

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM EFICIÊNCIA ENERGÉTICA**

VINÍCIUS CALDEIRA MELEK

**ESTUDO COMPARATIVO DE VIABILIDADE ECONÔMICA ENTRE UMA
USINA EÓLICA E UMA USINA HÍBRIDA (EÓLICA-FOTOVOLTAICA)**

MONOGRAFIA DE ESPECIALIZAÇÃO

CURITIBA

2013

VINÍCIUS CALDEIRA MELEK

ESTUDO COMPARATIVO DE VIABILIDADE ECONÔMICA ENTRE UMA USINA EÓLICA E UMA USINA HÍBRIDA (EÓLICA-FOTOVOLTAICA)

Monografia apresentada à disciplina de Metodologia Científica, do Curso de Especialização em Eficiência Energética do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica – DAELT – da Universidade Tecnológica Federal de Paraná – UTPR, como requisito parcial para obtenção do título de Especialista de Eficiência Energética.

Orientadora: Prof.^a Maria de Fátima Ribeiro Raia

CURITIBA

2013

AGRADECIMENTOS

Agradeço à orientadora, Professora Dra. Maria de Fátima Ribeiro Raia, pela paciência na orientação e incentivo, sempre transmitindo tranquilidade, tornando assim possível a conclusão deste trabalho.

Agradeço ainda a Deus por iluminar o caminho e por fazer acreditar que a existência pressupõe outra infinitamente superior.

RESUMO

MELEK, Vinicius Caldeira. Estudo comparativo de viabilidade econômica entre uma usina eólica e uma usina híbrida (eólica-fotovoltaica). 2013. 87 f. Monografia (Especialização em Eficiência Energética) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2013.

Nos últimos anos, verificou-se uma forte expansão econômica no Brasil, tendência esta a permanecer principalmente nos setores comerciais e industriais, detentores de maiores demandas energéticas, de acordo com o Plano Decenal de Energia – PDE (2010-2020). Isso resultará num incremento anual ao Sistema Integrado Nacional (SIN) estimado na ordem de 4,6% entre os anos de 2010 e 2020, atingindo o valor de 88.596 MW médios em 2020, frente aos 56.577 MW médios registrados em 2010. Com isso, a Empresa de Pesquisas Energéticas – EPE (2010) estima que para suprir a demanda será necessário um acréscimo ao SIN na ordem de 3.200 MW médios anuais. Com todos os dados anteriormente expostos, para aumentar mais rapidamente a demanda do SIN e dar maior confiabilidade ao sistema, de modo a evitar eventuais blecautes, como o ocorrido em 2001, o Ministério de Minas e Energia (MME) resolveu diversificar a matriz energética, incentivando a construção de *sites* eólicos, térmicos e, mais recentemente, solares. Porém, cerca de 1/3 de suas construções estão em atraso, podendo acarretar problemas futuros na relação oferta e demanda (ANEEL, 2011). Além disso, com a promulgação da Lei 12.187/09 que instituiu a Política Nacional de Mudança do Clima, estabeleceu-se uma meta de redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) de 36,1% a 38,9% até 2020. Com isso, o governo brasileiro incentivou os investidores a aplicarem seus recursos em fontes renováveis de energia, principalmente hídrica e eólica, com a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), em 2006. Todos estes contextos levam a crer que a geração híbrida (eólica e solar) ajuda a diminuir a emissão de GEE, além de aumentar a demanda de energia para o SIN, ajudando a dar uma maior confiabilidade ao Sistema Elétrico Nacional. Em meio a todo esse contexto, poucos estudos ainda são feitos no Brasil sobre esses temas. Portanto, este trabalho tem o intuito de ajudar a fundamentar eventuais estudos futuros, pois faz uma comparação entre a análise de viabilidade econômica de uma usina eólica e o quanto ganharia com o incremento (fotovoltaica), tornando assim esse *site* híbrido. A região escolhida foi de Caetité (BA), por se localizar numa área com boas condições de vento e índices de insolação, além de estar próximo a uma linha de transmissão de 230 kV, ponto de conexão ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Para que ocorra a análise financeira foi utilizado o software computacional RETScreen, programa desenvolvido por uma universidade canadense em conjunto com a NASA, que calcula o *payback*, a Taxa Interna de Retorno (TIR), a relação custo-benefício e o Valor Presente Líquido (VPL) das usinas eólicas e complementares (fotovoltaicas). Com a realização da análise financeira da geração solar, foi possível comparar os resultados com a geração eólica. Os resultados não surpreenderam pelos motivos: de baixa confiabilidade é em torno de 17% a 18% naquela região.

Palavras-chave: Energia Eólica. Energia Fotovoltaica. Sistema Híbrido. Viabilidade Econômica.

ABSTRACT

MELEK, Vinicius Caldeira. A comparative study of economic feasibility between a wind power plant and a hybrid power plant (wind-PV). 2013. 87 f. Monografia (Especialização em Eficiência Energética) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2013.

In recent years a strong economic expansion in Brazil was found, tending to remain especially in commercial and industrial sectors, holders of higher energy demands, according to the Ten Year Energy Plan – PDE (2020). This will result in an estimated annual increment to the National Integrated System (SIN) in the order of 4.6% between the years 2010 and 2020, reaching a value of 88,596 MW in 2020 compared to 56,577 MW recorded in 2010. Thus, the Energy Research Company – EPE (2010) estimates that in order to meet the demand a yearly addition of around 3,200 MW is required to the SIN. Based on the previously exposed data, in order to quickly increase SIN demand and give more reliability to the system as a way to avoid possible blackouts, as the one in 2001, the Ministry of Mines and Energy (MME) decided to diversify the energy matrix, promoting the construction of wind, thermal and more recently, solar plants. However, about one third of the projects is delayed and may cause future problems to supply and demand (ANEEL, 2011). Moreover, with the enactment of Law 12.187/09, which instituted the National Policy on Climate Change, a goal of reducing emissions of greenhouse gases (GHG) from 36.1% to 38.9% by 2020 was set. Thus, the Brazilian government encouraged investors to apply their resources in renewable energy sources (mainly hydro and wind), with the creation of the Incentive Program for Alternative Sources (PROINFA), in 2006. These contexts suggest that the hybrid generation (wind and solar) helps to reduce greenhouse gas emissions and increase energy demand for the SIN, helping to provide greater reliability to the National Electric System. Therefore, this project makes a comparison between the analysis of the economic viability of wind farm and how much can be gained from the increment (photovoltaic), thus making this a hybrid site. The region chosen was Caetité (BA), as it is located in an area with favorable wind conditions and good insolation rates, in addition to being close to a 230 kV transmission line, a connection point to the National Interconnected System (SIN). In order to have financial analysis software was used to compute the occurrence of the financial analysis software was used RETScreen computer program developed by a Canadian university together with NASA, was used to calculate the payback period, internal rate of return (IRR), cost-benefit ratio, and net present value (NPV) of wind farms and complementary systems (photovoltaic). With the completion of the financial analysis of solar generation, it was possible to compare the results with wind generation. The results point towards a low reliability of the system and a capacity factor around 17% to 18% in that region.

Keywords: Wind Energy. Photovoltaic Energy. Hybrid System. Economic Viability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução da Capacidade Instalada Hidrotérmica do SIN (MW)	14
Figura 2 – Índice de Griggs-Putnam sobre os Efeitos Causados pelo Vento na Vegetação	18
Figura 3 – Tipo de Anemômetros (Concha)	19
Figura 4 – Modelos de Sensores de Direção	19
Figura 5 – Estação Meteorológica	20
Figura 6 – Velocidades Médias Diárias no Período em um Mês e um Ano.....	22
Figura 7 – Velocidades Médias de um Dia	22
Figura 8 – Exemplo de Aerogerador de Eixo Vertical.....	24
Figura 9 – Aerogerador de Eixo Horizontal	25
Figura 10 – Componentes de um Aerogerador de Eixo Horizontal	26
Figura 11 – Partes do Aerogerador	26
Figura 12 – Vista do Interior da Nacelle de um Aerogerador Utilizando Multipolos.....	27
Figura 13 – Exemplo de Pás, Cubo e Rotor.....	28
Figura 14 – Multiplicador de Velocidade	30
Figura 15 – Gerador Síncrono.....	31
Figura 16 – Gerador Assíncrono	32
Figura 17 – Componentes dos Sistemas de Geração Fotovoltaicos.....	33
Figura 18 – Tipos de Células Fotovoltaicas Utilizadas	34
Figura 19 – Estrutura Sólida da Célula de Filme Fino	35
Figura 20 – Células de Filme Fino.....	36
Figura 21 – Controlador de Carga (esquerda) e Banco de Baterias (direita)	37
Figura 22 – Modelo de Sistema Isolado	38
Figura 23 – Modelo de Sistema Interligado	39
Figura 24 – Diagrama de Fluxo de Caixa	40
Figura 25 – Localização de Caetité – BA	45
Figura 26 – Altitude de Relevo do Estado na Bahia	46

Figura 27 – Atlas de Potencial Eólico.....	47
Figura 28 – Potencial Eólico Sazonal.....	48
Figura 29 – Direções Predominantes dos Ventos	49
Figura 30 – Potencial Eólico a 50m de Altura.....	49
Figura 31 – Média Anual de Insolação Diária no Brasil (horas)	50
Figura 32 – Radiação Solar Global Diária – Média Anual Típica (MJ/m ² .dia)	50
Figura 33 - Radiação Solar Global Diária – Média Anual Típica (Wh/m ² .dia).....	51
Figura 34 – Aspectos Físicos – Caetité (BA).....	52
Figura 35 – E-82.....	55
Figura 36 – Corte Transversal da Nacele E-82 / 2.000 kW	55
Figura 37 – Dados do Modelo da ENERCON E82 E2 2000kW	57
Figura 38 – Dados do Modelo da KYOCERA poly-Si KD210GX-LPU.....	58
Figura 39 – Vendas de Energia.....	62
Figura 40 – Características do Empreendimento	64
Figura 41 – Características do Empreendimento	66
Figura 42 – Fluxo de Caixa Cumulativo	69
Figura 43 - Características do Empreendimento.....	70
Figura 44 – KD210GX-LP.....	71
Figura 45 – Especificação Física.....	71
Figura 46 – Especificação Técnica.....	72
Figura 47 – Especificações	72
Figura 48 – Cálculo de Emissão GEE	74
Figura 49 – Fluxo de Caixa Cumulativo (Somente Fotovoltaico).....	78
Figura 50 – Fluxo de Caixa Cumulativo (Somente Fotovoltaico a R\$ 370,00 MWh).....	80

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Sistemas Híbridos no Brasil	39
Quadro 2 – Sistemas Híbridos no Brasil	56
Quadro 3 – Custo Operacional de Fazenda Eólica	61

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Densidade de Potência de uma Série de Velocidade de Vento	23
Tabela 2 – Eficiência Típica dos Módulos Comerciais	34
Tabela 3 – Densidade de Potência de uma Série de Velocidade de Vento	40
Tabela 4 – Densidade de Potência de uma Série de Velocidade de Vento	43
Tabela 5 – Estimativa do Potencial de Geração Eólico na Bahia.....	53
Tabela 6 – Velocidade Média Anual a 50m.....	53
Tabela 7 – Resumo do Potencial Solar na Região de Caetité (BA)	54
Tabela 8 – Dados de Entrada do Fluxo de Caixa.....	63
Tabela 9 – Orçamentação	65
Tabela 10 – Parâmetros Financeiros	66
Tabela 11 – Custo e Receita.....	67
Tabela 12 – Viabilidade Financeira	68
Tabela 13 – Fluxo de Caixa.....	68
Tabela 14 – Orçamentação	73
Tabela 15 – Parâmetros Financeiros	74
Tabela 16 – Receita Anual	75
Tabela 17 – Custo e Receita do Fotovoltaico.....	75
Tabela 18 – Análise Financeira – Sistema Fotovoltaico.....	76
Tabela 19 – Fluxo de Caixa (Sistema Fotovoltaico)	76
Tabela 20 – Resumo dos Resultados Obtidos pelo Sistema Eólico e Complementar (Sistema Fotovoltaico).....	78
Tabela 21 – Viabilidade Econômico-financeira (a um Preço de R\$ 370,00 MWh)	79
Tabela 22 – Fluxo de Caixa (Preço R\$ 370,00)	79
Tabela 23 – Comparativo Eólico e Complementar (Sistema Fotovoltaico) a um preço de venda a R\$ 370/MW.....	81

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
Abeeólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BA	Bahia
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico-Social
COELBA	Companhia de Energia Elétrica da Bahia
EPE	Empresa de Pesquisas Energéticas
GEE	Gás de Efeito Estufa
IBC	Índice de Benefício/Custo
K	Fator de Forma de Weibull
MME	Ministério de Minas e Energia
PAYBACK	Tempo de Retorno do Investimento
PDE	Plano Decenal de Energia
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Renovável
RETScreen	Programa Computacional Utilizado para Cálculos Financeiros
SIN	Sistema Interligado Nacional
TIR	Taxa Interna de Retorno
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1.INTRODUÇÃO	14
1.1 TEMA	15
1.1.1 Delimitação do Problema.....	15
1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS	16
1.3 OBJETIVOS.....	16
1.3.1 Objetivo Geral.....	16
1.3.2 Objetivos Específico	16
1.4 JUSTIFICATIVA.....	17
1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	17
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
2.1 SISTEMA EÓLICO.....	18
2.1.1. Medição da Velocidade do Vento	19
2.1.2. Aerogeradores.....	23
2.1.2.1. Rotores de eixo vertical	23
2.1.2.2. Rotores de eixo horizontal	24
2.1.3. Impactos dos Sistemas Eólicos	32
2.2.SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	32
2.2.1. Componentes Principais dos Sistemas Fotovoltaicos	33
2.2.2. Módulos.....	34
2.2.2.1. Tipos de células - silício cristalino.....	35
2.2.2.2. Tipos de células - filmes finos.....	35
2.2.3. Inversores.....	36
2.2.4. Controladores de Carga e Baterias	37
2.2.5. Impactos dos Sistemas Fotovoltaicos	37
2.3.SISTEMA HÍBRIDO.....	38
2.4.MÉTODOS DE ANÁLISE ECONÔMICA	40

2.4.1.	Fluxo de Caixa.....	40
2.4.2.	Valor Presente do Dinheiro.....	41
2.4.3.	Indicadores Econômicos	41
2.4.3.1.	Valor Presente Líquido	41
2.4.3.2.	Taxa Interna de Retorno (TIR).....	42
2.4.3.3.	Payback.....	43
2.4.3.4.	Índice de Benefício/Custo	44
2.5	SOFTWARE RETSCREEN.....	44
3	ESTUDO DO CASO CAETITÉ.....	45
3.1	CARACTERÍSTICAS DO RELEVO DA BAHIA.....	46
3.1.1	Rugosidade	47
3.2	MEDIÇÕES ANEMOMÉTRICAS E SOLARES	47
3.2.1	Direção, Velocidade Média do Vento e Índice de Insolação.....	48
3.2.2	Potencial Eólico e Solar Estimado.....	52
3.3	EQUIPAMENTOS NECESSÁRIOS PARA O ESTUDO PROPOSTO.....	54
3.3.1	Aerogerador	54
3.3.2	Placas Fotovoltaicas.....	57
3.4	CUSTOS DOS EQUIPAMENTOS	58
3.4.1	Aerogerador	58
3.4.2	Placas Fotovoltaicas.....	59
3.5	FINANCIAMENTO	59
3.6	TEMPO DE INSTALAÇÃO DO PARQUE EÓLICO E HÍBRIDO	59
3.7	CUSTOS DE PRODUÇÃO	60
3.8	MÃO DE OBRA DE INSTALAÇÃO	60
3.9	MANUTENÇÃO	60
3.10	MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	60
3.11	IMPOSTOS	61
3.12	CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NA BAHIA	62
3.13	METODOLOGIA DO ESTUDO – CASO CAETITÉ	62

3.13.1	Usina Eólica.....	63
3.13.1.1	Fator de capacidade, equipamento e preço venda do MW Eólico	64
3.13.1.2	Orçamentação da usina eólica.....	64
3.13.1.3	Análise Econômica.....	66
3.13.2	Usina Fotovoltaica Complementar.....	70
3.13.2.1	Fator de capacidade, equipamento e preço venda do MW Complementar	70
3.13.2.2	Orçamentação da Usina Fotovoltaica Complementar	73
3.13.2.3	Análise Econômica da Usina Fotovoltaica Complementar	74
3.14	SIMULAÇÃO USINA COMPLEMENTAR (SISTEMA FOTOVOLTAICO)	79
4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	82
	REFERÊNCIAS	83

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos verificou-se uma forte expansão econômica no Brasil, tendência esta a permanecer, principalmente nos setores comerciais e industriais, detentores de maiores demandas energética, de acordo com o Plano Decenal de Energia – PDE (2010-2020).

Isso resultará num incremento anual ao Sistema Integrado Nacional (SIN) estimado na ordem de 4,6% entre os anos de 2010 e 2020, atingindo o valor de 88.596 MW médios em 2020 frente aos 56.577 MW médios registrados em 2010. Com isso, a Empresa de Pesquisas Energéticas – EPE (2010) estima que para suprir a demanda será necessário um acréscimo ao SIN na ordem de 3.200 MW médios anuais.

A Figura 1 mostra a perspectiva de evolução da capacidade instalada até 2020.

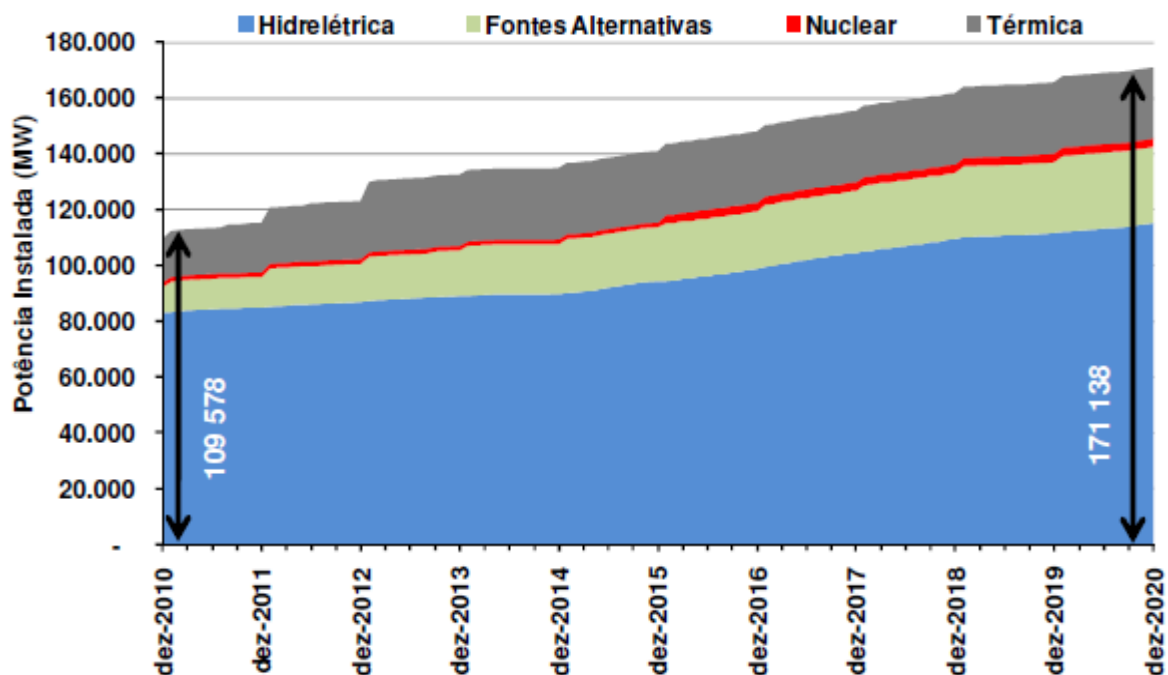


Figura 1 – Evolução da Capacidade Instalada Hidrotérmica do SIN (MW)
Fonte: EPE (2010).

Com todos os dados anteriormente expostos, para aumentar mais rapidamente a demanda do SIN e dar maior confiabilidade ao sistema, de modo a evitar eventuais blecautes, como o ocorrido em 2001, o Ministério de Minas e Energia (MME) resolveu

diversificar a matriz energética, incentivando a construção de *sites* eólicos, térmicos (além dos existentes) e, mais recentemente, solares. Porém, cerca de 1/3 de suas construções estão em atraso, podendo acarretar problemas futuros com relação entre a oferta e demanda (ANEEL, 2011).

Além disso, com a promulgação da Lei 12.187/09, que instituiu a Política Nacional de Mudança do Clima, foi estabelecida uma meta de redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) de 36,1% para 38,9% até 2020. Com isso, o governo brasileiro incentivou os investidores a aplicarem seus recursos em fontes renováveis de energia (principalmente hídrica e eólica) com a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), em 2006.

Portanto, a geração híbrida (eólica e solar) ajuda a diminuir a emissão de GEE, além de aumentar a demanda de energia para o SIN, ajudando a dar maior confiabilidade ao Sistema Elétrico Nacional.

1.1 TEMA

Este trabalho abordará um comparativo de análise de viabilidade econômica entre uma usina eólica e seu complementar (sistema fotovoltaico), formando em um sistema híbrido, analisando suas viabilidades econômicas.

1.1.1 Delimitação do Problema

Comparativo entre a análise da viabilidade econômica entre uma usina eólica e uma híbrida (eólica-fotovoltaica):

a) personagens: investidores, ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), MME (Ministério de Minas e Energia), ONS (Operadora Nacional do Sistema Elétrico), empresas de eletromecânica, consultores, empresas de consultoria ambiental e órgãos ambientais;

b) lugar: Brasil (Caetité, cidade localizada no Estado da Bahia).

1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

Em função da crescente demanda de energia, de acordo com o PDE (2010-2020), o setor energético brasileiro tem encontrado alguns problemas, os quais seguem expostos abaixo:

- de acordo com EPE (2011), as usinas eólicas apresentaram um valor mais baixo do fator de capacidade que o inicialmente previsto;
- entre 2000 a 2010, também houve um aumento na participação da matriz energética brasileira das usinas térmicas (não renováveis), na ordem de 10% MME (2011);
- cada vez mais as usinas geradoras de energia elétrica estão longe dos grandes centros urbanos, aumentando, assim, o custo da energia;
- alta taxa de crescimento da demanda de energia no Brasil, demandando um aumento na eficiência energética na geração;
- baixa fator de capacidade das usinas eólicas devido a intermitência dos ventos.

1.3 OBJETIVOS

Neste item serão expostos os objetivos a serem atingidos neste estudo.

1.3.1 Objetivo Geral

Comparar a viabilidade econômica entre uma usina eólica e uma híbrida (eólica-fotovoltaica).

1.3.2 Objetivos Específicos

- Abordar o cenário nacional para implantação de projetos de fontes renováveis de energia;

- fazer um levantamento das condições solares e de ventos;
- estudar o funcionamento dos aerogeradores e dos painéis fotovoltaicos.
- analisar financeiramente o custo de implantação de uma usina eólica e de uma híbrida (eólica + solar).

1.4 JUSTIFICATIVA

O estudo possui relevância por propor um aumento na garantia física de energia numa usina eólica através de um sistema híbrido. Além disso, o projeto ajuda na eficiência energética nas usinas em questão.

Hoje, com as gerações cada vez mais afastadas dos grandes centros, faz-se importante tornar as usinas energeticamente eficientes para diminuir os gastos desnecessários dos investidores.

Outro fato importante a ser relatado é que o Brasil tem uma perspectiva de crescimento de 4 a 5% a.a. até 2023; isso significa que aumentar a produtividade das usinas com qualquer ganho energético ajuda a diminuir a demanda futura.

Também, em função da intermitência dos ventos, o sistema híbrido (eólico-fotovoltaico) é uma alternativa para dar mais disponibilidade ao sistema.

1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Este projeto tem como base a análise dos levantamentos dos ventos da região do estado da Bahia, realizados pela CRESESB (2012), e o mapa de insolação, ANEEL (2001).

Em seguida, foram escolhidos fornecedores de equipamentos que atuam no mercado brasileiro para a realização da análise financeira do projeto. Os resultados obtidos entre a geração eólica e solar serão comparados, e depois será proposto um preço de venda de megawatt-hora da usina solar, para se obter os resultados financeiros semelhantes com entre as usinas.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este item do trabalho descreverá brevemente os sistemas eólico, solar e híbrido (eólico + solar), a análise econômica e a apresentação do software utilizado, abordando, posteriormente, o estudo de caso propriamente dito.

2.1 SISTEMA EÓLICO

Antes de se realizar a instalação de um parque eólico, faz-se de extrema importância o levantamento e a análise do potencial energético da região estudada, inclusive para dispor de uma análise inicial sobre a viabilidade econômica do empreendimento, portanto, torna-se de fundamental importância estudar os mapas eólicos, topográficos e os dos dados meteorológicos, quando disponíveis.

Além disso, segundo o MME (2008), também é relevante uma análise visual da região onde se instalará o futuro empreendimento, pois o vento com altas velocidades atua diretamente através de indicadores bióticos e terrestres.

A Figura 2 representa estes fatores bióticos, que são os efeitos causados pelo vento na vegetação.

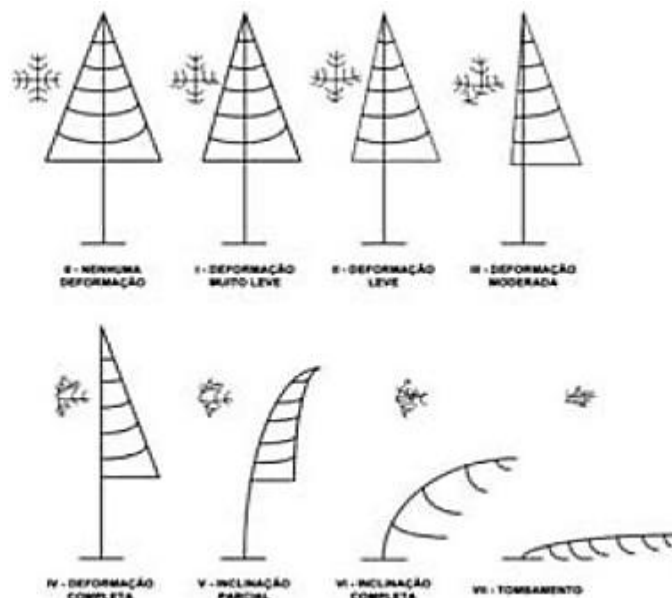


Figura 2 – Índice de Griggs-Putnam sobre os Efeitos Causados pelo Vento na Vegetação
Fonte: MME (2008).

2.1.1. Medição da Velocidade do Vento

De acordo com o MME (2008), tendo o aspecto visual do meio ambiente em estudo, torna-se necessário a obtenção de dados para medir a potencialidade eólica da região. Essas coletas são realizadas com a instalação de sensores, registradores de dados e anemômetros.

O anemômetro, conforme Figura 3, é o equipamento mais utilizado pela indústria eólica, sendo o tipo concha, com sensor rotacional, o tipo que apresenta bons índices de exatidão e confiabilidade, além de baixo custo. Para medição da direção do vento, utiliza-se um instrumento denominado sensor de direção, conforme indica a Figura 4 (BLASQUES 2005).



Figura 3 – Tipo de Anemômetros (Concha)
Fonte: MME (2008).



Figura 4 – Modelos de Sensores de Direção
Fonte: MME (2008).

Também é importante medir a temperatura, a pressão atmosférica e a umidade relativa do ar para a instalação de sistemas solares e eólicos. O relativo baixo custo da aquisição e instalação desses sensores indica sua utilização na maioria dos casos. Todos os sensores são geralmente instalados em uma torre de sustentação e transmitem os dados medidos a um registrador de dados (*data logger*) que armazena os valores para posterior coleta e análise. Ao conjunto composto pela torre, sensores e registrador de dados, é dado o nome de estação meteorológica (cf. Figura 5), (BLASQUES, 2005).



Figura 5 – Estação Meteorológica
Fonte: BLASQUES (2005).

Com relação à instalação, a torre deve estar disposta em posição totalmente vertical, preferivelmente em locais abertos, com a menor quantidade de obstáculos possível em suas proximidades. Obstruções podem provocar efeitos indesejáveis, como sombreamento dos sensores solarimétricos (BLASQUES, 2005).

A instalação dos anemômetros requer atenção especial. Sugere-se a sua disposição à mesma altura do eixo da turbina eólica a ser instalada; porém, isso pode

ser difícil devido principalmente a dois fatores: o primeiro, pelo fato de muitas vezes a altura de instalação da turbina ainda não ser conhecida inicialmente, necessitando-se justamente dos dados medidos para tal definição; e o segundo, por desejar-se instalar a turbina em uma altura na qual o custo de instalação dos equipamentos de medição seria muito elevado. Nesses casos, a alternativa usual utiliza alturas de 30 a 50 m, sempre atentando para a distância mínima recomendada entre dois anemômetros, de 15 a 20 m (BLASQUES, 2005).

Uma vez instaladas as estações meteorológicas, começa a coleta dos dados, efetuada através de medições da velocidade média, direção do vento, variações de alta frequência e em pequena escala (turbulência e rajadas de ventos), variações diárias, sazonais, interanuais, entre outras. Alguns especialistas na área consideram que as medições devem ser realizadas por um período de pelo menos 5 (cinco) anos, para que valores confiáveis de velocidade de vento possam ser determinados (ROHATGI; NELSON, 1994); outras indicam período mínimo de 1 (um) ano, se possível mais longo (HICKOK, 1975).

Com os aparelhos de medição instalados e os dados coletados, a velocidade de vento a ser utilizada nos projetos eólicos resulta do cálculo da velocidade média dentro do intervalo de tempo, podendo ser apresentado na seguinte equação:

$$V_m = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n V_i \quad (1)$$

Onde:

V_m – velocidades médias;

V_i – velocidade instantânea;

N – número de valores de velocidades medidos.

De acordo com o MME (2008), a maneira de utilizar os valores medidos da Equação 1 é em forma de gráficos, conforme as Figuras 6 e 7.

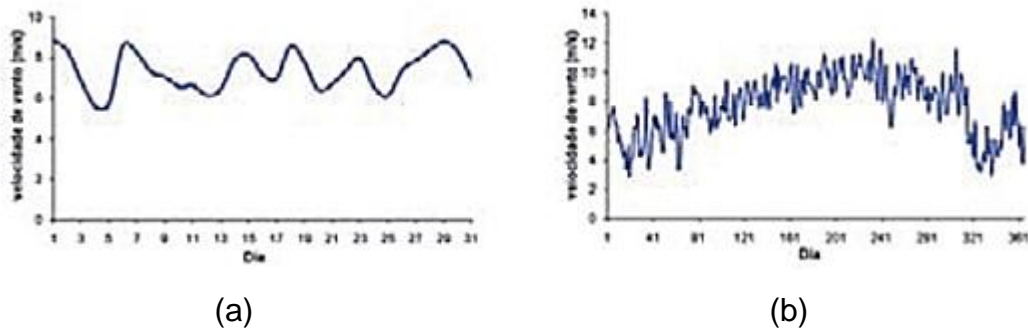


Figura 6 – Velocidades Médias Diárias no Período em um Mês e um Ano
 Fonte: MME (2008).

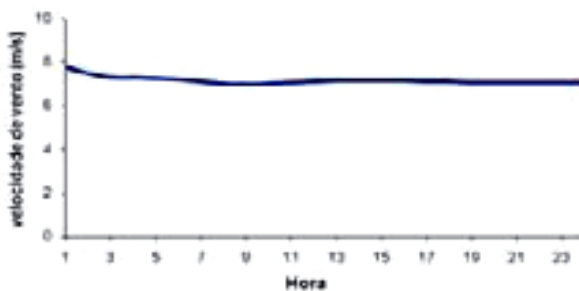


Figura 7 – Velocidades Médias de um Dia
 Fonte: MME (2008).

Outro fato importante para um aproveitamento ideal é a utilização da rosa dos ventos, pois esse mapa determina o posicionamento certo do aerogerador para aumentar o rendimento da máquina.

Uma vez determinada a velocidade média, neste instante do projeto também se deve calcular a frequência com que a velocidade ocorre; para isso, utiliza-se a distribuição de Weibull.

Depois de calculados os dois itens anteriores, a energia elétrica que um aerogerador sujeito a um determinado regime de vento fornecerá pode ser determinada através da Equação 2:

$$Ea = PnAT \quad (2)$$

Onde:

T – período analisado;

n – eficiência total do aerogerador;

P – potência que pode ser retirada da Tabela 1.

E_a – energia elétrica gerada.

Tabela 1 – Densidade de Potência de uma Série de Velocidade de Vento

	V_v (m/s)	P_v (W/m²)
	4,00	39,20
	7,00	210,10
	3,00	16,50
	5,00	76,60
	9,00	446,50
	8,00	313,60
	6,00	132,30
Média	6,00	176,40

Fonte: GARCIA (2010).

Após a realização dos estudos do comportamento dos ventos em determinado local e quantificada a máxima energia gerada, inicia-se a escolha dos melhores equipamentos adequados, a começar pelos aerogeradores.

2.1.2. Aerogeradores

Para se chegar num ponto ótimo de energia elétrica gerada por meio do vento é preciso ter conhecimento dos diversos tipos de turbinas, as quais se assemelham a asas de aviões que mudam de direção quando o vento incide sobre elas a uma determinada velocidade (CUSTÓDIO 2009, p.57).

2.1.2.1. Rotores de eixo vertical

Em geral, os rotores de eixo vertical têm a vantagem de não necessitarem de mecanismos de acompanhamento para variações da direção do vento, o que reduz a

complexidade do projeto e os esforços devido às forças de Coriolis ¹. Os rotores de eixo vertical também podem ser movidos por forças de sustentação (*lift*) e por forças de arrasto (*drag*). Os principais tipos são Darrieus (cf. Figura 8) e Savonius. Os rotores do tipo Darrieus são movidos por forças de sustentação e constituem-se de lâminas curvas (duas ou três), de perfil aerodinâmico, atadas pelas duas pontas ao eixo vertical (CRESESB, 2013).



Figura 8 – Exemplo de Aerogerador de Eixo Vertical
Fonte: CRESESB (2013).

2.1.2.2. Rotores de eixo horizontal

Os rotores de eixo horizontal são os mais comuns, e grande parte da experiência mundial está voltada para a sua utilização. São movidos por forças aerodinâmicas chamadas de forças de sustentação (*lift*) e forças de arrasto (*drag*).

Quando um corpo obstrui o movimento do vento, o mesmo sofre a ação de forças que atuam perpendicularmente ao escoamento (forças de sustentação) e de forças que atuam na direção do escoamento (forças de arrasto). Ambas são proporcionais ao quadrado da velocidade relativa do vento. Adicionalmente, as forças de sustentação dependem da geometria do corpo e do ângulo de ataque (formado entre a velocidade relativa do vento e o eixo do corpo).

¹A força Coriolis é uma força inercial percebida apenas por observadores solidários a referenciais não-inerciais animados de movimento de rotação em relação à um referencial inercial que se afastam ou aproximam do centro deste movimento de rotação.

Os rotores que giram predominantemente sob o efeito de forças de sustentação permitem liberar muito mais potência do que aqueles que giram sob efeito de forças de arrasto, para uma mesma velocidade de vento.

Os rotores de eixo horizontal ao longo do vento (aerogeradores convencionais) são predominantemente movidos por forças de sustentação e devem possuir mecanismos capazes de permitir que o disco varrido pelas pás esteja sempre em posição perpendicular ao vento. Tais rotores podem ser constituídos de uma pá e contrapeso, duas pás, três pás (cf. Figura 9) ou múltiplas pás (*multivane fans*). Construtivamente, as pás podem ter as mais variadas formas e empregar os mais variados materiais. Em geral, utilizam-se pás rígidas de madeira, alumínio ou fibra de vidro reforçada (CRESESB, 2013).



Figura 9 – Aerogerador de Eixo Horizontal
Fonte: IMPSA (2011).

COMPONENTES DE UM AEROGERADOR DE EIXO HORIZONTAL

Para saber qual o melhor aerogerador horizontal a ser utilizado, faz-se importante conhecer os seus principais componentes (conforme ilustra a Figura 10), que são de uma forma geral, a torre, o nacelle e o rotor.

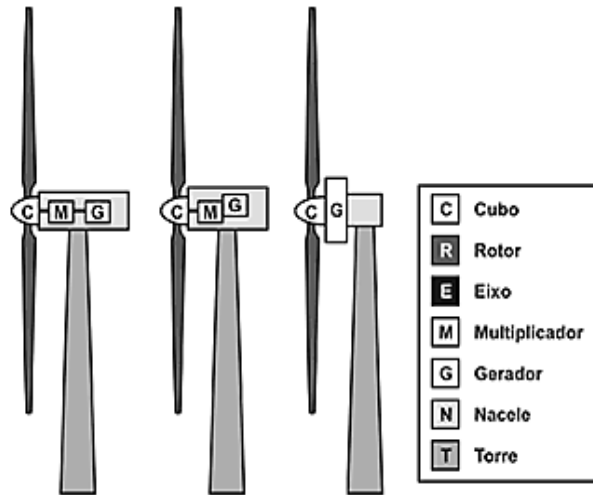


Figura 10 – Componentes de um Aerogerador de Eixo Horizontal
 Fonte: CRESESB (2013).

NACELE

A nacele é responsável pelo abrigo, proteção e sustentação de todos os componentes do aerogerador. As Figuras 11 e 12 mostram os principais componentes instalados em dois tipos de naceles, uma delas utilizando um gerador convencional e outra utilizando um gerador multipolos.

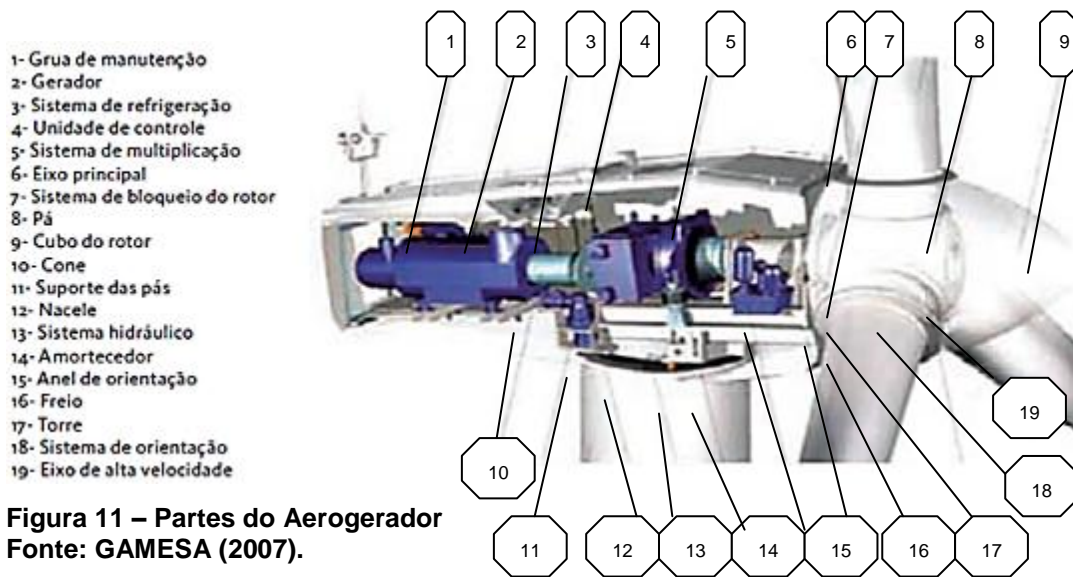


Figura 11 – Partes do Aerogerador
 Fonte: GAMESA (2007).

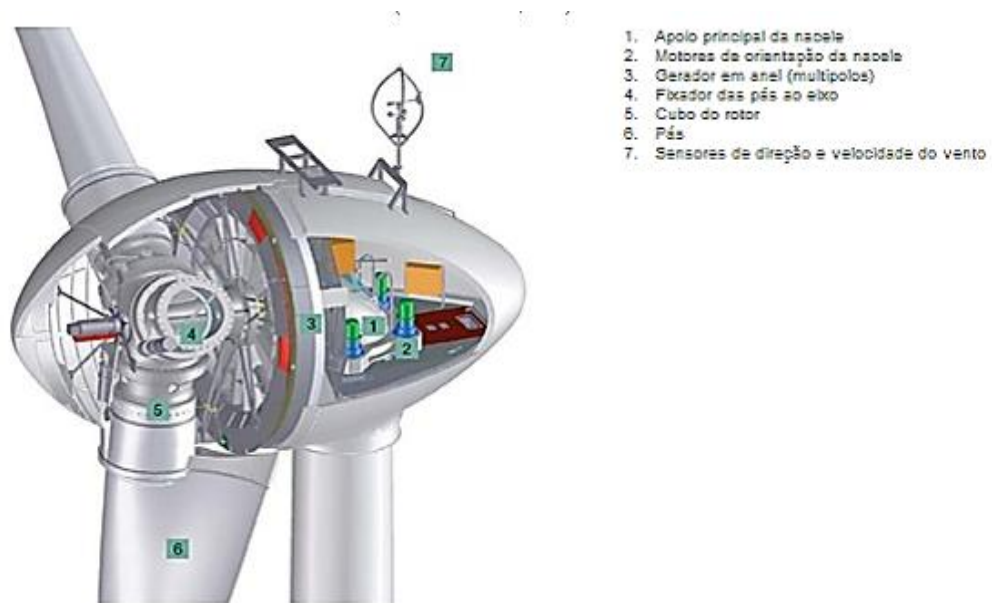


Figura 12 – Vista do Interior da Nacelle de um Aerogerador Utilizando Multipolos
Fonte: CRESESB (2013).

PÁS, CUBO E EIXO

As pás têm perfis aerodinâmicos responsáveis pela interação com o vento, convertendo parte de sua energia cinética em trabalho mecânico. Inicialmente fabricadas em alumínio, atualmente são fabricadas em fibras de vidro reforçadas com epóxi. Nos aerogeradores que usam controle de velocidade por passo, a pá dispõe de rolamentos em sua base para que possa girar, modificando assim seu ângulo de ataque.

As pás são fixadas através de flanges em uma estrutura metálica a frente do aerogerador, denominada cubo. Essa estrutura é construída em aço ou liga de alta resistência. Para os aerogeradores que utilizam o controle de velocidade por passo, o cubo, além de apresentarem rolamentos para fixação das pás, também acomodam os mecanismos e motores para o ajuste do ângulo de ataque de todas as pás. É importante citar que por se tratar de uma peça mecânica de alta resistência, o cubo é montado como peça única e compacta ao sair da fábrica, viabilizando que, mesmo para os aerogeradores de grande porte, seu transporte seja feito sem a necessidade de montagens no local da instalação.

O eixo é o responsável pelo acoplamento do cubo ao gerador, fazendo a transferência da energia mecânica da turbina. É construído em aço ou liga metálica de alta resistência (CRESESB, 2013).

Na Figura 13, em sequência, é possível ver um exemplo de modelo de pás, cubo e rotor.

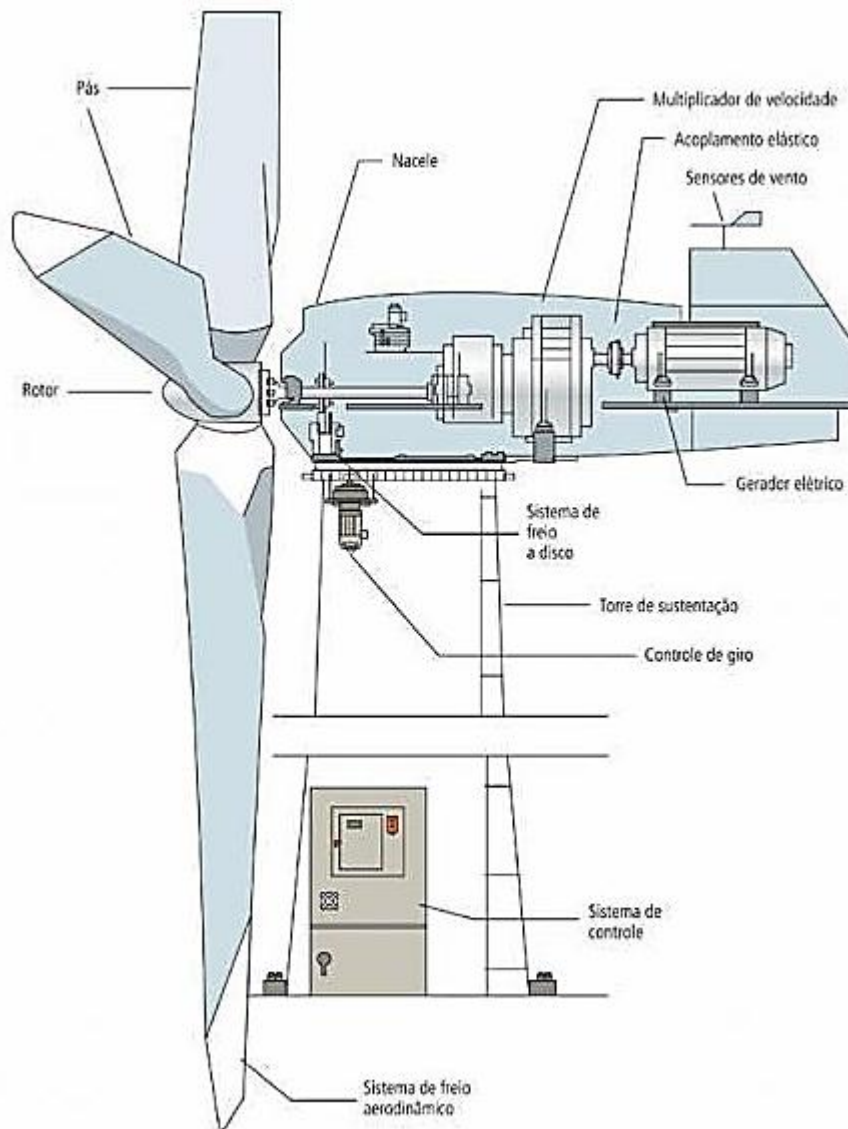


Figura 13 – Exemplo de Pás, Cubo e Rotor
Fonte: IMPSA (2011).

SISTEMA DE MULTIPLICAÇÃO DE VELOCIDADE

O sistema de multiplicação de velocidade é responsável por transmitir a energia mecânica entregue pelo eixo do rotor até a carga. Alguns geradores não utilizam esse componente – neste caso, o eixo do rotor é acoplado diretamente à carga.

Este sistema é composto por eixos, mancais, engrenagens de transmissão e acoplamentos. A Figura 14 apresenta a localização do sistema de multiplicação de velocidade de uma pá eólica. Um projeto tradicional de uma turbina eólica consiste em colocar a caixa de transmissão mecânica entre o rotor e o gerador de forma a adaptar a baixa velocidade do rotor à velocidade de rotação mais elevada dos geradores convencionais. A velocidade angular dos rotores geralmente varia na faixa de 20 a 150 rpm, devido às restrições de velocidade na ponta da pá (*tip speed*). Entretanto, geradores (sobretudo geradores síncronos) trabalham a rotações muito mais elevadas (em geral, entre 1200 a 1800 rpm), tornando necessária a instalação de um sistema de multiplicação entre os eixos/caixa de engrenagens com alta relação de transmissão, necessária para alcançar a elevada rotação dos geradores. Utilizam-se, assim, os geradores multipolos de baixa velocidade e grandes dimensões, que têm como função básica a elevação da rotação do rotor a valores adequados para a produção de energia eficiente (LIMA, 2009).

Na Figura 14 é possível identificar os componentes periféricos, que são:

- 1) cubo do rotor;
- 2) pás do rotor;
- 3) sistema hidráulico;
- 4) sistema de posicionamento da nacele;
- 5) engrenagem de posicionamento;
- 6) caixa multiplicadora do gerador elétrico;
- 7) acoplamento do gerador elétrico;
- 8) gerador elétrico;
- 9) sensor de vibração;
- 10) anemômetro;
- 11) sensor de direção;
- 12) nacele, parte inferior;

- 13) nacele, parte superior;
- 14) rolamento do posicionamento;
- 15) disco de freio do posicionamento;
- 16) pastilhas de freio;
- 17) suporte do cabo de força;
- 18) torre;

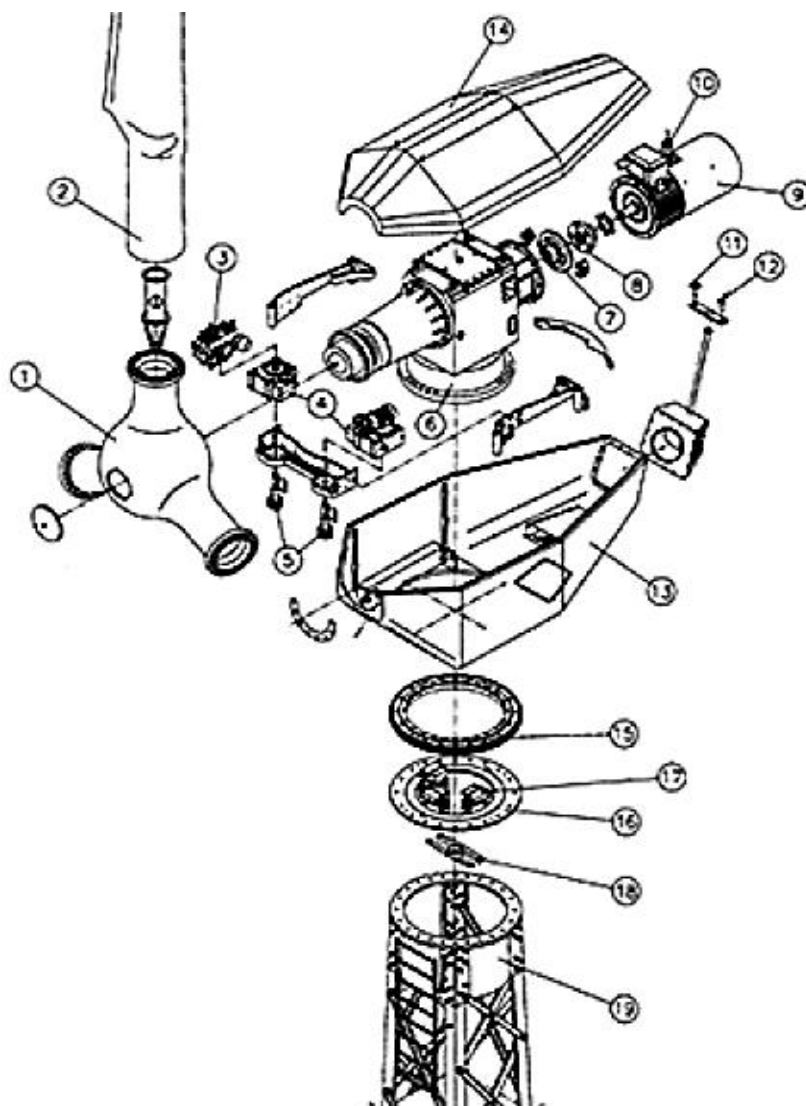


Figura 14 – Multiplicador de Velocidade
Fonte: CRESESB (2013).

TORRE

A Figura 9 ilustra uma torre necessária para elevar a máquina em alturas onde se localizam os ventos ideais.

GERADOR ELÉTRICO

A transformação da energia mecânica de rotação em energia elétrica através de equipamentos de conversão é um problema tecnologicamente dominado, existindo, portanto, vários fabricantes de geradores disponíveis no mercado.

Entretanto, a integração de geradores no sistema de conversão eólica constitui um grande problema, que envolve principalmente:

- variações na velocidade do vento (extensa faixa de rotações por minuto para a geração);
- mudanças de torque de entrada (uma vez que variações na velocidade do vento induzem variações de potência disponível no eixo);
- exigência de frequência e tensão constante na energia final produzida;
- dificuldade de instalação, operação e manutenção devido ao isolamento geográfico de tais sistemas, sobretudo em caso de pequena escala de produção (isto é, necessitam ter alta confiabilidade).

Atualmente, existem várias alternativas de conjuntos motogeradores, entre eles os geradores síncronos e assíncronos (cf. Figuras 15 e 16). Cada uma delas apresenta vantagens e desvantagens que devem ser analisadas com cuidado na sua incorporação ao sistema de conversão de energia eólica.

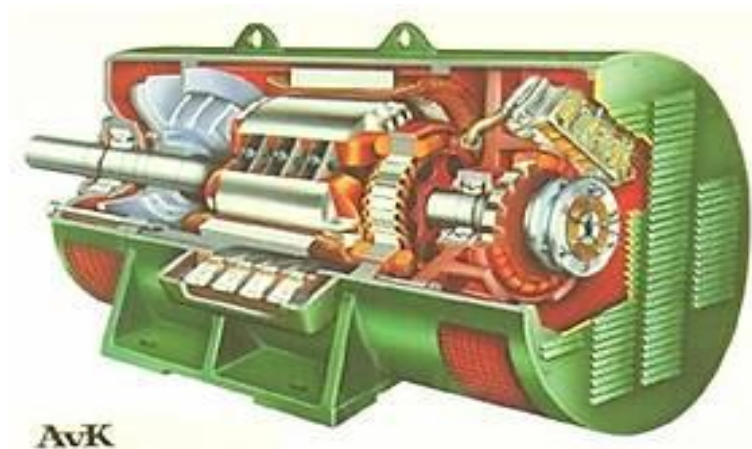


Figura 15 – Gerador Síncrono
Fonte: CRESESB (2013).

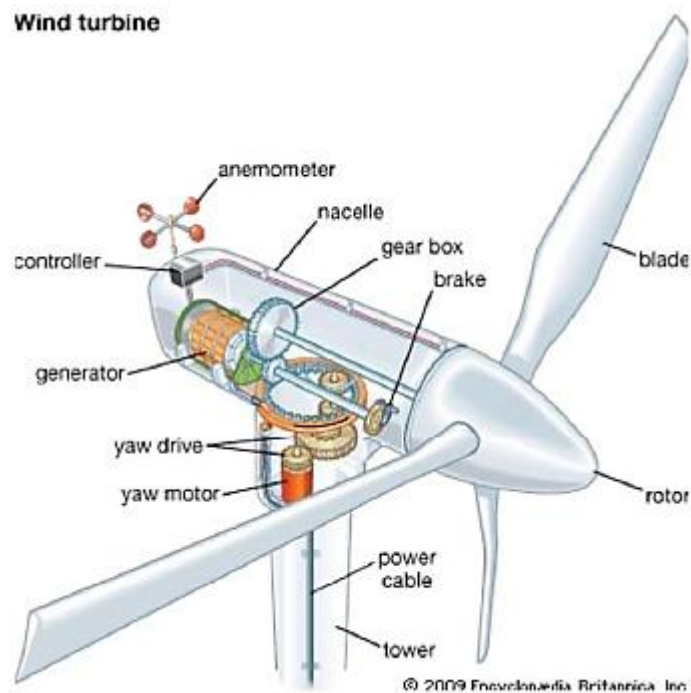


Figura 16 – Gerador Assíncrono
Fonte: CRESESB (2013).

2.1.3. Impactos dos Sistemas Eólicos

Os efeitos negativos mais comuns ocasionados pelas turbinas eólicas em sistemas de transmissão e recepção de sinais são: interferências em sinais de televisão, em sinais de rádio FM, em sistemas de navegação, telefonia celular e serviços de satélite, além do aspecto visual, sonoro e ondas migratórias de pássaros (CHANDLER, 2003).

Já como efeito positivo, as usinas eólicas permitem que o terreno ocupado seja utilizado para outros fins, como o agrícola, sendo uma área não excessiva se comparada com outros tipos de aproveitamentos (hídrico, por exemplo).

2.2. SISTEMA FOTOVOLTAICO

A captação de energia ocorre por meio do efeito fotovoltaico, que foi descoberto pelo cientista Becquerel em 1839, mediante a incidência de luz em um

eletrodo mergulhado numa solução eletrolítica. Essa tecnologia teve um grande desenvolvimento nos anos 70 e 80.

Com o tempo, os sistemas fotovoltaicos evoluíram e passaram a ser utilizados para alimentação de cargas isoladas, como casas, por exemplo, e posteriormente em gerações comerciais.

Para entender melhor o sistema fotovoltaico, primeiramente serão explanados os componentes principais da geração fotovoltaica; posteriormente serão focalizados os tipos de módulos e, por fim, os impactos ambientais.

2.2.1. Componentes Principais dos Sistemas Fotovoltaicos

A Figura 17 mostra os principais componentes dos sistemas de geração fotovoltaica.

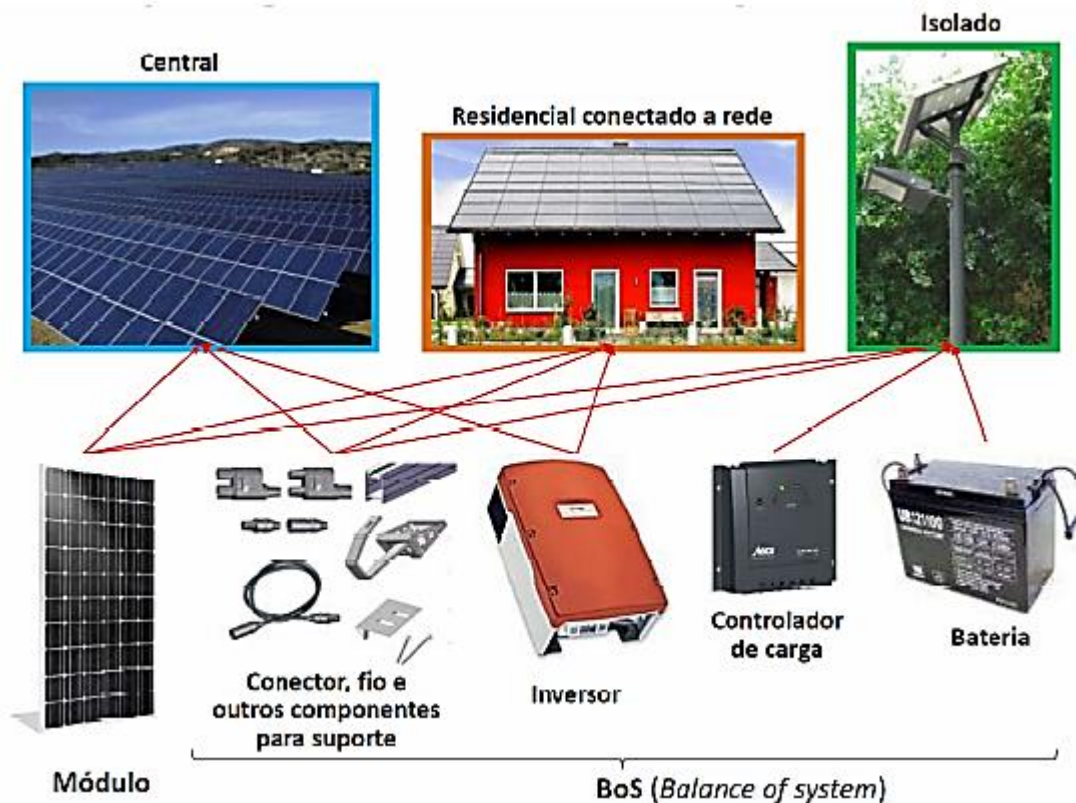


Figura 17 – Componentes dos Sistemas de Geração Fotovoltaicos
Fonte: EPE (2012).

2.2.2. Módulos

A matéria prima mais utilizada para confecção dos módulos fotovoltaicos é o silício, segundo elemento químico mais abundante na natureza. Esses módulos podem ser de silício monocristalino, policristalino e os chamados filmes finos: silício amorfo e silício microcristalino, telureto de cádmio e disseleneto de cobre (gálio) e índio, que podem ser visualizados na Figura 17. Além das tecnologias mencionadas, também existem os concentradores fotovoltaicos (cf. Figura 18), (MME, 2008).

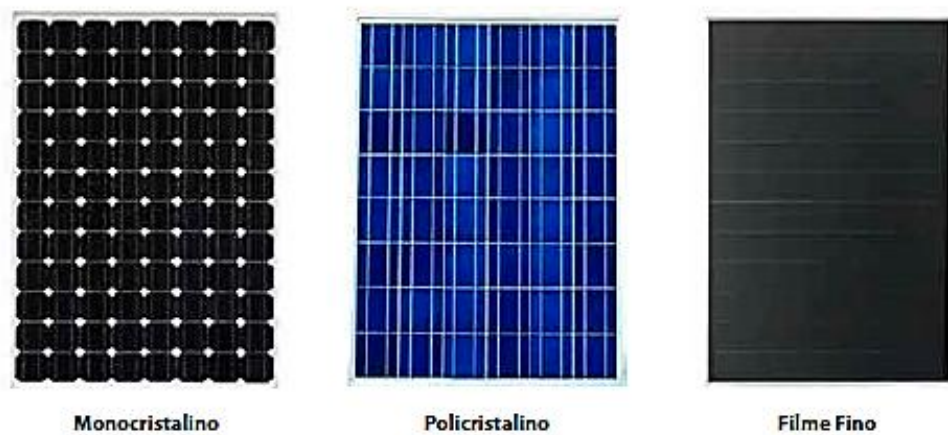


Figura 18 – Tipos de Células Fotovoltaicas Utilizadas
Fonte: MME (2008).

A Tabela 2 mostra a eficiência na conversão direta da energia do Sol em energia elétrica para módulos disponíveis no mercado e a comparação das áreas necessárias para a produção de 1kWp.

Tabela 2 – Eficiência Típica dos Módulos Comerciais

Tecnologia	Eficiência	Área/kWp
Silício cristalino		
Monocrystalino	13 a 19%	7m ²
Policristalino	11 a 15%	8m ²
Filmes finos		
Silício amorfo (a-Si)	4 a 8%	15m ²
Telureto de Cádmio (Cd-Te)	10 a 11%	10m ²
Disseleneto de cobre-índio-gálio (CIGS)	7 a 12%	10m ²

Fonte: EPE (2012).

2.2.2.1. Tipos de células - silício cristalino

Segundo a EPE (2012), historicamente esse tipo de silício é a forma mais usada e comercializada. A utilização de silício cristalino na fabricação de células fotovoltaicas se divide em dois grupos: os monos e os policristalinos.

Os monocristalinos são assim chamados por possuírem uma estrutura homogênea em toda sua extensão. Para fabricação de uma célula fotovoltaica desse grupo é necessário que o silício tenha 99,9999% de grau de pureza. A obtenção desse tipo de silício é mais cara do que a do silício policristalino, porém tem-se maior eficiência de conversão.

As técnicas de fabricação policristalinas são basicamente as mesmas de fabricação das células monocristalinas. É requerido, porém, menor gasto de energia e também menor rigor no controle do processo de fabricação.

2.2.2.2. Tipos de células - filmes finos

A Figura 19 mostra a estrutura básica das principais famílias tecnológicas de filmes finos:



Figura 19 – Estrutura Sólida da Célula de Filme Fino
Fonte: ABINEE (2012).

De acordo com a EPE (2012), as células de filmes finos são produzidas por meio de um processo de depósito de camadas extremamente finas de material semicondutor. São revestidas de proteção mecânica, como vidro ou plástico. Os materiais semicondutores comercialmente utilizados na fabricação dos filmes são: silício amorfo (a-Si), telureto de cádmio (CdTe) ou disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS).

A Figura 20 mostra células de filme fino, que possuem como vantagem a sua maleabilidade.

Por serem depositados sobre diversos tipos de substratos de baixo custo (plásticos, vidros e metais), os filmes finos constituem tecnologias de custo reduzido. Quando comparado com as formas cristalinas do silício, o gasto de energia na fabricação de células de filme fino é menor, mas a eficiência na conversão da energia também é mais baixa.



Figura 20 – Células de Filme Fino
Fonte: EPE (2012).

2.2.3. Inversores

De acordo com a EPE (2012), os inversores são dispositivos elétricos ou eletromecânicos capazes de converter um sinal elétrico CC (corrente contínua) variável, produzido pelos módulos em sinal elétrico CA (corrente alternada), na tensão adequada (a mesma da rede elétrica), com frequência e formato de onda mais próximos da corrente da rede elétrica, no caso de sistemas interligados. Muitos inversores oferecem sistemas de medição com envio de dados por rádio ou cabo para um servidor e deste para a internet.

2.2.4. Controladores de Carga e Baterias

Os controladores são dispositivos eletrônicos que operam a corrente contínua com a função primordial de administrar a carga e a descarga das baterias. São normalmente empregados em sistemas isolados, controlando a geração fotovoltaica que é armazenada nas baterias durante o dia (carga), e a descarga da bateria para atendimento ao consumo durante o dia e à noite (EPE, 2012).

A Figura 21 mostra um controlador de carga e um banco de baterias.



Figura 21 – Controlador de Carga (esquerda) e Banco de Baterias (direita)
Fonte: EPE (2012).

2.2.5. Impactos dos Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos possuem as seguintes vantagens:

- fonte renovável de energia;
- necessitam de uma manutenção mínima;
- módulos fotovoltaicos têm potenciais cada vez maiores, o que os torna uma solução economicamente viável.

No entanto, possuem as seguintes desvantagens:

- existe variação nas quantidades de energia elétrica produzidas de acordo com o clima (chuvas, neve etc.), além de que durante a noite não existe

produção alguma, o que leva a necessidade de meios de armazenamento da energia elétrica produzida durante o dia em locais onde os módulos solares não estejam ligados à rede elétrica;

- rendimento baixo, em torno de 15 a 17%.

2.3. SISTEMA HÍBRIDO

Na geração híbrida, ambos os sistemas (eólico e fotovoltaico) podem funcionar ao mesmo tempo.

Outra vantagem, com relação a sistemas únicos, é que há maior confiabilidade no sistema, pois muitas vezes um atua de forma complementar a outra.

Esse tipo de geração híbrida pode ser de três tipos:

- sistemas isolados – são aqueles que atuam em regiões isoladas, conforme ilustra a Figura 22.

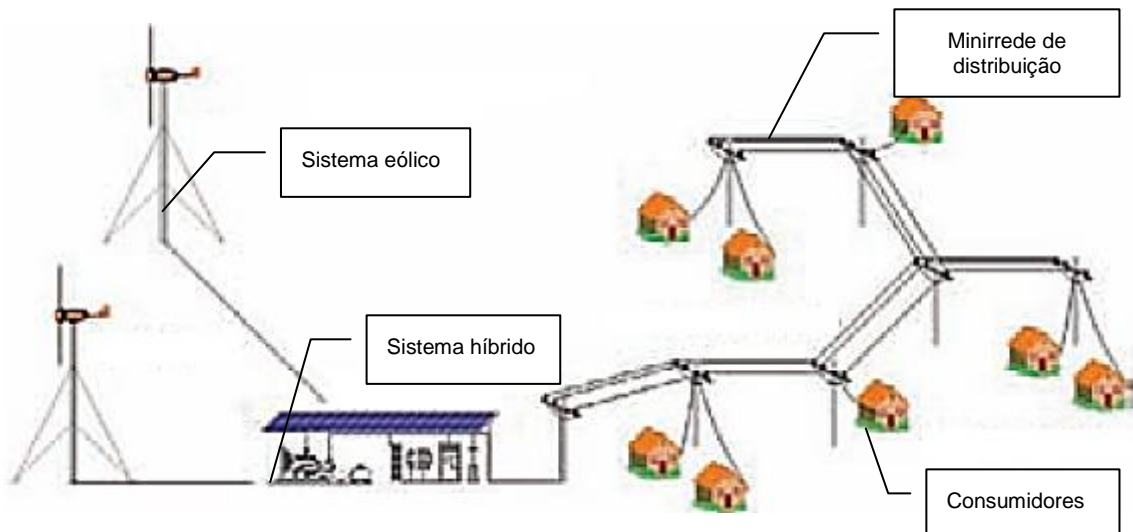


Figura 22 – Modelo de Sistema Isolado
Fonte: MME (2008).

O Quadro 1 indica os locais do Brasil onde foram instaladas as usinas híbridas.

Ano	Configuração	Localização	Acesso
1996	Fotovoltaico-diesel	Vila de Campinas/AM	Fluvial
1997	Fotovoltaico-eólico	Vila de Joanes/PA	Fluvial ou Aéreo
1998	Eólico-diesel	Vila de Praia Grande/PA	Fluvial ou Aéreo
2007	Fotovoltaico-eólico-diesel	Vila de Tamaruteua/PA	Rodo-fluvial
2001	Fotovoltaico-diesel	Vila de Araras/RO	Rodoviário
2003	Fotovoltaico-eólico-diesel	Vila de São Tomé/PA	Rodoviário ou fluvial
2008	Fotovoltaico-eólico-diesel	Vila de Sucuriju/AP	Rodoviário ou fluvial

Quadro 1 – Sistemas Híbridos no Brasil
Fonte: MME (2008).

- sistemas interligados – a energia gerada é entregue à rede convencional, complementando assim a geração de outra fonte, conforme ilustra a Figura 23.

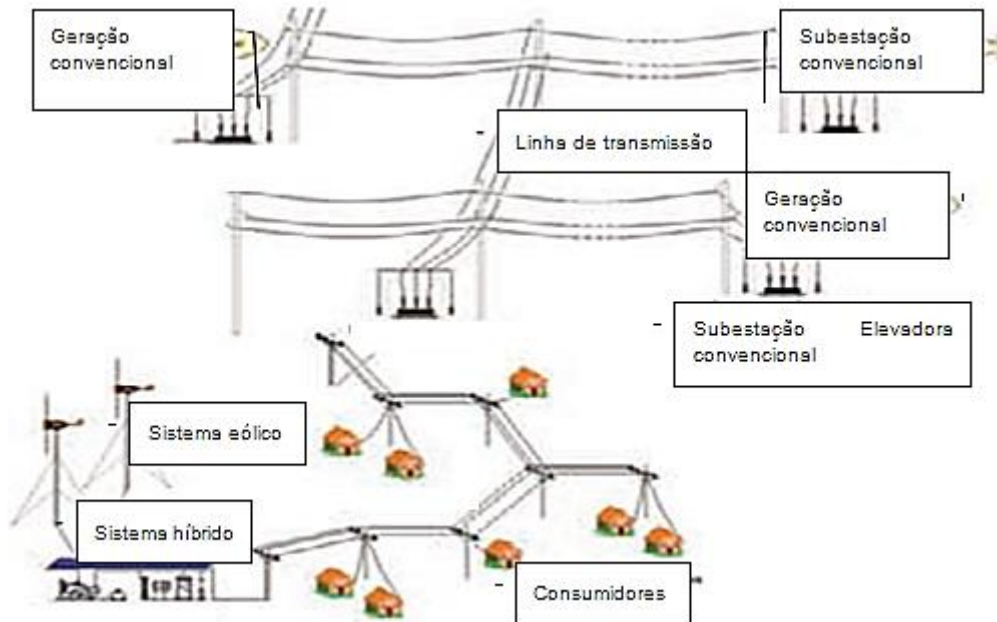


Figura 23 – Modelo de Sistema Interligado
Fonte: MME (2008).

2.4. MÉTODOS DE ANÁLISE ECONÔMICA

Este item é de fundamental importância para implantação de um parque gerador, pois quando se decide investir, espera-se estimar o ganho esperado e ao tempo de retorno do investimento inicialmente feito.

Para obter a maior assertividade possível, é interessante a utilização de algumas ferramentas da matemática financeira, descritas a seguir.

2.4.1. Fluxo de Caixa

Na Tabela 3, R e D representam, respectivamente, receitas e despesas nos determinados períodos.

Tabela 3 – Densidade de Potência de uma Série de Velocidade de Vento

Período (n)	Receitas (R)	Despesas (D)
0	0	D0
1	R1	D1
2	R2	D2

Fonte: BLASQUES (2005).

A Figura 24 demonstra de forma ordenada as receitas (R) e despesas (D) no decorrer do tempo, que pode ser expresso em dias, meses e/ou anos.

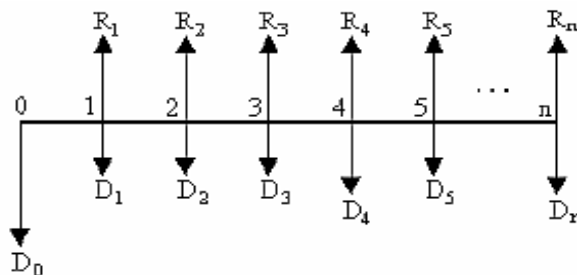


Figura 24 – Diagrama de Fluxo de Caixa
Fonte: BLASQUES (2005).

2.4.2. Valor Presente do Dinheiro

A fórmula matemático-financeira da Equação 3 é capaz de determinar o valor presente de pagamentos futuros descontados a uma taxa de juros apropriada, menos o custo do investimento inicial. Basicamente, é o cálculo de quanto os futuros pagamentos somados a um custo inicial estariam valendo nos dias de hoje.

O Valor Presente do Dinheiro é usado num projeto de investimentos em potencial e é calculado conforme a seguinte Equação 3:

$$VP = VF \frac{1}{(1+i)^n} \quad (3)$$

Onde:

VP – valor presente;

VF – valor futuro;

i – taxa de juros, ou taxa de desconto;

n – intervalo de tempo;

2.4.3. Indicadores Econômicos

Serão apresentados os diversos indicadores a fim de fundamentar o comparativo de análise econômica em projetos de geração de energia elétrica.

2.4.3.1. Valor Presente Líquido

É um indicador que valora o dinheiro no tempo e os investimentos realizados.

O Valor Presente Líquido é a técnica de análise de fluxos de caixa que consiste em calcular o valor presente de uma série de pagamentos (ou recebimentos) iguais ou diferentes a uma taxa mínima de atratividade, ou seja:

$$VPL = \frac{\sum_{t=0}^n FC_t}{(1+i)^t} \quad (4)$$

Onde:

VPL – Valor Presente Líquido

t – período (anos ou meses);

n – tempo total projeto (anos ou meses);

i – taxa mínima de atratividade;

FCt – fluxo caixa por período.

O Valor Presente Líquido de um projeto de investimentos possui as seguintes possibilidades (BLASQUES, 2005):

- maior do que zero: significa que o investimento é economicamente atrativo, pois o valor presente das entradas de caixa é maior do que o valor presente das saídas;
- igual a zero: o investimento é indiferente, pois o valor presente das entradas de caixa é igual ao valor presente das saídas;
- menor do que zero: não é economicamente atrativo.

2.4.3.2. Taxa Interna de Retorno (TIR)

O conceito de Taxa Interna de Retorno é a taxa de desconto que faz seu Valor Presente Líquido ser igual a zero.

A TIR num projeto significa a taxa de retorno esperada pelo investidor.

A aceitação de um projeto ocorrerá quando:

- $TIR >$ taxa mínima de atratividade (TMA) – aceito;
- $TIR = TMA$ – caráter nulo;
- $TIR <$ TMA – rejeitado.

A TIR é calculada por meio da Equação 5:

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} - FC_0 \quad (5)$$

Onde:

n – duração total do projeto;

t – determinado tempo quando o capital foi investido;

FC_t – fluxo de caixa líquido esperado no período;

FC_0 – investimento inicial

2.4.3.3. Payback

É o tempo necessário para que os benefícios resultantes do negócio retornem o investimento realizado. É um bom indicador de risco, visto que à medida que o *payback* se aproxima do final do horizonte de planejamento, mais arriscado é o investimento.

Há basicamente duas formas de se calcular: por meio do *payback* simples e pelo *payback* descontado.

O simples é pouco utilizado, pois desconsidera o valor temporal do dinheiro; em contrapartida, o descontado considera a variação de seus cálculos do valor financeiro com o tempo (BLASQUES, 2005).

A Tabela 4 mostra um exemplo de cálculo de *payback* simples.

Tabela 4 – Exemplo de *Payback Simples*

Ano	Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Acumulado
0	-150.000	-150.000
1	57.900	-92.100
2	57.900	-34.200
3	57.900	23.400

Fonte: Autoria própria.

A Tabela 4 é calculada por meio da Equação 6:

$$PAYBACK = \frac{Investimento}{FC} \quad (6)$$

Onde:

PAYBACK – tempo de retorno do dinheiro aplicado;

Investimento – valor aplicado;

FC – fluxo de caixa.

Neste exemplo, o *payback* será igual a 2,59 anos. Já no *payback descontado*, levam-se em conta as taxas de juros no tempo.

2.4.3.4. Índice de Benefício/Custo

O Índice de Benefício/Custo (IBC) é uma medida de quanto se espera ganhar por unidade de capital investido. O IBC é a razão entre o fluxo esperado de benefícios de um projeto e o fluxo esperado de investimentos necessários para realizá-lo. É o tempo necessário para que os benefícios resultantes do negócio retornem o investimento realizado (BLASQUES, 2005).

2.5 SOFTWARE RETScreen

O *RETScreen* é um software gratuito desenvolvido pela universidade canadense em conjunto com a NASA (Administração Nacional da Aeronáutica e do Espaço) do governo dos Estados Unidos da América, utilizado para avaliar se um determinado projeto de energia renovável, de eficiência energética ou de cogeração possui viabilidade financeira (RETScreen, 2012).

3 ESTUDO DO CASO CAETITÉ

A cidade de Caetité localiza-se no interior do estado da Bahia, no Nordeste brasileiro, situada entre as latitudes $18^{\circ}20'07''\text{S}$ e $8^{\circ}32'00''\text{S}$, entre as longitudes $46^{\circ}36'59''\text{W}$ e $37^{\circ}20'37''\text{W}$, como indica a Figura 25. O estado da Bahia é uma região de transição entre distintos regimes de ventos: ao norte atuam os alísios, que convergem para a depressão barométrica equatorial, e mais ao sul, região do estudo em questão, predomina a dinâmica de interação entre os centros de altas pressões Anticiclone Subtropical do Atlântico Sul e as incursões de massas polares.

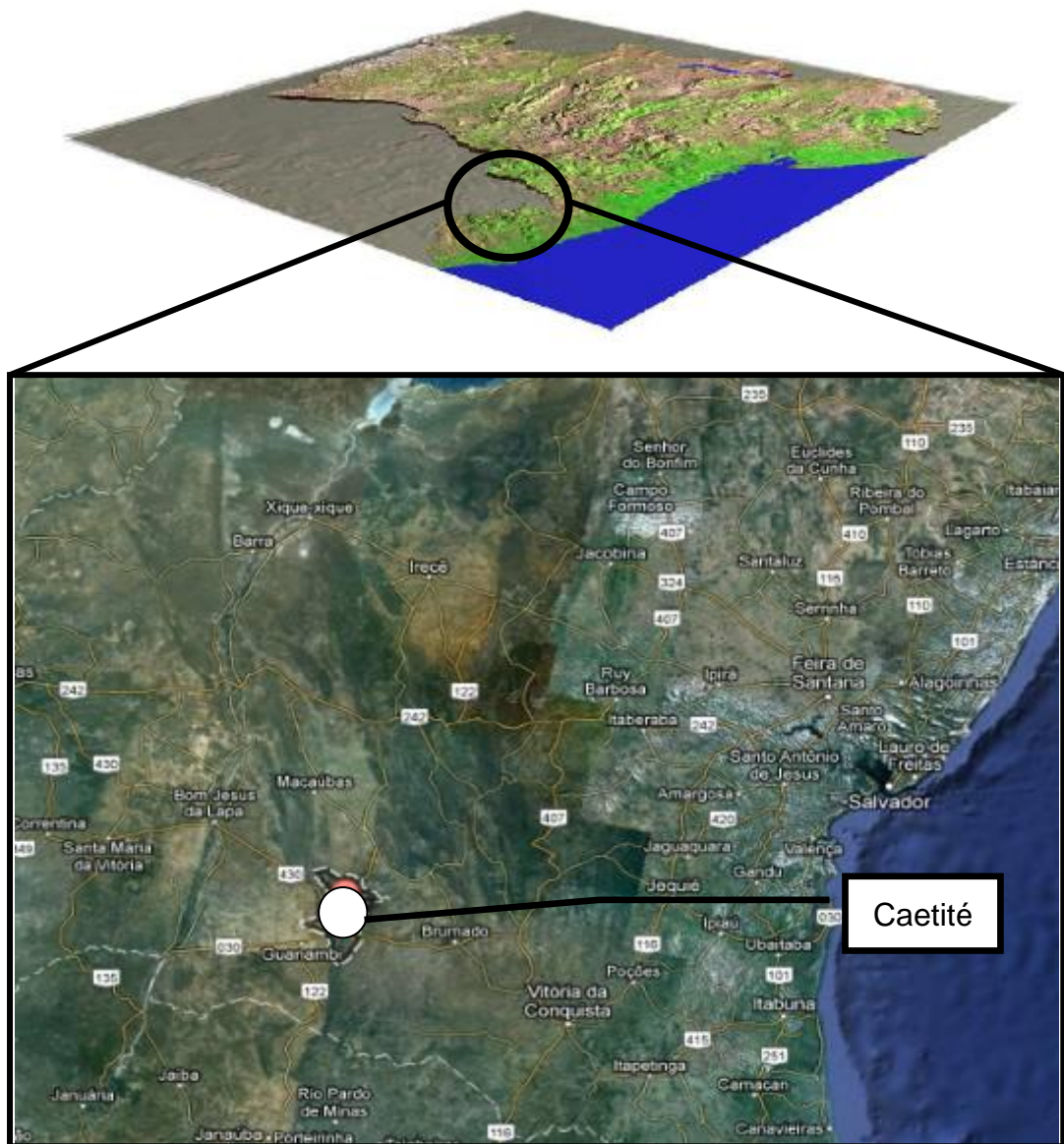


Figura 25 – Localização de Caetité – BA
Fonte: Google Maps (2012).

3.1 CARACTERÍSTICAS DO RELEVO DA BAHIA

Partindo-se do leste, a faixa atlântica da Bahia possui uma vasta área sem grandes elevações, a qual se caracteriza como aerodinamicamente rugosa pela densa cobertura vegetal; na parte central, surgem chapadões no eixo norte-sul muito elevados, os quais descem até o vale do Rio São Francisco, seguindo uma altitude próxima a 1000 metros (CRESESB, 2012).

Na região litorânea, observa-se uma suavização na altitude, predominando uma vegetação adensada e relativamente alta – floresta tropical pluvial e vegetação secundária –, cuja rugosidade reduz a intensidade dos ventos médios de superfície.

Na Chapada Diamantina e Vale do São Francisco, localizados na área central do estado baiano, onde o clima é semiárido, com baixa pluviosidade e com altas incidências solares. A vegetação é rarefeita, composta por arbustos baixos e retorcidos.

Na extremidade oeste encontra-se a melhor área agricultável da Bahia, a qual se caracteriza por terrenos de baixas rugosidades e muito planos, com elevações entre 800 e 1000 metros.

A Figura 26 ilustra o relevo do estado da Bahia.

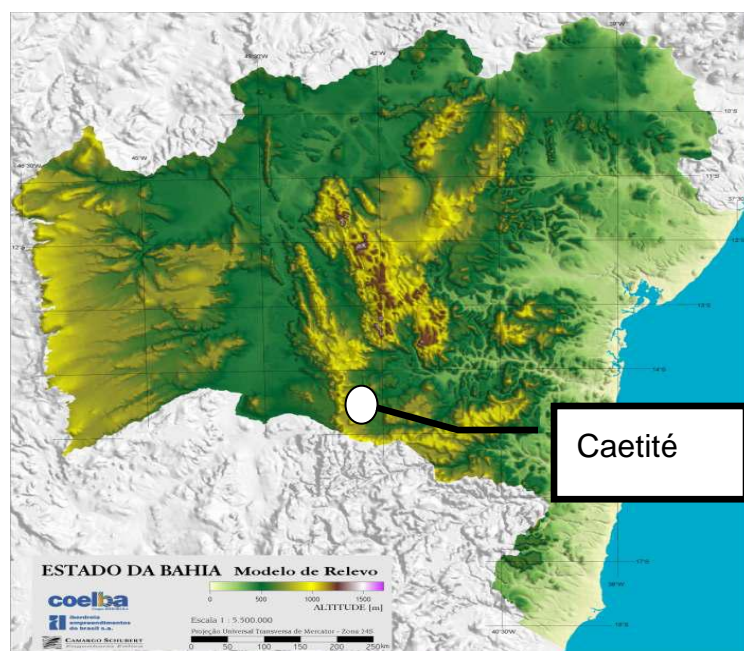


Figura 26 – Altitude de Relevo do Estado na Bahia
Fonte: CRESESB (2012).

3.1.1 Rugosidade

De acordo com Schubert (2012), o valor do fator de Weibull próximo a Caetité (BA) pode ser verificado por meio da Figura 27, que indica a constância dos ventos, com menor ocorrência de valores extremos no estado da Bahia.

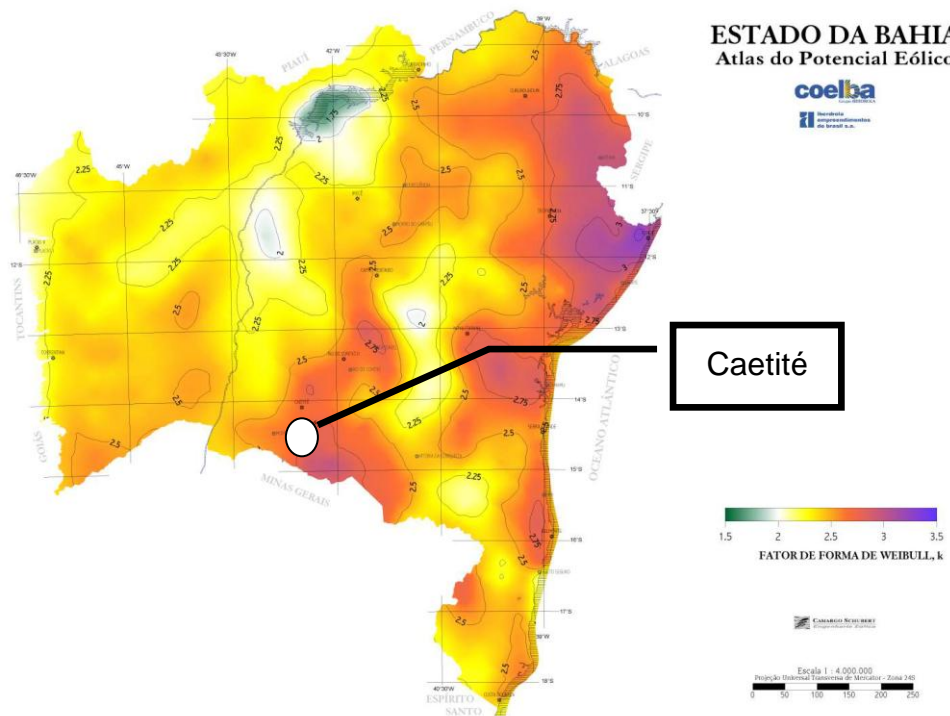


Figura 27 – Atlas de Potencial Eólico
Fonte: CRESEB (2012).

3.2 MEDIÇÕES ANEMOMÉTRICAS E SOLARES

A Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA) realizou as medições anemométricas entre 1994 e 2001, utilizando torres de 20 e 30 metros de altura equipadas com sistemas anemométricos da marca NRG (EUA), com torres de dois níveis de altura, um sensor de direção de vento e um registrador digital modelo NRG-9100. Foram acumulados registros de intervalos de 10 minutos dos seguintes parâmetros: velocidade de vento, direção predominante e intensidade de turbulência.

Já para as medições solares, a GTEF (Grupo de Trabalho em Energia Solar) realizou medições para a elaboração do Atlas Solarimétrico do Brasil.

3.2.1 Direção, Velocidade Média do Vento e Índice de Insolação

A Figura 28 mostra a velocidade média dos ventos em diferentes épocas do ano no estado da Bahia.

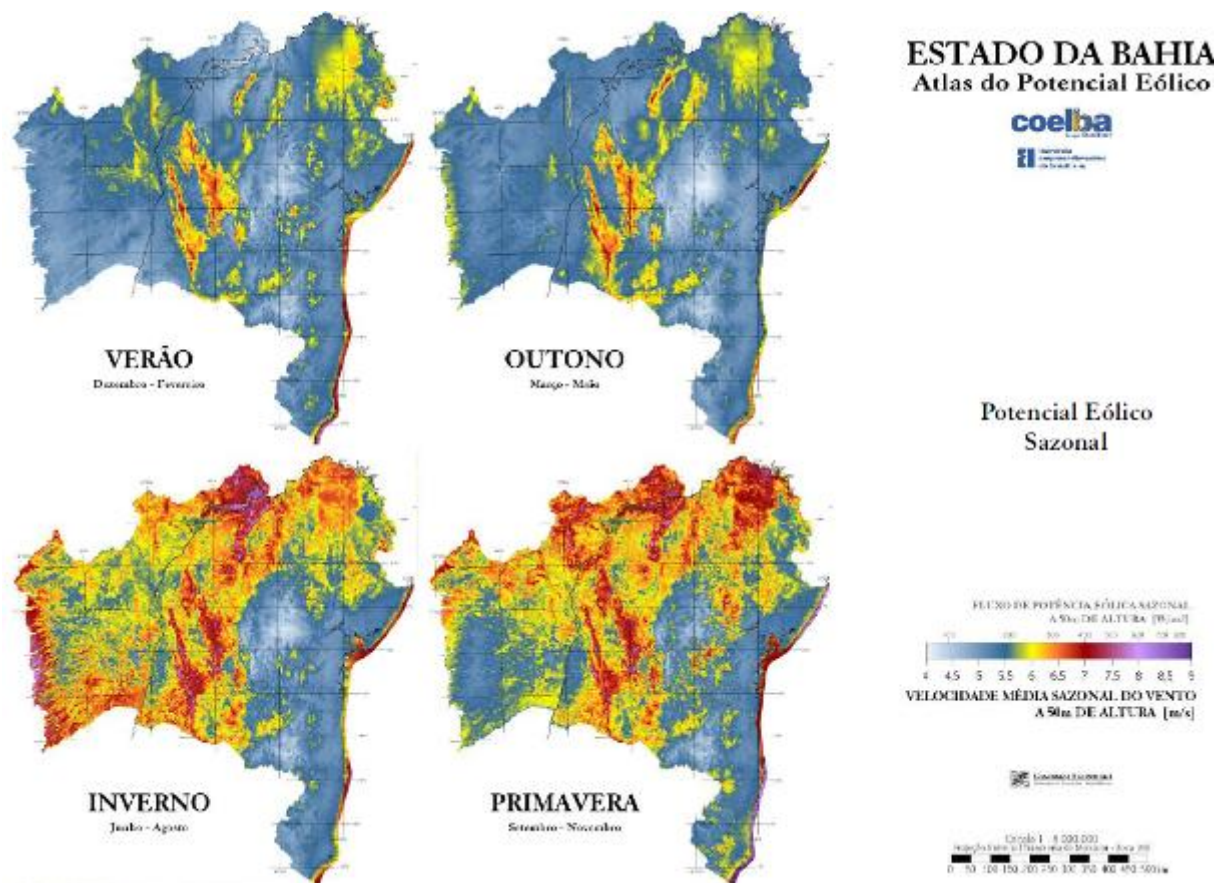


Figura 28 – Potencial Eólico Sazonal
Fonte: CRESESB (2012).

A Figura 29 apresenta a média anual da rosa dos ventos do estado da Bahia. Pode-se notar que a direção preponderante da região próxima à cidade de Caetité (BA) é de leste para oeste.

Já na Figura 30, tem-se o potencial eólico a 50 metros de altura do estado da Bahia, o que indica que a região estudada tem um alto potencial de aproveitamento eólico.

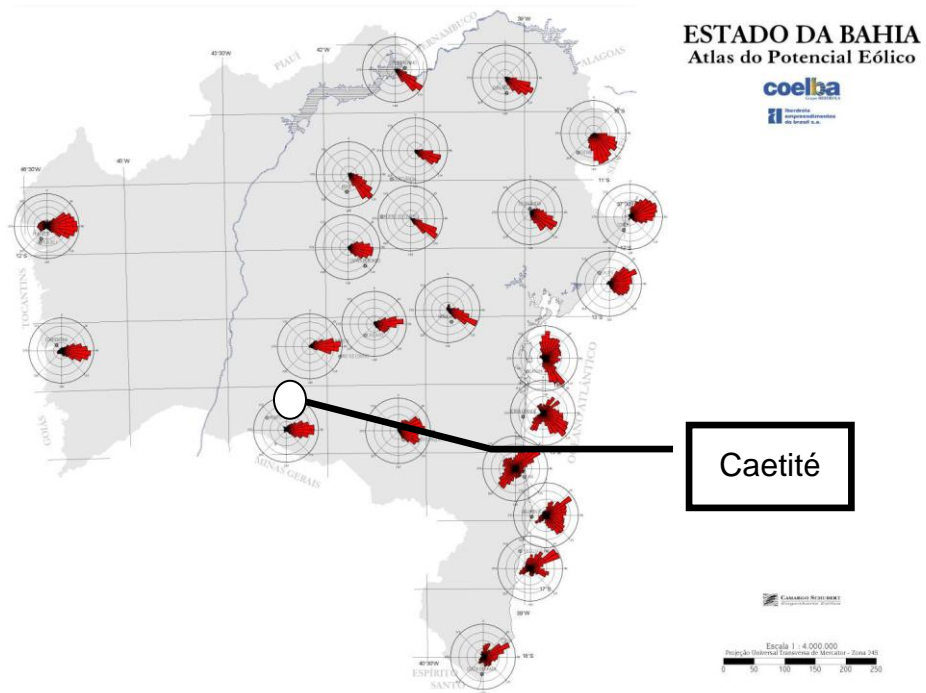


Figura 29 – Direções Predominantes dos Ventos
 Fonte: CRESESB (2012).

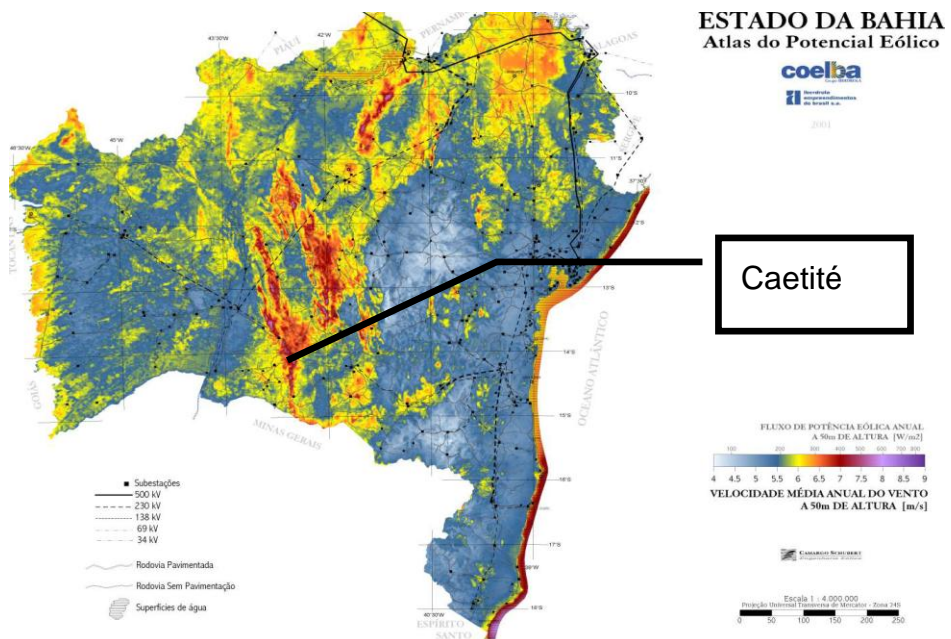


Figura 30 – Potencial Eólico a 50m de Altura
 Fonte: CRESESB (2012).

No caso de medições de solares, a Figura 31 mostra a média anual de insolação diária no Brasil.

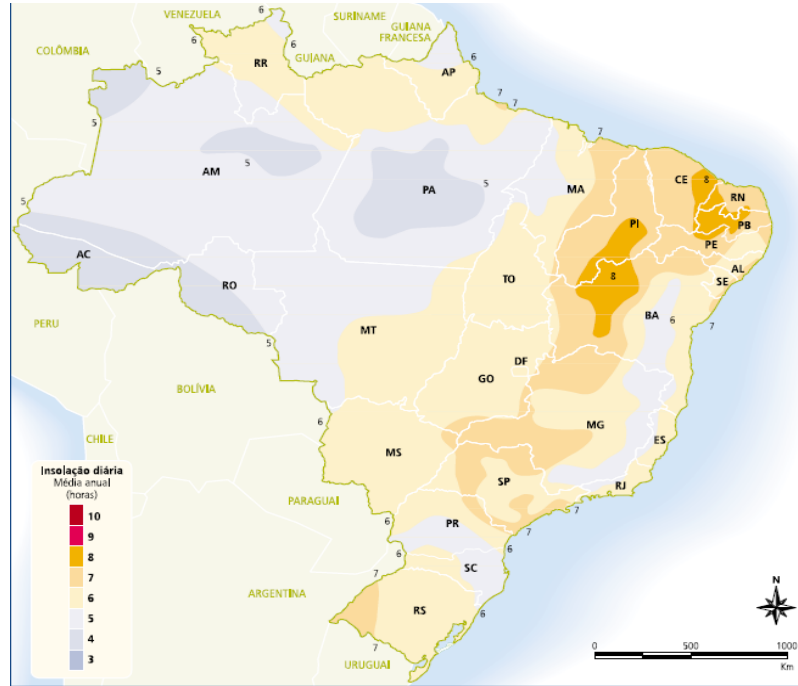


Figura 31 – Média Anual de Insolação Diária no Brasil (horas)
Fonte: ANEEL (2001).

A Figura 32 mostra a radiação solar global diária.

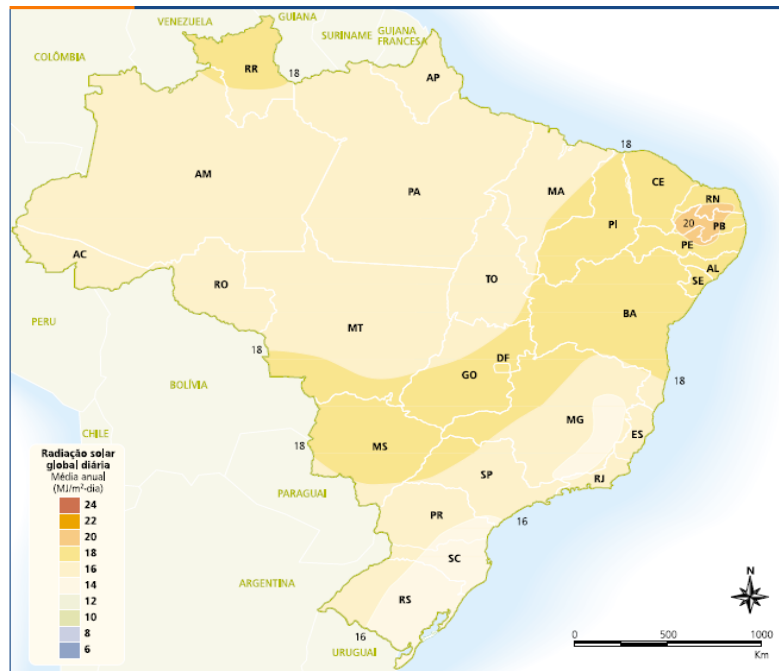


Figura 32 – Radiação Solar Global Diária no Brasil – Média Anual Típica (MJ/m².dia)
Fonte: ANEEL (2001).

Já a Figura 33 ilustra a radiação solar global diária.

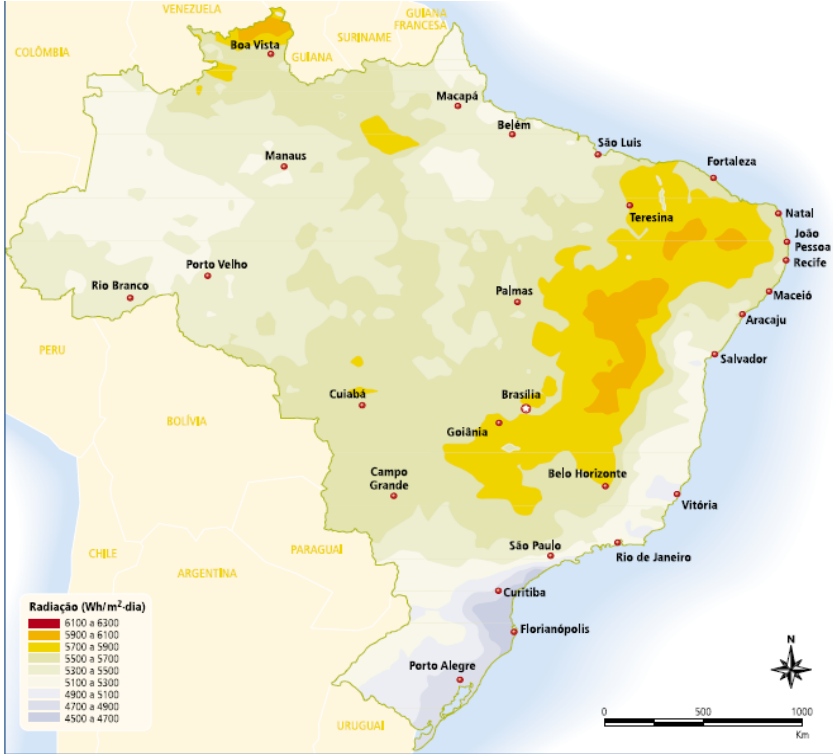


Figura 33 - Radiação Solar Global Diária – Média Anual Típica ($\text{Wh/m}^2 \cdot \text{dia}$)
Fonte: ANEEL (2001).

A Figura 34 mostra as características locais da região de Caetité (BA), como a radiação solar diária e a velocidade do vento. Todos os valores foram medidos a 10 metros do solo e realizados pela NASA.

RETScreen

País - região: Brasil

Prov./Estado: Bahia

Localização dos dados climáticos: Brumado

Latitude: °N -14,2

Longitude: °E -41,7

Elevação: m 590

Temperatura para projeto de aquecimento: °C 16,0

Temperatura para projeto de refrigeração: °C 31,3

Amplitude da Temperatura do Solo: °C 11,9

Fonte: NASA

	Temperatura do Ar	Humidade relativa	Radiação solar diária - horizontal	Pressão Atmosférica	Velocidade do Vento	Temperatura do Solo	Graus-dia para aquecimento	Refrigeração graus-dias
	°C	%	kWh/m²/d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d
Jan	24,8	64,5%	6,16	94,2	3,1	26,5	0	453
Fev	24,8	63,0%	6,31	94,2	3,2	27,0	0	414
Mar	24,5	66,4%	5,57	94,2	3,0	26,5	0	449
Abr	24,2	64,9%	5,11	94,3	3,2	26,3	0	425
Mai	23,0	64,5%	4,65	94,4	3,3	25,0	0	404
Jun	21,7	64,8%	4,40	94,6	3,3	23,6	0	350
Jul	21,1	63,9%	4,57	94,7	3,6	23,5	0	345
Ago	21,7	61,2%	5,32	94,7	3,4	24,9	0	364
Set	23,4	57,8%	5,88	94,5	3,4	27,2	0	403
Out	24,4	58,8%	5,92	94,3	3,5	27,8	0	448
Nov	24,2	65,5%	5,50	94,2	3,3	26,5	0	425
Dez	24,2	67,2%	5,68	94,2	3,2	26,9	0	440
Anual	23,5	63,5%	5,42	94,4	3,3	25,9	0	4.919
Fonte	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA

Medido a: m 10

0

Figura 34 – Aspectos Físicos – Caetitê (BA)
 Fonte: RETScreen 4.1 (2012).

3.2.2 Potencial Eólico e Solar Estimado

A Tabela 5 mostra a estimativa do potencial de geração eólica com base nos estudos realizados pela COELBA (2012), a 50 e a 70 metros de altura. A partir desses dados levantados, foi possível estimar a potência instalável em função do fator de velocidade.

Tabela 5 – Estimativa do Potencial de Geração Eólico na Bahia

ALTURA	INTEGRAÇÃO POR FAIXAS DE VELOCIDADES					INTEGRAÇÃO CUMULATIVA			
	VENTO (m/s)	ÁREA (km²)	POTÊNCIA INSTALÁVEL	FATOR DE CAPACIDADE	ENERGIA ANUAL (TWH/ano)	VENTO (m/s)	ÁREA (CUMULATIVA) (km²)	POTÊNCIA INSTALÁVEL (GW)	ENERGIA ANUAL (TWH/ano)
50 m	6 - 6,5	77184,00	154,37	0,18	238,54	>6	92875	185,75	297,35
	6,5 - 7	12690,00	25,79	0,21	46,49	>6,5	15091	31,38	58,81
	7 - 7,5	2373,00	4,75	0,25	10,19	>7	2798	5,6	12,32
	7,5 - 8	391,00	0,78	0,29	1,95	>7,5	425	0,85	2,14
	8 - 8,5	32,00	0,06	0,32	0,18	>8	34	0,07	0,19
	> 8,5	2,00	0,00	0,36	0,01	>8,5	2	0	0,01
70 m	6 - 6,5	156481,00	312,96	0,18	483,61	>6	191195	382,39	614,6
	6,5 - 7	27483,00	54,97	0,21	99,09	>6,5	34714	69,43	131
	7 - 7,5	6067,00	12,13	0,25	26,04	>7	7231	14,46	31,9
	7,5 - 8	1062,00	2,12	0,29	5,29	>7,5	1164	2,33	5,86
	8 - 8,5	84,00	0,17	0,32	0,46	>8	102	0,2	0,57
	> 8,5	18,00	0,04	0,36	0,11	>8,5	18	0,04	0,11

Fonte: COELBA (2012).

Assim foi possível a elaboração da Tabela 6 pela COELBA, a qual mostra a velocidade média anual em vários locais e cidades do estado da Bahia.

Tabela 6 – Velocidade Média Anual a 50m

	Medido (m/s)	Calculado (m/s)	Erro (%)
Camamu	5,47	6,14	12,20
Capão Redondo	6,57	6,01	-8,50
Conde	6,86	6,59	-3,90
Costa Dourada	6,83	6,80	-0,40
Monte Alto	6,06	6,33	4,50
Sauípe	6,54	6,53	-0,20
Sobradinho	6,35	6,04	-4,90
Teofilândia	5,79	5,71	-1,40
Vitória da Conquista	6,51	6,35	-2,50
Nova Itarama	5,70	6,02	5,60
Irecê	6,44	6,54	1,60
Porto Seguro	5,02	5,48	9,20
Uma	5,18	5,34	3,10
Serra Grande	5,39	5,74	6,50
Curundundum	6,18	6,11	-1,10
Belmonte	6,22	6,40	2,90
Rio da Contas II	7,21	7,57	5,00
Caetité	8,49	8,42	-0,80

Fonte: COELBA (2012).

Com base nos dados fornecidos pela ANEEL (2001) – Figuras 31, 32 e 33 da região de Caetité (BA), segue a Tabela 7, que mostra os dados de radiação solar global diária e média de insolação anual diária.

Tabela 7 – Resumo do Potencial Solar na Região de Caetité (BA)

Dados de radiação solar global diária e média de insolação anual diária	
Radiação solar global diária (média anual - Wh/m ² .dia)	18
Radiação solar global anual (média anual - Wh/m ² .dia)	5500 a 5700
Insolação diária (média anual - horas)	6

Fonte: Autoria própria.

3.3 EQUIPAMENTOS NECESSÁRIOS PARA O ESTUDO PROPOSTO

3.3.1 Aerogerador

Os aerogeradores mais aconselháveis para este investimento são os de 78 metros de altura e de diâmetro acima de 60 metros.

Para fins de estudo, em vista das tecnologias existentes, selecionou-se a marca Enercon (subsidiária da alemã Wobben), que possui uma fábrica em Sorocaba (SP), optando por um equipamento da família E-82 E2/2000kW, com 78 metros de altura do centro de gravidade das pás e com 82 metros de diâmetro do rotor da turbina, a qual contempla ainda uma área de varredura de 5.281,02 m².

As Figuras 35 e 36 mostram, respectivamente, o design e o corte transversal do nacele do modelo escolhido.



Figura 35 – E-82
Fonte: ENERCON (2012).



Figura 36 – Corte Transversal da Nacele E-82 / 2.000 kW
Fonte: ENERCON (2012).

Já o Quadro 2, em sequência, ilustra as características técnicas do aerogerador.

Item	Descrição
Potência nominal	2.000 kW
Diâmetro do rotor	78m/85m/98m/108m/138m
Classe do vento (IEC)	Sem engrenagem, rotação variável, controle individual das pás.
Rotor	
Tipo	Rotor a barlavento com controle de ângulo de passo das pás.
Direção de rotação	Horária
Número de pás	3
Material da pá	PRFV
Controle de pitch	Sistema ENERCON de regulação individual das pás, cada pá tem um sistema autônomo de regulação, com fonte de alimentação de emergência.
Transmissão com gerador	
Rolamento principal	Com dois rolamentos cônicos.
Gerador	Gerador circular ENERCON com acionamento direto.
Abastecimento da rede	Inversor ENERCON
Sistema de travagem	Três sistemas autônomos de regulação das pás, com fonte de alimentação de emergência, bloqueio do rotor.
Velocidade de paragem	28 - 34 m/s (com controle de tempestade ENERCON)
Sistema de monitorização remota	ENERCON SCADA

Quadro 2 – Características Técnicas das Turbinas

Fonte: MME (2008).

A Figura 37, a seguir, apresenta a quantidade de unidades a serem instaladas.

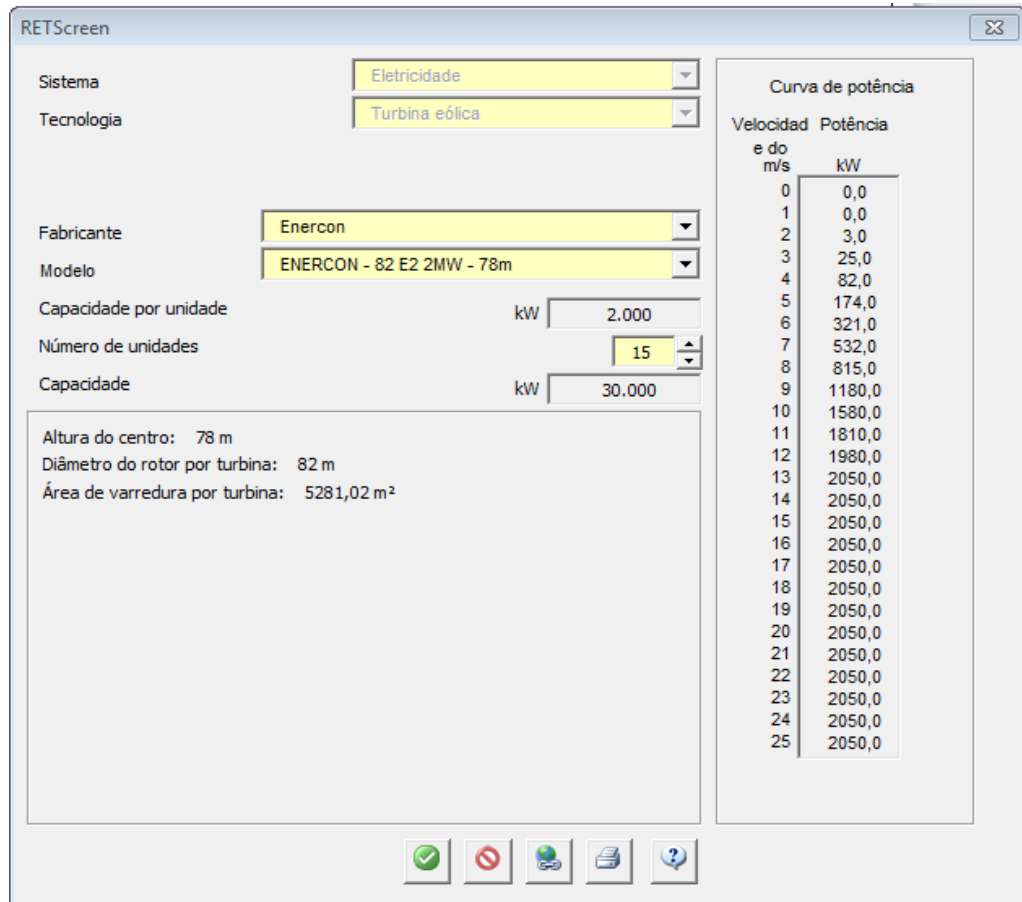


Figura 37 – Dados do Modelo da ENERCON E82 E2 2000kW
 Fonte – RETScreen 4.1 (2012).

3.3.2 Placas Fotovoltaicas

Para a escolha das placas, considerou-se o fato de já terem sido aplicadas na Usina de Tauá, interior do estado do Ceará, com características semelhantes as da região de Caetitê (BA), com capacidade instalada de 1 MW.

As placas fotovoltaicas escolhidas são da marca Kyocera, policristalina de silício, com eficiência de 14,14%, de acordo com a Tabela 2 (mencionada anteriormente), e área de 1,49 m² cada, apresentando uma área total de 7950 m², como indica a Figura 38.

O projeto de eficiência proposto terá um total de 5000 unidades de potência de 210 W em cada placa, totalizando assim 1050 kW.

The screenshot shows the RETScreen software window with the following configuration:

- Sistema: Eletricidade
- Tecnologia: Fotovoltaica
- Tipo: poly-Si
- Fabricante: Kyocera
- Modelo: poly-Si - KD210GX-LP
- Capacidade por unidade: 210 W
- Número de unidades: 5000
- Capacidade: 1.050.000 W

Summary statistics displayed:

- Eficiência: 14,14 %
- Perímetro: 1,49 m²

A callout box labeled "Capacidade a ser instalada" points to the total capacity value of 1.050.000 W.

Figura 38 – Dados do Modelo da KYOCERA poly-Si KD210GX-LPU
Fonte: RETScreen 4.1 (2012).

3.4 CUSTOS DOS EQUIPAMENTOS

3.4.1 Aerogerador

De acordo com a Enercon, principal fornecedor no Brasil, em dezembro de 2012, o valor médio do investimento inicial para uma usina de pequeno porte (30 MW) girava em torno de US\$ 1.891.891,89. Esse valor inclui o aerogerador e a infraestrutura civil e elétrica, obviamente dependendo de cada empreendimento.

3.4.2 Placas Fotovoltaicas

A ABINEE (Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica) publicou em junho de 2012 uma proposta de inserção da energia solar fotovoltaica na matriz energética brasileira que coloca o custo de instalação com inversores de frequência na ordem de US\$ 2,82/Wp, ou seja, US\$ 2.824,32 por kW.

3.5 FINANCIAMENTO

Para fontes de energias renováveis, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), em 2012, tinha uma linha de crédito que financiava até 80% de todo o empreendimento, com período de amortização de 16 anos. Neste estudo, foi adotado um período de carência de 1 ano após a operação comercial do empreendimento, com o prazo de pagamento de 16 anos e a previsão de não pagamento de juros durante a construção da usina eólica. As condições do financiamento são as seguintes: 5,50% a.a. de TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo); 0,90% a.a. de remuneração básica do BNDES; 4,18% a.a. de Taxa de Risco de Crédito e 0,50% a.a. de Taxa de Intermediação Financeira, ou seja, seria um empréstimo de apoio indireto (operação feita por meio de instituição financeira credenciada).

Para a complementação da usina eólica, os módulos fotovoltaicos serão realizados com capital próprio do investidor.

3.6 TEMPO DE INSTALAÇÃO DO PARQUE EÓLICO E HÍBRIDO

Para Gonçalves (2007), a instalação de uma usina híbrida demanda algo em torno de 18 meses entre o período de construção civil, montagem eletromecânica *in loco* e conexão ao sistema elétrico nacional.

3.7 CUSTOS DE PRODUÇÃO

No dia 14 de dezembro de 2012, foi realizado o Leilão de Energia A-5/2012 com intuito de suprir a demanda projetada para 2017, sendo 10 usinas eólicas negociadas. Os contratos de compra e venda de energia foram negociados para um período de vigência de concessão de 20 anos, nos estados do Amapá, Bahia (estudo em questão), Maranhão e Rio Grande do Sul, com um preço médio de geração de R\$87,94/MWh.

Nas usinas fotovoltaicas foram adotadas o preço do 1º leilão realizado pela Bioenergy, com preço de venda a R\$ 250,00/MWh, para a região do estado da Bahia.

3.8 MÃO DE OBRA DE INSTALAÇÃO

Garbe (2011) considera que o custo de mão de obra para estes investimentos equivale a 1% do investimento inicial em equipamentos, o que totaliza algo em torno de R\$ 42.000,00 por MW instalado por ano, de acordo com o custo estimado pela Enercon para uma usina de 30 MW. Já para fotovoltaica isso equivale a R\$ 85.926,75 por MW instalado por ano.

3.9 MANUTENÇÃO

Garbe (2011) sugere algo em torno de 2% do investimento inicial, o que totaliza cerca de R\$ 2.974.234,00 no projeto de geração eólica e cerca de 1% para geração fotovoltaica R\$ 54.879,00.

3.10 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

O projeto de implantação terá a COELBA como consumidor primário, que adquirirá e comercializará por intermédio de um contrato firmado num prazo de 20 anos, sendo 16 anos para o período de amortização do investimento.

Já a geração das placas fotovoltaicas será vendida no mercado livre a um preço de R\$ 250,00/MW, a um prazo contratual de 10 anos.

3.11 IMPOSTOS

O Quadro 3 mostra os custos operacionais de uma fazenda eólica e fotovoltaica, de acordo com Custódio (2007):

Descrição	Custo (R\$/ano)
PIS/PASEP	1,65% da receita bruta
COFINS	7,6% da receita bruta
Contribuição Social	9,0% sobre o valor do lucro bruto antes do imposto de renda
IOF	% sobre o valor financiado
Taxa da ANEEL	por kW instalado
Taxa NOS/CCEE	1% da receita bruta
Imposto de renda	25% sobre o valor do lucro bruto antes do imposto de renda
Pesquisa e desenvolvimento	1% sobre a receita bruta, deduzida PIS/PASEP e COFINS
Seguros	0,2% sobre o valor total do investimento
Custo de transmissão/distribuição	Depende do ponto de conexão da usina (referência: 0,007% da receita bruta)
Arrendamento do terreno	1,5% da receita bruta
Operação e Manutenção	2% preço dos aerogeradores
Depreciação da Usina ²	5% do custo de instalação da fazenda eólica

Quadro 3 – Custo Operacional de Fazenda Eólica
Fonte: CUSTÓDIO 2007, p. 267 (modificado).

² O Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), lançado em 2007, suspendeu o pagamento de PIS/PASEP e COFINS para uma vida útil de 20 anos.

3.12 CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NA BAHIA

Nos últimos anos, verificou-se um aumento significativo na venda de energia da COELBA (concessionária do estado da Bahia), futura compradora da energia gerada pela usina eólica, conforme indica a Figura 39. O restante da energia fotovoltaica será vendido no mercado livre.

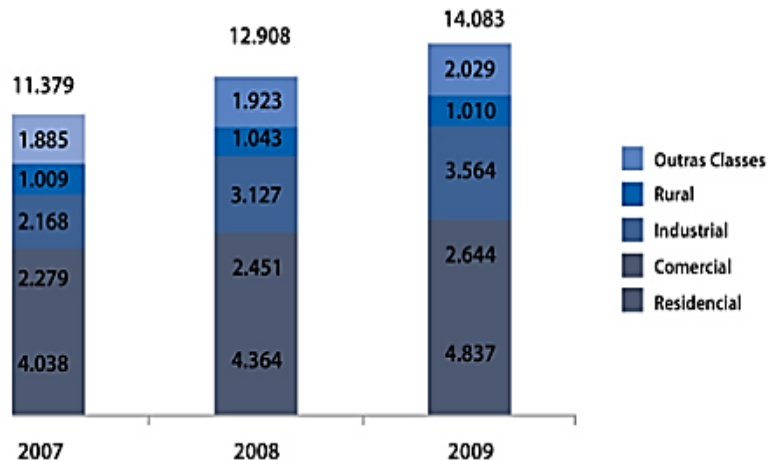


Figura 39 – Vendas de Energia
Fonte: COELBA (2012).

3.13 METODOLOGIA DO ESTUDO – CASO CAETITÉ

No estudo de caso de Caetité (BA), adotou-se uma metodologia simplificada, cujo embasamento teórico ocorreu por meio da literatura, de contatos com os fabricantes de equipamentos e responsáveis por comercialização de energia elétrica.

Para este estudo, foram realizados levantamentos físicos sobre a região onde se propõe a instalação da usina eólica e também uma análise do potencial do crescimento da demanda de energia no respectivo estado brasileiro.

Já para a análise econômica entre a geração eólica e a híbrida (eólica + fotovoltaica), foi calculado a TIR (Taxa Interna de Retorno), o VPL (Valor Presente Líquido), o IBC (Índice de Benefício/Custo) e o *Payback* composto (tempo necessário para pagamento do investimento). Para isso, utilizou-se o programa computacional RETScreen 4-1.

Portanto, inicialmente foram locados os dados de entrada utilizados neste projeto, conforme a Tabela 8.

Tabela 8 – Dados de Entrada do Fluxo de Caixa

Usina Eólica		
Dados	Valor	Unidade
Valor Energia Elétrica	87,94	R\$/MWh
Potência Instalada	30,00	MW
Produção de Energia Elétrica	99.864,00	MWh/ano
Investimento Inicial	131.340.096,00	R\$
Depreciação linear	20,00	anos
Juros de Financiamento	11,08	% a.a.

Usina Fotovoltaica (Complementar)		
Dados	Valor	Unidade
Valor Energia Elétrica	250,00	R\$/MWh
Potência Instalada	1050,00	kWp
Produção de Energia Elétrica	1.816,00	MWh/ano
Investimento Inicial	8.592.675,00	R\$
Depreciação linear	20,00	anos
Juros de Financiamento	0,00	% a.a.

Fonte: Autoria própria.

Os resultados encontrados serão divididos basicamente em dois subitens: usina eólica e usina híbrida (complementar solar). Para ambas as usinas, serão apresentados os seguintes dados: fator de capacidade medido, venda do MW, escolha dos equipamentos, orçamentação e matemática financeira.

3.13.1 Usina Eólica

Por meio dos levantamentos de dados com os investidores da área eólica, foi possível formular com o programa computacional RETScreen 4.1 a simulação de implantação de um parque eólico na região de Caetité (BA).

3.13.1.1 Fator de capacidade, equipamento e preço venda do MW Eólico

A Figura 40 mostra os dados levantados com base em medições da COELBA, de 1994 a 2001, que estipulou através de um modelo teórico o fator de capacidade em 38,0%.

Turbina eólica			
Potência elétrica	kW	30.000,0	
Fabricante	Enercon		
Modelo	ENERCON - 82 E2 2MW - 78m		15 unidade(s)
Fator de Capacidade	%	38,0%	
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	99.864	
Preço eletricidade exportada	BRL/MWh	87,94	R\$/kWh 0,088

Figura 40 – Características do Empreendimento
Fonte: RETScreen 4.1 (2012).

Em função das características físicas da região, o equipamento eólico que mais se adequou foi o da marca ENERCON, subsidiária do grupo alemão (mencionada anteriormente no item 3.3.1).

O preço de venda da energia está baseado no último leilão de energia A-5, realizado no dia de 14 de dezembro de 2012, no valor de R\$ 87,94/MWh.

3.13.1.2 Orçamentação da usina eólica

Este item está baseado nas empresas concessionárias de energia do setor eólico, contemplando o crédito de carbono.

A Tabela 9, em sequência, mostra a orçamentação da usina eólica de 30 MW em estudo.

Tabela 9 – Orçamentação

Custos iniciais (créditos)	Unid.	Quant.	Custo unitário	Quantid.	Custos relativos
Estudo de viabilidade					
Estudo de viabilidade	custo	1	1.808.800	1.808.800	
Subtotal				1.808.800	1,4%
Desenvolvimento					
Desenvolvimento	custo	1	5.719.000	5.719.000	
Subtotal				5.719.000	4,5%
Sistema de produção de eletricidade					
Turbina eólica	kW	30.000	1.700	51.000.000	
Subtotal				51.000.000	40,5%
Balanço do sistema e misc.					
Definido pelo usuário	custo	1	58.094.400	58.094.400	
Contingências	%	8,0%	116.622.200	9.329.776	
Juros durante a construção	0,00%	15 mês(es)	125.951.976	-	
Subtotal				67.424.176	53,5%
Total de custos de investimento				125.951.976	100,0%

Custo anual (créditos)	Unid.	Quant.	Custo unitário	Quantid.
O&M				
Definido pelo usuário	custo	1	1.259.519	1.259.519
Contingências	%		1.259.519	-
Subtotal				1.259.519

Fonte: RETScreen 4.1 (2012).

A Figura 41 apresenta o cálculo do crédito de carbono feito pelo programa RETScreen 4.1, que são certificados emitidos por empresa que reduziu a sua emissão de gases do efeito estufa. Por convenção, uma tonelada de dióxido de carbono (CO₂) corresponde a um crédito de carbono. Esse crédito é negociado e a redução dos gases geradores do efeito estufa pode ser convertida em carbono equivalente.

Sistema elétrico de referência (Baseline)				
Pais - região	Tipo de Combustível	Fator de Emissão de GEE (excl. T&D) tCO ₂ /MWh	Perdas T&D %	Fator de emissão de GEE tCO ₂ /MWh
Brasil	Todos os tipos	0,082	15,0%	0,096

Mudanças na linha de base durante projeto

Sumário dos GEE do caso de referência (Baseline)				
Tipo de Combustível	Mix do combustível %	Consumo de combustível MWh	Fator de emissão de GEE tCO ₂ /MWh	Emissão de GEE tCO ₂
Eletricidade	100,0%	99.864	0,096	9.610,4
Total	100,0%	99.864	0,096	9.610,4

Sumário GEE do caso proposto (Projeto produção de Eletricidade)				
Tipo de Combustível	Mix do combustível %	Consumo de combustível MWh	Fator de emissão de GEE tCO ₂ /MWh	Emissão de GEE tCO ₂
Edíca	100,0%	99.864	0,000	0,0
Total	100,0%	99.864	0,000	0,0
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	99.864	Perdas T&D 15,0%	14.980
				0,096
				Total 1.441,6

Sumário da redução de emissões dos GEE					
	Emissões GEE Caso de referência tCO ₂	Emissões de GEE Caso Proposto tCO ₂	Redução anual bruta de emissões de GEE tCO ₂	Custo de transação dos créditos de GEE %	Redução anual líquida de emissões de GEE tCO ₂
Projeto produção de Eletricidade	9.610,4	1.441,6	8.168,9	0%	8.168,9
Redução anual líquida de emissões de GEE	8.169	tCO ₂	é equivalente a	8.169	Pessoas reduzindo uso de energia em 20%

Figura 41 – Características do Empreendimento
Fonte: RETScreen 4.1 (2012).

3.13.1.3 Análise Econômica

A Tabela 10 indica os parâmetros financeiros considerados no projeto, supondo uma taxa de inflação de 6,0% a.a., uma vida de projeto de 20 anos, uma taxa de depreciação de 5,0% a.a. e isenção fiscal de 1 ano.

Este projeto tem um investimento de capital próprio de R\$ 113.356.778,00, com empréstimo no BNDES de R\$ 12.595.198,00 a uma taxa de juros de 11,08%. Há uma previsão de que a dívida se pague em 16 anos, num valor de R\$ 1.714.715,00 por ano.

Tabela 10 – Parâmetros Financeiros

Parâmetros financeiros		
Geral		
Taxa de inflação	%	6,00%
Taxa de desconto	%	7,30%
Vida do projeto	ano	20

Parâmetros financeiros		
Financiamento		
Razão da dívida	%	10,00%
Empréstimo	R\$	12.595.198
Capital próprio investido	R\$	113.356.778
Taxa de juros da dívida	%	11,08%
Duração da dívida	Ano	16
Pagamento da dívida	R\$/ano	1.714.715
Análise do imposto de renda		
Custo efetivo – imposto de renda	%	4,20%
Postergar prejuízo?	Não	-
Método de depreciação	Linear	-
Base da taxa de depreciação	%	5,00%
Período de depreciação	ano	20
Isenção fiscal?	sim/não	Sim
Duração isenção fiscal	ano	1

Fonte: RETScreen 4.1 (2012).

O RETScreen calculou o custo do projeto e suas receitas ao longo dos 20 anos de depreciações, conforme Tabela 11.

Tabela 11 – Custo e Receita

Custo projeto e sumario econ./receita			
Custos iniciais			
Estudo de viabilidade	1,40%	R\$	1.808.800
Desenvolvimento	4,50%	R\$	5.719.000
Sistema de produção de eletricidade	40,50%	R\$	51.000.000
Balanço do sistema e misc.	53,50%	R\$	67.424.176
Total de custos de investimento	100,00%	R\$	125.951.976
Pagamento anual de custos e empréstimos			
O&M		R\$	1.259.519
Pagamento da dívida – 16 anos		R\$	1.714.715
Total de custos anuais		R\$	2.974.234

Custo projeto e sumario econ./receita			
Economia anual e receita			
	Receita com eletricidade exportada	R\$	8.782.040
	Receita pela redução de GEE – 20 anos	R\$	59.551
	Total de economia e receita anual	R\$	8.841.591

Fonte: RETScreen 4.1 (2012)

A Tabela 12 apresenta os resultados da análise financeira, com um VPL esperado de R\$ 19.346.990,00, um custo benefício de R\$ 1,17, um custo de geração de energia de R\$ 77,85/MWh e um retorno simples de 11,3 anos.

Tabela 12 – Viabilidade Financeira

Viabilidade Financeira		
TIR antes impostos – capital próprio	%	9,3%
TIR antes impostos – ativos	%	8,2%
TIR após impostos – capital	%	8,8%
TIR após impostos – ativos	%	7,8%
Retorno simples	ano	11,3
Valor Presente Líquido (VPL)	R\$	19.346.990
Economia anual no ciclo de vida	R\$/ano	1.861.855
Razão custo benefício (C-B)	-	1,17
Juros da dívida	-	4,75
Custo da Geração de energia	R\$/MWh	77,85
Custo de Redução de GEE	R\$/tCO2	(228)

Fonte: RETScreen 4.1 (2012).

A Tabela 13 apresenta o resultado do fluxo de caixa anual esperado do capital próprio investido durante todo o ciclo de vida do projeto (20 anos). É importante notar que o retorno do investimento feito ocorrerá somente no ano 11, como visto na última coluna.

Tabela 13 – Fluxo de Caixa

Fluxo de caixa anual			
Ano #	Antes imposto	Após imposto	Cumulativo
	R\$	R\$	R\$
0	-113.356.778	-113.356.778	-113.356.778

Fluxo de caixa anual			
Ano #	Antes imposto R\$	Após imposto R\$	Cumulativo R\$
1	6.431.759	6.431.759	-106.925.019
2	7.037.968	6.740.708	-100.184.311
3	7.689.068	7.362.812	-92.821.499
4	8.388.369	8.030.910	-84.790.589
5	9.139.428	8.748.389	-76.042.201
6	9.946.061	9.518.881	-66.523.319
7	10.812.363	10.346.287	-56.177.032
8	11.742.733	11.234.792	-44.942.240
9	12.741.893	12.188.887	-32.753.353
10	13.814.908	13.213.394	-19.539.959
11	14.967.221	14.313.485	-5.226.474
12	16.204.670	15.494.714	10.268.239
13	17.533.524	16.763.037	27.031.277
14	18.960.512	18.124.850	45.156.127
15	20.492.856	19.587.014	64.743.141
16	22.138.310	21.156.892	85.900.033
17	25.619.910	24.557.099	110.457.132
18	27.517.159	26.374.663	136.831.795
19	29.554.360	28.326.302	165.158.097
20	31.741.804	30.421.873	195.579.970

Fonte: RETScreen 4.1 (2012).

O *payback* pode ser representado por meio da Figura 42; note-se que o retorno do capital aplicado ocorrerá somente no 11^o ano.

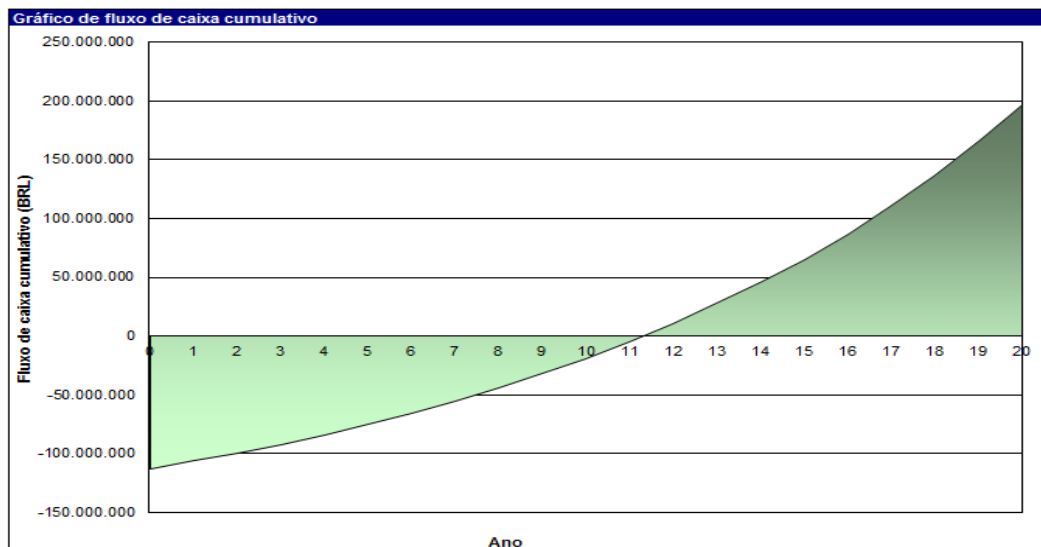


Figura 42 – Fluxo de Caixa Cumulativo
Fonte: RETScreen 4.1 (2012).

3.13.2 Usina Fotovoltaica Complementar

Por meio dos levantamentos de dados com os investidores da área de energia, foi possível formular com o programa computacional RETScreen 4.1 as simulações econômicas para complementar a usina eólica com uma geração de módulos fotovoltaicos, utilizando 100% de capital próprio.

3.13.2.1 Fator de capacidade, equipamento e preço venda do MW Complementar

Como já mencionado anteriormente, os dados foram levantados com base na ANEEL (2001), considerando um fator de capacidade de 17%.

A Figura 43 mostra a potência instalada de 1.050 kW, com fator de capacidade de 17%, a um preço de R\$ 250,00/MWh retirado do 1º leilão de energia livre, em julho de 2012.

Fotovoltaica			
Potência elétrica	kW	1.050,00	
Fabricante		Kyocera	
Modelo		poly-Si - KD210GX-LP	5000 unidade(s)
Fator de Capacidade	%	17,0%	
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	1.563,7	
Preço eletricidade exportada	R\$/MWh	250,00	R\$/kWh 0,250

Figura 43 - Características do Empreendimento

Fonte: RETScreen (2012).

O equipamento solar que mais se adequou a obra foi o da marca KYOCERA (cf. Figura 44), que tem suas especificações físicas e técnicas ilustradas nas Figuras 45, 46 e 47, respectivamente.

A escolha desse módulo fotovoltaico ocorreu principalmente pelo fato de já ter sido instalado com sucesso num outro empreendimento fotovoltaico com características semelhantes – na usina de Tauá, no interior do estado do Ceará.



Figura 44 – KD210GX-LP
 Fonte: KYOCERA (2012).

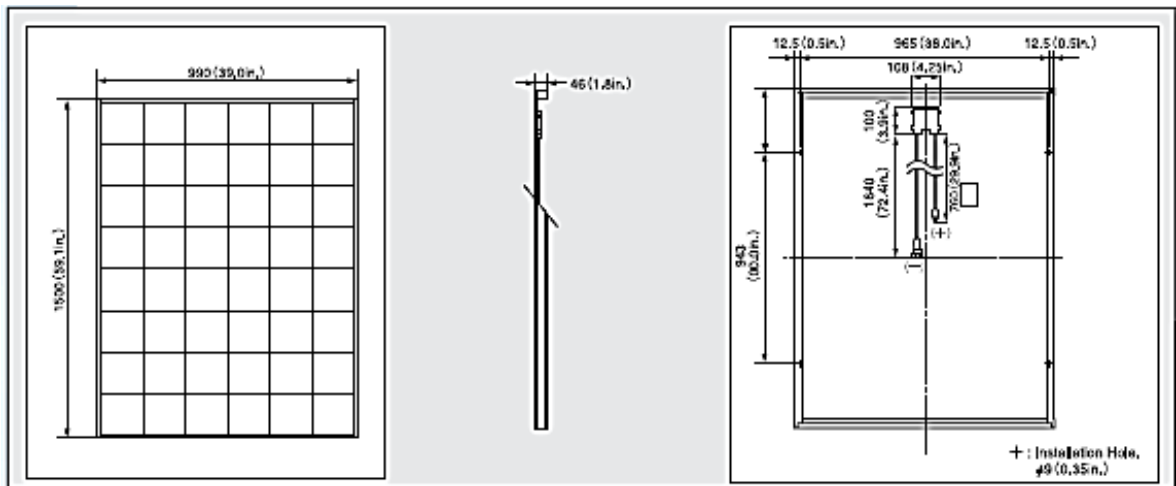


Figura 45 – Especificação Física
 Fonte: KYOCERA (2012).

■ Electrical Performance under Standard Test Conditions (*STC)	
Maximum Power (P _{max})	210W (+5W/-0W)
Maximum Power Voltage (V _{mpp})	26.6V
Maximum Power Current (I _{mpp})	7.90A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	33.2V
Short Circuit Current (I _{sc})	8.58A
Max System Voltage	600V
Temperature Coefficient of V _{oc}	-1.20×10 ⁻¹ V/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	5.15×10 ⁻³ A/°C

*STC : Irradiance 1000W/m², AM1.5 spectrum, cell temperature 25°C

Figura 46 – Especificação Técnica
Fonte: KYOCERA (2012).

■ Electrical Performance at 800W/m ² , *NOCT, AM1.5	
Maximum Power (P _{max})	149W
Maximum Power Voltage (V _{mpp})	23.6V
Maximum Power Current (I _{mpp})	6.32A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	30.0V
Short Circuit Current (I _{sc})	6.62A

*NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) : 47.9°C

■ Cells	
Number per Module	54

■ Module Characteristics	
Length × Width × Depth	1500mm(59.1in)×990mm(39.0in)×46mm(1.8in)
Weight	18kg(39.7lbs.)
Cable	(+)760mm(29.9in),(-)1840mm(72.4in)

■ Junction Box Characteristics	
Length × Width × Depth	100mm(3.9in)×108mm(4.3in)×15mm(0.6in)
IP Code	IP65

■ Others	
*Operating Temperature	-40°C ~ 90°C
Maximum Fuse	15A

*This temperature is based on cell temperature.

Figura 47 – Especificações
Fonte: KYOCERA (2012).

3.13.2.2 Orçamento da Usina Fotovoltaica Complementar

Este item está baseado na previsão de desembolso financeiro por parte das concessionárias de energia, contemplando a venda de crédito de carbono, conforme a Tabela 14.

Tabela 14 – Orçamento

Custos iniciais (créditos)	Unid.	Quant.	Custo unitário	Quantid.	Custos relativos
Estudo de viabilidade					
Estudo de viabilidade	custo	1	100.000	100.000	
Subtotal				100.000	1,2%
Desenvolvimento					
Desenvolvimento	custo	1	500.000	500.000	
Subtotal				500.000	5,8%
Engenharia					
Engenharia	custo	1	1.000.000	1.000.000	
Subtotal				1.000.000	11,6%
Sistema de produção de eletricidade					
Fotovoltaica	kW	1.050,00	6.270	6.583.500	
Subtotal				6.583.500	76,6%
Balanço do sistema e misc.					
Contingências	%	5,0%	8.183.500	409.175	
Juros durante a construção	0,00%	12 mês(es)	6.588.866	-	
Subtotal				409.175	4,8%
Total de custos de investimento				8.592.675	100,0%
Custo anual (créditos)	Unid.	Quant.	Custo unitário	Quantid.	
O&M					
Definido pelo usuário	custo	1	54.879	54.879	
Subtotal				54.879	

Fonte: RETScreen 4.1 (2012)

A Figura 48 apresenta o cálculo do crédito de carbono feito pelo programa RETScreen 4.1, que são certificados emitidos por empresa que reduziu a sua emissão de gases do efeito estufa. Por convenção, uma tonelada de dióxido de carbono (CO₂)

corresponde a um crédito de carbono. Esse crédito é negociado e a redução dos gases geradores do efeito estufa pode ser convertida em carbono equivalente.

Sistema elétrico de referência (Baseline)				
Pais - região	Tipo de Combustível	Fator de Emissão de GEE (excl. T&D) tCO ₂ /MWh	Perdas T&D %	Fator de emissão de GEE tCO ₂ /MWh
Brasil	Todos os tipos	0,082	15,0%	0,096
<input type="checkbox"/> Mudanças na linha de base durante projeto				

Sumário dos GEE do caso de referência (Baseline)					
Tipo de Combustível	Mix do combustível %	Consumo de combustível		Fator de emissão de GEE	Emissão de GEE
		MWh	tCO ₂ /MWh	tCO ₂ /MWh	tCO ₂
Elettricidade	100,0%	1.564	0,096		150,5
Total	100,0%	1.564	0,096		150,5

Sumário GEE do caso proposto (Projeto produção de Eletricidade)					
Tipo de Combustível	Mix do combustível %	Consumo de combustível		Fator de emissão de GEE	Emissão de GEE
		MWh	tCO ₂ /MWh	tCO ₂ /MWh	tCO ₂
Solar	100,0%	1.564	0,000		0,0
Total	100,0%	1.564	0,000		0,0
Elettricidade exportada p/ rede	MWh	1.564		Perdas T&D 15,0%	
			235	0,096	22,6
				Total	22,6

Sumário da redução de emissões dos GEE					
Projeto produção de Eletricidade	Emissões GEE		Redução anual bruta de emissões de GEE	Custo de transação dos créditos de GEE	Redução anual líquida de emissões de GEE
	Caso de referência tCO ₂	Emissões de GEE Caso Proposto tCO ₂	tCO ₂	%	tCO ₂
	150,5	22,6	127,9		127,9
Redução anual líquida de emissões de GEE	128	tCO ₂	é equivalente a	23,4	Carros e camionetes não utilizados

Figura 48 – Cálculo de Emissão GEE
Fonte: RETScreen (2012).

3.13.2.3 Análise Econômica da Usina Fotovoltaica Complementar

A tabela 15 mostra como os parâmetros financeiros foram considerados.

Tabela 15 – Parâmetros Financeiros

Parâmetros financeiros		
Geral		
Taxa de inflação	%	6,00%
Taxa de desconto	%	7,30%
Vida do projeto	ano	20
Análise do imposto de renda		
Custo efetivo – imposto de renda	%	4,20%
Método de depreciação	Linear	-

Parâmetros financeiros		
Base da taxa de depreciação	%	5,00%
Período de depreciação	ano	20
Isenção fiscal?	sim/não	não

Fonte: RETScreen 4.1 (2012).

Na Tabela 16 são evidenciadas as previsões anuais para um tempo de projeto de 20 anos, contemplando a venda de energia no mercado livre e a receita anual pela venda de crédito de carbono.

Tabela 16 – Receita Anual

Receita anual		
Receita com eletricidade exportada		
Eletricidade exportada para rede	MWh	1.564
Preço eletricidade exportada	R\$/MWh	250,00
Receita com eletricidade exportada	R\$	390.915
Taxa de indexação sobre a eletricidade exportada	%	7,3%
Receita pela redução de GEE		
Redução líquida de GEE	tCO2/ano	128
Redução líquida de GEE – 20 anos	tCO2	2.558
Crédito para redução de GEE	R\$/tCO2	7,29
Receita pela redução de GEE	R\$	932
Duração do crédito para redução de GEE	ano	20
Redução líquida de GEE – 20 anos	tCO2	2.558
Taxa de indexação do crédito para redução de GEE	%	5,5%

Fonte: RETScreen 4.1 (2012).

O RETScreen calculou o custo do projeto e suas receitas ao longo dos 20 anos, conforme ilustra a Tabela 17.

Tabela 17 – Custo e Receita do Fotovoltaico

Custo e Receita do Fotovoltaico			
Custos iniciais			
Estudo de viabilidade	1,20%	R\$	100.000
Desenvolvimento	5,80%	R\$	500.000
Engenharia	11,60%	R\$	1.000.000
Sistema de produção de eletricidade	76,60%	R\$	6.583.500
Balanço do sistema e misc.	4,80%	R\$	409.175
Total de custos de investimento	100,00%	R\$	8.592.675

Custo e Receita do Fotovoltaico			
Pagamento anual de custos e empréstimos			
O&M		R\$	54.879
Total de custos anuais		R\$	54.879
Economia anual e receita			
Receita com eletricidade exportada		R\$	390.915
Receita pela redução de GEE – 20 anos		R\$	932
Total de economia e receita anual		R\$	391.847

Fonte: RETScreen 4.1 (2012).

Por meio da análise econômica e de fluxo de caixa foram obtidos os seguintes resultados, conforme indicam as Tabelas 18 e 19:

Tabela 18 – Análise Financeira – Sistema Fotovoltaico

Viabilidade Financeira		
TIR antes impostos – capital próprio	%	5,1%
TIR antes impostos – ativos	%	5,1%
TIR após impostos – capital	%	4,7%
TIR após impostos – ativos	%	4,7%
Retorno simples	ano	25,5
Retorno de Capital Próprio	ano	14,5
Valor Presente Líquido (VPL)	R\$	-2.005.794
Economia anual no ciclo de vida	R\$/ano	-193.770
Razão custo-benefício (C-B)	-	0,77
Custo da Geração de energia	R\$/MWh	316,95
Custo de Redução de GEE	R\$/tCO2	1.512

Fonte: RETScreen 4.1 (2012).

Tabela 19 – Fluxo de Caixa (Sistema Fotovoltaico)

Fluxo de caixa anual			
Ano #	Antes imposto	Após imposto	Cumulativo
	BRL	BRL	BRL
0	-8.592.675	-8.592.675	-8.592.675
1	362.068	347.764	-8.244.911
2	389.028	373.591	-7.871.320
3	417.985	401.332	-7.469.988
4	449.087	431.128	-7.038.860

Fluxo de caixa anual			
Ano #	Antes imposto	Após imposto	Cumulativo
	BRL	BRL	BRL
5	482.492	463.129	-6.575.731
6	518.369	497.500	-6.078.231
7	556.902	534.414	-5.543.817
8	598.285	574.059	-4.969.758
9	642.729	616.636	-4.353.122
10	690.459	662.362	-3.690.760
11	741.718	711.468	-2.979.292
12	796.765	764.203	-2.215.089
13	855.880	820.835	-1.394.254
14	919.362	881.651	-512.603
15	987.532	946.958	434.355
16	1.060.735	1.017.087	1.451.442
17	1.139.343	1.092.393	2.543.834
18	1.223.752	1.173.257	3.717.091
19	1.314.389	1.260.087	4.977.178
20	1.411.713	1.353.323	6.330.501

Fonte: RETScreen 4.1 (2012).

De acordo com os dados presentes na Tabela 20, percebe-se que o retorno do capital investido ocorrerá no 14^o ano.

Pelos cálculos do software RETScreen (2012), a análise econômica obteve os seguintes resultados: a Taxa Interna de Retorno (TIR) é de 5,1%, o *payback* é de 14,5 anos e a relação custo-benefício é de R\$ 0,77, com um custo de geração de energia na ordem de R\$ 317,09 MWh.

O *payback* do investimento da usina fotovoltaica complementar pode ser representado por meio da Figura 49.

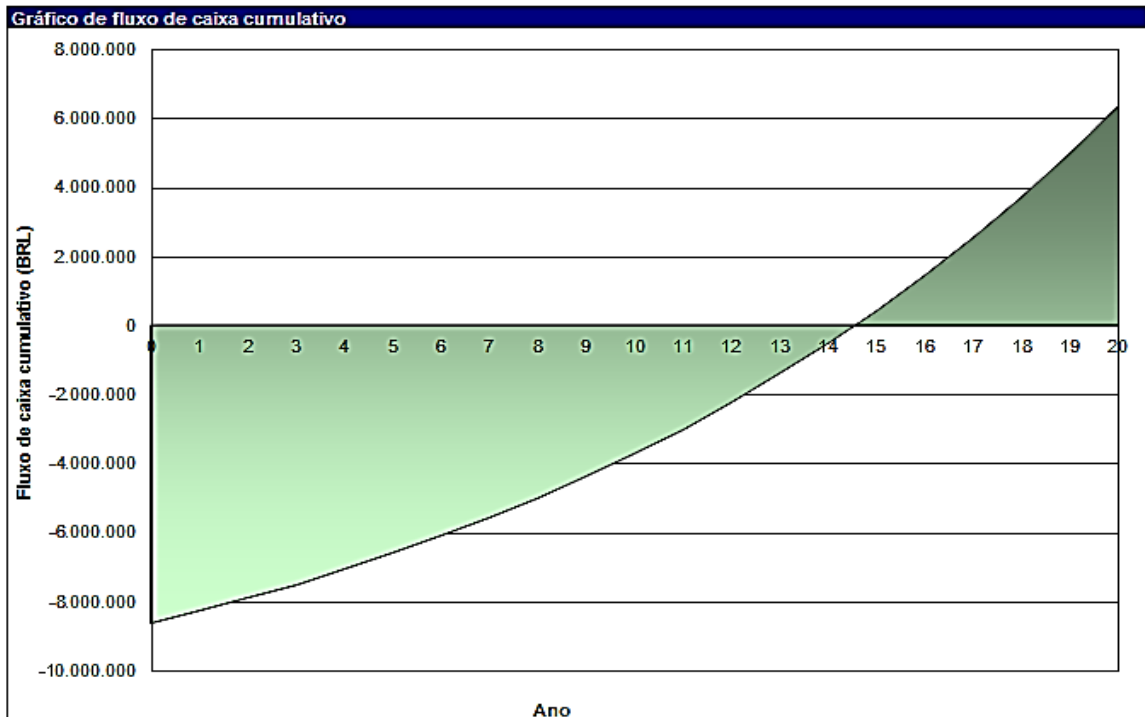


Figura 49 – Fluxo de Caixa Cumulativo (Somente Fotovoltaico)
Fonte: RETScreen 4.1 (2012).

Diante dos resultados obtidos, torna-se possível formular um resumo da viabilidade financeira envolvida no projeto conforme apresenta a Tabela 20.

Tabela 20 – Resumo dos Resultados Obtidos pelo Sistema Eólico e Complementar (Sistema Fotovoltaico)

Viabilidade Financeira			
Usinas		Eólica	Fotovoltaica
TIR antes impostos – capital próprio	%	9,30%	5,10%
TIR antes impostos – ativos	%	8,20%	5,10%
TIR após impostos – capital	%	8,80%	4,70%
TIR após impostos – ativos	%	7,70%	4,70%
Retorno do capital próprio	ano	11,40	14,50
Valor Presente Líquido (VPL)	R\$	19.096.346,00	-2.005.794
Custo da Geração de energia	R\$/MWh	77,98	316,95
Índice Benefício/Custo	-	1,18	0,77

Fonte: Autoria própria.

3.14 SIMULAÇÃO USINA COMPLEMENTAR (SISTEMA FOTOVOLTAICO)

O presente item simulou o valor do preço de venda da energia fotovoltaica em R\$ 370,00 MWh para chegar aos valores financeiros próximos dos obtidos na usina eólica. A Tabela 21 indica os resultados da viabilidade econômico-financeira.

Tabela 21 – Viabilidade Econômico-financeira (a um Preço de R\$ 370,00 MWh)

Viabilidade Financeira		
TIR antes impostos – capital próprio	%	9,5%
TIR antes impostos – ativos	%	9,5%
TIR após impostos – capital	%	9,0%
TIR após impostos – ativos	%	9,0%
Retorno do capital próprio	ano	10,9
Valor Presente Líquido (VPL)	R\$	1.585.075
Economia anual no ciclo de vida	R\$/ano	152.539
Razão custo-benefício (C-B)	-	1,18
Custo da Geração de energia	R\$/MWh	317,09
Custo de Redução de GEE	R\$/tCO2	(1.193)

Fonte: RESTCREEN 4.1 (2012).

A Tabela 22 apresenta os resultados do fluxo de caixa do preço de venda de energia fotovoltaica a R\$ 370,00 MWh. É possível notar que o *payback* está previsto após o décimo ano do projeto, e que do valor inicialmente investido de R\$ 8.592.675,00, houve um retorno de R\$ 14.453.195,00 ao longo dos 20 anos de projeto.

Tabela 22 – Fluxo de Caixa (Preço R\$ 370,00)

Fluxo de caixa anual			
Ano #	Antes imposto R\$	Após imposto R\$	Cumulativo R\$
0	-8.592.675	-8.592.675	-8.592.675
1	563.311	540.555	-8.052.120
2	604.861	580.359	-7.471.761
3	649.466	623.091	-6.848.670
4	697.351	668.964	-6.179.706
5	748.754	718.209	-5.461.497

Fluxo de caixa anual			
Ano #	Antes imposto R\$	Após imposto R\$	Cumulativo R\$
6	803.936	771.073	-4.690.424
7	863.172	827.821	-3.862.604
8	926.759	888.738	-2.973.866
9	995.018	954.129	-2.019.737
10	1.068.289	1.024.323	-995.414
11	1.146.941	1.099.671	104.258
12	1.231.367	1.180.551	1.284.809
13	1.321.990	1.267.369	2.552.178
14	1.419.265	1.360.558	3.912.736
15	1.523.678	1.460.586	5.373.321
16	1.635.752	1.567.953	6.941.274
17	1.756.048	1.683.197	8.624.471
18	1.885.168	1.806.894	10.431.364
19	2.023.758	1.939.663	12.371.027
20	2.172.511	2.082.168	14.453.195

Fonte: RESTCREEN 4.1 (2012).

A Figura 50 mostra o *payback* graficamente esperado entre os anos 10 e 11.

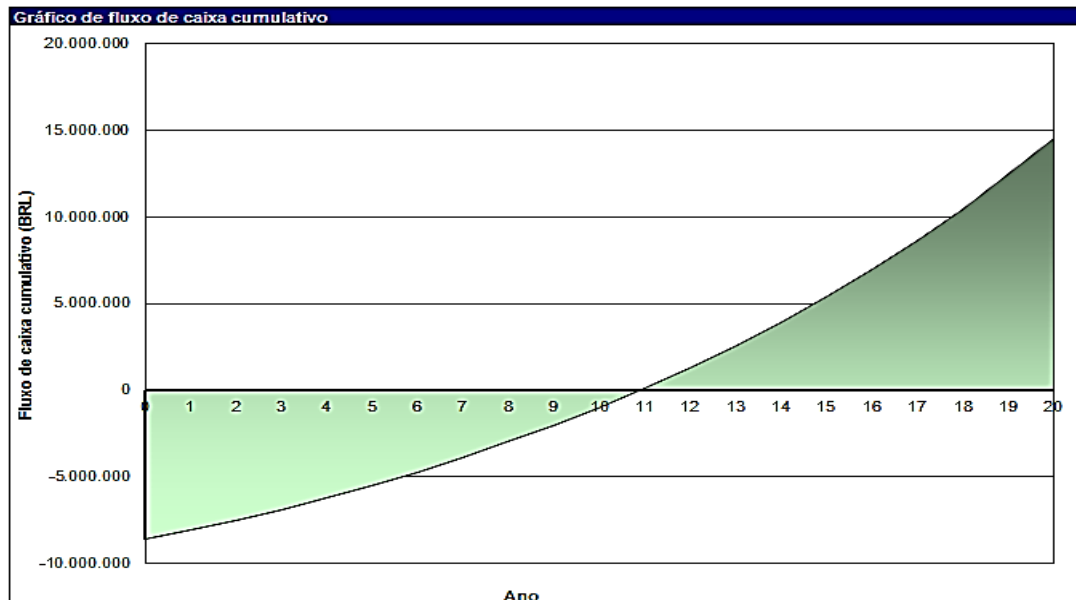


Figura 50 – Fluxo de Caixa Cumulativo (Somente Fotovoltaico a R\$ 370,00 MWh)
Fonte: RESTCREEN 4.1 (2012).

A Tabela 23 ilustra como a usina complementar fotovoltaica ficaria atrativa com um preço de energia negociado a R\$ 370,00/MWh, pois os resultados financeiros seriam muito mais próximos dos encontrados na usina eólica.

Tabela 23 – Comparativo Eólico e Complementar (Sistema Fotovoltaico) a um preço de venda a R\$ 370,00/MW

Viabilidade Financeira			
Usinas		Eólica	Fotovoltaica
TIR antes impostos – capital próprio	%	9,30%	9,50%
TIR antes impostos – ativos	%	8,20%	9,50%
TIR após impostos – capital	%	8,80%	9,00%
TIR após impostos – ativos	%	7,70%	9,00%
Retorno do capital próprio	ano	11,40	10,90
Valor Presente Líquido (VPL)	R\$	19.096.346,00	1.585.075
Custo de Geração de Energia	R\$/MWh	77,98	317,09
Índice Custo/Benefício		1,18	1,18

Fonte: Autoria própria.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho procurou abordar a inserção da usina eólica e solar no Sistema Interligado Nacional (SIN) e apresentou um comparativo entre os custos de uma geração eólica e os de uma geração híbrida, analisando o possível impacto no custeio de um projeto quanto à implantação de uma usina fotovoltaica, que funcionaria como complementar de modo a disponibilizar mais energia ao SIN, formando assim um sistema híbrido eólico-solar.

A região escolhida para o estudo de caso foi Caetité (BA), por ser uma área propícia para instalação de geração solar e eólica. Em relação aos estudos de viabilidade econômica, optou-se pelo uso do programa computacional RETScreen 4.1.

Inicialmente, o investimento de uma usina eólica de 30 MW está previsto em R\$ 125.951.967,00, considerando um fator de capacidade de 38%, sendo a energia vendida no mercado livre a um preço de R\$ 87,94/MWh. Para a implementação de uma geração fotovoltaica complementar com capacidade instalada de 1,05 MW e um fator de capacidade de 17%, deixando assim a usina mais confiável, foi orçado um valor de R\$ 8.592.675,00, a um preço de energia vendida no mercado livre de R\$ 250,00/MWh.

Os resultados mostrados na Tabela 21 demonstram que a usina fotovoltaica complementar, com um preço de venda de energia a R\$ 250,00/MWh, fica inviabilizada, pois os resultados financeiros –TIR, VPL e Índice de Benefício/Custo – deram abaixo dos valores da usina eólica, que tem um preço de venda de energia a R\$ 87,94/MWh.

Portanto, a usina complementar fotovoltaica ficaria atrativa, se comparada com a usina eólica, com o preço negociado a R\$ 370,00/MWh.

Como sugestão de próximas pesquisas, seria interessante verificar se as células fotovoltaicas aumentaram a eficiência e se baratearam seu custo de produção. Também seria relevante realizar um novo estudo de análise econômica.

Para que se viabilize a energia fotovoltaica no Brasil, é provável que o governo subsidie essa nova tecnologia; neste sentido, um estudo financeiro também seria interessante para averiguar se a intervenção do Estado viabilizou tal tecnologia ou não.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Energia Solar**. Disponível em: <[www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar\(3\).pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar(3).pdf)>. Acesso em: 3 jan. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>. Acesso em: 3 jan. 2011.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. Disponível em: <www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>. Acesso em: 3 jan. 2013.

BARBOSA, C. F. O.; PINHO, J. T.; VALE, S. B. V. **Sistemas híbridos de energia solar/eólico/diesel para eletrificação de comunidades isoladas da região amazônica brasileira – estado presente e desenvolvimentos futuros**, 2010. Disponível em: <www.ufpa.br/gedae/CLAGTEE2005_01.pdf>. Acesso em: 3 jan. 2013.

BLASQUES, L. C. M. **Estudo da viabilidade técnico-econômica de sistemas híbridos para geração de eletricidade**. 2005. 215 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pará, Belém, 2005.

BNDES. **Condições de Financiamento**. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energias_alternativas.html>. Acesso em: 3 jan. 2013.

CHANDLER, H. **Wind Energy – the facts**. An analysis of wind energy in the EU-25. Brussels: European Wind Energy Association. 2003. Disponível em: <http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/WETF/Facts_Summary.pdf>. Acesso em: 3 jan. 2013.

CHIGUERU, T. et al. **Atlas Solarimétrico do Brasil 2000**: banco de dados solarimétricos. Recife, Pernambuco: Editora Universitária – UFPE, 2001. 111 p. Disponível em:

<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_Solarimetrico_do_Brasil_2000.pdf>. Acesso em: 3 jan. 2013.

CRESESB. **Atlas do Potencial Eólico do Estado da Bahia**. Disponível em:

<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/atlas_eolico_BA.pdf>. Acesso em: 3 jan. 2013.

CUSTÓDIO, R. S. **Energia eólica para produção de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2009.

DUTRA, R. M.; TOLMASQUIM, M. **Estudo de viabilidade econômica para projetos eólicos com base no novo contexto do setor elétrico**. Programa de Planejamento Energético da COPPE, UFRJ – Coletânea de artigos – energias solar e eólica – volume 1; CRESESB, 2003.

DUTRA, R. M.; TOLMASQUIM, M. **Estudo de viabilidade econômica para projetos eólicos com base no novo contexto do setor elétrico**. In: IX Congresso Brasileiro de Energia, 2002, Rio de Janeiro. Anais do IX Congresso Brasileiro de Energia. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ; SBPE; Clube de Engenharia, 2002, v. IV, p. 1815-1829.

DUTRA, R. M.; TOLMASQUIM, M. **Estudo de viabilidade econômica para projetos eólicos com base no novo contexto do setor elétrico**. In: **COLETÂNEA de artigos**: energias solar e eólica. Rio de Janeiro: CRESESB, v. 1, p. 189-202, 2003.

ENERCON. **Modelo E-82**: descrição técnica. Disponível em:

<<http://www.wobben.com.br/aerogeradores/gerador-eolico-modelo-e-82/>>. Acesso em: 3 jan. 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Leilão de geração para 2017 contrata usinas hidrelétricas e parques eólicos. In: **Informe à imprensa** – Leilão de Energia A-5/2012. Disponível em:

<http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20121214_1.pdf>. Acesso em: 3 jan. 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira.** Disponível em:

<http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf>.

Acesso em: 3 jan. 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Disponível em: <http://www.jornaldaciencia.org.br/Detail.jsp?id=81979> Acesso em: 3 jan. 2013.

GAMESA. **Gamesa G58-850kW: características generales.** Disponível em:

<www.epsea.org/esp/energiaelectrica.html>. Acesso em: 3 jan. 2013.

GARBE, E. A. **Projeto básico para verificação da viabilidade econômica de uma unidade de geração de energia elétrica proveniente da energia eólica na Lagoa dos Patos – Rio Grande do Sul – Brasil – denominado – Parque Eólico Lagoa dos Patos.** 2011. Monografia (Especialização em Gestão e Planejamento Ambiental) – Universidade do Estado de Santa Catarina, Santa Catarina, 2011.

GARCÍA, F. H. **Análise Experimental e Simulação de Sistemas Híbridos Eólico-Fotovoltaicos.** 2004. 209 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2004.

GIL, A. C. **Métodos e técnicas de pesquisa social.** São Paulo: Atlas, 1999.

GIL, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa.** 5. ed. São Paulo: Atlas, 2008.

GONÇALVES, M. J. Q.; SALLES, J. A. C.; PIZZOLATO, N. D. Implantação de uma Usina Eólica: Avaliação Estratégica e Análise de Viabilidade Operacional e Econômica do Projeto. *In: X Simpósio de Pesquisa Operacional e Logística da Marinha*, 2007, Rio de Janeiro. **X Simpósio de Pesquisa Operacional e Logística da Marinha.** Rio de Janeiro: CASNAV - Centro de Análise de Sistemas Navais, 2007, 15 p.

HEINEMAN, J. T. **Estudo de Viabilidade para Implantação de um Sistema Híbrido Eólico-fotovoltaico de Baixa Potência com Conexão à Rede Elétrica.** 2007. 46f. Monografia (Graduação) – Curso Superior de Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

HICKOK, F. **Handbook of Solar and Wind Energy**. Cahners Publishing Company, Fourth Printing, 1975.

IMPSA – **Catálogo de equipamentos eólicos**, Pernambuco, 2012.

KYOCERA. **Modelo KD210GX-LPU**. Disponível em:

<<http://www.kyocerasolar.com.br/site/arquivos/produtos/76.pdf>>. Acesso em: 3 jan. 2013.

BRASIL. **Plano decenal de expansão de energia 2020**. Brasília, DF: EPE; MME, 2011. 311 p.

MME – **Sistemas Híbridos – Soluções Energéticas para a Amazônia**. Brasília, 2008.

PINHO, J. T. et al. **Sistemas Híbridos – Soluções Energéticas para a Amazônia**.

Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia. 2008. 396p.

MOSZKOWICZ, M. - <https://pipl.com/directory/name/.../Mauricio/> - Estados Unidos. Acesso em: 3 jan. 2013.

RETScreen Clean Energy Project Analysis Software . Version 4.1. Canada: RETScreen International, 2012. Disponível em: <www.etscreen.net/pt/home.php>. Acesso em: 3 dez. 2012.

ROCHAS, A. F. Bioenergy leiloa energia solar a preço mínimo de R\$250/MWh. **Reuters Brasil**., São Paulo, jul. 2012. Seção Negócios. Disponível em: <<http://br.reuters.com/article/businessNews/idBRSP86T07K20120730>>. Acesso em: 3 jan. 2013.

ROHATGI, J. S.; NELSON, V. **Wind Characteristics**. An analysis for the generatoin of wind power. Alternative Energy Institute, West Texas A&M University, 1994.