007.

-----**Tool for the demonstration and assessment for additionality**, version 05, EB 39 Report, Annex 10, 2008.

-----**Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources**, ACM 0002, version 07, EB 36, Annex 11, 2007.

-----**COP 7 Decisão 17/CP.7**, Anexo: Modalidades e procedimentos para um mecanismo de desenvolvimento limpo, 2001

-----**CDM Statistics**, 2009. (Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/Statistics/index.html>)>

-----**Kyoto Protocol**, 1997. (Disponível em: http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php)>

-----**Registered Project Activities by Host Party**. Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/Statistics/Issuance/CERsIssuedByHostPartyPieChart.html>. Consulta realizada em 25/03/2009

-----**Clean Development Mechanism (CDM)**. Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/index.html>

YADOMI, K. ; MIZUNO, Y. - **IGES CDM Project Data Analysis**, 2006. Disponível em <http://www.iges.org.jp/en/cdm/report.html>

YAMIN, F. **Operational and Institutional Challenges**, chapter 6, pp. 53-79. In: Issues and Options, the Clean Development Mechanism - UNDP, New York: United Nations Publications, 1998. Disponível em: <http://www.energyandenvironment.undp.org/undp/index.cfm?module=Library&page=Document&DocumentID=5041>

WATSON, R. **Financing the Transition to a Low Carbon Economy Beyond Stern**: Financing International Investment in Low Carbon, Washington, DC, 2007. Disponível em: http://www.tyndall.ac.uk/ppts/robert_watson.ppt

WEITZMAN, M. L. **The Stern Review of the Economics of Climate Change**. Book review for Journal of Economic Literature (JEL), Harvard University, Cambridge, Massachusetts, 2007

REFERÊNCIAS CONSULTADAS

ABRANCHES, S. **Cuidar do clima global é cuidar do Brasil**, In: Scientific American Brasil, Edição Especial: Brazilian Forum Climate Change, n.º 19, p. 59-63, s/data. Disponível em: <<http://www.sciam.com.br>>

BODANSKY, D. **International Efforts Beyond 2012: a Survey of Approaches**, prepared for the Pew Center on Global Climate Change, 2004.
Disponível em: <<http://www.pewclimate.org/docUploads/2012%20new.pdf>>

BUCHNER, B. **Policy Uncertainty, Investment and Commitment Periods**. OECD/IEA, p.28, 2007. Disponível em: <http://regserver.unfccc.int/seors/attachments/file_storage/ghxyhz9l4lc6qib.pdf>

CHÂTEAU, B. **A vida depois do petróleo**, In: Scientific American Brasil, Edição Especial: Brazilian Forum Climate Change, n.º 19, p. 46-51, s/data. Disponível em: <<http://www.sciam.com.br>>

CUTAJAR, M. Z. **Reflections on the Kyoto Protocol** - Looking back to See Ahead, on International Review for Environmental Strategies (IGES), vol. 5 no 1, p. 61- 70, 2004. ISSN 1345-7594.
Disponível em: <http://www.iges.or.jp/en/pub/ires/volume5_1.html>

D'ARAUJO, R. P. **"Freud e a jabuticaba"**. Agência CanalEnergia, janeiro/2009

EGENHOFER, C. et al. **Low-Carbon Technologies in The Post- Bali Period: Accelerating their Development and Deployment**. ECP (European Climate Platform), Report no 4, December, 2007

ELLIS, J.; BARON, R.; BUCHNER, B. – **SD- What, Where, When and How?** OECD/IEA, 35 p., 2007. Disponível em: <<http://www.oecd.org/dataoecd/15/12/39725449.pdf>>

ELLIS, J. and SAMI K.. **Overcoming Barriers to Clean Development Mechanism Projects**, IEA and UNEP, Paris, 2007.

Ellis, Jane and Dennis Tirpak. **Linking GHG Emission Trading Systems and Markets**, IEA and UNEP, Paris, 2006.

EKELAND, I. **Economia e efeito estufa**, In: Scientific American Brasil, Edição Especial: Brazilian Forum Climate Change, nº. 19, p. 64-71, s/data. Disponível em: <<http://www.sciam.com.br>>

EPE (Empresa de Pesquisa Energética) – **A questão socioambiental no planejamento de expansão da oferta de energia elétrica**, p. 238, Rio de Janeiro, 2006. ISBN: 978-85-60025-01-5.

GOLDEMBERG, J. **Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento**, São Paulo: EDUSP, CESP, 1998b

GRUBB, M. **Kyoto and the Future of International Climate Change Responses**: From Here to Where? In: International Review for Environmental Strategies (IGES), vol. 5 no 1, p. 15-38, 2004. ISSN 1345-7594. Disponível em: <http://www.iges.or.jp/en/pub/ires/volume5_1.html>

HAITES, E.; YAMIN, F. **Overview of the Kyoto Mechanisms**. In: International Review for Environmental Strategies (IGES), vol. 5 no 1, p. 199-215, 2004. ISSN 1345-7594. Disponível em: <http://www.iges.or.jp/en/pub/ires/volume5_1.html>

HAITES, E. **Estimating the Market Potential for the Clean Development Mechanism: Review of Models and Lessons Learned**, World Bank Carbon Finance Business PCFplus Research program, International Energy Agency and International Emissions Trading Association, 2006, Washington, D.C.

HOURCADE, J. C.; AMBROSI, P.; HALLEGATTE, S. **Antes que seja tarde demais**, In: Scientific American Brasil, Edição Especial: Brazilian Forum Climate Change, nº 19, p. 20-24, s/data. Disponível em: <<http://www.sciam.com.br>>

ICTSD (International Center for Trade and Sustainable Development). **Linking Trade, Climate Change and Energy**, 2006. Disponível em: <<http://www.ictsd.org>>

JOCHEM, E. K. **Combatendo o desperdício**, In: Scientific American Brasil, Edição Especial: Brazilian Forum Climate Change, nº 19, p.72-75, s/data. Disponível em: <<http://www.sciam.com.br>>

KRUG, T. **Impacto, vulnerabilidade e adaptação das florestas à mudança do clima**, In: Parcerias Estratégicas, número 27, dezembro, 2008. ISSN 1413-9375. Disponível em: <<http://www.cgee.org.br/parcerias/p27.php>>

MATSUO, N. **The Clean Development Mechanism: Issue and Opportunities**, on International Review for Environmental Strategies (IGES), vol. 5 no 1, p. 233-240, 2004. ISSN 1345-7594. Disponível em: <http://www.iges.or.jp/en/pub/ires/volume5_1.html>

MONBIOT, G. **Heat**. Penguin Books, London, 2006

NORDHAUS, W. D. **Life after Kyoto: Alternative Approaches to Global Warming Policies**. National Bureau of Economic Research, Working Paper 11889. Cambridge, Massachusetts, 2005. Disponível em: <http://www.econ.yale.edu/~nordhaus/kyoto_long_2005.pdf>

ÖLS, S.; SIMS, R.; KIRCHNER, N. **Contribution of renewable to energy security**, IEA Information Paper, Paris, 2007. Disponível em: <http://www.iea.org/textbase/papers/2007/so_contribution.pdf>

PACHI, F. **O que você está disposto a mudar**, In: Scientific American Brasil, Edição Especial: Brazilian Forum Climate Change, n.º 19, p. 41-45, s/data. Disponível em: <<http://www.sciam.com.br>>

Pew Center on Global Climate Change . **A Look at Emission Targets**, 2007. Disponível em: http://www.pewclimate.org/what_s_being_done/targets

Pinto, L. **Estudo do Impacto da Implantação de Usinas Eólicas na Oferta de Energia do Sistema Interligado Nacional- Análise Qualitativa**. Engenho Pesquisa, Desenvolvimento e Consultoria Ltda, 2007

Pinto, L. **Estudo do Impacto da Implantação de Usinas Eólicas na Oferta de Energia do Sistema Interligado Nacional- Análise Quantitativa**. Engenho Pesquisa, Desenvolvimento e Consultoria Ltda, 2007

PUGNALONI, I.A. A. **Uma Itaipu de poluição, energia cara e aquecimento global**, janeiro, 2009. Disponível em: <http://www.enercons.com.br/_imagens/noticias/uma-itaipu-de-poluicao.pdf>

SAMPAIO G.; NOBRE, C. A.; SALAZAR, L. **Cenários de mudança climática para a América do Sul para o final do século 21**, In: Parcerias Estratégicas, número 27, dezembro, 2008. ISSN 1413-9375. Disponível em: <http://www.cgee.org.br/parcerias/p27.php>

STERN, N.; TAYLOR, C. **Climate Change: Risk, Ethics and the Stern Review**, Science 317 (5835): 203–204, 2007

APÊNDICE A – Descrição da Ferramenta Aprovada pelo CE do MDL para Calcular o Fator de Emissão de Sistema Elétrico¹⁰⁹

Este apêndice apresenta a ferramenta aprovada pelo Comitê Executivo (CE) do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) para calcular o fator de emissão de sistemas elétricos de projetos candidatos ao MDL a serem conectados à rede interligada. Na sequência são analisados os resultados da aplicação pela Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC)¹¹⁰ dessa ferramenta para calcular o fator de emissão do Sistema Nacional Interligado – SIN. Em função de mudanças na configuração adotada pela CIMGC, o SIN foi considerado como sistema único e os fatores de emissões anteriormente calculados por subsistema foram revistos, sendo os mesmos recalculados desde janeiro de 2006 pela nova configuração. O Capítulo se encerra com uma análise crítica sobre o uso dos fatores de emissão calculados com bases nessa ferramenta para os projetos candidatos ao MDL a serem conectados no SIN.

A.1 Escopo, aplicabilidade

Essa ferramenta determina o fator de emissão ou a linha de base de atividades de projetos que substituem eletricidade gerada na rede elétrica, seja porque o projeto MDL oferta mais eletricidade à rede, seja porque a proposição do projeto resulta em redução da eletricidade que de outra forma seria gerada pelas usinas conectadas à rede elétrica.

¹⁰⁹ - Em inglês, *Tool to calculate the emission factor for na eletricity system*, versão 01, aprovado na 35 reunião do CE do MDL, em outubro de 2007.

¹¹⁰ - Essa ferramenta foi aplicada pela Comissão Interministerial para Mudança Gçlobal do Clima (CIMGC) para determinar o fator de emissão do SIN. A CIMGC é a Autoridade Nacional Designada (AND) brasileira, criada pelo Decreto de 7 de julho de 1999, alterado pelo Decreto de 10 de janeiro de 2006, com a finalidade de articular as ações de governo decorrentes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima e seus instrumentos subsidiários de que o Brasil seja parte.

O fator de emissão do sistema elétrico, que mede o deslocamento da energia gerada pelas usinas que servem ao sistema elétrico pela entrada do projeto MDL, é calculado com base nos conceitos da margem operacional (OM), da margem de construção (BM) e da margem combinada (CM).

A margem operacional é definida pelo conjunto de usinas existentes, cujas gerações podem ser afetadas com as atividades do projeto de MDL, ou seja, “a margem de operação visa avaliar a contribuição das usinas que seriam despachadas na ausência da geração do projeto” (MCT, 2007, p.2). A margem de construção se refere aos empreendimentos, cujas construções poderão ser afetadas com a implementação das atividades do projeto MDL, ou seja, “a margem de construção visa avaliar a contribuição das usinas que seriam construídas caso o projeto não existisse” (Ibid.).

A margem combinada reflete o fator de emissão do sistema elétrico, sendo calculada pela média ponderada das duas primeiras. Os fatores de ponderação padrão sugeridos na metodologia são 0,5 para a OM e 0,5 para a BM. Porém os proponentes também podem propor alternativas dos pesos para consideração do CE do MDL, em função das tecnologias de geração do projeto de MDL e do período de obtenção de créditos. Por exemplo, projetos de energia eólica e solar podem adotar os pesos 0,75 para a OM e 0,25 para a BM.

Além disso, “os acréscimos de capacidade e os valores gerados das usinas elétricas registradas como projetos de MDL devem ser excluídos de todos os cálculos” (Ibid, p.2).

A.2 Métodos de cálculo

De acordo com a metodologia aprovada pelo CE do MDL quatro métodos podem ser usados para calcular a margem operacional:

- a. Margem operacional simples;
- b. Margem operacional simples ajustada;
- c. Análise dos dados do despacho;
- d. Margem operacional ponderada.

O método c, da análise dos dados do despacho por ser considerado o mais adequado pelo CE do MDL, foi escolhido pelo MCT, que dispunha de todas as informações necessárias para aplicá-lo.

O fator de emissão da margem operacional é definido “como a média ponderada dos fatores de emissão das usinas que compõem os 10% superiores da curva de prioridade de despacho e é calculado para cada hora” (MCT, 2007, p.2). O fator de emissão de cada usina existente no sistema é calculado com base nos valores de geração e consumo de combustíveis da usina do ano anterior. Para as novas usinas térmicas que entrem em operação a cada ano, deverá ser adotado como seu fator de emissão, para o correspondente ano, o valor referente ao do ano anterior de uma usina similar (MCT, 2007).

A metodologia fornece os procedimentos para a determinação dos seguintes parâmetros: fator de emissão da margem combinada no ano y ($FE_{grid,CM,y}$), fator de emissão da margem operacional do ano y ($FE_{grid,OM,y}$) e fator de emissão da margem de construção do ano y ($FE_{grid,BM,y}$).

A aplicação da ferramenta requer:

- ✓ Identificação do sistema elétrico do projeto e do sistema elétrico interligado ao qual o projeto será conectado;
- ✓ Determinação das importações (energia fornecida pelo sistema elétrico interligado ao sistema elétrico do projeto) e exportações (eletricidade transferida do sistema do projeto para o sistema elétrico interligado), se necessário;
- ✓ Seleção do método para calcular os fatores de emissões da margem operacional ($EF_{gridCM,y}$) e da margem de construção ($FE_{gridBM,y}$);

- ✓ Cálculo do fator de emissão da margem de construção ($FE_{gridBM,y}$) e do fator de emissão da margem combinada ($FE_{gridCM,y}$).

A.3 Identificação das fronteiras do projeto

A metodologia recomenda que se a Autoridade Nacional Designada – AND - delimita o sistema elétrico interligado, então essa delimitação deve ser usada. Se essa delimitação não estiver disponível, o proponente do projeto deve definir o sistema elétrico do projeto e o sistema elétrico conectado e justificar suas suposições no *Project Design Document* (PDD).

Sugere também os seguintes critérios para determinar a existência de significativas restrições de transmissão:

- Em caso de sistema elétrico com mercado spot: existem diferenças do preço da eletricidade, sem considerar os custos de transmissão e distribuição, de mais de 5% entre os sistemas em 60% ou mais das horas do ano;
- A linha de transmissão é operada com 90% ou mais da sua capacidade durante 90% ou mais das horas do ano.

Para determinar o fator da margem de construção, a extensão espacial é limitada ao sistema elétrico ao qual o projeto MDL será conectado, a menos que recente ou provável adição de capacidade de transmissão viabilize significativa elevação das importações. Neste caso, a capacidade de transmissão pode ser considerada como um recurso da margem de construção.

Importações e exportações de eletricidade são calculadas com base nos mesmos métodos de cálculo estabelecidos para determinar o fator de emissão da margem operacional, acima mencionados.

A.4 Parâmetros e Validação

Fator de Emissão da Margem Operacional

Para calcular o fator de emissão da margem operacional o proponente do projeto pode escolher entre qualquer um dos quatro métodos de cálculo anteriormente mencionados. No entanto, o método **a**, da média simples só poderá ser usado se os recursos de baixo custo/despacho de base constituem menos que 50% do total da geração da rede. Nesse caso, as gerações das usinas de baixo custo e despachadas na base não são incluídas nas equações que determinam o fator de emissão.

Os demais métodos são usados de acordo com a disponibilidade dos dados exigidos para que possam ser utilizados. O método **c**, quando aplicável, é preferível aos demais, seguido dos métodos **b** e **d**. O método **d** é muito semelhante ao método **a**, porém se diferencia deste porque em todas as equações as gerações das usinas de baixo custo e as usinas despachadas na base são incluídas.

Todas as equações e dados necessários para calcular o fator de emissão da margem operacional e da margem de construção por qualquer dos quatro métodos encontram-se no Anexo 12, da 35ª reunião do CE do MDL, realizada em outubro de 2007.

Cálculo do Fator de Emissão da Margem de Construção

Para calcular o fator de emissão da margem de construção o primeiro passo é identificar o conjunto de usinas que formarão essa margem, com base nos seguintes critérios:

- ✓ O conjunto das 5 usinas mais recentemente construídas;
- ✓ O conjunto de capacidade adicional ao sistema elétrico que compreende os 20% da geração do sistema e que foi recentemente construída.

O proponente do projeto deve escolher o conjunto de usinas que representam a maior geração anual. Os empreendimentos registrados no MDL não devem ser incluídos no grupo de usinas que formarão a margem de construção, a menos sejam despachadas compulsoriamente pelo operador do sistema elétrico. Devem ser excluídos do conjunto de usinas, os empreendimentos construídos há mais de 10 anos.

Para calcular os fatores de emissões associados às usinas do grupo que compõe a margem de construção um dos dois critérios acima mencionados deve ser escolhido, de acordo com a disponibilidade dos dados existentes sobre o grupo de usinas selecionadas.

Fator de Emissão da Margem Combinada

Calculados os fatores de emissão da margem operacional e da margem de construção, o fator de emissão da margem combinada é simplesmente calculado pela média ponderada dos dois primeiros. O fator de ponderação para todos os projetos é de 0,50 para o primeiro período de obtenção de créditos, e de 0,25 para a margem operacional e 0,75 para a margem de construção para o 2º e 3º períodos de obtenção de créditos. Excetua-se os projetos de geração solar e eólica, cujos pesos são de 0,75 para a margem operacional e de 0,25 para a margem de construção para os três períodos de créditos.

Validação dos dados

Se o proponente do projeto adotar o método a, b ou d, então a validade dos dados poderá ser feita *ex-ante*, no momento de registro do projeto junto ao CE do MDL e valerá para o período 10 anos (ou 7 anos, se o período de obtenção de créditos for de 21 anos), ou *ex-post*, situação que a validação dos dados se dará no ano em que as atividades do projeto deslocam eletricidade da rede elétrica. Requer, no entanto, que os cálculos dos fatores de emissão da margem operacional e da margem de construção sejam atualizados anualmente.

Se o proponente do projeto optar pelo método **c**, da análise dos dados do despacho, a validação será obrigatoriamente *ex-post*, nos termos acima descritos. A data de validação deve ser documentada no PDD (*Project Design Document*) e não poderá ser mudada durante o período de crédito.

A.5 – Critérios e equações para aplicação do método da análise dos dados do despacho

Conforme mencionado o método **c**, da análise dos dados do despacho é considerado pelo Comitê Executivo (CE) do MDL como o que melhor reflete o deslocamento da eletricidade da rede elétrica como resultado da entrada das atividades de um projeto MDL. A característica desse método que o diferencia dos demais é determinar o fator de emissão da margem operacional do sistema elétrico com base nas emissões associadas às usinas que são despachadas no topo do sistema elétrico onde o projeto desloca eletricidade, durante cada hora.

Seguindo os procedimentos do método **c**, para determinar o conjunto das usinas que formam o topo do despacho é necessário obter do operador do sistema elétrico interligado a ordem do despacho de cada usina do sistema, a partir dos custos de geração de cada usina, incluindo usinas das quais a eletricidade é

importada e a energia (MWh) que é despachada por todas as usinas do sistema, durante cada hora que as atividades do projeto deslocam eletricidade da rede.

A cada hora, empilham-se as usinas geradoras, usando a ordem de mérito. O grupo de usinas despachadas na margem inclui as unidades no topo que representam um percentual do total da eletricidade despachada na hora h , que deve ser o maior entre:

- 10%;
- A quantidade de eletricidade deslocada pelas atividades do projeto durante a hora h dividida pela geração total da rede durante na hora h .

O fator de emissão da margem operacional é calculado pela seguinte equação:

$$EF_{\text{grid,OM-DD},y} = \frac{\sum_h EG_{PJ,h} \times EF_{EL,DD,h}}{EG_{PJ,y}}, \text{ onde:} \quad (A.1)$$

$EF_{\text{grid,OM-DD},y}$ = Fator de emissão da margem operacional dos dados do despacho no ano y (tCO₂/MWh)

$EG_{PJ,h}$ = Eletricidade horária deslocada pela atividade do projeto na hora h do ano y (MWh)

$EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão das unidades geradoras do topo despachadas por ordem de mérito na hora h (tCO₂/MWh)

$EG_{PJ,y}$ = Total da eletricidade deslocada pela atividade do projeto no ano y (MWh)

h = horas do ano y que a atividade do projeto desloca eletricidade da rede

y = ano que a atividade do projeto desloca eletricidade da rede

Se horariamente o consumo do combustível está disponível então o fator de emissão é determinado como segue:

$$EF_{EL,DD,h} = \frac{\sum_{i,n} FC_{i,n,h} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,y}}{\sum_n EG_{n,h}}, \text{ onde:} \quad (A.2)$$

$EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão das unidades geradoras do topo despachadas por ordem de mérito na hora h

$FC_{i,n,h}$ = Montante de combustível do tipo i consumido pela usina n na hora h (unidade de massa ou volume)

$NCV_{i,y}$ = Poder calorífico líquido (conteúdo energético) do combustível fóssil do tipo i no ano y (GJ/unidade de massa/volume)

$EF_{CO_2,i,y}$ = Fator de emissão do combustível fóssil do tipo i no ano y (tCO₂/GJ)

$EG_{n,h}$ = Eletricidade gerada e distribuída na rede por n unidades geradoras na hora h

n = unidades geradoras que compõem o topo do despacho

i = tipo de combustível fóssil queimado pelas n unidades geradoras no ano y

h = número de horas do ano y que a atividade do projeto desloca eletricidade da rede

y = ano em que a atividade do projeto desloca eletricidade da rede

Se o fator de emissão for calculado com base apenas na eletricidade gerada e distribuída à rede pelas usinas u no ano y , nas suas respectivas eficiências e no tipo de combustível usado por elas, então o fator de emissão é calculado como segue:

$$EF_{EL,DD,h} = \sum_n \frac{EG_{n,h} \times EF_{EL,n,y}}{\sum_n EG_{n,h}}, \text{ onde:} \quad (A.3)$$

$EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão das unidades geradoras do topo despachadas por ordem de mérito na hora h (tCO₂/MWh)

$EG_{n,h}$ = Eletricidade gerada e distribuída na rede por n unidades geradoras na hora h (MWh)

$EF_{EL,n,y}$ = Fator de emissão da usina geradora n no ano y

n = unidades geradoras do topo do despacho

h = horas no ano y que a atividade do projeto desloca eletricidade da rede

O fator de emissão das usinas geradoras n deve ser determinado de acordo com o método da margem operacional simples, usando as opções B1, B2 e B3 cuja escolha depende da disponibilidade dos dados necessários para efetuar os cálculos¹¹¹.

O fator de emissão da margem de construção, conforme anteriormente mencionado é calculado com base no conjunto m de usinas recentemente construídas. Ele é determinado considerando a quantidade de eletricidade gerada pelo conjunto dessas usinas e seus respectivos fatores de emissões. O fator de emissão da margem de construção é calculado como segue:

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}}, \text{ onde:} \quad (A.4)$$

$EF_{grid,BM,y}$ = Fator de emissão da margem de construção no ano y (tCO₂/MWh);

$EG_{m,y}$ = Quantidade líquida de eletricidade gerada e distribuída na rede por m unidades geradoras no ano y (MWh);

$EF_{EL,m,y}$ = Fator de emissão da unidade geradora m no ano y (tCO₂/MWh);

m = unidades geradoras incluídas na margem de construção;

y = mais recente ano para o qual o dado de geração da unidade está disponível.

O fator de emissão da margem combinada é simplesmente a média ponderada desses dois fatores e é calculado como segue:

¹¹¹ - Para mais detalhes o método **a** da margem operacional simples ver Anexo 12, do Relatório da 35ª reunião de CE do MDL realizada em 19 de outubro de 2007.

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM-DD,y} \times W_{OM} + EF_{grid,BM,y} \times W_{BM}, \text{ onde:} \quad (A.5)$$

$EF_{grid,CM,y}$ = Fator de emissão da margem combinada

$EF_{grid,BM,y}$ = Fator de emissão da margem de construção no ano y (tCO₂/MWh)

$EF_{grid,OM,y}$ = Fator de emissão da margem operacional no ano y (tCO₂/MWh)

W_{OM} = Fator de ponderação da margem operacional (%)

W_{BM} = Fator de ponderação da margem de construção (%)

Os dados do despacho devem se referir ao ano em que a atividade do projeto desloca eletricidade da rede e o fator de emissão da margem operacional deve ser anualmente atualizado, durante o período de obtenção de créditos.

A.6 Cálculo dos Fatores de Emissão do SIN

Seguindo esse procedimento, os fatores de emissão foram calculados pelo Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT) e o Ministério de Minas e Energia (MME), com a participação do Operador Nacional do Sistema (ONS), considerando:

- O fator de emissão da margem operacional definido como a média ponderada dos fatores de emissão das usinas que compõem os 10% superiores da curva de prioridade de despacho, calculado para cada hora;
- O fator de emissão de cada usina existente no sistema, calculado anualmente, a partir dos valores de geração e consumo de combustíveis da usina do ano anterior;
- O fator de emissão para as novas usinas térmicas igual ao adotado para uma usina similar no ano anterior.

Um ponto fundamental na aplicação da ferramenta para definir o fator de emissão foi a consideração do SIN como sistema único, dado que as análises indicaram que não há restrições significativas de transmissão que justifiquem, atualmente e no futuro, o cálculo dos fatores de emissões por subsistemas.

A.6.1 Determinação do Fator de Emissão da Margem Operacional

O fator de emissão da margem de operação (OM) do SIN foi calculado de acordo com a Equação (A.1), a partir dos valores de geração horária de cada usina e dos fatores de emissão de CO₂ por usina termelétrica. Para as usinas hidráulicas, eólicas e nucleares foi considerado um fator de emissão zero.

O fator de emissão mensal do SIN é a média ponderada dos fatores de emissão de cada hora do mês para os 10% de geração marginal naquele horário. A ordem de prioridade de despacho foi obtida a partir do Programa Mensal de Operação - PMO, elaborado pelo ONS para cada mês, onde são definidas as usinas térmicas despachadas e os correspondentes montantes de geração e as gerações das usinas hidráulicas.

São também informados os custos de operação de cada usina térmica e o custo marginal de operação do SIN. Os valores de geração das usinas são preenchidos de forma ordenada para que possam ser estabelecidas as frações de geração contidas nos 10% de geração marginal em cada hora.

Para efetuar os cálculos foram considerados os valores verificados para cada hora, pela seguinte ordem: primeiro a geração hidráulica, eólica e nuclear e depois a geração térmica por usina, em ordem crescente de custo.

A seguir apresenta-se um exemplo de cálculo do fator de emissão da margem operacional do SIN elaborado pelo MCT/CIMGC (MCT, 2007 p.12 e 13). Para

simplificar são considerados, hipoteticamente, dois submercados e apenas um dia de operação.

Exemplo: Passo a passo

1. Na primeira etapa não é considerada a importação do submercado B. Na linha 1 da Tabela 35, são informados os custos das térmicas, ordenados do menor ao maior custo. Na linha 2 da Tabela 37, são informados os fatores de emissão de cada usina, calculados na 1ª Etapa.

Tabela 35 – 1ª Etapa do exemplo do cálculo do fator emissão

		90,89	104,5	110,48	116,1	155	160,09	186,72	191,08	248,31	572	1022,1
0	0	0	1,379845181	0,541370383	0,86090156	1,075921049	1,113781919	1,009776341	1,642395433	2,081127034	0	0
Soma Hidrel	Soma Eólica	Int. B-A	USINA 1	USINA 2	USINA 3	USINA 4	USINA 5	USINA 6	USINA 7	USINA 8	USINA 9	USINA 10
984,1	7,6	0,0	269,6	91,1	0,0	184,8	99,8	0,0	26,0	7,7	0,0	0,0
662,0	13,6	0,0	295,3	91,0	0,0	185,5	100,4	0,0	26,3	7,8	0,0	0,0
509,7	15,9	0,0	295,1	91,0	0,0	185,4	100,3	0,0	26,3	7,6	0,0	0,0
510,6	13,9	0,0	296,5	90,5	0,0	185,5	100,5	1,3	26,2	7,5	0,0	0,0
510,4	13,5	0,0	288,2	90,5	0,0	185,2	100,7	0,0	26,1	7,5	0,0	0,0
512,0	14,1	0,0	299,1	90,6	0,0	185,5	100,4	0,0	25,9	7,0	0,0	0,0
580,0	13,8	0,0	297,9	90,7	0,0	185,2	100,8	0,0	26,0	7,0	0,0	0,0
866,6	6,8	0,0	299,9	90,9	0,0	185,1	100,7	0,0	25,9	7,0	0,0	0,0
1065,9	3,5	0,0	299,4	90,7	0,0	185,3	100,6	0,0	26,0	7,2	0,0	0,0
1335,7	1,0	0,0	297,8	90,6	0,0	184,9	100,4	0,0	26,2	7,3	0,0	0,0
1439,0	0,0	0,0	298,7	90,6	0,0	185,6	100,3	0,0	26,2	7,1	0,0	0,0
1360,1	0,0	0,0	301,9	90,5	0,0	184,6	99,9	4,9	26,3	7,5	0,0	0,0
1013,1	0,0	0,0	304,1	90,6	0,0	185,3	100,1	5,9	26,3	7,1	0,0	0,0
886,9	0,0	0,0	302,8	90,9	0,0	185,2	99,8	6,3	26,3	7,3	0,0	0,0
1212,9	0,0	0,0	301,4	90,9	0,0	185,2	99,8	6,3	26,3	7,4	0,0	0,0
3152,1	0,0	0,0	299,4	90,7	0,0	184,7	99,5	6,5	26,1	7,1	0,0	0,0
2566,9	0,0	0,0	295,9	90,7	0,0	184,7	99,2	6,5	26,0	6,8	0,0	0,0
3104,9	0,0	0,0	296,0	90,9	0,0	184,8	99,8	6,5	26,1	7,1	0,0	0,0
4483,4	0,1	0,0	301,3	90,9	0,0	184,1	99,7	6,5	25,9	6,1	0,0	0,0
2660,8	0,6	0,0	299,5	91,1	0,0	183,9	99,3	6,5	26,0	6,2	0,0	0,0
1942,4	0,7	0,0	303,8	91,1	0,0	183,9	99,8	6,6	26,0	6,4	0,0	0,0
1544,7	0,0	0,0	304,7	90,8	0,0	183,9	99,8	6,4	26,0	6,4	0,0	0,0
940,8	0,1	0,0	303,1	90,8	0,0	183,8	99,3	6,4	26,1	7,3	0,0	0,0
599,5	2,0	0,0	303,2	91,0	0,0	183,9	99,4	6,5	26,2	7,0	0,0	0,0

Fonte: MCT, 2007, p.12

2. Uma vez preenchidas as colunas de geração verificada (hidráulicas, eólicas, nucleares e térmicas), podem ser determinados os 10% superiores da curva de prioridade de despacho (coluna laranja). Esses 10% serão então atribuídos às usinas por ordem decrescente (Usina 10, Usina 9, etc.) até completar os 10 % de energia (para primeira hora: 167,1 MWh). O fator de emissão para esta hora é a soma ponderada do produto da geração de cada uma dessas usinas pelo fator de emissão das mesmas. O fator de emissão horária do submercado A encontra-se na coluna cinza da Tabela 36.

Tabela 36 – 2ª Etapa do exemplo do cálculo do fator emissão

1,379845181	0,541370383	0,86090156	1,075921049	1,113781919	1,009776341	1,642395433	2,081127034	0	0			
USINA 1	USINA 2	USINA 3	USINA 4	USINA 5	USINA 6	USINA 7	USINA 8	USINA 9	USINA 10			
0,0	0,0	0,0	33,6	99,8	0,0	26,0	7,7	0,0	0,0	167,1	1,233	1670,6
0,0	0,0	0,0	3,7	100,4	0,0	26,3	7,8	0,0	0,0	138,2	1,288	1381,8
0,0	0,0	0,0	0,0	89,2	0,0	26,3	7,6	0,0	0,0	123,1	1,286	1231,2
0,0	0,0	0,0	0,0	88,2	0,0	26,2	7,5	0,0	0,0	123,2	1,284	1232,4
0,0	0,0	0,0	0,0	89,6	0,0	26,1	7,5	0,0	0,0	123,2	1,285	1232,1
0,0	0,0	0,0	0,0	90,6	0,0	25,9	7,0	0,0	0,0	123,4	1,279	1234,5
0,0	0,0	0,0	0,0	97,2	0,0	26,0	7,0	0,0	0,0	130,1	1,271	1301,3
0,0	0,0	0,0	24,7	100,7	0,0	25,9	7,0	0,0	0,0	158,3	1,237	1582,9
0,0	0,0	0,0	46,0	100,6	0,0	26,0	7,2	0,0	0,0	179,9	1,219	1798,6
0,0	0,0	0,0	70,5	100,4	0,0	26,2	7,3	0,0	0,0	204,4	1,203	2043,7
0,0	0,0	0,0	81,1	100,3	0,0	26,2	7,1	0,0	0,0	214,7	1,196	2147,4
0,0	0,0	0,0	68,9	99,9	0,0	26,3	7,5	0,0	0,0	207,8	1,201	2075,9
0,0	0,0	0,0	33,9	100,1	0,0	26,3	7,1	0,0	0,0	173,8	1,223	1732,5
0,0	0,0	0,0	20,8	99,8	0,0	26,3	7,3	0,0	0,0	160,5	1,235	1605,5
0,0	62,7	0,0	53,2	99,8	0,0	26,3	7,4	0,0	0,0	193,0	1,209	1930,2
0,0	3,5	0,0	184,7	99,5	0,0	26,1	7,1	0,0	0,0	383,6	1,055	3866,0
0,0	57,6	0,0	184,7	99,2	0,0	26,0	6,8	0,0	0,0	326,7	1,147	3266,8
106,8	90,9	0,0	184,8	99,8	0,0	26,1	7,1	0,0	0,0	381,8	1,061	3818,0
0,0	15,5	0,0	184,1	99,7	0,0	25,9	6,1	0,0	0,0	519,8	1,091	5198,0
0,0	0,0	0,0	183,9	99,3	0,0	26,0	6,2	0,0	0,0	337,4	1,123	3373,8
0,0	0,0	0,0	127,3	99,8	0,0	26,0	6,4	0,0	0,0	266,1	1,168	2660,5
0,0	0,0	0,0	87,6	99,8	0,0	26,0	6,4	0,0	0,0	226,8	1,184	2262,7
0,0	0,0	0,0	26,7	99,3	0,0	26,1	7,3	0,0	0,0	165,8	1,229	1657,7
0,0	0,0	0,0	0,0	92,2	0,0	26,2	7,0	0,0	0,0	131,9	1,265	1318,5
										1,176	51622,4	

Fonte: MCT, 2007, p.12

3. Neste exemplo, o fator de emissão médio da margem de operação do submercado A é 1,176, que é a média ponderada calculada a partir de cada hora. O fator de ponderação aplicado é a geração total para cada hora. Na segunda fase, Tabela 37, considera-se a importação de submercados vizinhos, com fator de emissão associado à importação igual ao fator de emissão médio do submercado exportador calculado na primeira fase.

Tabela 37 – 3ª Etapa do exemplo do cálculo do fator emissão

		90,89	104,5	110,48	116,1	155	160,09	186,72	191,08	248,31	572	1022,1
0	0	0,157	1,379845181	0,541370383	0,86090156	1,075921049	1,113781919	1,009776341	1,642395433	2,081127034	0	0
Soma Hidrel	Soma Eólica	Int. B-A	USINA 1	USINA 2	USINA 3	USINA 4	USINA 5	USINA 6	USINA 7	USINA 8	USINA 9	USINA 10
984,1	7,6	4886,0	269,6	91,1	0,0	184,8	99,8	0,0	26,0	7,7	0,0	0,0
662,0	13,6	4782,4	295,3	91,0	0,0	185,5	100,4	0,0	26,3	7,8	0,0	0,0
509,7	15,9	4712,9	295,1	91,0	0,0	185,4	100,3	0,0	26,3	7,6	0,0	0,0
510,6	13,9	4604,2	296,5	90,5	0,0	185,5	100,5	1,3	26,2	7,5	0,0	0,0
510,4	13,5	4579,7	288,2	90,5	0,0	185,2	100,7	0,0	26,1	7,5	0,0	0,0
512,0	14,1	4683,2	299,1	90,6	0,0	185,5	100,4	0,0	25,9	7,0	0,0	0,0
580,0	13,8	4921,9	297,9	90,7	0,0	185,2	100,8	0,0	26,0	7,0	0,0	0,0
866,6	6,8	4994,1	299,9	90,9	0,0	185,1	100,7	0,0	25,9	7,0	0,0	0,0
1065,9	3,5	5250,1	299,4	90,7	0,0	185,3	100,6	0,0	26,0	7,2	0,0	0,0
1335,7	1,0	5408,0	297,8	90,6	0,0	184,9	100,4	0,0	26,2	7,3	0,0	0,0
1439,0	0,0	5410,3	298,7	90,6	0,0	185,6	100,3	0,0	26,2	7,1	0,0	0,0
1360,1	0,0	5443,1	301,9	90,5	0,0	184,6	99,9	4,9	26,3	7,5	0,0	0,0
1013,1	0,0	5222,7	304,1	90,6	0,0	185,3	100,1	5,9	26,3	7,1	0,0	0,0
886,9	0,0	5247,3	302,8	90,9	0,0	185,2	99,8	6,3	26,3	7,3	0,0	0,0
1212,9	0,0	4778,1	301,4	90,9	0,0	185,2	99,8	6,3	26,3	7,4	0,0	0,0
3152,1	0,0	2828,6	299,4	90,7	0,0	184,7	99,5	6,5	26,1	7,1	0,0	0,0
2566,9	0,0	2450,5	295,9	90,7	0,0	184,7	99,2	6,5	26,0	6,8	0,0	0,0
3104,9	0,0	2474,5	296,0	90,9	0,0	184,8	99,8	6,5	26,1	7,1	0,0	0,0
4483,4	0,1	3777,1	301,3	90,9	0,0	184,1	99,7	6,5	25,9	6,1	0,0	0,0
2660,8	0,6	5078,1	299,5	91,1	0,0	183,9	99,3	6,5	26,0	6,2	0,0	0,0
1942,4	0,7	5334,7	303,8	91,1	0,0	183,9	99,8	6,6	26,0	6,4	0,0	0,0
1544,7	0,0	5248,5	304,7	90,8	0,0	183,9	99,8	6,4	26,0	6,4	0,0	0,0
940,8	0,1	5210,1	303,1	90,8	0,0	183,8	99,3	6,4	26,1	7,3	0,0	0,0
599,5	2,0	4914,5	303,2	91,0	0,0	183,9	99,4	6,5	26,2	7,0	0,0	0,0

Fonte: MCT, 2007, p.13

Exemplo: passo a passo

A Tabela A.5 apresenta o procedimento para calcular o Fator de Emissão da Margem de Construção para um sistema elétrico hipotético que teve uma geração total de 12.000.000 MWh no ano.

A parcela de 20% deste total é igual a 2.400.000 MWh. As usinas são ordenadas em ordem crescente de data de entrada em operação, levando em consideração o início de testes de comissionamento da primeira unidade da usina.

No exemplo, oito usinas foram suficientes para complementar os 20% do total da geração do sistema elétrico hipotético. Os valores de R_{jy} são calculados a partir do histórico de entrada em operação das usinas. $R_{jy} = 1$ se parte ou o total da geração da usina está contida nos 20% da geração total correspondente às usinas mais novas e $R_{jy} = 0$ se a usina não está contida nos 20% da geração total correspondente às usinas mais novas.

O Fator de Emissão de Margem de Construção calculado é de 0, 2853 TCO₂/MWh, Tabela 39.

Tabela 39 – Exemplo do cálculo do fator de emissão da margem de construção

	USINA 1	USINA 2	USINA 3	USINA 4	USINA 5	USINA 6	USINA 7	USINA 8	
$G_{j(y-1)}$	540.000,00	65.000,00	26.300,00	440.500,00	248.000,00	361.200,00	409.000,00	520.000,00	
$FT_{j(y-1)}$	0	0	0	0,705	0	0,458	0,657	0	
$R_{j(y-1)}$	1	1	1	1	1	1	1	1	
Soma ($R \cdot FT \cdot G$)	-	-	-	310.552,50	-	165.429,60	268.713,00	-	744.695,10
Soma ($R \cdot G$)	540.000,00	65.000,00	26.300,00	440.500,00	248.000,00	361.200,00	409.000,00	520.000,00	2.610.000,00
BM (A) =									0,285323793

Fonte: MCT, 2007, p.14

A.7 Análise dos Resultados

Os resultados da aplicação do método *c* da metodologia para determinar o fator de emissão de sistema elétrico médio para 2006 e 2007 são apresentados na Tabela 40. O fator de emissão do SIN para 2008 só poderá ser calculado no início de 2009, após ser divulgado o fator de emissão da margem de construção.

Tabela 40 - Fatores de emissão médios anuais do SIN calculados pela CIMGC

ANO (1)	(FE_{grid,OM}) (2)	(FE_{gridBM}) (3)	(FE_{gridCM}) (4)
2006	0,3232	0,0814	0,2023
2007	0,2909	0,0775	0,1842

Observe-se que os valores calculados da linha de base do SIN, em 2006 e 2007, coluna 4 da Tabela 42, de 0,2023 tCO₂/MWh e 0,1842 tCO₂/MWh, respectivamente não permitem aos proponentes de projetos de MDL avaliarem como será o comportamento futuro da linha de base do SIN.

O problema da aplicação desse método de cálculo é que, embora seja muito acurado para identificar o que já ocorreu e/ou está ocorrendo no presente, ele não sinaliza em relação ao futuro, sendo exatamente essa sinalização um dos elementos que mais precisam os formuladores de política e os proponentes de projetos de MDL no Brasil.

Com efeito, os cenários projetados para a configuração futura do *mix* das usinas que fornecerão eletricidade para o SIN e que comporão o topo das usinas que provavelmente serão deslocadas com a entrada das atividades de um projeto MDL, em curto e médio prazo, apontam para uma crescente inserção das usinas térmicas convencionais, emissoras dos GEE. Essa tendência não é revelada, considerando simplesmente os fatores de emissões da margem combinada apresentados acima.

Em termos mais concretos: é razoável calcular as reduções de emissões de um projeto de MDL a ser conectado ao SIN, considerando o valor de 0,1842 tCO₂/MWh ou deveria ser adotado outro valor? A resposta a essa questão depende da avaliação que o proponente do projeto faça em relação ao comportamento futuro da linha de base, visto que esta será anualmente monitorada e as reduções das emissões associadas às atividades do projeto MDL revisadas.

Por outro lado, a margem operacional registra valores elevados do fator de emissão em 2006 e 2007, demonstrando que o despacho real das usinas térmicas convencionais, em função da política operativa do SIN, tem sido muito mais intenso do que seria razoável imaginar, caso a margem de construção calculada refletisse as condições operacionais futuras do SIN. Ressalte-se que os fatores de emissões mensais da margem operacional para o primeiro semestre de 2008 apontam para o aprofundamento dessa inversão de sinalização em relação ao comportamento futuro do despacho térmico convencional.

Adotar valores da linha de base mais conservadores, embora seja uma opção recomendada para evitar projeções superestimadas de reduções das emissões de um projeto de MDL precisa ser adequadamente avaliada para não desestimular o desenvolvimento de novos projetos. Por essa razão, fortalece-se a necessidade do desenvolvimento de novos referenciais metodológicos, que sem desconhecer o peso e a importância do comportamento observado das emissões, também indiquem, por meio da aplicação de modelos de simulação, ou de quaisquer outros métodos, as prováveis trajetórias futuras dessas emissões.

APÊNDICE B – Parque hidrelétrico atual e cenário de expansão das hidrelétricas

	Nome do Empreendimento	Bacia		Região	Instalado	Expansão	A partir de
1	14 de Julho	Das Antas	RS	Sul	0	100	Mar./09
2	Água Limpa	Das Mortes	MT	Sudeste	0	320	Jan./13
3	Água Vermelha	Grande	SP/MG	Sudeste	1.396	0	Jan./07
4	Aimorés	Doce	MG	Sudeste	330	0	Jan./07
5	Amador Aguiar I (ex-Capim Branco)	Araguai	MG	Sudeste	240	0	Jan./07
6	Amador Aguiar II (ex-Capim Branco)	Araguai	MG	Sudeste	0	210	Mar./07
7	Assis Chateaubriand (Salto Mimoso)		MS	Sudeste	30	0	Jan./07
8	Baguari	Doce	MG	Sudeste	0	140	Set./09
9	Baixo Iguaçu	Iguaçu	PR	Sul	0	350,1	Jan./14
10	Balbina	Uatumã	AM	Norte	0	250	Jan./12
11	Bariri (Álvaro Souza Lima)	Tietê	SP	Sudeste	143,1	0	Jan./07
12	Barra Bonita	Tietê	SP	Sudeste	140,78	0	Jan./07
13	Barra do Braúna	Pomba	MG	Sudeste	0	39	Mai./09
14	Barra do Pomba	Paraíba do Sul	RJ	Sudeste	0	80	Jan./13
15	Barra dos Coqueiros	Claro	GO	Sudeste	0	90	Abr./10
16	Barra Grande	Pelotas	RS/SC	Sul	698,25	0	Jan./07
17	Batalha	São Marcos	GO/MG	Sudeste	0	52,5	Jul./09
18	Baú I	Doce	MG	Sudeste	0	110,1	Mar./10
29	Belo Monte	Xingu	PA	Norte	0	5500	Jan./14
20	Belo Monte Complementar	Xingu	PA	Norte	0	181,3	Jan./13
21	Boa Esperança	Parnaíba	PI/MA	Nordeste	237,3	0	Jan./07
22	Buriti Queimado	Das Almas	GO	Sudeste	0	142	Dez./16
23	Cachoeira	Parnaíba	PI/MA	Nordeste	0	96	Jan./16
24	Cachoeira Dourada	Paranaíba	GO	Sudeste	656	0	Jan./07
25	Cachoeirão	Jurena	MT	Sudeste	0	64	Jan./13
26	Cachoeirinha	Chopim	PR	Sul	0	42,5	Jan./12
27	Caconde	Pardo	SP	Sudeste	80	0	Jan./07
28	Caçu	Claro	GO	Sudeste	0	65	Abr./10
29	Camargos	Grande	MG	Sudeste	46	0	Jan./07
30	Cambuci	Paraíba do Sul	RJ	Sudeste	0	50	Jan./14
31	Campos Novos	Canoas	SC	Sul	0	880	Mar./07
32	Cana Brava	Tocantins	GO	Sudeste	465,9	0	Jan./07
33	Canoas I	Paranapanema	SP/PR	Sudeste	82,5	0	Jan./07

Continuação

	Nome do Empreendimento	Bacia		Região	Instalado	Expansão	A partir de
34	Canoas II	Paranapanema	SP/PR	Sudeste	72	0	Jan./07
35	Capivara	Paranapanema	SP/PR	Sudeste	640	0	Jan./07
36	Castelhano	Parnaíba	PI/MA	Nordeste	0	96	Jan./16
37	Castro Alves	Das Antas	RS	Sul	0	129,9	Dez./07
38	Cebolão	Tibagi	PR	Sul	0	155	Dez./16
39	Chavantes	Paranapanema	SP/PR	Sudeste	414	0	Jan./07
40	Colider	Teles Pires	MT	Sudeste	0	342	Fev./15
41	Complexo Paulo Afonso-Moxotó	São Francisco	BA	Nordeste	4.280	0	Jan./07
42	Corumbá I	Corumbá	GO	Sudeste	375	0	Jan./07
43	Corumbá III	Corumbá	GO	Sudeste	0	93,6	Fev./09
44	Corumbá IV	Corumbá	GO	Sudeste	127	0	Jan./07
45	Curuá-Uma	Curuá-Uma	PA	Norte	30,3	0	Jan./07
46	Dardanelos	Aripuanã	MT	Sudeste	0	264	Jan./11
47	Dona Francisca	Jacui	RS	Sul	125	0	Jan./07
48	Emborcação	Paranaíba	MG	Sudeste	1.192	0	Jan./07
49	Espora	Correntes	GO	Sudeste	32,01	0	Jan./07
50	Estreito	Grande	SP/MG	Sudeste	1.050	0	Jan./07
51	Estreito Parnaíba	Parnaíba	PI/MA	Nordeste	0	88	Jan./13
52	Estreito Tocantins	Tocantins	TO/MA	Norte	0	814,8	Ago./10
53	Euclides da Cunha	Pardo	SP	Sudeste	108,8	0	Jan./07
54	Fontes Nova	Piraí	RJ	Sudeste	130,3	0	Jan./07
55	Foz do Apiaçás	Teles Pires	MT	Sudeste	0	275	Abr./15
56	Foz do Chapecó	Uruguai	RS/SC	Sul	0	855,2	Ago./10
57	Foz do Rio Claro	Claro	GO	Sudeste	0	68,4	Jun./10
58	Fundão	Jordão	PR	Sul	120,168	0	Jan./07
59	Funil	Paraíba do Sul	RJ	Sudeste	216	0	Jan./07
60	Funil-Grande	Grande	MG	Sudeste	180	0	Jan./07
61	Furnas	Grande	MG	Sudeste	1.216	0	Jan./07
62	Garibaldi	Canoas	SC	Sul	0	150	Jan./13
63	Governador Bento Munhoz Rocha Neto	Iguaçu	PR	Sul	1.676	0	Jan./07
64	Governador José Richa (Salto Caxias)	Iguaçu	PR	Sul	1.240	0	Jan./07
65	Governador Ney Aninhas de Barros Braga (Segredo)	Iguaçu	PR	Sul	1.260	0	Jan./07
66	Governador Parigot de Souza	Capivari	PR	Sul	260	0	Jan./07
67	Guaporé	Guaporé	MT	Sudeste	124,2	0	Jan./07

Continuação

	Nome do Empreendimento	Bacia		Região	Instalado	Expansão	A partir de
68	Guilman-Amorim	Piracicaba	MG	Sudeste	140,04	0	Jan./07
69	Henry Borden	Pedras	SP	Sudeste	889	0	Jan./07
70	Ibitinga	Tietê	SP	Sudeste	131,49	0	Jan./07
71	Igarapava	Grande	MG/SP	Sudeste	210	0	Jan./07
72	Ilha dos Pombos	Paraíba do Sul	RJ	Sudeste	187,169	0	Jan./07
73	Ilha Solteira Equivalente	Paraná	SP/MG	Sudeste	3.444	0	Jan./07
74	Irapé	Jequitinhonha	MG	Sudeste	360	0	Jan./07
75	Ita	Uruguai	SC/RS	Sul	1.450	0	Jan./07
76	Itaguaçu	Claro	GO	Sudeste	0	130	Set./13
77	Itaipu (50 Hz)	Iguaçu	-	Itaipu	5.601	0	Jan./07
78	Itaipu (60 Hz)	Iguaçu	-	Itaipu	6.650	700	Jun./07
79	Itapebi	Jequitinhonha	BA	Nordeste	450	0	Jan./07
80	Itapiranga	Uruguai	SC/RS	Sul	0	724,6	Jan./14
81	Itaúba	Jacui	RS	Sul	512,4	0	Jan./07
82	Itiquira I	Itiquira	MT	Sudeste	61	0	Jan./07
83	Itiquira II	Itiquira	MT	Sudeste	95	0	Jan./07
84	Itumbiara	Paranaíba	GO/MG	Sudeste	2.290	0	Jan./07
85	Itutinga	Grande	MG	Sudeste	52	0	Jan./07
86	Jacui	Jacui	RS	Sul	180	0	Jan./07
87	Jaguara	Grande	MG/SP	Sudeste	424	0	Jan./07
88	Jaguari	Jaguari	SP	Sudeste	27,6	0	Jan./07
89	Jataizinho	Tibagi	PR	Sul	0	155	Dez./16
90	Jauru	Jauru	MT	Sudeste	121,5	0	Jan./07
91	Jirau	Madeira	RO	Norte	0	3300	Mar./13
92	Jupia	Paraná	SP/MS	Sudeste	1.551	0	Jan./07
93	Juruena	Juruena	MT	Sudeste	0	46	Jan./13
94	Jurumirim (Armando Aavenllanal Laydner)	Paranapanema	SP	Sudeste	97,7	0	Jan./07
95	Limoeiro (Armando Salles de Oliveira)	Pardo	SP	Sudeste	32	0	Jan./07
96	Luiz Eduardo Magalhães (Lajeado)	Tocantins	TO	Sudeste	902,5	0	Jan./07
97	Luiz Gonzaga (Itaparica)	São Francisco	PE/BA	Nordeste	1.480	0	Jan./07
98	Machadinho	Pelotas	RS/SC	Sul	1.140	0	Jan./07
99	Magessi	Teles Pires	MT	Sudeste	0	53	Abr./15
100	Manso	Manso	MT	Sudeste	210,9	0	Jan./07
101	Marabá	Tocantins	PA	Norte	0	2160	Dez./14

Continuação

	Nome do Empreendimento	Bacia		Região	Instalado	Expansão	A partir de
102	Maranhão Baixo	Maranhão	GO	Sudeste	0	124,8	Dez./16
103	Marimbondo	Grande	MG/SP	Sudeste	1.440	0	Jan./07
104	Mascarenhas	Doce	MG	Sudeste	180,5	0	Jan./07
105	Mascarenhas de Moraes	Grande	MG	Sudeste	476	0	Jan./07
106	Mauá + PCH	Tibagi	PR	Sul	0	361	Jan./11
107	Mirador	Tocantinzinho	GO	Sudeste	0	80	Out./14
108	Miranda	Araguari	MG	Sudeste	408	0	Jan./07
109	Monjolinho	Passo Fundo	RS	Sul	0	67	Nov./09
110	Monte Claro	Das Antas	RS	Sul	130	0	Jan./07
111	Murta	Jequitinhonha	MG	Sudeste	0	120	Jan./15
112	Nilo Peçanha	Ribeirão das Lajes	RJ	Sudeste	378,42	0	Jan./07
113	Nova Avanhandava	Tietê	SP	Sudeste	347,4	0	Jan./07
114	Nova Ponte	Araguari	MG	Sudeste	510	0	Jan./07
115	Novo Acordo	Sono/Médio Tocantins	TO	Sudeste	0	160	Jan./14
116	Olho d'água	Correntes	GO	Sudeste	0	33	Jul./09
117	Ourinhos	Paranapanema	SP/PR	Sudeste	44	0	Jan./07
118	Pai Querê	Pelotas	RS/SC	Sul	0	291,9	Jan./12
119	Paraibuna	Paraíba do Sul	SP	Sudeste	85	0	Jan./07
120	Paranhos	Chopim	PR	Sul	0	62,6	Jan./16
121	Passo de São João	Ijuí	RS	Sul	0	77	Set./09
122	Passo Fundo	Passo Fundo	RS	Sul	226	0	Jan./07
123	Passo Real	Jacuí	RS	Sul	158	0	Jan./07
124	Pedra Branca	São Francisco	BA/PE	Nordeste	0	440	Dez./16
125	Pedra do Cavalo	Paraguaçu	BA	Nordeste	162	0	Jan./07
126	Peixe Angical	Tocantins	TO	Sudeste	498,75	0	Jan./07
127	Pereira Passos	Lajes	RJ	Sudeste	99,11	0	Jan./07
128	Picada	Peixe	MG	Sudeste	50	0	Jan./07
129	Pirajú	Paranapanema	SP	Sudeste	81	0	Jan./07
130	Ponte Pedra	Correntes	MS/MT	Sudeste	176,1	0	Jan./07
131	Porto Colômbia	Grande	MG/SP	Sudeste	320	0	Jan./07
132	Porto Estrela	Santo Antônio	MG	Sudeste	112,022	0	Jan./07
133	Porto Galeano	Sucuriú	MS	Sudeste	0	139	Jan./14
134	Porto Primavera	Paraná	SP/MS	Sudeste	1.540	0	Jan./07
135	Promissão	Tietê	SP	Sudeste	264	0	Jan./07

Continuação

	Nome do Empreendimento	Bacia		Região	Instalado	Expansão	A partir de
136	Quebra Queixo	Chapecó	SC	Sul	120	0	Jan./07
137	Queimado	Preto	MG/GO	Sudeste	105	0	Jan./07
138	Retiro Baixo	Paraopeba	MG	Sudeste	0	82	Abr./09
139	Riacho Seco	São Francisco	BA/PE	Nordeste	0	330	Dez./16
140	Ribeiro Gonçalves	Parnaíba	PI/MA	Nordeste	0	173	Fev./13
141	Risoleta Neves (Candonga)	Doce	MG	Sudeste	140	0	Jan./07
142	Rondon II	Comemoração	RO	Norte	0	73,5	Jan./09
143	Rosal	Itabapoana	ES/RJ	Sudeste	55	0	Jan./07
144	Rosana	Paranapanema	SP/PR	Sudeste	372	0	Jan./07
145	Sá Carvalho	Piracicaba	MG	Sudeste	78	0	Jan./07
146	Salto	Verde	GO	Sudeste	0	108	Dez./09
147	Salto do Rio Verdinho	Verde	GO	Sudeste	0	93	Dez./09
148	Salto Grande	Santo Antonio	MG	Sudeste	102	0	Jan./07
149	Salto Grande	Chopim	PR	Sul	70	0	Jan./07
150	Salto Osório	Iguaçu	PR	Sul	1.078	0	Jan./07
151	Salto Pilão	Itajaí	SC	Sul	0	182,4	Fev./10
152	Salto Santiago	Iguaçu	PR	Sul	1.420	0	Jan./07
153	Samuel	Jamari	RO	Madeira	0	216	Jan./09
154	Santa Branca	Paraíba do Sul	SP	Sudeste	56,05	0	Jan./07
155	Santa Clara MG	Mucuri	MG/BA	Sudeste	60	0	Jan./07
156	Santa Clara PR	Jordão	PR	Sul	120,168	0	Jan./07
157	Santo Antonio	Madeira	RO	Madeira	0	3150,4	Abr./12
158	São Domingos	Verde	MS	Sudeste	0	48	Jan./12
159	São João	Chopim	PR	Sul	0	62,5	Mar./12
160	São José	Ijuí	RS	Sul	0	51	Abr./09
161	São Manoel	Teles Pires	MT	Sudeste	0	746	Jan./15
162	São Miguel	Grande	MG	Sudeste	0	64,5	Jan./16
163	São Roque	Canoas	SC	Sul	0	214	Jan./13
164	São Salvador	Tocantins	TO/GO	Sudeste	0	243,2	Jan./11
165	São Simão	Paranaíba	MG/GO	Sudeste	1.710	0	Jan./07
166	Serra da Mesa	Tocantins	GO	Sudeste	1.275	0	Jan./07
167	Serra do Facão	São Marcos	GO/MG	Sudeste	0	212,58	Out./10
168	Serra Quebrada	Tocantins	TO/MA	Norte	0	1328	Jan./13
169	Simplício + PCH	Paraíba do Sul	MG/RJ	Sudeste	0	333,7	Dez./10
170	Sinop	Teles Pires	MT	Sudeste	0	461,1	Jul./14
171	Sobradinho	São Francisco	BA	Nordete	1.050	0	Jan./07

Conclusão

	Nome do Empreendimento	Bacia		Região	Instalado	Expansão	A partir de
172	Sobragi	Paraibuna	MG	Sudeste	60	0	Jan./07
173	Taquaruçu	Paranapanema	SP/PR	Sudeste	554	0	Jan./07
174	Telêmanco Borba	Tibagi	PR	Sul	0	120	Jan./13
175	Teles Pires	Teles Pires	MT	Sudeste	0	1820	Set./15
176	Tijuco Alto	Ribeira de Iguapé	PR	Sul	0	128,7	Jan./13
177	Tocantins	Tocantins	TO	Norte	0	480	Dez./16
178	Taiocéjo	Das Motes	MT	Sudeste	0	76	Jan./13
179	Taixoréu	Araguaia	GO/MT	Sudeste	0	408	Jan./13
180	Traira II	Suaçui Grande	MG	Sudeste	0	60	Dez./16
181	Três Irmãos	Tietê	SP	Sudeste	808	0	Jan./07
182	Três Marias	São Francisco	MG	Sudeste	396	0	Jan./07
183	Tucano	Verde	GO	Sudeste	0	157	Jan./15
184	Tucuruí	Tocantins	PA	Norte	7.245	1125	Mar./07
185	Tupiratins	Tocantins	TO	Norte	0	620	Jan./14
185	Uruçuí	Parnaíba	PI/MA	Nordeste	0	164	Jan./16
187	Volta Grande	Grande	MG/SP	Sudeste	380	0	Jan./07
188	Volta Grande	Chopim	PR	Sul	0	54,7	Jan./14
189	Xingó	São Francisco	AL/SE	Nordeste	3.162	0	Jan./07
190	Coaracy Nunes	Araguari	AP	Norte	0	78	Jan./12

APÊNDICE C.1 – Parque termelétrico atual e expansão – SUDESTE / CENTRO-OESTE

	Nome do Empreendimento	Combustível	Preço		Capacidade (MWmed)			Expansão 1		Expansão 2		Expansão 3		Expansão 4	
			Piso	Evolução	Instalado	Inflexível	Disponível	Data	MWFlex	Data	MWFlex	Data	MWFlex	Data	MWFlex
1	Aureliano Chaves (Ibirité)	GN	77	const	0	0	0	Jul./09	201,59		0				
2	Barbosa Lima Sobrinho (Eletrobolt)	GN	139	const	21,225	0	21	Jan./08	137,275	Jul./08	73,15	Jan./09	74,1		
3	Cubatão	GN	200	const	0	0	0	Jan./10	183,35		0				
4	Do Atlântico 1	GN	201	Const	0	0	0	Jan./11	465,5		0				
5	Fernando Gasparian (N. Piratininga)	GN	180	Const	0	0	0	Jan./09	247,855	Jan./10	247,76				
6	Gov. Leonel Brizola (Termorio)	GN	137	Const	388,835	34,01	355	Jul./08	59,28	Jan./09	499,985				
7	Juiz de Fora	GN	150	Const	75,05	0	75		0		0				
8	Luis Carlos Prestes (Três Lagoas)	GN	131	Const	161,165	0	181	Jan./08	481,17	Jan./09	181,185				
9	Mário Covas (Cuiabá)	GN	6	Const	480,00	12,02	467,98		0		0				
10	Mário Lago (Macaé Merchant)	GN	254	Const	0	0	0	Jan./08	841,336		0				
11	Norte Fluminense 1	GN	31	Const	380	380	0		0		0				
12	Norte Fluminense 2	GN	43	Const	95	95	0		0		0				
13	Norte Fluminense 3	GN	74	Const	190	190	0		0		0				
14	Norte Fluminense 4	GN	108	Const	81,035	80,75	0		0		0				
15	Piratininga 1 e 2	GN	125	Const	83,315	0	83	Jan./08	83,22	Jan./09	-166,54				
16	Piratininga 3 e 4	GN	318	Const	0	0	0	Jul./08	152	Jan./09	95				
17	Brasília	OD	1.017	Const	9	0	9								
18	Carioba	OC	937	Const	32,544	0	33								
19	Goiânia II	OC	600	Const	0	0	0	Jan./09	126						
20	Igarapé	OC	645	Const	117,9	0	118		0						
21	José Roberto Silveira	OC	523	Const	27	0	27		0						
22	Palmeira de Goiás	OC	601	Const	0	0	0	Jan./11	156,87						
23	Piratininga 1 e 2 Óleo	OC	470	Const	424,8	0	425	Jan./07	-78,93	Jan./08	-78,84	Jul./08	-144	Jan./09	67,77
24	Santa Cruz Diesel	OD	731	Const	149,4	0	149		0						
25	Santa Cruz Óleo	OC	310	Const	510	0	540								
26	W. Ariona	OC	808	Const	185,715	0	186								
27			0	Const			0								
28			0	Const			0								
29			0	Const			0								
30			0	Const			0								

APÊNDICE C.2 – Parque termelétrico atual e expansão – SUL

	Nome do Empreendimento	Combustível	Preço		Capacidade (MWmed)			Expansão 1		Expansão 2		Expansão 3		Expansão 4	
			Piso	Evolução	Instalado	Inflexível	Disponível	Data	MWFlex	Data	MWFlex	Data	MWFlex	Data	MWFlex
1	Candiota III	CM	152	Const	0	0	0	Jan./10	315						
2	Charqueadas	CM	143	Const	64,8	0	65								
3	Figueira	CM	206	Const	78	5,85	12								
4	J. Lacerda A1	CM	170	Const	90	0	90								
5	J. Lacerda A2	CM	129	Const	118,8	59,4	59								
6	J. Lacerda B	CM	129	Const	285,6	144	92								
7	J. Lacerda C	CM	105	Const	326,7	0	327								
8	Jacuí	CM	152	Const	0	0	0								
9	P. Médici A	CM	116	Const	113,4	0	113								
10	P. Médici B	CM	116	Const	288	81	207								
11	S. Jerônimo	CM	248	Const	18	5,4	13								
12	Araucária	GN	219	Const	435,29	0	435	Jan./08	-216,79	Jul./10	216,79				
13	Uruguaiana	GN	139	Const	0	0	0								
14	Alegrete	OC	565	Const	59,4	0	59								
15	Nutepa	OC	780	Const	21,6	0	22								
16	Sepé Tiaraju (Ex-Canoas) Óleo	OC	542	Const	144,515	0	145	Jan./07	-68,85	Jan./08	-68,85				
17	Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	GN	385	Const	72,675	0	73	Jan./08	72,675						
18	Inicativa 1	CM	153	Const	0	0	0	Jan./12	990						
19	Inicativa 2	CM	154	Const	0	0	0	Jan./16	450						

APÊNDICE C.3 – Parque termelétrico atual e expansão – NORDESTE

Nome Empreendimento	do	Combustível	Preço		Capacidade (MWmed)			Expansão 1		Expansão 2		Expansão 3		Expansão 4	
			Piso	Evolução	Instalado	Inflexível	Disponível	Data	MWFlex	Data	MWFlex	Data	MWFlex	Data	MWFlex
1	Camaçari (Bahia I)	GN	231	Const	29,45	0	29								
2	Senador Carlos Jereissati (Termoceará)	GN	492	Const	0	0	0	Jan./08	103,36	Jul./08	103,36	Jan./09	-0,57		
3	Rômulo Almeida (Fafen)	GN	196	Const	118,75	0	119								
4	Celso Furtado (Termobahia)	GN	191	Const	912	0	91	Jul./08	51,3						
5	Fortaleza	GN	61	Const	0	0	0	Jan./08	155,23	Jul./06	155,135				
6	Termopernambuco	GN	70	Const	0	0	0	Jan./08	169,005	Jan./09	299,82				
7	Petrolina Óleo	OC	471	Const	122,58	0	123	Jan./07	-115,2	Jan./09	115,2				
8	Termocabo Óleo	OC	472	Const	67,3245	0	67	Jan./07	-43,2						
9	Jaguarari	OC	503	Const	91,386	0	91								
10	Vale do Açu	GN	131	Const	0	0	0	Jan./08	135,375	Jul./08	135,375				
11	Petrolina	GN	131	Const	121,6	0	122	Jan./09	-121,6						
12	Termocabo	GN	131	Const	45,6	0	46								
13	Leilão 2006 1	OC	500	Const	0	0	0	Jan./09	553,14						
14	Leilão 2006 2	OC	501	Const	0	0	0	Jan./09	237,06						
15	Indicativa 1	GNL	701	Const	0	0	0	Jan./11	1615						
16	Indicativa 2	GNL	702	Const	0	0	0	Jan./12	665						

APÊNDICE C.4 – Parque termelétrico atual e expansão – NORTE

	Nome do Empreendimento	Combustível	Preço		Capacidade (MWmed)			Expansão 1		Expansão 2		Expansão 3		Expansão 4	
			Piso	Evolução	Instalado	Inflexível	Disponível	Data	MWFlex	Data	MWFlex	Data	MWFlex	Data	MWFlex
1	Aparecida G	GN	293	Const.	0	0	0	Jan./12	63,175						
2	El Paso TGB	GN	695	Const.	0	0	0	Jan./12	99,275						
3	El Paso TGD	GN	401	Const.	0	0	0	Jan./12	72,2						
4	Mauá EXP	GN	534	Const.	0	0	0	Jan./12	433,2						
5	Santana TG	GN	457	Const.	0	0	0	Jan./12	48,735						
6	Pie Manauara	GN	276	Const.	0	0	0	Jan./12	54,15						
7	Rio Madeira	GN	215	Const.	0	0	0	Jan./09	81,225						
8	Termonorte II	GN	153	Const.	0	0	0	Jan./09	306,85						
9	Termonorte I	OC	502	Const.	0	0	0	Jan./09	57,6						
10	Pie Tambaqui	OC	502	Const.	0	0	0	Jan./12	54						
11	El Paso GDLW	OC	502	Const.	0	0	0	Jan./12	112,2						
12	Pie P Negra	OC	503	Const.	0	0	0	Jan./12	54						
13	Rio Acre	OC	503	Const.	0	0	0	Jan./09	32,4						
14	Santana EXP	OC	503	Const.	0	0	0	Jan./12	97,2						
15	Santana GDL	OC	503	Const.	0	0	0	Jan./12	55,8						
16	Pie C Rocha	OC	503	Const.	0	0	0	Jan./12	58,5						
17	Pie Jaraqui	OC	503	Const.	0	0	0	Jan./12	54						

APÊNDICE D.1: Fator de Emissão (tCO₂/MWh), Eficiências da Oferta Térmica Convencional do Sudeste

Nome do Empreendimento	Combustível	Tipo	Eficiência	FE tCO ₂ /MWh
Aureliano Chaves (Ibirité)	GN	Existente	0,50	0,40
Barbosa Lima Sobrinho (Eletrobolt)	GN	Existente	0,50	0,40
Cubatão	GN	Nova	0,50	0,33
Do Atlântico 1	GN	Nova	0,50	0,33
Fernando Gasparian (N. Piratininga)	GN	Existente	0,50	0,40
Gov. Leonel Brizola (Termorio)	GN	Existente	0,50	0,40
Juiz de Fora	GN	Existente	0,50	0,40
Luis Carlos Prestes (Três Lagoas)	GN	Existente	0,50	0,40
Mário Covas (Cuiabá)	GN	Existente	0,50	0,40
Mário Lago (Macaé Merchant)	GN	Existente	0,50	0,40
Norte Fluminense 1	GN	Existente	0,50	0,40
Norte Fluminense 2	GN	Existente	0,50	0,40
Norte Fluminense 3	GN	Existente	0,50	0,40
Norte Fluminense 4	GN	Existente	0,50	0,40
Piratininga 1 e 2	GN	Existente	0,50	0,40
Piratininga 3 e 4	GN	Existente	0,50	0,40
Brasília	OD	Existente	0,33	0,80
Carioba	OC	Existente	0,33	0,84
Goiânia II	OC	Existente	0,33	0,84
Igarapé	OC	Existente	0,33	0,84
José Roberto Silveira	OC	Existente	0,33	0,84
Palmeira de Goiás	OC	Nova	0,46	0,60
Piratininga 1 e 2 Óleo	OC	Existente	0,33	0,84
Santa Cruz Diesel	OD	Existente	0,33	0,80
Santa Cruz Óleo	OC	Existente	0,33	0,84
W. Ariona	OC	Nova	0,46	0,60
Quirinópolis (2008)	BM	Nova		0,00
Interlagos (2008)	BM	Nova		0,00
PIE – RP (2008)	BM	Nova		0,00
Cocal (2008)	BM	Nova		0,00
Daia	OC	Nova		0,60
Xavante Aruanã (2008)	OC	Nova	0,46	0,60
Interlagos (2009)	BM	Nova		0,00
PIE – RP (2009)	BM	Nova		0,00
Cocal (2009)	BM	Nova		0,00
São João Biogás	BM	Nova		0,00
Quirinópolis (2009)	BM	Nova		0,00
São José	BM	Nova		0,00
Colorado	BM	Nova		0,00
Santa Isabel	BM	Nova		0,00
Rafard	BM	Nova		0,00
Costa Pinto e Lasa	BM	Nova		0,00
Viana	OC	Nova	0,46	0,60
São João da Boa Vista	BM	Nova		0,00
Santa Cruz AB Fase 1 e 2	BM	Nova		0,00
Ester	BM	Nova		0,00
Iacanga	BM	Nova		0,00
Conjunto Altern 2010	BM	Nova		0,00
Linhares	GNL	Nova	0,40	0,33
Boa Vista	BM	Nova		0,00
Quata	BM	Nova		0,00
Usina Bonfim	BM	Nova		0,00
Ferrari	BM	Nova		0,00
Escolha	GNL	Nova	0,40	0,33
Parauna	BM	Nova		0,00
Cacimbaes	GNL	Nova	0,40	0,33
MC2 Joinville e João Neiva	GNL	Nova	0,40	0,33
Conjunto Leilão 7	OC	Nova	0,46	0,60

APÊNDICE D.2: Fator de Emissão (tCO₂/MWh) e Eficiências da Oferta Térmica Convencional do Sul

Nome do Empreendimento	Combustível	Tipo	Eficiência	FE tCO ₂ /MWh
Candiota III	CM	Nova	0,46	0,68
Charqueadas	CM	Existente	0,33	1,03
Figueira	CM	Existente	0,33	1,03
J. Lacerda A1	CM	Existente	0,33	1,03
J. Lacerda A2	CM	Existente	0,33	1,03
J. Lacerda B	CM	Existente	0,33	1,03
J. Lacerda C	CM	Existente	0,33	1,03
Jacuí	CM	Nova	0,50	0,68
P. Médici A	CM	Existente	0,33	1,03
P. Médici B	CM	Existente	0,33	1,03
S. Jerônimo	CM	Existente	0,33	1,03
Araucária	GN	Existente	0,50	0,40
Uruguaiana	GN	Existente	0,50	0,40
Alegrete	OC	Existente	0,33	0,84
Nutepa	OC	Existente	0,33	0,84
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas) Óleo	OC	Existente	0,33	0,84
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	GN	Existente	0,50	0,40
Cisframa	OC	Nova	0,46	0,60
Xanxere	BM	Nova		0,00

APÊNDICE D.3: Fator de Emissão (tCO₂/MWh) e Eficiências da Oferta Térmica Convencional do Nordeste

Nome do Empreendimento	Combustível	Tipo	Eficiência	FE tCO ₂ /MWh
Camaçari (Bahia I)	GN	Existente	0,50	0,40
Senador Carlos Jereissati (Termo Ceará)	GN	Existente	0,50	0,40
Rômulo Almeida (Fafen)	GN	Existente	0,50	0,40
Celso Furtado (Termobahia)	GN	Existente	0,50	0,40
Fortaleza	GN	Existente	0,50	0,40
Termopernambuco	GN	Existente	0,50	0,40
Petrolina Óleo	OC	Existente	0,33	0,84
Termocabo Óleo	OC	Existente	0,33	0,84
Jaguarari	OC	Existente	0,33	0,84
Vale do Açu	GN	Existente	0,50	0,40
Petrolina	GN	Existente	0,50	0,40
Termocabo	GN	Existente	0,50	0,40
MC2 Dias Davila 2	OC	Nova	0,46	0,60
MC2 Camaçari 1	OC	Nova	0,46	0,60
MPX	CM	Nova	0,46	0,68
MC2 Dias Davila 1	OC	Nova	0,46	0,60
MC2 Catu	OC	Nova	0,46	0,60
MC2 Senhor do Bonfim	OC	Nova	0,46	0,60
MC2 Feira de Santana	OC	Nova	0,46	0,60
Santa Rita de Cássia	OC	Nova	0,46	0,60
Maracanau II	OC	Nova	0,46	0,60
Pernambuco IV	OC	Nova	0,46	0,60
José de Alencar	GNL	Nova	0,40	0,33
Suape II	OC	Nova	0,46	0,60
Monte Pascoal	OC	Nova	0,46	0,60
Campina Grande	OC	Nova	0,46	0,60
Maracanau I	OC	Nova	0,46	0,60
Itapebi	OC	Nova	0,46	0,60
Pecem II	OC	Nova	0,46	0,60
Potiguar I e III	OC	Nova	0,46	0,60
Camaçari Pólo de Apoio I	OC	Nova	0,46	0,60
Pau Ferro I e Termomanaus	OC	Nova	0,46	0,60
Camaçari Muciry II	OC	Nova	0,46	0,60
Camaçari Muricy I	OC	Nova	0,46	0,60
Global I e II	OC	Nova	0,46	0,60
Termoparaíba	OC	Nova	0,46	0,60
Termonordeste	OC	Nova	0,46	0,60
Baia Formosa	BM	Nova		0,00
Bahia I	OC	Nova	0,46	0,60
Leilão 2005	OC	Nova	0,46	0,60
Porto do Pecem II	CM	Nova	0,50	0,68
Pernambuco III	OC	Nova	0,46	0,60
Termopower VI	OC	Nova	0,46	0,60
Termopower V	OC	Nova	0,46	0,60
MC2 Camaçari 3	OC	Nova	0,46	0,60
MC2 Camaçari 2	OC	Nova	0,46	0,60
MC2 Santo Antonio de Jesus	OC	Nova	0,46	0,60
Conj Leilão 7	OC	Nova	0,46	0,60

APÊNDICE D.4: Fator de Emissão (tCO₂/MWh) e Eficiências da Oferta Térmica Convencional do Norte

Nome do Empreendimento	Combustível	Tipo	Eficiência	FE tCO ₂ /MWh
Aparecida G	GN	Existente	0,40	0,40
El Paso TGB	GN	Existente	0,40	0,40
El Paso TGD	GN	Existente	0,40	0,40
Mauá EXP	GN	Existente	0,40	0,40
Santana TG	GN	Existente	0,40	0,40
Pie Manauara	GN	Existente	0,40	0,40
Rio Madeira	GN	Existente	0,40	0,40
Termonorte II	GN	Existente	0,40	0,40
Termonorte I	OC	Existente	0,33	0,84
Pie Tambaqui	OC	Existente	0,33	0,84
El Paso GDLW	OC	Existente	0,33	0,84
Pie P Negra	OC	Existente	0,33	0,84
Rio Acre	OC	Existente	0,33	0,84
Santana EXP	OC	Existente	0,33	0,84
Santana GDL	OC	Existente	0,33	0,84
Pie C Rocha	OC	Existente	0,33	0,84
Pie Jaraqui	OC	Existente	0,33	0,84
Termomaranhão	CM	Nova	0,50	0,68
Nova Olinda	OC	Nova	0,46	0,60
Tocantinópolis	OC	Nova	0,46	0,60

ANEXO A – Quadro SPF 1

Quadro SPF 1: Os cenários de emissões do Relatório Especial sobre Cenários de Emissões (RECE) do IPCC

A1. O contexto e a família de cenários A1 descrevem um mundo futuro de crescimento econômico muito rápido, com a população global atingindo um pico em meados do século e declinando em seguida e a rápida introdução de tecnologias novas e mais eficientes. As principais questões subjacentes são a convergência entre as regiões, a capacitação e o aumento das interações culturais e sociais, com uma redução substancial das diferenças regionais na renda *per capita*. A família de cenários A1 se desdobra em três grupos que descrevem direções alternativas da mudança tecnológica no sistema energético. Os três grupos A1 distinguem-se por sua ênfase tecnológica: intensiva no uso de combustíveis fósseis (A1FI), fontes energéticas não-fósseis (A1T) ou um equilíbrio entre todas as fontes (A1B) (em que o equilíbrio é definido como uma dependência não muito forte de uma determinada fonte de energia, supondo-se que taxas similares de aperfeiçoamento apliquem-se a todas as tecnologias de oferta de energia e uso final).

A2. O contexto e a família de cenários A2 descrevem um mundo muito heterogêneo. O tema subjacente é a auto-suficiência e a preservação das identidades locais. Os padrões de fertilidade entre as regiões convergem muito lentamente, o que acarreta um aumento crescente da população. O desenvolvimento econômico é orientado primeiramente para a região e o crescimento econômico *per capita* e a mudança tecnológica são mais fragmentados e mais lentos do que nos outros contextos.

B1. O contexto e a família de cenários B1 descrevem um mundo convergente com a mesma população global, que atinge o pico em meados do século e declina em seguida, como no contexto A1, mas com uma mudança rápida nas estruturas econômicas em direção a uma economia de serviços e informações, com reduções da intensidade material e a introdução de tecnologias limpas e eficientes em relação ao uso dos recursos. A ênfase está nas soluções globais para a sustentabilidade econômica, social e ambiental, inclusive a melhoria da equidade, mas sem iniciativas adicionais relacionadas com o clima.

B2. O contexto e família de cenários B2 descrevem um mundo em que a ênfase está nas soluções locais para a sustentabilidade econômica, social e ambiental. É um mundo em que a população global aumenta continuamente, a uma taxa inferior à do A2, com níveis intermediários de desenvolvimento econômico e mudança tecnológica menos rápida e mais diversa do que nos contextos B1 e A1. O cenário também está orientado para a proteção ambiental e a equidade social, mas seu foco é o nível local e regional.

Um cenário ilustrativo foi escolhido para cada um dos seis grupos de cenários A1B, A1FI, A1T, A2, B1 e B2. Todos devem ser considerados igualmente consistentes.

Fonte: IPCC, 2007 – Texto traduzido pelo MCT

ANEXO B – Nota de Esclarecimento da CIMGC

Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima – CIMGC

NOTA DE ESCLARECIMENTO

1. OBJETIVO:

Informar aos interessados sobre a decisão da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima – CIMGC sobre os fatores de emissão de CO₂ para o Sistema Interligado Nacional – SIN a serem adotados nos projetos de MDL no Brasil. Visa, também, informar sobre os fundamentos técnicos que embasaram a decisão tomada, assim como o cronograma previsto para a sua implementação.

2. CONTEXTO:

Foi formado, em julho de 2005, um grupo de trabalho constituído pelo Ministério de Minas e Energia – MME e Ministério de Ciência e Tecnologia – MCT, com a participação do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, a fim de disponibilizar aos proponentes de projetos no âmbito do MDL as informações necessárias à aplicação da metodologia ACM0002. De acordo com a versão 6 desta metodologia, vigente à época, o método de análise pelo despacho foi indicado como o mais adequado para cálculo dos fatores de emissão, mas exigia informações horárias detalhadas sobre a energia despachada por subsistema.

O MME, o MCT e o ONS trabalharam para adequar essa metodologia às condições particulares do sistema elétrico brasileiro. De forma a garantir a transparência do processo, o detalhamento dos critérios adotados na aplicação da metodologia ao Brasil foi amplamente divulgado na página do MCT na internet (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/50862.html>). Também foram realizadas duas reuniões com especialistas e partes interessadas no

desenvolvimento de projetos, uma no Rio de Janeiro no dia 20 de março de 2007, antes da divulgação dos resultados, e outra em Brasília no dia 16 de agosto de 2007, quando os critérios foram discutidos. A questão que mais mobilizou os proponentes do projeto não se referia propriamente à adaptação da metodologia, mas sim, à definição do número de subsistemas do SIN.

O grupo de trabalho, após discussão das questões relevantes, propôs a adoção de quatro subsistemas, seguindo a subdivisão Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul adotada pelo ONS no despacho do SIN. Os fatores de emissão de CO₂ passaram a ser calculados sistematicamente pelo ONS a partir de janeiro de 2006 e divulgados na página da CIMGC. Concomitantemente, a CIMGC enviou ao Conselho Executivo do MDL, para consideração, uma descrição detalhada de como a metodologia ACM0002 havia sido aplicada ao caso brasileiro.

A estrutura de quatro subsistemas, então adotada, diferia da estrutura adotada por grande parte dos projetos já submetidos à CIMGC, que consideravam apenas dois subsistemas (Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste).

Com objetivo de ampliar a discussão, a CIMGC realizou Consulta Pública, no período de 7 de dezembro de 2007 a 31 de janeiro de 2008, solicitando comentários sobre os critérios adotados para a aplicação da metodologia ACM0002 no Brasil. Como resultado, foram recebidas 21 submissões de diversas instituições envolvidas com o tema. As contribuições levantaram críticas, principalmente, à estrutura de quatro subsistemas (questionada em todas as submissões). A adoção de quatro subsistemas foi defendida em apenas uma contribuição; as demais optaram ou pela adoção de dois subsistemas ou de um sistema único. Outras questões abordadas versaram sobre a viabilização de projetos de energia renovável em diferentes regiões, a adequação da metodologia ACM0002 ao SIN, e possíveis definições sobre restrição de transmissão no contexto do MDL, entre outras. Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima – CIMGC

2. ANÁLISE DOS RESULTADOS DA CONSULTA PÚBLICA:

Assim sendo, foi realizada no dia 25 de fevereiro de 2008, a primeira reunião do Grupo de Trabalho para avaliação das submissões. Tendo em vista que o

foco dos questionamentos foi a estrutura dos subsistemas, a análise recaiu sobre as alternativas enumeradas, as quais podem ser concentradas em:

- 1) Quatro subsistemas: Norte; Nordeste; Sudeste/Centro-Oeste; Sul.
- 2) Dois subsistemas: Norte/Nordeste; Sul/Sudeste/Centro-Oeste.
- 3) Sistema único.

Deve-se ressaltar que, durante o período de Consulta Pública, foi aprovada, pelo Conselho Executivo do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, em Bonn, Alemanha, nova versão (nº 7) da metodologia ACM0002, a qual remete a uma ferramenta metodológica específica para o cálculo do fator de emissão de sistemas elétricos. Esta ferramenta, especificamente sobre o número de subsistemas de uma rede elétrica, apresentou dois critérios que poderiam ser utilizados para a identificação de restrições significativas de transmissão entre dois subsistemas. Cabe observar que esses critérios, transcritos a seguir, não são nem obrigatórios nem complementares, mas tão somente possíveis critérios para se identificar restrições significativas de transmissão, conforme sugerido na ferramenta metodológica:

- a) No caso de sistemas elétricos com mercados “spot”, quando houver diferenças nos preços de eletricidade (sem custos de transmissão e distribuição) de mais de 5% entre os sistemas durante 60% ou mais das horas do ano.
- b) Quando a linha de transmissão operar a 90% ou mais que sua capacidade plena durante 90% ou mais das horas do ano.

O Grupo de Trabalho partiu da alternativa (1), configuração de quatro subsistemas (Norte; Nordeste; Sudeste/Centro-Oeste; Sul), para verificar a possibilidade da alternativa (2), por meio da análise de eventuais restrições de transmissão entre Norte e Nordeste, por um lado, e entre Sul e Sudeste/Centro-Oeste, por outro, segundo os critérios propostos (a) e (b). As simulações foram realizadas pelo ONS e passaram por avaliação dos demais membros do Grupo de Trabalho. A conclusão nesta etapa foi de que não havia restrições de transmissão entre Sul e Sudeste/Centro-Oeste, como também não havia entre Norte e Nordeste.

Em seguida, foi feita uma análise para verificar se existiam restrições de transmissão entre os dois subsistemas (Norte/Nordeste; Sul/Sudeste/Centro-Oeste). Com relação ao critério (a), foram analisadas opções mais ou menos conservadoras de realização dos cálculos, como por exemplo, a inclusão ou não do submercado Sul no cálculo das diferenças percentuais de preços. Por meio de análise de sensibilidade, mostrou-se que, de acordo com critérios mais voltados para a realidade da operação do SIN, a percentagem de tempo em que os preços se diferenciaram em mais de 5%, seria de 60%, o que estaria no limite sugerido na ferramenta de cálculo, não havendo, portanto, restrições significativas de transmissão. Em relação ao critério (b) (saturação da linha), não se comparou o fluxo entre os subsistemas com a capacidade plena da transmissão entre os subsistemas, por ser este um procedimento complexo, o qual depende das configurações do sistema de interligação que foram verificadas durante a operação e dos sentidos dos fluxos entre regiões. Utilizou-se, portanto, uma análise mais simples que consistiu em verificar o comportamento da diferença de preços entre regiões. Considerou-se que essa análise simplificada é conservadora, no sentido de que pode incluir restrições além da capacidade plena da linha citada na ferramenta do Conselho Executivo. As simulações apontaram que em apenas 70% das horas do ano houve transmissão durante 90% ou mais da capacidade plena, indicando também a não existência de restrições significativas de transmissão. Dispensou-se, assim, uma análise detalhada do fluxo entre os sistemas ao longo do tempo.

3. CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES DO GRUPO DE TRABALHO MME, MCT e ONS:

O Grupo de Trabalho, reunido em 28 de abril de 2008, no MME, analisou os resultados das simulações realizadas.

Foi consenso entre os membros do Grupo que as restrições de transmissão existentes atualmente entre os submercados do SIN não são suficientes para diminuir substancialmente o benefício global do projeto, em função da região em que seja implantado, sendo, portanto, recomendável que se adote a configuração de um único sistema elétrico no Brasil.

Ressaltou-se que a adoção desta configuração será válida apenas para efeitos de cálculo dos fatores de emissão de CO₂ em projetos de MDL que utilizem a metodologia ACM0002 para estimar suas reduções de emissão de gases de efeito estufa. Em nenhum momento esta decisão deverá afetar a atual configuração utilizada pelo ONS para o planejamento e a programação da operação, bem como a contabilização de energia e definição de preços realizada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, a qual adota a subdivisão do SIN em quatro subsistemas. Ressaltou-se que o respaldo técnico fornecido pelas simulações realizadas é que permite que sejam feitas abordagens diferentes, em cada um dos casos.

Por fim, destacou-se que o processo de evolução do SIN apenas deverá confirmar a decisão de se adotar um único sistema para o cálculo do fator de emissão de CO₂, uma vez que a ampliação dos reforços da transmissão de energia elétrica entre os subsistemas promoverá diminuições progressivas nas restrições de transmissão, e permitirá que um projeto implantado em um determinado subsistema produza benefícios nos demais subsistemas do SIN.

4. DECISÃO DA CIMGC:

A CIMGC, em sua 43ª Reunião, no dia 29 de abril de 2008, após análise dos resultados do Grupo de Trabalho, decidiu pela adoção de um ÚNICO SISTEMA como padrão para projetos de MDL que utilizem a ferramenta de cálculo dos fatores de emissão associada à metodologia ACM0002 para estimar suas reduções de emissão de gases de efeito estufa.

Assim, apresenta-se o seguinte cronograma para a efetiva adoção e publicação dos fatores de emissão do SIN, considerando um sistema único:

- Publicação desta nota de esclarecimento na página da Coordenação-Geral de Mudanças Globais de Clima - CGMC na internet;
- Realização de reunião extraordinária da CIMGC, prevista para o dia 27 de maio de 2008, na qual deverá ser aprovada nova Resolução, adotando-se a definição de um único sistema para fins de projetos de MDL;

- Publicação, na página do MCT na internet, tão logo a Resolução acima referida seja publicada no Diário Oficial da União, dos fatores de emissão calculados para o sistema único, para os anos de 2006 e 2007 e para os meses de janeiro e fevereiro de 2008.

Os fatores de emissão para o ano de 2005 serão publicados posteriormente.

ANEXO C – Resolução de nº 8, de 26 de maio de 2008

Resolução de nº 8, de 26 de maio de 2008, que adota, para fins de atividade de projeto de MDL, um único sistema como definição de sistema elétrico do projeto no Sistema Interligado Nacional.

A Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima, criada pelo Decreto de 7 de julho de 1999, no uso de suas atribuições conforme o artigo 3º, incisos III e IV,

Considerando as conclusões do Grupo de Trabalho criado em 2005 e formado pelo Ministério de Minas e Energia e pelo Ministério da Ciência e Tecnologia e com a participação do Operador Nacional do Sistema Elétrico, com a finalidade de disponibilizar aos proponentes de atividades de projeto no Brasil no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) as informações necessárias à adequada aplicação da metodologia ACM0002 aprovada pelo Conselho Executivo do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo,

Considerando os resultados da Consulta Pública realizada pela Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima, de 7 de dezembro de 2007 a 31 de janeiro de 2008, sobre os critérios necessários à adequada aplicação da metodologia ACM0002 no Brasil,

Considerando a decisão da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima adotada em sua reunião do dia 29 de abril de 2008 sobre o assunto objeto desta Resolução e publicada por meio de Nota de Esclarecimento no sítio internet da Comissão,

RESOLVE:

Art. 1º - Adotar o sistema único formado pela união dos sub-mercados do Sistema Interligado Nacional (SIN) como definição do “Sistema Elétrico do Projeto” para qualquer atividade de projeto no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) conectada ao SIN, fornecendo ou utilizando energia elétrica da rede, e aplicando as metodologias ACM0002 e AMS-I.D. e/ou a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” aprovadas pelo Conselho Executivo do MDL.

§ único - Esta definição, quando aplicável, deverá ser estendida a quaisquer outras metodologias que tratem de atividades de projeto que se conectem à rede, que venham a ser aprovadas pelo Conselho Executivo do MDL, salvo deliberação expressa em contrário desta Comissão.

Art. 2º - Publicar regularmente os fatores de emissão, em t CO₂ / MWh, calculados para o sistema único e disponibilizados por mês, dia e hora no sítio internet da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima.

Art. 3º - Esta Resolução entra em vigor na data da sua publicação.

SERGIO MACHADO REZENDE

Presidente da Comissão