

**BRUNO BATISTA GATTO**

# **PANORAMA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E MAIOR INSERÇÃO DE FORMAS RENOVÁVEIS DE GERAÇÃO DE ENERGIA NO PAÍS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à  
Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade  
de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em  
Sistemas de Energia e Automação

**ORIENTADOR:** Dr. Frederico Fábio Mauad

São Carlos  
2010

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

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento  
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

G263p

Gatto, Bruno Batista

Panorama do setor elétrico brasileiro e maior inserção de formas renováveis de geração de energia no país / Bruno Batista Gatto ; orientador Frederico Fábio Mauad. -- São Carlos, 2010.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2010.

1. Geração de energia elétrica. Estado. 2. Privatização. 3. Panorama atual do elétrico. I. 4. Custos de geração e impactos ambientais. I. Título.



# SUMÁRIO

<b>Resumo</b>	1
<b>Abstract</b>	2
<b>1.Introdução</b>	3
<b>2.Formação do setor elétrico Brasileiro</b>	4
2.1.Primeiros passos da geração e distribuição de energia	4
2.2.Surgimento do modelo estatal	6
2.3.Crise no modelo estatal	11
2.4.Privatização do setor	14
<b>3.Atual situação do setor elétrico brasileiro</b>	17
<b>4.Considerações ambientais</b>	18
4.1.Usinas Hidrelétricas	18
4.2.Usinas termelétricas	19
4.3.Usinas Nucleares	20
4.4.Usinas Eólicas	20
4.5.Usinas movidas a biomassa	21
4.6.Comparação das fontes de energia quanto a emissão de carbono	22
<b>5.Atual competitividade das tecnologias que compõem o Parque Gerador Nacional</b>	23
<b>6.Custos principais formas de geração de energia</b>	26
6.1.Custo unitário de geração	26
<b>7.Conclusão</b>	27
<b>8.Bibliografia</b>	29

## **LISTA DE TABELAS E FIGURAS**

Tabela 1 – Expansão da geração de energia com a estatização do setor na década de 1940 e 1950.....	8
Tabela 2 – Histórico institucional do setor elétrico. ....	16
Figura 1 – Potencial hidrelétrico dividido por bacias.....	19
Figura 2 – Velocidade dos ventos no território brasileiro.....	21
Tabela 3 – Custos Unitários de Geração, em US\$/MWh. ....	27

## Resumo

O Brasil inicia sua história no setor de geração elétrica no final do século XIX com ínfima ação. Com a impulsão da indústria e o crescimento das cidades a produção de energia toma movimento e começa a figurar grandes proporções com a posterior capitalização e investimento do Estado.

A crise no final da década de 1980 abala o modelo estatal e o processo de privatização do setor é implantado, tanto na geração como na transmissão e distribuição. O país tem novos investimentos e toma fôlego no setor.

O panorama atual do setor elétrico no Brasil encontra-se em grande crescimento econômico fazendo parte do seleto grupo dos BRICs (Brasil, Rússia, Índia, e China), países emergentes com grandes taxas de desenvolvimento e tem como um dos pilares para a continuidade de seu crescimento a geração de energia para o abastecimento de suas indústrias e cidades. Neste cenário o país investe em diversos tipos de geração, dentre eles a principal é a geração renovável como as construções das usinas hidrelétricas de Santo Antonio e de Jirau no rio Madeira (RO).

Serão considerados os impactos ambientais em cada tipo de geração de energia no país, estabelecendo comparativo entre as formas renováveis de geração e as não renováveis. Fatores de custos de geração também serão abordados para fins de comparação.

A energia renovável demonstra ser a principal saída para a geração de energia, demonstrando ter qualidades superiores. A história brasileiro em relação a geração hídrica proporciona grande carga de conhecimento e manipulação desta tecnologia, favorecendo também em fatores de custos de geração e ótimos resultados no âmbito ambiental.

**Palavras chave:** Geração elétrica, Estado, Privatização, Panorama atual do elétrico, Custos de geração e Impactos ambientais.

## **Abstract**

Brazil has initiated its history in the field of power generation in the late nineteenth century with minimal work. The thrust of the industry and the growth of cities makes the production of energy starts to grow and to appear with further major investment and capitalization of the State.

The crisis in the late 1980s undermines the state model and the process of privatization of the sector is deployed in both generation and transmission and distribution. The country has new investments and breathes in the industry.

Panorama's current electric generation sector in Brazil is in great economic growth as part of a select group of the BRIC countries (Brazil, Russia, India and China) emerging markets with large rates of development and is one of the pillars for the continuity of its growing power generation to supply its industries and cities. In this scenario the country invests in various types of generation, among them is the main renewable generation as the construction of hydroelectric plants of Santo Antonio and Jirau in Madeira river (RO).

Environmental impacts are considered in each type of energy generation in the country, establishing comparative forms of renewable and non renewable generation. Factors generation costs will be discussed for further comparison.

Renewable energy proves to be the main outlet for power generation, demonstrating that it has superior qualities. The history of Brazil in relation to hydro provides great deal of knowledge and handling of this technology, also favoring factors in generating costs and excellent results in the environmental field.

**Keywords:** Power generation, State, Privatisation, Panorama's current electric generation, Costs and Environmental impacts.

## **1.Introdução**

O Brasil apresenta um rico histórico no panorama de geração elétrica. Isto se deve a diversas fases que o país percorreu até os dias atuais, desde a pequena geração de energia para um pequeno público seletivo no final do século XIX até obras faraônicas como usinas atômicas e a Usina Hidrelétrica de Itaipu. Isto descreve a variedade de tecnologias inseridas a planta do país. A história caminha para o amadurecimento do setor e solidificação.

Impulsionado por uma economia aquecida e crescente importância mundial, o país inicia o maior ciclo de obras dos últimos 30 anos. A infra-estrutura necessária para que o país tenha uma forte base e um crescimento sem tropeços está diretamente dependente ao futuro da geração de energia no país.

Considerando as necessidades do mundo atual globalizado, o setor elétrico busca características para a otimização da geração de energia. Esta otimização deve levar em conta a estrutura já instalada, o potencial geográfico do país, custos de geração e considerações ambientais.

A melhor forma de geração de energia, embarcando todos os aspectos citados, apresenta uma convergência: a energia renovável. Este estudo propõe o uso da energia renovável respeitando a história do país, o seu conhecimento tecnológico no setor, custos de geração e preocupações com o meio ambiente.

Este estudo primeiramente descreverá o histórico brasileiro no setor, passando por todas as suas fases de estruturação. Posteriormente será analisada a atual situação de setor elétrico brasileiro. Considerações ambientais serão enfatizadas e comparações de custos de geração também serão analisados, seguindo a conclusão do estudo.



## **2. Formação do setor elétrico Brasileiro**

### **2.1. Primeiros passos da geração e distribuição de energia**

A eletricidade começou a ser produzida no Brasil nos anos finais do século XIX, quase simultaneamente ao início do seu uso comercial na Europa. Participaram dessa organização inicial pequenas empresas privadas nacionais e empresas de governos municipais de pequenas localidades que se destacavam no cenário nacional. Nos primeiros anos do século XX, com a chegada das primeiras concessionárias estrangeiras, a produção de energia elétrica começou a aumentar, possibilitando o consumo urbano e industrial em áreas próximas às fontes produtoras.

Na década de 1920, ao mesmo tempo em que houve um processo de concentração empresarial em torno das concessionárias estrangeiras, que adquiriram a maior parte das empresas privadas nacionais e municipais existentes, houve também um considerável avanço técnico na produção de eletricidade. A instalação das primeiras centrais elétricas construídas com técnicas mais avançadas para a construção de barragens, como a Usina de Cubatão, em 1921, da *The São Paulo Light and Power*, permitiu que se ampliasse a oferta de energia elétrica, liberando o consumo da proximidade das fontes, fato que significou grande avanço no desenvolvimento e no desenho urbano e industrial que se formava.

O desenvolvimento da economia cafeeira no Estado de São Paulo ocorrido entre as duas décadas finais do século XIX até o final da década de 1930 foi fundamental ao nascimento e à consolidação da eletricidade no Brasil. O avanço da produção cafeeira dava origem a um complexo conjunto de atividades, tais como ferrovias, assalariamento, expansão urbana, atividades comerciais, de serviços, e, especialmente, suscitava o aparecimento de atividades industriais. A eletrificação se ampliava e se enredava nesse processo de desenvolvimento. Assim, quer do ponto de vista econômico e social, quer, ainda, do ponto de vista político, uma vez que houve forte envolvimento das forças políticas que representavam a atividade cafeeira com os grupos das concessionárias estrangeiras, a eletricidade e a forma específica como se desenvolvia no Brasil tornaram-se os elementos integrantes da própria natureza e da especificidade do desenvolvimento do capitalismo no Brasil.

As concessionárias estrangeiras marcaram o desenvolvimento inicial da indústria elétrica no Brasil. Os principais grupos foram: a *holding Brazilian Traction, Light and Power C. Ltda.*, que controlava a produção e a distribuição nas cidades do Rio de Janeiro e São Paulo e diversas pequenas localidades vizinhas; a *American Share Foreign Power Company (Amforp)*, filial da americana Bond and Share, que controlava a geração e a distribuição de energia elétrica no interior do Estado de São Paulo, em Porto Alegre, Pelotas, Salvador, Recife, Natal, Vitória e interior do Estado do Rio de Janeiro.

No final da década de 1930, a eletricidade e todos os seus benefícios marcavam de tal modo a vida brasileira que muitos de seus aspectos mais relevantes, como a fixação de preços, as condições de outorga das concessões desses serviços públicos e o controle do lucro das empresas, passaram a ser objeto de constantes debates na imprensa. A defesa da intervenção do governo no setor começa a surgir, principalmente, após artigo de Eduardo Guinle, publicado em 1933 e intitulado "A Light e seus negócios da China", que argumentava que o elevado preço da eletricidade se devia às condições que regulavam as concessões desde os princípios do século. Segundo Guinle (1933), não havia bases para a fixação do preço e sua exploração comercial, numa clara alusão ao padrão ouro e à paridade cambial, estabelecidas nos contratos de concessão que não incorporavam os ganhos de produtividade decorrentes do progresso técnico e do adensamento de carga.

Segundo Guinle (1933), nos Estados Unidos e na Europa, essas questões haviam sido solucionadas com a regulamentação do serviço baseada no rigoroso controle do capital investido, em seu rendimento, condições de amortização, fiscalização das despesas do empreendimento e no princípio da reversão, quando a indústria elétrica era explorada pelo capital privado. Além disso, fortalecia-se nos países centrais, desde a década de 1920, a idéia de que o Poder Público deveria concorrer com a exploração privada para reduzir o preço da eletricidade. São exemplares, nesse sentido, as intervenções estatais ocorridas na Áustria, na Alemanha, na Suíça e mesmo na Inglaterra, onde o *Electricity Supply Act*, de 1926, estabelece, por intermédio da *Central Electricity Board*, um sistema quase socializado para a regulamentação das indústrias privadas.

No Brasil, por não haver nenhum controle, as empresas em geral e a Light em particular obtinham lucros espetaculares; a partir de 1934, no entanto, com a promulgação do Código de Águas, a situação do setor elétrico começou a se alterar.

O Código de Águas constituiu um dos principais marcos institucionais no setor de energia elétrica. Ao regulamentar sobre a propriedade das águas e sua utilização, dispor sobre a outorga das autorizações e concessões para exploração dos serviços de energia elétrica e, inclusive, sobre o critério de determinação das tarifas desses serviços públicos e a competência dos Estados na execução do próprio Código, o Código de Águas trouxe mudanças fundamentais na legislação sobre o aproveitamento de recursos hídricos.

No que se refere ao processo de fixação de tarifas, as alterações propostas pelo Código de Águas foram radicais: até o ano de 1933 vigorava a liberdade tarifária que permitia às concessionárias contratar suas tarifas em equivalente ouro, havendo, assim, uma correção monetária embutida. Em 1933, o Decreto n.23.501, de 27 de novembro, proibia quaisquer tipos de contrato que estipulassem pagamentos em tarifa ouro, em outra moeda que não a do país. Em 1934, um ano e meio depois, o Código de Águas estabelecia definitivamente o processo de fixação de tarifas, a partir do serviço pelo custo. Esta questão - o custo histórico - foi regulamentada em 1941, em outro Decreto-Lei (n.3.128) que estabelecia que o investimento das empresas de energia elétrica fosse determinado por meio de tombamento, servindo como elemento base para o cálculo de tarifas e de possíveis indenizações em caso de encampamento de empresas pelo Estado. Fixava ainda o limite de 10% sobre o investimento para o lucro das empresas. Também, no que se refere à regulamentação

do regime de concessões, o Código de Águas trouxe várias alterações que deslocaram para a órbita federal o controle do uso dos cursos e quedas d'água e o fornecimento de energia elétrica.

Deve-se destacar, no entanto, que o projeto de lei para regulamentar o uso das águas vinha se arrastando pelo Legislativo desde 1907. Com o Código de Águas, passou-se a exigir revisão em todos os contratos vigentes. Com a promulgação do Código de Águas, e particularmente após 1939, com o surgimento do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica, que impôs a revisão dos contratos e concessões existentes, houve forte manifestação das empresas que se diziam desestimuladas aos investimentos por estarem descapitalizadas pela aplicação do princípio do custo histórico e, ainda, em razão da contínua alta de preços pela qual passava o país no final da década de 1930.

A questão foi bastante polêmica, e se, por um lado, por conta dos prejuízos que diziam sofrer, as empresas concessionárias reduziram seus investimentos, por outro as discussões deram origem a duas correntes opostas de pensamento - privatistas e nacionalistas – preocupadas em analisar as causas insuficientes da expansão da oferta de eletricidade e propor soluções para enfrentar os recorrentes problemas de insuficiente oferta de energia elétrica.

Essas duas correntes, na realidade, encontravam respaldo na própria situação da política nacional. Com o fim da guerra, da democratização e da normalização das relações comerciais com o mercado internacional, o debate sobre a questão da energia elétrica espalhava-se por fóruns mais amplos, como o Congresso Nacional, e envolvia outros setores da sociedade civil (CASTRO, 1983). A guerra, ao impor dificuldades para a importação de equipamentos elétricos, também contribuiu para a expansão da capacidade instalada.

Além disso, a expansão da demanda proveniente do acelerado processo de urbanização, da difusão do uso de eletrodomésticos e da industrialização, aumentava a incerteza quanto ao suprimento de eletricidade no Brasil (LORENZO, 1993).

Criou-se, dessa forma, um grande impasse. Por um lado, o governo não dispunha de capital, tecnologia e capacidade de gestão suficiente para encampar e ampliar os serviços públicos de eletricidade prestados pelas concessionárias estrangeiras; por outro, as empresas estrangeiras não conseguiam obter melhores tarifas, regulamento cambial favorecido e segurança para novos aportes de capital, em razão do clima de incertezas políticas derivadas da ascensão de forças nacionalistas . A solução para esse impasse começa a surgir ainda na década de 1940 com a criação das primeiras companhias concessionárias estaduais.

## **2.2.Surgimento do modelo estatal**

As primeiras experiências de estatização do setor elétrico ocorreram ainda na década de 1940, logo após o término da Segunda Guerra Mundial. O Rio Grande do Sul foi o primeiro Estado brasileiro a criar, em 1946, a sua Comissão Estadual de Energia Elétrica para estudar e sistematizar a utilização do potencial hidrelétrico daquele Estado. Dessa comissão nasceu o Plano de Eletrificação, que previa, além da

reorganização do esquema de produção e distribuição de energia elétrica, uma estrutura de financiamento via imposto único sobre tarifas e que foi sendo implementada com um espírito bem nacionalista.

No final dos anos 50, com o término da concessão da Amforp na cidade de Porto Alegre, o Estado (pela primeira vez na história do Brasil) assumiu uma área de concessão.

Houve também nos anos 40 a experiência do governo de Minas Gerais, que inaugurou a Usina de Gafanhoto próxima à cidade de Contagem, que era precariamente atendida pela Amforp. Do sucesso dessa experiência foi organizada, em 1952, como empresa de economia mista, a Cemig, que viabilizou o avanço da indústria em Minas Gerais, até recentemente reconhecida como modelo organizacional e de liderança. Em 1945, o governo federal cria a Companhia Elétrica de São Francisco (Chesf) com o objetivo de aproveitar o potencial energético da cachoeira de Paulo Afonso. A Chesf teve destacado papel na construção de grandes usinas de geração não apenas na Bahia, mas em todo o Nordeste.

Aos governos estaduais coube o desenvolvimento dos sistemas de distribuição (FELICIANO, 1988). No eixo Rio - São Paulo, no entanto, onde houve o mais dinâmico desenvolvimento industrial brasileiro desde 1930, estava o grande problema quanto ao abastecimento de energia elétrica. A Light, concessionária da região, já na década de 1940 havia esgotado os potenciais hidrelétricos, contando apenas com a ampliação da capacidade instalada das usinas existentes. Havia uma recorrente falta de energia elétrica no centro da economia do país. Além da demora no atendimento para novas instalações e, portanto, caracterizando situação de demanda reprimida, havia freqüentes interrupções no fornecimento e quedas abruptas na voltagem, o que causava sérios entraves ao desenvolvimento econômico (TENDLER, 1968).

Para auxiliar a superação dos problemas de abastecimento da região Sudeste, foi criada, em 1957, a empresa federal Central Elétrica de Furnas, no Rio Grande, com elevado aproveitamento energético. Essa usina entrou em operação em 1963, no auge da crise de abastecimento (agravada pela ocorrência de um ano de secas, quando a represa de Billings, em São Paulo, chegou a esvaziar quase completamente), e foi capaz de evitar o racionamento que vinha causando sérios transtornos à população e às indústrias (FELICIANO, 1988).

A partir de então, a perspectiva nacionalista do papel do Estado na atividade de geração ganha importância, e, com as empresas estatais produzindo grandes obras, a possibilidade de substituição das empresas estrangeiras por empresas estatais começam a ter grande importância e relevância para o Brasil

No plano federal, a intervenção do Estado no setor elétrico foi marcada desde o início dos anos 40 pela necessidade de um planejamento global do setor que pudesse dar conta tanto da expansão da capacidade de produção quanto, e principalmente, da possibilidade de financiamento desse processo.

Com essa orientação foi elaborado o primeiro Plano Nacional de Eletrificação (proposto originariamente por Vargas) que identificava a necessidade de integrar regiões elétricas por meio de sistemas de transmissão e estimava o volume dos recursos necessários ao investimento. Pode-se notar a partir da década de 40 a grande expansão da geração de energia no país através da tabela 1.

Anos	Potencia Instalada (kW)		
	Usinas Termelétricas	Usinas Hidrelétricas	Total
1940	234.531	1.009.346	1.243.877
1941	242.243	1.019.015	1.261.258
1942	247.002	1.060.646	1.307.668
1943	248.275	1.067.063	1.315.438
1944	257.239	1.076.969	1.334.208
1945	261.806	1.079.827	1.341.633
1946	280.738	1.134.245	1.414.983
1947	282.973	1.251.164	1.534.137
1948	291.789	1.333.546	1.625.335
1949	304.331	1.430.860	1.735.191
1950	346.830	1.536.177	1.883.007
1951	355.190	1.584.756	1.939.946
1952	372.388	1.602.627	1.975.015
1953	418.204	1.686.651	2.104.855
1954	632.301	2.173.226	2.805.527
1955	656.282	2.408.272	3.064.554

**Tabela 1 – Expansão da geração de energia com a estatização do setor na década de 1940 e 1950.**

Deu-se início então a formação de um Fundo Nacional de Eletricidade (FNEJ, a criação da Eletrobrás (à semelhança da Petrobras) e previa forte articulação com o setor nacional produtor de bens de equipamentos elétricos. Pressões agudas, principalmente das concessionárias estrangeiras, impediram que o plano fosse aprovado na forma proposta, tendo sido mantida, apenas, a criação do Fundo Federal de Eletricidade (FFE) com recursos provenientes de um Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE) criado em 1955. Esses recursos foram administrados originariamente pelo B N D E , que se tornou até 1963, junto com o Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE), o principal mentor e financiador dos planos de expansão do setor elétrico.

Com a criação da Eletrobrás, em 1961, e de novos mecanismos de financiamento é que se implementa uma política centralizada de expansão do setor de energia com a definição de um quadro institucional em que a Eletrobrás funcionaria como empresa *holding* do setor e, também, na prática como

principal formuladora da política setorial até que a crise energética dos anos 70 viesse alterar esse quadro institucional.

A evolução desse quadro institucional, ou seja, da formulação do Primeiro Plano Nacional de Eletrificação até a criação da Eletrobrás, no entanto, não se deu pacificamente. Na época das discussões para a criação da Eletrobrás, houve intenso debate entre privatistas e nacionalistas e, também, o envolvimento das classes médias urbanas que já haviam participado decisivamente da vitoriosa campanha pela constituição do monopólio estatal do petróleo.

Estabeleceram-se metas altamente avançadas para aumentar a capacidade instalada de energia elétrica no país; o plano previa ainda a necessidade de investimentos adicionais para o pleno atendimento do mercado. Previa também a queda na participação dos capitais privados, principalmente estrangeiros, no setor.

Com isso ficava vigente uma estratégia, já desenhada no Plano Nacional de Eletrificação de 1954, de certa divisão de atividades no setor, cabendo às empresas públicas federais e estaduais o comando da ampliação da capacidade de geração e a interligação do sistema elétrico, enquanto as empresas estrangeiras - a Light e a Amforp - se especializariam na distribuição. Esse assunto foi exaustivamente analisado por Castro (1983), que o denominou "pacto de clivagem", referindo-se à existência de um acordo tácito entre as partes envolvidas.

A nova divisão de atividades contentava a todos: oferecia uma sobrevida às empresas privadas, particularmente às empresas estrangeiras, e adequava-se ao modelo estatal, pois possibilitava o ingresso do governo na atividade de geração de energia elétrica, ao mesmo tempo em que, à medida que fosse também adquirindo capacidade técnica, gerencial e financeira progressiva, poderia, futuramente, expandir sua atuação na distribuição, até ter pleno domínio de toda cadeia produtiva. E, com essa definição de atividades, estava encerrado o primeiro *round* do embate entre privatistas e nacionalistas.

A consolidação da presença do Estado no setor elétrico deu-se a partir de 1964 no contexto das mudanças políticas ocorridas quando os militares assumiram o poder. O modelo de desenvolvimento econômico adotado pelos militares não diferia muito daquele que vinha sendo adotado na década de 1950. Nele estão presentes: a continuidade do processo de substituição de importações, a ampliação da participação do Estado nas atividades econômicas e a modernização administrativa, principalmente pelas empresas estatais.

Essas políticas, aliadas a uma conjuntura favorável para a obtenção de empréstimos externos em razão do grande fluxo de recursos disponíveis no mercado financeiro internacional, possibilitaram ao Estado constituir - se no principal agente de financiamento e executor da política de infraestrutura que viabilizou o processo de desenvolvimento acelerado que ficou conhecido como "milagre brasileiro".

Nesse contexto, o setor elétrico foi beneficiado por diversas formas. Com o Decreto n.54.936, de novembro de 1964, permitiu-se a correção da tradução monetária do valor original dos bens do ativo imobilizado. Com isso, colocou-se um fim na velha discussão entre privatistas e nacionalistas. Assim, os ativos das empresas estrangeiras puderam ser razoavelmente atualizados, quebrando- se, dessa forma, o principal item do custo do serviço, na forma em que foi regulamentado no Código de Águas.

A partir daí inicia-se uma política de realidade tarifária. As tarifas elevam-se entre 1964 e 1967, em média, cerca de 60% acima da inflação do período (MEDEIROS, 1993). Além disso, durante os governos militares, foram também reforçadas fontes de recursos extratarifários: em 1967, foram fixadas alíquotas mais elevadas para o Imposto Único sobre Energia Elétrica; em 1969, foi ampliado o montante arrecadado por empréstimo compulsório; e, em 1971, foi criada a Reserva Global de Reversão para permitir a encampação das concessionárias não-estatais, fim do prazo da concessão.

Com essas medidas, o setor passa a dispor de um padrão de financiamento para expansão do serviço baseado em recursos não-orçamentários e a Eletrobrás passa a exercer um papel preponderante na administração desses recursos. Esses fatos, aliados às facilidades de concessão de financiamentos externos, criaram condições para mobilizar amplas fontes de recursos para a expansão (MEDEIROS, 1993).

A partir dessas condições, viabiliza-se a acelerada expansão do sistema elétrico nacional, que trouxe importantes efeitos multiplicadores por toda a economia, como a elevação da demanda para as indústrias de bens intermediários, a construção civil e as indústrias de bens de capital. Dessa forma, o setor elétrico contribuiu substancialmente para viabilizar o processo de industrialização acelerada, notado principalmente, no segundo governo militar.

No que se refere à expansão física, o crescimento do setor elétrico brasileiro na década de 1960 buscou uma maior integração técnica entre os serviços estaduais pela montagem de uma interconexão do sistema elétrico. Essa integração, que já havia sido proposta, desde a década de 1950, pela Canambra (um consórcio de planejamento formado por empresas canadense, americana e brasileira, ainda durante o governo Vargas), objetivava um planejamento integrado, realizado com base em estudos detalhados.

Na prática, essa interligação se inicia em 1963 com a Usina de Furnas, que estabeleceu a ligação elétrica de grande porte entre Minas Gerais, São Paulo e Rio de Janeiro, por meio de linhas de alta voltagem.

Ainda na década de 1960, surgiram novas interligações, como as das Usinas de Jupia e Ilha Solteira, pela construção de um tronco de transmissão que cruzou o Estado de São Paulo.

A interligação dos sistemas elétricos passou a ser a tônica do setor elétrico brasileiro compreendendo regiões cada vez mais amplas e um número crescente de concessionárias, desta forma, a produção mais racional de energia. Conseqüentemente, possibilitou a redução global de custos, irrigando o país de energia elétrica barata, o que propiciaria o crescimento econômico obtido.

A expansão do setor elétrico brasileiro prosseguiu no início dos anos 70, amparada pela atmosfera de otimismo econômico que predominava no país e nas concepções estratégicas do II Plano Nacional de Desenvolvimento (IIPND). O plano visava, no que se refere a questões de infra-estrutura, possibilitar a produção dos principais insumos básicos - petróleo, aço e energia elétrica - e pretendia também gerar encomendas de máquinas e equipamentos às indústrias locais de bens de capital. Assim foram concebidos os projetos de Itaipu, Tucuruí, o Programa Nuclear e a Ferrovia do Aço.

As condições em que ocorreram essas expansões, todavia, foram bastante problemáticas. Conforme será retomado no próximo item, o recurso ao financiamento externo utilizado, em uma época de conjuntura

internacional desfavorável, trouxe consequências graves à evolução posterior do setor e está na raiz da crise que caracterizará sua evolução nas décadas de 1970 e 1980.

Não se pode, no entanto, deixar de destacar o sucesso obtido pelo setor elétrico brasileiro até metade dos anos 70, quando houve grande ampliação da capacidade produtiva que possibilitou, além de sustentar acelerado processo de crescimento econômico, criar ampla capacitação nacional na área de engenharia de projetos, consultorias e construção de usinas hidrelétricas, que se revelou altamente competitiva ao conseguir contratos até no exterior.

### **2.3.Crise no modelo estatal**

As rápidas transformações ocorridas no cenário mundial na década de 1970, como primeiro e segundo choques do petróleo em 1973 e 1979, respectivamente, e a posterior elevação das taxas de juros no mercado externo no início de 1980, contribuíram para que o processo de crescimento econômico iniciado no Brasil em 1967 se revertesse.

A partir de 1974, os responsáveis pela condução da política econômica brasileira tentaram manter a postura e o padrão anterior de uma marcha forçada rumo ao desenvolvimento. O governo implantou o IIPND, que tinha por objetivo possibilitar a produção dos principais insumos básicos, como petróleo, aço e energia elétrica. Buscar-se-ia, com isso, proporcionar a continuidade do crescimento da economia, especialmente pela obtenção de financiamentos no mercado internacional e pelo apoio nas empresas estatais. Numa época de retração do ritmo de investimento privado, o Estado e suas empresas foram os responsáveis pela manutenção, durante um certo tempo, dos níveis de desenvolvimento.

Projetos como Itaipu, Tucuruí, o Programa Nuclear e a Ferrovia do Aço foram concebidos no escopo do plano. As autoridades brasileiras, no entanto, desconsideraram a profundidade do movimento de contração da economia mundial, e o processo inflacionário e de endividamento externo começou a ficar fora de controle do país. Com a crise da dívida em 1981-1982, e a interrupção dos fluxos de financiamento, o Brasil entrou em uma recessão que levou a uma rápida ampliação da dívida interna. Dessa forma, na década de 1980, há uma substancial redução da capacidade de o Estado mobilizar recursos para investimentos. O setor elétrico brasileiro acompanha esses acontecimentos, envolvendo-se na solução dos graves problemas globais do país. Nesse momento histórico, a estatização do setor facilita o processo de instrumentalização política de suas ações.

Um primeiro aspecto que se salientou no setor de energia elétrica nesse período foi a crise financeira de suas empresas concessionárias a partir de 1975, quando as tarifas passaram a sofrer constantes reduções em seu valor real. Com isso, o governo pretendia conter os índices inflacionários ou, no mínimo, retardar sua explosão. Além disso, para que os níveis de crescimento econômico fossem mantidos, o Estado induziu as empresas estatais, particularmente as do setor elétrico, a um processo de endividamento progressivo que culminaria com a inadimplência e a perda de eficiência setorial.



Assim, a deterioração da saúde financeira de suas empresas foi também uma realidade enfrentada pelo setor elétrico. Ao longo do II PND, o Estado passou a comandar a expansão do sistema de oferta de energia, e esse processo foi acompanhado da redução do fluxo de recursos de fontes setoriais (tarifas, impostos etc.) e do aumento do endividamento externo, facilitado pelas condições de financiamentos internacionais até o início da década de 1980. No entanto, como as dívidas contraídas pelo setor eram na maioria de curto prazo, quando as taxas de juros internacionais se elevaram, as empresas elétricas começaram a encontrar grandes dificuldades para concluir seus projetos, todos de longo prazo, e saldar o que deviam.

Na década de 1980, os interesses do poder central, representados pela Eletrobrás, passam a se mostrar cada vez mais conflitantes se relacionados com os das empresas estaduais. Interesses econômicos regionais, externos ao próprio setor; disputas por aproveitamento de geração, que foi concedido prioritariamente às empresas do Grupo Eletrobrás pelo governo federal; e a luta por recursos setoriais cada vez menores, especialmente para o término de obras, estão na raiz desse conflito (MEDEIROS, 1993).

Além desses fatores, a instituição do princípio da equalização tarifária para a taxa média de remuneração para o setor como um todo, em 1981, sem levar em conta as características de cada empresa, agravou mais ainda o quadro financeiro das concessionárias, especialmente as estaduais. Isso porque qualquer ganho de produtividade que uma empresa viesse a conseguir era transferido para outro concessionário, para que a taxa média fosse mantida. Todos esses problemas mencionados geraram diversos tipos de pressão sobre o setor elétrico, principalmente no que diz respeito à elevação dos custos operacionais e também nos planos de obras das empresas elétricas.

A lógica de administração das empresas elétricas nos anos 80, tanto no âmbito federal como no estadual, passou a priorizar o início de novas obras, como os planos de expansão de energia elétrica. Assim, o poder de barganha pelos recursos setoriais e pelos poucos recursos do Estado seria maior. No entanto, com a Constituição de 1988, a repartição desses recursos foi alterada, reduzindo a parte relativa ao governo federal e ampliando a dos Estados e municípios.

Com a redução do fluxo dos recursos próprios e das transferências do poder federal, o setor elétrico estatal começou a ampliar progressivamente o seu endividamento externo e interno para fazer frente ao seu programa de obras (ocorrido durante o período 1974 a 1979) e aos encargos relativos aos empréstimos contraídos em períodos anteriores (década de 1980).

Até o final da década de 1970, em decorrência de condições favoráveis dos empréstimos e financiamentos obtidos no exterior (juros baixos e prazos elevados), houve grande endividamento das empresas que desenvolviam seu plano mais arrojado de expansão da oferta: a construção da Usina de Itaipu. A partir de 1980, no entanto, houve aumento na taxa de juros do mercado financeiro internacional que muda o sentido do endividamento setorial.

O elevado crescimento da dívida externa, ao mesmo tempo em que havia redução das tarifas e das transferências, reduzia a possibilidade de investimentos. Todavia, dada a necessidade de manter e continuar o extenso programa de obras, o setor continuava necessitando tomar dinheiro emprestado.

Nos anos 80, com o grave aumento das taxas de juros no mercado internacional e as maiores dificuldades para obter empréstimos internacionais e, ainda, as pressões do governo federal sobre as empresas estatais para fecharem as contas, as empresas passam a tomar empréstimos no mercado financeiro doméstico visando cumprir os compromissos anteriormente assumidos (serviços da dívida) e concluir os empreendimentos em andamento. Assim, com a simultânea redução das tarifas, já mencionada, e a recessão, que a partir de 1981 caracterizou a economia brasileira, a situação do setor foi se tornando cada vez mais dramática.

Como a influência política estadual aumentou, mas as receitas continuaram a cair, principalmente em razão da contenção tarifária e da não realização do mercado (que serviu para justificar os planos de expansão e as novas obras), a inadimplência se generalizou entre as empresas elétricas estaduais. Muitas concessionárias foram deixando de pagar a própria energia comprada e, em alguns casos, não recolhendo os tributos arrecadados dos consumidores, numa nítida perda de eficiência que se refletiu no setor como um todo.

Assim, ao longo dos anos 80, o setor foi perdendo gradativamente a eficiência que caracterizou a intervenção federal desde sua origem. As graves discordâncias entre as concessionárias estaduais e a Eletrobrás e os rígidos controles orçamentários, exercidos pela área econômica do governo federal, levaram a que a tomada de decisões fosse realizada externamente ao setor.

Além desse problema com as grandes obras, surgiu no sistema elétrico, pelo lado da oferta, um conjunto de empreiteiras, firmas de engenharia, empresas de consultoria e fabricantes de equipamentos que passaram a ter grande interesse na expansão acelerada do parque produtor de energia, por dependerem das obras estatais para as suas ações empresariais. Pelo lado da demanda, a abundância de energia elétrica a baixos preços incentivou a instalação de grandes consumidores, que passaram a se organizar e a absorver altas quantidades de energia.

A atuação de todos esses agentes teve forte influência nas principais decisões setoriais relativas a planos de expansão (fornecedores de insumos) e na definição da estrutura tarifária (grandes consumidores). Por diversas vezes, projetos que não possuíam o desejável retorno econômico eram implementados e justificados tecnicamente, como forma de beneficiar interesses de diversas procedências.

Dessa forma, sob a ameaça constante de falta de energia e sempre com argumentos "tecnicamente justificados", a necessidade de expansão do sistema elétrico passa a ser um fim em si. Nesse ponto, a associação entre os interesses profissionais dos quadros técnicos setoriais, os interesses dos entes privados ligados ao setor na manutenção da efervescência dos negócios e o interesse dos responsáveis pela política econômica do governo em manter os níveis de investimento, contribuiu para a manutenção do plano de obras inalterado na maior parte da década de 1980.

O setor elétrico entra na década de 1990 em uma situação bastante delicada. O Estado não tem mais condições de investir no setor, suas empresas se vêem endividadas, sem poder dar continuidade aos planos de expansão. A possibilidade de falta de energia, desde o início da década, passa a ser também uma realidade. A resolução dos problemas financeiros das empresas elétricas deverá passar por um ajuste

patrimonial, e as privatizações se apresentam como uma das alternativas ideais para que isso ocorra. No entanto, para que o processo de privatização avance com sucesso no setor de energia elétrica, ficam como condições fundamentais a regulamentação de suas atividades e a definição de diversos pontos importantes, como questão tarifária, relação entre geradores e distribuidores de energia, normas de participação no mercado, obrigações mínimas de investimento etc.

## **2.4.Privatização do setor**

A partir da década de 1990, os investimentos no setor elétrico começaram a declinar sensivelmente, ocasionando gradativamente uma disparidade entre a oferta e a demanda elétrica.

O Estado decide, então, deixar de lado sua trajetória histórica de responsabilizar-se pelos investimentos em setores estratégicos, para assumir como prioridade, o saneamento de suas contas. Começou então, a privatizar as empresas estatais sob a alegação da necessidade de melhoramento de eficiência dos serviços prestados ao consumidor e, ao mesmo tempo, abater as dívidas e se inserir com competitividade no novo cenário mundial.

Dado a gradual retirada do Estado do setor elétrico, juntamente com as dificuldades e entraves à continuidade da captação de recursos no exterior pelas próprias empresas e, ainda, os obstáculos à reentrada do capital privado no setor durante o período de 1980 a 2000 caracterizou-se pela tendência declinante dos investimentos no setor, chegando ao marco do Estado investir apenas R\$ 3 bilhões em 2000, Ferreira (2000). Assim, enquanto no período de 1980 a 1992 o crescimento da capacidade instalada e do consumo ocorriam quase em paralelo, em 2000, o consumo cresceu 165% ao passo que a capacidade instalada aumentou somente 119% (LEME, 2007).

Com a política neoliberal adotada pelo governo Fernando Collor, a partir de 1990, começa a se construir ações visando à diminuição do papel do Estado nos setores estratégicos da economia. Nesse sentido, a privatização se inicia e se intensifica nos governos seguintes de Fernando Henrique Cardoso, que as conduz como parte de um conjunto de reformas realizadas no Estado Brasileiro.

As privatizações no setor elétrico começaram a ser efetivadas primeiramente no âmbito federal com o processo de desestatização a partir da venda da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – ESCELSA. Empresa concessionária que atuava no serviço público de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. A ESCELSA foi privatizada em 11 de julho de 1995. Posteriormente foram privatizadas a *Light Serviços de Eletricidade S.A.*, empresa concessionária de serviço público na geração, transmissão e distribuição e a empresa de geração de energia elétrica Gerasul, oriunda da cisão da Eletrosul. A *Ligth* foi privatizada em 21 de maio de 1996 e a Gerasul em 15 de setembro de 1998.

Na esfera estadual as privatizações começaram um pouco depois e foram marcadas, entre outros problemas, pelos conflitos político-institucionais que tiveram que se ajustar à estrutura federativa do país. Foi privatizado um total de 20 empresas do setor elétrico, sendo 17 distribuidoras e 3 geradoras.

A partir de 1996, com a instituição da Lei nº. 9.427/96 que criou a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, vinculada ao Ministério das Minas e Energia, cuja finalidade era de regular e fiscalizar a produção (geração), transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, segundo as políticas e diretrizes do governo federal.

Além da criação da ANEEL, também foi inserido no PND um conjunto de aproveitamentos hidrelétricos e de linhas de transmissão para tentar aumentar a capacidade de produção e de transmissão em alta tensão de energia elétrica. No caso da geração, as licitações para exploração de aproveitamentos hidrelétricos ocorreram de 1996 a 2002, tendo uma maior concentração nos anos de 2000 e 2001.

Já, as novas concessões de transmissão de energia elétrica marcaram o período de 2000/2002, sendo que nestas licitações não havia pagamento pela concessão, pois os vencedores eram aqueles que ofereciam a menor tarifa de transmissão, segue-se abaixo um quadro resumido dos resultados dos leilões de linhas de transmissão.

A partir deste momento a organização do setor elétrico se encontra praticamente nos panoramas atuais de geração, transmissão e distribuição. Abaixo a cronologia do histórico institucional do setor elétrico brasileiro.

Ano	Instituição/Programas/Diretorias e Leis
1920	Criação da COMISSÃO DE ESTUDOS DE FORÇAS HIDRÁULICAS vinculado ao Ministério da Agricultura, Indústria e Comércio.
1933	Instituída a DIRETORIA DE ÁGUAS, posteriormente transformada em SERVIÇO DE ÁGUAS
1934	Criação do DEPARTAMENTO NACIONAL DA PRODUÇÃO MINERAL – DNPM, pela reforma Juarez Távora e o CÓDIGO DE ÁGUAS, pela Lei nº24.643
1939	Criação do CONSELHO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA – CNAEE
1940	O SERVIÇOS DE ÁGUA, transformou-se em DIVISÃO DE ÁGUAS
1960	Criação do MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME pela Lei nº 3.782
1961	O Departamento Nacional da Produção Mineral passou a integrar o MME
1961	Criação das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS
1965	A DIVISÃO DE ÁGUAS é transformada no DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA – DNAE
1968	Alteração do DNAE para DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA – DNAEE
1969	Extinção do CNAEE
1990	Instituição do Programa Nacional de Desestatização – PND pela Lei nº 8.031
1993	Criação da Lei 8.631/93 que dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas de energia e extingue o regime de remuneração garantida no setor elétrico.
1995	Criação da Lei 8.987/95 que regulamenta o Artigo 175 da Constituição Federal, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão de serviços públicos.
1995	Criação da Lei 9.074/95 que estabelece normas para a outorga e prorrogação de concessões e permissões de serviços de energia elétrica.
1996	Criação da Lei 9.427/96 que instituiu a AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, vinculada ao MME e disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica.
1997	Aprovação da estrutura regimental da ANEEL
1998	Criação da Lei 9.648/98 que instituiu o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE – e o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.
2001	Criação e instalação via Medida Provisória da CAMARA DE GESTAO DA CRISE DE ENERGIA ELÉTRICA – GCE vinculada a Casa Civil

Ano	Instituição/Programas/Diretorias e Leis
2001	Criação da <a href="#">Lei 10.295/2001</a> . Dispõe sobre a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia, visando à alocação eficiente de recursos energéticos e preservação ambiental, e dá outras providências.
2002	Lei 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.
2003	Lei 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 nºs 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.
2003	Decreto nº 4873, de 11 de Novembro de 2003. Institui o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - Luz para Todos, e dá outras providências.
2004	Lei <a href="#">10.847</a> , de 15 de Março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE e dá outras providências.
2004	Lei 10.848, de 15 de Março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.
2004	Lei 10.871, de 20 de Maio de 2004. Dispõe sobre a criação de carreiras e organização de cargos efetivos das autarquias especiais denominadas Agências Reguladoras, e dá outras providências.
2004	<a href="#">Decreto 5.184</a> , de 16 de Agosto de 2004. Cria a Empresa de Pesquisa Energética - EPE aprova seu Estatuto Social e dá outras providências.
2005	Portaria 430, de 14 de Setembro de 2005. Aprova as diretrizes para os leilões de energia proveniente de novos empreendimentos, a serem promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, direta ou indiretamente.

Tabela 2 – Histórico institucional do setor elétrico.

### **3. Atual situação do setor elétrico brasileiro**

O parque gerador de energia elétrica no Brasil é constituído pelas seguintes fontes de geração de energia elétrica: hidráulica, térmica, eólica e solar. As características físicas e geográficas do Brasil foram determinantes para que sua base de geração de energia elétrica fosse constituída de um sistema hidrotérmico de potência com predominância hidráulica, respondendo por cerca de 93% do total da geração, em um ano hidrológico médio. A parte restante é composta por geração termelétrica, destinada à complementação do atendimento do mercado do Sistema Interligado nos períodos hidrológicamente desfavoráveis, e para atendimento localizado quando ocorrem restrições de transmissão e ao atendimento dos Sistemas Isolados. Além disso, o parque conta ainda com unidades geradoras distribuídas, compostas por fontes renováveis de energia e por plantas de co-geração. Os geradores de energia elétrica no Brasil são atualmente classificados como pertencentes a empresas concessionárias de geração, produtores independentes e autoprodutores.

O potencial hidráulico do parque gerador brasileiro é de cerca de 260 GW, envolvendo 15% das reservas mundiais de água doce disponível. No entanto, apenas um quarto do potencial é utilizado atualmente. Seu potencial remanescente está concentrado na região Amazônica (43%), que possui diversas restrições ambientais.

Os potenciais dos rios são explorados através da construção de reservatórios e de usinas de grande (UHEs) e pequeno porte (Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs), isolados ou em cascata. Esta grande cadeia de reservatórios tem importante significado econômico, ecológico, hidrológico e social.

Em muitas regiões do País, esses ecossistemas são utilizados como base para o desenvolvimento regional. Em alguns projetos houve planejamento inicial e uma preocupação com a inserção regional; em outros casos, este planejamento foi pouco desenvolvido. Entretanto, devido às pressões por usos múltiplos, estudos intensivos têm sido realizados com a finalidade de ampliar as informações existentes e promover uma base de dados adequada que sirva como plataforma para futuros desenvolvimentos de projetos que explorem este potencial hidráulico. Complementando a hidroeletricidade estão as fontes térmicas de geração de energia elétrica, que, segundo dados do Banco de Informação de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, são divididas por tipos de combustíveis - fóssil, biomassa e outros, e energia nuclear. Dentre os combustíveis fósseis estão o óleo combustível, o óleo diesel, o óleo ultra viscoso, o gás de refinaria, o gás natural e o carvão mineral; a capacidade instalada das usinas que consomem estes combustíveis representava 78,% da capacidade total das usinas termelétricas operando no País. As centrais termelétricas em operação que utilizam biomassa correspondiam, naquele mês, a 16,47% da capacidade instalada total de termelétricas, consumindo carvão vegetal, resíduo de madeira, bagaço de cana-de-açúcar, casca de arroz, licor negro e biogás. Os demais combustíveis, classificados como “outros”, totalizavam 3,17% da capacidade instalada total das usinas termelétricas e são constituídos por: gás de alto forno, gás de processo, enxofre, efluente gasoso e gás siderúrgico. A energia nuclear tinha uma participação de 2,13%, que corresponde a 2.007 MW instalados nas usinas de Angra I e Angra II.

Apesar do expressivo potencial eólico, divulgado no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (ANEEL, 2010), o País ainda explora pouco este potencial, representando hoje apenas 0,70% da capacidade instalada total, com 765 MW, agindo na complementaridade sazonal entre regimes de vento e hidrológico, em especial no Nordeste.

## **4.Considerações ambientais**

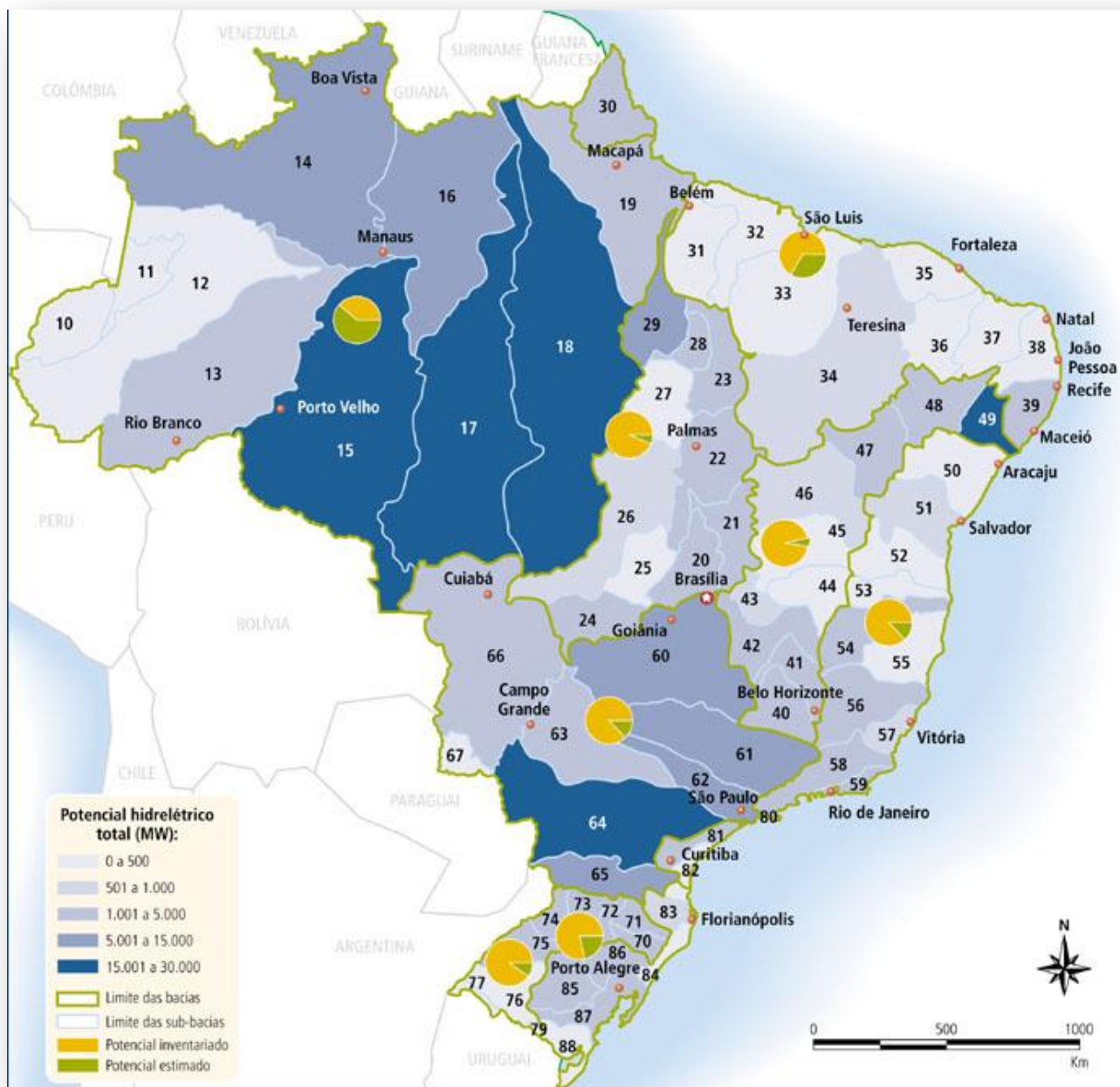
Neste tópico será analisada as principais formas de geração no país no âmbito ambiental, para que posteriormente sejam confrontados dados de geração, econômicos e ambientais.

### **4.1.Usinas Hidrelétricas**

Analisando a inserção dos projetos hidrelétricos ao meio ambiente, percebe-se rapidamente a amplitude dos impactos e alterações trazidos à região onde se encontra o aproveitamento hidráulico de interesse, se estendendo por toda a área alagada com a construção da barragem, mas não se limitando a esta. A alteração das encostas, o assoreamento, perda de recursos minerais que podem ser inundados, a vegetação alagada e a fauna desalojada são alguns dos impactos ambientais mais comuns e importantes que devem ser equacionados. No âmbito social, a desapropriação da área a ser alagada, a forte migração de mão de obra durante o período de construção da usina para cidade próxima, e o uso múltiplo da água pela população da região podem ser algumas das questões a serem abordadas para a adequada implantação dos projetos. Como os impactos ambientais e sociais são antecipados e considerados desde as fases iniciais de identificação dos projetos e estudos de viabilidade econômica, é possível serem convenientemente tratados, mitigados e adequadamente compensados. Tudo isso, claro, gera mais alguns custos ao projeto.

No país o potencial hidrelétrico se concentra no sudeste e na bacia amazônica conforme demonstrado na figura1.





**Figura 1 – Potencial hidrelétrico dividido por bacias.**

#### **4.2. Usinas termelétricas**

A questão ambiental da implantação e operação de usinas termelétricas está ligada basicamente às emissões de efluentes, sejam aéreos, líquidos ou sólidos, com destaque aos aéreos, que possuem maior potencial poluidor.

Entre as emissões aéreas de maior representação podemos listar: o dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), os óxidos de enxofre (SO<sub>x</sub>), óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>) e materiais particulados. Entre os efluentes líquidos,



podemos citar o impacto de alterações de temperatura nos efluentes devolvidos aos rios, além de químicos em geral, utilizados na limpeza das máquinas ou no tratamento e desmineralização da água.

Os resíduos sólidos são basicamente as cinzas do processo de queima do combustível, que podem contaminar o solo e a água. Um ponto adicional a se levantar é a possibilidade de emissões ocasionadas por falha ou acidente, como vazamentos, rompimentos, etc.

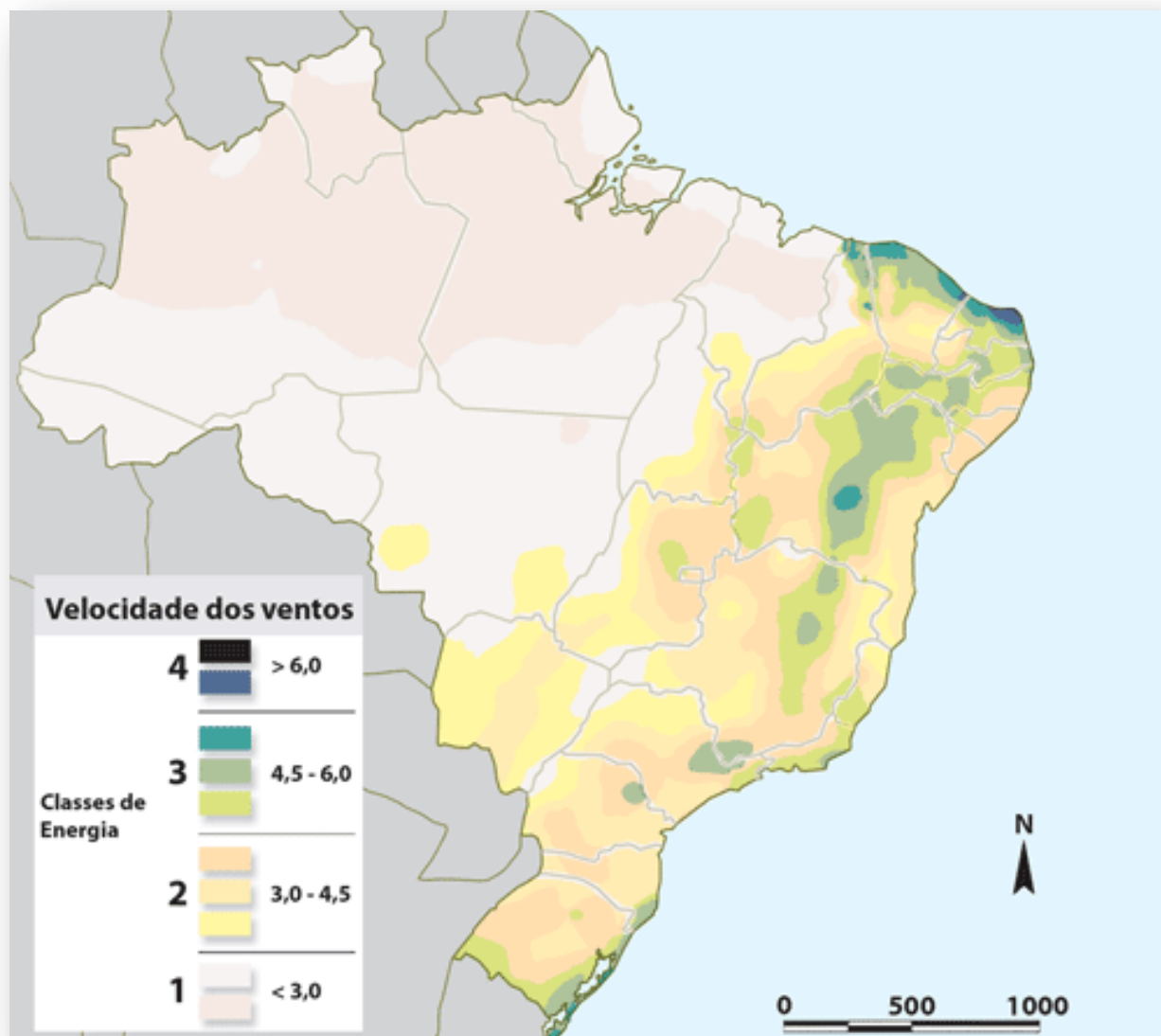
#### **4.3. Usinas Nucleares**

Com relação à inserção das usinas nucleares no meio ambiente, destaca-se que estas causam impactos bastante diferentes das demais termelétricas. A usina nuclear não emite CO<sub>2</sub> ou qualquer outro gás do efeito estufa, NO<sub>x</sub> nem SO<sub>x</sub>, principais poluentes emitidos pelas térmicas convencionais. Por outro lado, a manipulação do combustível radioativo traz consigo uma série de problemas ligados principalmente aos dejetos radioativos, às consequências de acidentes e à desativação da usina após o encerramento de sua vida útil.

#### **4.4. Usinas Eólicas**

O aproveitamento da energia eólica produz impactos ambientais muito pequenos quando comparados aos impactos de usinas hidrelétricas ou termelétricas. Ainda assim, países com nível de desenvolvimento da consciência ambiental mais elevado, discutem impactos como o ruído, a colisão de pássaros e o impacto visual trazidos pelos projetos eólicos.

O potencial eólico no país encontra-se principalmente no nordeste conforme enfatiza a figura 2.



**Figura 2 – Velocidade dos ventos no território brasileiro.**

#### **4.5. Usinas movidas a biomassa**

A energia de biomassa é fornecida por matérias de origem vegetal, renováveis em intervalos relativamente curtos de tempo. O quadro das biomassas é bastante amplo, compreendendo a tradicional lenha das florestas naturais, bagaço de cana, madeira cultivada especificamente para fins energéticos, resíduos das indústrias da serraria, aglomerados e celulose, além do biogás, obtido pela decomposição de dejetos.

A biomassa na geração de energia elétrica apresenta inúmeras vantagens ambientais: Aproveitamento do potencial dendro-energético brasileiro, abatimento das emissões de carbono na atmosfera em relação a fontes fósseis, a redução da distribuição de florestas, da inundação de terras agricultáveis e da interferência em ecossistemas tropicais em relação as fontes hidráulicas. Outra importante vantagem é a descentralização da geração de energia elétrica e associado a isto, tem-se a redução dos custos de transmissão.

#### 4.6.Comparação das fontes de energia quanto a emissão de carbono

A queima de combustível fóssil adiciona alguns bilhões de toneladas por ano de  $\text{CO}_2$  para atmosfera. Uma quantidade aproximadamente igual é gerada pela destruição de vegetação e solo.

A contribuição do uso de energia no Brasil para o aumento do efeito estufa é significativamente inferior. Considerando apenas as emissões de  $\text{CO}_2$  em 1990 foram de 73 Mt C/ano, o que corresponde a 1% das emissões globais contra 4,7 a 6,6% do desmatamento da Amazônia (Rosa 2002). O baixo valor das emissões de  $\text{CO}_2$  por causa do uso de energia se explica pela grande participação da hidroeletricidade e de biomassa renovável na matriz energética brasileira. Porém, além da contaminação conhecida de mercúrio em peixes, causada pelas atividades das hidrelétricas, os reservatórios de hidrelétricas podem aumentar o fluxo de  $\text{CH}_4$  e  $\text{CO}_2$  para a atmosfera. Alguns autores afirmam que, em alguns casos, este aumento, por unidade de energia produzida, pode ser significativo comparado aos gases de efeito estufa emitido pela geração de eletricidade por combustível fóssil, porém não é uma opinião unânime entre os pesquisadores da área (Rosa 2002).

A taxa de emissão de gases de efeito estufa por unidade de eletricidade produzida variará de acordo com as características do reservatório, a extensão e o tipo da paisagem inundada e o modo de geração de energia. Como a degradação determina a maioria do  $\text{CO}_2$  e  $\text{CH}_4$  produzido, estimativas confiáveis da produção de gases de efeito estufa durante o ciclo de vida de um reservatório hidrelétrico não serão atingidas, até que se melhor identifique as fontes de matéria orgânica e as taxas dos processos microbianas envolvidos em sua decomposição (Rosa 2002).

Teoricamente a maior parte de emissões de  $\text{CH}_4$  e  $\text{CO}_2$  pelo reservatório da hidrelétrica é concentrada no tempo, logo após o fechamento da barragem, decaindo ao longo de um período de poucos anos. As emissões de  $\text{CO}_2$  pelas termelétricas se mantêm contínuas ao longo de toda vida útil da planta.

Segundo Rosa (2002), em geral a quantidade de metano emitido, por causa das represas é muito inferior ao do dióxido de carbono equivalente que seria emitido por termelétricas, levando em conta três opções tecnológicas: carvão-convencional, óleo-convencional e gás natural-ciclo combinado. Reservatórios que apresentam áreas mais profundas emitem menos metano do que as áreas superficiais, e reservatórios mais jovens emitem mais metano que os reservatórios mais velhos. Entretanto, em casos específicos em que a densidade de potencia da hidrelétrica é extremamente baixa ( $\text{W/m}^2$ ), como em Balbina10, no Amazonas, não é evitada a emissão de carbono. Com isso, conclui-se que a hidroeletricidade parece ser ambientalmente menos danosa que a termoeletricidade utilizando combustíveis fósseis em relação aos efeitos das emissões de gases de efeito estufa (Rosa 2002).

## **5. Atual competitividade das tecnologias que compõem o Parque Gerador Nacional**

Ao longo do século XX, os sistemas elétricos tornaram-se cada vez mais centralizados, especialmente no que concerne à geração, com o incremento das capacidades unitárias das centrais e a estruturação dos sistemas de transmissão à longa distância. Até recentemente, grandes centrais de produção de eletricidade justificavam-se pelo caráter determinante do fator de escala sobre os custos de geração, à inexistência de grandes restrições com relação aos impactos ambientais das usinas e, também, por conta do modelo de organização empresarial que imperou no setor durante décadas.

A partir dos anos de 1970, o setor elétrico entrou em uma nova fase em vários países, inclusive no Brasil como descrito anteriormente.

Estas reformas, de caráter eminentemente descentralizador, levaram à definição de um maior espaço para a produção elétrica em pequena escala, a produção independente das concessionárias, a autoprodução energética e a geração distribuída, a partir de fontes renováveis e plantas de co-geração.

As usinas termelétricas consumindo gás natural e carvão mineral representavam, em novembro de 2006, respectivamente, 9,48% e 1,36% da capacidade dos empreendimentos em operação no parque gerador nacional. Quanto à geração de eletricidade a partir de gás natural, o Programa Prioritário de Termelétricas, apesar de seus altos e baixos, e enormes dificuldades para a sua implementação, possibilitou uma participação significativa destas usinas no parque gerador, requerendo a necessidade de pesados investimentos na infra-estrutura de transporte e distribuição de gás no País.

As usinas termelétricas a ciclo combinado que consomem gás proporcionam a produção de energia elétrica com custos menores, por apresentarem rendimentos térmicos (55-60%) bem superiores às usinas que operam segundo os ciclos a vapor (35-40%), ou a gás (30-35%). Turbinas a gás, no entanto, ainda não são fabricadas no Brasil.

Como vetor energético, o gás natural é facilmente intercambiado entre regiões vizinhas, podendo ser um importante fator de integração energética. No Cone Sul, Brasil, Bolívia, Argentina e Uruguai caminham para a criação de uma malha de gasodutos que permitirá fluxos entre regiões de produção/ consumo e entre regiões de consumo, criando novas oportunidades de otimização da exploração e comercialização deste produto. No entanto, o preço deste energético é um fator limitante na expansão do seu uso para termelétricidade no Brasil, tendo em vista que os contratos de compra e venda carregam um ônus elevado da tarifa de transporte, devido à infra-estrutura de transporte ainda em formação, exigindo grandes investimentos. Há ainda a preocupação com relação à disponibilidade do gás boliviano, cujo cenário político atual apresenta incerteza quanto à continuidade do fornecimento do combustível para o Brasil.

No caso do Brasil, há uma crescente utilização dos gases gerados nos processos siderúrgicos (coqueria e alto forno); estes combustíveis deverão beneficiar-se dos avanços nas turbinas a gás, e do uso de ciclos combinados.

A participação do carvão mineral na geração de energia elétrica é de apenas 1,42%, concentrados na região Sul do Brasil. Apesar do grande potencial, estimado em 31,7 bilhões de toneladas, e de programas de incentivo do governo feitos no passado, não se observam grandes perspectivas de aumento no consumo deste combustível para geração de eletricidade, dado a baixa qualidade do carvão brasileiro e a atual tecnologia usada.

Hoje, há tecnologias, ainda em estágio de demonstração, que gaseificam o carvão mineral ou a biomassa, para consumi-los, na forma de gases de baixo poder calorífico, em usinas de ciclo combinado. As turbinas a gás empregadas nestas tecnologias ainda possuem rendimentos bem inferiores aos das turbinas que consomem gás natural. No médio e longo prazos, os ciclos de gaseificação de carvão integrados com ciclos combinados e/ou co-geração deverão produzir energia de uma forma competitiva com ciclos convencionais a vapor, e com emissões equivalentes às de plantas a gás natural.

As usinas termelétricas com geração de energia a partir de combustível nuclear em operação hoje no Brasil são duas: Angra I e Angra II, que somam 2.007 MW de capacidade instalada.

O grande debate gira em torno dos riscos de segurança associados a este tipo de geração, como, aliás, tem ocorrido em muitos outros países.

Do ponto de vista tecnológico, com a construção e operação das Usinas Angra 1 e Angra 2, o País adquiriu conhecimentos e experiência para a eventual continuidade do aproveitamento dessa energia, dentro dos padrões internacionais exigidos. Atualmente, os índices de nacionalização do setor de geração eletronuclear são expressivos. Sem considerar a possível instalação de Angra 3, a engenharia destas usinas apresenta uma nacionalização de 75.

Com o desafio de se diversificar o parque gerador brasileiro - sem perder o foco nas fontes renováveis de energia, na diminuição do risco hidrológico e na abertura de maiores perspectivas de ampliação no atendimento dos serviços de energia elétrica a comunidades isoladas (em regiões onde a extensão de rede ainda é inviável) - soluções de cunho regional, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis, são utilizadas na geração distribuída de eletricidade, a partir de fontes como biomassa, eólica, solar e pequenas centrais hidrelétricas.

Dentro deste contexto foi criado, em abril de 2002, a partir da Lei nº 10.438, o Programa de Incentivos às Fontes Renováveis de Energia - Proinfa, com o intuito de introduzir no Sistema Interligado Nacional - SIN, em sua primeira fase, 3.300 MW de potência até 2006. Desse montante, a Lei previa que 1.100 MW deveriam ser de fontes eólicas, 1.100 MW de Pequenas Centrais Hidrelétricas e 1.100 MW de projetos de biomassa. Na prática, as licitações realizadas em 2004 não atingiram 1.100 MW de projetos de biomassa, sendo a diferença complementada com projetos de geradores eólicos. A energia produzida pelas unidades geradoras selecionadas pelo programa será adquirida pela Eletrobrás. Os contratos dos geradores com a Eletrobrás terão duração de 20 anos, contados a partir da entrada em operação.

A produção de 3,3 mil MW a partir de fontes alternativas renováveis ampliaria a participação, na matriz de energia elétrica brasileira, das fontes eólica, biomassa e PCH, que, no ano de 2003, representavam apenas 3,1% do total produzido, para 5,9% de participação em 2006.

Isto vem a reforçar a condição do Brasil, em que 41% da matriz energética é renovável, enquanto que a média mundial é de 14% e, nos países desenvolvidos, de apenas 6%, segundo dados do Balanço Energético Nacional. A entrada de novas fontes renováveis evitará a emissão de 2,5 milhões de toneladas de gás carbônico/ano, ampliando as possibilidades de negócios de Certificação de Redução de Emissão de Carbono, nos termos do Protocolo de Kyoto.

O Proinfa foi revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, que assegurou a participação de um maior número de estados no Programa, o incentivo à indústria nacional e a exclusão dos consumidores de baixa renda do pagamento do rateio da compra da nova energia. Uma das exigências da Lei nº 10.762 é a obrigatoriedade de um índice mínimo de nacionalização de 60% do custo total de construção dos projetos. O Brasil detém as tecnologias de produção de maquinário para uso em PCH e usinas de biomassa e está avançando na tecnologia eólica, com duas fábricas instaladas, uma no Sudeste e outra no Nordeste.

Uma das principais vantagens da biomassa é o seu aproveitamento direto por meio da combustão da matéria orgânica em fornos ou caldeiras. Atualmente, a biomassa vem sendo bastante utilizada na geração de eletricidade, principalmente em sistemas de co-geração, como complemento à geração hidráulica nas regiões Sul e Sudeste, onde a colheita de safras propícias à geração de energia elétrica (cana-de-açúcar e arroz, por exemplo) ocorre em período diferente do chuvoso.

Segundo dados do Balanço Energético Nacional, a participação da biomassa na matriz energética brasileira é de 27%, a partir da utilização de lenha e de carvão vegetal (11,9%), produtos da cana-de-açúcar (12,6%) e outros (2,5%). O potencial autorizado para empreendimentos de geração de energia elétrica, de acordo com a ANEEL, é de 1.376,5 MW, dividido entre centrais geradoras que utilizam bagaço de cana-de-açúcar (1.198,2 MW), resíduos da madeira (41,2 MW), biogás ou gás de aterro (20 MW) e licor negro (117,1 MW).

Dados do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro(ANEEL,2010) apontam para um potencial eólico indicativo de 143.000 MW, sendo que 7.694,05 MW já foram autorizados pela ANEEL. Atualmente, as usinas em operação têm capacidade instalada para gerar 187 MW. As áreas com maior potencial eólico encontram-se nas regiões Nordeste, Sul e Sudeste. O desenvolvimento de fazendas eólicas com elevados fatores de capacidade permitiria alcançar custos de geração próximos da competitividade. Na região Nordeste este tipo de geração serviria como complemento ao abastecimento hidráulico, já que o período de chuvas é complementar ao de ventos.

As Pequenas Centrais Hidrelétricas são empreendimentos que, em geral, procuram atender demandas próximas aos centros de carga, em áreas periféricas ao sistema de transmissão; neste sentido, elas têm tido um papel cada vez mais relevante na promoção do desenvolvimento da geração distribuída no País. Segundo dados da ANEEL, um total de 3.669,30 MW em PCH's estão autorizados para funcionamento, sendo que, destes, 403,8 MW já iniciaram suas obras. A maioria dos pequenos aproveitamentos hidrelétricos em operação localiza-se nas regiões Sul e Sudeste, nas bacias do Paraná e do Atlântico Sudeste, próximos dos grandes centros consumidores de energia elétrica. A região Centro-Oeste, onde se encontra a maioria dos demais aproveitamentos, concentra o maior potencial de novos projetos. O Brasil possui um potencial

inventariado de 9.800 MW em pequenos aproveitamentos hidráulicos.

Desde a sua criação, em abril de 2002, até 31 de dezembro de 2006, o Proinfa havia implantado no sistema elétrico brasileiro 755,08 MW de capacidade instalada, distribuídos em 28 empreendimentos, o que representa 23% do total pretendido com o programa. Deste percentual, 60% são centrais geradoras à biomassa, 15% são centrais eólicas e 11% são pequenas centrais hidrelétricas. Até esta mesma data, 47 empreendimentos encontravam-se em construção, somando uma potência de 932,90 MW (28% do total), sendo 42 PCH's (833,0 MW) e 5 centrais eólicas (99,90 MW).

## **6.Custos principais formas de geração de energia**

Nesta seção são apresentados os dados levantados por estudos nacionais e internacionais, mencionados no capítulo 5, a respeito do custo unitário de geração de energia elétrica. Tal custo é composto, basicamente, por três parcelas: custos de investimento, custos de operação e manutenção e custos de combustíveis (quando aplicável). Outros parâmetros também são bastante relevantes na formação do custo total, como os fatores de capacidade e as eficiências dos empreendimentos, além das taxas e impostos, que representam os encargos econômico/financeiro do investimento.

. Como estes períodos de tempo são diferentes nas diversas referências bibliográficas consultadas, a fim de permitir uma comparação entre todas estas estimativas de custos unitários, elas foram convertidas para dólares constantes de 2003. A taxa de câmbio média utilizada para 2003 foi de 2,88 R\$/US\$ e como índice de correção utilizou-se o IGP-M.

### **6.1.Custo unitário de geração**

Os custos unitários de geração apresentados na Tabela3 são os valores levantados nas referências bibliográficas nacionais e internacionais consultadas neste trabalho, convertidos para dólares de 2003. No cálculo destes custos foram utilizadas diferentes taxas de desconto, que variaram de 7,5 a 15%.

É interessante observar que os dados obtidos para as usinas hidrelétricas provém apenas de referências nacionais, na medida em que esta fonte não tem grandes perspectivas de crescimento no âmbito mundial, devido ao esgotamento do seu potencial, já explorado, em muitos países. Seu custo unitário de geração varia de 14 a 52 dólares por MWh.

Com relação às usinas termelétricas, pode-se comparar valores encontrados em referências internacionais com as oriundas de referências nacionais. Os custos unitários de geração de usinas a gás natural variam na faixa de 21 a 63 US\$/MWh. Boa parte desta variação é ocasionada pelo custo do combustível, que varia bastante de um país para outro, e, em menor parte, pelas diferentes taxas de desconto utilizadas no cálculo destes custos. Ainda assim, é interessante destacar que os valores encontrados nas referências nacionais não estão muito distantes dos demais valores, apesar de utilizarem as maiores taxas de

desconto (15%). Para as usinas termelétricas a carvão foram apurados custos unitários de geração variando entre 25 e 66 US\$/MWh. Os valores provenientes de referências nacionais estão no meio desta faixa.

No caso de centrais termelétricas a biomassa, o custo unitário de geração nacional é de 18 US\$/MWh, enquanto que a estimativa da referência do Reino Unido é de 11,6 US\$/MWh.

As estimativas do custo unitário de geração da energia eólica variam bastante, de 35 a 140 US\$/MWh, para parques *onshore*, e de 123 e 109 US\$/MWh, em 2005 e 2020, respectivamente, para parques *offshore*, segundo o estudo da *Royal Academy of Engineering*. Este custo é bastante influenciado pela taxa de desconto utilizada e pelo grau de desenvolvimento da tecnologia dos aerogeradores em cada país. O valor estimado para o Brasil é de 57 dólares por MWh, segundo a referência consultada.

O custo unitário de geração das pequenas centrais hidrelétricas varia de 40 a 100 US\$/MWh

	Referência consultada	Eletrobrás		Tolmasquim	Plano Decenal	IEA		Royal Academy	
	Período de estimativa dos custos	2003/2012	2008/2012	2005	2004/2013	2005	2005	2005	2020
	Taxa de desconto utilizada (%)	15	15	15	12	5	10	7,5	7,5
Tecnologias	UHE	37	38	28	14 – 52	-	-	-	-
	UTE consumindo gás natural	-	-	39	-	37 - 60	40 - 63	44	43
	UTE consumindo carvão (GICC)	-	-	32	-	25 - 50	35 - 60	66	65
	UTE consumindo óleo diesel	30	21	-	34 – 54	-	-	-	-
	UTE consumindo biomassa			18		-	-	11,6	
	Geração eólica	-	-	57	-	35 - 95	45 - 140	92 – 123*	82 – 109*
	PCH	-	-	29	-	40 - 80	65 - 100	-	-
	Nuclear	-	-	32	-	21 – 31	30 – 50	39	42
	Solar	-	-	-	-	150	200	-	-

\* offshore

**Tabela 3 – Custos Unitários de Geração, em US\$/MWh, base 2003. (Royal Academy of Engineering, 2004.)**

no âmbito internacional, enquanto que, no Brasil, estima-se, para esta alternativa de geração, um custo médio de 29 US\$/MWh.

A produção de eletricidade a partir da energia nuclear apresenta custos unitários de geração variando de 21 a 50 US\$/MWh. No caso brasileiro, foi estimado o valor de 32 US\$/MWh, no ano de 2005.

## 7. Conclusão

Os estudos de planejamento da expansão de grandes sistemas hidrotérmicos, como o brasileiro, envolvem diversos fatores tecnológicos, econômicos e ambientais, em torno dos quais é necessário administrar diversos objetivos a um custo mínimo para a sociedade.

Dando ênfase a este propósito a história do setor elétrico brasileiro acaba favorecendo a principal riqueza de seu território: o hidráulico. No início da estatização da matriz energética o país caminhou principalmente para a tecnologia de geração de energia elétrica. Isto decorreu pelo inestimável potencial geográfico do território e pela necessidade de produção em larga escala. O governo em vigência na época (regime militar), investiu largamente no setor a custo de endividamento externo e interno. Sem um crescimento organizado e



solido o governo ditatorial deixa apenas um legado tecnológico aparentemente sem condições de vida. Com o final da ditadura o novo governo admite uma postura liberal abrindo o capital das estatais.

O legado deixado é alavancado por capital privado e geram novas tendências para o setor no país, que encontra-se numa situação atual de prestígio com crescimento elevado. O futuro exige enfoque no setor para que sejam catalisados os investimentos.

Neste estudo energia hidrelétrica ocupa o primeiro lugar para o foco de investimentos, por ser uma energia renovável que apresenta custos médios de geração em torno de 29 dólares por MW/h e tem ótimo potencial geográfico. No âmbito ambiental, apresenta níveis de poluição baixos, mas áreas de inundação e populações ribeirinhas devem ser consideradas. As PCHs apresentam ainda a característica de garantir energia em pontos isolados longe de matrizes geradoras de grande porte.

As termelétricas movidas a biomassa que também fazem parte das renováveis tem um forte argumento. Seu custo de geração por MW/h é o mais baixo chegando a media de 18 dólares. A biomassa evita a queima de combustíveis mais tóxicos como o petróleo e o carvão. A independência geográfica deste tipo de geração pode suprir carências em locais isolados.

A geração de energia eólica renovável é certamente a menor geradora de impactos ambientais, mas ainda precisa de um barateamento de sua tecnologia. A geração do MW/h pode chegar a 57 dólares.

As termelétricas que utilizam combustíveis não renováveis apresentam em media um custo de geração de energia de 35 dólares MW/h. Comparadas a geração eólica são muito mais rentáveis, mas perdem na esfera ambiental, sendo as principais vilãs da poluição mundial.

Por ultimo a energia nuclear, mesmo apresentando um custo razoável de geração, apresenta custo altíssimo estrutural. Além disso o produto final do processo de geração de energia é radioativo e extremamente prejudicial à saúde humana acarretando cuidados especiais para o descarte.

O Brasil apresenta todas as qualidades para o bom desenvolvimento de sua matriz energética. Tecnologia proporcionada por sua experiência, fontes renováveis abundantes e fator economicamente viável.

## 8. Bibliografia

CASTRO, N. O setor de energia no Brasil: a transição da propriedade privada estrangeira para a propriedade pública, 1983. Tese doutorado em economia. UFRJ, Rio de Janeiro, 1983.

FELICIANO, R. Panorama da memória da eletricidade no Brasil. Rio de Janeiro: Centro da memória da eletricidade no Brasil, 1988.

GUINLE, E. A Light e seus negócios da China. Cadernos de opinião, São Paulo, n.1, 1993.

LORENZO, H. O setor elétrico brasileiro: Passado e futuro, 2002.

MEDEIROS, R. A. *O capital privado na reestruturação do setor elétrico brasileiro*. 1993. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1993.

ROSA L. P. ET ALL (2002), Emissões de gases de efeito estufa derivados de reservatórios hidrelétricos; projeto BRA/00/029 – Capacitação do setor elétrico brasileiro em relação à mudança global do clima, Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL, Dezembro 2002.

Royal Academy of Engineering, The. *The Cost of Generating Electricity*, London, March, 2004, 56p.

TENDLER, J. *Electric power in Brazil*. Harvard University, 1968.

ANEEL. <[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>. Acessado em 20.04.2010. BIG - Banco de Informações de Geração.