

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

A ESCOLHA DA MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA ÓTIMA NA ERA DO
AQUECIMENTO GLOBAL

Bruno Cinelli do Amaral

No. de matrícula: 0711402

Orientador: Juliano Junqueira Assunção

Novembro, 2011

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

A ESCOLHA DA MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA ÓTIMA NA ERA DO
AQUECIMENTO GLOBAL

Bruno Cinelli do Amaral

No. de matrícula: 0711402

Orientador: Juliano Junqueira Assunção

Novembro, 2011

Declaro que o presente trabalho é de minha autoria e que não recorri para realizá-lo, a nenhuma forma de ajuda externa, exceto quando autorizado pelo professor tutor.

Rio de Janeiro, 26 de novembro de 2011

Bruno Cinelli do Amaral

As opiniões expressas neste trabalho são de responsabilidade única e exclusiva do autor.

Dedico este trabalho aos professores da Escola Alemã Corcovado e do Departamento de Economia da PUC-Rio.

Índice

1. Introdução.....	8
2. Abordagem Teórica.....	10
2.1 Definição das Dimensões de Análise.....	10
2.2 A Cadeia Produtiva do Setor Energético.....	12
2.3 O Meio-Ambiente Como Fator de Decisão.....	13
3. Descrição Tecnológica.....	15
3.1. Geração Termelétrica Convencional.....	16
3.2. Geração Termonuclear.....	16
3.3. Geração Hidrelétrica.....	17
3.4. Geração Eólica.....	18
4. Análise Comparativa.....	19
4.1. Custo.....	19
4.1.1 Geração Termelétrica Convencional.....	20
4.1.2 Geração Termonuclear.....	23
4.1.3 Geração Hidrelétrica.....	26
4.1.4 Geração Eólica.....	27
4.2. Impacto Ambiental.....	30
4.2.1 Geração Termelétrica Convencional.....	30
4.2.2 Geração Termonuclear.....	32
4.2.3 Geração Hidrelétrica.....	35
4.2.4 Geração Eólica.....	36

5. Exemplos de Matrizes de Energia Elétrica.....	39
5.1. Matriz Energética Brasileira.....	40
5.2. Matriz Energética Alemã.....	43
5.3. Matriz Energética Norte-Americana.....	45
5.4. Análise Comparativa das Matrizes.....	46
6. Conclusão.....	49
7. Referências Bibliográficas.....	50

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Relação de Custos – Hidrelétrica, Térmica e Nuclear.....	19
Tabela 2 – Composição típica do custo fixo de uma central termelétrica a carvão.....	21
Tabela 3 – Referências internacionais para o custo fixo de termelétricas.....	21
Tabela 4 – Tarifas de acesso ao Sistema de Transmissão.....	23
Tabela 5 – Custo Variável das Termelétricas Convencionais.....	23
Tabela 6 – Custo Fixo de Usinas Termonucleares em US\$/kW (2003).....	24
Tabela 7 – Composição Típica do Custo Fixo em Usinas Termonucleares (%).....	24
Tabela 8 – Custo do combustível nuclear.....	26
Tabela 9 – Principais Externalidades Negativas da Geração Termelétrica Convencional.....	31
Tabela 10 – Área Requerida Por Fonte.....	33
Tabela 11 – Acidentes Severos no Mundo (1969-2000).....	34
Tabela 12 – Mortes Associadas à Geração de Eletricidade (Alemanha).....	35
Tabela 13 – Principais Externalidades Negativas da Geração Eólica.....	37
Tabela 14 – Níveis de Ruído Aceitáveis, por Atividade.....	38
Tabela 15 – Comparação da Intensidade de CO ₂ vs. Dotação de Combustíveis.....	48

Índice de Gráficos

Gráfico 1 – Emissão de Gases-Estufa nos EUA.....	14
Gráfico 2 – Geração de Eletricidade Separada Por Tecnologia.....	15
Gráfico 3 – Geração Elétrica por Fonte (2010).....	17
Gráfico 4 – Evolução histórica do preço do óxido de urânio (U ₃ O ₈).....	25
Gráfico 5 – Disponibilidade da Energia Eólica.....	27

Gráfico 6 – Custo Fixo da Energia Eólica.....	29
Gráfico 7 – Emissão Global de CO ₂ Por Setor.....	32
Gráfico 8 – Matriz de Energia Elétrica Brasileira.....	40
Gráfico 9 – Complementaridade Eólica / Hidrelétrica no Brasil.....	43
Gráfico 10 – Matriz de Energia Elétrica Alemã.....	44
Gráfico 11 – Matriz de Energia Elétrica Norte-Americana.....	45
Gráfico 12 – Comparação da Composição da Emissão de CO ₂ (Por Setor e País).....	46

Índice de Figuras

Figura 1 – Cadeia Produtiva do Setor Energético.....	12
Figura 2 – Mapeamento do Potencial Hidrelétrico Brasileiro.....	41

1. Introdução

Os planejadores econômicos centrais de todo o planeta têm-se encontrado, nas últimas décadas, diante de um clássico dilema dos prisioneiros, presente em escala global. A situação se constrói a partir dos efeitos do aquecimento global, que a cada dia se evidenciam de maneira mais incisiva, indicando perspectivas catastróficas em um futuro onde as emissões de poluição não tenham sido devidamente controladas. Por um lado, fica cada vez mais claro que os motivos para a aceleração do efeito estufa são oriundos de ações humanas, e que é do desejo de todos que as mudanças ocorram o mais rápido possível. No entanto, todos os países, individualmente, são fortemente induzidos a não cooperar com os demais nessa empreitada, e assim maximizar seu *payoff* em um nível de poluição além do tolerável.

Dentre os componentes do conjunto de atividades que causam essa externalidade negativa, destaca-se o setor energético. Mais especificamente, pode-se dizer que o setor de energia elétrica está entre os principais motivos para a imposição do dilema mencionado. Tal setor também compõe, entretanto, uma das correlações mais nítidas de toda investigação acerca do desenvolvimento sócio-econômico: a correlação entre oferta de energia elétrica e o desenvolvimento econômico. Muitos autores consideram, inclusive, a oferta de energia, isto é, o quanto uma economia consegue transformar combustível em trabalho, estando o último a serviço de toda forma de necessidade humana, uma boa *proxy* para o bem-estar social.

Somam-se a esses fatos muitos complicadores, derivados do comportamento humano. O medo generalizado, facilmente verificável quando se observa indivíduos que dissertam sobre possíveis desdobramentos do aquecimento global, ou sobre eventuais desastres nucleares, parece, em muitos casos, levar a opções apressadas e formulações irracionais de discursos radicalmente ecológicos. Percebe-se, após uma breve análise dos dados, que políticas guiadas sob a pressão de discursos como esses, podem levar a escolhas ineficientes de matriz de energia elétrica.

Sendo assim, torna-se necessária uma análise pormenorizada dos fatores que regem a escolha de um portfólio energético ótimo. Ela não envolve somente os efeitos da atividade econômica sobre o meio-ambiente, mas também o custo associado à implementação e operação de um dado sistema elétrico. Este trabalho tem, portanto,

como objetivo a construção de uma visão panorâmica sobre o *trade-off* com que se deparam os planejadores centrais, ao escolher a matriz de energia elétrica ótima.

Para desenvolver essa análise qualitativa, são dispostas seis seções, com a seguinte lógica: no capítulo dois, o problema é abordado de forma abstrata, buscando a definição de quais serão as variáveis analisadas. A limitação da análise a um conjunto finito de dimensões permite uma abordagem mais sistemática, que é, portanto, menos suscetível às irracionalidades que assolam o debate em torno do setor energético. É com este objetivo que as tecnologias a serem comparadas ao longo do trabalho são brevemente descritas no terceiro capítulo. Na quarta seção, é feita uma análise dessas tecnologias, sujeita às limitações impostas nos capítulos anteriores. Na quinta seção, são expostos três casos concretos de matrizes de energia elétrica, que servem de exemplo para a aplicação da teoria desenvolvida. Os países escolhidos são o Brasil, a Alemanha e os Estados Unidos. A partir deste trabalho, o questionamento que se busca responder é: como se deve escolher, de forma economicamente racional, as fontes energéticas do futuro?

2. Abordagem Teórica

A energia está presente em todas as áreas da sociedade atual. Um olhar cuidadoso sobre as implicações de seu valor econômico esbarra, invariavelmente, em inúmeras definições da própria palavra energia. Posto que a política energética é, devido à natureza do bem em questão, extraordinariamente abrangente, os trabalhos analíticos do setor tendem a se limitar a poucas questões. A abrangência do setor induz à argumentação superficial e apressada. No entanto, a declaração explícita das limitações impostas à análise que segue se justifica como uma tentativa de formalizar a discussão. Portanto, este capítulo tem como objetivo descrever um conjunto de características do setor energético, que serão analisadas concretamente nas seções que completam o trabalho.

2.1. Definição das dimensões de análise

Dentre as diversas variáveis utilizadas pelos planejadores centrais, ao escolher a matriz de energia elétrica a ser perseguida por um dado país, é atribuído um peso grande à dotação de fontes primárias neste país. Além disso, também é levado em conta o quão distante esses recursos estão dos centros consumidores, qual a aceitação política das diferentes fontes (intimamente relacionada a questões ambientais), a possibilidade de se minimizar a dependência de importações, entre outras. No entanto, para se elaborar um modelo abstrato de configuração da matriz, neste trabalho essas variáveis serão ignoradas. Sendo assim, parte-se do princípio que a dotação de fontes não está entre os principais norteadores da escolha de uma matriz, e que as outras questões, envolvendo política e dependência de importações, não são significativas para essa escolha.

O problema da escolha de uma matriz energética ótima está, então, fundamentalmente relacionado às características físicas das diferentes fontes primárias. Embora este seja, por conseguinte, um estudo do campo da Física, não se pode realizar um trabalho de análise de questões energéticas sem definir quais as variáveis que impõem o *trade-off* inerente a este problema. A racionalidade econômica acerca do setor energético pode ser modelada em três dimensões: densidade energética, densidade de potência, e custo (BRYCE, Robert 2010). As duas primeiras dimensões analíticas são dadas pela natureza, e independem das decisões tomadas pelos agentes econômicos. Algumas dessas relações podem ser alteradas ao longo das décadas, através de grandes

esforços envolvendo o setor de pesquisa e desenvolvimento científico. Entretanto, tais alterações requerem, por definição, movimentos progressivos em áreas limítrofes do conhecimento, que transcendem ao escopo deste trabalho.

Antes de definir as duas primeiras variáveis, vale apresentar uma pequena explicação sobre a diferença entre energia e potência.

A energia pode ser definida como uma propriedade da matéria que se manifesta de diversas formas: energia mecânica (trabalho); energia térmica (calor); energia das ligações químicas (química); energia das ligações físicas (nuclear); energia elétrica e energia das radiações eletromagnéticas (JUNIOR, H. et al 2007). Sua transformação permite que chegue à utilização efetiva, isto é, ao consumo, o que lhe confere valor.

Já a potência é a rapidez com que se transforma a energia. A potência é, de fato, o bem mais valioso economicamente, pois é com uma potência mais elevada, e não com mais energia, que se satisfazem, de forma mais eficiente, todas as necessidades da sociedade contemporânea: desde a iluminação dos lares até a propulsão de jatos comerciais. Formalmente, temos que:

—

Onde P é a potência, E a energia e t o tempo

A densidade energética e de potência são, então, a quantidade de energia e de potência que estão presentes em uma dada unidade de volume, área ou massa. Do ponto de vista econômico, quanto maior a densidade, melhor, pois os produtores precisarão dispor de plantas menores para gerar a mesma quantidade de potência.

Embora sejam definidas como características distintas na classificação que utilizarei para analisar o setor energético, o custo e a escala estão diretamente relacionadas com as duas variáveis explicadas anteriormente. Quanto mais densa e abundante for uma fonte de energia primária, menor o custo final de sua utilização, e maior será o número de pessoas atendidas através de sua transformação. O mesmo vale para a densidade de potência: quanto menor for o volume, área ou massa necessários para se obter uma determinada potência, mais eficientes serão o seu consumo e produção.

2.2. A cadeia produtiva do setor energético

A transformação da energia ocorre em etapas, a partir das quais podemos estilizar nosso entendimento, descrevendo a cadeia produtiva com o seguinte fluxograma:

Figura 1 – Cadeia Produtiva do Setor Energético



Fonte: JUNIOR, H. et al 2007

Na primeira etapa, a produção, a energia é extraída da natureza da forma como se disponibiliza e, se possível, estocada, para que depois possa ser transformada. O produto dessa fase da cadeia é a energia primária, para a qual servem de exemplo o petróleo cru, o carvão, o urânio enriquecido e a água contida nos reservatórios de usinas hidrelétricas. Na segunda etapa a energia primária é transformada em formas que possam ser convertidas, para a utilização, por diversos dispositivos, como equipamentos eletrônicos, meios de transporte, e assim por diante. Nesta fase se produzem as fontes secundárias de energia, que podem ser exemplificadas pela energia elétrica e pelos derivados do petróleo, como a gasolina. A terceira etapa representa o transporte da energia em seu formato secundário, para que possa ser utilizada pelos consumidores finais. No caso da energia elétrica, essa etapa se divide em duas: a transmissão, que ocorre por meio de redes de alta tensão, e a distribuição, que leva a eletricidade, em uma tensão mais baixa, até os usuários finais. A utilização é a etapa final da cadeia produtiva, e consiste no consumo da energia pelos indivíduos. A gama de bens proveniente do setor energético é extremamente ampla e abrangente, indo desde o serviço de transporte coletivo até a climatização de ambientes.

Segundo Bomtempo (2007), podemos resumir as leis físicas que regem a cadeia produtiva supracitada pelos dois primeiros Princípios da Termodinâmica. De acordo com eles, temos que (i) a quantidade de energia que entra em cada operação da cadeia é a mesma que sai, e (ii) que a energia que se degrada no processo o faz de forma irreversível. Pode-se então concluir que uma parcela da energia é perdida no processo de transformação, ao passo que o restante é transformado em trabalho. A soma das duas parcelas (anergia e exergia, respectivamente), se iguala à quantidade de energia inicial.

Posto que a relação entre energia e exergia varia entre as diferentes tecnologias de geração elétrica, podemos definir a qualidade da energia como a relação entre exergia e energia: quanto maior a parcela da energia que puder ser transformada em trabalho (exergia), maior será sua qualidade. A qualidade é, portanto, outra variável-chave de uma análise econômica do setor de geração de energia elétrica. Ela está, a despeito das diferenças físico-químicas das fontes primárias, intimamente relacionada com a tecnologia de geração elétrica empregada (i.e. depende da maneira como se realiza o processo de transformação).

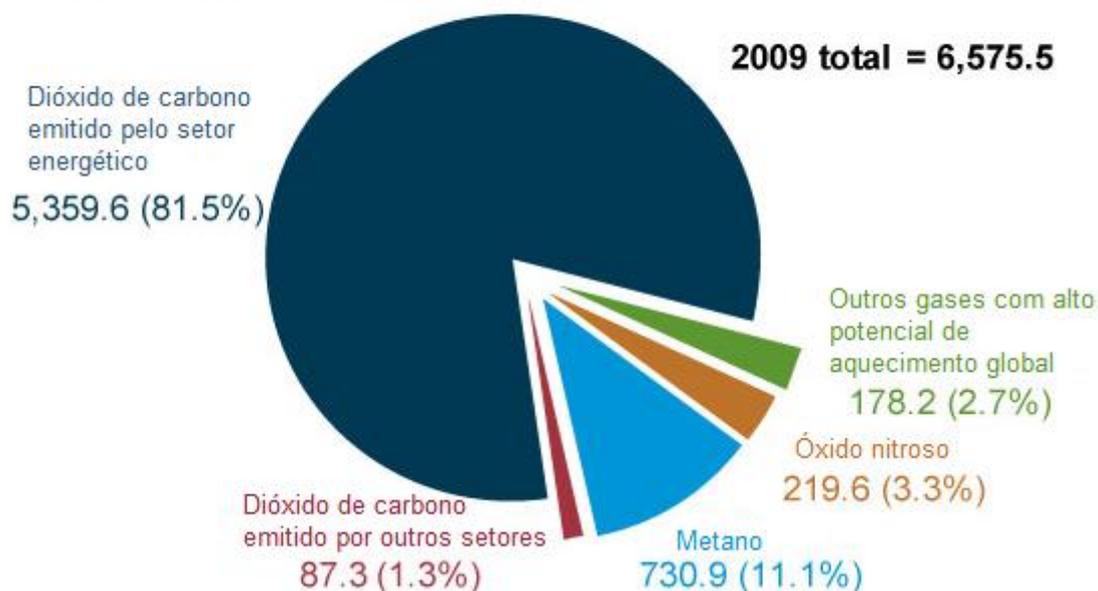
2.3. O meio-ambiente como fator de decisão

Todas as etapas da cadeia produtiva no setor energético dependem da emissão de um nível indesejado de poluição. Desde a produção até a utilização, esse processo é a causa de externalidades negativas ligadas ao meio-ambiente. No caso específico da geração de energia elétrica, este é um problema evidente, pois o impacto ambiental de algumas usinas, bem como a transformação de algumas fontes primárias de energia em formatos úteis para o consumo, são apontados como os principais causadores do efeito estufa.

Devido à crescente preocupação com o meio-ambiente, que tem sido o assunto central de um número cada vez maior de debates políticos, aumenta, também, o apelo político associado às questões energéticas. Com uma parcela significativa da emissão de gases causadores do efeito estufa, o setor tem sido alvo de uma postura cada vez mais criteriosa por parte dos governantes. Entre os exemplos mais conhecidos de gases de efeito estufa temos: o dióxido de carbono (CO_2), o metano (CH_4), o óxido nitroso (N_2O) e os clorofluorcarbonos (CFC) [Fonte: EIA (*U.S Energy Information Administration*)]. Desses gases, o principal causador do efeito estufa e, conseqüentemente, do aquecimento global, é o dióxido de carbono (CO_2). Para se ter uma idéia do quão significativa é a parcela dessas emissões que se deve às atividades do setor energético, pode-se brevemente analisar os dados para a economia norte-americana de 2009. De acordo com eles, essa parcela supera os 81,5%.

Gráfico 1 – Emissão de Gases-Estufa nos EUA

Emissão de gases causadores do efeito-estufa nos EUA, separados por gás (2009)
em milhões de toneladas de carbono equivalentes



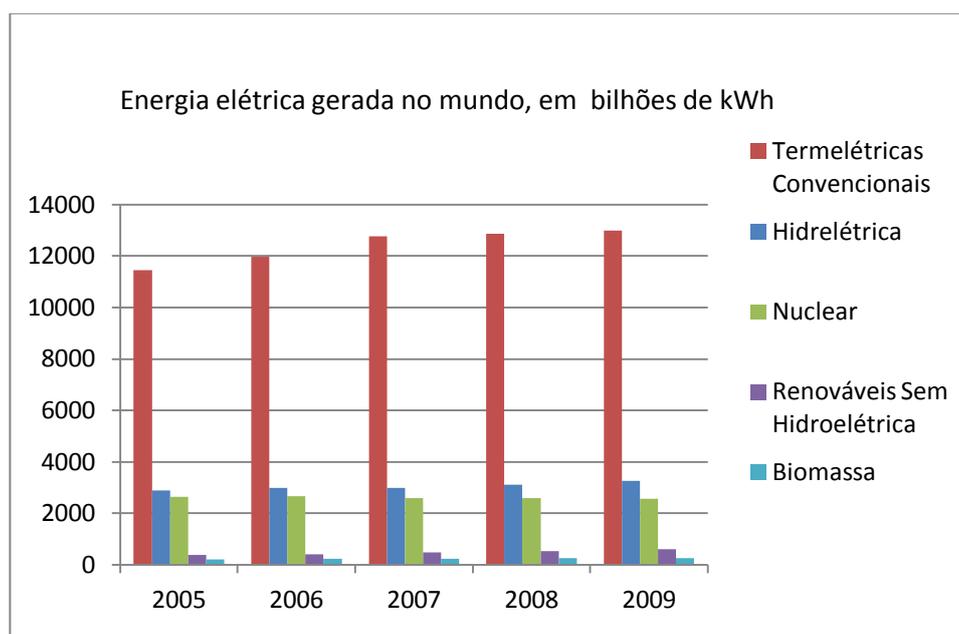
Fonte: EIA (*U.S Energy Information Administration*)

Neste contexto, o impacto sobre o meio-ambiente surge como outra importante característica das fontes energéticas analisadas, no que diz respeito à escolha de uma matriz de energia elétrica ótima. Para tanto, devem ser balanceados a racionalidade econômica dos custos envolvidos e o valor atribuído às implicações sobre a natureza.

3. Descrição Tecnológica

Nas últimas décadas, a matriz de energia elétrica mundial se baseou na geração via queima de combustíveis fósseis. Como se pode ver no gráfico abaixo, as usinas termelétricas convencionais (movidas a carvão, óleo combustível e gás natural) são responsáveis por níveis de geração muito superiores às demais fontes.

Gráfico 2 – Geração de Eletricidade Separada Por Tecnologia



Fonte: EIA (*U.S Energy Information Administration*)

Além disso, o setor elétrico apresenta relativamente pouco dinamismo. Devido ao alto custo fixo associado a empreendimentos do sistema elétrico, sobretudo no referente à geração e à estrutura de transmissão de eletricidade, tem-se uma área vital da economia onde as mudanças demoram muito para ocorrer.

Entretanto, com a crescente relevância do meio-ambiente nas discussões políticas mundo afora, tem-se priorizado a utilização de tecnologias menos agressivas do ponto de vista ambiental. Neste contexto, o aquecimento global é visto como a principal consequência a ser combatida pela renovação da política energética.

Sendo assim, este trabalho destaca a análise de um conjunto de quatro tecnologias de geração de energia elétrica, que estão entre as mais relevantes no cenário contemporâneo: as termelétricas convencionais (movidas a carvão, óleo combustível e

gás natural), a nuclear, a hidrelétrica, e a eólica. As tecnologias serão brevemente descritas neste capítulo.

3.1. Geração Termelétrica Convencional

A geração de eletricidade em usinas termelétricas convencionais se dá através da transformação de energia térmica em mecânica, que depois se transforma em energia elétrica. Uma explicação sucinta de seu funcionamento pode ser encontrada no *website* de Furnas: “(...) nas usinas térmicas convencionais, a primeira etapa consiste na queima de um combustível fóssil, como carvão, óleo ou gás, transformando a água em vapor com o calor gerado na caldeira. A segunda consiste na utilização deste vapor, em alta pressão, para girar a turbina, que por sua vez, aciona o gerador elétrico. Na terceira etapa, o vapor é condensado, transferindo o resíduo de sua energia térmica para um circuito independente de refrigeração, retornando a água à caldeira, completando o ciclo.” (Fonte: Eletrobras – Furnas, 2011). Os combustíveis de origem fóssil, que são utilizados nas usinas termelétricas convencionais (primordialmente óleo combustível, gás natural e carvão mineral), possuem muitas vantagens do ponto de vista econômico: possuem alta densidade energética, são facilmente estocados e não é muito custoso extraí-los da natureza.

3.2. Geração Termonuclear

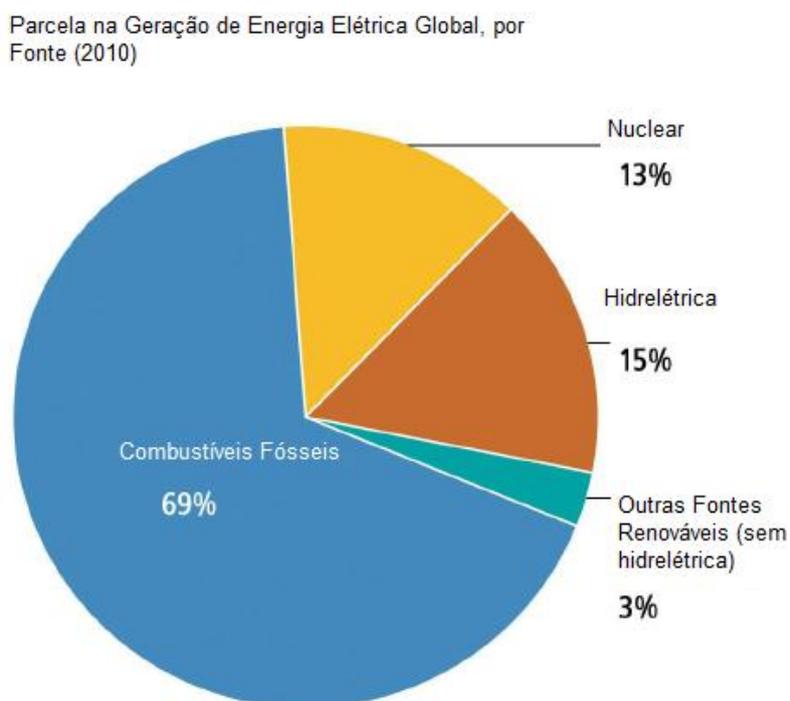
Por utilizarem o sistema de aquecimento de água em alta pressão para gerar eletricidade, as usinas nucleares também são consideradas termelétricas. No entanto, elas são, em geral, analisadas em uma categoria diferente das usinas a carvão, óleo e gás, devido à natureza do combustível utilizado, o urânio enriquecido. A densidade energética do urânio enriquecido é a maior dentre todas as fontes exploradas, atualmente, para a geração de eletricidade. Se comparado com os outros combustíveis mais frequentemente utilizados em usinas termelétricas, o óleo combustível e o carvão, temos que a quantidade de combustível utilizado para gerar a mesma quantidade de energia elétrica possui uma relação de 1:70.000 e 1:120.000, respectivamente (Fonte: CNEN, 2010). A extração de urânio, entretanto, é em geral mais custosa que a do carvão, posto que ele não é tão frequentemente encontrado na natureza quanto o primeiro. Além disso, o enriquecimento de urânio, processo anterior à geração de

energia elétrica, esbarra em numerosos obstáculos políticos, que visam à não-proliferação de armas nucleares.

3.3. Geração Hidrelétrica

A geração de eletricidade por fontes hidrelétricas se dá através da transformação de energia mecânica potencial em energia elétrica. A energia potencial se acumula com a manutenção de grandes reservatórios de água a uma dada altura. Após a queda d'água, o movimento da turbina instalada no fim da mesma gera eletricidade. A energia hidrelétrica é, com larga vantagem, a forma renovável mais aplicada atualmente.

Gráfico 3 – Geração Elétrica por Fonte (2010)



Fonte: REN21 (*Renewables 2010 Global Status Report*)

Sua densidade energética é, entretanto, muito reduzida, de modo que as usinas hidrelétricas utilizam uma área muito grande para a operação. A utilização dessa tecnologia está sujeita à disponibilidade de quedas d'água e rios suficientemente volumosos. Uma vez instalada, no entanto, a usina opera com custo muito reduzido, dada a gratuidade do combustível (a energia mecânica potencial da água).

3.4. Geração Eólica

Segundo Twidell e Weir (1985), a energia renovável pode ser definida como a que se obtém de correntes energéticas contínuas e repetitivas, que ocorrem na natureza. Dentre as diversas formas de se gerar eletricidade por fontes renováveis, este trabalho destaca a que é mais representativa no portfólio energético global, sendo tida pela maioria dos planejadores centrais como a forma de energia em que se deve investir para reduzir os efeitos do aquecimento global: a energia eólica.

A energia eólica é explorada há milhares de anos para outras finalidades, sendo também capaz de gerar energia elétrica. Uma explicação sucinta do seu funcionamento pode ser encontrada no *website* da ANEEL: “(...) seu aproveitamento ocorre por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com emprego de turbinas eólicas, também denominadas aerogeradores, para a geração de eletricidade (...)” (Fonte: ANEEL).

Embora utilize, também, um combustível gratuito, a geração via energia eólica tem na baixíssima densidade energética e na intermitência do vento suas maiores desvantagens. Estima-se que, para cada MWh de capacidade instalada dessa tecnologia, se faz necessária a instalação de outro MWh de uma energia prontamente disponível (para o caso de não ventar o suficiente para atender a uma demanda momentânea) – o que é feito com usinas termelétricas convencionais, operando, em geral, com gás natural ou carvão (TWIDELL, J. e WEIR, T. 1985). Como a operação das termelétricas de reserva passa a ser, também, intermitente, o aproveitamento da energia dessas fontes passa a ser menos eficiente do que se elas operassem continuamente. Segundo estudos empíricos, o efeito total sobre o meio-ambiente seria minimizado ao operar uma dada capacidade de geração continuamente com combustíveis fósseis, frente à operação intermitente combinada entre eólica e termelétrica (BRYCE, 2010)

4. Análise Comparativa

Este capítulo tem como objetivo a aplicação, em uma análise comparativa, das variáveis custo e impacto ambiental, nas diversas tecnologias para a geração de eletricidade apresentadas.

4.1. Custo

Pode-se separar em dois os custos associados à energia elétrica: o custo fixo e o custo variável. O custo fixo é dado, sobretudo, pelo custo de construção das usinas para a sua geração, além do estabelecimento da rede de transmissão necessária para o transporte. O custo variável provém da operação e manutenção da usina, além do transporte da energia gerada. A tabela a seguir fornece uma comparação qualitativa das fontes hidrelétrica, térmica e nuclear

Tabela 1 - Relação de Custos – Hidrelétrica, Térmica e Nuclear

	Hidro	Térmica	Nuclear
Investimento por kW	Alto	Menor	Muito alto
Custo combustível	Nulo	Muito alto	Baixo
Custo de O & M	Baixo	Alto	Muito alto
Custo da energia	Baixo	Alto	Muito alto
Linha de transmissão	Longa	Menor	Menor
Tempo de construção	Grande	Menor	Grande
Tempo de vida	Grande	Pequeno	Médio
Geração de emprego	Grande	Menor	Médio
Impacto ambiental	Reservatório	Atmosfera	Radioatividade
Efeito estufa	Menor	Grande	Nenhum
Importação	Pequena	Grande	Média
Taxa de retorno	Baixa	Alta	Baixa

	Belo Monte	Madeira	Angra III
Investimento	Alto	Alto	Alto
Custo de energia	Baixo	Baixo	Alto
Linha de transmissão	Longa	Longa	Menor
Oposição ambiental	Grande	Grande	Pequena

Fonte: Fonte: JUNIOR, H. et al 2007

Para que se chegue a uma análise completa do valor da eletricidade gerada pelas diversas fontes, devem também ser levados em conta a disponibilidade e o tempo de vida útil de uma usina. A disponibilidade é definida como a fração de tempo em um ano em que a usina é capaz de gerar eletricidade. Para este cálculo, é levado em conta o tempo de paradas necessárias para a manutenção da mesma. No caso da energia eólica, por exemplo, também importa a parcela do tempo em que a fonte primária se encontra disponível, isto é, o período em que o vento na área das usinas instaladas é forte o suficiente para a geração elétrica.

4.1.1 Geração Termelétrica Convencional

As usinas termelétricas convencionais, isto é, aquelas movidas a carvão, óleo ou gás natural, gozam da vantagem de serem relativamente pequenas, podendo ser construídas rapidamente. Sendo assim, o investimento necessário para sua construção é menor que o das demais fontes analisadas.

Segundo um estudo conduzido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Plano Nacional de Energia (PNE 2030), o “custo de investimento de um projeto de geração de energia elétrica pode ser decomposto em custo direto (basicamente, terreno, obras civis, equipamento, montagem e subestação) e custo indireto (canteiro, acampamento e administração)”. De acordo com Lora (2004), citado no mesmo estudo, “70% do custo de investimento em plantas convencionais a vapor, com utilização de carvão como combustível, são custos diretos”, que apresentam a composição apresentada na Tabela abaixo:

Tabela 2 – Composição típica do custo fixo de uma central termelétrica a carvão

Item de custo	Participação
Equipamentos eletromecânicos	60%
Caldeira	27%
Turbina	21%
Tubulação e acessórios	6%
Subestação	3%
Outros equipamentos	3%
Montagem dos equipamentos	12%
Construção	21%
Obras civis	15%
Circuito de água	6%
Outros custos	7%
Terreno, benfeitorias	3%
Projeto, organização	4%

Fonte: Plano Nacional de Energia (PNE 2030)

A seguinte tabela fornece dados presentes na PNE 2030, oriundos de três diferentes estudos: um deles, realizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em 2005. O segundo, feito pela Universidade de Chicago em 2004, e o último de Lora (2004). Eles apresentam referências internacionais para o custo fixo associado à geração térmica tradicional. As tecnologias descritas utilizam o carvão como combustível.

Tabela 3 – Referências internacionais para o custo fixo de termelétricas convencionais (US\$/kW)

Tecnologia	ANEEL (2005)	University of Chicago (2004)	Lora (2004)
Combustão Pulverizada	1.300-1.500	1.120	ND
Combustão Pulverizada ¹	ND	1.190	1.060-1.095
Leito Fluidizado	ND	1.200	ND
Leito Fluidizado ²	1.450-1.700	ND	1.510
Leito Fluidizado ³	1.450-1.700	ND	ND
Leito Fluidizado ⁴	1.450-1.700	ND	1.290
Gaseificação Integrada	1.450-1.700	1.340	1.290

1 Em região com maiores restrições ambientais

2 Pressão atmosférica

3 Circulação (vapores sub e supercríticos)

4 Pressurização (vapores sub e supercríticos)

Fonte: Plano Nacional de Energia (PNE 2030)

De acordo com o PNE 2030, para termelétricas a carvão no Brasil, Tolmasquim (2005) “adota o valor de US\$ 816/kW como estimativa para o investimento. Entretanto,

as informações disponibilizadas pela Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica – CGTEE, a respeito do Projeto C da Usina Termelétrica de Presidente Médici, indicam custo de investimento de aproximadamente US\$ 1.220/kW para uma planta empregando tecnologia de carvão pulverizado”.

Os investimentos por unidade de capacidade (MW) tendem a diminuir na medida em que o tamanho das plantas aumenta, devido aos ganhos de escala. Ainda segundo o PNE 2030, “(...) em países como China e Índia, plantas com capacidade de 500 a 900 MW se justificam devido ao extenso sistema elétrico existente. Em países com sistemas menores, plantas com capacidade de 300 MW são mais apropriadas. (...) os custos de usinas térmicas dependem, principalmente, do preço do aço e da demanda de usinas. (...) no caso brasileiro, ainda se deve (sic) considerar outros aspectos, tais como o risco cambial (uma parcela significativa dos equipamentos é importada) e o custo de capital adicional, devido aos fatores de risco (...)”.

Por outro lado, os custos das tecnologias dependem do grau da qualidade, que pode ser definida como a porcentagem da energia que pode ser transformada em eletricidade (a partir da definição de qualidade no capítulo 2.2, podemos estender o entendimento dessa variável para a parcela que se transforma em eletricidade, dado que a qualidade da energia elétrica é de 100%) e das exigências ambientais. “Por exemplo, as usinas ultra supercríticas (sic) que estão sendo construídas hoje na Alemanha com eficiência acima de 43% têm seu custo acrescido em cerca de 30%, se comparadas às usinas tradicionais de carvão pulverizado com eficiência de 35%, vendidas no mercado chinês” (PNE 2030).

Além do baixo investimento na usina em si, outra vantagem provém do fator localização. Desde que tenha acesso a meios de transporte que garantam o fornecimento de combustível, as usinas termelétricas podem ser construídas em qualquer local. Elas requerem, portanto, a construção de redes de transmissão menores do que as usinas hidroelétricas, por exemplo, que ficam mais distantes dos centros de consumo. Assim, este passa a ser outro fator que contribui para diminuir o custo fixo dessa tecnologia, se comparada com as demais. Entretanto, fatores ambientais limitam o posicionamento das usinas, como será discutido nas seções que seguem. Para o caso brasileiro, obtém-se uma média dos custos de transmissão das usinas termelétricas em funcionamento,

através das tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST). Os dados constam na tabela abaixo. A variação entre as taxas se deve à localização das usinas:

Tabela 4 – Tarifas de acesso ao Sistema de Transmissão

Usina	TUST (R\$/kWmês)
Charqueadas	1,27
Figueira	1,064
Jorge Lacerda	1,704
Presidente Médici	1,9

Fonte: ANEEL (2007)

Quanto ao custo variável, podemos dividi-lo em dois, no caso da geração termelétrica convencional: o custo do combustível e o custo de operação e manutenção (O&M). O preço do combustível (óleo, carvão ou gás natural) é cotado no mercado internacional dessas commodities, estando o país sujeito às variações de preço. As maiores perdas podem ocorrer caso o país em questão não possua reservas significativas de combustível de qualidade, tornando-se dependente da importação. O Brasil, por exemplo, não possui grandes reservas de carvão para a geração termelétrica. A tabela abaixo fornece estimativas de custo variável agregado para as usinas:

Tabela 5 – Custo Variável das Termelétricas Convencionais

Tecnologia	CUSTO VARIÁVEL - O&M + COMBUSTÍVEL (US\$/MWh)		
	EPRI (2004)	EIA (2006)	MÉDIA DE FONTES VARIADAS*
Ciclo Subcrítico	6,32	7,06	9,59
Ciclo Supercrítico	6,29	N/A	N/A
Gaseificação			
Integrada	7,06	6,72	8,31
C/ Sequestro de CO ₂	N/A	8,72	N/A

Fonte: PNE 2030

4.1.2 Geração Termonuclear

A geração com tecnologia termonuclear requer um esforço ligeiramente maior de investimento inicial, se comparada com as fontes convencionais de energia térmica. Por se tratarem, em muitos casos, de tecnologias ainda recentes, as novas usinas nucleares incorrem em um custo denominado FOAKE (*first-of-a-kind engineering*), que compensa o risco e os custos de desenvolvimento de novas tecnologias. As melhorias visam, majoritariamente, a elevação do grau de segurança da operação. Na tabela abaixo, extraída de um estudo da Universidade de Chicago (2004), e citado na PNE 2030, é estimado o custo fixo das usinas termonucleares, de acordo com o nível da tecnologia utilizada.

Tabela 6 – Custo Fixo de Usinas Termonucleares em US\$/kW (2003)

Caracterização do reator	Mínimo	Médio	Alto
Média para projetos maduros	1.080	1.200	1.320
Novos projetos, FOAKE não pago	1.350	1.500	1.650
Projetos avançados, FOAKE não pago	1.620	1.800	1.980

Fonte: Universidade de Chicago (2004), citado na PNE 2030

A composição deste custo fixo é, como se pode ver na tabela abaixo, mais concentrada nos serviços associados à montagem da usina, se comparada com as usinas termelétricas convencionais. Esses custos incluem serviços de construção e de engenharia.

Tabela 7 – Composição Típica do Custo Fixo em Usinas Termonucleares (%)

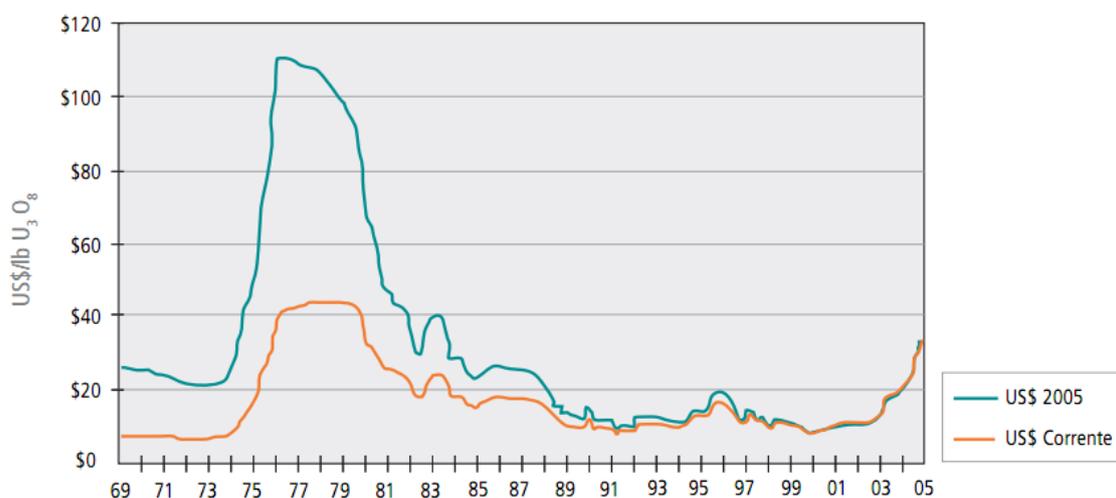
Item	Fábrica	Local		Outros	Total
		Mão-de-obra	Material		
Custos diretos	37,3	15,4	7,1		59,8
Estrutura	1,6	7,7	4,5		13,8
Reator	17,0	2,5	0,9		20,4
Turbina	12,5	1,7	0,5		14,7
Sistema elétrico	2,5	1,3	0,6		4,4
Miscelânea	1,5	1,2	0,4		3,1
Rejeição de calor	2,2	1,0	0,2		3,4
Custos indiretos	14,2	5,6	5,1		24,9
Construção	3,5	5,0	4,5		13,0
Engenharia	6,4				6,4
Supervisão	4,3	0,6	0,6		5,5
Outros					15,3
Proprietário				5,1	5,1
Contingência				10,2	10,2
FOAKE				(*)	-
Total	51,5	21,0	12,2	15,3	100,0

Fonte: Plano Nacional de Energia (PNE 2030)

Assim como no caso das termelétricas convencionais, o custo variável da energia nuclear é composto por duas partes: o custo do combustível (urânio enriquecido) e o custo de operação e manutenção da usina (O&M).

Após o crescimento acentuado na década de 1970, o preço da commodity óxido de urânio (U_3O_8), a partir da qual se produz o combustível das usinas nucleares, se estabilizou em um patamar relativamente baixo. O gráfico abaixo fornece a variação histórica desse preço no mercado internacional:

Gráfico 4 - Evolução histórica do preço do óxido de urânio (U_3O_8)



Fonte: Nuexco Exchange Value, 1968 - 1986 , Present U_3O_8 Price, 1987
(citado no PNE 2030)

O preço do urânio enriquecido é relativamente alto, se comparado com o óleo, carvão ou gás natural. Ele passa a ser, assim, uma desvantagem frente às demais fontes analisadas (hidrelétrica e outras renováveis), que têm custo zero no que se refere aos combustíveis utilizados. A tabela abaixo fornece estimativas do valor adicionado em cada fase do processo de preparação do óxido de urânio, até que ele fique no estado necessário para utilização comercial.

Tabela 8 - Custo do combustível nuclear

Etapa	Peso (equivalente)	Custo	Custo da etapa
	kg	US\$ / kg	US\$
Óxido de urânio	8,0	94,82	758,56
Conversão	7,0	11,50	80,50
Enriquecimento	4,8	127,00	609,60
Fabricação	1,0	240,00	240,00
Custo total (1 kg)			1.688,66

Fonte: PNE 2030

Apesar do alto custo nominal do urânio enriquecido, a altíssima densidade energética do urânio serve como compensação, de modo que a tecnologia term nuclear se torna, em alguns casos, competitiva. Se esta característica for levada em conta, e se for considerada a densidade média de 3.400 GJoule /kg de urânio enriquecido, “chega-se [para os dados acima] a um custo de combustível próximo a 6,38 US\$/MWh (fator de capacidade de 85%)” (PNE 2030).

4.1.3 Geração Hidrelétrica

Embora a magnitude da construção de uma central hidrelétrica possa sugerir o contrário, o custo fixo da implementação dessas usinas não é o maior dentre as tecnologias analisadas. Na verdade, ele pode ser inferior ao custo fixo das usinas term nucleares, e estaria próximo do nível das usinas termelétricas convencionais, não fosse a inconveniente distância em que as centrais hidrelétricas, em muitos casos, se situam dos centros consumidores, além dos custosos impactos ambientais envolvidos no processo de construção.

Segundo análise apresentada na PNE 2030, que se baseia em um estudo da CANAMBRA (2005), “a média do custo de instalação das usinas (...) equivaleria, em moeda atual, a algo em torno de US\$ 1.430/kW, com variações entre US\$ 1.280 e US\$ 1.980/kW”. A este valor, que não inclui os custos de transmissão da energia, deveriam

ser somados até R\$ 350/kW, que seria o máximo, apontado pelo PNE 2030, dentre os possíveis custos fixos de ligação ao sistema nacional de transmissão de eletricidade.

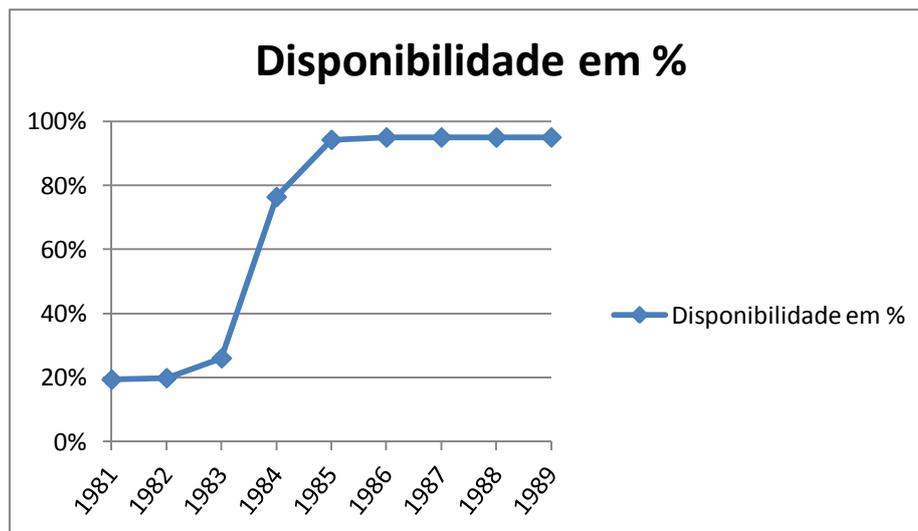
O combustível das usinas hidrelétricas é a água contida nas represas construídas, e tem, portanto, custo marginal nulo. O custo variável dessa tecnologia se refere, portanto, exclusivamente à O&M, o que lhe confere sua principal vantagem frente as demais fontes. Segundo Tolmasquim (2005), o custo variável (O&M) da energia hidrelétrica no Brasil seria de aproximadamente R\$ 3,80/MWh. Seu estudo considera um fator de capacidade de referência de 55% e uma taxa de câmbio de R\$ 2,20 por US\$, à qual esse valor equivaleria a um custo operacional de US\$ 1,73/MWh. Ainda segundo o PNE, Bähr et al (2005) estima os custos de operação e manutenção internacionais em US\$ 2,00/MWh. Essa diferença pode estar associada a componentes não-negociáveis do custo variável, como o preço da mão-de-obra empregada na operação da usina.

4.1.4 Geração Eólica

Segundo Manwell, McGowan e Rogers (2002), o custo associado à energia eólica só pode ser medido em países e em anos para os quais existem dados suficientes. Sendo assim, segundo o estudo por eles apresentado, podem ser utilizados os dados dos EUA, que, junto com a Dinamarca, eram os únicos países que apresentavam, nos anos 90, dados suficientes para a realização da análise.

Foram utilizados, num estudo realizado pelo *World Energy Council*, Londres, dados relativos às turbinas eólicas mais eficientes da Califórnia, para se chegar à constatação de que a disponibilidade vem crescendo substancialmente ao longo dos anos, conforme a tecnologia (dada, entre outros, pelo desenho e tamanho das hélices, e por melhorias nas técnicas meteorológicas) evolui.

Gráfico 5 – Disponibilidade da Energia Eólica



Fonte: WEC (*World Energy Council*) 1993 In Manwell, McGowan e Rogers (2002)

Estes dados mostram que a disponibilidade associada às usinas eólicas, que antes gravitava em torno dos inviáveis 20%, passou por um crescimento abrupto entre 1983 e 1985, chegando ao nível de 95%. Dados mais recentes mostram que a disponibilidade atual se encontra em torno dos 98% (WEC, 2010)

Quanto maior for a disponibilidade, menor o seu custo variável. Por definição, uma disponibilidade maior tende a requerer um menor número de paradas para manutenção das usinas, o que representa uma parcela significativa do custo de O&M (*operation and maintenance*). Em uma analogia ao motor a combustão dos automóveis, que utiliza uma quantidade maior de gasolina quando operado nas cidades, em que as paradas são frequentes, pode-se dizer que as centrais elétricas funcionam segundo o mesmo princípio (BRYCE, 2010). Sendo assim, os dados têm mostrado que o custo total da geração eólica de eletricidade tem diminuído com a inserção de novas tecnologias, mais eficientes.

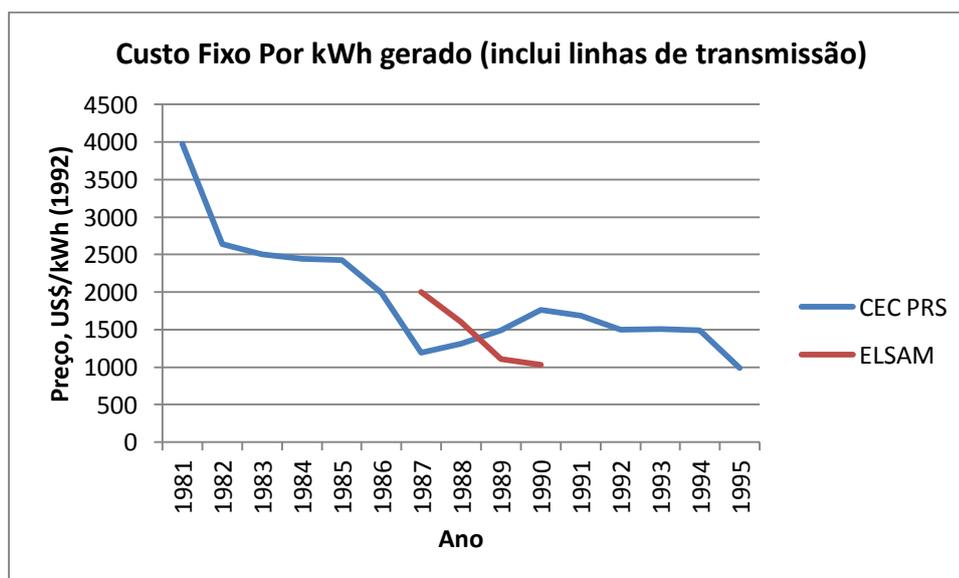
Apesar da crescente disponibilidade, que se deve, sobretudo, à redução no número de paradas para manutenção das turbinas eólicas, uma característica inerente a este tipo de geração é a intermitência de sua fonte primária de energia, o vento. Mesmo com o aprimoramento da tecnologia de geração, permanece o problema de não se poder contar com as rajadas de vento ocorrendo justamente nos períodos de maior demanda por energia elétrica. Segundo estudo realizado por Rossi e Oliveira (2010), “(...) o recurso eólico apresenta variações temporais em várias ordens de grandeza: variações anuais (em função de alterações climáticas), variações sazonais (em função das

diferentes estações do ano), variações diárias (causadas pelo micro-clima local), variações horárias (brisa terrestre e marítima, por exemplo) e variações de curta duração (rajadas). A variação espacial da energia eólica também é muito grande. A topografia e a rugosidade do solo também têm grande influência na distribuição de frequência de ocorrência dos ventos e de sua velocidade em um local”. Dada a incapacidade de se estocar a energia eólica, bem como a potência gerada, essa intermitência pode resultar em falta de eletricidade quando ela for demandada.

A vida útil de um sistema eólico (hélices e turbina) é, em média, 20 anos. Este é o valor que deve ser utilizado para estudos de viabilidade econômica, segundo a DWTMA (*Danish Wind Turbine Manufacturers Association*), 1998.

Segundo Manwell, McGowan e Rogers (2002), o custo fixo de uma usina eólica varia muito entre as unidades existentes. Algumas das variáveis que o definem, são a altura da torre, o diâmetro das hélices e a natureza da turbina instalada. Entretanto, podem ser normalizados dados em termos de kWh gerados. Os dados mostram que o custo fixo tem se reduzido ao longo dos anos. Foram analisados dados das fazendas de vento na Califórnia (CEC PRS) e na Dinamarca (ELSAM), para se chegar ao seguinte gráfico:

Gráfico 6 – Custo Fixo da Energia Eólica



Fonte: Manwell, McGowan e Rogers (2002)

O custo variável da energia eólica também tem se reduzido ao longo dos anos. Estimativas de um estudo mais recente, feito nos EUA (Chapman et al., 2005) concluem que ele se reduz de 0,5 cents por kWh para cerca de 0,3 cents por kWh, onde tende a se estabilizar. Este custo tem sua maior parcela associada a serviços de manutenção das hélices dos aerogeradores. Entretanto, tem-se que levar em conta que o preço do serviço, que é um bem não-negociável, varia muito entre os países, de forma que não existem dados suficientes para se obter uma média do custo de O&M em todos os países que este trabalho se propõe a analisar.

4.2. Impacto Ambiental

Esta seção tem por objetivo expor e analisar os impactos negativos sobre o meio-ambiente derivados da geração de energia elétrica. Como se expõe adiante, esses impactos (externalidades) variam quanto à forma e à intensidade, de acordo com a tecnologia utilizada para a geração em si, bem como para a produção de energia primária (anterior à transformação em eletricidade) e para o transporte da mesma. Dentre os principais desdobramentos oriundos dessas atividades, é atribuído, devido às circunstâncias atuais, maior peso aos que intensificam o problema do efeito estufa, sobretudo no que diz respeito à emissão de gases causadores (GEE), em especial o dióxido de carbono (CO₂).

4.2.1 Geração Termelétrica Convencional

A geração termelétrica convencional de eletricidade é tida como uma das atividades que mais emitem gases de efeito estufa (GEE) em toda a economia. Devido à sua natureza muito poluente, e à dependência da matriz energética mundial desta fonte (especialmente o carvão mineral), sua manutenção e proliferação são combatidas por ambientalistas ao redor do globo. Assim como no caso das outras fontes de energia analisadas neste trabalho, a utilização de combustíveis fósseis resulta em externalidades negativas ao longo de toda a cadeia produtiva. Pode-se separar esses efeitos em três: os efeitos da construção de uma usina, os efeitos de sua operação e os efeitos pós-operação, que se referem ao período após a desativação da central geradora. Na tabela abaixo, extraída do PNE 2030, estão relacionados os efeitos mais significativos da atividade sobre o meio-ambiente.

Tabela 9 – Principais Externalidades Negativas da Geração Termelétrica Convencional

Causas	Impactos	TO	Medidas /Ações / Projetos /Programas
Ocupação do solo (preparação, terraplenagem, desmatamento, etc.)	<ul style="list-style-type: none"> - interferência com população local - interferência com flora e fauna - produção de ruído e poeira - erosão do solo - alteração do uso do solo - emissão de gases de efeito estufa e causadores de deposição ácida pelas máquinas e caminhões utilizando derivados de petróleo 	C	<ul style="list-style-type: none"> - compensação monetária ou permuta de áreas - recuperação das áreas degradadas - arborização - criação de cinturões verdes - utilização de sistemas anti-poeiras - regulagem das máquinas utilizadas evitando produção de ruídos e emissões desnecessárias
Produção de emissões aéreas de material particulado	<p>Dependendo da concentração:</p> <ul style="list-style-type: none"> - problemas respiratórios nos trabalhadores e populações próximas - interferência na flora e na fauna - efeito estético indesejável 	C/O	<ul style="list-style-type: none"> - utilização de combustível com menores teores inertes - remoção dos inertes antes da combustão (beneficiamento) - remoção dos inertes após a combustão (filtros) - dispersão em chaminés adequadas - utilização de tecnologias modernas de combustão com maior eficiência (leito fluidizado, ciclo combinado e cogeração) - monitoramento das emissões, da qualidade do ar, das chuvas, das águas e das condições meteorológicas
Produção de emissões aéreas de óxidos de enxofre (SO _x)	<p>Dependendo da concentração:</p> <ul style="list-style-type: none"> - cheiro irritante - problemas respiratórios e cardiopulmonares nos trabalhadores e populações próximas - interferência na flora e fauna - agressão a materiais diversos - participação na acidificação das chuvas 	O	<ul style="list-style-type: none"> - utilização de combustível com menor teor de enxofre - remoção do enxofre antes da combustão (beneficiamento) - remoção do enxofre durante a combustão (com adição de neutralizantes) - remoção do enxofre após a combustão (dessulfurizadores) - dispersão em chaminés adequadas - utilização de tecnologias modernas de combustão com maior eficiência (leito fluidizado, ciclo combinado e cogeração) - monitoramento das emissões, da qualidade do ar, das chuvas, das águas e das condições meteorológicas
Produção de emissões aéreas de dióxido de carbono (CO ₂)	<ul style="list-style-type: none"> - contribuições para o efeito estufa 	O	<ul style="list-style-type: none"> - implantação e manejo de florestas na região para fixação do carbono - utilização de tecnologias modernas de combustão com maior eficiência (leito fluidizado, ciclo combinado e cogeração)

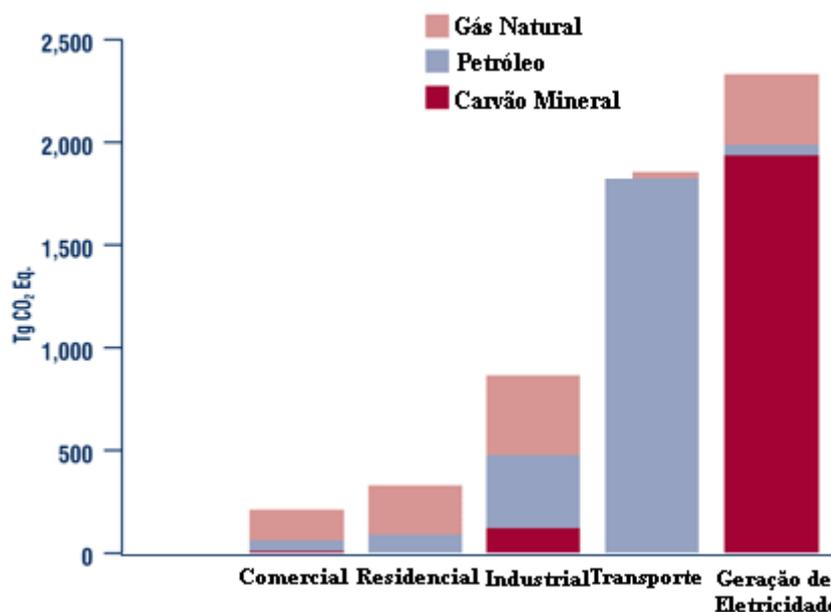
Fonte: MME/ELETRÓBRÁS/COMASE. Referencial para Orçamentação dos Programas Socioambientais. Vol II – Usinas Termelétricas. Rio de Janeiro, 1994, em PNE 2030

Legenda: TO - Tempo de Ocorrência; C - Construção; O - Operação; PO - Pós-operação

Sendo assim, se analisada somente do ponto de vista ambiental, a geração termelétrica convencional é a pior dentre todas as analisadas. A grande parcela do efeito estufa que poderia ser mitigada por meio da redução de usinas termelétricas é evidenciada pelos estudos empíricos. O gráfico abaixo, proveniente de um estudo realizado em 2010, mostra a emissão total de CO₂ separada por setor. A geração de

eletricidade desponta como o maior emissor, sendo o carvão o combustível mais utilizado para este fim.

Gráfico 7 – Emissão Global de CO₂ Por Setor



Fonte Environmental Protection Agency (EPA)

4.2.2 Geração Termonuclear

Dentre todas as fontes analisadas, percebe-se, através de um breve estudo dos dados, que a nuclear é a mais eficiente do ponto de vista de minimização de impactos ambientais. Isto se deve a duas características da tecnologia: o nível de emissão de gases poluentes, que é nulo, e a densidade energética do combustível utilizado, o urânio enriquecido.

Os benefícios provenientes de uma geração de eletricidade sem emissões e gases de efeito estufa (GEE), são triviais. A substituição de qualquer outra fonte pela nuclear, incluindo a energia hidrelétrica que, como analisado na seção seguinte, é altamente impactante do ponto de vista ambiental, desacelera imediatamente o processo causador do aquecimento global. Segundo dados do PNE 2030, “(...) no mundo a energia nuclear tem evitado, nos últimos anos, emissões adicionais de cerca de 2,5 bilhões de toneladas de CO₂ por ano, o que representa algo em torno de 10% das emissões de todo o setor energético e 35% das emissões do setor elétrico mundial. No Brasil, em 2001, Angra I e

Angra II geraram 14.352 GWh, e com isto evitaram emissões na faixa de 7 a 14 milhões de toneladas de CO₂, representando um valor de 35 a 70 milhões de dólares americanos, conforme os valores sugeridos pelo Banco Mundial”.

Apesar dos grandes benefícios decorrentes de não emitir gases poluentes, as maiores vantagens da tecnologia termonuclear frente às outras advêm da densidade energética do urânio enriquecido. Segundo o PNE 2030, “a quantidade de material [combustível e de construção] necessária por unidade de energia produzida durante a vida útil, bem como o volume total de rejeitos produzidos, é muito pequena. Isto porque cada tonelada de combustível nuclear (urânio enriquecido) gera tanta energia elétrica quanto 100.000 toneladas de carvão de boa qualidade. O consumo de concreto e aço necessário na construção da usina e fabricação dos equipamentos, por unidade de energia produzida, é pequeno.”

Além da baixa utilização de materiais (dentre eles o concreto, cujo processo produtivo resulta em impactos ambientais severos), a geração termonuclear de eletricidade requer uma área muito pequena por energia gerada. O fato de não utilizar grandes áreas é, obviamente, benéfico do ponto de vista ambiental, sobretudo se for levado em conta o baixíssimo nível de desmatamento necessário para sua implementação das centrais geradoras. Segundo o mesmo estudo do Ministério das Minas e Energia, “o uso de terra requerido pela cadeia energética nuclear é da mesma ordem de grandeza do uso da cadeia energética de combustíveis fósseis e bem inferior ao uso requerido pelas energias renováveis”. Para que se comparem, brevemente, as fontes renováveis com a nuclear, servem os seguintes dados, extraídos do PNE 2030:

Tabela 10 – Área Requerida Por Fonte

Fonte	Área requerida por GW de capacidade instalada
Nuclear	1 a 10 km ²
Solar	20 a 50 km ²
Eólica	50 a 150 km ²
Biomassa	4.000 a 6.000 km ²

Fonte: PNE 2030.

As principais desvantagens percebidas, no que se refere ao meio-ambiente, são duas: os rejeitos radioativos produzidos e o risco de um eventual acidente nuclear. Tanto

uma quanto a outra, no entanto, são contestáveis após uma breve análise dos dados disponíveis.

Quanto aos rejeitos, servem como justificativas para a contestação os diversos processos de reciclagem de combustível adotados em países da OCDE, que reduzem o consumo de urânio e a quantidade de rejeitos produzidos. Além de altamente administrável, o volume de rejeitos é menor do que muitos críticos da tecnologia supõem: “tomando-se o caso da França como exemplo, são necessários 15 anos para encher o espaço equivalente de uma piscina olímpica com os rejeitos de alta atividade produzidos pelas 58 usinas nucleares da EDF” (PNE 2030).

O risco percebido de um desastre nuclear tem, ademais, sua racionalidade facilmente contestada pelos dados empíricos, que sugerem uma superestimação recorrente, pela sociedade em geral, da perda esperada associada a esses eventos. Os casos reais de grandes acidentes nucleares foram amplamente divulgados pela imprensa, tornando-se mundialmente famosos. Podem ser enumerados três eventos: um em Three Mile Island, nos EUA (1979), outro em Chernobyl, na antiga União Soviética (1986), e o último em Fukushima, no Japão (2011). A tabela abaixo, extraída do PNE 2030, mostra os acidentes severos ocorridos no mundo no período entre 1969 e 2000 (não inclui Fukushima), separados por fonte energética:

Tabela 11 – Acidentes Severos no Mundo (1969-2000)

Cadeia energética	OCDE			Não OCDE		
	Acidentes	Mortes imediatas	Mortes imediatas por GW.a	Acidentes	Mortes imediatas	Mortes imediatas por GW.a
Carvão ^a	75	2259	0,157	102 ^c 1044	4831 18017	1,605 6,169
Petróleo	165	3789	0,135	232	16494	0,897
Gás natural	90	1043	0,085	45	1000	0,111
GLP	59	1905	1,957	46	2016	14,896
Hidrelétrica	1	14	0,003	10	29924 ^d	10,285
Nuclear	- ^b	-	-	1	31	0,048

Fonte: PNE 2030

Como se pode ver, em relação ao risco de mortes, a energia nuclear é, em termos absolutos, a fonte mais segura. Outro estudo, realizado na Alemanha, parece ratificar o resultado. A tabela abaixo separa o risco em mortes ocupacionais, isto é, de indivíduos diretamente ligados à operação da usina, das mortes do público, que representam a população em geral. Neste estudo, o risco é relativo à energia gerada, fornecendo dados

mais significativos para a análise, e se baseia em inferência estatística, não representando um período de coleta específico.

Tabela 12 – Mortes Associadas à Geração de Eletricidade (Alemanha)

Tecnologia	Mortes imediatas do público por TWh	Mortes ocupacionais imediatas por TWh
Antracita	2,4	0,3
Linhita	2,1	0,05
Gás (turbina a gás)	4,1	0,2
Gás (ciclo combinado)	0,8	0,02
Fotovoltaica	0,8-1,2	1,4
Eólica	0,05-0,07	0,08
Nuclear	0,0047-0,33	0,03

Fonte: PNE 2030

Assim como no outro estudo apresentado, a energia nuclear aparece como a mais segura dentre todas as analisadas.

4.2.3 Geração Hidrelétrica

A energia hidrelétrica é uma fonte energética renovável. Isto significa que a fonte primária de energia é muito abundante, e não se perde durante o processo de geração, sendo renovada natural e constantemente. Sendo assim, uma vez construída, a usina hidrelétrica não causa grandes efeitos adversos sobre o meio-ambiente, através de sua operação. É, entretanto, no processo de construção do reservatório onde se estoca a energia potencial mecânica que se encontram as externalidades negativas, que interferem vigorosamente no meio-ambiente.

Segundo estudo o PNE 2030, “(...) a energia hidrelétrica é considerada uma fonte limpa e renovável de energia, podendo, contudo, acarretar conseqüências socioambientais em função principalmente do alagamento de grandes áreas. Construir uma barragem pode implicar em impactos que envolvem remover povoados, desalojar pessoas, alterar ou extinguir ecossistemas, acabar com florestas e sítios históricos, que ficarão submersos, alterar a flora e fauna, além de outros. Muitas vezes o curso natural do rio é alterado pelo desvio da água, causando interferência nos ciclos naturais, reprodução e dispersão de peixes e outros animais aquáticos” (EPA, 2003, citado no PNE 2030). Além disso, “(...) após os impactos iniciais, a energia seria limpa, mas em algumas usinas a decomposição da biomassa inundada pode produzir poluentes e

reduzir o nível de oxigênio dissolvido na água devido ao excesso de matéria orgânica” (CRAIG et al., 2001; MÜLLER, 1995, citado no PNE 2030).

O alagamento de uma extensa área, que corresponde a cerca de 0,49 km² por MW instalado, em média (Norte Energia S/A, 2011), traz consigo inúmeros problemas. Eles vão desde a remoção das populações que vivem na área inundada, até a perda de potencial agrícola e mineral, incluindo fatores sociais como a perda de acesso a sítios arqueológicos. Além disso, o desmatamento causado contribui para a intensificação do efeito estufa, uma vez que as árvores daquela área deixarão de contribuir para o seqüestro de CO₂ da atmosfera.

Apesar de numerosos problemas e polêmicas provenientes da inundação da área para formação de um reservatório, a tecnologia hidrelétrica de geração é tida como uma das opções para o controle das emissões de CO₂, uma vez que o efeito líquido, dado o longo período de vida útil de uma usina deste tipo, é negativo sobre tais emissões (IEA/OECD, 2005), quando se substitui usinas termelétricas, por exemplo, pelas hidrelétricas. Este é um dos motivos pelos quais, como será analisado no capítulo seguinte, a matriz de energia elétrica brasileira serve de exemplo para o restante do mundo como um *benchmark* de sustentabilidade energética.

4.2.4 Geração Eólica

Os impactos negativos da geração eólica de eletricidade sobre o meio-ambiente são relativamente baixos, se comparados com as outras fontes energéticas analisadas. No entanto, este tipo de geração implica, também, em algumas externalidades negativas consideráveis, como listado pela tabela abaixo, extraída do PNE 2030. Dentre elas, destacam-se a poluição sonora, que impede a habitação das áreas próximas aos aerogeradores, a poluição visual, e a morte de aves e morcegos por colisão com as hélices, que ocorre, por vezes, em um nível acima do aceitável (National Wind Coordinating Committee, 2001). Apesar de ser fonte de preocupação de muitos estudiosos, a morte de pássaros não parece, após breve análise dos dados, ocorrer com uma frequência alarmante, tornando a atividade tolerável.

Tabela 13 – Principais Externalidades Negativas da Geração Eólica

Aspectos	Impactos	TO	Medidas mitigadoras ou compensatórias / Projetos / Programas
Ocupação do solo pelo parque eólico e subestações (preparação, terraplenagem, desmatamento, etc.)	<ul style="list-style-type: none"> – Interferência com população local – Interferência com flora e fauna – Produção de ruído e poeira – Erosão do solo – Alteração do uso do solo – Emissão de gases de efeito estufa e causadores de deposição ácida pelas máquinas e caminhões utilizando derivados de petróleo – Interferência com atividade turística 	C	<ul style="list-style-type: none"> Compensação monetária ou permuta de áreas Utilização de sistemas anti-poeiras Recuperação de áreas degradadas Regulagem das máquinas utilizadas evitando produção de ruídos e emissões desnecessárias
Distorção estética	<ul style="list-style-type: none"> – Poluição visual 	C/O	<ul style="list-style-type: none"> Projetos paisagísticos e arquitetônicos para redução do impacto visual
Produção de Ruído	<ul style="list-style-type: none"> – Poluição sonora 	C/O	<ul style="list-style-type: none"> Projetos e programas específicos para redução de ruído Monitoramento de ruídos
Funcionamento dos aerogeradores	<ul style="list-style-type: none"> – Morte de aves e morcegos por colisão 	0	<ul style="list-style-type: none"> Evitar a construção do parque em rotas de migração Adotar arranjo adequado das turbinas no parque eólico

Fonte: PNE 2030

Segundo estudo conduzido nos EUA, e apresentado no PNE 2030, “os resultados indicam que, em média, em um ano cada turbina nos EUA foi responsável pela morte de 2,19 indivíduos de várias espécies da avifauna e 0,033 indivíduos (1 a cada 30 anos) de espécies predadoras (EWEA, 2004). Sendo assim, a geração eólica não causaria impacto intolerável sobre a população de pássaros.

O problema da poluição sonora e visual, apesar de ser, aparentemente, superficial e fácil de contornar, é uma desvantagem da geração eólica de eletricidade. Por ser um tipo de energia difusa (com baixíssima densidade energética), a geração eólica necessita de um número muito superior de centrais para produzir a mesma quantidade de energia que as demais fontes. Ela está, neste contexto, em uma condição diametralmente oposta à energia termonuclear: sua baixa densidade, além da intermitência do vento, ocasionam suas maiores fraquezas. Devido a essa baixa densidade, são, também, necessárias mais linhas de transmissão do que o número utilizado para as outras tecnologias. Além disso, passa a ser imprescindível a ampliação em larga escala da rede de transmissão como um todo. Por mais que as linhas não ocupem uma área muito grande, se comparada, por exemplo, com um reservatório para geração hidrelétrica, uma extensa rede pode se tornar problemática, sobretudo em países

como os EUA, que são muito intensivos em eletricidade e têm, assim, uma rede amplamente presente ao redor do país.

A externalidade negativa resultante da poluição visual por ela ocasionada se associa com problemas de princípio NIMBY (*not in my back yard*), segundo o qual os indivíduos desejam um determinado bem público, desde que ele não se encontre nas redondezas de sua propriedade privada.

O mesmo pode ser dito a respeito da poluição sonora. Segundo os dados apresentados no PNE 2030, o nível do som de uma turbina eólica moderna estaria, tipicamente, entre 100 e 106 dBA, dependendo do tipo de turbina (EWEA, 2004). Assim, se tornaria pouco recomendável para a saúde dos habitantes que vivessem dentro de um círculo com raio de 300m em relação a um aerogerador (PNE 2030). Para efeito de comparação, podemos utilizar a tabela abaixo, extraída do mesmo documento, que mostra os níveis de ruídos aceitáveis para diversas atividades cotidianas. Devido ao número de aerogeradores necessários para a produção de eletricidade em larga escala, a poluição sonora pode se tornar um grande problema a ser contornado.

Tabela 14 – Níveis de Ruído Aceitáveis, por Atividade

Locais	DB (A)
Hospitais	
Apartamentos, enfermarias, berçários, centros cirúrgicos	35-45
Laboratórios, áreas para uso do público	40-50
Serviços	45-55
Escolas	
Bibliotecas, salas de música, salas de desenho	35-45
Salas de aula, laboratórios	40-50
Circulação	45-55
Hotéis	
Apartamentos	35-45
Restaurantes, salas de estar	40-50
Portaria, recepção, circulação	45-55
Residências	
Dormitórios	35-45
Salas de estar	40-50
Auditórios	
Salas de concertos, teatros	30-40
Salas de conferências, cinemas, salas de uso múltiplo	35-45
Restaurantes	
Escritórios	
Salas de reunião	30-40
Salas de gerência, salas de projetos e de administração	35-45
Salas de computadores	45-65
Salas de mecanografia	50-60
Igrejas e templos (cultos meditativos)	
Locais para esporte	
Pavilhões fechados para espetáculos e atividades esportivas	45-60

Fonte: PNE 2030

5. Exemplos de Matrizes de Energia Elétrica

Este capítulo tem como objetivo a introdução de concretude ao estudo sobre as maneiras de se configurar a matriz de energia elétrica em um país. Para atingir este objetivo, serão apresentados três exemplos: as matrizes brasileira, alemã e norte-americana. Esses países foram escolhidos por representarem opções muito variadas entre si, além de serem alguns dos mais importantes *players* nesta discussão. A matriz de energia elétrica do Brasil serve de exemplo para o resto do mundo por estar baseada em uma fonte renovável e não-emissora de gases causadores do efeito-estufa: a hidrelétrica. Além de dever sua importância à força da economia, que é a maior e mais influente da Europa, o caso alemão é um símbolo do progresso técnico no setor energético. Sua matriz é relativamente bem diversificada, e conta com parcelas significativas de energia nuclear, a gás e eólica. Já a matriz de energia elétrica dos EUA é a maior do mundo, com uma capacidade de geração de aproximadamente 3,95 trilhões de kWh, em 2009 [Fonte: EIA (*U.S Energy Information Administration*)]. É fortemente

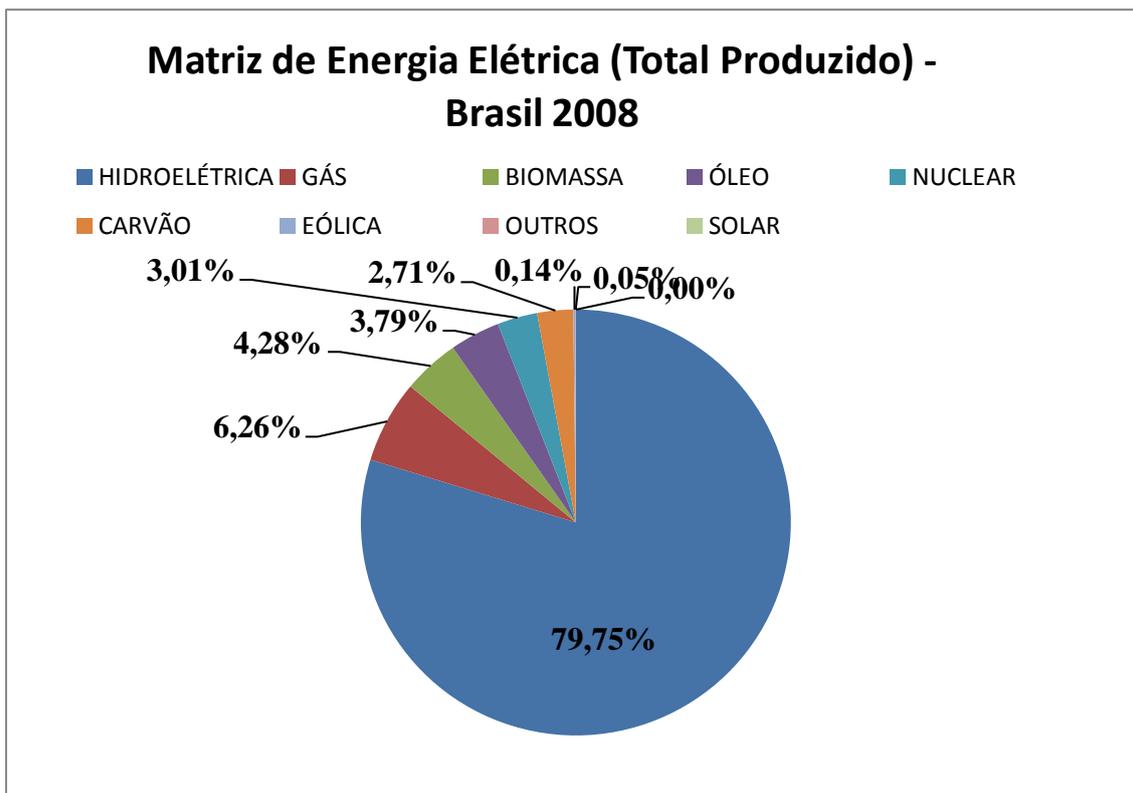
dependente de combustíveis fósseis, com a maior parte de seu parque composto por usinas termelétricas, movidas a carvão e a gás.

5.1. Matriz Energética Brasileira

A matriz de energia elétrica brasileira é considerada um exemplo pela comunidade internacional do setor no que se refere à emissão de gases-estufa, devido à elevada parcela da geração feita com fontes renováveis. Mais especificamente, 84,08% da energia elétrica gerada no Brasil em 2008 utilizaram fontes renováveis, sendo 79,75% proveniente de usinas hidrelétricas, 4,28% movidas a biomassa e 0,05% de parques eólicos [Fonte: IEA (*International Energy Agency*)].

O gráfico abaixo, que ilustra dados extraídos do *website* da International Energy Agency (IEA), mostra a composição atual da geração de eletricidade no Brasil, separada por fonte energética. Como mencionado acima, a fonte hidrelétrica é o principal componente deste total, respondendo por 79,75% de toda a energia elétrica gerada em 2008. Em seguida, vêm as fontes gás natural, biomassa, óleo combustível, nuclear e carvão mineral, nesta ordem. Juntas, essas fontes, minoritárias na matriz brasileira, geraram 20,05% da eletricidade em 2008.

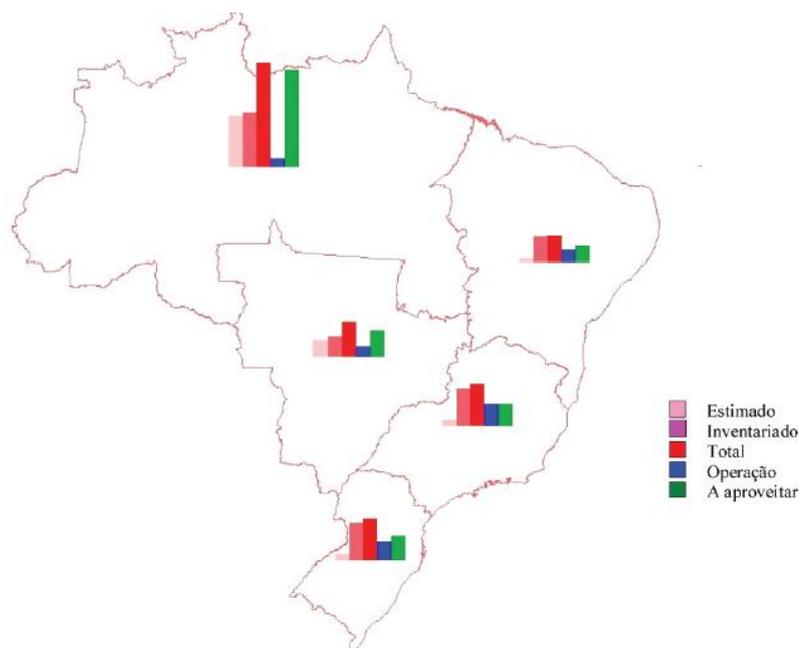
Gráfico 8 – Matriz de Energia Elétrica Brasileira



Fonte: IEA (*International Energy Agency*)

O país possui grande potencial de exploração da energia hidrelétrica, devido às numerosas quedas d'água, presentes em rios com volume de água suficiente para a operação dessas usinas. Ademais, como pode ser visto na figura abaixo, grande parte deste enorme potencial continua inexplorada:

Figura 2 – Mapeamento do Potencial Hidrelétrico Brasileiro



Fonte: ANEEL, 2011

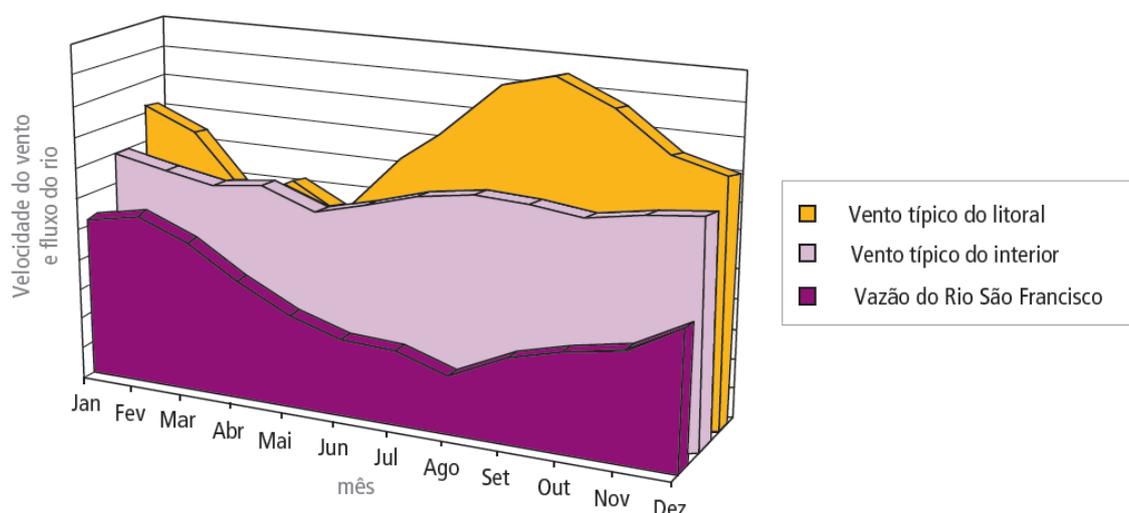
A estrutura brasileira de geração via combustíveis de biomassa (tais como: cana-de-açúcar, milho, alguns óleos vegetais, além de florestas energéticas) representa vanguarda no cenário global, com novas tecnologias do setor sendo desenvolvidas internamente. Entretanto, de acordo com Lellis (2007), “a biomassa para produção de energia elétrica apresenta-se mais promissora mediante o uso de resíduos de cana-de-açúcar e biomassa florestal, informam Reis et al.⁸⁵. Segundo os referidos autores, o bagaço de cana é o resíduo sólido proveniente da moagem ou difusão da cana-de-açúcar após a extração da sacarose. Os resíduos de cana apresentam baixa densidade energética, e por isso devem ser aproveitados em local próximo à usina. As indústrias do setor sucroalcooleiro operam com produção sazonal, utilizando vapor na produção e, simultaneamente, na geração de eletricidade, durante a safra”. Sendo assim, essa fonte apresentaria desvantagens semelhantes à energia eólica: baixa densidade energética, aliada à sazonalidade – esta última, incompatível com a demanda por eletricidade, que enfrenta picos em diversos períodos do ano, que podem ser distintos daqueles em que as fontes energéticas alternativas são mais abundantes.

Além disso, o país também goza de grande potencial para exploração da energia eólica. Este potencial é elevado por um fator de complementaridade com a energia

hidrelétrica, já largamente utilizada. Essa característica remete à alternância entre os ventos e os períodos de chuva.

De acordo com Tolmasquim (2005), “a região Nordeste apresenta as melhores condições do Brasil para o aproveitamento da energia eólica, não somente pelos regimes dos ventos, mas também pela possibilidade de complementaridade com a energia hidráulica. Esta característica foi comprovada ao se estudar os níveis médios de vazão dos rios que atendem algumas usinas da região Nordeste”. O gráfico abaixo, extraído do PNE 2030, demonstra o porquê dessa vantagem do investimento em energia eólica no Brasil. Os dados se referem à sazonalidade da vazão do Rio São Francisco, o mais utilizado do Nordeste para a geração de eletricidade, e à frequência de ventos aproveitáveis comercialmente na mesma região, que é a melhor do país para o posicionamento dos aerogeradores.

Gráfico 9 – Complementaridade Eólica / Hidrelétrica no Brasil



Fonte: PNE 2030

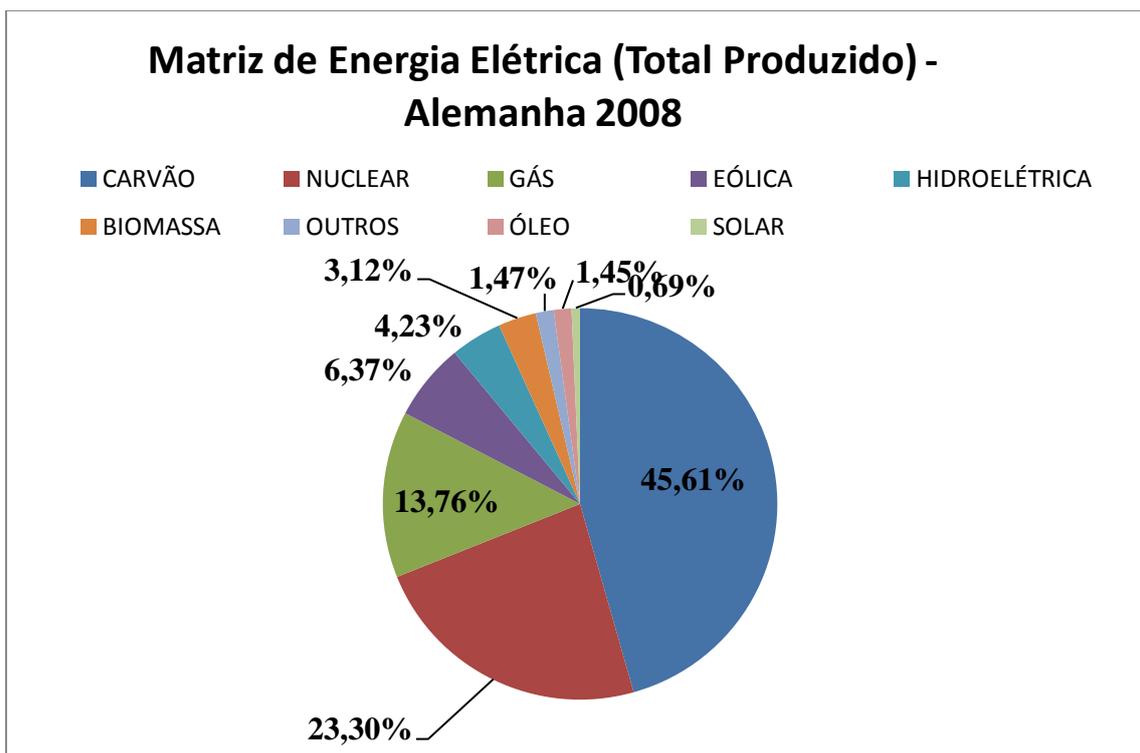
Devido à elevada dotação natural, as fontes renováveis continuarão com a predominância que apresentam hoje no cenário brasileiro. Além do investimento neste sentido, o Brasil também vem direcionando esforços de investimento na ampliação de seu parque term nuclear, com a construção das usinas Angra III (Angra dos Reis – RJ), e de mais quatro usinas no Nordeste, cujos projetos ainda se encontram em fase de definição.

5.2. Matriz Energética Alemã

A matriz de energia elétrica alemã é composta, majoritariamente, por fontes que utilizam combustíveis fósseis. Devido, sobretudo, à grande quantidade de carvão de alta qualidade disponível no território alemão, este responde pela maior parcela da matriz (45,61% da eletricidade gerada em 2008). Outro grande participante é o gás natural (13,76% em 2008), que é de origem fóssil, apesar de emitir menos CO₂ do que o carvão mineral e ser, portanto, melhor do ponto de vista ambiental. Além disso, por ter uma economia muito intensiva em tecnologia, permitiu-se o desenvolvimento de um grande parque termonuclear, que representou, em 2008, 23,30% da geração de elétrica.

O traço mais marcante da política de energia alemã talvez seja, entretanto, a inovação e a vanguarda tecnológica. Com uma parcela de 6,37% em 2008, a geração de eletricidade por usinas eólicas é a maior da Europa, e segunda maior do mundo em termos de capacidade instalada, ficando atrás apenas dos EUA (EIA, 2009).

Gráfico 10 – Matriz de Energia Elétrica Alemã



Fonte: IEA (*International Energy Agency*)

Em maio de 2011, após o acordo de uma coalizão política liderada pela chanceler Angela Merkel, a Alemanha se comprometeu a desativar todas as suas usinas nucleares até 2022. A decisão se deu após o acidente nuclear em Fukushima, no Japão,

ocorrido após um *tsunami* em março de 2011. Apesar do anúncio, a Alemanha pretende, segundo publicação do jornal Folha de São Paulo (“Alemanha promete parar de usar energia nuclear até 2022”, de 30/05/2011), manter a meta estabelecida nos anos 1990, de reduzir em 40% a emissão de gases do efeito estufa.

Mesmo que a Alemanha dobre a participação da energia eólica, solar e de biomassa, como pretende fazer, essas novas usinas não compensarão a ausência das usinas term nucleares. Por isso, o governo promove, concomitantemente, a redução do consumo de eletricidade, buscando uma queda de 10% até 2020 (Revista IstoÉ, “A escolha alemã”, de 04/06/2011).

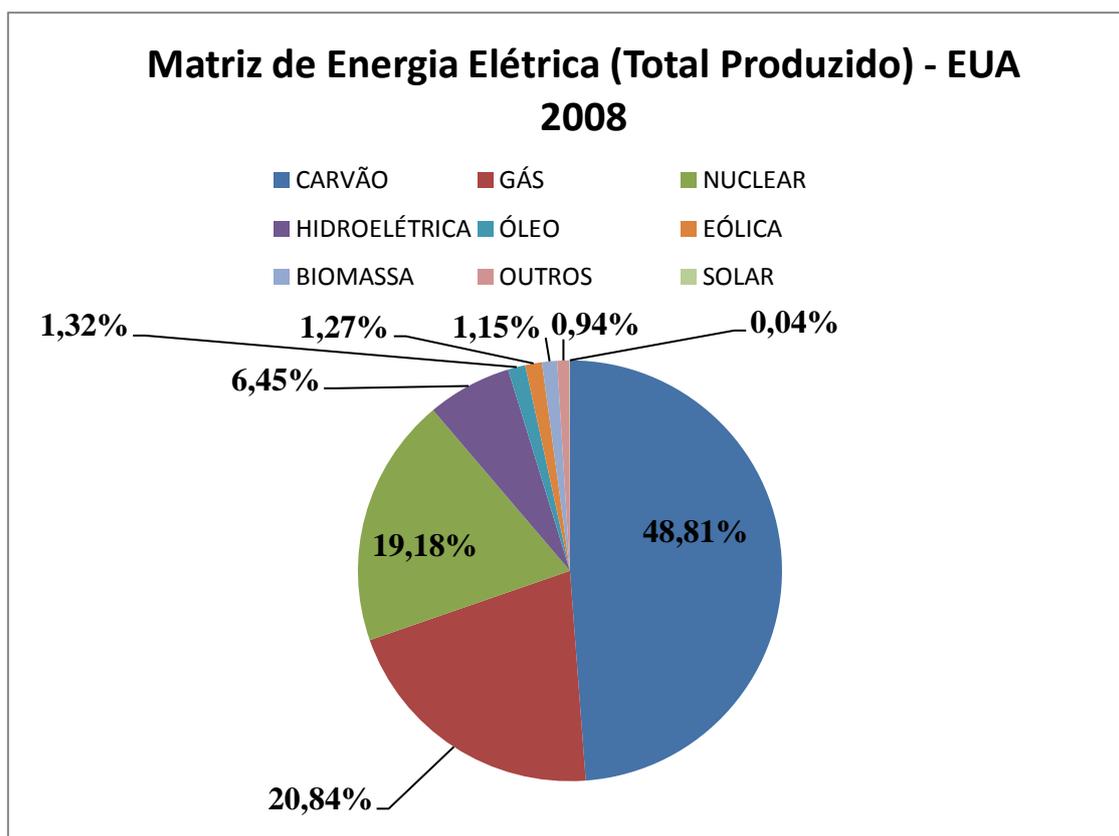
A renúncia da energia nuclear e o aumento do investimento em energia eólica também obrigaram o país a elevar o investimento em usinas termelétricas convencionais. Ao todo, já estão com o projeto concluído ou em fase de construção 26 novas usinas termelétricas, totalizando uma capacidade instalada de 26.737 MW, até o ano de 2015 (Deutscher Bund, 2011).

5.3. Matriz Energética Norte-Americana

Com uma parcela de 70,97% da eletricidade gerada em 2008, os combustíveis fósseis são o principal motor do parque elétrico norte-americano. Com uma grande dotação desses recursos (a saber, carvão mineral e gás natural), este tipo de usina é a predominante nos EUA, devido aos critérios de custo apresentados anteriormente. Após uma breve análise do gráfico abaixo, extraído do banco de dados da *International Energy Agency* (IEA), percebe-se que a composição do parque gerador deste país é muito semelhante à do alemão.

No entanto, a política de energia elétrica dos EUA difere da alemã, primordialmente, em dois aspectos: os crescentes investimentos em energia term nuclear (através de seu programa de energia nuclear, os EUA planejam construir 26 novas usinas deste tipo até 2030, o que representaria, segundo projeções da EIA, um acréscimo de 17 GW na capacidade instalada), e a ausência de metas explícitas do governo para a substituição das fontes tradicionais pela energia eólica.

Gráfico 11 – Matriz de Energia Elétrica Norte-Americana

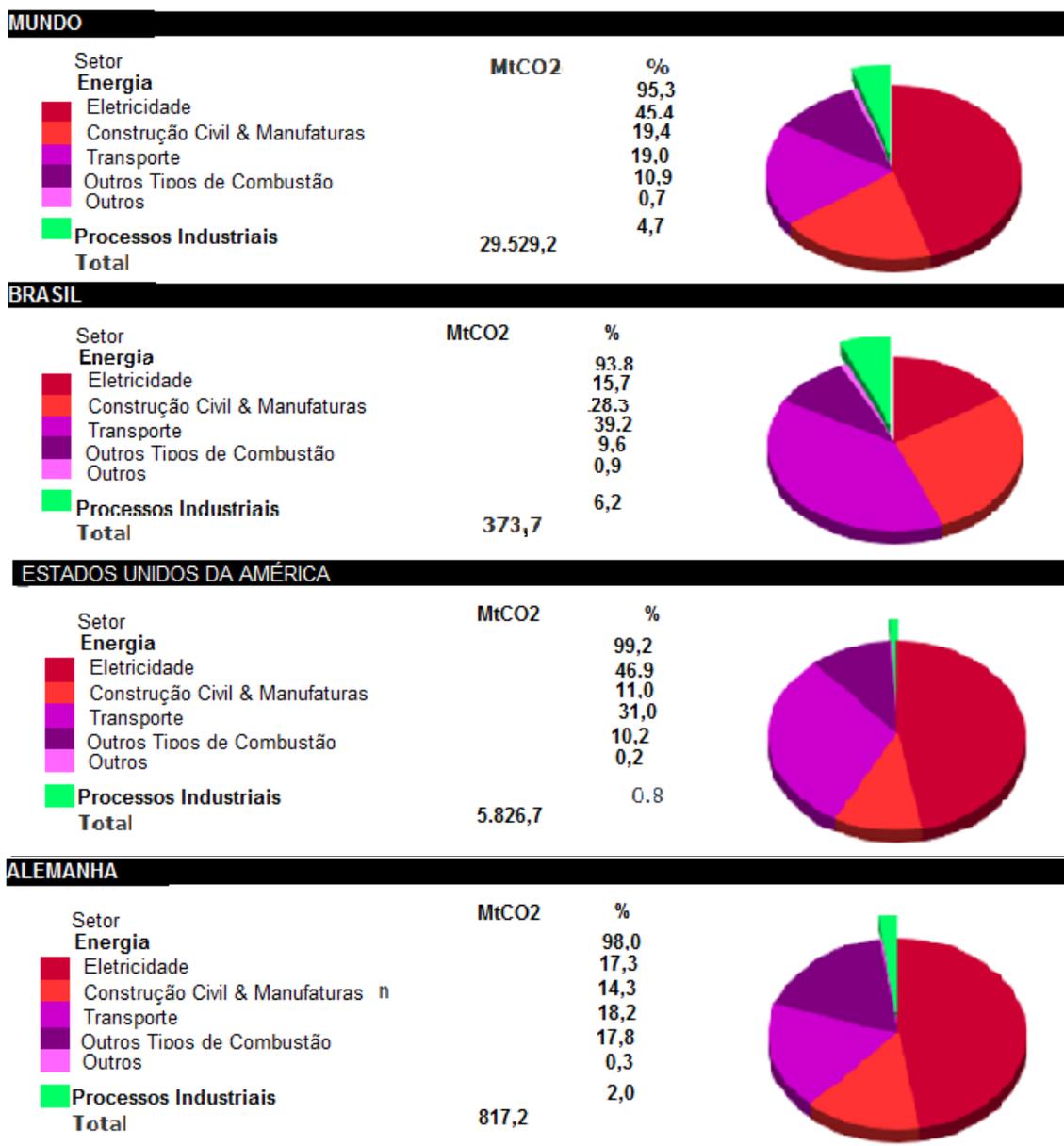


Fonte: IEA (*International Energy Agency*)

5.4. Análise Comparativa das Matrizes

A composição das matrizes analisadas se reflete na emissão de CO₂. Nos gráficos abaixo, cujos dados foram extraídos do *website* do World Resources Institute, está disponibilizada uma comparação de como se compõe a emissão de CO₂ nos três países discutidos. Os dados são do ano de 2007.

Gráfico 12 – Comparação da Composição da Emissão de CO₂ (Por Setor e País)



Fonte: World Resources Institute – CAIT

Como se pode ver, o Brasil possui a menor fração de emissões, dentre as causadas pelo setor energético, associadas à eletricidade. Esta característica deriva do elevado percentual advindo de fontes renováveis (hidrelétrica). A Alemanha, apesar dos esforços de expansão no parque eólico, credita a maior parcela dessas emissões à geração de eletricidade, dentre os três países. Os EUA, embora não explicitem a mesma estratégia de substituição de fontes que o governo alemão, tem um parque gerador relativamente mais limpo, considerando a diferença de tamanho das duas economias.

Os dados empíricos parecem, portanto, corroborar o cruzamento das informações desenvolvidas acerca do impacto ambiental das tecnologias e das matrizes

de energia elétrica estudadas. Entretanto, quando analisamos a intensidade de carbono da geração de energia elétrica, a comparação entre os países nos fornece o seguinte resultado (dados extraídos do World Resources Institute – CAIT):

Tabela 15 – Comparação da Intensidade de CO₂ vs. Dotação de Combustíveis

Intensidade de Carbono da Geração de Eletricidade em 2007 (gCO ₂ /kWh)			Conteúdo de CO ₂ nas Reservas de Combustível Fóssil Comprovadas até 2009 (MtCO ₂)	
País	gCO ₂ /kWh	Ranking Mundial	MtCO ₂	Ranking Mundial
MUNDO	528,50		2.647.780	
BRASIL	73,60	119	15.601	25
ALEMANHA	519,70	52	9.949	27
EUA	548,50	45	500.605	1
Correlação: 0,41				

Fonte: WRI – CAIT

Esses dados nos fornecem dois resultados: que os EUA são mais intensivos em CO₂ apesar de suas emissões serem menos concentradas na geração de eletricidade, e que existe uma correlação de 0,41 entre a dotação desses recursos e a referida intensidade. Isto é, podemos dizer que a disponibilidade de recursos, somada aos custos discutidos nas seções anteriores, são as causas para a elevada emissão de gases de efeito estufa nos EUA.

6. Conclusão

A partir da análise desenvolvida, pode-se concluir que as dimensões custos e externalidades negativas sobre o meio-ambiente influenciam na escolha da matriz de energia elétrica de forma definitiva. Seja por pressão política ou simplesmente devido à maximização de receitas do governo e renda da população, os portfólios analisados empiricamente parecem estar alinhados com os países onde tomam forma. Eles são, portanto, resultado claro das dotações de recursos naturais desses países, além de resultarem de diretrizes com que os planejadores centrais se comprometem por força da opinião pública, como a redução da emissão de gases de efeito estufa.

Ao contrário do que as intenções podem sugerir, qualquer mudança no *status quo* da matriz energética mundial levará muito tempo e recursos, e não poderá, assim, ser realizada rapidamente. O mundo ainda é fortemente dependente de fontes energéticas de origem fóssil, e existem claras tendências de aumento da participação dessas fontes em muitos países. Elas são, simplesmente, mais eficientes do ponto de vista econômico e, devido às características físico-químicas dos combustíveis, um pré-requisito para a manutenção do bem-estar social e do desenvolvimento alcançado pela humanidade.

Não se pode, entretanto, eliminar qualquer alternativa. Como demonstrado por esta análise, as tecnologias renováveis vem se desenvolvendo, e já são realidade em alguns países, como a Alemanha e o Brasil. Para que um planeta plenamente independente dos combustíveis fósseis seja conquistado, surge como um dos caminhos sugeridos pela análise dos dados o investimento, para o curto prazo, em fontes fósseis menos poluentes do que o carvão mineral, como o gás natural. Esta seria, portanto, a saída para os países que não possuem dotações de recursos naturais (a saber, ventos constantes e quedas d'água volumosas), como o Brasil.

Concomitante com o investimento neste tipo de geração, uma vez que a manutenção do crescimento e desenvolvimento econômicos tivesse sido garantida, seria necessário o investimento na tecnologia termonuclear. Com a alta densidade energética e o baixíssimo índice de poluição que emite, essa tecnologia parece ser uma boa solução para o portfólio ótimo do futuro. Ela teria os pré-requisitos necessários para ser a base de uma economia mundial que cresce e se desenvolve, ao passo que investe em pesquisa e desenvolvimento das fontes eólica e solar-fotovoltaica, visando ao longo prazo.

7. Referências Bibliográficas

JUNIOR, H. et al Economia da Energia Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial, Rio de Janeiro, v. 4, p. 4, 2007

BRYCE, Robert *Power Hungry: The Myths of Green* Editora Elsevier

MANWELL, J. F., MCGOWAN, J. G. e ROGERS, A.L. *Wind Energy Explained Theory, Design and Application*, Chicester, v. 2, 2002

ROSSI, P. e OLIVEIRA, C. Perguntas Frequentes sobre Energia Eólica. Disponível em <<http://www.pucrs.br/ce-eolica/faq.php?q=4#4>> acessado em 28/11/2011> Acessado em 28/10/2011

LORA, E. E. S., Prevenção e Controle da Poluição nos Setores Energético, Industrial e de Transporte. 2ª edição, Editora Interciência, 2002

FURTADO, R.C. *The Incorporation of Environmental Costs into Power System Planning in Brazil*. Tese de Doutorado – Imperial College – Universidade de Londres – Londres – UK, 1996.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), 2005. Atlas de energia elétrica do Brasil. Agência Nacional de Energia Elétrica. 2. ed. – Brasília. Disponível em <[www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/08-Carvao\(2\).pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/08-Carvao(2).pdf)> Acessado em 28/11/2011.

Environmental Protection Agency (EPA), 2010. *Global Greenhouse Gas Data*. Disponível em < <http://www.epa.gov/climatechange/emissions/globalghg.html>> Acessado em 26/11/2011.

MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY (MIT). *The future of Nuclear Power. An Interdisciplinary MIT Study*. 2003

IEA/OECD. *Indicators for Sustainable Energy Development. International Atomic Energy Agency*, Vienna, 2005

LELLIS, M. Fontes Alternativas de Energia Elétrica no Contexto da Matriz Energética Brasileira: meio ambiente, mercado e aspectos jurídicos. Tese de Mestrado – Universidade Federal de Itajubá – Itajubá, 2007.

TOLMASQUIM, M. T. (org.). *Fontes Renováveis de Energia no Brasil*. Editora Interciência, RJ, 2003.

TWIDELL, John e WEIR, Tony *Renewable Energy Resources* The University Press, Cambridge, 1985

EIA (*Energy Information Administration*). Banco de Dados disponível em <<http://www.eia.gov/>> Acessado em 20/11/2011, 25/11/2011, 28/11/2011 e 30/11/2011.

IEA (*International Energy Agency*). Banco de Dados disponível em <<http://www.iea.org/country/index.asp>> Acessado em 19/11/2011, 20/11/2011 e 25/11/2011.

World Resources Institute – CAIT. Disponível em <<http://cait.wri.org/cait.php?page=sectors&url=form&pOpts=open&pHints=open&year=2007&co2=1&update=Update&c1=500&c2=24&c3=185&c4=65&c5=&c6=&c7=&c8>>. Acessado em 29/11/2011

Furnas. Descrição disponível em <http://www.furnas.com.br/hotsites/sistemapurnas/usina_term_funciona.asp>. Acessado em 21/10/2011.

CNEN (*Comissão Nacional de Energia Nuclear*). Disponível em <<http://www.cnen.gov.br/ensino/apostilas/energia.pdf>>. Acessado em 20/10/2011.

REN21 (*Renewables 2010 Global Status Report*) Disponível em <<http://www.ren21.net/REN21Activities/Publications/GlobalStatusReport/GSR2010/tabid/5824/Default.aspx>> Acessado em 20/10/2011.

Deutscher Bund. Disponível em <http://www.bund.net/themen_und_projekte/klima_energie/kohlekraftwerke_stoppen/geplante_standorte/>. Acessado em 28/11/2011.