

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO:
ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DAS PRINCIPAIS FONTES
ALTERNATIVAS DE ENERGIA NO BRASIL

Raphael Pereira Cabral Leite

São Carlos

2013

RAPHAEL PEREIRA CABRAL LEITE

ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DAS PRINCIPAIS FONTES
ALTERNATIVAS DE ENERGIA NO BRASIL

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado no
curso de graduação da Universidade de São Paulo,
Escola de Engenharia de São Carlos, Curso de
Engenharia Elétrica, para conclusão do curso de
Engenharia Elétrica.

Orientação: Prof. Dr. Eduardo N. Asada

SÃO CARLOS

2013

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

Leite, Raphael Pereira Cabral

L533e Estudo de viabilidade econômica das principais
fontes alternativas de energia no Brasil / Raphael
Pereira Cabral Leite; orientador Eduardo Nobuhiro
Asada. São Carlos, 2013.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
2013.

1. Fontes alternativas de energia. 2. PCH. 3.
Energia Eólica. 4. Energia solar. 5. Biomassa. 6.
Viabilidade econômica. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Raphael Pereira Cabral Leite

Título: “Estudo de viabilidade econômica de fontes alternativas de energia”

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 26 / 11 / 2013,

com NOTA 7,0 (sete, zero), pela Comissão Julgadora:

Prof. Dr. Eduardo Nobuhiro Asada - (Orientador - SEL/EESC/USP)

Prof. Dr. Ricardo Augusto Souza Fernandes - (SEL/EESC/USP)

Mestre Amilcar Flamarion Querubini Gonçalves - (Doutorando - SEL/EESC/USP)

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Homero Schiabel

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela vida e pelas oportunidade que Ele tem me dado.

Agradeço à minha família pelo apoio, pelo exemplo de vida e pelo amor incondicional.

Agradeço à minha namorada, pelos incentivos e suporte nas horas mais difíceis.

Agradeço também aos meus amigos da faculdade e ao corpo docente do Departamento de Engenharia Elétrica pelos anos de muito aprendizado na Escola de Engenharia de São Carlos.

DEDICATÓRIA

Dedico essa obra aos meus pais e minha irmã,
à minha namorada e a todos que contribuíram
para conclusão deste trabalho.

EPÍGRAFE

“A Energia é a eterna Alegria”

William Blake

RESUMO

A crescente demanda global por energia elétrica; a pressão do terceiro setor e da própria população pela solução dos problemas ambientais; o aumento no preço da energia proveniente de fontes não-renováveis e o aperfeiçoamento de tecnologias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica são fatores que tornam o desenvolvimento das fontes alternativas essencial para o abastecimento global de energia. Além disso, as diferentes opções de tecnologias e de fontes de energia dificultam a escolha da opção mais viável técnica e economicamente para diferentes lugares, tornando a escolha pela fonte a ser explorada uma decisão política e enviesada. O Brasil, como se é amplamente conhecido, tem enorme disponibilidade dessas fontes renováveis de energia e já a aproveita de forma satisfatória através das usinas hidrelétricas. Entretanto, pelos motivos expostos acima, o país já se encontra na necessidade de explorar maneiras eficientes e lucrativas as fontes alternativas de energia, sendo, portanto, necessário uma visão além da questão técnica para os desafios que virão. Por isso, o foco dessa monografia é realizar um estudo de viabilidade das principais fontes alternativas no setor elétrico brasileiro.

Palavras-Chave: Fontes Alternativas de Energia; PCH; Energia Eólica; Energia Solar; Biomassa; Viabilidade Econômica.

ABSTRACT

The growing global demand for electricity, the issues regarding the environmental crisis, the increase in energy price from non-renewable sources and the technological improvement of production, transmission and distribution of electricity are factors that make the development of alternative sources essential to the global energy supply. Furthermore, the different technologies available for each energy source makes it difficult to select the most viable option technically and economically, making the choice for the source to be explored biased. Brazil, as it is widely known, has an enormous availability of renewable sources of energy, and throughout the years have satisfactorily taken advantage of its hydroelectric potential. However, for the same reasons stated above, the country is already in need of efficient and profitable ways to explore alternative sources of energy. That being said, an approach beyond the technical issues is important for the challenges that lies ahead. Therefore, this essay focus is to conduct a viability study of the main alternative sources in the Brazilian electricity sector.

Key Words: Alternative Sources of Energy, Small Hydro, Wind Power, Solar Power, Biomass, Economical Viability Analysis.

LISTA DE ABREVIACÕES

ABEEOLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BIG – Banco de Informações de Geração

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia

CELPE – Companhia Energética de Pernambuco

CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais

CENBIO – Centro Nacional de Referência de Biomassa

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

CHESF – Companhia Hidro Elétrica do São Francisco

COELCE – Companhia Energética do Ceará

CRESEB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito

CTA – Centro Técnico Aeroespacial

DRE – Demonstração de Resultado de Exercício

EDP – Energias de Portugal

GWEC – Global Wind Energy Council

ITA – Instituto Tecnológico de Aeronáutica

LCOE – Levelized Cost of Energy

MIT – Massachusetts Institute of Technology

O&M – Operação e Manutenção

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PDEE – Plano Decenal de Expansão de Energia

PRC – Prazo de Recuperação do Capital

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

SIN – Sistema Interligado Nacional

TIR – Taxa Interna de Retorno

TMA – Taxa Mínima de Atratividade

TUSD – Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição

TUST – Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão

UEEE – Usina Elioelétrica Experimental

UFPE – Universidade Federal de Pernambuco

UHE – Usina Hidrelétrica

VPL – Valor Presente Líquido

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – Potencial Eólico Brasileiro por Região.....	31
FIGURA 2 – Processos de transformação da biomassa.	34
FIGURA 3 – Potencial de Biomassa nas diferentes regiões brasileiras.	36
FIGURA 4 – Mapa da Insolação Diária no Brasil.....	41
FIGURA 5 – Instalação de Células Fotovoltaicas no mundo.....	42
FIGURA 6 – Mapa das Usinas Hidrelétricas no Brasil.	47
FIGURA 7 - Comercialização de Energia Incentivada.	52

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - Países com a maior capacidade eólica instalada	26
TABELA 2 – Capacidade Instalada Anualmente (MW).	26
TABELA 3 – Maiores Operadores de Energia Eólica no mundo, em capacidade.	27
TABELA 4 – Exemplos de Usinas Eólicas em operação no Brasil	28
TABELA 5 – Potencial Anual Médio de Energia Solar	40
TABELA 6 – Fabricantes de células fotovoltaicas	42
TABELA 7 – Países com maior capacidade instalada em painéis fotovoltaicos	43
TABELA 8 – Algumas Usinas Solares em Operação no Brasil	44
TABELA 9 – Classificação de Empreendimentos Hidrelétricos.....	44
TABELA 10 – Capacidade de geração instalada e em operação em alguns rios	46
TABELA 11 – Economia e Consumo de Energia	49
TABELA 12 – Capacidade Instalada de Geração Elétrica no SIN.....	50
TABELA 13 – Estimativa de investimentos em geração de energia.....	51
TABELA 14 – Análise Comparativa entre Fontes Alternativas.....	54
TABELA 15 - Custos com O&M relacionados à potência e idade das turbinas	55
TABELA 16 – Custos de Energia Eólica	56
TABELA 17 – Custos associados à geração de energia por um sistema de biomassa	58
TABELA 18 – Custos dos componentes do sistema fotovoltaico.....	59
TABELA 19 – Custos dos componentes de uma PCH.....	60
TABELA 20 – Quadro de Hipóteses de uma usina eólica.....	65
TABELA 21 – Demonstração de Resultado de Exercícios (DRE) da Usina Eólica projetada.....	65
TABELA 22 – Quadro de hipóteses de um sistema de biomassa.....	65
TABELA 23 – DRE da Usina de Biomassa projetada	66
TABELA 24 – Quadro de hipóteses de uma usina solar	66
TABELA 25 – DRE da Usina Solar projetada	67
TABELA 26 – Quadro de hipóteses de uma PCH.....	67
TABELA 27 – DRE da PCH projetada	68
TABELA 28 – Comparação das Métricas de Investimentos entre as diferentes fontes	70

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	19
1.1. Objetivo do Trabalho	19
1.2. Motivação do Trabalho	19
1.3. Estrutura do Trabalho	19
2. PRINCIPAIS FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA NO BRASIL	21
2.1. Energia Eólica.....	21
2.1.1. Histórico	21
2.1.2. O mercado atual.....	25
2.1.3. Componentes	28
2.1.4. Potencial Eólico no Brasil	29
2.2. Biomassa.....	31
2.2.1. Histórico	32
2.2.2. Processos de Produção	33
2.2.3. Potencial e mercado atual de biomassa	35
2.3. Energia Solar.....	37
2.3.1. Introdução.....	37
2.3.2. Tecnologia e Componentes	38
2.3.3. Potencial de energia solar no Brasil	40
2.3.4. Mercado Atual de energia solar.....	41
2.4. Energia Hidráulica (PCHs)	44
2.4.1. Introdução.....	44
2.4.2. O mercado atual.....	45
2.4.3. Potencial de PCHs no Brasil.....	45
3. PLANEJAMENTO DO GOVERNO BRASILEIRO PARA O SETOR ELÉTRICO	49
3.1. O Plano Decenal de Expansão de Energia e as Fontes Alternativas.....	49
3.2. Incentivos às Fontes Alternativas	51
3.2.1. PROINFA	51
3.2.2. Mercado Livre de Energia	52
4. CUSTOS E INVESTIMENTOS ASSOCIADOS À CADA FONTE.....	53
4.1. Custos a serem utilizados como parâmetro para o trabalho.....	53
4.1.1. Custo Nivelado de Energia (<i>Levelized cost of energy</i>).....	53
4.1.2. Paridade de Rede (<i>Grid Parity</i>).....	53
4.1.3. Um Exemplo.....	54

4.2.	Energia Eólica.....	54
4.3.	Biomassa.....	56
4.4.	Energia Solar.....	58
4.5.	PCHs.....	59
5.	ANÁLISE DE INVESTIMENTOS	61
5.1.	Introdução Teórica.....	61
5.1.1.	O Valor Presente Líquido	61
5.1.2.	Taxa Mínima de Atratividade.....	62
5.1.3.	Taxa Interna de Retorno	62
5.1.4.	<i>Payback</i>	63
5.2.	Viabilidade de Cada Fonte.....	63
5.2.1.	Energia Eólica.....	64
5.2.2.	Biomassa.....	65
5.2.3.	Energia Solar	66
5.2.4.	PCHs.....	67
6.	ANÁLISE DE RESULTADOS	69
6.1.	Análise Financeira	69
6.2.	Análise Competitiva das Fontes de Energia	71
6.2.1.	Tecnologia	72
6.2.2.	Mercado.....	73
6.2.3.	Governo	74
6.3.	Possíveis Medidas de Incentivo	75
7.	CONCLUSÃO	77
8.	REFERÊNCIAS.....	79

1. INTRODUÇÃO

1.1. Objetivo do Trabalho

O objetivo deste trabalho de conclusão de curso é elaborar um estudo de viabilidade econômica das principais fontes alternativas de energia no Brasil. Pretende-se também estudar as estruturas de custo e os investimentos necessários para cada tipo de fonte alternativa no país. É importante salientar que o foco do trabalho será em sistemas elétricos de médio e grande porte, não abordando temas como microgeração eólica e solar e nem biodigestores. Após se estabelecer os principais valores e métricas de capital envolvidos no desenvolvimento de cada fonte de energia, será feito uma análise para se determinar qual dessas fontes é a mais viável, levando em consideração as principais vantagens e desvantagens de cada uma delas.

Após esse estudo, será possível determinar um panorama futuro da geração de fontes alternativas no Brasil sob um ponto de vista aproximado, analisando o planejamento do governo para a área.

1.2. Motivação do Trabalho

Inúmeros fatores tornam o desenvolvimento das fontes alternativas essencial para o abastecimento global de energia. Além disso, existem no mercado diferentes tecnologias de cada fonte de energia, o que torna a escolha da opção mais viável um desafio do ponto de vista técnico e econômico.

1.3. Estrutura do Trabalho

A estrutura desta monografia contempla 7 capítulos. O capítulo 2 versa sobre as principais características das fontes alternativas aqui estudadas, que são eólica, biomassa, solar e hidráulica, as principais fontes alternativas encontradas no Brasil. Ele serve como um capítulo introdutório, onde encontram-se dados sobre evolução histórica dessas fontes, sobre as principais tecnologias envolvidas na geração de energia, sobre o mercado atual e sobre o potencial de produção de energia elétrica de cada fonte. O capítulo 3 investiga alguma das medidas governamentais em relação ao setor elétrico, tanto em relação ao planejamento do setor e como isso influi no desenvolvimentos das energias renováveis no país, quanto em relação a como medidas e incentivos passados ajudaram a caracterizar o momento atual dessas fontes no Brasil.

Os capítulos 4 e 5 já estão relacionados ao estudo da viabilidade das fontes. No quarto capítulo, estabelece-se os parâmetros de custos e investimentos de cada fonte, investigando a

bibliografia sobre o tema para uma análise inicial sobre a estrutura de custos. O quinto capítulo começa com a explicação teórica sobre as principais ferramentas de análise de investimentos, e depois estende-se com a estimativa caso a caso das receitas, lucros e custos obtidos com uma série de hipóteses sobre essas fontes.

O capítulo 6 compara os resultados obtidos de cada fonte de energia, investigando-se qual fonte é a mais viável do ponto de vista financeiro com os dados do capítulo 5 e quais são os principais fatores que influenciam na viabilidade financeira das fontes. Utilizado também as informações dos capítulos 2, 3 e 4, faz-se uma discussão sobre os fatores que influenciam a competitividade das fontes de energia, investigando as barreiras e alavancas de desenvolvimento de cada uma delas. Por fim, ainda se fez uma análise de possíveis medidas que auxiliariam o desenvolvimento das fontes renováveis de energia no país.

Finalmente, o capítulo 7 retoma as principais discussões do trabalho, explicitando de maneira resumida os principais resultados e conclusões obtidos.

2. PRINCIPAIS FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA NO BRASIL

2.1. Energia Eólica

2.1.1. Histórico

Relatos de historiadores afirmam que os primeiros sistemas eólicos tiveram seu surgimento na Pérsia, e o intuito era de moer grãos e irrigar as lavouras. A data exata de sua invenção é desconhecida, e hoje, alguns sistemas semelhantes a eles podem ser encontrados na região da antiga Pérsia, atual Irã (PINTO, 2013).

Por volta do século XII, os sistemas eólicos foram trazidos do Oriente Médio para a Europa, em função das cruzadas. As primeiras referências documentadas aos moinhos de vento na Europa se dão na França e na Inglaterra, e estes sistemas possuíam um eixo horizontal, diferentemente dos primeiros moinhos, fato provavelmente influenciado pelas rodas d'água já existentes no continente (PINTO, 2013).

O desenvolvimento dos moinhos de ventos se deu de maneira empírica e esporádica até o século XVII, quando a maturação da Física e da Matemática durante o período Renascentista permitiu o estudo mais sistematizado dos moinhos. Os Países Baixos foram responsáveis pela expansão dos moinhos, uma vez que estes eram utilizados na drenagem da terra, que possuía cotas baixas e até mesmo negativas (PINTO, 2013).

Os moinhos de vento, sem dúvidas, tiveram uma forte influência na economia agrícola da Europa, sendo utilizados no cultivo da pimenta, do cacau, de corantes, e do tabaco. Além disso, foram utilizados em diversas aplicações industriais, como na produção de óleos vegetais e na fabricação de papel. No final do século XVI, foram criados moinhos de vento que acionavam serrarias para cortar madeiras. Em pleno século XIX, aproximadamente 30 mil moinhos operavam na Europa. Entretanto, com a invenção da máquina a vapor durante a Revolução Industrial, o declínio destes moinhos começou a acontecer (PINTO, 2013).

Nos séculos XVII e XVIII, os holandeses começaram um movimento migratório para os Estados Unidos, levando a tecnologia dos moinhos de vento para lá, que foi rapidamente difundida e implementada, principalmente no século XIX. Os próprios americanos (como Daniel Halladay, em 1854) desenvolveram sua tecnologia, com modelos de 4 pás e posteriormente, modelos multipás, e foram pioneiros nos modelos conhecidos como cata-ventos. A utilização dos moinhos de ventos facilitou a colonização de lugares desérticos dos EUA, com o abastecimento de água para as locomotivas a vapor (PINTO, 2013).

Os moinhos de vento, até então, produziam somente energia mecânica, mas com a crescente utilização da energia elétrica, os engenheiros e pesquisadores logo perceberam a utilidade destes na geração de eletricidade.

Charles Francis Brush (1849-1929), inventor americano e um dos fundadores da indústria elétrica nos Estados Unidos, transformou um gerador elétrico em um rotor para cata-ventos, e sua casa foi a primeira em sua cidade a possuir eletricidade. Com isso, a turbina desenvolvida por ele tornou-se bastante difundida. A turbina de 12 kW de Brush funcionou por 20 anos, pesava 4 toneladas, tinha 144 pás e um rotor de 17m de diâmetro (PINTO, 2013).

O moinho criado por Charles Brush apresentava inovações importantes para a transformação da energia eólica em energia elétrica, mesmo sem o inventor notar as possíveis consequências. A primeira consistia na altura em que o moinho de vento foi instalado, a segunda foi a implementação de um mecanismo de engrenagens que multiplicava a rotação das pás, e a terceira foi que este invento foi uma tentativa ambiciosa de combinar a aerodinâmica do moinho com as inovações tecnológicas para a geração de energia elétrica (PINTO, 2013).

Poucos anos mais tarde, Poul la Cour (1846-1908), meteorologista e físico dinamarquês, contribuiu ao transformar em princípios científicos a tecnologia de geração eólica. No final do século XVIII e início do século XIX, la Cour construiu mais de 100 turbinas eólicas na faixa de 20 a 35 kW, com fundos do governo dinamarquês, para fornecer eletricidade às comunidades rurais afastadas. Ele também foi importante na divulgação e sistematização da pesquisa científica sobre energia eólica, fundando a Associação Dinamarquesa de Engenheiros de Energia Eólica e também um periódico sobre eletricidade e energia eólica (PINTO, 2013).

Muitos alunos de Poul la Cour também deram contribuições significativas no campo da Energia Eólica, como o caso de Johannes Juul (1887-1969). O engenheiro construiu, em 1957, uma turbina de 200 kW com um gerador de indução e usava o estol aerodinâmico (perda de sustentação) como controle de potência (PINTO, 2013).

Como afirma Pinto (2013), a principal razão para o sucesso da energia eólica na Dinamarca foi o fato de essas áreas rurais serem alimentadas por corrente contínua, o que era tecnicamente mais fácil de operar em comparação com usinas a diesel ou a gás. No entanto, o desenvolvimento da geração por meio dos ventos na Dinamarca caiu durante a Primeira Guerra Mundial, devido ao barateamento do diesel, retornando apenas após a Segunda Guerra.

A Alemanha também desenvolveu grande tradição na utilização de energia eólica, com as primeiras tentativas de usar o vento para eletricidade datando de antes da Primeira Guerra Mundial. A maioria dos moinhos em operação até os anos 30 servia para bombeamento de água, mas alguns já eram modificados para gerar energia elétrica. O grande salto para o maior

aproveitamento dos ventos veio da pesquisa do físico Albert Betz (1885-1968), que identificou o melhor formato aerodinâmico das pás do rotor eólico, resultados válidos até os dias de hoje.

O engenheiro alemão Hermann Honnef (1878-1961) aproveitou as pesquisas de Betz para visionar a produção de energia elétrica em grande escala através das usinas eólicas, e também o primeiro a conceber a geração eólica *offshore* (PINTO, 2013).

Nos Estados Unidos, o primeiro objetivo das turbinas eólicas foi abastecer os consumidores que ainda não estavam conectados à rede de distribuição, e eram usados para recarregar baterias. Em 1922, os irmãos Jacobs desenvolveram um rotor de 3 pás que acionava um gerador CC, e, a partir de 1929, começaram a comercializar as turbinas. Essas turbinas são consideradas as precursoras das turbinas eólicas menores utilizadas atualmente, e ainda tinham como característica a confiabilidade na operação e a baixa manutenção (PINTO, 2013).

Outro passo importante dado nos Estados Unidos foi o projeto do engenheiro Palmer Cosslett Putnam (1900-1984) em parceria com o MIT (*Massachusetts Institute of Technology*), que foi de fato a primeira grande turbina do mundo, com potência nominal de 1250kW, rotor com diâmetro de 53,3m, e peso total de 75 toneladas. Foi também a primeira grande turbina a ter duas pás e custou, na época, 1 milhão de dólares (PINTO, 2013).

Em 1931, na Rússia, foi desenvolvido um aerogerador de 100kW e um rotor com 30m de diâmetro, sendo um dos primeiros sistemas eólicos a fornecer energia a uma concessionária, e também um dos primeiros passos no desenvolvimento de usinas de grande porte (PINTO, 2013).

A Segunda Guerra Mundial ajudou o desenvolvimento dos aerogeradores, pois os países precisavam economizar combustíveis fósseis. Após o fim da Segunda Guerra, os preços do petróleo e do carvão caíram novamente, uma vez que, na época, havia grande disponibilidade de combustíveis fósseis e os impactos ambientais gerados por eles não eram tema de discussões. Por esses fatores, diversos projetos de aerogeradores foram abandonados, mesmo que não completamente (PINTO, 2013).

O reaparecimento do vento como uma possível fonte de geração de eletricidade se deu na década de 70, com a crise do petróleo gerado pelo monopólio da OPEP, que além de diminuir a oferta, aumentou o preço do barril. Para diminuir a dependência dos combustíveis fósseis provenientes do Oriente Médio, países como os Estados Unidos e Dinamarca colocaram em ação planos governamentais de financiamento e subsídios para projetos de fontes alternativas de energia. Na Dinamarca, os operadores de usinas eólicas recebiam cerca de 30% do valor da compra das unidades como subsídio do governo até o ano de 1985. Já nos Estados Unidos, mudanças regulatórias e fornecimento de incentivos foram os principais impulsionadores do

mercado de energia eólica: em 1978, uma lei federal que permitia que as usinas eólicas se conectassem à rede elétrica e que as concessionárias de energia pagassem o “custo evitado” por kWh gerado foi aprovada (PINTO, 2013).

No Brasil, a demanda por energia eólica cresceu pelos mesmos motivos encontrados no exterior: a crise do petróleo de 1973. Até 1983, o CTA (Centro de Tecnologia Aeroespacial) projetou 15 protótipos de turbinas eólicas, todas sem sucesso. No entanto, houve avanço no sentido de se determinar o potencial eólico brasileiro e se firmar um acordo com o governo alemão através do Centro Aeroespacial da Alemanha e o CTA, criando o que para muitos foi o marco inicial da indústria eólica brasileira: o projeto Debra (Deustschland e Brasil), que tinha como intuito o desenvolvimento de turbinas de 100kW e rotores de 25m de diâmetro, a serem instaladas no Nordeste. O projeto durou apenas 2 anos, sendo cancelado ao final de 1983. Ainda na década de 80, vários estudos foram feitos, por instituições como o ITA e a Eletrobrás, para levantamento dos dados a respeito do potencial eólico brasileiro (PINTO, 2013).

Uma parceria entre a Celpe, a UFPE e a Folkcenter (instituto de pesquisa dinamarquês) resultou na instalação da primeira turbina eólica do Brasil em 1992, no arquipélago de Fernando de Noronha. A turbina possuía um gerador assíncrono trifásico de 75kW de potência, 17m de diâmetro de rotor, sistema de controle por estol passivo, fator de potência igual a 0,93, e operava com velocidade nominal do vento de 12 m/s. O investimento no projeto foi de US\$ 250 mil. Em 2001, uma segunda turbina começou a operar na região, a um investimento de US\$ 1,2 milhão da ANEEL, com potência de 225kW (PINTO, 2013).

Em 1994, uma parceria entre o governo alemão com a Cemig/Coelce/Chesf criou o projeto Eldorado, que visava implantar 4 máquinas de 250kW no Ceará e 4 máquinas também de 250kW em Minas Gerais. O parque do Ceará parou de funcionar após algum tempo, mas o de Minas resultou em um projeto de uma usina elioelétrica experimental (UEEE) operada pela Cemig, se tornando a primeira usina eólica a ser conectada ao Sistema Interligado Nacional (PINTO, 2013).

Pinto (2013) ainda especifica os projetos desenvolvidos no Ceará, que inaugurou em 1999 dois parques eólicos com capacidade total de 15MW de potência (os primeiros parques eólicos instalados no Brasil); e também os projetos da Região Sul, com o primeiro projeto sendo instalado na cidade de Palmas-PR, num total de 2,5MW, seguidos de projetos em Santa Catarina, com potência instalada de 600kW. A Petrobrás também se tornou uma produtora de energia eólica, com o objetivo de suprir a demanda de energia elétrica de suas plataformas. Desde então, a importância e a representatividade da energia eólica no Brasil vem crescendo de maneira sólida.

2.1.2. O mercado atual

Durante os últimos anos, o mercado de energia eólica se tornou em uma indústria de alta tecnologia, que movimenta bilhões de dólares todo ano. Os países pioneiros no desenvolvimento da tecnologia das turbinas dominam o mercado de fabricantes, com a ainda inclusão de países como a Índia e a Espanha, e mesmo fabricantes de países como a Dinamarca resolveram instalar suas produções em na Alemanha e Espanha.

Em países que ainda não desenvolveram uma indústria própria, é comum a importação de toda a tecnologia, inclusive da torre. As empresas locais geralmente ficam a cargo de construir as fundações e fazer a conexão com a rede elétrica.

Pinto (2013) nota que a indústria de vários componentes subjacentes às turbinas também se desenvolveu, como a fabricação de rolamentos, freios, sensores e controladores de medição; e também serviços como seguros e financiamentos específicos para a área, e empresas especializadas no transporte de pás, torres e naceles.

De acordo com dados do GWEC (Global Wind Energy Council), a geração de energia através dos ventos saltou de 120 GW ao final de 2008 para cerca de 283 GW em 2012, com previsão de alcançar os 536 GW em 2017. A Tabela 1 mostra os 10 primeiros países em capacidade acumulada em 2012, que representam cerca de 86% da capacidade mundial. O Brasil possuía ao final de 2012 cerca de 2,5 GW de potência instalada, longe dos principais geradores, ainda mais levando em consideração o potencial de energia eólica no território brasileiro, o tamanho do Brasil, e a necessidade de investimento em energia elétrica no país (GWEC, 2012; ABEEOLICA, 2012).

A Tabela 2 mostra os maiores mercados de energia eólica no mundo entre 2008 e 2010, em potência instalada anualmente. Podemos notar uma maior concentração da capacidade mundial instalada nesses maiores países (de 84% para 87%), com significativa contribuição do aumento da potência instalada na China (como era de se esperar por sua expansão econômica), mesmo que em outros países como os Estados Unidos e Alemanha a potência instalada por ano tenha diminuído, característico de mercados em maturação (PINTO, 2013).

TABELA 1 - Países com a maior capacidade eólica instalada.

País	Capacidade Total (GW - 2012)
China	75,3
EUA	60,0
Alemanha	31,3
Espanha	22,8
Índia	18,4
Reino Unido	8,4
Itália	8,1
França	7,6
Canadá	6,2
Portugal	4,5
Resto do Mundo	39,9

Fonte: GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (2012).

TABELA 2 – Capacidade Instalada Anualmente (MW).

País	2008	2009	2010
China	6.246	13.750	18.928
Estados Unidos	8.358	9.922	5.115
Índia	1.810	1.172	2.139
Alemanha	1.665	1.917	1.551
Reino Unido	869	1.077	1.522
Espanha	1.739	2.331	1.516
França	1.200	1.104	1.186
Itália	1.010	1.114	948
Canadá	526	950	690
Suécia	236	512	604
Total	23.659	33.849	34.199
Percentual do Mundo	83,9%	88,8%	86,8%

Fonte: International, 2011 apud PINTO, 2013

A Tabela 3 mostra a lista dos principais operadores de parques eólicos e concessionárias ao redor do mundo entre 2008 e 2010. As principais empresas representam cerca de 33,6% da capacidade acumulada mundial, e, como era de esperar, nota-se que elas se encontram nos maiores mercados de energia eólica, salvo o caso da EDP, de Portugal. Vê-se também uma proeminência cada vez maior de empresas chinesas no cenário mundial, ratificando a importância da China no cenário da energia eólica no mundo. Esses operadores representavam 33,6% da capacidade mundial em 2010 (PINTO, 2013).

TABELA 3 – Maiores Operadores de Energia Eólica no mundo, em capacidade.

Operador (País)	Capacidade Acumulada (MW-2008)	Capacidade Acumulada (MW-2010)
Iberdrola (Espanha)	8.960	12.135
NextEra Energy (EUA)	6.374	8.298
Longyuan Power Group (China)	2.924	6.969
EDP Renováveis (Portugal)	5.052	6.676
Acciona Energy (Espanha)	4.566	6.270
Datang Renewables (Alemanha)	1.768	4.020
E.ON (Alemanha)	1.890	3.567
Huaneng Renewable (China)	402	3.522
Enel Green Power (Itália)	1.237	2.654
CGN Wind Power (China)	456	2.300
Shenhua Ghouha Energy (China)	800	2.261
EDF Energies (França)	1.503	2.247
Invenergy (EUA)	1.723	2.209
Eurus Energy (Japão)	1.722	1.983
Huandian Fux Energy (China)	291	1.898
Total	38.668	67.010

Fonte: International (2011) apud PINTO (2013).

De acordo com dados do Banco de Informações de Geração (BIG) da Aneel (2013), a capacidade instalada de energia eólica no Brasil é atualmente de 2,2 GW distribuídos em 98 usinas (a maioria como Produção Independente de Energia), o que representa cerca de 1,6% da matriz de energia elétrica brasileira. Na tabela abaixo (TABELA 4), algumas usinas eólicas em operação no Brasil.

TABELA 4 – Exemplos de Usinas Eólicas em operação no Brasil

Usina	Potência Fiscalizada (MW)	Destino da Energia	Município
Praia Formosa	105	PIE	Camocim – CE
Alegria II	100	PIE	Guamaré – RN
Parque Eólico Elebrás Cidreira I	70	PIE	Tramandaí – RS
Canoa Quebrada	57	PIE	Aracati – CE
Eólica Icaraizinho	54,6	PIE	Amontoada – CE

Fonte: ANEEL (2013).

A ABEEOLICA (2012) nota que nos leilões ocorridos entre 2009 e 2012 foram contratados 7,1 GW em novos projetos até 2017, totalizando cerca de 8 GW de energia eólica gerada no Brasil, ainda muito longe do potencial instalável estimado para o país, de cerca de 143 GW. Para alcançar esse patamar de geração, a ABEEOLICA (2012) estima um investimento de cerca de US\$ 10 bilhões em projetos que ainda não estão operando.

2.1.3. Componentes

O funcionamento básico do aerogerador é: através das pás, a energia captada é transformada em energia mecânica, acionando o eixo do gerador elétrico por meio da transmissão.

As pás de uma turbina eólica sofrem ação de uma força aerodinâmica, e esta força tem sua intensidade dependente do ângulo de passo da turbina. A força aerodinâmica pode ser decomposta em duas componentes, força de sustentação e força de arrasto.

Nas turbinas eólicas, como as pás estão fixadas em um eixo central que pode girar livremente, as forças de sustentação que atuam em toda a extensão das pás são as responsáveis por produzirem o movimento de rotação que aciona o eixo do gerador. A turbina capta a energia do vento quando este passa pela área circular que as pás da turbina abrangem.

Um sistema é responsável pela conversão de energia mecânica, disponível na entrada, em energia elétrica, na saída. O principal objetivo desta operação é maximizar a produção de energia elétrica. Para isso ele precisa manter a amplitude e a frequência constantes, algo de difícil execução devido a algumas características presentes em sistemas eólicos: a energia mecânica que o sistema recebe na entrada é tão variável quanto a velocidade do vento, e para cada valor de velocidade do vento, existe um valor de velocidade de rotação da turbina que corresponde à máxima captação de energia eólica.

Os geradores podem ter ou não caixa de transmissão. Os que apresentam caixa de transmissão possuem poucos pares de polos e perfis alongados, pois operam sob velocidades

de rotação extremamente elevadas. Os que não apresentam caixa de transmissão possuem muitos pares de polos e perfil curto, pois operam na mesma velocidade de rotação da turbina eólica.

Mesmo que seu funcionamento possa parecer simples, os aerogeradores modernos são bem complexos, tanto para construí-los, quanto para operá-los, visto que os requisitos atuais exigidos como eficiência e segurança exigem que eles sejam tecnicamente mais robustos.

Para que um gerador seja instalado em alguma posição, precisa-se antes coletar medidas de velocidade, direção e pressão dos ventos por algum tempo, para melhor escolha do lugar para a instalação de um gerador. O anemômetro é o componente utilizado para medir a velocidade dos ventos, o termômetro serve para a medição da temperatura do ar e o barômetro para indicar a pressão do ar. Normalmente, o anemômetro encontra-se em uma “torre de medição” que é instalada na altitude do futuro gerador. Para guardar estes dados coletados, é utilizado um aparelho chamado *Data Logger*.

De tempos em tempos, o *Data Logger* coleta os valores da velocidade média e da direção dos ventos, e guarda estes dados em sua memória. Essas informações são importantes para determinarem se as usinas eólicas serão ou não implementadas no local onde a torre de encontra.

É interessante observar que o vento apresenta características periódicas, com alternâncias em seu comportamento ao longo do ano. Por isso, para se instalar usinas eólicas em um determinado lugar, o ideal é fazer um levantamento de dados como temperatura, pressão, velocidade dos ventos por um longo período de tempo. O potencial eólico encontrado é representado em mapas, permitindo identificar áreas disponíveis para a implementação de usinas eólicas.

2.1.4. Potencial Eólico no Brasil

Segundo Prates (2013, apud PINTO, 2013) a região do Nordeste brasileiro está entre as melhores regiões no mundo para se gerar energia eólica, tanto pelo seu potencial quanto por sua proximidade a região consumidora. Além disso, devido ao comportamento dos ventos brasileiros, é possível operar as usinas eólicas em caráter complementar ao das usinas hidrelétricas, o que garantiria um fornecimento mais constante de energia ao longo das diferentes épocas do ano.

Para melhor exploração e conhecimento do perfil de ventos no país, foi criado o “Atlas do Potencial Eólico Brasileiro”, publicado pelo CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica em 2001. Este atlas tem informações de todo o território nacional, e seu objetivo é encontrar regiões favoráveis para a instalação de usinas eólicas.

A criação de atlas foi possível graças a um sistemas chamado MesoMap. Esse sistema modela dados numéricos dos ventos e da superfície, e foram coletados dados geográficos (topografia, índice de vegetação, utilização do solo, etc.) e dados meteorológicos (temperatura, velocidade do vento, pressão, etc.) entre 1983 e 1999. O sistema utiliza-se destes dados para simular a dinâmica atmosférica dos regimes de vento e variáveis meteorológicas. Os resultados são apresentados em mapas, que mostram o regime médio dos ventos (velocidade, direção, etc.) e a potência eólica em uma altura de 50 metros.

Assim, este atlas tornou-se um instrumento valioso para indicações de onde se obtém os melhores aproveitamentos de energia eólica no Brasil.

Bacia Amazônica: Cobre, aproximadamente, a área entre as latitudes 10° S e 5° N, e longitudes 70° W até 100Km da costa. Apresenta ventos com velocidades inferiores a 3,5 m/s em toda a sua região, pelo fato de conter gradientes de baixa pressão. Exceto na Serra da Pacaraima, em Roraima, onde encontramos ventos de 8m/s até 10m/s (CEPEL, 2001).

Zona Litorânea Norte-Nordeste: É uma faixa costeira de aproximadamente 100Km de largura que se cobre uma área desde o extremo norte da Costa do Amapá, até o Cabo de São Roque, no Rio Grande do Norte. Os ventos são controlados pelos alísios de leste e brisas terrestres e marinhas. Por causa desta combinação, a velocidade dos ventos fica entre 5m/s e 7,5 m/s na parte norte da região, e entre 6m/s e 9m/s na parte sul, abrangendo os litorais do Maranhão, Piauí, Ceará e Rio Grande do Norte (CEPEL, 2001).

Zona Litorânea Nordeste-Sudeste: É uma faixa, também de aproximadamente 100Km de largura, que se inicia no Cabo de São Roque (RN) e termina no Estado do Rio de Janeiro (CEPEL, 2001).

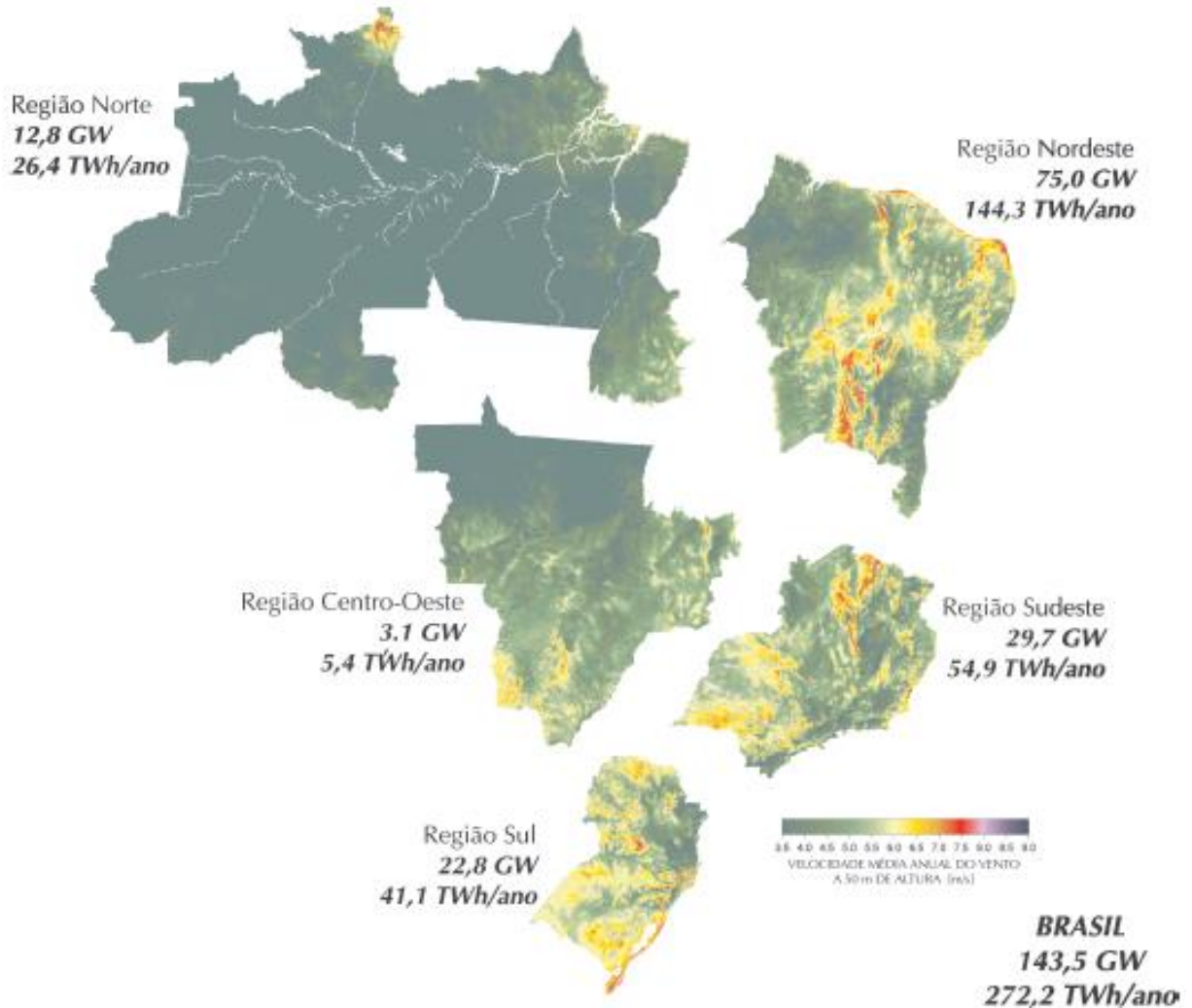
Elevações Nordeste-Sudeste: São as áreas que contém serras e chapadas e que se estendem ao longo da costa brasileira, com uma largura de 1000Km, desde o Rio Grande do Norte até o Rio de Janeiro. Está representada pelos tons avermelhados na figura. As velocidades abaixam de 9m/s, na porção norte, até 3,5 m/s a 6m/s sobre a maior parte da costa, que se estende até o Sudeste. Há uma exceção. Na costa, entre as latitudes 21° S e 23° S, encontramos ventos com até 7,5 m/s de velocidade (CEPEL, 2001).

Planalto Central: Se encontra no sul da Bacia Amazônica e se estende desde a margem esquerda da Bacia do Rio São Francisco até as fronteiras com Bolívia e Paraguai. Está identificada na figura pelos tons alaranjados. Nos cumes da Chapada Diamantina e da Serra do Espinhaço, podemos encontrar velocidades entre 6,5 m/s e 8 m/s (CEPEL, 2001).

Planaltos do Sul: Se iniciam a 24° S de São Paulo e tem seu fim nos limites ao sul do Rio Grande do Sul. Está sendo representada na figura por tons verde escuros. Apresentam

ventos com velocidades anuais entre 5,5 m/s e 6,5 m/s em grande parte da região. Chegamos a encontrar ventos de até 7m/s em lugares mais elevados (CEPEL, 2001).

FIGURA 1 – Potencial Eólico Brasileiro por Região



Fonte: CEPEL (2001).

2.2. Biomassa

A biomassa pode ser classificada como qualquer matéria orgânica que possa ser transformada em algum tipo de energia útil ao ser humano. Sua composição depende de sua origem, que pode ser florestal, agrícola, ou de rejeitos urbanos e industriais. Também influenciam na composição do derivado a matéria prima utilizada e a tecnologia a qual ela foi processada. Esses fatores influenciam no potencial energético, no custo da biomassa, e na sua aplicação final. É importante ressaltar que nesse trabalho, será abordado somente a biomassa para uso em energia elétrica, e não em combustíveis, como por exemplo o etanol em automóveis.

A utilização da biomassa como fonte de energia elétrica tem se expandido no Brasil, devido principalmente ao aumento da produção de etanol, induzindo a produção da energia elétrica através da biomassa pelo processo de cogeração. A evolução da regulamentação, da legislação e dos incentivos governamentais também estimulam a construção de novos empreendimentos. Em 2008, novas condições de acesso ao Sistema Interligado Nacional (SIN) foram definidas pela Aneel, o que abriu espaço para a conexão principalmente das termelétricas localizadas em usinas de açúcar e álcool mais distantes dos centros de consumo.

2.2.1. Histórico

Para Vanni (2008), desde os tempos do Brasil Colônia a biomassa desempenha um papel importante no desenvolvimento do país, em especial a cana-de-açúcar. Porém, foi a partir da década de 70, devido à crise do petróleo (como no caso da energia eólica), que a biomassa começou a despertar o interesse como fonte de combustível para geração de energia elétrica. Vanni (2008) nota que ainda nessa década o bagaço saía das moendas com umidade de cerca de 50%, e eram enviados às caldeiras para a combustão, e quando atingissem umidade perto de zero, seu poder calorífico triplicava. Ainda durante a década de 70, instituiu-se o programa Proálcool, criado pelo governo federal em 1975 para diminuir a dependência dos derivados do petróleo e estimular a produção do etanol a ser utilizado como biocombustível.

No começo da década de 80, alguns estudos mostravam que as usinas de cana consumiam entre 8 e 18 kWh por tonelada de cana consumida, e que o bagaço de cana já era utilizado como fonte de energia térmica e elétrica nas usinas (VANNI, 2008).

Outros estudos mencionados por Vanni (2008) já mostravam que o bagaço de cana era o resíduo que possui os melhores atributos comerciais para ser industrializado, e que a fabricação de açúcar e álcool requeria grande quantidade de energia (térmica, mecânica, elétrica), mas que a maior parte dessa energia poderia ser obtida através do bagaço da cana moída, e que esse montante de energia dependia basicamente dos processos de fabricação.

Já em 1987, além da sobra do bagaço de cana ser comercializado, Vanni (2008) nota que as usinas também começaram a comercializar o excedente de energia elétrica e vendê-la às distribuidoras de energia.

Atualmente, verifica-se uma expansão na demanda pelos biocombustíveis, por causa das pressões ambientais envolvendo os derivados do petróleo. O Brasil possui um posicionamento estratégico na indústria mundial, pela detenção de tecnologias já desenvolvidas, e pelo fato do etanol da cana-de-açúcar do país ser o mais produtivo se comparado a outras fontes de obtenção de biomassa, como o etanol do milho nos Estados Unidos ou da beterraba na Europa.

Ainda vale notar que apesar de outras fontes de obtenção de biomassa não serem tão históricas no Brasil como a cana-de-açúcar, elas crescem em importância na geração de energia elétrica, como no caso do licor negro, da madeira, do biogás, e até mesmo da casca de arroz, todas elas com usinas já em operação no território brasileiro.

2.2.2. Processos de Produção

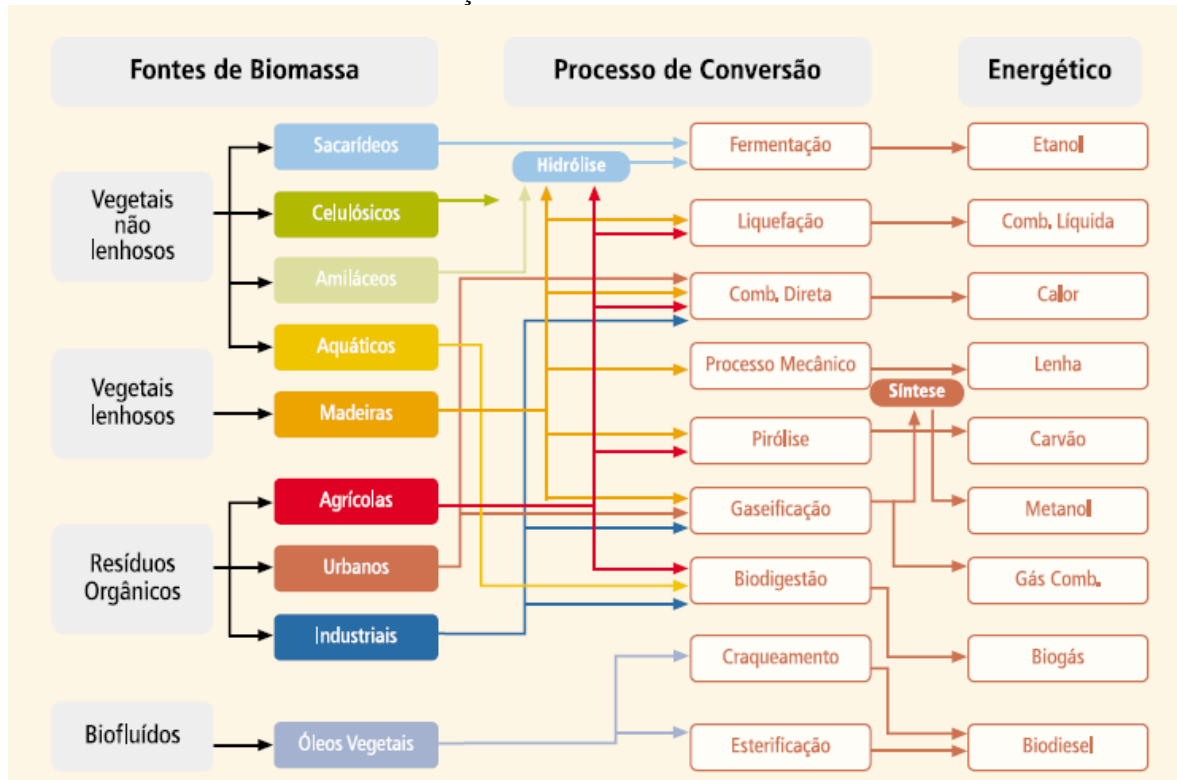
Pirólise: Sem a presença de oxigênio, eleva-se a biomassa a uma temperatura muito alta, para que ocorra aceleração do processo de decomposição da mesma, resultando numa mistura de gases (metano, monóxido de carbono e dióxido de carbono), líquidos (óleos vegetais) e sólidos (basicamente carvão vegetal). Todos, exceto o monóxido de carbono, são utilizados como combustíveis (ANEEL, 2002).

Gaseificação: Semelhante à pirólise, mas num sistema com menor temperatura, resultando apenas na produção de gases (ANEEL, 2002).

Combustão: Queima da biomassa à alta temperatura utilizando oxigênio em abundância. O vapor produzido é utilizado em caldeiras ou para movimentar um gerador. Essa forma de produção é muito utilizada, já que sua eficiência está entre 20 a 25% (ANEEL, 2002).

Co-combustão: Refere-se à substituição de certa quantidade de carvão mineral, utilizado em algumas termelétricas, por biomassa quando se faz a queima do combustível. Evitando a emissão de poluentes em excesso, principalmente dióxido de enxofre e óxidos de nitrogênio, responsáveis pela chuva ácida (ANEEL, 2002).

Existe também a possibilidade de utilizar os derivados da biomassa como combustíveis, os chamados biocombustíveis. Pode-se citar, o bio-óleo (líquido negro obtido na pirólise), biogás (metano obtido juntamente com dióxido de carbono por meio da decomposição de materiais como lixo, alimentos, esgoto e esterco em digestores de biomassa), bioetanol (álcool à base do sumo extraído da cana de açúcar, do milho ou da beterraba), biodiesel (combustível feito do dendê, da mamona e da soja) e óleos vegetais que podem ser usados em motores diesel (ANEEL, 2002).

FIGURA 2 – Processos de transformação da biomassa.

Fonte: ANEEL (2002).

Existem basicamente 3 principais maneiras de transformar a biomassa em energia elétrica, de acordo com o Atlas de Energia Elétrica do Brasil (2008), todos eles transformam a matéria prima em um produto intermediário, o qual produzirá energia mecânica, que acionará o gerador de energia elétrica. Essas tecnologias, que também são utilizadas em processos de cogeração, são:

Ciclo a vapor com turbinas de contrapressão: De acordo com o Atlas (2008), é o processo mais utilizado pela indústria, e é empregado nos processos produtivos através da cogeração. Nesse processo, a biomassa é queimada diretamente nas caldeiras, e a energia térmica é utilizada para aquecer o vapor que movimentará as turbinas que acionarão o gerador elétrico. Esse processo ainda tem a vantagem do reaproveitamento desse vapor aquecido em outras etapas do processo de produção do álcool e do açúcar, por exemplo (ANEEL, 2008).

Ciclo a vapor com turbinas de condensação e extração: A principal diferença em relação à contrapressão é a existência de um condensador na exaustão da turbina e de níveis determinados para aquecimento da água que alimentará a caldeira. A primeira característica proporciona maior flexibilidade da geração termelétrica (que deixa de ser condicionada ao consumo de vapor de processo). A segunda proporciona aumento na eficiência global da geração de energia, permitindo assim uma maior obtenção de energia elétrica. No entanto, os

investimentos necessários nesse tipo de tecnologia são maiores que no caso das turbinas de contrapressão (ANEEL, 2008).

Ciclo combinado integrado à gaseificação da biomassa: A gaseificação, que consiste na com

versão de qualquer combustível (no caso a biomassa) em gás através da oxidação parcial em temperaturas elevadas, produz um gás combustível que é utilizado para movimentar as turbinas à gás de usinas termelétricas. Essa tecnologia também pode ser utilizada em ciclos combinados de gás e vapor, aumentando assim a eficiência dos processos (ANEEL, 2008).

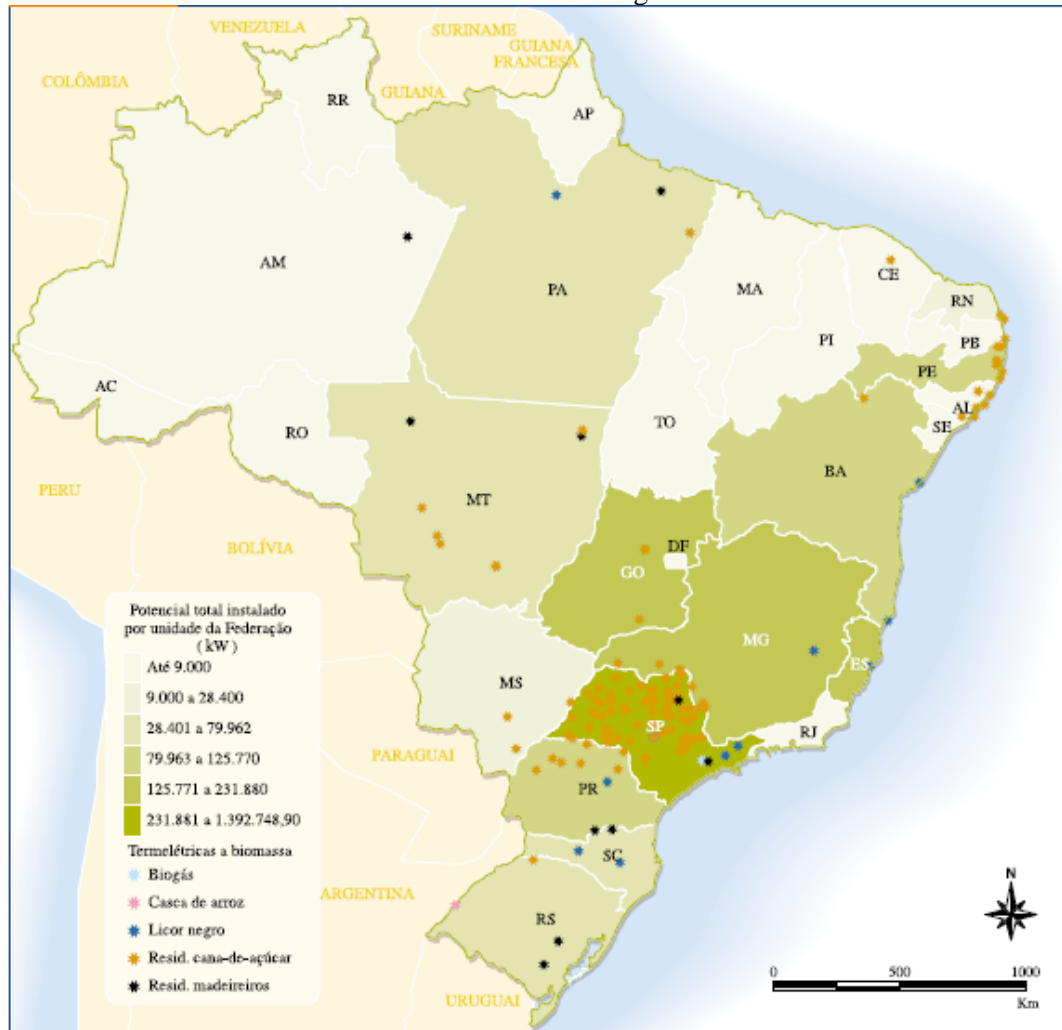
2.2.3. Potencial e mercado atual de biomassa

O Brasil, pela sua territorialidade e prolífica agroindústria, possui grande potencial de produção de energia através da biomassa. Entretanto, pelo caráter sazonal e pela dependência do clima da agricultura, por ser uma fonte dispersa geograficamente, e pelas diversas tecnologias de conversão e diferentes poderes caloríficos de cada matéria prima biomassa, o verdadeiro potencial da biomassa para fins energéticos é de difícil mensuração.

Existem estudos, contudo, com estimativas do potencial de biomassa no Brasil, levando em consideração as diferentes fontes de biomassa nas diferentes regiões do país, como o Atlas de Bioenergia do Brasil, do Centro Nacional de Referência em Biomassa (CENBIO), e o Balanço Energético Nacional, da ANEEL. Na figura abaixo (FIGURA 3), será ilustrado o potencial de geração de energia elétrica a partir de diversos tipos de biomassa.

Bagaco de Cana: é a principal fonte de biomassa no Brasil, pela grande demanda por combustíveis para o setor automobilístico, substituindo os combustíveis fósseis. Encontra-se principalmente nos estados de São Paulo, Pernambuco e Alagoas, resultado da grande produção da cana-de-açúcar nesses estados. Atualmente, existem 375 usinas para produção de energia elétrica de bagaço de cana no Brasil, que juntas produzem 9,2 GW de potência, representando uma significativa parcela de 6,9% da energia elétrica brasileira. Ainda existem 4 usinas movidas a bagaço de cana em construção e outras 28 em processo de outorga, totalizando um potencial estimado de 1,4 GW (ANEEL, 2002, 2013).

Outro fator que coopera para a utilização do bagaço de cana como combustível é o fato do período de colheita de cana coincidir com o período de estiagem das bacias hidrográficas onde se encontram as principais usinas hidrelétricas.

FIGURA 3 – Potencial de Biomassa nas diferentes regiões brasileiras.

Fonte: ANEEL (2002)

Madeira: sua produção se dá em forma de lenha, carvão vegetal ou toras, e também gera uma grande quantidade de resíduos que podem ser aproveitados na geração de energia elétrica. Os estados brasileiros com maior potencial de aproveitamento de resíduos da madeira para a geração de energia elétrica são Paraná e São Paulo. Atualmente, existem em operação 45 usinas de resíduos de madeira, com capacidade de 0,4 GW, e outras 11 usinas em etapa de construção ou outorga, com potencial total de 0,1 GW (ANEEL, 2002, 2013).

Casca de Arroz: há centenas de usinas de beneficiamento de arroz no Brasil, a maioria delas no Sul. Contudo, é economicamente justificável o transporte do arroz bruto (com casca), o que permite que estados que não são tradicionalmente produtores gerem um excedente da casca, que pode ser aproveitada em até 50% para o uso na eletricidade. Os principais estados com maior potencial de aproveitamento da casca de arroz são Rio Grande do Sul e Mato Grosso, com potencial estimado variando entre 50 e 160 MW. No entanto, a maioria das 9 usinas em

operação, com capacidade de apenas 36 MW, encontram-se em RS. Não há nenhuma usina em fase de construção ou outorga (ANEEL, 2002, 2013).

Licor Negro: um dos subprodutos da indústria de celulose e papel, é uma mistura complexa de substâncias orgânicas, componentes inorgânicos e reagentes não convertidos no processo de produção do papel. Por ser um subproduto da indústria do papel e da celulose, seu potencial está atrelado à produção do mesmo, sendo que o Brasil ocupa uma posição de destaque em ambos. Na produção de energia elétrica através do licor negro, ele é utilizado como combustível na caldeira, e o vapor é usado para movimentar as turbinas. Atualmente, existem 16 usinas em funcionamento no Brasil, com capacidade total de 1,4 GW, e ainda 1 usina em construção (capacidade de 0,13 GW) e outras 3 em outorga (capacidade de 0,33 GW) (ANEEL, 2002, 2013).

Biogás: é o conjunto de gases formado na degradação da matéria orgânica em meio anaeróbio, composto basicamente de metano e dióxido de carbono. A principal tecnologia empregada na produção de energia elétrica através do biogás são as microturbinas a gás. Apesar de existirem 22 usinas a biogás em operação no Brasil, elas possuem capacidade instalada de apenas 79 MW. Ainda existem 7 usinas em outorga, com capacidade estimada de 54 MW (ANEEL, 2013; CENBIO, 2009).

Outros tipos de fonte de combustíveis da biomassa também são utilizados de forma esparsa no Brasil, como o capim elefante, o carvão vegetal e o óleo de dendê (ANEEL, 2002, 2013).

2.3. Energia Solar

2.3.1. Introdução

Em termos de potencial energético, é sem dúvida a maior fonte de energia acessível à humanidade, sendo a fonte primária de todas as outras fontes de energia. No entanto, o tipo de energia solar que faz parte do escopo desse trabalho é a energia solar fotovoltaica, que é obtida através da conversão direta da luz em eletricidade, e fornece cerca de $1,5 \times 10^{18}$ kWh de potência por ano à Terra, valor dez mil vezes superior ao necessário para se suprir a demanda mundial por energia nesse mesmo período (CRESESB, 2013).

Da energia total recebida pela Terra, aproximadamente 19% da radiação recebida pela atmosfera do planeta é absorvida pelas nuvens e por outros gases e 31% são refletidas de volta para o espaço pelas nuvens e pela atmosfera. Os 50% restantes da energia solar incidente chegam à superfície da Terra e são quase que completamente absorvidos e apenas 3% são refletidos. A maior parte da radiação infravermelha refletida pela Terra é absorvida, principalmente pelo CO₂ e pelo vapor d'água, além de outros gases presentes na atmosfera.

Essa irradiação de volta para a terra é conhecida como efeito estufa e é ela que mantém a temperatura da superfície do planeta aproximadamente 40° C mais alta do que seria se não houvesse absorção (CRESESB, 2013).

Os métodos de obtenção da energia solar são basicamente dois: em um deles, a energia solar atinge uma célula fotovoltaica que pode ser entendida como um dispositivo semicondutor que produz uma corrente elétrica quando exposto a luz. No outro, a energia solar atinge uma superfície opaca e é transformada em calor, que posteriormente, poderá ser transformada em eletricidade.

Em 2004, a capacidade instalada mundial de energia solar era de 2,6 GW (em torno de 18% da capacidade instalada de Itaipu). Há um projeto de construir a maior central geradora em Victoria (Austrália), prevista para 154 MW, capaz de satisfazer o consumo de 45 000 casas. A redução de emissão de gases de estufa que tal empreendimento trará será de 400.000 toneladas por ano (CRESESB, 2013).

Um dos motivos que impedem o crescimento desse tipo de energia é o fato de que existem variações nas quantidades de energia produzidas de acordo com variações meteorológicas. O painel solar é outro fator que contribui, já que seu custo elevado encarece a produção de energia solar.

2.3.2. Tecnologia e Componentes

Coletores e Concentradores Solares: O aproveitamento solar com a finalidade de aquecimento é realizado com o auxílio de coletores ou concentradores solares. Os coletores solares são mais utilizados com a finalidade de aquecimento de água em menor escala, como em residências e comércios. Uma das suas vantagens é que a radiação solar pode ser absorvida a temperaturas relativamente baixas.

Existem vários tipos de coletores (placa plana, coletor de vácuo, coletor cônico, etc.), e eles atuam como um receptor que coleta a energia solar e esquentam uma placa, geralmente de vidro ou plástico, que funciona da mesma maneira que o efeito estufa. A energia armazenada na placa é transferida a um fluido através de uma série de tubos de cobre (CRESESB, 2013).

Já os concentradores solares são utilizados em aplicações industriais, que muitas vezes necessitam de temperaturas mais elevadas e lidam com maior volume de água. Eles funcionam como um captador da energia solar incidente, numa área relativamente grande, e a concentra em uma área muito menor, aumentando a temperatura (CRESESB, 2013).

A superfície refletora dos concentradores é um espelho e tem formato parabólico ou esférico, de modo que os raios solares que nela incidem sejam refletidos para uma superfície

bem menor, denominada foco, onde se localiza o tubo de absorção. Neste tubo circula o fluido, aquecido por convecção, sendo que esta circulação é efetuada através uma bomba auxiliar. Este fluido atravessa o absorvedor e é encaminhado para um permutador de calor, que permite trocas de calor entre o fluido e a água que se encontra armazenada num tanque de armazenamento térmico (CRESESB, 2013).

Os índices de eficiência variam entre 14% e 22%, porém, a necessidade de focalizar a luz solar sobre uma pequena área exige a instalação de dispositivos de controle de orientação, o que gera custos adicionais ao sistema. Esses custos, entretanto, são minimizados em sistemas de grande porte (CRESESB, 2013).

Célula Fotovoltaica: O efeito fotovoltaico dá-se em materiais da natureza denominados semicondutores, que se caracterizam pela presença de uma banda de energia onde é permitida a presença de elétrons (banda de valência) e de outra banda que é totalmente “vazia” (banda de condução). A maioria das placas é feita de Silício, e se as duas extremidades do placa forem conectadas, haverá condução de corrente. As células comerciais mais comuns são feitas deste material, e podem ser constituídas por cristais monocristalinos, policristalinos ou de silício amorfo (CRESESB, 2013).

As células de silício monocristalino são historicamente as mais usadas e comercializadas como conversor direto de energia solar em eletricidade, e a tecnologia para sua fabricação é um processo industrial já bem dominado. A fabricação da célula de silício começa com a extração do cristal de dióxido de silício, que depois é desoxidado em grandes fornos, purificado e solidificado. Esse processo é eficiente sob o ponto de vista energético e de custos de produção (CRESESB, 2013).

Dentre as células fotovoltaicas que utilizam o silício como material base, as monocristalinas são, em geral, as que apresentam as maiores eficiências. As células comerciais obtidas com o processo descrito anteriormente atingem uma eficiência de até 15%, podendo chegar em 18% em células feitas em laboratórios (CRESESB, 2013).

As células de silício policristalino são mais baratas que as de silício monocristalino por exigirem um processo de preparação das células menos rigoroso. A eficiência, no entanto, cai um pouco em comparação às células anteriores (CRESESB, 2013).

As células de silício amorfo apresentam um custo reduzido na produção, mas por outro lado apresentam duas desvantagens: a baixa eficiência de conversão comparada às células mono e policristalinas de silício e as células são afetadas por um processo de degradação logo nos

primeiros meses de operação, reduzindo mais ainda a eficiência ao longo da vida útil da célula (CRESESB, 2013).

Por outro lado, o silício amorfo apresenta vantagens que compensam as deficiências acima: processo de fabricação relativamente simples e barato, possibilidade de fabricação de células com grandes áreas e baixo consumo de energia na produção (CRESESB, 2013).

2.3.3. Potencial de energia solar no Brasil

O Brasil, por ser um país tropical, possui grande potencial para aproveitamento de energia solar durante maior parte do ano, e na maior parte do seu território. Justamente por ser um país muito extenso, a energia solar viabiliza o desenvolvimento de regiões remotas, onde há pouco desenvolvimento e o custo da eletrificação é alto, pois ela permite a regulação da oferta de energia em períodos de estiagem por causa da radiação solar.

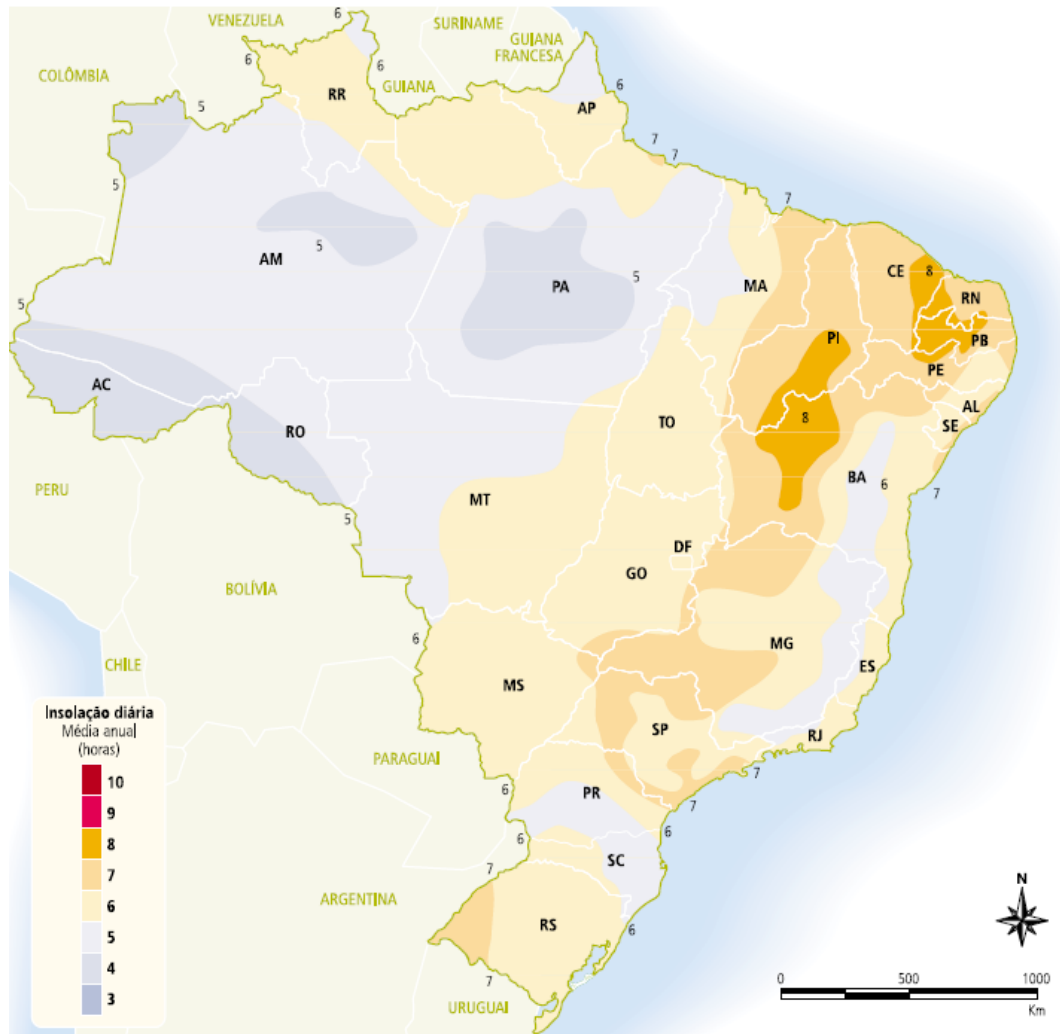
Para se ter um interesse por parte da iniciativa privada no aproveitamento comercial do potencial dos recursos energéticos da radiação solar, seria necessário o levantamento do potencial energético solar e o levantamento de séries temporais de dados de campo adequadas à realização de estudos das tendências do potencial solar no território brasileiro. Para resolver esse falta de informações, existem, no Brasil, várias iniciativas no sentido de levantamento de dados de radiação solar para se determinar esse potencial. Dentre elas, pode-se destacar o Atlas Solarimétrico do Brasil e o Atlas Brasileiro da Energia Solar, entre outros.

Como pode-se ver com as informações contidas tanto na Tabela 5 quanto na Figura 4, o Nordeste é a região que apresenta melhores condições de aproveitamento do potencial solar no Brasil por sua proximidade à linha do Equador e por seu clima, com o Centro-Oeste e Sudeste vindo em seguida. O clima da região Norte reduz seu potencial solar médio a valores próximos da região Sul.

TABELA 5 – Potencial Anual Médio de Energia Solar

Região	Radiação Global Média (kWh/m²)
Norte	5,5
Nordeste	5,9
Centro-Oeste	5,7
Sudeste	5,6
Sul	5,2

Fonte: PEREIRA E. B. et. al. (2006).

FIGURA 4 – Mapa da Insolação Diária no Brasil

Fonte: PEREIRA E. B. et. al. (2006).

Como as estações do ano tem grande influência na irradiação solar, há de se analisar também a variabilidade das médias anuais da irradiação solar global para cada uma das regiões do país. Uma das características mais atraentes do ponto de vista comercial do Nordeste é sua pequena variabilidade interanual, entre 5,7 e 6,1 kWh/m², o que garante uma oferta da energia solar atraente durante todo ano. E como era de se esperar por sua distância à linha do Equador, a região Sul apresenta médias anuais entre 4,6 e 6,0 kWh/m², a maior variabilidade encontrada no Brasil. Vale notar que essa variabilidade é um fator importante para a análise da viabilidade econômica da energia solar, o que pode torná-la financeiramente atrativa em apenas algumas regiões brasileiras (PEREIRA et. al, 2006).

2.3.4. Mercado Atual de energia solar

Apesar de ser um mercado menor se comparado a outros mercados de energia elétrica, ele ainda movimentou globalmente cerca de US\$ 27,5 bilhões em 2010, levando em conta toda a

cadeia de valor da indústria (integradores dos sistemas fotovoltaicos, fornecedores de inversores de frequência, entre outros). Como pode-se observar na Tabela 6, grande parte dos fabricantes de células fotovoltaicas encontra-se na China, com outros representantes provenientes dos Estados Unidos, Canadá e Taiwan (EPIA, 2012).

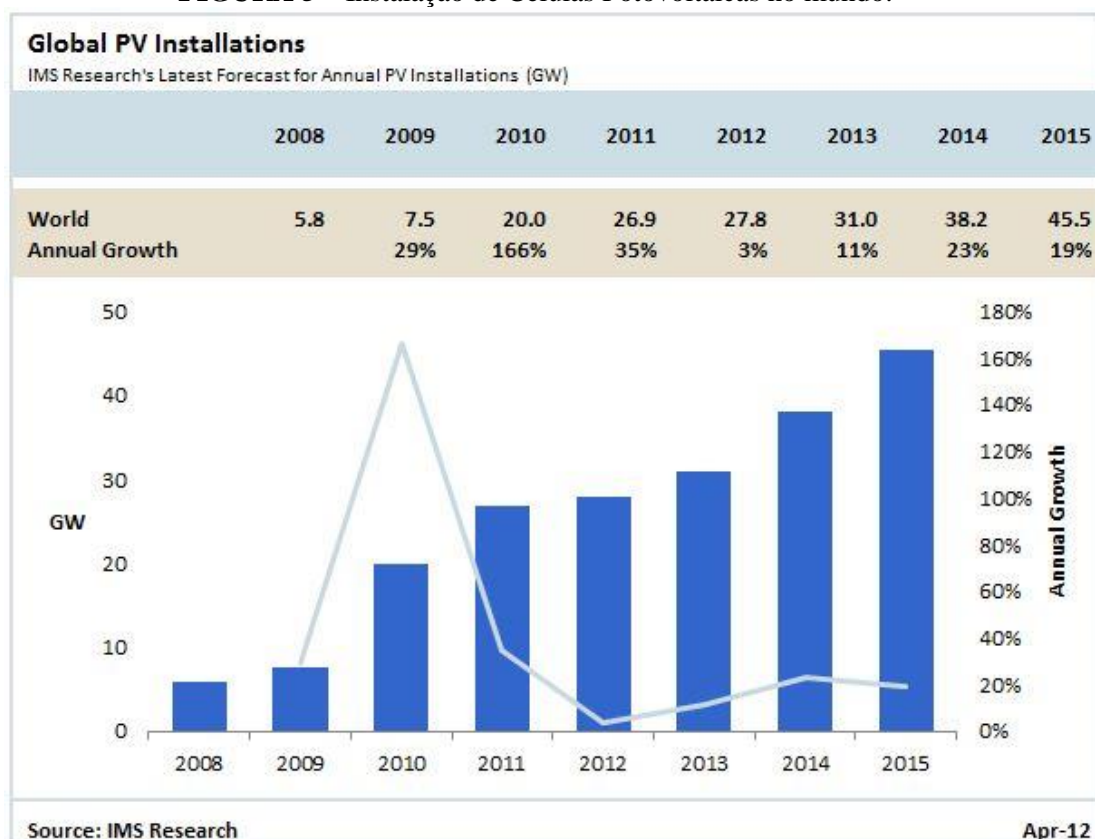
TABELA 6 – Fabricantes de células fotovoltaicas

Empresa	País	Capacidade de Produção (MWp, 2011)
Suntech Power	China	2.220
First Solar	EUA	1.981
JA Solar	China	1.690
Trina Solar	China	1.550
Motech Industries	Taiwan	1.100
Canadian Solar	Canadá	1.010

Fonte: Photon International (2012) apud EPIA (2012).

Pode-se notar na Figura 5 um crescimento da demanda por painéis fotovoltaicos no mundo, com uma previsão de instalação de cerca de 45 GW de capacidade para o ano de 2015. A Alemanha é o país que mais instalou sistemas fotovoltaicos no mundo em 2012, adicionando 7,6 GW a sua capacidade, o que levou a um total de 35 GW (EPIA, 2012).

FIGURA 5 – Instalação de Células Fotovoltaicas no mundo.



Fonte: IMS (2012) apud EPIA (2012).

Outros países com grande relevância no cenário mundial de usinas fotovoltaicas são Itália, Japão, Estados Unidos e China. O que se pode observar de comum nesses países são os incentivos governamentais que o governo dá para a iniciativa privada investir em energia solar, seja por meio de incentivos fiscais e tarifários, por meio de créditos de carbono, ou por meio de regulamentações que incentivem (ou obriguem) o uso de energia solar. A Tabela 7 mostra os países com maior capacidade instalada de energia solar proveniente de painéis fotovoltaicos.

TABELA 7 – Países com maior capacidade instalada em painéis fotovoltaicos

País	Capacidade Total (GWp, 2011)	Capacidade per Capita (MWp/capita)
Alemanha	24,9	304,3
Itália	12,8	210,5
Japão	4,9	39
Estados Unidos	4,3	13,8
Espanha	4,2	91,3
China	3,1	2,3

Fonte: EPIA (2012).

Já em termos de coletores e concentradores solares, a Espanha e os Estados Unidos se destacam, com capacidade instalada em 2011 de 582 MW e 507 MW, respectivamente. Apesar do mercado ser menor quando comparado ao mercado de painéis fotovoltaicos, esse tipo de usina vem crescendo significativamente, com uma potência total de 17 GW a ser instalada e adicionada à rede elétrica nos próximos anos, novamente com especial destaque à 3 países: aos Estados Unidos (com 8 GW), à Espanha (com 4,5 GW) e à China (com 2,5 GW) (EPIA, 2012).

No Brasil, existem diversas possibilidades para aproveitamento da energia solar como fonte de energia elétrica, que vai desde pequenos sistemas fotovoltaicos autônomos até as concessionárias de distribuição de energia. No entanto, ela ainda não tem grande participação na matriz energética brasileira. De acordo com o Banco de Informações de Geração (2013), existem apenas 34 usinas em operação ligadas no Sistema Interligado Nacional, todas Centrais Geradoras Fotovoltaicas, com potência outorgada de apenas 6,7 MW. Não há nenhum empreendimento de fonte fotovoltaica em construção ou que foi outorgado mas ainda não iniciaram sua construção (ANEEL, 2013).

Observe que a maioria delas tem como proprietários pessoas físicas registradas como mini/micro geradores, e outras são empresas que querem fazer aproveitamento da energia solar para compensar o excedente de energia fornecida pelas distribuidoras. A única usina de energia

solar de escala comercial brasileira é a MPX Tauá, do grupo Eneva, parceria entre a empresa alemã de energia E.ON e o grupo brasileiro EBX (ANEEL, 2013).

TABELA 8 – Algumas Usinas Solares em Operação no Brasil

Usina	Capacidade (MW)	Proprietário
Tauá	5 MW	Eneva
Tanquinho	1 MW	CPFL Renováveis
Pituaçu Solar	0,4 MW	Estádio de Futebol Pituaçu (BA)
Ilha Grande	0,03 MW	Companhia Energética do Maranhão

Fonte: ANEEL (2013).

2.4. Energia Hidráulica (PCHs)

2.4.1. Introdução

As pequenas centrais hidrelétricas são os empreendimentos hidrelétricos que possuem potência entre 1000 kW e 30000 kW, e ainda com área de reservatório menor ou igual a 3,0 km². Em alguns casos, com parecer técnico da ANEEL, podem ser consideradas PCHs alguns empreendimentos que não atendam a condição do tamanho do reservatório. Usinas com potência instalada inferior a 1.000 kW são chamadas de Centrais Geradoras Hidrelétricas e necessitam apenas de um registro na ANEEL para operar. Já as usinas com potência superior a 30.000 kW só podem ser construídas mediante licitação pública. A Tabela 9 classifica os tipos de empreendimento hidrelétrico quanto à potência e altura da queda d'água (ANEEL, 2003).

TABELA 9 – Classificação de Empreendimentos Hidrelétricos

Classificação das Centrais	Potência (kW)	Queda do Projeto (m)		
		Baixa	Média	Alta
Microcentral	Menor que 100	Menor que 15	Entre 15 e 50	Maior que 50
Minicentral	Entre 100 e 1000	Menor que 20	Entre 20 e 100	Maior que 100
PCHs	Entre 1000 e 30000	Menor que 25	Entre 25 e 130	Maior que 130

Fonte: ELETROBRAS (2000).

As PCHs podem ser classificadas quanto à sua capacidade de regularização do reservatório, e são elas:

- **A fio d'água:** Esse tipo de PCH não regulariza a vazão com acumulação do reservatório, e é adotado quando a vazão mínima do rio for maior do que a descarga necessária para atender à demanda de energia elétrica. As PCHs a fio d'água apresentam vantagens como a dispensa de estudos de vazão e da sazonalidade da demanda de energia elétrica do consumidor, facilitando os estudos e a concepção da tomada d'água. Além disso, existem vantagens econômicas como

redução de custos com a construção barragens menores e com as indenizações por áreas inundadas (ELETROBRÁS, 2000).

- **De acumulação, com regularização diária ou mensal do reservatório:** Esse tipo de PCH serve, como o nome indica, para regularizar as vazões hídricas, com o reservatório servindo para fornecer a quantidade adicional necessária de vazão regularizada para produção de energia (ELETROBRÁS, 2000).

As PCHs ainda podem ser classificadas quanto aos seus sistemas de adução, dependendo das condições topográficas e geológicas do local, escolhendo sempre o tipo de adução tendo em vista os fatores econômicos (ELETROBRÁS, 2000).

Em termos gerais, uma PCH funciona da mesma maneira que uma usina hidrelétrica de grande porte. Elas são construídas em rios de médio ou pequeno porte, que podem apresentar desnível suficiente para que a potência mecânica da queda movimente as turbinas e acione o gerador elétrico. Essas usinas podem ou não estar ligadas ao SIN, e podem ser ou não usinas de produção independente ou de autoprodução. O seu diferencial em relação às grandes usinas hidrelétricas está, portanto, na diminuição dos impactos ambientais associados à construção e operação das mesmas e na maior facilidade de licenciamento desses empreendimentos.

Porém, ainda assim são necessários estudos socioeconômicos sobre os impactos na área afetada, e existem diversas resoluções da ANEEL e do Ministério do Meio Ambiente a serem cumpridas para que os possíveis impactos sejam mitigados.

2.4.2. O mercado atual

Atualmente, existem 462 pequenas centrais hidrelétricas em operação no Brasil, totalizando uma capacidade instalada de 4,6 GW, o que representa 3,7% da potência fiscalizada do país. Ainda existem 32 PCHs em construção, que gerarão 0,4 GW e ainda 142 centrais que foram outorgadas mas ainda não iniciaram suas obras e que acrescentarão 1,97 GW de potência à rede elétrica. As PCHs são mais comumente encontradas em sistemas isolados, na autoprodução de energia (cerca de 330 usinas e 4,1 GW) e para complementação de sistemas de grande porte. Ela é tecnicamente importante para o planejamento estratégico do sistema elétrico nacional, uma vez que ela atende à demanda do consumidor e serve como um regulador de tensão e de carga do sistema (ANEEL, 2013).

2.4.3. Potencial de PCHs no Brasil

O potencial hidroelétrico brasileiro é bem conhecido e estudado, até pela representatividade que as usinas hidrelétricas possuem no Brasil e pela grande quantidade de rios e bacias hidrográficas em todo o território nacional. No entanto, esse potencial já está bem explorado

(cerca de 33% dos 260 GW), principalmente nas bacias do São Francisco e do Paraná, que ficam mais próximas aos grandes centros consumidores de energia elétrica e conectados ao SIN, como mostram a Figura 6 e a Tabela 10. Grande parte do potencial inexplorado encontra-se no Norte, que está longe das grandes cargas, ainda não está conectado ao SIN e ainda por cima os empreendimentos hidrelétricos na região enfrentam grandes entraves por questões ambientais, como no caso de Belo Monte (ANEEL, 2008).

TABELA 10 – Capacidade de geração instalada e em operação em alguns rios

Rio (UF)	Quantidade de Usinas Instaladas	Capacidade Instalada (kW)
Tocantins – PA	1	8.535.000
São Francisco – AL	6	7.441.601
Grande – MG	12	7.203.500
Paraná – PR	2	7.000.085
São Francisco - BA	8	6.811.501
Iguaçu – PR	5	6.674.000
Paraná – MS	3	6.535.200
Paraná – SP	3	6.535.200
Paranaíba – GO	5	5.640.802

Fonte: ANEEL (2013).

A maioria das PCHs se localizam nas regiões Sul e Sudeste, nas bacias do Paraná e Atlântico Sudeste, próximo dos grandes centros consumidores de energia elétrica.

As PCHs, portanto, cumprem um papel importante no aproveitamento do potencial hidrelétrico do Brasil, uma vez que elas alcançam lugares que seriam tecnicamente difícil de se construir usinas de maior porte, ou que não trariam interesse econômico, e ainda por cima podem melhor aproveitar o potencial em regiões perto dos centros consumidores, mas que já estão saturados por UHEs.

FIGURA 6 – Mapa das Usinas Hidrelétricas no Brasil.



Fonte: ANEEL (2008).

3. PLANEJAMENTO DO GOVERNO BRASILEIRO PARA O SETOR ELÉTRICO

3.1. O Plano Decenal de Expansão de Energia e as Fontes Alternativas

Uma das maneiras do governo fazer o planejamento do setor energético brasileiro é através do Plano Decenal de Expansão de Energia, lançado anualmente pela Empresa de Pesquisa Energética. Esse plano estima a oferta de energia elétrica, e assume algumas hipóteses no âmbito econômico, social, tecnológico e até mesmo setorial para tentar estimar qual o cenário que mais provável de ser encontrado no país dentro de 10 anos. O PDEE 2022 espera que os países desenvolvidos consigam evitar uma nova recessão, apresentando um crescimento modesto. Com relação à economia brasileira, o cenário está baseado nas perspectivas de um forte investimento nos próximos anos, com destaque para os setores de infraestrutura e de exploração e produção de petróleo, fatores que consequentemente impulsionarão o setor elétrico. O estudo ressalta, contudo, que o crescimento da economia brasileira depende da solução de alguns problemas estruturais que impactam a questão da produtividade e competitividade nacional (BRASIL, 2013).

Para estimar o consumo de energia no país durante os próximos anos, o PDEE 2022 assume como cenário de referência um sólido crescimento da economia do Brasil, associado a um crescimento demográfico pequeno e que altera o perfil demográfico do país, envelhecendo-o. Todos esses fatores influenciam no aumento no consumo per capita de energia no Brasil, e podem ser verificados na Tabela 11 (BRASIL, 2013).

TABELA 11 – Economia e Consumo de Energia

Discriminação	2013	2017	2022	Crescimento Anual
PIB (R\$ bilhões)	4.129	4.950	6.314	4,8%
População (mil habitantes)	196.144	201.521	207.216	0,6%
Consumo de Eletricidade (TWh)	520,0	625,8	785,1	4,7%
Consumo per Capita (kWh/hab/ano)	2651,1	3105,4	3788,8	4,0%

Fonte: Adaptado de BRASIL (2013).

No âmbito do setor elétrico, o plano prevê uma participação significativa das fontes renováveis na matriz energética, com a competitividade dessas fontes aumentando devido à redução dos preços nos leilões mais recentes. O PDEE 2022 já inclui os leilões de energia nova realizados até agosto de 2013, com especial destaque aos resultados obtidos pela energia eólica. O plano, contudo, também ressalta a dependência do setor em relação às usinas termelétricas a

gás natural e até mesmo a carvão, devido a disponibilidade e competitividade desses projetos nos futuros leilões para compra de energia. O PDEE também nota que o parque gerador até o ano de 2018 encontra-se praticamente determinado, visto que a maioria dos leilões A-5 já ocorreram. Na Tabela 12, a projeção do Plano Decenal de Expansão de Energia para a capacidade instalada de geração elétrica no SIN. Observe que a energia solar não é mencionada nem mesmo entre as fontes alternativas, que apresentam o maior crescimento anual durante o período (BRASIL, 2013).

TABELA 12 – Capacidade Instalada de Geração Elétrica no SIN

Fonte	2012 (GW)	2017 (GW)	2022 (GW)	Crescimento Anual
Hidráulica	84,8	102,2	119,0	4,3%
Nuclear	2,0	2,0	3,4	6,9%
Térmica	17,4	21,0	22,5	3,3%
PCH + Biomassa + Eólica	15,3	27,4	38,1	12,1%
Total	119,5	152,6	183	5,5%

Fonte: Adaptado de BRASIL (2013).

De acordo com o PDEE, a geração eólica foi a fonte que mais cresceu no país em participação nos leilões desde o ano de 2009, mostrando que as usinas eólicas atingiram preços bastante competitivos e impulsionaram a instalação de uma indústria nacional de equipamentos para atendimento a esse mercado. O plano atribui esse fato à uma combinação de fatores que impulsionaram o crescimento dessa fonte, como o cenário externo, o desenvolvimento da tecnologia e da cadeia produtiva, além dos aspectos regulatórios, tributários e financeiros (BRASIL, 2013).

O PDEE nota que as PCHs decresceram em sua competitividade nos leilões desde 2009, uma vez que já possuíam uma tecnologia madura e com custos estáveis. Por isso, elas não se mantiveram competitivas diante das reduções de custo da energia eólica. O plano também prevê que as questões relacionadas ao processo de licenciamento ambiental, ao preço da construção civil e ao custo do terreno se tornem uma barreira às PCHs (BRASIL, 2013).

O Plano Decenal de Expansão de Energia vê as usinas térmicas a biomassa, em especial aquelas que utilizam subprodutos da cana-de-açúcar, como um constituinte importante da matriz energética nacional, uma vez que a maior parte do potencial desta fonte está localizada próxima aos maiores centros consumidores de energia. O PDEE, contudo, aponta um risco para os investimentos nessa fonte, já que elas estão sujeitas à volatilidade do setor sucroalcooleiro, desestimulando o aumento da capacidade de geração, assim como a sua competitividade nos leilões com outras fontes, especialmente a eólica (BRASIL, 2013).

Para a energia solar, o PDEE ressalta seu elevado potencial para conversão em energia elétrica, porém os custos atuais são vistos como um revés para o crescimento dessa tecnologia. É verdade que esses custos apresentaram queda, principalmente na geração fotovoltaica, podendo tornar a fonte competitiva. Caso essa tendência se torne uma constante ao longo dos anos, o PDEE prevê a energia solar entrando na matriz de energia elétrica de duas maneiras: através das centrais solares e a da geração distribuída. Por conta disto, não se descarta a possibilidade de serem realizados leilões para a contratação dessas usinas, principalmente como forma de incentivo ao desenvolvimento da tecnologia no país. No entanto, os investimentos planejados em usinas, estimados em R\$ 200 bilhões, não contemplam as usinas solares, como pode-se observar na Tabela 13 (BRASIL, 2013).

TABELA 13 – Estimativa de investimentos em geração de energia

Fonte de Energia	Usinas Contratadas (R\$ bilhões)	Usinas Planejadas (R\$ bilhões)	Total (R\$ bilhões)
Hidro	33,90	74,79	108,69
PCH + Biomassa + Eólica	35,22	45,88	81,10
Termelétrica	8,82	1,36	10,18
- Nuclear	3,52	0,00	3,52
- Gás Natural	3,54	1,36	4,90
- Carvão	0,92	0,00	0,92
- Óleo Combustível	0,86	0,00	0,86
Total	77,95	122,03	199,98

Fonte: Adaptado de BRASIL (2013).

3.2. Incentivos às Fontes Alternativas

3.2.1. PROINFA

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA) foi um Decreto Nacional de 2004, com término em 2011, que visava incentivar investimentos em usinas eólicas, de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas afim de aumentar a participação desse tipo de empreendimento na matriz de energia elétrica nacional. O programa também buscava alternativas para aumentar a segurança energética do país, que ainda era muito dependente de UHEs, além de valorizar características locais para otimização da produção de energia. É importante notar que usinas solares não foram contempladas no plano (MME, 2013).

Inicialmente, o PROINFA previa a implantação de 144 usinas totalizando 3,3 GW de capacidade instalada, sendo 1,2 GW provenientes de 63 PCHs, 1,4 GW de 54 usinas eólicas, e 0,7 GW de 27 usinas a base de biomassa. Até o final de 2012, o número de empreendimentos

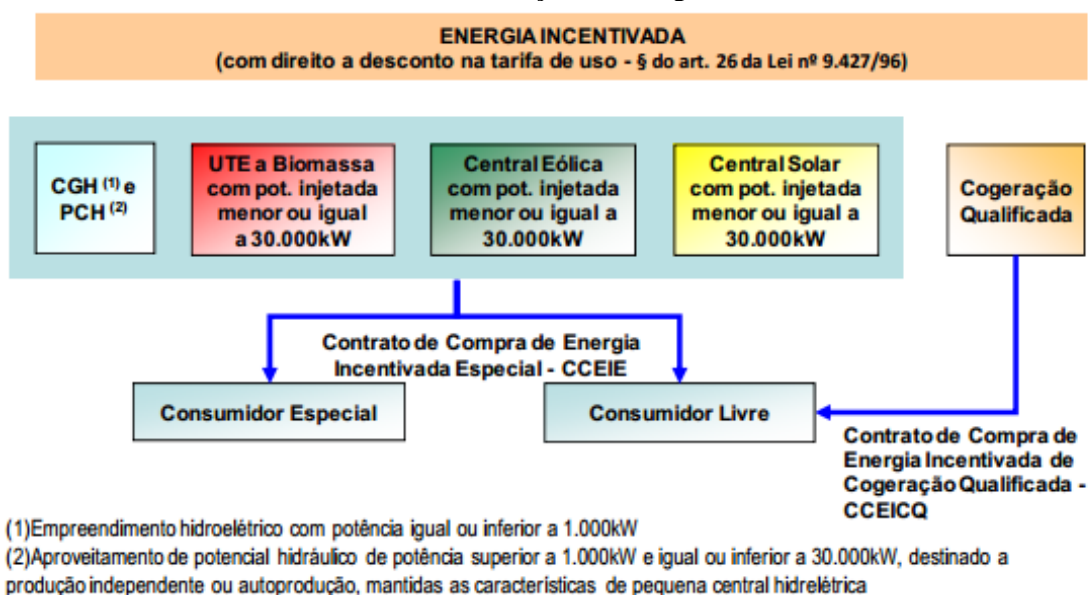
contemplados pelo PROINFA foi de 130. Como forma de incentivo, a energia dessas usinas tem garantia de contratação por 20 anos pela Eletrobrás. Outros incentivos também foram oferecidos, como o rateio entre todos os consumidores atendidos pelo SIN dos custos administrativos, financeiros e encargos tributários que incidiriam pela Eletrobrás, e também linhas especiais de financiamento do BNDES. Todo ano, são feitos ajustes no valor do preço da energia contratada, nos custos incorridos pela Eletrobrás e nos custos e benefícios provenientes do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MME, 2013).

3.2.2. Mercado Livre de Energia

No Ambiente de Contratação Livre (ACL), o consumidor fica no direito de escolher de quem ela irá comprar a energia, e negocia livremente qual será o preço que pagará por ela, ficando responsável pela gestão de compras de sua energia e também pelos riscos associados ao próprio mercado. Existem, nesse mercado, dois tipos de consumidores: o consumidor livre, cuja demanda contratada seja igual ou maior que 3.000 kW, e o consumidor especial, cuja demanda contratada esteja entre 500 kW e 3.000 kW (CCEE, 2011).

O consumidor livre pode adquirir sua energia de qualquer fonte, seja ela incentivada ou não. A fonte incentivada advém de PCHs, usinas térmicas de biomassa, usinas eólicas e solar de até 50 MW de potência. Já o consumidor especial só pode entrar no mercado livre se optar por fontes de energia incentivadas. Para os consumidores que optarem por esse mercado, fica estipulada a redução de no mínimo 50% nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição (TUSD e TUST), como pode-se observar na Figura 7, que explica como se dá a comercialização de energia incentivada (CCEE, 2011).

FIGURA 7 - Comercialização de Energia Incentivada.



Fonte: CCEE (2013).

4. CUSTOS E INVESTIMENTOS ASSOCIADOS À CADA FONTE

4.1. Custos a serem utilizados como parâmetro para o trabalho

Para uma análise mais adequada dos custos de instalação e de operação das usinas de cada fonte de energia, é necessário estabelecer os parâmetros que permitam que a análise seja feita de maneira semelhante independente da estrutura de custos das fontes. Para isso, serão introduzidos dois conceitos que auxiliam nessa comparação dos custos.

4.1.1. Custo Nivelado de Energia (*Levelized cost of energy*)

O *levelized cost of energy (LCOE)* é o preço pelo qual a eletricidade deve ser gerada a partir de uma fonte de energia para igualar os investimentos feitos durante a vida útil do projeto. É uma avaliação econômica do custo de geração de energia, incluindo todos os custos ao longo de sua vida: o investimento inicial, custos de operação e manutenção, custos de combustível e custo de capital. Ele serve para parametrizar diferentes custos relativos à cada fonte, dessa maneira facilitando a comparação entre elas, pois ficam comparadas na mesma métrica (por exemplo, R\$/kWh). O *LCOE* é dado por:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I + M + F}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E}{(1+r)^t}}$$

Em que:

LCOE: *levelized cost of energy*;

I: Investimento durante o período;

M: Custos de operação e manutenção;

F: Custos de aquisição de combustível;

E: Eletricidade gerado no período;

n: número de períodos que representa o horizonte do projeto;

t: duração do período;

r: taxa de juros cobrada por período.

4.1.2. Paridade de Rede (*Grid Parity*)

Também deve-se introduzir o conceito de paridade de rede, ou *grid parity*, que acontece quando uma fonte de energia alternativa pode gerar eletricidade a um custo nivelado (*LCOE*), que é menor ou igual ao preço da energia da rede elétrica. Atingir o *grid parity* é considerado

o ponto em que uma fonte de energia consegue ser competitiva economicamente sem precisar de subsídios ou de apoio do governo.

4.1.3. Um Exemplo

Para se ter uma ideia inicial dos custos e onde se quer chegar no trabalho, um exemplo de estudo sobre o tema foi o elaborado pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico da UFRJ (2011), que compara o uso de fontes alternativas de energia no lugar da construção da hidrelétrica de Belo Monte, avaliando as implicações dessa substituição, alertando ao fato que o possível investimento somente em fontes alternativas de energia poderia acarretar em uma perda de competitividade econômica e em problemas relacionados à falta de segurança energética. Castro et al (2011) fazem então uma análise comparando aspectos técnicos e econômicos da construção de usinas de fontes alternativas de energia na mesma área da usina de Belo Monte, substituindo-a por usinas de outras fontes de energia. A comparação entre alguns aspectos econômicos encontra-se na Tabela 14 (CASTRO et al 2011).

TABELA 14 – Análise Comparativa entre Fontes Alternativas

Categoria	Tarifa (R\$/MWh)	Capacidade (GW)	Custo de Instalação (R\$/KW)	Área Ocupada (km²)
PCH (277 a 554 usinas)	135	8,3	5 a 6 mil	800 a 1600
Eólica (turbinas de 1,5MW)	148	15,3	3,7 a 4,5 mil	2,2 a 3,1 mil
Biomassa	153,50	9,5	2,2 a 2,8 mil	80 mil
Solar	500	28	12, 6 a 18,3 mil	277
Belo Monte	78	11,23	1,7 mil	518

Fonte: CASTRO, N. J. de; et al, (2011).

Pode-se notar que a usina de Belo Monte apresenta uma tarifa e um custo de instalação inferiores às demais fontes alternativas de energia, sendo, por esses aspectos, uma opção mais viável àquela região, na opinião do autor. A estrutura de custos de cada fonte será explorada mais detalhadamente em tópicos posteriores.

4.2. Energia Eólica

De acordo com Pinto (2013), os custos da turbina eólica (e consequentemente os custos da produção da energia) vêm diminuindo constantemente desde a década de 80, uma vez que o mercado está se expandindo e há ganhos de escala que reduzem esses custos. O custo de capital de uma usina eólica é predominantemente dominado pelos custos com a turbina eólica em si, por isso, quanto maior for o apoio à indústria e o desenvolvimento de tecnologias nacionais, mais economicamente viáveis as usinas eólicas se tornarão. De acordo com o autor, outro custo

significativo, especialmente em países como os Estados Unidos, são os royalties pagos aos donos da terra onde as usinas estão instaladas, que podem chegar até 5 mil dólares por ano e por turbina.

De acordo com o autor, os custos com operação e manutenção (O&M) constituem grande parte dos custos totais da turbina, podendo alcançar os 25% do total do custo do kW gerado. Esses custos estão associados ao custo de alguns componentes expostos no Item 2.1 (Energia Eólica) desse trabalho, entre os quais estão incluídos o seguro, a manutenção regular, a administração, as peças de substituição e os reparos. Resumindo, os custos de O&M dependem basicamente do tempo de funcionamento da turbina e da sua potência, como na tabela abaixo:

TABELA 15 - Custos com O&M relacionados à potência e idade das turbinas

Turbinas	Custo (cR\$/kWh) – 3 anos	Custo (cR\$/kWh) – 10 anos
55kW	10,78	14,27
150kW	4,44	4,76
600kW	2,22	-

Fonte: Adaptado de WIND (2009) apud PINTO (2013). *Cotação do Euro em 02/12/2013: € 1,00 = R\$ 3,17

No entanto, o autor nota que devido à imaturidade das indústria eólica, não existem muitas turbinas que atingiram seu limite de vida, e as que atingiram, possuem uma tecnologia inferior às produzidas atualmente. Sendo assim, os custos de manutenção e operação são difíceis de prever ao final da vida das turbinas. Vale notar também que a maior parte dos custos estão associados aos sistemas elétricos e à unidade de controle, representando juntos 43% dos custos de manutenção e reparação (PINTO, 2013).

De maneira geral, ao se fazer um planejamento dos custos de um projeto de uma usina eólica, devemos considerar os seguintes fatores:

- Fatores Específicos do Local de Construção:
 1. Energia disponível no espectro do vento
 2. Custo da terra
 3. Distância do parque eólico ao ponto de conexão da rede elétrica
 4. Eventual custo com construção de linha de transmissão adicional
- Parâmetros da Máquina:
 1. Custo das turbinas

Para concluir sua análise sobre os custos da energia eólica, Pinto (2103) descreve três maneiras de expressar esses custos:

a) Custo por potência nominal da turbina (C_{PN}):

$$C_{PN} = \frac{C_T}{P_N}$$

Em que C_T é o custo nominal da turbina de potência P_N .

b) Custo por tamanho unitário (C_A) da turbina (pelo tamanho do rotor):

$$C_A = \frac{C_T}{A_T}$$

Onde A_T é a área do rotor e C_T o custo nominal da turbina.

c) Custo C_E por kWh de eletricidade gerada:

$$C_E = \frac{C_A}{E}$$

Em que E é a energia gerada e C_A é o custo operacional.

Para esse trabalho, usaremos o custo por eletricidade gerada, por ser uma métrica que permite uma melhor comparação entre os diferentes tipos de tecnologia.

Por fim, os custos de energia eólica, tanto em terra (*onshore*) quanto marítima (*offshore*) estão listados na tabela abaixo.

TABELA 16 – Custos de Energia Eólica

Tecnologia	Custo de Instalação (*R\$/kW)	Custo com O&M (*R\$/kW)
Eólica <i>Onshore</i>	4120 – 4755	105-158,50
Eólica <i>Offshore</i>	9510	222

Fonte: Adaptado de Milborrow (2010) apud PINTO (2013). *Cotação do Euro em 02/12/2013: € 1,00 = R\$ 3,17

Algumas vantagens da energia eólica em relação a outras fontes renováveis é o fato de não existirem custos com combustíveis, e apesar da instalação e a manutenção ser mais cara que em caso de fontes como usinas à gás e a carvão, os custos finais são comparáveis a esses tipos de tecnologia.

4.3. Biomassa

Assim como no caso do potencial de biomassa para uso em eletricidade é de difícil mensuração, os custos de biomassa também o são, pois eles podem variar muito, de acordo com o tipo de biomassa, a produção daquela biomassa naquele ano (ou seu uso em outra aplicação), a localização da produção e o tipo de processo industrial. Isso tudo dificulta uma estimativa mais precisa dos custos, porém, para sanar essa dificuldade, os custos serão estimados a partir

de apenas um tipo de biomassa. Para Vanni (2008), a energia gerada de um sistema de biomassa é dada pela equação:

$$E_{bio} = P_{bio} \times \Delta t \times k_p \times f_c$$

Onde:

E_{bio} : energia elétrica do sistema de biomassa;

P_{bio} : potência elétrica do sistema de biomassa;

Δt : intervalo de tempo;

k_p : fator de perda;

f_c : fator de carga da biomassa.

Considerando também um horizonte do projeto de 10 anos, devemos calcular o custo total do sistema considerando o investimento inicial e os equipamentos passíveis de serem substituídos nesse período. Além do que Vanni (2008) considera, também considerou-se importante equacionar os custos com o combustível, mesmo ele sendo muitas vezes nulo, pois muitas vezes a biomassa é um subproduto de alguma produção. Portanto, pode-se calcular o custo de um sistema de biomassa como na equação abaixo.

$$C_{bio} = n \times (C_g + C_t + C_m + C_c)$$

Em que:

C_{bio} : Custo de um sistema de biomassa;

n : número de anos considerados no projeto;

C_p : custo do gerador;

C_t : custo da turbina;

C_m : custo de manutenção;

C_c : custo do combustível.

Com esse valor podemos obter então o custo nivelado de energia, podendo ainda ser considerado o custo ambiental de instalação da biomassa, que não será o caso (VANNI, 2008).

$$LCOE = \frac{C_{bio} \times C_A}{E_{bio}}$$

Em que:

$LCOE$: Custo nivelado da energia biomassa;

C_A : custo ambiental da instalação do sistema de biomassa

Um valor estimado dos custos dos componentes de um sistema de biomassa em um horizonte de projeto de 10 anos é dado na Tabela 17, considerando um sistema de biomassa que gera 15 kW de potência, com fator de perda igual a 1,1, que representa a perda ocorrida pela transmissão de energia, e fator de carga igual a 0,25, que é a razão entre a energia efetivamente

gerada e a energia que seria gerada caso o sistema operasse a todo tempo com a potência nominal (VANNI, 2008).

TABELA 17 – Custos associados à geração de energia por um sistema de biomassa

Descrição	Quantidades	Preço Unitário (*R\$)	Preço Total (*R\$)
Gerador	1	29.250,00	29.250,00
Turbina	1	17.550,00	17.550,00
Manutenção	5	4.387,50	21.937,50
Combustível	-	0,00	0,00
TOTAL		51.187,50	68.737,50

Fonte: Adaptado de VANNI (2008). *Cotação do Dólar em 02/12/2013: US\$ 1,00 = R\$ 2,34

4.4. Energia Solar

Para o presente trabalho, somente os custos relacionados à sistemas fotovoltaicos serão dimensionados, pois é a tecnologia mais desenvolvida e aplicada na geração de energia elétrica. Os sistemas fotovoltaicos não usam combustível para geração de energia e os módulos geralmente duram de 25 a 40 anos. O maior custo envolvido na implementação dessa tecnologia é o da instalação, pois não há muita necessidade de manutenção nos painéis. O custo local da energia elétrica e a radiação solar determinam o ponto de equilíbrio financeiro para a energia solar. A geração de energia em um sistema fotovoltaico pode ser dada então pela equação abaixo (VANNI, 2008).

$$E_{FV} = P_{FV} \times C_S \times A$$

Em que:

E_{FV} : Energia solar;

P_{FV} : Potência de pico da instalação;

C_S : fator de capacidade do sistema;

A : Área da placa fotovoltaica;

Dependendo do horizonte de anos de análise do projeto, os custos com a manutenção e substituição de equipamentos variam muito. Considerando um horizonte de 10 anos do projeto, o valor do empreendimento, levando-se em conta os investimentos iniciais serão: o investimento no painel solar, duas substituições do banco de baterias, uma vez o custo do controlador de carga e uma vez o custo do inversor de frequência. Dessa maneira, de acordo com Vanni (2008), os custos do sistema são:

$$C_{FV} = C_P + C_B + C_C + C_I$$

Em que:

C_{FV} : Custo de um sistema fotovoltaico;

C_P : custo dos painéis;

C_B : custo das baterias;

C_C : custo dos controladores de carga;

C_I : custo dos inversores.

Seguindo o raciocínio, para se determinar o tamanho do sistema necessário para atender a demanda desejada, basta fazer a razão entre a energia total durante os anos de operação e a energia fornecida por um sistema fotovoltaico durante o mesmo período. Em posse desse dado, pode-se então calcular o $LCOE$ da energia solar (VANNI, 2008).

$$LCOE = \frac{n \times C_{FV} \times C_A}{E_{FV}}$$

Onde:

$LCOE$: Custo nivelado da energia solar;

n : número de sistemas necessários para atingir a demanda total;

C_A : custo ambiental da instalação fotovoltaica.

Uma estimativa dos custos é apresentada na Tabela 18, considerando um sistema com insolação média anual de 4,4h/m² e área da placa de 1 m². Observe que um sistema sem baterias o custo total é significativamente menor, uma vez que elas representam a maior parte dos custos do sistema (VANNI, 2008).

TABELA 18 – Custos dos componentes do sistema fotovoltaico

Descrição	Quantidade	Preço Unitário (*R\$)	Preço Total (*R\$)
Painel Fotovoltaico (45 Wp)	15	760,50	11.407,50
Controlador de Carregamento	1	731,25	731,25
Inversor	1	16.818,75	16.818,75
Bateria	48	511,88	24.570,00
TOTAL		18.822,38	53.527,50

Fonte: Adaptado de VANNI (2008). *Cotação do Dólar em 02/12/2013: US\$ 1,00 = R\$ 2,34

4.5. PCHs

Os principais custos de um a PCH são os custos de instalação, pois eles incluem as etapas de estudo e licenciamento, a realização da obra civil, a construção da linha de transmissão, além da aquisição dos aparelhos equipamentos eletromecânicos como o gerador e a turbina. Porém, sua operação e manutenção não envolvem muitos gastos, sendo necessários poucos

investimentos quando a usina já está em funcionamento. De acordo com a Brennand Energia (2010), a composição de custos de uma PCH com capacidade de 14 MW pode ser exemplificado pela Tabela 19:

TABELA 19 – Custos dos componentes de uma PCH

Descrição	Valor (R\$)
Acessos e Canteiros	4.000,00
Estudos e Projetos	3.000,00
Construção Civil	38.251,78
Equipamentos Eletromecânicos	35.000,00
Meio Ambiente	5.295,77
Seguro Risco Engenharia	1.567,04
Linha de Transmissão e Conexão	5.100,00
Engenharia do Proprietário	1.680,00
Gerenciamento	1.000,00
Terras	2.400,00
O&M (comissionamento)	231,00
Completion Bond	1.216,16
Juros	486,50
Taxa assessor financeiro	1.216,26
Administração Proprietário	3.600,00
REIDI (PAC)	- 2.925,27
TOTAL	97.519,04
TOTAL POR MW	6.965,65

Fonte: BRENNAND ENERGIA (2010).

5. ANÁLISE DE INVESTIMENTOS

5.1. Introdução Teórica

A análise financeira de projetos consiste em fazer estimativas do investimento inicial necessário, dos custos com a operação e manutenção do empreendimento e das receitas geradas durante um determinado período de tempo, para assim montar-se o fluxo de caixa relativo a esses investimentos, custos e receitas e determinar quais serão os indicadores econômicos conseguidos com esse empreendimento. Comparando-se esses indicadores financeiros com o que se espera obter com outras alternativas de investimento de capital, pode-se concluir sobre a viabilidade e atratividade do empreendimento do ponto de vista financeiro. Outros aspectos também devem ser levados em conta na hora de escolher qual projeto será escolhido, como a influência do projeto no posicionamento estratégico da empresa, por exemplo, mas eles não serão abordados de maneira exaustiva no presente trabalho.

Os critérios de tomada de decisão baseados em análise de viabilidade econômica geralmente são: a Taxa Interna de Retorno (*TIR*); o Valor Presente Líquido (*VPL*) e o *Payback* (o período de recuperação do capital investido). Para melhor entender os diferentes métodos, há de se entender alguns conceitos básicos, como o fluxo de caixa.

Fluxo de Caixa: Representa a movimentação financeira e o acúmulo de capital em um determinado período, e pode representar o quanto de capital uma determinada empresa possui para investir em novos projetos ou pagar dividendos aos acionistas da empresa, por exemplo.

$$FC_n = L_L + FC_{n-1} + D$$

Em que:

FC_n : fluxo de caixa do projeto para o período atual;

FC_{n-1} : fluxo de caixa do projeto para o período anterior;

D : Depreciação;

L_L : Lucro Líquido.

5.1.1. O Valor Presente Líquido

O valor presente líquido (*VPL*) de um investimento é igual ao valor trazido à valor presente de suas entradas de caixa menos o valor presente de suas saídas de caixa (ou seja, o caixa gerado ao final de cada período), descontando-se o capital investido inicialmente. Para cálculo do valor presente das entradas e saídas de caixa é utilizada a Taxa Mínima de Atratividade como taxa de desconto. O valor presente líquido calculado para um projeto significa o somatório do valor presente dos lucros gerados ao longo de cada período.

O Valor Presente Líquido (*VPL*) é o retorno líquido do projeto, que permite analisar a viabilidade econômica do projeto a longo prazo.

$$VPL = -C + \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+r)^j}$$

Em que:

C: Capital inicial investido;

FC_j: fluxo de caixa do projeto em determinado período;

n: número de períodos que representa o horizonte do projeto;

j: duração do período;

r : taxa de juros cobrada por período.

Podem-se ter as seguintes possibilidades para o Valor Presente Líquido de um investimento:

i) Maior do que zero: significa que o investimento é financeiramente atrativo, pois o valor presente dos fluxos de caixa gerados são maiores que o montante de capital investido. Caso exista mais de um projeto em análise, opta-se por investir naquele com maior *VPL*.

ii) Igual a zero: o investimento é indiferente pois o valor presente das entradas de caixa é igual ao valor presente do capital investido;

iii) Menor do que zero: indica que o investimento não é economicamente atrativo porque o valor presente das entradas de caixa é menor do que o valor presente do investimento inicial.

5.1.2. Taxa Mínima de Atratividade

A taxa mínima de atratividade (*TMA*) é a taxa de juros que representa o mínimo retorno que um investidor espera receber em um determinado empreendimento. Ela é, portanto, variável de acordo com o perfil de cada investidor, alguns mais propensos a riscos que outros. Essa taxa leva em consideração os custos de oportunidade (custo ao escolher um empreendimento ao invés de outro), os riscos envolvidos (quanto maior o risco, maior a taxa de retorno esperada) e a liquidez, que é a capacidade que se tem de se sair de um empreendimento a qualquer momento.

5.1.3. Taxa Interna de Retorno

O Método da Taxa Interna de Retorno é aquele que permite encontrar o retorno do investimento em termos percentuais. Encontrar a *TIR* de um investimento é o mesmo que encontrar o percentual exato de remuneração que o investimento oferece.

Proposta pelo economista John Maynard Keynes, a taxa interna de retorno é a taxa de desconto em que o *VPL* se torna zero, ou seja, a taxa em que a soma dos fluxos de caixa a valor presente é igual ao capital inicial investido. A *TIR* serve como uma medida de viabilidade econômica do projeto: se ela for maior que a taxa mínima de atratividade, o projeto, além de ser economicamente viável, traz um retorno maior que o investidor espera receber.

$$VPL = 0 = -C + \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + TIR)^n}$$

Temos então três possíveis casos:

- i) Se *TIR* for maior que a taxa de atratividade, então o investimento é atrativo financeiramente.
- ii) Se *TIR* for igual à taxa de atratividade, então o investidor é indiferente com o investimento.
- iii) Se *TIR* for menor que a taxa de atratividade, então o investimento não é atrativo financeiramente.

5.1.4. *Payback*

Também conhecido como o período de recuperação do capital (*PRC*), é o prazo de tempo necessário para que os investimentos sejam integralmente recuperados pela empresa, ou seja, o lucro líquido acumulado durante o período é igual ao capital inicial investido. Apesar de não ser uma métrica que determina a viabilidade de um projeto, ela pode determinar se um investidor considera o tempo de recuperação do capital suficientemente atrativo ou não. Isso significa que um empreendimento pode ter um *VPL* positivo e uma *TIR* maior que a taxa de atratividade, mas se o *payback* for longo, a empresa pode rejeitar determinado tal empreendimento.

Um dos problemas de se determinar a viabilidade do projeto com o *payback* é que esse método não leva em conta o valor do dinheiro no tempo. Para sanar esse problema, criou-se o método do *payback* descontado, que calcula o valor presente dos caixas gerados, ou seja, o fluxo de caixa é trazido a valor presente com uma taxa de desconto que seja maior ou igual a taxa mínima de atratividade. Esse método é complementar aos outros métodos de viabilidade econômica, servindo como um auxílio na decisão do investidor.

5.2. Viabilidade de Cada Fonte

Para se analisar a viabilidade de cada fonte, é preciso primeiramente se estimar como essas usinas se parecem, assumindo como hipóteses qual seriam a potência, o fator de capacidade, os

custos e as receitas de cada usina. Com informações do 15^o e 16^o Leilões de Energia Nova, realizados em dezembro de 2012 e agosto de 2013, podemos obter algumas informações que servem como parâmetro para projetos de usinas hipotéticas, que serão utilizadas para estimar as receitas, potência outorgada média e preço de venda da energia de cada uma delas. A receita bruta é calculada encontrando-se a energia produzida por cada usina durante o ano (8760 horas), através do produto entre a potência da usina e do fator de capacidade dessa usina, multiplicando-se essa energia pela tarifa praticada nos Leilões.

$$E_a = P \times f_c \times 8760$$

$$R_b = E_a \times T$$

E_a : Energia produzida anualmente;

P : potência da usina;

f_c : fator de capacidade da usina;

T : preço de venda da energia;

R_b : Receita bruta.

Também considerou-se a projeção a preços constantes, ou seja, nenhuma influência da inflação foi considerada ao longo dos anos. Isto significa que as receitas, os custos e o lucros não se alteram ano a ano, sendo desnecessário mostrá-los por um período maior que um ano.

Para os investimentos iniciais, levou-se em conta a linha de financiamentos especial para energias alternativas, com participação de até 80% do BNDES nos itens financiáveis e prazo de amortização de 16 anos, e com taxa de juros anual de aproximadamente 13%, considerando todas as condições financeiras (taxa de juros de longo prazo, remuneração básica do BNDES, taxa de risco de crédito, entre outras). Para informações sobre os custos, foram utilizadas informações descritas no Item 7 (Custos e investimentos associados a cada fonte) do presente trabalho. (BNDES, 2013; MME, 2013).

5.2.1. Energia Eólica

Para se conhecer o valor mais atual dos investimentos necessários em uma usina eólica, foi utilizado os dados fornecidos no 15^o Leilão de Energia de dezembro de 2012, onde um investimento total de R\$ 853 milhões foi anunciado, para implementação de uma capacidade de 282 MW de potência, resultando em um investimento de aproximadamente R\$ 3.100,00 por kW instalado. Já o custo com a operação e manutenção da usina foi estimado da Tabela 16 - Custos de Energia Eólica, passando para o valor em moeda brasileira. A potência média e o preço de venda foram baseados nas capacidades médias das usinas que participaram do 16^o

Leilão de Energia. O fator de capacidade considerado foi estimado baseado nas obras de Castro et. al (2011) e Cesaretti (2010) (CCEE, 2013).

TABELA 20 – Quadro de Hipóteses de uma usina eólica

Investimento (R\$/kW)	O&M (R\$/kW)	Tarifa (R\$/MWh)	Potência Média da Usina (MW):	Fator de Capacidade:
3.100	110	133	30	35%

Fonte: Adaptado de Cesaretti (2010); Castro et al (2011) e MME (2013).

TABELA 21 – Demonstração de Resultado de Exercícios (DRE) da Usina Eólica projetada

	Receita Bruta	R\$ 12.196.548
	Energia Elétrica	R\$ 12.196.548
(-)	Impostos	R\$ 1.402.603
	PIS/COFINS	R\$ 1.036.707
	Encargo ANEEL	R\$ 60.983
	RGR	R\$ 304.914
(=)	Receita Líquida	R\$ 10.793.945
(-)	Custos	R\$ 7.950.000
	Depreciação & Amortização	R\$ 4.650.000
	O&M	R\$ 3.300.000
(=)	Lucro Bruto	R\$ 2.843.945
(-)	Despesas Operacionais	R\$ 561.938
	Despesas Administrativas	R\$ 33.000
	Juros	R\$ 528.938
(=)	Lucro antes do IR	R\$ 2.282.007
(-)	IR e CSLL	R\$ 570.502
(=)	Lucro depois do IR	R\$ 1.711.506

Fonte: Autoria própria

5.2.2. Biomassa

No caso da biomassa, também foram utilizados dados dos últimos leilões de energia nova, com usinas com potência média de 30 MW a um preço de venda de energia de R\$ 165,00/MWh. O fator de capacidade e o custo de instalação foi obtido também com Castro et. al (2011), valor esse muito próximo ao da Tabela 17 – Custos associados à geração de energia por um sistema de biomassa, obtido de Vanni (2008). Além disso, também foi considerado o custo de geração, que envolve o custo de aquisição do combustível, obtido de Cesaretti (2010).

TABELA 22 – Quadro de hipóteses de um sistema de biomassa

Investimento (R\$/kW)	O&M (R\$/kW)	Geração (R\$/kWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Potência Média da Usina (MW):	Fator de Capacidade:
2.800	100	20	165	30	48%

Fonte: Adaptado de Cesaretti (2010); Castro et al (2011) e MME (2013).

TABELA 23 – DRE da Usina de Biomassa projetada

	Receita Bruta	R\$ 20.813.760
	Energia Elétrica	R\$ 20.813.760
(-)	Impostos	R\$ 2.393.582
	PIS/COFINS	R\$ 1.769.170
	Encargo ANEEL	R\$ 104.069
	RGR	R\$ 520.344
(=)	Receita Líquida	R\$ 18.420.178
(-)	Custos	R\$ 9.722.880
	Depreciação & Amortização	R\$ 4.200.000
	Geração	R\$ 2.522.880
	O&M	R\$ 3.000.000
(=)	Lucro Bruto	R\$ 8.697.298
(-)	Despesas Operacionais	R\$ 464.729
	Despesas Administrativas	R\$ 55.229
	Juros	R\$ 409.500
(=)	Lucro antes do IR	R\$ 8.232.569
(-)	IR e CSLL	R\$ 2.058.142
(=)	Lucro depois do IR	R\$ 6.174.427

Fonte: Autoria própria

5.2.3. Energia Solar

Como no caso da energia solar as usinas encontram-se muito atrasadas em relação ao desenvolvimento dos outros tipos de usina, a hipótese utilizada foi de uma potência de 5MW, que já é bem superior usinas em operação no país. É, inclusive, a potência outorgada da usina de Tauá, que teve um custo de R\$ 10 milhões para instalação de 1 MW de potência. O fator de capacidade e o preço de venda da energia são dados por Castro et. al (2011) e são 16,5%, e R\$ 500,00, respectivamente.

TABELA 24 – Quadro de hipóteses de uma usina solar

Investimento (R\$/kW)	O&M (R\$/kW)	Tarifa (R\$/MWh)	Potência Média da Usina (MW):	Fator de Capacidade:
10.000	100	500	5	16,5%

Fonte: Adaptado de Cesaretti (2010) e Castro et al (2011).

TABELA 25 – DRE da Usina Solar projetada

	Receita Bruta	R\$ 3.613.500
	Energia Elétrica	R\$ 3.613.500
(-)	Impostos	R\$ 415.553
	PIS/COFINS	R\$ 307.148
	Encargo ANEEL	R\$ 18.068
	RGR	R\$ 90.338
(=)	Receita Líquida	R\$ 3.197.948
(-)	Custos	R\$ 2.800.000
	Depreciação & Amortização	R\$ 2.500.000
	O&M	R\$ 300.000
(=)	Lucro Bruto	R\$ 397.948
(-)	Despesas Operacionais	R\$ 287.375
	Despesas Administrativas	R\$ 3.000
	Juros	R\$ 284.375
(=)	Lucro antes do IR	R\$ 110.573
(-)	IR e CSLL	R\$ 27.643
(=)	Lucro depois do IR	R\$ 82.929

Fonte: Autoria própria

5.2.4. PCHs

Novamente, Castro et. al (2011) fornece o fator de capacidade e também os investimentos iniciais das pequenas centrais hidrelétricas. A tarifa de R\$ 127,00/MWh foi a média de preço de venda no 16º Leilão de Energia Nova. A hipótese para estimar os gastos com operação e manutenção foi baseada no sumário da WWF (2012), e o fator de capacidade foi obtido de Castro et. al (2011) (CCEE, 2013).

TABELA 26 – Quadro de hipóteses de uma PCH

Investimento (R\$/kW)	O&M (R\$/kW)	Tarifa (R\$/MWh)	Potência Média da Usina (MW):	Fator de Capacidade:
5500	120	127	30	55%

Fonte: Adaptado de WWF (2012); Castro et al (2011) e WWF (2012).

TABELA 27 – DRE da PCH projetada

	Receita Bruta	R\$ 18.356.580
	Energia Elétrica	R\$ 18.356.580
(-)	Impostos	R\$ 2.111.007
	PIS/COFINS	R\$ 1.560.309
	Encargo ANEEL	R\$ 91.783
	RGR	R\$ 458.915
(=)	Receita Líquida	R\$ 16.245.573
(-)	Custos	R\$ 11.850.000
	Depreciação & Amortização	R\$ 8.250.000
	O&M	R\$ 3.600.000
(=)	Lucro Bruto	R\$ 4.395.573
(-)	Despesas Operacionais	R\$ 974.438
	Despesas Administrativas	R\$ 36.000
	Juros	R\$ 938.438
(=)	Lucro antes do IR	R\$ 3.421.136
(-)	IR e CSLL	R\$ 855.284
(=)	Lucro depois do IR	R\$ 2.565.852

Fonte: Autoria própria

6. ANÁLISE DE RESULTADOS

6.1. Análise Financeira

Para realizar a análise de viabilidade financeira de cada fonte, é necessário projetar o Fluxo de Caixa, que é apresentado no Apêndice do trabalho, durante o horizonte em que o empreendimento está sendo avaliado. Esse fluxo de caixa é dado pela soma ano a ano do lucro líquido e da depreciação ao caixa inicial. Então, com as Demonstrações de Resultados de Exercício de cada fonte de energia já projetadas, obtém-se esses valores do lucro líquido e da depreciação que juntamente com o investimento obtido do financiamento formarão o Fluxo de Caixa. A taxa de desconto utilizada para os empreendimentos foi de 15%, a mais comum no mercado. Também utilizou-se como hipótese um financiamento obtido pelo BNDES de 70% do investimento inicial, a uma taxa de juros anual de 13%. A Tabela 28 é o resultado das aplicações das métricas de análise de investimento aplicados aos resultados financeiros obtidos nas Tabelas 21, 23, 25 e 27.

A seguir, demonstra-se como os resultados foram obtidos para a energia eólica, utilizando-se as informações da Tabela 20 e as equações do Item 5.1 para montar a DRE e o Fluxo de Caixa, com os cálculos sendo realizados no software Microsoft Excel®. Os cálculos foram realizados da mesma maneira para as outras fontes, alterando-se apenas os valores das hipóteses.

$$Receita Bruta = 30(MW) \times 35\% \times 8760(horas) \times 133(R\$) = R\$ 12.196.548$$

$$Investimento Inicial = 30(MW) \times 3.100.000 \left(\frac{R\$}{MW} \right) = R\$ 93.000.000$$

$$Custos Operacionais = 30(MW) \times 110.000 \left(\frac{R\$}{MW} \right) = R\$ 3.300.000$$

$$Financiamento = 70\% \times Investimento Inicial = R\$ 65.100.000$$

$$Caixa Gerado = Lucro Líquido + Depreciação = R\$ 6.361.506$$

TABELA 28 – Comparação das Métricas de Investimentos entre as diferentes fontes

Tecnologia	Potência (MW)	Investimento Total (R\$)	VPL	TIR	Payback	Margem de Lucro
Eólica	30	R\$ 93.000.000	R\$ 49.158.323	21%	4,4 anos	14%
Biomassa	30	R\$ 84.000.000	R\$ 334.892.816	30%	4,6 anos	29,7%
Solar	5	R\$ 50.000.000	-R\$ 16.914.632	9%	5,8 anos	2,3%
PCH	30	R\$ 165.000.000	R\$ 70.452.742	20%	3,8 anos	14%

Fonte: Autoria própria

O que se pode perceber é que a competitividade da usina eólica é prejudicada por sua baixa capacidade de produção de energia devido ao regime dos ventos. De fato, ela vem apresentando tarifas cada vez mais competitivas com fontes tradicionais de energia, mas justamente por isso está perdendo receita, porém sem diminuição dos custos operacionais. Mesmo sendo um investimento atrativo por seu VPL positivo e TIR maior que a TMA, por ainda possuir alto investimento inicial, o prazo de recuperação do capital é maior que da energia solar e da PCH.

No caso da biomassa, observa-se que mesmo com um custo de geração maior por causa da necessidade de se utilizar combustível, a usina térmica de biomassa acaba sendo favorecida por um preço de venda de energia e um fator de capacidade maiores, além de um investimento inicial menor, resultando assim em uma maior atratividade financeira. Esses fatores também refletem nos resultados operacionais e no *payback* da biomassa, pois ela possui a maior margem de lucro líquido (razão entre o lucro líquido e a receita da usina) entre as fontes.

As PCHs tiveram um resultado semelhante à eólica nos parâmetros financeiros, mas por outras razões. Elas possuem um fator de capacidade maior, o que eleva a quantidade de energia produzida e, naturalmente, a receita da usina. E apesar de possuírem um custo de instalação maior que a eólica e a biomassa, elas conseguem ser competitivas porque seus custos de operação e manutenção são menores, como por exemplo, por não possuírem encargos por utilizar os recursos hídricos.

O resultado da energia solar foi bem abaixo do alcançado com outras fontes, e, do ponto de vista financeiro, ele deveria ser rejeitado por possuir um Valor Presente Líquido negativo e uma Taxa Interna de Retorno menor que a Taxa Mínima de Atratividade. Esse resultado foi obtido mesmo considerando um preço de venda de energia muito superior ao praticado no mercado. Isso porque as usinas solares apresentam um investimento inicial por kW muito superior às demais fontes, além de um menor fator de capacidade, limitando sua capacidade de receita.

Em geral, pode-se observar a grande influência do fator de capacidade na lucratividade da usina, pois ela é que de fato determina a receita obtida, mesmo se a potência da usina for grande.

Outro fator importante para a viabilidade desses empreendimentos é o financiamento obtido para o investimento inicial, pois ele favorece positivamente na entrada de fluxo de caixa.

As usinas eólicas, de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas se mostraram bons investimentos financeiros, pois apresentam Valor Presente Líquido positivo e também Taxa Interna de Retorno maior que a Taxa Mínima de Atratividade. No entanto, observa-se um VPL e uma TIR superiores aos demais na usina térmica de biomassa, tornando-a, dessa maneira, a fonte de energia alternativa mais atrativa do ponto de vista financeiro.

6.2. Análise Competitiva das Fontes de Energia

A atratividade e potencial de crescimento das fontes alternativas de energia diferem entre tipos de tecnologia, entre os diferentes mercados de cada país, e também são altamente influenciados por políticas e medidas governamentais. Com isso, o mercado de energia enfrenta grandes incertezas, e diferentes fatores impulsionam o desenvolvimento das tecnologias relacionadas às fontes alternativas de energia.

No caso do Brasil, algumas características que devem ser levadas em conta para a análise competitiva são o grande sistema interligado, com diferentes níveis de tensão, a capacidade centralizada de geração de energia, suficiente para satisfazer a demanda, e a alta disponibilidade de ligação à rede. Por isso, as alavancas para o crescimento das fontes alternativas de energia no país são a necessidade da redução das emissões de CO₂ na geração de energia, o esgotamento do uso de energia de tecnologias convencionais, e as limitações na construção de novas linhas de transmissão impulsionando o desenvolvimento da Geração Distribuída, e por consequência, as fontes alternativas de energia.

Energia Eólica: O fator mais importante é a competitividade econômica, uma vez que é a fonte alternativa com a tecnologia mais desenvolvida. No caso de grande usinas eólicas, esse fator é acentuado pelos ganhos de escala. Já as microturbinas eólicas não são tão competitivas por apresentarem pouca atratividade financeira, mas podem servir em sistemas isolados e de menor escala.

Energia Solar: Possui menor atratividade financeira, mas também como no caso de microturbinas eólicas, pode servir como uma possível solução para sistemas isolados ou para autoprodução de energia.

Biomassa: Sua atratividade competitiva depende basicamente da oferta da matéria prima, que no Brasil é ampla. Também é uma possível solução para abastecimento de sistemas isolados e para autoprodução de energia, além da maioria das usinas estarem mais próximas aos centros consumidores que as UHEs, por exemplo. No entanto, a produção desta matéria prima pode

não ser utilizada totalmente para esse fim, sendo necessário o monitoramento para a possível substituição da geração de energia elétrica como atividade fim.

PCH: Pode ter bastante atratividade competitiva, pois o processo de construção já está bem dominado e o país apresenta grande potencial hídrico não explorado. Como no caso das outras tecnologias, também serve como possível solução para abastecimento de sistemas isolados e para autoprodução de energia.

De maneira geral, o Brasil oferece grande atratividade para as fontes alternativas por suas características geográficas e também pelo seu próprio sistema elétrico. No entanto, com o risco e incertezas relacionados às políticas públicas brasileiras e à própria economia do país, desenvolver um panorama para as fontes alternativas se torna um grande desafio, e elaborar uma estratégia para esse mercado exige a tentativa de equacionar essas incertezas.

O investidor deve, portanto, investigar algumas questões chave relacionadas às fontes alternativas, como por exemplo, a influência do preço dos derivados do petróleo e a pressão por questões ambientais no mercado, quais são as tecnologias que prevalecerão a longo prazo e, por fim, qual será o quadro regulatório no país.

Para se delinear uma estratégia de entrada no mercado atraente para o investidor três fatores devem ser investigados: a perspectiva do mercado, as tecnologias disponíveis e os incentivos governamentais às fontes alternativas.

6.2.1. Tecnologia

Para se escolher entre as diferentes fontes de energia alternativa, é necessário avaliar alguns critérios relacionados à tecnologia. São eles: a proposição de valor (Quais são as vantagens competitivas da tecnologia? Quais são as tecnologias concorrentes? Qual é a proposta de valor da tecnologia de aplicação?) e o tamanho do mercado (Qual é a dinâmica da indústria para essas tecnologias? Quais são os segmentos-chave de tecnologia que impulsionam o crescimento? Essa tecnologia é escalável?)

Energia Eólica: De todas as fontes investigadas, é a que apresenta a tecnologia mais desenvolvida, com as indústrias de toda a cadeia de valor já consolidadas. O Brasil já possui indústria com tecnologia nacional, e empresas como a Wobben e Tecsis fabricam pás e turbinas eólicas e realizam a manutenção e operação dos mesmos, o que reduz os custos de produção da tecnologia. Grandes construtoras nacionais, como a Andrade Gutierrez, Odebrecht e Queiroz Galvão possuem usinas eólicas e atuam na construção das torres e de usinas. O potencial eólico no país, muito grande e ainda pouco explorado, torna o mercado da energia eólica muito

promissor, uma vez que possui grande escala e com uma possível diminuição dos investimentos e dos custos de operação a longo prazo.

Energia Solar: Apesar do grande potencial da energia solar no país, as tecnologias disponíveis ainda delimitam o crescimento dessa fonte, pois são pouco eficientes e necessitariam de uma área muito grande para produzir uma quantidade de energia significativa. Apesar de possuir duas tecnologias em uso comercial (concentradores solares e painéis fotovoltaicos), nenhuma delas oferece vantagens competitivas para a produção em grande escala. É fato que, para usos residenciais, essas tecnologias são viáveis. A indústria no Brasil ainda é pouco desenvolvida, com apenas uma fábrica de painéis solares em vias de construção. Toda a tecnologia é importada, e a indústria local se resume a fornecedores desses painéis e integradores dessa tecnologia para uso residencial ou comercial.

Biomassa: Uma das maiores vantagens competitivas dessa tecnologia são o domínio da tecnologia das usinas térmicas e a acessibilidade da matéria prima. Possui grande potencial de crescimento pela abundância da matéria prima, e com a pressão por fontes de tecnologia mais limpas, é o substituto ideal para combustíveis fósseis, tornando a produção de energia elétrica através da biomassa escalável.

PCH: Da mesma maneira da biomassa e energia eólica, o domínio da tecnologia é um facilitador do desenvolvimento das pequenas centrais hidrelétricas, pois há grande conhecimento dos processos de construção, manutenção e operação de usinas, que podem ser feitos até mesmo por pessoas sem o conhecimento técnico aprofundado sobre o tema. Os componentes necessários são produzidos localmente e toda a cadeia de valor é contemplada com uma sólida indústria, já amadurecida no país.

6.2.2. Mercado

Em termos de avaliação das perspectivas do mercado, é necessário se levar em conta quais são os impulsionadores do crescimento de cada fonte de energia, quais são os fatores que determinam a competitividade de cada fonte e quais são os segmentos de mercado mais propícios para cada uma das fontes analisadas.

Energia Eólica: O mercado de energia eólica pode ser favorecido pela questão de segurança energética, uma vez que ele pode assumir um papel complementar às UHEs no período de estiagem. Além disso, a ampla escala da tecnologia, que abrange desde microturbinas utilizadas em Geração Distribuída até parques eólicos com capacidade de centenas de Megawatts, permite o atendimento de qualquer classe de consumidor, horizontalizando a oferta para todo o mercado. A redução dos custos associados à energia eólica

a torna mais atrativa também na hora que é necessário substituir antigas usinas de até mesmo de outras fontes de energia. Contudo, uma possível barreira ao desenvolvimento da energia eólica é a incerteza do regime dos ventos, representando desafios à integração dessa fonte na rede elétrica.

Energia Solar: As soluções encontradas no mercado atendem basicamente a um tipo de consumidor: o residencial ou comercial, de pequena escala. Outro fator importante que impede sua competitividade são os fatores econômicos envolvidos, como o alto custo da tecnologia quando comparada à outras fontes alternativas, fazendo com que as outras fontes tenham prioridade na hora de se escolher qual tipo de energia receberá o investimento. Da mesma maneira que a energia eólica, a incerteza em relação a radiação solar em determinado instante torna-se uma barreira ao crescimento das usinas solares no Brasil.

Biomassa: O mercado de biomassa é caracterizado pela tradição do país no agronegócio, com a alta produtividade da terra e a disponibilidade de diferentes matérias primas. Isso torna o acesso aos combustíveis fácil e a um custo baixo, tornando a autoprodução de energia elétrica pela própria indústria sucroalcooleira (principalmente) um dos principais mercados nesse caso, mas o excedente de energia é facilmente vendido ao sistema elétrico, uma vez que muitas dessas indústrias encontram-se próximas à linhas do SIN. Outro mercado importante são as próprias usinas térmicas já em operação, que podem começar a funcionar à base de biomassa ao invés de combustíveis fósseis.

PCH: Os principais fatores que impulsionam o mercado de pequenas centrais hidrelétricas são a segurança energética, pois essas usinas podem atuar como uma espécie de reguladores da qualidade da energia elétrica. Uma outra alavanca de crescimento das PCHs é a necessidade cada vez maior de eletricidade em sistemas não conectados à rede. Por isso, o segmento do mercado no qual as PCHs têm maior chance de crescimento são os sistemas isolados e na autoprodução de energia.

6.2.3. Governo

Energia Eólica: Historicamente, é a fonte alternativa que mais recebeu incentivos governamentais, como o Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA), elaborado após a crise energética de 2001 e que promovia a implementação de 1,5 GW de energia eólica até 2003 e o próprio PROINFA, exposto anteriormente. Além disso, a energia eólica é contemplada pelo Mercado Livre de Fontes Renováveis e pelo decreto que regulamenta Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICG).

Energia Solar: A energia solar é a que menos encontra incentivos do governo para seu desenvolvimento. Ela não foi incluída no PROINFA, e até pouco tempo atrás, não havia nenhum programa estadual ou federal de incentivo à essa fonte. Como ela ainda não atingiu o *grid parity*, essa fonte não se desenvolveu da mesma maneira que as outras. No entanto, alguns estados como Minas Gerais e São Paulo aprovaram leis que incentivam o uso de energia solar, incentivando principalmente o seu uso na micro e mini geração distribuída em residências.

Biomassa: A biomassa recebeu diversos incentivos governamentais, e também foi contemplada no PROINFA, e recentemente no Mercado Livre de Fontes Renováveis e ao ICG. O próprio programa PROALCÓOL favoreceu o desenvolvimento da biomassa do bagaço da cana-de-açúcar, ou seja, a necessidade do uso da biomassa em outras formas de energia impulsionou a criação de um arcabouço regulatório que ajudou o uso da biomassa na geração de energia elétrica.

PCH: Assim como a energia eólica e a biomassa, as pequenas centrais hidrelétricas tiveram incentivos do PROINFA, do Mercado Livre de Fontes Renováveis e do ICG. Particularmente, as PCHs também tiveram outros incentivos governamentais, como a autorização não-onerosa para explorar o potencial hidráulico, a isenção relativa à compensação financeira pela utilização de recursos hídricos e a facilidade em se conseguir licenciamentos ambientais. Esses incentivos governamentais são especialmente atrativos para os pequenos investidores, que visam a autoprodução de energia, e podem se afastar de um potencial empreendimento por considerarem oneroso todos os encargos a que são submetidos.

6.3. Possíveis Medidas de Incentivo

Analisando as principais informações obtidas através desse trabalho, pode-se observar a necessidade de uma política governamental que garanta à essas fontes alternativas uma competitividade que elas não teriam por si só. Historicamente, países que deram esse tipo de apoio conseguiram fundamentar sua matriz energética em fontes mais limpas, além de incentivar a criação de uma indústria nacional lucrativa, garantindo a independência tecnológica e comercial desses países. Por isso, algumas medidas de incentivos deveriam ser adotadas no país. Algumas delas abaixo:

Tarifas *feed-in*: Principal instrumento de incentivo utilizado em países europeus, a tarifa *feed-in* é um mecanismo que garante que o produtor de energias renováveis possa vender a energia a um preço fixo garantido por contrato com período determinado, preço esse geralmente associado ao custo de geração de cada tecnologia. Para garantir o desenvolvimento tecnológico e a competitividade econômica de cada fonte, esses contratos exigem que a tarifa diminua ao

longo do tempo, forçando a redução dos custos. O PROINFA foi um pontapé na adoção dessas medidas no país, mas seu porte era pequeno em relação ao potencial brasileiro, limitado a poucas tecnologias (solar não foi incluída), além de ignorar as diferentes etapas de desenvolvimento em que cada indústria se encontrava.

Financiamentos e Incentivos Fiscais: Apesar do Brasil adotar algumas políticas de financiamento e de incentivos fiscais voltadas às fontes alternativas, elas ainda são limitadas. Novamente utilizando o caso do PROINFA como exemplo, o programa mostrou-se inapto a criar uma indústria nacional pois ele atendia apenas a pequenos empreendimentos, não oferecendo nenhum tipo de incentivo aos investidores mais ambiciosos e capazes de realizar projetos maiores. A criação de incentivos às empresas de toda a cadeia de valor e não apenas aquelas diretamente ligadas com a geração também impulsionariam a competitividade das indústrias. O envolvimento de instituições como o BNDES seria essencial para o crescimento do mercado.

Sistema de Cotas de Energia: Política ainda não utilizada no Brasil, ela estabeleceria um limite mínimo de toda energia fosse de energia alternativa. Assim, as distribuidoras de energia seriam obrigadas a comprar um percentual pré-estabelecido de energia renovável. Aliado a esse programa, as indústrias, e residências também poderiam participar de programas parecidos, como o incentivo ao uso doméstico de energia renovável, ou pagamento e incentivos para indústrias que produzissem energia de fontes alternativas para consumo próprio.

Estímulos à Indústria Nacional: A adoção de medidas que incentivem a pesquisa e o desenvolvimento de tecnologias nacionais seria uma importante alavanca para as fontes alternativas, seja no âmbito acadêmico, com financiamento de pesquisas, bolsas para qualificação internacional, seja no âmbito empresarial, novamente com incentivos financeiros e criação de demanda de cada tecnologia.

7. CONCLUSÃO

Essa monografia surgiu do interesse pessoal do autor pelo assunto, e pela visão de que seria necessário se aprofundar no tema fora do ambiente técnico e acadêmico. Após o estudo, vê-se o grande potencial de crescimento das fontes alternativas no Brasil e como elas ainda não foram exploradas, sendo possível identificar nessas fontes um grande potencial econômico a ser explorada pelo Brasil.

Para isso, tornou-se necessário um estudo mais profundo de cada uma das fontes alternativas de energia, considerando desde o contexto de evolução histórico, passando pela panorama do mercado atual, até a análise do potencial de geração de cada fonte. O que se pôde ver é que pela extensão do território brasileiro, pelas características geográficas e climáticas do país, todas essas fontes são necessárias para a crescente demanda por energia elétrica. Por isso, elas se tornam estratégicas para o planejamento do setor, tanto do ponto de vista de fornecimento de energia quanto do ponto de vista de segurança energética e de operação do sistema.

Viu-se necessário também entender qual era o tipo de incentivo o governo dava para as fontes alternativas, e como ele mesmo via o futuro de cada uma delas na matriz de energia elétrica brasileira. Também é importante se entender da regulamentação da área para identificar tendências futuras, e possíveis barreiras ou alavancas de desenvolvimento das fontes renováveis. Foi possível chegar à conclusão que ainda há muito a ser feito nesse aspecto, pois a legislação e os incentivos fornecidos pelo governo brasileiro ainda estão muito aquém de países desenvolvidos.

Para se fazer então a análise da viabilidade econômica de cada uma das fontes, foi preciso primeiramente identificar quais eram os principais fatores que influenciavam os custos, a receita e por consequência os lucros que poderiam ser obtidos. Encontrou-se aqui uma grande dificuldade de literatura extensa sobre o tema. Quando se achava literatura qualificada do tema, elas não eram muito claras quanto os fatores levados em consideração utilizados para os cálculos, dificultando à comparação entre as fontes.

Entretanto, foi possível estabelecer uma base comum entre os aspectos financeiros que envolvem os projetos de usinas para então analisar a viabilidade econômica deles. O que se percebeu foi que, no geral, esses projetos ainda dependem dos incentivos do governo para serem mais atrativos, mas cada vez mais eles conseguem competir com as fontes convencionais de energia.

A energia eólica já está amadurecendo um mercado nacional, com várias indústrias nacionais na cadeia de valor da indústria, grande volume de participação nos leilões de energia

e maior interesse de investidores no setor. Ela ainda se favorece por ser o complemento ideal às hidrelétricas, pela sua complementaridade e pela localização do seu potencial de geração, mesmo que ela não opere em capacidade máxima a todos instantes. Ainda que os custos de instalação e manutenção estejam altos, a escala que a indústria está alcançando a tornará mais competitiva, e a energia eólica se consolidará cada vez mais como uma solução para a matriz energética do país.

O mesmo pode se esperar da biomassa, pois ela se aproveita do domínio tecnológico das usinas termoeletricas e do caráter agropecuario do país, que acaba produzindo enormes quantias de biomassa. A biomassa também é favorecida pela demanda por biocombustíveis, e mesmo com um possível aumento no preço deles, ela ainda pode ser favorecida pela rotação de culturas entre os diversos produtos que podem fornecer a matéria prima para a usina. Ela já apresenta custos competitivos e resultados financeiros que atraem os investidores, e por isso também exercerão papel importante no cenário futuro da energia elétrica nacional.

As PCHs apresentaram sólidos resultados financeiros, e surgem como uma alternativa principalmente para sistemas isolados ou para investidores menores, até por sua limitação técnica (até 30 MW). Contudo, ela oferece muitas vantagens do ponto de vista tecnológico e operacional, por oferecerem menos entraves de construção que uma UHE e serem de fácil manutenção.

A energia solar foi a única que não apresentou desempenho financeiro satisfatório, como era de esperar por sua tecnologia pouco desenvolvida e pouco eficiente. Ela apresenta grande potencial de crescimento no território nacional, e os painéis fotovoltaicos podem ter grande penetração nos consumidores residenciais, mas ele só será atingido se houver forte incentivo por parte do governo para que isso aconteça. É verdade que no Brasil ela foi deixada para trás ao não ser contemplada em programas como o PROINFA, mas casos de países como a Alemanha provam que essa energia pode sim ser viável.

De maneira geral, é inegável a necessidade de se investir nessas fontes de energia, e que essas trarão grandes benefícios econômicos, sociais e ambientais ao Brasil, sendo imperativo o esforço cada vez maior de todos os agentes envolvidos para o país se tornar em uma referência em termos de fontes alternativas de energia.

8. REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3. ed. Brasília, 2008. 236 p. : il.

_____. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 2. ed. Brasília, 2002. 243 p.

_____. **Banco de Informações de Geração (BIG)**. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em 01 de outubro de 2013.

_____. **Guia do empreendedor de pequenas centrais hidrelétricas**. Brasília: ANEEL, 2003. 704 p. : il.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA - ABEEOLICA. **Boletim anual de geração eólica**. 2012. 12p.

BNDES. Apoio Financeiro a Energias Alternativas. Disponível em [http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINE M/energias_alternativas.html](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINE_M/energias_alternativas.html). Acesso em 01 de novembro. 2013

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL. **Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas**. Rio de Janeiro: E-papers, 2007. 684p. : il.

_____. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética - EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2022**. Brasília, 2013. 2v.: il.

_____. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética - EPE. **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília, 2007. 12 v. : il.

BRENNAND ENERGIA. **PCHs na matriz brasileira: desafios e oportunidades**. Palestra proferida no Seminário PDE – 2019 – Impactos no Desenvolvimento do Nordeste. Recife, 19 nov. 2010.

CASTRO, N. J. de; et al. **Análise comparativa entre Belo Monte e empreendimentos alternativos: impactos ambientais e competitividade econômica**. Rio de Janeiro, 2011. 35p.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **InfoLeilão nº 001**. Disponível em http://www.ccee.org.br/portal/wcm/idc/groups/bibpublic_precos/documents/conteudoccee/ccee_072146.pdf. Acesso em: 01 de novembro. 2013

_____. **Regras de Comercialização: Cálculo de Descontos TUSD/TUST**. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/039/documento/documento_matriz_desconto_tust_tusd_v1.0.pdf. Acesso em 01 de novembro. 2013

CENBIO. **Atlas de bioenergia do Brasil**. Centro Nacional de Referência em Biomassa – CENBIO. São Paulo, 2009. 57 p.

CEPEL. **Atlas do potencial eólico brasileiro**. Brasília, 2001. 45 p.

CRESESB. CEPEL. **Tutorial de Energia Solar Fotovoltaica**. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/content.php?cid=291>. Acesso em: 01 de outubro. 2013

CESARETTI, Marcos de Araújo. **Análise comparativa entre fontes de geração elétrica segundo critérios socioambientais e econômicos**. Santo André: Universidade Federal do ABC, 2010. 138 fls.

ELETROBRÁS. **Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas**. Brasília, 2000. 408p.

EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION - EPIA. **Global Market Outlook for Photovoltaics: 2013-2017**. [S.l.: s.n.], 2012.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global wind report annual market update 2012**. [S.l.: s.n.], 2012, 72 p.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Leilões de Energia Nova Realizados**. Disponível em: http://www.mme.gov.br/programas/leiloes_de_energia/menu/leiloes_realizados/leiloes_de_energia_nova.html. Acesso em: 01 de novembro. 2013.

_____. **PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>. Acesso em 01 de novembro. 2013

PEREIRA E. B. et. al. **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos : INPE, 2006. il. 60p. ; (PAPEL)

PINTO, M. de O. **Fundamentos de Energia Eólica**. Rio de Janeiro: LTC, 2013. 368 p.

VANNI, S. R. **Estudo de Viabilidade Econômica de Fontes Alternativas de Energia de uma Comunidade Típica do Nordeste do Brasil**. São Paulo, 2008. 164 p.

WORLD WIDE FUND FOR NATURE – WWF. **Além das grandes hidrelétricas: Políticas para fontes renováveis de energia elétrica no Brasil**. [S.l.: s.n.], 2012, 42 p.

APÊNDICE – FLUXO DE CAIXA SIMPLIFICADO

EÓLICA	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Caixa Inicial	R\$ 0	-R\$ 27.900.000	-R\$ 21.538.494	-R\$ 15.176.989	-R\$ 8.815.483	-R\$ 2.453.978	R\$ 3.907.528	R\$ 10.269.034
Investimento	R\$ 65.100.000	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0
Geração de Caixa	-R\$ 93.000.000	R\$ 6.361.506	R\$ 6.361.506	R\$ 6.361.506	R\$ 6.361.506	R\$ 6.361.506	R\$ 6.361.506	R\$ 6.361.506
Caixa Final	-R\$ 27.900.000	-R\$ 21.538.494	-R\$ 15.176.989	-R\$ 8.815.483	-R\$ 2.453.978	R\$ 3.907.528	R\$ 10.269.034	R\$ 16.630.539

BIOMASSA	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Caixa Inicial	R\$ 0	-R\$ 33.600.000	-R\$ 23.225.573	-R\$ 12.851.147	-R\$ 2.476.720	R\$ 7.897.706	R\$ 18.272.133	R\$ 28.646.560
Investimento	R\$ 50.400.000	0	0	0	0	0	0	0
Geração de Caixa	-R\$ 84.000.000	R\$ 10.374.427	R\$ 10.374.427	R\$ 10.374.427	R\$ 10.374.427	R\$ 10.374.427	R\$ 10.374.427	R\$ 10.374.427
Caixa Final	-R\$ 33.600.000	-R\$ 23.225.573	-R\$ 12.851.147	-R\$ 2.476.720	R\$ 7.897.706	R\$ 18.272.133	R\$ 28.646.560	R\$ 39.020.986

SOLAR	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Caixa Inicial	0	-R\$ 15.000.000	-R\$ 12.417.071	-R\$ 9.834.141	-R\$ 7.251.212	-R\$ 4.668.283	-R\$ 2.085.353	R\$ 497.576
Investimento	35000000	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0
Geração de Caixa	-R\$ 50.000.000	R\$ 2.582.929	R\$ 2.582.929	R\$ 2.582.929	R\$ 2.582.929	R\$ 2.582.929	R\$ 2.582.929	R\$ 2.582.929
Caixa Final	-R\$ 15.000.000	-R\$ 12.417.071	-R\$ 9.834.141	-R\$ 7.251.212	-R\$ 4.668.283	-R\$ 2.085.353	R\$ 497.576	R\$ 3.080.506

[illegible]

APÊNDICE – FLUXO DE CAIXA SIMPLIFICADO

EÓLICA	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Caixa Inicial	R\$ 16.630.539	R\$ 22.992.045	R\$ 29.353.550	R\$ 35.715.056	R\$ 42.076.562	R\$ 48.438.067	R\$ 54.799.573	R\$ 61.161.079
Investimento	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0
Geração de Caixa	R\$ 6.361.506	R\$ 6.361.506	R\$ 6.361.506	R\$ 6.361.506	R\$ 6.361.506	R\$ 6.361.506	R\$ 6.361.506	R\$ 6.361.506
Caixa Final	R\$ 22.992.045	R\$ 29.353.550	R\$ 35.715.056	R\$ 42.076.562	R\$ 48.438.067	R\$ 54.799.573	R\$ 61.161.079	R\$ 67.522.584

BIOMASSA	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Caixa Inicial	R\$ 39.020.986	R\$ 49.395.413	R\$ 59.769.839	R\$ 70.144.266	R\$ 80.518.693	R\$ 90.893.119	R\$ 101.267.546	R\$ 111.641.972
Investimento	0	0	0	0	0	0	0	0
Geração de Caixa	R\$ 10.374.427	R\$ 10.374.427	R\$ 10.374.427	R\$ 10.374.427	R\$ 10.374.427	R\$ 10.374.427	R\$ 10.374.427	R\$ 10.374.427
Caixa Final	R\$ 49.395.413	R\$ 59.769.839	R\$ 70.144.266	R\$ 80.518.693	R\$ 90.893.119	R\$ 101.267.546	R\$ 111.641.972	R\$ 122.016.399

SOLAR	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Caixa Inicial	R\$ 3.080.506	R\$ 5.663.435	R\$ 8.246.364	R\$ 10.829.294	R\$ 10.829.294	R\$ 10.829.294	R\$ 10.829.294	R\$ 10.829.294
Investimento	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0
Geração de Caixa	R\$ 2.582.929	R\$ 2.582.929	R\$ 2.582.929	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0
Caixa Final	R\$ 5.663.435	R\$ 8.246.364	R\$ 10.829.294	R\$ 10.829.294	R\$ 10.829.294	R\$ 10.829.294	R\$ 10.829.294	R\$ 10.829.294

PCH	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Caixa Inicial	R\$ 26.210.963	R\$ 37.026.815	R\$ 47.842.667	R\$ 58.658.519	R\$ 69.474.370	R\$ 80.290.222	R\$ 91.106.074	R\$ 101.921.926
Investimento	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0
Geração de Caixa	R\$ 10.815.852	R\$ 10.815.852	R\$ 10.815.852	R\$ 10.815.852	R\$ 10.815.852	R\$ 10.815.852	R\$ 10.815.852	R\$ 10.815.852
Caixa Final	R\$ 37.026.815	R\$ 47.842.667	R\$ 58.658.519	R\$ 69.474.370	R\$ 80.290.222	R\$ 91.106.074	R\$ 101.921.926	R\$ 112.737.778

APÊNDICE – FLUXO DE CAIXA SIMPLIFICADO

EÓLICA	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Caixa Inicial	R\$ 67.522.584	R\$ 73.884.090	R\$ 80.245.595	R\$ 86.607.101	R\$ 92.968.607	R\$ 99.330.112
Investimento	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0
Geração de Caixa	R\$ 6.361.506	R\$ 6.361.506	R\$ 6.361.506	R\$ 6.361.506	R\$ 6.361.506	R\$ 6.361.506
Caixa Final	R\$ 73.884.090	R\$ 80.245.595	R\$ 86.607.101	R\$ 92.968.607	R\$ 99.330.112	R\$ 105.691.618

BIOMASSA	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Caixa Inicial	R\$ 122.016.399	R\$ 132.390.826	R\$ 142.765.252	R\$ 153.139.679	R\$ 163.514.105	R\$ 173.888.532
Investimento	0	0	0	0	0	0
Geração de Caixa	R\$ 10.374.427	R\$ 10.374.427	R\$ 10.374.427	R\$ 10.374.427	R\$ 10.374.427	R\$ 10.374.427
Caixa Final	R\$ 132.390.826	R\$ 142.765.252	R\$ 153.139.679	R\$ 163.514.105	R\$ 173.888.532	R\$ 184.262.959

SOLAR	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Caixa Inicial	R\$ 10.829.294	R\$ 10.829.294	R\$ 10.829.294	R\$ 10.829.294	R\$ 10.829.294	R\$ 10.829.294
Investimento	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0
Geração de Caixa	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0
Caixa Final	R\$ 10.829.294	R\$ 10.829.294	R\$ 10.829.294	R\$ 10.829.294	R\$ 10.829.294	R\$ 10.829.294

PCH	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Caixa Inicial	R\$ 112.737.778	R\$ 123.553.630	R\$ 134.369.481	R\$ 145.185.333	R\$ 156.001.185	R\$ 166.817.037
Investimento	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0
Geração de Caixa	R\$ 10.815.852	R\$ 10.815.852	R\$ 10.815.852	R\$ 10.815.852	R\$ 10.815.852	R\$ 10.815.852
Caixa Final	R\$ 123.553.630	R\$ 134.369.481	R\$ 145.185.333	R\$ 156.001.185	R\$ 166.817.037	R\$ 177.632.889