

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM DESENVOLVIMENTO REGIONAL
MESTRADO E DOUTORADO
ÁREA DE CONCENTRAÇÃO EM DESENVOLVIMENTO REGIONAL**

Francelin Ferreira Wenceslau

**PROINFA: UMA CONTRIBUIÇÃO PARA A DIVERSIFICAÇÃO DA MATRIZ
ENERGÉTICA NO RIO GRANDE DO SUL?**

Santa Cruz do Sul
2013

Franclin Ferreira Wenceslau

**PROINFA: UMA CONTRIBUIÇÃO PARA A DIVERSIFICAÇÃO DA MATRIZ
ENERGÉTICA NO RIO GRANDE DO SUL?**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento Regional – Mestrado e Doutorado, Área de Concentração em Desenvolvimento Regional, Universidade de Santa Cruz do Sul – UNISC, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Desenvolvimento Regional.

Orientador: Prof. Dr. Silvio Cezar Arend

Santa Cruz do Sul

2013

W467p

Wenceslau, Franclin Ferreira

PROINFA: uma contribuição para a diversificação da matriz energética no Rio Grande do Sul? / Franclin Ferreira Wenceslau. – 2013.

168 f.: il.; 30 cm.

Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento Regional) – Universidade de Santa Cruz do Sul. 2013.

Orientador: Prof. Dr. Silvio Cezar Arend.

1. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. 2. Desenvolvimento energético. 3. Energia – Fontes alternativas. I. Arend, Silvio Cezar. II. Título.

CDD: 333.7915

Bibliotecária responsável Luciana Mota Abrão - CRB 10/2053

Francelin Ferreira Wenceslau

**PROINFA: UMA CONTRIBUIÇÃO PARA A DIVERSIFICAÇÃO DA MATRIZ
ENERGÉTICA NO RIO GRANDE DO SUL?**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento Regional – Mestrado e Doutorado, Área de Concentração em Desenvolvimento Regional, Universidade de Santa Cruz do Sul – UNISC, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Desenvolvimento Regional.

Dr. Silvio Cezar Arend
Professor Orientador – UNISC

Dr^a Cidonea Machado Deponti
Professor examinador – UNISC

Dr. Jefferson Marçal da Rocha
Professor examinador – UNIPAMPA

Santa Cruz do Sul
2013

AGRADECIMENTOS

A conclusão de mais esta etapa em minha vida acadêmica é um misto de alívio e inquietação, alívio por ter conseguido alcançar todas as metas propostas e superar as dificuldades encontradas ao longo do caminho e inquietação por não saber as surpresas que o destino me reserva.

Gostaria de agradecer primeiramente a minha família, a minha mãe pelos pensamentos positivos e dedicação, meu pai por ser uma pessoa exemplar, minha irmã e irmãos e os sobrinhos Matheus, Natanael e Emanuelli.

Em especial gostaria de agradecer a Ana Paula Witeck pelo companheirismo e compreensão nos momentos mais difíceis. Aproveito para agradecer a Leopoldo Witeck e Rosângela Witeck pela confiança e apoio desde sempre.

Agradeço também aos colegas do mestrado e do doutorado em Desenvolvimento Regional pela grande amizade.

Não posso deixar de agradecer a Coordenação De Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), que sem o apoio financeiro concedido esta etapa jamais seria concluída.

Agradeço também aos amigos “Pura Bucha” os melhores de todos!

Por fim, agradeço ao Professor Silvio Arend pela atenção e orientação e a todos os professores e funcionários do Programa de Pós Graduação em Desenvolvimento Regional da Universidade de Santa Cruz do Sul.

Talvez o destino da humanidade seja ter uma vida curta, mas ardente, extravagante e excitante, em vez de uma vida longa, uma existência vegetativa. Talvez seu destino seja deixar outras espécies – as amebas, que não possuem nenhuma ambição espiritual – herdar a Terra ainda banhada plenamente em raios solares.

Nicholas Georgescu-Roegen

RESUMO

Discutir a representatividade da energia no desenvolvimento humano é fundamental para entender como as sociedades se organizam social, ambiental e economicamente em função dos limitantes energéticos aos quais estão condicionadas. Entender como se dão essas relações e como elas se interconectam nos dias atuais faz parte da análise deste estudo, que tem por objetivo principal a reflexão sobre a importância das fontes alternativas de energia elétrica em território gaúcho, analisando as contribuições oriundas dessas fontes para a matriz energética no Rio Grande do Sul. Para isso, optou-se pela análise do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, programa lançado em 2002 pelo Governo Federal, que tinha como meta a inserção de 3.300 megawatts de potência instalada em âmbito nacional. As fontes incluídas no Programa foram as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), as Usinas Termelétricas à biomassa, e as Usinas Eolielétricas. Na presente pesquisa, foram avaliados os treze empreendimentos contratados por esse Programa no Rio Grande do Sul, verificando o papel desses projetos na diversificação da matriz energética do estado. Além disso, foram abordadas questões voltadas para a relação existente entre energia e desenvolvimento, bem como para o diagnóstico dos impactos socioambientais oriundos da utilização das fontes renováveis e não renováveis, e suas contribuições para com a atual situação ambiental. Na análise do objeto de estudo, buscou-se apresentar o PROINFA, destacando a conjuntura em que o Programa foi implantado, salientando os condicionantes legais e normativos do ambiente de contratação em que este se inseriu. Por fim, foi feita a caracterização dos empreendimentos contratados no Rio Grande do Sul, visando entender os impactos causados por esses projetos nas regiões onde foram instalados. Assim, conclui-se que o PROINFA serviu como um importante mecanismo de inserção das fontes alternativas de energia elétrica, tendo em vista que estimulou a diversificação da matriz energética tanto gaúcha como nacional, incorporando a perspectiva de uma maior participação das fontes renováveis no contexto global de geração de energia elétrica no Brasil.

Palavras-chave: Energia – Desenvolvimento – Fontes alternativas de energia elétrica – PROINFA

ABSTRACT

Discuss the representativeness of energy in human development is essential to understand how societies organize themselves socially, environmentally and economically depending on the energetic limitations to which they are conditioned. Understand how, nowadays, these relations are given and how they are interconnected, is part of the analysis of this study, which has as a main objective to reflect about the importance of alternative sources of electricity in the state of Rio Grande do Sul, analyzing the contributions originated from these sources for energy matrix in Rio Grande do Sul. For this analysis it was chosen to study a program, carried out by the Brazilian Federal Government and launched in 2002, called Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, translated here, for better understanding, as Incentive Program for Alternative Sources of Electric Energy, which has as its goal the inclusion of 3,300 megawatts of installed capacity nationwide. The sources included in the program are the Small Hydro Power Plants (SHP), the Biomass-Powered Thermoelectric Plants, and the Wind Power Plants. In this study the thirteen projects engaged by the program in Rio Grande do Sul were evaluated by verifying their role in the diversification of the energy matrix of the state. Besides, in the construction of this study were addressed questions related to the relationship between energy and development, as well as to the diagnosis of the socioenvironmental impacts arising from the use of renewable and nonrenewable sources, and their contributions to the current environmental situation. In the analysis of the object of study, it was sought to introduce PROINFA, highlighting the conjuncture in which the program was implemented and the legal and regulatory determinants of the contracting environment in which it was inserted. Finally, the characteristics of the projects engaged in Rio Grande do Sul were described in order to understand the impacts in the regions where they were installed. Thereby, it was concluded that PROINFA served as an important mechanism for insertion of alternative sources of electric energy, since this program has encouraged the diversification of the energetic matrix both of Rio Grande do Sul and Brazil, incorporating the prospect of a greater participation of renewable sources in the overall context of electric power generation in the country.

Key-Words: Energy – Development – Alternative sources of electric energy – PROINFA

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Gráfico 1 – Estágios de desenvolvimento e consumo de energia	20
Gráfico 2 – Energia total consumida por família no Brasil em 1988	21
Gráfico 3 – Consumo Final por Fonte	22
Gráfico 4 – Evolução energética de longo prazo da intensidade energética dos países desenvolvidos	23
Gráfico 5 – Evolução da intensidade energética para os países selecionados	24
Gráfico 6 – Evolução da intensidade energética, da oferta de energia e do PIB	24
Gráfico 7 – Consumo final de energia e PIB - Brasil - 1996-2010	26
Gráfico 8 – Emissões mundiais de dióxido de carbono em bilhões de toneladas – 1990/2035.	29
Gráfico 9 – Emissões mundiais de dióxido de carbono em bilhões de toneladas – 1990/2035 – Carvão Mineral – Combustíveis Líquidos – Gás Natural	30
Gráfico 10 – Emissões de CO2 no Brasil – milhões de toneladas/ano.	31
Gráfico 11 – Utilização por Tipo de Combustível no Mercado Mundial de Energia de 1990 a 2035	34
Gráfico 12 – Preços do petróleo no mundo (1970 – 2005) e os eventos que contribuíram para as variações de preço	36
Gráfico 13 – Diagrama de dispersão. Todos os municípios do Brasil	43
Gráfico 14 – Emissões de Gás Carbônico e Metano em relação à geração de eletricidade	55
Gráfico 15 – Percentual de aproveitamentos eólicos por estado	58
Gráfico 16 – Evolução do tamanho dos aerogeradores horizontais	60
Gráfico 17 – Causas de Morte de Aves Relativas às Atividades Humanas nos EUA	66
Gráfico 18 – Geração mundial de eletricidade por tipo de combustível – horizonte 2007 - 2035	77
Gráfico 19 – Percentual de Projetos Eólicos por Estado	82
Gráfico 20 – Percentual de Projetos PCH por Estado	83
Gráfico 21 – Percentual de Projetos Biomassa por Estado	84
Gráfico 22 – Capacidade x Consumo no Sistema Interligado Nacional (SIN) (%)	87
Gráfico 23 – Total de energia elétrica gerada por UHE entre os anos de 2000 e 2010 em Milhares de MWh	101
Gráfico 24 – Total de energia elétrica gerada por PCH entre os anos de 2000 e 2010 em Milhares de MWh	102
Gráfico 25 – Total de energia elétrica gerada por Biomassa entre os anos de 2000 e 2010 em Milhares de MWh	102

Gráfico 26 – Total de energia elétrica gerada por usinas eólicas entre os anos de 2000 e 2010 em Milhares de MWh	103
Gráfico 27 – Total de energia elétrica gerada por carvão mineral entre os anos de 2000 e 2010 em Milhares de MWh	103
Gráfico 28 – Evolução da demanda máxima do sistema de transmissão no RS e a correspondente capacidade de atendimento	104
Figura 1 – Mercado Cativo de Energia	91
Figura 2 – Mercado Livre de Energia	91
Fotografia 1 – Exemplo de turbinas eólicas	59
Fotografia 2 – Parque eólico de Osório/RS	60
Fotografia 3 – Etapa de terraplanagem	61
Fotografia 4 – Projeto viário	62
Fotografia 5 – Drenagem	62
Fotografia 6 – Concretagem das bases	63
Fotografia 7 – Base finalizada	63
Fotografia 8 – Conclusão da montagem dos aerogeradores	64
Fotografia 9 – Vista aérea da PCH Carlos Gonzatto	111
Fotografia 10 – Vista aérea da PCH Esmeralda	114
Fotografia 11 – Vista aérea da PCH São Bernardo	115
Fotografia 12 – Vista aérea da PCH Da Ilha	117
Fotografia 13 – Vista aérea da PCH Jararaca	119
Fotografia 14 – Vista geral do barramento da PCH Caçador	121
Fotografia 15 – Barragem do Camping Carreiro – Serafina Corrêa/RS	122
Fotografia 16 - Vista geral do barramento da PCH Linha Emília	124
Fotografia 17 – Vista geral do barramento da PCH Cotiporã	125
Fotografia 18 – Parque eólico de Osório	126
Fotografia 19 – Parque eólico Palmares	127
Fotografia 20 – Parque eólico Cidreira	128
Organograma 1 – Ambientes de Contratação de Energia	90
Quadro 1 – Cronologia do panorama mundial do petróleo	36
Quadro 2 – Classificação dos biocombustíveis	67
Mapa 1 – Percentual de pessoas que vivem em domicílios com energia elétrica, 2000.	41
Mapa 2 – Índice de desenvolvimento humano municipal, 2000	41
Mapa 3 – Total de beneficiados com o Programa Luz para Todos	44
Mapa 4 – Estados brasileiros contemplados com usinas eolielétricas	58

Mapa 5 – Potencial de cada fonte por estado	81
Mapa 6 – Estados com Usinas Eolielétricas – PROINFA - 2005	82
Mapa 7 – Estados com Pequenas Centrais Hidrelétricas – PROINFA - 2005	83
Mapa 8 – Estados com Usinas de Biomassa – PROINFA - 2005	84
Mapa 9 – UTE em operação no RS até outubro de 2012	98
Mapa 10 – UHE em operação RS até outubro de 2012	99
Mapa 11 – PCH em operação RS até outubro de 2012	100
Mapa 12 – UEE em operação RS até outubro de 2012	101
Mapa 13 – O consumo de energia elétrica por município do RS em 2010	105
Mapa 14 – Empreendimentos contratados e em funcionamento pelo PROINFA	108
Mapa 15 – Regiões Hidrográficas do Rio Grande do Sul e respectivas Bacias Hidrográficas	109
Mapa 16 – Região Hidrográfica Rio Uruguai - Bacia U30 – Turvo/Santa Rosa/Santo Cristo	110
Mapa 17 – Região Hidrográfica Rio Uruguai - Bacia U10 – Apuaê - Inhandava	113
Mapa 18 – Localização da Bacia Hidrográfica do Taquari-Antas	117

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Empreendimentos geradores de eletricidade em operação no Brasil até dezembro de 2012	47
Tabela 2 –	Usinas termoelétricas a biomassa ligadas ao SIN	68
Tabela 3 –	Empreendimentos em operação no Brasil	69
Tabela 4 –	Total de projetos contratados por estado pelo PROINFA em 2005	85
Tabela 5 –	Preço Premium para o PROINFA – 2004 e 2012	92
Tabela 6 –	Montantes de energia e custo considerados no PAP 2012.	93
Tabela 7 –	Energia contratada em 2013 por fonte	94
Tabela 8 –	Leilões de Fontes Alternativas 2010 – resultado final	94
Tabela 9 –	Comparativo entre PROINFA e leilão de fontes alternativas de 2010	95
Tabela 10 –	Preços médios para fonte eólica em 2011 e 2012	96
Tabela 11 –	Empreendimentos em operação no RS em 2012	97
Tabela 12 –	Aproveitamentos Hidrelétricos no RS - PCH	107
Tabela 13 –	Aproveitamentos Eólicos no RS - UEE	107
Tabela 14 –	Licenciamento de empreendimentos hidrelétricos	111
Tabela 15 –	Eficiência entre área de alague e megawatt instalado	130

LISTA DE ABREVIATURAS

ABC	American Bird Conservation
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
BERS	Balanço Energético do Rio Grande do Sul
BIG	Banco de Informações de Geração
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCEAR	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CER	Contrato de Energia de Reserva
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CGTEE	Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica
CONAMA	Conselho Nacional de Meio Ambiente
CONUER	Contrato de Uso de Energia de Reserva
COP	Conference of Parties
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FEE	Fundação de Economia e Estatística do Rio Grande do Sul
FEPAM	Fundação Estadual de Proteção Ambiental
GCE	Câmara da Gestão da Crise Energética
GEE	Gases do Efeito Estufa
HÁ	Hectare
IBAMA	Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IDH	Índice de Desenvolvimento Humano
IGP	Índice Geral de Preços
IICA	Instituto Interamericano de Cooperação para a Agricultura
IOE	International Outlook Energy
KW	Quilowatt
LI	Licença de Instalação
LIGTH	Companhia Energética do Rio de Janeiro
LO	Licença de Operação

LP	Licença Prévia
MAB	Movimento dos Atingidos por Barragens
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatt
OCDE	Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico
ONS	Operador Nacional do Sistema
ONU	Organização das Nações Unidas
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
PAP	Plano Anual do PROINFA
PBA	Plano Básico Ambiental
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PIA	Produtor Independente de Energia
PIB	Produto Interno Bruto
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PNE	Plano Nacional de Energia
PNUD	Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RGE	Rio Grande Energia S.A.
SEMA	Secretaria Estadual de Meio Ambiente do Rio Grande do Sul
SIN	Sistema Interligado Nacional
TEP	Toneladas Equivalentes de Petróleo
UEE	Usina Eolielétrica
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termoelétrica

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	15
2 ENERGIA E DESENVOLVIMENTO.....	18
2.1 Geração e consumo de energia na sociedade.....	31
2.1.1 O carvão mineral no contexto da industrialização.....	32
2.1.2 O petróleo.....	34
2.1.3 A energia elétrica.....	37
2.2 Energia elétrica e desenvolvimento no Brasil	39
3 GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E MEIO AMBIENTE NO BRASIL	46
3.1 Fontes renováveis de geração de energia elétrica.....	47
3.1.1 Energia hidráulica	48
3.1.1.1 Conflitos sociais relacionados aos grandes barramentos.....	50
3.1.1.2 Usinas hidrelétricas e emissões atmosféricas.....	54
3.1.2 Energia eólica	56
3.1.2.1 Impactos ambientais das Usinas Eólicas.....	61
3.1.3 Biomassa	67
3.2 Fontes não renováveis de geração de energia elétrica	69
4 O PROGRAMA DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA ELÉTRICA – PROINFA	74
4.1 A concepção do PROINFA.....	74
4.2 Os projetos apoiados no Brasil	79
4.3 O novo modelo do setor elétrico brasileiro	86
5 O PROINFA E A DIVERSIFICAÇÃO DA MATRIZ ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO SUL	97
5.1 A matriz elétrica gaúcha	97
5.2 Caracterização dos projetos implantados no RS através do PROINFA	106
a) PCH Carlos Gonzatto.....	110
b) PCH Esmeralda	113
c) PCH São Bernardo	115
d) PCH Da Ilha.....	116
e) PCH Jararaca.....	119

f) PCH Caçador	120
g) PCH Linha Emília	122
h) PCH Cotiporã.....	124
i) Aproveitamento eólico integral de Osório	126
j) Parque eólico Palmares.....	127
k) Parque eólico Cidreira	128
5.3 Análise dos resultados do PROINFA no Rio Grande do Sul	129
6 CONSIDERAÇÕES FINAIS	136
REFERÊNCIAS.....	139
ANEXO A – Lei n. 10.438 de 26 de abril de 2002	149

1. INTRODUÇÃO

O desenvolvimento da humanidade está estreitamente ligado ao consumo de energia, nas tarefas cotidianas e nas mais complexas. Tanto as formas primárias como as secundárias de energia permeiam as relações humanas e a vida em sociedade desde os primórdios de sua organização. Os estágios de desenvolvimento do homem nos últimos milênios são caracterizados pelo aumento no consumo de fontes energéticas: lenha, gorduras animais, carvão, petróleo, eletricidade, são protagonistas na história da humanidade, uma vez que quanto maior o desenvolvimento de uma sociedade, maiores são suas necessidades energéticas. Isso foi uma constante durante séculos, até se atingirem picos máximos de consumo.

O desenfreado consumo de energéticos durante o século XX, especialmente as fontes fósseis, agravou a gama de problemas ambientais globais, entre os quais pode-se destacar o efeito estufa, relacionado ao aumento além dos padrões naturais da temperatura média da terra, desequilíbrio esse, causado, em parte, pela emissão de gases do efeito estufa (GEE), como óxidos de enxofre, óxidos de nitrogênio, dióxido de carbono, monóxido de carbono, além de outras substâncias. Em uma economia global altamente dependente de energia, sobretudo a de origem fóssil, não renovável, baseada em derivados de petróleo e carvão mineral, a opção pelas fontes renováveis de energia tem ganhado espaço, apresentando cenários promissores em curto e médio prazo, principalmente no que se refere à geração de energia elétrica.

Nesse campo, o panorama geral no Brasil apresenta-se mais propício, tendo em vista a inserção de novas tecnologias, substituição de fontes geradoras de eletricidade com base em combustíveis fósseis e incentivos à expansão de fontes alternativas de energia visando menores impactos sociais e ambientais. O caso brasileiro é um diferencial em termos de matriz energética mundial, com um sistema elétrico baseado fortemente em hidrelétricas, possuindo por volta de 70% de geração com base hídrica, além de outras fontes como eólicas e térmicas movidas à biomassa, nesse caso a matriz elétrica brasileira abrange algo em torno de 78% de fontes renováveis na geração de energia elétrica.

As questões abordadas nesse estudo vão ao encontro do que alguns autores como Reis (2011), Silveira (2000), Goldemberg e Lucon (2008), Fadigas (2011),

Tolmasquim (2005), entre outros pesquisadores e planejadores que discutem o setor de energia almejam, ou seja, apresentar alternativas sustentáveis ao modelo energético instaurado, apontando os avanços e os limites da utilização das energias renováveis e não renováveis.

Todavia, existem questões sobre os impactos socioambientais das fontes renováveis – hídrica, eólica, biomassa – que necessitam serem melhor discutidos e aprofundados, como os impactos das hidrelétricas, especialmente na Região Amazônica, os impactos na fase de instalação dos empreendimentos eólicos, além dos assuntos relacionados às fontes não renováveis – petróleo, carvão mineral – que já são amplamente difundidas e trabalhadas, principalmente no que diz respeito às emissões de GEE e a escassez destes energéticos.

Especificamente, esta pesquisa trata da avaliação de um programa com vistas à introdução de novas tecnologias no setor elétrico, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, lançado em 2002 pelo governo federal com o objetivo de aumentar a participação de pequenas centrais hidrelétricas e das térmicas movidas à biomassa e inserir as usinas eólicas no contexto da matriz energética nacional. Além disso, o PROINFA teve por objetivo a redução nas emissões de gases do efeito estufa pela matriz elétrica brasileira, ainda que para uma matriz essencialmente hídrica essas emissões sejam abaixo das médias mundiais para o setor.

O PROINFA é um programa que visou à inserção de 3.300 megawatts de potência instalada no Sistema Interligado Nacional (SIN), divididos em 1.100MW por fonte. No contexto da análise do referido estudo, optou-se por delimitar a pesquisa aos empreendimentos contratados no Rio Grande do Sul propondo-se em responder a seguinte pergunta: Qual foi o papel do PROINFA na diversificação da matriz energética elétrica no Rio Grande do Sul?

Em termos gerais, o objetivo principal desse estudo foi o de analisar e avaliar o papel do PROINFA no Rio Grande do Sul, principalmente no que tange a inserção das fontes alternativas no cenário energético do estado. Com a finalidade de esclarecer o questionamento central da pesquisa, optou-se em tratar especificamente os pontos relacionados ao papel da energia para o desenvolvimento, identificar as dinâmicas socioambientais associadas à geração de energia elétrica no contexto nacional, além da caracterização no Programa e a análise dos projetos no RS.

Para tanto, buscou-se a caracterização do Programa primeiramente em âmbito nacional, exemplificando os pontos abordados pela lei de criação do PROINFA, bem como os ambientes de contratação dos empreendimentos até se chegar a análise dos projetos em território gaúcho, em um total de treze aproveitamentos, dentre estes, oito pequenas centrais hidrelétricas e cinco usinas eólicas.

Em termos de estrutura, esta pesquisa apresenta-se dividida em seis capítulos, na sequência desta introdução, o segundo capítulo traz um panorama geral sobre o uso de energia no Brasil e no mundo, expondo as perspectivas de geração e consumo, além discutir as relações existentes entre crescimento econômico e consumo de energia. Nesse capítulo também são expostas as questões sobre as emissões de gases de efeito estufa (GEE) e as contribuições do setor de energia para a conjuntura do aquecimento global. E, por fim, é trabalhado o papel da energia elétrica no contexto do desenvolvimento socioeconômico no Brasil.

No terceiro capítulo é dada ênfase à abordagem socioambiental relacionada aos aproveitamentos de geração de energia elétrica, apresentando os principais impactos negativos e positivos das fontes renováveis (eólicas, hidráulicas e biomassa) e não renováveis (combustíveis fósseis).

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) é o tema do quarto capítulo, no qual são abordados os aspectos legais relativos aos empreendimentos, os ambientes de contratação das fontes e é contextualizado o novo modelo do setor elétrico brasileiro.

No quinto capítulo o enfoque continua sendo o PROINFA, nesse caso, caracterizando os empreendimentos contratados no estado do Rio Grande do Sul, dando conta dos treze aproveitamentos instalados em território gaúcho. Sobretudo, foi feita uma análise com base nas licenças de operação fornecidas pela Fundação de Proteção Ambiental do Rio Grande do Sul (FEPAM). E, finalmente, neste capítulo, é relacionado o papel do PROINFA na diversificação da matriz energética no RS servindo de subsídio para as considerações finais.

2. ENERGIA E DESENVOLVIMENTO

As discussões sobre o papel da energia no desenvolvimento humano remetem aos mais elementares e distantes primórdios da humanidade, desde o domínio do fogo pelo homem paleolítico e o aprimoramento das técnicas de agricultura, existindo forte influência das fontes de energia na consolidação e desenvolvimento dos primeiros agrupamentos humanos.

De fato, a noção que havia por parte da sociedade de ver o ambiente como uma cornucópia abundante e infinita, em termos de energia, hoje já se mostra definitivamente ultrapassada, principalmente quando se observa o caráter finito de recursos energéticos como, por exemplo, os combustíveis fósseis.

O crescimento econômico o qual, até as últimas décadas do século XX, era baseado no alto consumo de energia e aplicado, por todos os países, como regra em termos de crescimento, mostra-se reorganizado em alguns países, alcançando metas de desenvolvimento sem corresponder, necessariamente, ao aumento no consumo de energéticos, mas na melhoria em eficiência e conservação de energia.

De qualquer forma, o desenvolvimento da humanidade não pode ser estagnado, já que o advento de novas tecnologias e fontes renováveis de energia corrobora com esse desenvolvimento, reduzindo os impactos socioambientais relacionados ao setor energético.

Ao debater sobre a questão energética tanto no Brasil, como no mundo, evidencia-se o fato de que as sociedades se desenvolvem de maneira estratégica em torno dos limitantes energéticos aos quais estão condicionadas (PINTO JUNIOR, 2007).

Analisar as desigualdades em torno da disponibilidade e do acesso a qualquer forma de energia, seja ela fóssil, nuclear, tradicional, convencional ou moderna¹ (GOLDEMBERG; LUCON, 2008), permite refletir sobre as restrições de desenvolvimento as quais determinada sociedade está sujeita.

Assim como mostra Geller (2003, p. 17),

Cerca de um terço da população mundial – dois bilhões de pessoas – ainda depende quase que inteiramente da lenha e de outras fontes tradicionais de

¹ Formas de energia tradicionais: biomassa primitiva, lenha de desmatamento; Convencionais: potenciais hidráulicos de médio e grande porte; Modernas ou novas: potenciais hidráulicos de pequeno porte, biomassa “moderna” – lenha replantada, cana de açúcar e óleos vegetais; Outras: energia solar, eólica, geotérmica, maremotriz.

energia para suprir suas necessidades energéticas. Essas famílias não consomem nem eletricidade, nem gás natural – um fator primordial que contribui para seu empobrecimento. Enquanto isso, os cidadãos mais ricos do mundo consomem quantidades cada vez maiores de combustíveis fósseis, energia hidrelétrica e nuclear para abastecer um número crescente de veículos, instalações físicas e equipamentos.

Durante os estágios de desenvolvimento da humanidade, a utilização de fontes de energia, nas mais variadas tarefas humanas, tornou-se essencial para a sobrevivência. O homem, enquanto indivíduo que se caracteriza por viver em sociedade busca abastecer-se, desde os primórdios de sua existência, de fontes de energia para serem usadas no exato momento em que se fizerem necessárias, por meio de fontes energéticas armazenáveis ou não (TUNDISI, 1991).

Estima-se que o homem agrícola primitivo, por volta de 10.000 anos A.P.², utilizava algo em torno de 5.000kcal por dia. No período da Revolução Industrial, século XVIII, entretanto, o consumo *per capita* já era em torno de 12.600kcal, e, na década de 1980, ultrapassava 31.800kcal *per capita* por dia (TUNDISI, 1991).

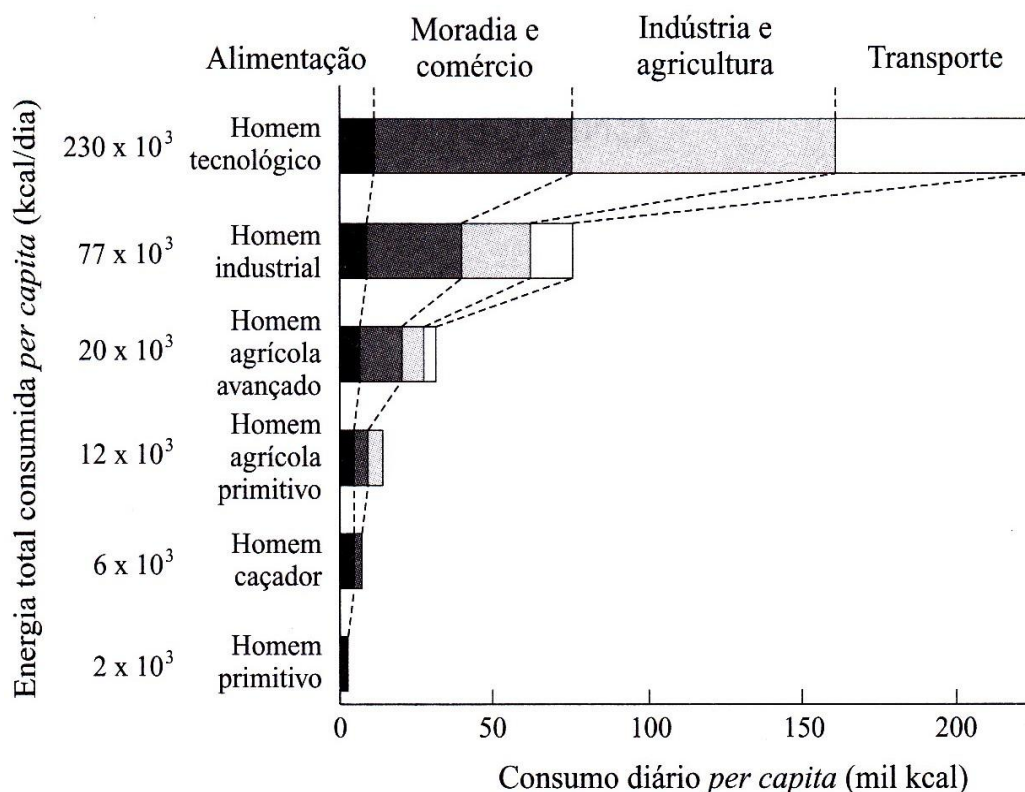
Goldemberg e Lucon (2008, p. 1) apresentam, na passagem a seguir, um panorama geral sobre a utilização e consumo de energia desde as sociedades primitivas até a sociedade urbano industrial do século XIX e XX.

Energia, ar e água são ingredientes essenciais à vida humana. Nas sociedades primitivas seu custo era praticamente zero. A energia era obtida da lenha das florestas, para aquecimento e atividades domésticas, como cozinhar. Aos poucos, porém, o consumo de energia foi crescendo tanto que outras fontes se tornaram necessárias. Durante a Idade Média, as energias de cursos d'água e dos ventos foram utilizadas, mas em quantidades insuficientes para suprir as necessidades de populações crescentes, sobretudo nas cidades. Após a Revolução Industrial, foi preciso usar mais carvão, petróleo e gás, que têm um custo elevado para a produção e transporte até os centros consumidores.

No gráfico 1 a seguir, Goldemberg e Lucon (2008) mostram a utilização da energia por extratos, caracterizando não só as principais atividades humanas, mas também seu respectivo consumo energético.

² A.P.: Antes do Presente

Gráfico 1 – Estágios de desenvolvimento e consumo de energia



Fonte: Cook (2008, p.58).

O aumento do nível de bem estar de determinada sociedade, principalmente nos padrões atuais de desenvolvimento, está, entre outros condicionantes, ligado ao consumo de energéticos, especialmente combustíveis veiculares e energia elétrica.

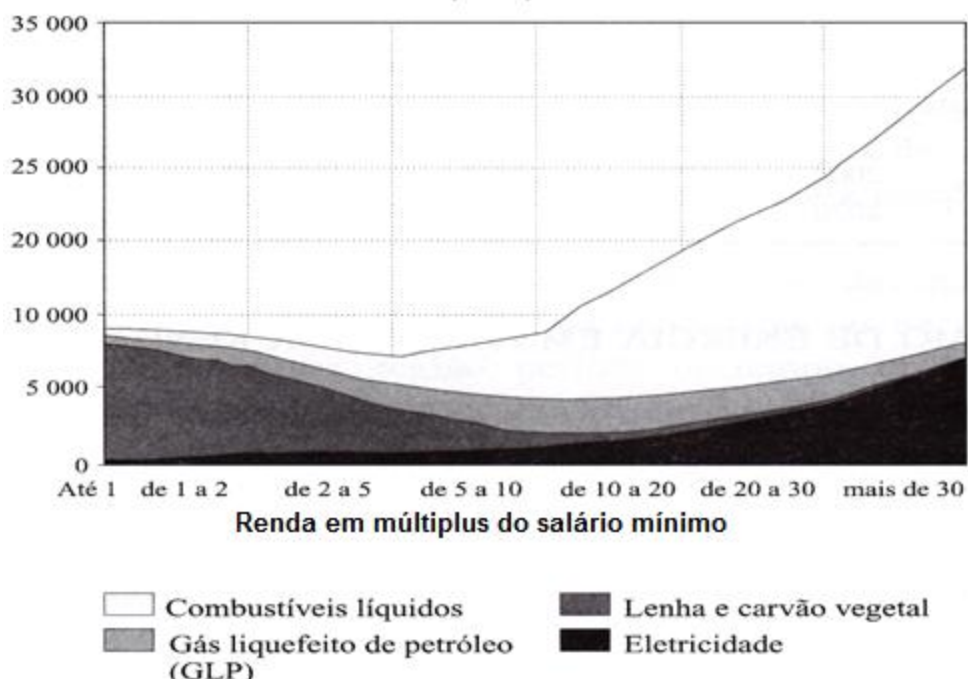
Segundo Goldemberg e Lucon (2008), existem dois tipos de usuários dos serviços de energia: a elite e os pobres. Estes buscam satisfazer as necessidades básicas para sua sobrevivência, enquanto que aqueles almejam os padrões de luxo e consumo dos países desenvolvidos.

Tal como Geller (2003), Goldemberg e Lucon (2008) também trazem dados que corroboram com a asserção de que cerca de dois bilhões de pessoas no mundo ainda dependem de fontes tradicionais de energia, prioritariamente os mais pobres, e mostram que se este contingente de pessoas usasse querosene, por exemplo, a representatividade disso seria um total de 50 quilogramas por ano para cada indivíduo, ou 3% do consumo mundial desse energético.

A substituição da lenha por querosene, ou outro combustível mais moderno, de fato, não aumentaria as pressões sobre estes recursos escassos, em virtude da parcela mínima de energético a ser utilizada, cerca de 3%, todavia a influência

dessa troca, principalmente para o meio ambiente e saúde das pessoas, seria consideravelmente relevante. A redução de desmatamento de áreas florestais nativas seria um dos fatores de maior impacto nessa nova perspectiva de desenvolvimento.

Gráfico 2 – Energia total consumida por família no Brasil em 1988
(Mcal) / Ano



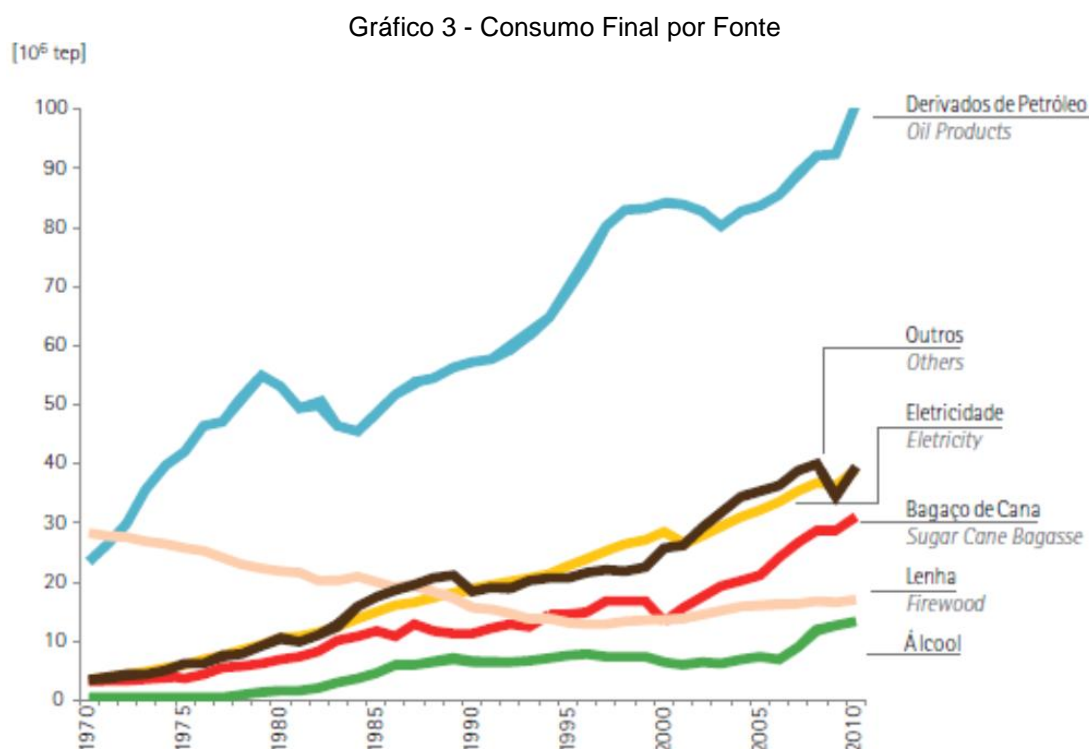
Fonte: Almeida e Oliveira (2008, p. 62).

O gráfico acima, para o referido ano de 1988, as famílias com renda de até duas unidades de salário mínimo, obtinham grande parte de suas necessidades energéticas através da utilização da lenha. Observa-se, além disso, a redução na utilização da lenha como fonte energética à medida que o poder aquisitivo familiar se eleva.

Existe, portanto, uma forte relação entre a renda familiar e a utilização de fontes com maior potencial energético, como os combustíveis líquidos, que possuem grande vantagem no que diz respeito a seu poder calorífico e sua eficiência energética. O uso dos combustíveis líquidos também se aplica quando se considera a inserção de automóveis em ambientes familiares com poder aquisitivo maior.

No gráfico 3, a utilização dos energéticos mais modernos, como os derivados do petróleo e a eletricidade, mostra-se em uma crescente, principalmente se for observada a considerável redução na utilização da lenha como fonte energética.

Essa redução se acentuou especialmente na década de 1970 e apresenta uma estabilidade a partir de 1995.



Fonte: Capeletto e Moura (2011, p. 23).

Um dos fatores determinantes para a gradual e significativa substituição das fontes tradicionais de energia pelas fontes mais modernas foi, sem dúvida, o fenômeno da urbanização ocorrida no Brasil a partir da década de 1970 (CUNHA, 2005). “A urbanização do país neste período é a principal responsável por esta tendência” (GOLDEMBERG; LUCON, 2008, p. 63). Nesse contexto, também se deve ater à questão da eficiência, principalmente no que concerne ao poder calorífico, entre os derivados de petróleo e a lenha³, para efeito de comparação.

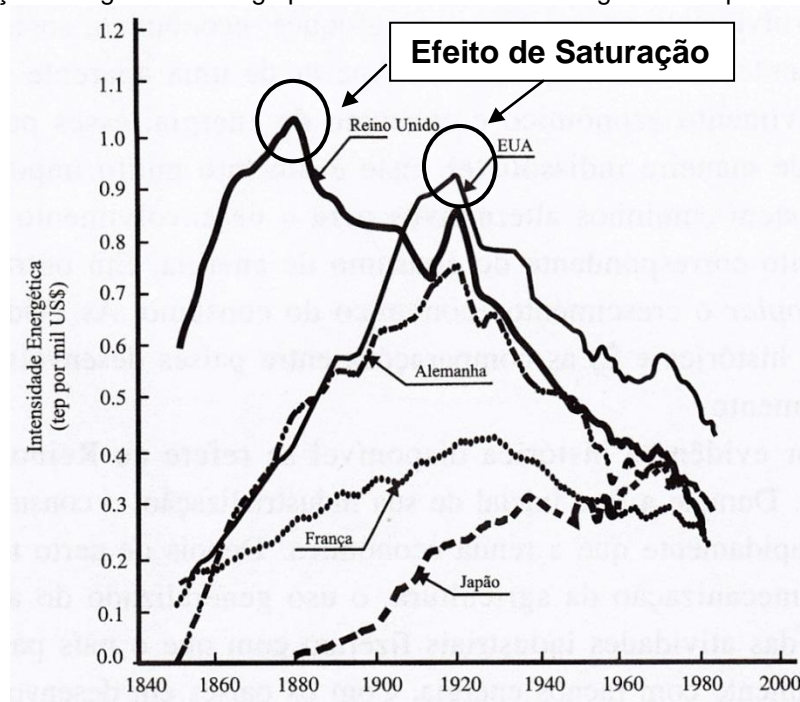
Ao se analisar, de maneira geral, os inúmeros estágios pelos quais os países desenvolvidos percorreram até a chegada a um patamar de consumo energético compatível com seu crescimento econômico no início de sua industrialização, o Reino Unido e os Estados Unidos da América são expressões do que Goldemberg e Lucon (2008) apresentam como Efeito de Saturação⁴.

³ Exemplos de poder calorífico – valores máximos: gás Liquefeito de Petróleo (GLP) – 11.750 kcal/kg; Lenha – 3.300 kcal/kg. (CAPELETTO; MOURA, 2011)

⁴ Grifado pelo autor.

O Efeito de Saturação é precedido de um alto consumo energético, uma vez que a indústria pesada e a infraestrutura dos países analisados tenderam a crescer até atingir um pico máximo de intensidade energética⁵. Quando isso ocorreu, houve um declínio do consumo, mormente em decorrência da utilização de novas tecnologias e adoção de processos industriais energeticamente mais eficientes (GOLDEMBERG; LUCON, 2008).

Gráfico 4 - Evolução energética de longo prazo da intensidade energética dos países desenvolvidos



Fonte: Martins (2008, p. 84).

No gráfico acima, o Reino Unido aparece como precursor da expansão industrial e, por isso, atinge seu ponto de saturação por volta de 1880, enquanto que os Estados Unidos e Alemanha atingem o efeito de saturação em meados dos anos de 1920. Em comparação, países como a França e o Japão apresentam uma intensidade energética bem menor que os demais países ilustrados, evidenciando a adoção de tecnologias mais eficientes em relação ao consumo de energia.

No gráfico 5 a seguir, pode-se complementar os dados apresentados para intensidade energética, uma vez que no gráfico 4, o qual trata dos pontos de saturação, a análise dos autores é feita até a década de 1980, enquanto que, na figura abaixo, ela inicia em 1980 e vai até o ano de 2001.

⁵ Intensidade Energética é dada pela razão entre quantidade de energia utilizada e Produto Interno Bruto de determinado país.

uma melhor eficiência energética e na gradual substituição de fontes energéticas menos eficientes (lenha) por fontes com melhor capacidade energética como o petróleo e a eletricidade (TOLMASQUIM; GUERREIRO; GORINI, 2007).

Apesar de alguns países desenvolvidos ainda apresentarem níveis de consumo de energia maiores do que os em desenvolvimento, pode-se perceber que uma menor fatia da energia que se torna disponível para uso vem sendo perdida, justamente devido ao aumento da eficiência ligada a conservação de energia.

A conservação de energia⁶, segundo Hinrichs, Kleinbach e Reis (2010), diz respeito a basicamente dois fatores, o primeiro deles trata dos aspectos técnicos dos processos, ou seja, lâmpadas mais eficientes e econômicas, máquinas com melhor capacidade na conversão de energia em trabalho, entre outros. O segundo fator aborda o estilo de vida da sociedade, mais precisamente as mudanças no comportamento dos consumidores, enfatizando atitudes como, por exemplo, optar por transporte público ao invés de usar o carro, desligar lâmpadas em um ambiente que não estiver sendo utilizado, dar preferência a produtos menos intensivos em energia, etc.

Na análise desses dois fatores, melhora na tecnologia e mudança do estilo de vida, este último parece ser o de mais difícil conquista. De 1900 até 1980, o consumo de combustíveis por parte dos norte-americanos aumentou em quatro vezes, o de eletricidade chegou a seis vezes mais no ano 2000 do que há cinquenta anos (HINRICHES; KLEINBACH; REIS, 2010).

O quadro do consumo vem gradativamente sendo modificado, muito mais pelo progresso técnico do que pela conscientização da população, mas estas transformações já apresentam resultados significativos, tanto que “nos últimos 20 anos, o PIB dos Estados Unidos aumentou em 90%, enquanto que o consumo de energia aumentou 25%” (HINRICHES; KLEINBACH; REIS, 2010, p. 86).

A expansão econômica dos países desenvolvidos e os em desenvolvimento, pelo menos até a década de 1980, teve relação direta de crescimento com o consumo de energia, ou seja, o PIB e a demanda energética estavam estreitamente interligados. Essa tendência vem mudando nos últimos 30 anos, possibilitando que se perceba maior eficiência na conservação de energia e consequente aumento da

⁶ O Brasil adota o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel), criado em 1985, o qual utiliza um selo para orientar os consumidores na escolha de equipamentos mais eficientes com relação à conservação de energia.

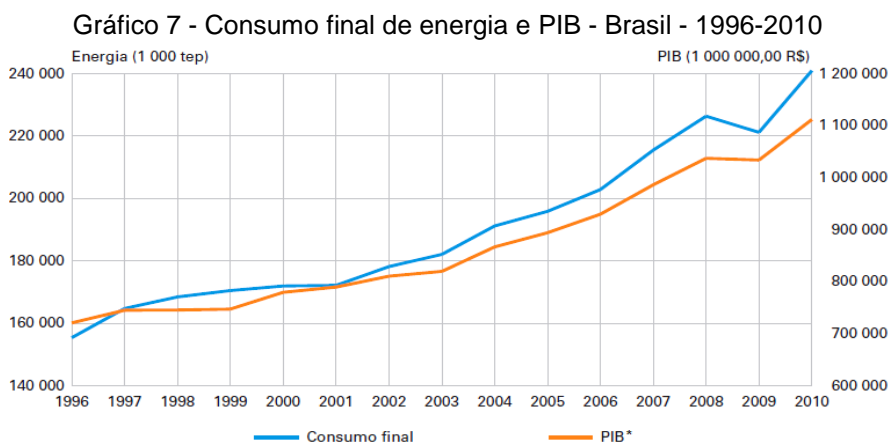
eficiência dos processos, o que não significa uma redução no consumo, mas sim, melhores tecnologias associadas aos processos de utilização dessa energia (HINRICHS; KLEINBACH; REIS, 2010).

Em termos percentuais, essa tendência pode ser percebida ao se analisar os dados dos Estados Unidos, nesse caso, o aumento da demanda de energia cresceu cerca de 1% ao ano, enquanto que o Produto Interno Bruto (PIB) tem crescido, em média, 5% (HINRICHS; KLEINBACH; REIS, 2010).

Ainda com as prerrogativas de melhora na conversão da energia, a demanda global vem aumentando gradativamente e “estima-se que o consumo de energia nos países industrializados vá aumentar apenas 1% ao ano, enquanto nos países em desenvolvimento essa taxa pode chegar a 3% por ano” (HINRICHS; KLEINBACH; REIS, 2010, p. 8).

Durante décadas, os países desenvolvidos fizeram frente a esse patamar de consumo, alavancando suas economias e sustentando seus padrões de vida altamente dependentes de energia fornecida, em torno de 90%, a partir de fontes fósseis. Hoje, aquecida por economias emergentes, a demanda por energia dos países em desenvolvimento está em crescimento, podendo se tornar, por volta de 2025, maior que a dos países desenvolvidos (HINRICHS; KLEINBACH; REIS, 2010).

No Brasil, o crescimento no PIB, pelo menos nos últimos dez anos, esteve em consonância com o aumento na demanda energética, como podemos observar no gráfico 7 a seguir.



* Valores encadeados a preços de 1995.

Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (2012, p. 334).

A partir da figura acima, percebe-se uma inversão das variáveis em que no ano de 1996 o PIB era levemente maior do que o consumo energético e, após esse

período, a utilização de energia ultrapassou o Produto Interno Bruto. As variáveis caminham juntas pelo menos até 2002, sendo que, a partir de 2003, a tendência foi de um acompanhamento no PIB com relação ao aumento do uso de energéticos.

Apesar desse aumento no consumo por parte dos países em desenvolvimento, Goldemberg e Lucon (2008, p. 83) chamam a atenção para a questão de que, muito além dos parâmetros econômicos, existem, e não são menos importantes, os parâmetros sociais e ambientais, sendo assim temos que:

Apesar da aparente relação direta entre desenvolvimento econômico e consumo de energia, esses parâmetros não estão ligados de maneira indissolúvel. Este fato é muito importante porque ensina que existem caminhos alternativos para o desenvolvimento da sociedade sem um aumento correspondente do consumo de energia.

No que tange ao nível socioambiental da questão energética, temos que parte dos países ainda baseiam suas matrizes energéticas nos combustíveis fósseis, e isso, por sua vez, extrapola o campo econômico, ou seja, não são apenas as reservas desses combustíveis que estão em xeque, por serem fontes não renováveis, mas toda a continuidade dos processos sociais.

Outro ponto é o de que as especificidades, em torno da questão energética, perpassam fortemente o plano socioambiental, uma vez que, na maioria dos países, as restrições, em termos de exploração do potencial energético, estão associadas aos impactos sociais e ambientais negativos, derivados desse uso. Toma-se, como exemplo, a exploração de petróleo no ártico ou nas reservas já confirmadas no subsolo amazônico, ou, até mesmo, restrições quanto ao uso do potencial hidráulico da Bacia Amazônica.

Assim como salientam Tolmasquim, Guerreiro e Gorini (2007, p. 58),

[...] 60% do potencial (hidrelétrico) a aproveitar se concentra na bacia Amazônica, em grande parte ocupada por reservas florestais, parques nacionais e terras indígenas, de modo que a exploração desse potencial irá demandar estudos especiais acerca de sua sustentabilidade ambiental. Assim, consideraram-se algumas restrições objetivas ao seu desenvolvimento (ainda que de um modo genérico) a fim de internalizar a questão ambiental.

A possível incoerência que advêm da não utilização do potencial hídrico da Bacia Amazônica com vistas à preservação ambiental, nas suas mais variadas formas, reside no fato de que, associado à tendência de crescimento natural da demanda energética nas próximas décadas, ao se abdicar da geração de

hidroeletricidade nessa região, a saída para o atendimento dessa demanda serão as usinas termoelétricas, que terão uma participação de 15% na geração elétrica no horizonte até 2030 (TOLMASQUIM; GUERREIRO; GORINI, 2007).

A reprodução das formas de geração de energia a partir de combustíveis fósseis pode intensificar a “gama de problemas e desafios para a humanidade, incluindo altos custos, poluição do ar, aquecimento global, riscos de segurança, depleção de recursos e desigualdade” (GELLER, 2003, p. 19).

Com relação às emissões de gases e material particulado para a atmosfera, Geller (2003, p. 20) apresenta os seguintes dados:

A queima de combustíveis fósseis causa poluição do ar e isto está prejudicando a saúde pública e desequilibrando os ecossistemas. As atividades energéticas respondem por 85% das emissões de dióxido de enxofre, 45% da emissão de particulados, 41% de emissões de chumbo, 40% das emissões de hidrocarbonetos e 20% das emissões de óxido nitroso na atmosfera.

Ainda no campo socioambiental, Geller (2003, p. 31) apresenta uma reflexão importante referente aos cenários possíveis no campo da geração e do consumo de energia:

Um futuro com energia sustentável é possível por meio de uma eficiência energética muito maior além da de uma dependência igualmente maior de fontes renováveis de energia em comparação com os padrões e tendências atuais. Uma maior eficiência energética reduziria o crescimento do consumo de energia, diminuiria a demanda de investimento e melhoraria os serviços de energia para as famílias e nações mais pobres. A substituição de combustíveis fósseis por fontes renováveis de energia, nas próximas décadas, abrangeria todos os problemas associados a um futuro energético *business-as-usual* (mantendo as tendências atuais).

No que diz respeito às emissões de dióxido de carbono (CO₂), levando-se em consideração as ações antrópicas, “projeta-se que o crescimento mundial de emissões de gases do efeito estufa saltará de 30,2 bilhões de toneladas em 2008 para 43,2 bilhões de toneladas em 2035” (CAPELETTO; MOURA, 2011, p. 139).

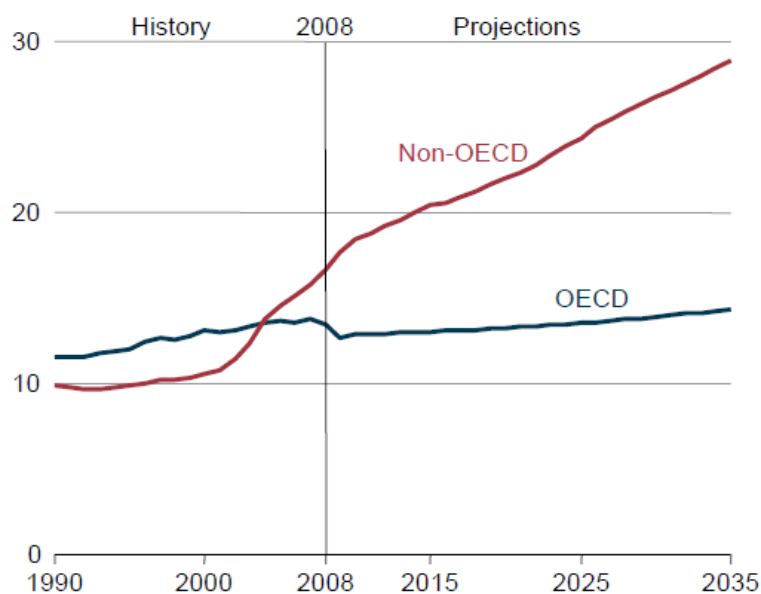
A utilização intensiva de combustíveis fósseis, principalmente por parte dos países não membros da OCDE⁷, manterá o crescimento nas emissões de CO₂, considerando as projeções até 2035 e dando conta de um total de 28,9 bilhões de toneladas de carbono. Já nos países da OCDE, as projeções indicam um total de

⁷ A Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) é uma organização internacional e intergovernamental que agrupa os 34 países mais industrializados de economia de mercado.

14,3 bilhões de toneladas de dióxido de carbono até 2035 (CAPELETTO; MOURA, 2011).

No gráfico a seguir, pode-se observar o crescimento da geração de dióxido de carbono no mundo, principalmente por países não pertencentes a OCDE.

Gráfico 8 – Emissões mundiais de dióxido de carbono em bilhões de toneladas – 1990/2035.

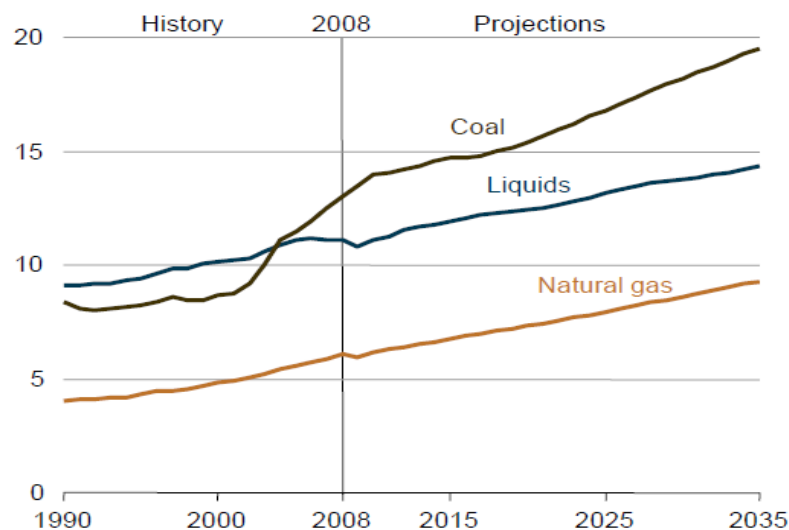


Fonte: International Energy Outlook citado por Capeletto e Moura (2011, p.139).

Outra projeção bastante interessante, do ponto de vista da distinção sobre as fontes de energia com maior contribuição, em relação ao dióxido de carbono lançado na atmosfera, é a que está representada a seguir no gráfico 9.

São apresentados três tipos de combustíveis, o carvão mineral, gás natural e os combustíveis líquidos, em que se tem o carvão mineral como principal fonte de emissões de CO₂ em bilhões de toneladas, sobretudo nas projeções até 2035.

Gráfico 9 - Emissões mundiais de dióxido de carbono em bilhões de toneladas – 1990/2035 – Carvão Mineral – Combustíveis Líquidos – Gás Natural



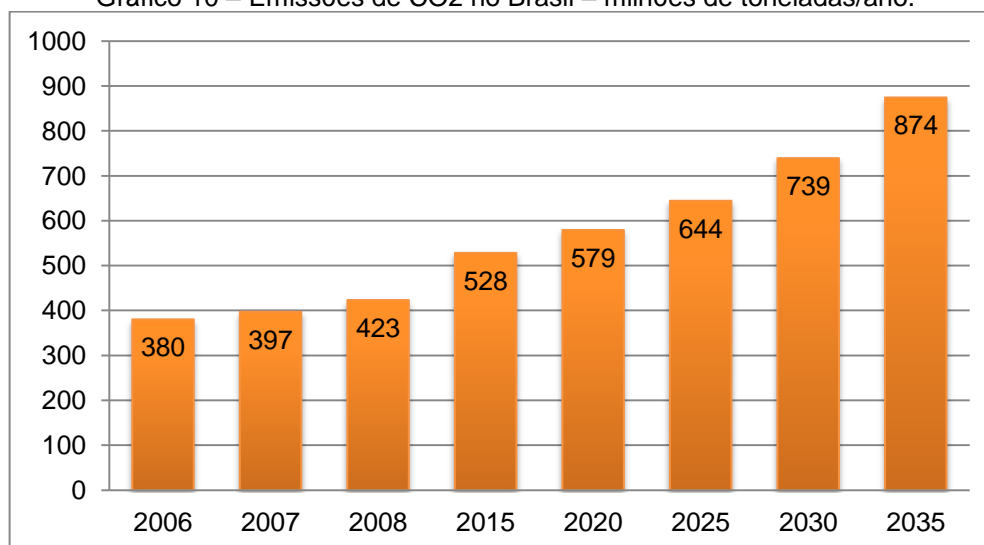
Fonte: International Energy Outlook citado por Capeletto e Moura (2011, p. 139).

Levando em consideração dados do Ministério das Minas e Energia, no relatório, de 2007, nomeado Matriz Energética Nacional 2030, tem-se que as emissões de CO₂ têm aumentado gradativamente, muito embora as maiores emissões no Brasil sejam relacionadas ao uso do petróleo como fonte energética, atingindo um total de 70,9% em 2005 e sofrendo uma redução para 57,5% em 2030. A redução da contribuição do petróleo nas emissões de CO₂ está relacionada à maior participação do gás natural na indústria, previsto para ocorrer no horizonte até 2030, e o carvão mineral que teve uma participação de 14,4% em 2005, atingirá por volta de 18% do total até 2030.

O documento traz ainda as emissões relacionadas a setores específicos, como industrial, transportes e geração elétrica. No caso da geração elétrica, ponto que mais interfere na discussão aqui apresentada, a contribuição que era de 9% em 2005, ou cerca de 30 milhões de toneladas de CO₂, passará para quase 14% em 2030, ou mais de 100 milhões de toneladas de dióxido de carbono.

No gráfico a seguir, temos as emissões totais do Brasil em milhões de toneladas de CO₂, em que os levantamentos, até 2008, são representações relativas ao histórico para o período, já, de 2015 a 2035, são projeções.

Gráfico 10 – Emissões de CO2 no Brasil – milhões de toneladas/ano.



Fonte: Elaborado pelo autor a partir do International Energy Outlook citado por Capeletto e Moura (2011).

Portanto, as grandes questões que fazem parte atualmente das discussões sobre a geração e o consumo sustentável de energia, tanto no Brasil, como em alguns países no mundo, dizem respeito, basicamente, em como gerá-la de maneira mais eficiente tecnicamente, gerenciar e buscar soluções para o processo de escassez de alguns energéticos e reduzir os impactos socioambientais, oriundos dos grandes empreendimentos do setor.

2.1 Geração e consumo de energia na sociedade

Neste subcapítulo, serão abordados os três principais energéticos utilizados pelo homem moderno: o carvão mineral, o petróleo e a eletricidade. Tratar-se-á sobre o carvão mineral, devido à sua relevância histórica no contexto do início do processo de industrialização, principalmente na Inglaterra e, por ainda ser empregado em inúmeros processos industriais e em outros setores da economia.

Na sequência, faz-se necessária à contextualização do petróleo no cenário mundial, tido como substituto do carvão mineral como fonte energética em alguns processos, por toda sua capacidade de gerar subprodutos e pela geopolítica envolvida em seu entorno.

Por fim, será feita uma introdução sobre a energia elétrica, prioritariamente para contextualizar essa fonte de energia em um cenário mais global, uma vez que esse energético terá ampla discussão no decorrer dos demais capítulos.

2.1.1. O carvão mineral no contexto da industrialização

A relação existente entre desenvolvimento da sociedade e o acesso às diversas formas de energia disponíveis, no decorrer da história da humanidade, sem dúvida, leva-nos a conclusão de que essas variáveis são indissociáveis.

Desde o fim do século XVIII, quando as máquinas a vapor começaram a figurar mais expressivamente no contexto da Revolução Industrial, sobretudo na Inglaterra, a agregação de fontes energéticas, em uma escala mais ampla, foi definitivamente vital para o processo produtivo. Nessa conjuntura, o carvão mineral surge como a principal fonte energética desse período pela grande disponibilidade no território inglês e por seu baixo custo, se comparado ao carvão vegetal.

O carvão teve um importante papel na história do desenvolvimento. Com a escassez das florestas, os ingleses começaram a utilizar hulha⁸ para alimentar suas máquinas, em substituição ao carvão vegetal. Em 1698, surgiu a primeira máquina a vapor para fins industriais utilizando o carvão mineral. Desde então, a queima direta do carvão foi a principal alavanca da Revolução Industrial (MONTEIRO, 2004, p. 14).

O uso do carvão mineral, indubitavelmente, foi um avanço em termos de ampliação da capacidade produtiva das ainda incipientes indústrias do século XVIII. A tração animal, aliada ao trabalho braçal e extenuante relacionada a algumas atividades desse período, pôde ser gradativamente substituída pela força motriz de uma máquina.

Apesar das perdas relativas aos postos de trabalho, os avanços tecnológicos permitiram a rápida expansão da indústria em outras frentes, como a construção de ferrovias, que, por sua vez, acabavam por absorver parte da mão de obra dispensada, principalmente, das indústrias têxteis.

Passados mais de dois séculos desde o início da utilização em larga escala do carvão mineral, essa fonte energética ainda continua sendo vital para as economias de boa parte dos países, especialmente os em desenvolvimento ou emergentes como a China.

Segundo dados de Capeletto e Moura (2011, p. 19), temos que:

O carvão provavelmente será a fonte mundial de energia que terá a segunda maior taxa de crescimento (perdendo apenas para a taxa de crescimento dos energéticos renováveis) no período de 2007 a 2035. O

⁸ Tipo de carvão mineral – grande concentração de carbono, cerca de 60%.

consumo mundial de carvão crescerá de 3,337 trilhões de tep⁹ para 5,199 trilhões de tep em 2035, com uma taxa anual de crescimento de 1,6%. O crescimento maior do consumo de carvão ocorrerá principalmente nos países não pertencentes à OCDE, especialmente na China e na Índia. A participação do carvão na matriz energética mundial está projetada para passar de 26,74% em 2007 para 27,93% em 2035.

O Carvão mineral é utilizado em maior escala na “geração de energia elétrica e na indústria para a geração de calor (energia térmica) necessário aos processos de produção, tais como secagem de produtos, cerâmicas e fabricação de vidros” (ANEEL, 2008, p. 130).

A extração e o uso, como fonte de energia, do carvão mineral, figuram entre os “vilões” que contribuem para o aquecimento global, chuva ácida e parte do material particulado lançado na atmosfera, à inserção de novas tecnologias vêm sendo, ao longo dos anos, aprimoradas por meio de avanços tecnológicos com o intuito de reduzir estes impactos.

A realidade inglesa, do final do século XIX, com paisagens cinzentas em virtude da queima do carvão pelas indústrias, em certa medida, não existe mais, muito em função dos graves problemas ocasionados na saúde dos moradores, principalmente de Londres. Buchdahl (2004, p. 14), mostra que, ainda, em 1952, a Inglaterra sofria os efeitos nocivos da utilização dessa fonte:

[...] em 1952, quando o carvão era utilizado intensamente nas indústrias e residências, numa única semana de altíssima poluição morreram quatro mil pessoas na capital inglesa. Entre dezembro daquele ano e março de 1953, a poluição atmosférica em Londres causou a morte de 12 mil moradores.

Muito em função desses desastres socioambientais, “nas décadas de 70 e 80, Inglaterra e França desenvolveram um programa de abandono do carvão mineral, que teve como principal objetivo a redução da poluição ambiental” (MONTEIRO, 2004, p. 14).

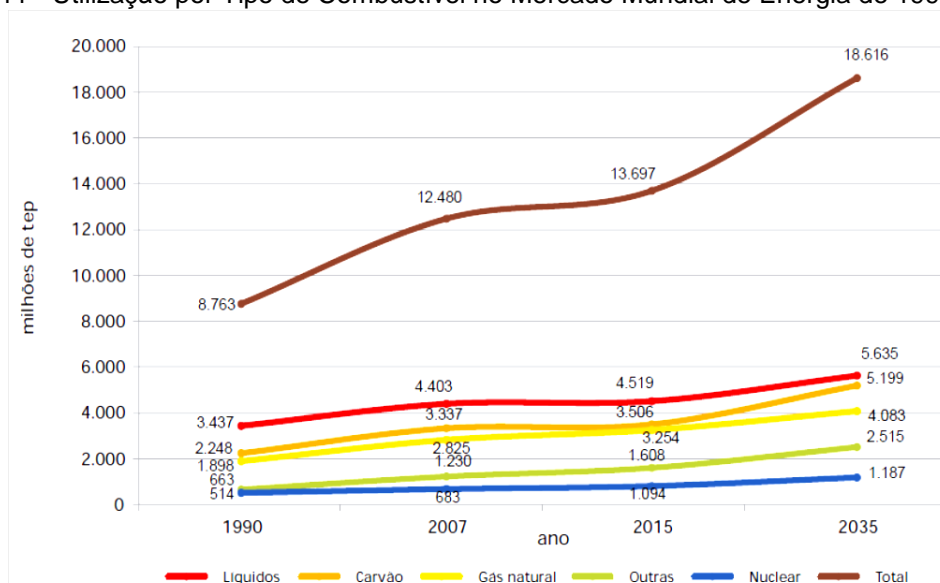
No entanto, ainda hoje essa fonte energética continua a ser muito usada, preferencialmente para a geração de eletricidade, que, como já se viu, tem a China como expoente nesse setor, pois “a China tem abundantes recursos de carvão e absorverá nada menos que 54,48% de todo consumo mundial de carvão mineral em

⁹ Tonelada equivalente de petróleo (tep): Unidade de energia. A tep é utilizada na comparação do poder calorífico de diferentes formas de energia com o petróleo. Uma tep corresponde à energia que se pode obter a partir de uma tonelada de petróleo padrão. Ex.: 1tep=11.630kWh (ANEEL, 2008, p. 143).

2035” (CAPELETTO; MOURA, 2011, p. 20). Quanto ao uso de carvão mineral, especificamente pelo Brasil, aprofundaremos essa discussão no capítulo 3.

Além disso, a tendência de utilização, segundo o gráfico 11 abaixo, é a de que sofra um considerável aumento, passando de 3.506mi. (tep) em 2015, para 5.199mi (tep) em 2035.

Gráfico 11 - Utilização por Tipo de Combustível no Mercado Mundial de Energia de 1990¹⁰ a 2035



Fontes: International Energy Outlook citado por Capeletto e Moura (2011, p. 18).

Para Hinrichs, Kleinbach e Reis (2010), os estoques mundiais de carvão ainda devem se manter economicamente viáveis do ponto de vista da exploração, por pelo menos mais 500 anos, tendo seu pico de extração em cerca de 200 anos, portanto essa fonte, não renovável de energia, ainda terá uma longa história no cenário energético mundial.

2.1.2. O petróleo

Outra fonte energética que cresceu intensamente, principalmente a partir das primeiras décadas do século XX, tanto por parte de sua exploração, como por parte do consumo, foi o petróleo, o qual, assim como o carvão, é um combustível fóssil e possui como limitante sua inerente escassez.

¹⁰ Valores de 1990 são do IEO 2007.

O petróleo alimentou a maior parte do aumento do consumo global de energia desde a Segunda Guerra Mundial. Em 1950, o petróleo era responsável por menos de um terço do uso de energia mundial, hoje esta parcela já é de mais de 40% (HINRICHS; KLEINBACH; REIS, 2010, p. 20).

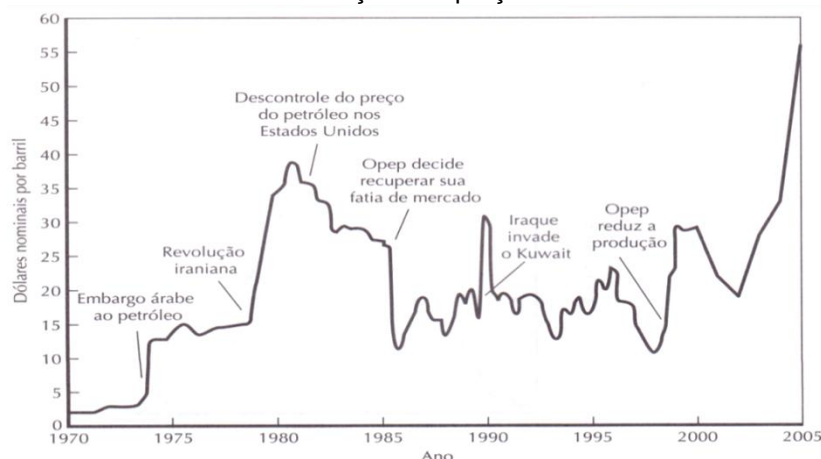
A história da utilização do petróleo como fonte energética perpassa a questão de sua capacidade em gerar derivados, ou seja, de produzir, a partir dos processos de refino, inúmeros outros subprodutos, entre eles o querosene, o óleo diesel, a gasolina, parafinas, entre outros. O querosene foi o primeiro derivado do petróleo a ser utilizado em maior escala, substituindo o gás de hulha na iluminação pública, por volta do início do século XX, não só pelo alto custo desse gás, mas também pelo seu potencial poluidor (REIS; FADIGAS; CARVALHO, 2005).

Contrariamente ao que ocorreu com a substituição do carvão vegetal pelo carvão mineral, mormente na Europa dos séculos XVIII e XIX, devido à escassez do primeiro, não houve uma transição do carvão mineral para o petróleo, tendo em vista a substituição total de um pelo outro (REIS; FADIGAS; CARVALHO, 2005). O que ocorreu foi à constatação da alta eficiência dos derivados do petróleo com relação ao carvão mineral, o qual continuou a ser empregado em outros fins, sendo o petróleo o ingrediente chave para o desenvolvimento de uma nova, mas ainda insipiente indústria automobilística.

O petróleo esteve em franca ascensão, principalmente nos Estados Unidos da América durante boa parte do século XX, alimentando o expressivo crescimento do setor automobilístico e, de maneira geral, da economia norte americana, cuja ascensão sofreu um severo impacto com a primeira crise do petróleo de 1973.

Historicamente, essa não foi a única crise ocorrida no setor petrolífero, inúmeras outras se sucederam nas décadas seguintes. Hinrichs, Kleinbach e Reis (2010) apresentam uma sequência de acontecimentos ocorridos nos anos 80, 90 e 2000 que contribuíram para a concentração da produção nas mãos de poucos e também para o considerável aumento dos preços.

Gráfico 12 – Preços do petróleo no mundo (1970 – 2005) e os eventos que contribuíram para as variações de preços



Fonte: Hinrichs, Kleinbach e Reis (2010, p. 22).

Os choques do petróleo que mais significativamente impactaram a economia e que modificaram o panorama energético mundial foram os de 1973 e o de 1979. Diante dessas crises, os países altamente dependentes desse combustível fóssil viram-se obrigados a implementar políticas de diversificação de suas matrizes energéticas. Entre as fontes que tiveram aumento na demanda estão o carvão mineral e a hidroeletricidade, novamente o carvão mineral volta à cena com maior força devido a essas crises (REIS; FADIGAS; CARVALHO, 2005).

Quadro 1 – Cronologia do panorama mundial do petróleo

O petróleo no cenário mundial					
1973	1978-1979	1981	1986	1990	Anos 2000
Conflito entre Árabes e Israelenses - embargo OPEP - redução da produção e aumento dos preços (barril) (300%)	Revolução Iraniana - interrupção da produção - aumento dos preços (barril) em aproximadamente 100%	Redução consciente do consumo de petróleo - busca por fontes alternativas - os EUA aumentaram sua produção interna - diminui a dependência à OPEP - reduz o preço do barril	OPEP tenta retomar sua hegemonia - aumenta a produção e reduz os preços	Iraque invade o Kuwait - aumenta os preços do petróleo - com a libertação do Kuwait os preços começam a reduzir	Atentados de 11 de setembro elevam a tensão mundial - leve redução do preço do petróleo e posterior aumento - invasão do Iraque e considerável aumento na demanda - novo recorde de preço do barril

Fonte: Elaborado a partir de Hinrichs, Kleinbach e Reis (2010).

Portanto, como se pode observar no quadro 1, o panorama do mercado mundial de petróleo é bastante instável, respondendo as variações tanto políticas, como socioeconômicas.

Considerando a dependência mundial aos derivados do petróleo, a tendência é de que a produção mundial de petróleo deva passar de 84,8 milhões de barris de petróleo por dia, como registrado em 2007, para 110,6 milhões de barris de petróleo em 2035 (CAPELETTO; MOURA, 2011, p. 17).

A gama de opções de energéticos se intensificou a partir da década de 1950, quando o gás natural começou a ser explorado em escala comercial, bem como ocorreu com a energia elétrica e a energia nuclear, energéticos que, por sua vez, não substituíram uns aos outros, mas entraram como complementos as necessidades humanas nos mais variados setores (REIS; FADIGAS; CARVALHO, 2005).

2.1.3. A energia elétrica

A energia elétrica, diferentemente das fontes de energia citadas anteriormente, é uma fonte considerada secundária¹¹, isso quer dizer que ela é oriunda do resultado de um processo de transformação de outro energético (petróleo, carvão, gás natural) ou de transformações de ordem simplesmente física (ex.: energia potencial em energia cinética). No primeiro caso, são inúmeros os processos pelos quais é possível transformar materiais combustíveis em energia elétrica, os principais deles são os de origem termoelétrica: usinas nucleares e usinas térmicas movidas a carvão, óleo, gás ou biomassa. Nos processos de transformação física, pode-se analisar o caso das hidrelétricas, que transformam a energia potencial gravitacional, contida nos reservatórios de água em força cinética que aciona as turbinas que geram a eletricidade.

Outros processos também são importantes quando se trata da transformação de uma fonte de energia qualquer em energia elétrica, pode-se citar a energia dos ventos (eólica), das marés (maremotriz) e a solar, esta última pode assumir duas formas, a de geração térmica e a geração direta de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos (REIS, 2011).

¹¹Segundo Reis (2011, p. 2-3), existem basicamente duas formas de energia, as primárias e as secundárias. “Primárias: são aquelas que são passíveis de uso imediato (carvão mineral, petróleo, resíduos naturais). Secundárias: são produtos de centros de transformação (óleos, gasolina, eletricidade, urânio)”.

Esses exemplos citados não esgotam as possibilidades de geração de energia elétrica, pois há uma gama de possibilidades ainda em estudo sobre a viabilidade de novas fontes.

Um dos grandes mitos que envolvem a energia elétrica diz respeito ao senso comum, o qual trata essa forma de energia como 100% “limpa” (baixo impacto ambiental). Em se tratando de uma energia secundária, essa questão merece melhor aprofundamento, ou seja, é necessário que se tenha a noção de qual energético primário foi utilizado em sua geração.

Na matriz energética elétrica mundial, tem-se que, em 2008, mais de 80% da energia elétrica gerada foi obtida por fontes não renováveis. Quanto ao contexto da matriz energética nacional, em 2010, em torno de 15% da matriz era oriunda de fontes não renováveis de energia. Observando esses dados, percebe-se que, ao expandir o acesso a essa energia “limpa”, é necessária a atenção com relação a sua fonte primária de geração, pois de pouco adianta tornar os diversos mecanismos cotidianos em consumidores de eletricidade, se a mesma é obtida por fontes socioambientalmente impactantes (CAPELETTO; MOURA, 2011; EPE, 2011).

No Brasil, realizar essa análise, buscando a identificação de qual processo energético foi empregado na obtenção de energia elétrica, é tarefa de alta complexidade, pois, no país, está instalado o Sistema Interligado Nacional (SIN). Esse sistema, coordenado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), integra todos os geradores de eletricidade em âmbito nacional, fazendo o gerenciamento do setor elétrico brasileiro. Faz parte desse sistema 96,6% da capacidade de geração de energia elétrica nacional, estando fora apenas 3,4% que compõem sistemas isolados de geração e consumo de eletricidade (Operador Nacional do Sistema, ons.gov.br).

Um dos desafios que compreendem a cadeia energética da energia elétrica e, talvez, um dos mais complexos, reside no fato de que essa fonte de energia não é estocável em grande escala, demandando alto planejamento desde a sua geração até seu consumo final.

A discussão sobre essa fonte de energia não cessa aqui, uma vez que, no decorrer do texto, serão discutidos e abordados outros aspectos relacionados à eletricidade.

2.2 Energia elétrica e desenvolvimento no Brasil

Em muitos países o acesso à energia elétrica é restrito e, por vezes, quase inexistente. Segundo a ONU, atualmente existe 1,4 bilhão de pessoas no mundo que não possuem acesso à eletricidade (PNUD, 2012).

A eletricidade carrega consigo inúmeras oportunidades de melhora na qualidade de vida de populações nas mais diversas partes do mundo. Entre os serviços que podem ser implantados ou melhorados estão os de saúde, educação, lazer, informação, etc. “A energia é um dos vetores básicos de infraestrutura necessária para o desenvolvimento humano, seja do ponto de vista global, regional ou mesmo de uma pequena comunidade isolada” (REIS; FADIGAS; CARVALHO, 2005, p. 16).

Os processos de crescimento econômico e posterior desenvolvimento dos países pioneiros no processo de industrialização, principalmente no final do século XIX e início do XX, estavam estreitamente ligados ao acesso à energia obtida primeiramente a partir do carvão, posteriormente do petróleo e, na sequência, da eletricidade.

Hoje a energia elétrica é essencial para o desenvolvimento de países como o Brasil, seja no setor industrial, comercial ou residencial. No setor industrial, enquanto energia motriz da produção, a inserção da eletricidade dinamiza a economia, aumenta o índice de empregabilidade e gera renda aos trabalhadores, o que, conseqüentemente, reflete no setor comercial por meio das vendas, na perspectiva do atendimento as necessidades de bens e serviços da população (REIS; FADIGAS; CARVALHO, 2005).

O setor residencial vem a contribuir, nesse contexto de consumo de energia elétrica, para o aumento de satisfação pessoal e qualidade de vida das pessoas, visto que o acesso à energia elétrica reduz as dificuldades cotidianas de alimentação, entretenimento, informação, lazer.

Durante muitos anos, as políticas e os processos decisórios relativos ao planejamento do setor elétrico, estiveram voltados a atender os interesses de uma minoria, principalmente urbana e essencialmente industrial, ocasionando disparidades socioambientais e econômicas nos diversos países em que esse quadro pode ser observado, inclusive no Brasil (REIS; CUNHA, 2006).

No Brasil, mais precisamente no meio rural, as disparidades, no que diz respeito ao acesso a energia elétrica, são evidentes em pleno século XXI. Segundo dados expostos por Reis, Fadigas e Carvalho (2005, p. 24), aproximadamente 12% da população não tem acesso à eletricidade.

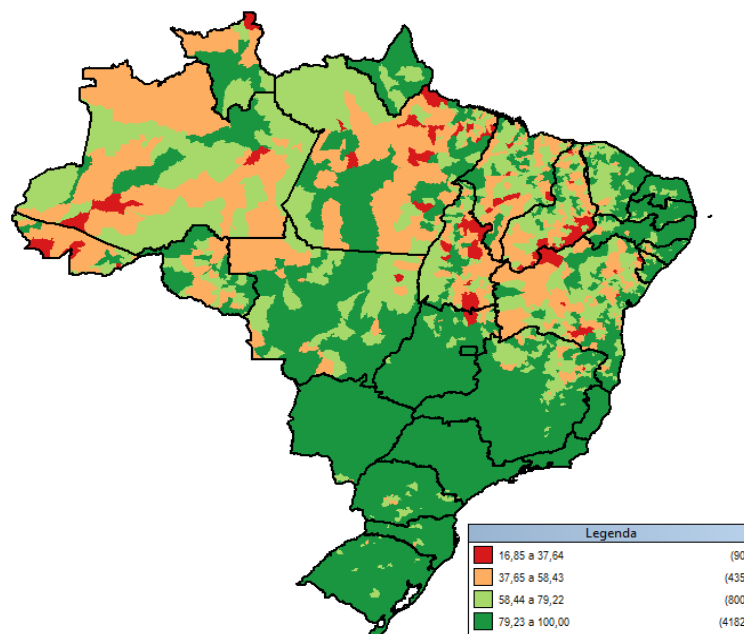
O enorme contingente de pessoas excluídas, sem acesso as formas comerciais de energia, mostra que este insumo, uma vez distribuído de forma justa, constitui-se num bem básico para integração do ser humano ao desenvolvimento, pois proporciona emprego – e conseqüentemente renda e tudo que advém dela: alimento, habitação, saúde, condições sanitárias, educação, lazer e oportunidades, para que cada indivíduo deixe, durante sua passagem pela vida, uma contribuição, por pequena que seja para o bem-estar das próximas gerações.

Fator que chama a atenção dentro dessa análise de acesso ou não a energia elétrica é aquele que diz respeito ao Índice de Desenvolvimento Humano (IDH)¹² e a disposição espacial do atendimento dos serviços de eletrificação no Brasil. Pode-se observar, com base nos mapas 1 e 2, que existe uma relação entre as regiões onde a eletrificação é baixa ou inexistente e o IDH.

¹² Desde o ano de 2010, segundo o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD, 2012), o IDH é calculado da seguinte forma: uma vida longa e saudável (saúde) é medida pela expectativa de vida; o acesso ao conhecimento (educação) é medido por: i) média de anos de educação de adultos, que é o número médio de anos de educação recebidos durante a vida por pessoas a partir de 25 anos; e ii) a expectativa de anos de escolaridade para crianças na idade de iniciar a vida escolar, que é o número total de anos de escolaridade que um criança na idade de iniciar a vida escolar pode esperar receber se os padrões prevaletentes de taxas de matrículas específicas por idade permanecerem os mesmos durante a vida da criança; e o padrão de vida (renda) é medido pela Renda Nacional Bruta (RNB) per capita expressa em poder de paridade de compra (PPP) constante, em dólar, tendo 2005 como ano de referência.

Mapa 1 – Percentual de pessoas que vivem em domicílios com energia elétrica, 2000.

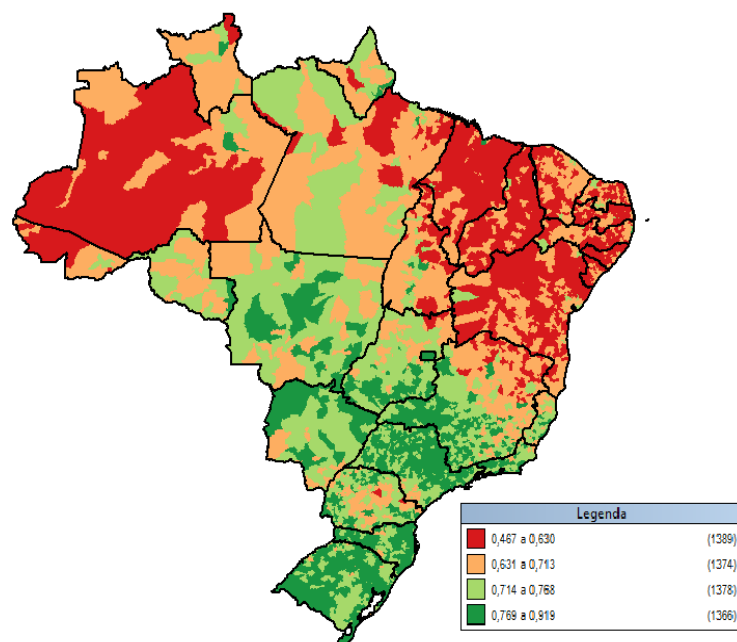
Percentual de pessoas que vivem em domicílios com energia elétrica, 2000
Todos os municípios do Brasil



Fonte: PNUD (2003).

Mapa 2 – Índice de desenvolvimento humano municipal, 2000.

Índice de Desenvolvimento Humano Municipal, 2000
Todos os municípios do Brasil



Fonte: PNUD (2003).

No mapa 1, a qual se refere ao percentual de pessoas que vivem em domicílios com energia elétrica, tendo como referência o ano 2000¹³, o Atlas do Desenvolvimento Humano de 2003 registra zonas de baixo acesso a eletricidade, principalmente nas regiões Norte e Nordeste do Brasil. A configuração do mapa 1 parte do valor de 16,85%, pois foi o menor encontrado entre os 5507¹⁴ municípios do Brasil, representando o município de Jordão no Acre. O maior valor encontrado foi para o município de Barrinha em São Paulo, com 100% dos domicílios atendidos por energia elétrica no ano de 2000.

Os municípios representados na cor vermelha correspondem aos com margem de atendimento que varia de 16,85% a 37,64%, o que no total, diz respeito a 90 municípios; os municípios representados na cor laranja correspondem aos com margem de atendimento que varia de 37,55% a 58,43%, o que no total, diz respeito a 435 municípios; os municípios representados na cor verde escuro correspondem aos com margem de atendimento que varia de 58,44% a 79,22%, o que no total, diz respeito a 800 municípios; os municípios representados na cor verde claro correspondem aos com margem de atendimento que varia de 79,23% a 100%, o que no total, diz respeito a 4182 municípios.

No mapa 2 do Índice de Desenvolvimento Humano, o município com menor IDH (0,467) em 2000 era Manari, em Pernambuco, e o com melhor desempenho era São Caetano do Sul em São Paulo com 0,919 de IDH.

Para a confecção do mapa 2, foram usados os seguintes parâmetros para a análise: os municípios representados na cor vermelha correspondem a aqueles com IDH que varia de 0,467 a 0,630, o que engloba 1389 municípios; os municípios representados na cor laranja correspondem a aqueles com IDH que varia de 0,631 a 0,713, o que engloba 1374 municípios; os municípios representados na cor verde claro correspondem a aqueles com IDH que varia de 0,714 a 0,768, o que engloba 1378 municípios; os municípios representados na cor verde escuro correspondem a aqueles com IDH que varia de 0,769 a 0,919, o que engloba 1366 municípios.

Ao analisar e fazer o comparativo entre essas duas variáveis, IDH e acesso a energia elétrica, procurou-se associá-las, uma vez que, como já tratado na

¹³ O Atlas do Desenvolvimento Humano, lançado em 2003, é a última versão disponível e se baseia em dados até o ano 2000.

¹⁴ Para o ano de 2000 foram considerados 5507 municípios.

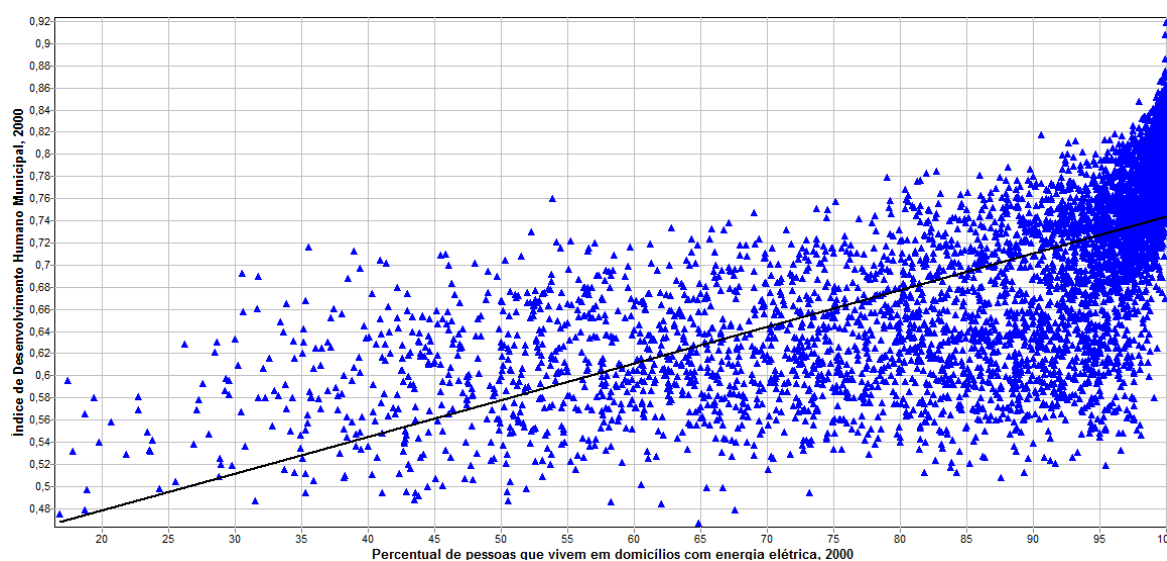
discussão, o acesso à eletricidade sugere uma combinação de nuances em que, no Brasil, milhares de pessoas continuam as escuras, principalmente nas zonas rurais.

O Atlas do Desenvolvimento Humano, com o qual foi possível a elaboração dos mapas 1 e 2, ajuda a traçar um panorama da realidade socioeconômica dos municípios brasileiros. Certamente ele possui suas limitações, mas é um bom parâmetro para se analisar dados de caráter mais macro.

Na análise de correlação linear simples calculada entre as duas variáveis, Índice de Desenvolvimento Humano Municipal no ano de 2000 (IDHM) e domicílios com acesso à energia elétrica no ano de 2000, conclui-se que existe uma correlação moderada entre estas, atingindo 0,666779.

A seguir, pode ser observado o diagrama de dispersão das duas variáveis, ilustrando a correlação existente entre elas.

Gráfico 13 – Diagrama de dispersão. Todos os municípios do Brasil



Fonte: PNUD (2003).

Alguns estudos realizados durante a elaboração do documento sobre a Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica no Meio Rural Brasileiro, organizado pelo Instituto Interamericano de Cooperação para a Agricultura (IICA), conjuntamente com o Ministério das Minas e Energia do Brasil, apontaram para uma forte ligação entre as áreas de menor Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) e regiões com menor acesso a serviços de energia elétrica. Outrossim, o documento aponta que as reduções das desigualdades sociais seriam mais bem trabalhadas se

fosse utilizada a energia elétrica como indutora do desenvolvimento (INSTITUTO INTERAMERICANO DE COOPERAÇÃO PARA A AGRICULTURA, 2011).

Levando em consideração os benefícios do acesso à eletricidade, sobretudo no que diz respeito ao desenvolvimento humano e qualidade de vida, o Governo Federal lançou, em 2003, o Programa Luz Para Todos, com metas de universalização do acesso à energia elétrica, com destaque para as zonas rurais mais isoladas do Brasil. Estabelecido, com base na Lei 10.438 de 2002, além de trazer o texto que cria o Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), também estabeleceu as diretrizes para a universalização do serviço público de energia elétrica, base para a elaboração do Programa Luz Para Todos.

Em 2012, os investimentos do Programa chegaram à ordem de 20 bilhões de reais, beneficiando um total de 15 milhões de pessoas no meio rural. Estima-se ainda que as ações ligadas ao Programa tenham gerado cerca de 430 mil postos de trabalho (BRASIL, 2012a).

Em termos percentuais, os benefícios mais concretos relativos ao Programa, podem ser observados quando se analisa os de uma pesquisa realizada em 2009, pelo Ministério das Minas e Energia, a fim de avaliar os benefícios proporcionados pelo Programa, foram apontadas melhoras significativas, principalmente no que diz respeito às condições de moradia e a qualidade de vida dos moradores.

No levantamento, os beneficiados relataram que houve 34,2% de melhora nas oportunidades de trabalho, apontaram ainda que a renda familiar se elevou 35,6%, as atividades escolares tiveram melhora de 43% e as condições de moradia e qualidade de vida dos moradores se desenvolveram 88,1% e 91,2%, respectivamente (BRASIL, 2012a).

No mapa 3 a seguir, são apresentados os dados referentes ao Programa Luz para Todos, indicando o total de beneficiados até janeiro de 2012.

Mapa 3 – Total de beneficiados com o Programa Luz para Todos.



Fonte: Brasil (2012a).

As projeções do Programa ainda preveem mais 400 mil ligações de pontos de energia elétrica até o ano de 2014, contemplando inúmeras comunidades isoladas do Brasil (BRASIL, 2012a).

Esse programa é um marco na expansão e no acesso a energia ao meio rural, sendo reconhecido pela Organização das Nações Unidas como um dos programas base do Sustainable Energy For All, projeto que prevê o desenvolvimento de ações relativas ao acesso à energia, melhora na eficiência e aumento da participação de energias renováveis (SUSTAINABLE ENERGY FOR ALL, 2013).

Portanto, as ações afirmativas com vistas ao desenvolvimento de regiões rurais isoladas ou não, é elemento básico para que se tenham melhoras concretas na qualidade de vida dessas populações, rompendo com a característica do acesso à eletricidade, disponível, durante décadas, apenas as áreas urbanas e diagnosticadas como economicamente importantes ao crescimento econômico.

Nesse sentido, torna-se importante que se caracterize os modelos de desenvolvimento, principalmente os adotados no setor elétrico brasileiro, identificando não só quais são as bases desse setor e como está estruturado, mas também quais são suas características e se está preparado para esta expansão no consumo.

3. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E MEIO AMBIENTE NO BRASIL

A geração de energia elétrica no Brasil apresenta-se de forma bastante diversificada. Apesar de o potencial hídrico brasileiro, em termo de geração elétrica, ser um dos melhores do mundo, grande parte dele ainda não é utilizado tanto por questões de restrições legais, como pela falta de inventários. Outro fator que qualifica o Brasil, no cenário mundial de geração de energia considerada limpa, são as novas políticas de incentivo a geração de eletricidade com base em fontes renováveis, entre elas a eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas.

As fontes renováveis de energia são entendidas como aquelas que podem tornar-se disponíveis novamente para utilização imediatamente ou em períodos mais curtos de tempo (horas, dias, meses), diferentemente das não renováveis que possuem uma escala de tempo de centenas e até milhares de anos e, dependendo de sua intensidade de uso, podem vir a se exaurir, característica relacionada à sua finitude.

O aumento crescente do uso de energia elétrica no Brasil acarreta na necessidade de incremento na geração desta eletricidade, mesmo com as melhoras na conservação de energia já discutidas no capítulo 2. A geração de eletricidade no Brasil está ligada ao potencial hídrico nacional, sendo base para a matriz energética, as usinas hidrelétricas e as pequenas centrais hidrelétricas. Não menos importantes, fazem parte desse cenário, diversas outras fontes que compõem e diversificam a geração elétrica nacional, entre elas estão as termelétricas (carvão mineral, gás natural, biomassa, óleos em geral e nuclear), as usinas eolielétricas (vento) e as usinas fotovoltaicas (solares).

Com relação à geração de energia elétrica, pode-se observar na Tabela 1 o número de empreendimentos por tipo de fonte geradora de eletricidade.

Tabela 1 – Empreendimentos geradores de eletricidade em operação no Brasil até dezembro de 2012.

TIPO	Quantidade	Potência Outorgada MW	%
Central Geradora Hidrelétrica	395	235	0,19
Eólica	82	1.820	1,51
Pequena Central Hidrelétrica	430	4.228	3,47
Usina Fotovoltaica	11	11	0,01
Usina Hidrelétrica	204	82.312	65,87
Usina Termoelétrica	1.156	24.840	19,83
Usina Termoelétrica (Biomassa)	448	9.818	7,45
Usina Termonuclear	2	1.990	1,67
Total	2.728	125.254	100

Fonte: Brasil (2012b).

Percebe-se, que as usinas hidrelétricas de grande porte, ou seja, aquelas que possuem mais de 30 megawatts de potência instalada são responsáveis pela geração de grande parte da eletricidade do Brasil.

Dos 2.728 empreendimentos em operação, apenas 204 são usinas hidrelétricas, que devido à sua elevada capacidade de geração, correspondem a 65,87% de toda a energia gerada no Brasil, seguida pelas usinas termelétricas com 27,28% do total instalado no país.

Entre os empreendimentos citados na tabela 1, os considerados renováveis correspondem a 78,5% da matriz, sendo a hidroeletricidade o maior expoente dentro dessa perspectiva, seguido pelas centrais de biomassa e eólicas. As termoelétricas também possuem fontes renováveis, segundo dados do Banco de Informações de Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), considerando o ano base de 2012, das 1.604 usinas, 448 tem sua geração baseada em biomassa e dão conta de 9.818MW, ou 29,87% do total térmico.

No decorrer do capítulo 3, serão abordadas as principais temáticas relacionadas às fontes renováveis e não renováveis de energia e suas implicações no que trata do caráter socioambiental dos empreendimentos.

3.1 Fontes renováveis de geração de energia elétrica

Neste tópico, serão abordadas as principais fontes renováveis de energia disponíveis, dando ênfase a aquelas que possam ser utilizadas na geração de energia elétrica. Conforme Silveira (2000, p. 44), “fontes renováveis são aquelas

cuja reposição pela natureza é bem mais rápida do que sua utilização energética”, isso quer dizer que elas podem ser inesgotáveis, desde que se respeite seus ciclos, características físico-químicas e os períodos de reposição das fontes utilizadas. Entre as fontes consideradas renováveis e que se irá aprofundar neste levantamento, pode-se citar as que se prestam a geração hidrelétrica, eólica e biomassa, com maior ênfase a primeira, considerando sua importância estratégica no cenário energético nacional.

3.1.1. Energia hidráulica

Os três tipos de usinas geradoras de eletricidade que utilizam a água como força motriz, são divididos de acordo com sua capacidade instalada, as Usinas Hidrelétricas (UHE) são as que possuem potência instalada de mais de 30MW, podendo chegar a milhares de megawatts, as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) com capacidade de 1MW e igual ou inferior a 30MW e as Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH), compreendendo aquelas com potência instalada igual ou inferior a 1 MW. Esses três tipos de empreendimentos hidrelétricos, correspondem a quase 70% da energia elétrica gerada no Brasil, demonstrando a elevada participação da matriz hídrica no contexto nacional.

As PCH, como já exemplificado anteriormente, são aqueles empreendimentos hidrelétricos que não podem exceder 30 megawatts de potência instalada e nem comprometer uma área de mais de 3 km² de alagüe. Em sua maioria, constituem-se de aproveitamentos denominados de fio d'água, esta modalidade de projeto hidrelétrico, embora permita o uso de grandes reservatórios para a acumulação de água, não é usado para regularização do fluxo de água (PORTAL PCH, 2012). Em aproveitamentos que se utilizam da modalidade de fio d'água, a geração hidrelétrica se dá por meio da vazão natural do curso d' água, em alguns casos o volume de água é maior do que o utilizado para a geração, nesses casos, a água escoava livremente pelos vertedouros, não ficando acumulada.

Segundo Reis (2011), algumas dessas usinas podem ter reservatórios pequenos, apenas servindo a acumulação de água por períodos pequenos de tempo, geralmente por algumas horas, essa acumulação serve para a utilização do potencial hídrico em momentos de picos do sistema. Já as usinas que possuem reservatórios de acumulação, servem para estocar água por períodos longos de

tempo, geralmente em épocas de estiagem, servindo como uma espécie de poupança do setor elétrico.

Além das Usinas Hidrelétricas (UHE), também estão inseridas no contexto da hidroeletricidade as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e as Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH), menos impactantes em termos socioambientais que as grandes usinas hidrelétricas, fato esse diretamente relacionado ao tamanho dos empreendimentos, “é sabido que as PCHs, por serem pequenos empreendimentos, causam impactos muito inferiores aos provocados pelos projetos de grande porte” (TOLMASQUIM, 2003, p. 193).

O contexto da utilização de PCH e CGH no Brasil relaciona-se ao suprimento de eletricidade em regiões isoladas, sobretudo até a década de 1950. A partir desse momento, esses empreendimentos passam para um segundo plano dentro das políticas de expansão do setor elétrico, impulsionados pela criação das estatais do setor e ofuscadas pelos grandes projetos hidrelétricos que começaram a tomar forma em meados dos anos de 1960 (TOLMASQUIM, 2003).

A indústria nacional de turbinas e tecnologias associadas às PCHs e CGHs já é consolidada, no entanto, os poucos investimentos aplicados no setor hidrelétrico de pequeno e médio porte, nas décadas de 1970 a 2000, acarretaram numa desaceleração tecnológica do setor, sendo novamente retomada com a entrada em vigor de novas políticas de incentivo a essas fontes geradoras de energia elétrica (TOLMASQUIM, 2003).

Os benefícios para o Brasil de possuir uma matriz energética para a geração de eletricidade com base em hidrelétricas são imensuráveis, ainda mais quando se leva em conta a matriz energética mundial, com um percentual de 19% de hidroeletricidade, nos Estados Unidos a participação hidrelétrica é de 10% (HINRICHS; KLEINBACH; REIS, 2010).

No entanto, é preciso que se faça uma discussão um pouco mais aprofundada, especialmente no que trata dos impactos socioambientais, tanto positivos, como negativos de se optar por esse tipo de fonte.

Os impactos socioambientais, negativos ou os positivos, são intrínsecos a qualquer atividade antrópica, o que os torna relevantes em determinado contexto é o seu grau de significância dentro de um cenário, onde, estão incluídas inúmeras outras variáveis que combinadas ou não tendem a aumentar ou reduzir tais impactos.

Entre os impactos mais significativos relacionados aos empreendimentos hidrelétricos, podem-se citar os conflitos sociais resultantes de planejamentos parcos, que por vezes relegam os deslocamentos humanos a um segundo plano. Da mesma forma, ainda são frágeis os estudos prévios sobre impactos socioambientais dos empreendimentos, salvo algumas iniciativas e metodologias que vem sendo usadas. Além disso, há estudos e discussões sobre as emissões de gases que contribuem para o efeito estufa em áreas alagadas de reservatórios, especialmente na região amazônica. Todas essas questões assim como outras, são passíveis de discussão quanto aos impactos negativos dos empreendimentos hidrelétricos e buscar-se-á fazer uma breve contextualização desses temas.

3.1.1.1. Conflitos sociais relacionados aos grandes barramentos

A opção pelos grandes empreendimentos geradores de eletricidade, principalmente os hidráulicos, possui alto grau de impactos socioambientais associados a esses projetos, alvo de inúmeras discussões e conflitos desde a década de 1970.

Os grandes projetos hidrelétricos afetam tanto direta, como indiretamente as comunidades aonde estes venham a se instalar, alguns reflexos imediatos da construção de hidrelétricas podem ser observados imediatamente ao início das obras, uma vez que milhares de trabalhadores oriundos das mais diversas partes do Brasil ali venham a se instalar.

Em Tucuruí, por exemplo, a vila existente antes da construção do barramento era composta por cerca de quatro mil habitantes, em três anos, com o processo de construção da usina hidrelétrica, a comunidade passou a ter 40 mil habitantes, desestruturando a vida social ali existente (MÜLLER, 1996).

Segundo Pinheiro (2007, p. 30), “um grande projeto hidrelétrico, quando implantado, altera de maneira significativa a natureza e a sociedade do local”, nesse sentido os exemplos de segregação da sociedade em prol de um dito desenvolvimento são inúmeros. Pode-se dizer que em quase todos os empreendimentos que envolvem desapropriações e desalojamento de populações a fragmentação social se torna acentuada.

Até a década de 1970, e alguns empreendimentos da década de 1980, o quadro que se tinha era o de avaliações rasas com relação aos prováveis impactos

sociais dos projetos hidrelétricos, a atuação dos estudos e mitigação das consequências negativas era restrita.

Os tratamentos dos impactos sociais induzidos pelos empreendimentos têm evoluído sensivelmente. Até a década de 1970, reduziam-se exclusivamente à liberação das áreas a inundar. Era feito de forma que poderíamos chamar de estática, simplista: levantava-se o número de famílias atingidas e as provas da propriedade, as benfeitorias a indenizar e custos de terras e bens a assumir. Usando-se frequentemente, a força do Poder Público (“... vá reclamar em Brasília”), impingia-se à população certo valor que se considerava “justo” para indenizar a propriedade e então a área era desobstruída e o “trabalho social” estava concluído (MÜLLER, 1996, p. 272).

Em grande parte, o tratamento superficial destinado à questão social nestes projetos estava estreitamente ligado estrutura política vigente na década de 1970, o regime militar impunha suas medidas e dificilmente se conseguia fazer frente às ações impostas.

Ainda nas últimas décadas os problemas sociais advindos da construção de hidrelétricas continuam sendo recorrentes em todo o território brasileiro, apesar dos esforços do poder público em tentar assegurar o tratamento adequado aos atingidos, a complexidade da questão acaba por marginalizar as famílias afetadas (MÜLLER, 1996).

Entre os vários pontos que podem vir a se tornar empecilhos à implementação de uma política adequada a cada caso, pode-se citar as questões de propriedade da terra, nos quais, em muitos casos, o uso da terra se dá por meio de posseiros ou meeiros sem o título de posse (ROCHA, 2010).

Outro ponto é o que diz respeito à demora nas negociações entre construtoras e moradores, muitas vezes os acordos finais de indenização só se dão após o enchimento do lago, isso ocasiona, em certa medida, uma imposição no que diz respeito à aceitação da proposta da empreiteira por parte das comunidades atingidas, fazendo com que se perca o efeito de negociação.

Comumente, estes espaços necessários à instalação e funcionamento de obras deste tipo não são espaços vazios, mas, ao contrário, locais onde vivem diferentes segmentos sociais. Dessa forma, as populações que habitam esses locais são retiradas, muitas vezes resistindo à expropriação. No caso do Brasil, essa população é formada principalmente por indígenas, camponeses, sitianteiros, fazendeiros, arrendatários e trabalhadores rurais. São os empreendedores das obras os responsáveis pelo processo de retirada das populações, através de ações expropriatórias das terras, indenizadas financeiramente, trocadas por outras terras ou pelo acesso a reassentamentos coletivos (REIS; BLOEMER, 2001, p. 31).

Em uma pesquisa, os professores Arsênio Sevá e Maria Pinheiro da Universidade Estadual de Campinas, fizeram um levantamento de empreendimentos hidrelétricos que, por força de interesses políticos, acabaram acarretando em “atropelos” durante seu desenvolvimento. Ainda segundo Sevá e Pinheiro (2001, p. 2), nos demais projetos o que ocorreu foi o que se segue:

[...] aqueles que aparentemente “deram certo”, a fase final da implantação foi e ainda é palco de conflitos sociais, econômicos, jurídicos. “Encher o lago” requer o fechamento dos túneis ou das adufas de desvio, e é sempre um ato de força, mesmo que circunstancialmente legítimo, caso tenha sido outorgada a L.O – Licença de Operação. Pois esse ato também pode estar enviesado, já que as L.P – Licenças Prévias e as L.I - Licenças de Instalação, ambas bem anteriores às L.O, sempre contêm condicionantes e compensações que, em geral, não vêm sendo cumpridas na sua totalidade pelas empresas.

De acordo com o que relatam Sevá e Pinheiro (2001), são notórias as consequências negativas da falta de representatividade dos agentes envolvidos nesse processo, desassistidos não só pelas empresas construtoras, mas também, de uma maneira mais geral, pelo próprio poder público. Aquelas entidades que almejam criar um diálogo mais igualitário com os mandatários das empresas, são, por sua vez, deixados de lado pelo sistema instaurado.

Os atingidos e os ambientalistas são caluniados como delinquentes, seu movimento é “demonizado”, alguns são processados judicialmente e os promotores e procuradores se tornam “empecilhos ao setor elétrico” (SEVÁ; PINHEIRO, 2001, p. 14).

Lygia Sigaud, antropóloga, estudiosa de casos de deslocamento de populações em decorrência de empreendimentos hidrelétricos, retrata muito bem o cenário que se instala quando tais projetos têm suas obras iniciadas.

A demora em definir o destino da população a ser deslocada, que deveria ser o objeto prioritário da atenção do Estado, se por um lado revela a imprevidência das empresas do setor elétrico, por outro se constitui numa evidência de que o “social”, corporificado nas populações atingidas, esteve fora de cogitações quando se decidiu construir as barragens, quando se firmou contratos e quando se deu início às obras (SIGAUD, 2007, p. 32).

A pesquisadora ainda segue descrevendo o quadro social instaurado, o qual se apresenta subordinado às decisões tomadas em caráter vertical, principalmente pelas empresas do setor elétrico.

Na medida em que o “social” não interfere na tomada de decisões, ele só pode vir a se constituir em “problema”, para o qual deverá ser buscada uma solução qualquer e a qualquer preço, dentro do cronograma apertado das obras civis. E é exatamente porque o “social” ocupa essa posição subordinada que as soluções encontradas são sempre desfavoráveis à população. Por esta razão, se pode afirmar com segurança que as empresas do setor elétrico têm sido responsáveis pelo deslocamento compulsório e atabalhoado de milhares de brasileiros, pela sua diáspora, pelo seu empobrecimento e pela profunda desorganização de suas condições de vida (SIGAUD, 2007, p. 32).

Nas passagens acima, percebe-se nitidamente um distanciamento do poder público com o viés social dos empreendimentos hidrelétricos, fatos como os relatados pela antropóloga Lygia Sigaud não são isolados e, ainda que de forma mais pontual nos dias de hoje, continuam a fazer parte da realidade de muitos projetos. Esse tipo de postura adotada pelas empresas ainda hoje é rechaçado principalmente por movimentos sociais, entre eles o Movimento dos Atingidos por Barragens (MAB).

Talvez o mais significativo projeto do setor elétrico, nos últimos anos, seja Belo Monte, aproveitamento hidrelétrico em fase de construção no Estado do Pará, mais especificamente no Rio Xingu, com mais de 11.000MW de potência instalada, tema de inúmeras discussões sobre a significância e abrangência de seus impactos sobre as populações locais, especialmente aos povos indígenas daquela região, sem contar os impactos ambientais que provavelmente serão devastadores nessa região. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) investirá na mitigação dos efeitos socioambientais negativos na área de influência tanto direta, como indireta do empreendimento R\$ 3,2 bilhões em ações socioambientais de um total geral investido de R\$ 29 bilhões sendo, deste, R\$ 22,5 bilhões diretamente via BNDES, R\$ 7 bilhões da Caixa Econômica Federal e R\$ 2 bilhões do Banco BTG Pactual (PLANALTO, 2012).

O importante é salientar que ainda é cedo para avaliar se essas ações terão sua efetividade garantida. A questão fundamental no caso de Belo Monte é a que trata de sua visibilidade em âmbito nacional e internacional, ou seja, pelo menos nesse caso as atenções sobre esse empreendimento terão um caráter fiscalizador, minimizando os erros e omissões ocorridos em outros projetos do setor elétrico.

3.1.1.2. Usinas hidrelétricas e emissões atmosféricas

Outro ponto discutido atualmente diz respeito à condição de sustentabilidade ambiental de empreendimentos já consolidados, principalmente no que tange o caráter de emissões atmosféricas relacionadas aos barramentos.

Alguns estudos revelaram que as emissões de gases do efeito estufa, como Dióxido de Carbono (CO₂) e Metano (CH₄), em algumas hidrelétricas da região norte do Brasil, comparam-se às emissões de termelétricas movidas a carvão (KEMENES; FORSBERG; MELACK, 2008).

A principal fonte dessas emissões está relacionada à decomposição do material orgânico depositado no fundo dos reservatórios. Hidrelétricas, como a de Balbina, no Amazonas, tem níveis de emissão de gases até dez vezes maiores que as de termoelétricas e, devido a seu baixo coeficiente de produção, esta UHE destaca-se entre as usinas de maior lago e menor produção de energia no mundo (KEMENES; FORSBERG; MELACK, 2008). A densidade energética¹⁵ dos reservatórios da Região Norte do Brasil é baixa, principalmente os da Região Amazônica, uma vez que grandes áreas dessa região são planícies, o que acarreta na necessidade de se alagar grandes áreas em para geração hidrelétrica.

Não é só Balbina que possui densidade energética baixa, por volta de 0,09 MW/Km² (250MW/2600Km²), outras hidrelétricas como a UHE Samuel no Rio Jamari, em Rondônia com 0,39MW/Km² (216 MW/550 km²) e 0,73 em Curuá-Uma, no Pará (60 MW/80 km²) são alguns exemplos (KEMENES; FORSBERG; MELACK 2008).

Já na Hidrelétrica de Tucuruí I e II, o índice de densidade energética é de 2,39 MW/Km² (8.370 MW e 2.850 km²) o que não isenta a hidrelétrica de suas emissões atmosféricas, como mais de 90% da vegetação existente na área de alague não foi retirada, isso contribuiu com parcelas significativas no lançamento de gases do efeito estufa (OBSERVATÓRIO SÓCIO-AMBIENTAL DE BARRAGENS, 2013).

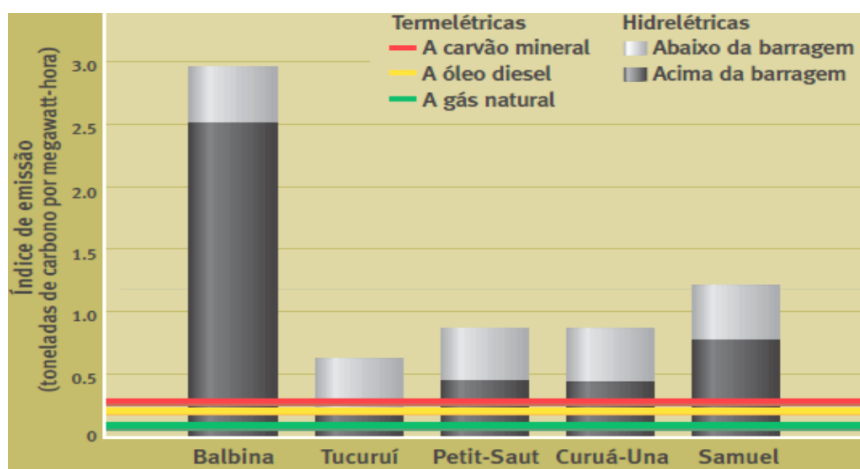
Ainda, segundo o Observatório Socio-ambiental de Barragens – “Observabarragem” da UFRJ/IPPUR, estudos do pesquisador do Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA), Fearnside (2002), estimam que, em 1990, o reservatório de Tucuruí liberou 8,5 milhões de toneladas de carbono. Para que se

¹⁵ É a razão entre o potencial energético de uma hidrelétrica (em megawatts) e a área alagada pelo reservatório (em quilômetros quadrados) – MW/Km².

tenha uma ideia com relação ao montante de CO₂ liberado, este correspondeu a valores maiores do que o diagnosticado para o município de São Paulo, levando-se em conta a queima de combustíveis fósseis no mesmo período.

No gráfico 14, a seguir, tem-se o total de emissões de CO₂ de acordo com o total de energia elétrica gerada em centrais termelétricas e hidrelétricas, sendo que para as hidrelétricas foram considerados os valores tanto acima, quanto abaixo do reservatório¹⁶.

Gráfico 14 – Emissões de Gás Carbônico e Metano em relação à geração de eletricidade¹⁷



Fonte: Kemenes, Forsberg e Melack (2008, p. 24).

No entanto, alguns pesquisadores discordam das teorias de que os reservatórios possam contribuir para o efeito estufa, entre eles pode-se citar o presidente da Empresa de Pesquisa Energética, Maurício Tolmasquim. Para esse pesquisador, as hidrelétricas atuam justamente no fluxo contrário a tendência de aumento das emissões, ou seja, contribuem para a redução dos totais emitidos pelo setor elétrico.

Tolmasquim (2005), afirmam que as hidrelétricas não contribuem para o aumento nos gases do efeito estufa. Estudos indicaram que se fosse utilizado pelo menos metade do potencial hídrico mundial, as emissões de gases que podem agravar o efeito estufa seriam abatidas em 13%.

Para Castro et al. (2009), as usinas hidrelétricas contribuem com cerca de 20g

¹⁶Emissões abaixo das represas representaram 48% do total em Petit-Saut (Guiana) e 15% em Balbina (KEMENES; FORSBURG; MELACK, 2008).

¹⁷ Índices de emissões de gás carbônico e metano (calculadas de acordo com o potencial térmico de cada composto) em relação à energia elétrica gerada de cinco hidrelétricas do trópico úmido sul-americano (colunas) e de três tipos de termelétricas movidas a combustíveis fósseis (linhas em cores), com indicação das emissões acima (área preta nas colunas) e abaixo (área cinza) das barragens (KEMENES; FORSBURG; MELACK, 2008).

por kWh gerado, enquanto que as usinas que utilizam combustíveis fósseis podem alcançar emissões em torno de 600g a 1200g por kWh.

De fato as hidrelétricas possuem muito mais vantagens ambientais do que desvantagens quando comparadas a termoelétricas movidas a combustíveis fósseis. Os casos apresentados sobre as grandes emissões de gases do efeito estufa foram restritos a estudos realizados na Região Amazônica, que devido às características desse ambiente, podem contribuir para o aumento das emissões.

O aumento na fiscalização por parte do poder público, bem como uma maior participação da sociedade civil, assistindo de perto os desenlaces nas diferentes etapas dos projetos hidrelétricos vem trazendo maior transparência nas ações implementadas no setor elétrico.

Outras questões ambientais relativas aos barramentos e que são importantes de serem apresentadas dizem respeito ao aumento na sedimentação e posterior assoreamento das regiões alagadas, redução de áreas cultiváveis, desaparecimento de regiões com características de fauna endêmica, comprometimento de fluxos migratórios da fauna íctica, além de perdas cênicas das áreas represadas, como cachoeiras, corredeiras, entre outros (REIS; FADIGAS; CARVALHO, 2005).

Por conseguinte, a opção pela utilização dos aproveitamentos hidrelétricos condiciona o sistema elétrico brasileiro às sazonalidades hídricas, ou seja, existem picos de máximo e de mínimos na geração de energia, mormente nos empreendimentos caracterizados como os de fio d'água, hidrelétricas com menor capacidade de estocagem de água que não contam com grandes reservas nos períodos de seca, quando esse fato ocorre, a solução é a ativação das usinas térmicas, geralmente as movidas a combustíveis fósseis (CASTRO et al., 2009).

O cenário de complementaridade exercido pelas usinas térmicas de fontes fósseis durante a sazonalidade da geração hídrica pode, em um futuro próximo, ser substituído por fontes alternativas como eólicas, biomassa, fotovoltaica, uma vez que “estas fontes possuem uma intrínseca complementaridade com a sazonalidade do regime pluvial” (CASTRO et al., 2009, p. 4).

3.1.2 Energia eólica

Os primórdios da geração de energia elétrica a partir dos ventos, remonta ao final do século XIX, mais precisamente o ano de 1891. Na Dinamarca, o professor

Poul La Cour foi o primeiro a introduzir esse tipo de tecnologia para a produção de eletricidade (FADIGAS, 2011).

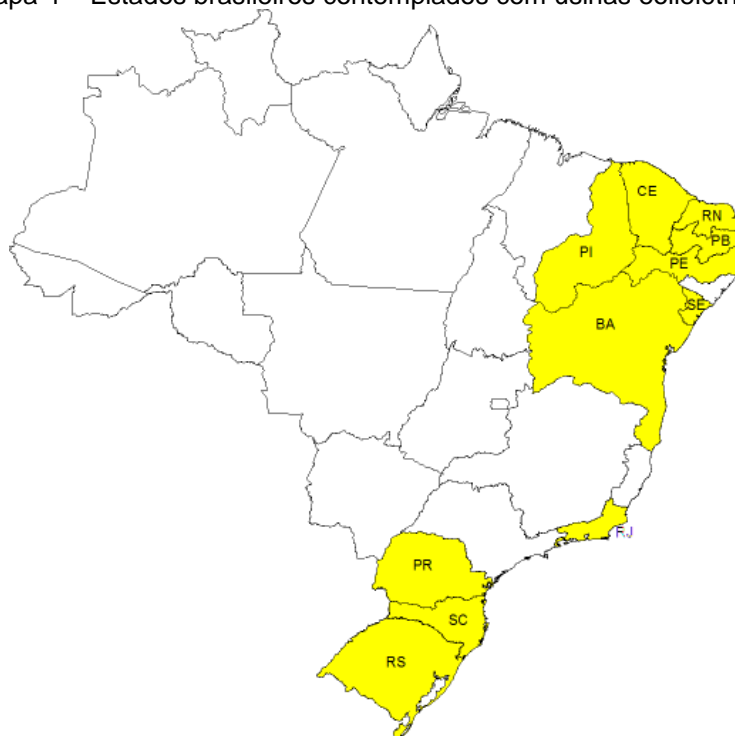
Ainda nas primeiras décadas do século XX, após ser difundida na Dinamarca, a tecnologia de turbinas eólicas passou por transformações, basicamente em sua eficiência, países como a Alemanha e Rússia aprimoraram e popularizaram os geradores eólicos, sobretudo nas regiões rurais, desprovidas de eletricidade devido à distância dos grandes centros urbanos (FADIGAS, 2011).

No entanto, a exponencial ascensão dos geradores eólicos foi consideravelmente interrompida no período pós II Guerra Mundial. A exploração de combustíveis mais baratos e até então abundantes, como o petróleo, tornaram-se alternativas para a geração elétrica, entretanto as sucessivas crises do petróleo, reascenderam a busca por alternativas energéticas deslocadas de contextos políticos-estratégicos e, entre estas, volta a figurar a geração eólica (FADIGAS, 2011).

Em 2012, o Brasil atingiu a marca de 1820 MW de potência instalada em empreendimentos eólicos, somando 82 aproveitamentos, sendo (18) aproveitamentos no Ceará, (13) no Rio Grande do Norte, (13) em Santa Catarina, (13) na Paraíba, (12) no Rio Grande do Sul, (5) em Pernambuco, (3) na Bahia, (2) no Paraná e (1) para os Estados do Rio de Janeiro, Piauí e Sergipe.

Na distribuição espacial observada no mapa 4 abaixo, é interessante salientar o papel diferenciado da Região Nordeste do Brasil, a qual contribui com 54 empreendimentos com capacidade instalada de 1243 MW e que corresponde a 68,3% do total gerado pela energia eólica no país, já na região sul são 577 MW instalados em 27 empreendimentos.

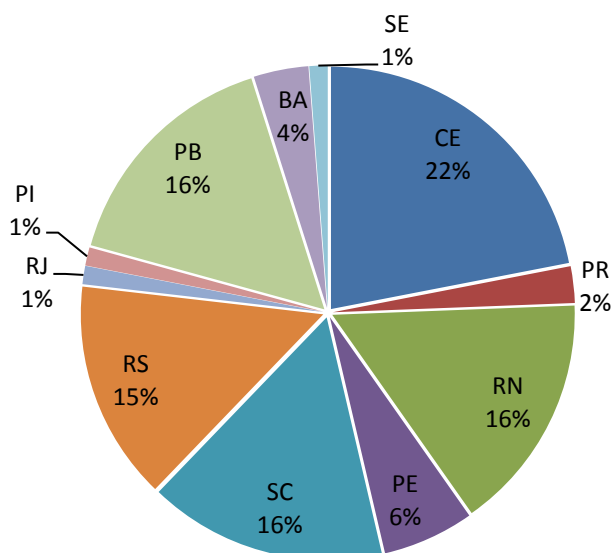
Mapa 4 – Estados brasileiros contemplados com usinas eolielétricas



Fonte: Brasil (2012b).

O gráfico 15 a seguir apresenta o percentual da distribuição das usinas eólicas nos estados correspondentes.

Gráfico 15 – Percentual de aproveitamentos eólicos por estado



Fonte: Brasil (2012b).

No que tange aos aspectos operacionais, a geração de energia elétrica em usinas eólicas ocorre quando o vento aciona as pás dos aerogeradores, fazendo

com que a energia cinética resultante desse processo seja transferida para o gerador que quando acionado gera um campo elétrico.

Todavia, apesar da aparente simplicidade do processo de geração de energia por fontes eólicas, existe também certa complexidade associada a esse processo, principalmente no que trata da implantação e operação de parques eólicos que não serão discutidas aqui com maior profundidade, mas no geral, dizem respeito aos seguintes itens:

Escolha do local adequado, regime de ventos, interferências nos ventos, tipo de aerogeradores, altura dos aerogeradores, tipo de torre, disposição espacial dos aerogeradores, tecnologia de elevado custo.

Com relação aos parques eólicos, estes podem ser *onshore* ou *offshore*, o primeiro está relacionado a empreendimentos instalados em terra firme, enquanto que o segundo diz respeito a aqueles parques eólicos instalados sobre a água, no Brasil a tecnologia empregada é, sobretudo, *onshore* (FADIGAS, 2011).

Especificamente sobre os aerogeradores, estes, podem ser de eixo vertical ou horizontal, como se pode observar na fotografia 1. A maioria dos equipamentos em operação no mundo é do tipo horizontal de três pás (SÁ, 2010).

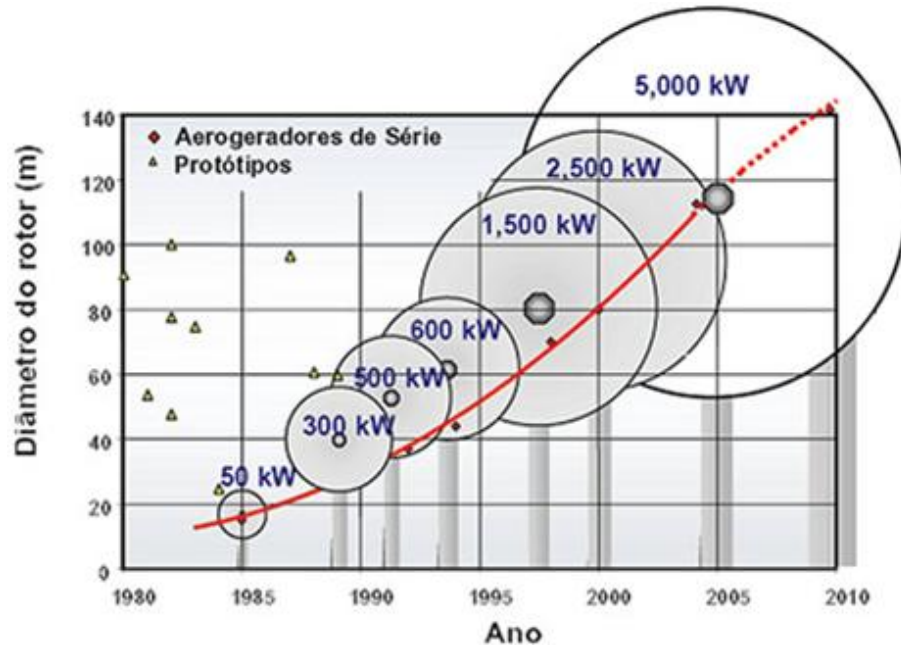
Fotografia 1 – Exemplo de turbinas eólicas



Fonte: CRESESB (www.cresesb.cepel.br); Sandia (2006).

Os aerogeradores sofreram transformações desde seus primeiros protótipos no fim do século XIX. As características básicas dessas mudanças tratam da altura e diâmetro dos aerogeradores, além da potência individual que foi substancialmente elevada, como se pode constatar no gráfico 16.

Gráfico 16 - Evolução do tamanho dos aerogeradores horizontais



Fonte: CRESESB (www.cresesb.cepel.br).

Para que se tenha um parâmetro sobre isso, os aerogeradores do parque eólico de Osório/RS utilizam equipamentos de 2MW de potência individual e estão instalados a uma altura de 100m (VENTOS DO SUL ENERGIA, 2012).

Fotografia 2 – Parque eólico de Osório/RS



Fonte: Ventos do Sul Energia (2012).

3.1.2.1 Impactos ambientais das Usinas Eólicas

Apesar de serem menos perceptíveis, os impactos ambientais dos empreendimentos eólicos são notórios, basicamente na etapa de implantação dos projetos, com tendência de serem atenuados com a maturação e recuperação dos ambientes degradados. A etapa de maior impacto ambiental é a de preparação do local de instalação e posterior montagem dos aerogeradores (FADIGAS, 2011).

Evidentemente que os impactos serão maiores ou menores de acordo com o ambiente em que os projetos serão desenvolvidos, alguns ecossistemas possuem maiores fragilidades ambientais que outros. Esse fato deve ser considerado no momento do inventário das áreas a serem utilizadas.

Conforme Fadigas (2011, p. 256), no que tange à etapa de construção pode ocorrer interferências nos habitat de diversos animais.

[...] a perturbação originada faz sentir sobre todas as espécies que utilizam a área de implantação do parque eólico, podendo consistir em esmagamento ou ferimento de vários animais e perturbação dos locais de repouso, alimentação e reprodução de todas as espécies.

As imagens a seguir mostram a implantação do Parque Eólico de Paracuru¹⁸ no Estado do Ceará e ilustram a etapa de preparação do local e instalação dos aerogeradores. A fotografia 3 representa a terraplanagem do local de construção, nota-se que é uma região composta por dunas, que por sua vez estão sendo niveladas.

Fotografia 3 – Etapa de terraplanagem



Fonte: Bioenergy (2002).

¹⁸ A usina eólica de Paracuru possui 12 aerogeradores com potência total instalada de 25,2MW.

Geralmente as áreas escolhidas para a construção dos parques eólicos são de difícil acesso, havendo a necessidade de abertura de estradas e vias tanto para serem usadas na fase de construção como na fase de operação dos aerogeradores.

A pavimentação dos acessos também é considerada uma etapa importante no que se refere aos impactos de construção, uma vez que existem medidas técnicas de caráter estrutural que devem ser seguidas, uma delas é a drenagem desses locais, evitando assim possíveis inundações ou solapamento da estrutura viária construída, isso é observado nas fotografias 4 e 5 a seguir.

Fotografia 4 – Projeto viário



Fonte: Bioenergy (2002).

Fotografia 5 – Drenagem



Fonte: Bioenergy (2002).

A seguir é apresentada a fase de construção das estruturas que servirão de base para a fixação dos aerogeradores. Para alcançar essa etapa foi necessária a escavação do local, ancoragem das estacas e a montagem das armações metálicas que receberam o concreto.

Percebe-se nas fotografias a seguir, a grande movimentação de veículos pesados, o que pode vir a ocasionar a compactação do solo. Isso pode ocorrer no transporte das peças para a edificação das torres, geralmente equipamentos de grande porte.

Fotografia 6 – Concretagem das bases



Fonte: Bioenergy (2002).

Fotografia 7 – Base finalizada



Fonte: Bioenergy (2002).

Por fim, a montagem final dos aerogeradores, para a consolidação dessa fase os componentes dos aerogeradores foram transportados individualmente até o local do parque eólico. Nesse caso do complexo eólico de Paracuru, os aerogeradores são da fabricante Suzlon, grupo indiano com presença em diversos países, entre eles o Brasil, onde recentemente foi inaugurada uma fábrica de pás eólicas no município de São Gonçalo do Amarante, no Estado do Ceará (SUZLON, 2012).

Fotografia 8 – Conclusão da montagem dos aerogeradores



Fonte: Bioenergy (2002).

De fato, os impactos mais visíveis da energia eólica se dão na fase de construção, isso não a isenta de que haja outros. O mais discutido desses talvez seja o impacto à avifauna por conta da operação das usinas eólicas. A ocorrência desse impacto está relacionada aos choques entre as aves e as turbinas, classificados como impactos diretos (FADIGAS, 2011).

Mesmo assim, segundo alguns estudos esses problemas ambientais são de caráter mínimo, quando comparados a outras formas de impacto ambiental as quais

a morte de aves está relacionada, assim, dados da EUREC Agency¹⁹, citados por Inatomi e Udaeta (2008, p. 8), trazem as seguintes considerações:

[...] estudos comprovam que a mortalidade de pássaros em função de turbinas eólicas é pequena e isolada, como na Espanha, onde de as turbinas foram instaladas numa rota de migração de pássaros. Entretanto, distúrbios na proliferação e descanso de pássaros podem ser um problema em regiões costeiras.

Entretanto, o estudo traz um dado relevante para o caso brasileiro, no qual grande parte dos parques eólicos encontra-se em regiões litorâneas, o que pode ser, segundo o estudo, um agravante para a questão dos choques da avifauna contra turbinas eólicas.

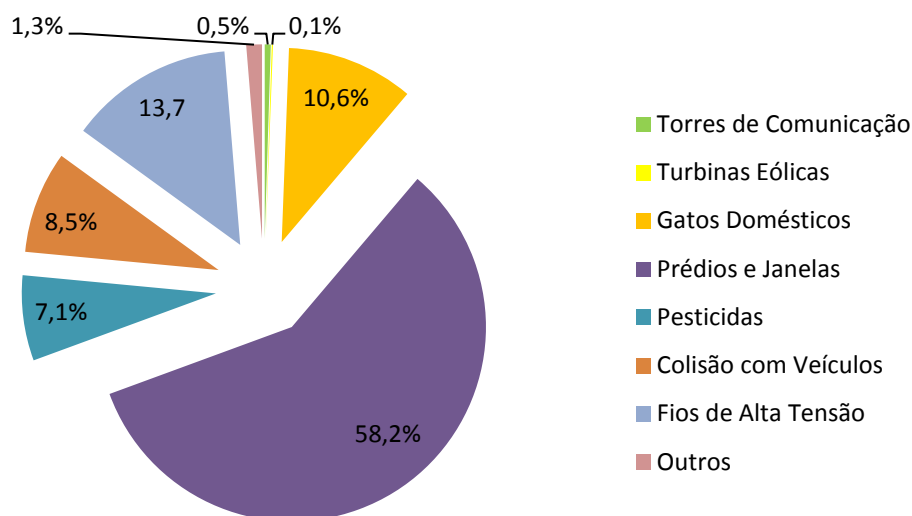
Tolmasquim, também citado por Inatomi e Udaeta (2005, p. 8), contribui com mais considerações acerca dos impactos ambientais ocasionados pela operação de usinas eolielétricas.

Fora das rotas de imigração, estudos mostram que raramente os pássaros são incomodados pelas turbinas, e que eles tendem a mudar sua rota de voo entre 100 a 200 metros, passando acima ou ao redor da turbina, em distâncias seguras. Na Alemanha, morrem mais pássaros vitimados pelo impacto em torres de antenas do que em turbinas eólicas.

No gráfico a seguir, pode se observar o percentual anual de aves afetadas em função de obstáculos em seu voo nos Estados Unidos. Segundo a American Birds Conservation (ABC), nos anos de 2009 e 2010, a morte de pássaros relacionada a turbinas eólicas foi em média 250 mil, já para as torres de comunicação, tomando-se o ano de 2008 como referência, as previsões foram de 27 milhões de mortes em média, já as estimativas para as mortes atribuídas a prédios e janelas correspondem à expressiva marca de 500 milhões de mortes em média.

¹⁹ Criada em 1991, é uma associação com sede em Bruxelas que liga os principais centros de pesquisa e departamentos universitários ativos na área de tecnologia de energia renovável (<http://www.eurec.be>).

Gráfico 17 - Causas de Morte de Aves Relativas às Atividades Humanas nos EUA



Fonte: Costa, Casotti e Azevedo (2009, p. 235).

No entanto, os estudos sobre as interferências dos parques eólicos no Brasil, tanto no que diz respeito à migração quanto ao voo das aves nesses empreendimentos ainda estão em fase de desenvolvimento, carecendo de maior pesquisa e posterior divulgação de resultados concretos.

Além dos impactos diretos dos aerogeradores na avifauna, outras questões consideradas como pontos negativos desses empreendimentos são apontados, os impactos visuais, ruídos, interferências eletromagnéticas e os impactos no uso da terra (FADIGAS, 2011).

De qualquer forma, percebe-se que os aspectos negativos associados aos parques eólicos são pontuais e mínimos, quando comparados à geração hidrelétrica e térmica, sendo consideravelmente sobrepostos pelos aspectos positivos, especialmente a significativa redução dos Gases do Efeito Estufa (GEE) no que tange a expansão da energia eólica em detrimento de termoelétricas movidas a combustíveis fósseis.

A importância da energia eólica, com relação aos GEE, está condicionada as emissões de gases evitados, devido a essa característica a geração eolielétrica pode encaixar-se nas condições de Mecanismos de Desenvolvimento Limpo²⁰ (MDL), passando a comercializar o CO₂ evitado nos moldes do Protocolo de Quioto.

²⁰ "O MDL permite que países desenvolvidos, por meio da implantação de projetos energéticos em países em desenvolvimento, alcancem suas metas de redução da emissão de CO₂ ou outros gases de efeito estufa" (WEB - Ministério do Meio Ambiente – Energia Eólica).

3.1.3 Biomassa

A Biomassa com fins energéticos é toda a matéria orgânica que pode vir a ser utilizada como combustível para determinada atividade, entre as fontes de biomassa mais conhecidas são: casca de arroz, bagaço da cana, resíduos de madeira.

Para Reis, Fadigas e Carvalho (2005), existem três subdivisões para os resíduos oriundos da biomassa, as florestais - nativas e plantadas, os biocombustíveis não florestais – agroindústrias e os resíduos urbanos. No quadro 2 a seguir, apresenta-se o esquema elaborado por Reis, Fadigas e Carvalho (2005), exemplificando cada um dos resíduos componentes dos três grupos acima citados.

Quadro 2 – Classificação dos biocombustíveis

<u>Florestais - Nativas e ou plantadas</u>	Lenha, carvão vegetal, briquetes, resíduos de madeira.
	Biocombustíveis líquidos e gasosos, subprodutos dos processos de conversão da madeira. Ex: metanol, gás de gaseificação.
<u>Biocombustíveis Não Florestais - Agroindústria</u>	Álcool de cana-de-açúcar
	Palhas, folhas e pontas da cana-de-açúcar.
	Casca de arroz, palha de milho.
	Biogás - dejetos - suínos, aves, bovinos, caprinos
	Biodiesel de soja, mamona, girassol, etc.
<u>Resíduos Urbanos</u>	Resíduos sólidos, líquidos e gasosos provenientes do processamento dos esgotos e lixos industriais, comerciais e domésticos.

Fonte: Adaptado de Reis, Fadigas e Carvalho (2005).

Dentre os tipos de biocombustíveis apresentados no quadro acima, no Brasil e, especialmente aos aproveitamentos conectados ao SIN, tem-se que, oito tipos de resíduos de biomassa são matéria prima para a geração termelétrica, sendo o bagaço de cana-de-açúcar o utilizado em maior escala de geração, abrangendo 359 usinas. Outros tipos de resíduos e subprodutos são utilizados, resíduos de madeira corresponde a 45 usinas, biogás (19), licor negro²¹ (14), casca de arroz (9), carvão

²¹ O licor negro é um subproduto do processo de cozimento Kraft utilizado na fabricação de polpa celulósica para posterior utilização para fabricação de papel (MELO et al., 2011).

vegetal (3), capim elefante (2) e óleo de palmiste²² (2), todos estes são classificados como usinas termoelétricas (BRASIL, 2012b).

Em termos quantitativos, o que se tem é o expresso na tabela 2 abaixo:

Tabela 2 - Usinas termoelétricas a biomassa ligadas ao SIN

Tipo	Bagaço de Cana	Licor Negro	Madeira	Biogás	Casca de Arroz	Capim elefante	Óleo de palmiste
Potência Instalada kW	8.081.284	1.235.643	379.235	79.000	36.433	31.700	4.350

Fonte: Brasil (2012b).

Em algumas usinas, como as do setor orizícola, a geração elétrica é obtida a partir da cogeração, ou seja, em seus processos de industrialização do arroz, a indústria de beneficiamento deste grão e, especificamente aquelas que fazem a parboilização, utilizam grandes quantidades de água aquecida em seus processos.

“Além da geração de energia elétrica, os sistemas de cogeração produzem energia térmica, em geral na forma de vapor a baixa pressão, que pode ser usada para os mais diversos fins” (REIS, 2011, p. 26). A geração elétrica nessas empresas está associada ao processo de aquecimento da água, uma vez que a energia térmica quando não utilizada é perdida, a entrada em funcionamento de um gerador elétrico evita que essas perdas aconteçam de forma que o vapor de água aquecido é direcionado ao funcionamento do gerador, posteriormente a água segue no processo industrial, servindo a outros fins, entre eles, a parboilização.

A inserção as fontes de biomassa no processo de geração elétrica auxilia nas reduções das emissões de carbono para a atmosfera, pois evita que sejam utilizadas fontes fósseis na produção de eletricidade. Além disso, reduz as pressões sobre ecossistemas quando comparado a fontes hidráulicas de geração (TOLMASQUIM, 2005).

Portanto, o uso de biomassa para a geração elétrica “como não emite óxidos de nitrogênio e enxofre, e o CO₂ lançado na atmosfera durante a queima é absorvido na fotossíntese, apresenta balanço zero de emissões” (REIS, 2011, p. 142). Apesar dessa importante constatação, é necessário o correto manejo nos cultivos agrícolas que serão utilizados para a geração, evitando assim emissões de GEE desnecessárias, especialmente com o que ocorre em áreas de cultivo de cana-de-

²² Óleo obtido com a partir da amêndoa da Palmeira de óleo – dendezeiro.

açúcar, que tradicionalmente se efetua a queima da matéria excedente (folhas e palhas) antes de se processar a colheita.

3.2 Fontes não renováveis de geração de energia elétrica

Fontes não renováveis são aquelas com possibilidade de esgotamento quando sua utilização torna-se maior que a reposição pela natureza, normalmente essa restituição é da ordem de milhares de anos (SILVEIRA, 2000). Dentre as fontes energéticas utilizadas para a geração de energia elétrica, no contexto da matriz energética brasileira, está o petróleo, o gás natural, a nuclear e o carvão mineral.

O Brasil possui atualmente 1156 empreendimentos termoelétricos baseados em fontes não renováveis em funcionamento²³, representando 19,83% do total de energia gerada no Brasil em 2012, dito isso se apresenta na tabela 3 a seguir as usinas térmicas por tipo de fonte.

Tabela 3 – Empreendimentos em operação no Brasil

Tipo		Capacidade		Total	
		Nº usinas	kW	Nº usinas	kW
Gás	Natural	105	11.415.493	145	13.260.776
	Processo	40	1.845.283		
Petróleo	Óleo Diesel	964	3.421.064	998	7.346.575
	Óleo Residual	34	3.925.511		
Nuclear		2	2.007.000	2	2.007.000
Carvão Mineral	Carvão Mineral	11	2.304.191	11	2.304.191
Total				1156	24.918.542

Fonte: Brasil (2012b).

Na tabela 3, pode-se observar a elevada participação na matriz das térmicas que utilizam gás natural, a expressiva contribuição da geração com base em gás natural está relacionada à grande oferta de matéria prima e aos preços competitivos praticados no setor para essa fonte. Além disso, os acordos de cooperação entre os países latino-americanos (Brasil, Argentina, Bolívia, Peru, Venezuela) permitem maior confiabilidade nos investimentos (REIS, 2011). Apesar de alguns problemas de abastecimento como no caso da UTE Uruguaiana (640MW) que está com as

²³ Segundo dados do Banco de Informações de Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), para o ano de 2012.

atividades suspensas devido à interrupção no fornecimento advindo da petrolífera Argentina YPF desde 2009, com previsão de retorno parcial em meados de 2013²⁴ devido aos riscos de racionamento enfrentados no Brasil no verão 2012/2013(AES Brasil, 2012). Contudo, as térmicas a gás ainda permanecem como importante alternativa para o aumento da descarbonização da matriz nacional, não só na geração elétrica, mas também em outros setores como o de transportes e na produção industrial.

Não obstante, além de questões pontuais de fornecimento, os aspectos ambientais credenciam o gás natural como importante intermédio entre fontes altamente poluentes (petróleo e carvão mineral) e as fontes renováveis, sendo que dentre os combustíveis fósseis utilizados na geração de energia elétrica, o gás natural é o que apresenta menores impactos ambientais, especialmente no que se refere às emissões atmosféricas (REIS, 2011).

Tratando-se do petróleo, este é utilizado na geração elétrica na forma de óleo residual e óleo diesel, sendo 34 as usinas que utilizam o óleo residual ou óleo combustível²⁵, a maior delas é a usina termelétrica de Mauá, localizada em Manaus, com potência instalada de 552MW, administrada pela Amazonas Distribuidora de Energia S/A subsidiária da Eletrobrás na Região Norte.

Já as usinas movidas a óleo diesel são 954, boa parte delas instaladas em sistemas isolados ou em regime de apoio a indústrias e empresas dos mais variados setores, responsáveis por auxiliar essas empresas em contratemplos relacionados a quedas de energia elétrica, algumas com baixa potência instalada.

Fator importante da não aplicação em larga escala, no que se refere à potência instalada dos empreendimentos com base em petróleo, diz respeito ao aspecto econômico associado a essa fonte, sendo que o óleo combustível utilizado possui preço pouco atrativo devido às interferências globais no mercado petrolífero (TOLMASQUIM, 2005).

²⁴ O retorno das atividades da UTE Uruguaiana foi autorizada pela Portaria n. 619, de 20 de dezembro de 2012, esta Portaria esclarece no **Art. 1º** Reconhecer a necessidade de geração de energia elétrica, **de forma excepcional e temporária**, na Central Geradora Termelétrica UTE Uruguaiana, localizada no Município de Uruguaiana, Estado do Rio Grande do Sul, outorgada à AES Uruguaiana Empreendimentos Ltda.

²⁵ Segundo Reis e Bloemer (2001, p. 19) “o termo óleo combustível, em geral, indica produtos que são primariamente queimados para produzir calor. Abrange larga escala de produtos, desde querosene até materiais viscosos. Pode ser originado de óleo bruto, da refinação, destilação e das misturas de outros óleos”.

Os aspectos ambientais também são determinantes na perspectiva da expansão na utilização dessa fonte “essas usinas, dependendo do combustível utilizado, apresentam taxas significativas de emissão de gases poluentes como particulado de carbono, SO_x, NO_x, CO₂ e CO²⁶” (TOLMASQUIM, 2005, p. 55).

Esses gases são os principais responsáveis pela ocorrência da chuva ácida, a adoção de medidas que reduzam a emissão dos mesmos em usinas térmicas se faz necessária, todavia essas ações acabam por encarecer o custo final do processo de geração elétrica.

No tocante as térmicas nucleares, as questões preponderantes relacionam-se ao risco associado a esses empreendimentos e a disposição final de seus rejeitos, o “lixo atômico”, a temeridade em torno das centrais atômicas no Brasil, em certa medida relacionam-se ao ocorrido em Chernobyl na Ucrânia em 1986, quando um dos reatores explodiu espalhando radioatividade por milhares de quilômetros. O caso ucraniano e mais recentemente o abalo sofrido na usina de Fukushima, no Japão em 2011, reacenderam as discussões sobre a utilização da energia nuclear para geração elétrica. No Brasil, o governo já deu sinais de manutenção do programa nuclear, mantendo Angra I e II em funcionamento e finalizando a construção de Angra III, no entanto as expectativas são de estagnação na utilização atômica com fins energéticos, conservando as usinas que já estão em funcionamento com o propósito de capacitação e aprimoramento da tecnologia associada (REIS, 2011).

Por fim, o carvão mineral, em sua maioria, as usinas termelétricas a carvão situam-se na Região Sul do Brasil, sendo quatro (4) usinas no Rio Grande do Sul, totalizando 888MW de potência instalada, três (3) em Santa Catarina com 857MW e uma (1) no Paraná com 20MW. No restante do país, as usinas encontram-se nos estados do Pará com um (1) empreendimento de 103MW, Maranhão (1) com 75MW e o Ceará com (1) de 360MW, esta última utiliza carvão proveniente da Colômbia.

No caso das termelétricas localizadas no Sul do Brasil, o carvão é extraído de jazidas da região, sendo a porção meridional do país a maior produtora de carvão mineral do Brasil, “o Rio Grande do Sul responde por 89,25%; Santa Catarina, 10,41%; Paraná, 0,32, somente a Jazida de Candiota (RS) possui 38% de todo o carvão nacional” (BRASIL, 2008, p. 136).

²⁶ SO_x (óxidos de enxofre), NO_x (óxidos de nitrogênio), CO₂ (dióxido de carbono), CO (monóxido de carbono)

Do ponto de vista da eficiência térmica, o carvão mineral encontrado nas jazidas brasileiras é um produto de baixa qualidade, com altos teores de impurezas. A título de comparação, a quantidade de carvão utilizada para gerar determinada quantidade de energia com minério brasileiro é o dobro do que o utilizado com carvão mineral nos Estados Unidos (BRASIL, 2008; BRASIL, 2007).

A cadeia produtiva do carvão mineral no Brasil é considerada socioambientalmente muito impactante, “o carvão é uma das formas de produção de energia mais agressivas ao meio ambiente, o processo de produção, da extração até a combustão, provoca significativos impactos socioambientais” (BRASIL, 2008, p. 140).

Considerado um combustível altamente poluente, usado ainda em larga escala no Brasil, “tipicamente utilizado em centrais termelétricas com ciclo vapor, requer um tratamento caro e complexo e é caracterizado por emissões pesadas de SO_x, NO_x, CO₂ e particulados” (BRASIL, 2007, p. 65).

Com relação às emissões de atmosféricas, estima-se que o percentual de contribuição da utilização do carvão mineral para o agravamento do caráter nocivo do efeito estufa seja na ordem de 30% a 35% do total de emissões no mundo (BRASIL, 2008).

No Rio Grande do Sul, a emissão de CO₂ em 2010, por parte da Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica – Eletrobrás (CGTEE), foi de 2,1890tCO₂e/MWh, em um total de 1.340.799,59tCO₂e para um horizonte de geração elétrica de 612.516MWh, emissões extremamente altas quando observado o montante elétrico gerado pela Eletrobrás Amazonas Energia com emissão de 0,8136tCO₂e/MWh para uma média de 5.704.259MWh, totalizando 4.641.068,47 tCO₂ (ELETROBRÁS, 2011).

Algumas iniciativas visando à redução nos níveis de emissões originárias de térmicas a carvão vêm sendo postas em prática, a Comissão Europeia para o Ambiente, aprovou, em 1998, um programa chamado *Large Combustion Plants Directive* com o objetivo de reduzir o lançamento de óxidos de enxofre e óxidos de nitrogênio, além do material particulado na atmosfera. Os EUA adotam, desde o ano de 1985, o programa *Clean Coal Technology Program*, visando, além das reduções dos GEE, a melhora na eficiência nos processos de conversão da energia proveniente do carvão mineral (BRASIL, 2007).

No Brasil, o controle das emissões de poluentes por fontes fixas se dá através da Resolução CONAMA nº8 de 1990 e Resolução CONAMA nº 382 de 2006 que estabelecem os limites máximos de emissões de poluentes no ar, além do controle das agências ambientais estaduais por meio das licenças ambientais solicitadas para os empreendimentos.

Além da contaminação atmosférica, a exploração e o uso do carvão mineral, na geração elétrica, contribuem para a degradação do solo agravado pela remoção das camadas superficiais; intermediárias e, ainda, para a contaminação da água, devido à liberação do mineral pirita (FeS_2). Esse composto é encontrado em camadas concomitantes às de carvão e no momento da extração a pirita é liberada. Em contato com o oxigênio e a água, acaba por formar o ácido sulfúrico (H_2SO_4), contaminante que reduz o pH da água, tornando-a ácida. (ENGLERT; RUBIO, 2012).

Por fim, é importante salientar os esforços do setor carbonífero em adotar novas tecnologias e processos, a recuperação de áreas degradadas pela mineração, medidas para queima mais eficiente do carvão e os processos de redução e sequestro do carbono gerado com previsão de operação comercial até 2020 (BRASIL, 2008).

Enquanto estas tecnologias não entram em operação, as térmicas tanto as movidas a carvão como as que utilizam óleo combustível para gerar energia elétrica, continuarão sendo as grandes vilãs do setor energético em relação ao aumento dos gases responsáveis pelo efeito estufa, chuva ácida e outras consequências ambientais em nível regional e local.

4. O PROGRAMA DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA ELÉTRICA – PROINFA

Neste capítulo serão apresentados os fundamentos legais que instituíram o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), expor-se-á as diretrizes básicas para a contratação dos empreendimentos, bem como os limites físicos de potência a ser instalada por cada fonte contemplada. Além disso, serão pontuados os projetos contemplados pelas fontes eólicas, de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas em âmbito nacional, abordando os montantes contratados por estado da federação para cada fonte.

Em seguida, serão dadas as linhas gerais da reestruturação do setor elétrico no Brasil, explicando os novos ambientes de contratação e os novos agentes inseridos no setor, além de se fazer um breve levantamento das causas do racionamento de energia de 2001.

Por fim, serão apresentados os valores dos contratos realizados via PROINFA, esclarecendo os métodos de reajuste de tarifas do Programa, buscando-se fazer uma comparação entre preços pagos pelas fontes contratadas pelo PROINFA e os preços praticados nos novos leilões de energia.

4.1 A concepção do PROINFA

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA) começou a ser discutido em caráter institucional a partir do momento em que foi apresentada a Exposição de Motivos Interministerial nº 00376-A²⁷ aprovada como Medida Provisória nº 14 de 21 de dezembro de 2001²⁸, neste documento foram feitas as justificativas para a criação do referido Programa. Na Exposição de Motivos, os pares interministeriais deixavam clara a posição crítica do setor de energia elétrica nacional frente à crise de racionamento de 2001, neste sentido, foram expostas as deficiências identificadas no setor, como os desequilíbrios entre demanda e oferta de energia sendo considerada uma barreira para o crescimento do país e a qualidade de vida da população, além de demonstrar preocupação com os

²⁷ Exposição de Motivos Interministerial solicitada pela Casa Civil, Ministério de Minas e Energia, Ministério da Fazenda e Ministério de Desenvolvimento Indústria e Comércio Exterior.

²⁸ Dispõe sobre a expansão da oferta de energia emergencial e dá outras providências.

níveis dos reservatórios das hidrelétricas, abaixo do satisfatório para as garantias de geração elétrica.

A expectativa era de que o PROINFA pudesse servir de subsídio para a redução da dependência brasileira às hidrelétricas e consequente vinculação aos ciclos hidrológicos naturais, garantindo a geração de energia elétrica em períodos de baixa pluviosidade. Ressalta-se que no período de seca a alternativa atual é a ativação de termoelétricas, basicamente movidas a carvão mineral e óleo combustível.

A Exposição de Motivos nº 00376-A aborda os seguintes pontos referentes ao PROINFA:

- adoção de políticas de incentivo, a competitividade como mola propulsora de novos investimentos e a remoção de obstáculos à expansão do mercado;
- menor porte dos empreendimentos aumenta o número de atores e estimula a competição;
- necessidade de ampliação da oferta em face ao aumento da demanda por energia elétrica;
- incentivo ao uso de recursos locais para a geração de energia em contraponto a necessidade de importação de gás natural e petróleo;
- inserção dos projetos do PROINFA na política de Mecanismos de Desenvolvimento Limpo (MDL).

Outro ponto que merece destaque é o que menciona o papel governamental no incentivo às novas fontes de geração de energia elétrica, tendo em vista que o mercado no início dos anos 2000, ainda se mostra tímido para investimentos nessas novas tecnologias, em parte por receio no real retorno financeiro que viriam a ter e também pelo alto custo dessas tecnologias, sobretudo a eólica. Assim, foi apresentada na Exposição de Motivos a obrigação do governo federal em criar um mercado inicial de incentivo a estas fontes, surgindo assim todas as regras e imperativos que regulam o Programa.

No âmbito legal, assinada a Medida Provisória em 2001, esta foi convertida em lei, tornando-se a Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002 que deu origem ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, que posteriormente foi alterado pela lei 10.762/03 e foi regulamentado pelo Decreto 5.025 de 2004. Inicialmente estava previsto que o PROINFA contemplaria duas etapas, sendo a

primeira delas, o PROINFA 1, a que abrangeria a criação de 3.300 megawatts (MW) de potência instalada ao sistema em todo o Brasil.

Segundo a Redação dada pelo Decreto 5.025 de 2004 (BRASIL, 2004a) tem-se que:

Art. 5º - O PROINFA, instituído com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos²⁹, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no Sistema Interligado Nacional.

Ainda (BRASIL, 2004a):

Parágrafo único. O PROINFA também visa reduzir a emissão de gases de efeito estufa, nos termos do Protocolo de Quioto à Convenção - Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, aprovado pelo Decreto Legislativo nº 144, de 20 de junho de 2002, contribuindo para o desenvolvimento sustentável.

Para isso priorizou-se a contratação de novas fontes de geração de energia ou fontes alternativas, nesse caso, eólica (UEE), biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH), sendo 1.100MW para cada fonte em um prazo de quatro anos (2002-2006).

O PROINFA 2, que não chegou a sair do papel, contemplaria a consolidação dos empreendimentos contratados anteriormente, estabelecendo uma participação de 10% das fontes alternativas (PCH – Biomassa – Eólica) no total de energia elétrica consumido por ano no Brasil em um horizonte de 20 anos.

O contexto da inserção das ditas fontes alternativas de energia, muito tem a ver com o panorama climático mundial, apresentado em Quioto, 1997, durante a Convenção - Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (COP-3), que chamava a atenção para o fato de os países, principalmente os desenvolvidos e mais industrializados, para que apresentassem metas para a redução de suas emissões anuais de gases do efeito estufa.

As metas estipuladas para os países do Anexo I (desenvolvidos) incluía a redução, em pelo menos 5%, dos gases que provocam o efeito estufa,

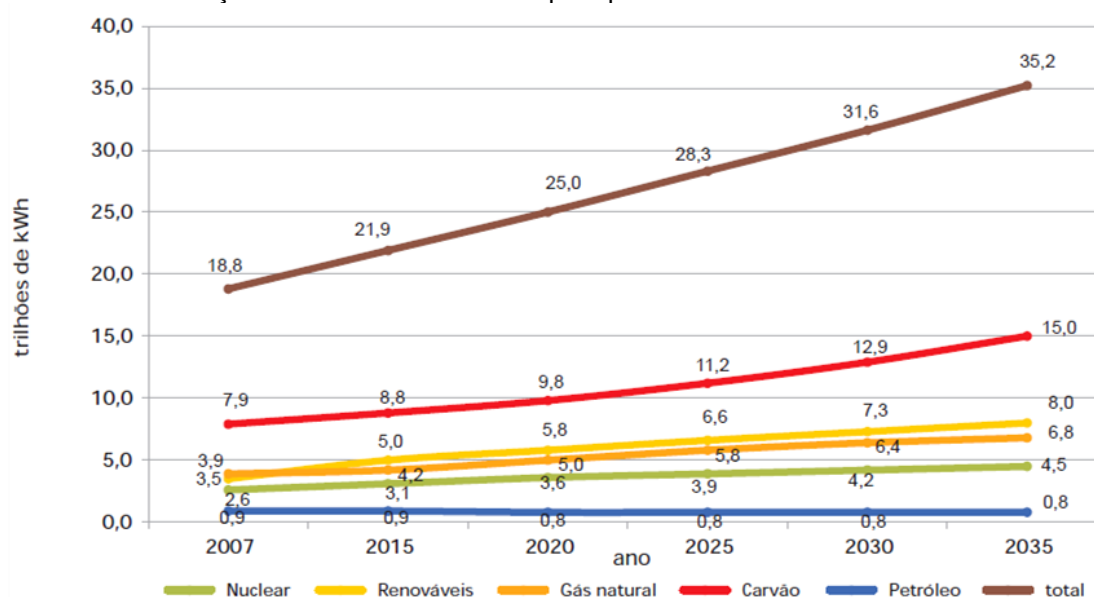
²⁹ Segundo a redação dada pela lei 10.762 de 2003, o Produtor Independente é Autônomo quando sua sociedade, não sendo ela própria concessionária de qualquer espécie, não é controlada ou coligada de concessionária de serviço público ou de uso do bem público de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, nem de seus controladores ou de outra sociedade controlada ou coligada com o controlador comum (Redação dada pela Lei nº 10.762, de 2003).

principalmente o dióxido de carbono (CO₂), em relação aos valores observados em 1990, no período de 2008 – 2012 (Brasil, 1998).

O Brasil não faz parte dos países do Anexo I, mas como país ratificador do Protocolo, também incluiu em suas metas ambientais a redução do dióxido de carbono, no caso da matriz elétrica brasileira, o destaque é com relação à representatividade das termelétricas baseadas em fontes fósseis e ou não renováveis.

No caso brasileiro, segundo dados do Balanço Energético Nacional, 2011, consta que é por volta de 20% o percentual de energia elétrica gerada por derivados do petróleo, carvão mineral, gás natural e nuclear, de certa forma, quando se observa a matriz energética de mundial como um todo, ainda se nota a forte participação do carvão mineral, com 8,8 bilhões de MWh em 2015 e 15 bilhões de MWh em 2035, um aumento de quase 70%, gráfico 18.

Gráfico 18 – Geração mundial de eletricidade por tipo de combustível – horizonte 2007 - 2035



Fonte: International Energy Outlook citado por Capeletto e Moura (2011, p. 20).

Além da problemática do aquecimento global, usado como pano de fundo para a caracterização mais geral do processo de implantação do PROINFA, outras questões de caráter técnico são importantes que sejam aqui colocadas.

O PROINFA foi estruturado de forma a garantir a contratação do montante de 1.100MW de energia elétrica gerada por cada fonte participante, sendo assim, alguns mecanismos foram adotados para que se tivesse o devido controle sobre as contratações e eventuais excessos de oferta por parte dos produtores de energia.

A redação dada pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003, estipulava que os empreendimentos com a Licença de Instalação (LI) mais antiga teriam prioridade na contratação, e que atingida à meta para cada fonte, os solicitantes que ficassem de fora da primeira chamada, seriam classificados também pela Licença de Instalação mais antiga e aguardariam uma eventual abertura de nova chamada.

Do montante de energia a ser contratado, o total destinado para cada estado da federação variava de 220MW para as fontes eólicas e a biomassa e, para as pequenas centrais hidrelétricas, contemplava o total 165MW por estado. Além disso, estipulava que no momento em que não ocorressem mais chamadas públicas e, se algumas das fontes ainda tivessem reservas de megawatts, não contemplado dentro do limite de 1.100, outra fonte poderia preencher a potência não contemplada.

Com vistas ao desenvolvimento da indústria nacional e do setor de serviços, basicamente os voltados aos empreendimentos contemplados pelo PROINFA, o Governo Federal estipulou um índice de nacionalização de 60% destes projetos, devendo ser discriminado na Tabela de Estrutura Orçamentária do projeto.

Com relação à compra da energia contratada, ficou estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com base na Portaria nº 45 do Ministério das Minas e Energia de 2004, que para os aproveitamentos eólicos o piso seria de 90% da Tarifa Média Nacional de Fornecimento ao Consumidor Final³⁰ (TMF), fixada em R\$ 162,78 e que sofreria reajuste no momento da contratação e anualmente pelo Índice Geral de Preços (IGP).

Para a energia proveniente das pequenas centrais hidrelétricas e para os aproveitamentos com base em biomassa, o piso seria de 70% e 50% respectivamente, obedecendo aos mesmos critérios de reajuste.

No que tange à energia eólica, esta, prioritariamente, deveria obedecer a alguns critérios específicos, entre eles, a divisão do total geral brasileiro para esta fonte que era de 1.100MW, sendo, 550MW para os Produtores Independentes Autônomos e 550MW para os Produtores Independentes não-Autônomos³¹.

Para as pequenas centrais hidrelétricas, a contratação dos 1.100MW de potência se daria preferencialmente entre Eletrobrás e Produtores Independentes

³⁰ Tarifa Média Nacional de Fornecimento ao Consumidor Final: quociente entre a Receita Nacional de Fornecimento ao Consumidor Final dos últimos doze meses anteriores à publicação da Lei 10.762, de 2003, e o respectivo consumo, expressa R\$/MWh.

³¹ É aquele produtor independente que não atende aos requisitos de enquadramento do § 1º do art. 3º da Lei nº 10.438, de 2002.

Autônomos. Se não fosse atingido o montante para essa fonte, se abriria a contratação para os Produtores Independentes não-Autônomos, obedecendo ao limite de 275MW para esses empreendedores.

De forma semelhante ao estipulado para as pequenas centrais hidrelétricas, os 1.100MW destinados às fontes de biomassa seriam integralmente disponibilizados aos Produtores Independentes Autônomos. No caso de não ser atingida essa meta, haveria abertura de chamada para a contratação de empreendimentos de Produtores Independentes não-Autônomos, respeitando o limite de 275MW para este ente.

4.2 Os projetos apoiados no Brasil

Na primeira chamada pública realizada em 2004, a maior parte da procura ficou por conta dos empreendimentos eólicos, sendo que participaram desta primeira chamada 6.601MW só desta fonte, mas como o limite era de 1.100MW, um potencial de 5501 MW ficou de fora do Programa.

Ao longo dos últimos anos, alguns empreendimentos deixaram de participar do PROINFA. Os motivos são os mais variados, não conclusão da obra, falta de financiamento por parte do BNDES, descumprimento de pontos do contrato com a Eletrobrás, não obtenção de autorização para a supressão vegetal, entre outros.

No Brasil, até 2012, foram contratados 130 empreendimentos, sendo que 19 são de biomassa, totalizando 533 MW de potência instalada, de fonte eólica são 51 usinas, com 1.181MW e de pequenas centrais hidrelétricas o total é de 60 usinas com 1159MW de potência instalada (PLANO ANUAL DO PROINFA, 2012).

Em 23 de março de 2005, ao final das chamadas públicas, dos remanejamentos e reclassificações realizados pela Eletrobrás, elaborou-se um documento com todos os empreendimentos passíveis de contratação. Nesse documento, constam 144 empreendimentos, sendo que destes, 27 foram de biomassa totalizando 721MW.

Das pequenas centrais hidrelétricas foram chamadas 53 projetos MRE³², somando 999MW e 10 PCH não-MRE com 192MW, em um horizonte total de 1.191MW de potência instalada.

³² “MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA ou MRE”: procedimento de compartilhamento do risco hidrológico entre as usinas geradoras, nos termos do Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998 e

Das centrais eólicas, foram contratados 54 empreendimentos, sendo contemplados 1.452MW, divididos da seguinte forma: 14 usinas com potência instalada de 698MW para os Produtores Independentes não-Autônomos (NÃO PIA), e 40 usinas com potência instalada de 754MW para os Produtores Independentes Autônomos (PIA).

Nesse contexto, pode-se perceber uma redução no número de empreendimentos que foram contratados em 2005 e os que em 2012 ainda continuam em operação. Isso se constata também no que diz respeito à potência instalada disponível, a diminuição se reflete nas três fontes contempladas.

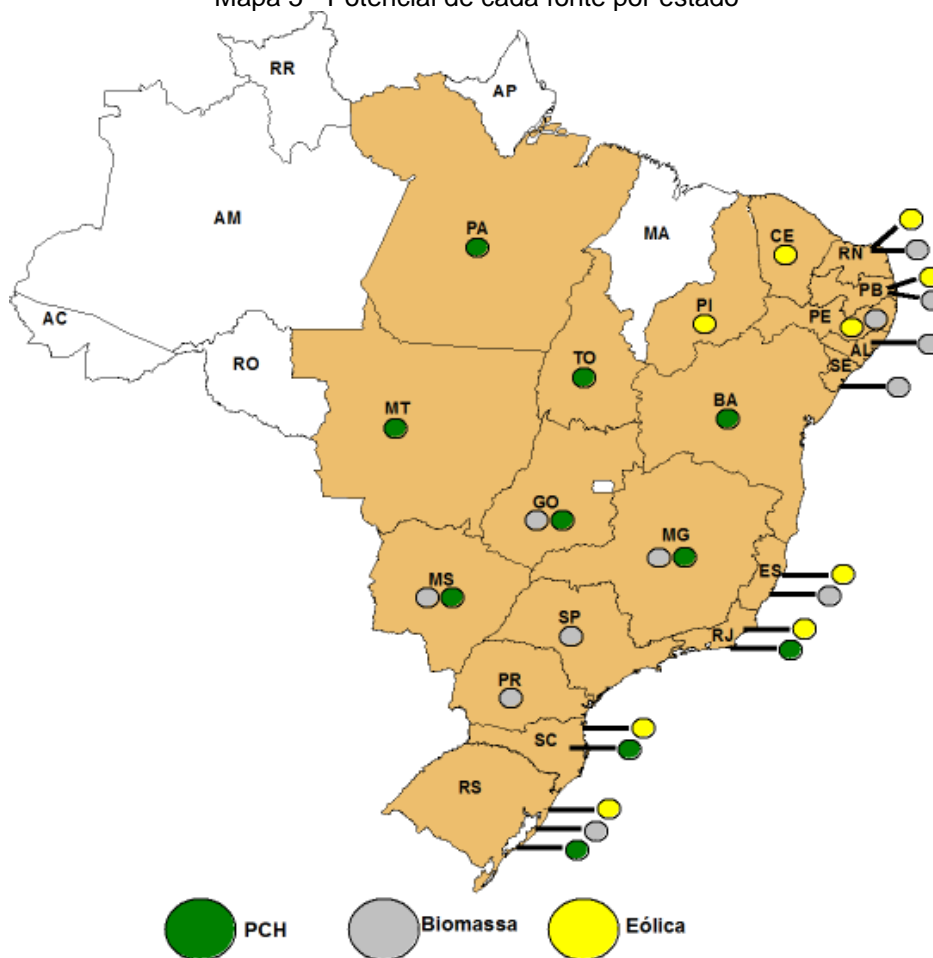
Para as fontes eólicas, a redução em termos de potência foi de 271MW, já para as pequenas centrais hidrelétricas, a diminuição foi pequena, chegando a 32MW, mas para as fontes de biomassa o impacto foi maior, uma vez que o número de projetos contemplados já era menor do que o esperado para a fonte, bem como suas potências instaladas. Assim, em 2012, o abatimento em termos de potência foi de 188MW.

No que tange especificamente à biomassa, segundo Costa (2006), o que houve com essa fonte foi um desinteresse por parte dos donos das usinas geradoras de eletricidade com base nesse energético. Possivelmente estes empresários, acostumados com as altas taxas de retorno, principalmente do setor sucroalcooleiro, não se sentiram atraídos pelos valores do “preço Premium” praticados nas contratações.

Segundo dados do Ministério das Minas e Energia, com base em estudos prévios, principalmente no que diz respeito ao potencial de geração de energia elétrica por fonte, têm-se no mapa 5, uma representação dos estados brasileiros e as possibilidades de geração de cada um deles, os estados na cor branca são os que não possuíam potencial para nenhuma das fontes contempladas pelo PROINFA, neste caso Roraima, Rondônia, Amazonas, Maranhão, Amapá e Acre, sendo assim, nenhum empreendimento foi contratado nesses estados.

do Artigo 2º do Decreto nº 3.653, de 07 de novembro de 2000, com o objetivo de evitar grandes variações na receita de cada usina individualmente, quando submetida ao processo de otimização global do sistema – o MRE se enquadra dentro do processo de contrato de compra e venda de energia elétrica.

Mapa 5 - Potencial de cada fonte por estado



Fonte: Eletrobrás (2012).

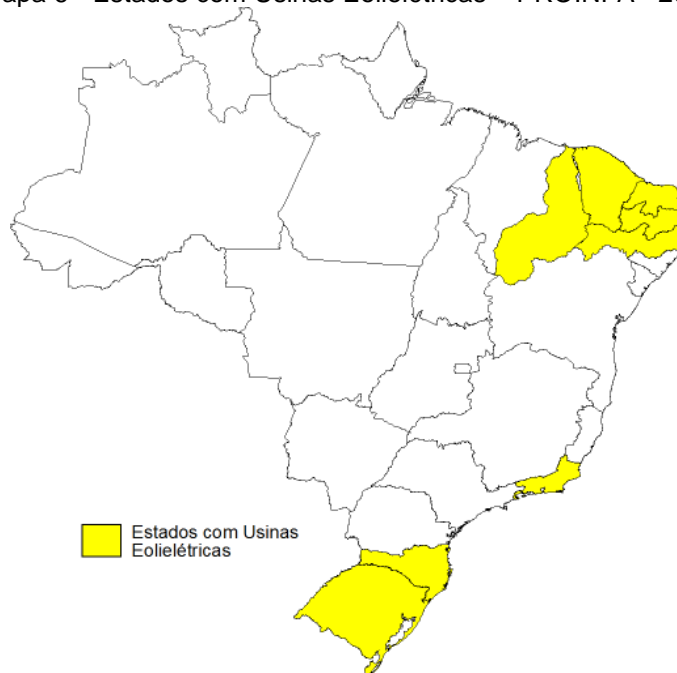
Dos estados previamente apontados nos levantamentos como possíveis de desenvolver alguma das três fontes apresentadas pelo PROINFA, apenas o estado do Pará não foi contemplado com nenhum empreendimento, apesar de ter potencial para a energia hídrica. Já o estado do Rio Grande do Sul era o único com potencial para desenvolver as três fontes contempladas pelo Programa, mas não desenvolveu nenhum projeto de biomassa.

Os estados contemplados com projetos do PROINFA serão apresentados nas ilustrações subsequentes. Na primeira representação, mapa 6, estão todos os estados contemplados com fontes eólicas de energia para o ano de 2005, data da contratação dos projetos.

São 54 os projetos de usinas eolielétricas contratados, em oito estados, sendo que não houve uma uniformidade na distribuição desses empreendimentos, ou seja, alguns estados foram contemplados com um número significativo de projetos.

Em termos quantitativos tem-se a seguinte disposição dos aproveitamentos eólicos por estado: Piauí (1), Rio de Janeiro (2), Rio Grande do Norte (3), Rio Grande do Sul (5), Pernambuco (5), Santa Catarina (11), Ceará (13) e Paraíba (14).

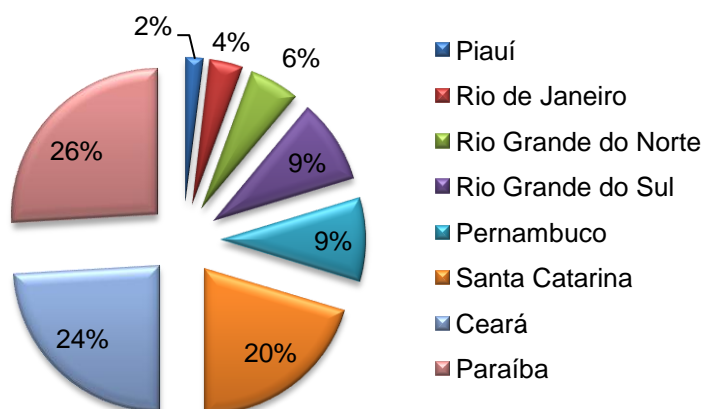
Mapa 6 - Estados com Usinas Eolielétricas – PROINFA - 2005



Fonte: Eletrobrás (2012).

Em termos percentuais, a divisão dos empreendimentos por estados foi a seguinte:

Gráfico 19 - Percentual de Projetos Eólicos por Estado



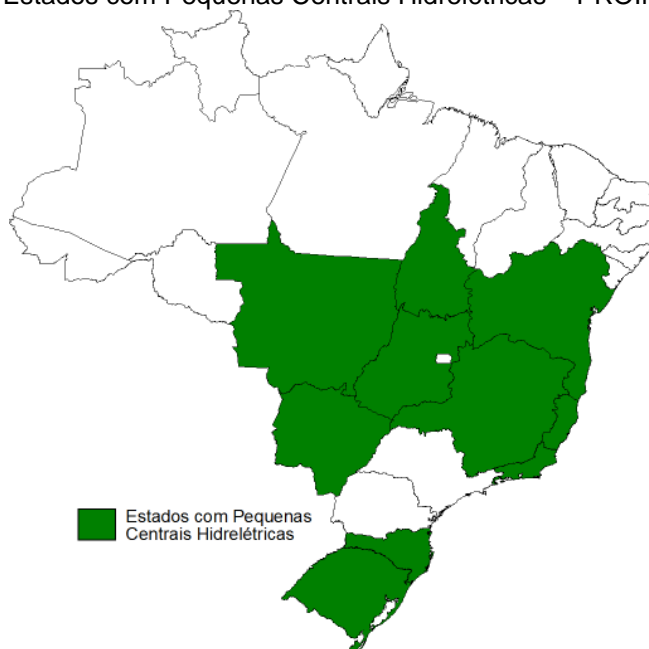
Fonte: Elaborado pelo autor em 2012.

No que tange, especificamente aos projetos que contemplam as pequenas centrais hidrelétricas, em termos quantitativos, tem-se a seguinte distribuição

espacial por estados: Bahia (3), Mato Grosso do Sul (4), Espírito Santo (4), Rio de Janeiro (5), Tocantins (6), Minas Gerais (6), Goiás (6), Santa Catarina (6), Rio Grande do Sul (8) e Mato Grosso (15).

Essa disposição dos aproveitamentos hidrelétricos (mapa 7), abrangendo dez estados apresenta-se relativamente bem distribuída, a não ser pelo estado do Mato Grosso, com 15 empreendimentos e uma representatividade de 24% do total.

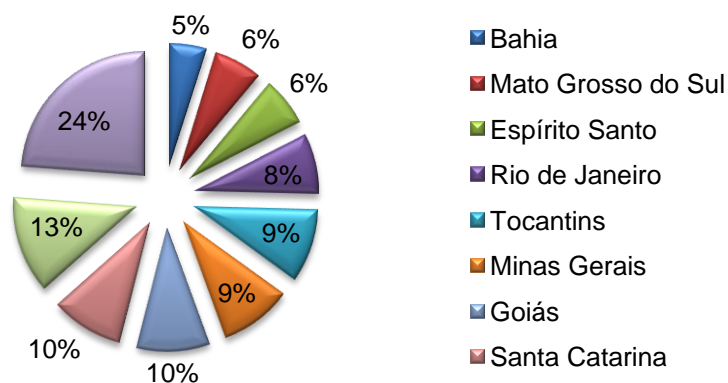
Mapa 7 - Estados com Pequenas Centrais Hidrelétricas – PROINFA - 2005



Fonte: Eletrobrás (2012).

O percentual de empreendimentos hidrelétricos contemplados pelo PROINFA em âmbito estadual pode ser observado no gráfico 20 a seguir.

Gráfico 20 - Percentual de Projetos PCH por Estado



Fonte: Elaborado pelo autor em 2012.

No tocante aos aproveitamentos que provem de usinas de biomassa, o panorama da divisão dos projetos por estado, pós-contratação, apresenta-se da seguinte forma: Sergipe (1), Paraíba (1), Minas Gerais (1), Espírito Santo (1), Pernambuco (2), Alagoas (2), Mato Grosso do Sul (3), Goiás (3), Paraná (4) e São Paulo (9), podendo ser observada essa disposição no mapa 8.

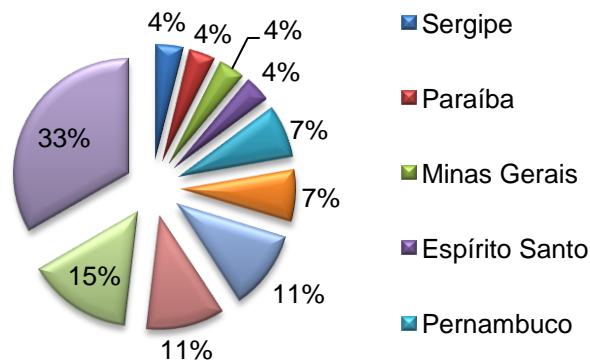
Mapa 8 - Estados com Usinas de Biomassa – PROINFA - 2005



Fonte: Eletrobrás (2012).

Os percentuais de projetos de biomassa contratados por estado podem ser observados no gráfico 21 a seguir.

Gráfico 21 - Percentual de Projetos Biomassa por Estado



Fonte: Elaborado pelo autor em 2012.

Ao todo foram contratados em 2005 144 projetos, divididos em 19 estados, essa divisão pode ser melhor observada na tabela 4 a seguir.

Tabela 4 – Total de projetos contratados por estado pelo PROINFA em 2005.

Estado	Fonte	Nº Empreendimentos	Potência total contratada MW
Alagoas	Biomassa	2	31
Bahia	PCH	3	41,8
Ceará	Eólica	13	500,53
Espírito Santo	Biomassa	5	113
	PCH		
Goiás	Biomassa	9	217,52
	PCH		
Mato Grosso	PCH	15	284,74
Mato Grosso do Sul	Biomassa	7	125,60
	PCH		
Minas Gerais	Biomassa	7	126,30
	PCH		
Paraíba	Eólica	15	84,85
	Biomassa		
Paraná	Biomassa	4	105,10
Pernambuco	Eólica	7	84,45
	Biomassa		
Piauí	Eólica	1	17,85
Rio de Janeiro	PCH	7	269,45
	Eólica		
Rio Grande do Norte	Eólica	3	201,10
Rio Grande do Sul	PCH	13	431,7
	Eólica		
Santa Catarina	PCH	17	328,13
	Eólica		
São Paulo	Biomassa	9	271,52
Sergipe	Biomassa	1	5
Tocantins	PCH	6	102,20
Total		144	3341,84

Fonte: Elaborado pelo autor em 2012.

Do total de empreendimentos observado na tabela supracitada, o estado com maior destaque em número de empreendimentos foi Santa Catarina com 17 projetos entre pequenas centrais hidrelétricas e usinas eólicas, totalizando 328,13MW, mas o estado com maior potencial instalado foi o Ceará com 13 aproveitamentos eólicos em um total de 500,53MW, apesar da média estabelecida pelas regras do PROINFA

em 220MW de fonte eólica por estado, esse fato ocorreu devido a realocação de empreendimentos. Por fim, a média total de potência dos empreendimentos ficou em torno de 175,88MW por estado.

4.3 O novo modelo do setor elétrico brasileiro

Em linhas gerais, historicamente, o setor elétrico brasileiro começou sendo explorado, pelo menos até a década de 1940, por empresas privadas. A estatização elétrica iniciou no período pós 1945, tendo como referencial a criação da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf). Nessa nova fase houve uma desagregação entre geração e distribuição de energia, ficando a cargo do governo federal os projetos de geração e em âmbito estadual a infraestrutura de transmissão, com algumas ressalvas, dentre essas, a construção de grandes usinas por parte de empresas estaduais, sobretudo as mais consolidadas: Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), Companhia Energética de São Paulo (Cesp), Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), entre outras (TOLMASQUIM, 2011).

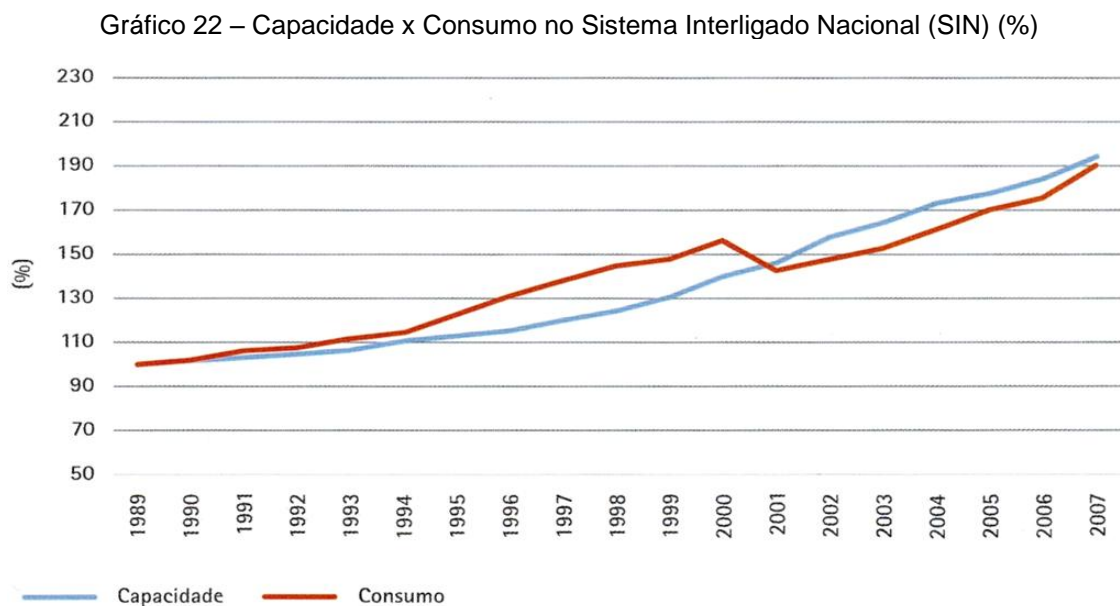
Na década de 1990, em meio às crises do setor, o governo federal iniciou os processos de privatização de concessionárias estaduais de energia, entre as principais distribuidoras que foram privatizadas na década de 1990 aponta-se a Light no Rio de Janeiro em 1996, Rio Grande Energia (RGE) em 1999, Distribuidora Gaúcha de Energia S.A (AES Sul) em 1997, CPFL em São Paulo em 1997, entre outras (TOLMASQUIM, 2011).

Em 2001 o setor elétrico nacional entrou em colapso, culminando com a crise de abastecimento, “o fator predominante para a ocorrência da crise de suprimento seria o atraso da entrada em operação de obras de geração e de transmissão e a ausência de novos empreendimentos de geração” (TOLMASQUIM, 2011, p. 17). Outra questão decisiva nessa conjuntura foi que os reservatórios encontravam-se em estados críticos de armazenamento “de 1996 a 2001, houve uma queda significativa nos níveis dos reservatórios. Com a escassez de chuvas no verão de 2000, montou-se o cenário para a crise que se seguiu” (LEITE, 2002, p. 5).

Aliado a esses acontecimentos, a demanda por energia elétrica continuou em ascensão, enquanto que a disponibilidade de suprimento esteve praticamente estagnada. O montante de energia gerado (oferta) e a quantia de energia consumida (demanda) chegaram ao ponto decisivo para o setor, em que a oferta foi

ultrapassada pela demanda, ocasionando o esgotamento da disponibilidade de energia elétrica.

Essa defasagem pode ser observada no gráfico 22 a seguir, que aponta em ordem cronológica o aumento da demanda e consequente estagnação da oferta de energia elétrica.



Fonte: Tolmasquim (2011, p. 15).

Dito isso, surge a proposta de reestruturação setorial, discutida e avaliada pelo Ministério de Minas e Energia, no âmbito do Comitê de Revitalização sob coordenação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE)³³. Entre outras medidas, destacam-se três que foram de caráter estruturante para o novo modelo, sendo elas:

- garantir a segurança de suprimento de energia elétrica;
- promover a modicidade tarifária, por meio da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados;
- promover a inserção social no Setor Elétrico, em particular pelos programas de universalização de atendimento.

Do ponto que trata da modicidade tarifária, Cuberos (2008) aponta que para o MME seria mais vantajosa à contratação de energia baseado em leilões, sempre

³³ Medida Provisória N° 2.147, de 15 de Maio de 2001. Cria e instala a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, do Conselho de Governo, estabelece diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica e dá outras providências.

visando a menor tarifa, da mesma forma que seria importante que as contratações de energia nova e as usinas já em operação se dessem em ambientes separados, almejando a competição “pelo mercado” e não “no mercado” como vinha ocorrendo.

Tolmasquim (2011, p.27) salienta outros aspectos relevantes:

- reorganização de competências e a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)³⁴;
- retomada do planejamento setorial, a partir da contratação regulada por meio de leilões e com a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)³⁵;
- criação do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL)³⁶;

A criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) foi um passo importante na reorganização dos ambientes de contratação, uma vez que a agência antecessora à CCEE foi o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), ente responsável pela compra e venda de energia elétrica que não possuía uma regulação específica, ou seja, o mercado de negociação era considerado autorregulado, este modelo não inspirava confiança nos investidores, culminando com a substituição do MAE pela CCEE em 2004 (TOLMASQUIM, 2011).

São atribuições da CCEE, estabelecidas no Artigo 2º do Decreto 5.177 de 2004 (BRASIL, 2004b):

- I - promover leilões de compra e venda de energia elétrica, desde que delegado pela ANEEL;
- II - manter o registro de todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR e os contratos resultantes dos leilões de ajuste, da aquisição de energia proveniente de geração distribuída e respectivas alterações;
- III - manter o registro dos montantes de potência e energia objeto de contratos celebrados no Ambiente de Contratação Livre - ACL;
- IV - promover a medição e o registro de dados relativos às operações de compra e venda e outros dados inerentes aos serviços de energia elétrica;
- V - apurar o Preço de Liquidação de Diferenças - PLD do mercado de curto prazo por submercado;
- VI - efetuar a contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados e a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo;
- VII - apurar o descumprimento de limites de contratação de energia elétrica e outras infrações e, quando for o caso, por delegação da ANEEL, nos termos da convenção de comercialização, aplicar as respectivas penalidades; e

³⁴ Decreto 5.177/04

³⁵ Decreto 5.184/04

³⁶ Decreto 5.163/04

VIII - apurar os montantes e promover as ações necessárias para a realização do depósito, da custódia e da execução de garantias financeiras relativas às liquidações financeiras do mercado de curto prazo, nos termos da convenção de comercialização.

IX - efetuar a estruturação e a gestão do Contrato de Energia de Reserva, do Contrato de Uso da Energia de Reserva e da Conta de Energia de Reserva; e (Incluído pelo Decreto nº 6.353, de 2008)

X - celebrar o Contrato de Energia de Reserva - CER e o Contrato de Uso de Energia de Reserva - CONUER. (Incluído pelo Decreto nº 6.353, de 2008);

XI - promover a Liquidação Financeira da Contratação de Cotas de Garantia Física de Energia e de Potência, de que trata a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, cujos custos administrativos, financeiros e tributários deverão ser repassados para as concessionárias de geração signatárias dos Contratos de Cotas de Garantia Física de Energia e de Potência. (Incluído pelo Decreto nº 7.805, de 2012).

É por meio da CCEE que se dão os contratos do PROINFA, estabelecidos para serem firmados via Ambiente de Contratação Regulada (ACR), possuindo “regulação específica para aspectos como preço da energia, submercado de registro do contrato e vigência de suprimento, os quais não são passíveis de alterações bilaterais por parte dos agentes³⁷”.

Especificamente sobre os ambientes de contratação, tem-se o estabelecido pelo Decreto 5.163 de 2004 (BRASIL, 2004c), que em seu Capítulo I - DAS REGRAS GERAIS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – Parágrafo 2, expõe:

I - Ambiente de Contratação Regulada - ACR o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos;

II - Ambiente de Contratação Livre - ACL o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos;

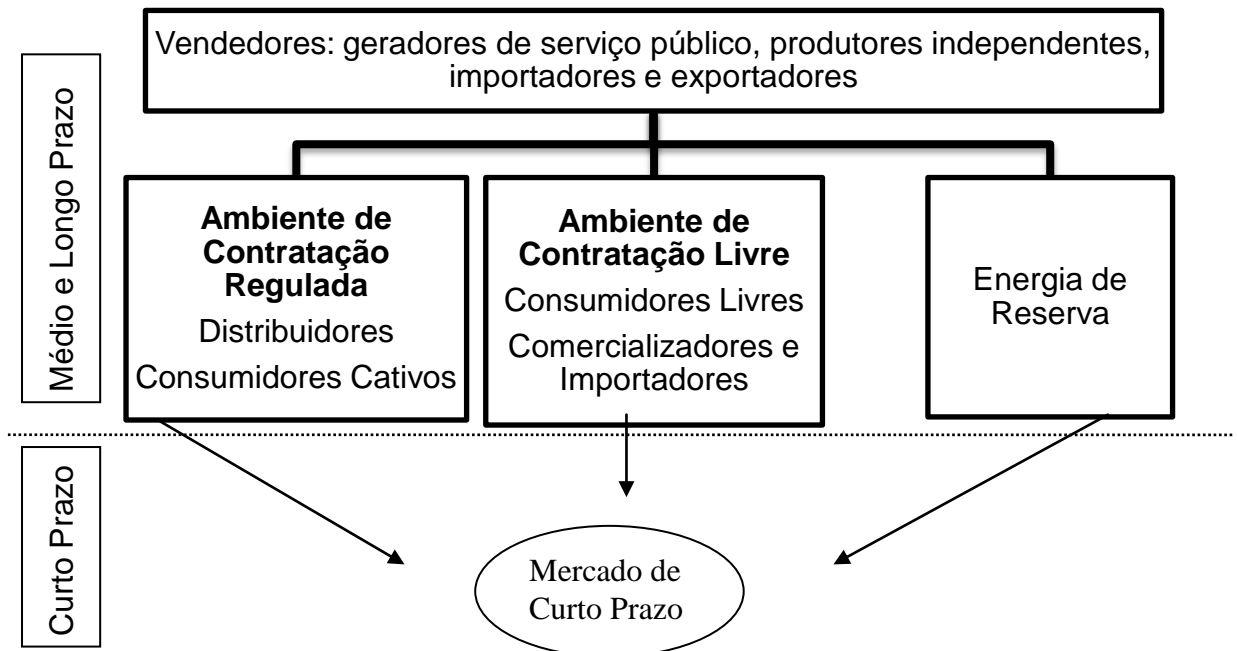
No esquema apresentado no organograma 1, é possível observar a contratação de energia no ACR³⁸ e as relações contratuais no ACL³⁹.

³⁷ Os agentes são divididos em três categorias – geração, distribuição e comercialização.

³⁸ Ambiente em que se dá a compra da energia pelo conjunto das distribuidoras, em leilões, por diversos prazos. As distribuidoras são responsáveis pelo atendimento aos consumidores cativos. Nesse ambiente, todos os geradores – incluindo produtores independentes – venderão energia para todas as distribuidoras. Os leilões de energia existente serão separados dos leilões de expansão.

³⁹ Ambiente em que geradores e produtores independentes comercializarão energia, com preços e quantidades livremente negociados, para os consumidores livres - pela legislação os que têm gasto superior a 3MW.

Organograma 1 – Ambientes de Contratação de Energia



Fonte: Tolmasquim (2011, p. 108).

O Mercado de Curto Prazo está relacionado às liquidações de diferenças entre os montantes contratados e os montantes medidos. Também conhecido como Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), isso ocorre quando:

[...] o contrato de compra de energia do agente (recurso) é insuficiente para cobrir o valor verificado de seu consumo (requisito), a CCEE liquida a diferença negativa valorando-a ao PLD, como se o agente “comprasse” energia no mercado de curto prazo. Ao contrário, se o recurso (contrato de compra) for superior ao requisito (consumo medido), a diferença é positiva (ao PLD) e sua liquidação, também ao PLD, configura uma “venda” de energia no mercado de curto prazo (TOLMASQUIM, 2011, p. 109).

Quanto aos Consumidores Cativos, entendem-se como aqueles que compram energia de distribuidores e permissionárias de energia, mas que não dispõem da possibilidade de negociação de cláusulas contratuais, tarifas e volume de energia comprada. Já os Consumidores Livres operam em ambiente ACL e podem negociar com distribuidores, analisar preços e condições contratuais (TOLMASQUIM, 2011).

Figura 1 – Mercado Cativo de Energia



Fonte: Comerc (www.comerc.com.br).

Figura 2 – Mercado Livre de Energia



Fonte: Comerc (www.comerc.com.br).

“No mercado livre, o consumidor escolhe seu gerador diretamente ou por intermédio do agente comercializador. O resultado é o benefício econômico do insumo energia elétrica em comparação às tarifas praticadas no ambiente cativo” (COMERC, 2011).

Analisando o marco regulatório apresentado no novo modelo do setor elétrico, tendo em vista a desestruturação enfrentada pelas concessionárias estatais de energia, baixa capacidade de investimento, convivendo com a desconfiança de investidores o que se tornou empecilho para melhorar a competitividade do setor.

Entende-se que a reestruturação e construção de um novo modelo se faziam necessárias para que energeticamente o Brasil não se estagnasse, afetando tanto a economia como o desenvolvimento social no país, o novo fôlego trazido tanto pelas privatizações como pelos novos atores que começaram se inserir no processo de planejamento, regulação, geração, transmissão e distribuição de energia elétrica trouxeram além da segurança energética a credibilidade que era necessária pra atrair investimentos.

Por fim, esses novos ambientes no setor elétrico oportunizaram a inserção de tecnologias e fontes pouco interessantes do ponto de vista do antigo modelo baseado em grandes projetos, basicamente os hidrelétricos, diante de novas propostas os planejadores se deram conta de que a diversificação na geração de

eletricidade no Brasil deveria ser uma realidade, culminando assim nos incentivos as fontes alternativas e criando condições de mercado para que fossem economicamente competitivas, assim como será exposto a seguir.

Para as contratações realizadas tendo como base o PROINFA, utilizando o ambiente de ACR, os montantes de energia comercializados na primeira chamada pública realizada em 2004 e o último reajuste feito em dezembro de 2012, podem ser analisados na tabela 5 a seguir.

Tabela 5 – Preço Premium para o PROINFA – 2004 e 2012

Tecnologia	Fonte	Preço Premium R\$/MWh (Março 2004)	Preço Premium R\$/MWh (Dezembro 2012) ⁴⁰
PCH	-	117,02	199,65
Energia eólica	Valor Mínimo ⁴¹	180,18	307,40
	Valor Máximo	204,35	348,64
Biomassa	Bagaço de Cana	93,77	159,98
	Casca de Arroz	103,2	176,07
	Madeira	101,35	172,91
	Biogás de Aterro	169,08	288,46

Fonte: Elaborado pelo autor em 2013.

Cabe ressaltar que os valores apresentados na tabela 5, fazem parte de um “Preço Premium”, estabelecido pela Portaria nº 45 de 2004 do Ministério de Minas e Energia. O valor referente ao ano de 2004 é considerado a base, os valores dos anos subsequentes são reajustados até a data de assinatura do contrato com base no Índice Geral de Preços – Mercado (IGP-M/FGV) e, após a assinatura do contrato, esse valor é reajustado, anualmente, também pelo IGP-M/FGV (BRASIL, 2004d).

O “Preço Premium” do PROINFA é baseado no modelo “Feed in tariffs”, onde é estabelecido um preço fixo a ser pago por determinada fonte geradora de energia. Segundo Costa (2006), a escolha por esse modelo de preço fixo foi determinante na consolidação das fontes alternativas de energia, pois possibilita a compra de determinada quantidade de energia pagando preços acima dos praticados no

⁴⁰ O índice de correção do IGP-M (FGV) no período foi de 1,7060789 e o percentual foi de 70,6078900% - valores atualizados segundo o aplicativo: Calculadora do Cidadão do Banco Central do Brasil, disponível em <https://www3.bcb.gov.br/CALCIDADAO>

⁴¹ O valor mínimo e máximo é estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica tendo por base o Fator de Capacidade de cada usina, esse fator é o quociente obtido entre a energia total gerada em determinado tempo dividido potência instalada.

mercado comum, isso se reflete no interesse dos investidores em desenvolver determinada tecnologia que possua custos muito altos de implantação, sendo assim, o “Preço Premium” auxilia na introdução de fontes como, por exemplo, a energia eólica no Brasil, que em meados dos anos 2000 ainda não era viável economicamente.

“Os contratos terão como base a energia de referência de cada central geradora definida pela ANEEL, e estabelecerão que os pagamentos aos produtores de energia elétrica serão feitos em contrapartida da energia efetivamente gerada” (BRASIL, 2004d). O controle da energia gerada, bem como o total a ser rateado entre todos os consumidores⁴² de eletricidade se dará por meio do Plano Anual do PROINFA (PAP), uma espécie de balanço das atividades de geração dos empreendimentos contratado por este Programa.

“O PAP é o instrumento legal por meio do qual a Eletrobrás apresenta os montantes anuais de energia e de custeio do PROINFA, que deverão ser rateados pela ANEEL, por meio de quotas referentes às concessionárias de distribuição e de transmissão” (ELETROBRÁS, 2013, p. 7).

Na tabela 6 a seguir se tem um demonstrativo dos montantes de energia contratados por fonte pelo PROINFA no ano de 2012, o total de cada fonte foi pago a todos os produtores de energia considerando as quantias geradas por cada empreendimento.

Tabela 6 - Montantes de energia e custo considerados no PAP 2012.

Fonte	Número de empreendimentos	Energia (MWh)	Custo anual (R\$)
Biomassa	19	1.225.483,00	182.774.243,31
Eólica	51	3.468.848,00	1.081.831.920,34
PCH	60	6.543.527,00	1.219.165.806,83
TOTAL	130	11.237.858,00	2.483.771.970,48

Fonte: Eletrobrás (2013, p. 8).

Na tabela 7 a seguir, é apresentado o montante de energia já averiguado para entrar no rateio de custos de 2013. Apesar de se manter o mesmo número de empreendimentos para o referido ano, em relação a 2012 o montante de energia

⁴² Exceto a Subclasse Residencial Baixa Renda que compreende os consumidores que utilizarem mensalmente menos de 30kWh até aqueles que consumirem 220kWh (BRASIL, 2010).

gerado irá sofrer uma redução de 205.347MWh, basicamente nas fontes de biomassa e eólica.

Tabela 7 - Energia contratada em 2013 por fonte

Fonte	Número de empreendimentos	Potência Instalada (MW)	Energia (MWh/ano)
Biomassa	19	533,34	1.193.859,00
Eólica	51	1.181,72	3.281.788,00
PCH	60	1.159,24	6.556.864,00
TOTAL	130	2.874,30	11.032.511,00

Fonte: Eletrobrás (2013, p. 13).

A cada ano ocorrem os ajustes de contrato com relação ao montante de energia contratado e o efetivamente gerado, os valores são os somatórios mensais de geração, as diferenças são compensadas pela Eletrobrás no ano subsequente, “para o ano de 2012 será compensado mensalmente nos pagamentos a serem realizados pela Eletrobrás no ano de 2013, através da parcela de ajuste valorada pelo preço de contratação no mês da compensação” (ELETROBRÁS, 2013, p. 14).

Em termos comparativos, no que tange a discussão sobre os valores pagos pelo PROINFA e os praticados pelos leilões promovidos pela CCEE, é interessante observar primeiramente a tabela 8 a seguir, que traz informações sobre o leilão⁴³ de fontes alternativas realizado em agosto de 2010.

Tabela 8 - Leilões de Fontes Alternativas 2010 – resultado final:

Fonte	Projetos contratados	Potência Instalada (MW)	Preço médio (R\$/MWh)
Biomassa	12	712,9	144,20
Eólica	70	2.047,8	130,86
PCH	07	131,5	141,93
TOTAL	89	2.892,2	133,56

Fonte: EPE (2010, p. 1).

⁴³ **A1** - leilão de energia para entrega no ano seguinte. São leilões de energia de usinas existentes. **A3** - leilão de energia para entrega três anos após o contrato. Também são leilões de novos empreendimentos. **A5** - leilão de energia para entrega cinco anos após o contrato. São leilões de energia de novos empreendimentos de geração. **Leilão de ajuste** - leilão de energia para que o distribuidor ajuste, no curtíssimo prazo, a quantidade de energia já contratada com o seu mercado. São leilões de energia de usinas existentes e contratos com prazo de duração menor que um ano (COSTA, 2006, p. 111).

Energia de Reserva - a contratação de energia de reserva de novos empreendimentos para garantir os níveis adequados de segurança de suprimento ao Sistema Interligado Nacional (SIN) (EPE, 2012).

Na tabela 9 a seguir, é feito o contraponto entre os preços do PROINFA para agosto de 2010, com os valores corrigidos pelo Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) e os preços garantidos no leilão de fontes alternativas de agosto de 2010.

Tabela 9 – Comparativo entre PROINFA e leilão de fontes alternativas de 2010

Tecnologia	Fonte	Preço Premium R\$/MWh (Agosto 2010 ⁴⁴)	Preço Leilão Fontes Alternativas R\$/MWh (Agosto 2010)
PCH	-	168,82	141,93
Energia eólica ⁴⁵	-	277,37	130,86
Biomassa	Bagaço de Cana	135,28	144,20
	Casca de Arroz	148,88	

Fonte: Elaborado pelo autor em 2013.

Na tabela 9 é possível notar a redução no valor pago pela tecnologia eólica. Enquanto que os preços praticados pelos contratos do PROINFA continuam altos, os leilões de energias alternativas realizados nos últimos anos tem conseguido chegar a valores mais atrativos para as empresas contratantes. Os baixos valores de partida do PROINFA com relação às fontes de biomassa, especialmente ao relacionado com o setor sucroalcooleiro, motivo de reclamações por parte dos usineiros de que estes não eram atrativos os valores estipulados pelo PROINFA em 2004, mostraram uma leve reação, já para as usinas que utilizam a casca de arroz, o PROINFA ainda se mostra mais atrativo.

A principal surpresa são os valores em queda praticados para a energia eólica, tornando-se promissores e competitivos. Tendo sido altamente estimuladas com o PROINFA, essa fonte tem se expandido em termos de geração elétrica no Brasil, baseado em avanços na instalação de indústrias nacionais de aerogeradores e consolidação da tecnologia com características adaptadas a realidade brasileira.

Por fim, apresentam-se ainda os resultados do leilão A5, realizado em 2011 e 2012, como subsídio para a análise da queda no preço da fonte eólica tratado como empecilho para o desenvolvimento economicamente sustentável dessa fonte.

⁴⁴ Valor atualizado segundo o IGP – M (FGV) para agosto de 2010.

⁴⁵ Para a energia eólica foi calculado o valor médio pago pelo MWh – R\$192,26 (eólica) e para a biomassa foram analisadas as duas fontes mais expressivas em termos de contratação que foram a casca de arroz e o bagaço de cana.

Tabela 10 – Preços médios para fonte eólica em 2011 e 2012

Fonte	Projetos contratados	Potência Instalada (MW)	Preço médio (R\$/MWh)
Eólica (2011)	39	976,5	105,12
Eólica (2012)	10	281,9	87,94
TOTAL	49	1.258,4	-

Fonte: EPE (<http://www.epe.gov.br/Paginas/default.aspx>).

Enquanto que o preço pago pelo MWh em contratos de empreendimentos eólicos pelo PROINFA, em 2012, atingiu R\$328,02, os novos leilões realizados em 2012 para a contratação dessa fonte chegaram ao mínimo já registrado em termos financeiros, pagando R\$87,94, uma diferença de 273%.

Em uma análise geral, pode-se inferir que os processos de reestruturação do setor elétrico, iniciados na década de 1990, com a criação de novos agentes, privatizações e o marco regulatório, foram um importante passo na consolidação do novo modelo. A crise energética de 2001 foi um excelente aprendizado, expondo as deficiências enfrentadas na cadeia produtiva da energia elétrica no Brasil. Também serviu como referência para a inserção de novas tecnologias e estabelecimento de programas com vistas à diversificação na geração de energia elétrica.

Dentre estes, o Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia (PROINFA), merece destaque, pois foi pioneiro na inserção, difusão e consolidação de empreendimentos como as pequenas centrais hidrelétricas, as usinas a biomassa e as usinas eólicas, contribuindo para a diversificação da matriz energética brasileira.

5. O PROINFA E A DIVERSIFICAÇÃO DA MATRIZ ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO SUL

Neste capítulo, será apresentada a repercussão do PROINFA no Rio Grande do Sul, caracterizando os empreendimentos contratados, bem como será feita a discussão sobre os avanços e os limites desse Programa, principalmente no que tange à diversificação da matriz energética gaúcha resultantes da inserção dessas fontes no estado.

5.1 A matriz elétrica gaúcha

No Rio Grande do Sul, a matriz energética está em consonância com a estrutura de geração de eletricidade do Brasil, sendo que as usinas hidrelétricas tem maior representatividade na geração de eletricidade no Estado.

Segundo o Balanço Energético do Rio Grande do Sul de 2011, referente ao ano base 2010 e complementado pelo Banco de Informações de Geração – ANEEL, o Rio Grande do Sul possui os empreendimentos listados na tabela 11 abaixo.

Tabela 11 - Empreendimentos em operação no RS em 2012.

Tipo de Fonte Geradora	Nº de Usinas	Potência Outorgada - MW	%
Usina Hidrelétrica (UHE)	17	5.951	66,30
Usina Termoelétrica (UTE)	59	2.160	24,06
Pequena Central Hidrelétrica (PCH)	42	473	5,2
Usina Eolielétrica (UEE)	11	364	4,05
Central Geradora Hidrelétrica (CGH)	44	28	0,3
Total	172	8.976	100

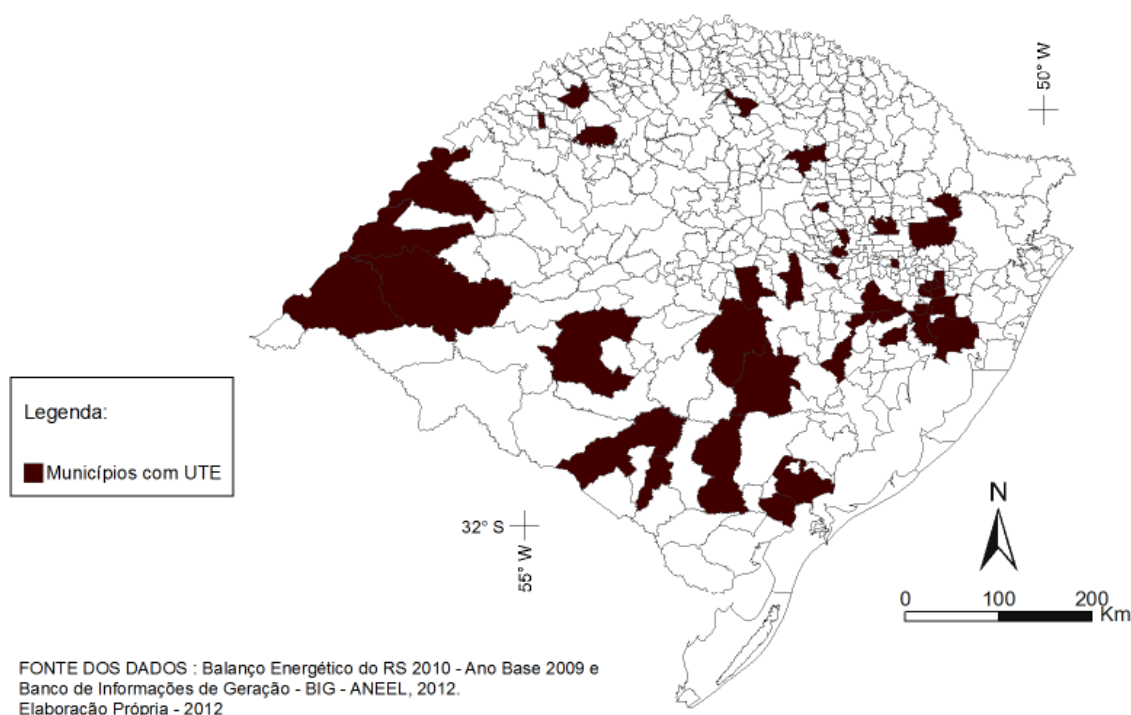
Fonte: Capeletto e Moura (2011, p. 69), atualizado pelo autor através do Banco de Informações de Geração de Eletricidade do Brasil (BRASIL, 2012b).

O Rio Grande do Sul possui uma matriz energética que contempla as mais diversas fontes geradoras de eletricidade. Entre as fontes que o estado explora, destacam-se as hídricas (pequenas centrais hidrelétricas, usinas hidrelétricas e centrais geradoras hidroelétricas), fontes térmicas (usinas termoelétricas a carvão, diesel, óleo combustível, biomassa) e fontes eólicas, além da geração em sistemas isolados, sobretudo rurais que não estão conectados no Sistema Interligado Nacional (SIN).

No que diz respeito especificamente à geração de energia com base em termoeletricas, das 59 UTE, nove são movidas à biomassa, com uma participação de 90,5MW de potência instalada e uma representatividade de 4,2% sobre o total de geração por meio de termoeletricidade. Dessas, seis usinas utilizam casca de arroz, totalizando 31,7MW, duas usinas aproveitam os resíduos de madeira, gerando 11,8MW e uma é movida por meio de licor negro e tem capacidade instalada de 47MW. Particularmente no caso gaúcho, destaca-se a representatividade da geração elétrica com base em combustíveis fósseis, especialmente o carvão mineral. O Balanço Energético do RS (CAPELETTO; MOURA, 2011) aponta que existem pelo menos sete empreendimentos termoeletricos baseados em carvão mineral os quais, quatro estão em funcionamento e outros três estão com outorga liberada que totalizarão 2.430 MW de potência instalada.

Especialmente, os empreendimentos de geração de energia elétrica no RS podem ser visualizados nos mapas 10, 11, 12 e 13. No mapa 9 a seguir, pode-se observar os municípios que possuem usinas termoeletricas, nesse caso, 59 usinas, sendo nove à biomassa, 40 movidas a óleo, cinco a gás natural, quatro a carvão mineral e uma que utiliza gás de processo como combustível.

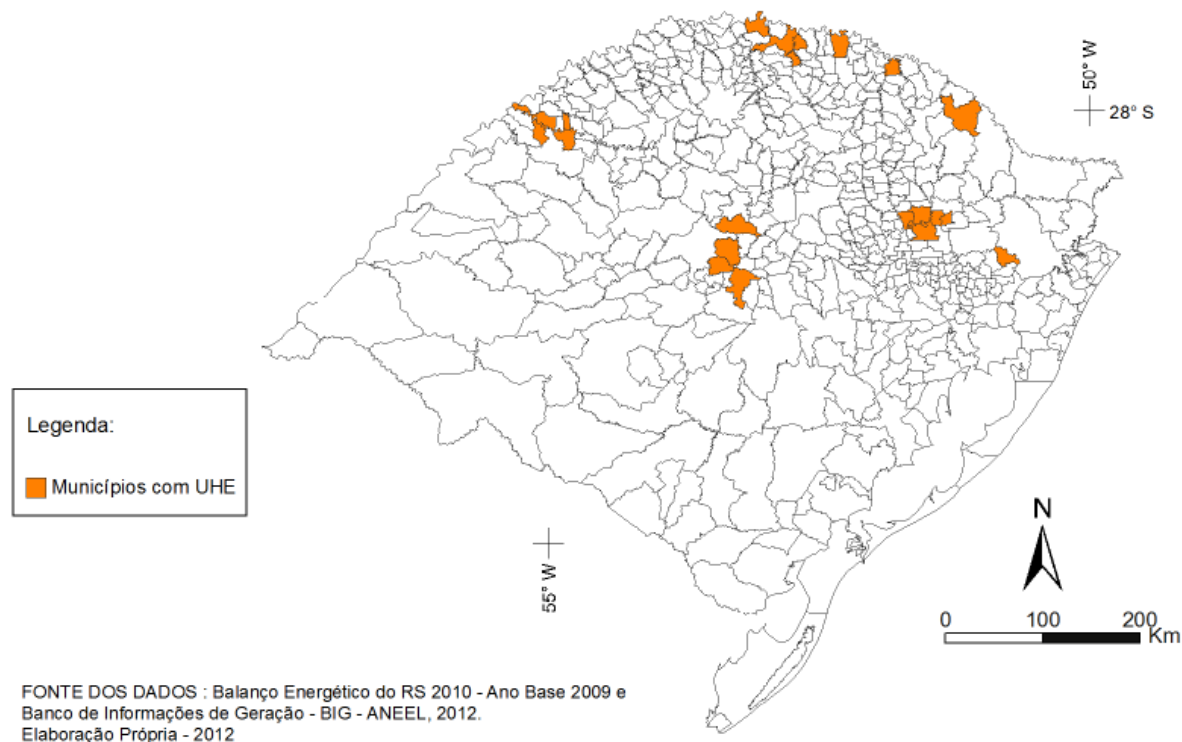
Mapa 9 – UTE em operação no RS até outubro de 2012



Fonte: Elaborado pelo autor com base em Capeletto e Moura (2010; 2011).

No mapa 10 a seguir estão dispostas as usinas hidrelétricas, para fins de classificação, são aqueles empreendimentos que possuem mais de 30MW de potência instalada. Essas usinas estão localizadas basicamente em três regiões no estado: regiões Norte, Central e Serra, totalizando 14 empreendimentos.

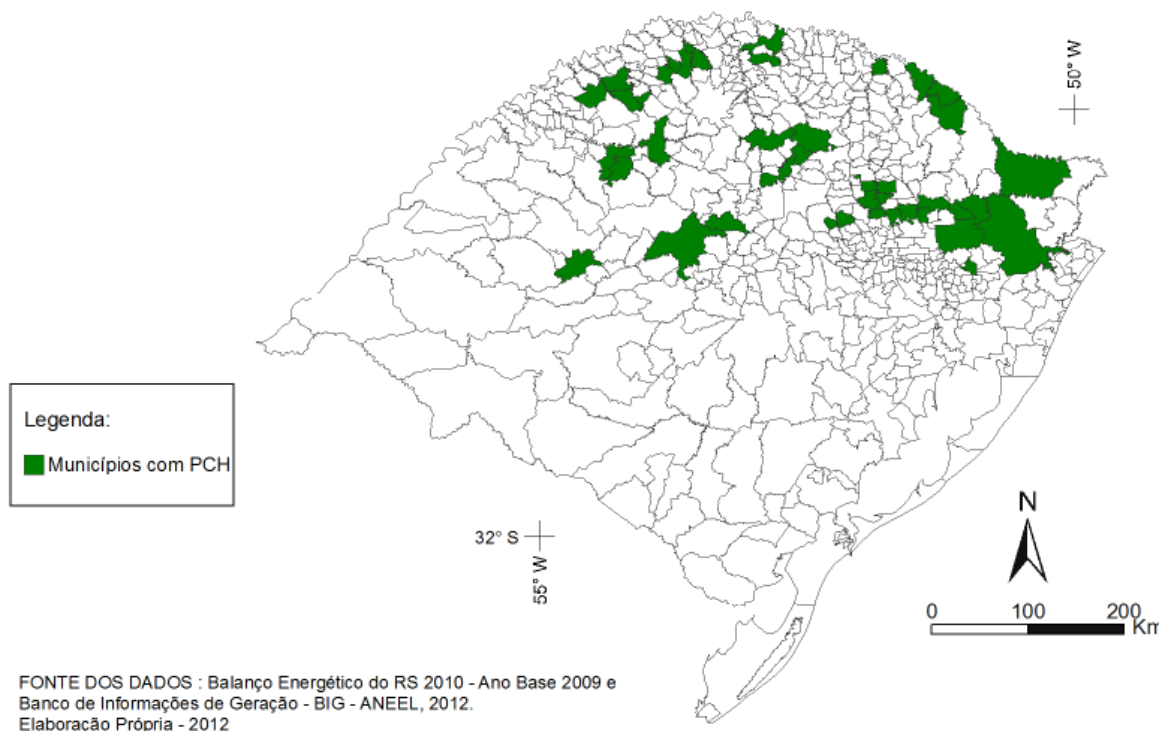
Mapa 10 – UHE em operação RS até outubro de 2012



Fonte: Elaborado pelo autor com base em Capeletto e Moura (2010; 2011).

O mapa 11 a seguir representa as pequenas centrais hidrelétricas, estas são classificadas pela Resolução nº 394/1998 da ANEEL como aqueles empreendimentos que possuem mais que 1MW e/ou inferior a 30 MW de potência instalada e área de alagado não excedente a 3Km². Neste mapa estão representadas 42 PCHs, dispostas basicamente na porção Centro-Norte do RS.

Mapa 11 – PCH em operação RS até outubro de 2012



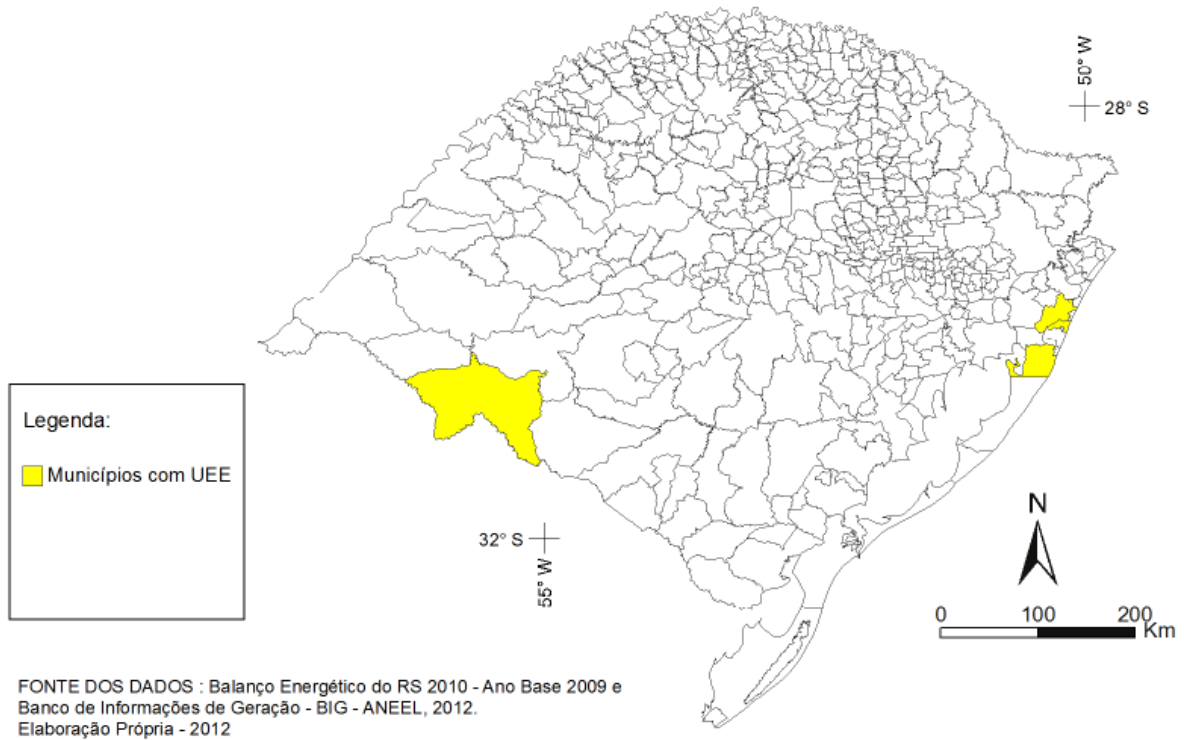
Fonte: Elaborado pelo autor com base em Capeletto e Moura (2010; 2011).

No mapa 12 a seguir, destaca-se o município de Osório, região onde foram instalados os primeiros aerogeradores do Estado, que desde 2006 estão gerando energia a partir do vento, com torres de 100 metros de altura e potência individual de 2MW. Os 75 aerogeradores produzem 150MW de energia elétrica.

O Rio Grande do Sul possui ainda cinco empreendimentos em construção, com um total de 102MW e outros quarenta e um em outorga, com projeto de alcançar mais de 930MW de potência instalada. Se esses empreendimentos forem viabilizados, a participação da energia eólica, no contexto da matriz energética gaúcha, passará dos atuais 4,05% para mais de 13%, contribuindo com 1396MW de potência instalada no estado (BRASIL, 2012b).

Além disso, duas empresas fabricantes de aerogeradores possuem planos concretos de instalação de suas filiais no RS, uma delas é a IMPSA Wind, pertencente a um grupo argentino e a outra é a multinacional francesa Alstom, que construirá sua fábrica no município de Canoas/RS, na região metropolitana de Porto Alegre/RS.

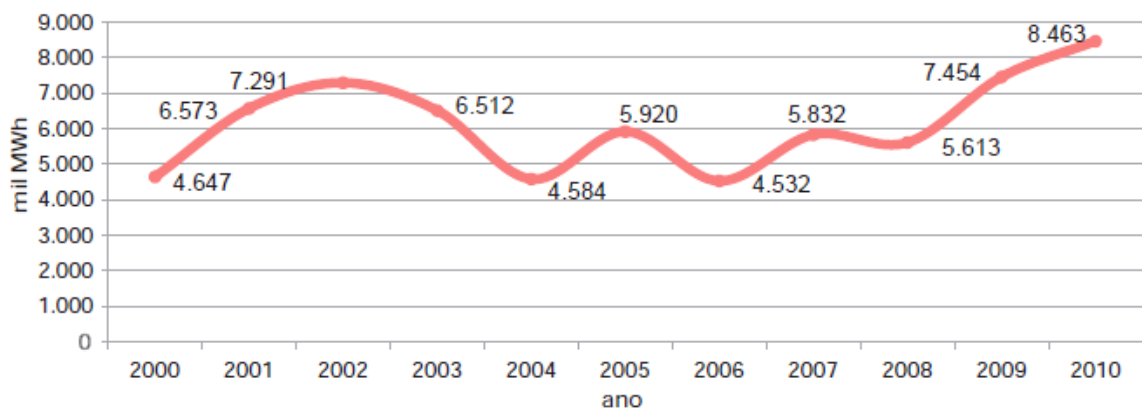
Mapa 12 – UEE em operação RS até outubro de 2012



Fonte: Elaborado pelo autor com base no Balanço Energético do Rio Grande do Sul (CAPELETTO; MOURA, 2010; 2011).

Aprofundando a discussão sobre a geração de energia elétrica no Rio Grande do Sul, apresentam-se os gráficos a seguir, apontando os montantes gerados em termos de eletricidade no estado entre os anos de 2000 e 2010.

Gráfico 23 – Total de energia elétrica gerada por UHE entre os anos de 2000 e 2010 em Milhares de MWh

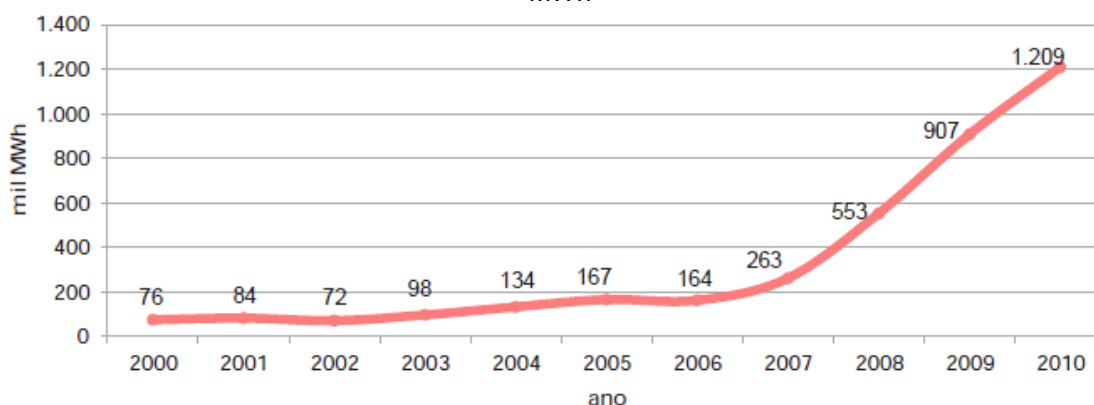


Fonte: Balanço Energético do Rio Grande do Sul (CAPELETTO; MOURA, 2011, p. 113).

No gráfico 23 supracitado, os picos de geração são perceptíveis por parte das usinas hidrelétricas no Rio Grande do Sul, oscilação que diz respeito tanto às

condições hidrológicas que regem o sistema, quanto aos picos de demanda, maiores em determinado ano do que em outros. O aumento na geração de eletricidade também está associado à entrada em operação de algumas hidrelétricas como a UHE Monte Claro no Rio das Antas em 2006, com 130MW, UHE Foz do Chapecó no Rio Uruguai em 2010, com potência instalada de 855MW e UHE Monjolinho no Rio Passo Fundo em 2009 com 74MW.

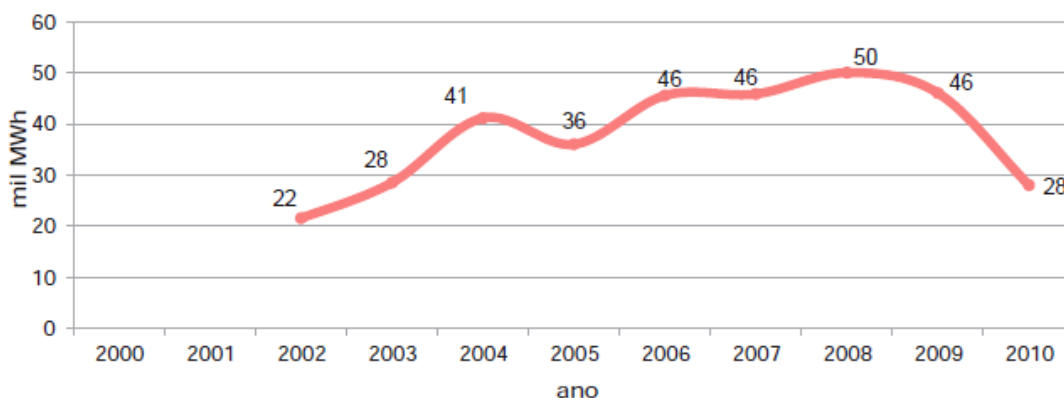
Gráfico 24 – Total de energia elétrica gerada por PCH entre os anos de 2000 e 2010 em Milhares de MWh



Fonte: Balanço Energético do Rio Grande do Sul (CAPELETTO; MOURA, 2011, p. 113).

Com relação às pequenas centrais hidrelétricas, a geração se manteve constante entre os anos de 2000 e 2003, mas o diferencial de geração hidrelétrica para essa fonte é a partir de 2006, quando começam a entrar em operação os empreendimentos contratados pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA).

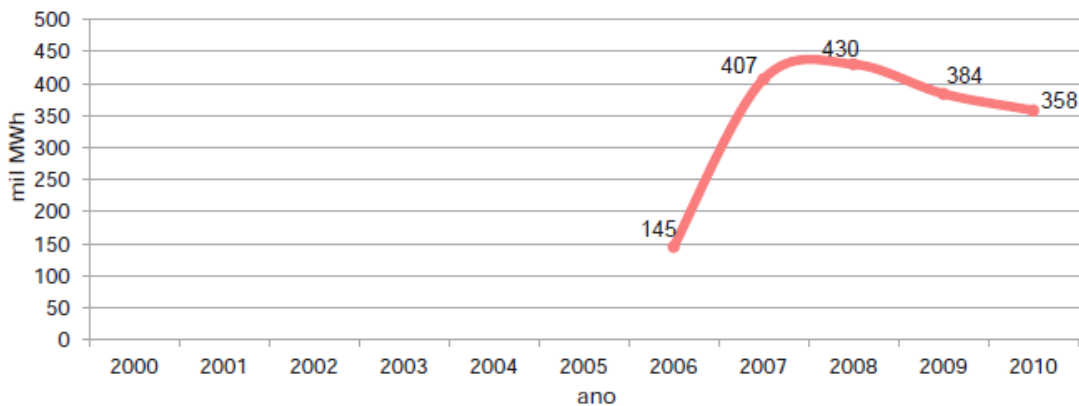
Gráfico 25 – Total de energia elétrica gerada por Biomassa entre os anos de 2000 e 2010 em Milhares de MWh



Fonte: Balanço Energético do Rio Grande do Sul (CAPELETTO; MOURA, 2011, p. 113).

Na biomassa, a produção de energia é concentrada basicamente nos projetos termoelétricos movidos à casca de arroz, ocorrendo algumas sazonalidades em virtude da maior utilização de energia por parte das agroindústrias, tendo em vista que algumas empresas fazem uso dessa fonte por meio do compartilhamento de energia com as concessionárias. Isso ocorre de forma que no período de entressafra a energia gerada é lançada no Sistema Interligado e, nos meses de safra e industrialização do arroz, a energia elétrica fica no próprio processo industrial.

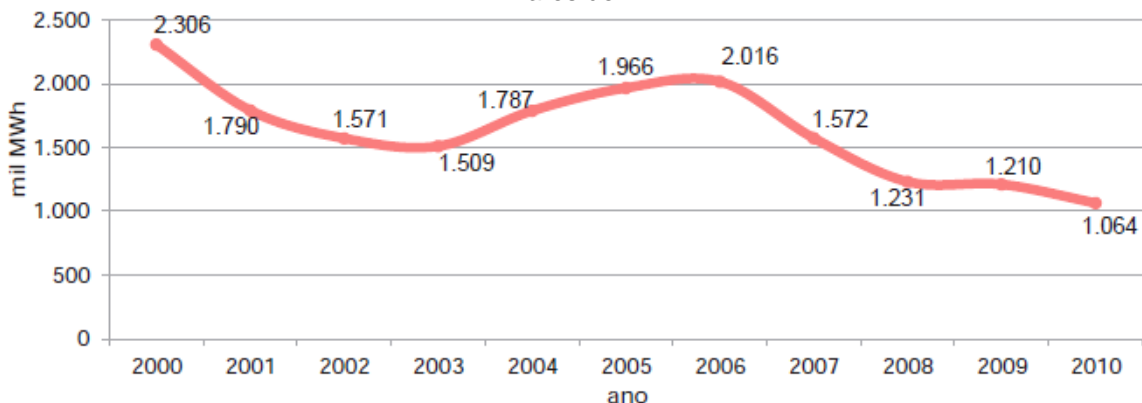
Gráfico 26 – Total de energia elétrica gerada por usinas eólicas entre os anos de 2000 e 2010 em Milhares de MWh



Fonte: Balanço Energético do Rio Grande do Sul (CAPELETTO; MOURA, 2011, p. 114).

O gráfico 26, que trata da energia eólica talvez seja a que melhor ilustre a importância dos incentivos oriundos do PROINFA no Rio Grande do Sul, sendo o ano de 2006 a referência na introdução desta fonte com a instalação do Parque Eólico de Osório.

Gráfico 27 – Total de energia elétrica gerada por carvão mineral entre os anos de 2000 e 2010 em Milhares de MWh

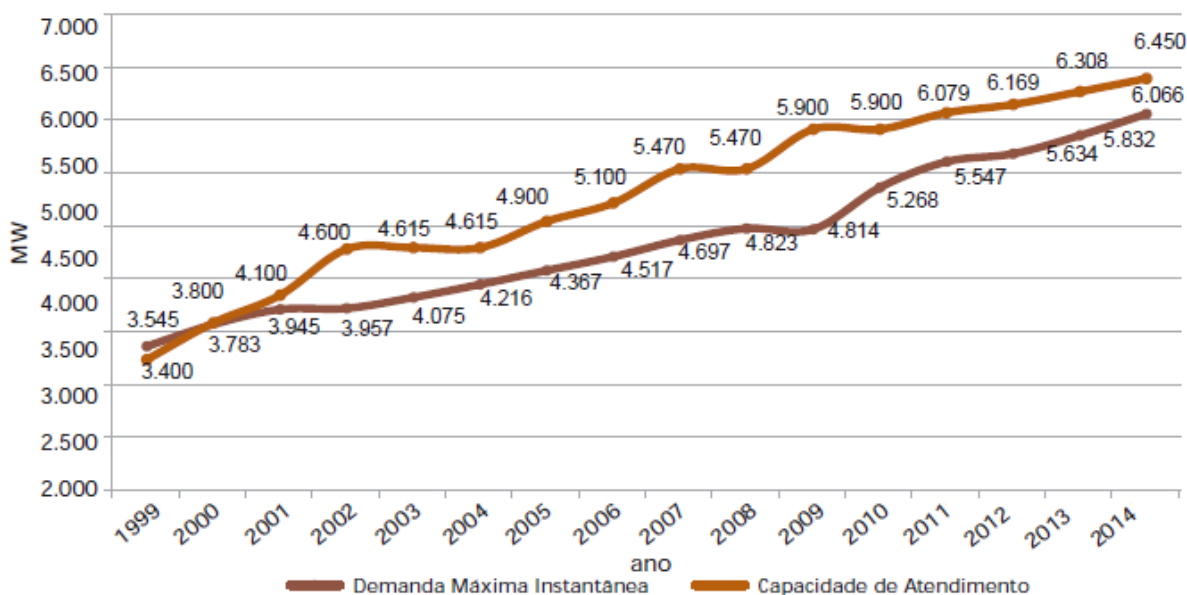


Fonte: Balanço Energético do Rio Grande do Sul (CAPELETTO; MOURA, 2011, p. 114).

Um aspecto positivo, pelo menos no que diz respeito à questão ambiental, foi o declínio na geração termoeétrica a carvão mineral, partindo de 2.306mil MWh no ano 2000 para 1.064mil MWh no ano de 2010.

Sobre a demanda de energia elétrica no estado do Rio Grande do Sul, pode-se observar no gráfico 28 a seguir que demonstra os valores máximos da demanda de energia e a capacidade de atendimento por parte do setor de transmissão. Nesse caso foram analisados os dados referentes ao intervalo temporal correspondente aos anos de 1999 e 2014, com os anos de 2012 a 2014 como projeção.

Gráfico 28 – Evolução da demanda máxima do sistema de transmissão no RS e a correspondente capacidade de atendimento⁴⁶



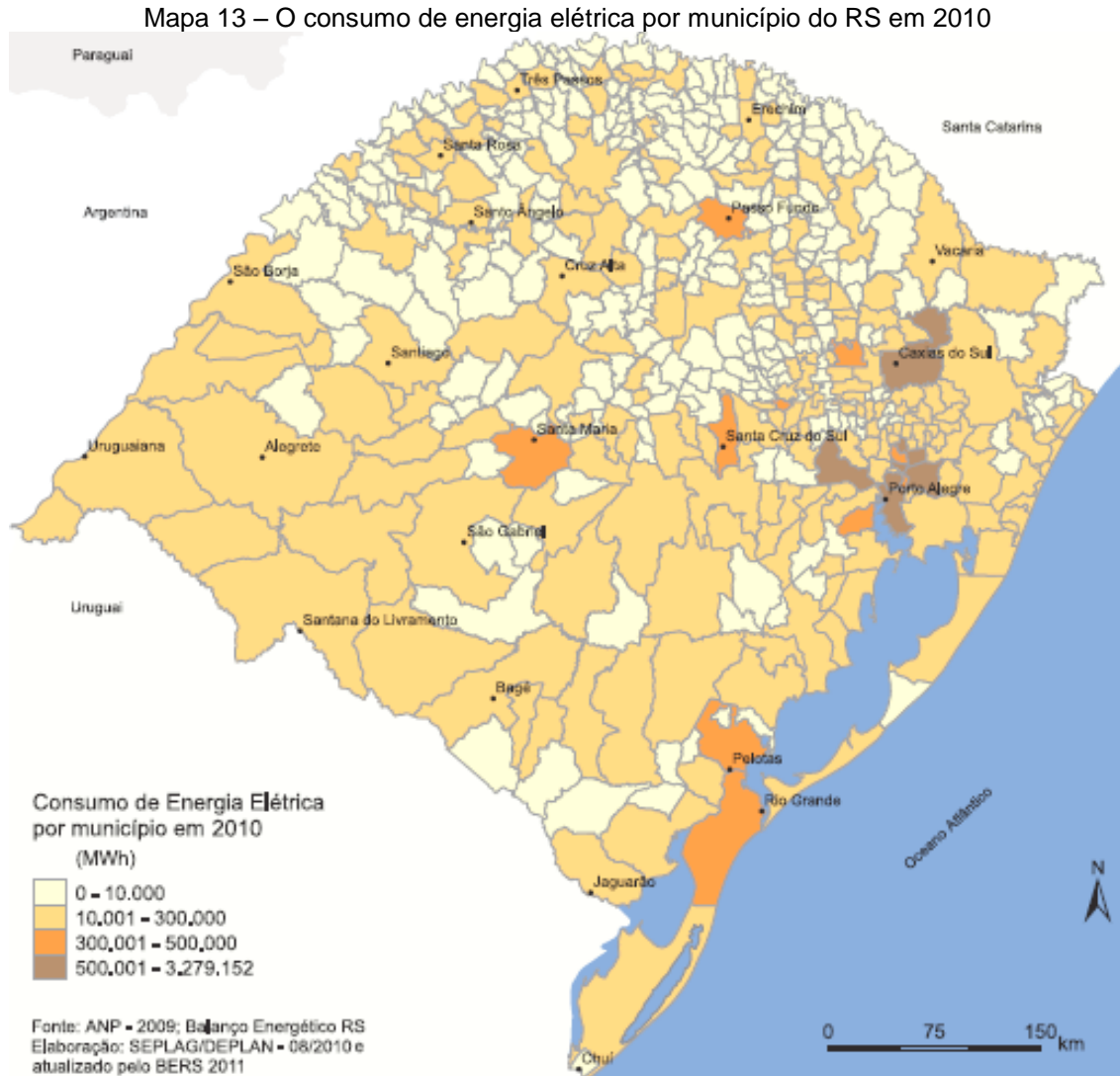
Fonte: Balanço Energético do Rio Grande do Sul (CAPELETTO; MOURA, 2011, p. 71).

No setor de geração, somando-se os valores finais para cada uma das fontes energéticas tendo como base o ano de 2010, tem-se que a oferta interna de energia elétrica no Rio Grande do Sul, englobando todos os geradores (UHEs, PCHs, UTEs e UEEs), foi de 11.503.000 MWh, sendo que o estado teve um consumo de 23.045.223 MWh (FEE DADOS, 2012). Isso reflete um déficit entre geração e consumo, pois esse percentual é suprido ao se “importar” energia do sistema. Isso é válido à medida que alguns estados brasileiros têm perfil de produtores de energia elétrica, não consumindo o total gerado em seu território e, como a rede de

⁴⁶ Valor da demanda máxima apurado até julho de 2011 e projeção realizada em agosto de 2011. Projeção da capacidade de atendimento, para os anos de 2012 a 2014, realizada em agosto de 2010.

distribuição de eletricidade é feita de forma integrada no Brasil, essas permutas são comuns nesse setor.

De qualquer forma, cabe ainda, para finalizar, apresentar uma figura que representa os principais municípios gaúchos em termos de consumo de energia elétrica para o ano de 2010.



Fonte: Balanço Energético do Rio Grande do Sul (CAPELETTO; MOURA, 2011, p. 130).

Na figura que trata do consumo de energia elétrica por município no RS, podem-se destacar os municípios da Região Metropolitana como os grandes consumidores, em parte pelo consumo residencial, mas a industrialização dessa Região é fator preponderante nessa conjuntura. Fazem parte dos grandes consumidores de eletricidade os municípios de Caxias do Sul, importante polo metal

mecânico, Triunfo, que possui o polo petroquímico, além dos municípios da Grande Porto Alegre.

Dentre os municípios com alto consumo de eletricidade, destaca-se Santa Maria, polo regional de educação, prestação de serviços e militar, Passo Fundo que também é um polo regional de educação e saúde, Bento Gonçalves, importante município da serra gaúcha produtor de vinhos, Santa Cruz do Sul, com representatividade mundial no setor de industrialização do tabaco, Lajeado principal município do Vale do Taquari em termos econômicos, baseado na indústria alimentícia e metalúrgica, além de Guaíba, São Leopoldo, Pelotas e Rio Grande, este último com destaque para o polo naval.

Os demais municípios do estado dividem-se em médios e baixos consumidores de energia elétrica, tendo, grosso modo, uma divisão entre baixos consumidores, sobretudo na porção norte do estado e médios consumidores na porção sul.

5.2 Caracterização dos projetos implantados no RS através do PROINFA

As contratações dos empreendimentos no Rio Grande do Sul foram acordadas com a Eletrobrás em 2005. Nessa contratação estavam previstos oito empreendimentos de pequenas centrais hidrelétricas e cinco aproveitamentos eólicos. Os empreendimentos contratados no RS constituíram um aporte importante dentro da perspectiva de incremento na matriz, uma vez que com relação às pequenas centrais hidrelétricas, a contratação das oito centrais correspondeu a uma contribuição de 52,8% na geração de energia elétrica no estado, em 2009.

Para 2009, o total de energia gerado por PCH no RS, segundo dados do Balanço Energético do Rio Grande do Sul, (2010), foi de 305MW, enquanto que as usinas do PROINFA contribuíram com mais de 161MW de potência instalada para essa fonte.

Com relação às usinas eolielétricas, os cinco parques eólicos instalados no Estado, até meados de 2011, eram provenientes do PROINFA, ou seja, 100% da energia eólica no Rio Grande do Sul, até este ano, era gerada devido a incentivos do Programa.

Inicialmente, seriam apenas quatro os empreendimentos eólicos a serem instalados no estado, uma vez que o aproveitamento Elebrás Cidreira estava em litígio judicial, por conta de irregularidades no arrendamento das terras a serem

usadas na construção do parque eólico. Esse complexo eólico seria construído no município de Cidreira/RS, mas em função dos acontecimentos, em 2010 começou a ser implantado no município de Tramandaí/RS, sendo inaugurado em abril de 2011.

Nas tabelas 12 e 13 a seguir, estão expostos os aproveitamentos hidrelétricos e os eolielétricos contratados via PROINFA no Rio Grande do Sul, ao todo 13 empreendimentos, com um total instalado de 431,7MW.

Tabela 12 – Aproveitamentos Hidrelétricos no RS - PCH

APROVEITAMENTO	POTÊNCIA/MW	CONCLUSÃO/ANO	MUNICÍPIOS
PCH CARLOS GONZATTO	9,0	2006	CAMPO NOVO
PCH ESMERALDA	22,2	2006	BARRAÇÃO PINHAL DA SERRA
PCH SÃO BERNARDO	15,0	2006	BARRAÇÃO PINHAL DA SERRA ESMERALDA
PCH DA ILHA	26,0	2008	ANTÔNIO PRADO VERANOPIOLIS
PCH JARARACA	28,0	2008	NOVA ROMA DO SUL VERANOPIOLIS
PCH CAÇADOR	22,5	2008	NOVA BASSANO SERAFINA CORRÊA
PCH COTIPORÃ	19,5	2008	COTIPORÃ
PCH LINHA EMÍLIA	19,5	2009	DOIS LAJEADOS
TOTAL	161,7		

Fonte: Elaborado pelo autor em 2012.

Tabela 13 – Aproveitamentos Eólicos no RS - UEE

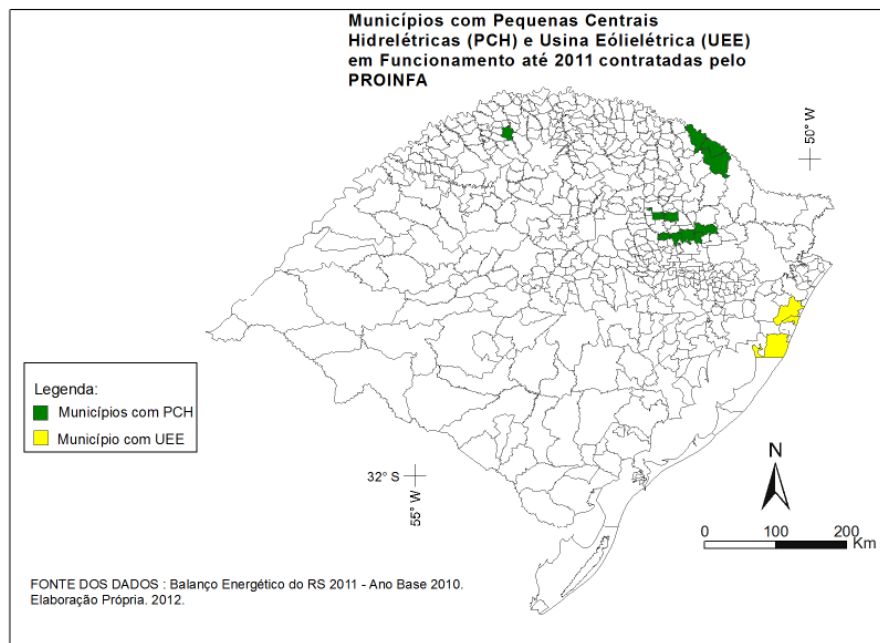
APROVEITAMENTO	POTÊNCIA/MW	CONCLUSÃO/ANO	MUNICÍPIO
DOS ÍNDIOS	50	2006	OSÓRIO
OSÓRIO	50	2006	OSÓRIO
SANGRAOURO	50	2006	OSÓRIO
PALMARES	50 ⁴⁷	2010	PALMARES DO SUL
CIDREIRA	70	2011	TRAMANDAÍ
TOTAL CONTRATADO	270		

Fonte: Elaborado pelo autor em 2012.

⁴⁷ Dos 50 MW contratados, apenas 8 MW estão sendo gerados nesse parque eólico. (BRASIL, 2012b).

No mapa 14, a seguir, pode ser observada a disposição espacial dos empreendimentos eólicos e pequenas centrais hidrelétricas no Rio Grande do Sul, em seus respectivos municípios. Ressalta-se o fato de alguns municípios possuírem mais de um empreendimento, bem como pode haver a divisão do empreendimento entre dois municípios. Essa questão é importante e merece destaque, pois alguns aproveitamentos estão na divisa municipal, ou seja, fazem parte dos dois municípios, no caso do PROINFA, isso foi recorrente em cinco empreendimentos hidrelétricos.

Mapa 14 – Empreendimentos contratados e em funcionamento pelo PROINFA



Fonte: Elaborado pelo autor em 2012 com base em Capeletto e Moura (2011).

No mapa 15 a seguir, é apresentada a disposição espacial das bacias hidrográficas do estado do Rio Grande do Sul, com a finalidade de servir de subsídio para a caracterização dos empreendimentos hídricos contratados pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia.

Nesse mapa as áreas em destaque na cor verde representam as Bacias Hidrográficas nas quais estão instaladas as pequenas centrais hidrelétricas contempladas pelo Programa, compreendendo as Bacias do Rio Turvo-Santa Rosa-Santo Cristo (U030), a Bacia dos Rios Apuaê-Inhandava (U10) e Bacia do Taquari-Antas (G040)

a) PCH Carlos Gonzatto

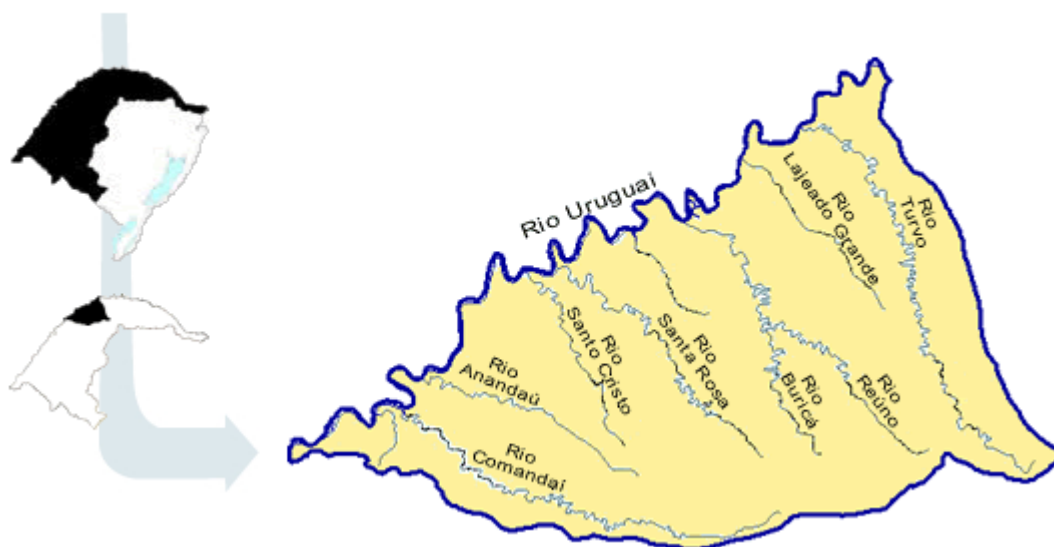
Localizada no município de Campo Novo, a PCH Carlos Gonzatto, possui uma área alagada de 184 hectares, o que equivale a 1,84Km² e administrado pela empresa Campo Novo Energia S/A de Curitiba/PR. Essa pequena central hidrelétrica foi a primeira a entrar em operação comercial pelo PROINFA no Rio Grande do Sul, em abril de 2006, com uma potência instalada de 9 MW. E também a de menor potência entre os aproveitamentos hidrelétricos contemplados pelo Programa no estado (CESBE S.A., 2012).

A hidrelétrica está instalada no Rio Turvo, no noroeste do estado. Este rio está inserido na Região Hidrográfica do Rio Uruguai e faz parte da Bacia Hidrográfica dos Rios Turvo – Santa Rosa – Santo Cristo, classificada como U30⁴⁸. Atualmente fazem parte desta Bacia 55 municípios (COMITÊ TURVO, 2012; FEPAM, 2012).

A seguir uma representação da localização geográfica da Região da Bacia Hidrográfica do Rio Turvo – Santa Rosa – Santo Cristo.

Mapa 16 – Região Hidrográfica Rio Uruguai - Bacia U30 – Turvo/Santa Rosa/Santo Cristo

Bacia Hidrográfica do Rio Turvo - Santa Rosa - Santo Cristo



Fonte: FEPAM (www.fepam-rs.gov.br).

Cabe ressaltar que, segundo os parâmetros aplicados pela Fundação de Proteção Ambiental do Rio Grande do Sul (FEPAM) para o licenciamento ambiental, os empreendimentos hidrelétricos são classificados quanto à sua potência, o que

⁴⁸ Regionalização do Estado do RS em Regiões Hidrográficas - Lei Estadual 10.350/1994, artigo 38.

caracteriza seu porte. Quanto a isso, têm-se as especificações destinadas a cada projeto, destaca-se que essa classificação compreende empreendimentos de até 10 megawatt, incorporando os que se apresentam potência maior que isso em caráter excepcional.

Tabela 14 – Licenciamento de empreendimentos hidrelétricos

Atividade	Licenciamento Ambiental - FEPAM/RS				
	Porte do Empreendimento				
Geração de Hidroeletricidade Megawatt - MW	Mínimo	Pequeno	Médio	Grande	Excepcional
	até 0,5	de 0,5001 até 1	de 1,0001 até 5	de 5,0001 até 10	Demais

Fonte: FEPAM (www.fepam-rs.gov.br)

Dito isso, tem-se que, com base no enquadramento da FEPAM, a PCH Carlos Gonzatto classifica como empreendimento de porte grande, devido a seus 9MW de potência instalada.

Fotografia 9 – Vista aérea da PCH Carlos Gonzatto



Fonte: CESBE S.A (www.cesbe.com.br).

Outra questão trata dos efeitos de potencial poluidor relacionado à atividade. A FEPAM utiliza em suas análises, principalmente no que se refere aos licenciamentos

ambientais – Licença Prévia – Licença de Instalação – Licença de Operação⁴⁹, para atividades de geração de hidroeletricidade o potencial poluidor é alto para qualquer porte do empreendimento devido ao grau de impactos dessa atividade no meio ambiente.

A licença de operação além de autorizar o início das atividades comerciais do projeto, ainda esclarece alguns pontos, sendo esses específicos a cada empreendimento. No caso da PCH Carlos Gonzatto⁵⁰, tem-se os seguintes pontos relevantes:

- 1- Deverá ser mantida uma faixa de preservação permanente na área de propriedade da PCH Carlos Gonzatto (não fica especificado quanto deve ser preservado⁵¹);
- 2- A área de preservação permanente deverá ser **fiscalizada**, de forma a coibir acessos indevidos, presença de gado, caça e atividades degradadoras.
- 3 - Deverá ser dada continuidade ao Programa de Educação Ambiental, incluindo atividades extensivas à comunidade local, com ênfase no uso racional da energia;
- 4 - A energia a ser gerada pelo empreendimento ao longo do tempo, deverá ser compatibilizada com a proteção dos ecossistemas aquáticos e terrestres e a manutenção dos usos atuais da água, através da manutenção de uma vazão remanescente assegurando, no mínimo, condição de Classe 2 conforme a Resolução CONAMA nº 357/05⁵².
- 5 - **Dois pontos de coleta de amostras**, a saber: um a montante (acima) do barramento e outro a jusante (abaixo) do canal de fuga.

⁴⁹ **Prévia (LP):** a licença que deve ser solicitada na fase de planejamento da implantação, alteração ou ampliação do empreendimento.

De Instalação (LI): a licença que deve ser solicitada na fase anterior à execução das obras referentes ao empreendimento/atividade; nesta fase são analisados os projetos e somente após a emissão deste documento poderão ser iniciadas as obras do empreendimento/atividade.

De Operação (LO): a licença que deve ser solicitada quando do término das obras referentes ao empreendimento/atividade; somente após a emissão deste documento o empreendimento/atividade poderá iniciar seu funcionamento (FEPAM, 2012).

⁵⁰ LO-3610 / 2011-DL

⁵¹ Segundo a Resolução **CONAMA Nº 302 de 2002**, que dispõe sobre os parâmetros, definições e limites de Áreas de Preservação Permanente de reservatórios artificiais e o regime de uso do entorno - Art 3º Constitui Área de Preservação Permanente a área com largura mínima, em projeção horizontal, no entorno dos reservatórios artificiais, medida a partir do nível máximo normal de:
I - trinta metros para os reservatórios artificiais situados em áreas urbanas consolidadas e **cem metros para áreas rurais**;

⁵² **RESOLUÇÃO CONAMA nº 357, de 17 de março de 2005** - Dispõe sobre a classificação dos corpos de água e diretrizes ambientais para o seu enquadramento, bem como estabelece as condições e padrões de lançamento de efluentes, e dá outras providências. **CAPÍTULO II - Da Classificação Dos Corpos De Água - Seção I das Águas Doces** - III - classe 2: águas que podem ser destinadas: a) ao abastecimento para consumo humano, após tratamento convencional; b) a proteção das comunidades aquáticas; c) a recreação de contato primário, tais como natação, esqui aquático e mergulho, conforme Resolução CONAMA nº 274, de 2000;

Além dos pontos diretamente citados, a LO ainda prevê o monitoramento da qualidade da água, restrições quanto à introdução de espécies faunísticas exóticas, entre outros quesitos administrativos.

b) PCH Esmeralda

A PCH Esmeralda está localizada nos municípios de Pinhal da Serra/RS e Barracão/RS e possuindo 22,2MW de potência instalada. Foi concluída em 2006. De propriedade de Esmeralda S.A, com sede no município de Barueri/SP, localizada no Rio Bernardo José, na Região Hidrográfica do Rio Uruguai e compreende 33,5ha de área alagada, ou 0,33 Km².

Essa PCH está inserida na Bacia Hidrográfica dos Rios Apuaê e Inhandava, classificada como U10⁵³ – APUAÊ – INHANDAVA. 52 municípios compõem esta Bacia, fazendo parte da porção Norte – Nordeste do Rio Grande do Sul, possuindo uma população de mais 390 mil pessoas (COMITÊ DE GERENCIAMENTO DA BACIA HIDROGRÁFICA APUAÊ-INHANDAVA, 2013).

No mapa 17 a seguir, tem-se uma representação da localização da Bacia Hidrográfica dos Rios Apuaê - Inhandava, que além dos dois rios que nomeiam a Bacia, ainda é composta pelo Rio Bernardo José, rio em que está instalada a PCH Esmeralda.

Mapa 17 – Região Hidrográfica Rio Uruguai - Bacia U10 – Apuaê - Inhandava



Fonte: FEPAM (www.fepam-rs.gov.br).

⁵³ Lei Estadual 10.350/1994, artigo 38.

Segundo a classificação da FEPAM, a PCH Esmeralda é um empreendimento de alto potencial poluidor, além de ser considerada de porte excepcional, devido ter mais de dez megawatts de potência instalada.

Fotografia 10 – Vista aérea da PCH Esmeralda



Fonte: Caenge Geotecnia (www.caengegeotecnia.com.br).

Com relação às recomendações feitas pela FEPAM na liberação da Licença de Operação da PCH Esmeralda⁵⁴, tem-se o seguinte:

- 1 - Deverá ser mantida uma faixa de preservação permanente de 100 metros no entorno do reservatório, desde seu nível mais alto medido horizontalmente (Resolução CONAMA 302, de 20/03/2002);
- 2 - A área de preservação permanente deverá ser **cercada**, de forma a coibir acessos indevidos, presença de gado, caça e atividades degradadoras;
- 3 - Deverá ser mantida a vazão mínima a jusante do barramento, necessária para a manutenção dos diferentes usos da água, durante a fase de operação, e nunca menor que **0,5 m³/s**;
- 4 - A operação do sistema terá a obrigatoriedade de garantir a vazão remanescente estabelecida, mesmo que acarrete redução na potência gerada.
- 5 - **Quatro pontos de amostragem**: a montante do reservatório, no reservatório a montante do barramento, na alça de vazão reduzida entre o barramento e a casa de força, e a jusante da casa de força após o retorno da água.
- 6 - A empresa deverá desenvolver ações de Educação Ambiental, junto às comunidades locais.

⁵⁴ LO-6388/ 2012-DL

As recomendações dadas pela FEPAM ainda dizem respeito à captura e manejo da fauna íctica (peixes), bem como trata dos procedimentos a serem adotados pelo empreendedor para alcançar estes fins.

c) PCH São Bernardo

A PCH São Bernardo foi inaugurada em agosto de 2006 e está localizada entre os municípios de Barracão/RS e Pinhal da Serra/RS⁵⁵. Possui uma potência instalada de 15MW, utiliza-se do potencial hídrico do Rio Bernardo José, abrangendo uma área de alague de 18,2ha e é administrada pela CJ Energética S.A de Porto Alegre/RS. O contexto da Bacia Hidrográfica é o mesmo da PCH Esmeralda, ambos os empreendimentos estão situados na Região Hidrográfica do Rio Uruguai, na Bacia Hidrográfica dos Rios Apuaê e Inhandava.

A distância entre as duas pequenas centrais hidrelétricas, a Esmeralda e a São Bernardo, é de 7,67km de extensão. Ambas estão conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) via linha de transmissão administrada pela empresa Rio Grande Energia (RGE), concessionária de distribuição de energia elétrica integrante do Grupo CPFL (CJ ENERGÉTICA, 2000; RGE, 2010).

Fotografia 11 – Vista aérea da PCH São Bernardo



Fonte: CJ Energética (www.cjenergetica.com.br).

⁵⁵ A licença de operação emitida pela FEPAM, ainda inclui o município de Esmeralda/RS como integrante do empreendimento, mas devido às coordenadas da localização constante na ficha técnica da PCH, disponibilizada pela CJ Energética, percebe-se que esta está instalada em área muito distante do município de Esmeralda - Latitude: 27° 44' Sul e Longitude 51° 19' Oeste.

No que diz respeito à licença de operação⁵⁶ da PCH Esmeralda, as especificidades desta se referem ao seguinte:

- 1 - Deverá ser fiscalizada e mantida faixa de preservação permanente de 100 metros no entorno do reservatório, desde seu nível mais alto medido horizontalmente (Resolução CONAMA nº 302/02) do lago;
- 2 - Deverá ser mantido o cercamento das áreas de preservação permanente de forma a coibir a caça, atividades degradadoras do ambiente e os acessos indevidos;
- 3 - O empreendedor fica desde já autorizado a remover todo e qualquer exemplar arbóreo de espécie exótica que se localiza nas áreas de preservação permanente e adjacências, dentro da área de domínio do empreendimento.
- 4 - Deverão ser mantidas as condições da qualidade da água, **semelhantes às anteriores do enchimento**, no reservatório e a jusante do mesmo, em decorrência da implantação do barramento;
- 5 - Deverá ser mantido o controle da pesca predatória e proibição da caça na área do empreendimento, devendo ser mantido programa de educação ambiental junto à comunidade.

Além dessas questões, o empreendedor deve atender a programas de monitoramento de fauna e flora, além de atividades relacionadas à educação ambiental.

d) PCH Da Ilha

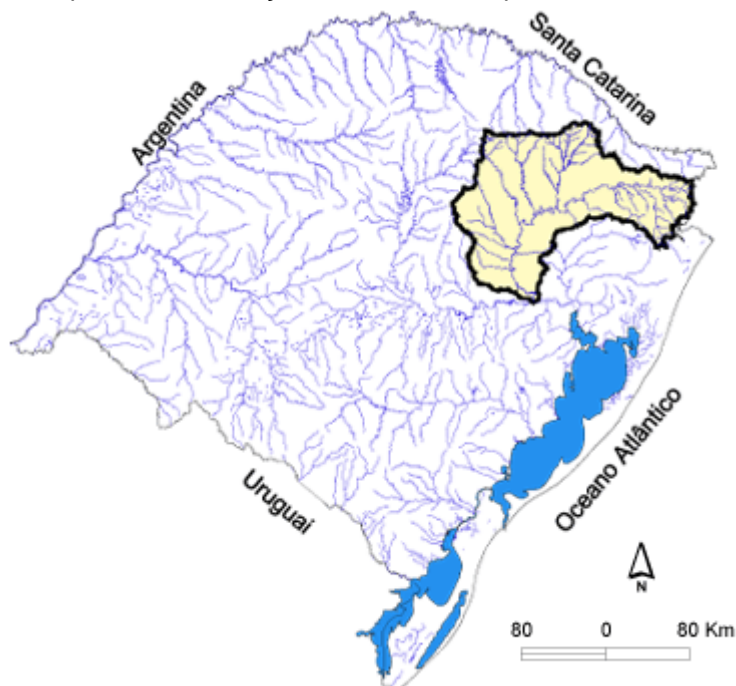
A PCH Da Ilha localiza-se no Rio da Prata/RS, nos municípios de Antônio Prado e Veranópolis, na Região Hidrográfica do Guaíba, mais precisamente na Bacia Hidrográfica dos Rios Taquari e Rio das Antas, esta Bacia abrange 119 municípios (COMITÊ DE GERENCIAMENTO DA BACIA HIDROGRÁFICA TAQUARI-ANTAS, 1998).

A seguir, a representação espacial da Bacia Taquari-Antas (G40)⁵⁷, localizada na região nordeste do Rio Grande do Sul.

⁵⁶ LO-2638 / 2011-DL

⁵⁷ Lei Estadual 10.350/1994, artigo 38.

Mapa 18 – Localização da Bacia do Taquari-Antas no RS



Fonte: Comitê de Gerenciamento da Bacia Taquari-Antas (www.taquariantas.com.br).

A PCH Da Ilha possui potência instalada de 26MW e a área de alagado do reservatório é de 157 hectares, o que corresponde a 1,57 Km². Esta hidrelétrica é administrada pela empresa Da Ilha Energética S.A com sede em Porto Alegre/RS, esta empresa faz parte do Grupo Hidrotérmica, que é vinculado societariamente com o Grupo Bolognesi S.A, também do Rio Grande do Sul.

Devido à potência instalada da PCH Da Ilha, ela se enquadra, segundo a FEPAM, como um empreendimento de alto potencial poluidor e, além disso, é considerada de caráter excepcional no que diz respeito ao licenciamento ambiental.

Fotografia 12 – Vista aérea da PCH Da Ilha



Fonte: Hidrotérmica S.A (www.ht-hidrotermica.com.br).

Para a PCH Da Ilha, se utilizar-se-á, para a caracterização do empreendimento, a Licença de Instalação⁵⁸ e a Licença de Operação⁵⁹ emitidas pela FEPAM, pois as duas estavam disponíveis para consulta, sendo assim, tem-se que:

- 1 - As técnicas de supressão da vegetação deverão permitir o resgate brando da fauna existente;
- 2 - As rochas a serem utilizadas na obra deverão ser retiradas das aberturas do túnel de canal de adução⁶⁰;
- 3 - A utilização de material rochoso extraído da obra restringe-se à área da obra, não sendo permitida a saída de materiais da obra, nem permuta de matérias entre obras.

Os pontos citados acima se referem exclusivamente aos procedimentos a serem adotados durante o processo de construção, já os pontos a seguir tratam mais das questões de ordem ambiental.

- 4 - Deverão ser mantidas as condições da qualidade da água no reservatório e a jusante, deverão ser **semelhantes às anteriores do enchimento**;
- 5 - A vazão remanescente deverá assegurar os usos da água na área de influência do empreendimento;
- 6 - A operação do sistema terá a obrigatoriedade de garantir a vazão remanescente estabelecida, mesmo que venha a acarretar a redução da potência gerada;
- 7 - A reposição florestal obrigatória deverá priorizar as áreas da faixa ciliar do reservatório e as áreas captação da microbacia envolvida, com manutenção dos padrões de estrutura fitossociológica original desses ambientes;
- 8 - Deverá ser implantado mecanismo de transposição de fauna íctica, com projeto de engenharia adequado às características biológicas e ecológicas das principais espécies migradoras.
- 9 - Deverá ser implementado o Programa de Gerenciamento Ambiental da Operação – que agregará e dará continuidade aos seguintes programas: Manutenção e revegetação do entorno do reservatório, das áreas recuperadas, acessos e estruturas monitoramento e manejo de macrófitas aquáticas, da estabilidade das encostas, da fauna íctica, climatológico hidrossedimentológico e da qualidade das águas superficiais.

Além desses, outros pontos como a implantação da unidade de conservação, viveiros e pomares porta-semente, e, ainda, inclusos o salvamento, resgate e monitoramento da flora são partes integrantes da licença de operação emitida pela FEPAM.

⁵⁸ LI – 680/2007 – DL

⁵⁹ LO – 7934/2012 - DL

⁶⁰ O canal de adução leva a água até a casa de máquinas onde é gerada a energia por meio da movimentação das turbinas.

e) PCH Jararaca

Localizada no Rio da Prata/RS, na Bacia dos Rios Taquari-Antas nos municípios de Nova Roma do Sul/RS e Veranópolis/RS⁶¹, com potência instalada de 28MW. A PCH Jararaca a maior das pequenas centrais hidrelétricas contratadas via PROINFA no RS. Essa hidrelétrica é administrada pela empresa Vêneto Energética S.A, do mesmo grupo ao qual pertence à PCH Da Ilha, Hidrotérmica/Bolognesi.

Esse empreendimento está inserido no contexto da Bacia Hidrográfica do Taquari-Antas (G40), ocupando uma área de alagadeiro de 72 hectares, ou 0,72Km² e, apesar de ter potência semelhante à PCH Da Ilha, possui menos da metade da área alagada.

Fotografia 13 – Vista aérea da PCH Jararaca



Fonte: CESBE S.A. (www.cesbe.com.br).

A Licença de Operação⁶² da PCH Jararaca apresenta proposições semelhantes às apresentadas pela LI da PCH Da Ilha, com destaque para alguns

⁶¹ A localização da PCH Jararaca consta na Licença de Operação da FEPAM como nos municípios de Veranópolis e Antônio Prado, mas, considerando as coordenadas do empreendimento, percebe-se que, de fato, este se localiza na divisa dos municípios de Veranópolis e Nova Roma do Sul – coordenadas: 28° 56' Sul e 51° 27' Oeste.

⁶² LO-641/2008-DL

pontos não contemplados pela referida LI e que são tratados na LO da PCH Jararaca.

1 - Deverá ser atendida a Resolução da ANEEL nº 396, de 04 de dezembro de 1998, que estabelece condições para implantação, manutenção e operação de estações fluviométricas e pluviométricas associadas a empreendimentos hidrelétricos;

2 - O repovoamento com espécies da fauna íctica da bacia somente poderá ser realizado com base em estudos que indiquem sua viabilidade ecológica, após a estabilização do lago e empregadas para estocagem populações da própria bacia hidrográfica, mediante licenciamento específico desta Fundação (FEPAM);

3 - Implantar em instituição de abrangência regional, banco de dados de modo a disponibilizar os dados ambientais do empreendimento;

4 - A empresa deverá criar site específico na Rede Mundial de Computadores (Internet) para divulgação dos resultados dos programas que compõem o Projeto Básico Ambiental. Os dados apresentados deverão ter atualização periódica e deverão ser interpretados segundo os padrões legais vigentes e os termos, condições e restrições desta Licença.

5 - Apresentar relatórios trimestrais de todos os programas que compõe o PBA e demais ações previstas e aprovadas, de acordo com os respectivos cronogramas, com os resultados das atividades desenvolvidas, comprovando o contato com as instituições e a população envolvida, e avaliando a eficácia das ações propostas em cada programa. Todas as reuniões deverão ser documentadas por atas e listas de presença. Os relatórios do controle de vazão remanescente deverão ser mensais e acompanhados dos dados de qualidade do mesmo período;

A LO traz ainda recomendações quanto a vazões, qualidade da água, programas de educação ambiental, transporte de sedimentos, entre outras considerações. A educação ambiental nesses casos serve como instrumento de aproximação entre a sociedade e meio ambiente, trata de mostrar que o homem é parte integrante do ambiente natural, trabalhando questões como preservação, disseminação do conhecimento e uso sustentável da natureza.

f) PCH Caçador

A PCH Caçador localiza-se no Rio Carreiro, na Bacia do Taquari-Antas, possui potência instalada de 22,5MW e está situada nos municípios de Nova Bassano/RS e Serafina Corrêa/RS⁶³, ocupando uma área de 6,29 hectares, considerando a extensão do alague do barramento.

⁶³ Na Licença de Operação disponibilizada pela FEPAM, a localização do empreendimento é atribuída ao município de Serafina Corrêa. A localização utilizada no texto é a informada pela Agencia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Essa hidrelétrica é administrada pela empresa Caçador Energética S.A, com sede em Curitiba/PR, gerenciada pela empresa *Brookfield Renewable Energy Partners L.P*, pertencente ao Grupo *Brookfield Asset Management*, uma administradora global de ativos, atuante em diversos ramos da economia, e entre eles, o de energia (BOOKFIELD BRASIL, 2013).

Fotografia 14 – Vista geral do barramento da PCH Caçador



Fonte: JMalucelli Construtora (www.jmalucelliconstrutora.com.br).

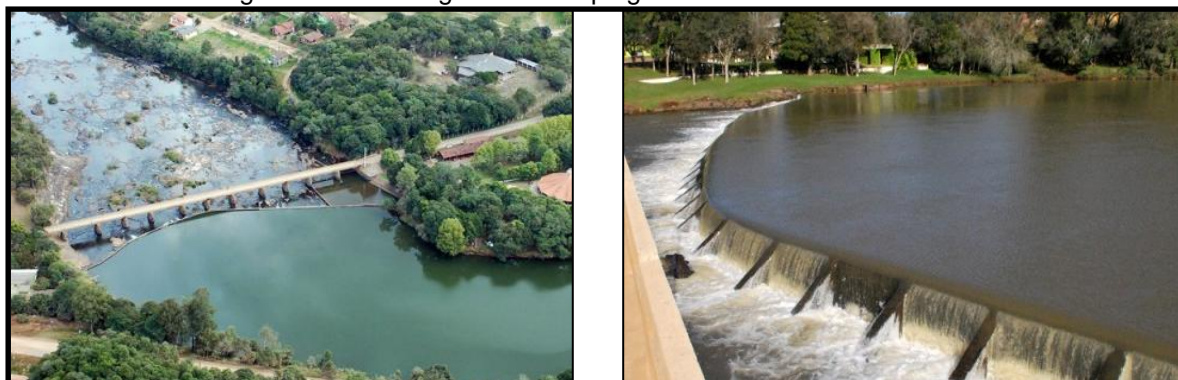
No que diz respeito à Licença de Operação⁶⁴ da PCH Caçador, esta trata de aspectos mais específicos dentro do processo de mitigação dos impactos ambientais significativos, principalmente na área de abrangência do empreendimento.

Entre os pontos mais relevantes englobados pela LO da PCH Caçador, têm-se as seguintes considerações:

- 1 - O nível de água do rio não poderá ultrapassar a barragem existente à montante deste empreendimento, fotografia 15 a seguir.
- 2 - Deverá ser implementado o Plano Ambiental de Conservação e Uso do entorno e das Águas dos Reservatórios do Complexo Carreiro I;
- 3 - A Rota da Cascata da Boa Fé deverá ser implementada de acordo com proposta do empreendedor;
- 4 - Deverá ser efetuada a recomposição da vegetação na área de recreação no acesso à Linha São Pedro, na margem direita do rio;

⁶⁴ LO-6772/2011-DL

Fotografia 15 – Barragem do Camping Carreiro – Serafina Corrêa/RS



Fonte: Sabadin (www.serafinacorrea.rs.gov.br).

O programa de recuperação de áreas degradadas deverá ser executado conforme o projeto apresentado em 2008, sendo que:

- 5 - nos taludes de acesso à casa de força o uso de concreto projetado deverá ser utilizado apenas nos locais onde o tratamento com bate-choco⁶⁵ e jato de água não assegurarem a estabilidade do talude;
- 6 - deverá ser recuperado o acesso junto ao galpão da SEMI⁶⁶ até a margem com o plantio de espécies arbóreas, bem como os cuidados que se fizerem necessários;
- 7 - deverão ser utilizadas espécies arbóreas para a recuperação de áreas, sempre que possível;
- 8 - Implementação, em instituição regional, de um banco de dados público, com os estudos, programas e monitoramento ambiental a serem executados durante a vida útil do empreendimento;

A LO ainda faz observações com relação a ações que deverão ser implementadas, basicamente, no que trata dos planos de manejo de fauna e flora, recomposição florestal, entre outras providências.

g) PCH Linha Emília

Localizado no município de Dois Lajeados, esse empreendimento abrange 112,92ha de área alagada, o que corresponde a 1,12Km² e faz parte do grupo de pequenas centrais hidrelétricas de propriedade da *Brookfield Asset Management*, sendo administrada pela Linha Emília Energética S.A.

Esta PCH possui um parque gerador com capacidade instalada de 19,5MW, utilizando os recursos hídricos do Rio Carreiro. Essa PCH situa-se a uma distância a

⁶⁵ Remoção de blocos soltos pós-detonação.

⁶⁶ Empresa que fez a montagem da PCH Caçador.

jusante de 62Km da PCH Caçador e a apenas 9Km a montante da PCH Cotiporã, cujas três hidrelétricas compõem o Complexo Carreiro I.

Os pontos relevantes contidos na LO⁶⁷ que trata da PCH Linha Emília trazem as seguintes considerações:

- 1 - Deverá ser elaborado um estudo para a confecção de uma regra de operação diferenciada, que possa ser adotada em casos de episódios que indiquem a sua necessidade, no que se refere à quantidade de água no trecho entre a PCH Linha Emília e o reservatório de PCH Cotiporã. Tal regra deve considerar a paralisação antecipada de uma das PCHs de modo a recuperar os níveis dos reservatórios mais rapidamente, antecipando os vertimentos necessários à manutenção dos níveis entre os reservatórios;
- 2 - No caso de ocorrência de algum problema ambiental no trecho entre o barramento de Linha Emília e o reservatório da PCH Cotiporã, decorrente da redução exagerada dos níveis de água, o empreendedor será responsabilizado pelo dano ambiental decorrente, bem como se tornará obrigatória a instalação de um dispositivo permanente para a manutenção das vazões remanescentes à jusante da PCH Linha Emília.
- 3 - Deverá ser implantado um sistema de monitoramento de vazões afluentes, turbinadas, vertidas e remanescentes nos reservatórios do Complexo Carreiro, com possibilidade de acesso aos dados monitorados, pela FEPAM, via internet, em tempo real. Esta exigência não exime o empreendedor dos demais sistemas de monitoramento que cabe operar, tais como o exigido na Resolução da ANEEL e o sistema de monitoramento (inclusive com captura de imagens on-line) dos vertimentos programados por cima da soleira vertente para as ocasiões de visitação e do trecho entre a casa de força da PCH Linha Emília e o remanso do reservatório de Cotiporã;

Além dos itens supracitados, a licença de operação faz referência à Rota da Cascata da Boa Fé que deverá ser implantada mediante proposta do empreendedor.

⁶⁷ 6771 / 2011-DL

Fotografia 16 - Vista geral do barramento da PCH Linha Emília



Fonte: JMalucelli Construtora (www.jmalucelliconstrutora.com.br).

h) PCH Cotiporã

O aproveitamento hidrelétrico Cotiporã situa-se no Rio Carreiro, na Bacia do Taquari-Antas. Sua potência instalada é de 19,5 MW. Além disso, ocupa 52,69ha de área de alagune no município de Cotiporã⁶⁸, correspondendo a 0,5269Km². Esse empreendimento é administrado pela empresa Cotiporã Energética S.A, com sede em Curitiba/PR. Da mesma forma que a PCH Caçador e PCH Linha Emília, a PCH Cotiporã também é parte do Grupo *Brookfield Asset Management*.

⁶⁸ Na Licença de Operação disponibilizada pela FEPAM, a localização do empreendimento é atribuída aos municípios de Cotiporã e Dois Lajeados. A localização utilizada no texto é a informada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Fotografia 17 – Vista geral do barramento da PCH Cotiporã



Fonte: JMalucelli Construtora (www.jmalucelliconstrutora.com.br).

As especificações relacionadas ao empreendimento, constantes na LO⁶⁹ da PCH Cotiporã, dão conta das seguintes exigências:

O empreendedor deverá prosseguir na implementação da proposta aprovada pela FEPAM para preservação de pontos notáveis dos patrimônios natural e cultural, abrangendo estímulo a pontos com potencial para turismo na área de entorno da UHE Cotiporã:

- 1 - Melhorias nos equipamentos de esportes, lazer e educação ambiental do Parque Ecológico Túlio Machado Cesa, situado no município de Fagundes Varela;
- 2 - Divulgação da Gruta Nossa Senhora de Lourdes;
- 3 - Intensificação do emprego de espécies nativas nos locais previstos para plantio;
- 4 - Plano Diretor da Área de Entorno do Reservatório, junto aos municípios e órgãos competentes, visando ao disciplinamento do uso e ocupação do solo.
- 5 - Revitalização da Capela de São Pedro, no Município de Fagundes Varela;
- 6 - Manutenção dos “bondinhos”;
- 7 - Iluminação do balneário N^a Sr^a dos Navegantes;
- 8 - Trilhas Ecológicas;
- 9 - Melhorias nos equipamentos e mobiliário dos balneários, evitando o emprego de concreto nos mesmos.

Além dessas recomendações, a LO ainda faz referência à implantação do Plano Ambiental de Conservação e Uso do entorno e das Águas dos Reservatórios do Complexo Carreiro I.

⁶⁹ LO-6902 / 2011-DL

i) Aproveitamento eólico integral de Osório

Esse aproveitamento é composto de três parques eólicos, denominados de Osório, Dos Índios e Sangradouro que encontram-se no município de Osório, na Região do Litoral Norte do RS. O somatório da potência desses parques eólicos chega a 150 megawatts, distribuídos uniformemente, 50MW por parque. As usinas eólicas possuem 25 aerogeradores cada, com 135 metros altura e potência individual de 2MW.

Fotografia 18 – Parque eólico de Osório



Fonte: Fórum Nacional de Secretários de Estado para assuntos de energia (www.forumdeenergia.com.br).

Quanto à classificação dada pela Fundação Estadual de Proteção Ambiental do Rio Grande do Sul (FEPAM) para os empreendimentos eólicos, estes são considerados de baixo potencial poluidor independente da capacidade instalada do parque eólico, característica associada ao baixo grau de impactos ambientais negativos ocasionados por estes empreendimentos.

No que corresponde ao disposto na licença de operação⁷⁰ do empreendimento, poucos pontos são englobados nessa licença concedida pela FEPAM, tratando mais especificamente dos monitoramentos de avifauna e quirópteros (morcegos). Estes monitoramentos tem a finalidade de avaliar as interferências dos equipamentos de

⁷⁰ LO-3386 / 2010-DL

geração de energia elétrica nos voos e outras funções normais desses animais. A LO ainda faz referência a controles de erosão e manutenção das drenagens naturais do solo.

j) Parque eólico Palmares

A usina eólica de Palmares, localizada no município de Palmares do Sul possui uma potência instalada de 8MW, distribuídos em quatro aerogeradores de 150 metros de altura e capacidade individual de 2MW. Esse empreendimento é controlado pela Enerfín do Brasil, subsidiária brasileira do grupo espanhol Elecnor, empresas que também controlam o aproveitamento eólico Osório.

Fotografia 19 – Parque eólico Palmares



Fonte: Furtado (www.bikesdoandarilho.com)

Inicialmente esse empreendimento teria 50MW de potência instalada, mas até 2012, permanecia com 8MW. Algumas informações davam conta de que esse parque seria ampliado ainda no ano de 2012, o que não foi comprovado ao se analisar o Banco de Informações de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica.

Com relação à licença de operação⁷¹, apresenta exigências quanto ao monitoramento da avifauna e quirópteros, além de acompanhamento quanto ao risco

⁷¹ LO-7530 / 2010-DL

de erosão do solo, bem como aponta que devem ser mantidas as drenagens naturais do ambiente em que o empreendimento está instalado e autoriza a remoção de espécies vegetais exóticas em um raio de 400m do entorno do parque.

k) Parque eólico Cidreira

Nomeado, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), como “Parque Eólico Elebrás Cidreira 1”, o aproveitamento eólico Cidreira foi o último dos empreendimentos eólico contratados pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA) a entrar em operação comercial no ano de 2011.

Fotografia 20 – Parque eólico Cidreira



Fonte: Vide Versus, 2012

Como já mencionado no início do capítulo, esse projeto estava previsto para ser instalado no município de Cidreira, mas ações de ordem judicial que questionavam a forma de arredamento da área destinada à instalação terminaram por forçar os proponentes da usina a encontrar nova área. Resolvido o impasse o parque eólico Cidreira instalou-se no município de Tramandaí, Região do Litoral Norte do Rio Grande do Sul. Segundo a licença de operação⁷², esse projeto contempla 70MW de potência instalada, possuindo 27 aerogeradores com

⁷² LO-140 / 2011-DL

capacidade de 2,3MW cada e quatro aerogeradores com potência de 2MW cada, totalizando 31 aerogeradores com altura individual de 139 metros.

A LO de Cidreira contempla os mesmos tópicos relativos aos monitoramentos de aves que os aproveitamentos Osório e Palmares, mas para a usina de Cidreira a Fundação Estadual de Proteção Ambiental (FEPAM) deu outras providências, entre elas, autorização de remoção de dunas desde que se apresente o Plano de Manejo de Dunas.

5.3 Análise dos resultados do PROINFA no Rio Grande do Sul

A proposta inicial dessa análise foi entender as exigências feitas pela FEPAM para os empreendimentos e verificar quais destes haviam sido cumpridos, pois se entende que no licenciamento são expostos os principais entraves para o funcionamento de determinada atividade além das medidas que devem ser tomadas por cada empreendedor para mitigar quaisquer impactos advindos da etapa de operação.

Sendo assim, foram expostas, na caracterização de cada um dos projetos contemplados pelo PROINFA, no Rio Grande do Sul, as principais exigências feitas pelo órgão ambiental tanto para as oito pequenas centrais hidrelétricas como para as cinco usinas eólicas.

A discussão sobre os reflexos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA) no Rio Grande do Sul é necessária para que se entenda a importância dessa política de incentivo para a diversificação da matriz energética do estado.

A contratação das oito centrais hidrelétricas caracterizou um aumento de 52,8% na geração de energia por esta fonte no estado para o ano de 2010, como se viu na figura que ilustra a geração de energia elétrica por pequenas centrais, o salto quantitativo foi expressivo.

Ao se verificar alguns aspectos comparativos entre pequenas centrais hidrelétricas e usinas hidrelétricas de grande porte, têm-se alguns pontos relevantes, ao contabilizar a área de alagado de todas as pequenas centrais hidrelétricas do PROINFA no RS, chega-se ao total de 636,6 hectares para uma potência total instalada de 161,7MW. Em comparação com a hidrelétrica de Dona Francisca

instalada nos municípios de Agudo e Nova Palma na Região Central do estado, chegasse ao valor de 2.000 hectares de área alagada para a geração de 125MW.

Sendo assim, as PCHs do PROINFA no RS possuem uma eficiência de 3,93hectares por megawatt instalado, e para Dona Francisca o resultado é de 16 hectares por megawatt instalado, ou seja, teoricamente as pequenas centrais hidrelétricas são quatro vezes menos impactantes em termos de perda de solo agricultável, supressão vegetal, realocação de famílias, entre outros condicionantes relacionados ao tamanho da área de alague.

Aspecto importante de ser apresentado é o de que as pequenas centrais hidrelétricas são a fio d'água, isso quer dizer que elas não necessitam de reservatórios muito grandes, evitando os grandes barramentos que interferem nas vazões normais dos rios.

Voltando a discussão sobre as áreas de alague, nem todas as PCH do PROINFA tem alta eficiência no quesito área alagada por megawatt instalado como pode ser observado na tabela a seguir.

Tabela 15 – Eficiência entre área de alague e megawatt instalado

APROVEITAMENTO	ÁREA DE ALAGUE - HECTARE	POTÊNCIA - MW	ÁREA ALAGADA POR MEGAWATT INSTALADO
CAÇADOR	6,29	22,5	0,28
SÃO BERNARDO	18,2	15	1,21
ESMERALDA	33,5	22,2	1,51
JARARACA	72	28	2,57
COTIPORÃ	52,69	19,5	2,7
LINHA EMÍLIA	112,92	19,5	5,8
DA ILHA	157	26	6,04
CARLOS GONZATTO	184	9	20,44

Fonte: Elaborado pelo autor em 2012.

Observando a tabela acima, percebe-se a alta eficiência do aproveitamento hidrelétrico Caçador. Essa central tem uma área alagada de 0,28ha/MW instalado, hipoteticamente isso seria o mesmo que uma hidrelétrica de 2.000 hectares de área alagada possuísse potência instalada de 7.000MW. Para a hidrelétrica de Itaipu, o índice é de aproximadamente 10ha/MW, a metade do necessário para o aproveitamento Carlos Gonzatto. Essa PCH possui o menor índice de aproveitamento com 20,44ha/MW. Nessa análise não está sendo considerado um aspecto importante, a topografia, predominantemente diferente entre

empreendimentos localizados no noroeste do estado do Rio Grande do Sul como a PCH Carlos Gonzatto e a PCH Caçador na Serra.

Ao se realizar uma análise sobre as exigências feitas por parte da Fundação Estadual de Proteção Ambiental, percebe-se uma padronização nas ações propostas nas licenças de operação concedidas as PCHs Carlos Gonzatto, Esmeralda, São Bernardo e Da Ilha, ou seja, não são ações de grande complexidade. Diz respeito, essencialmente, à recomposição florestal, programas de monitoramento, manutenção de faixas de preservação permanente, ações de educação ambiental, medidas técnicas para a transposição do barramento por peixes de espécies migrantes, entre outras.

A primeira PCH que possui uma exigência com características diferentes as apresentadas anteriormente é a Jararaca. Na licença de operação dessa hidrelétrica, dois pontos fazem referência à divulgação em meio eletrônico (internet) das ações e monitoramentos socioambientais por parte da empresa responsável. O Projeto Básico Ambiental (PBA) é apresentado de forma clara e acessível em site⁷³ específico da empresa, sendo possível a análise dos relatórios das atividades não só da PCH Jararaca, mas também da PCH Da Ilha, pois ambas são administradas pela mesma empresa. Importante salientar que os dados dão conta de todas as ações de monitoramento efetuadas nos anos de 2008, 2009, 2010, 2011, abordando desde os salvamentos faunísticos, arqueológicos, programas de educação ambiental entre outros monitoramentos.

A abundância de informações diagnosticada no site específico da PCH Da Ilha e Jararaca mostrou-se uma exceção, sendo que isso deveria ser regra, principalmente no que tange a transparência das ações de empresas com grande interesse público como as geradoras de eletricidade tanto por seu caráter estratégico na sociedade como por suas inter-relações com o ambiente natural.

Diagnosticou-se com base nas licenças de operação, que o tratamento dado pela Fundação Estadual de Proteção Ambiental (FEPAM) para as PCHs Caçador, Linha Emília e Cotiporã foi mais apurado, sobretudo em pontos específicos da região de abrangências das hidrelétricas. No caso da PCH Caçador uma das exigências da licença de operação era a de que se mantivesse o lago artificial formado a montante do barramento da usina, local de lazer da comunidade de

⁷³ Hidrotérmica S.A. (<http://www.ht-hidrotermica.com.br/site/?pagina=meioambiente3>)

Serafina Corrêa e região, o que de fato foi mantido pelo empreendimento. Outro ponto abordado pela LO foi o de composição e manutenção de um banco de dados em instituição regional. O que não fica especificado é se esses dados serão hospedados em site na internet, nem qual será a instituição responsável por eles. Em busca na internet, não foram localizados tais dados, talvez estes estejam arquivados e disponíveis in loco, mas isso não pôde ser confirmado.

A distância entre a PCH Linha Emília e a PCH Cotiporã é de 9 km e o fato de estarem muito próximas pode acarretar em interferências na geração elétrica, sobretudo em Cotiporã que se encontra a jusante do barramento Linha Emília. A PCH Linha Emília possui um ponto relevante no que trata do regime de operação dessa usina. A FEPAM condiciona a operação da hidrelétrica com a elaboração de um plano diferenciado de operação, essa medida foi incorporada à licença expedida pelo órgão ambiental devido à proximidade entre as duas usinas. A proximidade entre elas permite o controle conjunto desses dois empreendimentos, o que reduz a mão de obra contratada diminuindo assim os custos de operação para a empresa administradora. Com relação à proposta de criação da Rota da Cascata Boa Fé, não foi encontrada informação suficiente que comprovasse a efetiva implantação da mesma no município de Nova Bassano.

Por fim, as questões abordadas na licença da pequena central hidrelétrica Cotiporã, a última do Complexo Carreiro I. Essa hidrelétrica possui pontos relevantes, principalmente por apresentar tópicos de caráter local. Os pontos tratados referem-se às melhorias que o empreendedor deve se comprometer em executar tendo em vista as medidas compensatórias as quais o projeto está sujeito.

O primeiro ponto citado na licença de operação, expondo a necessidade de melhorias no Parque Ecológico Dr. Túlio Machado Cesa, foi contemplado em 2011 em uma parceria entre Braskem, proprietária da PCH e Prefeitura Municipal de Fagundes Varela. Em relação à divulgação da Gruta Nossa Senhora de Lourdes não ficou claro se este ponto foi contemplado, tendo em vista que não houve clareza por parte da licença em especificar o meio de divulgação e o período em que este deveria ser efetuado. A revitalização da Capela de São Pedro em Fagundes Varela, obra concluída em dezembro de 2012, teve um investimento de R\$15.000,00 reais da empresa responsável pela PCH Cotiporã (Jornal Pioneiro, 2012). Com relação aos demais pontos tratados, não foram diagnosticados as execuções, mas tendo em

vista os baixos custos associados a essas exigências, é provável que tenham sido contemplados.

A dificuldade no acesso à informação torna difícil caracterizações melhor trabalhadas, principalmente no caso da PCH Cotiporã em que as exigências do órgão ambiental foram pontuais. Exemplos de transparência como o das PCH's Da Ilha e Jararaca são exceções nesse processo. Informações de interesse público, como as ações realizadas pelas empresas do setor elétrico, deveriam estar disponíveis em diferentes meios de comunicação tanto impressos como digitais, facilitando o acesso da comunidade a essas informações.

Sobre as usinas eólicas, a representatividade dos novos empreendimentos implantados através do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA) foi plena, ou seja, o Rio Grande do Sul não possuía nenhum aproveitamento que estivesse em exploração até o ano de 2006, quando entraram em operação os parques eólicos de Osório, Índios e Sangradouro.

As licenças de operação dos projetos eólicos são sucintas demais para que se infira qualquer diagnóstico mais preciso, mas serviram para entender o tratamento que a FEPAM despense a esses empreendimentos, considerados de baixo impacto ambiental.

Como se viu no capítulo 3, os impactos ambientais relacionados à atividade de geração de energia elétrica com base eólica são maiores na fase de construção das usinas, tanto que, ao verificar a licença de instalação⁷⁴ de um aproveitamento eólico no município de Palmares do Sul⁷⁵, identificou-se diversos aspectos relacionados aos impactos ambientais associados a essa fase, entre eles pode-se citar:

- Deverá ser mantida uma área de 100 m no entorno de cada aerogerador, livre de alagamento ou de qualquer uso que impeça o acesso para a realização do monitoramento de fauna.
- Não poderão ser implantados aerogeradores num raio mínimo de 600m de locais relevantes para a avifauna: áreas de pouso, nidificação, descanso e alimentação, considerar como local relevante à área de ocorrência de *Anthus nattereri*⁷⁶ e *Tryngites subruficollis*⁷⁷.

⁷⁴ LO-331 / 2012-DL

⁷⁵ Projeto não pertencente ao PROINFA

⁷⁶ Ave nativa do Pampa, nome popular: Caminheiro-Grande (www.icmbio.gov.br)

⁷⁷ Ave, nome popular: Maçarico-acanelado (WIKIAVES, 2011)

- Deverá ser criado um corredor de avifauna quando os aerogeradores estiverem localizados entre dois ambientes de interesse para avifauna próximos ao parque
- Não poderá incidir sombra dos aerogeradores sobre residências ou edificações com permanência humana prolongada;
- Deverão ser recuperadas as áreas a serem alteradas pela implantação do empreendimento, retornando às condições naturais originais do terreno;
- Somente serão admitidas redes interligadoras subterrâneas entre os aerogeradores bem como entre estes e a subestação

Percebe-se, com base nas informações expostas acima, que as exigências feitas pela FEPAM para a etapa de instalação do empreendimento são muito maiores do que as apresentadas para a operação. Infelizmente não se teve acesso às licenças de instalação das usinas eólicas do PROINFA, por isso se utilizou as licenças de operação na caracterização.

Por fim, cabe ressaltar que a análise das licenças de operação foi a melhor forma de caracterização tendo em vista à disponibilidade desses documentos no site da Fundação de Estadual de Proteção Ambiental (FEPAM). Embora as licenças emitidas pela FEPAM tenham se apresentado de forma muito genéricas, sem levar em conta outros aspectos mais relevantes do ponto de vista socioambiental, esses foram os documentos mais completos encontrados. Saliencia-se também a necessidade de melhor divulgação por parte da FEPAM dos estudos de impacto ambiental e dos relatórios de impactos em outros meios de consulta como a internet, via site da própria fundação, muito embora alguns desses relatórios não são disponibilizados nem na sede da FEPAM por serem considerados sigilosos pelo Código Estadual do Meio Ambiente⁷⁸.

De qualquer forma, entende-se que a diversificação na matriz energética do Rio Grande do Sul foi fortalecida, o estado já possuía uma base elétrica distribuída em aproveitamentos hidrelétricos e térmicos, a novidade trazida pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia foi à inserção da energia eólica no contexto da matriz rio-grandense.

⁷⁸ Art. 79 - O EIA/RIMA será acessível ao público, respeitada a matéria versante sobre o sigilo industrial, assim expressamente caracterizado a pedido do empreendedor e fundamentado pelo órgão licenciador, permanecendo neste cópias à disposição dos interessados, inclusive durante o período de análise técnica.

O Programa teve importante papel no aumento da oferta de energia nas três fontes contempladas. Analisando a matriz energética brasileira sob um olhar menos apurado, constata-se que a inserção de 3.300MW pode não significar grandes avanços em termos quantitativos, tendo em vista os mais de 125.000MW de potência instalada que o Brasil possui. O diferencial do PROINFA foi, além da proposta inicial de criar um ambiente mais estável, prioritariamente no período pós 2001, serviu de porta de entrada para a energia eólica, pois com a proposta do Governo Federal de contrato via “Preço Premium”, conseguiu atrair os investimentos externos para desenvolver as fontes eólicas.

Para as pequenas centrais hidrelétricas, o modelo de contrato proposto também agradou, pois continua a ser mais vantajosa a participação no programa do que concorrer nos leilões de energia nova ou de fontes alternativas. No caso das PCHs, o PROINFA trouxe novo fôlego a esse segmento, deixado de lado durante as décadas de 1980 e 1990 em detrimento dos grandes projetos hidrelétricos. Para o Rio Grande do Sul, o PROINFA mais que fez dobrar a potência instalada para esta fonte.

O Rio Grande do Sul, nos levantamentos do Ministério de Minas e Energia, era o único estado que possuía potencial para o desenvolvimento das três fontes contempladas pelo Programa. No caso da biomassa, o que houve no estado foi um recuo por parte do aproveitamento selecionado na etapa imediatamente anterior as contratações que se deram em 2005. Em contato com o empreendedor⁷⁹, no caso a empresa Pilecco do município de Alegrete, foi explicado que o PROINFA não apresentava uma proposta financeira atrativa para a casca de arroz, mesmo argumento utilizado pelas empresas do setor sucroalcooleiro. No entanto, não houve contratação de usinas à biomassa no estado, mesmo com o grande⁸⁰ potencial de matéria prima disponível no setor orizícola gaúcho.

⁷⁹ Contato feito por email com Onelio Pilecco em 18 de setembro de 2011.

⁸⁰ Considerando a safra 2011/2012 o total de arroz produzido no RS foi de 7.371.000 toneladas de arroz. Desse total sabe-se que 20% é casca o que o que gera 1.474.200 toneladas de casca de arroz (IRGA, 2012).

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Desenvolvimento socioeconômico e consumo de energia são indissociáveis, embora existam novas formas de se utilizar as reservas energéticas de maneira menos intensiva, baseadas principalmente nas novas premissas da eficiência energética. A eficiência diz respeito à inserção de tecnologias com melhores resultados na transformação de energia em trabalho, mas também é assunto tratado nas políticas públicas. Isso se deve à responsabilidade governamental em melhorar os índices de desenvolvimento que se relacionam com o consumo de energia, entre eles o Índice de Desenvolvimento Humano – IDH.

O acesso a fontes de energia mais modernas (gás, petróleo, eletricidade) sugere uma gama de benefícios, como saúde, educação, lazer, informação, transporte, sobretudo se associada à substituição da lenha, fonte energética ainda utilizada em larga escala no mundo, especialmente em regiões isoladas da África e em algumas regiões do Brasil.

A utilização da lenha ainda é uma realidade, mas essa é uma fonte energética primária, servindo para o cozimento de alimentos e aquecimento. A relevância dessa fonte, no contexto econômico global, é desconsiderada. Na conjuntura energética global, os protagonistas são o petróleo, gás natural e eletricidade.

Mesmo com os choques do petróleo ocorridos no século XX, esse ainda continua sendo o principal energético cobijado e explorado. A questão levantada pelas crises de abastecimento, ocorridas com maior intensidade nas décadas de 1970, foi de que essa fonte não era inesgotável, ou seja, teve-se a noção da finitude do petróleo, fonte essa que a os países vinham apoiando suas economias.

O petróleo, assim como o gás natural, carvão mineral e outras fontes energéticas primárias são de origem fóssil, isso quer dizer que são fontes não renováveis de energia, devendo assim ser substituídas em longo prazo por fontes renováveis.

A eletricidade, por sua vez, é um energético secundário, isso quer dizer que ela é obtida a partir da transformação de outra fonte de energia. Engana-se quem defende veementemente o uso de eletricidade para os mais diversos fins, alegando seu caráter ambientalmente menos impactante. Justamente por ser uma fonte secundária, dependendo da matriz energética do país que venha a ser considerado,

pode ser baseada em fontes fósseis. Isso ocorre porque existem usinas que utilizam petróleo, carvão mineral e gás natural como insumo para geração de eletricidade.

No Brasil, cuja matriz elétrica é baseada na hidroeletricidade, a pressão ambiental tem sido muito mais no sentido de reduzir a expansão dos grandes empreendimentos hidrelétricos, considerados ambientalmente impactantes. As décadas de 1970, 1980 e 1990 foram as que se caracterizaram pelo desenvolvimento de políticas voltadas à construção dos grandes projetos hidrelétricos como Itaipu, Tucuruí e Balbina, esta última considerada por muitos um projeto desastroso socialmente e ambientalmente.

A desestruturação do setor elétrico brasileiro inicia-se no período militar, e torna-se insustentável na década de 1990. Quando se iniciou a reforma desse setor, evidenciou-se nesse contexto a inoperância governamental no que diz respeito à capacidade de investimento em novas fontes e também a falta de credibilidade por parte de investidores externos.

Tudo isso, aliado ao aumento do consumo e escassez de chuvas, gerou a crise energética do ano de 2001. Naquele momento, o Governo Federal percebeu que uma reforma mais aguda era necessária para que tanto os investimentos externos como internos voltassem a ser uma realidade no setor elétrico. Para isso, criou uma série de mecanismos tanto legais como econômicos para voltar a ter a credibilidade necessária para investimentos nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia. Entre as medidas tomadas, estão as privatizações de algumas distribuidoras estaduais ainda na década de 1990 e a implementação de política que tinha como objetivo incrementar e diversificar a matriz energética brasileira.

Nesse sentido, a apresentação em 2002 do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA) foi um marco para o setor, pois trouxe novos atores para o processo de geração de energia elétrica. Entre os principais resultados desse Programa em âmbito nacional, pode-se apontar a inserção das fontes eólicas no contexto nacional, a expansão dos empreendimentos baseados em fontes hídricas e a tentativa de consolidação da biomassa no contexto da matriz elétrica brasileira.

O PROINFA, no Rio Grande do Sul, teve resultados interessantes do ponto de vista do incremento da geração por pequenas centrais hidrelétricas, e foi pioneiro na inserção de fontes eólicas. Os resultados só não foram melhores, porque nenhum empreendimento à biomassa foi contratado.

De qualquer forma, pode-se dizer que, com a entrada em operação dos projetos contratados via PROINFA, a matriz energética gaúcha se diversificou e se qualificou. Embora ainda tenha a participação das fontes fósseis, sobretudo a do carvão mineral, a dinâmica de operação das usinas térmicas se alterou, à medida que é complementar à sazonalidade das fontes hídricas. Isso quer dizer que com a entrada em operação dos empreendimentos eólicos, a compensação pela redução na geração elétrica hídrica é feita em parte pelas usinas eólicas.

Cabe ressaltar que a Lei 10.438 de 2002 estipulava que o PROINFA deveria ter uma segunda etapa, que, naquele momento, entende-se como proposta válida, pois não se sabia a dimensão que o Programa tomaria. No entanto, passados mais de dez anos da criação do PROINFA, percebe-se que a fase dois não faz mais sentido, tendo em vista que a participação das fontes renováveis na matriz elétrica nacional vai ocorrer de forma natural, sem a necessidade de incentivos como os proporcionados pelo Programa.

Entende-se ainda que, nos moldes em que PROINFA foi pensado, a dinâmica criada foi interessante para o período, principalmente com relação à definição de um “Preço Premium” para cada fonte. Dentre as questões tratadas nas normas do programa estava o índice de nacionalização, que por sua vez foi muito mais um entrave, mormente para os empreendimentos eólicos, que não possuíam uma indústria nacional consolidada para atender estes novos “consumidores”.

Todavia, ao fazer-se uma análise geral sobre o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA), evidencia-se a importância desse Programa na inserção de novas fontes no contexto da geração de eletricidade no Brasil, aumentando a segurança energética e contribuindo com o meio ambiente, reduzindo as pressões sociais e ambientais advindas do antigo modelo que estava posto.

REFERÊNCIAS

AES Brasil comunica suspensão da operação da termelétrica Uruguaiana.

Disponível em:

<<http://www.aesbrasil.com.br/areadenegocios/Paginas/comunicadouruguaiana.aspx>>. Acesso em: 02 out. 2012.

ALMEIDA, E.; OLIVEIRA, A. Brazilian Life Style and Energy Consumption. In: GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. *Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento*. 3. ed. São Paulo: EDUSP, 2008.

AMERICAN BIRD CONSERVANCY. *Birds and collisions*. Disponível em:

<<http://www.abcbirds.org/abcprograms/policy/collisions/index.html>>. Acesso em: 23 dez. 2012.

BIOENERGY. Desenvolvido pela Biosystem. 2002. Apresenta informações gerais sobre a empresa. Disponível em: <<http://www.bioenergy.com.br/index.php>>. Acesso em: 15 dez. 2012.

BNDES aprova financiamento de R\$ 22,5 bilhões para Belo Monte. Disponível em: <<http://norteenergiasa.com.br>>. Acesso em: 13 dez. 2012.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. *Atlas de energia elétrica do Brasil*. 3.ed. Brasília: ANEEL, 2008.

_____. Agência Nacional de Energia Elétrica. *Banco de informações de geração: BIG*. [2012b]. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/15.htm>>. Acesso em: 18 set. 2012.

_____. Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa n. 394, de 04 de dezembro de 1998*. Estabelece os critérios para o enquadramento de empreendimentos hidrelétricos na condição de pequenas centrais hidrelétricas. [1998]. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res1998394.pdf>>. Acesso em: 29 nov. 2012.

_____. Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa n. 407, de 27 de julho de 2010*. [2010]. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010407.pdf>>. Acesso em: 16 set. 2012.

_____. *Decreto n. 5.025, de 30 de março de 2004*. Regulamenta o inciso I e os §§ 1º, 2º, 3º, 4º e 5º do art. 3º da Lei n. 10.438, de 26 de abril de 2002, no que dispõem sobre o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, primeira etapa, e dá outras providências. Brasília, DF: Senado Federal, 2004a.

_____. *Decreto n. 5.163 de 30 de julho de 2004*. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF: Senado Federal, 2004c.

_____. *Decreto n. 5.177 de 12 de agosto de 2004*. Regulamenta os arts. 4º e 5º da Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Brasília, DF: Senado Federal, 2004b.

_____. *Decreto n. 5.184 de 16 de agosto de 2004*. Cria a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, aprova seu Estatuto Social e dá outras providências. Brasília, DF: Senado Federal, 2004.

_____. Lei n. 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*, Brasília, DF, 29 abril 2002.

_____. Lei n. 10.762, de 11 de novembro de 2003. Dispõe sobre a criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, altera as Leis n. 8.631, de 4 de março de 1993, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*, Brasília, DF, 12 nov. 2003.

_____. *Medida Provisória n. 2.147, de 15 de maio de 2001*. Cria e instala a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, do Conselho de Governo, estabelece diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica e dá outras providências. Brasília, DF: Senado Federal, 2001.

_____. Ministério da Ciência e Tecnologia. *Protocolo de Quioto*. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0012/12425.pdf>. Acesso em: 13 nov. 2012.

_____. Ministério do Meio Ambiente. *Energia eólica*. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/clima/energia/energias-renovaveis/energia-eolica>>. Acesso em: 23 dez. 2012.

_____. Ministério de Minas e Energia. *Luz para todos*. [2012a]. Disponível em: <http://luzparatodos.mme.gov.br/luzparatodos/Asp/o_programa.asp>. Acesso em: 30 jun. 2012.

_____. Ministério de Minas de Energia. *Matriz Energética Nacional 2030*. Brasília: MME, 2007.

_____. Ministério de Minas e Energia. *Portaria n. 45 de 22 de março de 2004*. [2004d]. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2004045mme.pdf>>. Acesso em: 14 abr. 2012.

_____. Ministério de Minas e Energia. *Portaria n. 619, de 20 de dezembro de 2012*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2012619mme.pdf>>. Acesso em: 02 jan. 2013.

BROOKFIELD BRASIL. Desenvolvido por Brookfield Asset Management. 2013. Apresenta informações sobre investimentos financeiros. Disponível em: <<http://brookfieldbr.com>>. Acesso em: 21 nov. 2012.

BUCHDAHL, J. Health effects of urban air pollution. In: MONTEIRO, K. V. (Coord.). *Carvão: o combustível de ontem*. Porto Alegre: Núcleo Amigos da Terra Brasil, 2004.

CAENGE GEOTECNIA. Desenvolvido por Campo Grande Engenharia e Geotecnia. 2012. Apresenta informações sobre a PCH Esmeralda, dentre outras. Disponível em: <<http://www.caengegeotecnia.com.br>>. Acesso em: 22 dez. 2012.

CAPELA de São Pedro, em Fagundes Varela, é revitalizada com auxílio da comunidade. 2012. Disponível em: <<http://pioneiro.clicrbs.com.br/rs/noticia/2012/07/capela-de-sao-pedro-em-fagundes-varela-e-revitalizada-com-o-auxilio-da-comunidade-3830404.html>>. Acesso em: 28 dez. 2012.

CAPELETTO, G. J.; MOURA, G. H. Z. *Balanço energético do Rio Grande do Sul 2011: ano base 2010*. Porto Alegre, Grupo CEEE, 2011.

_____. *Balanço energético do Rio Grande do Sul 2010: ano base 2009*. Porto Alegre, Grupo CEEE, 2010.

CASTRO, N. J. et al. A Importância das Fontes Alternativas e Renováveis na Evolução da Matriz Elétrica Brasileira. In: SEMINÁRIO DE GERAÇÃO E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL. 5. São Paulo, 2009. *Anais...* São Paulo: Fundación MAPFRE, 2009. p. 1-31.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. *Tutorial energia eólica*. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/content.php?cid=201>>. Acesso em: 11 jun. 2008.

CESBE S.A. Engenharia e Empreendimentos. Desenvolvido por Ambiente Livre Tecnologia. [2012]. Apresenta informações gerais sobre as PCH Carlos Gonzatto e PCH Jararaca. Disponível em: <<http://www.cesbe.com.br>>. Acesso em 18 out. 2012.

CJ ENERGÉTICA. Desenvolvido por Getfly. [2000]. Apresenta informações sobre a PCH São Bernardo. Disponível em: <<http://www.cjenergetica.com.br>>. Acesso em: 22 dez. 2012.

COHEN, C. *Padrões de consumo: desenvolvimento, meio ambiente e energia no Brasil*. 2002. Tese de Doutorado-Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2002.

COMERC. Desenvolvido pela Comerc Comercializadora de Energia Elétrica. 2011. Apresenta informações gerais sobre a empresa. Disponível em: <<http://www.comerc.com.br>>. Acesso em: 23 dez. 2012.

COMITÊ DE GERENCIAMENTO DA BACIA HIDROGRÁFICA APUAÊ-INHANDAVA. Desenvolvido por Nix Brasil. 2013. Apresenta informações sobre o comitê de

gerenciamento da bacia hidrográfica Apuaê-Inhandava. Disponível em: <<http://comiteapuae.com.br>>. Acesso em: 21 dez. 2012.

COMITÊ DE GERENCIAMENTO DA BACIA HIDROGRÁFICA TAQUARI-ANTAS. 1998. Apresenta informações gerais sobre gerenciamento da bacia hidrográfica Taquari-Antas. Disponível em: <<http://www.taquariantas.com.br/site/home/pagina/id/13>>. Acesso em: 18 nov. 2012.

COMITÊ TURVO. Desenvolvido por Siteground. [2012]. Apresenta informações sobre o gerenciamento da bacia hidrográfica dos rios Turvo, Santa Rosa e Santo Cristo. Disponível em: <<http://www.comiteturvo.com/>>. Acesso em: 20 out. 2012.

CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE. *Resoluções do Conama: resoluções vigentes publicadas entre julho de 1984 e novembro de 2008*. 2. ed. Brasília: Conama, 2008.

COOK, E. C. Man, energy, society. In: GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. *Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento*. 3. ed. São Paulo: EDUSP, 2008.

COSTA, C. V. *Políticas de promoção de fontes novas e renováveis para a geração de energia elétrica: lições da experiência europeia para o caso brasileiro*. 2006. Tese de doutorado-Universidade do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

COSTA, R. A.; CASOTTI, B. P.; AZEVEDO, R. L. S. *Um Panorama da Indústria de Bens de Capital Relacionados à Energia Eólica*. Rio de Janeiro: BNDES setorial, 2009.

CUNHA, J. M. P. Migração e urbanização no Brasil: alguns desafios metodológicos para análise. *Perspectiva*, São Paulo, v. 19, n. 4, 2005. p. 3-20.

DANTON JUNIOR. *Superintendência do trabalho embarga obras de parques eólicos no litoral norte: construções em Tramandaí e Palmares do Sul ofereciam risco aos trabalhadores*. [2011]. Disponível em: <<http://www.correiodopovo.com.br/Noticias/?Noticia=250825>>. Acesso em: 13 nov. 2012.

DEWI. Desenvolvido pela Deutsches Windenergie Institut. 2012. Apresenta informações gerais sobre a empresa. Disponível em: <<http://www.dewi.de/dewi/index.php?id=131&L=7>>. Acesso em: 13. fev. 2012.

ELETROBRÁS. *Inventário de emissões de gases de efeito estufa: ano base 2010*. Disponível em: <<http://www.eletrosul.gov.br/home/Relatorios%20Ambientais/efeito%20estufa/Inventario-de-Emissoes-de-Gases-de-Efeito-Estufa-das-Empresas-Eletronbras-2010%5B1%5D.pdf>>. Acesso em: 25 ago. 2011

_____. *Plano anual do PROINFA: PAP 2012*. [2012]. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/areh20111244_3.pdf>. Acesso em: 12 maio 2012.

_____. *Plano anual do PROINFA: PAP 2013*. [2013]. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/areh20121385_2.pdf>. Acesso em: 2 jan. 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Desenvolvido pela EPE. 2009. Apresenta informações gerais sobre leilões de energia elétrica. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Paginas/default.aspx>>. Acesso em: 28 dez. 2012.

_____. *Balanço energético nacional 2011*. [2011]. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/>>. Acesso em: 30 out. 2012

_____. *Leilão de energia para 2016 contrata 1.211,5 MW de 42 projetos de geração*. [2012] Disponível em: <http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20111220_1.pdf>. Acesso em: 13 jan. 2012.

_____. *Leilão de geração para 2017 contrata usinas hidrelétricas e parques eólicos*. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20121214_1.pdf>. Acesso em: 14 dez. 2012.

_____. *Leilões de Fontes Alternativas 2010*. Leilões de fontes alternativas contratam 89 usinas, com 2.892,2 MW. [2010]. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20100826_1.pdf>. Acesso em: 30 set. 2012.

ENGLERT, A. H.; RUBIO, J. *Beneficiamento de rejeito piritoso do processamento de carvão mineral por elutriação aquosa*. [2012]. Disponível em: <http://www.ufrgs.br/lm/attachments/398_B1_ARTIGO_02.pdf>. Acesso em: 14 fev. 2012.

FADIGAS, Eliane A. Faria Amaral. *Energia eólica*. São Paulo: Manole, 2011.

FARQUI, T. C. *Modelo para avaliação de oportunidades de oferta de geração distribuída*. 2011. Tese-Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

FEARNSIDE, Philip M. *Impactos ambientais da barragem de Tucuruí: lições ainda não aprendidas para o desenvolvimento hidrelétrico na Amazônia*. 2002. Disponível em: <www.observabarragem.ippur.ufrj.br%2Fcentral_download.php%3Fhash%3Db0ae3bea833829191095c0c684f0fa04%26id%3D14&ei=U_P7UPm3IYS09QSRsYCoBQ&usg=AFQjCNEUYZQq0ammQC8xujtRoHsBdDWI4w&bvm=bv.41248874,d.eWU>. Acesso em: 13 nov. 2012.

FEE DADOS. Desenvolvido pela Fundação de Economia e Estatística Siegfried Emanuel Heuser. [2012]. Apresenta informações de natureza socioeconômica relativas ao Rio Grande do Sul e seus municípios. Disponível em: <<http://www.fee.rs.gov.br/feedados/consulta/apresentacao.asp>>. Acesso em: 28 nov. 2012.

FÓRUM NACIONAL DE SECRETÁRIOS DE ESTADO PARA ASSUNTOS DE ENERGIA. Desenvolvido por FNSE. 2012. Apresenta informações sobre o parque

eólico de Osório, entre outros. Disponível em: <<http://www.forumdeenergia.com.br/>>. Acesso em: 15 jan. 2013.

FUNDAÇÃO ESTADUAL DE PROTEÇÃO AMBIENTAL HENRIQUE LUIZ ROESSLER. 2002-2013. Apresenta informações gerais sobre licenciamento ambiental no Rio Grande do Sul. Disponível em: <<http://www.fepam-rs.gov.br>>. Acesso em: 20 out. 2012.

FURTADO, R. *Cicloturismo rápido: um plano para pedalar!* 2011. Disponível em: <<http://www.bikesdoandarilho.com/2011/03/cicloturismo-rapido-um-plano-para.html>>. Acesso em: 15 jan. 2013.

GELLER, H. S. *Revolução Energética: políticas para um futuro sustentável*. Rio de Janeiro: Relume Dumará, 2003.

GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. *Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento*. 3. ed. São Paulo: EDUSP, 2008.

HIDROTÉRMICA S.A. Desenvolvido por Hidrotérmica S.A. 2008. Apresenta informações gerais sobre a PCH da Ilha, entre outros. Disponível em: <www.ht-hidrotermica.com.br>. Acesso em: 19 nov. 2012.

HINRICHS, R.; KLEINBACH, M. H.; REIS, L. B. *Energia e meio ambiente*. São Paulo: Cengage Learning, 2010.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. *Indicadores de desenvolvimento sustentável Brasil 2012: Dimensão Econômica: Padrões de produção e consumo: Banco de Dados agregados do IBGE*. Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br/home>>. Acesso em: 15 nov. 2012

INSTITUTO INTERAMERICANO DE COOPERAÇÃO PARA A AGRICULTURA. *Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica no Meio Rural Brasileiro: Lições do Programa Luz para Todos*. Brasil: IICA, 2011.

INATOMI, T. A. H.; UDAETA, M. E. M. *Análise dos Impactos Ambientais na Produção de Energia dentro do Planejamento Integrado de Recursos*. Disponível em: <http://www.espacosustentavel.com/pdf/INATOMI_TAHI_IMPACTOS_AMBIENTAIS.pdf>. Acesso em: 13 out. 2008.

INVESTIMENTOS ambientais e sociais de Belo Monte somam R\$ 3,2 bilhões. Disponível em: <<http://www2.planalto.gov.br>>. Acesso em: 13 dez. 2012.

ITAIPU BINACIONAL. Desenvolvido pela Itaipu Binacional. Apresenta informações gerais sobre a Hidrelétrica Itaipu. Disponível em: <<http://www.itaipu.gov.br>>. Acesso em: 4 jul. 2012.

JMALUCELLI CONSTRUTORA. Desenvolvido por Bruc Internet. [2012]. Apresenta informações sobre a execução das PCH Caçador, Linha Emília e Cotiporã. Disponível em: <www.jmalucelliconstrutora.com.br>. Acesso em: 28 nov. 2012.

KEMENES, A.; FORSBERG, B.R. ; MELACK, J. As Hidrelétricas e o Aquecimento Global. *Ciência Hoje*, São Paulo, v. 41, p. 44-49, jan.-fev. 2008.

LEITE, André Luís da Silva. Reestruturação e crise do setor elétrico. In: Encontro Nacional de Engenharia de Produção, 22., Curitiba, 2002. *Anais...* Curitiba: ENEGEP, 2002. p. 1-8.

MARTINS, J. M. L' intensité énergétique de l' activité économique dans les pays industrialisés. In: GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. *Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento*. 3. ed. São Paulo: EDUSP, 2008.

MELO, J. R. M., et al. Estudo das características do licor negro. *Revista de Engenharia e Tecnologia*, Ponta Grossa, n. 1, v. 3, p. 1-11, abr. 2011.

MONTEIRO, K. V. (Coord.). *Carvão: o combustível de ontem*. Porto Alegre: Núcleo Amigos da Terra Brasil, 2004.

MÜLLER, A. C. *Hidrelétricas, Meio Ambiente e Desenvolvimento*. São Paulo: Makrons Books, 1996.

OBSERVATÓRIO SÓCIO-AMBIENTAL DE BARRAGENS. Desenvolvido pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2013. Apresenta informações gerais sobre barragens. Disponível em: <<http://www.observabarragem.ippur.ufrj.br/>>. Acesso em: 2 jan. 2013.

PARQUE eólico de Paracuru. Disponível em: <<http://www.mercurius.com.br/>>. Acesso em: 17 dez. 2012.

PCH PARACAMBI. Desenvolvido pela Pequena Central Hidrelétrica de Paracambi. [2012]. Apresenta informações gerais sobre a empresa. Disponível em: <<http://www.pchparacambi.com.br/>>. Acesso em: 4 jul. 2012.

_____. *O que é PCH*. Disponível em: <<http://pchparacambi.com.br/>>. Acesso em: 18 dez. 2012.

PINHEIRO, M. F. B. *Problemas sociais e institucionais na implantação de Hidrelétricas: seleção de casos recentes no Brasil e casos relevantes em outros países*. 2007. Dissertação de mestrado-Universidade de Campinas, Campinas, 2007.

PINTO JUNIOR, H. Q. *Economia da Energia: Fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*. Disponível em: <<http://www.pnud.org.br/Noticia.aspx?id=2439>>. Acesso em: 20 ago. 2007.

PLANALTO. Desenvolvido em software livre. 2012. Apresenta informações gerais sobre a Presidência da República Federativa do Brasil. Disponível em: <<http://www2.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 3 dez. 2012.

PROGRAMA DAS NAÇÕES UNIDAS PARA O DESENVOLVIMENTO DO BRASIL. Desenvolvido pelo Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento no Brasil.

[2012]. Apresenta informações gerais sobre o combate à pobreza e a desigualdade, o fortalecimento da governança democrática, o crescimento econômico e o desenvolvimento humano e sustentável no Brasil. Disponível em: <<http://www.pnud.org.br/NossosProjetos.aspx>>. Acesso em: 26 set. 2012.

_____. *Atlas do desenvolvimento humano no Brasil 2000*. [2003]. Disponível em: <<http://www.pnud.org.br/Atlas.aspx?view=atlas>>. Acesso em: 03 jan. 2013.

PORTAL DO MEIO AMBIENTE RS. Desenvolvido pela PROCERGS. [2012]. Apresenta informações gerais sobre a Secretaria do Meio Ambiente do Rio Grande do Sul. Disponível em: <<http://www.sema.rs.gov.br>>. Acesso em: 13 dez. 2012.

PORTAL PCH. Desenvolvido pela Pequena Central Hidrelétrica. Apresenta informações gerais sobre pequenas centrais hidrelétricas. Disponível em: <<http://www.portalpch.com.br/index.php>>. Acesso em: 4 jul. 2012.

REIS, M. J.; BLOEMER, N. M. S. (Org.). *Hidrelétricas e Populações Locais*. Florianópolis: Cidade Futura, 2001.

REIS, L. B. *Geração de energia elétrica*. 2. ed. São Paulo: Manole, 2011.

REIS, L. B.; CUNHA, E. C. N. *Energia Elétrica e Sustentabilidade: Aspectos tecnológicos, socioambientais e legais*. São Paulo: USP, 2006.

REIS, L. B.; FADIGAS, E. A. A.; CARVALHO, C. E. *Energia, recursos naturais e a prática do desenvolvimento sustentável*. Barueri: Manole, 2005.

RIBEIRO, G. L. Empresas Transnacionais: Um grande projeto por dentro. In: PINHEIRO, M. F. B. *Problemas sociais e institucionais na implantação de Hidrelétricas: seleção de casos recentes no Brasil e casos relevantes em outros países*. 2007. Dissertação de mestrado-Universidade de Campinas, Campinas, 2007.

RGE. Desenvolvido por CPFL Energia. 2010. Apresenta informações gerais sobre a Rio Grande Energia. Disponível em: <www.rge-rs.com.br>. Acesso em: 15 dez. 2012.

RIO GRANDE DO SUL. Instituto Chico Mendes de conservação da Biodiversidade. *Caminheiro-grande: Anthus Nattereri*. [2012]. Disponível em: <<http://www.icmbio.gov.br/portal/biodiversidade/fauna-brasileira/lista-especies/1055-caminheiro-grande-anthus-nattereri.html>>. Acesso em: 15 jan. 2013.

RIO GRANDE DO SUL. Instituto Rio Grandense do Arroz. *Área, produção e produtividade*. [2012] Disponível em: <http://www.irga.rs.gov.br/uploads/anexos/1329418135Area_Producao_e_Produtividade.pdf>. Acesso em: 18 jan. 2013.

RIO GRANDE DO SUL. Ministério Público Estadual. *Lei Estadual nº 11.520, de 03 de agosto de 2000*. [2000]. Disponível em: <<http://www.mp.rs.gov.br/ambiente/legislacao/id628.htm>>. Acesso em: 28 dez. 2012.

ROCHA, H. J. A Condição de Atingido por Barragem. In: SEMINÁRIO NACIONAL, 3. SEMINÁRIO INTERNACIONAL, 1. Movimentos Sociais, Participação e Democracia, 2010, Florianópolis. *Anais...* Florianópolis: UFSC, 2010. p. 386-400.

ROCHA, J. M.; CRUZ, R. C.; WENCESLAU, F. F. Avaliação ambiental integrada: uma experiência interdisciplinar na bacia do rio Uruguai-Brasil. In: SEMINÁRIO LATINO-AMERICANO DE GEOGRAFIA E FÍSICA, 6. SEMINÁRIO IBERO-AMERICANO DE GEOGRAFIA E FÍSICA, 2. 2010, Coimbra. *Anais...* Coimbra: Universidade de Coimbra, 2010. p. 1-13.

SÁ, Antônio Leite de. Entrevista com Sérgio de Salvo Brito. *Revista Furnas*, Rio de Janeiro, n. 373, p. 4-6, mar. 2010.

SABADIN, A. *Camping Carreiro: um tesouro natural*. [2012]. Disponível em: <http://www.serafinacorrea.rs.gov.br/site/municipio/conteudo_detalhe.php?gCdConteudoTitulo=1&gCdConteudo=37>. Acesso em: 25 nov. 2012.

SANDIA. *Vertical Axis Wind Turbine: the History of the DOE Program*. Disponível em: <http://www.sandia.gov/Renewable_Energy/wind_energy/topical.htm>. Acesso em: 10 jun. 2006.

SEVÁ FILHO, A. O.; PINHEIRO, M. F. B. *Conflitos Sociais e Institucionais na concretização recente de algumas concessões de aproveitamentos hidrelétricos assinadas entre 1997 e 2000*. [2001]. Disponível em: <http://www.ifch.unicamp.br/profseva/SEVA_PINHEIRO_artigoXICBE.pdf>. Acesso em: 17 ago. 2011.

SIGAUD, L. Implicações Sociais da Política do Setor Elétrico. In: PINHEIRO, Maria Fernanda Bacile. *Problemas sociais e institucionais na implantação de Hidrelétricas: seleção de casos recentes no Brasil e casos relevantes em outros países*. 2007. Dissertação de Mestrado-Universidade de Campinas, Campinas, 2007.

SILVEIRA, L. B. R. S. *Energia Elétrica para o Desenvolvimento Sustentável*. São Paulo: EDUSP, 2000.

SUSTAINABLE ENERGY FOR ALL. Desenvolvido pela United Nations Foundations. 2013. Apresenta informações gerais sobre energia sustentável. Disponível em: <sustainableenergyforall.org>. Acesso em: 4 jan. 2013.

SUZLON. Desenvolvido pela Suzlon. Apresenta informações gerais sobre a empresa. Disponível em: <<http://www.suzlonbr.com.br/suzlon-brasil/unidades>>. Acesso em: 10 dez. 2012

TOLMASQUIM, M. T. (Org.) *Fontes renováveis de energia no Brasil*. Rio de Janeiro: Interciência, 2003.

_____. *Geração de energia elétrica no Brasil*. Rio de Janeiro: Interciência, 2005.

_____. *Novo modelo do setor elétrico brasileiro*. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

TOLMASQUIM, M. T.; GUERREIRO, A.; GORINI, R. Matriz Energética Brasileira: uma prospectiva. *Novos Estudos*, São Paulo, n. 79, p. 47-69, nov. 2007.

TUNDISI, H. S. F. *Usos de energia: sistemas, fontes e alternativas: do fogo aos gradientes de temperatura oceânicos*. 11. ed. São Paulo: Atual, 1991.

VENTOS DO SUL ENERGIA. Desenvolvido por Reweb. 2009. Apresenta informações gerais sobre o Parque eólico de Osório/RS. Disponível em: <<http://www.ventosdosulenergia.com.br/highres.php>>. Acesso em: 14 out. 2012.

VIDE VERSUS. Parque eólico é inaugurado em Tramandaí. Disponível em: <<http://poncheverde.blogspot.com.br/2012/04/parque-eolico-e-inaugurado-em-tramandai.html>>. Acesso em: 20 out. 2012.

WIKIAVES. *Maçarico-acanelado*. 2011. Disponível em: <<http://www.wikiaves.com.br/macarico-acanelado>>. Acesso em: 15 jan. 2013.

ANEXO A – Lei n. 10.438 de 26 de abril de 2002

LEI Nº 10.438, DE 26 DE ABRIL DE 2002.

Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 5.899, de 5 de julho de 1973, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

Art. 1º Os custos, inclusive de natureza operacional, tributária e administrativa, relativos à aquisição de energia elétrica (kWh) e à contratação de capacidade de geração ou potência (kW) pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE serão rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Nacional Interligado, proporcionalmente ao consumo individual verificado, mediante adicional tarifário específico, segundo regulamentação a ser estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel.

§ 1º O rateio dos custos relativos à contratação de capacidade de geração ou potência (kW) referidos no caput não se aplica ao consumidor beneficiado pela Tarifa Social de Energia Elétrica, integrante da Subclasse Residencial Baixa Renda. [\(Redação dada pela Lei nº 12.212, de 2010\)](#)

§ 2º O rateio dos custos relativos à aquisição de energia elétrica (kWh) referidos no **caput** não se aplica ao consumidor cujo consumo mensal seja inferior a 350 kWh integrante da Classe Residencial e 700 kWh integrante da Classe Rural.

§ 3º Os resultados financeiros obtidos pela CBEE serão destinados à redução dos custos a serem rateados entre os consumidores.

§ 4º Até a efetiva liquidação das operações do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, fica autorizada a aquisição de energia elétrica e de recebíveis do MAE, bem como a contratação de capacidade pela CBEE, como instrumentos do Programa Prioritário de Termelétricidade - PPT, na forma estabelecida em ato do Poder Executivo.

§ 5º [\(Revogado pela Lei nº 12.212, de 2010\)](#)

§ 6º [\(Revogado pela Lei nº 12.212, de 2010\)](#)

§ 7º [\(Revogado pela Lei nº 12.212, de 2010\)](#)

§ 8º [\(VETADO\)](#)

Art. 2º Parcela das despesas com a compra de energia no âmbito do MAE, realizadas pelas concessionárias, permissionárias e autorizadas de geração e de distribuição até dezembro de 2002, decorrentes da redução da geração de energia elétrica nas usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE e consideradas nos denominados contratos iniciais e equivalentes,

será repassada aos consumidores atendidos pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional, na forma estabelecida por resolução da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE ou, extinta esta, da Aneel.

§ 1º As despesas não alcançadas pelo disposto no **caput** serão objeto de transação entre os signatários dos denominados contratos iniciais e equivalentes, observada a disciplina constante de resolução da Aneel.

§ 2º Do valor global adquirido, a parcela a ser rateada, mensalmente divulgada pela Aneel, será calculada pela diferença entre o preço da energia no âmbito do MAE e o valor de R\$ 0,04926/kWh.

§ 3º O repasse será realizado sob a forma de rateio proporcional ao consumo individual verificado e não se aplica aos consumidores integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda, nem àqueles cujo consumo mensal seja inferior a 350 kWh da Classe Residencial e 700 kWh da Classe Rural.

Art. 3º Fica instituído o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfra, com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional, mediante os seguintes procedimentos: [\(Regulamento\)](#)

I – na primeira etapa do programa: [\(Redação dada pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003\)](#) [\(Regulamento\)](#) [\(Vide Lei nº 11.943, de 2009\)](#)

a) os contratos serão celebrados pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS até 30 de junho de 2004, para a implantação de 3.300 (três mil e trezentos) MW de capacidade, em instalações de produção com início de funcionamento previsto para até 30 de dezembro de 2008, assegurando a compra da energia a ser produzida no prazo de 20 (vinte) anos, a partir da data de entrada em operação definida no contrato, observados os valores e pisos definidos na alínea b deste inciso; [\(Redação dada pela Lei nº 11.075, de 2004\)](#) [\(Vide Medida Provisória nº 181, de 2004\)](#)

b) a contratação a que se refere a alínea a deverá ser distribuída igualmente, em termos de capacidade instalada, por cada uma das fontes participantes do programa e a aquisição da energia será feita pelo valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte, valor este a ser definido pelo Poder Executivo, mas tendo como pisos cinquenta por cento, setenta por cento e noventa por cento da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final dos últimos doze meses, para a produção concebida a partir de biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e energia eólica, respectivamente; [\(Redação dada pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003\)](#)

c) o valor pago pela energia elétrica adquirida na forma deste inciso, os custos administrativos e financeiros e os encargos tributários incorridos pela Eletrobrás na contratação serão rateados, após prévia exclusão do consumidor beneficiado pela Tarifa Social de Energia Elétrica, integrante da Subclasse Residencial Baixa Renda, entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional, proporcionalmente ao consumo verificado; [\(Redação dada pela Lei nº 12.212, de 2010\)](#)

d) a contratação das instalações de que trata este inciso I, far-se-á mediante Chamada Pública para conhecimento dos interessados, considerando, no conjunto de cada fonte específica, daquelas habilitadas, primeiramente as que tiverem as Licenças Ambientais de Instalação – LI – mais antigas, prevalecendo, em cada instalação, a data de emissão da primeira LI, caso tenha ocorrido prorrogação ou nova emissão, limitando-se a contratação por Estado a vinte por cento das fontes eólica e biomassa e quinze por cento da Pequena Central Hidrelétrica - PCH; [\(Redação dada pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003\)](#)

e) concluído o processo definido na alínea d sem a contratação do total previsto por fonte e existindo ainda empreendimentos com Licença Ambiental de Instalação – LI – válidas, o saldo remanescente por fonte será distribuído entre os Estados de localização desses empreendimentos,

na proporção da oferta em kW (quilowatt), reaplicando-se o critério de antigüidade da LI até a contratação do total previsto por fonte; ([Redação dada pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003](#))

f) será admitida a participação direta de fabricantes de equipamentos de geração, sua controlada, coligada ou controladora na constituição do Produtor Independente Autônomo, desde que o índice de nacionalização dos equipamentos e serviços seja, na primeira etapa, de, no mínimo, sessenta por cento em valor e, na segunda etapa, de, no mínimo, noventa por cento em valor; ([Redação dada pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003](#))

g) fica a ELETROBRÁS autorizada, no caso da não contratação a que se referem as alíneas d e deste inciso, pela insuficiência de projetos habilitados, a celebrar contratos por fonte até 28 de dezembro de 2004, da diferença entre os 1.100 (mil e cem) MW e a capacidade contratada por fonte, seguindo os mesmos critérios adotados nas alíneas d e deste inciso; ([Redação dada pela Lei nº 11.075, de 2004](#))

h) no caso das metas estipuladas para cada uma das fontes não terem sido atingidas conforme estabelece a alínea g caberá à ELETROBRÁS contratar imediatamente as quotas remanescentes de potência entre os projetos habilitados nas demais fontes, seguindo o critério de antigüidade da Licença Ambiental de Instalação; ([Incluído pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003](#))

II - na segunda etapa do programa:

a) atingida a meta de 3.300 MW, o desenvolvimento do Programa será realizado de forma que as fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa atendam a 10% (dez por cento) do consumo anual de energia elétrica no País, objetivo a ser alcançado em até 20 (vinte) anos, aí incorporados o prazo e os resultados da primeira etapa;

b) os contratos serão celebrados pela ELETROBRÁS, com prazo de duração de vinte anos e preço equivalente ao valor econômico correspondente à geração de energia competitiva, definida como o custo médio ponderado de geração de novos aproveitamentos hidráulicos com potência superior a 30.000 kW e centrais termelétricas a gás natural, calculado pelo Poder Executivo; ([Redação dada pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003](#))

c) a aquisição far-se-á mediante programação anual de compra da energia elétrica de cada produtor, de forma que as referidas fontes atendam o mínimo de 15% (quinze por cento) do incremento anual da energia elétrica a ser fornecida ao mercado consumidor nacional, compensando-se os desvios verificados entre o previsto e realizado de cada exercício, no subsequente;

d) o produtor de energia alternativa fará jus a um crédito complementar, calculado pela diferença entre o valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte, valor este a ser definido pelo Poder Executivo, e o valor recebido da ELETROBRÁS, para produção concebida a partir de biomassa, pequena central hidrelétrica e eólica; ([Redação dada pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003](#))

e) até o dia 30 de janeiro de cada exercício, os produtores emitirão um Certificado de Energia Renovável – CER, em que conste, no mínimo, a qualificação jurídica do agente produtor, o tipo da fonte de energia primária utilizada e a quantidade de energia elétrica efetivamente comercializada no exercício anterior, a ser apresentado à Aneel para fiscalização e controle das metas anuais;

f) o Poder Executivo regulamentará os procedimentos e a Eletrobrás diligenciará no sentido de que a satisfação dos créditos complementares de que trata a alínea d não ultrapasse 30 (trinta) dias da requisição de pagamento feita pelo agente produtor;

g) na ordenação da contratação, que será precedida de Chamada Pública para conhecimento dos interessados, a Eletrobrás aplicará os critérios constantes do inciso I, alíneas d, e f, observando, ainda, o prazo mínimo de 24 (vinte e quatro) meses entre a assinatura do contrato e o início de funcionamento das instalações;

h) a contratação deverá ser distribuída igualmente, em termos de capacidade instalada, por cada uma das fontes participantes do Programa, podendo o Poder Executivo, a cada 5 (cinco) anos de implantação dessa Segunda Etapa, transferir para as outras fontes o saldo de capacidade de qualquer uma delas, não contratada por motivo de falta de oferta dos agentes interessados;

i) o valor pago pela energia elétrica adquirida na forma deste inciso, os custos administrativos e financeiros e os encargos tributários incorridos pela Eletrobrás na contratação serão rateados, após prévia exclusão do consumidor beneficiado pela Tarifa Social de Energia Elétrica, integrante da Subclasse Residencial Baixa Renda, entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional, proporcionalmente ao consumo verificado. [\(Redação dada pela Lei nº 12.212, de 2010\)](#)

§ 1º Produtor Independente é Autônomo quando sua sociedade, não sendo ela própria concessionária de qualquer espécie, não é controlada ou coligada de concessionária de serviço público ou de uso do bem público de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, nem de seus controladores ou de outra sociedade controlada ou coligada com o controlador comum. [\(Redação dada pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003\)](#)

§ 2º Poderá o Poder Executivo autorizar à ELETROBRÁS realizar contratações com Produtores Independentes que não atendam os requisitos do § 1º, desde que o total contratado não ultrapasse a vinte e cinco por cento da programação anual e dessas contratações não resulte preterição de oferta de Produtor Independente Autônomo, observando-se, no caso da energia eólica, que na primeira etapa do Programa o total das contratações seja distribuído igualmente entre Autônomos e não Autônomos. [\(Redação dada pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003\)](#)

§ 3º Caberá ao Ministério de Minas Energia a elaboração de Guia de Habilitação por fonte, consignando as informações complementares às Licenças Ambientais de Instalação, necessárias à participação no PROINFA. [\(Incluído pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003\)](#)

§ 4º Somente poderão participar da Chamada Pública, Produtores que comprovem um grau de nacionalização dos equipamentos e serviços de, no mínimo, sessenta por cento, na primeira etapa e noventa por cento na segunda etapa, em cada empreendimento. [\(Incluído pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003\)](#)

§ 5º As concessionárias, permissionárias e o Operador Nacional do Sistema - ONS emitirão documento conclusivo relativo ao processo de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, conforme Procedimentos de Rede, no prazo máximo de trinta dias após a contratação do empreendimento pela ELETROBRÁS, cabendo à ANEEL diligenciar no sentido de garantir o livre acesso do empreendimento contratado pelo critério de mínimo custo global de interligação e reforços nas redes, decidindo eventuais divergências e observando os prazos de início de funcionamento das centrais geradoras estabelecidos neste artigo. [\(Incluído pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003\)](#)

§ 6º Após um período de 3 (três) anos da realização da Chamada Pública, o Produtor Independente Autônomo poderá alterar seu regime para produção independente de energia, mantidos os direitos e obrigações do regime atual, cabendo à Eletrobrás promover eventuais alterações contratuais. [\(Incluído pela Lei nº 11.488, de 2007\)](#)

§ 7º Fica restrita à 1ª (primeira) etapa do programa a contratação preferencial de Produtor Independente Autônomo. [\(Incluído pela Lei nº 11.488, de 2007\)](#)

Art. 4º A Aneel procederá à recomposição tarifária extraordinária prevista no art. 28 da Medida Provisória nº 2.198-5, de 24 de agosto de 2001, sem prejuízo do reajuste tarifário anual previsto nos contratos de concessão de serviços públicos de distribuição de energia elétrica.

§ 1º A recomposição tarifária extraordinária de que trata o **caput** será implementada por meio de aplicação às tarifas de fornecimento de energia elétrica, pelo prazo e valor máximos a serem divulgados por concessionária, em ato da Aneel a ser publicado até 30 de agosto de 2002, dos seguintes índices:

I - até 2,9% (dois vírgula nove por cento), para os consumidores integrantes das Classes Residencial, Rural e iluminação pública;

II - até 7,9% (sete vírgula nove por cento), para os demais consumidores;

III - (VETADO)

§ 2º Não se aplicam os índices previstos no § 1º à tarifa de energia elétrica devida pelos consumidores integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda.

§ 3º A recomposição tarifária extraordinária será aplicada tão-somente às áreas do Sistema Elétrico Interligado Nacional sujeitas, por disposição expressa de resolução da GCE, ao Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica – Percee, e aos seguintes períodos:

I - desde 1º de junho de 2001 até 28 de fevereiro de 2002, para os consumidores atendidos por meio dos Sistemas Interligados das Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste; e

II - desde 1º de julho de 2001 até 31 de dezembro de 2001, para os consumidores dos Estados do Pará e do Tocantins e da parte do Estado do Maranhão atendida pelo Sistema Interligado Norte.

§ 4º A recomposição tarifária extraordinária vigorará pelo período necessário à compensação do montante referido no § 9º, apurado pela Aneel na forma de resolução da GCE, observados o prazo e valor máximos fixados na forma do § 1º deste artigo.

§ 5º A recomposição tarifária extraordinária estará sujeita a homologação pela Aneel e observará as seguintes regras:

I - a primeira parcela do montante a recompor será homologada no prazo de 15 (quinze) dias, contado do cumprimento do disposto nos incisos IV a VII, considerando-se os meses efetivamente apurados;

II - a segunda parcela do montante a recompor será homologada no prazo de até 180 (cento e oitenta) dias, contado da extinção do Percee;

III - o detalhamento da metodologia, os prazos, a forma, as condições e o procedimento da recomposição tarifária extraordinária, em especial os requisitos para sua homologação, serão estabelecidos em resolução da Aneel;

IV - a homologação da recomposição tarifária extraordinária será condicionada a pedido do interessado e à certeza, correção e consistência das informações a serem prestadas à Aneel e por ela elencadas e verificadas, inclusive as relativas a eventuais reduções de custos durante o racionamento ou decorrentes de interpretação, explicitação e revisão de estipulações contratuais, que serão objeto de declarações, compromissos, termos aditivos e transações entre as partes, em especial no que concerne à parcela das despesas de que cuida o art. 2º não alcançada por repasse aos consumidores e aos excedentes dos contratos iniciais e equivalentes, nos termos de resolução da Aneel, observadas as diretrizes previstas no § 9º;

V - para atender aos fins previstos no inciso IV, a homologação da recomposição tarifária extraordinária estará condicionada, nos termos de resolução da Aneel, à solução de controvérsias contratuais e normativas e à eliminação e prevenção de eventuais litígios judiciais ou extrajudiciais, inclusive por meio de arbitragem levada a efeito pela Aneel;

VI - a homologação da recomposição tarifária extraordinária estará condicionada à observância pelo interessado do disposto no parágrafo único do art. 2º e no § 1º do art. 6º, bem como à renúncia ou desistência pelo interessado de qualquer pleito, judicial ou extrajudicial, junto ao poder concedente ou aos agentes do setor elétrico relativo a fatos e normas concernentes ao Percee, à recomposição tarifária extraordinária de que cuida este artigo e ao disposto nesta Lei;

VII - a homologação da recomposição tarifária extraordinária estará condicionada à adesão aos acordos firmados entre os agentes do setor elétrico, pela maioria qualificada das distribuidoras e geradoras sujeitas aos contratos iniciais e equivalentes, nos termos de resolução da Aneel.

§ 6º Ficam as empresas públicas e as sociedades de economia mista federais autorizadas a celebrar transações e a promover os atos necessários à solução de controvérsias contratuais e normativas prevista no inciso V do § 5º deste artigo, considerando-se disponíveis os direitos sobre os quais recairão.

§ 7º Não verificada a homologação no prazo previsto no § 5º deste artigo, a recomposição tarifária extraordinária vigorará por 12 (doze) meses e será abatida integralmente no reajuste tarifário anual subsequente.

§ 8º Os contratos iniciais e equivalentes, assim reconhecidos em resolução da Aneel, serão aditados para contemplar uma fórmula compulsória de solução de controvérsias, para que a Aneel instaure **ex officio**, caso as partes não o façam em prazo determinado, os mecanismos de solução de controvérsias existentes, sem prejuízo da atuação subsidiária da Aneel na arbitragem de controvérsias.

§ 9º A GCE estabelecerá os parâmetros gerais da metodologia de cálculo do montante devido a cada interessado a título de recomposição tarifária extraordinária, bem como diretrizes para a homologação da recomposição tarifária extraordinária, vedada a estipulação de critérios ou parâmetros cujos efeitos sejam o de garantir receita bruta ou remuneração mínima às concessionárias e permissionárias.

§ 10. A recomposição tarifária extraordinária não constitui garantia de receita bruta nem de remuneração mínima às concessionárias e permissionárias, devendo para tanto abater-se do montante a recompor eventuais reduções de custos que, a critério da Aneel, comprovadamente não se refiram a ganhos de produtividade alheios ao Percee ou a eventuais postergações de custos em função de restrições financeiras advindas da redução de receita, bem como deduzir ainda os efeitos estimados da expectativa de redução da atividade econômica sobre o consumo de energia elétrica.

§ 11. O processo especial da recomposição tarifária extraordinária prevista neste artigo será realizado uma única vez, não constituindo, em hipótese alguma, instrumento permanente de alteração de tarifa normal nem parcela componente das tarifas normais para fins de futuros reajustes ou revisões tarifárias.

§ 12. Não se aplicam os §§ 1º e 3º do [art. 2º da Lei nº 10.192, de 14 de fevereiro de 2001](#), ao disposto neste artigo.

§ 13. A eficácia da recomposição tarifária extraordinária fica condicionada ao fiel cumprimento pelos interessados, individualmente considerados, de todas as obrigações por eles assumidas nos termos desta Lei e à ausência de sua impugnação judicial ou extrajudicial pelos mesmos interessados.

§ 14. A prática pelos interessados dos atos previstos neste artigo, em especial daqueles referidos nos incisos IV a VII do § 5º, não acarretará ônus, encargos, responsabilidades, desembolsos, pagamentos ou custos, de qualquer natureza, para o poder concedente.

§ 15. Fica autorizado o registro dos recebíveis da recomposição tarifária extraordinária de que trata este artigo em sistema centralizado de liquidação e custódia autorizado pelo órgão federal competente.

§ 16. Os prazos e os valores máximos por concessionária a serem divulgados nos termos do § 1º não poderão ser ampliados e a sua não divulgação implicará a imediata suspensão da cobrança da recomposição tarifária, até que se cumpra o estabelecido no § 1º, devendo a média ponderada dos prazos referidos não exceder a 72 (setenta e dois) meses.

§ 17. Sem prejuízo do disposto neste artigo, o Poder Executivo poderá ajustar a forma de incidência e cobrança da recomposição tarifária extraordinária dos consumidores industriais que celebrarem os contratos de que trata o § 8º do art. 1º, visando a manutenção dos princípios e práticas concorrencias.

Art. 5º Não se aplicam as vedações constantes do [art. 39 da Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962](#), às entidades oficiais de crédito público da União na concessão de financiamentos destinados, conforme as regras a serem fixadas pela GCE, a suprir a insuficiência de recursos, objeto da recomposição tarifária extraordinária de que trata o art. 4º desta Lei, das concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica e das empresas signatárias de contratos iniciais e equivalentes, assim reconhecidos em resolução da Aneel.

§ 1º O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, por solicitação da GCE, instituirá programa, com caráter emergencial e excepcional, de apoio a concessionárias de serviços públicos de distribuição, geração e produtores independentes de energia elétrica, signatários dos contratos iniciais e equivalentes, assim reconhecidos em resolução da Aneel.

§ 2º Caso instituído, o Programa a que se refere o § 1º observará as diretrizes fixadas pela GCE, sendo as demais condições estabelecidas pelo BNDES.

§ 3º Fica autorizada a instituição de programa de financiamento destinado a suprir insuficiência de recursos a ser recuperada por meio do disposto no art. 6º, de acordo com diretrizes fixadas em ato da GCE.

§ 4º Fica autorizada a concessão de financiamentos incluídos nos programas de que trata este artigo ou de acesso a operações de efeito financeiro equivalente a entidades cujo controle acionário pertença a pessoas jurídicas de direito público interno ou a suas subsidiárias ou controladas.

§ 5º (VETADO) ([Incluído pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003](#))

Art. 6º O mecanismo de que trata a [Medida Provisória no 2.227, de 4 de setembro de 2001](#), deverá conferir, mediante a incorporação dos efeitos financeiros, tratamento isonômico às variações, verificadas em todo o exercício de 2001, de valores de itens da "Parcela A" previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, desconsiderando, para os fins deste artigo, variações daqueles itens eventualmente ocorridas até 31 de dezembro de 2000.

§ 1º A aplicação do disposto no **caput** fica condicionada a pedido do interessado, que será instruído com:

I - declaração de renúncia a qualquer direito, pretensão, pleito judicial ou extrajudicial, bem como a desistência de qualquer demanda administrativa ou judicial em curso relativos às variações dos valores dos itens integrantes da "Parcela A" desde a data da assinatura do respectivo contrato de concessão até a data de 26 de outubro de 2001;

II - declaração do interessado de que não reivindicará revisão tarifária extraordinária relativa a fatos ocorridos desde a assinatura do contrato de concessão até o dia 31 de dezembro de 2001;

III - assinatura pelo interessado dos atos, transações, renúncias, declarações e desistências referidos no art. 4º e disciplinados em resolução da Aneel.

§ 2º A aplicação do disposto no **caput** está sujeita ao princípio da modicidade tarifária e será implementada, após verificação dos documentos de instrução do pedido e homologação do montante pela Aneel, ao longo de período flexível.

§ 3º O disposto no **caput** não se aplica, em hipótese alguma, a efeitos financeiros decorrentes de variações de valores de itens da "Parcela A" ocorridos em exercícios anteriores a 2001.

Art. 7º Fica a União autorizada a emitir títulos da Dívida Pública Federal, com características a serem definidas pelo Ministro de Estado da Fazenda, diretamente à CBEE, para dar cumprimento ao disposto no [§ 5º do art. 1º da Medida Provisória nº 2.209, de 29 de agosto de 2001](#), os quais serão mantidos como garantia das operações que venham a ser contratadas por aquela Empresa.

§ 1º Fica autorizada a CBEE a contratar a Caixa Econômica Federal - CAIXA como agente financeiro da operação.

§ 2º Os títulos de que trata o **caput** deste artigo ficarão depositados em conta custódia na CAIXA.

§ 3º O saldo das operações contratadas que podem ser garantidas com títulos públicos federais, nos termos do **caput** deste artigo, não poderá ultrapassar o montante de R\$ 11.000.000.000,00 (onze bilhões de reais).

Art. 8º Honradas as garantias concedidas, a União se sub-rogará nos créditos junto à CBEE, pelo correspondente valor nominal dos títulos liberados.

§ 1º O ressarcimento de que trata o **caput** deste artigo deverá ser efetuado no prazo máximo de 30 (trinta) dias a partir da liberação dos títulos e será atualizado pela taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e Custódia - Selic, acrescidos de encargos de 0,5% (zero vírgula cinco por cento) ao ano, dentre outras condições a serem estabelecidas pelo Ministério da Fazenda.

§ 2º Em ressarcimento à garantia honrada pela União, poderão ser aceitos, a critério do Ministério da Fazenda, pelo valor econômico, créditos de propriedade da CBEE.

Art. 9º Fica a União autorizada a realizar aumento de capital social da CBEE, até o valor de R\$ 200.000.000,00 (duzentos milhões de reais), mediante títulos da Dívida Pública Federal, com características a serem definidas pelo Ministro de Estado da Fazenda.

Art. 10. Fica a União autorizada, a critério do Ministério da Fazenda, a prestar garantia nas operações realizadas ao amparo do [art. 49 da Medida Provisória nº 2.181-45, de 24 de agosto de 2001](#), e nas operações de permuta, aquisição ou venda de créditos que vierem a ser celebradas entre o BNDES e as empresas estatais do setor elétrico, observado o disposto no [art. 40, § 1º, da Lei Complementar nº 101, de 4 de maio de 2000](#).

Art. 11. Fica a União autorizada, até o limite de R\$ 7.500.000.000,00 (sete bilhões e quinhentos milhões de reais), a emitir, sob a forma de colocação direta, em favor do BNDES, títulos da Dívida Pública Mobiliária Federal, cujas características serão definidas pelo Ministro de Estado da Fazenda.

Parágrafo único. Em contrapartida aos títulos emitidos na forma deste artigo, o BNDES poderá utilizar, a critério do Ministro de Estado da Fazenda e, pelo valor presente, créditos detidos contra a BNDESPAR - BNDES Participações S.A.

Art. 12. O BNDES poderá recomprar da União, a qualquer tempo, os créditos referidos no parágrafo único do art. 11, admitindo-se a dação em pagamento de bens e direitos de sua propriedade, a critério do Ministro de Estado da Fazenda.

Art. 13. Fica criada a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE visando ao desenvolvimento energético dos Estados, além dos seguintes objetivos: [\(Redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013\)](#)

I - promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; [\(Redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013\)](#)

a) (revogada); [\(Incluído pela Lei nº 12.783, de 2013\)](#)

b) (revogada); [\(Incluído pela Lei nº 12.783, de 2013\)](#)

II - garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda; [\(Redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013\)](#)

III - prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; [\(Redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013\)](#)

IV - prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculados à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária; [\(Redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013\)](#)

V - promover a competitividade da energia produzida a partir da fonte carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, destinando-se à cobertura do custo de combustível de empreendimentos termelétricos em operação até 6 de fevereiro de 1998, e de usinas enquadradas no [§ 2º do art. 11 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998](#); e [\(Redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013\)](#)

VI - promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, outras fontes renováveis e gás natural. [\(Redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013\)](#)

§ 1º Os recursos da CDE serão provenientes das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializem energia com consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, das multas aplicadas pela Aneel a concessionárias, permissionárias e autorizadas, e dos créditos da União de que tratam os [arts. 17 e 18 da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012](#). [\(Redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013\)](#)

§ 2º O montante a ser arrecadado em quotas anuais da CDE calculadas pela Aneel corresponderá à diferença entre as necessidades de recursos e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes de que trata o § 1º. [\(Redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013\)](#)

§ 3º As quotas anuais da CDE deverão ser proporcionais às estipuladas em 2012 aos agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final. [\(Redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013\)](#)

§ 4º O repasse da CDE a que se refere o inciso V do caput observará o limite de até 100% (cem por cento) do valor do combustível ao seu correspondente produtor, incluído o valor do combustível secundário necessário para assegurar a operação da usina, mantida a obrigatoriedade de compra mínima de combustível estipulada nos contratos vigentes na data de publicação desta Lei, a partir de 1º de janeiro de 2004, destinado às usinas termelétricas a carvão mineral nacional, desde que estas participem da otimização dos sistemas elétricos interligados, compensando-se os valores a serem recebidos a título da sistemática de rateio de ônus e vantagens para as usinas termelétricas de que tratam os [§§ 1º e 2º do art. 11 da Lei nº 9.648, de 1998](#), podendo a Aneel ajustar o percentual do reembolso ao gerador, segundo critérios que considerem sua rentabilidade competitiva e preservem o atual nível de produção da indústria produtora do combustível. [\(Redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013\)](#)

§ 5º A CDE será regulamentada pelo Poder Executivo e movimentada pela Eletrobras. [\(Redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013\)](#)

§ 6º Os recursos da CDE poderão ser transferidos à Reserva Global de Reversão - RGR e à Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, para atender às finalidades dos incisos III e IV do caput. [\(Redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013\)](#)

§ 7º Os dispêndios para a finalidade de que trata o inciso V do caput serão custeados pela CDE até 2027. [\(Redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013\)](#)

§ 8º (Revogado). [\(Redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013\)](#)

§ 9º (Revogado). [\(Redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013\)](#)

§ 10. A nenhuma das fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional poderão ser destinados anualmente recursos cujo valor total ultrapasse 30% (trinta por cento) do recolhimento anual da CDE, condicionando-se o enquadramento de projetos e contratos à prévia verificação, na Eletrobras, de disponibilidade de recursos. [\(Incluído pela Lei nº 12.783, de 2013\)](#)

§ 11. Os recursos da CDE poderão ser destinados a programas de desenvolvimento e qualificação de mão de obra técnica, no segmento de instalação de equipamentos de energia fotovoltaica. [\(Incluído pela Lei nº 12.783, de 2013\)](#)

Art. 14. No estabelecimento das metas de universalização do uso da energia elétrica, a Aneel fixará, para cada concessionária e permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica:

I - áreas, progressivamente crescentes, em torno das redes de distribuição, no interior das quais o atendimento em tensão inferior a 2,3kV, ainda que necessária a extensão de rede primária de tensão inferior ou igual a 138kV, e carga instalada na unidade consumidora de até 50kW, será sem ônus de qualquer espécie para o solicitante que possuir característica de enquadramento no Grupo B, excetuado o subgrupo iluminação pública, e que ainda não for atendido com energia elétrica pela distribuidora local; [\(Redação dada pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003\)](#)

II - áreas, progressivamente decrescentes, no interior das quais o atendimento em tensão inferior a 2,3kV, ainda que necessária a extensão de rede primária de tensão inferior ou igual a 138kV, e carga instalada na unidade consumidora de até 50kW, poderá ser diferido pela concessionária ou permissionária para horizontes temporais preestabelecidos pela ANEEL, quando o solicitante do serviço, que possuir característica de enquadramento no Grupo B, excetuado o subgrupo iluminação pública, e que ainda não for atendido com energia elétrica pela distribuidora local, será atendido sem ônus de qualquer espécie. [\(Redação dada pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003\)](#)

§ 1º O atendimento dos pedidos de nova ligação ou aumento de carga dos consumidores que não se enquadram nos termos dos incisos I e II deste artigo, será realizado à custa da concessionária ou permissionária, conforme regulamento específico a ser estabelecido pela ANEEL, que deverá ser submetido a Audiência Pública. [\(Redação dada pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003\)](#)

§ 2º É facultado ao consumidor de qualquer classe contribuir para o seu atendimento, com vistas em compensar a diferença verificada entre o custo total do atendimento e o limite a ser estabelecido no § 1º. [\(Redação dada pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003\)](#)

§ 3º Na regulamentação do § 1º deste artigo, a ANEEL levará em conta as características da carga atendida, a rentabilidade do investimento, a capacidade econômica e financeira do distribuidor local, a preservação da modicidade tarifária e as desigualdades regionais. [\(Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004\)](#)

§ 4º Na regulamentação deste artigo, a ANEEL levará em conta, dentre outros fatores, a taxa de atendimento da concessionária ou permissionária, considerada no global e desagregada por Município e a capacidade técnica, econômica e financeira necessárias ao atendimento das metas de universalização. [\(Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004\)](#)

§ 5º A ANEEL também estabelecerá procedimentos para que o consumidor localizado nas áreas referidas no inciso II do **caput** possa antecipar seu atendimento, financiando ou executando, em parte ou no todo, as obras necessárias, devendo esse valor lhe ser restituído pela concessionária ou permissionária após a carência de prazo igual ao que seria necessário para obter sua ligação sem ônus. [\(Redação dada pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003\)](#)

§ 6º Para as áreas atendidas por cooperativas de eletrificação rural serão consideradas as mesmas metas estabelecidas, quando for o caso, para as concessionárias ou permissionárias de serviço público de energia elétrica, onde esteja localizada a respectiva cooperativa de eletrificação rural, conforme regulamentação da ANEEL. [\(Redação dada pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003\)](#)

§ 7º O financiamento de que trata o § 5º deste artigo, quando realizado por órgãos públicos, inclusive da administração indireta, a exceção dos aportes a fundo perdido, visando a universalização do serviço, serão igualmente restituídos pela concessionária ou permissionária, ou se for o caso, cooperativa de eletrificação rural, devendo a ANEEL disciplinar o prazo de carência quando o fornecimento for em áreas com prazos de diferimento distintos. [\(Redação dada pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003\)](#)

§ 8º O cumprimento das metas de universalização será verificado pela ANEEL, em periodicidade no máximo igual ao estabelecido nos contratos de concessão para cada revisão tarifária, devendo os desvios repercutir no resultado da revisão mediante metodologia a ser publicada.

§ 9º A ANEEL tornará públicas, anualmente, as metas de universalização do serviço público de energia elétrica. [\(Incluído pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003\)](#)

§ 10. Não fixadas as áreas referidas nos incisos I e II do **caput** no prazo de um ano contado da publicação desta Lei e até que sejam fixadas, a obrigação de as concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica atenderem aos pedidos de ligação sem qualquer espécie ou tipo de ônus para o solicitante aplicar-se-á a toda a área concedida ou permitida. [\(Incluído pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003\)](#)

§ 11. A partir de 31 de julho de 2002 e até que entre em vigor a sistemática de atendimento por área, as concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica atenderão, obrigatoriamente e sem qualquer ônus para o consumidor, ao pedido de ligação cujo fornecimento possa ser realizado mediante a extensão de rede em tensão secundária de distribuição, ainda que seja necessário realizar reforço ou melhoramento na rede primária. [\(Incluído pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003\)](#)

§ 12. No processo de universalização dos serviços públicos de energia elétrica no meio rural, serão priorizados os municípios com índice de atendimento aos domicílios inferior a oitenta e cinco por cento, calculados com base nos dados do Censo 2000 do IBGE, podendo ser subvencionada parcela dos investimentos com recurso da Reserva Global de Reversão, instituída pela Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971 e da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, de que trata o art. 13 desta Lei, nos termos da regulamentação. [\(Incluído pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003\)](#)

§ 13. O Poder Executivo estabelecerá diretrizes específicas que criem as condições, os critérios e os procedimentos para a atribuição da subvenção econômica às concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica e, se for o caso, cooperativas de eletrificação rural e para a fiscalização da sua aplicação nos municípios beneficiados. [\(Incluído pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003\)](#)

Art. 15. 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. [\(Vide Medida Provisória nº 144, de 11.12.2003\)](#)

§ 1º As licitações poderão ser realizadas, por delegação, pelas Agências de Serviços Públicos Estaduais conveniadas, mediante a utilização de editais padronizados elaborados pela Aneel,

inclusive o contrato de adesão, com observância da [Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995](#), e demais dispositivos legais específicos para o serviço público de energia elétrica, aplicando-se, no que couber e subsidiariamente, a [Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993](#).

§ 2º É facultado à Aneel adotar a modalidade de tomada de preço, devendo, neste caso, mediante ações integradas com as Agências de Serviços Públicos Estaduais conveniadas, promover ampla divulgação visando o cadastramento de agentes interessados.

§ 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.

§ 4º À permissionária contratada na forma deste artigo é permitido realizar o fornecimento de energia elétrica a todos os consumidores, ligados ou não, localizados na área permitida, independentemente de carga, tensão e dos prazos de carência previstos nos arts. [15](#) e [16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995](#).

§ 5º É vedado às concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, suas controladas e seus controladores, em qualquer grau de descendência ou ascendência, bem como outras sociedades igualmente controladas ou coligadas, independente do grau de colateralidade, participarem das licitações de que trata este artigo.

§ 6º A permissão de serviço público de energia elétrica contratada na forma deste artigo poderá prever condições e formas de atendimento específicas, compatíveis com a tecnologia utilizada.

Art. 16. É vedado à concessionária e permissionária de serviço público federal de energia elétrica, bem como à sua controlada ou coligada, controladora direta ou indireta e outra sociedade igualmente controlada ou coligada da controladora comum, explorar o serviço público estadual de gás canalizado, salvo quando o controlador for pessoa jurídica de direito público interno.

Art. 17. Os arts. 3º, 13, 17 e 26 da [Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996](#), passam a vigorar com a seguinte redação: [\(Regulamento\)](#)

"Art. 3º

.....

[XI](#) - estabelecer tarifas para o suprimento de energia elétrica realizado às concessionárias e permissionárias de distribuição, inclusive às Cooperativas de Eletrificação Rural enquadradas como permissionárias, cujos mercados próprios sejam inferiores a 300 GWh/ano, e tarifas de fornecimento às Cooperativas autorizadas, considerando parâmetros técnicos, econômicos, operacionais e a estrutura dos mercados atendidos;

XII - estabelecer, para cumprimento por parte de cada concessionária e permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, as metas a serem periodicamente alcançadas, visando a universalização do uso da energia elétrica;

XIII - efetuar o controle prévio e **a posteriori** de atos e negócios jurídicos a serem celebrados entre concessionárias, permissionárias, autorizadas e seus controladores, suas sociedades controladas ou coligadas e outras sociedades controladas ou coligadas de controlador comum, impondo-lhes restrições à mútua constituição de direitos e obrigações, especialmente comerciais e, no limite, a abstenção do próprio ato ou contrato.

....."(NR)

["Art. 13](#)

.....

§ 2º

.....

III - os recursos referidos neste artigo poderão ser contratados diretamente com Estados, Municípios, concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica e agentes autorizados, assim como Cooperativas de Eletrificação Rural, Cooperativas responsáveis pela implantação de infra-estrutura em projetos de reforma agrária e Consórcios Intermunicipais;

.....

V - as condições de financiamento previstas no inciso IV poderão ser estendidas, a critério da Aneel, aos recursos contratados na forma do inciso III que se destinem a programas vinculados às metas de universalização do serviço público de energia elétrica nas regiões mencionadas no inciso II." (NR)

Art. 17

§ 1º O Poder Público que receber a comunicação adotará as providências administrativas para preservar a população dos efeitos da suspensão do fornecimento de energia elétrica, inclusive dando publicidade à contingência, sem prejuízo das ações de responsabilização pela falta de pagamento que motivou a medida.

§ 2º 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 e à Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica, implicará a incidência de juros de mora de 1% (um por cento) ao mês e multa de até 5% (cinco por cento), a ser fixada pela Aneel, respeitado o limite máximo admitido pela legislação em vigor." (NR)

Art. 26

.....

V - os acréscimos de capacidade de geração, objetivando o aproveitamento ótimo do potencial hidráulico.

§ 1º A Aneel estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento), a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, incidindo da produção ao consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos de que trata o inciso I deste artigo e para os empreendimentos a partir de fontes eólica e biomassa, assim como os de cogeração qualificada, conforme regulamentação da Aneel, dentro dos limites de potências estabelecidas no referido inciso I.

§ 2º Ao aproveitamento referido neste artigo que funcionar interligado e ou integrado ao sistema elétrico, é assegurada a participação nas vantagens técnicas e econômicas da operação interligada, especialmente em sistemática ou mecanismo de realocação de energia entre usinas, destinado a mitigação dos riscos hidrológicos, devendo também se submeter ao rateio do ônus, quando ocorrer.

.....

§ 5º O aproveitamento referido no inciso I e aqueles a partir de fontes eólica, biomassa ou solar poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 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.

§ 6º Quando dos acréscimos de capacidade de geração de que trata o inciso V deste artigo, a potência final da central hidrelétrica resultar superior a 30.000 kW, o autorizado não fará jus ao enquadramento de pequena central hidrelétrica.

§ 7º As autorizações e concessões que venham a ter acréscimo de capacidade na forma do inciso V deste artigo poderão ser prorrogadas por prazo suficiente à amortização dos investimentos, limitado a 20 (vinte) anos.

§ 8º Fica reduzido para 50 kW o limite mínimo de carga estabelecido no § 5º deste artigo quando o consumidor ou conjunto de consumidores se situar no âmbito dos sistemas elétricos isolados." (NR)

Art. 18. Os arts. 1º, 8º, 10 e 11, da [Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998](#), passam a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 1º

.....

"Art. 24

.....

XXII - na contratação de fornecimento ou suprimento de energia elétrica e gás natural com concessionário, permissionário ou autorizado, segundo as normas da legislação específica;

....." (NR)

"Art. 8º A quota anual da Reserva Global de Reversão – RGR ficará extinta ao final do exercício de 2010, devendo a Aneel proceder à revisão tarifária de modo a que os consumidores sejam beneficiados pela extinção do encargo." (NR)

"Art.10.....

.....

[§ 5º](#) O disposto no **caput** não se aplica ao suprimento de energia elétrica à concessionária e permissionária de serviço público com mercado próprio inferior a 300 GWh/ano, cujas condições, prazos e tarifas continuarão a ser regulamentadas pela Aneel." (NR)

["Art. 11](#)

§ 1º É mantida temporariamente a aplicação da sistemática de rateio de ônus e vantagens, referida neste artigo, para as usinas termelétricas situadas nas regiões abrangidas pelos sistemas elétricos interligados, em operação em 6 de fevereiro de 1998, na forma a ser regulamentada pela Aneel, observando-se os seguintes prazos e demais condições de transição:

.....

[§ 3º](#) É mantida, pelo prazo de 20 (vinte) anos, a partir da publicação desta Lei, a aplicação da sistemática de rateio do custo de consumo de combustíveis para geração de energia elétrica nos sistemas isolados, estabelecida pela Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, na forma a ser regulamentada pela Aneel, a qual deverá conter mecanismos que induzam à eficiência econômica e energética, à valorização do meio ambiente e à utilização de recursos energéticos locais, visando

atingir a sustentabilidade econômica da geração de energia elétrica nestes sistemas, ao término do prazo estabelecido.

§ 4º Respeitado o prazo máximo fixado no § 3º, 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 I do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 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.

§ 5º 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." (NR)

Art. 19. O [art. 4º da Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973](#), passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 4º Fica designada a Eletrobrás para a aquisição da totalidade dos mencionados serviços de eletricidade de Itaipu.

Parágrafo único. A Eletrobrás será o Agente Comercializador de Energia de Itaipu, ficando encarregada de realizar a comercialização da totalidade dos mencionados serviços de eletricidade, nos termos da regulamentação da Aneel." (NR)

Art. 20. Deverão ser sub-rogados à Eletrobrás os compromissos de aquisição e repasse às concessionárias de distribuição dos serviços de eletricidade de Itaipu Binacional firmados por Furnas e Eletrosul, subsidiárias da Eletrobrás, com as concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Art. 21. Parcela do resultado da comercialização de energia de Itaipu será destinada, mediante rateio proporcional ao consumo individual e crédito do "bônus" nas contas de energia, aos consumidores do Sistema Elétrico Nacional Interligado integrantes das Classes Residencial e Rural, com consumo mensal inferior a 350 kWh, nos termos de regulamentação do Poder Executivo.

Art. 22. O [art. 15 da Lei nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961](#), com a redação dada pelo art. 16 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 15

§ 1º A Eletrobrás, diretamente ou por meio de suas subsidiárias ou controladas, poderá associar-se, com aporte de recursos, para constituição de consórcios empresariais ou participação em sociedades, sem poder de controle, que se destinem à exploração da produção ou transmissão de energia elétrica sob regime de concessão ou autorização.

§ 2º A aquisição de bens e a contratação de serviços pela Eletrobrás e suas controladas Chesf, Furnas, Eletronorte, Eletrosul e Eletronuclear, poderá se dar nas modalidades de consulta e pregão, observado, no que for aplicável, o disposto nos arts. 55 a 58 da Lei nº 9.472, de 16 de julho de 1997, e nos termos de regulamento próprio.

§ 3º O disposto no § 2º não se aplica às contratações referentes a obras e serviços de engenharia, cujos procedimentos deverão observar as normas gerais de licitação e contratação para a Administração Pública." (NR)

Art. 23. O [art. 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971](#), com a redação dada pelo art. 13 da Lei nº 9.496, de 11 de setembro de 1997, passa a vigorar com a seguinte redação: [\(Regulamento\)](#)

"Art. 4º

.....

[§ 4º](#) A Eletrobrás, condicionado a autorização de seu conselho de administração e observado o disposto no art. 13 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, destinará os recursos da RGR aos fins estipulados neste artigo, inclusive à concessão de financiamento, mediante projetos específicos de investimento:

I - às concessionárias, permissionárias e cooperativas de eletrificação rural, para expansão dos serviços de distribuição de energia elétrica especialmente em áreas urbanas e rurais de baixa renda e para o programa de combate ao desperdício de energia elétrica;

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 10% (dez por cento) dos recursos disponíveis;

III - para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamento de potenciais hidráulicos, mediante projetos específicos de investimento;

IV - para implantação de centrais geradoras de potência até 5.000 kW, destinadas exclusivamente ao serviço público em comunidades populacionais atendidas por sistema elétrico isolado; e

V - para o desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica, de acordo com as políticas e diretrizes estabelecidas para o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – Procel.

.....

[§ 8º](#) Para os fins deste artigo, a Eletrobrás 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." (NR)

Art. 24. O [art. 2º da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000](#), passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 2º As concessionárias de geração e empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% (um por cento) de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, excluindo-se, por isenção, as empresas que gerem energia exclusivamente a partir de instalações eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada, observado o seguinte:

....." (NR)

Art. 25. Os descontos especiais nas tarifas de energia elétrica aplicáveis às unidades consumidoras classificadas na Classe Rural, inclusive Cooperativas de Eletrificação Rural, serão concedidos ao consumo que se verifique na atividade de irrigação e aquicultura desenvolvida em um período diário contínuo de 8h30m (oito horas e trinta minutos) de duração, facultado ao concessionário ou permissionário de serviço público de distribuição de energia elétrica o estabelecimento de escalas de horário para início, mediante acordo com os consumidores, garantido o horário compreendido entre 21h30m (vinte e uma horas e trinta minutos) e 6h (seis horas) do dia seguinte. [\(Redação dada pela Lei nº 11.196, de 2005\)](#)

Art. 26. Fica a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobrás, sociedade de economia mista, criada pela [Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953](#), autorizada a incluir no seu objeto social as atividades vinculadas à energia.

Art. 27. As concessionárias e autorizadas de geração sob controle federal, estadual e municipal poderão comercializar energia elétrica na forma prevista nos arts. 1º e 2º da Medida Provisória nº 144, de 11 de dezembro de 2003. [\(Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004\)](#)

§ 1º A redução dos contratos iniciais de que trata o inciso II do art. 10 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, não confere direito às concessionárias geradoras a qualquer garantia tarifária em relação ao montante de energia liberada. [\(Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004\)](#)

§ 2º Os riscos hidrológicos ou de não cumprimento do contrato poderão ser assumidos pela concessionária geradora vendedora da energia elétrica. [\(Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004\)](#)

§ 3º O disposto neste artigo não se aplica à Itaipu Binacional e à Eletronuclear.

§ 4º A energia elétrica das concessionárias de geração de serviço público sob controle societário dos Estados será comercializada de forma a assegurar publicidade, transparência e igualdade de acesso aos interessados.

§ 5º As concessionárias de geração de que trata o **caput** poderão comercializar energia elétrica conforme regulamento a ser baixado pelo Poder Executivo nas seguintes formas: [\(Incluído pela Lei nº 10.604, de 17.12.2002\)](#)

I - leilões exclusivos para consumidores finais ou por estes promovidos; [\(Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004\)](#)

II - aditamento dos contratos que estejam em vigor na data de publicação desta Lei, devendo a regulamentação estabelecer data limite e período de transição para a vigência deste aditivo; e [\(Incluído pela Lei nº 10.604, de 17.12.2002\)](#)

III - outra forma estabelecida na regulamentação. [\(Incluído pela Lei nº 10.604, de 17.12.2002\)](#)

§ 6º As concessionárias e autorizadas de geração sob controle federal, estadual ou municipal poderão negociar energia por meio de: [\(Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004\)](#)

I - leilões previstos no art. 2º da Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002, observado o disposto no art. 30 da Lei que resultou da conversão da Medida Provisória nº 144, de 11 de dezembro de 2003; ou

II - leilões de ajuste previstos no § 3º do art. 2º da Lei que resultou da conversão da Medida Provisória nº 144, de 11 de dezembro de 2003.

§ 7º As concessionárias de geração de serviço público sob controle federal ou estadual, sob controle privado e os produtores independentes de energia poderão aditar, observados os critérios de prazo e montantes definidos em regulamentação específica, os contratos iniciais ou equivalentes que estejam em vigor na data de publicação desta Lei, não se aplicando, neste caso, o disposto no **caput** e no inciso II do art. 10 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. [\(Regulamento\)](#) [\(Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004\)](#)

§ 8º As concessionárias de geração de serviço público sob controle federal ou estadual que atuem nos sistemas elétricos isolados poderão firmar contratos de compra e venda de energia elétrica, por modalidade diversa dos leilões previstos neste artigo, com o objetivo de contribuir para garantia de suprimento dos Estados atendidos pelos sistemas isolados. [\(Incluído pela Lei nº 10.848, de 2004\)](#)

Art. 28. A parcela de energia elétrica que não for comercializada nas formas previstas no art. 27 desta Lei poderá ser liquidada no mercado de curto prazo do CCEE. ([Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004](#))

Art. 29. Fica prorrogado para 31 de dezembro de 2004 o prazo previsto no [art. 2º da Lei nº 10.274, de 10 de setembro de 2001](#), para a efetiva entrada em operação comercial das usinas enquadradas no Programa Prioritário de Termelétrica.

Art. 30. Ficam convalidados os atos praticados com base na [Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001](#).

Art. 31. O Poder Executivo, inclusive por meio da GCE, regulamentará o disposto nesta Lei, sem prejuízo das competências específicas nela previstas.

Art. 32. Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 26 de abril de 2002; 181^º da Independência e 114^º da República.

FERNANDO HENRIQUE CARDOSO

Pedro Malan

Sérgio Silva do Amaral

Francisco Luiz Sibut Gomide

Silvano Gianni