

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

**POLÍTICAS PÚBLICAS E PROGRAMAS DE
DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO COM FOCO EM
ENERGIAS RENOVÁVEIS NO BRASIL: DO
PLANEJAMENTO SETORIAL DE INFRAESTRUTURA EM
ENERGIA ÀS PERSPECTIVAS DE MUDANÇAS GLOBAIS
PARA O ACESSO E USO DE RECURSOS ENERGÉTICOS.**

THIAGO GUILHERME FERREIRA PRADO

ORIENTADOR: MARCO AURÉLIO GONÇALVES DE OLIVEIRA

TESE DE DOUTORADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: PPGEE.TD-086/2014

BRASÍLIA/DF: FEVEREIRO – 2014

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

**POLÍTICAS PÚBLICAS E PROGRAMAS DE DESENVOLVIMENTO
ENERGÉTICO COM FOCO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS NO
BRASIL: DO PLANEJAMENTO SETORIAL DE INFRAESTRUTURA
EM ENERGIA ÀS PERSPECTIVAS DE MUDANÇAS GLOBAIS
PARA O ACESSO E USO DE RECURSOS ENERGÉTICOS**

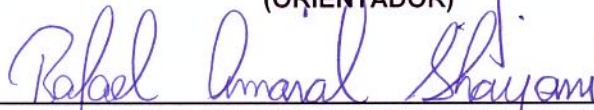
THIAGO GUILHERME FERREIRA PRADO

TESE DE DOUTORADO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR.

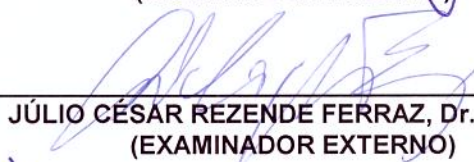
APROVADA POR:



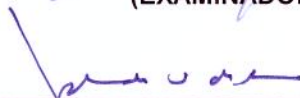
MARCO AURÉLIO GONÇALVES DE OLIVEIRA, Dr., ENE/UNB
(ORIENTADOR)



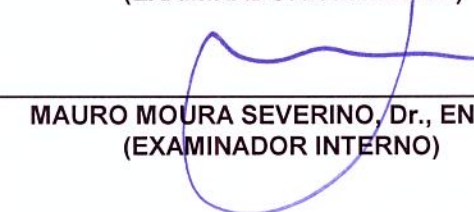
RAFAEL AMARAL SHAYANI, Dr., ENE/UNB
(EXAMINADOR INTERNO)



JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ, Dr., ANEEL
(EXAMINADOR EXTERNO)



YOLANDA VIEIRA DE ABREU, Dr^a., UFT
(EXAMINADORA EXTERNA)



MAURO MOURA SEVERINO, Dr., ENE/UNB
(EXAMINADOR INTERNO)

Brasília, 27 de fevereiro de 2014.

FICHA CATALOGRÁFICA

PRADO, THIAGO GUILHERME FERREIRA

Políticas Públicas e Programas de Desenvolvimento Energético com Foco em Energias Renováveis no Brasil: do Planejamento Setorial de Infraestrutura em Energia às Perspectivas de Mudanças Globais para o Acesso e Uso de Recursos Energéticos. [Distrito Federal] 2014.

ix, 256p., 210 x 297 mm (EnE/FT/UnB, Doutor, Engenharia Elétrica, 2014).

Tese de Doutorado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica.

- | | |
|----------------------------------|---|
| 1. Políticas Públicas em Energia | 2. Programas de Desenvolvimento Energético |
| 3. Fontes Renováveis de Energia | 4. Planejamento da Expansão de Energia Elétrica |
| I. EnE/FT/UnB | II. Título (série) |

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

PRADO, T. G. F. (2013). Políticas Públicas e Programas de Desenvolvimento Energético com Foco em Energias Renováveis no Brasil: do Planejamento Setorial de Infraestrutura em Energia às Perspectivas de Mudanças Globais para o Acesso e Uso de Recursos Energéticos. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, PGENE.TD-086/2014, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 256p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Thiago Guilherme Ferreira Prado.

TÍTULO: Políticas Públicas e Programas de Desenvolvimento Energético com Foco em Energias Renováveis no Brasil: do Planejamento Setorial de Infraestrutura em Energia às Perspectivas de Mudanças Globais para o Acesso e Uso de Recursos Energéticos.

GRAU: Doutor

ANO: 2014

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



Thiago Guilherme Ferreira Prado
SQN 316, Bloco H, Apto. 314.
70.775-080 Brasília – DF – Brasil.
thiago.prado.br@gmail.com

DEDICATÓRIA

Dedico primeiramente a Deus pelo privilégio da vida e por prover todos os recursos para vivê-la de forma plena: saúde; família; amigos; além das oportunidades de amadurecimento e crescimento que surgiram até este momento.

À minha amada mãe pela chama da vida e por todo o amor depositado em mim. Minhas vitórias são frutos e méritos da sua dedicação e abdicção, obrigado.

Querida irmã, minha primeira amiga e segunda mãe, só tenho a declarar o meu amor incondicional a você.

“... Tudo pode parecer obstáculo quando não se consegue ver além. Portanto, abra os olhos, veja além, dedique-se, tenha fé e persevere. ...”, pai, *in memoriam*.

Aos afilhados Thiago e Guilherme Montes Viana de Oliveira, *in memoriam*, e a mais nova afilhada – a pequena Mariana – que completa três anos. Aos irmãos Luciano e Ana Cristina Montes Viana de Oliveira, esse sonho é nosso. Pertence a vocês o maior de todos os exemplos humanos: *o amor, pois amor jamais acaba, tudo sofre, tudo crê, tudo espera e tudo suporta* (1 Co – 13).

Aos primeiros orientadores que tive na academia: Prof. Dr. José Camargo da Costa, ao longo dos três anos como bolsista de Iniciação Científica (IC) no Programa Institucional de Bolsas de Iniciação Científica (PIBIC) da Universidade de Brasília; e Prof. Dr. Leonardo R. A. X. Menezes e Prof. Dr. Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira. Suas orientações não só evitaram que eu desistisse de me tornar Engenheiro, mais do que isso, aprendi a crer que damos conta do que acreditamos. O fruto de hoje é resultado da semente lançada no passado.

À família que eu pude escolher nesta vida: meus amigos. Seja pela paciência, pelo incentivo ou pelo silêncio aborrecido nos momentos que tive que abdicar de estar ao lado de vocês, com meus sumiços (in)justificados. Contudo este trabalho é parte de um sonho, de um projeto de vida e ideais. Nada mais justo que, para uma conquista, haja dificuldades, privações e momentos de superação essenciais para mensurarmos o valor e o destino que damos às nossas próprias vidas.

AGRADECIMENTOS

Ao Coordenador-Geral de Planejamento de Energia Elétrica, José Luiz Scavassa, pelo apoio, aprendizado, consideração, amizade e, principalmente, paciência. Aos Diretores do Departamento de Planejamento Energético (Iran de Oliveira Pinto, Pedro Alves de Melo, Gilberto Hollauer e Paulo César Magalhães Domingues) e aos Secretários de Estado e Adjuntos de Planejamento Energético (Altino Ventura Filho / Moacir Bertol / Paulo Altaur Pereira Costa e Márcio Pereira Zimmermann / Francisco Romário Wojcicki) do Ministério de Minas e Energia e ao Superintendente de Concessões e Autorizações de Transmissão e Distribuição (Jandir Amorim Nascimento) da Agência Nacional de Energia Elétrica, que, no período entre 2007 a 2014, viabilizaram a minha participação no Programa de Pós-Graduação do ENE/FT/UnB.

Ao Prof. Dr. Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira por ter aceitado, novamente, trabalhar comigo, pela confiança depositada em vários momentos, orientação e, principalmente, pela paciência com as minhas limitações. Aos professores, no sentido mais amplo da palavra, que conheci no decorrer da minha vida profissional na Fundação Getúlio Vargas, no Ministério de Minas e Energia, na Agência Nacional de Energia Elétrica, no Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis, nas Centrais Elétricas do Norte, SERGI France, no Centro Nacional de Referência de Biomassa da USP e na *Telecom Itália Mobile*. À Academia: Universidade de Brasília, onde concluo novamente mais uma etapa; Universidade Estácio de Sá; Fundação Getúlio Vargas; Universidade Estadual de Campinas; Universidade Federal de Lavras; e à Universidade de São Paulo, por todo o conhecimento disponibilizado, as oportunidades e contribuições neste longo e árduo processo de formação profissional e humanístico. Aos colegas que fiz tanto na academia quanto nos diversos ambientes de trabalho em que tive a oportunidade de estar. À Secretaria de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Tecnologia da UnB, em especial à Adriana e Karla, por toda a infraestrutura, calma, pronto apoio e atendimento, além da atenção.

Por fim, deixo o maior de todos os agradecimentos: a Deus! Pela dádiva da vida, o aprendizado, as infinitas possibilidades, caminhos, combinações e a chance contínua de rever as minhas opiniões, atos e assumir os meus erros – em tempo – em vida.

“ ... Contudo, entre a aptidão e experiência há sempre uma distância igual àquela que existe entre projeto e realidade.

Aptidão é planejamento.
Experiência é dedicação.

Aptidão aponta o professor.
A experiência faz o ensino.

A aptidão indica o tarefeiro.
A experiência cria a obra.

A aptidão sugere.
A experiência edifica.

Qualidade é talento comum a todos. ...”

[Francisco Cândido Xavier, com adaptações.]

*“Pedi e vos será dado!
Procurai e encontrareis!
Batei e a porta vos será aberta!
Pois todo aquele que pede recebe,
quem procura encontra,
e a quem bate, a porta será aberta.
E qual de entre vós é o homem que, pedindo-lhe pão o seu filho, lhe dará uma pedra?
E, pedindo-lhe peixe, lhe dará uma serpente?
Se vós, pois, sendo maus, sabeis dar boas coisas aos vossos filhos, quanto mais vosso Pai,
que está nos céus, dará bens aos que lhe pedirem?
Portanto, tudo o que vós quereis que os homens vos façam, fazei-lho também vós, porque
esta é a lei e os profetas.”*

[Mateus 7-7-8]

RESUMO

POLÍTICAS PÚBLICAS E PROGRAMAS DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO COM FOCO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS NO BRASIL: A VISÃO DO PLANEJAMENTO SETORIAL DE INFRAESTRUTURA EM ENERGIA E AS PERSPECTIVAS DE MUDANÇAS GLOBAIS PARA O ACESSO E USO DE RECURSOS ENERGÉTICOS.

Esta tese, que trata da avaliação das políticas públicas e programas de desenvolvimento energético com o foco em fontes renováveis, apresenta uma análise sob a perspectiva do planejamento energético de longo prazo do país. O método empregado foi baseado em levantamentos documentais, legislativos e de resultados mensurados nos diferentes setores estudados. Este confronto acarretou em propostas de novas políticas públicas no setor energético e adequações aos programas e políticas existentes que compatibilizem de forma adequada o planejamento setorial. A referência são os cenários de planejamento de longo prazo até o ano de 2030, utilizando como base o Plano Nacional de Energia (PNE) (2008b), documento que dita a política energética nacional. Conclui-se que, apesar de o principal recurso energético para a expansão do parque gerador de energia elétrica ser o aproveitamento do potencial hidrelétrico, a principal barreira é a falta de convergência das diferentes políticas públicas existentes (infraestrutura, ambiental, populações tradicionais, patrimônio histórico e cultural, e energética), que acarreta na falta de eficácia e eficiência da expansão da infraestrutura em energia elétrica. As fontes incentivadas pelo atual programa de desenvolvimento energético governamental vêm apresentando, a cada ano, ganhos na competitividade com relação às demais fontes, com suporte das políticas setoriais vigentes, abrindo espaço para inserção de outras fontes renováveis não competitivas, atualmente. Ainda, identificou-se que as assimetrias na forma de participação e contratação nos leilões de energia colocam-nas em patamares de competição desiguais; contudo, os leilões de energia têm atendido a perspectiva renovável da matriz de eletricidade. Por fim, os agentes setoriais não estimulam as fontes renováveis ou alternativas cujo estado de maturidade tecnológica não se encontra pronto para aplicações em grande escala, sejam interligadas aos sistemas elétricos ou vislumbrando-as como alternativa para o suprimento de comunidades isoladas, promovendo o desenvolvimento sustentável destes locais num País com dimensões continentais.

PALAVRAS-CHAVE: Planejamento Energético, Energias Renováveis, Políticas Públicas.

ABSTRACT

PUBLIC POLICIES AND PROGRAMS FOR RENEWABLE ENERGY DEVELOPMENT IN BRAZIL: THE PERSPECTIVE OF ENERGY PLANNING INFRASTRUCTURE SECTOR AND THE CHANGE TO ACCESS AND USE OF ENERGY RESOURCES.

This thesis, which deals with the evaluation of public policies and programs for energy development with a focus on renewable sources, presents an analysis from the perspective of long-term energy planning of Brazil. The method used was based on documents, legislative surveys and results measured in different studied sectors. This comparison resulted in proposals for new public policies in the energy sector and adjustments to existing programs and policies that adequately reconcile sectorial planning to its original goal. The reference scenarios are the long-term planning by the year 2030, using as a basis the National Energy Plan (NEP) (2008b) the document that dictates the national energy policy. We conclude that although the main energy resource for the expansion of generating electricity is hydroelectric potential, the main barrier is the lack of convergence of various existing policies (infrastructure, environment, traditional people, heritage and culture and energy) that results in a lack of effectiveness and efficiency of infrastructure expansion in electricity. The renewable sources with specific benefits from the current government energy development program have shown, every year, gains in competitiveness in relation to other sources, making room for the insertion of other renewables not yet competitive. Although, it was identified that the asymmetries in the participation and engagement in energy auctions rules put them at unequal levels of competition, however the energy auctions have entertained the renewable electricity matrix proposed by the government. Finally, the sector agents fail to stimulate renewable or alternative sources of energy whose state of technological maturity is not ready for large-scale applications, even they are connected to electrical systems or envisioning them as an alternative for the supply of isolated communities, promoting sustainable development of these sites in a country with continental dimensions, like Brazil.

KEY-WORDS: Energy Planning, Renewable Energy, Public Policies.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Estrutura da Tese.....	12
Figura 2.1 – Ciclo de Políticas Públicas.....	20
Figura 2.2 – Exemplo de externalidade negativa na produção	25
Figura 2.3 – Exemplo de externalidade positiva na produção	26
Figura 2.4 – Oferta Interna de Energia.....	35
Figura 2.5 – Consumo Final de Energia por Setor da Economia	37
Figura 2.6 – Oferta Interna de Energia Elétrica.....	38
Figura 2.7 – Segurança energética na Região.....	40
Figura 2.8 – Macroprocesso organizacional do Setor Elétrico.....	44
Figura 2.9 – Organização institucional do setor elétrico.....	45
Figura 2.10 – Composição da tarifa de energia elétrica no Brasil.....	48
Figura 2.11 – Composição, em R\$, da tarifa de energia elétrica no Brasil.....	50
Figura 3.1 – Método científico.....	53
Figura 3.2 – Complementaridade das fontes de energias selecionadas com os resultados obtidos na primeira fase do PROINFA.....	59
Figura 3.3 – Legislação vigente aplicável às Fontes Renováveis de Energia.....	63
Figura 3.4 – Macroprocessos do planejamento da expansão.....	65
Figura 3.5 – Participação das fontes de energia contratadas no ACR.....	70
Figura 3.6 – Trajetória de aproveitamento dos recursos hidrelétricos nacionais.....	74
Figura 3.7 – Linhas de trabalho do Programa Waimiri Atroari.....	87
Figura 3.8 – Forma da gestão dos recursos financeiros.....	87
Figura 3.9 – Forma da gestão administrativa.....	88
Figura 3.10 – Densidade Populacional do Brasil.....	93
Figura 4.1 – Parcela de energia a ser contratada através do PROINFA no final do horizonte.....	114
Figura 4.2 – Incremento anual necessário para a segunda etapa do PROINFA.....	115
Figura 4.3 – Proposta de modelo para a expansão da energia eólica no Brasil.....	148
Figura 4.4 – Proposta de equacionamento do conflito.....	158
Figura 4.5 – Proposta (I).....	166
Figura 4.6 – Proposta (II).....	167
Figura 4.7 – Proposta (III).....	168
Figura 4.8 – Proposta (IV).....	169

Figura 4.9 – Proposta de modelo de gestão.....	180
Figura 4.10 – Transposição dos conceitos à realidade: Eixo Ciclo de Vida.....	182
Figura 4.11 – Composição de cada estágio em eixos temáticos.....	184
Figura 4.12 – Ciclo de Vida – Expansão Hidrelétrica.....	191
Figura 4.13 – Figuras de Mérito para o Bloqueio Temporário até o Definitivo de AHEs.....	192
Figura 4.14 – Proposta para Tratamento de Conflitos, nível administrativo.....	193

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Tipos de políticas públicas.....	18
Tabela 3.1 – VREF atualizado pelo IGP-M por fonte de 2004 a 2012.....	61
Tabela 3.2 – Potencial Hidrelétrico Brasileiro.....	73
Tabela 3.7 – Situação atual das Terras Indígenas no Brasil.....	92
Tabela 4.1 – Custos das fontes no Ambiente de Contratação Regulado.....	112
Tabela 4.2 – Sumário dos cenários de longo prazo e o consumo final de energia elétrica.....	114
Tabela 4.3 – Classificação das políticas e programas segundo a tipologia de Lowi e Gustafsson.....	119
Tabela 4.4 – Universo de UHEs “equivalentes” a geração das PCHs.....	123
Tabela 4.5 – Estimativa da renúncia da União, Estados e Municípios às PCHs.....	124
Tabela 4.6 – Diferença temporal entre o leilão e data de entrega da energia.....	137
Tabela 4.7 – Prazo para realização das obras de geração.....	138
Tabela 4.8 – Proposta para divisão de competências no licenciamento ambiental para os empreendimentos de energia elétrica.....	162
Tabela 4.9 – Proposta de repartimento da CFURH para a CFTI.....	172
Tabela 4.10 – Avaliação de Sensibilidade com referência a CFURH já recolhida	173
Tabela 4.11 – Aproveitamentos Hidrelétricos com potencial interferência em TIs.....	174
Tabela 4.12 – Estimativa de receitas para CFTI – Pessimista.....	175
Tabela 4.13 – Estimativas de receitas para CFTI – Otimista.....	176
Tabela 4.14 – Resumo da CFTI – Pontos Extremos.....	176
Tabela 4.15 – Efeito da CFTI no investimento e preço da energia.....	176
Tabela 4.16 – Valores pagos de UBP e Valor de Referência (VR).....	177
Tabela 4.17 – UBP e CFTI em diversos %.....	178
Tabela 4.18 – Principais resultados e soluções propostas.....	195

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 3.1 – Valor da Retribuição Anual pela Cessão (R\$).....	107
Equação 5.1 – Garantia Física da fonte eólica ($MW_{\text{médio}}$).....	175

LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURA E ABREVIACÕES

AAI	Avaliação Ambiental Integrada;
AHE	Aproveitamento de Potencial Hidrelétrico
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo
AP	Audiência Pública
BC	Banco Central do Brasil
BEN	Balanco Energético Nacional
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAMEX	Câmara de Comércio Exterior
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCC-Isol	Conta de Consumo de Combustíveis dos Sistemas Isolados
CDH	Conselho de Direitos Humanos
CENPES	Centro de Pesq. e Desenv. Leopoldo Américo M. de Mello
CESI	Comissão Especial de Acompanhamento dos Sistemas Eletricamente Isolados
CI	Capacidade Instalada
CIDH	Comissão Interamericana de Direitos Humanos
CIMI	Conselho Indigenista Missionário
CF	Constituição da República Federativa do Brasil de 1988
CFTI	Compensação Financeira à Terras Indígenas
CFURH	Compensação Financeira pelo Uso do Recurso Hídrico
CN	Congresso Nacional
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CTC	Comitê Técnico de Combustíveis
CTD	Comitê Técnico de Distribuição
CTF	Comitê Técnico Financeiro
CTM	Comitê Técnico de Mercado
CTO	Comitê Técnico de Operação
CTP	Comitê Técnico de Planejamento
CTTI	Compensação Territorial à Terras Indígenas

CUR	Custo Unitário de Referência
DILIC	Departamento de Licenciamento Ambiental - IBAMA
DL	Decreto Legislativo
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
DOU	Diário Oficial da União
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
ELETRONBRAS	Centrais Elétricas Brasileira S.A.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ER	Energia Renovável
EVTE	Estudo de Viabilidade Técnico Econômica
FC	Fator de Capacidade
FCP	Fundação Cultural Palmares
FEAM/MG	Fundação Est. de Meio Ambiente do Est. de Minas Gerais
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission (FERC/EUA)</i>
FNDCT	Fundo Nacional de Desenv. Científico e Tecnológico
FRE	Fonte Renovável de Energia
FUNAI	Fundação Nacional do Índio
GD	Geração Distribuída
GDSF	Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos
GS	Goldman Sachs
GT	Grupo de Trabalho
GTON	Grupo de Técnico Operacional da Região Norte
IBAMA	Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICG	Instalações Compartilhadas por Geradores
IEG	Instalação Exclusiva de Geradores
ICMBio	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade
IDH	Índice de Desenvolvimento Humano
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado
IHA	<i>International Hydropower Association</i>
INCRA	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IPEA	Instituto de Pesquisas e Estudos Aplicados

IPHAN	Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
LI	Licença Ambiental de Instalação
LIHI	<i>Low Impact Hydropower Institute</i>
LO	Licença Ambiental de Operação
LP	Licença Ambiental Prévia
LpT	Luz para Todos Prog. Nac. de Universalização do Acesso e Uso da E. Elétrica
MCT	Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação
MDI	Microgeração Distribuída Incentivada
MDIC	Ministério da Indústria, Desenvolvimento e Comércio Exterior
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
MnDI	Minigeração Distribuída Incentivada
MP	Medida Provisória
MP(2)	Ministério Público
MPOG	Ministério de Planejamento, Orçamento e Gestão
NBR	Norma Brasileira
OC	Óleo Combustível
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenv. Econômico
OCTE	Óleo Combustível para Turbina Elétrica
OD	Óleo Diesel
OIE	Observatório de Inovação em Energia
OEA	Organização dos Estados Americanos
OIT	Organização Internacional do Trabalho
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ONU	Organização das Nações Unidas
OPGE	Óleo Pesado para a Geração de Energia
PBREI	Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente
PAP	Plano Anual do PROINFA
PCH	Pequena Centrai Hidrelétrica
PCI	Poder Calorífico Inferior
PDB	Programa para Desenvolvimento do Biodiesel

PDE	Plano Decenal de Energia
PDS	Projeto de Decreto Legislativo (Senado Federal)
PETROBRAS	Petróleo Brasileiro S.A.
PIA	Produtor Independentes Autônomos
PIB	Produto Interno Bruto
PMBOK	Guia do Conhecimento em Gerenciamento de Projetos
PMO	Plano ou Programa Mensal de Operação
PNMC	Política Nacional sobre Mudança do Clima
PNPB	Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel
PNRH	Política Nacional de Recursos Hídricos
PL	Projeto de Lei
PLC	Projeto de Lei da Câmara dos Deputados
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PLS	Projeto de Lei do Senado Federal
PLV	Projeto de Lei de Conversão
PR	Presidência da República
PROALCOOL	Programa Brasileiro de Álcool
REIDI	Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental
SBDC	Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência
SCE	Sistema de Compensação de Energia
SDE	Secretaria de Direito Econômico
SEAE	Secretaria de Acompanhamento Econômico
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SGTON	Secretaria Executiva do GTON
SI	Sistema Isolado
SIN	Sistema Interligado Nacional
SNGRH	Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos
SNUC	Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza
SPU	Secretaria de Patrimônio da União
TAR	Tarifa Atualizada de Referência
TEH	Tarifa de Equivalente Hidráulico
TEP	Tonelada Equivalente de Petróleo

TOE	<i>Ton of Oil Equivalent</i>
TI	Terra Indígena
TMF	Tarifa Média Nacional de Fornecimento ao Consumidor Final
TUSD	Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão
UC	Unidade de Conservação
UEol	Usina Eólica ou Eólioelétrica
UTE	Usina Termoelétrica
VREF	Valor Econômico de Referência por Fonte
WB	<i>World Bank</i>

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1 MOTIVAÇÃO DO TRABALHO.....	1
1.2 OBJETIVO DO TRABALHO.....	11
1.3. ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO.....	12
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	14
2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	14
2.2 POLÍTICAS PÚBLICAS.....	15
2.2.1 Tipos de políticas públicas.....	17
2.2.2 Ciclo de políticas públicas.....	20
2.3 ECONOMIA.....	22
2.3.1 Externalidades.....	22
2.3.1.1 Externalidades e a ineficiência do mercado.....	23
2.3.1.2 Externalidades na produção.....	24
2.3.1.3 Externalidades no consumo.....	26
2.3.1.4 Soluções (políticas) públicas e privadas para externalidades	27
2.4 ASPECTOS JURÍDICOS E REGULATÓRIO.....	28
2.4.1 Atividade Legislativa no Brasil.....	29
2.4.2 Teoria da Regulação.....	31
2.5 CONTEXTO ENERGÉTICO DO BRASIL.....	33
2.5.1 Panorama energético interno.....	33
2.5.2 Panorama energético externo.....	39
2.6 ELEMENTOS FUNDAMENTAIS DE GOVERNANÇA NO SETOR ELÉTRICO	42
2.7 O PROCESSO DE PLANEJAMENTO NO MÉDIO E LONGO PRAZO.....	45
2.8 COMPOSIÇÃO TARIFÁRIA.....	47
2.9 CONSIDERAÇÕES FINAIS	52
3. MATERIAIS E MÉTODOS.....	52
3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	52
3.2 MÉTODO.....	52

3.3 MATERIAIS.....	54
3.3.1 Revisão bibliográfica.....	54
3.3.2 Levantamento das informações existentes.....	54
3.4 POLÍTICAS PÚBLICAS E PROGRAMAS DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO COM FOCO EM FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA...55	
3.4.1 Programas de desenvolvimento energético para fontes renováveis de energia.55	
3.4.2 Políticas públicas para fontes renováveis de energia.....	62
3.4.2.1 Iniciativas no poder legislativo.....	62
3.4.2.2 Políticas Vigentes.....	62
3.5 O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS E AS FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA.....64	
3.5.1 As Fontes Renováveis de Energia e seu papel para o Sistema Interligado Nacional e Sistemas Isolados.....	65
3.5.2- O mecanismo dos leilões e sua relação com a Matriz Energética Nacional....	69
3.6 O APROVEITAMENTO DE RECURSOS HÍDRICOS COMO POTENCIAL ENERGÉTICO.....72	
3.6.1 Visão do planejamento setorial.....	72
3.6.2 Da realização de estudos técnicos de potenciais de energia hidráulica em Unidades de Conservação Federais e o respectivo processo de criação destas Áreas.....	75
3.6.3 Do processo de licenciamento ambiental dos sistemas elétricos.....	79
3.6.4 Do aproveitamento dos recursos hídricos para exploração de potenciais energéticos em Terras Indígenas.....	91
3.6.5 O conflito entre as outorgas de geração de energia elétrica para empreendimentos hidrelétricos e eólioelétricos com as outorgas para mineração.....	100
3.6.6 Usinas Plataforma: uma proposta de Governo para viabilizar aproveitamentos hidrelétricos na região amazônica.....	102
3.6.7 A cobrança de cessão de espaços físicos em águas públicas e a fixação de parâmetros para cálculo do preço público a título de retribuição à União.....	106
3.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....107	
4. RESULTADOS E ANÁLISES.....109	
4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....109	

4.2 POLÍTICAS PÚBLICAS E PROGRAMAS DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO COM FOCO EM FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA.	109
4.2.1 Programas de desenvolvimento energético para fontes renováveis de energia – PROINFA – primeira etapa.....	109
4.2.2 Perspectivas globais para acesso e uso dos recursos energéticos renováveis – PROINFA – segunda etapa.....	113
4.2.3 Políticas públicas para fontes renováveis de energia.....	117
4.2.3.1 Iniciativas no poder legislativo.....	117
4.2.3.2 Políticas propostas pelo legislativo visando ampliar os incentivos.....	120
4.2.3.3 Políticas Vigentes.....	127
4.3 OS LEILÕES DE COMPRA DE ENERGIA NOS SISTEMAS ISOLADOS E AS FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA.....	129
4.4 OS LEILÕES DE COMPRA DE ENERGIA NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL E AS FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA.....	133
4.4.1 Leilões de compra de Energia no SIN que dependem da expansão dos Sistemas de Transmissão (Rede Básica e ICGs).....	135
4.4.2 A expansão do geração e a revisão do conceito de geração distribuída no Brasil.....	144
4.5 A EXPANSÃO DA GERAÇÃO EOLIOELÉTRICA NO BRASIL E O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	146
4.6 O APROVEITAMENTO DE RECURSOS HÍDRICOS COMO POTENCIAL ENERGÉTICO.....	151
4.6.1 Visão do planejamento setorial.....	151
4.6.2 Da realização de estudos técnicos de potenciais de energia hidráulica em Unidades de Conservação Federais e o respectivo processo de criação destas Áreas.....	152
4.6.3 Do processo de licenciamento ambiental dos sistemas elétricos	160
4.6.4 Do aproveitamento dos recursos hídricos para exploração de potenciais energéticos em Terras Indígenas.....	163
4.6.5 Usinas Plataforma: uma proposta de Governo para viabilizar aproveitamentos hidrelétricos na região amazônica.....	180
4.6.6. A cobrança de cessão de espaços físicos em águas públicas e a fixação de parâmetros para cálculo do preço público a título de retribuição à União.	187

4.6.7 O conflito entre as outorgas de energia elétrica com as de mineração.....	188
4.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	194
5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES.....	199
5.1 ASPECTOS GERAIS.....	199
5.2 PRINCIPAIS CONCLUSÕES E CONTRIBUIÇÕES.....	201
5.3 DESENVOLVIMENTOS FUTUROS.....	208
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	210
APENDICE A – PROPOSTAS EM ANDAMENTO OU TRAMITADAS NO PODER LEGISLATIVO.....	228
A.1 SENADO FEDERAL.....	228
A.2 CÂMARA DOS DEPUTADOS.....	233
APENDICE B – POLÍTICAS VIGENTES.....	244

1 INTRODUÇÃO¹

1.1 MOTIVAÇÃO DO TRABALHO

O tema energia, no mundo, traz desafios de relevante complexidade quando se tenta dissociar as componentes de meio ambiente, sustentabilidade e desenvolvimento, o que demanda uma abordagem multidisciplinar e integrada. Segundo Kaplan (1983), até o fim do século XX, o crescimento dos níveis de produção industrial e de serviços nos países em desenvolvimento e desenvolvidos foram vistos como uma melhora na qualidade de vida. Entretanto, ele destaca que o aumento dos níveis de poluição do meio físico (ar, água e solo), biótico (fauna e flora) e socioeconômico, além das consequências não totalmente identificadas pelo homem dos efeitos tóxicos em função do intenso uso de produtos químicos, acabaram por invalidar essa visão. Isso ocorre, pois, da produção ao consumo, incluídas as cadeias energéticas, envolvem-se transformação de recursos naturais, tecnologias de transporte e utilização que interagem dos mais diversos modos com o meio ambiente, resultando em impactos ambientais.

Essa visão de crescimento vinculada à melhora da qualidade de vida falha ao pressupor que os recursos naturais não representam – no longo prazo – um limite à expansão econômica. Ainda, destaca-se que recursos naturais não são apenas as fontes dos insumos mas, também, tem uma capacidade limitada de assimilar rejeitos ou de absorver impactos ambientais.

Observando especificamente a componente energética, a oferta de energia que subsidia o desenvolvimento das economias deve ocorrer de modo a garantir o atendimento aos respectivos mercados, atendendo os níveis de produção e consumo de materiais e serviços sem a diminuição da qualidade de vida das gerações futuras (componentes socioambiental e de sustentabilidade). Para atingir este objetivo, a composição dos recursos energéticos

¹ Esta tese de doutorado reflete o posicionamento único e exclusivo do seu autor. Não cabendo quaisquer correlações ou vínculos às instituições em que o autor trabalha.

passa a ser um elemento estratégico não só para a economia de um país, mas como elemento de bem estar para a sociedade.

Os recursos energéticos são subdivididos, em um primeiro nível, em renováveis e não-renováveis. Reis *et al* (2005) definem que: os primeiros são recursos de energia cuja reposição pela natureza é mais rápida do que sua utilização energética – como ventos, sol, águas dos rios, marés e correntezas ou, ainda, cujo manejo do homem permite a utilização energética como é o caso da biomassa; os segundos são recursos passíveis de esgotamento por serem utilizadas com velocidade superior aos milhares de anos necessários para a sua formação (ex. petróleo, gás natural e combustíveis radioativos).

Nesse sentido, torna-se legítimo avaliar as fontes renováveis de energia (FRE), já que a energia pode ser vista como um insumo essencial a todos os processos de produção de bens e serviços sendo, ainda, um fator de competitividade e eficiência, numa comparação não só entre economias, mas de atividades produtivas distintas.

A compatibilização entre a oferta e a demanda ocorre por meio do processo de planejamento energético. O Guia PMBOK (2008) define como processo de planejamento o conjunto de ações para: estabelecer um escopo total de esforço; definir e refinar os objetivos; e, desenvolver um curso de ação necessário para alcançá-los. Para o setor energético, o processo de planejamento setorial de infraestrutura em energia trata das estratégias aos projetos de expansão dos sistemas energéticos (oferta) para atender as necessidades de consumo (demanda) indicando as formas de geração de energia que serão empregadas (plano de ação). Para tanto, uma série de entradas são consideradas para alimentar esta atividade, como, por exemplo, a própria evolução da demanda, as variações dos custos das tecnologias disponíveis, tendências econômicas, políticas nacionais e internacionais e a respectiva disponibilidade dos recursos energéticos.

Para Reis e Cunha (2006), o modelo de planejamento energético mundial adotado até o século XX foi orientado com base na disponibilidade crescente da oferta para satisfazer e incentivar a demanda por energia, o que resultou em aumento acelerado das questões

ambientais e sociais correlatas, assim como do esgotamento dos recursos naturais. Essa ação e o incentivo ao crescimento dos níveis de produção resultaram na implantação de projetos de grande porte, intensivos em capital e sem as devidas considerações acerca dos impactos ambientais e sociais ampliando as disparidades econômicas entre nações e entre regiões de uma mesma nação.

No tocante ao aspecto socioeconômico, o enfoque dedicado para a expansão da oferta transporta a um plano secundário as questões essenciais ao pleno desenvolvimento social e econômico de uma nação. É pacífico que a energia é considerada um bem fundamental e um vetor de desenvolvimento para a integração não somente dos seres humanos em sociedade, mas, como um elemento de conversão do indivíduo em cidadão. Esta transformação ocorre com o acesso aos serviços essenciais para suprir as necessidades imediatas e necessárias ou ao aumento da qualidade de vida, tais como: saneamento básico, saúde, educação e trabalho; nesse contexto, surge a perspectiva global não só no uso (emprego) dos recursos energéticos, mas ao seu acesso oferecendo uma nova perspectiva de universalização. No Brasil, essas condições são explícitas aos consumidores que são atendidos pelo sistema interligado nacional (SIN) e sistemas isolados (SIs) ou àqueles que ainda não são atendidos pelo serviço público de energia.

Nesse contexto, frente à necessidade de diagnosticar e dar um direcionamento a problemas públicos decorrentes destas assimetrias econômicas e sociais, surgem os fundamentos que norteiam a área de políticas públicas e programas governamentais (Souza, 2007) como um instrumento de intervenção do Estado, entre Estados ou blocos regionais e econômicos.

Observando-se o Brasil, sob a ótica geopolítica, faz-se necessário ter o entendimento das extensões e magnitudes envolvidas, sob o risco de perder a perspectiva e comparação com os demais países. É o quinto maior país do mundo com uma extensão aproximada de 8,5 milhões de km² e ocupa 47% da América do Sul. Considerando-se apenas as áreas contínuas, ele passa a ocupar a quarta posição, já que os Estados Unidos possuem dois territórios externos, o Havaí e o Alasca. Internamente, o território brasileiro é subdividido em cinco principais regiões, a saber: Norte, Nordeste, Centro-oeste, Sul e Sul; destaca-se

que esta divisão é também utilizada no planejamento da expansão da infraestrutura energética do País.

Com relação aos seus 16,5 mil km de fronteira, faz vizinhança com: Argentina, Bolívia, Colômbia, Guiana Francesa, Guiana, Paraguai, Peru, Suriname, Uruguai e Venezuela. As grandes extensões e os diversos países fronteiriços propiciam ao Brasil a oportunidade de explorar acordos e parcerias objetivando uma integração energética. De fato, o Brasil possui atualmente acordos na área energética com a Argentina, Bolívia, Guiana Francesa, Guiana, Paraguai, Peru, Uruguai e Venezuela, isto é, excetuando-se o Suriname, o País possui acordos e parcerias em andamento com todos os demais países fronteiriços. Em 2012, o Suriname assinou um tratado de entendimento envolvendo a Guiana e Guiana Francesa com o objetivo de integração elétrica entre esses países, chamado de Projeto de Integração do Eixo do Escudo das Guianas, que pode vir a se interconectar com o Brasil pelos estados do Amapá ou Roraima. Ainda, em 2013, o Suriname pleiteou a integração energética diretamente com Brasil; contudo, trata-se de um assunto que se encontra ainda em entendimento diplomático.

Em geral, os países fronteiriços ao Brasil possuem potencial para aproveitamento de recursos renováveis em quantitativo superior à demanda por energia elétrica. Na maioria dos casos, são aproveitamentos energéticos que ganham escala para exploração econômica apenas quando associados com um grande mercado de energia elétrica, como é o caso do mercado brasileiro, o que potencializa um ambiente de negociação para o desenvolvimento de ambientes bilaterais (caso brasileiro) e multilaterais (caso do eixo do escudo das Guianas).

Como todos os países em desenvolvimento, o Brasil possui uma população ainda jovem, mas com a idade média que vem se elevando desde a metade do século XX. A premissa básica para os cenários demográficos e econômicos é que o Brasil alcançará 216 milhões de habitantes em 2030², assim como mais que dobrando a renda alcançando 9.125,50 US\$³

² A partir de 2039, a população do Brasil irá atingir o ápice de 219 milhões de habitantes e passará a reduzir o seu efetivo após 2050 para 215 milhões de pessoas.

per capita em 2030, a partir dos 4.301,00 US\$ *per capita* atuais (IBGE, 2012). Todos esses números significam, por um lado, um mercado com oportunidades com mobilidade entre as classes econômicas (BC, 2012) e, por outro lado, um forte compromisso com a geração futura.

Em suma, mesmo diante do cenário de retração econômica mundial, os indicadores econômicos apontam o crescimento da economia (BC, 2012) e do consumo energético no longo prazo, tornando a questão do rumo a ser seguido na expansão da matriz energética brasileira imperativa.

O Ministério de Minas e Energia (MME) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) indicam no Plano Decenal de Energia (PDE) 2021 (MME, 2012), para os próximos dez anos, que a demanda total de energia do País deverá crescer mais de 65,5%. Ainda, em 2021, dois terços do consumo total virão dos setores industrial e de transportes.

A matriz energética brasileira destaca-se como uma matriz energética limpa e sustentável desde 1941. Mas esta percepção pode ser aumentada quando em comparação com o mundo. De fato, enquanto o percentual de energia renovável na matriz energética brasileira, em 2006, foi de 44,9%, o mundo tinha 14%, e os países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE)⁴ apenas 6,1% segundo o Plano Nacional de Energia – 2030 (2008b). A diretriz da política energética brasileira é de elevar esta participação até 2030. Neste cenário, o País alcançará 557 milhões de tep e 46,6% de participação da energia renovável na matriz energética. Vale mencionar que este resultado conta com a contribuição da bioenergia, isto é, trata-se de um cenário ainda conservador (MME, 2007b), pois esse energético tem maior participação nos biocombustíveis, dependendo do desenvolvimento e uso dos demais energéticos disponíveis na matriz.

³ 1,0 US\$ = R\$ 2,03.

⁴ São 30, os estados membros da organização: Alemanha (1961), Austrália (1971), Áustria (1961), Bélgica (1961), Canadá (1961), Coreia do Sul (1996), Dinamarca (1961), Eslováquia (2000), Espanha (1961), Estados Unidos (1961), Finlândia (1969), França (1961), Grécia (1961), Hungria (1996), Irlanda (1961), Islândia (1961), Itália (1962), Japão (1964), Luxemburgo (1961), México (1994), Noruega (1961), Nova Zelândia (1973), Países Baixos (1961), Polônia (1996), Portugal (1961), Reino Unido (1961), República Checa (1995), Suécia (1961), Suíça (1961) e Turquia (1961). E um observador: Taiwan (Taiwan) (2004).

Aprofundando a questão da matriz energética, com enfoque na matriz de energia elétrica, encontra-se uma razoável diversidade de fontes de energia com a participação das fontes hidrelétrica, termelétrica (convencional e biomassa), termonuclear, eólioelétrico, solar-térmico e fotovoltaico, entretanto é a fonte hidráulica o recurso com maior participação nesta matriz.

O PDE 2021 apresenta uma evolução da capacidade instalada no sistema interligado nacional, que parte de 117.088 MW para 182.406 MW em dezembro de 2021, com a priorização das fontes de energia hidráulica, eólica e biomassa. Contudo, cabe destacar que a participação das hidrelétricas cairá de 76% para 67%, quando a geração oriunda de outras fontes renováveis de energia, tais como a de usinas eólicas ou eólioelétricas (UEols), de usinas termoeletricas (UTES) a biomassa e de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), vai dobrar em dez anos, de 8% para 16%. Das fontes retrocitadas, o principal destaque é geração eólica, que parte de 1% para 7% no final do horizonte (2021).

Dessa forma, as fontes renováveis se manterá em torno de 83% ao final do decênio (2021). Nesse contexto, destacando a matriz de energia elétrica do Brasil, as fontes renováveis de energia têm um papel fundamental no planejamento energético e, também, na universalização do acesso⁵ à energia.

Ainda com respeito à energia elétrica, é possível dizer que, considerando a ótica ambiental e o aparato de leis ambientais, considerado avançado e rigoroso, o Brasil mantém uma alta percentagem de energia renovável em sua matriz de energia elétrica. Com efeito, de um total de 1.196 TWh em 2030, 81,4% serão renováveis (MME, 2008). Por exemplo, os projetos dos Complexos Hidrelétricos do rio Madeira (Usinas de Santo Antônio e Jirau) e Belo Monte (Principal e Auxiliar), em termos de potência instalada representam cerca de 3% e 10% respectivamente da capacidade instalada no Brasil (MME, 2008) e, ainda em

⁵ Quando considerada a possibilidade de geração distribuída no sistema interligado (distribuição/transmissão) ou sob a forma de suprimento dos sistemas isolados.

planejamento, o Complexo Hidrelétrico de São Luiz do Tapajós (com aproximadamente 11.000 MW) .

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2008) relata que após a desverticalização do setor de infraestrutura em energia elétrica, observa-se a participação privada e estatal no controle das empresas que atuam nos setores de geração, transmissão e distribuição, o que demonstra o interesse dos investidores de forma direta ou indireta com a participação nas empresas estatais que negociam papéis nas bolsas de valores brasileira e americana. A distribuição entre as participações no setor de geração é de praticamente meio a meio, no setor de transmissão predomina o controle estatal, com 73% e, finalmente, no setor de distribuição predomina o controle privado, que responde por 66%.

No segmento de consumo de energia elétrica, o Brasil possui 59,3 milhões de unidades consumidoras, que respondem por 475 TWh/ano, isto equivale a mais da metade do consumo da América do Sul, o que demonstra a potencialidade do mercado na prestação do serviço público de energia elétrica. Para se ter uma dimensão do sistema elétrico necessário para suprir a demanda, a carga de pico do sistema é de 70,45 GW, com rede elétrica de extensão total de cerca de 101,7 mil km, considerando apenas linhas com tensão igual ou superior a 230 kV (MME, 2012) e até 2021 serão 148,8 mil km.

Ainda sobre a perspectiva energética, quando os cenários internos e externos eram otimistas (antes da crise do mercado financeiro 2008-2009), segundo avaliação da Empresa de Pesquisa Energética no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) – Ciclo 2007/2016 (EPE, 2007), o comportamento da trajetória da demanda por energia no Brasil, nos cenários superior e inferior (extremos), considerando os aspectos macroeconômicos, demográficos e de demanda do mercado consumidor no médio prazo, são:

- trajetória inferior de crescimento: espera-se que o consumo final energético tenha um incremento médio no consumo de energia à taxa de 4,4% ao ano, ligeiramente superior ao crescimento da economia, de 4,2% ao ano; e

- trajetória superior de crescimento: o consumo final energético crescerá, em média, 5,0% ao ano no período decenal, superior ao crescimento médio anual do PIB neste período, de 4,9%.

O PIB do Brasil em 2009 atingiu a trajetória superior de crescimento (6,1%), o segundo maior da série histórica dos últimos 15 anos, mas, em função da crise do mercado financeiro internacional, o mesmo não atingiu a expectativa, estando aquém da trajetória inferior (-0,3%), sendo retomado em 2010 com um crescimento de 7,5% (“*falso positivo*” em função do resultado de contração de 2010 e capacidade ociosa produtiva), em 2011 com 2,7% e, em 2012 com 0,9%.

No Plano Decenal de Energia (2021), a taxa anual de consumo de energia é de 4,6% com perspectiva de PIB variando entre 4,0 a 5,0% ao ano o que demonstra uma falta de aderência com resultados passados. O histórico do PIB brasileiro está fora das trajetórias inferior e superior dos cenários de planejamento previstos, demonstrando a dificuldade do planejamento setorial em delinear os cenários econômicos interno (País) e externo (mundo) na presença de crises em ambos os casos.

A metodologia de trabalho por trajetórias de crescimento foi abandonada no PDE 2008 sendo, desde então, trabalhada apenas a trajetória de crescimento central (média). Para o PDE 2021, isso significa, nos períodos de 2011-2016 e 2017-2021, um crescimento de 4,3% e 4,2% do consumo de energia para um PIB médio no período de 4,4% e 5,0% respectivamente, isto é, permanecem descolados do cenário econômico obtido em 2013 e das perspectivas para 2014.

De toda forma, em ambas as formas de trabalho, cenários com excursão significativa do PIB tornam a demanda por energia mais elástica, o que implica que a expansão deve ser cautelosa diante dos cenários atuais, devendo ser robusta suficiente para atender uma retomada da economia nacional e internacional, mas igualmente cautelosa para não antecipar inadequadamente os vultosos investimentos que o setor requer. Diante dessas informações, a expansão do setor de infraestrutura em energia tem um papel importante

para propiciar uma base consistente para o crescimento da economia brasileira nos próximos anos, já que os investimentos necessários são intensivos em capital, de longo prazo de maturação (do planejamento à operação) e capitalização (com contratos que variam de 15 a 35 anos).

Naturalmente, para atender as necessidades do mercado brasileiro, o desenvolvimento deverá ocorrer em diversos segmentos do setor, como, por exemplo, a expansão: das plataformas de exploração e produção de petróleo e derivados; das refinarias; plantas de liquefação/gaseificação; das dutovias que transportam biocombustíveis, gás natural, petróleo e seus produtos derivados além das instalações associadas (instalações de compressão e bombeamento, pontos de redução de pressão, medição e entrega de gás e derivados de petróleo; e plantas de liquefação de gás natural e gaseificação); do parque gerador de eletricidade; e dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica (linhas e subestações).

Paralelamente, esse crescimento dependerá de um planejamento setorial adequado que atenda não só os requisitos técnicos e de mercado, mas também os ambientais em bases sustentáveis, o que implica a existência de um cenário favorável para o desenvolvimento da tecnologia e do parque industrial nacional associado com as fontes renováveis de energia. Neste contexto, havendo necessidade, surgem as políticas públicas e os programas de desenvolvimento energético. Esta afirmação encontra-se reforçada no Decreto nº 7.390 de 9 de dezembro de 2010, que institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC), em que, na área energética ficou definido o PDE como o plano setorial de mitigação e de adaptação às mudanças climáticas que compatibilizará o compromisso brasileiro nas Nações Unidas com relação às emissões de gases de efeito estufa com a estratégia de expansão energética do País.

O PDE 2022 (MME, 2013) apresenta que o setor elétrico brasileiro tem emissões projetadas inferiores à meta estabelecida pelo governo federal. O setor energético, segundo MMA (2007) possui uma contribuição nas emissões equivalentes de CO₂ de 7%, seguido

do setor industrial (9%), transportes (9%) e mudança no uso da terra e florestas por supressão de vegetação (75%).

Por outro lado, há o interesse do governo federal em universalizar o acesso aos serviços de energia elétrica via o “*Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - Luz para Todos*” (LpT) com o objetivo de levar energia elétrica para a população do meio rural, desde 2004. Segundo o Ministério de Minas e Energia (2008), as famílias sem acesso à energia estão majoritariamente nas localidades de menor Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) e são famílias de baixa renda. Aproximadamente 90% destas famílias têm renda inferior a três salários-mínimos e 80% estão no meio rural. Ao levar a energia elétrica a estas comunidades para que elas a utilizem como vetor de desenvolvimento social e econômico, contribuindo para a redução da pobreza e aumento da renda familiar, complementarmente, facilita a integração de outros programas sociais, como o acesso a serviços de saúde, educação, abastecimento de água e saneamento.

O resultado do Censo 2010 realizado pelo IBGE (2012) apresenta que 97,8% das unidades domiciliares do País possuem atendimento de energia elétrica (urbano e rural) sendo que 99,1% das áreas urbanas do País são atendidas e 89,7% das unidades rurais também são usuárias do serviço público de energia elétrica. Ressalta-se que a região Norte possui o menor percentual de atendimento com 61,5%, seguida da Centro-oeste e Nordeste com cerca de 90,5% de atendimento. A região Norte é a maior região do País e possui, além de grandes espaçamentos entre as cargas locais, restrições ambientais e de infraestrutura para acesso e transporte de ordem ímpar, principalmente, por se tratar do bioma amazônico.

Este acesso se daria via extensão de rede de distribuição do sistema interligado, muitas vezes um processo oneroso para as distribuidoras e sem atratividade para a realização do investimento ou via sistemas isolados por meio da geração descentralizada com redes isoladas (comunidades) ou sistemas de geração individuais. A situação apresentada, em conjunto com o programa mencionado no parágrafo anterior, expõem as diferenças socioeconômicas e dificuldades no atendimento elétrico num país com dimensões continentais como o Brasil.

Contudo, tendo em mente a diretriz de universalização na expansão, promoção e uso dos recursos energéticos, principalmente nas localidades de difícil acesso, as energias renováveis podem exercer um importante papel. Posto que deslocarão ou até mesmo eliminarão, dependendo do uso final da energia, o uso de combustíveis fósseis (*diesel*, gasolina e querosene), atendendo às perspectivas de mudanças globais com o uso da geração distribuída (GD) com fontes alternativas de energia. Isso ocorrerá desde que haja um cenário favorável para o investimento e desenvolvimento destas tecnologias. Um sinal econômico para este cenário, por exemplo, é o modelo proposto e implementado pelo Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL).

Observando o contexto acima apresentado, a presente tese surge em resposta ao Edital PPGEE nº 001/2008, que propôs o tema de pesquisa intitulado: “*Políticas Públicas e Programas de Desenvolvimento Energético com Foco em Energia Renovável*” com duas vagas distribuídas para mestrado e doutorado. Este projeto não utilizou recursos externos à Universidade de Brasília (UnB) apenas utilizando os recursos já existentes no Departamento de Engenharia Elétrica (EnE) da Faculdade de Tecnologia (FT).

1.2 OBJETIVO DO TRABALHO

Esta tese de doutorado tem como objetivo avaliar, identificar e propor pontos de melhoria, ineficiência e ineficácia das políticas públicas e dos programas de desenvolvimento energético existentes e em andamento no Brasil voltadas às fontes renováveis de energia e, quando oportuno, apresentar novos instrumentos de governo.

A observação das causas e efeitos motivadores das ações governamentais permite identificar a eficiência e eficácia destas políticas e programas de desenvolvimento energético, inclusive sob a ótica de integração e articulação setorial.

1.3 ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO

A tese de doutorado está estruturada em cinco capítulos (Figura 1.1) para apresentar, de forma sequencial, o desenvolvimento do estudo. Cada capítulo busca tratar um eixo temático específico, mas no conjunto permitem atingir o objetivo em tela.

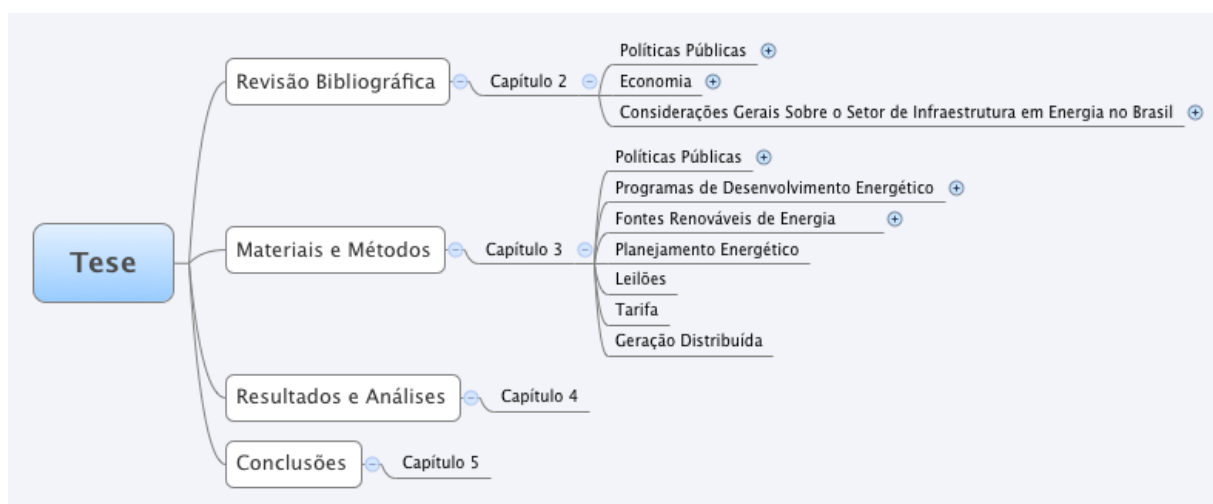


Figura 1.1 *Estrutura da Tese.*

O Capítulo 1 é a introdução do trabalho e apresenta o contexto geral, a motivação na qual se insere o trabalho e seus objetivos, além de apresentar a distribuição dos assuntos nos capítulos desta tese.

No Capítulo 2, são apresentados os fundamentos gerais que servirão de cabedal para o desenvolvimento do trabalho. Este capítulo é, em essência, elaborado com enfoque nas ciências humanas e sociais, pois versa acerca de políticas públicas, economia e direito. Ainda, apresenta as funções, papéis, integração e articulação do setor elétrico brasileiro (SEB). A avaliação coloca em tela o arcabouço legal e institucional do setor de infraestrutura em energia, da disponibilidade das fontes energéticas e do papel do planejamento setorial de médio e longo prazo na construção da matriz energética brasileira.

O Capítulo 3 trata dos materiais e métodos empregados para alcançar o objetivo deste trabalho. Numa primeira etapa, buscou-se os principais instrumentos empregados em

políticas públicas e programas de desenvolvimento energético existentes no Brasil e um retrato atual das fontes renováveis de energia no SEB. O capítulo é essencial, pois identifica, dentro da política energética nacional vigente, quais as fontes renováveis que serão consideradas na avaliação das políticas públicas e programas de desenvolvimento energético existentes delimitando a área e os subsistemas de estudo. Ademais, uma segunda etapa consiste em resgatar todos os projetos em tramitação atualmente no poder legislativo brasileiro sobre o tema cuja relevância e aderência estejam alinhadas com os objetivos deste trabalho.

O Capítulo 4 representa o enlace dos elementos observados no capítulo anterior e busca descrever os resultados obtidos para cada um dos elementos identificados. A conjugação dos materiais e conceitos desenvolvidos na revisão bibliográfica, dentro da metodologia proposta, apresenta a análise dos resultados de forma a permitir um bom entendimento sobre o assunto.

O Capítulo 5 registra as conclusões finais da tese e as principais contribuições da mesma. Não obstante, sugestões para trabalhos futuros são apresentadas.

Acredita-se que, por meio da contribuição desta tese, seja possível auxiliar estudos voltados aperfeiçoar as políticas públicas e programas de desenvolvimento além de fomentar a articulação governamental nas diferentes áreas do setor público envolvidas na viabilização das fontes renováveis de energia no Brasil, na universalização, acesso e uso dos recursos energéticos renováveis.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo é destinado à revisão bibliográfica para endereçar os aspectos teóricos relevantes para o desenvolvimento desta tese.

Os fundamentos e conceitos das ciências humanas e sociais nas áreas de políticas públicas, direito e economia serão aplicados vis-à-vis com os conceitos de planejamento que envolvem a expansão da infraestrutura em energia. Permitindo, num segundo momento, uma análise específica do panorama energético no Brasil.

Da ciência política, são explorados os conceitos de políticas públicas, do problema público, seus tipos e todas as etapas que constituem o ciclo de formulação de políticas públicas bem como os estilos de implementação das mesmas.

Em seguida, dedica-se parte da revisão aos aspectos econômicos, em especial às falhas de mercado, associadas com as externalidades – que fornecerá subsídios para avaliação, sob a ótica econômica, juntamente com o estudo de políticas públicas de como o incentivo ou a sua falta influenciam o processo de expansão dos sistemas elétricos e, conseqüentemente, a composição da matriz de energia elétrica do País.

No que se refere à teoria jurídica brasileira, são extraídos conceitos com o intuito de explorar especificamente os campos do direito constitucional e econômico visando contextualizar os conceitos gerais, para o detalhamento do arcabouço legal e regulatório do SEB.

Por fim, são apresentados o contexto energético do Brasil, tanto interno quanto externo (países limítrofes), os elementos básicos de governança no setor de eletricidade brasileiro, o macroprocesso de planejamento no médio e longo prazo e a composição tarifária brasileira de modo a caracterizar o funcionamento do setor elétrico no Brasil.

2.2 POLÍTICAS PÚBLICAS

Segundo Souza (2007) as políticas públicas nasceram para ajudar no diagnóstico e no tratamento de problemas públicos e tem seus fundamentos na economia, sociologia e na ciência política. Outras disciplinas abastecem os estudos de políticas tais como administração pública, a teoria das organizações, a engenharia a psicologia social e o direito. Ainda, para Secchi (2011) o uso dos conhecimentos produzidos na área de políticas públicas para estudos setoriais, aparentemente distantes uns dos outros, justifica-se pelo compartilhamento transversal de características, tais como:

- político-administrativas;
- o estudo de alternativas de solução para problemas públicos;
- os métodos de tomada de decisões;
- os obstáculos de implementação; e
- a estrutura analítica para avaliação de impacto das políticas.

Isto é, independentemente do setor de intervenção (ex. infraestrutura em energia) políticas públicas são desenhadas em contextos institucionais com traços comuns, onde os atores políticos comportam-se de maneira semelhante, e os conteúdos das políticas públicas podem ser analiticamente reduzidas a poucas categorias gerais.

O assunto política pública é dividido da seguinte forma:

- tipos de políticas públicas (dimensão de conteúdo);
- fases do ciclo de políticas públicas (dimensão temporal);
- instituições e atores (dimensão institucional e de atores); e
- estilos de políticas públicas (dimensão comportamental).

Identificou-se, durante o levantamento das referências bibliográficas, que o termo política pode assumir duas conotações principais. Esta distinção é natural na língua inglesa com os termos *politics* e *policy*, o que não ocorre nas línguas latinas e demanda um esclarecimento quanto à sua aplicação. Na concepção de Bobbio *et al* (2002) política é a atividade humana ligada a obtenção e manutenção dos recursos necessários para o exercício do poder sobre o homem (*politics*), esta é a acepção mais comum do termo. A outra leitura (Ramesh, 2003) que se pode obter da referida palavra procura exprimir a mais concreta relação entre a decisão e a ação, após a identificação do problema (*policy*).

O termo política pública está vinculado a esse segundo sentido da palavra e procura apresentar uma diretriz para enfrentar um problema público. Este problema precisa ser entendido como relevante para uma coletividade e terá sempre uma intenção ou resposta associado. Sjöblom (1984) define problema público quando o *status quo* é inadequado com a expectativa do alcance de uma situação melhor à existente e que tenha implicações para uma quantidade ou qualidade de atores que reconheçam a relevância e a inadequação da situação.

Outro aspecto que demanda definição é quanto à abordagem da política pública (Howlett e Ramesh, 2003), que pode ser:

- **estatista** (*state-centered policy-making*), que considera a política pública como um “monopólio” ou característica privativa do Estado. Em suma, o que define a política ser pública ou não é a natureza jurídica do ator protagonista.; e
- **multicêntrica** (*policy networks*), contrariamente à definição acima, identifica organizações privadas, organizações não governamentais, organismos multilaterais, redes de políticas públicas, juntamente com os atores estatais como protagonistas no estabelecimento das políticas públicas. Em outras palavras, o que torna a política pública é o interesse da coletividade e a forma como os diferentes atores interagem entre si.

No que se refere à abrangência, existem posicionamentos teóricos (Weber, 2008) que interpretam as políticas públicas como somente macro diretrizes estratégicas. Contudo, esta abordagem relega para um segundo plano as ações governamentais para implementação e operacionalização da diretriz. Para o caso específico do setor elétrico brasileiro, tal posicionamento ocorre na prática e envolve o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), o Ministério de Minas e Energia e a Agência Nacional de Energia Elétrica.

Um programa governamental é um dos diversos instrumentos disponíveis para transformar as orientações e diretrizes em ação. Sendo assim, observa-se que no âmbito deste trabalho, o termo “programas de desenvolvimento” será tratado como um dos instrumentos disponíveis para materializar uma política pública específica.

2.2.1 Tipos de políticas públicas

As políticas públicas podem ser vistas como um produto do processo político que transforma entradas (demandas) em saídas (decisões e ações). A abordagem dos tipos de políticas públicas ocorre por meio de tipologias, cuja principal desvantagem é fornecer uma forma resumida a fenômenos complexos, pois são diferentes agentes com interesses distintos. Apesar da restrição apresentada, o emprego deste tipo de construção teórica ajuda a ter clareza sobre quais são os elementos essenciais daquilo que se deseja investigar.

Teixeira (2002) defende a criação de novas tipologias com base em análises específicas seja por meio de emprego (miscigenação) de tipologias já consolidadas na literatura ou pela construção de uma própria, chamado de desenvolvimento indutivo da tipologia. O que torna o campo de análise de políticas públicas susceptível a série de combinações para construção de um referencial teórico. Os principais tipos de políticas públicas estão resumidos na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 Tipos de políticas públicas.

<i>Tipologia</i>	<i>Tipo</i>	<i>Descrição</i>
Bozeman e Pandey	<i>Políticas Públicas de Conteúdo Político</i>	apresentam conflitos relevantes no estabelecimento de objetivos onde ganhadores e perdedores da política pública são identificáveis antes da implementação
	<i>Políticas Públicas de Conteúdo Técnico</i>	apresentam poucos conflitos com relação aos objetivos, mas tem potencial ponto de conflito com relação aos métodos
Gustafsson	<i>Políticas Reais</i>	incorporam a intenção de resolver um problema público com o conhecimento para resolvê-lo;
	<i>Políticas Simbólicas</i>	os tomadores de decisão tem condições de elaborar uma política, mas não demonstram interesse em viabiliza-las;
	<i>Pseudopolíticas</i>	quando o tomador de decisão tem interesse de ver a política em ação, mas não detêm conhecimento para estrutura-la adequadamente; e
	<i>Política Sem Sentido</i>	elaborada sem conhecimento específico sobre o problema ou sem alternativas de solução para o problema, tão pouco sem intenção política de resolver o problema
Gormley	<i>Política de Audiência</i>	políticas de simples elaboração do ponto de vista estrutural, mas que tendem a atrair grande atenção das pessoas (partidos, mídia, etc.)
	<i>Política de Baixo Calão</i>	rotinas administrativas para os agentes públicos, regulações quanto à prestação de informações do cidadão ao governo, sendo de simples elaboração e não atraindo grande atenção popular;
	<i>Política de Sala de Reuniões</i>	é uma política com baixa capacidade de atrair a atenção da coletividade, e o conhecimento técnico é necessário para formatar os contornos da política pública (ex. regulação de especificações técnicas para o setor de construção civil); e
	<i>Política de Sala Operatória</i>	são políticas tecnicamente muito densas, mas com apelo popular (ex. regulamentação sobre organismos geneticamente modificados)

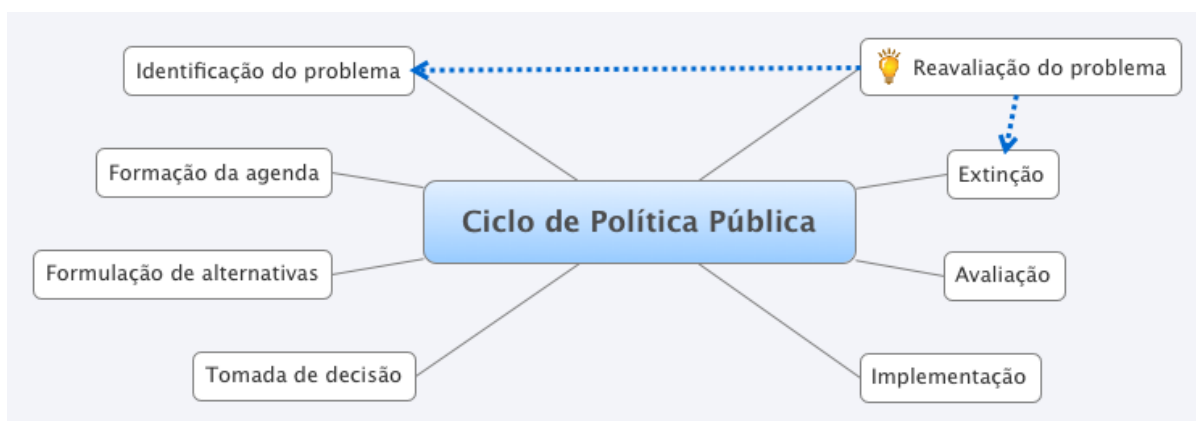
Fonte: Secchi, 2011, com adaptações

Tabela 2.1 Tipos de políticas públicas (continuação).

Wilson	<i>Política de Grupo de Interesses</i>	tratam-se de políticas onde tanto os custos quanto os benefícios estão concentrados sobre certas categorias;
	<i>Políticas Clientelistas</i>	são aquelas em que os benefícios são concentrados em certos grupos e os custos são difusos na coletividade;
	<i>Políticas Empreendedoras</i>	refletem em benefícios coletivos e os custos ficam concentrados sobre certas categorias. Esta não encontra similar na tipologia de Lowi e tem como dificuldade a organização de interesses coletivos contrários a interesses concentrados; e
	<i>Políticas Majoritárias</i>	são aquelas que os custos e benefícios são distribuídos pela coletividade (associado com serviços públicos e investimentos em infraestrutura).
Lowi	<i>Políticas Regulatórias</i>	estabelecem padrões de comportamento, serviço ou produto para atores públicos e privados. Este tipo de política se desenvolve predominantemente dentro de uma dinâmica pluralista, em que a capacidade de aprovação ou não de uma política é proporcional à relação de forças dos atores e interesses presentes na sociedade;
	<i>Políticas Distributivas</i>	geram benefícios concentrados para alguns grupos de atores e custos difusos para a coletividade/contribuintes (ex. subsídios). Este tipo de política se desenvolve em uma arena menos conflituosa, onde predomina a barganha de apoios, considerando que quem paga o “preço” é a coletividade;
	<i>Políticas Redistributivas</i>	concedem benefícios concentrados a algumas categorias de atores e implicam custos concentrados sobre outras categorias de atores. É um tipo de política que provoca muitos conflitos, pois representa um jogo de interesses, predominante de uma arena onde um lado demanda a efetivação do seu pleito e outro que pleiteia o descarte da política; e
	<i>Políticas Constitutivas</i>	são regras sobre a partição dos poderes entre poderes ou regras sobre as regras. Definem poder, competências, jurisdições. São denominadas como meta-políticas por se encontrarem acima dos outros três tipos de políticas e moldam a dinâmica e a relação de poder entre as arenas (ex. distribuição de competências entre poderes e esferas)

2.2.2 Ciclo de políticas públicas

O processo de elaboração de uma política pública é esquematizado numa forma de ciclo, cujas fases são sequenciais e interdependentes, conforme disposto na Figura 2.1. É imperativo ressaltar que na dinâmica real de uma política pública, as fases geralmente se apresentam misturadas. Wildavsky (1979) defende que não existe um ponto de início e de finalização definidos, bem como nitidez entre as diferentes fases.



Fonte: Secchi, 2011, com adaptações.

Figura 2.1 *Ciclo de políticas públicas.*

A seguir, as fases apresentadas na Figura 2.1 são detalhadas:

- **identificação do problema público**, que consiste na percepção do problema seguida da definição e delimitação do mesmo, quando, por fim, ocorre uma avaliação da possibilidade de resolução;
- **formação de agenda**, é um conjunto de problemas ou temas entendidos como relevantes, as agendas podem ser políticas (de interesse dos políticos) ou formais (já prevista como meta institucional);
- **formulação de alternativas**, trata da escolha dos conflitos e da correspondente alocação do poder. Outra observação é que quanto mais concretos forem os objetivos, mais fácil será verificar a eficácia da política pública. O tomador de

decisão tem à disposição quatro mecanismos para indução de comportamento na construção das alternativas (premiação, coerção, conscientização e soluções técnicas);

- tomada de decisão, que, basicamente, consiste em três modelos (Bobbio, 2005), a saber:
 - *modelo racional*, defende que os problemas nascem primeiro e depois as tomadas de decisão ocorrem;
 - *modelo incremental*, onde o problema e soluções são revisados e redefinidos simultaneamente e em vários momentos da tomada de decisão, não apresenta como resultado a melhor opção, porém é a que foi politicamente lapidada em um processo de construção de consensos e de ajuste mútuo de interesses; e
 - *modelo dos fluxos múltiplos*, onde o tomador de decisões cria soluções para depois correr atrás de um problema para solucionar de acordo com a janela de oportunidade para lançamento da ideia favorável.

- *implementação da política pública*, quando são produzidos os resultados concretos da política pública, quando as regras, rotinas e processos sociais são convertidos de intenções e ações. Rezende (2002) ressalta que muitas políticas públicas acabam sendo totalmente desvirtuadas no momento da implementação o que mina a eficácia da política (ex. venda de bebida alcoólica nas estradas no Brasil). Os dois modelos de implementação são:
 - *top – down*, onde os tomadores de decisão (topo) são separados dos implementadores (base); e
 - *bottom – up*, neste modelo, os implementadores (base) tem maior liberdade de modificar a política pública de acordo com a necessidade e os problemas práticos de implementação.

- ***avaliação da política pública***, que passa por três momentos (antes, durante e após a implementação);
- ***extinção da política pública***, quando o problema público está resolvido, ou perdeu a importância (saindo da agenda política) ou, ainda, a política é ineficaz. A extinção de qualquer política pública é dificultosa devido à relutância dos beneficiados, à inércia institucional, ao conservadorismo, aos janelas de oportunidade.;
- ***reavaliação do problema público***, etapa adicional proposta pela tese que trata da revisão do problema no momento da extinção, o que pode ter como resultado da sua adaptação a um contexto atual da sociedade ou, ainda, propiciar a identificação de um novo problema público originado como desdobramento do anterior a ser trabalhado (diferentemente do monitoramento da etapa de avaliação).

2.3 ECONOMIA

2.3.1 Externalidades

A economia de mercado procura direcionar diversos aspectos de forma coerente, no entanto tem dificuldade para atingir uma abrangência total. Da teoria econômica de base neoclássica, o principal problema é a escassez de recursos que levam à necessidade de escolhas baseadas no custo de oportunidade (Kuwahara, 2013). A seguir, é apresentado o conceito de custos externos ou externalidades⁶ e porque o mercado não consegue sempre alocar os recursos de forma eficiente e ampla. Também serão indicados quais são os meios de potencialmente melhorar esta alocação, destacando os principais conceitos, soluções e limitações que o envolvem.

⁶ Essa seção apresenta os conceitos da corrente de pensamento econômico neoclássico e pigouviano, com um enfoque ao setor energético, não esgotando o assunto, posto que o tema é também desenvolvido pelas correntes ecodesenvolvimentistas e da economia ecológica.

As falhas de mercado⁷ examinadas neste capítulo estão reunidas numa categoria conhecida como externalidades. Segundo Prado (2007), uma externalidade ocorre quando um agente engajado numa atividade influencia o bem-estar de agente externo que não participa da ação e que não é remunerado tão pouco onerado por esse efeito. Os efeitos sobre o agente externo podem ser classificados como:

- *externalidade positiva*, onde o efeito é benéfico; ou,
- *externalidade negativa*, onde o efeito é adverso, isto é, onera.

Uma externalidade também é classificada segundo o quantitativo de agentes envolvidos. Na sua modalidade mais simples, que abrange dois agentes sendo conhecida como bilateral ou quando vários agentes encontram-se envolvidos, conhecido como externalidades multilaterais ou em rede. Ainda, se tratando de outras distinções existentes na literatura sobre externalidades, principalmente as que abrangem um conjunto de agentes envolvidos, as externalidades podem ser (Mas-Colell *et al*, 1995):

- *alocáveis*, isto é, dependendo das condições num determinado instante de tempo t em função de ocorrências externas, os agentes que vivenciam a externalidade são diferentes. Um exemplo é a chuva ácida que, dependendo das condições meteorológicas da região pode atingir diferentes regiões; ou,
- *não-alocáveis*, não dependem de outros fatores externos para atingir um determinado agente exposto à externalidade.

2.3.1.1 Externalidades e a ineficiência do mercado

Na presença dos custos externos, o interesse da sociedade no mercado se estende além do bem-estar dos compradores e vendedores; incluindo o bem-estar dos agentes que são afetados pelas atividades. A justificativa ocorre, pois os compradores e vendedores

⁷ Outras formas de imperfeições no mercado: dificuldade na concorrência perfeita, formação grupos - oligopolistas, oligopsônicas, monopolistas, monopsonias, assimetria da informação, falha de governo etc. Tornando o preço de equilíbrio fora do ótimo social pois algum agente vai prevalecer com uma condição dominante. *Em suma, maximizando o seu bem-estar ao invés de todos os agentes.*

negligenciam os efeitos externos de suas ações quando decidem a quantidade a ser demandada e oferecida sendo que o equilíbrio do mercado não é o ótimo na presença das externalidades, isto é, no equilíbrio, o mercado falha ao procurar maximizar o benefício para a sociedade como um todo⁸.

A seguir, são apresentados os custos externos tanto na produção quanto no consumo, mas é importante salientar que é possível encontrar um efeito combinado de ambos, isto é, a ocorrência de externalidades tanto na produção quanto no consumo.

2.3.1.2 Externalidades na produção

Para um entendimento consistente dos custos externos na produção os conceitos de externalidades positiva e negativa são explorados.

Considere que na produção de um determinado bem, há poluição atmosférica e que tal poluição cause risco de saúde para as comunidades que estão próximas de uma planta de geração termoelétrica, neste caso tem-se uma externalidade negativa. Por isso, o custo para a sociedade da produção desse bem é maior do que o custo do produtor. Em cada unidade há um custo marginal social incluso, isto é, além do custo marginal de produção há um custo marginal social (ou custo marginal externo) devido aos agentes afetados pela poluição. Na Figura 2.2, a nova curva de custo marginal de produção está acima da original por considerar o aspecto social sendo que a diferença entre as duas curvas reflete o custo pela externalidade envolvida.

Considerando esse cenário, há um novo ponto de equilíbrio⁹ entre a nova curva de custo marginal de produção e a demanda. Devido à curva ser deslocada para um patamar superior¹⁰ a nova quantidade é inferior (Q_2) a quantidade inicial (Q_1) no equilíbrio. O gerador não irá produzir acima do nível de equilíbrio, pois o custo marginal social

⁸ Ótimo social ou Ótimo de Pareto (Vilfredo Pareto, economista - 1923/1948), ponto onde o bem-estar é maximizado sendo que ninguém poderá melhorar a sua situação sem que alguém seja prejudicado. O conceito de maximização de utilidade é empregado comumente na literatura de economia.

⁹ Ponto ótimo analisando sob a perspectiva da sociedade como um todo.

¹⁰ Mantidos os demais fatores constantes.

embutido na produção excede a disposição dos consumidores em adquirir o bem. Tal situação encontra-se ilustrada na Figura 2.2.

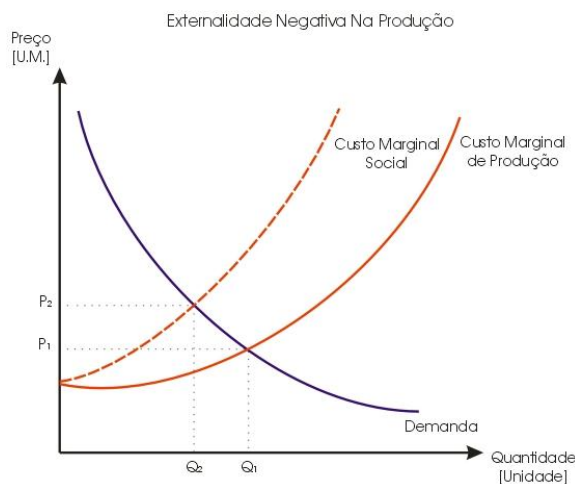


Figura 2.2 Exemplo de externalidade negativa na produção.

Uma razão para essa ineficiência é que o equilíbrio inicial do mercado apenas reflete os custos privados de produção. Se o novo ponto de equilíbrio fosse atingido, a alocação dos recursos seria eficiente.

Uma das possibilidades para reduzir a ineficiência apresentada, por exemplo, é aplicar uma taxa por quantidade (ex. peso, volume, concentração) do bem produzido. Se a taxa representar o custo social da poluição atmosférica, a nova curva de oferta irá coincidir com a curva onde o custo social foi considerado e então, o bem será produzido na quantidade ótima para a sociedade.

Ferramentas como as utilizadas acima são consideradas como formas de internalização das externalidades, pois dão aos produtores e compradores o sinal econômico que considera a relação dos efeitos externos de suas atividades.

A segunda possibilidade é a avaliação da externalidade positiva na produção, onde o custo social é inferior ao privado¹¹. O que implica numa produção em quantidade superior à necessária no mercado privado, estando no equilíbrio, conforme a Figura 2.3 exemplifica.

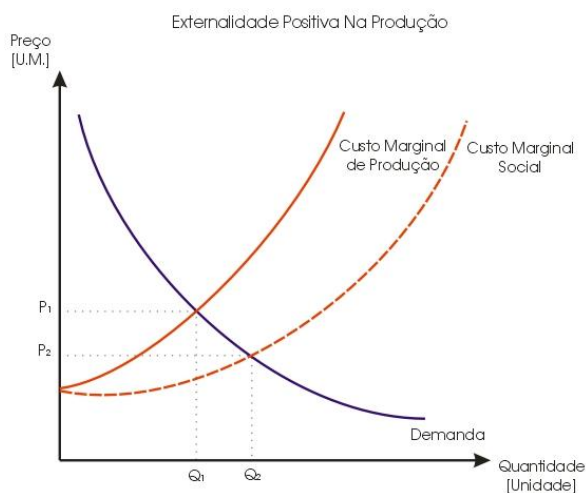


Figura 2.3 *Exemplo de externalidade positiva na produção.*

Neste caso, um possível meio de internalizar o benefício da externalidade é subsidiar a produção de um bem de modo a se atingir o nível de produção ótimo social. Em suma, é aplicar um subsídio proporcional a externalidade positiva.

2.3.1.3 Externalidades no consumo

A análise das externalidades no consumo é similar à análise das externalidades na produção já que, neste caso, é a curva de demanda que sofrerá deslocamento.

Do mesmo modo, o governo pode interferir procurando corrigir essa falha de mercado induzindo os agentes participantes a internalizar os custos externos. As ferramentas, inclusive, são as mesmas das utilizadas na externalidade de produção: aplicando taxas aos custos externos negativos e subsídios nos positivos, buscando atingir o ótimo social.

¹¹ Pois é o custo de produção privado descontado o benefício da externalidade.

Conclui-se da discussão acima, sobre a externalidade positiva ou negativa, ocorrendo seja no consumo ou na produção Mas-Colell *et al* (1995), que:

- *externalidades negativas* induzem o mercado a produzir quantidades superiores ao socialmente desejável. Uma possibilidade de remediação dessa ineficiência alocativa é a internalização da externalidade aplicando taxas ao bem; e
- *externalidades positivas* induzem o mercado a produzir quantidades inferiores ao ótimo social. Uma opção de remediação dessa ineficiência alocativa é a internalização da externalidade aplicando subsídios ou outras formas de incentivo ao bem.

As externalidades geram no curto e longo prazo a ineficiência alocativa. Por exemplo, sabe-se que uma firma entra numa determinada atividade com competitividade sempre que o preço do produto estiver superior ao custo médio de produção, e sai do mercado quando o preço atinge níveis menores que custo médio de produção. No longo prazo¹² o preço é igual ao custo médio. Quando há uma externalidade negativa, o custo médio privado de produção é menor que o custo médio social o que resulta em firmas permanecendo em determinada atividade mesmo sendo mais eficiente ausentar-se ou alterar sua forma de atuação no mercado.

2.3.1.4 Soluções (políticas) públicas e privadas para externalidades

Quando uma externalidade aponta uma alocação ineficiente dos recursos do mercado, o governo pode responder com uma das seguintes formas de políticas:

- de comando e controle¹³, onde a atuação é feita de forma direta visando regular a atividade; ou,

¹² Isto é, no equilíbrio.

¹³ Políticas de comando e controle existem na maioria das economias no mundo. A dificuldade na sua utilização reside na definição dos custos de controle, devido a incerteza na estimativa correta dos custos externos.

- baseadas no mercado, onde se aplica um mecanismo econômico permitindo que o mercado privado resolva o problema por sua conta, sendo vista como uma forma menos intrusiva.

Quando as informações são incompletas a regulação oferece maior certeza quanto aos níveis/padrões a serem adotados, mas deixa os custos para abatimento incertos. Por outro lado, o uso de taxas oferece a certeza dos custos de abatimento, mas deixam os níveis/padrões incertos.

E quanto às políticas com base no mercado, elas demandam que os agentes conheçam as suas preferências entre si, o que não é usual. Os entes privados normalmente falham em resolver problemas causados pelas externalidades (Prado, 2007). O acordo ocorre apenas quando as partes interessadas não possuem nenhum empecilho em realiza-lo em função dos custos de transação envolvidos, isto é, custos que as partes deverão incorrer no processo de acordo ou barganha. A situação é agravada quando o número de partes interessadas é grande o que acresce o esforço de coordena-los num objetivo comum.

Conclui-se que a determinação da melhor política depende, conseqüentemente da natureza da incerteza, do comportamento das curvas de custo para o setor em questão (Pindyck, 2002) e da disponibilidade/qualidade das informações para caracterizar o custo externo.

2.4 ASPECTOS JURÍDICOS E REGULATÓRIOS

Neste subitem tratar-se-á de dois campos dentro do direito, o constitucional e o econômico, este segundo sob um enfoque mais teórico já que o enfoque regulatório do setor elétrico será tratado adiante. Os conceitos jurídicos aqui apresentados servirão para melhor compreensão das políticas existentes e, também, na proposição de melhorias ou novas intervenções diante de problemas públicos identificados pela tese.

2.4.1 Atividade Legislativa no Brasil

A referência para este subitem é o documento que descreve a atividade legislativa emitido pela Câmara dos Deputados (2012).

Uma das principais funções do Congresso Nacional e de suas duas Casas – Câmara dos Deputados e Senado Federal – é a de elaborar normas legais. Trata-se do processo legislativo que compreende, de acordo com o art. 59 da Constituição Federal, a elaboração de:

- emendas à Constituição;
- leis complementares;
- leis ordinárias;
- leis delegadas;
- medidas provisórias;
- decretos legislativos; e
- resoluções.

As normas que disciplinam o processo legislativo estão contidas na Constituição Federal, no Regimento Interno de cada uma das casas e no regimento comum do Congresso Nacional. Para cada tipo de norma existe um modelo específico e um manual de elaboração legislativa a ser seguido, aglutinado por uma publicação da Câmara dos Deputados (2002).

A Câmara exerce a sua função legislativa via projeto de lei ordinária ou complementar, de decreto legislativo ou de resolução, além da proposta de emenda à Constituição. As proposições são todas as matérias sujeitas à deliberação da Câmara dos Deputados.

Qualquer deputado, individualmente ou coletivamente, pode apresentar projetos de lei, de decreto e de resolução.

Uma emenda à Constituição exige quórum qualificado para apresentação de, no mínimo, cento e setenta e um Deputados (um terço da sua composição). A proposta de emenda será submetida a dois turnos de discussão e votação, com interstício de cinco sessões. Será aprovada na Câmara a proposta que obtiver, em ambos os turnos, três quintos dos votos dos membros da Casa, em votação nominal. É vedado ao poder legislativo apreciar emenda à Constituição que proponha a abolição da Federação, do voto direto, secreto, universal e periódico, da separação dos poderes e dos direitos e garantias individuais.

O projeto de lei destina-se a regular as matérias de competência do poder legislativo, com a sanção do Presidente da República que pode vetar, justificadamente, os artigos que compõem o projeto de lei em sanção, porém lhe é vetada a alteração do conteúdo aprovado pelo poder legislativo.

O projeto de decreto legislativo destina-se a regular as matérias de exclusiva competência do poder legislativo, sem a sanção do Presidente da República.

O projeto de resolução destina-se a regular, com eficácia de lei ordinária, matérias da competência privativa da Câmara dos Deputados, de caráter político, processual, legislativo ou administrativo ou, ainda, quando deva a Casa pronunciar-se sobre assuntos constantes no seu Regimento Interno, sem a sanção presidencial.

Ainda, o poder legislativo tem a faculdade da Indicação, que ocorre quando há a proposição de deputado que poderá sugerir:

- a outro poder a adoção de providência, a realização de ato administrativo ou de gestão, ou o envio de projeto sobre matéria de sua exclusiva iniciativa; e
- a manifestação de uma ou mais comissões acerca de determinado assunto, visando à elaboração de projeto sobre matéria de iniciativa da Câmara.

A emenda é uma proposição apresentada como acessória à Constituição, a projeto de lei ordinária, de lei complementar, de decreto legislativo ou de resolução. Pode ser supressiva, aglutinativa, substitutiva, modificativa ou aditiva.

Cabe ao poder executivo a emissão, quando houver necessidade, de decretos que regulamentem um artigo, um conjunto ou uma lei apresentando maiores detalhes quanto a execução do dispositivo legal emanado do poder legislativo, num segundo momento, será apreciada pelo poder legislativo.

Ainda, o poder executivo pode emitir uma medida provisória (MP) que é um ato direto do Presidente da República, com força de lei, sem a participação do poder legislativo, que somente irá discuti-la e aprová-la em momento posterior. A motivação para a emissão de uma MP é a urgência e relevância. A validade da MP perde valor quando o Congresso Nacional não a converter em lei dentro do prazo de 120 dias contados a partir de sua publicação. A medida provisória após um processo de discussão, adição de artigos, correções ou supressões de texto, quando aprovada, é encaminhada para ser convertida em lei, projeto de lei de conversão (PLC), do poder legislativo para o chefe do poder executivo, isto é, para a Presidência da República.

2.4.2 Teoria da Regulação

Para Souza (2005) o conceito de regulação é uma restrição intencional de uma decisão por uma entidade que não é diretamente parte ou está envolvida nesta atividade e possui como elementos essenciais a motivação para a tomada de decisão, a necessidade de restrição das escolhas e a não-participação direta no segmento atingido.

A regulação é um processo e não um resultado, pois suas características são dinâmicas e mudam ao longo do tempo acompanhando a evolução tecnológica, do comportamento dos agentes (parte regulada) e principal (regulador), do comportamento da sociedade ou dos entes políticos envolvidos, o que evidencia a transversalidade da regulação com questões

políticas, jurídicas, sociais e econômicas (Arienti, 1998). É esperado que a regulação consiga afetar as decisões dos agentes ao regular uma atividade de forma:

- a) *proibitiva* – evitando desvios dos objetivos regulatórios;
- b) *intermediação* – interface entre o público e o privado, ocorrendo aprendizado mútuo, compreensão dos problemas de ambas as partes; e
- c) *promoção* – criando, desenvolvendo e fomentando um ambiente de comportamentos desejados aos objetivos regulatórios.

A relação entre o agente regulado e o regulador pode ainda ser vista como uma relação de *incentivo*, onde o regulador tenta controlar o regulado através de mecanismos de recompensas ou, por meio de diretivas que ocorre por *restrições* das ações ou sinais punitivos. Sendo assim, a atividade de legislar, regulamentar não é, essencialmente, uma atividade de regulação.

Segundo Benjó (1999), as formas de exercer essa regulação estão classificadas em:

- *regulação tradicional* - onde os entes públicos controlam as atividades privadas;
- *captura* - quando os agentes regulados influenciam o regulador no processo de decisão; e
- *auto-regulação privada (regulador privado / regulado privado) e do governo (regulador público / regulado público)* - a regulação é informal e voluntária, exercida caso-a-caso.

A identidade entre o agente regulador e os agentes regulados deve ser muito bem definida, bem como a natureza da atividade a ser regulada, a razão para a necessidade de um ente regulador e os meios que este poderá exercer o controle sob os agentes regulados. Mesmo voltadas ao atendimento do interesse público, Viscusi *et al* (2001) aponta que há possibilidade de:

desvio deste interesse:

- *venalidade* - quando o regulador excede sua competência;
- *incompetência* - quando ocorre falta de qualificação e valorização do quadro de pessoas do regulador; e
- *captura* - os regulados influenciam ou transferem atividades para o regulador.

risco regulatório:

- indefinição de regras e competência;
- independência excessiva ou previsibilidade excessiva; e
- morosidade da decisão administrativa.

Espera-se do regulador as seguintes características:

- independência;
- transparência;
- prestação de contas à sociedade;
- autonomia financeira e gerencial; e
- perfil dos quadros técnicos.

Em suma, o processo regulatório brasileiro tem um ciclo cuja primeira etapa está no legislador e no poder concedente que estabelece a diretriz e a política; num segundo momento inicia-se a fase de implantação, quando o regulador implementa/executa a legislação e, por fim, quando houver necessidade, a desregulamentação.

2.5 CONTEXTO ENERGÉTICO DO BRASIL

2.5.1 Panorama energético interno

Esta seção visa situar a questão energética brasileira no que se refere às fontes de energia atualmente empregadas nos segmentos que compõem a economia do País, além de apresentar uma visão histórica da evolução dos seus indicadores utilizados para medir a

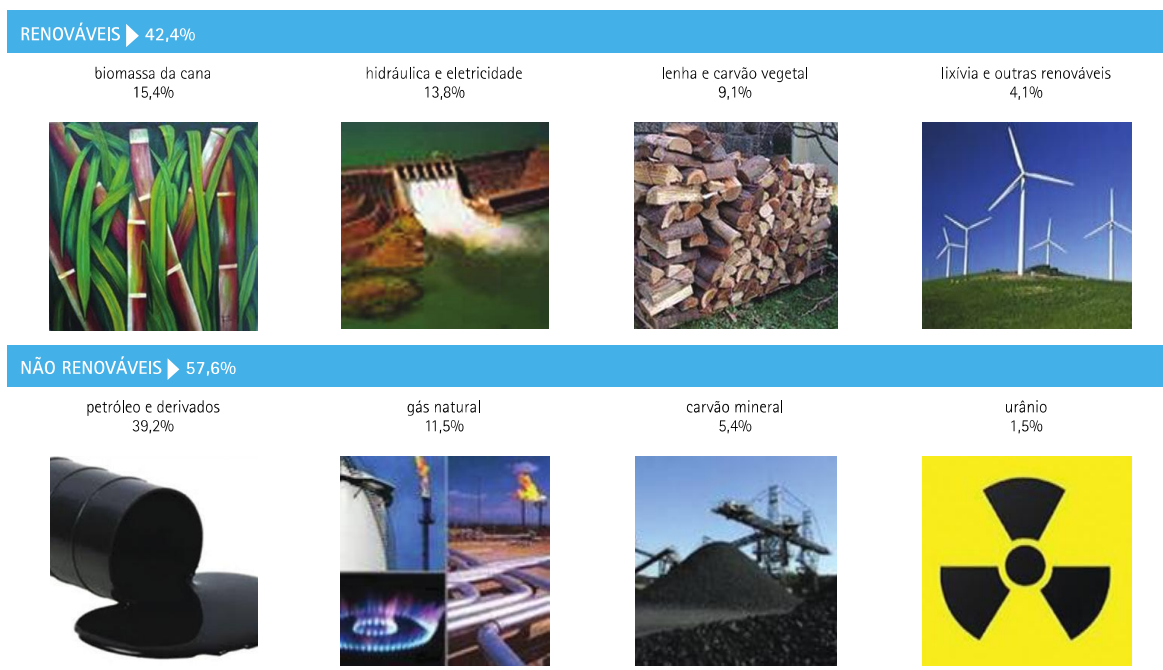
intensidade energética¹⁴, bem como a composição da matriz energética e matriz elétrica no Brasil, pontuando, sempre que necessário, os aspectos mais relevantes e que requerem maior atenção. Para tanto, utilizaram-se dados oficiais do governo federal, elaborados através da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), publicados no Balanço Energético Nacional (BEN) 2013– Ano Base 2012 (EPE, 2013).

O BEN apresenta a contabilidade da oferta e consumo de todas as formas de energia no Brasil, contemplando desde as atividades de extração de recursos energéticos primários, sua conversão em formas secundárias, à importação e à exportação até a distribuição e o uso final da energia (EPE, 2009).

O Brasil, quando comparado com outros países tanto em desenvolvimento quanto desenvolvidos, apresenta uma matriz energética consideravelmente intensiva em recursos renováveis, o que o coloca em destaque no cenário energético internacional. Principalmente em um mundo que enfrenta um paradigma: a dependência de combustíveis fósseis conjugada com a preocupação dos impactos globais oriundos das mudanças climáticas e, cada vez mais, comprometido com a preservação dos recursos naturais.

Conceitua-se a oferta interna de energia (OIE) como toda quantidade de energia que se disponibiliza para ser transformada ou para consumo final, incluindo perdas anteriores de processo e posteriores na distribuição (EPE, 2013). A Figura 2.4 apresenta que a parcela de energia renovável auferida em 2012 de 42,4% é significativa quando comparada com a média mundial de 12,9% e expressiva quando observados apenas os países integrantes à OCDE cuja média é de 6,9% (MME(a), 2009).

¹⁴ Indicador energético que se refere à relação entre o consumo final de energia de uma determinada área socioeconômica e o seu produto interno bruto.



Fonte: EPE, 2013.

Figura 2.4 *Oferta Interna de Energia*¹⁵.

O mais importante é que a taxa de crescimento do consumo de energia nos últimos dois anos foi superior a 5,5% e a participação da energia renovável permanece praticamente estável, acima de 42% desde a década de 70, ressaltando que este horizonte contém um cenário de forte crescimento econômico, forte desaceleração e crises das atividades econômicas.

Contudo é imperativo notar que, apesar de a oferta interna de energia apresentar uma parcela representativa renovável, a matriz energética é fortemente dependente dos combustíveis fósseis e seus derivados com uma pequena participação da energia nuclear (totalizando 57,6%, em 2012).

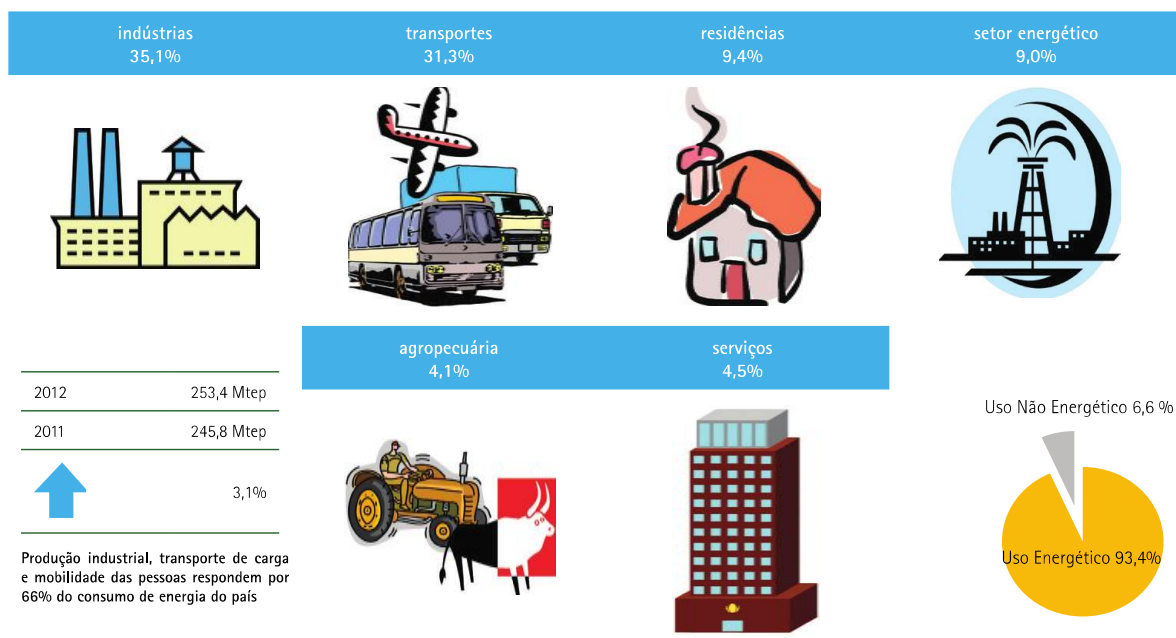
O emprego da biomassa no Brasil tem um papel de destaque na matriz energética, já que possui praticamente a mesma ordem da participação da hidroeleticidade e, quando somadas as suas participações alcança-se o valor de 29,2% da matriz energética brasileira,

¹⁵ Biomassa inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações.

valor próximo aos 39,2% de toda a demanda por petróleo e seus derivados no País para o ano de 2012.

No outro extremo, no que se refere ao consumo final por setor da economia, um breve resumo dos resultados é apresentado (Figura 2.5):

- *Setor Residencial*: predominam, nesta ordem, os consumos de eletricidade, lenha e gás liquefeito de petróleo (GLP), sendo que as maiores taxas de evolução encontram-se distribuídos com a energia elétrica e o GLP respectivamente;
- *Setor de Transporte*: predominam, nesta ordem, os consumos de *diesel*, gasolina e álcool hidratado. Ainda com relação aos combustíveis líquidos, destaca-se a continuada expansão no consumo de etanol e, também, o aumento no consumo de óleo *diesel*, em função da atividade de transporte rodoviário;
- *Setor Comercial*: predomina o consumo de eletricidade que apresenta a maior taxa de evolução, também;
- *Setor Agropecuário*: predomina o consumo de *diesel* e lenha, que apresentam as maiores taxas de evolução, também respectivamente;
- *Setor Industrial*: predominam, nesta ordem, os consumos de eletricidade, bagaço de cana-de-açúcar, carvão mineral e gás natural, sendo que as maiores taxas de evolução encontram-se distribuídas entre óleo combustível, lenha, gás natural e eletricidade, respectivamente; e
- *Setor Energético*: predominam, nesta ordem, os consumos de bagaço de cana-de-açúcar, gás natural e gás de refinaria, sendo que as maiores taxas de evolução encontram-se distribuídas entre o bagaço, o gás natural e a eletricidade, respectivamente.



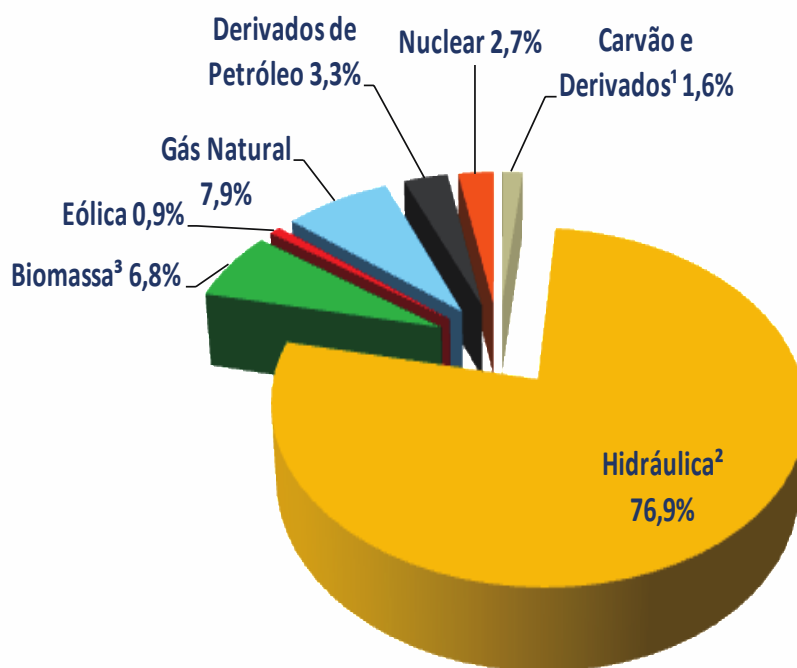
Fonte: EPE, 2013.

Figura 2.5 *Consumo final de energia por setor da economia*¹⁶.

Mesmo considerando o acréscimo na oferta de energia ao longo dos anos na matriz, o Brasil, com 192 milhões de habitantes, ainda apresenta um valor inferior per capita de energia (1,31 toe/capita) que comparado com a média mundial (1,8 toe/capita) é extremamente baixa quando comparado com os Estados Unidos da América (7,74 toe/capita).

A Figura 2.6 introduz a composição da oferta interna de energia elétrica no Brasil. Observando a parcela renovável da matriz elétrica brasileira, destaca-se a redução da parcela de hidroeletricidade e o aumento da participação da biomassa com origem na cana-de-açúcar, gás natural e derivados do petróleo no período de 2007 e 2008.

¹⁶ Setor energético agrega os centros de transformação e/ou processos de extração, transporte interno de produtos energéticos na sua forma final.



Fonte: EPE, 2009.

¹ Inclui gás de coqueria; ² Inclui importação ³ Inclui lenha, bagaço de cana e outras recuperações.

Figura 2.6 *Oferta interna de energia elétrica.*

A parcela de importação citada na Figura 2.6 representa a eletricidade importada via interconexões com os países do cone Sul, a saber: Paraguai, Argentina, Uruguai e Venezuela (sistema isolado). Atualmente existem tratativas para avaliar possíveis aumentos no intercâmbio com Paraguai, Argentina e Uruguai, além de negociações para interconexão elétrico-energética com o Peru que possui cerca de 33 GW de potencial hidrelétrico não explorado em regiões próximas à fronteira com o Brasil¹⁷.

A redução apontada para a participação da hidroeletricidade ocorre principalmente por dois grandes fatores: regimes pluviométricos e restrições ambientais. O ano de 2008 e 2013 tiveram um baixo nível de precipitações, o que tornou necessário o uso das termoelétricas. Sendo assim, ocorreu o aumento paulatino da participação termoelétrica na geração de

¹⁷ Com a possibilidade de se regularizar as vazões do Rio Madeira e trazer mais benefícios energéticos ao empreendimento.

eletricidade nos leilões A-3 e A-5 (2007 a 2008), causado pela restrição na oferta de empreendimentos hidrelétricos de médio e grande porte o que intensificou a participação dos combustíveis fósseis na matriz energética e elétrica. Desde de 2009 há um novo ciclo de leilões onde a oferta da energia eólica passou a predominar nos certames e tem dificultado a inserção de fontes intermitentes (outras renováveis) e não-intermitentes, como as termoelétricas (não-renováveis).

Quanto à energia eólica houve incremento na participação na matriz de eletricidade, que iniciou com Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Com 237 GWh e em 2012 conta com 5.050 GWh e uma evolução da energia gerada de 86,7% em relação a 2011 (EPE, 2013). Desde 2009, por meio dos leilões de fontes alternativas de energia (LFA) e de energia de reserva (LER), há um cadastramento de 13 GW de capacidade instalada de empreendimentos eólicos, cujo menor preço obtido foi de 120,94 R\$/MWh (médio) e hoje, nos leilões A-3 e A-5 está – aproximadamente – 90 R\$/MWh o que evidencia tanto a competitividade quanto o potencial que a fonte possui a serem explorados no Brasil.

2.5.2 Panorama energético externo

Após uma visão abrangente do panorama energético brasileiro, esta seção procura situar o Brasil no cenário internacional e regional (Cone Sul).

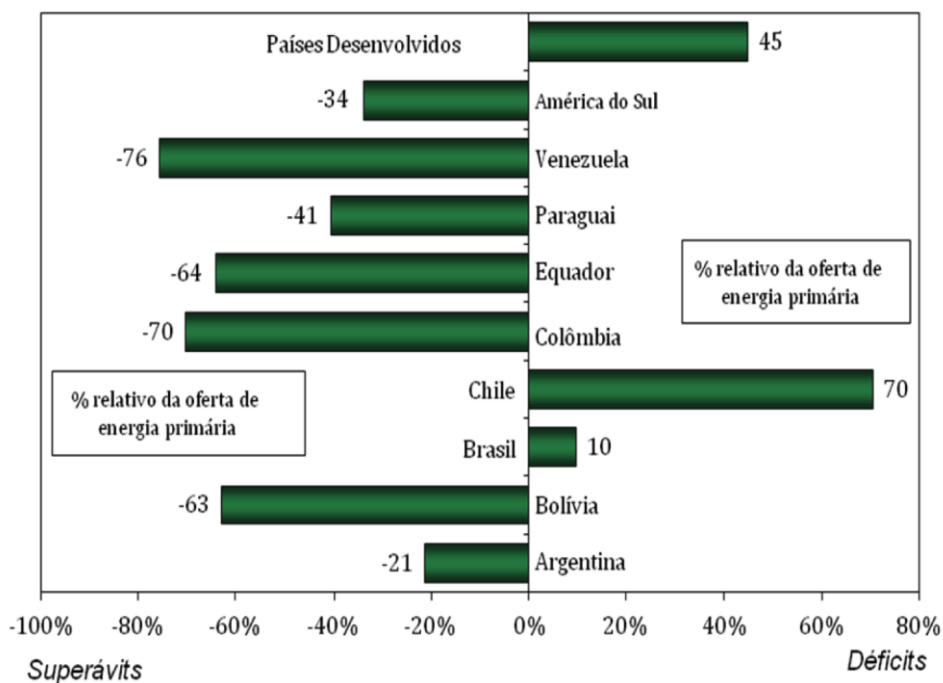
Uma comparação entre a América Latina e o Mundo mostra uma diferença nos indicadores de acesso à energia, de intensidade energética e das emissões. Segundo o MME (2008):

- a América Latina apresenta a emissão de gases de efeito estufa por PIB mais baixa do mundo e ao mesmo tempo apresenta o menor acesso à energia (eletricidade e energia em teps per capita);
- a intensidade energética (eficiência no uso da energia), na América Latina, ainda que seja melhor que a do mundo (mais baixa), deixa a desejar, pois nem

toda a população tem acesso aos recursos, produtos e serviços ofertados comparativamente com os países desenvolvidos; e

- não há país ou associação de países¹⁸ que, no conjunto, excetuando-se o Paraguai cuja UHE Itaipu supre quase a totalidade da demanda por energia elétrica do país, que possui valores próximos à metade da participação das fontes renováveis de energia como o Brasil.

Apresenta-se aqui, através da Figura 2.7, as dependências em energia dos países da América Latina e do mundo. Salienta-se que este trabalho não inclui as novas reservas de petróleo e gás natural descobertas principalmente no Brasil, Venezuela e Peru. Mesmo estas estatísticas sendo antigas, ano base 2004, mantém-se a conclusão de que a América Latina é um continente que tem a possibilidade de ser independente em termos de energia.



Fonte: OLADE, 2005 APUD MME, 2008.

Figura 2.7 Segurança energética na região.

¹⁸ Por exemplo, na Argentina e Venezuela predominam o petróleo e gás natural, sendo que nos demais países da América Latina, além destes energéticos, acresce-se o carvão mineral.

O Brasil, a despeito das suas dimensões territoriais, apresenta uma dependência muito baixa, já no ano base apresentado e, por agora, é autossuficiente, quando contabilizadas as novas reservas descobertas de petróleo e gás natural associado ou não.

Além desses fatores, existe a alternativa de integração energética dos países da América do Sul, o que poderá propiciar um regime de complementaridade energética que poderá minimizar os custos de geração e operação destes recursos, como por exemplo, o regime de complementaridade hidrológica existente entre o Brasil e a Venezuela.

Por fim, considerando os números publicados pelo *Statistical Review of World Energy* 2013 (BP, 2013), têm-se os seguintes resultados para os indicadores agregados para o mundo:

- em 2012 o consumo mundial de energia cresceu 1,8% frente a média de 2,6% nos últimos dez anos, o que considera os efeitos da crise econômica ocorrida desde 2008;
- pelo décimo ano consecutivo o consumo de carvão cresceu no mundo, em 2012 2,5% frente a média de 4,4% nos últimos 10 anos;
- o consumo de gás natural cresceu 2,2% no mundo frente a média de 2,5% nos últimos 10 anos; e
- petróleo e seus derivados tiveram uma redução de 0,9% frente a média de redução de 1,3% nos últimos seis anos cujo decréscimo ocorre de forma consecutiva.

O documento World Energy Outlook (WEO) 2012 ratifica a permanência destes cenários apontados já em 2012 pela BP, o que evidencia uma mudança no perfil de consumo de combustíveis fósseis liderados pelo carvão e gás natural (convencional e não convencional) e uma estabilização do consumo dos demais derivados de petróleo. O WEO (2012) constata que o carvão cresce a uma taxa superior aos das fontes de energia renováveis no mundo. Contudo, cabe destacar que o carvão emite duas vezes mais CO₂ que o gás natural.

Por fim, saindo do foco internacional e retornando ao Brasil, o destaque da matriz de energia elétrica brasileira quanto a participação dos recursos renováveis é resultado das ações de governo para o desenvolvimento destas fontes de energia.

2.6 ELEMENTOS FUNDAMENTAIS DE GOVERNANÇA NO SETOR ELÉTRICO

Em julho de 2003, o Ministério de Minas e Energia publicou o documento que aprova as diretrizes básicas para a implementação do novo modelo do setor elétrico. Este novo modelo encontra-se justificado pela não obtenção de resultados adequados no modelo vigente à época do apagão ocorrido em 2001, ao que se refere corrigir os desequilíbrios estruturais e conjunturais entre oferta e demanda além dos sinais de preços inadequados e ausência de investimentos. As diretrizes vigentes hoje que buscam suprimir os referidos desequilíbrios são:

- a) conceito de serviço público para a produção e distribuição de energia elétrica aos consumidores cativos;
- b) modicidade Tarifária;
- c) restauração do Planejamento da Expansão do Sistema;
- d) transparência no processo de licitação permitindo a contestação pública, por concorrência ou modalidade de leilão, das obras de infraestrutura em energia elétrica;
- e) mitigação dos Riscos Sistêmicos;
- f) manter a operação coordenada e centralizada necessária e inerente ao sistema hidrotérmico brasileiro;
- g) universalização do acesso e do uso dos serviços de eletricidade; e
- h) modificação no processo do modelo de licitação da concessão do serviço público de geração priorizando a menor tarifa.

Os agentes de distribuição deverão, obrigatoriamente, contratar para o atendimento à totalidade do mercado, a energia elétrica advinda:

- a) de contratos já existentes;
- b) contratos via leilão de energia elétrica; e
- c) provenientes de:
 - i. geração distribuída (GD); e
 - ii. energia elétrica gerada pelo PROINFA.

A geração distribuída de despacho descentralizado e de pequeno porte¹⁹, pode ser adquirida diretamente pelos distribuidores, desde que a unidade geradora esteja integrada a sua rede, podendo esta ser própria (distribuidores²⁰ com mercado próprio até 300 GWh/ano) ou pertencentes aos agentes concessionários, permissionários ou autorizados conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador. Neste caso, é interessante observar, a diferenciação ocorrida com o *self-dealing* (geração para atendimento próprio) que não é mais admitido dentro do novo modelo.

A prerrogativa da compra desta energia advinda de GD é da distribuidora com a ressalva de que a composição tarifária terá, como limite de repasse, um valor no máximo igual ou menor que a tarifa da última licitação de geração nova ocorrida no ambiente de contratação regulada com a premissa de que os custos evitados na distribuição, incluindo a redução de perdas, deverão ser suficientes para compensar eventuais diferenças na tarifa de suprimento. Os contratos de *backup* são facultados ao titular da geração distribuída visando reduzir a exposição ao risco da distribuidora.

Esta contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída será precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição de forma a garantir publicidade, transparência e igualdade de acesso aos interessados. O montante contratado não poderá exceder a dez por cento da carga do

¹⁹ Pequeno Porte dentro do novo modelo são PCHs, pequenas centrais termelétricas, geração a partir de fontes renováveis e cogeração.

²⁰ Também conhecido como cooperativas de distribuição de energia elétrica. Existem mais de 50 cooperativas no Brasil e reguladas pela ANEEL.

agente de distribuição salvo os empreendimentos de GD que sejam próprios do distribuidor. Se houver redução no custo de aquisição de energia, o repasse na tarifa dos consumidores finais será feito com vistas à modicidade tarifária, no entanto, é vedado o repasse de custos adicionais. Além disso, a ANEEL define o limite de operação e indisponibilidade dos empreendimentos de GD considerando a sazonalidade associada ao tipo do aproveitamento.

Este mecanismo de compra torna-se, também, útil considerando que as distribuidoras possuem uma margem de erro ao declarar a previsão de mercado (1% - A-1, 3% - A-3 e 5% A-5) ao poder concedente, de modo que este tipo de contratação poderá ser feita para realizar total ou parcialmente os ajustes, caso o mercado declarado seja inferior ao realizado.

Com o destaque do processo de planejamento neste modelo setorial, o macroprocesso institucional do setor de energia, o que inclui a energia elétrica, ficou organizado da seguinte forma (Figura 2.8):

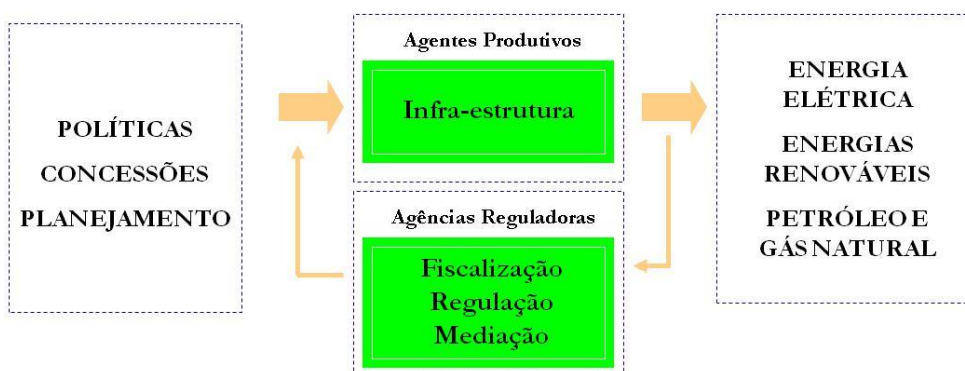


Figura 2.8 *Macroprocesso organizacional do setor de energia.*

É possível distinguir o SEB em quatro grandes grupos; a saber:

- a) *Político*: decisão sobre prioridades/destinação de recursos. Estabelecimento de fundamentos/regras gerais. Definição do que é legal;
- b) *Regulação e Fiscalização*: definição e fiscalização do cumprimento de regras específicas, estabelecendo, dentro da legalidade, a fronteira do que é permitido

e do que não é permitido para as concessões, além de definir penalidades e garantir o fornecimento de energia elétrica para o País;

- c) *Agentes de Mercado*:
- d) *Sem fins lucrativos*: organizar o funcionamento de determinada atividade, buscando o bem comum de acordo com o seu regimento interno ou atribuições;
- e) *Com fins lucrativos*: maximização do lucro e minimização de penalidades – procurando influenciar quando/onde possível e interessar, regido por lógica capitalista; e
- f) *Agentes Institucionais*: apoio técnico/financeiro e operacionalização de tarefas específicas.

Esta divisão pode ser facilmente visualizada na Figura 2.9, onde são apresentadas as entidades que integram o setor elétrico brasileiro, a forma como estão organizadas e vinculadas.

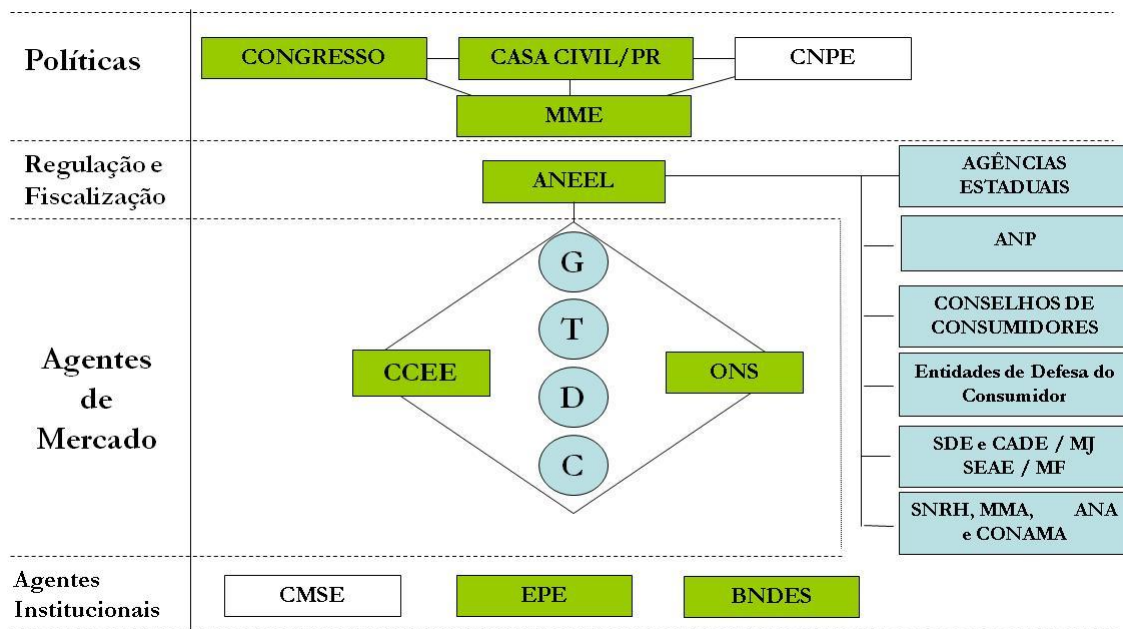


Figura 2.9 Organização institucional do setor elétrico.

2.7 O PROCESSO DE PLANEJAMENTO NO MÉDIO E LONGO PRAZO

Os estudos de longo prazo (de até 30 anos), buscam apresentar uma visão estratégica nacional que ultrapassa os limites de um único ciclo de gestão governamental (federal),

indicando ao poder executivo a diretriz quanto a expansão dos sistemas energéticos no Brasil, de modo a subsidiar as ações do governo para o alcance dessas metas. A limitação dos estudos de longo prazo estão relacionadas com a forte dependência dos cenários e premissas utilizadas, ruptura de paradigma existente ou o surgimento de um novo.

De posse da diretriz de longo prazo são realizados os estudos médio e curto prazos, normalmente atendendo o horizonte quinquenal e decenal. O resultado tem um caráter mais executivo, no qual se encontram materializadas as linhas de transmissão, interligações regionais e internacionais, dutovias, usinas termoelétricas, hidrelétricas, combustíveis líquidos, petróleo e gás natural e demais fontes de energia que são consideradas nas simulações eletroenergéticas para atendimento do mercado de energia.

Para o caso específico do setor de energia elétrica brasileiro, a expansão ocorre por meio dos leilões de eletricidade e sistemas de transmissão. É importante salientar que os planos executivos da geração recomendados pelo planejamento não são determinativos e sim indicativos, quanto à participação das fontes energéticas nos leilões de energia., já que a compra ocorre por preço e, no máximo, o MME pode discriminar as fontes que podem habilitar-se nos certames, por meio da Portaria de Leilão. Para o segmento de transmissão, os estudos de planejamento possuem um caráter determinativo ocorrendo leilões com plano de obras específico.

A expansão dos sistemas de distribuição no Brasil, apesar da característica de monopólio natural como ocorre com a atividade de transmissão, é feita de uma forma diferente: as distribuidoras elaboram o Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD), indicativo, com horizonte de 10 anos –já que as distribuidoras também participam dos estudos de planejamento da expansão dos sistemas de transmissão – conforme os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica do Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). A cada ciclo de revisão tarifária das distribuidoras (4 anos) a ANEEL avalia os investimentos realizados pelos agentes de distribuição classificando-os em investimentos prudentes ou imprudentes, sendo que apenas os investimentos prudentes são considerados na tarifa do próximo ciclo.

Após os leilões e os atos de outorgas, ocorre o monitoramento e acompanhamento da execução das obras, estudos ambientais, de projeto e de engenharia, a encargo do CMSE e fiscalização específica da ANEEL, de modo que o planejamento não considere um empreendimento numa data cuja operação seja inexecutável. Sendo assim, a atual organização setorial permite aos agentes regulados um melhor posicionamento das estratégias de negócio, já que o custo da energia é um dos fatores preponderantes na determinação da competitividade da atividade econômica.

2.8 COMPOSIÇÃO TARIFÁRIA

O Brasil, dentro do atual modelo setorial, apenas realiza compra de energia nova por meio do mecanismo de leilão bem como somente expande o sistema de transmissão que compõe a rede básica através de licitação na modalidade de leilão. Os leilões de energia têm a tarifa teto fixada através do poder concedente enquanto na transmissão, as Receitas Anuais Permitidas Máximas ($RAP_{máxima}$) são definidas pela ANEEL e somente divulgadas junto ao Edital do Leilão. Diferentemente da geração que exige licenciamento prévio ambiental para participar dos leilões de energia, o segmento de transmissão não exige LP deixando o risco²¹ e o custo totalmente ao encargo do empreendedor.

O mecanismo de competição para o leilão na geração constitui-se da seguinte forma: os agentes de mercado informam a demanda de energia no horizonte desejado pelo poder concedente (A-1, A-3 e A-5). O MME consolida a demanda final por energia e não informa o montante ao mercado. Os agentes de geração vão ao leilão sabendo apenas a receita teto e a quantidade de agentes, o total ofertado em capacidade instalada, tipo de fonte etc. Como não é conhecido o montante de energia a ser comprado e rateado pelas distribuidoras, cria-se o mecanismo de competição desejado para atingir-se a modicidade tarifária e o preço de equilíbrio fica estabelecido.

²¹ É de se esperar que este risco seja precificado no lance do leilão.

O mesmo não ocorre com a transmissão de energia elétrica, com características precípuas de um monopólio natural, cuja definição da obra é determinística e estabelecida pelo MME, cabendo à ANEEL a execução do leilão e a definição da $RAP_{máxima}$. Os leilões de transmissão são conhecidos pelos grandes deságios cuja média é, aproximadamente, 25% da $RAP_{máxima}$ (a RAP é a parcela anual que o agente aceita receber ao longo da concessão e sofre reajustes e revisões com periodicidades distintas).

Em suma, pode-se afirmar que os segmentos de geração e transmissão de energia elétrica são regulados por meio de preço-teto (*price cap*) e, o de distribuição segue o modelo regulatório do custo do serviço (com incentivo a eficiência direcionado pela Agência) submetido e uma forte regulação. Neste último caso, a agência reguladora permite o ganho de produtividade, do avanço tecnológico e outros que venham a ser identificados sejam incorporados temporariamente à remuneração da concessionária quando, no momento de revisão tarifárias esses ganhos de eficiência são repassados para aos consumidores, o chamado Fator X. Ainda, a ANEEL optou pela regulação por comparação (*Yardstick competition*), onde se estabelece um padrão de custos entre um agrupamento de concessionárias de características equivalentes, esta categorização gera grandes discussões no Brasil em função das diferentes características econômicas, sociais, geográficas e ambientais de cada região do País. Diante destas informações, segue a estrutura tarifária de energia elétrica utilizada no País, apresentada pela Figura 2.10:

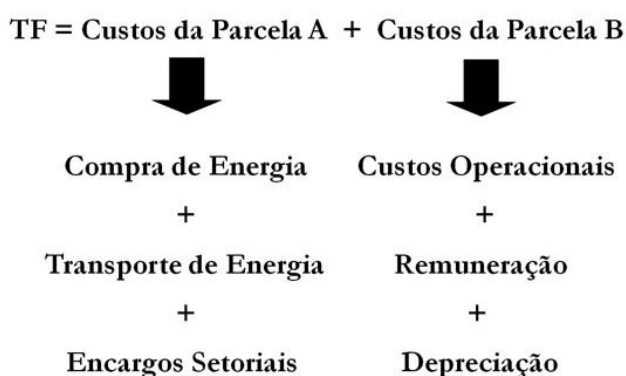
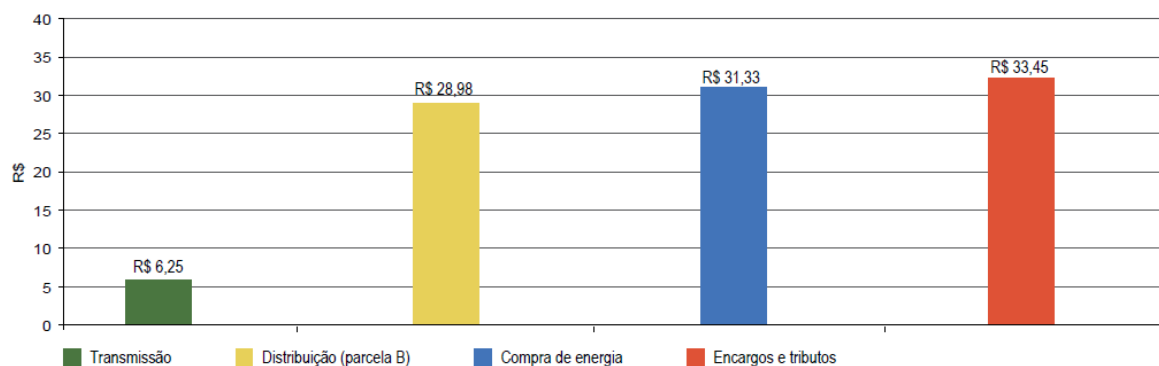


Figura 2.10 Composição da tarifa de energia elétrica no Brasil.

Os encargos setoriais responderam por cerca de 16,242 bilhões de reais (ANEEL, 2013) frente aos 9,6 bilhões de reais recolhidos em 2008 (ANEEL, 2008), reforçando o importante papel dessa componente no setor . Desmembrando a Parcela A da Figura 2.10 com maiores detalhes, tem-se:

- *Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)*: subsidia a geração térmica na região Norte do País (sistemas isolados);
- *Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)*: propicia o desenvolvimento energético a partir das fontes alternativas. Promove a universalização do serviço de energia e subsidia as tarifas da subclasse residencial de baixa renda;
- *Reserva Global de Reversão (RGR)*: indeniza ativos vinculados à concessão e fomenta a expansão do setor elétrico;
- *Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos (CFURH)*: compensa financeiramente pelo uso do recurso hídrico e terras produtivas para fins de geração de energia elétrica;
- *Pesquisa & Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D)*: promove investimentos em eficiência energética e pesquisa e desenvolvimento em linhas de pesquisa de interesse do setor elétrico;
- *PROINFA*: subsidia as fontes alternativas de energia selecionadas pelo programa;
- *Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)*: provê recursos para funcionamento da ANEEL;
- *Encargos de Serviços do Sistema*: subsidia a manutenção da confiabilidade e estabilidade do sistema interligado nacional.

Avaliando a Figura 2.11, que apresenta a composição, em R\$, da tarifa de energia elétrica brasileira, a principal conclusão consiste no fato de que os encargos setoriais e tributos superam em ordem de grandeza a remuneração dos investimentos em geração, transmissão e distribuição.



Fonte: ANEEL, 2008.

Figura 2.11 *Composição, em R\$, da tarifa de energia elétrica no Brasil.*

Em resposta, foi promulgada a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013 que trata de medidas do governo visando a redução da tarifa de energia elétrica. Elas alteram alguns encargos setoriais e tratam da antecipação do término das concessões de geração e transmissão de energia elétrica. A renovação da concessão das distribuidoras ainda não foi tratada de forma direta e está em aberto. Contudo, para os primeiros segmentos mencionados, os agentes que renovarem os seus contratos de concessão terão direito a indenização dos ativos que ainda possuem valor para depreciação contábil e receberão, a partir da assinatura dos novos contratos, tarifa reconhecendo apenas os custos necessários para a operação e manutenção (O&M) das instalações sob sua responsabilidade.

A lei mencionada anteriormente extingue o pagamento pela Reserva Global de Reversão (RGR), de novos empreendimentos concedidos e das distribuidoras de energia elétrica, bem como da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC) além de reduzir a Conta de Desenvolvimento Energética (CDE). Deste modo, a manutenção dos programas sociais, tais como o Luz para Todos e a Tarifa Social, caberá ao governo federal, via Secretaria do Tesouro Nacional (STN), aportar, para 2013, cerca de R\$ 3,3 bilhões na CDE.

Deste modo, a redução média em 7% da tarifa do consumidor final é esperada em função da redução da cobrança dos encargos. Outros 13% (MME, 2012c) decorrem da redução da tarifa média de geração e da transmissão, considerando que essas concessões não terão mais ativos a depreciar ou amortizar, apenas custos de O&M.

2.9 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Considerando que este trabalho corresponde a uma tese de doutorado acadêmico na área de políticas públicas e programas de desenvolvimento energético voltados para as energias renováveis, este capítulo visou à descrição detalhada e abrangente das políticas públicas, tipos, o seu ciclo e suas formas de condução. Os principais conceitos de externalidades foram apresentados em função dos potenciais reflexos quanto a sua consideração ou não dentro do ambiente de competição entre as fontes de energia. Os aspectos jurídicos e regulatórios são elementos necessários para a materialização, execução e fiscalização da política pública. Os principais elementos da governança do setor elétrico, bem como a composição tarifária vigente no País são apresentados de modo a possibilitar a análise e, se necessário, a proposição de melhorias ou de novos instrumentos legais.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O capítulo anterior discutiu os eixos temáticos mais relevantes para o estudo – desde os conceitos gerais que abrangem as ciências políticas, econômicas e jurídicas até os específicos do setor elétrico brasileiro.

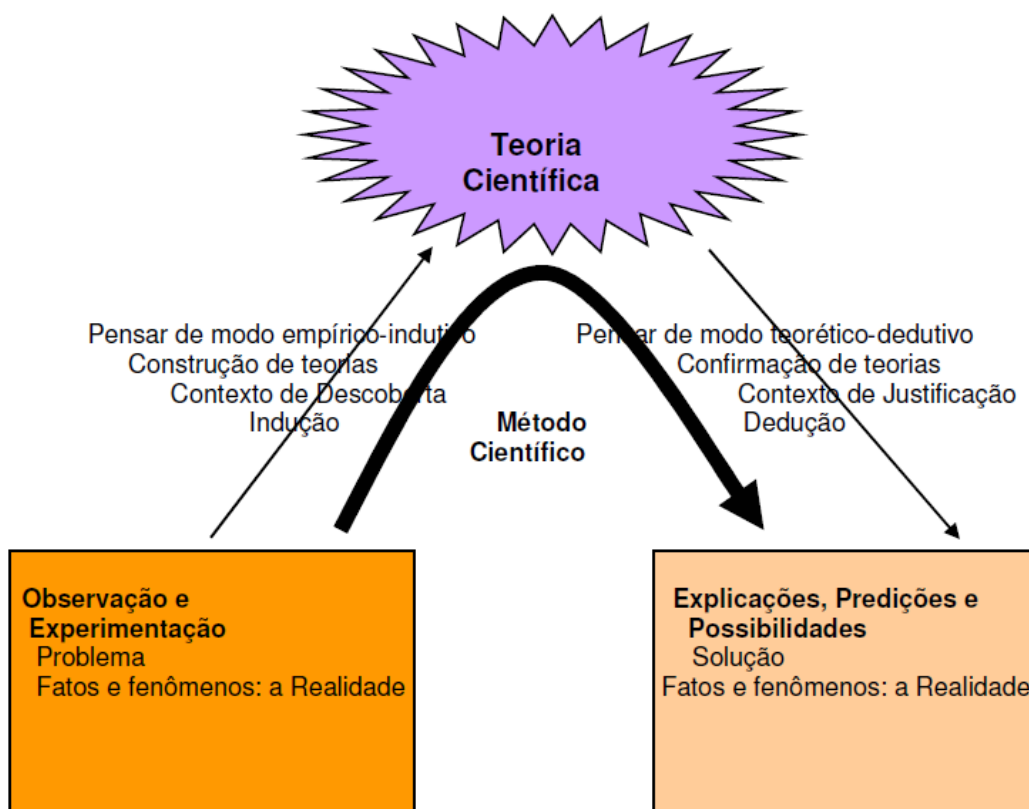
Este capítulo visa apresentar a metodologia de pesquisa bem como os materiais pesquisados necessários para delinear os principais objetos desta pesquisa: as fontes renováveis de energia e sua relação com as políticas públicas e programas de desenvolvimento energético vigentes, o planejamento setorial e composição da matriz elétrica brasileira.

Deste modo, tem-se condições para que o capítulo seguinte apresente as análises e os resultados obtidos, apontando melhorias e adequações aos mecanismos existentes e, quando necessário, a proposição de novos elementos para integrar as políticas públicas e programas de desenvolvimento vigentes.

3.2 MÉTODO

Para o desenvolvimento deste trabalho acadêmico buscou-se estabelecer um sistema, uma organização, reunindo o conhecimento necessário de forma consistente e coerente com o tema, conforme apresentado na Figura 3.1.

Segundo Oliveira (2007), o produto essencial de uma pesquisa científica é um conhecimento que esteja apto para operar soluções de um problema humanamente relevante. A pesquisa científica deve ser conduzida segundo o método científico de modo a apontar uma conclusão, objetivo central pesquisa.



Fonte: Oliveira (2007) APUD (Yin, 1994).

Figura 3.1 *Método científico.*

O método selecionado consiste na pesquisa bibliográfica e documental, posto que o universo de pesquisa e principal objetivo da tese é avaliar as políticas e programas vigentes ou em tramitação no poder legislativo (específicas ou que tenham efeitos indiretos nas fontes renováveis de energia) e apresentar, se necessário, melhorias ou novos instrumentos.

Após a identificação do universo da pesquisa, inicia-se a etapa de caracterização em dois estágios: o primeiro, de pesquisa bibliográfica; e o segundo, com o levantamento das informações existentes para o objeto em estudo – as fontes renováveis de energia – delimitando a área de contribuição desta pesquisa.

Por fim, foi verificado o alcance dos objetivos propostos no início do trabalho, e em que grau. Tratando-se de uma tese direcionada a políticas e programas governamentais, o método de abordagem é determinístico uma vez que as informações levantadas são

registros legais e formais destas matérias e as análises estão calcadas nos efeitos, consequências e resultados existentes com propostas específicas que visam sanar, mitigar os problemas identificados.

3.3 MATERIAIS

3.3.1 Revisão bibliográfica

A primeira etapa deste trabalho consistiu numa abordagem multidisciplinar abrangendo desde as áreas da ciência social até os conceitos gerais do setor elétrico brasileiro, do processo de planejamento da expansão buscando estabelecer uma organicidade dos elementos conceituais necessários que atendam ao propósito da pesquisa.

3.3.2 Levantamento das informações existentes

Após o contato com a temática da pesquisa, procedeu-se um levantamento detalhado das informações disponíveis sobre a área em estudo, os quais foram: legislação vigente, por meio de um compêndio de leis, decretos, portarias e resoluções; legislação em tramitação no poder legislativo, via pesquisa nos sítios eletrônicos da Câmara dos Deputados e Senado Federal ou audiências / consultas públicas realizadas pelo poder executivo; balanços, planos, programas, apresentações e dados oficiais emitidos pela Empresa de Pesquisa Energética, o planejamento setorial do Ministério de Minas e Energia e outras fontes da administração pública, direta e indireta.

Desse modo, os resultados encontrados por meio da revisão bibliográfica e do levantamento das informações existentes são apresentados a seguir.

3.4 POLÍTICAS PÚBLICAS E PROGRAMAS DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO COM FOCO EM FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA

Esta seção busca identificar os programas de desenvolvimento energético e as políticas públicas que enfoquem fontes renováveis de energia de forma a tornar a análise mais clara, pontual e precisa destes instrumentos existentes. A pesquisa está estruturada identificando primeiramente os programas de desenvolvimento e, posteriormente as políticas públicas vigentes. Analogamente, idêntico levantamento é realizado com para as iniciativas em tramitação nos poderes legislativo e executivo.

3.4.1 Programas de desenvolvimento energético para fontes renováveis de energia

Foram identificados três programas de desenvolvimento energético voltados para fontes renováveis de energia: PROALCOOL, PNPB e PROINFA²². Os dois primeiros estão associados aos combustíveis líquidos e o terceiro com a geração de energia elétrica, objeto dessa pesquisa.

O Programa Brasileiro de Álcool (PROALCOOL) foi criado em 1975 e motivado pela crise mundial do petróleo. Procurou introduzir, no mercado brasileiro, a mistura da gasolina com etanol (anidro) e estimular o desenvolvimento de motores puramente a álcool (hidratado). *Hoje, apenas um único benefício estabelecido por este programa permanece: a redução nos impostos para veículos que utilizam o álcool hidratado.*

Atualmente, por meio da Lei nº 11.097 de 13 de janeiro de 2005, o Brasil criou um Programa para Desenvolvimento do Biodiesel (PDB) que evoluiu para o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB). Em linhas gerais, o programa foi elaborado com motivação nos altos preços do petróleo no mercado internacional, apesar de o Brasil encontrar-se praticamente autossuficiente com as novas descobertas de campos de

²² O Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - Luz para Todos em locais que o atendimento via linhas de distribuição ou geração térmica não são viáveis, instala sistemas fotovoltaicos para atendimento de comunidades. Entretanto, como o objetivo do programa é o atendimento elétrico e não o incentivo à fontes renováveis, não foi classificado como tal.

petróleo e gás natural em altas profundidades na plataforma de mar continental (reservas do pré-sal). Porém uma das linhas mestras que reforçam o apelo social do programa é a possibilidade de desenvolver um ambiente para criação de empregos e assentamento permanente de famílias em áreas rurais.

O biodiesel propicia o benefício ambiental e energético de introduzir, na matriz, outro combustível líquido renovável. Cabe ressaltar que há a previsão legal de selo social e ambiental, o que implica em acompanhamento constante das famílias que integram o PNPB pelo governo. O selo social foi institucionalizado pela Lei nº 11.116 de 18 de maio de 2005, que altera a política de taxação dos combustíveis, principalmente o biodiesel, de forma a fornecer subsídios cruzados que podem chegar até a isenção de 100% dos tributos

O Brasil ainda possui uma dependência externa de *diesel*, entre 5-7% das importações líquidas (EPE, 2013). O acréscimo de biodiesel desloca esse percentual atualmente importado. A mistura de biodiesel ao *diesel* ocorre da seguinte forma: 2005-2007 foram autorizados 2% com um mercado de 840 milhões de litros/ano; 2008-2012, 2% da mistura são mandatórias e possuem um mercado estimado de 1 bilhão de litros/ano; a partir de 2013 passa a ser mandatória a mistura de 5% com um potencial mercado de 2,4 bilhões de litros por ano. Este potencial é pessimista considerando os contínuos incentivos que o governo federal, estaduais e municipais vem ofertando à indústria automobilística e sua cadeia industrial de apoio associada.

Por fim, ainda sobre o programa de biodiesel, a Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS, 2012) apresentou, através do seu Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES), o desenvolvimento da tecnologia de H-BIO que permite converter 100L de óleo vegetal em 96L de biodiesel e 2,2 Nm³ de propano. A maior vantagem do H-BIO é que ele possui um menor teor de enxofre em função do óleo vegetal utilizado no processo de refino. Gentil (2011) destaca que as principais vantagens do H-Bio são:

- permitir o uso de óleos vegetais de diversas origens como girassol, dendê, mamona, soja ou gordura animal, etc;
- diminuição nos resíduos gerados no processo de refino; e
- menores emissões de óxidos de enxofre (chuva ácida).

Identificou-se duas iniciativas do governo federal para a concepção de políticas públicas ou programas de desenvolvimento relacionadas, direta ou indiretamente, com as fontes renováveis de energia:

- a) geração distribuída com sistemas fotovoltaicos (GDSF), instituído pela Portaria SPE/MME nº 36, de 26 de novembro de 2008 no âmbito do Ministério de Minas e Energia, envolvendo o Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior (MDIC), representantes de notório saber das Universidades Brasileiras (USP/UFSC) coordenados pelo MME com o intuito de estabelecer as primeiras diretrizes para a formulação de Programa de Incentivo à Geração Fotovoltaica em Sistemas de Distribuição (PIGFSD), em 2008. O resultado do grupo foi encaminhado ao Conselho Nacional de Política Energética em 2009;
- b) redes inteligentes (*smart grid*) instituídos pela Portaria MME nº. 440 de 15 de abril de 2010 de modo a colher elementos e levantar o estado da arte da tecnologia, para subsidiar uma política pública para implantação de um Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente (PBREI). O GT apresentou o relatório ao Conselho Nacional de Política Energética e um novo grupo de trabalho será constituído futuramente para elaboração da proposta.

No Brasil, atualmente, existe apenas um único programa de desenvolvimento energético com foco em energias renováveis para geração de energia elétrica vigente, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. Sendo assim, o PROINFA será apresentado com um maior enfoque de suas características gerais e resultados obtidos.

O PROINFA foi instituído pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 e revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003. A revisão previu mecanismos que visam incentivar a indústria nacional e a exclusão dos consumidores de baixa renda do pagamento do rateio da compra desta nova energia.

O maior objetivo do Programa é a diversificação da matriz energética brasileira com a utilização de fontes renováveis de energia vislumbrando um aumento da participação da energia elétrica produzida com base em PCHs, UTEs a biomassa e eólicas, no Sistema Elétrico Interligado Nacional, diversificando o número de agentes do setor.

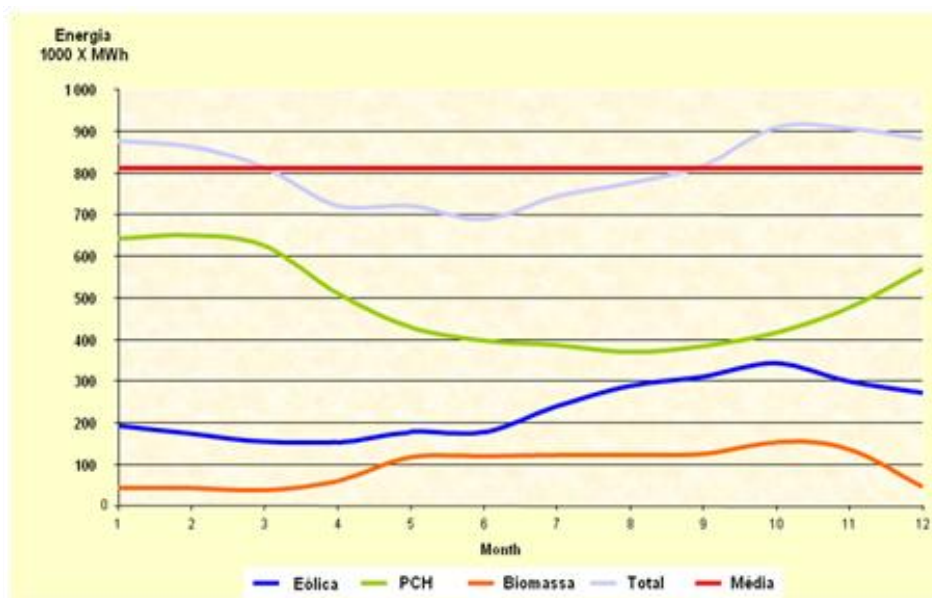
Inicialmente, o Programa abrange 3.300 MW de capacidade instalada para os aproveitamentos energéticos selecionados, sendo que as instalações deverão ter funcionamento previsto para até 30 de dezembro de 2008 e que foi prorrogado para a mesma data do ano de 2011. Outro importante aspecto é a compra da energia assegurada pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), por um período de 20 anos, desde que os empreendedores preencham todos os requisitos de habilitação preestabelecidos e selecionados de acordo com os procedimentos da Lei nº 10.438/02.

O Programa, na sua concepção, conta com o suporte do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) que criou um programa de apoio a investimentos em fontes renováveis de energia elétrica.

Ao mesmo tempo, a Eletrobras garante ao empreendedor uma receita mínima de 70 % da energia contratada durante o período de financiamento e proteção integral quanto aos riscos de exposição do mercado de curto prazo, com contratos de duração de vinte anos.

A Figura 3.2 demonstra a complementaridade entre as fontes do PROINFA. Nota-se que a biomassa e a eólica complementam o regime hidrológico das centrais hidrelétricas. A biomassa cuja concentração ocorre nas regiões Sul e Centro-oeste possui período de safra coincidente com o de baixa precipitação pluviométrica dos grandes reservatórios que regularizam a vazão do SIN. De forma similar, usinas eólicas na região Nordeste,

apresentam a mesma característica e melhoram as taxas de utilização das interligações elétricas para intercâmbio de energia existentes.



Fonte: MME, 2007.

Figura 3.2 *Complementaridade das fontes de energias selecionadas com os resultados obtidos na primeira fase do PROINFA.*

A seguir, é apresentado um breve resumo sobre o programa e suas etapas:

- os custos de natureza operacional, tributária e administrativa relativos à contratação da potência ou geração de energia elétrica serão rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidos pelo SIN, de forma proporcional ao consumo individual. Este adicional tarifário é regulamentado pela ANEEL;
- o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos (PIA), com as seguintes fontes no SIN: eólica; pequenas centrais hidrelétricas; e biomassa; no SIN.

Etapa I

- compra assegurada pela Eletrobras, por 20 anos, a partir da data de entrada em operação de 3.300 MW de capacidade, com os pisos e valores definidos em lei;
- a contratação deve ser distribuída igualmente em termos de capacidade instalada para cada uma das fontes participantes do programa com o valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte. O valor foi definido pelo MME, mas tendo como pisos 50, 70 e 90 % da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final dos últimos 12 meses;
- a chamada pública terá como critério as usinas que estiverem com as licenças ambientais de instalação (LI) mais antigas, pela data de emissão;
- limita-se por estado a contratação de até 20 % das fontes eólica e biomassa e 15 % para PCH. Concluída esta primeira rodada de seleção e não tendo ocorrido o total previsto de contratação com a presença de empreendimentos habilitados com LI válidas, o saldo remanescente por fonte será distribuído entre os Estados de localização desses empreendimentos, na proporção da oferta em kW, com o mesmo critério de antiguidade de LI até a contratação do total previsto por fonte (1.100 MW);
- fabricantes de equipamentos de geração poderão participar diretamente, como PIAs, desde que o índice de nacionalização dos equipamentos e serviços seja, na primeira etapa de, no mínimo, 60 % em valor e, na segunda etapa de, no mínimo 90 % em valor; e
- casos não se atinjam as cotas estipuladas, a diferença será distribuída nas demais fontes igualmente; e
- os valores econômicos de referência (VREF) por fonte e atualizados ano a ano (Tabela 3.1).

Tabela 3.1 *VREF atualizado pelo IGP-M por fonte de 2004 a 2012.*

		Índice Geral de Preços do Mercado (Acumulado por Ano) [%]								
		2004 (Ago-Dez)	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012 (Jan-Abr)
		6,21	1,2	3,84	7,74	9,8	-1,71	11,32	5,09	1,47
Fonte		Valor de Referência Atualizado								
UTE Biomassa	PCH	R\$ 124,29	R\$ 125,78	R\$ 130,61	R\$ 140,72	R\$ 154,51	R\$ 151,87	R\$ 169,06	R\$ 177,66	R\$ 180,27
	Eólica - Máx	R\$ 217,04	R\$ 219,64	R\$ 228,08	R\$ 245,73	R\$ 269,81	R\$ 265,20	R\$ 295,22	R\$ 310,25	R\$ 314,81
	Eólica - Mín.	R\$ 191,37	R\$ 193,67	R\$ 201,10	R\$ 216,67	R\$ 237,90	R\$ 233,83	R\$ 260,30	R\$ 273,55	R\$ 277,57
	Bagaço	R\$ 99,59	R\$ 100,79	R\$ 104,66	R\$ 112,76	R\$ 123,81	R\$ 121,69	R\$ 135,47	R\$ 142,36	R\$ 144,46
	Casca de Arroz	R\$ 109,61	R\$ 110,92	R\$ 115,18	R\$ 124,10	R\$ 136,26	R\$ 133,93	R\$ 149,09	R\$ 156,68	R\$ 158,98
	Madeira	R\$ 107,64	R\$ 108,94	R\$ 113,12	R\$ 121,87	R\$ 133,82	R\$ 131,53	R\$ 146,42	R\$ 153,87	R\$ 156,13
	Biogás de Aterro	R\$ 179,58	R\$ 181,73	R\$ 188,71	R\$ 203,32	R\$ 223,25	R\$ 219,43	R\$ 244,27	R\$ 256,70	R\$ 260,47

Fonte: PROINFA, 2009.

A ANEEL propôs, via audiência pública no 023/2012, que os empreendimentos que entraram em operação em 2011 tenham o prazo contratual de 20 anos reduzido, contado a partir de 2006 – ano que efetivamente deveriam ter entrado em operação em função dos atrasos na entrega da energia.

Etapa II

- após os 3.300 MW, as três fontes deverão atender 10% do consumo anual de energia elétrica do País, num prazo de até 20 anos, considerando os resultados da primeira etapa;
- o preço será o valor econômico correspondente à geração de energia competitiva, composto pelo custo médio ponderado de geração de novos aproveitamentos hidráulicos com potência superior a 30 MW e centrais termelétricas a gás natural, estipulado pelo MME;
- a aquisição será feita via programação anual de compra da energia elétrica, atendendo no mínimo 15% do incremento anual de energia elétrica fornecida ao mercado consumidor nacional, com mecanismos de compensação entre o previsto e o realizado para cada exercício; e
- o PIA fará jus a um crédito complementar, que é a diferença entre o valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte e o valor recebido da Eletrobras.

3.4.2 Políticas públicas para fontes renováveis de energia

3.4.2.1 Iniciativas no poder legislativo

O levantamento deste subitem buscou identificar todas ações relativas às fontes alternativas ou renováveis de energia, tais como: solar (térmica e fotovoltaica), eólica, biomassa (combustão direta e gaseificação), biogás, células a combustível, aproveitamento de potencial hidráulico (hidrelétrica), micro centrais e pequenas centrais hidrelétricas, geotérmica e biocombustíveis com enfoque para geração de energia elétrica.

O resultado da pesquisa consta no Apêndice A, subdividido em: A.1 iniciativas em andamento ou tramitadas no Senado Federal; e A.2 analogamente na Câmara dos Deputados, ressalta-se que foram identificados apenas projetos de lei na pesquisa.

3.4.2.2 Políticas Vigentes

A seguir serão apresentados os resultados da pesquisa legislativa que visa levantar todos os itens na legislação relativos às políticas públicas direcionadas para as fontes renováveis de energia que estejam vigentes no Brasil (Figura 3.3).

O detalhamento dos escopos das Leis, Decretos, Portarias e Resoluções bem como os artigos identificados como pertinentes ao assunto desta tese, constam no Apêndice B.

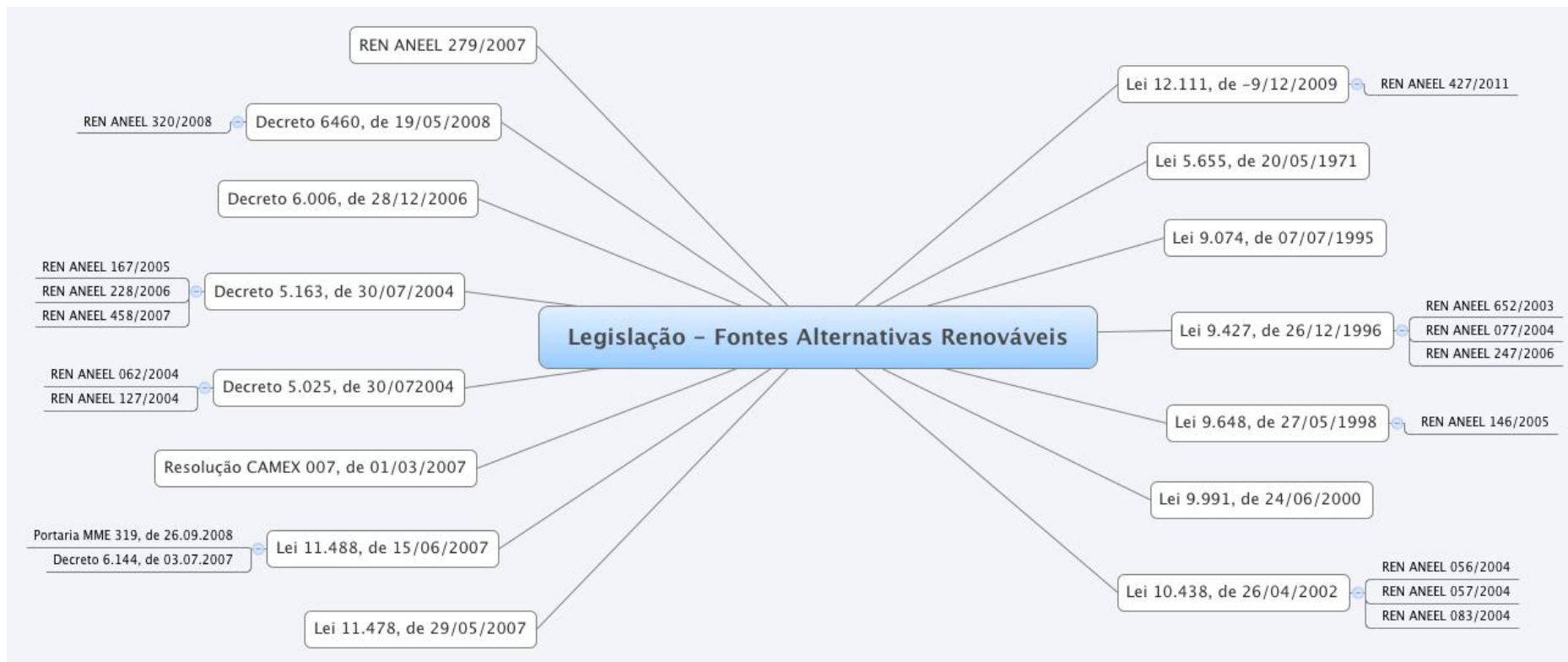


Figura 3.3 *Legislação vigente aplicável às fontes renováveis de energia.*

3.5 O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS E AS FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA

O objetivo desta seção é apresentar como as diretrizes governamentais e a política energética são implantadas pelo planejamento da expansão, com a respectiva elaboração dos planos executivos de obras e a sua operacionalização.

A seguir é apresentada uma visão de como o planejamento da expansão dos sistemas energéticos, por meio de planos e estudos integram-se com as perspectivas estratégicas (país), a programação de obras (plano executivo) e, por fim, culminando nos leilões (operacionalização da matriz planejada) com um enfoque, em especial, aos sistemas elétricos.

O primeiro bloco, denominado como “*Planos Estratégicos*” é composto por estudos de planejamento de longo prazo, com horizontes não inferiores a 30 anos. Estes estudos são revisados a cada 5 anos. O objetivo deste período é abranger uma legislatura integral do atual governo que aprovou o plano, mais um período do novo governo que se eleger permitindo que a transição entre governos mantenha as diretrizes estratégicas do setor, possibilitando, também, que a nova revisão dos planos estratégicos incorporem outras visões governamentais dentro da mesma legislatura. Os principais produtos deste bloco são o Plano Nacional de Energia e a matriz energética nacional.

De posse dos planos estratégicos inicia-se uma etapa de detalhamento, denominada de “*Planos Executivos*” com uma visão de estabelecer programação de obras para a expansão dos sistemas energéticos, incluindo-se os sistemas elétricos (geração/transmissão). Os estudos de curto prazo para o planejamento da expansão possuem um horizonte superior a 3 anos e inferior a 10 anos. O principal produto desta etapa é o Plano Decenal de Energia, com horizonte de 10 anos. Com o PDE aprovado, o Ministério de Minas e Energia trabalha para a elaboração dos Planos de Outorgas para os monopólios naturais: segmentos de transmissão e distribuição de energia elétrica; e dutos para transporte de petróleo e seus derivados, gás natural e biocombustíveis. Paralelamente, os empreendimentos de geração

de energia elétrica e de exploração e produção de petróleo e gás natural são selecionadas para as próximas etapas de detalhamento e viabilização.

Por fim, o bloco denominado como “Operacional” trata dos certames licitatórios de geração, transmissão, petróleo, gás natural e biodiesel e o respectivo monitoramento do horizonte de curto prazo, visando identificar alterações no mercado de energia em horizontes entre 1 a 3 anos, realimentando o bloco executivo adiantando ou postergando empreendimentos que são viabilizados por meio de leilões. A Figura 3.4 resume a estrutura discutida acima.

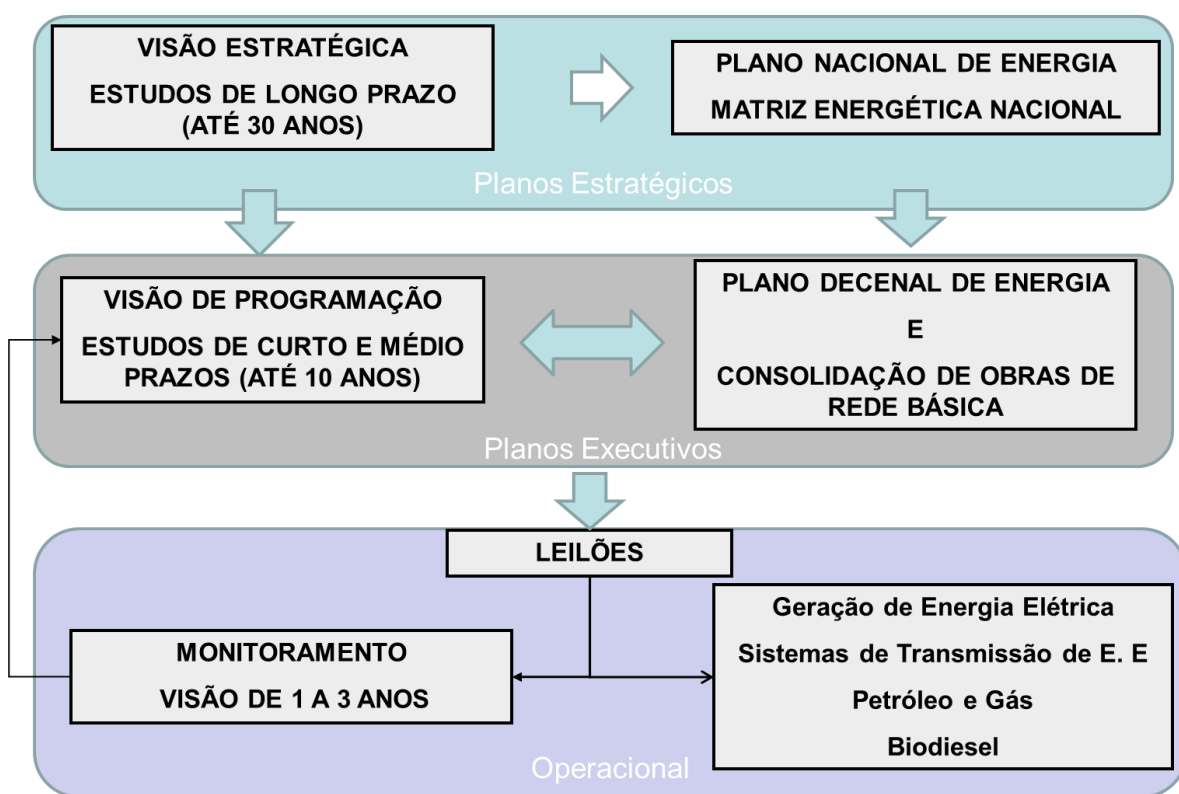


Figura 3.4 Macroprocessos do planejamento da expansão.

3.5.1 As fontes renováveis de energia e seu papel para o sistema interligado nacional e sistemas isolados

O Brasil, segundo o Ministro de Estado de Minas e Energia, no Grupo de Alto Nível da Iniciativa Energia Sustentável para Todos, na sede da Organização das Nações Unidas

(ONU), expôs a decisão política de manter a matriz elétrica brasileira baseada, essencialmente, na hidroeletricidade, com níveis superiores a 80% (MME, 2012). Ainda, destacou o uso dos biocombustíveis, hidroeletricidade, biomassa, fontes eólica e solar como as fontes renováveis e limpas para produção de energia no Brasil.

Para o SEB, o atendimento por sistemas de transmissão e distribuição são descritos pelo termo sistema interligado nacional (SIN) e abrange todos os seus usuários, como agentes geradores, consumidores livres e as distribuidoras (com os seus respectivos consumidores – cativos, livres, especiais, etc.). Grande parte da capacidade instalada das fontes renováveis de energia no País, estão conectadas ao SIN.

Porém, existe um conjunto de localidades em que não há viabilidade técnica e economia para o atendimento energético e estão baseados no atendimento a base de derivados de petróleo, de forma periódica, mas interrompível e com o consumo limitado para períodos específicos do dia ou para aplicações específicas (iluminação, conservação de alimentos, atividades produtivas locais, artesanato, etc.). Para o SEB, as localidades que não integram o SIN, mas são atendidas pelas distribuidoras por meio de sistemas autônomos são denominados sistemas isolados (SIs).

O atendimento dos sistemas isolados ocorre essencialmente por combustíveis fósseis (óleo *diesel* e gasolina) com algumas aplicações de fontes renováveis tais como biomassa, solar fotovoltaica, sistemas híbridos solar fotovoltaica e eólicoelétricos e micro centrais hidrelétricas. Os custos de geração desta energia estão acima do custo médio da energia do consumidor final do SIN. Os SIs estão majoritariamente localizados e dispersos na região Norte, atendem a uma área de 45% do território e a cerca de 3% da população nacional, ou seja, a aproximadamente 1,2 milhão de consumidores (Eletrobras, 2012) e são caracterizados pelo grande número de pequenas unidades geradoras, pela grande dificuldade de logística de abastecimento e pela sua distribuição espacial na região Norte do País, na sua maioria representando pequenas cargas a serem atendidas.

Para equacionar esta diferença existe a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) que custeia a diferença entre a Tarifa de Equivalente Hidráulico (TEH) e o custo de geração no

sistema isolado. Até setembro de 2012, a CCC era custeada por todos os agentes que utilizassem o SIN. Após esta data, o governo federal decidiu manter a CCC custeada com recursos da Secretaria do Tesouro Nacional, desonerando todos os agentes que acessam os sistemas interligados. A TEH é definida pela ANEEL.

A distribuição dos recursos, monitoramento, estimativa dos mercados e gestão destes recursos ficam a encargo da Eletrobras *Holding* por meio do Grupo de Técnico Operacional da Região Norte (GTON), sob fiscalização da ANEEL. A geração térmica e as quantidades de óleo anuais e mensais são definidas pelo GTON por meio do Plano e Programa Mensal de Operação (PMO), servindo de base para o cálculo das quotas mensais de recolhimento da Conta de Consumo de Combustíveis dos sistemas isolados (CCC-Isol), para o reembolso das despesas de combustível nestes sistemas.

A CCC também pode ser utilizada para financiar pequenas centrais hidrelétricas, linhas de transmissão e distribuição ou efficientização ou troca de combustível que implique em redução do consumo de combustíveis mantidas pela CCC, este tipo de modalidade chama-se “*sub-rogação da conta de consumo de combustíveis*”. A CCC movimentou para o ano de 2011, cerca de 5,5 bilhões de reais (ANEEL, 2013).

Com relação aos gastos da CCC, o Ministério da Fazenda (2006) recebeu uma solicitação de que o CADE e SDE fizessem uma avaliação quanto as informações levantadas pela ANEEL que apontaram indícios que a Petrobrás S.A. e a BR Distribuidora abusaram do poder econômico, praticando preços 40% acima que os demais concorrentes no mesmo período. A época, multou a Eletrobras *Holding* em 12 milhões de reais por não ter feito a devida fiscalização para gerir adequadamente os recursos arrecadados pela CCC.

A Lei nº 12.111 de 09 de dezembro de 2009 busca mitigar que a situação acima ocorra novamente, no longo prazo, estabelecendo que as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços e instalações de distribuição de energia elétrica nos sistemas isolados deverão atender a totalidade dos seus mercados por meio de licitação, na modalidade de concorrência ou leilão, a ser realizada, direta ou indiretamente pela ANEEL, de acordo com diretrizes estabelecidas pelo MME. Até então, este atendimento

era de responsabilidade única da distribuidora, sem um acompanhamento maior do Estado e das condições de contratação destes atendimentos (instalações e combustíveis).

A forma de contratação deverá garantir a transparência e publicidade na contratação e caso a referida licitação seja inviável ou o procedimento licitatório resulte em deserto (sem interessados) esta situação é regulamentada pelo Decreto nº. 7.246, de 28 de julho de 2010. O MME poderá autorizar a distribuidora executar o projeto de referência, aditamento dos contratos existentes para atendimento da localidade ou, ainda, contratação emergencial ou aluguel ou aquisição de unidades de geração de energia elétrica na ausência de interessados.

A Lei nº 12.111 de 09 de dezembro de 2009 também determina que empreendimentos destinados a produzir energia elétrica nos sistemas isolados a partir da biomassa até a data de publicação da medida provisória terão sua produção adquirida mediante leilão específico para a fonte. A lei aponta que a regulação deverá estimular a eficiência econômica e energética, a valorização do meio ambiente e à utilização de recursos energéticos locais, visando atingir a sustentabilidade econômica da geração de energia elétrica nos sistemas isolados.

A CCC passará a reembolsar a diferença entre o custo total de geração da energia elétrica no concessão da distribuição daquele sistema isolado pela valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potencia e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada no SIN considerando, ainda, os demais custos diretamente associados à prestação do serviço público em regiões remotas dos sistemas isolados caracterizados pela grande dispersão de consumidores e ausência de economia de escala.

Mesmo que o sistema isolado seja integrado ao sistema interligado nacional, há previsão da continuidade do reembolso à distribuidora pelo contrato, condicionado até que a concessionária adeque suas instalações físicas, seus contratos comerciais, rotinas de operações e outras medidas para que o sistema isolado seja considerado integrado totalmente ao SIN. A situação inicial para que se considere o ambiente de integração é a

entrada em operação da LT que interliga o sistema isolado ao SIN, passando os contratos vigentes a serem remunerados não mais pela CCC, mas pelos encargos de serviço do sistema. Assim, ocorre uma transferência do ônus, inicialmente de característica distributiva quando subsidiada pela CCC, para concentrada onde os consumidores daquela concessão específica.

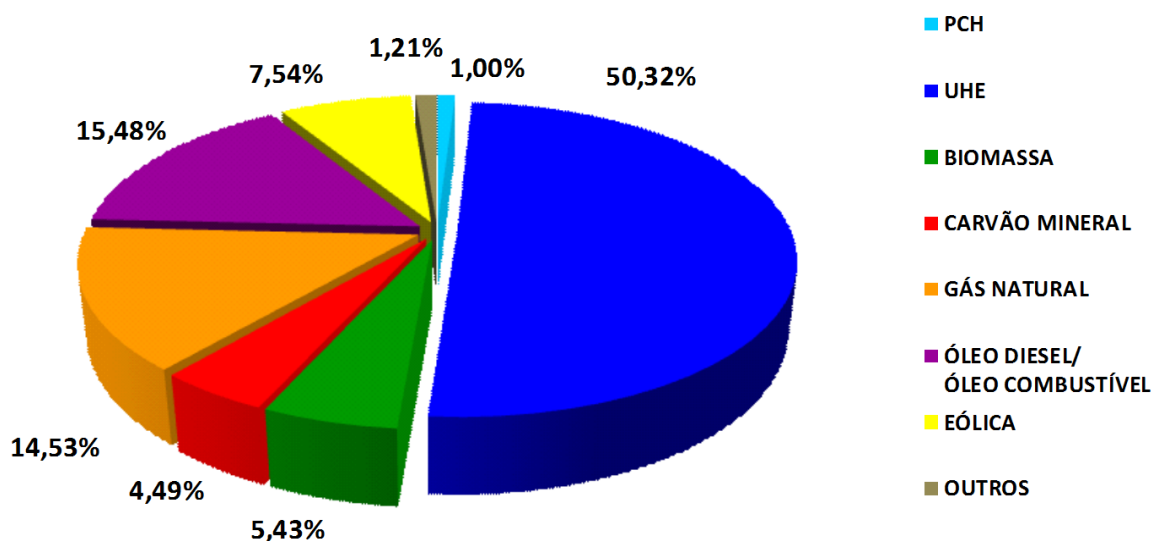
A distribuidora de energia elétrica é responsável por elaborar o projeto de referência para atendimento a totalidade dos seus mercados, incluindo situações de reserva de capacidade de geração para atendimento de contingências. Os consumidores do seu sistema isolado tem seus requisitos de qualidade do fornecimento e dos serviços de energia elétrica para estes sistemas definidos por meio de regulamento específico da ANEEL

O projeto de referência elaborado pelas distribuidora será encaminhado anualmente para aprovação do MME, que utilizará a EPE para receber, avaliar e habilitar os projetos, com um horizonte mínimo de cinco de anos de planejamento. Uma das diretrizes é de que os projetos de referência deverão buscar a redução do custo total da geração nos sistemas isolados e do reembolso pela CCC e o uso de recursos renováveis sempre que possível.

3.5.2 O mecanismo dos leilões e sua relação com a matriz energética nacional

Os leilões de energia permitem ao MME, por meio fixação das diretrizes e da programação de obras indicativa da expansão da geração, direcionar quais fontes deseja comprar energia. Basicamente, ao fixar os preços teto, prazo de contratação, percentual de importação de equipamentos ou estabelecer os níveis de emissões aceitáveis direciona-se as fontes que participarão da competição. Ou, ainda, de forma direta, o MME pode fixar as fontes de energia que irão participar das licitações. Alterando as condições de participação dos agentes geradores nos leilões.

Como resultado das perspectivas de matriz energética e elétrica apresentadas na revisão bibliográfica, apresenta-se a Figura 3.5 que expõe a participação das fontes de energia contratadas nos leilões do ACR, desde de 2005, incluídos os estruturantes, fontes alternativas e energia de reserva e os já outorgados na implantação do modelo setorial.



Fonte: CCEE, 2012.

Figura 3.5 Participação das fontes de energia contratadas no ACR.

Observa-se que, atualmente, o montante de energia proveniente da fonte eólica contratada nos leilões (3.099,90 MW_{médios}) supera o montante contratado por meio de usinas termelétricas a biomassa (1.993,00 MW_{médios}), Carvão Mineral (1.561,20 MW_{médios}), PCH (346,07 MW_{médios}) e, ainda, representa aproximadamente 57% das termelétricas a óleo *diesel*/combustível (5.385,10 MW_{médios}) e a gás natural (5.052,10 MW_{médios}), demonstrando a competitividade que a fonte vem apresentando nos últimos leilões.

Considerando a quantidade de energia, por fonte, indicada no PNE, não está compatível com os valores contratados, os leilões de energia tem mantido a diretriz da política energética quanto a participação expressiva das fontes renováveis na matriz energética e elétrica brasileira.

Entretanto, também demonstra que o domínio do poder concedente em estabelecer as regras nos certames, conforme dito anteriormente, não é garantia da fiel execução das quantidades de energia adquiridas por fonte conforme a indicação no PDE.

Concomitantemente com a expansão da geração, faz-se necessário observar a expansão dos sistemas de transmissão. A seguir são apresentados alguns exemplos de projetos,

principalmente, de usinas hidrelétricas de médio e grande portes, bem como de fontes renováveis de energia (eólica, biomassa e PCH) e o respectivo rebatimento na expansão dos sistemas de transmissão para entregar estes blocos de energia aos centros de carga atendidos pelo SIN:

- *Complexo hidrelétrico de Belo Monte*: serão licitados mais de 13.259 km de linhas de transmissão, aproximadamente 10% da rede básica existente (LTs acima ou igual a 230 kV), com um investimento associado de 17,5 bilhões de reais reforçando os sistemas de transmissão das regiões Norte, Nordeste, Sul e interligações Nordeste – Sul e Norte – Sul;
- *Complexo hidrelétrico de Teles Pires*: os investimentos necessários para a expansão do sistemas de transmissão em mais de 1.500 de linhas de transmissão, em 500 kV, somam a mais de um bilhão de reais;
- *Parques eólicos no extremo Sul do Estado do Rio Grande do Sul*: para o escoamento das usinas que comercializaram no A-3 de 2011 são necessários, aproximadamente, 500 km de LTs em 525 kV;
- outros exemplos de expansão dos sistemas de transmissão (Rede Básica, ICGs e IEGs) para escoamento da geração que comercializou energia nos leilões:
 - termoelétricas a biomassa: Minas Gerais (triangulo mineiro), Mato Grosso do Sul, São Paulo e Maranhão;
 - pequenas centrais hidrelétricas e usinas hidrelétricas no Mato Grosso e Pará; e
 - centrais eolioelétricas na região Nordeste do País (Ceará, Piauí, Rio Grande do Norte, Paraíba, Bahia, Sergipe, Alagoas, Pernambuco) e no Rio Grande do Sul.

3.6 O APROVEITAMENTO DE RECURSOS HÍDRICOS COMO POTENCIAL ENERGÉTICO

Este subitem visa destacar a diretriz governamental e a visão dos entes de planejamento da expansão de energia elétrica no que se refere à expansão da hidroeletricidade no curto, médio e longo prazos já que esta é a principal fonte de energia renovável apontada pela política energética para a expansão da oferta de eletricidade, como será visto adiante.

Não obstante, identifica problemas públicos que criam óbices aos aproveitamentos de potenciais de energia hidráulica, principalmente na região amazônica, os quais o governo federal deve buscar soluções para consecução das diretrizes estabelecidas de política energética.

3.6.1 Visão do planejamento setorial

O Plano Nacional de Energia 2030 (MME, 2008b) e o Plano Decenal de Energia (MME,2012) são os documentos que apresentam a diretriz da política energética e a programação de obras dentro do horizonte decenal, respectivamente.

Segundo a MME (2007), nos últimos 30 anos, a oferta primária de energia hidráulica no mundo evoluiu concentradamente em dois continentes: Asiático, com destaque para a China, e Americano, com destaque para o Brasil. O Plano Nacional de Energia 2030, aponta que existe no Brasil um potencial a ser explorado em hidroeletricidade de 260.000 MW. Desses, considerando os empreendimentos que já são objetos de outorgas (usinas em operação, em construção e em processo de licenciamento), tem-se que pouco mais de 30% estão explorados. A EPE aponta que o potencial aproveitável é de cerca de 126.000 MW, excluído o potencial estimado, a partir de cálculos teóricos. Desse total, mais de 70% estão nas bacias do Amazonas e do Tocantins/Araguaia.

O potencial da bacia do Amazonas é significativo, pois representa mais de 60% do que se deseja aproveitar como recurso hidrelétrico, conforme Tabela 3.2, assumindo um importante papel dentro de uma perspectiva de longo prazo. Em tempo, o PNE 2030 busca

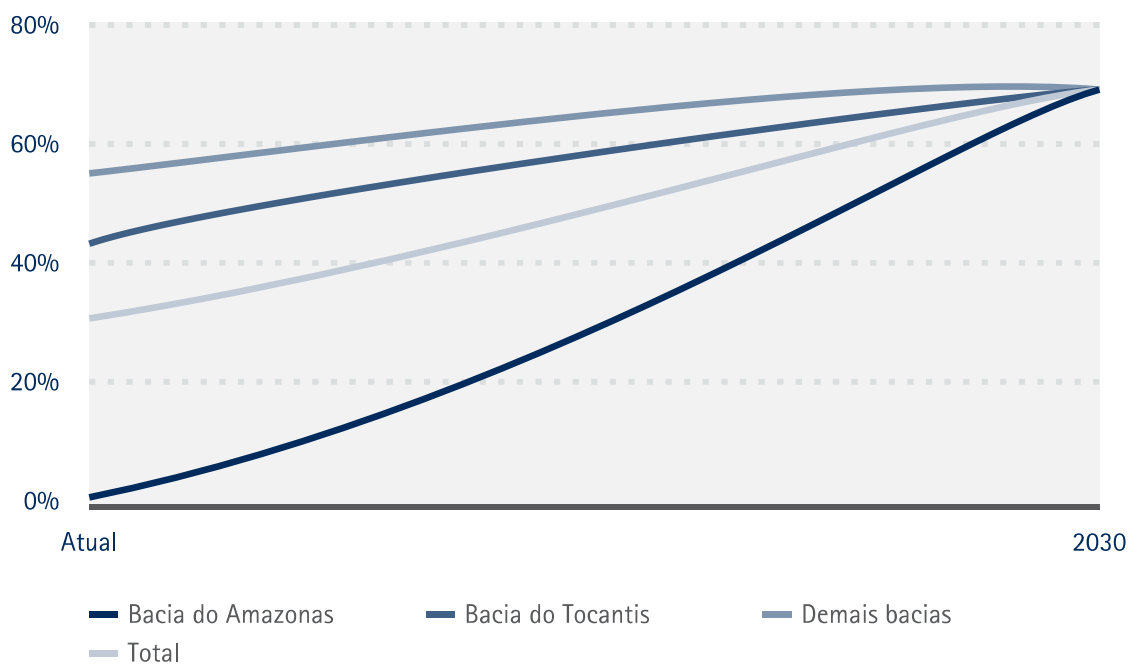
justificar a exploração da bacia do Amazonas e Tocantins/Araguaia comparando com o percentual explorado das demais bacias do País (Figura 3.6), como por exemplo: a bacia do Paraná apresenta um índice de aproveitamento (potencial aproveitado em função do potencial total) de 72%; para a bacia do São Francisco aproximadamente 65%. O Plano apresenta que são índices inferiores aos que se observam em países como França (100%) e Alemanha (83%).

Por fim, o PNE conclui que é perfeitamente plausível, do ponto de vista técnico, admitir índices de aproveitamento de recursos hidrelétricos razoavelmente elevados para outras bacias.

Tabela 3.2 *Potencial hidrelétrico brasileiro.*

BACIA	APROVEITADO	INVENTÁRIO	ESTIMADO	TOTAL	%
Amazonas	835	77.058	28.256	106.149	42,2
Paraná	41.696	10.742	5.363	57.801	23,0
Tocantins/Araguaia	12.198	11.297	4.540	28.035	11,2
São Francisco	10.290	5.550	1.917	17.757	7,1
Atlântico Sudeste	4.107	9.501	1.120	14.728	5,9
Uruguai	5.182	6.482	1.152	12.816	5,1
Atlântico Sul	1.637	1.734	2.066	5.437	2,2
Atlântico Leste	1.100	1.950	1.037	4.087	1,6
Paraguai	499	846	1.757	3.102	1,2
Parnaíba	225	819	0	1.044	0,4
Atlântico NE Oc.	0	58	318	376	0,1
Atlântico NE Or.	8	127	23	158	< 0,1
TOTAL	77.777	126.164	47.549	251.490	100,0
%	30,9	50,2	18,9	100,0	

Fonte: MME, 2007.



Fonte: MME, 2007.

Figura 3.6 *Trajetoira de aproveitamento dos recursos hidrelétricos nacionais.*

Apesar de se apresentar como uma rota natural para o Brasil, seja pelo fato do elevado potencial hidrelétrico com o preço da energia competitivo em comparação com outras fontes de energia, bem como regimes hidrológicos complementares além do domínio da tecnologia e cadeia produtiva nacional - sob o aspecto ambiental - uma série de problemas públicos surgem para a viabilização desses aproveitamentos existem, a saber:

- grande parte do potencial hidrelétrico não explorado se encontra na região Amazônica com muitas florestas onde a sensibilidade ambiental é alta;
- grande quantitativo de tribos indígenas que, pela legislação brasileira, possuem uma série de proteções e distinções quando comparados com os direitos e deveres dos demais cidadãos brasileiros; e
- a construção de novas barragens demanda estudos específicos nos meios físico e biótico, o que torna o licenciamento ambiental destes empreendimentos mais criteriosos.

Se, por um lado, segundo Trancredi e Abbud (2013), se fossem somadas as áreas dos reservatórios de todas as usinas construídas e a construir na Amazônia temos uma área

alagada de 10.500 km² de floresta, ou seja, apenas 0,16% de todo o bioma amazônico – inclusive o seu trecho situado em território estrangeiro (aproximadamente o dobro do território do Distrito Federal). Ainda, a área total a ser ocupada pelos reservatórios dessas usinas é superior aos 7.000 km² de área desmatada na Amazônia brasileira, área suprimida somente em 2010, ano em que menos se destruiu a floresta ao longo da série histórica do levantamento, feito pelo INPE desde 1988 cuja média nos últimos 20 anos está acima de 15.000 km².

Por outro lado, o ineditismo em explorar os potenciais hidrelétricos na região amazônica apontam que as técnicas consagradas e usualmente empregadas em outras regiões do País não reproduzem a realidade desse bioma. Tal afirmação encontra respaldo nas 11 toneladas de peixes mortos durante a construção da barragem da usina de Santo Antônio, fato imprevisto no EIA/RIMA do empreendimento e objeto de multa pela IBAMA no valor de 7,7 milhões., retratam os desafios de uma política de governo que atenda tanto a preservação do meio ambiente quanto o uso dos recursos energéticos renováveis.

3.6.2 Da realização de estudos técnicos de potências de energia hidráulica em unidades de conservação federais e o respectivo processo de criação destas áreas

A Lei nº 9.985, de 18 de junho de 2000, regulamenta o art. 225 da Constituição Federal e institui o Sistema Nacional de unidades de conservação da Natureza (SNUC) e estabeleceu critérios e normas para a criação, implantação e gestão das unidades de conservação em território nacional.

Desta forma, o referido instrumento legal apresentou conceitos largamente utilizados na área ambiental, quanto:

- **unidade de conservação:** espaço territorial e seus recursos ambientais, incluindo as águas jurisdicionais, com características naturais relevantes, legalmente instituído pelo poder público, com objetivos de conservação e limites definidos, sob regime especial de administração, ao qual se aplicam garantias adequadas de proteção;

- **proteção integral:** manutenção dos ecossistemas livres de alterações causadas por interferência humana, admitido apenas o uso indireto dos seus atributos naturais, entendido como aquele que não envolve consumo, coleta, dano ou destruição de seus recursos naturais;
- **uso indireto:** aquele que não envolve consumo, coleta, dano ou destruição dos recursos naturais;
- **uso direto:** aquele que envolve coleta e uso, comercial ou não, dos recursos naturais; e
- **uso sustentável:** exploração do ambiente de maneira a garantir a perenidade dos recursos ambientais renováveis e dos processos ecológicos, mantendo a biodiversidade e os demais atributos ecológicos, de forma socialmente justa e economicamente viável.

No Brasil, até o presente momento, segundo ICMBio (2012) são cerca de 310 unidades de conservação federais espalhadas em todos os biomas brasileiros - Amazônia, Caatinga, Cerrado, Mata Atlântica, Pampa, Pantanal e Marinho.

O ICMBio (2012) ressalta que o Brasil, por ser um dos países signatários da Convenção da Diversidade Biológica, assumiu o compromisso de destinar, sob a forma de unidades de conservação, 30% do bioma Amazônia – sendo que a região amazônica possui a 49,29% do território brasileiro, com 4.196.943km² (Amazonas, Acre, Amapá, Pará, Roraima, Rondônia, Mato Grosso, Maranhão e Tocantins) – e 10% dos demais biomas (Pampa, Pantanal, Caatinga, Cerrado e Mata Atlântica e os ecossistemas Marinhos e Costeiros), sendo computadas para isso também as UCs estaduais, municipais e particulares.

Para melhor compreensão da questão, faz-se necessário dispor do procedimento para criação de unidades de conservação, sejam elas federais, estaduais, municipais ou, ainda, particulares (ICMBio, 2012):

- o estudo para criação de uma UC específica ocorre, na maior parte dos casos, por manifestação inicial da sociedade civil, comunidade científica e/ou órgãos públicos;

- o Instituto Chico Mendes analisa tecnicamente a proposta e, se pertinente, procede aos demais estudos e levantamentos com vistas à criação de uma nova unidade de conservação federal; que determinam a escolha da categoria e dos limites adequados à UC a ser proposta. Esse conjunto de estudos técnicos pode ser feito tanto pelo próprio poder público, por meio de seus órgãos executores e corpo técnico próprio, quanto por meio de consultorias contratadas;
- ocorre uma complementação de tais estudos por meio de levantamentos e vistorias em campo, o que permite que se detalhem informações sobre comunidades que porventura residam na área proposta considerando se as mesmas são populações tradicionais (ciganos, quilombolas, indígenas, etc.), se há impactos humanos e como se dão as formas de uso e ocupação do solo até o presente momento;
- a conclusão da fase de estudos e levantamentos em campo se concretiza com a elaboração de uma proposta preliminar de limites e de categoria da unidade de conservação. Essa proposta preliminar é utilizada para apresentação e discussão junto à sociedade;
- inicia-se uma etapa do processo de criação de uma unidade de conservação, chamada pelo Instituto de etapa consultiva, que se caracteriza pela realização de encontros com diversos setores interessados da sociedade, especialmente representantes das esferas do poder público local e da sociedade civil organizada;
- após a série de encontros e refinamentos nos estudos, o principal marco referencial, é realizada uma ou mais consultas públicas. As consultas públicas são reuniões abertas à sociedade, precedidas de amplo processo de divulgação, nas quais a proposta deve ser apresentada de forma clara e acessível, possibilitando aos cidadãos e instituições locais que manifestem sua posição e considerações sobre a proposta. Estas reuniões permitem ao cidadão contribuir com sua opinião, subsidiando a decisão do ICMBio acerca da localização, da dimensão e dos limites mais adequados para a futura recomendação de unidade à Presidência da República;
- a partir das contribuições obtidas, o ICMBio elabora a proposta final de limites e categoria para a unidade de conservação;

- a proposta de criação da UC federal segue então para o Ministério do Meio Ambiente (MMA), onde são realizadas análises técnicas e jurídicas complementares; e
- após todas estas etapas, a proposta é então encaminhada ao chefe do poder executivo, acompanhada de todos os documentos que integram o processo de criação da UC; e por fim,
- a unidade só é efetivamente criada após a assinatura e publicação pela Presidência da República (PR) no Diário Oficial da União (DOU) do respectivo decreto ou lei (a depender da origem – executivo ou legislativo) que a cria.

A pesquisa científica e a realização de estudos em unidades de conservação era admitida em geral pelo Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). Inclusive, nas unidades de proteção integral, nas quais a visitação pública é restrita, mas a pesquisa e estudos é admitida, mediante autorização do órgão responsável pela administração da UC, que estabelece as condições a serem observadas pelo autorizado. Para o setor elétrico, essa admissão permite que os estudos de inventário de bacias sejam realizados adequadamente.

Entretanto, a partir da cisão de atribuições do IBAMA é o Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade – Instituto Chico Mendes (ICMBio), instituído conforme a Lei nº 11.516, de 28 de agosto de 2007, o novo gestor das unidades de conservação federais.

Sendo assim, o ICMBio passou a deparar-se com demandas por autorização de estudos técnicos em unidades de conservação federais relacionados a potenciais de energia hidráulica de bacias hidrográficas, assim como demandas para autorizar a instalação de sistemas de linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica dentro das referidas UCs.

A decisão do ICMBio sobre estas demandas, diferentemente às decisões anteriormente tomadas pelo IBAMA/MMA, é contrária a realização dos estudos (Parecer nº. 172/2009/AGU/PFG/PFE-ICMBIO/GABIN de 21 de agosto de 2009) sob o argumento de

que o efetivo uso dos recursos hídricos por uma UHE implica no uso direto de recursos dentro de UCs de proteção integral, o que está vedado por força de Lei.

O entendimento anteriormente existente no IBAMA (Parecer nº 1834/2008-AGU/PGF/PFE-SEDE/PFE/COEP/IBAMA) é de que a realização dos estudos não fere o instituto legal, pois é uma etapa ainda de pesquisa e estudos, isto é, não se tem certeza sobre o real potencial de aproveitamento do recurso hídrico para geração de energia elétrica na UCs de proteção integral, não consumindo, coletando ou causando danos aos recursos naturais na referida categoria de unidade de conservação.

Por outro lado, o entendimento do Ministério de Minas e Energia é de que não há vedação para realização de pesquisas e estudos (Parecer CONJUR/MME nº466/2009 de 25 de setembro de 2009), pois a Lei nº 9.074 de 07 de julho de 1995 determina que nenhum aproveitamento hidrelétrico poderá ser licitado sem a definição do aproveitamento ótimo pelo poder concedente (MME). Ora, para determinação do conjunto otimizado de repartimento de quedas ao longo de um rio/bacia, faz-se necessário identificar via pesquisa e estudos específicos os potenciais envolvidos na região de interesse, ou seja, nesta fase, não há ação alguma que implique nas ações de implantação e construção do empreendimento, fontes geradoras de impactos ambientais.

Deste modo, criou-se um impasse que demanda a ponderação dos interesses envolvidos e da coletividade (problema público), legítimos, pois é obrigação do Estado a proteção, conservação e do meio ambiente ecologicamente equilibrado como, também, a garantia de preservação da dignidade da pessoa humana e de desenvolvimento nacional com a garantia de fornecimento de energia elétrica.

3.6.3 Do processo de licenciamento ambiental dos sistemas elétricos

Segundo Pegado (2007), o mundo atravessa desde a década de 1960 uma fase voltada a edição de normatizações mais rígidas como estratégia de gestão ambiental, principalmente a Europa Ocidental, ressaltando-se a Alemanha e os Estados Unidos, apesar de retrocessos recentes a partir da década de 1980. Induzido por ações dos organismos financeiros

internacionais e posteriormente por exigência da Constituição de 1988, o Brasil editou várias normas que caracterizam nossa legislação como bastante rígida no sentido de preservar o nosso patrimônio ambiental e a sua biodiversidade.

No caso brasileiro, a legislação ambiental é considerada tecnicamente avançada, abordando a questão ambiental de forma ampla e permitindo a participação de diversos setores da sociedade na fiscalização e controle das condutas que possam causar degradação ambiental. Entretanto, o processo de licenciamento ambiental tornou-se complexo e moroso. A seguir são apontados alguns fatos constatados quanto a estrutura e composição do órgão licenciador federal, o IBAMA:

- a alta rotatividade dos analistas ambientais, tempo médio de permanência de 18 meses²³, impede que o órgão forme uma equipe seja por meio de treinamentos específicos ou, ainda, pela passagem de informação e conhecimento entre o novo quadro concursado e o quadro efetivo em exercício;
- o processo de remoção interna não permite um aumento líquido do quadro técnico compatível com o volume de obras que o Brasil está implantando (Presidência da República, 2012) o que agrava a situação acima apresentada, já que os processos de licenciamento ambiental na área de energia estão centralizados no IBAMA-sede (Brasília) e escritório Rio de Janeiro (apenas a parte de petróleo e gás *offshore*);
- a distribuição dos recursos humanos em coordenações que procedem o licenciamento do mesmo tipo de empreendimento, ex. PCHs ou Linhas de Transmissão, traz como consequência uma falta de especialização por tipologia de empreendimentos (lineares e pontuais);
- o fato do processo de seleção exigir formação em qualquer curso superior para ingresso na carreira, implica que, o órgão não determina quais são as áreas de formação mais carentes para execução das suas atividades. Ou seja, a instituição é incapaz de suprir especificamente suas necessidades técnicas com o processo de

²³ Guimarães (2012) expõe, que da equipe de licenciamento ambiental do primeiro concurso público do IBAMA, realizado em 2002, apenas um único servidor ainda trabalha na DILIC/IBAMA.

- seleção atual. Muitas vezes, são encaminhados ao licenciamento ambiental²⁴ servidores cuja graduação não se encontra afeta a matéria (meio ambiente e energia): ex. arquitetos, filósofos, turismólogos, músicos, médicos e advogados;
- vencimentos, benefícios e vantagens abaixo da média das demais carreiras do serviço público federal (MP, 2011), este tipo de distorção ocorre entre carreiras do próprio poder executivo, por exemplo do MME e do MMA e entre carreiras do próprio MMA, onde o vencimento final do analista ambiental do IBAMA (inicial de 5.577,64 / final de 10.170,21) está 27,5% abaixo do salário inicial do Especialista em Regulação de Recursos Hídricos da Agência Nacional de Águas (ANA) (inicial de 12.963,00 / final de 17.479,00) o que propicia um deslocamento de servidores entre as carreiras do funcionalismo público;
 - falta de procedimentos, critérios e diretrizes claros para execução de estudos, o que propicia a instabilidade jurídica que cerca o processo de licenciamento ambiental;
 - o aumentam os tempos necessários na condução dos processos de licenciamento ambiental;
 - o judicialização de um processo Administrativo no âmbito do poder executivo, onde nem sempre as decisões no mundo jurídico são as melhores para o meio ambiente e sociedade. Por exemplo, UHE Condonga (140 MW, MG) obteve na justiça liminar que permitiu o enchimento do reservatório (um dos maiores impactos ambientais) sem a licença de operação, pois o consórcio, segundo o órgão estadual do estado de minas gerais – Fundação Estadual de Meio Ambiente (FEAM), não havia cumprido as condicionantes da licença de instalação (emitida 2001) antes do enchimento do reservatório (2004);
 - o má qualidade dos estudos ambientais e falta de compromisso com os resultados indicados pelos mesmos, ainda que exista uma legislação rigorosa quanto a isso as sanções não ocorrem. Por exemplo, UHE Barra Grande. O estudo de impacto ambiental (EIA) e o respectivo relatório de

²⁴ Não se questiona aqui, o comprometimento ou a aplicação no exercício da atividade finalística do órgão, mas a capacitação e habilitação técnica para ditar a viabilidade ambiental de empreendimentos estruturantes que ditam a política energética brasileira e a competitividade da economia nacional.

impacto ambiental (RIMA) não indicaram a existência de florestas primária e secundária em regeneração com araucárias centenárias e mata atlântica, protegidas por lei. Constatou-se, posteriormente que 25% da área total do reservatório possuía este tipo de vegetação, porém o empreendimento já estava construído, aguardando apenas o enchimento do reservatório para dar prosseguimento as etapas seguintes de instalação e comissionamento (Socioambiental, 2004); Houve apenas o pagamento de multa e procedimento diferenciado para supressão de vegetação e medidas mitigatórias e compensatórias adicionais. A referida UHE está em operação desde 2005.

- descompromisso e falta de integração institucional entre os órgãos de governo. Um exemplo recente é o do AHE Sinop (indicada para licitação em 2013, já com Licenciamento Prévio Ambiental). Em abril de 2013 o INCRA Regional do Mato Grosso publicou Portaria criando um assentamento dentro da área do reservatório da futura UHE Sinop (em data posterior a LP do empreendimento). Durante a elaboração do EIA/RIMA, conduzido pela EPE, quando consultado o INCRA Sede, não foi identificada a presença de assentamento existente, em estudo ou em estágio avançado para criação. Logo o EIA/RIMA não representou esta informação, pois não existia o assentamento. O órgão licenciador não teve conhecimento desta informação e procedeu o licenciamento do empreendimento. Destaca-se que audiências públicas para emissão da LP pelo IBAMA foram realizadas na região e que o EIA/RIMA foi disponibilizado publicamente pela internet e em cópia impressa para dos diversos órgãos e OSSIPs interessadas;
- desconhecimento da sociedade do processo de licenciamento, havendo expectativas inadequadas quanto as etapas do licenciamento. Por exemplo, audiências públicas para licenciamento ambiental foram instituídas pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), na Resolução nº 001 de 1986, art. 11, §2º. Neste instrumento normativo o papel da audiência pública é informar a sociedade sobre o projeto e seus impactos ambientais e discussão do RIMA. Porém, as audiências públicas são marcadas por

manifestações da população acerca da vontade ou não da execução do empreendimento ou questões de ordem pecuniária. Isto é, perde-se a oportunidade de discutir o estudo EIA/RIMA e os impactos identificados por ele junto a população;

- da existência na legislação vigente de uma série de obrigações do Estado transferidas ao empreendedor como medidas mitigatórias e compensatórias tais como saúde, educação e infraestrutura oneram os empreendimentos. Além disso, como dependem de interface com o próprio governo (federal/estadual/municipal) ocorre um gasto de tempo adicional para a execução das obras. Por exemplo, a Lei nº 10.257, de 10 de julho de 2001, obriga os empreendedores cujos municípios que estejam dentro da área de influencia direta e que não tenham planos diretores e políticas urbanas definidas a prestar apoio financeiro e técnico para que os mesmos aprovelem seus planos e políticas.

Não obstante as dificuldades apontadas no órgão licenciador federal, analogamente existe semelhante problemas nos órgãos denominados como intervenientes no processo de licenciamento ambiental, como por exemplo: a Fundação Nacional do Índio (FUNAI); Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN); Ministério da Saúde (MS) e Fundação Cultural Palmares (FCP).

Os órgãos intervenientes deveriam produzir um Termo de Referência específico da sua área de competência para compor o EIA/RIMA para, posteriormente, avaliar o conteúdo do EIA/RIMA e os programas e ações propostas para mitigação e compensação dos impactos ambientais. Contudo, é imperativo ressaltar que a atribuição legal de licenciar ambientalmente um empreendimento é do IBAMA e não dos órgãos intervenientes. O que, na prática não ocorre. Os órgãos muitas vezes apenas se manifestam contra ou favoravelmente ao licenciamento, sem posicionamento de mérito sobre o material técnico apresentado.

É pré-requisito do processo de licenciamento ambiental a participação dos órgãos intervenientes com manifestações técnicas acerca da matéria de sua competência: FUNAI

na matéria indigenista; IPHAN sobre o patrimônio histórico e cultural e o mapeamento das descobertas arqueológicas feitas no decorrer da construção dos empreendimentos de infraestrutura; e ainda, a FCP quanto as populações tradicionais, em especial, os quilombolas. Esta relação foi normatizada pela Portaria Interministerial nº 419/2011 envolvendo o Ministério do Meio Ambiente (IBAMA/ICMBio), Ministério da Justiça (FUNAI), Ministério da Cultura (IPHAN e FCP).

Entre os órgãos intervenientes, dois merecem destaque: FUNAI e IPHAN. Quanto ao primeiro, o Tribunal de Contas da União (TCU) elaborou um relatório de auditoria operacional da FUNAI com o objetivo de avaliar o desempenho da entidade. Este documento está constante no Processo 011.202/2002-0, aprovado pelo Acordão 1003/TCU de 28 de julho de 2004. Após estudo do processo, foram identificados os principais pontos deste relatório:

- fragilidade estrutural da FUNAI;
- política assistencialista que gera expectativa e dependência por parte dos indígenas;
- carência de pessoal especializado;
- dificuldade na execução do orçamento próprio, em 2000-2003 a Fundação executou apenas 10% do seu orçamento e, em 2008 dos 508 milhões disponíveis foram executados 100 milhões;
- falta de estrutura operacional que compromete a implantação, o acompanhamento e a avaliação dos resultados alcançados pelos projetos desenvolvidos pela FUNAI;
- os postos regionais da FUNAI têm como função implantar, acompanhar e avaliar os projetos em andamento em várias aldeias. A infraestrutura disponível nestes postos é inadequada com a condição das aldeias, que se encontram em áreas que só é possível acesso por meio de avião ou helicóptero. Por exemplo, aloca-se um veículo VW Gol onde apenas um veículo com tração 4x4 consegue trafegar. Deste modo, o TCU relata que existem povos que ficam desassistidos por mais de seis meses pelo órgão indigenista;
- o prédio da regional da FUNAI em Recife tem seu espaço físico dividido entre os servidores da FUNAI e índios sem abrigo. No extremo, a casa do chefe do posto de Xavantina foi transformada em posto indígena;

- o Tribunal de Contas da União identificou que não há análise dos resultados obtidos pelos projetos implantados nas aldeias o que torna a eficiência e a eficácia dos mesmos questionáveis;
- não há critério objetivo para estruturação do atendimento regional da fundação. Exemplo: Posto Regional de Xavantina atende cerca de 900 índios, porém o Núcleo de Apoio de Dourados atende 18.081 índios. Destaca-se que a estrutura de um núcleo de apoio é inferior do posto regional. De forma similar o TCU aponta pela incoerência na distribuição dos seus servidores e a sua relação com a quantidade de índios assistidos;
- outro exemplo de destaque é a perda de plantações de grãos por falta de orientação técnica, pois plantaram ou colheram em períodos inadequados para o tipo de cultura. Tem-se o exemplo da Aldeia Limão Verde, em terras improdutivas que demandam correção do solo, onde a população apresenta desnutrição e a solução providenciada pela FUNAI é a distribuição de cestas básicas;
- outro aspecto que demonstra a fragilidade dos recursos humanos da FUNAI, segundo o TCU, é que em seu quadro, 30% não possui o ensino fundamental e 45% dos servidores não concluíram o ensino médio;
- ocupação de cargos de direção por índios sem qualificação técnica e experiência administrativa, em função da pressão das comunidades indígenas dentro da FUNAI. Este cenário é acentuado quando o indígena que ocupa o cargo de direção tem que tomar decisões envolvendo etnias ou grupos indígenas rivais. Neste caso, a estrutura do governo acaba se confundindo com sua clientela, pois o índio assume – ao mesmo tempo – o papel de tutor e tutelado;
- as diferenças culturais entre os povos indígenas implicam que o sucesso de um programa numa comunidade não significa sucesso em outra comunidade indígena o que reforça a necessidade de um diagnóstico específico e direcionado para cada população que irá receber algum programa da FUNAI e não a repetição de programas considerados bem sucedidos em outras comunidades;
- a alocação dos recursos técnicos e financeiros está vinculada à pressão exercida por etnias específicas dentro do órgão indigenista federal. Isto acaba por prejudicar os povos indígenas que possuem menor capacidade mobilização (ex. unidade de

Tabatinga, recebeu R\$ 2,90 por índio, enquanto que a unidade Nova Xavantina recebeu R\$124,33);

A principal conclusão do trabalho do TCU é que a maior parte das Administrações Regionais e Núcleos de Apoio contam com um volume de recursos acima de R\$ 30,00 por índio, valor aproximado ao do gasto realizado pelo *Programa Waimiri Atroari* desenvolvido pela Eletrobras Eletronorte, considerado pela própria FUNAI um paradigma a ser seguido no setor elétrico. Deste modo, o tribunal concluiu que o insucesso da ação de fomento as atividades produtivas em áreas indígenas dificilmente pode ser associado à falta de recursos financeiros e sim por deficiências na gestão e administração dos recursos.

O *Programa Waimiri Atroari* existe desde 1988 por meio de convênio entre a Eletrobras Eletronorte e a FUNAI para compensar os impactos socioambientais da implantação da Usina Hidrelétrica de Balbina na terra indígena (TI) do Povo Waimiri Atroari. O programa é baseado em ações integradas nas áreas de saúde, educação, proteção ambiental e apoio à produção. O TCU constata que esta comunidade encontra-se em melhor situação que todas as TIs visitadas para auditoria. Os principais pontos do programa são:

- a população saiu de uma situação de pré-extinção (350 indivíduos) distribuídos em 18 aldeias para aproximadamente 1.500 índios com taxas de crescimento de 6% ao ano;
- resgate das práticas culturais e da criação da língua escrita;
- possuem independência alimentar com relação ao meio externo, produzindo e consumindo suas necessidades tendo animais, também, para abate. Apesar da autonomia alimentar, dependem de recursos financeiros para desenvolver a produção de alimentos, isto é, não geram renda suficiente para se manterem;
- possuem atendimento médico e educação específica para sua cultura dentro da TI; e
- tem buscado atividades para desenvolver renda, sendo a principal o artesanato.

Sendo o referido programa indigenista uma referência no setor, buscou-se os contratos, convênios e acordos celebrados entre empreendedor (Eletrobras Eletronorte), FUNAI e

Comunidade Waimiri Atroari. O programa é resumido por meio da Figura 3.7, Figura 3.8 e Figura 3.9.

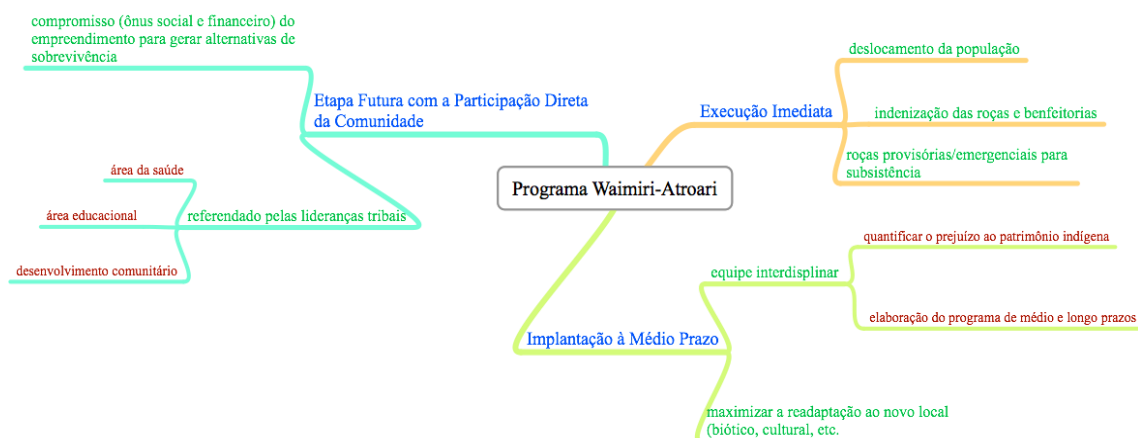


Figura 3.7 Linhas de trabalho do Programa Waimiri Atroari.

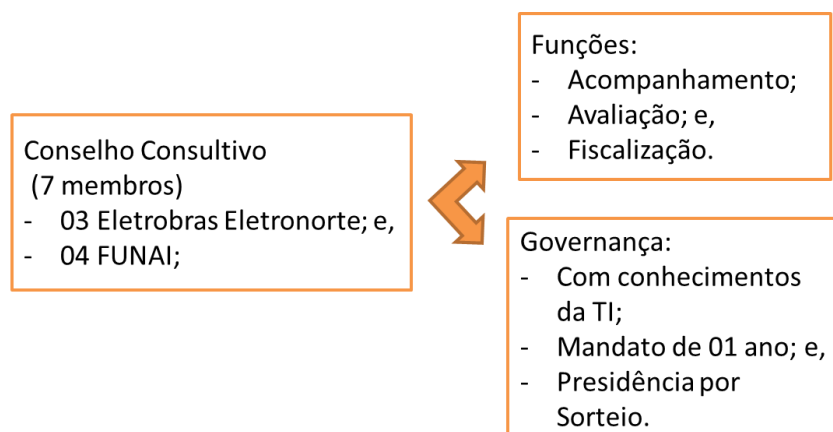


Figura 3.8 Forma da gestão administrativa.

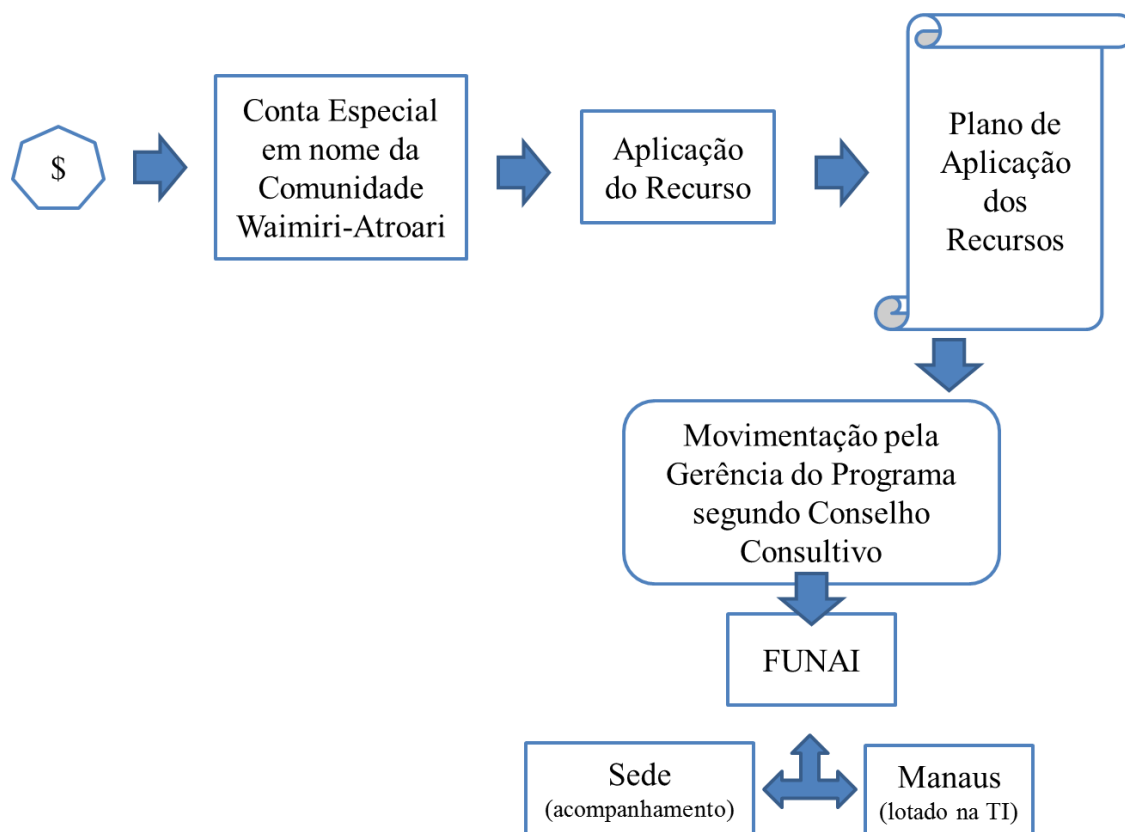


Figura 3.9 *Forma da gestão dos recursos financeiros.*

Complementarmente, além dos aspectos identificados pelo TCU, seguem alguns exemplos da atuação da FUNAI no processo de licenciamento ambiental de UHEs:

- a) a UHE Serra da Mesa²⁵, de responsabilidade da Eletrobras Furnas S.A., possui autorização do Congresso Nacional por meio do Decreto Legislativo nº 103 de 24 de outubro de 1996. Foi o primeiro decreto legislativo tratando de AHEs em terras indígenas tendo subsidiado a decisão do poder legislativo uma peça antropológica elaborada por Darcy Ribeiro, custeado por Furnas. O referido decreto legislativo fixa que 2% dos royalties devido aos municípios em função da CFURH cuja administração será feita pela FUNAI, comunidade indígena local e Ministério Público Federal até que o povo indígena seja considerado com condições de administrar diretamente o recurso. O concessionário de geração deverá compensar a área equivalente inundada e contígua à atual reserva. Caso o concessionário de

²⁵ Informações cedidas pelo Departamento de Licenciamento Ambiental (DLA.E), Superintendência de Gestão Ambiental (GA.E) da Diretoria de Expansão (DE) da Eletrobras Furnas S.A.

geração não obedeça a determinação do decreto legislativo, fica suspensa a concessão da UHE até a regularização das pendências identificadas. Desde maio de 1998 até fevereiro de 2012, o grupo Avá-Canoeiro possui crédito em conta corrente de cerca de R\$1.693.619,23²⁶. A FUNAI nunca movimentou a conta e comunidade indígena cuja terra foi alagada pela UHE depende totalmente das ações previstas no orçamento da FUNAI ou de ações mantidas pelo empreendedor e não abatidas do valor repassado a comunidade (sobrecusto ao empreendimento). O órgão ambiental vem mediando o custeamento das necessidades da população por meio de convênios, ajustes e termos de cooperação assinados entre o empreendedor e a FUNAI (1º Convênio UFMG - Eletrobras FURNAS – FUNAI – Índios (expirado – 10 anos); e novo Convênio Eletrobras Furnas – CPFL Geração e FUNAI, orçado em aproximadamente 6,83 milhões de reais para 5 anos, isto é 350% superior ao montante arrecadado em 14 anos);

- b) a UHE Estreito está localizada na bacia hidrográfica do Araguaia – Tocantins e interfere em 12 municípios e duas unidades da federação (Tocantins e Maranhão). Apesar da UHE **não alagar nenhuma terra indígena**, a seguir é apresentado como a questão se desenvolveu por meio do IBAMA/FUNAI: em março de 2001 IBAMA/FUNAI solicitaram estudo na TI Kraolândia (2.179 indígenas a 44 km a montante da UHE); FUNAI em novembro de 2002 se diz favorável a emissão da Licença Prévia Ambiental pelo IBAMA desde que o agente gerador faça novos estudos incluindo a TI Apinajé (1.591 indígenas a 40 km a jusante da UHE); o termo de referência destes estudos foi emitido em abril de 2005 e incluiu uma terceira TI, a Krikati (815 indígenas a 70 km a jusante da UHE); em agosto de 2005 a CESTE (agente gerador) encaminha a FUNAI o plano de trabalho para realização dos estudos; em outubro de 2005 lideranças indígenas informar que os estudos etnoecológicos devem ser executados por antropólogos indicados por eles e a FUNAI inclui uma quarta TI, Governador (544 indígenas, 150 km a jusante da UHE) e informa ao IBAMA que somente irá se posicionar sobre a emissão da Licença de Instalação, após a conclusão dos estudos. O resultado é um Termo de

²⁶ Este valor representa 2% dos royalties repassados aos municípios Barro Alto, Campinaçu, Campinorte, Colinas do Sul, Minaçu, Niquelândia, Santa Rita e Uruaçu.

Compromisso CESTE-FUNAI assinado em 14 de outubro de 2010 com um custo total de 16 milhões de reais que são repassados em 12 parcelas anuais;

Outro interveniente, o IPHAN possui em seu quadro técnico, conforme informação prestada ao Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) cerca de 38 arqueólogos para atender todo o País, cinco deles concentrados na sede (Brasília/DF) e os outros nas demais unidades da federação. O procedimento adotado por esta autarquia quando identificada a possibilidade de existência de artefatos de interesse arqueológico para o patrimônio histórico e cultural é (IPHAN, 2010):

- contratação pelo empreendedor de coordenador técnico responsável pelo estudo e da equipe associada;
- solicitação ao IPHAN de permissão de pesquisa pelo arqueólogo responsável (coordenador técnico) mediante apresentação de plano de trabalho;
- IPHAN publica Portaria de Permissão;
- execução da pesquisa de campo obedecendo o plano de trabalho;
- entrega do relatório da pesquisa de campo; e
- aprovação ou reprovação do relatório de pesquisa pelo IPHAN.

Deste processo, destacam-se os seguintes problemas:

- o IPHAN não tem estrutura para receber os artefatos arqueológicos capturados (retirados/escavados) nas campanhas. O órgão nem recebe o material do empreendedor. Este fica com os artefatos sob sua responsabilidade e com a obrigação de buscar alternativas para destinação ou armazenagem dos mesmos. A tutela dos bens é uma atribuição legal do IPHAN e não do empreendedor;
- o Instituto propôs ao invés da captura que o empreendedor identifique, delimite e faça a segurança da área sem remoção do material durante toda a vida útil do empreendimento, o que em muitos casos é inviável;
- o Instituto tem exigido dos empreendedores que eles realizem as atividades de produção e divulgação dos resultados científicos, educação patrimonial dos artefatos junto à população, atribuição que é – de fato – do próprio instituto e

não do concessionário de geração de energia elétrica (transferência da atividade de Estado para o privado). Contudo destaco que o próprio IPHAN não divulga ou disponibiliza os relatórios e resultados produzidos pelos estudos arqueológicos aprovados por ele;

- a autorização arqueológica é feita pela sede (Brasília) sendo que o processo é instruído e acompanhado pelas superintendências estaduais, o que facilita uma diferenciação e conflito entre as orientações da sede e as regionais, posto que não há um regulamento específico que padronize as avaliações e conteúdos mínimos;
- o IPHAN apenas emite permissão de pesquisa para arqueólogo responsável com doutorado, criando uma prática que restringe as opções e, ainda, o quantitativo de profissionais habilitados para realizar essas pesquisas; deixando os bacharéis, especialistas e mestrandos marginais a este processo; e
- a profissão de arqueólogo ainda não foi regulamentada no Brasil, o IPHAN apresentou casos que quem executa a pesquisa arqueológica não é o mesmo profissional autorizado pelo Instituto.

Destaca-se que 95% dos estudos arqueológicos e resgates de artefatos acompanhados pelo IPHAN são realizados por empreendimentos de infraestrutura (ex. transportes, energia, portos, etc.) sendo que 54% dos processos do IPHAN são referentes ao licenciamento ambiental de empreendimentos do setor energético.

3.6.4 Da exploração de potenciais energéticos em terras indígenas

Conforme indicado anteriormente, a região amazônica possui um potencial para aproveitamentos hidrelétricos, objeto de estudos de inventário acompanhados pelo governo federal, sendo o principal recurso natural a ser explorado até 2030 para geração de energia elétrica neste horizonte. Por outro lado, além da questão do licenciamento ambiental e das unidades de conservação – em especial as proteção integral – torna-se patente a consideração sobre a questão indigenista.

Segundo Ricardo (2011) na Amazônia Legal existem 414 terras indígenas (TIs) com um total de 1.086.950 km², ou 21,7% do território amazônico (Tabela 3.3). Essa área representa 98,6% da extensão total de TIs no Brasil com 173 povos conhecidos e uma população aproximada de 250.000 pessoas (descontados os índios que vivem nas áreas urbanas e os povos que as TIs encontram-se em fase inicial de identificação), mas estima-se que população total indígena no Brasil é de 450.000 pessoas, deste quantitativo, 18% não falam a língua portuguesa.

Tabela 3.3 *Situação atual das terras indígenas no Brasil.*

Situação	Quantidade	%	Extensão (km ²)	%
<i>Em identificação</i>	64	15,5	7.093,20	0,6
<i>Identificada</i>	6	1,4	5.922,60	0,5
<i>Declarada</i>	36	8,7	50.719,40	4,7
<i>Homologada</i>	308	74,4	1.023.215,2	94,2
<i>Total</i>	414	100	1.086.950,40	100

Fonte: Ricardo, 2011 com adaptações

A coluna situação, na Tabela 3.3, é explicada a seguir:

- **em identificação:** a terra é objeto de estudo antropológico e visa caracterizar o povo indígena em questão, a peça antropológica é submetida para avaliação da Fundação Nacional do Índio (FUNAI);
- **identificada (terra aprovada):** após aprovação do estudo pela FUNAI, ela publica no DOU um extrato do estudo e as coordenadas da área proposta para contestação da sociedade;
- **declaração:** o Ministro de Estado da Justiça publica uma portaria declarando a TI como de posse permanente indígena. A FUNAI realiza a demarcação física e promove a retirada dos ocupantes não índios, indenizando as benfeitorias de boa fé. Os ocupantes são encaminhados ao INCRA para reassentá-los de forma prioritária no âmbito de suas ações e programas; e por fim
- **homologada:** são objeto de decreto presidencial, homologando a demarcação física da etapa declaratória.

Apenas para reflexão, a densidade $\text{km}^2/\text{índio}$ num cenário pessimista (identificado) é de $4,347 \text{ km}^2/\text{índio}$ ou $0,23 \text{ índio}/\text{km}^2$, e o otimista (estimado) é de $2,415 \text{ km}^2/\text{índio}$ ou $0,414 \text{ índio}/\text{km}^2$. Isto é entre 10 a 20 vezes menor que a densidade populacional na região Norte do País, que já a região com menor densidade de ocupação (Figura 3.10).



Fonte: PR, 2013.

Figura 3.10 *Densidade Populacional do Brasil.*

A área total apresentada na Tabela 3.3 é superior a todas as unidades da federação do Brasil excetuando-se o Amazonas e o Pará. Didaticamente, apenas para se ter uma noção da área, a extensão das terras indígenas no Brasil supera em 11% a extensão de todo Estado do Mato Grosso.

A Constituição da República Federativa do Brasil de 1998 possui um capítulo específico (Capítulo VIII), destinado aos povos indígenas. O constituinte, por meio do art. 231 da CF vislumbrou a possibilidade do aproveitamento de recursos hídricos em terras indígenas, após a autorização do Congresso Nacional, ouvidas as comunidades afetadas, sendo sua

participação regulamentada na forma da Lei. Ressalta-se que até o presente momento o governo federal não apresentou proposta de projeto de lei que regule este artigo e a forma como se dará tanto a autorização do CN quanto a consulta.

Com relação a instituição existente no Brasil destinada a atuação com os povos indígenas, a Fundação Nacional do Índio foi criada em 1967 (Planalto, 1967) com a função estabelecer as diretrizes e garantir o cumprimento da política indigenista bem como preservar o respeito à pessoa do índio e as instituições e comunidades tribais.

Suas atribuições são extremamente abrangentes e vão desde: garantia da posse da terra e usufruto dos recursos naturais nela sitos; a preservação do equilíbrio biológico e cultural do índio; controle da aculturação; gestão do Patrimônio Indígena; levantamentos, análises, estudos e pesquisas científicas sobre o índio e os grupos sociais indígenas; assistência médica e sanitária; educação de base; e poder de polícia dentro das TIs.

Na sua lei de criação foi incumbida a responsabilidade pela elaboração do Estatuto Legal do Índio Brasileiro e, ainda, no prazo de 30 dias apresentar o estatuto da FUNAI. O primeiro estatuto também é conhecido como Estatuto do Índio (Planalto, 1973) foi publicado quase seis anos após a criação da FUNAI, cujo o estatuto já passa pela sexta revisão (Planalto, 2009).

Ainda com respeito a matéria indígena, destaca-se da CF que cabe ao poder legislativo (Congresso Nacional) cabe a autorização, em terras indígenas, da exploração e aproveitamento de recursos hídricos e a pesquisa e lavra de riquezas minerais.

Em 19 de abril de 2004, o governo brasileiro, via Decreto nº 5.051, promulgou a Convenção nº 169 da Organização Nacional do Trabalho (OIT) sobre povos indígenas e tribais²⁷ adotada em Genebra, em 27 de junho de 1989 e, aprovada pela Decreto Legislativo nº. 143 de 20 de julho de 2002. A OIT entrou em vigor após 12 meses da sua

²⁷ Entenda-se, no contexto da OIT, como tribais, povos cujas condições sociais, culturais e econômicas os distingam de outros setores da coletividade nacional, e que estejam regidos, total ou parcialmente, por seus próprios costumes ou tradições ou por legislação especial (Planalto, 2004). Por exemplo: povos nômades, agricultores itinerantes, comunidades quilombolas e ciganos.

ratificação, para o caso brasileiro, o reatamento nos diversos setores ainda não foi implementado e conforme será visto no Capítulo 4, a sua observância foi identificada para a proposição de diretrizes gerais para realização de aproveitamentos hidrelétricos em terras indígenas. Desta OIT, destaca-se:

- consulta aos povos interessados, mediante procedimentos apropriados e, particularmente, através de suas instituições representativas, cada vez que sejam previstas medidas legislativas ou administrativas suscetíveis de afetá-los diretamente;
- as referidas consultas devem objetivar a chegada a um acordo e consentimento acerca das medidas propostas;
- os povos possam participar na mesma medida que outros setores da população na adoção de políticas e programas que possam lhes afetar;
- os programas par melhoria das condições de vida (saúde e educação) e de trabalho das regiões que tenham TIs deverão considerar os povos indígenas prioritariamente;
- estabelece que os povos devem participar dos benefícios das atividades econômicas que utilizem recursos da TIs, com consulta prévia a estes, e que os mesmos recebam indenização equitativa por qualquer dano que possam sofrer com o resultado da atividade;
- promover acesso a empregos qualificados, remuneração compatível, assistência médica, social, segurança e higiene no trabalho e todos os demais benefícios estendidos a população em geral;
- promover medidas para participação voluntária de membros dos povos interessados em programas de formação profissional;
- extensão progressiva do regime de seguridade social;
- garantir a prestação adequada do serviço de saúde;
- acesso a educação em todos os nível, em condições de igualdade da comunidade nacional e, preferencialmente que possam atender as necessidades particulares dos povos tribais; e

- a primeira língua ensinada às crianças deverá ser a sua própria, comumente falada e, ainda deverão ser tomadas ações para preservação da língua específica.

A decisão do Supremo Tribunal Federal (STF, 2009) sobre a terra indígena Raposa Terra do Sol emanou uma série de condições e leituras do texto constitucional com relação a questão indigenista. A seguir, são apresentadas as observações aplicáveis para o objeto de estudo desta tese:

- o usufruto das riquezas do solo, dos rios e dos lagos existentes nas terras indígenas (art. 231 da CF) pode ser relativizado sempre que houver, relevante interesse público da união, na forma de lei complementar;
- o usufruto dos índios não abrange o aproveitamento de recursos hídricos e potenciais energéticos, que dependerá sempre de autorização do Congresso Nacional;
- o usufruto dos índios não se sobrepõe a exploração de alternativas energéticas de cunho estratégico e serão implementados independentemente de consulta às comunidades indígenas envolvidas ou à FUNAI;
- o usufruto dos índios não impede a instalação, pela União Federal, de equipamentos públicos, redes de comunicação, estradas, vias de transporte, além das construções necessárias à prestação de serviços públicos pela União;
- é vedada a ampliação de terra já demarcada;
- devem ser admitidos o ingresso, trânsito, e a permanência de não-índios no restante da área da terra indígena observadas as condições estabelecidas pela FUNAI; e
- a cobrança de tarifas ou quantias de qualquer natureza também não poderá incidir ou ser exigida em troca da utilização de estradas, equipamentos públicos, linhas de transmissão de energia ou de quaisquer outros equipamentos e instalações colocadas a serviço do público.

A Advocacia Geral da União (AGU) publicou a Portaria nº 303, de 16 de julho de 2012, que *“fixa a interpretação das salvaguardas às terras indígenas, a ser uniformemente*

seguida pelos órgãos jurídicos da Administração Pública Federal direta e indireta, determinando que se observe o decidido pelo STF na Pet. 3.388-Roraima, na forma das condicionantes”, praticamente extraindo os elementos essenciais da decisão proferida pelo STF para harmonizar os entendimentos entre os diversos órgãos da administração pública. A referida portaria visa homogeneizar os posicionamentos jurídicos no poder executivo, em função da procuradoria da FUNAI expedir pareceres com leitura do texto constitucional diversa da proferida pelo STF.

Em 25 de julho de 2012, o ministro da AGU, Luis Inácio Adams, concordou com o pedido da FUNAI de que esta possa realizar uma consulta aos povos indígenas em atendimento à OIT. A AGU publicou um ato de vacância da lei (*Vacatio Legis*), suspendendo a vigência da portaria até que sejam ouvidos os povos. A matéria foi julgada novamente pelo STF em outubro de 2013, por ação movida pela própria FUNAI, e a decisão acima apresentada foi mantida integralmente.

Com relação ao poder legislativo, até o presente momento, a única UHE que possui DL vigente e que afeta terra indígena é a UHE Serra da Mesa. Outra proposta de DL (SF PDS 389/2005 de 09/08/2005) similar tramitou no Senado Federal para o Complexo Hidrelétrico do Madeira.

O último decreto legislativo (DL) emitido sobre o assunto foi Decreto Legislativo nº 788 de 13 de julho de 2005 relativo ao aproveitamento hidrelétrico de Belo Monte. O referido DL autorizou ao poder executivo a implantar o AHE Belo Monte vinculado a aprovação dos seguintes estudos:

- a) EIA;
- b) RIMA;
- c) Avaliação Ambiental Integrada (AAI) da bacia do Rio Xingu; e
- d) estudo de natureza antropológica que ouça as comunidades afetadas.

Salienta-se que tanto a UHE Belo Monte quanto às UHEs Santo Antônio e Jirau não possuem suas instalações, área de reservatório ou remanso localizadas em terras indígenas.

Ainda, com relação a UHE Belo Monte:

- tramita uma ação civil pública indicando que o DL 788/2005 e a OIT nº. 169/1989 não foram observados, pois algumas TIs não foram ouvidas tendo em vista que a UHE Belo Monte, afeta TIs a jusante pela alteração da vazão, no período em que a usina operar com a vazão reduzida. Há questionamento quanto constitucionalidade do CN delegar a oitiva com os povos como etapa para realização do estudo antropológico; e
- a Comissão Interamericana de Direitos Humanos (CIDH) da Organização dos Estados Americanos (OEA) apresentou medida cautelar ao Conselho de Direitos Humanos (CDH) da Organização das Nações Unidas (ONU) externando preocupação com o processo de consulta com os povos indígenas afetados e alegando que a UHE Belo Monte impacta a integridade de 24 povos indígenas, comunidades tradicionais e agricultores que ali vivem (Agencia Brasil, 2011).

A não regulamentação da OIT 169/89 tem trazido uma série de dificuldades aos empreendedores de usinas hidrelétricas e linhas de transmissão, posto que muitas vezes os empreendimentos de infraestrutura fazem as vezes do Estado como agente de implementação das condições básicas de saúde, educação e segurança²⁸. Por exemplo, novamente em maio de 2013 a CIMI e a etnia dos Mundurucus invadiram o canteiro de obras do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte a exigência deles é que todas as obras sejam paradas e que a OIT 169/89, em vigor no Brasil, porém não regulamentada seja seguida. O poder judiciário não autoriza a reintegração de posse no local, para evitar maiores conflitos na região (CB, 2013). Destaca-se que etnia Munduruku vive numa aldeia em Jacareacaganca, a 800 km de Altamira.

²⁸ Destaco, com base nas audiências públicas para fins de licenciamento ambiental das UHEs Estreito, Dardanelos, Belo Monte e São Manoel, que muitas vezes os indígenas não tem conhecimento da necessidade do País por energia elétrica, apesar da unanimidade de que querem ajudar o país a desenvolver-se. Em alguns casos, as ações de Estado executadas pelos empreendedores são percebidas como moeda de troca, pois existe a percepção que eles não seriam atendidos se não houvesse o empreendimento na região. Contudo, ressalto que os diferentes tempos e prioridades na execução das diferentes políticas públicas favorecem tal sentimento.

Recentemente, foi veiculado na mídia que a Casa Civil encomendou à Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária (Embrapa) e aos Ministérios da Agricultura e do Desenvolvimento Agrário a elaboração de relatórios sobre os estudos conduzidos pela FUNAI. A EMBRAPA já teria realizado uma avaliação onde divergiu da análise da FUNAI sobre 15 áreas localizadas no oeste do Paraná, que, para Fundação, deveriam ser transformadas em reservas. A avaliação da EMBRAPA, contudo, relatou que a presença de índios nesses territórios é inexistente ou recente demais para justificar a delimitação de territórios indígenas (CB(a), 2013).

Os fatos acima relatados retratam a insegurança quanto a indicação das áreas pela FUNAI, contudo, a EMBRAPA, considerando a legislação vigente, não possui atribuição legal para prover este tipo de análise. Entretanto, a inclusão dos ministérios dá uma visão mais acertada quanto atividade finalística e de interlocução com outras pastas cujas atividades possam ser afetadas pela criação da reserva. Contudo, é imperativo ressaltar que não está se tratando da causa raiz do problema: a insatisfação ou dúvidas quanto a quantidade e dimensões das áreas indígenas propostas pela FUNAI.

Como exemplo da preocupação da Casa Civil, cita-se novamente a TI Ava-Canoeiro, cuja criação está associada com o desenvolvimento do projeto da UHE Serra da Mesa, são 717 hectares de terra, entre os municípios Minaçu e Colinas do Sul, onde vivem oito pessoas, são 89, 63 ha / índio. Com uma baixa densidade de habitantes nesta TI e sem recursos os problemas para controle e segurança dos limites da terra indígena ficam comprometidos, o que demonstra a premência de se rever o processo de demarcação das terras indígenas no País.

Buscou-se extrair a matéria de relevância para a área de energia quando observada a componente indígena. Em FUNAI (2012) estão disponíveis referências sobre o assunto com relação ao processo demarcatório de terras até a sua homologação; o trato da questão indigenista e a ambiental, incluído, o processo de licenciamento ambiental; e as estruturas associadas com a saúde, cultura, educação e trabalho.

3.6.5 O conflito entre as outorgas de geração de energia elétrica para empreendimentos hidrelétricos e eolioelétricos com as outorgas para mineração

Esta seção visa apresentar a situação atual dos conflitos entre as outorgas entre as áreas minerárias e do setor elétrico. No Brasil, os recursos minerais são bens da União e constituem propriedade distinta do solo, para efeito de exploração, garantida ao concessionário a propriedade do produto da lavra. Ao mesmo tempo a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica são matérias privativas a União onde, ainda, os aproveitamentos de potenciais hidráulicos para fins energéticos são, também, bens da União assim como ocorre com os recursos minerais.

A atividade de mineração e os serviços públicos de geração e transmissão de energia elétrica encontram-se, juridicamente, no mesmo patamar jurídico-constitucional, não havendo como, a partir da análise da legislação em vigor, afirmar de antemão a prevalência de qualquer uma das duas atividades. Ocorre que, até o presente momento, não existe arcabouço legal que vise dirimir conflitos entre a atividade de mineração e a de geração e transmissão de energia elétrica desde a etapa de planejamento até a implantação dos empreendimentos.

Diante desta fato, torna-se evidente que ações visando normatizar procedimentos com o intuito de preservar os interesses nacionais devem ser discutidos no âmbito do governo federal.

Destaca-se que no Código de Mineração, Decreto nº 62.934, de 2 de julho de 1968, existe o instituto do bloqueio minerário que impede a emissão de permissão para a atividade minerária ou, ainda, a possibilidade do permissionário de exercer a atividade a título precário, isto é, a permissão pode ser suspensa ou revogada a qualquer momento no interesse da administração. Identificados os elementos que permitem o bloqueio ou a suspensão da atividade minerária, torna-se imperativo a discussão de quem deve definir ou arbitrar:

- qual atividade é mais importante para o País (energética ou minerária); ou,

- a forma que ambas as atividades irão coexistir; ou, ainda,
- qual empreendimento (energia elétrica ou mineral) sofrerá restrições em sua operação em função da existência do outro.

No Brasil, quando ocorre a implantação de potenciais hidrelétricos ou eolioelétricos numa região onde já existe permissão para exploração mineral, mesmo que esta ainda não tenha sido iniciada, os empreendedores de geração ou transmissão de energia elétrica são obrigados a ressarcir o permissionário de mineração pelo potencial de lavra daquela área que deixará de ser explorada em função do serviço público de energia. Quando a lavra já se encontra em exploração o ressarcimento é mais amplo e abrange os investimentos feitos pelo permissionário da lavra.

Este tipo de problema é visível na maior parte dos empreendimentos hidrelétricos do País e das linhas de transmissão que passam, principalmente no Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Minas Gerais, Pará, Maranhão e Amazonas.

Como exemplo, extraiu-se do EIA/RIMA da UHE Belo Monte (IBAMA, 2010) onde, na área do reservatório da usina, existem 67 processos no DNPM, distribuídos da seguinte forma:

- 42 Requerimentos de Pesquisa;
- 5 Autorizações de Pesquisa;
- 6 Requerimentos de Lavra Garimpeira;
- 3 Licenciamentos;
- 6 Requerimentos de Lavra Garimpeira;
- 4 Lavras Garimpeiras; e
- 1 Disponibilidade.

3.6.6 Usinas Plataforma: uma proposta de governo para viabilizar aproveitamentos hidrelétricos na região amazônica

Em 18 de fevereiro de 2010, a Presidência da República postou a seguinte mensagem (2010):

“... vamos também apresentar ao Brasil uma coisa chamada hidrelétrica-plataforma, que é um novo modelo de hidrelétrica em que a gente vai apenas fazer o desmatamento para construir a hidrelétrica. Depois vai fechar o desmatamento, não vai permitir a entrada de ninguém para não ter casa, não ter nada, e os trabalhadores que forem trabalhar na hidrelétrica, eles vão trabalhar como se fossem trabalhar numa plataforma da Petrobrás, em alto mar. Eles vão de helicóptero, descem lá na hidrelétrica, trabalham, ficam um certo tempo e voltam para casa, sem ter estrada, sem ter nada na hidrelétrica. ...”

Em 26 de fevereiro de 2010, o Secretário Executivo de Minas e Energia (2010) deu entrevista a imprensa apresentando o conceito de usina plataforma, da referida entrevista foram extraídos os seguintes princípios:

- ocupar pouco, preservando muito, com uma alta relação de área preservada por área de intervenção do aproveitamento hidrelétrico;
- áreas de preservação associadas aos projetos das usinas;
- evitar os grandes canteiros de obras e vilas, minimizar os canteiros de obras civis e montagem eletromecânica, a intervenção deve ser predominantemente na área de influência direta do empreendimento;
- recuperação ambiental da área com intervenção; e
- revezamento de equipes na etapa de construção de operação da UHE.

Em Zimmermann (2007) APUD Cepel (2012) surgiu a primeira ocorrência da proposta de usina plataforma:

- *“... Outro aspecto importante refere-se ao meio ambiente, principalmente, uma vez que, no Brasil, grande parte do potencial hidrelétrico encontra-se na Amazônia. Porém destacamos que, nos dias de hoje, projetos de usinas na Amazônia têm evoluído tecnicamente de forma à minimizarem os impactos ambientais. Assim, buscar-se-ia o equilíbrio entre a produção de energia, os impactos socioambientais e o uso múltiplo da água, de forma aderente ao desenvolvimento sustentado.*
- *Por outro lado o fato de existirem potenciais próximos ou até mesmo impactando unidades de conservação e áreas indígenas poderão ter como solução num futuro próximo, o princípio da **“Plataforma Petrolífera”** onde, neste caso, se constrói o aproveitamento hidrelétrico mantendo-se o impacto somente na área física do empreendimento evitando-se, com isto, o crescimento de cidades ou vilas após o término da construção do empreendimento. Na fase operacional, com os recursos técnicos de automação existentes, a exemplo das plataformas, turnos de técnicos operariam a usina. Dessa forma evitar-se-iam o processo de antropização na região do empreendimento. ...” (Grifo meu)*

Até o presente momento (2013), não existe nenhum documento oficial que trate dos conceitos, requisitos ou métodos que qualificam um aproveitamento hidrelétrico como usina plataforma. Em fevereiro de 2012, o Ministério de Minas e Energia conjuntamente com o Banco Mundial publicou um Termo de Referência para contratação do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) para o desenvolvimento dos critérios e procedimentos necessários para caracterizar uma usina como plataforma. O contrato foi assinado no segundo semestre de 2013 e o prazo para execução é de 18 meses.

Esta lacuna provocou uma série de interpretações pela mídia e explicações difusas pelos principais dirigentes de empresas do setor elétrico, gerando expectativas em torno do conceito em desenvolvimento.

Mesmo sem haver nenhuma definição oficial do governo quando a aceção do termo, em 19 de fevereiro de 2012 o IBAMA emitiu o Termo de Referência para elaboração do EIA/RIMA para a UHE São Luiz do Tapajós (IBAMA, 2012), e solicitou na descrição do

projeto (item 3.5 do TR), as implicações do emprego da tecnologia de usina plataforma na avaliação de impactos ambientais nos meios físico, biótico e socioeconômico.

Ainda, a Presidência da República ao publicar o relatório do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) (PR, 2012) incluiu uma série de outras usinas não só na região Norte, como na região Centro-oeste, como enquadradas no conceito de usina plataforma e indica os estudos de viabilidade de UHEs em andamento já classificados os novos aproveitamentos dentro desta nova diretriz.

Na ausência de documentação formal do governo que trate sobre o assunto, buscaram-se referências internacionais que pudessem orientar com valores o que se compreende como uma usina hidrelétrica de baixo impacto e sustentáveis:

a) *Certificação de Usinas Hidrelétricas de Baixo Impacto*, esta certificação é dada pela organização não governamental Low Impact Hydropower Institute (LIHI, 2011), sendo recomendada pela *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC/EUA) e visa certificar que a usina hidrelétrica possui boas práticas e baixo impacto comparadas outras usinas hidrelétricas, sob o critério ambiental. Deste modo, criando um padrão e credenciando um empreendimento junto aos consumidores de energia elétrica. Esta certificação trabalha oito eixos temáticos:

- a. recursos hídricos;
- b. qualidade da água;
- c. passagem de ictiofauna e proteção;
- d. controle de enchentes;
- e. proteção de espécies ameaçadas ou em extinção;
- f. proteção dos recursos culturais;
- g. recreação; e
- h. instalações passíveis de remoção (descomissionamento).

O LIHI apresenta uma discussão de que os impactos ambientais podem ser reduzidos, mas não eliminados e que não estão associados diretamente ao porte das

usinas, ao contrário da forma com que a legislação ambiental internacional utiliza como indicador de impactos ambientais das usinas hidrelétricas. O maior foco da certificação está nas etapas de projeto e operação da usina hidrelétrica. A LIHI afirma que os oitos eixos temáticos acima que estabelecem o critério ambiental para a certificação excedem os requisitos legais normalmente considerados nos procedimentos de licenciamento ambiental. Desta, também, os benefícios da hidroeletricidade comparada com outras fontes convencionais de energia, mas desassocia uma comparação direta entre impactos ambientais entre diferentes fontes.

- b) a segunda referência encontrada é o *Protocolo de Sustentabilidade* elaborado pela *International Hydropower Association* (IHA) (IHA, 2010). Este protocolo encontra-se na terceira revisão (novembro de 2010), tendo evoluído substancialmente no detalhamento dos seus eixos temáticos em relação as demais revisões que foram elaboradas em julho de 2006 (IHA, 2006) e fevereiro de 2004 (IHA, 2004). Ela está relacionada diretamente com o ciclo de vida de um projeto de usina hidrelétrica, como poder ser visto:
- a. etapa inicial;
 - b. preparação para construção;
 - c. implementação; e
 - d. operação.

Os quatro estágios estão integrados com as perspectivas: ambientais; sociais; técnicas; econômico; e financeira. Por meio de tabelas que descrevem critérios, relevância e características desejáveis ao projeto da usina hidrelétrica para atender o referido protocolo.

3.6.7 A cobrança de cessão de espaços físicos em águas públicas e a fixação de parâmetros para cálculo do preço público a título de retribuição à União

A Secretaria de Patrimônio da União (SPU) do Ministério de Planejamento, Orçamento e Gestão (MPOG) publicou em 26 de janeiro de 2011, a Portaria SPU-MPOG nº 024 com o objetivo de normatizar e estabelecer procedimentos para a cessão de espaços físicos em águas públicas com a respectiva metodologia para estabelecer o cálculo dos valores devidos a título de retribuição à União. A referida portaria foi revogada pela Portaria SPU nº 404 de 28 de dezembro de 2012 e passa a ser a referência nesta seção.

Em seu art. 2º, ocorre a descrição de toda a terminologia técnica que é utilizada ao longo do texto normativo. Destaca-se que em nenhum momento apresentam-se denominações relativas ao setor elétrico sendo, inclusive, exaustivamente trabalhada a terminologia de estruturas náuticas. O art. 3º da referida portaria ratifica que o seu objeto de aplicação são estruturas náuticas, inclusos os empreendimentos náuticos, em espaços físicos em águas públicas sob domínio da União, destinadas a atividades institucionais, habitacionais, de lazer, comerciais ou, industriais. Ocorre que, o art. 10º consta a seguinte redação:

*... “Para os casos de estrutura náutica de turismo, **produção de energia**, produção mineral, atividade portuária, preservação ambiental, desenvolvimento de aquicultura e pesca, a destinação será feita, preferencialmente, para o Ministério cuja pasta responde pelo tema” ... [Grifo do Autor]*

Nesta situação, subentende-se que a Portaria SPU-MPOG nº 024/2011 passa a reger também estruturas náuticas, inclusos os empreendimentos náuticos, para a atividade de produção de energia.

O atual entendimento da SPU/MP é de que a nova portaria permanece tendo alcance não só às usinas hidrelétricas e parques eólicos próximos a espelhos de água ou em mar territorial, mas estende-se a todo o setor elétrico (serviços públicos sob-regime de autorização, concessão ou permissão ou de atividades que constituam monopólio da União) e o objetivo

da arrecadação é prover auxílio à população ribeirinha atingida pelos empreendimentos de geração de energia elétrica supramencionados.

A forma de cálculo é apresentada na Equação 3.1, apresentada a seguir:

$$\begin{aligned} \text{VCU} &= \text{CA} * [\text{P} * \text{A} * 0,06] + \text{CI} * (0,1735 * (\text{VI}^{0,7791})) && \text{Equação 3.1} \\ \text{CA} &= 1 - \text{CI} \\ \text{CI} &= 0,0003 * \text{VI}^{0,3874} \end{aligned}$$

em que:

- VCU – corresponde ao valor da retribuição anual pela cessão, em reais;
- CA – coeficiente de área, em metros quadrados;
- P – preço do terreno adjacente, em reais por metro quadrado;
- A – área ocupada, em metros quadrados;
- CI – coeficiente de investimento, em reais;
- VI – valor do investimento, em reais;

Destaca-se que a precificação não depende exclusivamente da estimativa do valor da área mais próxima e do uso da área, mas é função também do valor do investimento da estrutura náutica. A estimativa com base na área próxima ao empreendimento é uma das opções disponíveis pela NBR 14653.

3.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Foram identificados três programas de desenvolvimento ligados às fontes renováveis de energia, dois são direcionados aos combustíveis líquidos e um associado com a geração de energia elétrica. As políticas públicas vigentes que estão direcionadas às fontes renováveis de energia foram mapeadas e observou-se que as mesmas estão concentradas às pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, eólica, solar fotovoltaica e centrais hidrelétricas. Quanto aos AHEs, as questões socioambientais, indígenas, fundiárias, minerárias e ligadas ao patrimônio histórico e cultural além das UCs são as que demandam esforços para proposições de medidas que aprimorem ou preencham os espaços das políticas existentes.

Ainda, a nova legislação para os sistemas isolados abre a possibilidade quanto o uso das FRE.

Em função da diversidade de fontes renováveis de energia e das possíveis combinações em sistemas híbridos, o escopo deste trabalho restringe-se a uma avaliação mais detalhada às fontes hídricas, biomassa e eólica. Isso não exclui as demais fontes, mas, ao aprimorar o arcabouço das que já são uma realidade na matriz elétrica brasileira – excetuando-se a solar fotovoltaica cuja a inserção encontra-se iminente no curto e médio prazo – cria-se tanto um ambiente para a exploração plena das referidas fontes no Brasil quanto novas oportunidades para o desenvolvimento e inserção de novas fontes renováveis de energia na matriz brasileira.

Estas informações formam o arcabouço necessário para que o assunto relacionado ao objetivo final deste trabalho seja diretamente abordado no próximo capítulo por meio de análises e resultados.

4 ANÁLISES E RESULTADOS

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Os capítulos anteriores apresentaram o arcabouço teórico necessário para o desenvolvimento da pesquisa, que abrangeu, principalmente, ramos da ciência social. Estas componentes foram complementadas com os elementos do setor elétrico brasileiro, o processo de planejamento da expansão, o sistema tarifário e as fontes renováveis de energia disponíveis no País.

Em seguida, com a metodologia selecionada buscaram-se elementos para identificar as políticas e programas existentes observando, inclusive, as propostas em tramitação ou tramitadas no poder legislativo e o atual estágio de desenvolvimento das principais fontes renováveis, por meio de pesquisas com dados oficiais do setor.

Considerando os elementos identificados anteriormente, este capítulo visa identificar as principais barreiras das políticas e programas de desenvolvimento existentes para o desenvolvimento das fontes renováveis para fins de geração de energia elétrica. A partir do entendimento desses pontos, conclusões e propostas de soluções são apresentadas.

4.2 POLÍTICAS PÚBLICAS E PROGRAMAS DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO COM FOCO EM FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA

4.2.1 Programas de desenvolvimento energético para fontes renováveis de energia: PROINFA – primeira etapa

Essa seção visa identificar as limitações encontradas na primeira etapa do PROINFA, de modo a subsidiar os melhoramentos para a proposição de uma segunda etapa do referido programa. Os principais problemas identificados são:

- a conexão dos empreendimentos à rede foi limitada em função da sobrecarga, estrangulamento da capacidade da transmissão de energia elétrica no ponto de interligação com o SIN;
- muitos dos potenciais são classificados como GD e estão posicionados de forma esparsa na mesma região, a uma distância que inviabiliza o investimento na instalação de geração por um único agente, o que demonstra a baixa capacidade do setor privado em articular-se para explorar conjuntamente uma área com determinado potencial energético, visando minimizar os investimentos em transmissão;
- os valores econômicos para cada fonte que foram publicados pelo MME foram reajustados para valores inferiores aos que o próprio governo apresentou na consulta pública. Tal mudança, não inviabilizou o programa, mas segundo a Agência Canal Energia, na reportagem veiculada sobre o PROINFA no dia 25/06/2004, reduziu a atratividade para os investidores que já tinham precificado o valor da audiência e, inclusive, esperavam uma correção acima dos valores iniciais após a consulta;
- não houve distinção nos valores por tecnologia perdendo-se, assim, uma forma de induzir o mercado à adoção, troca ou melhoras das rotas tecnológicas em conversão de energia para as fontes biomassa (troca de caldeiras, por exemplo) nos combustíveis considerados pelo programa (setores arrozeiro, madeireiro, sucroalcooleiro e biogás) e, até mesmo, eólico;
- reclassificações e outras chamadas tiveram origem com problemas nas documentações apresentadas à Eletrobras *Holding*, questionamentos de ordem jurídica, problemas com licenciamento ambiental e desistências por parte dos empreendedores no momento da assinatura dos contratos;
- para a fonte biomassa, apenas 569,5 MW foram apresentados na primeira chamada do programa, o que implicou na segunda chamada pública de empreendimentos para esta fonte subindo o valor contratado para 685,24 MW. A diferença foi redistribuída para as demais fontes;
- em função dos empreendimentos que tiveram rescisão dos seus contratos durante a condução da primeira etapa, o montante total é inferior aos 3.300 MW, impedindo a continuidade do programa e início da sua segunda até a presente data, visto que o

governo não realizou nenhuma ação para completar a capacidade instalada prevista para a primeira fase;

- o governo incluiu, no arcabouço regulatório do PROINFA, a absorção das possíveis receitas oriundas da venda de certificados de redução de emissão advindas do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo²⁹, posteriormente à realização da chamada pública. Essa captura de receita, reduziu a atratividade dos projetos;
- A primeira etapa, após quase 10 anos, foi muito criticada como uma política “*go and stop*” isto é, há uma demanda inicial sem perspectiva futura na continuidade de compra dos equipamentos o que se tornou um empecilho principalmente para a fonte eólica;
- os valores atualizados pagos para as três fontes biomassa (cana-de-açúcar), PCH e eólica, quando comparados aos preços do último MWh negociado no Leilão A-5 de 2011 (R\$/MWh 112) - que teve grande contribuição da fonte eólica - estão 247% (Min) a 280% (Máx) acima do valor da energia comprada em leilão. Este comparativo estaria incorreto se os referidos empreendimentos tivessem entrado em operação na época acordada, em 2006. Porém, principalmente para a fonte eólica, existem geradores que só vieram a entrar em operação em dezembro de 2011 e aproveitaram a queda de preço da tecnologia no Brasil, motivo este que levou a agência reguladora a realizar a consulta pública com a interpretação que o contrato de 20 anos destes geradores não inicia agora em 2011, na operação comercial, mas sim, em 2006 quando deveriam entregar a energia, reduzindo o prazo da contratação. Tal medida, penaliza os agentes, pois altera o fluxo de caixa destes empreendimentos, mas contrapõe o potencial benefício que os empreendedores obtiveram com a redução do preço da energia eólica praticada no ambiente de contratação regulado.

Dessa forma, conclui-se que as fontes renováveis de energia mencionadas que participam da primeira etapa podem ser consideradas competitivas em função dos resultados obtidos nas últimas licitações (Tabela 4.1), sendo assim não necessitam serem mantidas no PROINFA.

²⁹ A definição dos certificados de redução de emissão não faz parte do escopo deste trabalho e não será detalhada, recomenda-se como referência Prado (2007).

Tabela 4.1 *Custos das fontes no Ambiente de Contratação Regulado.*

Fonte	Custo (R\$/MWh)
<i>UHE</i> <i>Estruturante</i>	87
<i>Hidrelétrica</i> <i>Médio Porte</i>	107
<i>PCH</i>	156
<i>Eólica</i>	100
<i>Biomassa</i>	102

Fonte: EPE, 2011 (com modificações).

Os preços médios de energia considerados na Tabela 4.1 têm como fonte os resultados dos leilões de energia realizados nos últimos cinco anos (A-3, A-5, Reserva (LER) e Fontes Alternativas (LFA)), corrigidos pelo IPCA e separados por tipo de fonte e combustível. Entretanto, as usinas térmicas a biomassa e as usinas eólicas, apresentam atualmente tendência constante de queda nos preços e estes não seriam bem avaliados pelo cálculo da média histórica, por isso foi considerada como melhor estimativa dos custos, a utilização dos preços médios dos leilões A-3 e LER. Para as PCHs foi adotado o preço médio dos leilões A-5, LFA e LER, quando foram comercializados um maior número de contratos de energia com estas usinas.

Retornando ao PROINFA, primeira etapa, o programa deve ser revisto e alterado em lei já que as fontes estão explícitas na legislação. Uma solução apontada por essa pesquisa é de que o Ministério de Minas e Energia, de acordo com o Plano Nacional de Energia, possa identificar quais fontes serão incentivadas pelo programa para finalizar a primeira etapa e, também para a segunda etapa, via Portaria Ministerial, ou seja, a lei delegaria ao MME a competência para identificar quais fontes necessitam de incentivo.

Torna-se patente a importância dos programas de desenvolvimento energético para a maturação de tecnologias e implementação de fontes alternativas incentivadas cujo custo

marginal supere o custo marginal de expansão do sistema de modo que, no médio/longo prazos, sejam capazes de serem inseridas no programa de expansão de forma consistente.

Por fim, mesmo sem a integralidade das usinas contratadas em operação comercial, o PROINFA cumpriu o seu papel de incentivo às fontes com baixa escala no SIN até a sua inserção dos leilões de compra de energia. Contudo, conforme apontado nesta seção, novas fontes de energia devem ser avaliadas para retomada do programa mediante instrumentos legais mais ágeis e com uma visão de longo prazo para compor adequadamente o custo marginal de expansão do parque gerador brasileiro.

4.2.2 Perspectivas globais para acesso e uso dos recursos energéticos renováveis: PROINFA – segunda etapa

Diante dos cenários de planejamento de longo prazo apresentados no Plano Nacional de Energia 2030 e da diretriz que a matriz energética e elétrica apontam pela manutenção dos níveis de oferta das energias renováveis, é apresentada uma avaliação considerando uma segunda etapa do PROINFA.

Primeiramente, buscar-se-á identificar as estimativas de compra de energia no longo prazo. Num segundo momento, outro elemento que precisa ser identificado é se existem recursos energéticos renováveis disponíveis no longo prazo, atendendo às premissas que o governo estabeleceu, a premissa utilizada é avaliar os recursos energéticos que se encontram previstos em lei para a continuidade do programa.

Tendo os cenários acima mencionados, é possível determinar a quantidade de energia elétrica que corresponde aos 10% do consumo de energia elétrica anual requerida pela segunda etapa do PROINFA num horizonte de 20 anos. Além disso, o PROINFA estabelece que a Eletrobras vá contratar no mínimo 15% do incremento anual do consumo de energia elétrica a ser suprido pelas fontes de eletricidade PCH, biomassa e eólica que, conforme apresentado anteriormente, devem ser objeto de substituição por outras fontes que necessitam de desenvolvimento e incentivos.

Considerando o cenário pós-crise financeira mundial e as perspectivas de retomada do crescimento econômico no médio e longo prazos, optou-se por trabalhar os cenários de referência cujas taxas de crescimento no consumo de eletricidade são 4,3% e 3,9% ao ano (bandas centrais). Os dados de mercado seguem sumarizados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 *Sumário dos cenários de longo prazo e o consumo final de energia elétrica (TWh).*

Cenário	Taxa	2007	2010	2020	2030
<i>I</i>	5,0	346,7	475,0	745,6	1.243,8
<i>II</i>	4,3	346,7	468,7	693,2	1.045,6
<i>III</i>	3,9	346,7	462,5	647,1	941,2
<i>IV</i>	3,5	346,7	451,9	598,0	847,0

Fonte: PNE, 2007.

Os resultados são apresentados primeiramente (Figura 4.1) com os 10% necessários para o atendimento da segunda etapa do programa no final do horizonte (2030) e o incremento anual, sumarizado em horizonte de 10 anos (Figura 4.2) – 2010, 2020 e 2030.

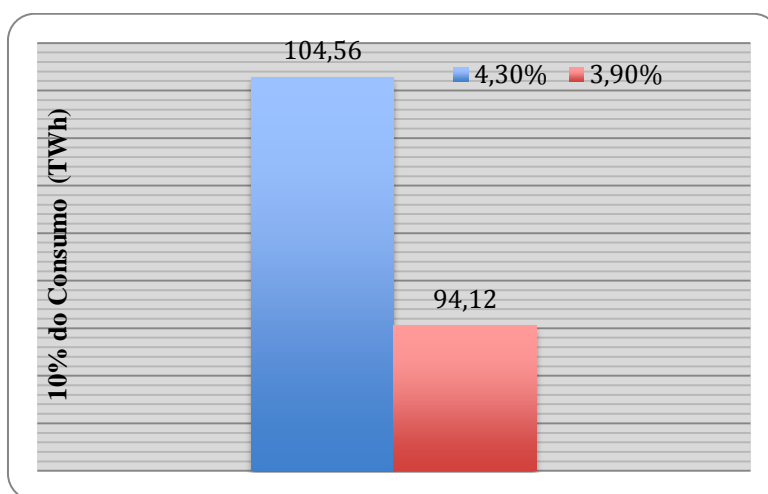


Figura 4.1 *Parcela de energia a ser contratada pelo PROINFA em 2030.*

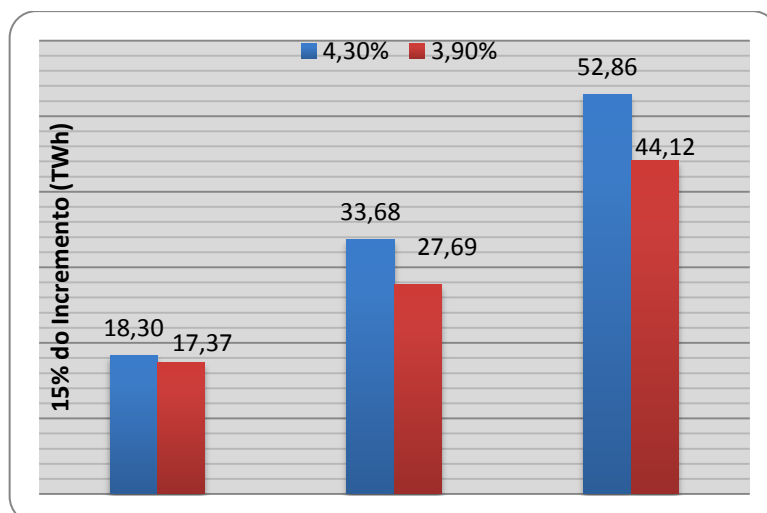


Figura 4.2 *Incremento anual necessário para a segunda etapa do PROINFA (2010 – 2020 – 2030 respectivamente).*

Caso fossem mantidas as fontes escolhidas para integrarem o PROINFA, elas possuiriam um potencial suficiente para atender à demanda no longo prazo. De acordo com a ANEEL (2008) e a Associação de Pequenos e Médios Produtores de Energia – APME (2008) é estimado o potencial das PCHs em 26 GW (em inventários hidrelétricos).

Segundo estimativas do Centro Nacional de Pesquisa em Energia Elétrica (CEPEL), a energia eólica possui um potencial superior a 143 GW, desconsiderando o potencial de geração *offshore* que ainda não possui potencial inventariado. A EPE (MME, 2007) aponta um potencial para a biomassa de cana-de-açúcar de 25,19 GW. É de suma importância ressaltar que estes potenciais foram estimados com o estado da arte da tecnologia à época, possibilitando que desenvolvimentos tecnológicos futuros possam subestimar estes valores.

Entretanto, a Lei nº 10.847 de 15 de março de 2004 – alterada pela Lei nº 11.943, de 2009 – estabeleceu que a EPE deve elaborar e publicar estudos de inventário do potencial de energia elétrica, proveniente de fontes alternativas, fato que não ocorreu até a presente data, à exceção dos aproveitamentos hidrelétricos, o que dificulta a indicação de outras fontes que podem substituir as indicadas pelo PROINFA. Tal afirmação é corroborada pelo Plano Nacional de Energia 2030 quando a fonte eólica foi agrupada com outras fontes renováveis na componente “Outras Fontes” da matriz de energia elétrica. Hoje, a fonte eólica sozinha responde mais do que o dobro indicado pelo PNE, o que reforça a

necessidade da avaliação prospectiva quanto ao potencial energético de outras fontes renováveis no Brasil.

A segunda conclusão é que o incremento mínimo de 15% do consumo anual de energia elétrica para a trajetória de 4,3% equivalem a 172,56 TWh e na trajetória de 3,9% a 150,13 TWh, o que em ambos os casos superam os 10% do consumo total de energia elétrica necessários ao final de 2030.

Por fim, a última conclusão refere-se ao preço da energia e sua competitividade, visto que a segunda etapa do PROINFA prevê que o preço deverá ser definido pelo custo médio ponderado entre hidrelétricas e termoeletricas a gás natural. Considerando os preços da energia hidrelétrica de usinas estruturantes com as termoeletricas a gás natural, incluindo o custo do combustível (555,00 R\$/MWh), e os preços obtidos nos leilões de energia pelas fontes eólica, biomassa e PCH, conclui-se que esta ponderação é um preço superior ao já praticado por essas fontes.

Sendo assim, se novas fontes não forem avaliadas para uma segunda etapa do programa, o critério para contratação destas usinas deverá ser alterado. Caso contrário, o consumidor final estará pagando por uma energia mais cara do que os preços já praticados por essas fontes nos leilões ordinários de energia (A-5, A-3 e A-1).

Quanto a forma de seleção das fontes e as respectivas precificações, há duas formas de identificar:

- *Proposta I:* o estágio de maturidade da tecnologia que permita a inserção no SIN, propiciando queda do preço por escala; e
- *Proposta II:* as fontes que têm o potencial para incentivo em escala com a inserção gradual no médio e longo prazo, em conformidade com o plano estratégico e executivo do planejamento setorial.

Para cada proposta, o principal parâmetro econômico a ser utilizado na seleção das fontes deve ser distinto, em função dos diferentes estágios que se encontram. Para a primeira

proposta, o critério do custo médio ponderado entre hidrelétricas e termoeletricas a gás natural vigente, é uma figura de mérito adequada em comparação com custo marginal de expansão (CME) do plano decenal de energia. O valor obtido de CME para os próximos anos é de 102,00 R\$/MWh no PDE 2021 em contraposição ao valor nominal utilizado no PDE 2020 de 113,00 R\$/MWh. Analisando os valores do CME apresentados acima, a sua tendência decrescente não cria um ambiente para desenvolvimento e inserção de outras fontes.

Para a segunda proposta, a sugestão é a criação de um CME de longo prazo a ser calculado considerando a cesta de fontes de energia que compõem a matriz, as projeções de preço por evolução tecnológica, ganhos de escala, etc.; como o PNE possui um horizonte de 30 anos, deve ser a referência utilizada para a escolha das fontes.

O mecanismo de contratação e repasse deve ser o mesmo realizado na primeira etapa do PROINFA. Entretanto, ambas as propostas de seleção e precificação das fontes terão valores ao CME vigente. Se, por um lado, aguardar a aproximação dos preços de geração de energia elétrica de novas fontes renováveis nos leilões, atual estratégia do governo fundamentada na questão da modicidade tarifária, por outro lado perde-se a vantagem de posicionar o país e os agentes de mercado com a visão de longo prazo das tecnologias a serem desenvolvidas e adequadas às diferentes realidades regionais do país, motivo pelo qual recomenda-se a adoção de novos critérios para manutenção de uma segunda etapa do programa.

4.2.3 Políticas públicas para fontes renováveis de energia

4.2.3.1 Iniciativas no poder legislativo

O levantamento das atividades do poder legislativo registra um histórico das políticas públicas e programas brasileiras dos últimos 30 anos no tocante às fontes renováveis de energia para geração de energia elétrica.

As fontes consideradas no universo da pesquisa³⁰ são:

- solar (térmica e fotovoltaica);
- eólica ou eolioelétrica;
- biomassa (combustão direta e gaseificação);
- biogás;
- células a combustível;
- aproveitamento de potencial hidráulico:
 - o hidrelétricas de médio e grande porte (estruturantes);
 - o pequenas centrais hidrelétricas; e
 - o micro centrais.
- geotérmica;
- maré motriz;
- tidal; e ainda,
- biocombustíveis.

A pesquisa realizada encontrou 38 iniciativas no Senado Federal e 96 iniciativas na Câmara dos Deputados Federal, totalizando 134 projetos.

Em seguida, foram utilizadas as tipologias de Lowi e Gustafsson (Tabela 2.1) para classificar as políticas públicas ou programas de desenvolvimento identificados como relevantes para a pesquisa. (Tabela 4.3). A tipologia de Lowi foi escolhida, pois permite avaliar os públicos de destino (consequências) das iniciativas legislativas. Por outro lado, a tipologia de Gustafsson permite avaliar a importância do assunto na agenda política e a qualidade do conteúdo político/técnico.

³⁰ Termos genéricos, tais como: fonte(s)/energia(s) alternativa(s) ou fonte(s)/energia(s) renovável(eis) também foram objeto da referida pesquisa.

Tabela 4.3 *Classificação das políticas e programas segundo a tipologia de Lowi e Gustafsson.*

Reais	Políticas (Tipologia de Gustafsson)			Poder	Políticas (Tipologia de Lowi)			
	Simbólicas	Pseudopolíticas	Sem Sentido	Legislativo	Regulatória	Distributiva	Redistributiva	Constitutivas
10	11	10	7	<i>Senado</i>	7	23	5	3
22	40	29	5	<i>Câmara</i>	20	31	27	18
32	51	39	12	<i>Total</i>	27	54	32	21

Os principais resultados são destacados:

- os recursos energéticos maré motriz, tidal (velocidade das correntezas marítimas), células a combustível e geotérmica não possuem nenhuma referência no poder legislativo;
- o biogás e a biomassa são os aproveitamentos energéticos que possuem a menor quantidade de proposições;
- as fontes eólicas, hidrelétricas, pequenas centrais hidrelétricas, solar (térmica e fotovoltaica) além dos biocombustíveis são os recursos energéticos que dominam a temática central do legislador;
- muitas das ações são de mérito tributário, como isenções de alíquotas de importação, impostos e tributos que implicam a renúncia de recebíveis pelo estado;
- nenhuma proposição avaliada trata de uma política pública transversal para o desenvolvimento de tecnologias, maturação e desenvolvimento de uma indústria nacional, dando condições de se estabelecer um mercado capaz de absorver a produção em escala;
- todas as proposições de subsídio contém a fixação de índices de nacionalização. Se por um lado a iniciativa incentiva o estabelecimento de fornecedores nacionais, não cria incentivos à competitividade em relação aos fornecedores externos; e
- as políticas propostas são de caráter distributivo, onerando ainda mais o consumidor com a criação de novos encargos e tributos, sem uma avaliação aprofundada sobre a possibilidade de se redirecionar recursos existentes ou aplicá-los de forma mais sistematizada.

A concentração do legislador nas fontes eólicas, hidrelétricas, PCHs, solar e biocombustíveis é louvável, mas, excetuando-se a fonte solar fotovoltaica, são recursos energéticos que estão em amplo uso no setor. Por outro lado, limita os usos de fontes que possuem maturação técnica mais próxima da escala comercial no Brasil, como o biogás e biomassa, mas que carecem de alguma ação normativa. A lacuna do poder legislativo nas demais fontes, tais como: maré motriz, tidal, geotérmica e célula a combustível, demonstram desarmonia entre quem executa (poder executivo) com quem exara as políticas (poder legislativo). Isto é, o ciclo da política pública apresentado na Figura 2.1, não se completa, faltam elementos seja na identificação do problema para uma nova política ou da implementação, avaliação e extinção da política existente.

Complementarmente, sem a construção de uma agenda comum entre poderes, não se melhoram os instrumentos existentes, e o legislador acaba propondo novos encargos ou tributos, em paralelo a uma ação em andamento ou, ainda, suprimindo uma política, implicando na sua descontinuidade o que é um mal sinal ao mercado (risco regulatório e risco Brasil). Principalmente nas áreas que demandam o desenvolvimento tecnológico, que necessita de sinais constantes no médio e longo prazo para realizar os seus investimentos em recursos tecnológicos e humanos.

A solução proposta é a utilização das comissões permanentes de infraestrutura em energia tanto na Câmara dos Deputados, quanto no Senado Federal, para a apresentação dos planos estratégico (PNE) e executivo (PDE) pelo poder executivo, bem como o acompanhamento dos seus resultados na implementação.

Dessa forma, o poder executivo poderá construir e realimentar uma agenda política com o poder legislativo, distribuindo os esforços antes concentrados nas demais fontes, para àquelas que precisam de arcabouço legal para o seu pleno desenvolvimento.

4.2.3.2 Políticas propostas pelo legislativo visando ampliar os incentivos

Durante o levantamento das iniciativas do poder legislativo, foram identificadas ações que buscam alterar o limite de potência que caracteriza as pequenas centrais hidrelétricas, bem

como ampliar incentivos e investimentos em geração de energia elétrica proveniente de PCHs, fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada.

No tocante às pequenas centrais hidrelétricas, inicialmente, o limite era de 1 MW. Depois, no Plano Nacional de PCHs, em 1981, passou para 10 MW e atualmente é de 30 MW. As PCHs são caracterizadas pela potência instalada entre 1.000 kW e 30.000 kW, limitadas a uma área máxima de alagamento de 3 km², e têm garantidas pela legislação em vigor as vantagens que se seguem:

- i. o processo de outorga é autorizativo, ou seja, não há exigência de leilão;
- ii. podem comercializar energia elétrica com consumidores de carga maior ou igual a 500 kW, sendo que os demais agentes só podem comercializar com clientes cuja carga seja igual ou superior a 3.000 kW;
- iii. isenção de pagamento por uso de bem público (UBP);
- iv. isenção da obrigação de aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico;
- v. sub-rogação dos benefícios do rateio da conta de consumo de combustíveis fósseis, quando o empreendimento substituir unidade de geração térmica a óleo diesel, nos sistemas isolados;
- vi. isenção do recolhimento da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (CFURH); e
- vii. desconto de 50% nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

A isenção do recolhimento da CFURH e o desconto de 50% nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição são subsídios suportados pelo consumidor de energia elétrica e apresentam-se como as mais relevantes dentre as vantagens que as PCHs fazem jus às demais FRE citadas, que possuem apenas o desconto na tarifa. A seguir, uma análise complementar onde é enfatizada a questão da utilização de recursos hídricos sem a contrapartida da compensação financeira e o impacto dos descontos no acesso ao sistema elétrico.

A compensação financeira não é devida aos estados e municípios pela União, mas pelos próprios titulares de concessão ou autorização pela exploração de tais recursos conforme estabelecem as normas legais. Os recursos da CFURH são distribuídos mensalmente por mais de 326 municípios localizados em 21 estados.

Quanto a questão da distribuição da CFURH faz-se necessário conceitua-la para uma correta interpretação sobre o seu uso e destinação. A compensação foi estabelecida em atendimento ao art. 20, §1º da CF (permitindo destinar recursos a entes da Administração Direta e Indireta) em detrimento da participação nos resultados. A Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, instituiu a compensação financeira de que trata o presente, tendo como definidora dos percentuais de distribuição a Lei nº 8.001 de 13 de março de 1990, ambas regulamentadas pelo Decreto nº 1 de 7 de fevereiro de 1991.

A alíquota da referida compensação financeira corresponde a 6,75% do valor total de energia mensal produzida por usina (em MWh), multiplicado pela tarifa atualizada de referência (TAR). Sendo que 0,75% são repassados à ANA/MMA e são relativos à cobrança pelo uso de recursos hídricos do setor hidrelétrico, sendo empregados especificamente para a implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos (PNRH) e do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos (SNGRH). A TAR é utilizada para o cálculo da CFURH e representa o custo da energia das geradoras às distribuidoras, descontados os encargos setoriais relativos à geração, os tributos e o custo da transmissão. A Resolução Homologatória ANEEL nº1.096, de 14 de dezembro de 2010 fixa o valor da TAR, sendo atualizada anualmente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

Dos 6% da energia que a CFURH representa, 45% (que representam 2,7% dos 6%) são destinados aos municípios atingidos pelos reservatórios das usinas e 45% (que representam 2,7% dos 6%) são destinados aos seus respectivos Estados e 10% é destinado a União. Neste último, os 10% (que representam 0,6% dos 6%) restantes são repassados da seguinte forma: 3% (que representam 0,18% dos 6%) ao Ministério do Meio Ambiente; 3% (que representam 0,18% dos 6%) ao MME; e 4% (que representam 0,24% dos 6%) ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT).

O Brasil atualmente possui 430 pequenas centrais hidrelétricas em operação (4.107 MW) e outras 54 em construção (593 MW) com entrada em serviço em data próxima, além de 132 PCHs (1.827 MW) já outorgadas pela ANEEL aguardando início de obras (fonte: Banco de Informações de Geração/ANEEL – junho/2012). Tomando-se como base indicadores médios de fator de capacidade de 55% e área de reservatório de 2 km², significa que as PCHs em operação e em construção seriam responsáveis por uma garantia física da ordem de 2.585 MW_{médios} e área de alagamento equivalente a 968 km².

De posse destas informações e estimativas, apresenta-se a seguir o resultado de um exercício onde se buscou no universo das usinas hidrelétricas que recolhem CFURH um grupo de UHEs que apresentem em conjunto parâmetros semelhantes ao total de PCHs já implantadas, as premissas foram: capacidade instalada de 4.700 MW, área alagada de 968 km² e garantia física de 2.585 MW_{médios}. Observando o universo de usinas hidrelétricas em operação no SIN, determinou-se que um possível conjunto representativo é formado pelas hidrelétricas: Jaguará, Jupuíá, Miranda, Porto Colômbia, Salto Santiago e Volta Grande; cujas principais características estão sumarizadas na Tabela 4.4:

Tabela 4.4 *Universo de UHEs “equivalentes” a geração das PCHs.*

Item	Total PCHs	Jaguará	Jupuíá	Miranda	Porto “Colômbia	Salto Santiago	Volta Grande	Total
Área Reservatório (km ²)	968	32	322	52	149	214	197	966
Potência Instalada (MW)	4.700	424	1.551	408	320	1.420	380	4.503
Garantia Física (MW médio)	2.585	336	886	202	185	723	229	2561

Sabe-se que a compensação financeira incide sobre a energia gerada e não sobre a garantia física. Portanto, foi considerado que o montante de pagamento da CEFUR feito pelas UHEs são uma estimativa do benefício concedido às PCHs devido à isenção de pagamento da CFURH, cujos valores individualizados e totalizados encontram-se na Tabela 4.5 a seguir:

Tabela 4.5 *Estimativa da renúncia da União, Estados e Municípios às PCHs.*
(R\$ x milhões)

Ano	Jaguará	Jupuíá	Miranda	Porto Colômbia	Salto Santiago	Volta Grande	TOTAL
2011	14,3	41,5	8,8	9,3	40,6	10,4	124,9
2010	13,3	40,8	8,4	9,0	42,1	9,7	123,3
2009	12,9	38,0	8,3	9,2	27,5	9,8	105,7
2008	10,8	40,0	8,1	8,3	26,9	8,7	102,7
2007	9,9	37,6	7,2	8,2	23,6	8,5	95,0
TOTAL	61,1	197,9	40,8	44,0	160,7	47,1	551,6

A análise da tabela mostra que o benefício anual apropriado pelas PCHs, majoritariamente controladas pelo setor privado, é da ordem de R\$ 110 milhões/ano no que concerne à CFURH, e nos últimos cinco anos acumulam cerca de meio bilhão de reais. Por outro lado, os municípios e estados que perderam suas terras para formação dos reservatórios, por menores que sejam, não poderão gerar riquezas e não recebem qualquer compensação financeira pela situação. Sendo uma fonte considerada já competitiva, a renúncia a essa receita é prejudicial, pois poderia ser alocada para seja para outra fonte que necessite de incentivo seja para outro programa ou subsídio.

Ainda, assevera-se uma questão. Muito embora a área alagada no sítio de uma PCH específica venha a ser de pequena monta, o somatório das áreas alagadas por diversas PCHs de uma mesma bacia pode vir a atingir um valor significativo. Isto é, atualmente existe uma grande comoção da sociedade quanto a implantação de empreendimento hidrelétricos estruturantes, ainda, dos órgãos ambientais que restringem o aproveitamento

hidrelétrico para a tipologia de fio d'água, sob o argumento que reservatórios de acumulação ocasionam grandes impactos ambientais. A reflexão que se faz é:

- a) quanto do impacto cumulativo numa bacia pela presença dos reservatórios das PCHs pode ser traduzido no impacto de uma UHE estruturante que se deseje construir com reservatórios de acumulação visando aumentar a segurança energética do sistema hidrotérmico brasileiro;
- b) da impossibilidade do controle de cheias com empreendimentos concebidos para operar a fio d'água;
- c) da maior exigência das atuais usinas hidrelétricas do SIN quanto a sua capacidade de regularização, gerando grandes alterações do nível dos reservatórios ao longo de curtos ciclos hidrológicos. Tal fato é demonstrado no PDE 2021, que indica um aumento na capacidade instalada de hidrelétricas 39% superior, porém o correspondente aumento da capacidade de armazenamento é de somente 6%; e
- d) do maior despacho térmico para atender às exigências sazonais da carga que não poderão ser atendidas pelo armazenamento hidráulico num cenário de hidrologia desfavorável.

Superadas as ressalvas quanto a isenção dos pagamentos e aos impactos ambientais cumulativos, será trabalhada a questão do livre acesso dos agentes de geração aos sistemas de transmissão e distribuição. O acesso é concedido mediante o pagamento das parcelas referentes à conexão e à utilização dos sistemas aos quais estão conectados. A parcela relativa à conexão é determinada no CCT (contrato de conexão à transmissão) no caso da transmissão e CCD (contrato de conexão à distribuição) para o caso da distribuição. Já com relação à utilização dos sistemas é estabelecido o CUST (contrato de uso dos sistemas de transmissão) para o caso da transmissão e o CUSD (contrato de uso dos sistemas de distribuição) para o caso da distribuição.

Nesses contratos de uso são estabelecidos os montantes máximos de potência consumida (no caso de unidades de consumo) ou fornecida (no caso de geradores) conhecidos como MUST (montante de uso dos sistemas de transmissão), no caso da transmissão e o MUSD (montante de uso dos sistemas de distribuição) para o caso da distribuição. Tais montantes

são multiplicados pela tarifa de uso desses sistemas, no caso da transmissão a TUST (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão) e no caso da distribuição a TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição), sendo assim determinados os encargos dos sistemas de transmissão ou distribuição, MUST X TUST ou MUSD X TUSD, respectivamente.

O desconto previsto para geração e consumo de energias solar, eólica, de biomassa e de PCHs, que têm desconto de pelo menos 50% na TUST e na TUSD está explicitado numa parcela da tarifa denominada “*componentes financeiros*”, parte integrante da Parcela B da estrutura tarifária. O montante a ser subsidiado é previsto na data do reajuste. Ao final do período de 12 meses entre reajustes, as diferenças entre a previsão e o efetivamente verificado, para mais ou para menos, são compensadas no reajuste seguinte. Para o ano de 2011, os valores reconhecidos nas tarifas das distribuidoras, apurados nos respectivos processos tarifários e repassados como componente financeiro foram da ordem de 100 milhões de reais.

No que concerne ao desconto nas tarifas de acesso aos sistemas de transmissão/distribuição, o valor reconhecido nas tarifas da distribuidora como subsídio cruzado explícito é recuperado na própria área de concessão da distribuidora. Entretanto, observa-se, do LER 2009, LER/LFA 2011, a presença de mais de 3.800 MW de capacidade instalada de unidades geradores eólicas na região Nordeste e Sul do País e da biomassa na região Sul, extrapolando as necessidades do sistema de distribuição, sendo essa energia objeto de intercâmbio entre áreas e regiões. Ou seja, é um subsídio que deveria ser suportado por todos os consumidores e não somente pelo consumidor daquela específica distribuidora onde é conectada a fonte incentivada.

Por fim, em decorrência dos dois benefícios analisados, os empreendedores de PCHs apropriam-se de cerca de 100 milhões de reais anualmente a título de isenção de pagamento da CFURH e os empreendedores de fontes incentivadas, apropriam-se de outros 100 milhões fruto dos descontos no acesso aos sistemas de transmissão/distribuição. Os resultados obtidos nos últimos leilões onde a fonte eólica tem apresentado destaque, não são considerados nesta avaliação pelo fato dos empreendimentos não terem entrado em operação não sendo, portanto, objeto de

reconhecimento ainda na tarifa do consumidor, ou seja, a tendência de acréscimo da componente financeira sobre os consumidores das concessões onde os empreendimentos de geração estão localizados é crescente.

Em suma, a ampliação dos incentivos às pequenas centrais hidrelétricas, fontes eólica e biomassa com cogeração qualificada via acréscimo dos subsídios cruzados, provocam um aumento extra na tarifa final dos consumidores da distribuidora onde tais fontes são conectadas, quando sua motivação de ingresso no SIN é a pura venda de energia em leilão e não o abatimento da carga na rede da distribuidora. A solução ideal para tal questão é a remoção do desconto. Contudo, a remoção é de difícil inclusão na agenda política do poder legislativo, o que evidencia a dificuldade de realimentação ou extinção de políticas públicas vigentes. Uma possível solução em função dessa condição de contorno é a redistribuição dos benefícios entre TUSD/TUST seja revista distribuindo o desconto para a TUST, o que minimiza os efeitos nas concessões de distribuição de energia elétrica da região Nordeste e Sul, mas potencializa nas concessões onde ocorrem o maior consumo.

Contudo, é importante ressaltar que o benefício do desconto na TUSD proposto pela ANEEL na Audiência Pública (AP) no. 042/2011 que abre caminho para o programa de telhados solares, sob a ótica do uso da fonte fotovoltaica neste programa, o custeamento pelo consumidor daquela concessão de distribuição do desconto, passa a ser uma rota razoável, pois a geração será de fato distribuída, próxima a carga e com os benefícios já conhecidos da GD nos sistemas de distribuição.

4.2.3.3 Políticas vigentes

Das políticas energéticas vigentes, após uma análise de primeira ordem, são apresentadas as seguintes melhorias:

- a) toda legislação (leis e decretos) deve ser revisada substituindo a denominação expressa das fontes por um texto que delegue o poder concedente a competência para definir quais são as fontes consideradas nesta classificação, com auxílio da ANEEL – que possui como atribuição o incentivo à competição

das fontes de energia – de definir, para definir por meio de instrumento próprio (portaria), quais são as fontes incentivadas. Desse modo a regulação e o estabelecimento de políticas públicas, torna-se flexível e ágil, evitando também um novo desgaste entre o poder executivo e legislativo para a formação de uma agenda política para aprovar alterações de inclusão/exclusão de FRE sempre que for necessário;

- b) incentivo ao uso das parcerias públicos privadas (PPPs) para exploração energética do biogás em aterros sanitários. É uma atividade, majoritariamente, explorada por entes públicos para disposição de resíduos sólidos urbanos com significativa parcela de matéria orgânica biodegradável. Além do serviço público relacionado aos resíduos urbanos, explorado via concessão, com remuneração e riscos próprios., é possível a exploração conjunta para fins de geração de energia elétrica por meio do biogás. Essa seria uma segunda atividade que pode ser compartilhada via PPP e, até o presente momento, apesar de todos os instrumentos legais permitirem, ainda não foi utilizada e nem incentivada pelo governo. Os únicos exemplos são os aterros Bandeirantes e São João, com projetos desenvolvidos a Prefeitura de São Paulo, onde bancos privados entraram na parceira para explorar a geração a partir do biogás, mas estes projetos antecederam a lei que disciplina a PPP;
- c) incluir a fonte solar na utilização dos recursos da CDE que já custeia outros energéticos, como o carvão mineral nacional visando facilitar o acesso a recursos de incentivo;
- d) ampliar a utilização dos recursos do RGR incluindo a alternativa solar-térmica como uma das tecnologias beneficiárias à exemplo do que ocorre com o emprego da tecnologia fotovoltaica em programas de uso individual ou coletivo; e
- e) estabelecer uma definição legal para micro centrais hidrelétricas, de forma compatível com os incentivos existentes, lacuna histórica no arcabouço legal e regulatório brasileiro.

Não foi identificada uma política de governo específica para a fonte fotovoltaica; mantida essa situação, sua inserção ocorrerá quando seu preço final for competitivo para comercialização nos leilões de energia, de forma similar ao que ocorreu com a fonte eólica.

4.3 OS LEILÕES DE COMPRA DE ENERGIA NOS SISTEMAS ISOLADOS E AS FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA

A Lei nº 12.111 de 09 de dezembro de 2009 avançou no sentido de uniformizar as formas de contratação das unidades geradoras para atendimento dos sistemas isolados. Permitiu, também, que o MME tenha um maior conhecimento dos mercados que estão nesta situação e das medidas e formas de atendimento que as regiões tem e terão, dentro do horizonte mínimo de cinco anos.

Outro avanço identificado é que a Lei nº 12.111 de 09 de dezembro de 2009 também estimula o uso de fontes renováveis de energia, a eficiência econômica e energética, a valorização do meio ambiente e à utilização de recursos energéticos locais, visando atingir a sustentabilidade econômica da geração de energia elétrica nos sistemas isolados.

A forma que a CCC passará a reembolsar também foi alterada e representa um avanço, pois a diferença entre o custo total de geração de energia elétrica na concessão da distribuidora que possua sistema isolado do custo médio da potência e energia comercializadas no ambiente de contratação regulada no SIN é inferior à tarifa equivalente hidráulica.

Entretanto, elaborar o projeto de referência não é uma tarefa fácil. A logística em alguns casos é um grande limitador. Há localidades que são atendidas mediante o transporte dos combustíveis por meios de barcos. No período de seca do rio, os barcos seguem até a localidade cuja navegabilidade é possível. Nestes pontos, o combustível é transportado por animais até a localidade desejada. Esse exemplo foi dado pela Companhia Energética de Roraima (CERR) em reunião ocorrida no MME para tratar dos projetos de referência, sendo uma realidade em outras localidades da região Norte.

Apesar da abertura para o uso de fontes renováveis de energia nos projetos de referência, promovida pela Portaria MME nº. 600, de 30 de junho de 2010, outra contribuição dessa tese residiu em identificar a dificuldade em seguir a referida portaria do MME, pelos seguintes motivos:

- *biomassa*: dependendo do combustível a ser utilizado, sua viabilidade depende da escala, isto é, do mercado a ser atendido de energia elétrica, para comportar os custos de instalação, operação e manutenção; e
- *pequenas centrais hidrelétricas*: como dependem de estudo de inventário, onde é a ANEEL que define o aproveitamento ótimo daquele empreendimento, a usina fica dependente também da escala. Não há viabilidade para uma PCH com 30 MW de capacidade instalada para atender uma carga de 1,2 MW no sistema isolado, por exemplo;

Por outro lado, esses problemas não são identificados para as fontes solar, eólica, micro centrais hidrelétricas (< 1MW), pois são modulares e conseguem se adequar as necessidades das cargas, porém, a intermitência da sua geração, na ausência de um sistema de armazenamento que atenda a totalidade da carga, demanda um sistema de *backup* ou complementar (híbrido), o que em muitos casos são gerações térmicas.

O retrato da limitação do uso das FRE nos projetos de referência está no primeiro leilão de energia dos sistemas isolados, onde apenas dois empreendimentos das empresas Gaia Energia e *Brasil Bio Fuels* venderam energia para as Centrais Elétricas do Pará S.A. (CELPA) e CERR, respectivamente. O preço médio da energia negociada foi de 148,50 R\$/MWh apresentando deságio em relação ao valor teto de 156 R\$/MWh. Essas empresas, apesar de terem comercializado energia no leilão não foram viáveis economicamente pela baixa escala e acabaram não assinando os respectivos contratos de suprimento tendo as garantias de fiel cumprimento do edital de licitação executadas em favor da União. Nesses casos, as distribuidoras foram obrigadas a executar o projeto de referência com base em geração térmica.

Propõe-se as seguintes possibilidades para o uso das FRE nos sistemas isolados, distintos quanto ao âmbito e mercados (demanda):

- a. *sistemas isolados regionais*: sistemas ainda isolados do SIN, porém devido as distancias envolvidas e a proximidade de cargas propõe-se pequenos sistemas de distribuição (ilhas) que permitam a escala para implantar fontes renováveis de energia, ex. PCHs, biomassa com complementação da geração na localidade (na carga) com sistema complementar renovável ou fóssil;
- b. *sistemas isolados locais*: implementados via fontes renováveis mais modulares (ex. fotovoltaica), flexíveis quanto aos montantes de carga a serem atendidos e complementados com outras fontes devido as pequenas cargas, grandes distancias envolvidas ou dificuldades socioambientais para a passagem de linhas de distribuição ou transmissão.

Contudo, como o mecanismo de implementação da contratação do atendimento aos sistemas isolados é um mecanismo de mercado, cujo foco é o preço da energia nos leilões, deve-se buscar uma racionalidade econômica no projeto de referência, considerando a seleção das fontes, a necessidade ou não de complementariedade e sua proximidade das cargas.

Outra limitação identificada pelo estudo da nova legislação é que o vencedor da licitação apresentará um preço que irá remunerar o seu investimento dos ativos considerando, também, o custo variável do combustível e a correspondente logística para sua entrega. Em geral, o custo do combustível e a logística representam cerca de 2/3 do preço final da energia³¹. Antes deste novo modelo, a distribuidora é que estava encarregada pela compra do combustível e logística até o agente gerador de energia elétrica no sistema isolado e conseguia abater os créditos relativos ao Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços (ICMS) pela compra dos combustíveis e entrega da energia ao consumidor. Dentro deste novo contexto, não haverá mais este mecanismo de compensação, nem a distribuidora nem o agente gerador poderão

³¹ Informação apresentada pelo Grupo GUASCOR ao Ministério de Minas e Energia em reunião ocorrida 14 de fevereiro de 2013.

compensar os créditos de ICMS obtidos, elevando o custo operacional da nova geração a ser contratada na nova regra.

Fora a questão dos leilões para atendimento aos sistemas isolados há, também, uma outra possibilidade de atendimento, considerando os processos de licenciamento das usinas hidrelétricas de grande e médio porte no Brasil. A proposta surgiu observando a audiência pública da UHE São Manoel, realizada em agosto de 2013, quando o MME informou a população local que, apesar da referida UHE ter 40% da área do seu reservatório no município de Jacareacanga, o atendimento a municipalidade será feito via sistema isolado, pois a CELPA, distribuidora em recuperação judicial, não possui recursos para integrar o município ao SIN, o que causou um visível desgaste entre os representantes do governo e população local.

Buscou-se então a seguinte proposta de diretriz para a implantação de empreendimentos hidrelétricos de grande ou médio porte:

- cabe à EPE conduzir os estudos ambientais para licenciamento dos AHEs. A empresa de planejamento deverá identificar os municípios que pertencem ao sistema isolado e que estão na área de influência direta (AID) da futura usina, delimitando-se o universo de municípios que poderão ser atendidos;
- a EPE, ao realizar o estudo de integração ao sistema elétrico entre o AHE e o SIN, deverá chamar a distribuidora para identificar o mercado dos municípios, no longo prazo, a ser atendido. O objetivo é planejar o sistema de transmissão para integração da usina hidrelétrica juntamente com o sistema de distribuição;
- o edital de licitação da UHE irá prever além da construção da usina e das instalações de transmissão de uso exclusivo do gerador que vão integrá-lo ao SIN, o sistema de distribuição planejado pela EPE que deverá ser executado e transferido à distribuidora local, que fará o restante do atendimento (do consumidor aos ramais até subestação); e
- a transferência dos ativos entre o concessionário de geração e o de distribuição ocorrerá sem ônus, devendo a distribuidora receber apenas na sua tarifa a parcela referente à operação e manutenção do novo sistema.

Dessa forma, será possível implantar novas usinas sem a dicotomia de se ter uma UHE integrada ao SIN e o município diretamente afetado sendo atendido por sistema isolado, além de destensionar o processo de licenciamento ambiental nas audiências públicas que ocorrem na AID. A principal desvantagem é que a proposta acima mistura atividades de segmentos distintos, geração e distribuição, por este motivo buscou-se delimitar, tanto sob o aspecto tarifário quanto regulatório, o papel de cada agente nessa situação.

4.4 OS LEILÕES DE COMPRA DE ENERGIA NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL E AS FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA

A expansão da geração de energia elétrica com fontes renováveis no Brasil tem um papel importante na matriz elétrica nacional que é operacionalizada por meio dos leilões de reserva (LER), fontes alternativas (LFA) e ordinários (A-3 e A-5). Destaca-se que, além da contribuição da fonte eólica em função do seu preço competitivo, os complexos hidrelétricos considerados como estruturantes, tais como Madeira, Belo Monte e Teles Pires apresentam os resultados mais expressivos variando entre 67,31 – 77,97 R\$/MWh.

Entretanto, o presente trabalho identificou que, no ambiente de competição entre as hidrelétricas (médio e grande portes), pequenas centrais hidrelétricas, termoelétricas com combustível a biomassa e centrais eólicas, elas disputam entre si com uma série de assimetrias quando analisadas sob a ótica da comercialização de energia e alocação do risco em função da intermitência inerente a cada recurso energético.

O mecanismo de realocação de energia (MRE) existe somente para hidrelétricas e pequenas centrais hidrelétricas, pois a legislação restringe o seu uso apenas para os potenciais hidráulicos. O MRE permite que usinas hidrelétricas transacionem os seus excedentes entre si para equilibrar as situações de escassez ou excesso na sua geração em função de uma hidrologia diferente da esperada. Os demais agentes geradores não possuem um mecanismo de mitigação de escassez com trocas de excedentes para honrar a entrega da energia comercializada.

Contudo, apesar de não haver uma MRE para eólicas ou biomassa, os contratos dos parques eólicos permitem que os produtos ($MW_{\text{médio}}$) comercializados no mesmo leilão possam celebrar acordos de compensação (mecanismo de cessão de energia) desde que tenham comercializado no mesmo submercado. O que representa um avanço, contudo não é um mecanismo mais amplo, como ocorre com o MRE onde não há distinção de qual certame a usina vendeu energia.

Ao mesmo tempo, os editais de licitação da geração tem exigido a entrega “*flat*” da energia comercializada pelas térmicas à biomassa, não permitindo mecanismo de realocação entre usinas do mesmo leilão ou entre diferentes leilões, mesmo que elas pertençam ao mesmo grupo controlador ou estejam localizadas no mesmo local (com módulos de 30 MW). Ainda, as multas pelo não cumprimento da entrega da energia comercializada é pesada, 25% do valor da energia comercializada para o primeiro ano de ocorrência, 50% para o segundo, e 100% para os demais anos.

Indiretamente, a regra da entrega *flat* de energia privilegia as produções de biomassa existentes e que não tenham comercializado ainda produtos em leilões, pois força que o empreendimento já tenha uma produtividade mínima e o manejo entre as áreas produtivas já em andamento. Eliminando a possibilidade de novas térmicas cujas plantações e manejos estejam em implantação possam vender sua energia em leilão.

As soluções encontradas para permitir uma melhor isonomia entre a competição das fontes nos leilões para a fonte biomassa, mantidas as demais condições do último leilão de energia, é permitir a venda de diferentes valores de energia por ano, de forma escalonada, o que possibilitando equacionar a questão da produtividade inicial dos campos. Outra solução que abrange tanto a fonte eólica quanto a biomassa, é a criação de um mecanismo de realocação de energia exclusivo por fonte, sem distinção entre leilões, com a possibilidade de liquidação dessa energia entre diferentes submercados, assegurando que a energia contratada seja efetivamente entregue.

Entretanto, torna-se patente que os leilões não consideram as externalidades positivas associadas a cada tipo de fontes renovável, seja pela complementariedade energética entre

as fontes, melhor uso dos sistemas de transmissão, a elevação do volume de armazenamento do reservatório equivalente para otimização da operação do sistema elétrico brasileiro e a proximidade dos centros de carga que a biomassa da cana-de-açúcar apresenta nos Estados de São Paulo e Minas Gerais, por exemplo. Tais assimetrias favorecem tanto um sinal econômico inadequado sob a ótica da prática concorrencial quanto propiciam a expansão de um parque gerador cuja composição das FRE é diferente do ótimo, mas o atual modelo legal e regulatório não permite que tais figuras de mérito sejam incorporadas no ambiente de competição. Nessa situação, deve-se priorizar, ao máximo a manutenção das regras entre os editais e, ao menos, regras para comercialização menos díspares em relação aos últimos leilões.

4.4.1 Leilões de compra de Energia no SIN que dependem da expansão dos Sistemas de Transmissão (Rede Básica e ICGs)

No leilão de energia, as conexões dos empreendimentos são habilitadas de forma individual, ou seja, N empreendimentos, podem acessar a mesma subestação desde que ela possa escoar a energia do empreendimento específico. Por um lado, apesar da fragilidade deste tipo de análise, pois um conjunto de empreendimentos pode comercializar energia no leilão sendo que a subestação habilitada nas suas conexões não possui capacidade física e elétrica para comportar a injeção da energia gerada. Por outro lado, explicita a dificuldade da EPE em ONS, em realizar uma análise mais completa e adequada, pois não se sabe – de antemão – quais os empreendimentos que irão sagrar-se vencedores no certame. Ainda, nesta etapa, os agentes geradores sinalizam a EPE interesse ou não em participar de uma ICG e IEG a ser planejada numa etapa posterior, o que fragiliza, também, os cálculos das TUST/TUSD destes empreendimentos.

Após a homologação do resultado do leilão, que pode desclassificar ou classificar agentes geradores, a EPE elabora um relatório de planejamento que será disponibilizado pela ANEEL numa chamada pública. Neste etapa, cada agente gerador interessado no acesso a ICG e ter a sua IEG construída fará aporte de garantia financeira como compromisso formal de que deseja conectar-se na instalação planejada, se houver mais de um gerador solicitando acesso a ela. Caso não haja, a ANEEL devolve a garantia financeira e este

agente gerador deverá implementar a sua conexão habilitada na EPE no momento do leilão de energia.

Em função do resultado da chamada pública realizada pela ANEEL, a EPE revisa o relatório de planejamento e determinar quais são as ICGs e IEGs que serão licitadas e se há reforços na Rede Básica a serem licitados ou autorizados, em função desta geração. A política pública das ICGs e IEGs é uma iniciativa positiva no sentido de:

- viabilizar a conexão de empreendimentos em regiões caracterizadas pela inexistência do sistema interligado nacional ou Sistema de Distribuição próximos com capacidade de transporte dos blocos de energia habilitados nos leilões;
- otimiza o preço da energia que o agente pode oferecer pois os riscos associados com os custos de conexão do seu empreendimento são reduzidos;
- o pagamento da instalação compartilhada é feita de forma parcelada e proporcional à potência injetada no ponto de conexão; e
- ao final da concessão das ICGs estas serão transferidas para as distribuidoras (pátio com tensão ao nível de distribuição) o que permitirá a expansão destas no longo prazo e a transferência das IEGs para os agentes de geração.

O resultado desta política pública pode ser vista na viabilização da geração eólica comercializada na região Nordeste do País. Mesmo considerando essa opção para viabilizar a geração de energia com base em fontes renováveis incentivadas (PCH, biomassa, eólica) a construção dessas instalações de transmissão não tem atendido a data de entrada de operação comercial dos agentes geradores.

As consequências identificadas e que dependem do tipo de leilão que as fontes incentivadas pelo Decreto comercializam a sua energia são:

- 1) leilões ordinários (A-3 e A-5): os geradores serão remunerados pelo Encargo de Serviço do Sistema (ESS) em função da indisponibilidade dos sistemas de transmissão sob responsabilidade de outro agente regulado (de transmissão); e

- 2) leilões de energia de reserva e fontes alternativas: os agentes de geração serão remunerados pela energia comercializada nos leilões, mas são obrigado a entregar o produto, forçando a comercialização de uma energia no ambiente de contratação livre. Esta situação pode implicar em lucro ou prejuízo para a empresa a depender do valor da energia a ser comprada e, ainda, transfere excedentes de um ambiente de contratação para outro (livre e regulado) a energia, se houver disponibilidade.

Para buscar soluções, retorna-se a etapa de planejamento, para identificar os pontos de melhorias. Seguem as principais conclusões:

- os leilões de energia não obedecem a antecedência indicada pelo ano, reduzindo o prazo total que o empreendedor tem até a operação comercial.

Tabela 4.6 *Diferença temporal entre o leilão e data de entrega da energia.*

<i>Leilão de Energia</i>	<i>Realização do Certame</i>	<i>Início da Entrega da Energia</i>	<i>Diferença de Datas</i>
LER 2009	14/12/2009	01/07/2012	2,6 anos
LER 2010	25/08/2010	01/09/2013	3,1 anos
LFA 2010	26/08/2010	01/01/2013	2,4 anos
A-3 2011	17/08/2011	01/03/2014	2,6 anos
LER 2011	18/08/2011	01/07/2014	2,9 anos

- destaca-se que, a diferença de datas acima apresentada sofre uma redução quando considerada adjudicação e homologação da licitação pela ANEEL, o

momento da assinatura dos contratos de concessão e dos decretos de outorga, quando juridicamente de fato, há o compromisso de fato do agente gerador com a união. Os prazos variam de caso a caso, mas em média, o levantamento aponta uma redução de 4 a 6 meses, resultando na Tabela 4.7:

Tabela 4.7 *Prazo para realização das obras de geração.*

<i>Leilão de Energia</i>	<i>Diferença de Datas</i>
LER 2009	2,2 anos 2,0 anos
LER 2010	2,7 anos 2,5 anos
LFA 2010	2,0 anos 1,8 anos
A-3 2011	2,2 anos 2,0 anos
LER 2011	2,5 anos 2,3 anos

- após a assinatura dos contratos oriundos do leilão de compra de energia é que o processo de expansão dos sistemas de transmissão é iniciado. Deste modo, os prazos apresentados na tabela anterior são os necessários para:
 - o planejamento;
 - o chamada pública com aporte de garantia financeira pelos geradores interessados em ICG;
 - o estudos de detalhamento de alternativa de planejamento;

- instrução do processo de licitação, o leilão de transmissão (sessão pública, adjudicação e homologação);
 - assinatura dos contratos de concessão do serviço de público de transmissão (a atividade de transmissão não necessita de decreto presidencial de outorga para sua assinatura); e
 - licenciamento ambiental, liberação da faixa de servidão e declaração de utilidade pública, aquisição, instalação, comissionamento e operação comercial.
- do planejamento até a assinatura dos contratos de concessão das instalações de transmissão (ICG e Rede Básica) os prazos legais somam 7 meses para investimentos inferiores a R\$ 1 bilhão de reais e 8 meses para investimentos superiores a essa quantia (Instrução Normativa TCU nº 027 de 02 de dezembro de 1998). Quando subtraídos dos prazos obtidos nos leilões de geração, sobram efetivamente no pior caso, 1,1 anos aproximadamente para as ações apresentadas no subitem anterior ou, no melhor caso, 2 anos;
 - os leilões das ICGs e IEGs normalmente, em função do volume de energia comercializada e da localização desta geração (grande parte na região Nordeste e Sul do País) implicam em reforços da Rede Básica cujo porte e complexidade excedem o prazo construtivo apontado anteriormente; e
 - as remarcações dos leilões de compra de energia, quando permitem o acesso à novas ICGs, deve também deslocar as datas de entrega da energia de forma a não prejudicar o cronograma da expansão da transmissão, por exemplo:
 - Portaria MME nº 554, de 23 de setembro de 2011:
 - Leilão: 22 de março de 2012 - Energia: 01 janeiro de 2015;
 - Portaria MME nº 312, de 23 de maio de 2012:
 - Leilão: 11 de outubro de 2012 - Energia: 01 de abril de 2015
 - 203 dias deslocamento do leilão vs. 90 dias de deslocamento para entrega de energia;

- a diferença de 113 dias correspondem a aproximadamente 3,77 meses de atividades do planejamento da expansão da transmissão perdidas, sem possibilidade de reposição no cronograma; e
- neste exemplo, a energia deveria ser entregue em 23 de julho de 2015, caso o MME optasse em disponibilizar ICGs neste certame (A-3/2012, cancelado).

É inviável tecnicamente associar ICGs e IEGs ao leilão de compra de energia A-3 ou LER/LFA cujo prazo de entrega de energia seja, oficialmente, igual a três anos.

Registra-se que, apesar do Decreto nº 2.655/98 não restringir o acesso ou uso das ICGs pelos agentes de geração interessados em comercializar no ACL, a ANEEL não tem realizado chamada pública aberta para todos os interessados (ACR/ACL) em acessar a ICG, abrindo a possibilidade apenas para as usinas que comercializaram no ACR. Deste modo, identificou-se que uma assimetria na oferta de energia entre ACL e ACR foi criada, principalmente, considerando os crescentes deságios nos preços da fonte eólica.

Contudo, a EPE tem dimensionado as ICGs e instalações de Rede Básica com capacidade superior à necessária (até 10%) o que, na prática, propicia o acesso dos agentes geradores a estas instalações até o referido limite, mas restringido a possibilidade de maior oferta ao ACL. Como melhoria a este processo são propostas um conjunto de ações, a saber:

- a) a instrução e a realização do leilão A-3 ou A-5 ocorrendo meses antes do ano base (2012) ex. Leilão A-3 2012 sendo instruído em 2011 para que a sessão pública do leilão ocorresse efetivamente em janeiro de 2012. O que permitira o desenvolvimento dos estudos, licitação, implantação dos empreendimentos em 24 meses ainda com uma “folga” de 3 meses para entrega da energia; ou,
- b) realização de uma chamada pública antes do processo de leilão de geração, com a fixação do primeiro mês do ano base (A) para realização dos leilões, identificando-se as seguintes oportunidades:
 - a. previsibilidade dos empreendedores quanto a periodicidade, datas e prazos dos leilões;

- b. permitir que o MME/EPE realize chamada pública para cadastrar empreendimentos de geração com base nas fontes biomassa, PCH e eólica para realizar estudos de planejamento de ICGs e reforços estruturais;
- c. torna-se necessário o estabelecimento de critérios para inclusão destes empreendimentos na chamada pública, de modo que não se onere a TUST/TUSD de forma desnecessária;
- d. “a taxa de sucesso” dos leilões anteriores podem balizar o escalonamento das obras de transmissão para escoar os potenciais energéticos mapeados visando mitigar o risco de investimento na transmissão sem empreendimentos de geração;
- e. monitorar a “taxa de desistência”, por fonte, dos agentes geradores permitindo com que a ANEEL estabeleça diferentes percentuais de aporte de Garantia Financeira por parte das centrais geradoras. Por exemplo, para as fontes eólicas e PCHs cuja única receita proveniente do empreendimento é a energia gerada a percepção de risco deve ser diferenciada com relação à fonte biomassa que possui diferentes fontes de receita, de financiamento e subsídios diretos e cruzados. Ainda, cada fonte possui um risco ambiental distinto até a implantação do empreendimento;
- f. reduzir a assimetria da informação, pois o MME/EPE visualizam o todo e não somente a parte;
- g. abre a possibilidade de leilões de geração regionais ou direcionados por fonte, de posse de um mapeamento prévio dos parques geradores pré-habilitados na chamada pública.

Por fim, de modo a propiciar o livre acesso aos sistemas de transmissão como preconiza o Decreto nº 2.655/98 viabilizando a comercialização pelos agentes de geração de energia tanto no ACR quanto ACL, obrigação do MME – por força de lei - em zelar pela garantia do fornecimento do mercado de energia elétrica, que abrange os dois ambientes de contratação, propõe-se:

- a. que os empreendimentos interessados em comercializar energia no ACL só poderão se conectar em ICGs definidas pelos leilões no ACR (minimizar a exposição ao risco de todos os acessantes que pagam TUST³² da Rede Básica);
- b. após a chamada pública e aporte de garantia financeira pelos agentes geradores (ACR/ACL), as instalações de transmissão serão revistas para atender aos requisitos técnicos;
- c. quanto ao dimensionamento das ICGs:
 - definir um limite para inserção destes empreendimentos, como por exemplo, de até 50% do montante de empreendimentos cadastrados no ACR; (uso da capacidade da LT planejada com folga para escoar o potencial energético da região); ou,
 - estabelecimento de um teto de potência injetada na ICG. Em geral, para as hidrelétricas, tem-se admitido um percentual de até 30% destinado ao mercado livre. Um instrumento técnico para balizar este princípio são os estudos de mercado e energéticos para subsidiar a definição do valor, mas uma regra simples é seguir a mesma parcela das hidrelétricas;
- d. a energia deve ser comercializada no mínimo, no mesmo horizonte que os empreendimentos que comercializaram no ACR;
- e. exigência de:
 - apresentação dos contratos bilaterais;
 - celebração de contratos de médio prazo no ACL suficientes para amortizar as instalações de transmissão disponibilizadas;
- f. diferenciação do risco dos empreendimentos que comercializam no ACR e ACL no volume de aporte de garantia financeira da chamada pública; e

³² A TUST é paga por todos os acessantes do SIN. Isto é, paga tanto pelos agentes geradores (ACR/ACL), distribuidoras e consumidores parcialmente ou totalmente livres (ACR/ACL).

- g. priorização do projeto, para conexão na ICG, por data de entrega do produto e em estágio mais avançado de desenvolvimento do projeto (licenças ambientais, contrato de compra de equipamentos, etc.).

Uma outra forma vislumbrada para tratar a questão, mas que altera toda a lógica das licitações para contratação de energia no ACR, é apresentada a seguir:

- a) os empreendimentos só seriam habilitados onde houver capacidade de escoamento dos sistemas de transmissão (Rede Básica) ou distribuição dentro do curto-prazo (A-1, A-3, LER e LFA) ou médio prazo (A-5, Estruturantes);
- b) Indicação, pelo ONS – no curto prazo – e EPE – no médio prazo – da capacidade máxima de injeção por subestação onde existem empreendimentos habilitados até o limite da Rede Básica ou Sistemas de Distribuição;
- c) leilão de compra de energia:
 - 1º rodada: por menor preço (modelo atual), todos os empreendimentos habilitados;
 - 2º rodada: os empreendimentos habilitados na mesma SE poderão alterar seus lances visando competir com os demais pela conexão na instalação de transmissão ou distribuição até o limite definido pela EPE/ONS;
 - 3º rodada: seleciona-se os empreendimentos com menor preço, nas SE's até a capacidade de escoamento da rede básica ou sistemas de distribuição associados;

O resultado esperado deste segundo modelo de contratação altera o foco somente do preço da energia, mas conjuga uma competição pela capacidade dos sistemas de transmissão e distribuição de receber a injeção de potência das usinas. Sob a ótica da transmissão, aperfeiçoa-se o uso da capacidade remanescentes dos sistemas, que já são remunerados pelos consumidores.

Contudo, pode-se pensar que mesmo com uma otimização no uso dos sistemas de transmissão e distribuição, é possível que haja descarte de empreendimentos que são mais

competitivos por terem um fator de capacidade superior aos demais, o que não está correto, pois essa conclusão desconsidera do preço da energia os investimentos necessários no serviço fio (transmissão/distribuição). Pelo contrário, a proposta nivela empreendimentos que não tenham um aproveitamento energético tão eficiente, mas que em função da disponibilidade dos sistemas de transmissão tornam-se competitivos.

As soluções apresentadas nessa seção buscaram assegurar uma visão de longo prazo ao processo de leilão da geração e da expansão dos sistemas de transmissão, visto que as instalações passam a ser dimensionadas pela EPE com base no potencial energético local/regional para integração de fontes renováveis de energia.

4.4.2 A expansão do geração e da transmissão e o conceito de geração distribuída no Brasil

O resultado obtido do levantamento feito no capítulo anterior aponta que, excetuando-se as térmicas à biomassa nos estados de Minas Gerais e São Paulo, nos demais casos a geração está afastada do centro de carga demandando linhas de transmissão para a sua conexão ao SIN. Ainda, em função dos grandes blocos de energia quando associados os parques geradores distribuídos, gera-se a necessidade de construir novas linhas de transmissão para intercâmbio energético entre regiões, notadamente os casos do Rio Grande do Sul, Mato Grosso e região Nordeste do País.

Em especial, destaca-se o primeiro leilão de linhas de transmissão contendo obras de RB, ICGs e IEGs com – aproximadamente – 700 km de linhas de transmissão em 230 kV, realizado em 2008 e voltado exclusivamente aos geradores da fonte biomassa. O leilão teve todos os seus lotes vendidos. Porém, em função da crise financeira de 2008, apenas 2 geradores se conectaram a uma ICG, estando os investimentos acima citados, ociosos, quando comparados a capacidade de transporte a qual foram dimensionados. Um contra exemplo, ao caso dos parque eólicos, construídos, mas aguardando a implantação das linhas de transmissão e subestações associadas na região Nordeste.

Na legislação brasileira, o Decreto nº 5.163/2004 define GD como aquele empreendimento que gera energia elétrica conectado diretamente ao sistema de distribuição do comprador da energia, para quais quer fontes, excetuando as hidrelétricas (em função do seu porte) e termoelétricas (em função da sua eficiência). Quando a definição é confrontada com a realidade dos leilões de energia, pode-se afirmar que os parques geradores que tem negociados lotes nos leilões e que demandam a necessidade de reforços na rede básica com ICGs e IEGs associadas, não podem ser classificadas como geração distribuída. Ao mesmo tempo que a definição é ampla, é limitada tecnicamente quando conjugada com outros instrumentos normativos e não reflete a realidade destas fontes e dos investimentos necessários para sua viabilização Brasil.

Entretanto, o motivo pelo qual o mecanismo previsto pelo Decreto nº 5.163/04 que faculta as distribuidoras de energia elétrica contratar até 10% de sua carga com geração distribuída, respeitado o limite de repasse à tarifa do consumidor limitado ao valor de referência, ter baixa atratividade para as distribuidoras, está relacionado com os baixos preços obtidos nos leilões do ACR em relação ao preços ofertados diretamente pelos geradores às distribuidoras, além dos custos de transação envolvidos (chamada pública, aprovação pela ANEEL, etc.).

A principal conclusão dessa seção é que : (i) apenas a fonte biomassa – nos Estados de Minas Gerais e São Paulo – possui características mais aderentes ao conceito de GD, amplamente empregado na literatura. As demais FRE, em função das dimensões do País e da esparcidade tanto das cargas a serem atendidas quanto dos potenciais energéticos, demandam um esforço do planejamento da expansão semelhante ao de integração de hidrelétricas de médio e grande porte distantes dos centros de carga, isto é, literalmente, é uma geração distribuída geograficamente, mas que difere do conceito vigente no País; (ii) art 2º da Lei nº10.848/2004, inciso II, parágrafo 8º estabelece que o repasse às tarifas da contratação de GD pelas distribuidora está limitada à VR do mercado regulado e nas respectivas condições técnicas. Contudo, o Decreto nº 5.163/2004 ao regulamentar o disposto em Lei, apenas utilizou o VR como referência, sem detalhar os conceitos associados com o termo “*condições técnicas*” e, ainda, definiu que o conceito de GD vinculado ao tipo de sistema que ela se conecta, restringido as possibilidades de emprego

do comando legal, posto que é possível qualificar o VR para diferentes condições técnicas ou da geração ou do sistema de distribuição associado e o instituto das ICGs e IEGs.

4.5 A EXPANSÃO DA GERAÇÃO EOLIOELÉTRICA NO BRASIL E O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Atualmente, o desenvolvimento dos projetos eólicos no Brasil possui duas rotas, a saber:

- a) comercialização no ambiente de contratação regulado, via leilões, que dependente da habilitação técnica do empreendimento pela EPE, com a venda da energia no leilão para posterior outorga da ANEEL; e
- b) comercialização no ambiente de contratação livre, via contratos bilaterais supervisionados pela CCEE, onde o empreendimento depende apenas de ato de outorga da ANEEL.

Ocorre que as instruções, critérios e procedimentos para ambas as alternativas de comercialização são distintas.

No ACR, a EPE orienta procedimento pelo documento EPE-DEE-017/2009-r9, de 05 de abril de 2012, “*Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnicas com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica*” e, na ANEEL, pela Resolução Normativa ANEEL nº 391, de 15 de dezembro de 2009 que abrange o ACR e ACL.

Ocorre que a base de dados contendo os projetos habilitados pela EPE não é compartilhada com a ANEEL. Ou seja, a EPE não possui informações dos parques eólicos do ACL, que precisam do ato de outorga na ANEEL, e agência não possui os dados dos parques eólicos habilitados nos leilões de compra de energia do ACR.

Neste sentido, em 2011, a REN nº 391/2009 da ANEEL foi revisada com o intuito de evitar situações de outorga de parques eólicos que alterem as condições de vento de outros parques já outorgados, situação recorrente desde 2008. Houveram, inclusive, casos de parques eólicos outorgados pela ANEEL para mercado livre cuja localização possuía

pontos em comum com parques que comercializaram energia no ambiente regulado. Ocasionalmente perda de garantia física dos parques que comercializaram energia no leilão. Demonstrando uma assimetria na base de informações da própria ANEEL com a EPE e a falta de diálogo institucional.

Retornando ao ciclo de desenvolvimento do projeto, os levantamentos de dados históricos de vento são feitos pelos empreendedores, na sua maioria privados, sem controle do Estado. Os dados são mantidos sob sigilo e não são disponibilizados a sociedade ou compartilhados com outros agentes interessados em desenvolver projetos eólicos na região, o que não acontece com os dados de inventário de bacias ou trechos de rio para aproveitamento de potenciais hidrelétricos. Entretanto, água e vento são bens de uso comum, sem direito de propriedade definido, portanto sujeito às externalidades.

Os dados de vento são certificados por agências certificadoras independentes, isto é, nem a EPE nem a ANEEL atuam no sentido de aprovar a série histórica e as simulações de vento que originam os portes dos parques eólicos. O que não ocorre para outras fontes de energia como por exemplo, as termoelétricas e hidrelétricas.

O atual modelo tanto para a comercialização no ambiente livre e regulado passa a depender então do interesse de um único agente, aquele que possui os dados de vento de uma região, para a exploração do potencial eólico.

A este cenário, deve-se somar que o critério para dimensionamento dos parques em até 30 MW não é energético e sim econômico e fiscal para definição da sua capacidade instalada. Por exemplo, o potencial eólico de uma determinada região é de 300 MW, contudo o agente está interessado apenas em instalar o potencial em parques de 30 MW para auferir os benefícios fiscais e os previstos em lei para as fontes incentivadas. Em geral são turbinas de porte mais reduzido e agrupadas em maior quantidade que dependerão do interesse do agente em escalonar a comercialização deste potencial energético. Ainda, a tecnologia adotada passa a ser orientada pelo preço da energia e garantia física do empreendimento, fugindo do conceito de aproveitamento ótimo.

Deste modo, o Brasil está perdendo uma grande oportunidade de otimizar a licitação e os projetos eólicos de uma determinada região, perdendo escala, desenvolvimento da tecnologia nacional para turbinas com maior porte, com um sistema eficiente sob o aspecto da engenharia financeira e econômica, mas desotimizado sob a ótica energética.

Esta assimetria também é identificada para os aproveitamentos baseados em biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Nessa última fonte, o interesse dos agentes é cerceado pela análise do aproveitamento ótimo do recurso hídrico para fins de geração de energia elétrica feita pela ANEEL. Para a biomassa, foi identificado junto a ANEEL a modularização da geração, em especial com base na cana-de-açúcar, o que é analisado caso-a-caso pela Agência e depende da forma como a empresa modela o seu negócio para obter os benefícios atendendo os requisitos da lei.

A seguir, é apresentada uma proposta para expansão da geração eólicoelétrica no Brasil de forma análoga à experiência existente para o aproveitamento de energia hidráulica com fins de geração de energia elétrica (Figura 4.3).

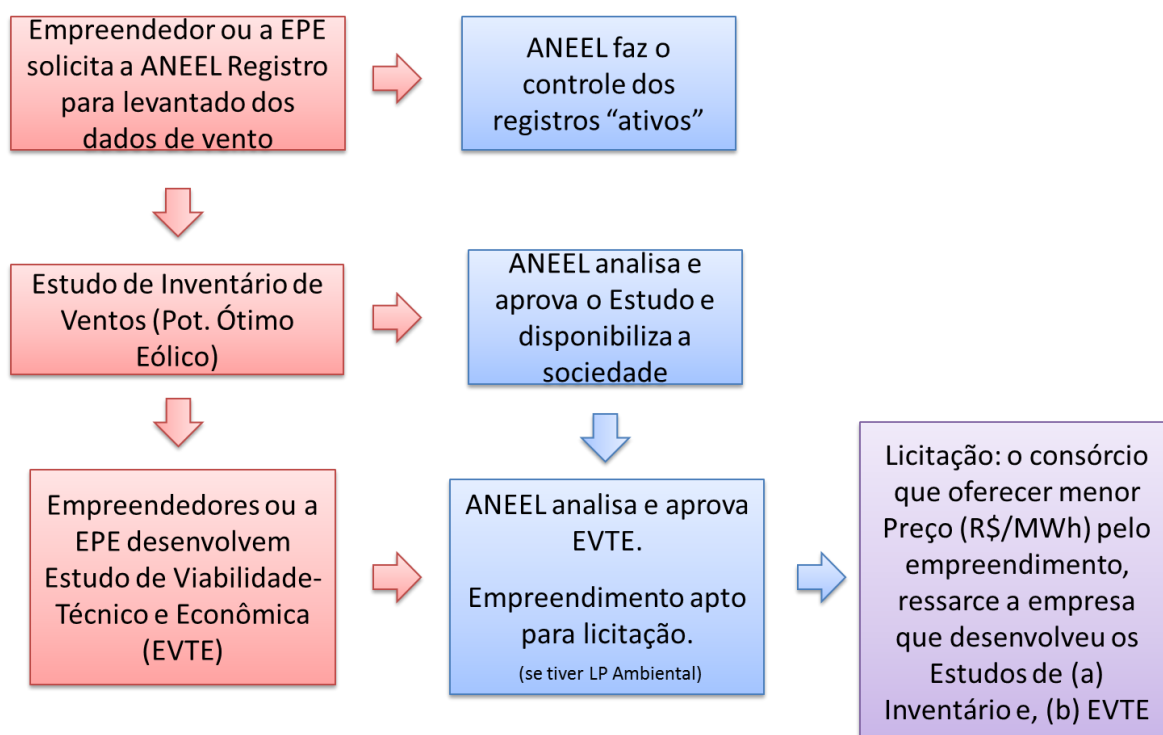


Figura 4.3 Proposta de modelo para a expansão da energia eólica no Brasil.

- *Etapa 1:* interessados solicitam a ANEEL habilitação e registro para realizarem os levantamentos dos dados de vento. Esta etapa permite que a ANEEL tenha conhecimento dos empreendedores com estudos ocorrendo na região bem como permite o empreendedor obter da ANEEL uma declaração de interesse de utilidade pública para adentrar as propriedades e instalar os equipamentos necessários para a realização dos estudos;
- *Etapa 2:* a ANEEL analisa e aprova o estudo de inventário de ventos, determinando o potencial eólico ótimo da região estudada. Nesta etapa, os dados são disponibilizados para a sociedade, onde os interessados ou terceiros poderão utilizar estes dados para desenvolver projetos otimizados para aquele potencial aprovado;
- *Etapa 3:* interessados desenvolvem o Estudo de Viabilidade-Técnico Econômica (EVTE) de modo a dar um maior detalhamento do empreendimento para a etapa de licitação; e
- *Etapa 4:* licitação, o vencedor do certame ressarcirá os empreendedores envolvidos nos estudos de inventário, EVTE e licenciamento ambiental do empreendimento.

O modelo proposto acima está aderente com o atual modelo de expansão dos aproveitamentos de potenciais de energia hidráulica e demanda, contudo, a construção de um “*Manual de Inventário para Aproveitamentos Eólicos*” e, ainda, um “*Guia de Procedimentos para Elaboração de Estudos de Viabilidade Técnica-Econômica de Empreendimentos Eólicos*”.

Além dos aspectos legais e regulatórios apresentados anteriormente, quanto se observa a simulação da operação e condições de comercialização destas usinas no SIN, destaca-se que a garantia física dos empreendimentos são calculados na forma de um valor médio. Demonstrando uma dificuldade do modelo de otimização da operação do sistema hidrotérmico brasileiro considerando a geração eólica. Na prática, as usinas eólicas são modeladas abatendo, da sua garantia física, os mercados dos subsistemas em que elas se encontram, negligenciando na otimização a possibilidade de despacho pleno (máximo) ou a geração abaixo do esperado destes parques, obviamente trazendo distorções aos resultados obtidos tanto na operação de curto, médio e longo prazo quanto na comercialização.

Sob o aspecto socioambiental, os empreendimentos eólicos sofrem dificuldades fundiárias, principalmente pela sua concentração na região Nordeste, com grandes extensões territoriais e baixo IDH, após consulta à ABEÉOLICA, destaca-se:

- cartórios de registros de imóveis com mais de um proprietário para um único imóvel (caso relatado de quatro proprietários para o mesmo imóvel). O empreendedor negocia com um proprietário, o segundo entra na justiça, etc.;
- terras ocupadas sem documentação. O governo do estado e municipalidade para oferecerem “renda” ao posseiro do terreno, regularizam a terra em seu nome para que o mesmo negocie com o empreendedor a cessão da terra;
- terceiros desaparecidos, retornam a terra e não aceitam a presença do empreendimento na propriedade (caso relatado, o marido abandona a esposa, sem paradeiro por mais de 10 anos, retorna a terra e deseja impedir o empreendimento com expectativa de retorno econômico numa negociação junto ao empreendedor);
- e,
- diferentes regras para o licenciamento ambiental no âmbito estadual e municipal (no Estado de Pernambuco um empreendimento é enquadrado como EIA/RIMA e no Estado de Sergipe é enquadrado como RAS, nas mesmas condições).

Para mitigar as questões acima mencionadas, sob a ótica socioambiental, pode-se incluir, no modelo proposto pela Figura 4.3, o licenciamento ambiental com atuação em conjunto do Estado quanto a questão fundiária, favorecendo a licitação de um aproveitamento otimizado energeticamente, com licenciamento prévio e as questões dos superficiários previamente dirimidas.

A principal contribuição dessa seção foi a apresentação da proposta de modelo para a expansão da geração eólica no Brasil. Por fim, observa-se que o governo vem construindo de baixo para cima por meio de um mimetismo normativo, caso-a-caso, por meio de paralelismo e similaridade com outras normas, o arcabouço legal e regulatório para a geração de energia eólicoelétrica no País. O que demonstra que o Brasil carece de uma regulação clara e específica sobre o tema, possibilitando, também, o desenvolvimento da tecnologia eólica *offshore*.

4.6 O APROVEITAMENTO DE RECURSOS HÍDRICOS COMO POTENCIAL ENERGÉTICO

Este subitem avalia os resultados obtidos dos problemas públicos identificados que criam óbices tanto aos estudos que avaliam os aproveitamentos de potenciais de energia hidráulica quanto os associados a sua viabilidade técnica-econômica e socioambiental, em todo País. Entretanto, cabe destacar a ênfase na região amazônica, dado o potencial indicativo a ser identificado e explorado bem como o desafio que planejamento da expansão dos sistemas elétricos deve enfrentar para consecução das diretrizes estabelecidas de política energética.

4.6.1 Visão do planejamento setorial

O argumento que o potencial hidrelétrico em países desenvolvidos foi largamente explorado é válido, pois segue a racionalidade econômica citada anteriormente. Contudo, essa afirmativa não pode ser considerada como uma verdade absoluta. O contexto ambiental, socioeconômico e de respeito aos modos de vida de comunidades tribais além de uma série de tratados internacionais relacionados a percentuais mínimos de preservação dos biomas brasileiros tomaram dimensão não só na comunidade internacional como na nacional também, fato que não existia à época que os países desenvolvidos o exploraram.

O planejamento da expansão dos sistemas elétricos acertadamente, por meio do PNE 2030, anteviu a elevação das restrições socioambientais, reconheceu a má qualidade dos estudos e, ainda, das demoras nos licenciamentos ambientais. Porém falhou em apresentar como absoluta a visão desenvolvimentista na região amazônica, a afirmativa não é verdadeira para todos os casos. O sinal disso é a sequencia de tratados internacionais que o País é signatário com o compromisso de reservar grandes extensões como área de preservação ambiental. Ainda, a proposição de usinas plataformas, que serão operadas como as plataformas de petróleo *offshore*, possibilitando a criação de extensas unidades de conservação no entorno do empreendimento hidrelétrico é uma incógnita, oficialmente.

Ainda, não atuou de forma a se antecipar e articular institucionalmente de forma a prover soluções estruturais, discutir regulamentações conjuntas e construir uma pauta setorial junto aos Ministérios de Meio Ambiente, Justiça, Ciência e Tecnologia e Desenvolvimento e Comércio. A maior falha foi considerar que os potenciais hidrelétricos em estudo e indicados para o horizonte 2020 na bacia Amazônica não possuem restrições ambientais relevantes indicando, ainda, uma meta de aproveitamento hidrelétricos nas bacias brasileiras até o percentual de 70% de acordo com o índice de custo benefício e variáveis socioambientais, após entre 2020 – 2030. Os próximos subitens desta seção demonstram que essa premissa e afirmativa não é verdadeira.

Na prática, os problemas são resolvidos caso-a-caso, para cada empreendimento, o que enseja uma série de discussões, mudanças de visão e políticas governamentais, agregando um maior risco ao empreendimento, custos e prazo para a efetiva operação comercial da geração.

4.6.2 Da realização de estudos técnicos de potenciais de energia hidráulica em unidades de conservação federais e o respectivo processo de criação destas áreas

Em atenção ao disposto na CF, no sentido de se definir tanto o uso quanto os espaços territoriais e seus componentes a serem especialmente protegidos, o MMA ao longo dos últimos anos vem promovendo a criação de uma série de unidades de conservação no País. A título de exemplo, somente em 2009, foram propostas a criação de vinte e duas unidades de conservação. Cabe salientar que, conforme acordo internacional que o Brasil é signatário, 30% do área da Amazônia Legal deverá ser demarcada com unidades de conservação, isto é, 14,7% do território nacional.

Ressalta-se que a consulta realizada pelo MMA aos demais órgãos de governo, para a proposição de criação de uma nova unidade de conservação, só foi implementada durante o segundo mandato do Presidente Luiz Inácio Lula da Silva. Isto é, somente em 2009 os entes de governo passaram a fazer parte da consulta que precede a recomendação de criação das unidades de conservação. O que ressalta o caráter conflituoso e gerador de dissenso com um grande conjunto de unidades de conservação criadas desde 2000 com as

demais áreas de infraestrutura do País. Para o setor energético brasileiro, tomava-se conhecimento das UCs criadas pela consulta ao DOU diária.

A criação de uma UC pressupõe, conforme demonstrado anteriormente, uma série de atos preparatórios, entre eles a consulta pública e aos demais entes do poder executivo, com vistas a compatibilizar a criação de novas UCs com as atividades e usos da terra da região e empreendimentos de infraestrutura planejados, em construção ou em operação. Retomando o exemplo, das vinte duas UCs propostas em 2009 pelo MMA, treze possuem interferência direta com áreas planejadas para energia elétrica, petróleo, gás natural e mineração e foram concedidas nove anuências, com relação aos empreendimentos na área de minas e energia.

Por exemplo, o processo de licenciamento ambiental da Usina Hidrelétrica de Pai Querê, no Estado do Rio Grande do Sul, foi diretamente afetado pela criação de unidade de conservação e monumento natural na área de influência direta do empreendimento. Ressalta-se que a referida UHE, encontra-se há 10 anos em processo de licenciamento ambiental e precede a criação da UC que a afeta. A criação ocorreu sem consulta prévia aos demais órgãos do poder executivo. Atualmente o IPHAN se manifestou contrário ao empreendimento, pois o EIA/RIMA da UHE identificou que dentro da área do reservatório já houve foi uma rota utilizada no histórico conflito da Revolução Farroupilha. Destaca-se que o próprio IPHAN não tinha conhecimento desta rota.

O problema público identificado no transcorrer da elaboração desta tese de doutorado foi dirimido parcialmente com a solução tomada pelo governo federal de consulta prévia aos demais entes do poder executivo, antes do encaminhamento da recomendação pelo Ministro de Estado de Meio Ambiente à Presidência da República. De fato, é um avanço e permite, num fórum mais amplo, mas ainda informal, a discussão e resolução de conflitos entre o uso e preservação dos recursos naturais envolvidos .

Entretanto, constata-se que apesar das consultas realizadas e a promoção de reuniões para equacionamento dos dissensos os posicionamentos dos demais entes do executivo não são considerados. Corroboram com esta afirmativa a criação do Parque Nacional dos Campos

Amazônicos, Floresta Nacional do Iquiri e Floresta Nacional do Jamanxim e, ainda, ampliação do Parque Nacional da Amazônia. O resultado da sobreposição das áreas de UC com aquelas com potencial hidráulico, jazidas minerais e petrolíferas e as consequentes estruturas de escoamento, processamento e beneficiamento é a restrição do desenvolvimento das atividades relacionadas com a geração de energia e transformação de energéticos além da exploração mineral, por meio do seu condicionamento ou redução de escala que pode implicar na inviabilidade econômica da exploração ou, até mesmo, no limite, a sua vedação total. Encontram-se neste bojo, ainda, áreas em processo de reinventário, destacando, novamente, o caráter conflituoso e prematura de criação destas unidades de conservação, com a consequência de deflagrar uma situação de conflitos desnecessários entre os entes do próprio governo e, ainda, envolvendo a sociedade civil.

Não se trata de apresentar um viés somente do setor de infraestrutura em energia, ou a visão que uma política deve preponderar sobre as outras, mas a conjugação de diversas políticas de governo, legítimas em sua origem, relacionadas com o meio ambiente, reforma agrária, mineração, energia, transportes, etc. onde, em determinadas situações, há um conflito territorial sobre qual política deve preponderar ou em quais condições elas são possíveis de coexistir, minimizando os aspectos negativos e potencializando os aspectos positivos, à exemplo da proposta das usinas plataforma.

A primeira conclusão é de que a ausência de comando normativo explícito e específico, permite que o ICMBio empregue normas e procedimentos que se confundem com os atos do licenciamento ambiental na autorização para estudos em unidades conservação, promovendo novos conflitos e questionamentos de ordem jurídica pelo agentes públicos e privados que realizam os estudos e pesquisas voltadas a área energética.

Desta forma, vislumbra-se como melhoria deste processo:

- (1) que os demais órgãos do poder executivo sejam consultados durante a etapa de demarcação e classificação da UC, mas antes da consulta pública com a sociedade civil e seus representantes, como forma de buscar um consenso e harmonia entre os projetos de infraestrutura – incluídas aqui outras áreas fora a energética, tais como

reforma agrária, mineração e transportes – e a preservação da biodiversidade brasileira;

- (2) a proposição pelo MMA da criação de uma nova UC seja precedida de avaliação de um conselho ou comitê, interministerial criado no âmbito jurídico administrativo vinculado à Presidência da República de forma a dirimir os conflitos no nascedouro da UC, isto é, *ex ante* evitando conflitos entre as diferentes políticas de governo existentes de modo a harmonizar os diferentes usos dos espaços territoriais do País; e

Similar problema foi identificado para a criação de assentamentos rurais destinados para a reforma agrária. Os referidos processos levam, muitas vezes, mais de 10 anos entre sua proposição e demarcação via decreto presidencial. De forma semelhante, não há discussão prévia quanto o alinhamento entre as diferentes políticas de governo. Em dezembro de 2013, foram criados novos assentamentos rurais com fins de reforma agrária. Deste universo, há conflitos com os setores de mineração (calcário, calcita, argila), petróleo e gás natural (com dutovias e um bloco licitado pela ANP), setor elétrico (na quota da maior área de reservatório de UHEs, PCHs e no interior de corredores de linhas de transmissão de extra-alta tensão e próximos às subestações de transmissão).

Tratando-se agora da etapa de conflitos entre os interesses da realização de estudo no interior das UCs é apresentada a análise que visa contrapor a argumentação apresentada no capítulo anterior pelo ICMBio.

É imperativo destacar que outros recursos renováveis de energia estão passíveis desta leitura impeditiva de se realizarem estudos e pesquisas em UCs, como por exemplo, geração de energia a partir e biomassa oriunda do manejo florestal de unidades de conservação ou, ainda, da exploração do potencial eólicoelétrico com o impedimento para realização dos estudos de inventário de ventos tanto no interior do País quanto nas costas marítimas em função da existência de unidades de conservação Costeiras (ex. APA da Baleia Branca).

A exploração racional dos recursos naturais deve ocorrer de modo a garantir o adequado fornecimento de energia elétrica aos consumidores que dela necessitam, na condição de

serviço público essencial, e insumo essencial para o desenvolvimento da economia. Contudo, essa necessidade deve ocorrer de forma sustentável.

A Lei nº 9.074 de 07 de julho de 1995 define que nenhum empreendimento hidrelétrico poderá ser licitado sem a definição do aproveitamento ótimo pelo MME. A referida lei, estabelece que aproveitamento ótimo é todo potencial definido em sua concepção global pelo melhor eixo do barramento, arranjo físico geral, níveis de água operativos, reservatório e potencia, integrante da alternativa escolhida para divisão de quedas de uma bacia hidrográfica.

Para definição do aproveitamento ótimo exigido pela legislação aplicável, há a necessidade, primordialmente, da realização de estudo de inventário hidrelétrico, ocasião em que diversas pesquisas são realizadas com vistas a ferir a existência de potenciais hidrelétricos passível de exploração em uma determinada bacia hidrográfica, bem como o montante de suas capacidades potenciais e suas localizações ideais no curso de água pesquisado.

Para esclarecer no que consiste um estudo deste tipo, utilizar-se-á a definição do Manual de Inventários Hidrelétricos (MME, 2007):

Estudo de Inventário Hidrelétrico é a etapa em que se determinar a melhor forma de aproveitamento do potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica ao estabelecer a melhor divisão de queda, aquela que propicie um máximo de energia ao menos custo, associado a um mínimo de feitos negativos sobre o meio ambiente e considerando o uso múltiplo da água.

Os procedimentos para registro e aprovação de estudos de inventário hidrelétrico são disciplinados pela Resolução Normativa ANEEL nº 393, de 04 de dezembro de 1998, também com a finalidade de que os estudos de inventário hidrelétrico elaborados atendessem não apenas o interesse da União em conhecer os potenciais hidrelétricos existentes em território nacional e passíveis de exploração, mas também conjugasse o interesse de preservação ambiental, e o Manual de Inventário busca captura este tipo de

informação estabelecendo um índice socioambiental e um índice de custo benefício para o empreendimento identificado.

Em seguida, com a aprovação do estudo de inventário de uma bacia, ou ainda, um trecho específico de rio, dá-se prosseguimento com o estudo de viabilidade técnico econômica e Socioambiental (EVTE) que tem por finalidade definir concepção global de um aproveitamento hidrelétrico com vistas de explorar o potencial identificado inicialmente no estudo de inventário. O EVTE, assim como o estudo de inventário, está regulamentado na Resolução Normativa ANEEL nº 395 de 04 de dezembro de 1998 e complementa a etapa de pesquisas que permite a definição, agora dos aspectos técnicos e de economicidade e um detalhamento maior da questão socioambiental, do aproveitamento ótimo de um potencial hidrelétrico.

De fato, até a aprovação do EVTE, que depende uma aprovação anterior de estudo de inventário, não existe um empreendimento específico em vista. Isto é, um aproveitamento hidrelétrico passa a ser considerado como uma usina hidrelétrica quando a União determina a sua exploração direta ou realize certame licitatório para a outorga de concessão.

Ainda com relação à elaboração de estudos de inventário e de viabilidade de potenciais hidrelétricos, é necessário destacar que a União criou uma empresa com o objetivo de realizar estes estudos, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) com o objetivo de atender o interesse público e não orientada à satisfação dos interesses privados. Os recursos para realização destes estudos provem de 3% da Reserva Global de Reversão (RGR) definidas pela Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004 e de 20% dos recursos destinados para pesquisa e desenvolvimento instituídos pela Lei nº 9961 de 24 de julho de 2000.

O objetivo é de que o governo possua um acervo completo de informações referentes aos recursos naturais passíveis de exploração e, assim, decida as providências a serem adotadas, sempre vislumbrando a necessidade de exploração sustentável de recursos naturais e a preservação do meio ambiente ecologicamente equilibrado.

Tendo em mente o processo apresentado acima, cabe destacar que antes do posicionamento do ICMBio o IBAMA não identificou impedimento legal para a concessão de autorização de pesquisa e tão pouco processo de licenciamento ambiental, contudo a emissão da Licença Prévia Ambiental (LP) para a implantação do empreendimento, pois conforme apresentado no Capítulo 3, não se admite uso direto dos recursos naturais de uma unidade de conservação de proteção integral.

A seguir, é apresentado um fluxograma, como mais uma contribuição no sentido de propor uma solução ao problema identificado (Figura 4.4).



Figura 4.4 *Proposta de equacionamento do conflito.*

O termo desafetação de unidade de conservação é a eliminação dos marcos que criam definem a UC. Isto é, o que se propõe, não é uma desafetação com o único objetivo de se estudar um empreendimento hidrelétrico que pode, no limite, não ser viável o que não teria resultado prático algum, além de ser uma medida extrema e prejudicial aos ideais de preservação ambiental das UCs.

O que se propõe, de modo a compatibilizar os interesses envolvidos, é de se realizar o levantamento das bacias hidrelétricas e todos os potenciais hidrelétricos cujos estudos de inventario e de viabilidade em UCs, aqui inclusas, as de proteção integral.

Ainda, obtendo-se aval do órgão ambiental competente é possível identificar as condições necessárias que deverão ser observadas para a preservação ambiental das unidades de conservação se o empreendimento tiver viabilidade socioambiental.

Somente a partir da identificação da dimensão real da questão e das bacias hidrográficas ou potenciais hidrelétricos envolvidos será possível tomar as decisões adequadas. Se houver decisão para implantação do empreendimento, o governo terá uma ampla gama de estudos e informações para, inclusive, recriar as UCs com novas coordenadas via medida provisória, ou, ainda, pode-se decidir pela não implantação do empreendimento o que deixaria as UCs exatamente com as suas dimensões e características ambientais atuais.

A Medida Provisória nº 512 de janeiro de 2012 alterou os limites de sete unidades de conservação (UCs) federais na Amazônia, para a construção de quatro hidrelétricas previstas pelo planejamento da expansão dos sistemas elétricos.

A referida MP, que desafetou partes de UCs de proteção integral e de uso sustentável, no resultado final, implicou em alterações levarão ao aumento da área total das unidades afetadas. A desafetação de 146,6 mil hectares, prevista na MP, será compensada com a ampliação de 291 mil hectares. Assim, os atuais 7.157.882 hectares das sete unidades de conservação a serem alterados serão ampliados para 7.302.286 ha com a compensação prevista.

É imperativo destacar que as previsões quanto áreas de alagamento e instalação dos empreendimentos não atingem nem a 7% das áreas totais da UCs.

Diferentemente do que é proposto pela tese, o governo federal decidiu desafetar as áreas em unidades de conservação sem ter finalizados os EVTEs, isto é, não possui uma avaliação balizada sobre a viabilidade socioambiental dos empreendimentos por meio dos índices mencionados anteriormente.

A MP, de caráter precaucionista, apesar de equacionar – a princípio – as demandas do MMA e do MME, poderá ensejar em retrabalho de vários entes do governo federal, isto é, novas emissões de Medidas Provisórias alterando os limites dos parques em função de alterações, melhorias, otimizações no projeto que impliquem em novas simulações matemáticas quanto as projeções das áreas do reservatório e remanso. Desta forma, constata-se que a tomada de decisão não ocorreu na melhor etapa do projeto e, ainda, pode passar a sociedade a impressão de um opção tomada sem um conjunto de estudos e informação que as respalde.

4.6.3 Do processo de licenciamento ambiental dos sistemas elétricos

Os principais problemas identificados no IBAMA, ICMBio, IPHAN e FUNAI estão relacionados com a gestão administrativa e dos recursos humanos. Apesar da Portaria Interministerial que trata dos assuntos transversais ao licenciamento e de competência de cada um dos órgãos citados, o procedimento requer melhorias em função das diversas leituras jurídicas quanto a amplitude das competências de cada instituição. A principal recomendação é o que governo busque uma agenda política no sentido de compatibilizar a forma de atuação dos órgãos de governo e sua atuação dentro do processo de licenciamento.

Outro aspecto relacionado com o processo de licenciamento ambiental, é a Lei Complementar³³ n° 140, de 08 de dezembro de 2011, que visa a cooperação entre a União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios nas ações administrativas decorrentes do exercício da competência comum relativas à proteção das paisagens naturais, à proteção do meio ambiente, ao combate à poluição em qualquer de suas formas e à preservação das florestas, da fauna e da flora.

Apesar da lei complementar estabelecer as linhas gerais entre as competências da União, Estados e Municípios quanto o licenciamento ambiental, ficou a encargo de uma regulamentação por ato do poder executivo (Decreto Presidencial) a partir da Comissão

³³ Uma lei complementar vista regulamentar um dispositivo constitucional.

Tripartite Nacional que é composta por um membro do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) com um representante de cada ente da federação.

A referida LC é uma avanço no sentido de explicitar as condições em que cada ente da federação deve atuar no licenciamento ambiental. É comum ações movidas pelo Ministério Público solicitando o escalonamento do licenciamento de um ente federado para o outro. Quando ocorre, o licenciamento acaba retornando a estaca zero, pois cada ente tem um rito de licenciamento próprio, causando prejuízos ao empreendimento e aos cronogramas envolvidos.

Contudo, até o presente momento, não foi editado ato do poder executivo estabelecendo os critérios para licenciamento no âmbito federal, estadual ou municipal considerados os critérios de porte, potencial poluidor e natureza da atividade ou empreendimento.

A seguir é apresentada uma proposta quanto a repartição do licenciamento entre os entes federados, considerando critérios de porte, potencial poluidor e natureza da atividade ou empreendimento. Basicamente, buscou-se estabelecer um critério objetivo como porte dos empreendimentos geração que possibilite claramente classificar o âmbito do licenciamento ambiental (Tabela 4.8).

Utilizou-se também das competências legais do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e do Conselho Nacional de Política Energética (vinculado diretamente à Presidência da República). Deste modo, abre-se espaço para diferenciar empreendimentos que tenham caráter estratégico e estruturante para o País possibilitando um procedimento de licenciamento diferenciado.

Tabela 4.8 Proposta para divisão de competências no licenciamento ambiental para os empreendimentos de energia elétrica.

TIPOLOGIA	LICENCIAMENTO COMPETÊNCIA	CRITÉRIO PORTE/NATUREZA DA ATIVIDADE
<i>HIDRELÉTRICA + Sistema de Transmissão de interesse exclusivo</i>	FEDERAL	Com capacidade instalada igual ou superior a 300 MW.
<i>USINA HIDRELÉTRICA PLATAFORMA + Sistema de Transmissão de Interesse Exclusivo</i>	FEDERAL	Independente da capacidade instalada. Desde que siga o conceito de usina plataforma.
<i>TERMOELÉTRICA + Sistema de Transmissão de interesse exclusivo</i>	FEDERAL	Com capacidade instalada igual ou superior a 300 MW.
<i>USINA EÓLICA Sistema de Transmissão de interesse exclusivo</i>	FEDERAL	No caso de empreendimentos e atividades offshore (ambiente marinho e zona de transição terra-mar).
	ESTADUAL	No caso de empreendimentos e atividades onshore (ambiente terrestre).
<i>PCH + Sistema de Transmissão de interesse exclusivo</i>	-	Nos termos da Lei Complementar 140/11 (Estados / Municípios ou Federal).
<i>Instalações de Transmissão e Distribuição</i>	FEDERAL	Nos termos da Lei Complementar 140/11 (Estados / Municípios ou Federal). Casos emergenciais definidos pelo CMSE; e Nos casos para: I - estabelecer intercâmbio energético entre regiões ou mercados; II - escoar geração, incluindo Instalações de Conexão Compartilhadas de Geração (ICGs); e III - atender ao mercado de energia elétrica.

Considerados estratégicos e estruturantes pelo CNPE.

4.6.4 Do aproveitamento dos recursos hídricos para exploração de potenciais energéticos em terras indígenas

É imperativo destacar que até a presente data, 21,7% de todo o território amazônico está demarcado com terras indígenas reconhecidas pela União, isto representa cerca de 10,8% do território nacional. Apesar do art. 67 da CF estabelecer que a União tem até 5 anos a partir da promulgação da Constituição para demarcar as terras indígenas, constata-se que tem ocorrido ao longo dos anos, de forma permanente entre os presidentes da república a instituição de TIs no território nacional.

Quando consideradas as TIs declaradas pelo MJ, mas que não foram homologadas, conclui-se que há um passivo de outros governos para o atual de, aproximadamente, 50.700 km² que dependem de ainda de decreto presidencial.

Foi recentemente veiculado no Jornal Globo (2012), que o Conselho Indigenista Missionário (CIMI) e organizações indígenas entraram com uma representação no Ministério Público pedindo uma investigação sobre o procedimento que a Presidência da República vem adotando na homologação de terras indígenas. A reportagem apresenta que a PR solicitou ao Ministério de Minas e Energia que se manifestasse sobre as áreas e potencial interesse energético ou mineral nos locais.

Independente do mérito jurídico e dos valores, diferentemente do processo de criação das áreas de unidades de conservação, onde é possível identificar áreas de valor e teor ecológico semelhantes ou, ainda, passíveis de desafetação e recriação de novas áreas que permitam a regeneração dos meios físico e biótico, isto não é possível com as terras indígenas.

A TI, conforme a própria constituição estabelece é definida como uma terra tradicionalmente ocupada, isto é, os índios possuem um direito de usufruto originário à ela, sendo reconhecido juridicamente como a faculdade do indigenato e torna nulo quaisquer outros direitos precedentes àquela área. A remoção dos grupos indígenas é vedada pela CF salvo em condições de catástrofe, epidemia ou de interesse da soberania do País, por meio

de deliberação do Congresso Nacional sendo garantido o regresso à TI logo que cessar as condições apresentadas anteriormente.

Portanto, não é possível implantar usina hidrelétrica ou mineração que afete toda a extensão de uma TI demarcada, em função da impossibilidade de remoção dos indígenas. Essa situação não foi identificada nos potenciais hidrelétricos em estudo de inventário, até a presente data. Por outro lado, a CF também permite a exploração das riquezas naturais do solo, dos rios e dos lagos que existem na TI, desde que demonstrado o interesse público. Porém esta ação depende de Lei Complementar que, até o presente momento, nenhum governo apresentou uma proposta.

Para o caso específico de recursos hídricos passíveis de serem explorados como potenciais energéticos a CF estabelece que o Congresso Nacional deverá proceder a autorização para sua efetivação, ouvidas as comunidades afetadas.

Conceitualmente o texto constitucional é balanceado, pois ao ouvir as comunidades indígenas afetadas o CN, que é composto pela Câmara dos Deputados – que representa o povo sendo os seus representantes num quantitativo proporcional à população do Estado – e pelo Senado Federal, que representa as Unidades da Federação (UFs), em quantitativo equânime visando dar equilíbrio entre os pesos políticos, a decisão quanto a autorização para efetiva instalação do empreendimento é objeto de ampla discussão com os representantes do povo.

Entretanto, constatou-se que o decreto legislativo do AHE Belo Monte e a proposta de DL para o Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira tramitaram no Congresso Nacional apesar das Usinas não possuírem suas instalações, área de reservatório ou remanso localizadas em terras indígenas, sendo atos jurídicos desnecessários e demonstram confusão, com relação a observância do comando constitucional pelo poder legislativo. Entretanto, mostra a importância política do assunto, que não só entrou na agenda do poder legislativo, mas culminou num ato administrativo.

De toda forma, fica evidenciada a falta de um instrumento que regulamente a questão da implantação de um aproveitamento hidrelétrico em terras indígenas, o momento, a forma e os requisitos que o poder executivo irá solicitar esta autorização ao poder legislativo. Não cabe ao Congresso Nacional produzir um decreto legislativo sem iniciativa do poder executivo. Como os representantes do povo decidem se uma usina é de interesse público se o planejamento setorial do poder executivo não a recomendar?

Não obstante, a ação civil pública apresentada pelo Ministério Público ao AHE Belo Monte confunde o termo comunidades afetadas do art. 231. O termo refere-se exclusivamente às TIs cujas terras sejam abrangidas pelo aproveitamento do potencial hidrelétrico. Não cabendo a extrapolação para as demais comunidades afetadas, que são tratadas no âmbito do licenciamento ambiental da Usina. Contudo, considerando a OIT 169/89, constata-se que 15 etnias foram consultadas num total de 32 encontros entre 2007 a 2009 (Funai, 2012).

A ONU e OEA já externam a preocupação internacional com os procedimentos do Brasil com relação à implantação dos aproveitamentos hidrelétricos sítos em terras indígenas ou que venham afetar diretamente/indiretamente outras comunidades indígenas. Sendo assim, torna-se imperativo a busca por elementos que possam trazer a convivência entre as comunidades indígenas afetadas pelos aproveitamentos hidrelétricos, envolvendo tanto as comunidades afetadas pela presença do empreendimento no seu território (CF) quanto as afetadas diretamente e indiretamente (OIT 169/89). Além disso, é possível buscar mecanismos de compensação – também alinhado com a Convenção OIT 169/89 – de forma similar com a proposta constitucional da área minerária, onde há a obrigatoriedade de participação das comunidades indígenas nos resultados da lavra mineral. Ainda, parte-se da premissa estabelecida pelo Supremo Tribunal Federal, para o caso da TI Raposa Terra do Sol, quanto a possibilidade de uso dos recursos energéticos em terras indígenas quando destacado o interesse e utilidade pública do empreendimento.

Diante deste cenário, este trabalho propõe diretrizes para elaboração de uma política pública voltada para regulamentar a implantação de UHEs em terras indígenas considerando, também, todo o ciclo do empreendimento, desde a etapa do estudo de inventário até a

viabilidade técnico-econômica e socioambiental (EIA/RIMA) visando evitar o conflito observado com relação às unidades de conservação. O primeiro passo foi vislumbrar um fluxo para as atividades, sendo elaboradas quatro propostas, a saber:

- (I) visa reduzir o máximo a quantidade de consultas aos povos indígenas e busca levar ao Congresso Nacional a maior quantidade de informações acerca do empreendimento hidrelétrico tanto sob a ótica técnica-econômica quanto dos impactos socioambientais e as respectivas medidas de mitigação e compensação, além de prever as audiências públicas (Figura 4.5) realizadas com a sociedade civil e oitivas com os povos indígenas afetados (de forma ampla considerando tanto os povos que a UHE encontra-se localizada quanto as impactadas). O maior benefício desta proposta é a integração ao processo de licenciamento ambiental, visando otimizar gastos e tempo além da quantidade de informações que estarão à disposição do CN;

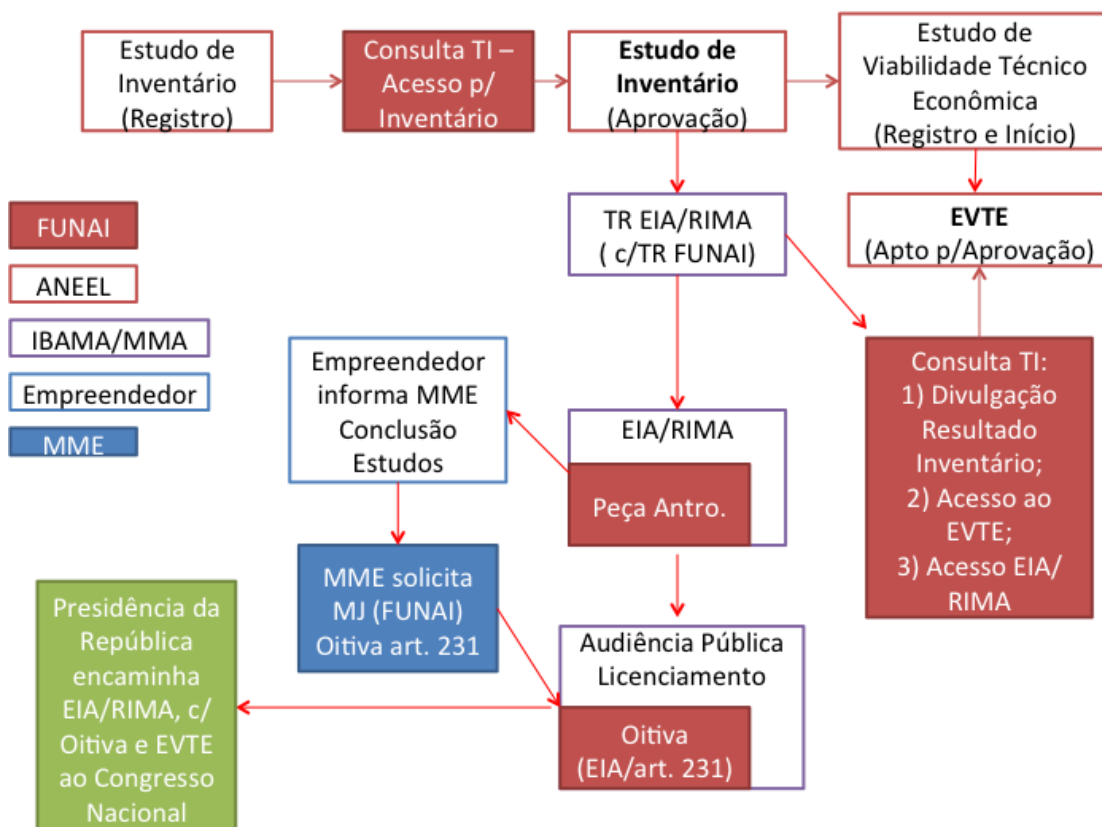


Figura 4.5 Proposta (I).

(II) mantém o intuito de reduzir o máximo a quantidade de consultas aos povos indígenas e busca levar ao Congresso Nacional apenas a informação antropológica do estudo etnoecológico bem como o resultado da oitiva realizada pela FUNAI e o estudo de viabilidade técnico-econômica. Num segundo momento, a componente indigenista (estudo e oitiva) passam a integrar o processo de licenciamento ambiental (EIA/RIMA), que é desenvolvido em paralelo. Contudo, as audiências públicas (Figura 4.6) devem considerar, além dos municípios afetados, as TIs identificadas na peça antropológica, pois estas ainda não tem conhecimento dos impactos ambientais, medidas mitigatórias e compensatórias identificadas para o empreendimento;

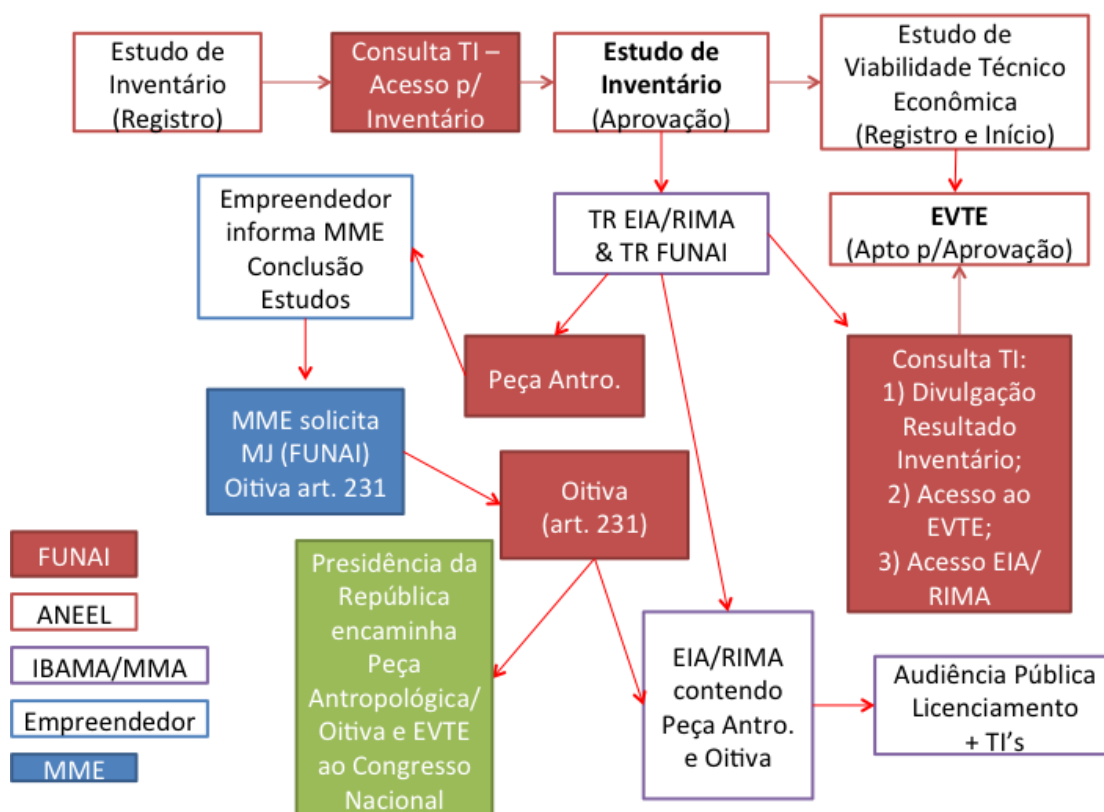


Figura 4.6 Proposta (II).

(III) variante da proposta II, visa apenas vincular ao EIA/RIMA a peça antropológica e oitiva após aprovação do Congresso Nacional, quando o órgão licenciador federal poderá dar início às audiências públicas (Figura 4.7) que

devem considerar, além dos municípios afetados as TIs identificadas na peça antropológica, pois estas ainda não tem conhecimento dos impactos ambientais, medidas mitigatórias e compensatórias identificadas para o empreendimento; e

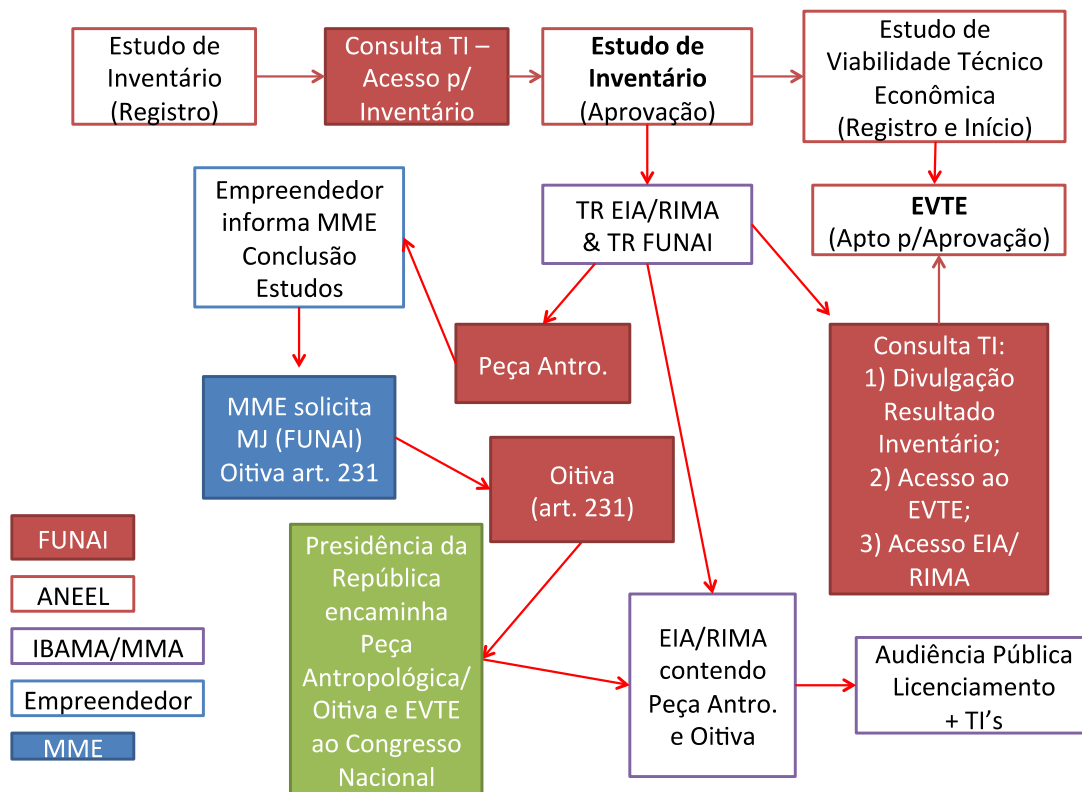


Figura 4.7 Proposta (III).

(IV) a última proposta transforma em dois processos distintos o de autorização pelo Congresso Nacional e o de licenciamento ambiental (Figura 4.8). A principal desvantagem é que perde-se a sinergia na elaboração dos estudos, otimização do tempo e gastos, além das comunidades indígenas sofrerem consultas adicionais em relação às propostas anteriores. Este cenário também possibilita o entendimento de que o conteúdo da peça antropológica para a oitiva com os índios é diferente da peça antropológica que compõe o EIA/RIMA.

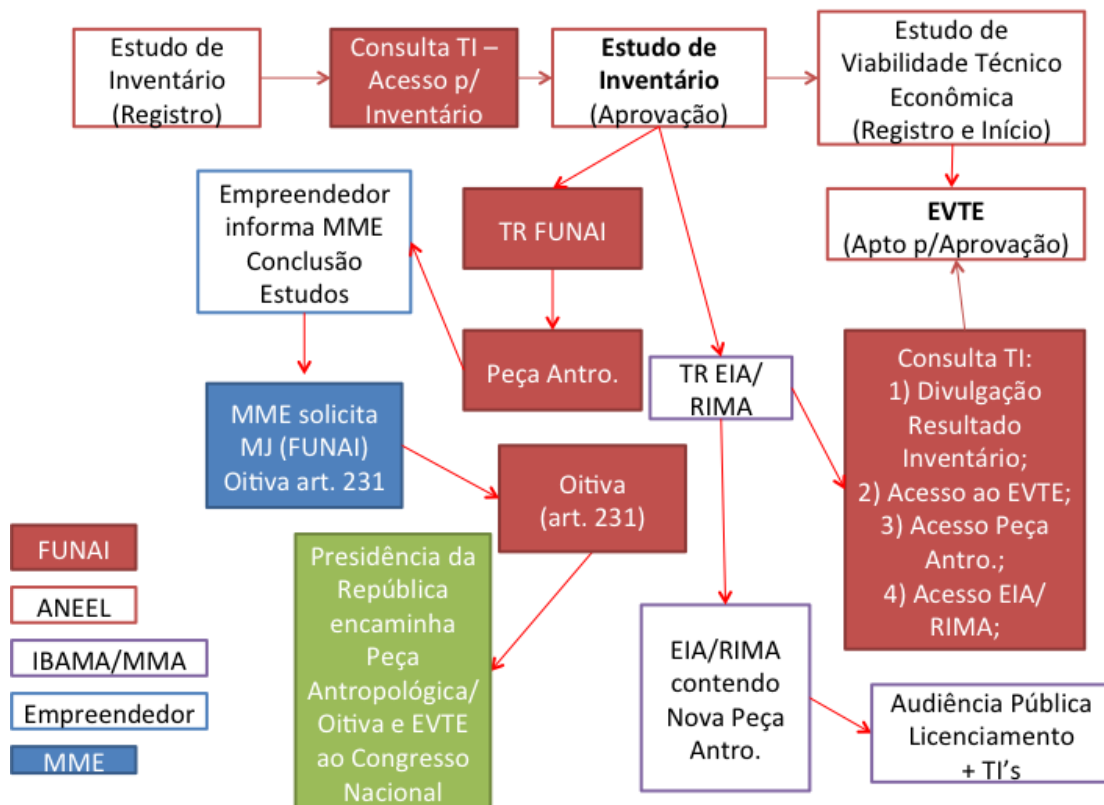


Figura 4.8 Proposta (IV).

Tratando-se de uma situação diferenciada, a identificação de um eixo de usina em terra indígena, é desejável que o estudo de inventário possa indicar a vazão reduzida a jusante, informação que normalmente consta no estudo de viabilidade técnico-econômica em função do nível de detalhamento do projeto, de modo a permitir que os estudos antropológicos possam abranger uma avaliação que considere não somente a TI onde o empreendimento situa-se, mas as demais TIs que são afetadas. Dessa forma, supera-se a contestação apresentada pelo Ministério Público, para o caso concreto da UHE Belo Monte.

Um ponto delicado que precisa de uma discussão ampla é na ocorrência de um potencial hidrelétrico onde seja identificada a presença de índios isolados. O estatuto do índio (PR, 1973) estabelece três tipos de índios: o isolado, em vias de integração e, integrados.

Os índios isolados são aqueles que vivem em grupos desconhecidos ou de que se possuem poucos e vagos informes através de contatos eventuais com elementos da cultura comum

nacional. Eles podem ser vistos como aqueles índios praticamente selvagens cujo o organismo é fragilizado com o contato com a população, de ordinário. Quando identificados durante a implantação de um aproveitamento hidrelétrico, um trabalho de atração dessas comunidades isoladas é realizado pela FUNAI.

Contudo, a FUNAI busca demarcar grandes áreas de modo a mantê-los na região sem contato com o mundo externo, ação que vai no sentido contrário do estatuto do índio, demonstrando que a política indigenista no Brasil não é clara. Apesar da lei exprimir o entendimento de que os povos indígenas, no futuro, deverão integrar-se à sociedade, o que sugere uma inserção gradativa e controlada. A própria FUNAI tem uma leitura de que os índios devem permanecer sem contato com a sociedade, criando uma situação de isolamento. Em alguns casos, apesar da FUNAI atuar para esta situação de isolamento o povo indígena em questão deseja a direção contrária.

Para o órgão indigenista, se existem índios isolados, um aproveitamento hidrelétrico não pode ser feito dentro da terra indígena quando, na verdade, o processo de aproximação com os índios isolados e a sua integração deveriam ser realizados, conforme indicado no Estatuto do Índio.

Quanto aos tipo de compensação previstos na OIT 169/89, os povos devem participar dos benefícios das atividades econômicas que utilizem recursos das TIs com uma indenização equitativa por qualquer dano que possam sofrer com o resultado da atividade. Propõe-se, na situação de uma implantação de aproveitamento hidrelétrico em terra indígena, as seguintes indenizações:

- *Compensação Financeira para Terras Indígenas (CFTI)*: como o benefício na OIT foi atrelado à atividade econômica, vislumbra-se a aplicação do mecanismo existente da compensação financeira pelo uso do recurso hídrico (CFURH) para a proposição de: (i) nova alíquota (encargo setorial), com abatimento tarifário; ou, (ii) sem impacto tarifário, redirecionando parte dos recursos da CFURH da União, Estados e Municípios, respeitados os princípios da proporcionalidade; e ainda, (iii)

por meio do recurso pago pelo vencedor da licitação à União, o uso do bem público (UBP); e

- *Compensação Territorial para Terras Indígenas (CTTI)*: onde uma nova área equivalente a área atingida (usina, reservatório, acessos e linhas de transmissão a serem quantificados no momento da entrada em operação do empreendimento), devem ser repostas, prioritariamente, com valor ecológico semelhante à região suprimida podendo ser contígua ou não à TI (esta nova área pode ser classificada como reserva indígena) já que é vedada a remarcação de uma TI.

Para a CFTI, buscou-se tributos existentes que estejam associados com a concessão ou com os atributos da usina, as duas figuras de mérito selecionadas são a compensação financeira pelo uso do recurso hídrico e o uso do bem público. A seguir, na Tabela 4.9 três propostas foram elaboradas para definir o quantitativo da CFTI, em função da CFURH.

A proposta (1) tem abordagem calcada no fato da terra indígena ser considerada como bem da União. Se há compensação financeira devida por uma atividade que é privativa da União (exploração do serviço público de energia) cabe o entendimento de se redirecionar o recurso já existente da União para as comunidades indígenas. Sob o aspecto político, a arena de discussão fica apenas no âmbito do poder executivo, pois o MME, MMA e MCT perderiam recursos nesse cenário.

Nas propostas (2) e (3) houve uma repartição dos impactos, entre municípios e estados/municípios afetados, respectivamente. Esta abordagem exclui a União propositalmente, pois o enfoque priorizou a repartição dos benefícios entre os afetados, incluídas as comunidades indígenas. O redirecionamento em ambos os casos afetaria diretamente as receitas dos Estados e Municípios o que é indesejável e pode gerar um sensível desgaste político para a implementação da medida. Os entes federados oferecem aos bancos os recebíveis da CFURH para a obtenção de empréstimos bancários (a CFURH não obriga as unidades federativas e municipalidades a aplicarem os recursos de forma específica, ex. educação, saúde, etc. como ocorre com os royalties do petróleo).

A Tabela 4.10 apresenta os valores arrecadados pela CFURH entre 2011-2013, bem como uma análise de sensibilidade para as situações onde 10% (proposta I), 45% (máximo da proposta II) e 90% (máximo da proposta III) da CFURH atualmente vigente, caso a CFTI fosse aplicada à todas UHEs, independente de atingirem ou não TIs.

Tabela 4.9 *Proposta de repartimento da CFURH para a CFTI.*

Proposta	União	Estados	Municípios	ANA (PNRH)	Compensação Indigenista	Total	Justificativa	Abrangência da Compensação Indigenista
1	0,10%	2,70%	2,70%	0,75%	0,50%	6,75%	Remanejamento do % da União, considerando que a TI é bem da União	
2	0,60%	2,70%	Y%, onde Y < 2,7%	0,75%	(2,7 - Y)%	6,75%	Remanejamento do % dos Municípios, considerando que os recursos deverão ser distribuídos proporcionalmente às terras afetadas pelo empreendimento (TI & Municipalidades).	Esta composição do CFURH incide APENAS sobre as UHEs que estejam situadas em TI
3	0,60%	X%, onde X < 2,7%	Y%, onde Y < 2,7%	0,75%	(2,7 - Y)% + (2,7 - X)%	6,75%	Remanejamento do % dos Municípios e Estados, considerando que os recursos deverão ser distribuídos proporcionalmente às terras afetadas pelo empreendimento (TI & Municipalidades + TI & Estados)	

Tabela 4.10 *Avaliação de Sensibilidade com referência a CFURH já recolhida.*

	2013 (até nov)	2012	2011
<i>CFURH</i>	1.957.437.112,20	2.205.439.125,53	2.005.970.509,70
CFTI			
<i>10%</i>	195.743.711,22	220.543.912,55	200.597.050,97
<i>45%</i>	880.846.700,49	992.447.606,49	902.686.729,37
<i>90%</i>	1.761.693.400,98	1.984.895.212,98	1.805.373.458,73

Foi descartada a hipótese de criação de uma nova alíquota, além da CFURH, abrangendo todas as UHEs em operação, independentemente de afetarem as TIs, pois ensejaria na revisão dos contratos de concessão, em função da necessidade da manutenção do equilíbrio econômico-financeiro, além do impacto tarifário ao consumidor final, pois haveria repasse desse acréscimo na Parcela A da tarifa, associada com o valor da energia. Adicionalmente, face ao elevado volume de recursos simulados acima, não é razoável o redirecionamento da CFURH de todas as UHEs, pois impacta diretamente em políticas existentes (LpT, MMA e FNDCT). Dessa forma, justifica-se a necessidade de que a CFTI seja aplicada somente aos empreendimentos sítos em terras indígenas, evitando a necessidade de se rever os contratos de concessão.

A alternativa vislumbrada para redirecionamento dos recursos da CFURH, exclusivamente para as UHEs que afetem TIs, para compor a CFTI, pode ser implementada alterando-se a Lei nº 8.001 de 13 de março 1990 com um novo artigo nos moldes do art. 1º, explicitando que os novos percentuais serão aplicados apenas para hidrelétricas em terras indígenas. Em suma, haveriam duas compensações financeiras distintas: a CFURH para empreendimentos hidrelétricos, de forma ordinária; e “CFURH diferenciada, com a parcela da CFTI” para empreendimentos hidrelétricos em terras indígenas.

Para uma avaliação sobre o montante de recursos que efetivamente podem compor a CFTI e o respectivo impacto tarifário, na hipótese de repasse ao consumidor final com a criação de uma nova compensação, foi necessário realizar um levantamento (Tabela 4.11) que identificasse quais usinas encontram-se em inventário ou estudo de viabilidade técnica econômica com interferência em Tis, a capacidade instalada inventariada pode atender, por dez anos, aproximadamente a necessidade de acréscimo anual de demanda por energia elétrica. É importante salientar que, dentro do universo de usinas identificadas, a área alagada dentro das TIs, estimada, é inferior à 3%.

Tabela 4.11 *Aproveitamentos Hidrelétricos com potencial interferência em TIs.*

Aproveitamento Hidrelétrico	Estado	Capacidade Instalada	TI Identificada
São Luiz do Tapajós	PA	7.880	Índios Isolados
São Simão Alto	MT	3.509	Índios Isolados e TI Apiaká do Pontal
Chacorão	AM/PA	3.336	TI Mundurucu
Marabá	PA/MA/TC	2.160	TI Mãe Maria
Salto Augusto Baixo	MT	1.461	TI Escondido
Serra Quebrada	MA/TO	1.328	TI Apinajé
Escondido	MT	1.248	Tis Escondido e Tapuíra
Tucumã	MT	633	Tis Japuira e Erikbatsa
Erikbatsa	MT	583	TI Erikbtsa
Sumaúma	AM	408	Índios Isolados
Mortes 2	MT	310	TI São Marcos, Chão Preto e Parabubure
Kabiara	MT	241	TI Erikbatsa
Pompéu	MG	209	Kaxixó (TI Identificada)
Apiaká-Kayabi	MT	206	TI Apiaká - Kayabi
Foz do Sacre	MT	164	Tis Utiariti e Tirecatinga
Cebolão	PR	152	TI Antonina
Foz do Formiga Baixo	MT	150	TI Nabikware
Resplendor	MG	144	TI Krenak
Salto Utiariti	MT	107	Tis Utiariti e Tirecatinga
Garças 3	MT	75	TI Merure
Jacaré	MT	63	TI Nabikwara
Pocilga	MT	48	TI Nabikwara
TOTAL	22 AHE's	24.415 MW	

Para esse conjunto de usinas, a CFTI simulada variou de 0,6% (% União CFURH) a 2,7% (% CFURH Estados/Municípios), em função da pequena extensão das áreas das TIs potencialmente alagáveis. Foram considerados dois cenários: (i) pessimista, com Fator de Capacidade (FC) das Usinas de 40% – média nacional das UHEs; e um segundo, otimista

com FC de 50% – média para UHEs na região amazônica. O valor da TAR utilizado é de 68,48 R\$/MWh.

A Equação 5.1 foi utilizada para cálculo da receita estimada:

$$\text{CFTI(R\$)} = (\% \text{CFTI}) * (\text{CI}) * (\text{FC}) * (8.760) * (\text{TAR}) \quad \text{Equação 5.1}$$

Os resultados são apresentados nas Tabelas 4.12 (pessimista), 4.13 (otimista) e 4.14 (resumo). Em ambos os cenários as rendas variam de aproximadamente R\$/mês 17.241,36 a R\$/mês 4.717.428,19, com uma grande excursão entre os valores (o valor mínimo é 0,36% do máximo) independentemente da área alagada ou da população indígena afetada, ponto fraco da abordagem que fixa um percentual.

Tabela 4.12 *Estimativa de receitas para CFTI – Pessimista.*

Nome	Meta física (MW)	Compensação Financeira para Aproveitamentos Hidrelétricos em TI - Cenário Pessimista				
		0,60%	1,00%	1,50%	2,00%	2,70%
1 São Luiz do Tapajós	7.880	R\$ 11.321.827,66	R\$ 18.869.712,77	R\$ 28.304.569,15	R\$ 37.739.425,54	R\$ 50.948.224,47
2 São Simão Alto	3.509	R\$ 5.041.661,58	R\$ 8.402.769,30	R\$ 12.604.153,95	R\$ 16.805.538,60	R\$ 22.687.477,12
3 Chacorão	3.336	R\$ 4.793.098,61	R\$ 7.988.497,69	R\$ 11.982.746,53	R\$ 15.976.995,38	R\$ 21.568.943,76
4 Marabá	2.160	R\$ 3.103.445,15	R\$ 5.172.408,58	R\$ 7.758.612,86	R\$ 10.344.817,15	R\$ 13.965.503,16
5 Salto Augusto Baixo	1.461	R\$ 2.099.135,81	R\$ 3.498.559,69	R\$ 5.247.839,53	R\$ 6.997.119,38	R\$ 9.446.111,16
6 Serra Quebrada	1.328	R\$ 1.908.044,05	R\$ 3.180.073,42	R\$ 4.770.110,13	R\$ 6.360.146,84	R\$ 8.586.198,24
7 Escondido	1.248	R\$ 1.793.101,64	R\$ 2.988.502,73	R\$ 4.482.754,10	R\$ 5.977.005,47	R\$ 8.068.957,38
8 Tucumã	633	R\$ 909.481,84	R\$ 1.515.803,07	R\$ 2.273.704,60	R\$ 3.031.606,14	R\$ 4.092.668,29
9 Erikbatsa	583	R\$ 837.642,83	R\$ 1.396.071,39	R\$ 2.094.107,08	R\$ 2.792.142,78	R\$ 3.769.392,75
10 Sumaúma	408	R\$ 586.206,31	R\$ 977.010,51	R\$ 1.465.515,76	R\$ 1.954.021,02	R\$ 2.637.928,37
11 Mortes 2	310	R\$ 445.401,85	R\$ 742.336,42	R\$ 1.113.504,62	R\$ 1.484.672,83	R\$ 2.004.308,32
12 Kabiara	241	R\$ 346.264,02	R\$ 577.106,70	R\$ 865.660,05	R\$ 1.154.213,40	R\$ 1.558.188,08
13 Pompéu	209	R\$ 300.287,05	R\$ 500.478,42	R\$ 750.717,63	R\$ 1.000.956,84	R\$ 1.351.291,74
14 Apiaká-Kayabi	206	R\$ 295.976,71	R\$ 493.294,52	R\$ 739.941,78	R\$ 986.589,04	R\$ 1.331.895,21
15 Foz do Sacre	164	R\$ 235.631,95	R\$ 392.719,91	R\$ 589.079,87	R\$ 785.439,82	R\$ 1.060.343,76
16 Cebolão	152	R\$ 218.390,58	R\$ 363.984,31	R\$ 545.976,46	R\$ 727.968,61	R\$ 982.757,63
17 Foz do Formiga Baixo	150	R\$ 215.517,02	R\$ 359.195,04	R\$ 538.792,56	R\$ 718.390,08	R\$ 969.826,61
18 Resplendor	144	R\$ 206.896,34	R\$ 344.827,24	R\$ 517.240,86	R\$ 689.654,48	R\$ 931.033,54
19 Salto Utiariti	107	R\$ 153.735,48	R\$ 256.225,80	R\$ 384.338,69	R\$ 512.451,59	R\$ 691.809,65
20 Garças 3	75	R\$ 107.758,51	R\$ 179.597,52	R\$ 269.396,28	R\$ 359.195,04	R\$ 484.913,30
21 Jacaré	63	R\$ 90.517,15	R\$ 150.861,92	R\$ 226.292,88	R\$ 301.723,83	R\$ 407.327,18
22 Pocilga	48	R\$ 68.965,45	R\$ 114.942,41	R\$ 172.413,62	R\$ 229.884,83	R\$ 310.344,51
Total	24.415	R\$ 35.078.987,61	R\$ 58.464.979,34	R\$ 87.697.469,02	R\$ 116.929.958,69	R\$ 157.855.444,23

Tabela 4.13 *Estimativas de receitas para CFTI – Otimista.*

Nome	Meta física (MW)	Compensação Financeira para Aproveitamentos Hidrelétricos em TI - Cenário Otimista				
		0,60%	1,00%	1,50%	2,00%	2,70%
1 São Luiz do Tapajós	7.880	R\$ 14.152.284,58	R\$ 23.587.140,96	R\$ 35.380.711,44	R\$ 47.174.281,92	R\$ 63.685.280,59
2 São Simão Alto	3.509	R\$ 6.302.076,98	R\$ 10.503.461,63	R\$ 15.755.192,44	R\$ 21.006.923,26	R\$ 28.359.346,40
3 Chacorão	3.336	R\$ 5.991.373,27	R\$ 9.985.622,11	R\$ 14.978.433,17	R\$ 19.971.244,22	R\$ 26.961.179,70
4 Marabá	2.160	R\$ 3.879.306,43	R\$ 6.465.510,72	R\$ 9.698.266,08	R\$ 12.931.021,44	R\$ 17.456.878,94
5 Salto Augusto Baixo	1.461	R\$ 2.623.919,77	R\$ 4.373.199,61	R\$ 6.559.799,42	R\$ 8.746.399,22	R\$ 11.807.638,95
6 Serra Quebrada	1.328	R\$ 2.385.055,07	R\$ 3.975.091,78	R\$ 5.962.637,66	R\$ 7.950.183,55	R\$ 10.732.747,80
7 Escondido	1.248	R\$ 2.241.377,05	R\$ 3.735.628,42	R\$ 5.603.442,62	R\$ 7.471.256,83	R\$ 10.086.196,72
8 Tucumã	633	R\$ 1.136.852,30	R\$ 1.894.753,84	R\$ 2.842.130,75	R\$ 3.789.507,67	R\$ 5.115.835,36
9 Erikbatsa	583	R\$ 1.047.053,54	R\$ 1.745.089,24	R\$ 2.617.633,85	R\$ 3.490.178,47	R\$ 4.711.740,94
10 Sumaúma	408	R\$ 732.757,88	R\$ 1.221.263,14	R\$ 1.831.894,70	R\$ 2.442.526,27	R\$ 3.297.410,47
11 Mortes 2	310	R\$ 556.752,31	R\$ 927.920,52	R\$ 1.391.880,78	R\$ 1.855.841,04	R\$ 2.505.385,40
12 Kabiara	241	R\$ 432.830,02	R\$ 721.383,37	R\$ 1.082.075,06	R\$ 1.442.766,74	R\$ 1.947.735,10
13 Pompéu	209	R\$ 375.358,82	R\$ 625.598,03	R\$ 938.397,04	R\$ 1.251.196,06	R\$ 1.689.114,68
14 Apiaká-Kayabi	206	R\$ 369.970,89	R\$ 616.618,15	R\$ 924.927,23	R\$ 1.233.236,30	R\$ 1.664.869,01
15 Foz do Sacre	164	R\$ 294.539,93	R\$ 490.899,89	R\$ 736.349,83	R\$ 981.799,78	R\$ 1.325.429,70
16 Cebolão	152	R\$ 272.988,23	R\$ 454.980,38	R\$ 682.470,58	R\$ 909.960,77	R\$ 1.228.447,04
17 Foz do Formiga Baixo	150	R\$ 269.396,28	R\$ 448.993,80	R\$ 673.490,70	R\$ 897.987,60	R\$ 1.212.283,26
18 Resplendor	144	R\$ 258.620,43	R\$ 431.034,05	R\$ 646.551,07	R\$ 862.068,10	R\$ 1.163.791,93
19 Salto Utiariti	107	R\$ 192.169,35	R\$ 320.282,24	R\$ 480.423,37	R\$ 640.564,49	R\$ 864.762,06
20 Garças 3	75	R\$ 134.698,14	R\$ 224.496,90	R\$ 336.745,35	R\$ 448.993,80	R\$ 606.141,63
21 Jacaré	63	R\$ 113.146,44	R\$ 188.577,40	R\$ 282.866,09	R\$ 377.154,79	R\$ 509.158,97
22 Pocilga	48	R\$ 86.206,81	R\$ 143.678,02	R\$ 215.517,02	R\$ 287.356,03	R\$ 387.930,64
Total	24.415	R\$ 43.848.734,51	R\$ 73.081.224,18	R\$ 109.621.836,27	R\$ 146.162.448,36	R\$ 197.319.305,29

Tabela 4.14 *Resumo da CFTI – Pontos Extremos.*

Cenário	CFTI -Anual Total		CFTI - Individual (AHE)	
	Piso	Teto	Valor Mínimo	Valor Máximo
<i>Pessimista (FC=40%)</i>	R\$ 35.078.987,61	R\$ 157.855.444,23	R\$ 68.965,45	R\$ 50.948.224,47
<i>Otimista (FC=50%)</i>	R\$ 43.848.734,51	R\$ 197.319.305,29	R\$ 86.206,81	R\$ 63.685.280,59

A Tabela 4.15 visa analisar o impacto da CFTI sobre o custo do investimento (R\$/MW instalado), considerando que o aproveitamento hidrelétrico seja explorado ao longo de 30 anos, sendo renovada a concessão por mais 30 anos (60 anos no total), a uma taxa de atualização investimento de 8% (em conformidade com o PDE 2021) e com uma série de pagamentos anuais como sendo a compensação financeira estimada.

Tabela 4.15 *Efeito da CFTI no investimento e preço da energia.*

Cenário	Custo (Piso - Ano)		Custo (Teto - Ano)	
	R\$/MW instalado	R\$ / MWh	R\$/MW instalado	R\$ / MWh
<i>Pessimista (FC=40%)</i>	R\$ 17.782,38	R\$ 0,81	R\$ 80.020,73	R\$ 3,65
<i>Otimista (FC=50%)</i>	R\$ 22.227,98	R\$ 1,27	R\$ 100.025,91	R\$ 4,57

Analisando apenas os empreendimentos, de forma individual, o acréscimo da CFTI no preço da energia gerada pelas UHEs em estudo e que afetam áreas indígenas, varia entre 1,2% (pessimista) a 7% (otimista), tendo como parâmetro o preço da energia da TAR.

Outra forma de conceber a origem dos recursos para compor a CFTI é a utilização do pagamento pelo uso do bem público definido pelo art. 20 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2003. A UBP é definida pelo MME e consta nos editais de licitação, na modalidade de leilão. A UBP é um custo para o projeto de geração hidrelétrica tendo, portanto, reflexo no correspondente preço da energia ofertada no leilão. O objetivo desta proposta é avaliar a potencial UBP a ser paga pelos empreendimentos identificados e as alíquotas de CFTI estudadas, de forma a não haver impacto tarifário. Entretanto, cabe ressaltar que redirecionar parte da UBP arrecada para a CFTI, implicará em renúncia desta receita pela União em prol das comunidades indígenas afetadas. Atualmente, conforme a Lei nº 10.848/2002, a UBP é utilizada exclusivamente no Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica (Luz para Todos), criado pelo Decreto nº 4.873, de 11 de novembro de 2003.

Para tanto, buscou-se definir um valor de referência para a UBP (valor médio por MW) pago por empreendimentos hidrelétricos licitados nos últimos anos, conforme Tabela 4.16:

Tabela 4.16 *Valores pagos de UBP e Valor de Referência (VR).*

UHE	CI (MW)	UBP (R\$)	UBP(unitário)
TELES PIRES	1.819,8	6.066.314,99	3.333,5
COLIDER FERREIRA	300,0	1.382.602,38	4.608,7
GOMES	252,0	1.019.151,79	4.044,3
GARIBALDI	177,9	645.870,74	3.630,5
BELO MONTE	11.233,1	19.110.025,41	1.701,2
JIRAU SANTO	3.300,0	9.054.123,35	2.743,7
ANTONIO	3.150,0	14.222.525,76	4.515,1
Total	20.232,8	51.500.614,42	VR _{médio} → 3.511,0

Fonte: (STN, 2012) com modificações.

Desta forma, considerando apenas o cenário pessimista, obteve-se os seguintes resultados (Tabela 4.17):

Tabela 4.17 *UBP e CFTI em diversos %.*

Nome	Meta física (MW)	Compensação Financeira para Aproveitamentos Hidrelétricos em TI - Cenário Pessimista						UBP
		0,60%	1,00%	1,50%	2,00%	2,70%		
1 São Luiz do Tapajós	7.880	R\$ 11.321.827,66	R\$ 18.869.712,77	R\$ 28.304.569,15	R\$ 37.739.425,54	R\$ 50.948.224,47	R\$ 27.666.601,20	
2 São Simão Alto	3.509	R\$ 5.041.661,58	R\$ 8.402.769,30	R\$ 12.604.153,95	R\$ 16.805.538,60	R\$ 22.687.477,12	R\$ 12.320.063,91	
3 Chacorão	3.336	R\$ 4.793.098,61	R\$ 7.988.497,69	R\$ 11.982.746,53	R\$ 15.976.995,38	R\$ 21.568.943,76	R\$ 11.712.662,64	
4 Marabá	2.160	R\$ 3.103.445,15	R\$ 5.172.408,58	R\$ 7.758.612,86	R\$ 10.344.817,15	R\$ 13.965.503,16	R\$ 7.583.738,40	
5 Salto Augusto Baixo	1.461	R\$ 2.099.135,81	R\$ 3.498.559,69	R\$ 5.247.839,53	R\$ 6.997.119,38	R\$ 9.446.111,16	R\$ 5.129.556,39	
6 Serra Quebrada	1.328	R\$ 1.908.044,05	R\$ 3.180.073,42	R\$ 4.770.110,13	R\$ 6.360.146,84	R\$ 8.586.198,24	R\$ 4.662.594,72	
7 Escondido	1.248	R\$ 1.793.101,64	R\$ 2.988.502,73	R\$ 4.482.754,10	R\$ 5.977.005,47	R\$ 8.068.957,38	R\$ 4.381.715,52	
8 Tucumã	633	R\$ 909.481,84	R\$ 1.515.803,07	R\$ 2.273.704,60	R\$ 3.031.606,14	R\$ 4.092.668,29	R\$ 2.222.456,67	
9 Erikbatsa	583	R\$ 837.642,83	R\$ 1.396.071,39	R\$ 2.094.107,08	R\$ 2.792.142,78	R\$ 3.769.392,75	R\$ 2.046.907,17	
10 Sumaúma	408	R\$ 586.206,31	R\$ 977.010,51	R\$ 1.465.515,76	R\$ 1.954.021,02	R\$ 2.637.928,37	R\$ 1.432.483,92	
11 Mortes 2	310	R\$ 445.401,85	R\$ 742.336,42	R\$ 1.113.504,62	R\$ 1.484.672,83	R\$ 2.004.308,32	R\$ 1.088.406,90	
12 Kabiara	241	R\$ 346.264,02	R\$ 577.106,70	R\$ 865.660,05	R\$ 1.154.213,40	R\$ 1.558.188,08	R\$ 846.148,59	
13 Pompéu	209	R\$ 300.287,05	R\$ 500.478,42	R\$ 750.717,63	R\$ 1.000.956,84	R\$ 1.351.291,74	R\$ 733.796,91	
14 Apiaká-Kayabi	206	R\$ 295.976,71	R\$ 493.294,52	R\$ 739.941,78	R\$ 986.589,04	R\$ 1.331.895,21	R\$ 723.263,94	
15 Foz do Sacre	164	R\$ 235.631,95	R\$ 392.719,91	R\$ 589.079,87	R\$ 785.439,82	R\$ 1.060.343,76	R\$ 575.802,36	
16 Cebolão	152	R\$ 218.390,58	R\$ 363.984,31	R\$ 545.976,46	R\$ 727.968,61	R\$ 982.757,63	R\$ 533.670,48	
17 Foz do Formiga Baixo	150	R\$ 215.517,02	R\$ 359.195,04	R\$ 538.792,56	R\$ 718.390,08	R\$ 969.826,61	R\$ 526.648,50	
18 Resplendor	144	R\$ 206.896,34	R\$ 344.827,24	R\$ 517.240,86	R\$ 689.654,48	R\$ 931.033,54	R\$ 505.582,56	
19 Salto Utiariti	107	R\$ 153.735,48	R\$ 256.225,80	R\$ 384.338,69	R\$ 512.451,59	R\$ 691.809,65	R\$ 375.675,93	
20 Garças 3	75	R\$ 107.758,51	R\$ 179.597,52	R\$ 269.396,28	R\$ 359.195,04	R\$ 484.913,30	R\$ 263.324,25	
21 Jacaré	63	R\$ 90.517,15	R\$ 150.861,92	R\$ 226.292,88	R\$ 301.723,83	R\$ 407.327,18	R\$ 221.192,37	
22 Pocilga	48	R\$ 68.965,45	R\$ 114.942,41	R\$ 172.413,62	R\$ 229.884,83	R\$ 310.344,51	R\$ 168.527,52	
Total	24.415	R\$ 35.078.987,61	R\$ 58.464.979,34	R\$ 87.697.469,02	R\$ 116.929.958,69	R\$ 157.855.444,23	R\$ 85.720.820,85	

Conclui-se que a UBP poderá suprir as demandas de uma CFTI estimada até 1,46%, já que ambas são corrigidas pelo mesmo índice, ficando garantida a sustentabilidade desta receita ao longo da vida útil do empreendimento e sem impacto tarifário.

Definida a origem do recurso, o universo de aplicação da CFTI, a sua forma de cálculo e a estimativa da receita gerada por ano, o próximo passo é a discussão de um modelo de gestão e aplicação desses recursos financeiros.

Uma possível gestão da FUNAI dos recursos totais, no formato de um fundo, pode gerar expectativas inadequadas das populações indígenas impactadas quanto a distribuição dos valores arrecadados. Ainda, o dinheiro disponível no fundo está susceptível à cortes da Secretaria do Tesouro Nacional (STN). A consequência é imediata, pois gera pressão

inadequada na única estância que ainda lhes cabe junto ao empreendedor: o licenciamento ambiental. Como não existem limites financeiros para as ações de mitigação e compensação dos impactos, identificados nas peças e estudos etnoecológicos que compõem o licenciamento ambiental, o risco do empreendimento ser onerado com ações que não lhe caberia é alto.

No capítulo anterior, detalhou-se o modelo de gestão feito pela Eletrobras Eletronorte com a etnia Waimiri Atroari, considerado como referência pela FUNAI. Entretanto, foi realizada uma pesquisa junto aos empreendedores do Complexo Hidrelétrico de Teles Pires, UHE Estreito, UHE Serra da Mesa (as duas primeiras usinas não alagam TIs e a última alaga uma TI).

As empresas não são favoráveis à presença do empreendedor num modelo de gestão dos recursos financeiros, sob o argumento que o principal negócio das SPEs é energia elétrica. Apenas o empreendedor, a Eletrobras Eletronorte, responsável pela UHE Balbina, sinalizou o interesse e importância da gestão compartilhada. Por outro lado, a própria FUNAI manifesta não ter interesse em gerenciar o recurso na sua integralidade, afirmando que a dinâmica para aplicação dos recursos não é compatível com a legislação a ser seguida o seu uso (licitações, convênios, etc.).

A proposta apresentada a seguir, (Figura 4.9) atende o posicionamento das concessionárias mencionadas, pois buscou não considerar a participação das SPEs na gestão dos recursos, reduzindo o papel do gerador apenas ao de mantenedor dos programas e, ao mesmo, confere a FUNAI um papel mais ágil para atendimento às demandas da população indígena. A agência implementadora recebe os recursos e executa as decisões do conselho gestor, bipartite – FUNAI e TIs afetadas. A referida agência contorna os aspectos negativos apontados pela TCU sobre a forma de gestão e administração dos recursos pela FUNAI. Por fim, cada TI terá sua associação que encaminhará as demandas de consenso para a avaliação do conselho.

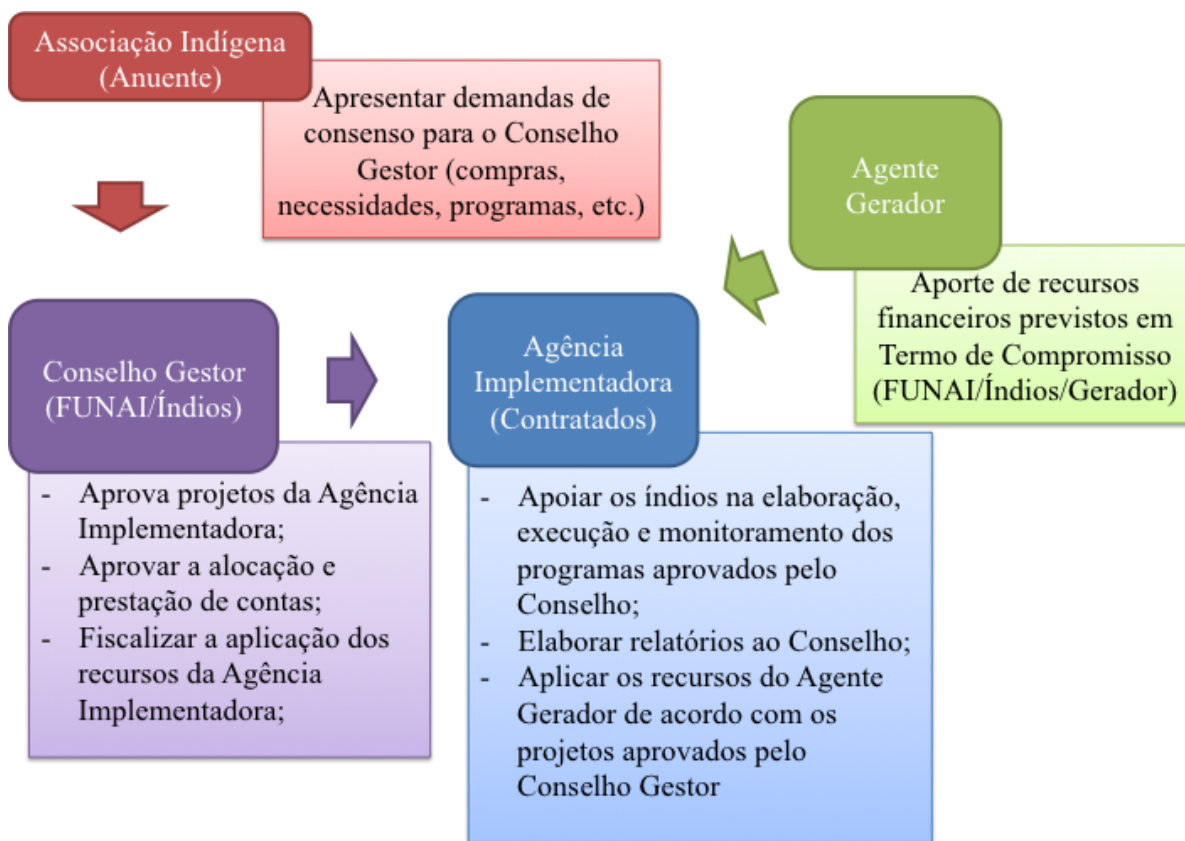


Figura 4.9 *Proposta de modelo de gestão.*

Entretanto, a proposta apresentada é flexível o suficiente para incorporar a presença dos geradores seja no conselho gestor ou na agência implementadora proposta.

4.6.5 Usinas Plataforma: uma proposta de governo para viabilizar aproveitamentos hidrelétricos na região amazônica

O objetivo desta seção é, com base nos protocolos levantados como estado da arte na literatura internacional sobre a implantação de usinas hidrelétricas de baixo impacto e sustentáveis, agregar novos elementos e propor diretrizes gerais que possam auxiliar os tomadores de decisão no delineamento e construção da política pública referente às usinas plataformas.

Para tanto, foram resgatados todos os estágios do ciclo de vida de um projeto hidrelétrico desde a etapa de planejamento até a operação, a saber:

- a. planejamento, cotejando as etapas de estudos de inventários e estudo de viabilidade técnica-econômica e ambiental;
- b. implantação;
- c. operação; e por fim,
- d. término da vida útil.

É proposto adaptar-se a metodologia de desenvolvimento de produtos *stage-gate* (estágio - pontos de decisão) com o objetivo de aumentar a eficiência do processo e alterar a forma com que os novos aproveitamentos de potenciais hidrelétricos são identificados, avaliados, selecionados e priorizados. Destacam-se os seguintes benefícios da aplicação desta metodologia:

- permite gerenciar riscos, pois uma estrutura de múltiplos estágios e pontos de decisão são apropriados para o gerenciamento do projeto ou conjunto de projetos, muito comum no setor elétrico;
- os pontos de decisão são fundamentais no processo, pois fornecem um mecanismo de controle de qualidade, critérios para “continuar” ou “abortar” a etapa seguinte;
- possibilidade de execução paralela, o que equilibra a necessidade entre um processo completo de qualidade e o desejo de um processo veloz compatível com as necessidades da expansão dos sistemas elétricos;
- o processo é orientado para que o potencial de aproveitamento hidrelétrico se constitua em um vetor de conservação ambiental permanente, ao contrário do desenvolvimento econômico regional que poderá pressionar áreas de relevante sensibilidade ambiental; e
- diferenciar cada projeto de potencial hidrelétrico de forma a agregar valor socioambiental na região de inserção do empreendimento, de modo que a população o perceba de forma positiva e diferenciada.

A entrada de cada estágio é um ponto de decisão que é composto por entregas, critérios e saídas de modo a controlar o processo (Figura 4.10). A tomada de decisão possui as seguintes saídas: continua, aborta, suspende e recicla (revisão).

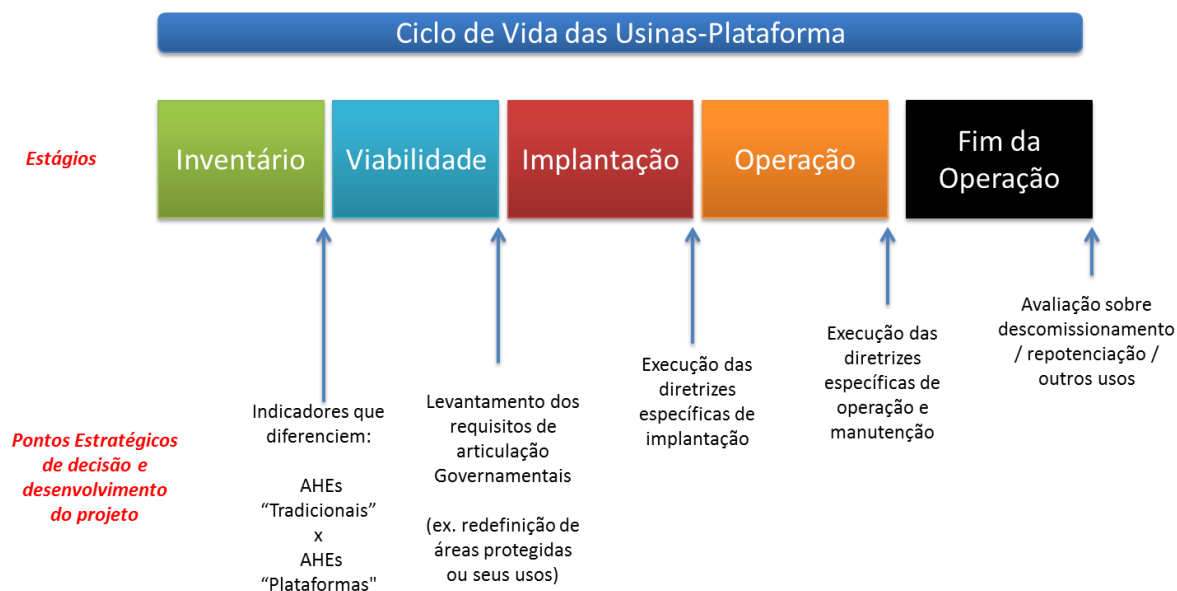


Figura 4.10 *Transposição dos conceitos à realidade: Eixo Ciclo de Vida.*

Os estágios de inventário e viabilidade podem ser aglutinados numa âmbito maior denominado Planejamento. O inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas é um importante instrumento para consecução e implementação da política energética do País, alimentando com novos projetos, nos horizontes de médio e longo prazos, os aproveitamentos de potenciais hidrelétricos (AHEs) que seguem a orientação dada pelo Plano Nacional de Energia (PNE) 2030. O estudo de inventário agrega a Avaliação Ambiental Integrada (AAI), buscando internalizar o conceito de desenvolvimento sustentável bem como os usos múltiplos da água em consonância com o Plano Nacional de Recursos Hídricos (PNRH). A definição de usina plataforma agrega uma nova visão aos estudos de inventário principalmente, por identificar quais aproveitamentos atendem a definição de usina plataforma e quais não.

Por outro lado o estudo de viabilidade técnico-econômica e ambiental (EVTA) aprofunda a concepção global de um dado aproveitamento oriundo da divisão de quedas selecionada no

estágio de inventário, visando sua otimização técnico- econômica e ambiental para a obtenção de uma seleção de eixo de barramento, pré-dimensionamentos, cronogramas, custos associados e benefícios da sua implantação. Este estágio consiste nas etapas de: levantamentos; estudos básicos; estudos de alternativas do aproveitamento (estudos de eixos e arranjos, pré-dimensionamentos, estudos construtivos e pré-dimensionamento dos equipamentos eletromecânicos) e estudo finais (estimativas de custos, cronogramas, índice de mérito, análises e estimativas dos aspectos construtivos da UHE). Novamente, a transposição da definição de uma usina plataforma neste estágio altera a forma de desenvolvimento de todas as etapas mencionadas anteriormente cabendo, também, indicar a necessidade de articulação governamental quanto a redefinição de áreas protegidas ou a serem protegidas e da associação ou não da usina à políticas transversais (planos regionais) de desenvolvimento ou conservacionistas.

O estágio de implantação é a etapa técnica subsequente a conclusão do estágio de planejamento e está dividida em três etapas, a saber: projeto básico, projeto executivo; e construção. Naturalmente, devido as características da usina plataforma estas etapas sofrem profundas alterações em relação a forma tradicional do desenvolvimento de projetos hidrelétricos além de ser uma das etapas cujos impactos ambientais estão concentrados comparativamente aos estágios anteriores, devendo seguir um conjunto de diretrizes específicas para sua implantação. Como, por exemplo, a não construção das vilas dos operários no município e utilizar a área degradada pelo empreendimento como acomodação dos empregados até o enchimento do reservatório.

O estágio de Operação contempla tanto a própria operação das instalações da usina hidrelétrica quanto a sua manutenção. Este estágio merece destaque, pois é quando o conceito de plataforma torna-se mais evidente e efetivo buscando uma redução no contingente de técnicos e um alto grau de automação nas instalações da usina.

O último estágio busca identificar um conjunto de medidas ou ações, dentro do conceito de usina plataforma de descomissionamento ou outros usos às instalações ou, ainda, a sua repotenciação visando aumentar a sua vida útil, de forma muito similar a proposta da IHA

(2010). É um estágio necessário quando se traz a tona o enfoque conservacionista associado à usina plataforma.

Ao mesmo tempo, cada estágio possui eixos temáticos comuns na sua composição, conforme apresentado Figura 4.11.



Figura 4.11 *Composição de cada estágio em eixos temáticos.*

Cada tópico que integra o eixo temático não está unicamente localizado num único eixo, ele pode ser um elemento comum à mais de um eixo temático como, por exemplo, um problema na qualidade da água é um problema que está alocado tanto no eixo ambiental quanto no social. Ou o controle de mortalidade de peixes associado com os períodos das atividades de manutenção da usina hidrelétrica (Lopes, 2012) é uma questão ambiental, mas também de ordem técnica.

Ainda, a metodologia proposta é ampla o suficiente para ser aplicável para qualquer tipo de usina, independente do seu porte. Em função do critério de capacidade instalada de geração não ser um indicador adequado quanto ao nível de impacto ambiental associado com o aproveitamento do potencial hidrelétrico, pois cada barramento e rio têm características diferentes o que dificulta uma abordagem mais rígida e quantitativa.

Outro aspecto a ser tratado é a transferência das obrigações de governo, para os empreendedores que irão explorar a concessão da usina hidrelétrica no âmbito do licenciamento ambiental. Por exemplo, a LI da UHE Belo Monte determina que o empreendedor realize todas as obras de saneamento e esgoto do município de Altamira (PA). Outro exemplo são os municípios limítrofes ao complexo hidrelétrico de Garabi que demandam que o empreendedor realize o mesmo conjunto de obras. Torna-se imperativo que, paralelamente ao desenvolvimento do projeto da usina plataforma, sejam identificados os pontos de ação do governo em planos regionais, separando o que é de fato, responsabilidade do governo das responsabilidades pontuais do empreendedor na mitigação ou compensação dos impactos da Usina, exclusivamente.

Tal ação é possível, desde que haja um alinhamento entre as ações dos planos plurianuais (PPAs) da união, estados e municípios envolvidos, o que demanda um grande esforço dos representantes de cada esfera permitindo antecipar ações nas áreas da saúde, educação, saneamento, transporte e demais equipamentos públicos. A principal consequência, além da melhora na qualidade de vida da população é a redução da tensão sobre o licenciamento ambiental do AHE quanto os impactos socioeconômicos do empreendimento nos municípios, isto é, a transferência das obrigações do estado para o empreendedor privado.

A UHE Belo Monte tem o plano de desenvolvimento regional sustentável (PDRS) do Xingu, instituído por meio do Decreto Presidencial nº 7.340 de 21 de outubro de 2010, com a finalidade de promover políticas públicas que resultem na melhoria da qualidade de vida da população que habita a área de abrangência. O objetivo é estimular e apoiar processos e oportunidades de desenvolvimento regional, em múltiplas escalas, isto é, o seu enfoque é necessariamente desenvolvimentista associado com atividades econômicas potencializadas pelo plano.

Em contraste com a implantação de projetos hidrelétricos tradicionais onde o foco da inserção regional está voltado para o desenvolvimento regional sustentável (ex. UHE Belo Monte), as usinas plataformas devem ser a referência na conservação ambiental contínua nas áreas onde elas serão implantadas. A continuidade da conservação do meio ambiente na área do entorno do reservatório será uma atividade de caráter permanente, viabilizando

a sua proteção, evitando a ação humana predatória e aumentando a eficácia da manutenção dos espaços de conservação no entorno do reservatório. Hoje as áreas de preservação permanente dos reservatórios das usinas são pressionadas continuamente para atividades de lazer, pesca e residenciais.

Por outro lado, a necessidade da conservação dos espaços no entorno do reservatório das instalações da usina plataforma e seu papel como vetor de conservação ambiental permanente culminaram na proposta de criação de um Plano Nacional de Conservação Sustentável Regional (PNCR) fundamentando no inciso VI do art. 170 e no parágrafo 4o do art. 225 da CF já que impactos ambientais podem ser reduzidos, mas não eliminados.

Dentro deste novo contexto proposto do PNCR, nascem os planos específicos que, quando associados com as usinas plataforma, trabalham os eixos temáticos apresentados anteriormente (Figura 4.11) ao longo do ciclo de vida dos projetos hidrelétricos formando uma base para a conservação do entorno do empreendimento buscando ações de sustentabilidade em todos os estágios da usina plataforma.

Deste modo, cria-se dois universos de usinas hidrelétricas, as que são um vetor de desenvolvimento sustentável na região e às que possuem um viés de um vetor conservacionista regional. Se, para o primeiro grupo, o SEB faz às vezes do Estado para a implantação dos aparelhos públicos que a população local necessita com ações que visam impulsionar as atividades econômicas locais e regionais, por vez, para o segundo grupo, fará o papel de Estado em ações de conservação e contenção das pressões urbanas e industriais sob as áreas de relevante função ambiental. Faz-se necessário destacar que o vetor conservacionista, não significa excluir a população das necessidades básicas e fundamentais garantidas pela Constituição.

Sendo assim, há a expectativa, dentro desta proposta de que projetos de usina plataforma excedam o atual nível de proteção ambiental fixado pelos dispositivos legais, criando um nível diferenciado para implantação de usinas hidrelétricas e agregando valor ambiental aos atuais benefícios do seu uso na matriz elétrica nacional, comparativamente com outras formas de geração de energia elétrica.

4.6.6 A cobrança de cessão de espaços físicos em águas públicas e a fixação de parâmetros para cálculo do preço público a título de retribuição à união

O universo de aplicação da Portaria SPU nº 404 de 28 de dezembro de 2012 são os espaços físicos em águas públicas, idealizado pela SPU-MPOG como áreas de lagos, rios, correntes d'água e mar territorial até o limite de 12 milhas marítimas a partir da costa. Ainda, observando os elementos destacados pelo Capítulo 3, principalmente quanto as definições dos itens XX e XXVI do art. 2º, conclui-se que a Portaria não abrange diretamente empreendimentos hidrelétricos tão pouco usinas eólicas no mar (*offshore*), região de pré-mar ou em áreas de lagos.

O instrumento normativo não identificou estruturas náuticas e empreendimentos náuticos com os utilizados pelo setor elétrico brasileiro. Contudo, foi publicado o ato administrativo da Ministra de Estado de Planejamento, Orçamento e Gestão, determinando a cobrança pelo uso de espaços físicos em águas públicas para a usina hidrelétrica de Simplício (RJ/MG), sob concessão e responsabilidade da Eletrobras Furnas S.A., a Portaria nº 34, de 14 de fevereiro de 2012. Adicionalmente, os empreendedores das UHEs Jirau e Santo Antônio já receberam pedido do MPOG de informações para que seja realizada a cobrança.

O valor cobrando é atualizado pelo IPCA, cuja média dos últimos 10 anos é de 6,28%, num horizonte de pagamento de 30 anos, período de concessão da UHE, com os pagamentos realizados sempre no primeiro período, no valor de R\$ 121.946,48. O valor presente desta série de pagamento é de R\$ 1.629.457,29. Ressalta-se que a área do reservatório da UHE Simplício é de 15,36 km² para uma capacidade instalada de 333,7 MW (Furnas, 2012) e que os valores cobrados são revisados a cada 5 anos.

Esse recurso, segundo o MPOG será utilizado com as populações ribeirinhas que vierem a ser regularizadas em áreas da união e que sejam impactadas pelo empreendimento. Um contrassenso já que as populações tradicionais são objetos de programas de compensação e mitigação dos impactos ambientais no licenciamento ambiental.

A forma de cálculo, buscando elementos da NBR 14.653-4, tem como componente tanto uma estimativa do valor da área quanto do montante do investimento realizado. Ressalta-se que a NBR específica do assunto, apresenta essas duas metodologias como fórmula de cálculo distintas e excludentes, notadamente aglutinadas pela forma de cálculo fixada pelo MPOG, isto é, a metodologia não possui respaldo na norma brasileira quanto a valoração da área a ser ocupada com o espelho d'água.

Juridicamente a portaria é questionável, pois criou uma taxa sobre investimentos ainda não realizados, cujos valores são estimados em função da etapa que o empreendimento se encontra. Ademais, as usinas hidrelétricas pagam o UBP à união, compensação financeira pelo uso do recurso hídrico (águas públicas) e, juntamente com outras fontes de geração de energia, pagam compensações e indenizações aos privados devidas às declarações de utilidade pública para constituição de servidão, uso administrativo ou desapropriação. Ora, estabelecer uma nova obrigação pecuniária sobre um objeto que já pagou outras obrigações na forma da lei para sua realização, traz um novo questionamento de ordem jurídica, a cobrança em duplicidade de uma obrigação aos detentores de concessão de usinas hidrelétricas ou outros permissionários, autorizados e concessionários do serviço público de energia elétrica.

Conclui-se que a aplicação da Portaria SPU nº 404 de 28 de dezembro de 2012 às usinas hidrelétricas e usinas eolioelétricas pela área de seu espelho d'água, calhas, etc. excede o escopo e âmbito de aplicação da própria portaria, havendo extrapolação de competências.

Independente dos questionamentos, a nova obrigação – enquanto vigente ou em aplicação ao setor elétrico – implicará a precificação destes custos e repasses aos consumidores.

4.6.7 O conflito entre as outorgas de energia elétrica com as de mineração

Foi identificado que não existe ato normativo que regulamente as ações de governo na existência de conflitos entre outorgas minerárias e de energia elétrica. Após um estudo sobre a legislação em vigor, não foi identificado qualquer comando legal que permita

afirmar, de antemão, a prevalência de qualquer uma das duas atividades (mineração ou energia elétrica). Isto é, os conflitos são tratados administrativamente caso-a-caso.

Apesar do código de mineração possuir o instituto do bloqueio mineral e da permissão a título precário para posterior suspensão ou revogação, estas ações pressupõem:

- a incompatibilidade da coexistência de ambas as atividades. Por exemplo, realização de lavra com uso de explosivos em local próximo à barragem de uma usina hidrelétrica; e
- a superação da utilidade pública do aproveitamento mineral na área, pelo interesse público envolvido no projeto energético.

Por outro lado, tem-se a situação em que as duas atividades podem ser mantidas e coexistirem na sua plenitude ou com restrições à sua exploração. Um exemplo, é a manutenção da atividade minerária na etapa dos estudos de inventário e sua continuidade até a etapa construtiva da usina, cessando apenas, no momento do enchimento do reservatório. Outra possibilidade de coexistência é a dragagem de areia em um trecho do reservatório afastado da barragem ou, ainda, em trecho do rio a jusante da represa.

Uma primeira conclusão é que, em face do Departamento de Mineração e Produção Mineral (DNPM) e a ANEEL serem vinculadas ao Ministério de Minas e Energia, este, num caso extremo, pode exercer a arbitragem sobre qual a atividade que deverá ser abandonada na situação de incompatibilidade, submetendo para decisão do Ministro de Estado de Minas e Energia, mediante posicionamento técnico das secretarias finalísticas, pois este é o ente responsável pela execução das políticas energéticas e minerárias do País.

Também é identificado que os empreendimentos de energia elétrica impactados por permissão de lavra, seja no médio ou longo prazo, não possuem instrumentos que protejam o empreendedor da usina, restando apenas a esfera judicial para resolução do conflito.

Em face dos empreendimentos do setor elétrico serem de longa maturação (entre 4 a 7 anos) desde a etapa de planejamento até a sua licitação, outorga, construção e implantação

até a operação, alguns títulos minerários são obtidos e explorados rapidamente— como por exemplo – areia, cascalho etc., e que são obtidos num prazo médio de três a quatro meses, originando conflitos. Caso o setor minerário não realize o investimento da sua lavra haverá indenização pelo setor elétrico dos estudos realizados até o momento e do potencial minerário da área, o que implica no repasse direto, aos preços da energia, para o consumidor final.

Outro importante aspecto já apontado por esta tese é que os aproveitamentos hidrelétricos a serem explorados no médio e longo prazo estão na região Norte do País, onde a infraestrutura, em geral, é precária em função da insuficiência de recursos na região e de fornecedores locais. Muitas das permissões de lavras são vendidas aos próprios empreendedores pelos permissionários da lavra em condições desfavoráveis ao setor elétrico já que são itens necessários à obra da usina. Nessa região, o potencial de lavra de ouro, legal e ilegal, não é desprezível e ocorre na área de influência dos empreendimentos de Belo Monte e São Luiz do Tapajós.

Em função dos prejuízos identificados propõe-se uma metodologia que utiliza os conceitos de bloqueio temporário dos estudos, pesquisas e lavras minerárias e o bloqueio definitivo destas atividades vinculadas com as etapas de planejamento da expansão para as novas usinas.

Primeiramente, buscou-se identificar as figuras de mérito no planejamento da expansão da geração de energia elétrica, com o respectivo nível de detalhamento inerente a cada etapa até a licitação. A Figura 4.12 busca, de forma sintética, elucidar o ciclo de vida dos projetos de aproveitamentos hidrelétricos desde os estudos de inventário até a operação comercial do empreendimento.

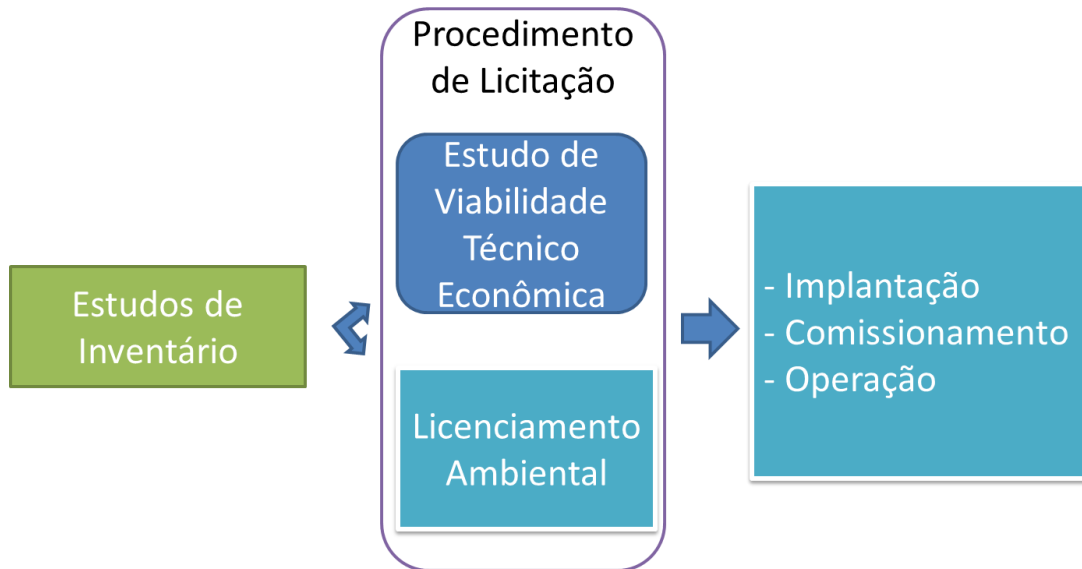


Figura 4.12 *Ciclo de Vida – Expansão Hidrelétrica.*

Os estudos de inventário de bacias ou de trechos de um rio é realizado por empresas privadas, estatais ou, ainda, pela EPE e são submetidas para a aprovação da ANEEL. A ANEEL ao aprovar o inventário, estabelece o aproveitamento ótimo da bacia ou do trecho de rio. Em seguida, os agentes iniciam os estudos de viabilidade técnica e econômica das usinas definidas no estudo de inventário. Usualmente os EVTEs são aprovados definitivamente, após a emissão da licença prévia ambiental, pois o licenciamento ambiental pode provocar alterações no EVTE em questão.

Com o EVTE aprovado e a LP o empreendimento, ele está habilitado a ir a leilão ou assinar contratos no ambiente de contratação livre, realizar financiamentos, etc. e iniciar a etapa de implantação, construção, comissionamento e operação comercial.

O que se propõe é o estabelecimento de um polígono ou raio (X) no entorno dos eixos dos aproveitamentos de potenciais hidrelétricos definidos nos estudos de inventário aprovados pela ANEEL. Este polígono, mais abrangente, pois o detalhamento (EVTE e LP) não foram iniciados, define o primeiro bloqueio temporário no DNPM, a ser comunicado pela ANEEL quando da aprovação do inventário.

Já na etapa de licitação, quando a usina for objeto de venda no ambiente de contratação regulado, ou de contratação no ambiente livre, com os estudos de detalhamento aprovados (EVTE e LP) tem-se elementos suficientes para alterar o polígono ou raio (Y) para uma redefinição da área bloqueada temporariamente de (X) para (Y).

Na etapa de enchimento do reservatório para os testes de comissionamento e operação comercial, tem-se os elementos suficientes para realização do bloqueio definitivo da área num polígono ou raio (Z).

Esta abordagem sai do conjunto de informações mais gerais do empreendimento até o momento em que se possui uma séria de informações técnicas mais detalhadas com modelos de previsão das áreas atingidas pelo enchimento do reservatório. A proposta é ilustrada pela Figura 4.13.

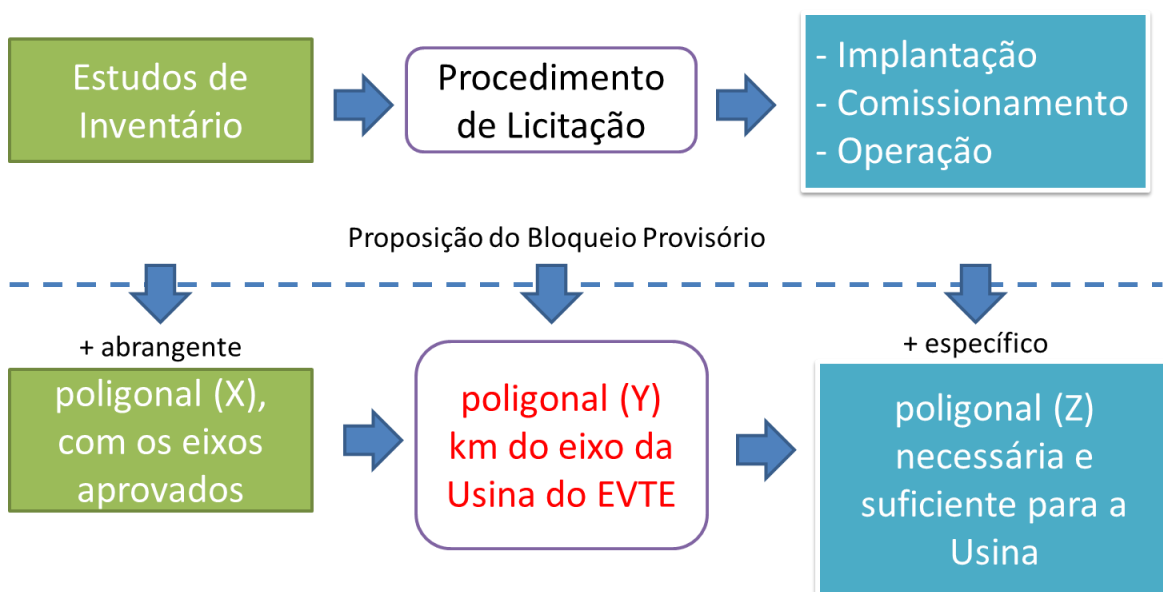


Figura 4.13 Figuras de Mérito para o Bloqueio Temporário até o Definitivo de AHEs.

A metodologia atende plenamente o estudo e identificação de processos minerários no maior polígono (X) limitando apenas o ato de outorga, protegendo o setor elétrico do movimento especulativo já no nascedouro do empreendimento. Contudo, carece de detalhamento para a análise de compatibilidade entre as atividades minerária e hidrelétrica

ou para a situações que já existe processo minerário dentro do polígono (X) e que dependerá do resultado das demais etapas. A Figura 4.14 apresenta uma proposta para tratamento de conflitos, no âmbito administrativo, sem considerar a hipótese de contigioso judicial. A proposta consiste em três estágios que partem dos mais flexível até o determinativo e discricionário.

Em função dos bloqueios provisórios para os empreendimentos de geração de energia elétrica o empreendedor de mineração ou do setor elétrico que surgir *a posteriori* do primeiro deverá buscar um entendimento amigável para avaliar a coexistência das atividades. Parte-se do princípio que os agentes interessados possuem maior flexibilidade para tomada de decisão e uma quantidade maior de informações sobre seus projetos do que os entes públicos.

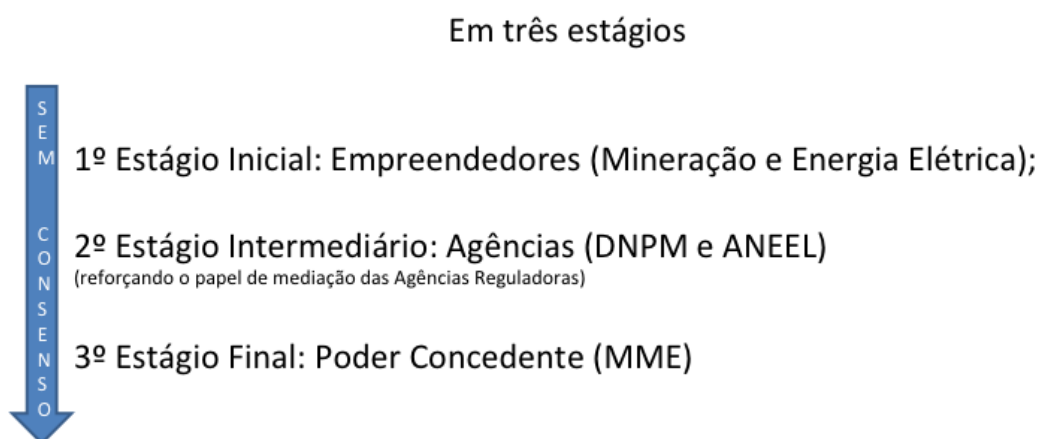


Figura 4.14 *Proposta para Tratamento de Conflitos, nível administrativo.*

O segundo estágio é denominado de mediação, pois os agentes já tentaram um entendimento amigável, mas não obtiveram comum acordo. Caberá aos empreendedores subsidiarem às respectivas agências reguladoras (ANEEL e DNPM) com estudos que demonstrem a possibilidade de coexistência das atividades ou não.

O terceiro e último estágio, ocorre na impossibilidade de acordo mediado pela ANEEL e DNPM, submetendo para decisão do Ministro de Estado de Minas e Energia os processos instruídos com todo o material técnico produzido para decisão sobre em quais condições os

empreendimentos poderão coexistir ou, no caso extremo, qual a relevância da atividade pleiteada naquela área (ex. mineração de metais raros ou preciosos ou AHEs estruturantes).

4.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A seguir são sistematizados (Tabela 4.18) os principais resultados e análises apresentados neste capítulo, a partir dos elementos apresentados no capítulo anterior, destacando-se o problema público identificado e as respectivas soluções propostas.

Tabela 4.18 Principais resultados e soluções propostas.

<i>Item</i>	<i>Tema</i>	<i>Problema Identificado</i>	<i>Solução Proposta</i>
4.2 - 4.2.2 (Programas)	PROINFA 1º/2º Etapas	- primeira etapa não concluída e paralisada;	- alteração da legislação vigente visando excluir a menção explícita das fontes em lei, delegar ao Poder Executivo a definição das fontes a serem incentivadas por Portaria Ministerial específica;
		- fontes selecionadas para incentivo são - nos dias hoje - competitivas no mercado; - CME decrescente indica que parques de geração mais caros foram contratados no passado e que geração mais barata está sendo contratada atualmente;	- prosseguimento da segunda etapa com base em outro conjunto de fontes a ser definido pelo MME subsidiado pelo inventário de fontes renováveis que a EPE é obrigada a produzir; - formas de avaliações das fontes renováveis a serem incluídas na 2º Fase do PROINFA com a indicação dos respectivos parâmetros econômicos de comparação;
4.2.3 (Políticas)	Propostas Existentes	- as iniciativas são direcionadas por fonte e buscam desoneração por meio da atuação na questão tributária;	- construção de uma agenda comum entre poderes (executivo e legislativo) de forma a realimentar e fomentar uma agenda política na área energética;
		- quando não se trata de desoneração, propões-se políticas distributivas (novas componentes tarifárias); - os aproveitamentos energéticos maré motriz, tidal, células combustível e geotérmica não possuem qualquer iniciativa;	- a desoneração não acompanha uma política transversal que agregue valor à economia no médio e longo prazo (recuperação da renúncia fiscal); - as políticas propostas devem ser flexíveis e menos detalhistas de forma a dar maior flexibilidade ao Poder Executivo (MME/ANEEL) direcionarem o desenvolvimento das fontes;
		- a fonte biogás e biomassa são os energéticos que possuem a menor quantidade de ações por parte do legislador;	- as políticas devem ser aprimoradas e não descontinuadas para o surgimento de uma nova, caso o problema público permaneça (caso PROINVA Fase 1 /2);
		- as hidrelétricas, PCHs, as fontes solar e eólica, além dos biocombustíveis dominam a temática central do legislador;	- a falta de direcionamento para a fonte fotovoltaica indica que sua inserção ocorrerá de forma semelhante à fonte eólica: via queda de preço no valor energia e comercialização de produtos nos leilões de compra;
		- os instrumentos propostos não aprimoram os mecanismos existentes, mas os descontinuam;	- retomar a discussão do PBREI e, principalmente, das suas fontes de financiamento;
		- não existe uma política nacional direcionada para desenvolver a fonte solar e o legislador busca ampliar o incentivo das fontes que já são competitivas no ACR;	- remoção das políticas de incentivo às PCHs, eólicas e biomassa, já competitivas no ACR e realocação para o desenvolvimento e maturação de novas fontes e tecnologias;
		- smart grid não está na agenda do governo federal, o que pode representar um sobrecusto futuro na substituição dos novos medidores que já estão em fase de troca;	

Tabela 4.18 Principais resultados e soluções propostas. (Continuação)

4.3 (Leilões para Compra de Energia SI)	Fontes Renováveis	<p>- apesar do incentivo na compra de fontes renováveis ao invés dos combustíveis fósseis nos sistemas isolados, as fontes renováveis são intermitentes o que demandam uma solução de armazenamento e as demandas são inferiores a capacidade instalada necessária para viabilizar o investimento quando a fonte demanda a instalação da seu potencial ótimo;</p> <p>- impacto do repasse do ICMS, já que não há mecanismo de compensação, o que eleva o custo operacional da geração térmica;</p> <p>- construção de usinas hidrelétricas de médio e grande porte sem possibilidade de integração com os mercados dos sistemas isolados em face da baixa economicidade para a expansão;</p>	<p>- soluções de geração híbridas devem ser melhores avaliadas pelo poder público;</p> <p>- desenvolvimento dos conceitos de sistemas isolados regionais e locais podem viabilizar potenciais de fonte renovável nos leilões;</p> <p>- avaliar os aspectos tributários que norteiam a geração térmica nos sistemas isolados;</p> <p>- possibilitar a licitação de instalações de âmbito da transmissão ou distribuição juntamente com os AHEs com posterior transferências aos concessionários;</p>
4.4 (Leilões para Compra de Energia SIN)	Fontes Renováveis	<p>- o parque gerador que comercializa energia nos leilões não aponta uma solução na direção das alternativas de menor preço total (geração + transmissão);</p> <p>- distorção locacional acima desotimiza a alocação dos geradores mais baratos;</p> <p>- as fontes renováveis possuem uma série de assimetrias entre si, sob a ótica da comercialização de energia, o que implica no preço final da energia (alocação do risco);</p> <p>- os leilões de energia não obedecem a antecedência indicada pelo ano, reduzindo o prazo que o empreendedor tem para entrada em operação comercial;</p> <p>- os novos empreendimentos de transmissão associados com os Leilões de Reserva e A-3 não conseguem acompanhar o cronograma de entrada de operação comercial dos parques geradores;</p> <p>- o mecanismo de compra direta pelas distribuidoras de até 10% de sua carga com GD não é utilizado;</p> <p>- os potenciais renováveis que estão atualmente em pleno uso no Brasil são distribuídos regionalmente e estão afastados dos centros de carga e demandam a construção de sistemas de transmissão extensos e de grande porte, não preenchendo o conceito de geração distribuída na atual legislação;</p>	<p>- sinalizar, sob o preço da energia, os custos nas redes de transmissão e/ou distribuição (reforços/ampliações);</p> <p>- eliminar as barreiras e potencializar os benefícios na comercialização para que as fontes possam competir no mesmo patamar;</p> <p>- MME estabelecer cronogramas anuais de leilões de compra de energia e iniciar o processo de cadastramento (mapeamento dos potenciais) e habilitação de forma antecipada;</p> <p>- realizar um planejamento dos sistemas de transmissão com base nos potenciais cadastrados e indicar a expansão escalonada com maior exposição ao risco de não haver geradores no curto prazo;</p> <p>- leilões regionais para compra de energia ou a licitação de sistemas de transmissão que permitam o escoamento de fontes associadas no Leilão A-5, disponibilizando capacidade de transmissão remanescente para os leilões posteriores;</p> <p>- diferenciar o aporte de garantias por fonte, em função do risco intrínseco a cada uma;</p> <p>- dimensionar as ICGs para novos parques geradores voltados a comercialização no</p> <p>- avaliar as barreiras na modalidade de contratação direta da GD por Distribuidora;</p>

Tabela 4.18 Principais resultados e soluções propostas. (Continuação)

4.5 (Expansão Eólica)	Planejamento da Expansão	<ul style="list-style-type: none"> - dimensionamento do parque direcionado para benefícios fiscais e incentivos regulatórios; - representação da geração eólica no modelo de otimização da operação do sistema hidrotérmico; - foi identificado questionamentos jurídicos quanto a competência para legislar sobre a matéria (energia/potencial eólico); - falta de diálogo e troca de informações entre a agência reguladora e Empresa de Pesquisa Energética impactando projetos no ACR e ACL; 	<ul style="list-style-type: none"> - proposição de um modelo para determinação do potencial eólico ótimo; - proposição de um modelo para licitação dos potenciais; - necessidade de adequação ao modelo de otimização da operação hidrotérmica para entrada de outras fontes intermitentes; - necessidade de um aparato legal e normativo abrangente para orientar e estruturar o aproveitamento de potenciais eólicos (onshore e offshore); - estabelecimento de uma base de dados única para projetos eólicos, de forma similar ao que ocorre com empreendimentos hidrelétricos;
4.6.1 - 4.6.5 (Expansão Hidrelétrica)	Planejamento da Expansão	<ul style="list-style-type: none"> - falha do planejador em não identificar a relevância das variáveis socioambientais da implantação de empreendimentos hidrelétricos na região amazônica; - falha do Governo em não realizar articulação institucional entre os diversos setores públicos envolvidos na viabilização de empreendimentos hidrelétricos; 	<ul style="list-style-type: none"> - proposta de equacionamento de conflito entre criação de novas UCs e os AHÉs além de identificar que o EVTE é o estudo adequado para ser usado como referência na desfetação de áreas nas unidades de conservação;
	Licenciamento Ambiental	<ul style="list-style-type: none"> - presença de potenciais de hidrelétricos em unidades de conservação de proteção integral e terras indígenas; 	<ul style="list-style-type: none"> - propostas de viabilização de compensação territorial (CTTI) e financeira (CFTI) para empreendimentos hidrelétricos em terras indígenas e a respectiva análise quanto a fonte de origem dos recursos (com e sem impacto na tarifa do consumidor final);
	Política Indigenista	<ul style="list-style-type: none"> - dificuldade de inventariar os rios e bacias para aproveitamentos hidrelétricos em unidades de conservação de proteção integral; 	<ul style="list-style-type: none"> - proposta de gestão dos recursos da CFTI;
	Política de Criação e Gestão de Unidades de Conservação	<ul style="list-style-type: none"> - criação de TIs e UCs em áreas previstas para construção de usinas hidrelétricas; - remarcação de UCs visando acomodar empreendimentos hidrelétricos cujos estudos de detalhamento não foram finalizados (possibilidade de nova remarcação); - má gestão administrativa e dos recursos humanos do IPHAN, FUNAI, IBAMA e ICMBio; 	<ul style="list-style-type: none"> - avançar na instrumentalização, formação e administração do órgão licenciador ambiental e dos demais órgãos intervenientes; - proposta para repartimento de competências no licenciamento ambiental entre as três esferas (Federal / Estadual / Municipal);
	Política de Proteção ao Patrimônio Histórico e Cultural	<ul style="list-style-type: none"> - má qualidade dos estudos ambientais; - terras indígenas com recursos disponibilizados pelas usinas, mas não utilizados ou mal administrados/gerenciados; 	<ul style="list-style-type: none"> - alinhamento dos PPAs entre união, estado e município permitindo antecipar ações nas áreas da saúde, educação, saneamento, transporte e demais equipamentos públicos alterando a atual situação onde as UHEs fazem ações cujo papel é do governo e não do empreendedor;
		<ul style="list-style-type: none"> - lacuna entre a presença de índios isolados nas regiões com potenciais hidrelétricos; 	<ul style="list-style-type: none"> - readequar o conceito do CUR para considerar outras variáveis na sua composição;

Tabela 4.18 Principais resultados e soluções propostas. (Continuação)

	Usinas Hidrelétricas Plataforma	- falta de definição do governo do conceito de usina plataforma e das principais diretrizes para sua concepção;	- proposição de diretrizes gerais para construção do modelo de Usina Plataforma compatibilizadas com o ciclo de projeto de das UHEs tradicionais; - adicionalmente, não basta uma alteração de filosofia de projetos hidrelétricos, mas a associação com uma política pública direcionada ao papel de conservacionista do modelo de Usina Plataforma;
4.6.6 (Cessão de Uso Espaço Físico Público)	Usinas Hidrelétricas Parques Eólicos	- cobrança pela cessão de espaço físico em águas públicas para usinas hidrelétricas e parques eólicos; - a cobrança já está ocorrendo para a UHE Simplício e o MPOG já solicitou informações das UHEs Jirau e Santo Antônio (Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira) para formalizar a cobrança;	- revogação do instrumento legal;
4.6.7 (Conflito Outorgas Geração e Mineração)	Usinas Hidrelétricas Parques Eólicos	- conflito entre outorgas de geração de energia elétrica e de mineração; - lacuna legal e regulatória nas situações de conflito;	- proposição de uma forma de compatibilizar o planejamento de ambos os setores por meio de bloqueios temporários e definitivos; - proposição de um fórum para mediação, resolução de conflitos e tomada de decisão no âmbito administrativo;

5 CONCLUSÕES E SUGESTÕES

5.1 ASPECTOS GERAIS

Numa primeira etapa, buscou-se os principais instrumentos empregados em políticas públicas e programas de desenvolvimento energético existentes no Brasil e um retrato atual das fontes renováveis de energia no SEB. Além disso, uma segunda etapa consistiu em resgatar todos os projetos tramitados ou em tramitação atualmente no poder legislativo brasileiro sobre o tema cuja relevância e aderência estavam alinhadas com os objetivos deste trabalho. Por fim, foram apresentadas uma série de políticas públicas existentes que, no seu conjunto, interferem na expansão com fontes renováveis e, ainda, foram apresentadas soluções para os problemas identificados.

A conjugação dos materiais e conceitos desenvolvidos na revisão bibliográfica, dentro da metodologia proposta, propiciou uma análise dos resultados de forma a permitir um bom entendimento acerca do assunto de forma que todos os resultados obtidos foram analisados.

Em suma, ao buscar elementos nas ciências humanas e sociais referentes a políticas públicas, economia e direito apresentou-se inédita abordagem tripartite quando considerada a dinâmica do setor de infraestrutura em energia elétrica, em especial das fontes renováveis de energia, dentro de um contexto do planejamento da expansão dos sistemas elétricos.

O tema desenvolvido por esta tese demonstra que a questão não é exclusivamente técnica, mas envolve diversos atores que devem ser considerados na construção de uma política pública mais transversal e que poderá, em face das diferentes relações de poder e interesses, ser delineada de uma forma que não atenda plenamente um único problema público (como a expansão da geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis), mas represente o melhor consenso entre as diversas partes (meio ambiente, patrimônio histórico e cultural e, também os povos tribais).

Não obstante, para alimentar a discussão, os elementos econômicos servem para demonstrar que a concorrência pura, envolvendo todas as fontes, é prejudicada por não considerar as externalidades intrínsecas a cada fonte de energia para fins de geração de energia elétrica e que o modelo de expansão por meio de leilões é a ferramenta utilizada pelo governo para direcionar a composição da matriz elétrica, a expansão da geração e transmissão de energia elétrica, isto é, a forma com a qual se materializa as diretrizes e políticas energéticas apontadas pelo PDE 2021³⁴ e o PNE 2030.

Dessa forma, os leilões na forma com que são conduzidos atualmente, mesmo que não observem conceitualmente os preceitos do direito econômico e concorrencial em face das assimetrias apresentadas anteriormente, estão estruturados para fomentar a competição entre um conjunto de fontes específicas. Além dos leilões, o único programa de desenvolvimento e incentivo à fontes alternativas de energia elétrica, o PROINFA, encontra-se ainda na primeira etapa e necessita de profunda revisão para avançar numa segunda etapa. Ambos são os únicos instrumentos do poder concedente para guiar a expansão da geração na direção dos planos estratégicos e da matriz elétrica planejada.

Em que pese a importância das fontes renováveis de energia e seu papel na matriz de energia elétrica nacional, elas são apenas parte da solução de um modelo energético hidrotérmico. As fontes renováveis são, predominantemente, fontes intermitentes e demandam outros energéticos que possuam ou a capacidade de acumulação, como as hidrelétricas, ou flexibilidade operacional, como as termoeletricas. Buscou-se, a partir das políticas e programas energéticos para fontes renováveis, enfatizar os principais pontos associados aos recursos mais competitivos nos leilões de energia: hídrica, eólica e biomassa. Ao longo desse caminho, foram observadas importantes questões que não são restritas as fontes mencionadas, mas que se aplicam as demais, a exemplo das assimetrias impostas nos contratos de energia que impactam diretamente na competição entre os energéticos nos leilões de energia.

³⁴ O PDE 2021 é a última revisão do plano decenal aprovado pelo Ministério de Minas e Energia, o ciclo 2022 está em audiência pública até 10 de novembro de 2013.

A contribuição reside em identificar os pontos de melhoria, aprimorando os mecanismos existentes ou propondo novos, respondendo às questões em aberto à atual política e programas de desenvolvimento energético vigentes.

5.2 PRINCIPAIS CONCLUSÕES E CONTRIBUIÇÕES

Os diversos levantamentos realizados permitiram concluir que a metodologia utilizada foi adequada ao objetivo do trabalho e que o material desenvolvido constitui uma ferramenta relevante aos tomadores de decisão sobre as condições das fontes renováveis de energia no País, suas vantagens, limitações, entraves e impedimentos na atualidade para sua implantação. Os resultados permitem conclusões que apontam a necessidade de uma série de adequações aos instrumentos existentes e de novas soluções para sinalizar o devido estímulo a estas fontes no Brasil.

As análises permitiram as seguintes conclusões:

- a ferramenta de parceria público-privada, como prevista em lei, apesar de existir desde 2004, não foi aplicada para o setor de infraestrutura em energia brasileira, até o presente momento;
- as políticas públicas propostas pelo poder legislativo são nominalmente direcionadas por fontes o que, pelo processo legislativo brasileiro, pode tornar-se um procedimento moroso para modificação de políticas públicas vigentes. Por exemplo, as fontes renováveis em desenvolvimento em outros países (ex. maré motriz, tidal e geotérmica) não possuem quaisquer ação no sentido de desenvolvê-las;
- a legislação deve ser revista de modo a permitir que o poder concedente e a agência reguladora possam definir quais as fontes renováveis são objetos de políticas públicas específicas ou, que possam receber subsídios ou, ainda, participem de programas de desenvolvimento energético;
- a maioria das ações identificadas no poder legislativo são direcionadas para fontes que já são competitivas nos leilões de compra de energia;

- os programas propostos pelo legislador são de caráter distributivo, criando novos encargos e tributos sem uma avaliação aprofundada sobre a possibilidade de se melhorar a aplicação dos recursos ou programas existentes;
- as fontes escolhidas para o PROINFA já são competitivas no ambiente de contratação regulado e livre devendo ser excluídas do programa abrindo espaço para outras fontes renováveis;
- não foi identificado estudo de planejamento voltado a identificar e inventariar o potencial de geração de energia elétrica por outras fontes renováveis de energia que possam servir como substitutas às fontes selecionadas para a segunda etapa do PROINFA;
- foi identificada uma inadequação do subsídio de desconto na TUSD no serviço público “fio” prestado pelas distribuidoras que são pagos pelos consumidores cativos e livres conectados nas concessionárias de distribuição das Unidades da Federação onde os empreendimentos eólicos, de biomassa ou PCHs estão localizados; A assimetria na TUSD, caso não seja equacionada, terá efeito nas revisões tarifárias nos próximos ciclos, principalmente das distribuidoras da região Norte e Nordeste do País, e naquelas cujos mercados de energia são os mais significativos (sudeste);
- separar a expansão dos sistemas de transmissão necessários para o atendimento ou intercâmbio energético, da expansão da geração, assevera a externalidade no consumo (compra de energia);
- a falta e a demora na articulação institucional de forma a prover soluções estruturais de modo a construir uma pauta setorial junto aos Ministérios de Meio Ambiente, Justiça, Ciência e Tecnologia e Desenvolvimento e Comércio para discussão de políticas públicas e programas de médio e longo prazo limitam o desenvolvimento de novas tecnologias ou, ainda, das tecnologias existentes, cujo potencial encontra-se em pleno uso. A atual solução dos problemas é feita num tratamento caso-a-caso para cada empreendimento. Destacou-se, principalmente, os problemas vivenciados para a implantação das AHEs;
- a maior falha do planejador foi considerar que os potenciais hidrelétricos em estudo e indicados para o horizonte 2030 na bacia Amazônica não possuem restrições ambientais relevantes, conforme consta no PNE 2030;

- não existe uma estrutura e processo formal em que diversos setores de infraestrutura possam dar suas contribuições antes da efetiva criação de unidades de conservação federais, o que gera conflitos diversos *ex post*;
- foi apresentada uma proposta de um processo para viabilizar os estudos e pesquisas em unidades de conservação federais, em especial de proteção integral, de modo a dar um amplo respaldo ao governo sobre a viabilidade técnica, econômica e socioambiental dos empreendimentos;
- no que se refere ao licenciamento socioambiental de empreendimentos de infraestrutura em energia, este trabalho identificou que: (i) grande parte dos problemas apontados são de ação administrativa, do próprio órgão de licenciamento federal (IBAMA) e órgãos intervenientes (FUNAI e IPHAN) sendo o mais grave, a falta de critério nos concursos públicos para o preenchimento dos novos cargos da instituição; (ii) a rotatividade nas equipes e a responsabilidade penal, civil, administrativa e criminal da pessoa física prejudicam a condução dos processos; (iii) não existe mecanismo de combate contra a má qualidade dos estudos ambientais, etnoecológicos ou patrimoniais, tão pouco a aplicação da legislação vigente (lei de crimes ambientais ou de crimes contra a administração pública);
- diferentemente das áreas das unidades de conservação, onde é possível identificar áreas de valor e teor ecológico semelhantes ou, ainda, possíveis de desafetação e recriação de novas áreas que permitam a regeneração e reprodução dos meios físico e biótico, isto não é o que ocorre com as terras indígenas por causa do indigenato. Desta modo, torna-se necessário identificar instrumentos específicos que permitam, quando possível, a exploração energética dos potenciais de energia hidráulica em terras indígenas;
- existe uma lacuna legal e regulatória quanto a exploração de potenciais de energia hidráulica em terras indígenas. A sua implementação deverá observar não apenas o texto constitucional, mas a Convenção Internacional (OIT/169) ratificada pelo Brasil;
- a proposta de CFTI, dependendo da rota de adoção, pode ser adotada sem impactos tarifários ao sistema existente caso se opte pela utilização do uso do bem público pago pelas UHEs no momento da sua licitação, até o percentual de 1,47% (CFTI);

- ainda, para a alternativa de percentual fixo, criando-se uma nova alíquota, variando de 0,6 a 2,7% onde os respectivos reflexos no preço da energia variam de 1,2 a 7%;
- foi identificado que não existe ato normativo que regulamente as ações do governo na existência de conflitos entre outorgas minerárias e da geração e transmissão de energia elétrica;
 - após um estudo sobre a legislação em vigor, não foi identificado qualquer comando legal que permita afirmar, de antemão, a prevalência de qualquer uma das duas atividades (mineração ou energia elétrica);
 - a permissão de lavras que impactam nos empreendimentos de energia elétrica no médio e longo prazos não possuem instrumentos que protejam o empreendedor de energia elétrica, restando apenas a esfera judicial para resolução deste tipo de conflito com a possibilidade, ainda, da penalização do agente caso o mesmo não cumpra suas obrigações contratuais (entrega de energia ou disponibilidade das instalações de transmissão), o que é um contrassenso se a matriz do problema reside numa autorização do próprio Estado;
 - o atual modelo de resolução de conflitos entre mineração e setor elétrico pode fomentar a atividade especulativa, pois o ressarcimento ocorre ao setor minerário independente da realização do investimento para lavra o que impacta consideravelmente no valor das indenizações pagas e o consequente repasse, para o consumidor;
 - os leilões de compra de energia elétrica para atendimento dos sistemas isolados permitem que se explore as fontes renováveis de energia para atendimento dos mercados das distribuidoras locais nos projetos de referência. Contudo, carece de um planejamento que permita explorar estas fontes frente o seu porte em relação às pequenas cargas, sazonalidade e distribuição local ou regional da energia gerada;
 - identificou-se a possibilidade de integração de pequenas cargas ao SIN, na área de influencia direta dos empreendimentos hidrelétricos. A integração é construída pela agente de geração e transferida ao concessionário de distribuição ou transmissão, conforme o caso;
 - a cobrança pela cessão de espaços físicos em águas públicas e fixação de parâmetros para o seu cálculo são questionáveis juridicamente quanto ao mérito e abrangência para usinas hidrelétricas e empreendimento eolioelétricos;

Não obstante, as contribuições fundamentais do presente trabalho são:

- parceria público-privada é uma útil ferramenta quando identificado além do potencial energético a ser aproveitado, outro serviço público a ser concedido. Tal fato ocorre com o serviço público de coleta e disposição de lixo em aterros sanitários com o potencial para exploração do biogás de aterro como recurso energético para gerar eletricidade;
- o PROINFA deve ser revisto e alterado em Lei de modo que o Ministério de Minas e Energia juntamente com a Agência Nacional de Energia Elétrica, de acordo com o Plano Nacional de Energia, possam direcionar quais fontes serão incentivadas pelo programa para finalizar a primeira etapa e, também para a segunda etapa. Não especificar as fontes em lei dá uma maior agilidade para que o poder executivo possa identificar a competitividade de uma fonte e retirá-la do programa ou quando uma fonte possui um estágio de maturidade que permita a inserção gradual no sistema interligado nacional;
- os estudos para o desenvolvimento de potenciais hidrelétricos identificaram, até o presente momento, 24.415 MW de capacidade instalada com potencial interferência em terras indígenas e/ou unidades de conservação, o que reforça a importância da temática indígena e ambiental no planejamento energético do País;
- o planejamento da expansão da infraestrutura em energia atuou tardiamente quanto ao estabelecimento de instrumentos regulatórios e legais de interface com os entes de governo responsáveis pela questão socioambiental. Isto se torna patente, quanto observados os números do País: a Amazônia legal possui cerca de 49% do território nacional, 30% desta área é – por compromisso internacional brasileiro – destinada a unidades de conservação e, ainda, 21,7% do território amazônico está demarcado com terras indígenas, em termos de território nacional significa 25,7% o resalta a importância das questões levantadas e endereçadas por este trabalho;
- identificou-se que o governo, na situação da MP nº558/2012 convertida na Lei nº 12.678/2012, desafetou uma série de unidades de conservação, de proteção integral e uso sustentável, sem ter um conjunto de informações suficientes para a desafetação de forma segura destas áreas de conservação, sob a ótica técnica,

- econômica e socioambiental podendo, inclusive, ter como consequência a edição de nova MP para redimensionar os parques que ora já foram desafetados e redimensionados. O assunto requer um Decreto Presidencial que trate do assunto com o intuito de se evitar judicializações futuras e, também, estabelecer uma forma dos diversos Ministérios manifestarem-se antes da criação de uma UC (área e classificação) pelo MMA;
- existe um campo de ação para melhora no processo de licenciamento ambiental federal para empreendimentos de infraestrutura em energia, tanto no âmbito administrativo, quanto jurídico e técnico (critérios, diretrizes e procedimentos) e também o governo per uma janela de oportunidade em não regulamentar a LC nº 140/2011 visando dar maior clareza quanto as competências do licenciamento entre os entes federados, tendo a oportunidade de avocar para si, o licenciamento de empreendimentos de cunho estratégico para o País;
 - foi proposto um melhor alinhamento nos investimentos dos PPAs da união, estados e municípios visando orientar os investimentos nas regiões a serem impactadas por empreendimentos hidrelétricos estruturantes visando evitar a transferência de atividades de estado para o setor privado. Ainda, foi apresentada uma forma de interligar sistemas isolados nas proximidades das grandes/médias usinas;
 - foram identificadas quatro propostas de fluxo de trabalho desde o desenvolvimento dos estudos de inventário hidrelétrico até a etapa pré-licitatória (emissão de licença prévia ambiental) que abrange a viabilidade técnica, econômica e socioambiental e, ainda nesta situação especial, o conjunto de informações e a forma para que o Congresso Nacional avalie a autorização para implantação do empreendimento hidrelétrico em terras indígenas;
 - apresentou-se diretrizes para regulamentação do art. 231 da CF observando, também, a OIT 169/89, com o objetivo de harmonizar os interesses fundamentais do País de preservação da cultura, costumes, línguas, crenças, tradições e organização social e a exploração de potencial de energia hidráulica;
 - foi apresentada uma metodologia que propõe o pagamento de Compensação Financeira e Territorial à terras indígenas afetadas por empreendimentos hidrelétricos, considerando tanto alternativas que não demandam acréscimo a tarifa

- com recursos que já são pagos pelas usinas quanto alternativas com abatimento tarifário;
- foi feito um mapeamento do processo de expansão dos sistemas de geração e transmissão de energia elétrica com a identificação das figuras de mérito para uma proposição de política pública que mitigasse os impasses decorrentes do conflito da atividade minerária com a energia elétrica. Para tanto, lançou-se mão das ferramentas de bloqueio provisório e definitivo de acordo com nível e qualidade da informação disponíveis com cada etapa de desenvolvimento dos projetos. Buscou-se, também, propor mecanismos de ampla discussão para dissolução de conflitos para ambos os setores;
 - ainda quanto a questão energética e minerária, na situação extrema, a arbitragem sobre qual a atividade que deverá ser abandonada na situação de incompatibilidade deve ser submetida para decisão do Ministro de Estado de Minas e Energia, pois este é o ente responsável pela execução das políticas energéticas e minerárias do País, por isso, não se deve impedir as etapas de pesquisa e detalhamento dos projetos, por conta e risco de cada setor;
 - tanto a ANEEL, para linhas de transmissão de energia elétrica, quanto a EPE, para usinas hidrelétricas, não consideram nas metodologias de cálculo da RAP_{teto} e do $Preço_{teto}$ a existência de processos minerários na área do empreendimento, o que implica em assimetrias e diferentes percepções de risco aos agentes interessados nas referidas concessões;
 - o uso das fontes renováveis de energia dependerá da sua capacidade de modularidade e complementariedade para sucesso nos leilões de compra de energia nos sistemas isolados, em detrimento das FRE que não possuem tanta flexibilidade para definição da sua capacidade instalada, operação e manutenção;
 - a cobrança pela cessão de espaços físicos em águas públicas e a fixação de parâmetros para o seu cálculo, este novo custo será absorvido pelos empreendedores e repassado ao preço da energia elétrica.

5.3 DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

É imperativo ressaltar, ante ao reconhecimento das contribuições deste trabalho, que outros estudos importantes ainda devem ser desenvolvidos para se obter uma visão completa sobre a avaliação aqui iniciada.

Deste modo, sugerem-se, a seguir, recomendações para aprofundamento das análises feitas e sugestões para futuros trabalhos.

- promover uma avaliação técnico-econômica das FRE mais competitivas nas regiões onde se aplicam a CCC. Pesquisar a motivação da iniciativa privada em não explorar a sub-rogação nestes casos, já que estaria deslocando geração térmica a óleo, de custo elevado;
- mapeamento dos potenciais regionais das fontes renováveis de energia no Brasil, para posterior proposição de novas fontes numa segunda etapa do PROINFA e até mesmo propiciar o estudo de leilões regionais;
- avaliar quais fontes possuem estágio de amadurecimento técnico-científico e industrial para reavaliar a segunda etapa do PROINFA, incluindo novas fontes e removendo as que já estão competitivas no mercado;
- avaliar e identificar pontos de melhoria uma proposição de política pública transversal envolvendo o desenvolvimento tecnológico, desenvolvimento de uma cadeia produtiva nacional e medidas para emprego destas tecnologias com o desenvolvimento de um mercado de médio e longo prazo com demandas crescentes, como é o caso do mercado de energia elétrica;
- avaliar a evolução tecnológica, a curva de aprendizado e a evolução dos custos na geração das FRE para, num segundo momento, estudar a penetração destas tecnologias nos cenários de longo prazo;
- conceber mecanismos para fortalecimento de grupos de pesquisa multilaterais e interdisciplinares entre departamentos, tanto docentes quanto discentes ou até mesmo entre universidades, com aporte dos recursos da conta de P&D;
- Parceria Público Privada: avaliar oportunidades no setor de infraestrutura em energia e o *project finance* de modo a deixar bem claros os riscos existentes para a

- administração pública e o agente privado, além da contraprestação do serviço público; Como garantir os recursos dos estados e da União numa PPP. Avaliar a possibilidade de ofertar como garantia os recebíveis do setor (encargos/tributos);
- estabelecer e aprofundar conceitos, diretrizes e filosofia tanto sob a ótica da engenharia quanto da administração dos potenciais impactos socioambientais para os projetos de usinas plataforma, num formato semelhante ao de um manual, como o manual de inventário hidrelétrico brasileiro; e
 - avaliação aprofundada sobre o impacto na tarifa do consumidor final do bloco hidráulico da Parcela A, para a alternativa de criação de uma alíquota destinada a CFTI. O impacto tarifário do bloco de 24.415 MW pode ser dissolvido pelo bloco hidrelétrico existente, de aproximadamente 82.000 MW instalados. Contudo, com a tendência de esgotamento dos grandes potenciais até 2030, uma avaliação de longo prazo é recomendada.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADAMS, G. *The Iron Trinagle: the politics of defense contracting*. New Brunswick Transaction Press. Inglaterra, 1981.

AG – Agência Brasil. *Belo Monte chega ao Conselho de Direitos Humanos da ONU*. Disponível em: <<http://exame.abril.com.br/economia/meio-ambiente-e-energia/noticias/belo-monte-chega-ao-conselho-de-direitos-humanos-da-onu>>. Acesso em: abril de 2012.

AIE – Agência Internacional de Energia. *World Energy Outlook 2012*. França, 2013. Disponível em: <<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Portuguese.pdf>>. Acesso em maio de 2013.

AMARANTE, O.A.C.; BROWER, M.; ZACK, J.; SÁ, A.L. *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. 1ª. Edição. Brasília, MME, 2001.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. 3ª Edição. Brasília, ANEEL, 2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: julho de 2009.

_____. *Banco de Informações de Geração*. Brasília, ANEEL, 2009. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: julho de 2009.

_____. *Compensação Financeira pelo Uso do Recurso Hídrico*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=527&idPerfil=2>>. Acesso em: outubro de 2011.

_____. *Relatório do Voto para aprovação da Resolução Homologatória nº 931, de 26 de janeiro de 2010*. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/areh2010931_1.pdf>. Acesso em: outubro de 2012.

_____. *Relatório do Voto para aprovação da Edital de Licitação de Transmissão 007/2012*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: outubro de 2012.

_____. *Resolução Normativa ANEEL nº 393, de 04 de dezembro de 1998*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.

_____. *Resolução Normativa ANEEL nº 395, de 04 de dezembro de 1998*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.

_____. *Resolução Normativa ANEEL nº 056, de 06 de abril de 2004*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.

_____. *Resolução Homologatória ANEEL nº 057, de 12 de abril de 2004*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.

_____. *Resolução Normativa ANEEL nº 065, de 25 de maio de 2004*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.

_____. *Resolução Normativa ANEEL nº 127, de 06 de dezembro 2004*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.

_____. *Resolução Normativa ANEEL nº 062, de 08 de dezembro de 2004*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.

_____. *Resolução Normativa ANEEL nº 279, de 11 de setembro de 2007*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.

_____. *Resolução Normativa ANEEL nº 320, de 10 de junho de 2008*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.

_____. *Resolução Normativa ANEEL nº 391, de 15 de dezembro de 2009*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.

_____. *Resolução Normativa ANEEL nº 414, 09 de setembro de 2010*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.

_____. *Resolução Normativa ANEEL nº 427, de 22 de fevereiro de 2011*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.

_____. *Resolução Homologatória ANEEL nº 1.096, de 19 de junho de 2012*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.

_____. *AP – Audiência Pública ANEEL. Audiência Pública nº 042/2011*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.

_____. *AP – Audiência Pública ANEEL. Audiência Pública nº 023/2011*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.

_____. *Edital de Leilão nº 05/2012-ANEEL Anexo 6A – Lote A*. Brasília, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.

_____. *Encargos Setoriais*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=527>>. Acesso em: novembro de 2013.

APME – Associação Brasileira de Pequenos e Médios Produtores de Energia Elétrica. *Expansão e Oportunidades de Investimento em PCHs*. Disponível em: <<http://www.spmch.unifei.edu.br/pdf/2204r2.pdf>>. Acesso em: outubro de 2008.

AREVA KLOBITZ. *Suprimento de Energia Elétrica com a biomassa da Cana-de-Açúcar*. Consulta Pública PDE 2020. Brasília, 20 de junho de 2011.

ARIENTI, W. L. *Instituições e Teoria da Regulação: Em busca de um método para explicar a forma institucional e função reguladora*. Texto para discussão nº 18/98 – Centro Socioeconômico do Departamento de Ciências Econômicas, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 1998.

BC – Banco Central do Brasil. *Brazil: Economic and Financial Fundamentals – A General View and Perspectives*. Londres, 2012.

BENJÓ, I. *Fundamentos da Economia da Regulação*. Thex Editora. Rio de Janeiro, 1999.

BLUESOL. *Estudo mostra viabilidade da energia solar no Brasil*. Disponível em: <<http://www.blue-sol.com/blog/estudo-mostra-viabilidade-da-energia-solar-no-brasil>>. Acesso em: maio de 2012.

BOBBIO, N. *Teoria Geral da Política*. Editora Campus, 13a. reimpressão. São Paulo, 2000.

BOBBIO, N.; MATEUCCI, N.; PASQUINO, G. *Dicionário de Política*. Editora UnB, 12a. Ed. Brasília, 2002.

BOLOGNINI, M. F. *Externalidades na Produção de Alcool Combustível no Estado de São Paulo*. Dissertação de Mestrado. Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo. São Paulo, 1996.

BOZEMAN, B.; PANDEY, S. K. *Public management decision making: effects of decision content*. Public Administration Review, v.64. Estados Unidos, 2004.

BP – British Petroleum. *Statistical Review of World Energy 2009*. Inglaterra, BP, 2009.

_____. *Statistical Review of World Energy 2013*. Inglaterra, BP, 2013.

CADE – Conselho de Desenvolvimento Econômico, MJ – Ministério da Justiça. *Resolução nº 020, de 09 de junho de 1999*. Disponível em: <<http://www.cade.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.

CAIXETA, S. L. S. *Regime Jurídico da Concorrência*. Editora Juruá, 1ª Ed. Curitiba, 2005.

CAMARGO, I.; PRADO, T.G.F.; DE OLIVEIRA, M. *Trends on Renewable Energy on Brazil*. IEEE EPEC 09 - Electrical Power and Energy Conference, Canadá, 2009.

CASTRO, N.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G. ELY, R. *Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2020: Análise do método, metas e risco. Texto de Discussão do Setor Elétrico no. 44*. Rio de Janeiro, janeiro de 2012.

CB – Correio Braziliense. *Palácio do Planalto confirma o esvaziamento das atribuições da Funai*. Disponível em: < <http://www.correiobraziliense.com.br/app/noticia/politica-brasil->

economia/33,65,33,14/2013/05/09/interna_politica,365077/palacio-do-planalto-confirma-o-esvaziamento-das-atribuicoes-da-funai.shtml >. Acesso em: maio de 2013.

_____. *Após série de protestos, Dilma Rousseff ordena intervenção na Funai*. Disponível em: <http://www.correiobraziliense.com.br/app/noticia/politica-brasil-economia/33,65,33,14/2013/05/08/interna_politica,364825/presidente-dilma-rousseff-ordena-intervencao-na-funai.shtml>. Acesso em: maio de 2013.

_____. *Empresa volta a pedir na Justiça reintegração de posse*. Disponível em: <http://www.correiobraziliense.com.br/app/noticia/politica-brasil-economia/33,65,33,12/2013/05/06/interna_brasil,364556/empresa-volta-a-pedir-na-justica-reintegracao-de-posse-de-belo-monte.shtml>. Acesso em: maio de 2013.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. *Distribuição das fontes de energia de elétrica*. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: maio de 2012.

CD – Câmara dos Deputados. *Manual de Elaboração Legislativa – Modelos e Informações*. Centro de Documentação e Informação – Coordenação de Publicações, 4ª Ed. Brasília, 2002.

_____. *Projeto de Lei Nº 4035/2008 – Consolidação da Legislação Aplicável ao Setor de Energia Elétrica Brasileiro*. Brasília, Senador Arnaldo Jardim - CD, 2008.

_____. *Sistema de Busca Legislativa*. Disponível em: <<http://www.camara.gov.br/>>. Acesso em: agosto de 2009.

_____. *Processo Legislativo*. Disponível em: <<http://www2.camara.gov.br/atividade-legislativa/processo-legislativo/processoLegislativo.pdf>>. Acesso em: fevereiro de 2012.

CESTE – Consórcio Estreito Energia Usina Hidrelétrica Estreito. *A questão indígena associada à UHE Estreito*. Brasília, 2012.

COASE, R. *The Problem of Social Cost*. Journal of Law and Economics, Vol. 3, pg 1-44, 1960.

COBB, R.; ELDER, C. *Participation in American politics: the dynamics of agenda-building*. John Hopkins University Press. Estados Unidos, 1983.

COELHO, S.T. *A cana e a questão ambiental – aspectos socioambientais da nova modalidade de energia*. Workshop Bioeletricidade – a Segunda Revolução Energética da Cana-de-açúcar. Rio de Janeiro, INEE/BNDES/Eletronbras, 2005.

CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente. *Resolução CONAMA nº 001, de 23 de janeiro de 1986*. Disponível em: <www.mma.gov.br/port/conama/res/res86/res0186.html>. Acessado em: dezembro de 2012.

_____. *Resolução CONAMA nº 003, de 18 de abril de 1990*. Disponível em: <www.mma.gov.br/port/conama/res/res86/res0396.html>. Acessado em: dezembro de 2012.

_____. *Resolução CONAMA nº 382, de 26 de dezembro de 2006*. Disponível em: <www.mma.gov.br/port/conama/res/res86/res38206.html>. Acessado em: dezembro de 2012.

COSTA, F. L.; CASTANHAR, J. C. *Avaliação de programas públicos: desafios conceituais e metodológicos*. Revista de Administração Pública. São Paulo, 2003.

Eletrobras – Centrais Elétricas Brasileiras (*Holding*). *sistemas isolados*. Disponível em <http://www.Eletrobras.com.br/EM_Atuario_SistIsolados/default.asp>. Acesso em: outubro de 2012.

_____. *Tarifa Equivalente Hidráulica*. Disponível em <<http://www.Eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMIS59C70657PTBRIE.htm#Plano%20Anual%20de%20Combust%C3%ADveis>>. Acesso em: outubro de 2012.

_____. *Informe Técnico 004/2008 Estudo Energético da Implantação de Usinas Eólicas na Oferta de Energia do sistema interligado nacional – Complementariedade dos Regimes Hidrológicos e Eólico*. Diretoria de Engenharia, Departamento de Estudos Energéticos. Rio de Janeiro, 2008

ELETRONORTE – Eletrobras Eletronorte. *Termo de Compromisso nº 002/87 FUNAI – ELETRONORTE – Implantação do Programa de Apoio às Comunidades Indígenas Waimiri Atroari Tendo em Vista a Inundação de Parte de Suas Terras Imemorais pela UHE Balbina*. Brasília, 1987.

_____. *Termo Aditivo nº 002/91, ao Termo de Compromisso nº 002/87 FUNAI – ELETRONORTE*. Brasília, 1991.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Leilões*. Disponível em <http://www.epe.gov.br/Lists/Leilao/AllItems.aspx> Acesso em: outubro de 2008.

_____. *Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas*. Rio de Janeiro, 2008.

_____. *Balanço Energético Nacional 2009 – Ano Base: 2008. Resultados Preliminares*. Rio de Janeiro, EPE, 2009.

_____. *EPE-DEE-RE-040/2011-r0 – Expansão das interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste – Parte I*. Rio de Janeiro, 2011.

_____. *EPE-DEE-RE-050/2011-r2 – Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires e reforços no SIN*. Rio de Janeiro, 2011a.

_____. *PDE 2021 - Oferta de Energia Elétrica – Geração*. Brasília, 27 de setembro de 2011.

_____. *PDE 2021 – Oferta de Energia Elétrica – Custo Marginal da Expansão*. Brasília, 27 de setembro de 2011.

_____. *Oferta da Energia Eólicas nos Leilões*. Brasília, 10 de maio de 2012.

_____. *Empreendimentos Habilitados nos Leilões de 2013 (Apresentação)*. Brasília, 01 de abril de 2013.

_____. *Balço Energético Nacional 2013 – Ano Base: 2012*. Rio de Janeiro, EPE, 2013.

FLACH, F. *Polêmica à vista: planejamento tributário no setor elétrico*. Disponível em: <<http://www.grupocanalenergia.com.br/cpfl/canalenergia.asp?id=81909>>. Acesso em: outubro de 2012.

FUNAI – Fundação Nacional do Índio. *Legislação*. Disponível em: <<http://www.funai.gov.br/quem/legislacao/conteudo.htm>>. Acesso em: maio de 2012.

_____. *Trabalho da FUNAI no Processo de Licenciamento*. Disponível em: <<http://www.funai.gov.br/home/BeloMonte/TrabFunai.html>>. Acesso em: abril de 2012a.

_____. *Manual do Ambientalista (15/09/2009)*. Disponível em: <[http://www.funai.gov.br/quem/legislacao/pdf/Manual_Ambientalista_\(Atual\).pdf](http://www.funai.gov.br/quem/legislacao/pdf/Manual_Ambientalista_(Atual).pdf)>. Acesso em: abril de 2012b.

_____. *Manual do Antropólogo (15/09/2009)*. Disponível em: <http://www.funai.gov.br/quem/legislacao/pdf/Manual_Antropologo.pdf>. Acesso em: abril de 2012c.

FUNG, A. *Varieties of participation in complex governance*. Public Administration Review, 1^a Ed. Estados Unidos, 2006.

FURNAS – Eletrobras Furnas S.A. *Relatório do PAC de obras de responsabilidade de FURNAS*. Disponível em: <http://www.furnas.com.br/arqtrab/ddppg/revistaonline/linhadireta/rf339_mcapa.pdf>. Acesso em: outubro de 2012.

_____. *UHE Serra da Mesa, Controle de Pagamento dos Royalties – 1998-02/2012*. Brasília, 2012a.

_____. *UHE Serra da Mesa, Compensação Financeira aos Índios Avá-Canoeiro*. Brasília, 2012b.

GABAN, E. M.; DOMINGUES, J. O. *Direito Antitruste: o combate aos cartéis*. São Paulo, Saraiva, 2009.

GENTIL, L. V. *202 perguntas e respostas sobre biocombustíveis. Abordagem econômica, política, científica em um texto avançado para conhecer, decidir e pesquisar sobre biocombustíveis*. Editora Senac, 1ª Ed. Brasília, 2011.

GUIMARÃES, C. *Dá licença, mermão!* Disponível em: <<http://portaldomeioambiente.org.br/rebia-rebia/cartas-dos-leitores/1051-opiniao-do-leitor/3938-da-licenca-mermao>>. Acesso em: abril de 2012.

GUSTAFSSON, G. *Symbolic and pseudo policies as responses to diffusion of power*. Policy Sciences. Estados Unidos, 1983.

GORMLEY, W. T. *Regulatory issue networks in a Federal system*. Policy. Estados Unidos, 1984.

GS – Goldman Sachs. *Goldman Sachs: The N-11: More Than an Acronym*. EUA, 2011.

HEIDEMANN, F. G. *Do sonho ao progresso às políticas de desenvolvimento. Políticas públicas e desenvolvimento*. Editora da UnB. Brasília, 2009.

HOWLETT, M.; RAMESH, M. *Como estudar política pública*. São Paulo, 2003.

IBAMA – Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis. *Solicitação de Bloqueio de Áreas – UHE Belo Monte*. Disponível em: <http://siscom.ibama.gov.br/licenciamento_ambiental/Hidreletricas/Belo%20Monte/Outros%20Documentos/A%20C3%A7%20C3%B5es%20Antecipat%20C3%B3rias%20%20relat%20C3%B3rios%20de%20acompanhamento/3%20BA%20Relat%20C3%B3rio/ANEXOS%20%203%20C2%BA%20Relat%20C3%B3rio%20de%20A%20C3%A7%20C3%B5es%20Antecipat%20C3%B3rias/Solicita%20C3%A7%20C3%A3o%20de%20Bloqueio%20de%20Areas_DNPM.PDF>. Acesso em: outubro de 2012.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. *Banco de Metadados*. Rio de Janeiro, 2012.

ICMBio – Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade – Instituto Chico Mendes. *Unidades de Conservação nos Biomas*. Disponível em: <<http://www.icmbio.gov.br/portal/biodiversidade/unidades-de-conservacao/biomas-brasileiros.html>>. Acesso em: maio de 2012.

_____. *MP compensa áreas suprimidas de UCs na Amazônia*. Disponível em: <<http://www.icmbio.gov.br/portal/comunicacao/noticias/4-geral/2586-mp-compensa-areas-suprimidas-de-ucs-na-amazonia.html>>. Acesso em: maio de 2012a.

IHA – *International Hydropower Association. Hydropower Sustainability Assessment Protocol*. Inglaterra, novembro de 2010.

_____. *Hydropower Sustainability Assessment Protocol*. Inglaterra, julho de 2006.

_____. *Hydropower Sustainability Assessment Protocol*. Inglaterra, fevereiro de 2004.

_____. *Pilot Assessment – Trevallyn Hydropower Development*. Austrália, Tasmânia, abril de 2012.

JORDAN, A. G. *Iron Trinagles, Wolly Corporatism and Elastic Nets: Images of the Policy Process*. *Journal of Public Policy*, v.1, n.1. Estados Unidos, 1981.

JORNAL ENERGIA. *EPE propõe ao governo incentivos a energia fotovoltaica e participação em leilões*. Disponível em: <<http://www.blue-sol.com/blog/epe-propoe-ao-governo-incentivos-a-energia-fotovoltaica-e-participacao-em-leiloes>>. Acesso em: maio de 2012.

KAPLAN, S. *Energy Economics: Quantitative methods for Energy and Environmental Decisions*. McGraw-Hill Book Company, 1983.

KINZO, M. D. G.. *Partidos, eleições e democracia no Brasil pós-1985*. *Revista Brasileira de Ciências Sociais*, v. 19, n.54, 2004.

KUWAHARA, M. Y. *Economia do meio ambiente*. (Notas de Aula). Palmas, 2013.

LIHI – *Low Impact Hydropower Institute. Certification Handbook including Materials Needed in Applying for Certification*. Estados Unidos da América, dezembro de 2011.

LIPSKY, M. *Street-level bureaucracy: dilemmas of the individual in public services*. Estados Unidos, 1980.

LOPES, J. M.; FONTES, R. C. L; SILVA, R. J.; LEMOS, F. S. *Desenvolvimento de Metodologia para a Avaliação de Riscos de Morte de Peixes em Usinas da CEMIG*. XXI SNPTEE, *Revista Eletroevolução*, Dezembro de 2012, pg-40-46.

LOWI, T. J. *Four systems of policy, politics, and choice*. *Public Administration Review* v.32. Estados Unidos, 1972.

MANKIW, N. G. *Principles of Economics*. South-Eastern College Pub, 3^a Ed. Estados Unidos, 2003.

MAS-COLELL, A., WHINSTON, M. D., GREEN, J. R. *Microeconomic Theory*. Oxford University Press. Estados Unidos, 1995.

MDIC – Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior. *Panorama do Comércio Exterior Brasileiro Janeiro-Dezembro 2011*. Disponível em:

<<http://www.desenvolvimento.gov.br/sitio/interna/interna.php?area=5&menu=571>>.

Acesso em: abril de 2012.

_____. *Resolução da Câmara de Comércio Exterior (CAMEX) nº 7, de 01 de março de 2007*. Brasília, 2007.

MELLO, M. T. L. *Material do Curso de Instituições de Direito – 1º semestre de 2000*. Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2000.

MF – Ministério da Fazenda. *ANEEL multa Eletrobras e denuncia Petrobras ao CADE e SDE*. Disponível em: <

<http://www.fazenda.gov.br/resenhaeletronica/MostraMateria.asp?page=&cod=311371> >.

Acesso em: abril de 2012.

MINFRA – Ministério de Infraestrutura. *Portaria MINFRA nº 895, de 29 de novembro de 1990*. Brasília, 1990.

MMA – Ministério do Meio Ambiente. *Plano Nacional Sobre a Mudança do Clima (PNMC). Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima*. Brasília, dezembro de 2008. Disponível em: <

http://www.mma.gov.br/estruturas/smcq_climaticas/arquivos/plano_nacional_mudanca_clima.pdf >. Acesso em: setembro de 2013.

MME – Ministério de Minas e Energia. *The Brazilian Experience on Renewable Energy*. Gleaneagle Dialogue - COP. México, MME, 2007.

_____. *Portaria MME nº 045, de 30 de março de 2004*. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.

_____. *Manual de Inventário Hidrelétrico*. Brasília, MME, 2007a.

_____. *Plano Nacional de Energia – 2030 – Geração Termoelétrica - biomassa*. Rio de Janeiro, MME, 2007b.

_____. *Portaria SPE/MME nº 036, de 26 de novembro de 2008*. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.

_____. *Planejamento e Segurança Energética*. Brasília, MME, 2008.

_____. *Perspectiva para Energia na América Latina*. Sociedade Américas e Conselho das Américas. EUA, MME, 2008a.

_____. *Plano Nacional de Energia – 2030 – Projeções*. Rio de Janeiro, MME, 2008b.

_____. *Relatório do Grupo de Trabalho de Geração Distribuída em Sistemas Fotovoltaicos*.

Brasília, MME, 2009.

_____. *Portaria MME nº 440, de 15 de abril de 2010.* Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.

_____. *Portaria MME nº 660, de 30 de junho de 2010.* Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.

_____. *Notas de Reunião SPE-MME, Embaixada da República da China e Empreendedores Eólicos.* Brasília, outubro de 2010.

_____. *Portaria MME nº 554, de 23 de setembro de 2011.* Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.

_____. *Portaria MME nº 312, de 23 de maio de 2012.* Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.

_____. *Relatório Smart Grid.* Brasília, MME. 2010.

_____. *Plano Decenal de Energia 2011 - 2020.* Brasília, MME, 2011.

_____. *Plano Decenal de Energia 2012 - 2021.* Brasília, MME, 2012.

_____. *Relatório de Acompanhamento dos Resultados dos Leilões no Ambiente de Contratação Regulada.* Brasília, janeiro de 2012a.

_____. *Lobão reafirma na ONU compromisso do Brasil com energia renovável.* Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/noticias/destaque_foto/destaque_363.html>. Acesso em: outubro de 2012b.

_____. *Concessões de Energia Elétrica.* Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/mme/menu/concessoes.html>>. Acesso em: dezembro de 2012c.

MP – Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão. *Tabela de Remuneração dos Servidores Públicos Federais.* Brasília, 2011.

_____. *Portaria SPU-MPOG nº 024/2011, 26 de janeiro de 2011.* Disponível em: <<http://www.planejamento.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.

_____. *Portaria MPOG nº 034, de 14 de fevereiro de 2012.* Disponível em: <<http://www.planejamento.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.

_____. *Portaria MPOG nº 404, de 28 de dezembro de 2012.* Disponível em: <<http://www.planejamento.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.

MOON, M. J.; INGRAHAM, P. *Shaping administrative reforms and governance: an examination of the political nexus triad in three Asian countries*. Governance. Estados Unidos, 1998.

NAE - Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República. *Caderno NAE – Mudança do Clima – Volume II – Mercado de Carbono*. Pg. 161-226. Brasília, Presidência da República, 2005.

JORNAL O GLOBO. *Índios pedem investigação sobre reconhecimento de terras indígenas*. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/pais/indios-pedem-investigacao-sobre-reconhecimento-de-terras-indigenas-4876245>>. Acesso em: maio de 2012.

OLIVEIRA, M. S. *Orientações Metodológicas para Monografias de Lato Sensu*. Lavras, MG, 2007.

OLIVEIRA, A. F. *Direito Econômico: Evolução e Institutos*. São Paulo, Editora Forense, 2009.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Dados Relevantes 2010*. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/publicacoes/dados_relevantes_2010/index.html>. Acesso em: abril de 2012.

PAGE, B. G. *Who deliberates? Mass media in modern democracy*. University of Chicago Press. Estados Unidos, 1996.

PANEBIANCO, A. *Modelos de partidos*. Planejamento e políticas públicas. São Paulo, 1990.

PEGADO, E. *Impactos da legislação ambiental brasileira na exportação de camarão: um estudo com exportadores de camarão do rio grande do norte*. Curitiba, ENGENMA – Encontro Nacional sobre Gestão Empresarial e Meio Ambiente, 2007.

PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A. *H-Bio: O novo diesel da Petrobras*. Disponível em: < <http://www.biodieselbr.com/destaques/2006/h-bio-novo-diesel-petrobras.htm>>. Acessado em: outubro de 2012.

PIGOUT, A. C. *The Economic of Welfare*. Macmillan and Co., 4^a Ed. Londres, 1932.

PMI – Project Management Institute Inc. *Um Guia do Conhecimento em Gerenciamento de Projetos (Guia PMBOK)*. 4^a Ed. EUA, PMI, 2008.

PR – Presidência da República. *Programa da Aceleração do Crescimento (PAC) II*. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/pac>>. Acesso em: abril de 2012.

_____. *Lei nº 5.371, de 05 de dezembro de 1967*. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.

- _____. *Lei nº 6.001, de 19 de setembro de 1973.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 6.567, de 24 de setembro de 1978.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *CF – Constituição da República Federativa do Brasil, 1988.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 7.805, de 18 de julho de 1989.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 8.001 de 13 de março de 1990.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 8.884, de 11 de junho de 1994.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 9.074 de 07 de julho de 1995.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1997.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 9.748, de 15 de setembro de 1997.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 9.636, de 15 de maio de 1998.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 9.983, de 14 de julho de 2000.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.

- _____. *Lei nº 9.984, de 17 de julho de 2000.* Disponível em: <http://www.planalto.gov.br>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 9.961, de 24 de julho de 2000.* Disponível em: <http://www.planalto.gov.br>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 9.985, de 18 de junho de 2000.* Disponível em: <http://www.planalto.gov.br>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 10.257, de 10 de julho de 2001.* Disponível em: <http://www.planalto.gov.br>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.* Disponível em: <http://www.planalto.gov.br>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 10.683, de 28 de maio de 2003.* Disponível em: <http://www.planalto.gov.br>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003.* Disponível em: <http://www.planalto.gov.br>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004.* Disponível em: <http://www.planalto.gov.br>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.* Disponível em: <http://www.planalto.gov.br>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 11.079, de 20 de dezembro de 2004.* Disponível em: <http://www.planalto.gov.br>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 11.075, de 30 de dezembro de 2004.* Disponível em: <http://www.planalto.gov.br>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005.* Disponível em: <http://www.planalto.gov.br>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 11.116, de 18 de maio de 2005.* Disponível em: <http://www.planalto.gov.br>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 11.478, de 29 de maio de 2007.* Disponível em: <http://www.planalto.gov.br>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007.* Disponível em: <http://www.planalto.gov.br>. Acesso em: dezembro de 2012.

- _____. *Lei nº 11.516, de 28 de agosto de 2007.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 11.953, de 25 de junho de 2009.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 12.111, de 09 de dezembro de 2009.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: janeiro de 2013.
- _____. *Decreto nº 62.934, de 02 de julho de 1968.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Decreto nº 001, de 07 de fevereiro de 1991.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Decreto nº 2.335, de 06 de outubro de 1997.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Decreto nº 3125, de 29 de julho de 1999.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Decreto nº 3.520, de 21 de junho de 2000.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Decreto nº 4.873, de 11 de novembro de 2003.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Decreto nº 5.051, de 19 de abril de 2004.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.

- _____. *Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Decreto nº 5.175, de 09 de agosto de 2004.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Decreto nº 5.184, de 16 de agosto de 2004.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Decreto nº 5.267, de 09 de novembro de 2004.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Decreto nº 6.006, de 28 de dezembro de 2006.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Decreto nº 6.047, de 22 de fevereiro de 2007.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Decreto nº 6.460, de 19 de maio de 2008.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Decreto nº 7.340, de 21 de outubro de 2010.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Decreto nº 7.390, de 09 de dezembro de 2010.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Decreto nº 7.850, de 30 de novembro de 2012.* Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2012.
- _____. *Densidade Populacional do Brasil.* Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/infograficos/densidade-populacional/view>>. Acesso em: maio de 2013.

PRADO, M. A. E. *Direito da Concorrência e Posição Dominante na União Europeia e Mercosul.* São Paulo, PUC, 1999.

PRADO, T. G. F. *Avaliação de Externalidades na Geração de Energia Elétrica.* Dissertação de Mestrado, Instituto de Energia e Eletrotécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2007.

PROENÇA, José Marcelo Martins. *Integração de empresas: concentração, eficiência e controle, concentração empresarial e o direito da concorrência*. São Paulo, Saraiva, 2001.

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. *Publicações*. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa>>. Acesso em: maio de 2011.

PSR. *Adequabilidade entre a expansão da geração e a expansão da transmissão nos leilões de energia nova. (Parecer Técnico preparado para a COGEN)*. São Paulo, maio de 2012.

RAMOS, D. *P&D Estratégico ANEEL : Aspectos Relevantes para Comercialização de Energia Eólica*. GEPEA-USP. São Paulo, 2012.

REGONINI, G. *Understanding policy*, Revista de Administração Pública, v.43. São Paulo, 2001.

REIS, L. B.; FADIGAS, E. A.; CARVALHO, C. E. *Energia, Recursos Naturais e a Prática do Desenvolvimento Sustentável*. Coleção Ambiental. 1ª Ed , Editora Manole, 2005.

REIS, L. B.; CUNHA, E.C.N. *Energia Elétrica e Sustentabilidade*. Coleção Ambiental. 1ª Ed , Editora Manole, 2006.

REZENDE, F. da C. *Razões da crise de implementação do estado gerencial: desempenho versus ajuste fiscal*. Revista de Sociologia Política. São Paulo, 2002.

RICARDO, F. *Terras Indígenas na Amazônia Legal*. Disponível em: <<http://www.imazon.org.br/publicacoes/livros/areas-protetidas-na-amazonia-brasileira-avancos-e/5-terras-indigenas-na-amazonia-legal-pdf>>. Acesso em: maio de 2012.

RICHARDSON, J. GUSTAFSSON, G; JORDAN, G. *The concept of policy style. Policy Styles in Western Europe*. Londres, 1982.

ROCHA, G. P. CARVALHO, C. G., PRADO, T. G. F., DOMINGUES, P. C. *Análise do Projeto de Lei 4.404/2008 (Projeto de Lei do Senado Nº 274/2008)*. Ministério de Minas e Energia. Brasília, DF.

SAE – Secretaria de Acompanhamento Econômico (SAE) do MF – Ministério da Fazenda; Secretaria de Direito Econômico (SDE) do MJ – Ministério da Justiça. *Portaria Conjunta SAE/SDE nº 050, de 1 de agosto de 2001*. Disponível em < <http://www.sae.fazenda.gov.br>>. Acesso em: agosto de 2009.

SALOMÃO FILHO, Calixto. *Direito concorrencial – as estruturas*. São Paulo, Malheiros, 1998.

SALOMÃO FILHO, Calixto. *Regulação da atividade econômica (princípios e fundamentos jurídicos)*. São Paulo, Malheiros, 2001.

SALOMÃO FILHO, Calixto. *Apontamentos para formação de uma teoria jurídica dos cartéis* Revista do Direito Mercantil Industrial, Econômico e Financeiro, ano XXL, n. 121, p.20-29, jan-mar. São Paulo, 2001a.

SALOMÃO FILHO, Calixto. *Direito Concorrencial: as condutas*. São Paulo, Malheiros, 2003.

SCHUARTZ, Luiz Fernando. *Ilícito antitruste e acordos entre concorrentes*. Revista do Direito Mercantil Industrial, Econômico e Financeiro, ano XL, nº 124, p.47-71. Out-dez, 2001.

SF - Senado Federal. *Sistema de Busca Legislativa*. Disponível em <<http://www.senado.gov.br/>>. Acesso em: agosto de 2009.

_____. *Decreto Legislativo nº 103 de 24 de outubro de 1996*. Disponível em <<http://www.senado.gov.br/>>. Acesso em: dezembro de 2012.

_____. *Decreto Legislativo nº 143, de 20 de junho de 2002*. Disponível em <<http://www.senado.gov.br/>>. Acesso em: dezembro de 2012.

_____. *Decreto Legislativo nº 788, de 13 de julho de 2005*. Disponível em <<http://www.senado.gov.br/>>. Acesso em: dezembro de 2012.

SECCHI, L. *Políticas Públicas – Conceitos, Esquemas de Análise e Casos Práticos*. Ed. Cengage Learning. São Paulo, 2011.

SEVERINO, M. M. *Avaliação Técnico-Econômica de um Sistema Híbrido de Geração Distribuída Para Atendimento a Comunidades Isoladas Da Amazônia*. Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Elétrica, Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília. Brasília, 2008.

SJÖBLOM, G. *O problema e solução política*. Revista de Ciência Política. São Paulo, 1984.

SOCIOAMBIENTAL. *Justiça paralisa licenciamento da usina de Barra Grande (SC e RS) aprovado irregularmente*. Disponível em: <<http://www.socioambiental.org/nsa/detalhe?id=1842>>. Acesso em: março de 2012.

SOUZA, P. R. C. *Introdução à Teoria da Regulação*. Material didático do curso de Especialização em Sistemas Elétricos, Convênio ELETRONORTE-UFSC. Florianópolis, maio de 2005.

SOUZA, C. *Estado da arte em políticas públicas*. Políticas públicas no Brasil. Rio de Janeiro, Editora Fiocruz, 2007.

SUBIRATS, J. *Análise de políticas públicas e eficácia da administração*. INAP, 1989.

STF – Supremo Tribunal Federal. *Processo de demarcação da Raposa Serra do Sol*. Disponível em: <<http://www.stf.jus.br/arquivo/cms/noticiaNoticiaStf/anexo/pet3388MA.pdf>>. Acesso em: março de 2009.

STIGLIZ, Joseph E. *A globalização e seus malefícios*. São Paulo, Futura, 2002.

STN – Secretaria do Tesouro Nacional do MF – Ministério da Fazenda. *Nota de Reunião MME/MF redução das tarifas de energia*. Disponível em <<http://www.sae.fazenda.gov.br>>. Acesso em: agosto de 2009.

TANCREDI, M.; Abbud, O. A.; NEPS – Núcleo de Estudos e Pesquisas do Senado. Por que o Brasil está trocando as hidrelétricas e seus reservatórios por energia mais cara e poluente. Textos para Discussão 128. Brasília, maio de 2013.

TCU – Tribunal de Contas da União. *Relatório de Auditoria Operacional – Processo 011.202/2002-0. Aprovado pelo Acórdão 1003/TCU de 28/07/2004 e Publicado no DOU em 02/08/2004*. Brasília, 2004.

_____. *Instrução Normativa TCU nº 027, de 02 de dezembro de 1998*. Brasília, 1998. Disponível em: <<http://portal2.tcu.gov.br/portal/pls/portal/docs/2063576.PDF>>. Acessada em: Janeiro de 2013.

TEIXEIRA, E. C. *O papel das políticas públicas no desenvolvimento local e na transformação da realidade*. Working Paper. São Paulo, 2002.

VARIAN, HAL R. *Microeconomia, princípios básicos. Uma abordagem moderna*. Tradução da 6ª Edição Americana. São Paulo, Editora Campus, 2003.

VISCUSI, W. Kip; VERNON, John M.; HARRINGTON, Joseph E. *Economics of Regulation and antitrust*. 1a. Ed./ 3a. Ed. MIT press, 1995/2001.

WC – World Bank. *World Development Indicators database*. Disponível em: <<http://www.worldbank.org>>. Acesso em: abril de 2012.

WEBER, M. *Ciência e política: duas vocações*. Martin Claret, 2ª Ed. São Paulo, 2008.

WILSON, J. Q. *American government: institutions and policies*. Estados Unidos, 1983.

YIN, R. *Case study research: design and methods*. Sage Publishers, 1994.

APÊNDICE A – PROPOSTAS EM ANDAMENTO OU TRAMITADAS NO PODER LEGISLATIVO

A.1 SENADO FEDERAL

A seguir são apresentadas as matérias em andamento ou tramitadas no Senado Federal, relativas às fontes renováveis de energia³⁵:

- *SF PLS 497/2011 de 23/08/2011* - altera a Lei nº 12.379, de 6 de janeiro de 2011, para vincular a construção de eclusas previstas no planejamento do Sistema Nacional de Viação à de usinas hidroelétricas previstas nas políticas nacionais para a expansão da oferta de energia, e dá outras providências;
- *SF PLS 449/2011 de 04/08/2011* - altera a Lei nº 11.196, de 21 de novembro de 2005, para estabelecer redução do imposto de renda da pessoa física incidente sobre ganho de capital na alienação de imóveis que sejam dotados de equipamentos e sistemas de aproveitamento de energia solar ou eólica;
- *SF PLS 317/2011 de 08/06/2011* – altera as Leis nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, nº 8.001, de 13 de março de 1990, e nº 9.648, de 27 de maio de 1998, para substituir 50% da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos destinada aos Municípios por participação no resultado da exploração de recursos hídricos de novas usinas hidroelétricas;
- *SF PLS 252/2011 de 12/05/2011* - cria o Programa de Microdestilarias de Álcool e Biocombustíveis - PROMICRO, e dá outras providências;
- *SF PLS 631/2010 de 26/11/2010* - aprova o texto do Acordo entre o Governo da República Federativa do Brasil e o Governo da República Federal da Alemanha sobre Cooperação Financeira para o Projeto "Programa de Crédito Energias Renováveis", celebrado em Brasília, em 14 de maio de 2008;
- *SF PLS 219/2010 de 10/08/2010* - dispõe sobre a Política Nacional para os Biocombustíveis;

³⁵ Os Requerimentos de Informação – RI- não foram considerados tanto na pesquisa realizada no Senado quanto na Câmara por não se tratarem de instrumentos propositivos de políticas públicas.

- *SF PLS 164/2010 de 02/06/2010* - altera a Lei nº 12.187, de 29 de dezembro de 2009, que "Institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima - PNMC e dá outras providências";
- *SF PDS 875/2009 de 16/11/2009* - aprova o texto do Acordo entre o Governo da República Federativa do Brasil e o Governo da República Federal da Alemanha sobre Cooperação no Setor de Energia com foco em Energias Renováveis e Eficiência Energética, celebrado em Brasília, em 14 de maio de 2008;
- *SF PLS 495/2009 de 03/11/2009* - autoriza o Governo Federal a criar a Agência Nacional de Energias Renováveis (ANER);
- *SF PLS 388/2009 de 03/09/2009* - estabelece critérios socioambientais para a produção dos biocombustíveis;
- *SF PLS 364/2009 de 26/08/2009* - altera o art. 11 da Lei nº 8.723, de 28 de outubro de 1993, que "dispõe sobre a redução de emissão de poluentes por veículos automotores e dá outras providências", para determinar que os veículos leves híbridos utilizem, além da energia elétrica, apenas biocombustíveis;
- *SF PLS 336/2009 de 06/08/2009* - concede isenção de Imposto de Importação às células solares fotovoltaicas, suas partes e acessórios;
- *SF PLS 311/2009 de 07/07/2009* - institui o Regime Especial de Tributação para o Incentivo ao Desenvolvimento e à Produção de Fontes Alternativas de Energia Elétrica (REINFA);
- *SF PDS 506/2009 de 22/06/2009* - memorando de Entendimento entre o Brasil e o Reino da Dinamarca nas áreas de Energias Renováveis e Eficiência Energética;
- *SF PLS 213/2009 de 26/05/2009* - altera o art. 1º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que "dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências", para determinar que a produção de biocombustíveis seja regida por critérios socioambientais;
- *SF PLS 181/2009 de 11/05/2009* - altera dispositivos das Leis nºs 11.488, de 15 de junho de 2007; 10.865, de 30 de abril de 2004; e 11.196, de 21 de novembro

- de 2005, e dá outras providências (isonomia tributária entre a área de petróleo e gás e os setores de transportes, portos, energia, saneamento básico e irrigação);
- *SF PLS 179/2009 de 11/05/2009* - disciplina o licenciamento ambiental de aproveitamento de potenciais hidráulicos considerados estratégicos e dá outras providências;
 - *SF PLS 411/2008 de 30/10/2008* - dispõe sobre a compensação financeira ("royalties") devidos à União, Estados e Municípios, desvincula, até o exercício de 2013, a aplicação dos recursos pertencentes à União de que trata, nos termos do §1º do art.20 da Constituição Federal, quando decorrente da exploração e concessão das águas, em especial as Usinas Hidrelétricas e as Pequenas Centrais Elétricas, e dá nova redação ao art.3º, revoga o art.4º, I, II e III, da Lei 7.990, de 28 de dezembro de 1989 e dá outras providências;
 - *SF PLS 379/2008 de 09/10/2008* - dispõe sobre incentivo à exploração e implantação de centrais de geração a partir de fonte eólica e dá outras providências;
 - *SF PLS 274/2008 de 08/07/2008* - alteração do limite de potência que caracteriza as pequenas centrais hidrelétricas e amplia incentivos e investimentos em geração de energia elétrica de outras fontes alternativas;
 - *SF PLS 204/2008 de 21/05/2008* - altera dispositivos da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, para promover a geração e o consumo de energia de fontes renováveis;
 - *SF PDS 153/2008 de 13/06/2008* - acordo de cooperação financeira entre o Brasil e a Alemanha;
 - *SF PLS 35/2008 de 25/02/2008* - viabiliza o acesso ao Sistema Elétrico Interligado Nacional dos autoprodutores de energia elétrica;
 - *SF PLS 305/2007 de 06/06/2007* - reduz a zero as alíquotas da Contribuição para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/Pasep) e da Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) incidentes sobre a receita bruta decorrente da venda, no mercado interno, de células solares fotovoltaicas;
 - *SF PLS 253/2007 de 15/05/2007* - autoriza o Governo Federal a destinar, gratuitamente, dois por cento da energia gerada nas hidroelétricas construídas

no Rio Madeira, em território rondoniense, para o Governo do Estado de Rondônia;

- *SF PDS 21/2007 de 27/02/2007* - acordo de cooperação técnica entre o Brasil e a República da Nicarágua no que se refere à Dendroenergia;
- *SF PLS 5/2005 de 16/02/2005* - institui o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica nos Sistemas Elétricos Isolados (PROISOL);
- *SF PLS 23/2004 de 03/03/2004* e *SF PLS 156/2001 de 30/08/2001* - altera, com vistas a fomentar a utilização da energia solar, a Lei nº 10257, de 10 de julho de 2001 (Estatuto da Cidade), para instituir diretriz a ser observada pelos Municípios, e a Lei nº 4380, de 21 de agosto de 1964, para condicionar a obtenção de financiamento no âmbito do Sistema Financeiro da Habitação (SFH);
- *SF PLS 472/2003 de 18/11/2003* e *SF PLS 115/2001 de 21/06/2001* - institui diretriz sobre a utilização de fontes energéticas a ser observada pelos Municípios na implementação da política de desenvolvimento urbano;
- *SF PLS 261/2003 de 30/06/2003* - altera a Lei nº 10438 de 26 de abril de 2002, que trata da expansão da oferta da energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e dá outras providências;
- *SF PLS 83/2001 de 15/05/2001* - altera dispositivo da Lei nº 9478, de 6 de agosto de 1997, que dispõe sobre a política energética nacional;
- *SF PLS 573/1999 de 13/10/1999* - altera dispositivos da Lei nº 9427, de 26 de dezembro de 1996, que "Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências";
- *SF PLS 329/1999 de 12/05/1999* - altera dispositivo da Lei nº 9478, de 6 de agosto de 1997, que dispõe sobre a política energética nacional;
- *SF PLS 181/1996 de 14/08/1996* - dispõe sobre áreas de preservação permanente situadas ao redor de represas hidrelétricas;
- *SF PLS 27/1996 de 01/03/1996* - cria o Programa de Incentivos a Energias Renováveis (PIER);

- *SF PLS 32/1993 de 23/03/1993* - institui o Programa Nacional para o Desenvolvimento de Fontes Energéticas Alternativas (PRONALT) e de Incentivo ao Desenvolvimento e Utilização dessas Fontes;
- *SF PLC 112/1985 de 30/06/1983* - permite a utilização, como combustível de gás gasogênio, biogás, gás de pântano e assemelhados, nos veículos automotores; e
- *SF PLC 14/1983 de 05/05/1983* – torna obrigatória a instalação de dispositivos de proteção à ictiofauna em usina hidrelétricas.

A.2 CÂMARA DOS DEPUTADOS

Do mesmo modo, seguem as matérias tramitadas ou em tramitação, na Câmara dos Deputados, relativas às fontes renováveis de energia:

- *PL-3711/2012* - altera a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, estabelecendo que o poder concedente deverá outorgar autorização condicionada para implantação de aproveitamento de potencial hidráulico com características de pequena central hidrelétrica;
- *PL-3529/2012* - institui a política nacional de geração de energia elétrica a partir da biomassa, estabelece a obrigatoriedade de contratação dessa energia e dá outras providências;
- *PL-3623/2012 e PL-2562/2011* - dispõe sobre a isenção do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) incidente sobre a comercialização no mercado interno de equipamentos e painéis solares cuja finalidade seja a geração de energia solar;
- *PL-3422/2012* - dispõe sobre a isenção do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) incidente sobre a comercialização no mercado interno de equipamentos, pás e torres cuja finalidade seja a geração de energia eólica;
- *PL-3097/2012* - permite a dedução de despesas com aquisição de bens e serviços necessários para a utilização de energia solar ou eólica da base de cálculo do imposto de renda das pessoas físicas e jurídicas e da contribuição social sobre o lucro;
- *PL-3048/2011* - prevê medidas para estimular a geração de energia de pequeno porte e de fontes alternativas;
- *PL-2957/2011* - dispõe sobre os estudos de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas e estabelece outras providências;
- *PL-2397/2011* - cria o Programa de Microdestilarias de Biocombustíveis (PROMICRO-Etanol), bem como possibilita a participação de Associações e Cooperativas na comercialização de biocombustível, e dá outras providências;
- *PL-2117-2011* - dispõe sobre a criação do Plano de Desenvolvimento Energético Integrado e do Fundo de Energia Alternativa;

- *PL-1214/2011* - dispõe sobre a compensação financeira pelo aproveitamento da energia eólica para fins de geração de energia elétrica, a compensação financeira será de 6% (seis por cento) sobre o valor da energia produzida;
- *PL-0182/2011* - institui o Regime Especial de Tributação para o Incentivo ao Desenvolvimento e à Produção de Fontes Alternativas de Energia Elétrica - REINFA e estabelece medidas de estímulo à produção e ao consumo de energia limpa;
- *PL-0005/2011 / 0051/2011 / 0092/2011 PL-0303/2007* - Dispõe sobre a criação do Programa Nacional de Produção de Biocombustíveis por Cooperativas (PNBC) e dá outras providências;
- *PL-7737/2010* - estabelece a obrigatoriedade de contratação de energia elétrica produzida a partir de fonte eólica por meio de leilões e dá outras providências;
- *PL-7231/2010* - dispõe sobre a implantação de sistemas que possibilitem o aproveitamento da água das chuvas, de reutilização da água tratada e de utilização de fontes renováveis de energia nas edificações em cuja reforma ou construção sejam utilizados recursos provenientes de entidades federais ou de fundos federais;
- *PL-7160/2010* - altera a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, para aumentar a capacidade instalada dos aproveitamentos de potenciais hidráulicos para geração de energia elétrica que ficam dispensados de obter autorização, devendo apenas ser comunicados ao poder concedente, e dá outras providências;
- *PL-6592/2009 e PL-2728/2000* - altera as Leis nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e nº 8.001, de 13 de março de 1990, com a finalidade de destinar compensação financeira pela utilização de recursos hídricos aos Municípios situados à jusante de aproveitamentos de potenciais hidráulicos destinados à produção de energia elétrica;
- *PL-6311/2009* - proíbe a construção de usinas hidrelétricas em estâncias hidrominerais, climáticas e turísticas;
- *PL-6231/2009* - dispõe sobre a criação do Programa Nacional do Bioquerosene como incentivo à sustentabilidade ambiental da aviação brasileira e dá outras providências;

- *PL-6077/2009* - dispõe sobre o cultivo sustentável da cana-de-açúcar destinada à produção de açúcar, etanol e demais biocombustíveis derivados da cana-de-açúcar, estabelece diretrizes para o zoneamento agroecológico nacional da cana-de-açúcar, e dá outras providências;
- *PL-5631/2009* - define a Política de Regularização, Incentivo de Produção e Comercialização de Energia Limpa pelas Cooperativas Brasileiras;
- *PL-5532/2009* - dispõe sobre o serviço público de energia elétrica dos sistemas isolados e dá outras providências;
- *PL-5514/2009* - dispõe sobre o incentivo a energias limpas e renováveis, objetivando fomentar e integrar as regiões brasileiras no mercado de energias limpas, proporcionando o incentivo a investimentos e coeficientes na geração de energia;
- *PL-5438/2009* - dispõe sobre a prorrogação das concessões de geração de energia elétrica, anteriores a 11 de dezembro de 2003, e dá outras providências;
- *PLP-0494/2009* - regulamenta o tratamento diferenciado dos produtos e serviços e de seus processos de elaboração e prestação em razão do impacto ambiental que causem, como princípio geral da atividade econômica na defesa do meio ambiente e do equilíbrio ecológico e o estabelecimento de critérios especiais de tributação com o objetivo de prevenir desequilíbrios da concorrência para bens produtos e serviços de menor impacto ambiental;
- *SLD-2/2009 CME* - requer "dê-se à alínea" e "do Inciso IV do Art. 91 a seguinte redação:" Art. 91. IV - e) Financiamento para investimentos na área de geração e transmissão de energia elétrica, transporte de biocombustíveis e de gás natural por meio de gasodutos, bem como para programas relativos à eficiência no uso das fontes de energia, inclusive fontes alternativas;....";
- *PL-4550/2008* - dispõe sobre a produção e comercialização de energia de fontes incentivadas e renováveis e altera a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004;
- *PL-4404/2008* - altera a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, para dispor sobre alteração do limite de potência que caracteriza as pequenas centrais hidrelétricas e ampliar incentivos e investimentos em geração de energia elétrica de outras fontes alternativas;

- *PL-3986/2008* - altera dispositivos da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, para promover a geração e o consumo de energia de fontes renováveis;
- *PL-3166/2008 e PL-4138/2001* - Cria o Programa Nacional de Instalação de Coletores Solares PROSOL;
- *PL-3004/2008* - dispõe sobre a criação do Programa Nacional de Biogás;
- *PLP-0276/2008* - estabelece regras especiais para o cálculo do Valor Adicionado Fiscal - VAF, relativo às operações de circulação de energia elétrica de fonte hidráulica;
- *PL-2641/2007* - altera os arts. 2º, 3º e 5º da Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, e dá outras providências, estabelecendo como beneficiária do REIDI - Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura - qualquer outra pessoa inscrita no CNPJ que tenha projeto de implantação de obras de infraestrutura nos setores de transportes, portos, geração, transmissão e distribuição de energia;
- *PL-2505/2007* - cria o Certificado de Empreendedor de Energia Renovável (CEER), a ser concedido a pessoas físicas ou jurídicas que produzirem energia elétrica a partir de fontes alternativas e renováveis;
- *PL-2376/2007* - proíbe a compra de terra por pessoa física ou jurídica estrangeira que se destine ao plantio de cultivares para a produção de agroenergia;
- *PL-2256/2007* - dispõe sobre a renovação e adaptação da frota do serviço público de transporte coletivo rodoviário de passageiros para a utilização de biocombustíveis;
- *PL-2091/2007* - dispõe sobre a isenção do IPI para todos os equipamentos e acessórios destinados à geração de energia através da biomassa;
- *PL-2027/2007* - dispõe sobre os créditos de carbono e os certificados de redução de emissões e a titularidade exclusiva deles em empreendimentos para geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas;
- *PL-2023/2007* - institui incentivos fiscais para a aquisição de bens e prestação de serviços necessários para a utilização de energia solar, eólica ou outras formas de energia alternativa;

- *PL-1903/2007* - altera a Lei nº 7.998, de 11 de janeiro de 1990, para destinar parcela dos recursos do Fundo de Amparo ao Trabalhador (FAT) ao financiamento de pequenas unidades de produção de biocombustíveis;
- *PL-1900/2007* - altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, para destinar parcela dos royalties do petróleo à pesquisa genética de plantas para a produção de biocombustíveis;
- *PL-1724/2007* - dispõe sobre a obrigatoriedade de previsão para uso de aquecedores solares de água em novas edificações multifamiliares;
- *PL-1609/2007* - dispõe sobre a substituição gradativa, em todo o território nacional, de combustíveis derivados de petróleo por outros produzidos a partir da biomassa, e dá outras providências;
- *PL-1563/2007 e PL-7692/2006* - dispõe sobre fontes renováveis de energia, com o objetivo de promover a universalização, a geração distribuída e a racionalização energética e altera a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, para modificar o PROINFA e aumentar a participação de fontes alternativas na matriz energética nacional;
- *PL-1486/2007* - dispõe sobre a obrigatoriedade da assistência social às populações de áreas inundadas e dá outras providências;
- *PL-1454/2007* - Dispõe sobre a venda direta de biocombustíveis e dá outras providências;
- *PL-1241/2007* - institui o Fundo de Aval do Produtor de Matérias-Primas para Biocombustíveis - FA-Bio, altera a Lei nº 10.636, de 30 de dezembro de 2002, e dá outras providências;
- *PL-1236/2007* - dispõe sobre novos investimentos em geração de energia elétrica por meio de pequenas centrais hidrelétricas e fontes alternativas;
- *PL-0803/2007* - estabelece a obrigatoriedade de construção de eclusas e escadas para peixes nas implantações de usinas e barragens de cursos de água;
- *PL-0802/2007* - altera dispositivos das Leis nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, 9.427, de 26 de dezembro de 1996 e 9.648, de 27 de maio de 1998 e dá outras providências, pois depende de autorização da ANEEL o aproveitamento de potencial hidráulico destinado à produção independente ou auto produção; estabelece que toda e qualquer geradora de energia hidrelétrica terá que efetuar

- o pagamento de compensação financeira ao município impactado, acabando com a isenção de compensação para a pequena central hidrelétrica – PCE;
- *PL-0592/2007* - estabelece programa de preços mínimos para os biocombustíveis e para as matérias-primas utilizadas na sua produção, e altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997;
 - *PL-0523/2007* - institui a Política Nacional de Energias Alternativas e dá outras providências;
 - *PLP-0256/2007* - altera os critérios de distribuição do Fundo de Participação dos Municípios, para incluir no cálculo dos coeficientes de participação fator representativo da área dos Municípios ocupados por culturas destinadas à produção de biocombustíveis;
 - *PEC-0092/2007* - altera a redação do art. 20, da Constituição Federal para assegurar, nos termos da lei, aos Municípios produtores de matéria prima, participação no resultado da produção de combustíveis a partir da biomassa, ou compensação financeira pela exploração. Altera a Constituição Federal de 1988;
 - *PLP-0077/2007* - acrescenta o art. 3-A à Lei Complementar nº 63, de 1990, para estabelecer que, para efeitos de cálculo do valor adicionado para repartição do ICMS, a localização da barragem determina os Municípios-sede de usina hidrelétrica;
 - *PL-7692/2006* - institui o Programa Brasileiro de Geração Descentralizada de Energia Elétrica e dá outras providências;
 - *PL-6096/2005* - dispõe sobre a obrigatoriedade de previsão para uso de aquecedores solares de água em projetos de construção de habitações populares e, autoriza o poder executivo a criar Políticas Públicas e Programas de Incentivo para implantação e uso desses equipamentos em instalações prediais;
 - *PL-5256/2005* - altera o § 1º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, estabelecendo política tarifária que iguala os incentivos criados para os empreendimentos implantados no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;
 - *PL-4849/2005* - dispõe sobre a assistência social às populações de áreas inundadas por reservatórios, e dá outras providências;

- *PL-4242/2004* - cria o Programa de Fomento às Energias Renováveis e dá outras providências;
- *PL-4147/2004 e PL-5147/2001* - dispõe sobre o florestamento das matas ciliares dos reservatórios de hidrelétricas;
- *PL-4080/2004* - dispõe sobre a produção e comercialização de biocombustíveis por pequenos produtores e dá outras providências;
- *PL-4047/2004* - dispõe sobre o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, estendendo a cobertura do PROINFA a todo Território Nacional, beneficiando os empreendimentos de produtores servidos por sistema elétrico isolado em substituição à geração termelétrica, restringindo a sub - rogação no direito de rateio do custo de combustível para geração de energia elétrica. Altera a Lei nº 10.438, de 2002;
- *PL-3902/2004* - dispõe sobre a Política Nacional de Mudanças Climáticas (PNMC);
- *PL-3960/2004* - dispõe sobre a substituição, em todo o Território Nacional, de combustíveis derivados de petróleo por outros produzidos a partir da biomassa, e dá outras providências;
- *PL-3831/2004* - dispõe sobre incentivos à geração de energias alternativas e dá outras providências;
- *PL-3566/2004* - altera a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, pois altera as mini e micro centrais hidrelétricas com aproveitamento de potencial hidráulico de potência inferior a 1000 KW, situadas em áreas atendidas por sistema isolado, sub-rogar-se no direito de usufruir do rateio da CCC - Conta de Consumo de Combustíveis;
- *INC-3402/2004* - sugere à Presidência da República a criação de um órgão de fomento para a produção e uso racional de energias renováveis, especialmente de álcool e biodiesel;
- *PLV-0064/2004* - dispõe sobre a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira e dá outras providências;
- *PL-2124/2003* - institui o Fundo de Compensação para pessoas deslocadas de seus locais de moradia ou trabalho em decorrência da implantação de programas e projetos de responsabilidade da União e dá outras providências;

- *INC-1367/2003* - sugere ao Excelentíssimo Senhor Presidente da República o reestudo dos critérios para a inserção de empresas no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA);
- *PL-0630/2003* - altera o art. 1º da Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990, constitui fundo especial para financiar pesquisas e fomentar a produção de energia elétrica e térmica a partir da energia solar e da energia eólica, e dá outras providências;
- *PL-0621/2003* - dispõe sobre a isenção de ICMS e IPI na produção e comercialização de equipamentos fotovoltaicos para instalação de kits de captação de energia solar e dá outras providências;
- *PL-0054/2003* - altera o art. 1º da Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990, regulamentado pelo Decreto Federal nº 001, de 11 de janeiro de 1991, que trata da parcela pertencente aos Estados e Municípios, do produto da "Compensação Financeira dos Recursos Hídricos (CFRH)", bem como o art. 29 da Lei nº 9.984, de 17 de julho de 2000, pois reduz para 25% (vinte e cinco por cento) a parcela pertencente aos Estados e aumentando para 65% (sessenta e cinco por cento) a parcela dos municípios alagados, referente à Compensação Financeira dos Recursos Hídricos (CFRH);
- *PL-0023/2003 e PL-0663/1999* - altera o art. 1º da Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990, que "define os percentuais da distribuição da compensação financeira de que trata a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e dá outras providências", constituindo fundo especial para financiar pesquisas e fomentar a produção de energia elétrica a partir da energia eólica e da energia solar;
- *PL-6292/2002* - cria estímulos para a produção de energia elétrica a partir do aproveitamento de potenciais eólicos;
- *PL-6979/2002* - regulamenta a cobrança pelo uso dos recursos hídricos no Brasil, instituída pela Lei Federal nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997 e fixada para o uso da geração hidroelétrica pela Lei Federal nº 9.984, de 17 de julho de 2000;
- *PL-6937/2002* - cria o Programa de Incentivos a Energias Renováveis, e dá outras providências;

- *PL-5614/2001* - institui o Programa de Nacionalização das Centrais Geradoras de Energia Elétrica, estabelece condições especiais de financiamento por entidades federais e dá outras providências;
- *PL-5210/2001* - cria o Programa de Incentivos a Energias Renováveis (PIER), e dá outras providências, com o objetivo de promover o desenvolvimento de energia termossolar fotovoltaica e eólica e o estímulo à implantação de pequenas centrais hidrelétricas;
- *PL-5109/2001* - estende à construção, instalação e funcionamento de usinas termelétricas aeroderivadas os mesmos estímulos existentes para usinas utilizadoras de fontes alternativas ou pequenas centrais hidroelétricas - PCHs;
- *PL-4872/2001* - cria o Programa Emergencial de Financiamento de Geração de Energia – ENERGER;
- *PL-4852/2001* - institui compensação financeira aos Estados, Distrito Federal e Municípios pela utilização de sistemas de geração própria de energia elétrica por fontes renováveis e autossustentáveis, como energia solar, eólica e biomassa, nos órgãos públicos e nos serviços prestados pelos mesmo;
- *PL-4798/2001* - altera dispositivos da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências, depende de autorização da ANEEL a geração proveniente de fontes alternativas renováveis de energia (solar, eólica, biomassa e marémotriz), de potência superior a 5.000 kW e inferior a 50.000 kW;
- *PL-4717/2001* - cria incentivos às formas alternativas e não poluidoras de produção de energia elétrica e dá outras providências;
- *PL-4673/2001* - cria o Programa Prioritário de Desenvolvimento da Energia Eólica do Nordeste (PRODEENE);
- *PL-4073/2001* - altera a redação do inciso I do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e do § 1º do art. 12 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, pois propõe o aumento para 50.000 kW o aproveitamento de potencial hidráulico, destina a produção independente ou autoprodução, independente da área total do reservatório, que depende de autorização da ANEEL; cabe a agência nacional de energia elétrica definir regras de participação no mercado

atacadista de energia elétrica - MAE, extensível, a pequena central elétrica – PCH;

- *INC-2835/2001* - sugere ao poder executivo, por intermédio do Ministério de Minas e Energia, a inclusão das energias renováveis, especialmente eólica, dentre as fontes de suprimento de energia elétrica para atendimento emergencial das necessidades do Nordeste, Sul e Centro-oeste, preservando as condições estabelecidas pela CBEE - Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial;
- *INC-1433/2001* - sugere ao poder executivo, por intermédio do Ministério de Minas e Energia, a realização de estudos sobre a procedência de criar-se um órgão gestor das energias obtidas a partir de fontes alternativas, nos moldes das agências nacionais, hoje em atividade;
- *PL-4114/2000* – extingue a isenção do pagamento da compensação financeira pelas pequenas centrais hidrelétricas (PCHs);
- *PL-2162/1999* - dispõe sobre a conversão de motores a gasolina para utilização de Gás Natural Veicular ou para biomassa e seus derivados em veículos automotores a gasolina de frotas de táxis, e dá outras providências;
- *PL-4119/1998* - altera os arts. 5º e 7º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e o art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, fixando novos limites para concessão e autorização de usinas elétricas;
- *INC-0156/1995* - sugere ao poder executivo, por intermédio do ministério da fazenda, a exclusão dos aquecedores solares de água e outros, códigos 8419.19.10 e 8419.19.90, do anexo ao decreto 1427, de 29 de março de 1995;
- *PL-4415/1994* - permite a instalação e o funcionamento de usinas de energia elétrica de fontes renováveis por prefeituras municipais, associações comunitárias e condomínios residenciais;
- *PL-3937/1993* - dispõe sobre a produção de energia elétrica e o serviço de 'transmissão associada', realizados no território nacional, sendo destinada a uso público, a consumidor exclusivo e a uso compartilhado, definindo o que seja aproveitamento ótimo e potencial de energia renovável de capacidade reduzida);

- *PL-5021/1990 e PL-1843/1991* - autoriza o uso do gás natural ou biogás em veículos rodoviários automotores e da outras providencias;

PL-2139/1991 - dispõe sobre o aproveitamento de potencial de energia renovável de capacidade reduzida nos termos do artigo 176, paragrafo quarto, da constituição;

APÊNDICE B – POLÍTICAS VIGENTES

De modo a facilitar a leitura, optou-se por utilizar o PL-4035 (CD, 2008), quando possível, que trata das consolidações de leis do SEB, para facilitar a leitura e referência das mesmas

“... Art. 28. O aproveitamento de potenciais hidráulicos, iguais ou inferiores a um mil kW, e a implantação de usinas termelétricas de potência igual ou inferior a cinco mil kW, estão dispensadas de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser comunicados à ANEEL.

Art. 55. As concessões de aproveitamentos hidrelétricos resultantes da separação das atividades de distribuição decorrentes do disposto no inciso I do art. 62 poderão, a critério do poder concedente, ter o regime de exploração modificado para produção independente de energia, mediante a celebração de contrato oneroso de uso de bem público e com prazo de concessão igual ao prazo remanescente do contrato de concessão original, observado, no que couber, o disposto no art. 207.

Parágrafo único. Aplicam-se aos empreendimentos hidrelétricos resultantes da separação das atividades de distribuição de que trata este artigo, desde que sejam observadas as características de pequena central hidrelétrica, as regras de comercialização a que estão submetidas as fontes alternativas de energia e as mesmas condições aplicáveis aos agentes de que tratam os incisos II e III do art. 43.

Art. 66. Visando a universalização do serviço público de energia elétrica, a ANEEL poderá promover licitações para outorga de permissões de serviço público de energia elétrica, em áreas já concedidas cujos contratos não contenham cláusula de exclusividade.

§ 3º A permissionária será contratada para prestar serviço público de energia elétrica utilizando-se da forma convencional de distribuição, podendo, simultaneamente, também prestar o serviço mediante associação ou contratação com agentes detentores de

tecnologia ou titulares de autorização para fontes solar, eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas.

Art. 114. A contratação regulada de que trata o art. 113 deverá ser formalizada por meio de contratos bilaterais denominados Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, celebrados entre cada concessionária ou autorizada de geração e todas as concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição, devendo ser observado o seguinte:

IV – o início da entrega da energia objeto dos CCEARs poderá ser antecipado, mantido o preço e os respectivos critérios de reajuste, com vistas no atendimento à quantidade demandada pelos compradores, cabendo à ANEEL disciplinar os ajustes nos contratos, de acordo com diretrizes do MME.

§ 3º No atendimento à obrigação referida no art. 113 de contratação da totalidade do mercado dos agentes, deverá ser considerada a II – proveniente de:

a) geração distribuída, observados os limites de contratação e de repasse às tarifas, baseados no valor de referência do mercado regulado e nas respectivas condições técnicas;

b) usinas que produzam energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, enquadradas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA;

Art. 116. Os processos licitatórios necessários para o atendimento ao disposto no artigo art. 113 deverão contemplar, dentre outros, tratamento para:

III – fontes alternativas.

Art. 115. Os contratos de comercialização de energia elétrica celebrados pelas concessionárias e permissionárias de distribuição já registrados, homologados ou

aprovados pela ANEEL até 16 de março de 2004 não poderão ser objeto de aditamento para prorrogação de prazo ou aumento das quantidades ou preços contratados.

Parágrafo único. Exclui-se do disposto no caput deste artigo os aditamentos relativos a ampliações de pequenas centrais hidrelétricas, desde que não resultem em aumento do preço unitário da energia constante no contrato original.

Art. 121. Sem prejuízo do previsto nos arts. 100 e 147 poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito cuja carga seja maior ou igual a quinhentos kW, observada a regulação da ANEEL, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a quarenta e nove por cento da energia média que produzirem:

III – Os empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a trinta mil kW.

Art. 147. Para o aproveitamento referido no inciso III do art. 43, para os empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a um mil kW e para aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, conforme regulação da ANEEL, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a trinta mil kW, a ANEEL estipulará percentual de redução não inferior a cinquenta por cento a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos.

Art. 172. A Eletrobras, condicionado à autorização de seu Conselho de Administração e observado o disposto no art. 173, destinará os recursos da RGR aos fins estipulados neste artigo, inclusive à concessão de financiamento, mediante projetos específicos de investimento:

II – para instalações de produção a partir de fontes eólica, solar, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, assim como termelétrica associada a pequenas centrais hidrelétricas e conclusão de obras já iniciadas de geração termonuclear, limitado, neste último caso, a dez por cento dos recursos disponíveis;

V – para implantação de centrais geradoras de potência até cinco mil kW, destinadas exclusivamente ao serviço público em comunidades populacionais atendidas por sistema elétrico isolado;

§ 4º Para os fins deste artigo, a Eletrobras instituirá programa de fomento específico para a utilização de equipamentos, de uso individual e coletivo, destinados à transformação de energia solar em energia elétrica, empregando recursos da Reserva Global de Reversão – RGR e contratados diretamente com as concessionárias e permissionárias.

Art. 175. O aproveitamento de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, por quaisquer dos regimes previstos em lei, ensejará compensação financeira aos Estados, Distrito Federal e Municípios, a ser calculada, distribuída e aplicada na forma estabelecida nesta Lei.

Parágrafo único É isenta do pagamento de compensação financeira a energia elétrica:

I – produzida pelas instalações geradoras com capacidade nominal igual ou inferior a dez mil kW;

II – produzida pelos aproveitamentos de potencial hidráulico de potência superior a um mil kW e igual ou inferior a trinta mil kW, destinados à produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica, com início de operação após de dezembro de 1996.

Art. 187. Respeitado o prazo máximo fixado no art. 186, sub-rogar-se-á no direito de usufruir da sistemática ali referida, pelo prazo e forma a serem regulamentados pela ANEEL, o titular de concessão ou autorização para:

I – aproveitamento hidrelétrico de que trata o inciso III do art. 43 ou a geração de energia elétrica a partir de fontes eólica, solar, biomassa e gás natural, que venha a ser implantado em sistema elétrico isolado e substitua a geração termelétrica que utilize derivado de petróleo ou desloque sua operação para atender ao incremento do mercado;

II – empreendimento que promova a redução do dispêndio atual ou futuro da conta de consumo de combustíveis dos sistemas elétricos isolados;

III – aproveitamento hidrelétrico com potência maior que trinta MW, concessão já outorgada em 28 de maio de 1998, a ser implantado inteiramente em sistema elétrico isolado e substitua a geração termelétrica que utiliza derivados de petróleo, com sub-rogação limitada a, no máximo, setenta e cinco por cento do valor do empreendimento e até que a quantidade de aproveitamento sub-rogado atinja um total de cento e vinte MW médios, podendo efetuar a venda da energia gerada para concessionárias de serviço público de energia elétrica;

Parágrafo único. O direito adquirido à sub-rogação independe das alterações futuras da configuração do sistema isolado, inclusive sua interligação a outros sistemas ou a decorrente de implantação de outras fontes de geração.

Art. 192. As concessionárias de geração e empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, um por cento de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor de energia elétrica, excluindo-se, por isenção, as empresas que gerem energia exclusivamente a partir de instalações eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada.

Art. 199. A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE visa o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica,

pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional e garantir recursos para atendimento à subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda.

Art. 201. Os recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE deverão se destinar às seguintes utilizações:

V – para a promoção da universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional e para garantir recursos à subvenção econômica destinada à modicidade tarifária para a subclasse baixa renda, assegurado, em 2008, percentual mínimo da receita anual da CDE de trinta por cento para utilização na instalação de transporte de gás natural previsto no inciso I deste artigo.

§ 1º A nenhuma das fontes eólica, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas, gás natural e carvão mineral nacional poderão ser destinados anualmente recursos cujo valor total ultrapasse a trinta por cento do recolhimento anual da CDE, condicionando-se o enquadramento de projetos e contratos à prévia verificação, junto à Eletrobras, de disponibilidade de recursos.

Art. 212. O inadimplemento, pelas concessionárias, pelas permissionárias e pelas autorizadas, no recolhimento das parcelas das quotas anuais de Reserva Global de Reversão - RGR, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, compensação financeira pela utilização de recursos hídricos e outros encargos tarifários criados por lei, bem como no pagamento pela aquisição de energia elétrica contratada de forma regulada e da Itaipu Binacional, acarretará a impossibilidade de revisão, exceto a extraordinária, e de reajuste de seus níveis de tarifas, assim como de recebimento de recursos provenientes da RGR, CDE e CCC.

Art. 213. Sem prejuízo do disposto nos contratos em vigor, o atraso do pagamento de faturas de compra de energia elétrica e das contas mensais de seu fornecimento aos consumidores, do uso da Rede Básica e das instalações de conexão, bem como do recolhimento mensal dos encargos relativos às quotas da Reserva Global de Reversão – RGR, à compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, ao uso de bem público, ao rateio da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA e à Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica, implicará a incidência de juros de mora de um por cento ao mês e multa de até cinco por cento, a ser fixada pela ANEEL, respeitado o limite máximo admitido pela legislação em vigor.

----- ...”

Lei nº11.478, de 29 de maio de 2007

“...Art. 1o As instituições autorizadas pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM) para o exercício da administração de carteira de títulos de valores mobiliários poderão constituir Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura (FIP-IE) e Fundo de Investimento em Participação na Produção Econômica Intensiva em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (FIP-PD&I), sob a forma de condomínio fechado, que terão, respectivamente, por objetivo o investimento no território nacional em novos projetos de infraestrutura e de produção econômica intensiva em pesquisa, desenvolvimento e inovação. (Redação dada pela Lei nº 12.431, de 2011).

§ 1o Para os efeitos desta Lei, consideram-se novos os projetos de infraestrutura implementados a partir da vigência desta Lei por sociedades especificamente criadas para tal fim, em:

I - energia;

II - transporte;

III - água e saneamento básico; e

IV - irrigação.

V - outras áreas tidas como prioritárias pelo poder executivo Federal. (Incluído pela Medida Provisória nº 517, de 2010)

V - outras áreas tidas como prioritárias pelo poder executivo Federal. (Incluído pela Lei nº 12.431, de 2011).

§ 1o-A. Além dos dispositivos previstos no § 1o, consideram-se novos os projetos de produção econômica intensiva em pesquisa, desenvolvimento e inovação implementados a partir da vigência desta Lei por sociedades específicas criadas para tal fim e que atendam à regulamentação do Ministério da Ciência e Tecnologia (MCTI). (Incluído pela Lei nº 12.431, de 2011). ...”

Lei nº 11.488 de 15 de junho de 2007

(Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI))

“...Art. 2o É beneficiária do Reidi a pessoa jurídica que tenha projeto aprovado para implantação de obras de infraestrutura nos setores de transportes, portos, energia, saneamento básico e irrigação.

...

Art. 3o No caso de venda ou de importação de máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos, novos, e de materiais de construção para utilização ou incorporação em obras de infraestrutura destinadas ao ativo imobilizado, fica suspensa a exigência: (Regulamento)

I - da Contribuição para o Programa de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público PIS/PASEP e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS incidentes sobre a venda no mercado interno quando os referidos bens ou materiais de construção forem adquiridos por pessoa jurídica beneficiária do Reidi;

II - da Contribuição para o PIS/Pasep-Importação e da COFINS-Importação quando os referidos bens ou materiais de construção forem importados diretamente por pessoa jurídica beneficiária do Reidi. ...”

A referida Lei ainda permite a alteração do regime de produção independente autônomo para produção independente de energia no âmbito do PROINFA.

Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009

“... Art. 17. A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com as seguintes alterações:

VI - o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 (mil) kW e igual ou inferior a 50.000 (cinquenta mil) kW, destinado à produção independente ou autoprodução, independentemente de ter ou não características de pequena central hidrelétrica.

§ 5o O aproveitamento referido nos incisos I e VI do caput deste artigo, os empreendimentos com potência igual ou inferior a 1.000 (mil) kW e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 (cinquenta mil) kW, poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 (quinhentos) kW, independentemente dos prazos de carência constantes do art. 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, observada a regulamentação da Aneel, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% (quarenta e nove por cento) da energia média que produzirem, sem prejuízo do previsto nos § 1o e 2o deste artigo.

Art. 16. A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com as seguintes alterações:

Parágrafo único. O Produtor Independente de energia elétrica estará sujeito às regras de comercialização regulada ou livre, atendido ao disposto nesta Lei, na legislação em vigor e no contrato de concessão ou no ato de autorização, sendo-lhe assegurado o direito de acesso à rede das concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição e das concessionárias do serviço público de transmissão.”

Art. 20. *O art. 4o da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, passa a vigorar acrescido do seguinte inciso XIX:*

XIX - elaborar e publicar estudos de inventário do potencial de energia elétrica, proveniente de fontes alternativas, aplicando-se também a essas fontes o disposto no art. 28 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

---- ...”

Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004

“... Art. 13. No cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento à totalidade do mercado dos agentes de distribuição, será contabilizada a energia elétrica:

I - contratada até 16 de março de 2004;

II - contratada nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, inclusive os de ajustes, e de novos empreendimentos de geração; e

III - proveniente de:

a) geração distribuída;

b) usinas que produzam energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, contratadas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA; e

c) Itaipu Binacional.

Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8o da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput.

Art. 15. A contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída será precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição, de forma a garantir publicidade, transparência e igualdade de acesso aos interessados.

§ 1o O montante total da energia elétrica contratada proveniente de empreendimentos de geração distribuída não poderá exceder a dez por cento da carga do agente de distribuição.

...

Art. 16. Os agentes de distribuição que tenham mercado próprio inferior a 500 GWh/ano poderão adquirir energia elétrica:

...

II - de geradores distribuídos, na forma dos arts. 14 e 15; ...”

Decreto nº 6.006 de 28 de dezembro de 2006

Indica em seus anexos, na Seção XVI, capítulo 85, que para grupos eletrogêneos da fonte eólica, NCM 8502.31.00, o IPI é zero.

Decreto nº 6.460, de 19 de maio de 2008

(Expansão dos Sistemas de Transmissão e Subtransmissão para Geração Distribuída)

“... Art. 1o O art. 6o do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, passa a vigorar acrescido dos seguintes parágrafos:

“§ 4o As instalações de transmissão de interesse exclusivo das centrais de geração a partir de fonte eólica, biomassa ou pequenas centrais hidrelétricas, não integrantes das respectivas concessões, permissões ou autorizações, conectadas diretamente à Rede

Básica, poderão ser consideradas Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada - ICG.

§ 5o A responsabilidade pela implantação e manutenção das ICGs será atribuída ao Concessionário de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica detentor da instalação de Rede Básica conectada, sendo disponibilizada diretamente aos acessantes interessados contra o pagamento dos encargos correspondentes.

§ 6o Caberá à ANEEL estabelecer os critérios, formas e condições para o enquadramento de instalações de transmissão de interesse exclusivo das centrais de geração como ICG, bem como definir regras para o acesso de consumidores a estas instalações, a ser feito exclusivamente pela concessionária ou permissionária local de distribuição, e sua forma de custeio.

§ 7o Caberá ao Ministério de Minas e Energia estabelecer diretrizes para a realização das licitações de ICG e das respectivas instalações de Rede Básica conectadas, sendo que as ICG serão definidas a partir de chamada pública a ser realizada pela ANEEL, mediante o aporte de garantias pelos interessados no acesso às ICGs, e deverão estar previstas no planejamento do setor elétrico nacional.

§ 8o A ANEEL disciplinará os prazos e condições para a transferência das ICGs às concessionárias ou permissionárias locais de distribuição.” (NR) ...”

Resolução Normativa ANEEL nº. 427, de 22 de fevereiro de 2011

(Regulamenta a Lei nº 12.111/2009)

“...§ 6o Enquanto houver redução de dispêndio com a CCC pela substituição de energia termoelétrica que utilize combustíveis fósseis em sistemas isolados, fica assegurada a sub-rogação no direito de usufruir dos benefícios do rateio da CCC aos seguintes empreendimentos:

I – aproveitamentos hidrelétricos de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinados à produção independente ou autoprodução de energia elétrica,

mantidas as características de pequena central hidrelétrica, em conformidade com o estabelecido na regulamentação pertinente e o respectivo sistema de transmissão e/ou distribuição associado;

II – empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica, solar, biomassa ou gás natural e o respectivo sistema de transmissão e/ou distribuição associado;

III – empreendimentos de transmissão e/ou distribuição de energia elétrica; e

IV – outros empreendimentos, tais como sistemas de transporte e distribuição de gás natural, na proporção de sua utilização para geração de energia elétrica, e projeto de eficiência de central termelétrica ou de troca de combustível, desde que represente redução do dispêndio da CCC. ...”

Resolução Da Câmara De Comércio Exterior (CAMEX) nº 7, de 01 de março de 2007

Retira do ex-tarifário do imposto de importação de aerogeradores, levando-o de 14% para zero.

Resolução Normativa ANEEL nº. 279, de 11 de setembro de 2007

Permite a Declaração de Utilidade Pública (DUP) possa ser usada para usinas eólicas nos mesmos moldes das concessões propostas para as linhas de transmissão e usinas hidrelétricas para fins de desapropriação e de instituição de servidão administrativa.