

Adriano Leme Ibri
Bruno Gabriel Alves
Jacob James Salzberg

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA DE PROJETO DE CENTRAL GERADORA
EÓLICA**

Projeto de Formatura apresentado à
Escola Politécnica da Universidade
de São Paulo, no âmbito do curso de
Engenharia Ambiental

Orientador: Prof. Dr. Erik Eduardo Rego

São Paulo

2015

Catalogação-na-publicação

Ibri, Adriano

ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA DE PROJETO DE CENTRAL
GERADORA EÓLICA / A. Ibri, B. Alves, J. Salzberg -- São Paulo, 2015.
109 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São
Paulo. Departamento de Engenharia de Hidráulica e Ambiental.

1.Energia Eólica 2.Engenharia Ambiental 3.Setor Elétrico Brasileiro
4.Geração de Eletricidade 5.Leilão de Energia I.Universidade de São Paulo.
Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Hidráulica e Ambiental
II.t. III.Alves, Bruno IV.Salzberg, Jacob

AGRADECIMENTOS

Não teria sido possível elaborar esse trabalho sem a ajuda de pessoas as quais foram fundamentais tanto ao longo do curso quanto no período final de conclusão.

Agradecemos em especial à Empresa Parceira Sequoia Energia, peça fundamental para a realização do trabalho, em particular aos solícitos José Carlos Carvalho, Frederico Prado e Sérgio Attié. A Empresa gentilmente cedeu dados técnicos, horas de seus funcionários e espaço físico.

Ao nosso Orientador Prof. Dr. Erik Eduardo Rego o qual se disponibilizou a orientar Trabalho de Formatura com grande empenho, paciência, incentivo e sobretudo serenidade transmitida ao nosso grupo, sem a qual não teria sido possível concluir esse trabalho. Apesar do grupo ser de outro Departamento da faculdade, o Prof. Erik foi extremamente receptivo e nos forneceu grande auxílio técnico e acadêmico em inúmeras etapas do trabalho de conclusão.

Ao Prof. Dr. Renato Carlos Zambon pelas orientações gerais, auxílio e atenção dada ao grupo, compartilhando conhecimento técnico e sugestões precisas, tanto no trabalho em si quanto ao longo do curso.

Ao Prof. Dr. Podalyro Amaral de Souza pela disponibilidade de participar da banca avaliadora, agregando experiência e senso crítico com seus comentários.

Novamente, ao Eng. Sérgio Sarquis Attié responsável pela Sequoia Energia por todo o auxílio fornecido tanto no escopo avaliador quanto na avaliação crítica do trabalho.

Por fim, nossos sinceros agradecimentos às nossas namoradas por trazerem alegria às nossas vidas e aos nossos colegas de curso pelo apoio e troca de experiências acadêmicas.

São Paulo

2015

RESUMO EXECUTIVO

O presente trabalho tem objetivo analisar a engenharia envolvida em um projeto de geração de energia elétrica através do potencial eólico. O trabalho se desenvolveu na forma de estudo de caso em conjunto com a empresa Sequoia Energia, que disponibilizou informações, valores e dados além de auxílio na organização do projeto como um empreendimento de engenharia.

O estudo se desenvolveu em duas etapas. Primeiramente foi feita uma contextualização do cenário no qual o projeto seria inserido, incluindo a regulação do setor, a oferta de energia elétrica no Brasil e fontes primárias utilizadas para sua geração, além de aspectos de mercado.

A segunda etapa consistiu no estudo de casos em si, realizada em conjunto com a empresa. Essa etapa consistiu inicialmente na reconstituição do processo de escolha do local a partir do potencial eólico no território nacional. Com a área escolhida, a próxima etapa se constituiu no levantamento de dados relevantes para o projeto, como medições de vento e levantamento topográfico. Em seguida os dados foram analisados, com auxílio do software WAsP, uma ferramenta computacional de grande utilidade para o modelamento do recurso e o desenvolvimento de parques eólicos.

Através da análise dos dados, e com informações sobre diferentes modelos de aerogeradores, foi possível elaborar um cenário de melhor aproveitamento do recurso eólico na área, buscando a melhor relação custo-benefício. E, por fim, foi feito um breve levantamento dos aspectos e exigências legais envolvidas.

ABSTRACT

The aim of the study is to analyze the engineering involved in an electricity generation project through wind power potential. The work was developed in a mixed scenario of a case study sided with partnership from Sequoia Energy, which provided information, graphical input and data as well as help in the framework as an engineering project.

The study was conducted in two stages. At first it was made a preparatory briefing supplying the context necessary to have a global understanding of the scenario including breakdown of energy production by sources and a brief explanation of each source available in the current market state, mostly in Brazil.

The second stage consists of the case study itself, held in conjunction with the company. This step consisted initially in the reconstitution of the site selection process from the wind potential in the country. Within the chosen area, the next step consisted of applying data of the project itself, such as wind measurements and topographic surveying. After that, the data was analyzed using the WAsP software, a computational tool of great benefit to the resource modeling and the development of wind farms.

Throughout data analysis, and with information about different models of wind turbines, it was possible to map the wind resource in the chosen area, searching for the best value for money. And, finally, it was made a brief survey of the legal aspects and requirements involved.

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVO.....	13
1.1. OBJETIVOS.....	14
2. METODOLOGIA.....	15
2.1. PREMISSAS	16
3. CONTEXTUALIZAÇÃO	18
3.1. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	18
3.1.1. ESTRUTURA.....	18
3.1.2. OPERAÇÃO	19
3.2. OFERTA E DEMANDA NO BRASIL	19
3.2.1. FONTES NÃO RENOVÁVEIS	22
3.2.2. FONTES RENOVÁVEIS.....	24
3.3. EXTERNALIDADES SOCIOAMBIENTAIS.....	27
3.4. LICENCIAMENTO AMBIENTAL	28
3.5. CUSTOS ECONÔMICOS ENVOLVIDOS	30
3.6. MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO.....	31
3.6.1. AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA	31
3.6.2. AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE.....	34
3.6.3. REMUNERAÇÃO E RISCOS ENVOLVIDOS	35
3.6.3.1. LEILÕES DE ENERGIA DE RESERVA	36
3.6.3.2. LEILÕES DO ACR (A-5; A-3; FA)	36
3.6.3.3. REMUNERAÇÃO NO MERCADO LIVRE	37
4. ENERGIA EÓLICA	38
4.1. INTRODUÇÃO À ENERGIA EÓLICA.....	38
4.1.1. HISTÓRIA.....	38
4.1.2. EXTERNALIDADES SOCIOAMBIENTAIS	40
4.1.3. ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS POSITIVOS.....	41

4.1.4. CAPACIDADE ACUMULADA NO MUNDO	42
4.1.5. EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE EÓLICA NO BRASIL E PERSPECTIVAS FUTURAS.....	45
4.1.6. COMPLEMENTARIEDADE COM A ENERGIA HÍDRICA.....	47
4.2. RECURSO EÓLICO.....	49
4.3. GERAÇÃO DE ELETRICIDADE	54
4.4. DIMENSIONAMENTO.....	57
4.5. CUSTOS ECONÔMICOS	59
5. ESTUDO DE CASO – PROJETO DE PARQUE EÓLICO	60
5.1. ESCOLHA DA ÁREA	61
5.2. LEVANTAMENTO DE DADOS	68
5.3. ANÁLISE DE DADOS	71
5.4. MICROSITING	80
5.5. LEGISLAÇÃO E CERTIFICAÇÃO DE PRODUÇÃO.....	90
6. CONCLUSÃO	92
7. REFERÊNCIAS	95
8. ANEXOS.....	97

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Metodologia de trabalho.....	15
Figura 2: Etapas de desenvolvimento do projeto.	16
Figura 3: Evolução do tamanho de Aerogeradores.....	39
Figura 4: Histograma de velocidades com curva de Weibull ajustada.	50
Figura 5: Rosa dos ventos típica.....	50
Figura 6: Perfil típico de velocidade do vento.	51
Figura 7: Exemplo de perfil altimétrico e correspondentes curvas de nível.....	52
Figura 8: Efeito de um obstáculo no escoamento do vento.....	53
Figura 9: Parque Eólico Sierra Sesnández, com aerogeradores G97.....	55
Figura 10: Velocidade média anual do vento no Brasil.....	62
Figura 11: Distribuição de parques eólicos em operação no Brasil – SIGEL.....	63
Figura 12: Áreas de interesse no estado de Minas Gerais.....	64
Figura 13: Análise do recurso eólico na área 2.....	65
Figura 14: Localização da área arrendada em relação ao município de Claro dos Poções..	67
Figura 15: Área arrendada em relação ao Estado de Minas Gerais.	67
Figura 16: Posição e raio de 6 km das torres anemométricas.....	68
Figura 17: Torre anemométrica com equipamentos em três diferentes alturas.	70
Figura 18: Resumo das informações obtidas pela TE2.	72
Figura 19: Curvas de nível no mapa vetorial.	73
Figura 20: Mapa representado visualmente a elevação.....	74
Figura 21: Mapa vetorial representando a rugosidade considerada.....	75
Figura 22: Energia anual contida no vento na região analisada.....	76
Figura 23: Velocidade do vento estimada pelo WAsP em relação ao terreno arrendado....	76
Figura 24: Localização do ponto Ex1 no mapa vetorial.....	77
Figura 25: Vento observado no ponto Ex1.	78
Figura 26: Influência de efeitos locais na produção de energia da turbina em Ex1...79	79
Figura 27: Produção de energia da turbina alocada em Ex1.	79
Figura 28: Morro selecionado em relação ao terreno.....	81
Figura 29: Visão detalhada do morro escolhido.	82
Figura 30: Cenário A.	83
Figura 31: Cenário B com Rosa dos Ventos.	86

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Classes de rugosidade.....	52
Tabela 2: Custos usuais de projetos eólicos no Brasil.....	59
Tabela 3: Posição e elevação das torres anemométricas.....	69
Tabela 4: Resultados obtidos do Cenário A com G97.....	84
Tabela 5: Resultados obtidos do Cenário A com GE 1,6xle.....	85
Tabela 6: Resultados obtidos do Cenário A com Siemens 101.....	85
Tabela 7: Resultados obtidos no Cenário B com GE 1,6xle.....	87
Tabela 8: Resultados obtidos no Cenário B com G97.....	87
Tabela 9: Resultados obtidos no Cenário B com Siemens 101.....	88
Tabela 10: Calculo de análise financeira dos Cenários calculados.....	89

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Geração de energia elétrica em 2013 e 2014 no Brasil.....	20
Gráfico 2: Variação da geração de energia elétrica por fontes.....	21
Gráfico 3: Consumo setorial de energia elétrica em 2014.....	21
Gráfico 4: Redução de Emissões de CO ₂	42
Gráfico 5: Capacidade Instalada.....	43
Gráfico 6: Evolução da Capacidade Acumulada por ano.....	44
Gráfico 7: Evolução da Capacidade Instalada por ano.....	44
Gráfico 8: Evolução da Capacidade Instalada no Brasil.....	45
Gráfico 9: Evolução da Capacidade Instalada.....	45
Gráfico 10: Perfil de Geração no Brasil.....	47
Gráfico 11: Regimes Sazonais de Energia Eólica e Hidráulica do Rio São Francisco.....	48
Gráfico 12: Curva de potência de um aerogerador G97.....	56

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1: Função de densidade de probabilidade para distribuição de Weibull.	51
Equação 2: Potência contida em uma massa de ar em deslocamento.	56
Equação 3: Potência média gerada.	58

LISTA DE SIGLAS, SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

A	Ano Base
A-1	Ano Base Menos Um
A-3	Ano base Menos Três
A-5	Ano base Menos Cinco
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AEGE	Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APP	Área de Preservação Permanente
ART	Anotação de Responsabilidade Técnica
BA	Bahia
BEN	Balanço Energético Nacional
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCIR	Certificado de Cadastro de Imóvel Rural
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CONAMA	Conselho Nacional Do Meio Ambiente
DWIA	Danish Wind Industry Association
EAS	Estudo Ambiental Simplificado
EIA/RIMA	Estudo de Impacto Ambiental/Relatório de Impacto Ambiental
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC	Fator de Capacidade
GPS	Global Positioning System
GWh	Gigawatt-hora
IEA	Agência Internacional de Energia
IEC	International Electrotechnical Commission
INB	Indústrias Nucleares Brasileiras
INCRA	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
kW	Quilowatt
LER	Leilão de Energias Renováveis
LFA	Leilão de Fontes Alternativas

LI	Licença de Instalação
LO	Licença de operação
LP	Licença Prévia
m	Metro
m/s	Metros por Segundo
MEASNET	Network of European Measuring Institutes
MG	Minas Gerais
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
NOS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequenas Centrais Hidroelétricas
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PNMA	Política Nacional do Meio Ambiente
RAP	Relatório Ambiental Preliminar
RAS	Relatório Ambiental Simplificado
RF	Renda Fixa
RGI	Registro Geral de Imóvel
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SEMAD	Secretaria do Estado de Meio ambiente e Desenvolvimento
SIGEL	Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico
SIN	Sistema Interligado Nacional
TWh	Terawatt-hora
UC	Unidade de Conservação
UF	Unidade Federal
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
UHE	Usina Hidroelétrica
UTE	Usina Termoelétrica
UTM	Universal Tranversa de Mercator
UTN	Usina Termonuclear
W/m ²	Watt por Metro Quadrado
WACA	Wind Atlas Climate Analyst
WAsP	Wind Atlas Analysis and Application Program
WEng	Wind Engineering

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVO

A relação entre desenvolvimento de um país e sua disponibilidade e transmissão de energia é intrínseca. O aprimoramento e estabelecimento de técnicas e tecnologias relacionadas à energia estão diretamente relacionados ao desenvolvimento sociocultural e econômico de uma população. Dessa forma, tem-se que o desenvolvimento do meio antrópico tem uma correlação direta com o desenvolvimento tecnológico.

Em meados do século XIX, com o estabelecimento da revolução industrial, ocorreram transformações populacionais com a explosão do modelo de vida urbana. Com o novo perfil de crescimento desenfreado, houve a necessidade de desenvolver serviços os quais funcionavam para alimentar o maquinário e a matriz energética com base em combustíveis fósseis, encravados como item fundamental à subsistência do modelo gerencial e energético da época.

Com a ótica de progresso dos anos 1970 em que desenvolvimento era relacionado à poluição, inúmeros problemas foram criados, principalmente na esfera socioambiental. O conceito de desenvolvimento sustentável, elaborado no Relatório Brundtland (1987), estabelece que qualquer desenvolvimento deva levar em consideração todos os impactos causados dentro do meio ambiente, do meio social e do meio econômico. Para tal, o desenvolvimento deve ocorrer de forma racional, utilizando os recursos ambientais de forma eficiente, através de tecnologias limpas e de baixo impacto. Dessa forma, é de grande importância que sejam feitos constantes investimentos em infraestrutura, buscando maior produtividade e eficiência. Transporte, educação, saúde, são alguns dos elementos estruturais que devem ter prioridade no desenvolvimento econômico e social.

Dentre a grande variedade de fontes de energia renovável, a eólica em particular teve um crescimento expressivo, com base em alguns fatores (OMALLEY et. al, 2007): o vento é um recurso natural abundante, as tecnológicas estão bem amadurecidas, há baixo tempo de construção e na maioria dos casos há viabilidade técnica. Entretanto, há também desvantagens a se considerar: o vento é um recurso intermitente, sazonal e não uniforme. Além disso, não é possível armazenar o vento. Ou seja, o fornecimento energético está sujeito à condições controláveis e não controláveis, embora seja possível minimizar o risco e uniformizar a transmissão com

base em amortizações entre fontes complementares, como por exemplo a eólica e a hidrelétrica. Ademais, os sítios em que os aeroparques se encontram normalmente estão afastados do sistema de transmissão, sendo necessários investimentos em infraestrutura de rede.

A energia eólica já está presente com contribuição significativa na redução de emissões tanto em países em desenvolvimento quanto industrializados, e em 2020, haverá grande redução na quantidade de CO₂ que poderia ter sido emitida (GWEC, 2012). A energia eólica por si só irá contribuir para grande parcela da redução das emissões de gases do efeito estufa de acordo com as restrições políticas e objetivos estabelecidos, como planos de metas de países desenvolvidos, os quais devem manter o volume de redução atualizado e ajudar países em desenvolvimento com programas ambiciosos para “descarbonizar” seus sistemas elétricos tanto com financiamento público quanto com investimento privado.

1.1. OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho é desenvolver um projeto de parque eólico na região de Claro dos Poções, situada no Norte do Estado de Minas Gerais. Para sua completa elaboração foram adotadas premissas fornecidas pela empresa parceira, dado que idealmente um projeto desta magnitude necessita de grande número de profissionais especializados envolvidos. Essa limitação de abrangência do estudo será mais bem detalhada, para assim deixar claro o que foi desenvolvido neste projeto, e o que será adotado e fornecido pela empresa parceira, ou seja, quais etapas estão dentro e fora do escopo deste projeto.

Ademais, são necessários estudos concomitantes: desenvolvimento de conhecimento acerca do aproveitamento do potencial eólico para geração de eletricidade; análise do contexto regulatório e mercadológico no qual o projeto está inserido, com panorama do setor de energia elétrica brasileiro; contextualização geral do cenário energético nacional, com apresentação de estrutura geral e descrição das principais fontes de energia (primárias e secundárias).

2. METODOLOGIA

A metodologia adotada seguiu uma abordagem intermediária entre um estudo de caso e um projeto em si. Como não é possível desenvolver um projeto por completo de parque eólico que envolve etapas fora do alcance do grupo como, por exemplo, identificar e negociar arrendamento de terra para medições de vento. Dessa forma aonde foi possível o projeto foi elaborado e desenvolvido. Onde não, devido a incompatibilidades técnicas, temporais, entre outras, foi feito um estudo de caso com a respectiva explanação das etapas. A Figura 1 descreve as etapas chaves do projeto adotadas.

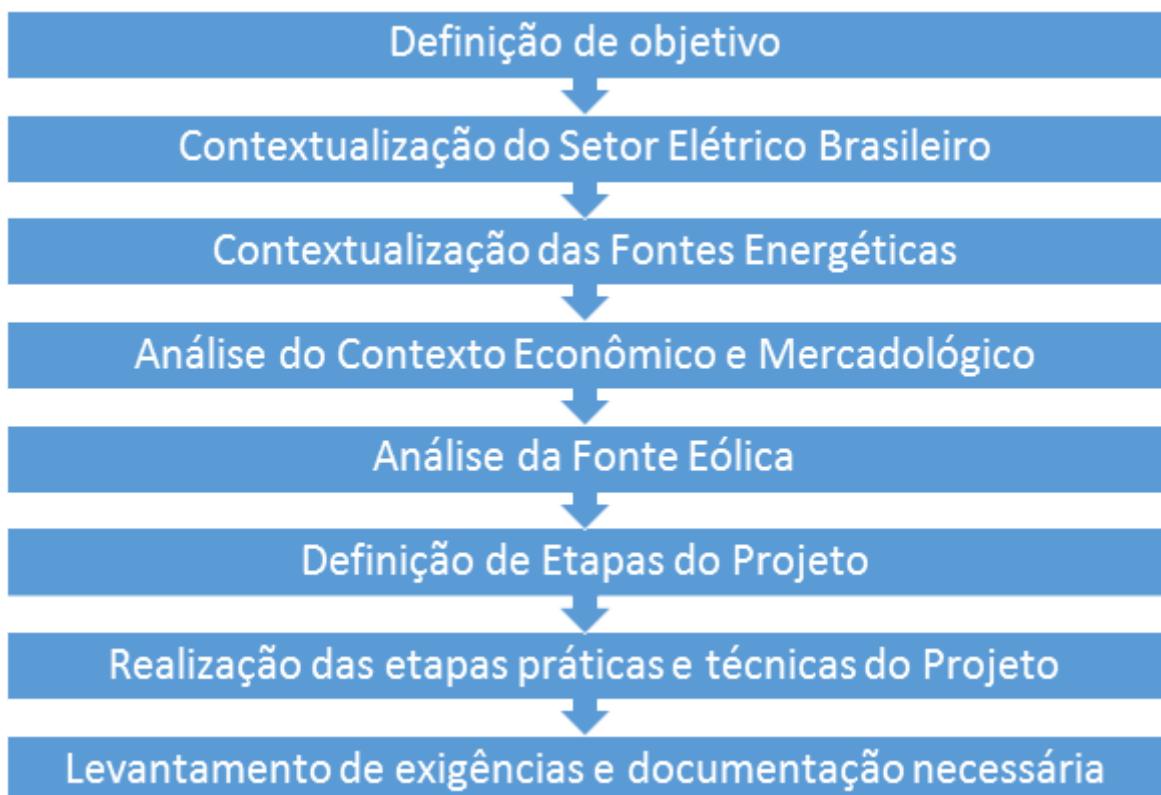


Figura 1: Metodologia de trabalho. Fonte: Elaboração própria

O objetivo principal deste trabalho de formatura é elaborar o projeto de um parque eólico. Para tanto, seria possível desenvolver o mesmo de forma direta: atribuir o escopo exclusivamente em cima do parque eólico, sem maior contextualização. Entretanto, com o intuito de contextualizar a motivação desde trabalho, é inicialmente apresentada uma visão geral do setor elétrico brasileiro para que seja possível entender o *locus* do projeto tanto dentro da matriz energética brasileira quanto dentro do mercado de energia eólica em si. Ademais, foi desenvolvida contextualização das

fontes energéticas dentro da matriz brasileira para deixar mais claro as vantagens e desvantagens de cada fonte em particular.

Com a descrição completa, o grupo desenvolveu uma análise da fonte eólica (vento) em si, com uma descrição simplificada do recurso e de variáveis relacionadas. Em seguida, foi desenvolvida a metodologia própria do projeto, conforme a Figura 2.



Figura 2: Etapas de desenvolvimento do projeto. Fonte: Elaboração própria.

O projeto será mais detalhado na parte específica referente ao mesmo. O fluxograma apresenta etapas típicas de desenvolvimento, que serão seguidas ao longo do desenvolvimento do projeto.

Com o projeto definido, foi feita análise do contexto econômico dos resultados e um levantamento de documentação e exigências necessárias. Finalmente, o projeto foi desenvolvido de acordo com a metodologia fundamentada na Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE) e em projetos de eólicos semelhantes.

2.1. PREMISSAS

Como o grupo não é uma empresa de engenharia é necessário que sejam estabelecidas algumas premissas¹ para que seja viável executar o projeto de formatura. Pois conforme descrito na metodologia, há entraves tanto temporais (como por exemplo nas medições de vento, onde são necessários de 3 a 5 anos de dados)

¹ s.f. Proposição; fato inicial a partir do qual se inicia um raciocínio ou um estudo: partiram da premissa de que toda criança tem direitos. (Etm. do latim: praemissa) Fonte: Dicio: Dicionário Online de Português.

quanto técnicos (não é possível visitar o local, o qual não possui acesso ainda) quanto gerais (como é um projeto acadêmico, não é possível licitar ele diretamente em leilão).

Dessa forma, foram estabelecidas as seguintes premissas e simplificações:

- A área em si não foi escolhida livremente. Foi feito estudo de caso para recriar o processo no qual a empresa chegou na região de Claro dos Poções- MG. A empresa-parceira forneceu dados de vento da região, na qual já havia arrendamento;
- O projeto não será licitado em leilão, dado que é um projeto acadêmico. Entretanto, será descrito o processo e estabelecidas variáveis de mercado para se analisar a viabilidade técnica e econômica do projeto. Consequentemente, não haverá pesquisa de datas de leilões e outros dados referentes à licitação para concorrência;
- Não é possível visitar a área, dado que não há acesso (ainda não foram construídas estradas de acesso no local);
- Não será executado o processo de licenciamento ambiental, ficando apenas indicados impactos comuns e regulações vigentes para tal. Um estudo ambiental é algo extenso e multidisciplinar, fugindo do escopo do projeto;
- Não foram feitas medições anemométricas, medições de topografia e rugosidade de terreno – elas foram fornecidas pela empresa parceira. Os dados obtidos não serão modificados, sendo assumidos como confiáveis e corretos.

Com estas premissas adotadas, o escopo fica claro e o projeto foi assim desenvolvido.

3. CONTEXTUALIZAÇÃO

3.1. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

3.1.1. ESTRUTURA

O setor elétrico brasileiro (SEB) passou por sua última ampla reforma em março de 2004, por meio das leis 10.847 e 10.848. O Ministério de Minas e Energia (MME) definiu como pilares do arcabouço regulatório a modicidade tarifária, eficiência na operação e prestação do serviço, e concorrência de mercado.

Para um melhor entendimento do SEB, serão apresentados os órgãos que definem sua estrutura de atuação. O MME tem função de formular e implantar, no âmbito federal, a política energética nacional. Já a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), instituída pela lei 9.427/1996, tem como finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao MME, presta serviços na área de estudos e pesquisas, destinadas a subsidiar o planejamento do setor, associados às projeções da composição da matriz energética nacional, do balanço energético nacional, do aproveitamento eficiente dos recursos hídricos e outros estudos. É a EPE quem define as diretrizes técnicas para cadastro e habilitação de projetos de geração de energia elétrica, para fins de participação em leilões de fornecimento de energia ao ambiente de comercialização regulado².

O sistema de produção e transmissão da energia elétrica do Brasil compõe o denominado Sistema Interligado Nacional (SIN), o qual abrange as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. As operações do SIN são coordenadas e controladas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), uma entidade, criada pela lei 9.648/1998, regulada e fiscalizada pela ANEEL.

A contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo são realizadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), criada pela Lei nº 10.848/2004. Sendo que, as Regras e os

² Esse tema será mais bem discutido no item 3.5.1 Ambiente de Contratação Regulada.

Procedimentos de Comercialização que regulam as atividades realizadas na CCEE são aprovados pela ANEEL.

3.1.2. OPERAÇÃO

O setor de geração da energia elétrica, embora comercialize a eletricidade em ambiente competitivo, é regulado pela ANEEL. A entrada de novos agentes requer autorização ou concessão pelo Poder Público, sendo que, no segundo caso, é feita mediante processos de licitação pública. Uma empresa geradora deve encaminhar a energia gerada ao SIN, para que esta seja transmitida ao consumidor, através das empresas distribuidoras. Para tal, a empresa geradora deve estar conectada a uma subestação, pertencente à distribuidora ou transmissora da região. O livre acesso ao SIN é garantido, porém deve-se seguir procedimentos regulatórios de conexão.

Os segmentos de transmissão e distribuição da energia elétrica gerada para o consumidor final são classificados como monopólios naturais, por isso sofrem regulação técnica e econômica. No segmento de transmissão, o direito de implantação e exploração de novas linhas é concedido ao agente interessado mediante leilões promovido pelo MME, em contratos de autorização com vigência de trinta anos. No caso da distribuição a concessão é feita pelo MME e tem vigência também de trinta anos. As concessionárias exercem exclusividade sobre determinada região de atuação, tendo a responsabilidade de fornecer energia elétrica para todos os consumidores presentes.

3.2. OFERTA E DEMANDA NO BRASIL

A EPE é encarregada de estudar o setor e divulgar informações na forma de relatórios. O Balanço Energético Nacional (BEN) tem como objetivo divulgar números do setor relativos aos anos decorridos, com quantidades ofertadas e demandadas. O Plano Decenal de Expansão (PDE) tem como objetivo divulgar os planos futuros estabelecidos pelo MME além de realizar uma análise econômica da entrada e saída de energia no país.

A EPE informa o perfil de consumo e de oferta de energia elétrica no país, no ano de 2014. A oferta de eletricidade foi de 624,3 TWh, um crescimento de 2,1% em relação ao ano anterior. Já a demanda por energia no ano de 2014 foi de 530,1, apresentando um crescimento de 2,9% em relação ao período anterior. A EPE ainda

identifica que 14,9% da energia gerada sofre perdas técnicas e comerciais, porém este valor foi reduzido em 0,6% do total gerado do ano de 2013 para o ano de 2014. Tais dados incluem autoprodução, importação e exportação de eletricidade.

O Gráfico 1 resume as informações relativas à matriz de geração de eletricidade nos anos de 2013 e 2014, separando por fonte primária. Nota-se a grande participação da energia hidráulica, que mesmo sofrendo uma redução, ainda representa a maior parte da geração.

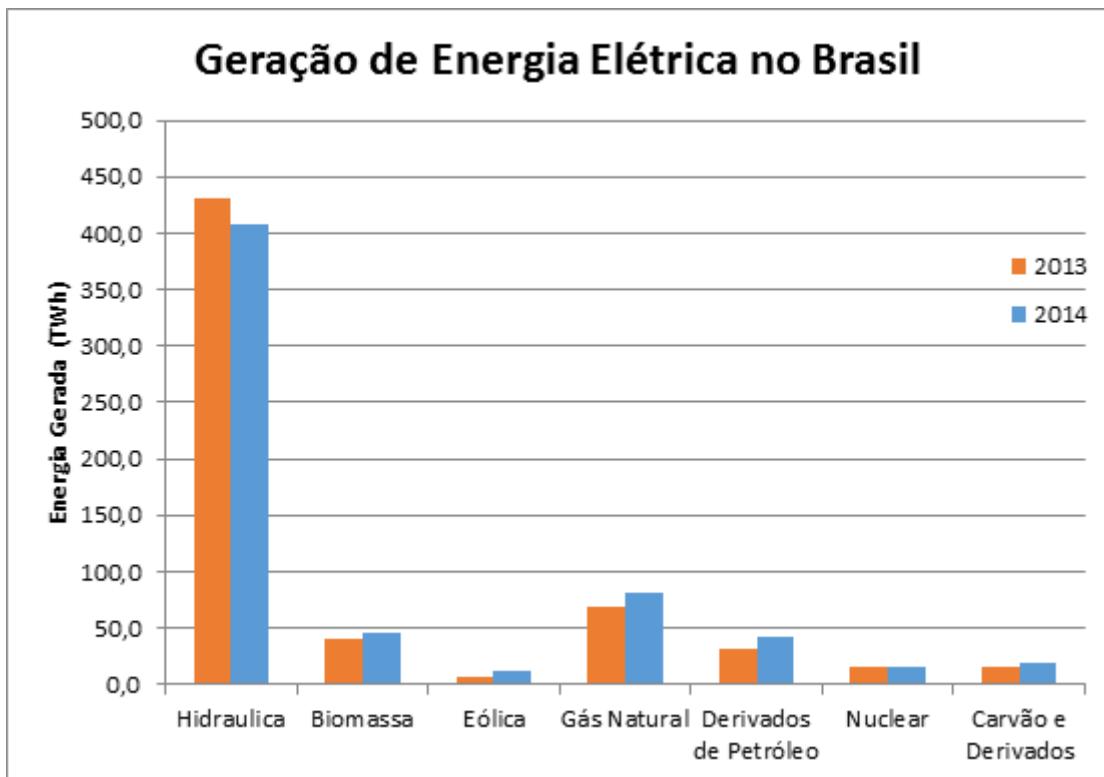


Gráfico 1: Geração de energia elétrica em 2013 e 2014 no Brasil. Fonte: EPE (2015).

Destaca-se o crescimento das fontes, apresentado no Gráfico 2. Nota-se o grande crescimento da participação da energia eólica, com uma evolução de 85,7%. É visível também o aumento da participação de usinas termelétricas na geração, com um incremento de 31,1% no uso de derivados de petróleo, 25,7% de carvão e derivados, 17,5% de gás natural e 14,5% de biomassa (incluindo lenha, bagaço de cana, lixivia e outras formas de recuperação).

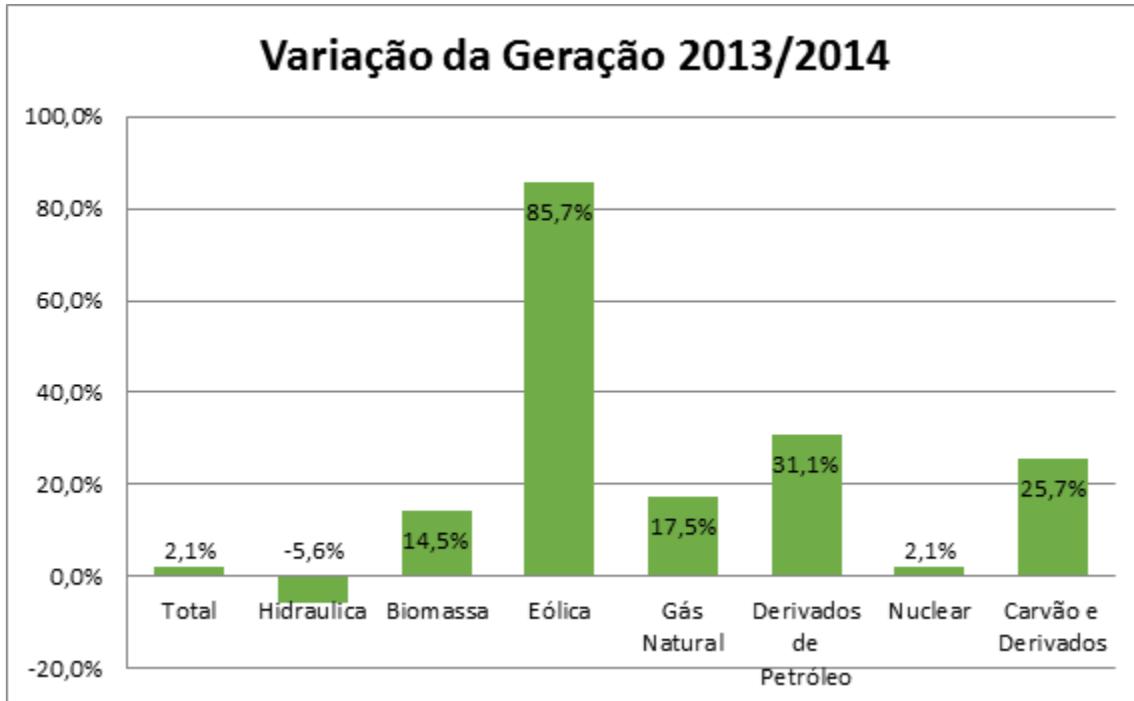


Gráfico 2: Variação da geração de energia elétrica por fontes. Fonte: EPE (2015).

O Gráfico 3 apresenta consumo de energia no Brasil, no ano de 2014. Os grandes consumidores foram o setor industrial e o setor residencial, somando 53,2% de todo o consumo nacional. Fica evidente também a fração de energia perdida, em torno de 93,2 TWh, correspondente a 14,9% do total.

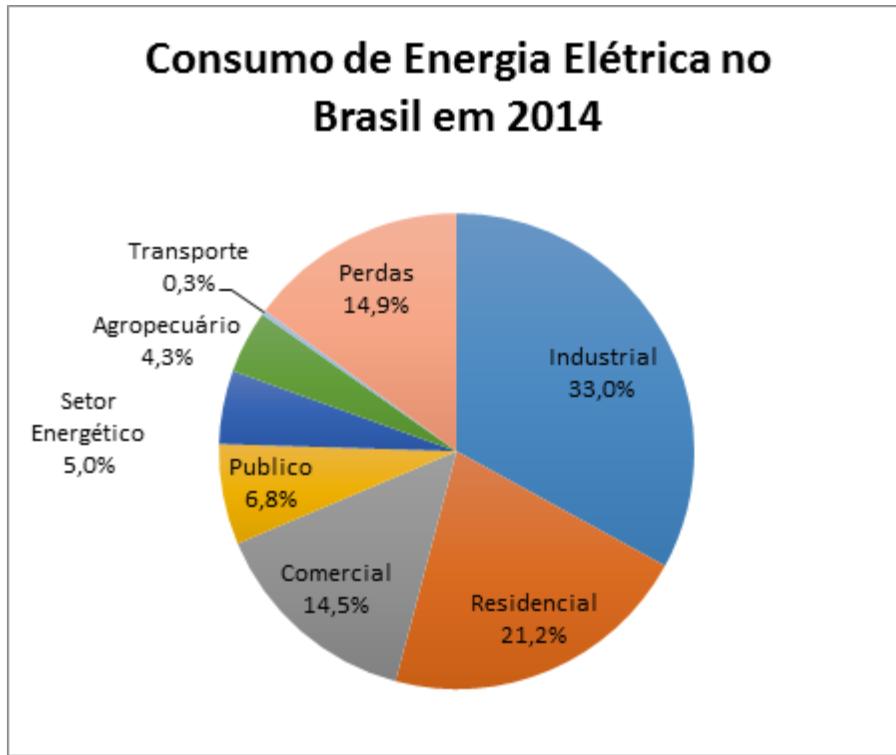


Gráfico 3: Consumo setorial de energia elétrica em 2014. Fonte: EPE (2015).

Conforme o Gráfico 1, pode-se notar que a matriz elétrica brasileira apresenta diversidade não equilibrada de fontes, vez que a maior parte da energia é gerada pela fonte hidráulica, responsável por mais de 70% da eletricidade do país, consequência da extensa rede hidrológica nacional.

3.2.1. FONTES NÃO RENOVÁVEIS

Combustíveis Fósseis

Como é um recurso que não se regenera em um horizonte de tempo comparável à vida humana. Os combustíveis fósseis são considerados fontes não renováveis de energia. As Usinas Termelétricas (UTE) utilizam o calor liberado pela queima de combustíveis para a geração de vapor, que por sua vez movimenta turbinas gerando a eletricidade. Os principais combustíveis fósseis são o carvão mineral, o gás natural e os derivados de petróleo (óleo Diesel, e óleo combustível).

A exploração dos combustíveis fósseis tem evoluído no Brasil, motivada principalmente pela descoberta de reservas litorâneas na camada pré-sal. A empresa estatal Petrobrás, encarregada da exploração do petróleo brasileiro, informa que de 2010 a 2014 a média de produção diária do pré-sal cresceu de 42 mil barris para 492 mil barris, sendo que um barril equivale a aproximadamente 160 litros de petróleo, um aumento de 1170%. A Petrobrás (2014) ainda informa que essa produção corresponde a aproximadamente 20% da produção total de petróleo do Brasil, o que indica um grande potencial energético.

Segundo a ANEEL no início de 2015, estão em operação 2099 UTEs, com capacidade instalada de 26.293 MW, sendo 1874 delas movidas a óleo diesel, num total instalado de 4.264 MW e 137 usinas movidas a gás natural, com capacidade de 12.858 MW.

A queima de combustíveis fósseis tem sido criticada por seus grandes impactos, tanto na fase de extração do recurso como na de geração da eletricidade. Por ser um recurso não renovável, sua exploração tende a causar crescente degradação no meio ambiente, sendo necessário buscar reservas cada vez mais inacessíveis e de alto impacto e risco ambientais. Na fase de combustão, o principal impacto está na geração de material particulado e resíduos gasosos, com a emissão de gases tóxicos e liberação de metais pesados, além da geração de resíduos sólidos. Por ser um material composto principalmente de hidrocarbonetos, o principal resíduo

é o dióxido de carbono, notório por intensificar o efeito estufa e, consequentemente, o aquecimento global. Outras emissões incluem gases sulfúricos, causadores da chuva ácida, com consequências negativas para o equilíbrio de ecossistemas, e gases como o monóxido de carbono e óxidos de nitrogênio, tóxicos para a saúde humana.

Por outro lado, a exploração dos combustíveis fósseis, em específico as reservas de petróleo, está associada a grande atividade econômica, estimulando grande desenvolvimento tecnológico e científico e consequentemente gerando diversos empregos.

Usinas termelétricas tem a possibilidade de ser ativadas e desativadas quando houver necessidade. Dessa forma, o ONS as utiliza de forma complementar a hidroeletricidade, despachando-as quando a demanda de eletricidade for superior à capacidade de geração renovável. Assim, é possível utilizar os combustíveis fósseis de forma estratégica, com o objetivo de otimizar a operação dos reservatórios das hidrelétricas e minimizar o passivo ambiental causado.

Energia Nuclear

Usinas termonucleares (UTN) funcionam a partir do princípio de fissão controlada de átomos de urânio. O processo de divisão dos átomos radioativos, quando feito lentamente, libera energia na forma de calor. Esse processo é feito dentro de reatores, nos quais o calor liberado aquece água a fim de produzir vapor, utilizado para gerar energia mecânica, movimentando as turbinas e gerando eletricidade.

Segundo informações de 2014 das Indústrias Nucleares Brasileiras (INB), o Brasil possui a sétima maior reserva mundial de urânio, contendo o suficiente para suprir sua demanda atual. A INB é encarregada pelos órgãos do governo de realizar a prospecção, pesquisa e a lavra de jazidas de minérios nucleares e associados, além de construir e operar as instalações de enriquecimento e beneficiamento de urânio.

Atualmente estão em operação duas usinas termonucleares no Brasil, Angra I com capacidade de 640 MW e Angra II com capacidade de 1.350 MW. Está em construção a usina Angra III, com a mesma capacidade de Angra II e previsão de operação em 2018.

Usinas nucleares apresentam baixo impacto ambiental e baixo risco de ocorrência de acidentes. Dentre os principais impactos pode-se citar: baixa emissão de gases de efeito estufa, provenientes apenas de eventuais usos de caldeiras

auxiliares; geração de rejeitos radioativos líquidos, sólidos e gasosos; alteração da qualidade da água. Por outro lado, na ocorrência de sinistro, as consequências são de elevada proporção.

A alternativa nuclear se demonstra importante devido à grande disponibilidade de recursos, ao baixo impacto ambiental e à segurança de suprimento de eletricidade. Em um cenário de alta demanda e baixa oferta, as usinas termonucleares se demonstram uma alternativa válida para suprir a escassez hídrica sem gerar um passivo ambiental como seria o caso com termelétricas movidas a combustíveis fósseis.

3.2.2. FONTES RENOVÁVEIS

Hidrelétricas

O desenvolvimento energético brasileiro ocorreu baseado na ampla rede hidrológica do país. Segundo dados da ANEEL (2015) no ano de 2015 encontram-se em operação 201 usinas hidrelétricas (UHE) – hidrelétricas com capacidade maior que 30 MW, totalizando 87.308 MW e 476 pequenas centrais hidrelétricas (PCH), hidrelétricas com capacidade menor que 30 MW, com 4.824 MW em operação. Ou seja, um total de 92.132 MW outorgados.

A instalação de grandes barragens para construção de usinas foi a diretriz do governo para o desenvolvimento a partir dos anos quarenta, porém a partir dos anos oitenta as pressões ambientais exigiram maior eficiência e menor degradação dos recursos naturais. A grande área alagada e os grandes impactos sociais dos projetos das hidrelétricas iniciais demonstraram eficiência muito baixa, estimulando um novo modelo de hidrelétrica, funcionando sem reservatório (fio d'água). As usinas a fio d'água não tem capacidade de armazenamento de água, passando toda a vazão de água pelas turbinas.

Ambientalmente, o uso da rede hidrológica é vantajoso. Porém, grandes reservatórios de água apresentam grandes impactos, como a emissão de gases em ordem menor quando comparados a combustíveis fósseis, porém ainda significativa; destruição de ecossistemas, gerando grandes impactos sobre fauna e flora; frequente desocupação de comunidades que habitam as áreas de futuros reservatórios, ocasionando perda de patrimônio cultural e; alteração na qualidade da água, que tende a acumular matéria orgânica e ter sua acidez modificada quando fica reservada.

Já no caso das PCHs, os impactos são mitigados, na medida que o tamanho do reservatório é menor.

Economicamente, a construção e operação de usinas hidrelétricas gera diversos empregos e garante segurança e disponibilidade de energia, além de ser uma das formas mais econômicas de geração.

Novos empreendimentos necessitam de outorga de uso da água, condicionada a diversas exigências ambientais e sociais, tornando o processo de licitação de hidrelétricas mais extenso, o que representa um fator limitante. Além disso, a construção civil e as obras de projetos demandam tempo, por isso, hidrelétricas representam uma opção a longo prazo.

Energia Fotovoltaica

A radiação solar pode ser diretamente convertida em energia elétrica, através da incidência sobre determinados materiais, particularmente os semicondutores. O efeito fotovoltaico decorre da excitação dos elétrons de alguns materiais na presença da luz solar.

No início da década de 1990, com os avanços da tecnologia e a significativa redução nos seus custos, além das pressões de ordem ambiental, a conversão fotovoltaica teve as suas aplicações ampliadas e inseriu-se crescentemente no mercado mundial. No Brasil a primeira usina fotovoltaica de larga escala, com previsão de 11 MW, terá sua operação iniciada em 2015, em Pernambuco. Em pequena escala existem diversos projetos para o aproveitamento fotovoltaico da energia solar no Brasil, visando ao atendimento de comunidades rurais ou isoladas da rede de energia elétrica e ao desenvolvimento regional. Entre outros, estão as estações de telefonia e monitoramento remoto, a eletrificação de cercas, a produção de gelo e a dessalinização de água. Empreendimentos de larga escala ainda são pouco viáveis devido ao alto custo das placas solares, porém a tendência é de incentivos ao desenvolvimento.

Na tecnologia de conversão fotovoltaica existem impactos ambientais significativos em duas fases: na fase da produção dos módulos, dado que a matéria prima principal dos materiais utilizados é o silício, elemento abundante, mas cuja extração e transformação utiliza tecnologia intensiva em energia; e no fim da vida útil,

após 30 anos de geração, no momento do descomissionamento da planta, quando parte é reciclada e o restante disposto em aterro sanitário.

Um sistema fotovoltaico não precisa necessariamente do brilho do Sol para operar. Ele também gera eletricidade em dias nublados, entretanto, a quantidade de energia gerada depende da densidade das nuvens. Devido à reflexão da luz do Sol, dias com poucas nuvens podem resultar em mais produção de energia do que dias completamente claros. Desta forma tem-se que a geração é feita de forma variável e, portanto, tem caráter complementar à energia de base.

Biomassa

É classificada como biomassa qualquer matéria orgânica de origem florestal (principalmente madeira), agrícola (rejeitos de agricultura como bagaço de cana-de-açúcar, soja e outros) e de rejeitos urbanos (sólidos, líquidos ou gases de aterro). A transformação do material em energia térmica e em seguida elétrica é feita nas usinas termelétricas específicas.

Segundo a ANEEL (2015), cerca de 480 usinas termelétricas movidas a biomassa estão em operação em 2015, totalizando 39.915 MW de capacidade.

Ambientalmente, a biomassa, quando queimada, não emite dióxido de enxofre. Apesar de existirem emissões de gás carbônico na queima, o ciclo de vida completo do recurso tem um saldo muito melhor quando comparado à recursos fósseis.

Assim como os combustíveis fósseis, a geração de eletricidade a partir de biomassa garante segurança ao sistema, pois o material utilizado pode ser armazenado e utilizado quando houver necessidade, embora no bagaço da cana esta tarefa não seja economicamente tão simples. Há ainda de se considerar que a principal biomassa brasileira é vinculada aos mercados de açúcar e de etanol.

Energia Eólica

A utilização da energia eólica para a geração de energia elétrica se dá através de rotores denominados aerogeradores. A energia cinética no vento é transformada em eletricidade através de um sistema de conversão dentro do rotor que está conectado a uma subestação de distribuição que por sua vez está conectada ao SIN.

Segundo a ANEEL (2015), estão em operação 275 centrais eólicas, com capacidade de 6.092 MW. Adicionalmente 105 empreendimentos se encontram em

construção e mais 332 já estão licitados com previsão de construção, totalizando 10.469 MW. Dessa forma nota-se o caráter de expansão crescente de empreendimentos dessa fonte.

A energia eólica pode ser considerada uma fonte de energia renovável, por utilizar um recurso virtualmente inesgotável. Seus impactos são bastante reduzidos, sendo significativos quase que exclusivamente no processo de fabricação do equipamento. Quanto à geração, o impacto no meio físico é mínimo pois não gera resíduos, não altera a qualidade da água e do ar e não ocupa grandes áreas, permitindo que outras atividades sejam desenvolvidas no entorno. Socialmente, projetos de energia eólica tendem a ser em locais isolados, como no interior da Bahia, onde não existe muito desenvolvimento social. Dessa forma o projeto está utilizando um recurso que não era explorado anteriormente e dessa forma gerando riqueza em locais que antes tinham pouco interesse. Considerando o meio biótico, destaca-se um impacto moderado com a interferência na rota de voo de aves.

A geração eólica utiliza um recurso inconstante, dependendo de condições climáticas complexas. O regime de vento apresenta distribuição variável, o que torna a geração inconstante ao longo do tempo. Ao analisar a distribuição anual das velocidades dos ventos típicos, nota-se um caráter complementar ao regime de vazão dos grandes rios brasileiros como é o caso do Rio São Francisco. Dessa forma entende-se que a geração eólica, apesar de sazonal, pode complementar períodos de escassez hídrica, de forma a garantir maior segurança ao sistema.

3.3. EXTERNALIDADES SOCIOAMBIENTAIS

São crescentes as pressões ambientais para que o desenvolvimento seja feito de forma a minimizar a degradação dos recursos naturais. Para tal é necessário avaliar o processo de geração de energia em todas as suas interações com o meio ambiente, desde o processo de manufatura dos equipamentos e extração da matéria prima até o destino que é dado aos elementos e resíduos após a utilização.

A legislação ambiental brasileira busca compatibilizar a proteção de recursos naturais com o atendimento das necessidades da sociedade. A Resolução Conama 001 de 1981 define impacto ambiental como qualquer alteração das propriedades físicas, químicas e biológicas do meio ambiente, causadas por qualquer forma de matéria ou energia resultante das atividades humanas que direta ou indiretamente

afetem a saúde, a segurança e o bem-estar da população; as atividades sociais e econômicas; a biota; as condições estéticas e sanitárias do meio ambiente e; a qualidade dos recursos ambientais.

Os impactos podem ser divididos em modalidades, para sua melhor compreensão. Impactos cumulativos são aqueles que se acumulam no tempo ou no espaço, como por exemplo, o esgoto lançado por várias residências. Impactos imediatos ocorrem simultaneamente à ação que os gera, como por exemplo, a construção de uma estrada. Os impactos podem ser considerados temporários, como no caso de poluição sonora de uma obra; e permanentes com duração indefinida, como por exemplo, a emissão constante de poluentes no ar. A ação de empreendedores pode causar impactos diretos, como no caso de uma hidrelétrica; e indiretos, de segunda ou terceira ordem, como no caso das obras de estrutura necessárias para receber um enorme contingente populacional atraído pela construção da hidrelétrica. Por fim pode também ocorrer efeito sinérgico entre impactos, como por exemplo, a combinação de diferentes substâncias químicas lançadas no ar (Sánchez, 2008).

3.4. LICENCIAMENTO AMBIENTAL

A Política Nacional do Meio Ambiente (PNMA), estabelecida pela Lei 6.938 de 1981, define que a construção, instalação, ampliação e funcionamento de estabelecimentos e atividades utilizadores de recursos ambientais, efetiva ou potencialmente poluidores ou capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental dependerão de prévio licenciamento ambiental. As normas e padrões para implementação, acompanhamento e fiscalização do licenciamento são estabelecidas pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama), porém a competência para emitir a licença ambiental segue o critério da dominialidade exercida sobre o determinado território. Dessa forma, o órgão ambiental que será responsável por emitir a licença será aquele que tem domínio sobre o território afetado pelo empreendimento, ou seja, caso os impactos limitem-se ao município, será o órgão ambiental municipal que emitirá a licença. Caso os impactos se estendam ao longe de dois ou mais municípios, ou caso inexista o órgão ambiental municipal, ficará a cargo do órgão ambiental estadual a realização do licenciamento. A mesma lógica se aplica para o órgão ambiental federal.

Um empreendimento novo deve ser verificado com a Resolução Conama 237 de 1997, que apresenta uma lista extensa de atividades que dependem de prévio licenciamento ambiental. Caso o empreendimento se encaixe, o órgão ambiental competente deverá ser consultado quanto ao procedimento que deverá ser seguido. Normalmente o processo de licenciamento se inicia com uma consulta prévia, que irá definir qual a classificação dos impactos. Tal classificação definirá o tipo de estudo ambiental que deve ser realizado. Empreendimentos com grandes impactos requerem um Estudo de Impacto Ambiental (EIA), com grande grau de detalhamento, incluindo audiências públicas. Já empreendimentos com menores impactos podem requerer estudos mais simplificados, como é o caso de um Relatório de Ambiental Preliminar (RAP) ou Estudo Ambiental Simplificado (EAS). Tais estudos também devem seguir a legislação, que, de acordo com a Resolução Conama 001/86, estabelece o conteúdo mínimo de um estudo ambiental.

Aprovados os estudos, é atestada a viabilidade ambiental do empreendimento, então é emitida a Licença Prévia (LP), que permite o desenvolvimento das próximas fases do projeto. Em alguns casos são feitas exigências da parte do órgão ambiental no momento da emissão da LP, condicionando a próxima etapa do licenciamento. Atendidas as exigências, o órgão emite a Licença de Instalação (LI), autorizando o início das obras de instalação do empreendimento, novamente fazendo exigências. Por fim, após comprovado o atendimento de todas as exigências, o órgão ambiental emite a Licença de Operação (LO), autorizando o início das atividades.

A avaliação ambiental é um processo extenso e complexo, realizada por equipes multidisciplinares que mantém diálogo frequente com os órgãos ambientais. Diante de tais dificuldades, a proposta do projeto que será desenvolvido nesse estudo não inclui a elaboração de uma avaliação ambiental de acordo com os relatórios supracitados. Será feita apenas uma breve descrição dos principais impactos relacionados.

3.5. CUSTOS ECONÔMICOS ENVOLVIDOS

Para que os recursos sejam utilizados na forma mais eficiente, deve-se buscar o menor custo de geração. Dessa forma, pode-se estimar o custo econômico da energia gerada pelo uso de cada fonte. O cálculo do valor deve incluir os custos de implantação, operação, financiamento, impostos, encargos e a remuneração dos acionistas.

O gráfico 4 elucida uma descrição de custos normatizados, com os valores de custo de investimento, operação e por combustível, estimados por fonte. Os números apresentados no gráfico 4 reforçam a avaliação quanto a competitividade econômica da fonte eólica.

Considerando as implicações ambientais, sociais e econômicas, pode-se concluir que a energia eólica apresenta a boa relação entre custos e benefícios. Apesar de não ser uma fonte de energia que garanta segurança de suprimento, sua expansão como fonte complementar à base hidrelétrica pode atenuar possíveis crises elétricas e evitar o despacho de energias mais custosas e que gerem um passivo ambiental elevado.

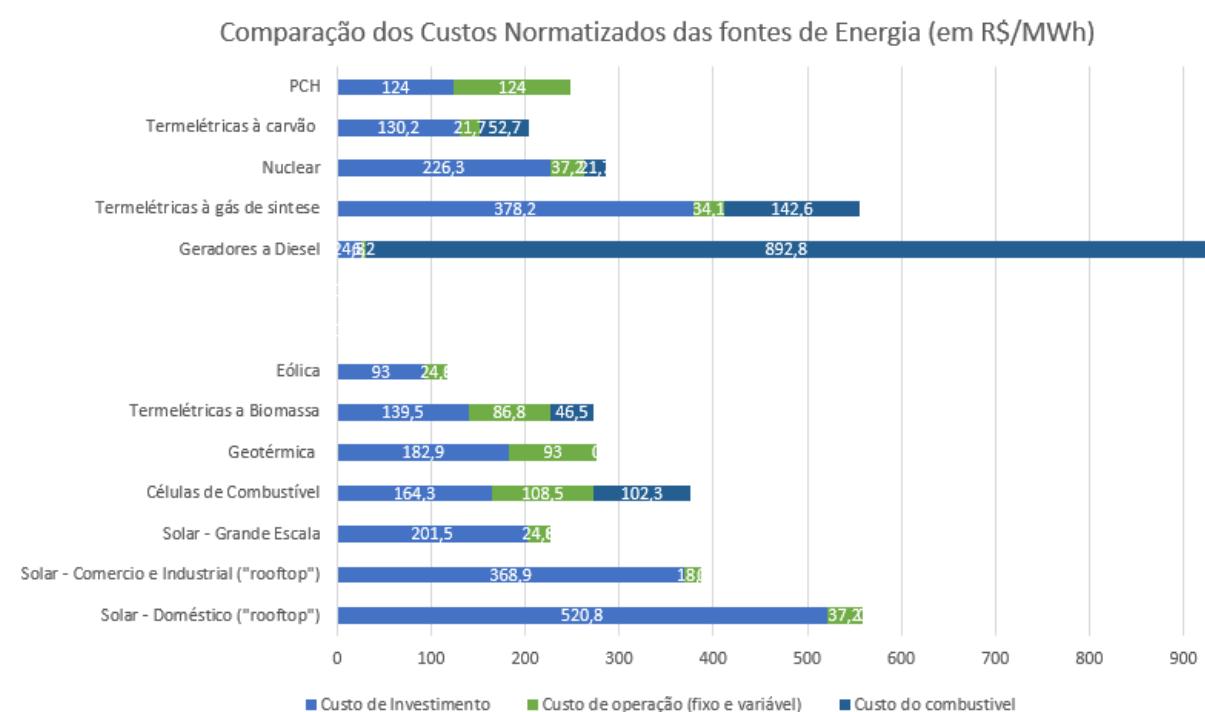


Gráfico 4: Comparação de Custos Normatizados, com dolar a 3,77 (novembro/2015). Fonte: Elaboração Própria

3.6. MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

Para prever a rentabilidade do projeto elaborado, deve-se analisar o contexto que o mesmo será inserido. Dessa forma é necessário realizar a análise do mercado e quais são as opções de inserção do empreendimento.

No Brasil, a comercialização de energia elétrica é feita em dois ambientes, o ambiente de contratação regulada - ACR, no qual a contratação de energia elétrica embora ocorra de forma competitiva, é feita sob regras estabelecidas pelos órgãos do governo; e o ambiente de contratação livre - ACL, no qual a comercialização é negociada de forma livre entre os atores envolvidos. Atualmente o mercado cativo representa 76% da energia gerada média enquanto o mercado livre representa os 24% restantes, segundo a CCEE.

A CCEE informa que em janeiro de 2015 foram gerados 66.673 MW médios³, sendo 2.110 MW médios provenientes de eólicas, 2.493 MW médios de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), 15.771 MW médios de térmicas e 42.299 MW médios de hidrelétricas. Desse total, 11.578 MW médios foram transacionados através de 6.670 contratos feitos dentro do mercado livre de energia.

3.6.1. AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA

No ACR é negociada a contratação de energia elétrica fornecida ao consumidor cativo, através das empresas distribuidoras. A distribuição da energia elétrica gerada é feita pelas Concessionárias do Setor de Distribuição Elétrica, que no Brasil somam 64 empresas, sendo 47 de capital privado, 3 de capital público de origem municipal, 8 de capital público de origem estadual e 6 de capital público de origem federal. As regulações dentro do ACR visam garantir maior proteção aos consumidores finais, com modicidade tarifária.

As empresas de distribuição devem adquirir a energia elétrica que será fornecida aos consumidores cativos por meio de leilões, conforme estabelecido no Decreto nº 5.163/2004. Tais licitações são apresentadas por editais publicados pela ANEEL, seguindo as diretrizes estabelecidas pelo MME. Os editais estabelecem qual será o

³ Megawatt médio: unidade usualmente utilizada no setor elétrico brasileiro, é equivalente à 8.760 MWh (megawatts hora) por ano.

formato do contrato que será estabelecido e qual será a modalidade de leilão correspondente à licitação.

Os leilões têm como objetivo assegurar o suprimento de energia a partir de um ano futuro determinado, chamado Ano Base. Os contratos de compra e venda no ACR possuem duração determinada, dependendo da fonte a ser utilizada. No caso de fontes térmicas os contratos têm duração de 15, 20 ou 25 anos; no caso de fontes eólicas tem duração de 20 anos e no caso de hidrelétricas a duração é de 30 anos.

A ANEEL delega a realização dos leilões à Empresa de Pesquisas Energéticas, que regulamenta os procedimentos. Os leilões podem ser de diferentes modalidades, cada um com objetivos específicos:

- “A-5” (Ano Base menos 5): leilão que negocia suprimento que será iniciado dentro de 5 anos após a contratação. Tal requisito favorece fontes hidráulicas, que conseguem um preço mais competitivo por MWh gerado, porém necessitam de um período de tempo maior para o início do suprimento, devido a magnitude das obras.
- “A-3” (Ano Base menos 3): leilão que negocia suprimento que será iniciado dentro de 3 anos após a contratação. Tal requisito favorece fontes eólicas, solares e térmicas, que apesar de não serem tão competitivas como as hidrelétricas, necessitam de um período de tempo menor para dar início ao suprimento, devido a menor magnitude das obras.
- LFA (Leilão de Fontes Alternativas): similar ao A-3, com o mesmo prazo para início de suprimento, porém somente empreendimentos de fontes alternativas podem concorrer. As Fontes aceitas são: PCH, eólica, térmica a partir de biomassa e solar.
- LER (Leilão de Energia Reserva): leilão cujo objetivo é aumentar a garantia de suprimento do SIN. A energia gerada é utilizada de forma estratégica pelo Operador Nacional do Sistema, sendo possível preservar reservatórios de hidrelétricas e evitar o despacho de termelétricas. Neste caso o comprador da energia é a CCEE.
- A e A-1: leilões para venda de energia elétrica provenientes de empreendimentos já existentes.

O leilão de comercialização da energia elétrica é realizado no modelo de competição entre os agentes vendedores de energia. A EPE, no momento do leilão assume papel de “compradora” única, atuando em nome de todos os agentes compradores inseridos no leilão, que previamente declararam suas necessidades futuras de energia, porém não assina nem se responsabiliza pelo cumprimento dos contratos.

A EPE estipula para cada leilão um preço-teto de comercialização, no qual todos os lances se iniciam. A partir desse preço inicial os agentes vendedores são capazes de apresentar suas propostas de quantos megawatts médios seriam vendidos por cada preço. A seguir ocorre a etapa de diminuição de preço, na qual decrementos são feitos no preço enquanto a oferta total for superior à oferta de referência, calculada a partir de uma extração da demanda requerida. O objetivo desta etapa é que haja excesso de oferta, com o intuito de possibilitar concorrência entre os preços na etapa seguinte.

Na etapa seguinte é declarado outro preço-teto, equivalente ao preço de fechamento da etapa anterior somado a um decremento. Nesta etapa os vendedores devem realizar uma única oferta, com preço ainda menor, pelas quantidades que foram alocadas na etapa anterior. Assim, o comprador obtém seu preço final e encerra o leilão satisfazendo sua demanda, a partir do menor preço.

Ao fim do leilão, as distribuidoras assinam contratos de compra com os produtores independentes de energia elétrica, registrados na CCEE. Desta forma os produtores ficam encarregados de construir a central de geração e fornecer energia elétrica a partir de determinada data.

A forma de leilão é referente ao tipo de contrato que será firmado. A energia hidrelétrica é contratada na modalidade de quantidade, na qual os vendedores se comprometem a fornecer uma quantidade específica de energia elétrica, ficando ao encargo do vendedor os custos referentes ao fornecimento da energia contratada. Dessa forma os riscos referentes à disponibilidade do recurso (hídrico no caso) são assumidos pelo agente vendedor.

Já a energia elétrica a partir de fontes térmicas é contratada na modalidade de disponibilidade, na qual os vendedores são remunerados na medida que disponibilizam energia ao sistema, não com base na energia efetivamente gerada. O

cálculo da energia disponibilizada é feito através da garantia física de cada empreendimento.

A fonte eólica já foi inserida tanto na modalidade de disponibilidade, nos leilões A-3, A-5 e de fontes alternativas, como na modalidade de quantidade, no leilão de energia reserva. Em alguns casos ainda pode ocorrer a separação entre os tipos de fonte, para que diferentes fontes não concorram entre si.

3.6.2. AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE

O ACL corresponde ao segmento de mercado no qual as operações de compra e venda de energia elétrica são negociadas livremente por meio de contrato bilaterais entre agentes concessionários, permissionários, autorizados e detentores de registro de geração, comercializadores, importadores/exportadores de energia elétrica e consumidores livres ou especiais. Os contratos bilaterais estabelecidos devem necessariamente estabelecer prazos e volumes.

O consumidor livre era o cativo potencialmente livre, que decidiu tornar-se livre. O Decreto 5.163/2004 define como consumidor potencialmente livre todas as unidades consumidoras atendidas no ACR que possuam demanda igual ou superior a 3 MW e por isso podem migrar para o mercado livre. Um consumidor que tenha exercido a opção de compra de energia elétrica de forma bilateral no ACL é chamado de consumidor livre. É requerido que o consumidor livre assine um contrato de uso do sistema de transmissão com o ONS e um contrato de conexão com a concessionária de transmissão do ponto de acesso, se existir conexão com a Rede Básica ou um contrato de uso do sistema de distribuição caso contrário.

Destaca-se que um consumidor potencialmente livre, ao optar por aderir ao ACL, deve formalizar a opção para seu agente de distribuição em até 15 dias antes da data em o agente declara sua demanda de energia para o ano seguinte. No caso de um consumidor livre optar pelo retorno ao ACR, a formalização da opção para o agente de distribuição local deve ser realizada com antecedência mínima de 5 anos.

Consumidor especial é o consumidor livre que tenha exercido a opção de compra de energia elétrica de um fornecedor distinto da concessionária local de distribuição, sendo que a energia deve ser proveniente de fontes renováveis. São potenciais consumidores especiais aqueles que possuem demanda contratada igual ou superior

a 500 kW e são atendidos em qualquer nível de tensão. É um segmento composto dos segmentos industriais e comerciais, em sua maioria shopping-centers, indústrias, redes varejistas, supermercados e outros. Atualmente os consumidores especiais representam em torno de 1% do total do mercado de fornecimento de energia elétrica, enquanto os consumidores livres representam em torno de 16%.

Com o objetivo de garantir o suprimento de energia elétrica com qualidade e confiabilidade, foram estabelecidas condições reguladoras aos agentes, que incluem:

- Agentes vendedores devem comprovar lastro físico para 100% da energia e potência vendidas. A comprovação do lastro pode ser feita mediante empreendimento próprio ou contratação de terceiros (incluindo importação);
- Os agentes de distribuição deverão ter o atendimento de 100% de seus mercados comprovados por meio de contratos registrados na CCEE e aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL;
- Consumidores livres devem comprovar que 100% de suas necessidades serão atendidas, seja por geração própria ou por contratos;
- Todos os agentes devem informar ao MME as previsões de seus mercados ou cargas para os próximos 5 anos.
- Agentes de distribuição devem apresentar declaração definindo os montantes de energia a serem contratados, em até 60 dias antes da data prevista para cada leilão, especificando também os montantes necessários para atendimento dos consumidores potencialmente livres.

3.6.3. REMUNERAÇÃO E RISCOS ENVOLVIDOS

Para estimar qual é a rentabilidade do projeto desenvolvido, é necessário saber como a energia gerada é remunerada. Cada modalidade de comercialização apresenta vantagens e desvantagens

Tendo em vista que o leilão se baseia no preço de comercialização, expresso em R\$/MWh, uma etapa importante no desenvolvimento de um projeto é a formação do preço final. O cálculo depende de qual modalidade de contratação o projeto estará concorrendo.

3.6.3.1. LEILÕES DE ENERGIA DE RESERVA

Nesta modalidade de contratação, a CCEE é quem contrata a energia dos geradores, e o gerador não tem acesso ao mercado de curto prazo para liquidar diferenças positivas ou negativas.

No caso da fonte eólica, há um mecanismo de contabilização da energia gerada de forma a mitigar a aleatoriedade do regime de ventos, feita através de limites de forma acumulada em quadriênios. O limite superior é 30% acima da obrigação contratual anual enquanto que o limite inferior é 10% abaixo da obrigação contratual anual. Caso seja gerado energia acima do limite superior o excedente é comprado à 70% do valor do contrato e não é contabilizada no saldo quadrienal enquanto o excedente dentro do limite entra como saldo para o ano seguinte. Caso seja gerado abaixo da obrigação contratual, é somado ao déficit o saldo dos anos anteriores e se, mesmo assim, não for atingido o total da obrigação contratual, o gerador paga multa de 106% do preço do contrato no déficit. Caso não seja alcançado o limite inferior com a geração e o saldo dos anos anteriores, o gerador paga multa de 115% do preço do contrato na quantidade faltante até o limite inferior mais 106% do preço do contrato da energia faltante para ser atingida a obrigação contratual.

3.6.3.2. LEILÕES DO ACR (A-5; A-3; FA)

Nos leilões A-3, A-5 e LFA, os compradores são as empresas distribuidoras de energia elétrica, sendo que, as diferenças contratuais são liquidadas no mercado de curto prazo.

E, semelhante ao LER, há um mecanismo de contabilização da energia gerado por fonte eólica de forma a mitigar a aleatoriedade do regime de ventos. Neste caso a verificação do saldo acumulado é mensal, contabilizada de forma anual, com limites diferentes dentro de um quadriênio. Uma diferença é o caráter regressivo do limite superior. No primeiro ano o limite é 30% de excedente da geração acumulada, no segundo 20% de excedente da geração acumulada dentro de um mesmo quadriênio, no terceiro 10% e no quarto ano não existe limite superior. O excedente dentro do limite entra como saldo para o ano seguinte, e o déficit dentro do limite pode ser suprido pelo saldo acumulado. Caso não haja saldo suficiente para alcançar a

obrigação contratual, tendo sido alcançado o limite inferior de 90% da obrigação contratual anual, o gerador deve necessariamente cumprir as regras de resarcimento.

No caso de a produção ser superior ao limite superior, o gerador tem a possibilidade de negociar a energia no mercado livre. Similarmente, caso a geração não seja suficiente para alcançar o limite inferior, a geradora deve comprar a energia faltante no mercado livre ou cumprir as regras de resarcimento.

3.6.3.3. REMUNERAÇÃO NO MERCADO LIVRE

No caso do mercado livre, a forma de remuneração é negociada livremente entre os agentes envolvidos, o preço tende a seguir a lógica da oferta e demanda de mercado, sem obrigatoriedade de mecanismo de mitigação da aleatoriedade da geração causada pelo regime de ventos.

Posto isso, este trabalho irá atender aos requisitos técnicos da EPE para comercialização fora do ACL, i.e., em leilões do ACR e de Reserva, cujas condições contratuais são mais favoráveis para a financiabilidade e, consequentemente, viabilidade de implantação de novos parques eólicos.

4. ENERGIA EÓLICA

4.1. INTRODUÇÃO À ENERGIA EÓLICA

4.1.1. HISTÓRIA

A história do aproveitamento da energia eólica é muito rica e os primeiros registros se iniciam em 1700 AEC. Sob domínio do Imperador Hammurabi, na Mesopotâmia, havia um sistema com moinhos de vento verticais utilizados para de bombear água. Com o passar do tempo, em datas entre 300-1100 AEC, surgiram moinhos de vento na Pérsia, China, Tibet e sistemas de moagem de grãos e bombeamento de água, utilizados até hoje (MARTINS, 2008).

No início do século XII, os coletores de vento utilizados em grande escala na Europa, com moinhos movidos por vento com eixo horizontal. Começaram pela Inglaterra e França, depois Holanda e Alemanha (séc. XIII) e se disseminaram para o resto da Europa. No final do século XVII, haviam mais de 200.000 moinhos de vento em toda a Europa (MARTINS, 2008).

Surge então a revolução industrial, com as máquinas a vapor, no final do século XVIII. Dessa forma, os moinhos de vento não eram mais necessários em grande escala, sendo restritos às áreas rurais. Por volta 1850, foram utilizados nos Estados Unidos para se bombear água, em áreas rurais e de seca. Futuramente, no final do Século XIX, com a descoberta da eletricidade e uso disseminado de combustíveis fósseis, junto ao aproveitamento do potencial hidráulico, há novamente grande declínio da utilização da energia dos ventos (ELLIOT et al., 1991).

A geração energética era então regida por combustíveis fósseis. Ou seja, os locais com poucas reservas começaram a procurar e desenvolver alternativas a partir de outras fontes para atenuar a dependência.

A primeira turbina eólica data-se de 1891, nos Estados Unidos da América, mas somente começou a ser utilizado em maior escala na Dinamarca, na mesma época, com mais de 120 localidades atendidas e potência de 3 MW.

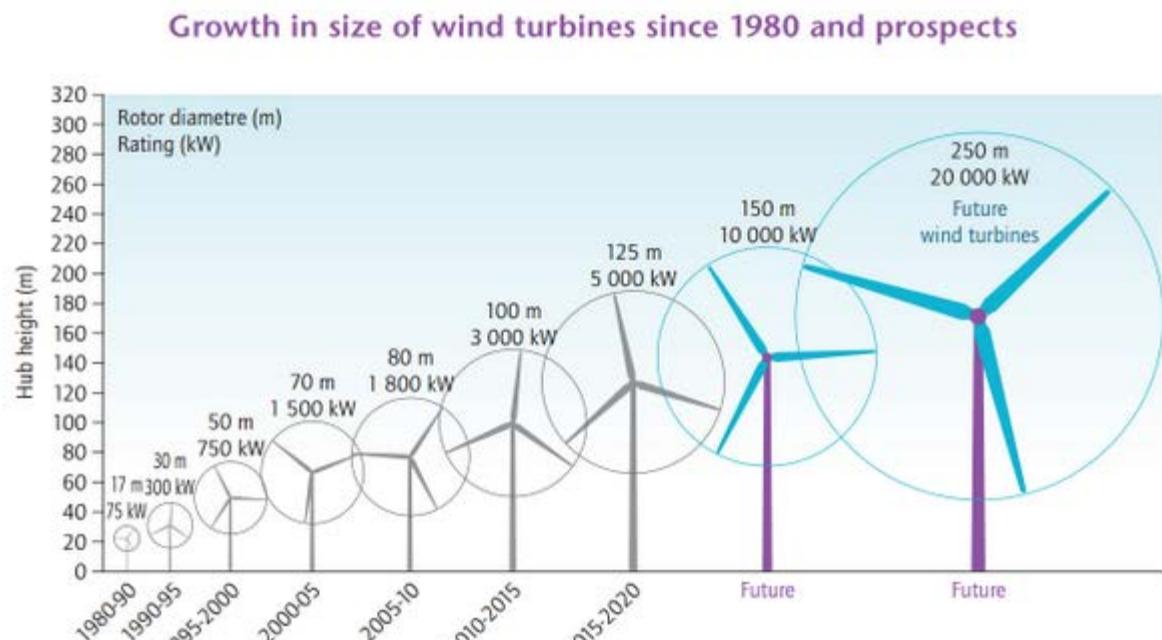
No início do Século XX surgem grandes aprimoramentos, com destaque para o surgimento da Lei de Betz (Limite de Betz), com importantes centrais eólicas com potência individual entre 50 kW e 70 kW.

Finalmente, na década de 1970, a utilização em escala comercial começou, fruto da crise do petróleo de 1973. Em 1976 surgiu a primeira turbina eólica ligada à

rede elétrica publica, na Dinamarca. Canadá, Europa, EUA investiram pesado em pesquisa, com mercado independente da demanda, prevendo já que um dia os recursos fósseis iriam se esgotar. Os incentivos partiam do governo com turbinas classe MW conectadas a rede elétrica.

As “superturbinas” de classe MW passaram por crise, com problemas operacionais e falhas mecânicas, surgindo então aerogeradores com potências menores, entre 55 kW e 500 kW, dependendo do país.

Com os avanços subsequentes, surgiram também turbinas offshore a partir de 1990, inclusive com turbinas MW, as quais com evolução tecnológica retornaram. Em 1991, a Associação Europeia de Energia Eólica estabeleceu como metas a instalação de 4.000 MW de energia eólica na Europa até o ano 2000 e mais 11.500 MW até 2005, e todas foram cumpridas.



Source: adapted from EWEA

Figura 3: Evolução do tamanho de Aerogeradores. Fonte: Adapto da EWEA

4.1.2. EXTERNALIDADES SOCIOAMBIENTAIS

Há de se considerar os principais âmbitos dos aspectos ambientais ao se analisar uma fonte de energia. Em particular para a fonte eólica, seguem:

1) Emissão de Gases Poluentes: no Brasil, em particular, a matriz de energia elétrica é de grande predominância de fontes renováveis (fruto da energia hidráulica) e consequentemente baixa emissão de CO₂. As eólicas podem contribuir para a expansão da matriz sem alterar seu perfil renovável.

2) Poluição Visual: o fator visual é essencialmente um fator que há de ser considerado, mas não é especialmente uma “ciência exata”. O que é bonito para um, pode ser extremamente desagradável para outro. No caso das eólicas, suas dimensões enormes das turbinas, há de se considerar que podem ser vistas como um elemento que agrupa a percepção de energia limpa ou como algo negativo, visto que há alteração da paisagem natural.

Há de se citar também que ao se tratar de uma nova tecnologia, é fundamental se ressaltar que se pode também atrair turistas para as fazendas eólicas, gerando emprego e renda.

3) Fauna: há de se considerar áreas situadas em rotas de migração de aves. Há estudos diversificados. Em particular com as estimativas, em média 2 pássaros são mortos por aerogerador ao ano (fonte). Entretanto, em locais como nos Estados Unidos da América, a principal preocupação gira em torno da migração de morcegos, com números de fatalidades muito maiores. Infelizmente, não há números convincentes ou estudo determinante sobre a influência, são em maioria discussões e impactos difíceis de serem mensurados, mas não podem ser negligenciados.

4) Aspectos Diversos: há o ruído (que afeta tanto o meio antrópico quanto a fauna e discutivelmente até a flora), o aspecto pontual de vibração da instalação da turbina, a taxa de ocupação do solo (que é um ponto positivo, já que é pequena e praticamente toda a área em volta pode ser utilizada, apesar de que por provavelmente estar em topo de montanha não haveria tanta agricultura no local). Além disso, o risco de contaminação do solo é muito baixo, dado que o risco operacional de contaminação é praticamente nulo, já que não há combustíveis fósseis. Também há de se considerar se há comunidades quilombolas ou sítios arqueológicos no local, devido à legislação

específica brasileira. Finalmente, há o possível impacto das interferências eletromagnéticas, com perturbações nos sistemas de comunicação e transmissão de dados, com grande variância e dependendo do material de fabricação das pás.

4.1.3. ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS POSITIVOS

Atualmente o setor de energia representa 40% do total de emissões de CO₂ (GWEC, 2012). Dessa forma, temos que não há como se batalhar as mudanças climáticas sem mudança dramática nos modos de consumo e produção de energia. Com aumento da demanda e consumo de energia, tecnológicas renováveis têm sido responsáveis por fornecer eletricidade com emissão zero para países em desenvolvimento e industrializados.

Parques eólicos podem ser construídos rapidamente, enquanto plantas de geração hidrelétrica levam de 10 a 20 anos para serem concluídas (GWEC, 2012). Um grande parque eólico pode ser construído em meses, gerando energia a partir do momento que as primeiras turbinas são conectadas à rede elétrica.

Além disso, há de se considerar que não há emissão de dióxido de carbono ou outros poluentes do ar. De três a seis meses de operação, uma turbina eólica não tem mais emissões (que são restritas à fase de construção) – ou seja, ela é livre de carbono nos seus próximos 20 anos de vida útil (GWEC, 2012).

Se não bastasse, há quase 225.000 turbinas eólicas em mais de 90 países do mundo (GWEC, 2013) – em desertos, grandes altitudes e inclusive no mar. A energia eólica pode ser utilizada em grande escala em praticamente qualquer lugar.

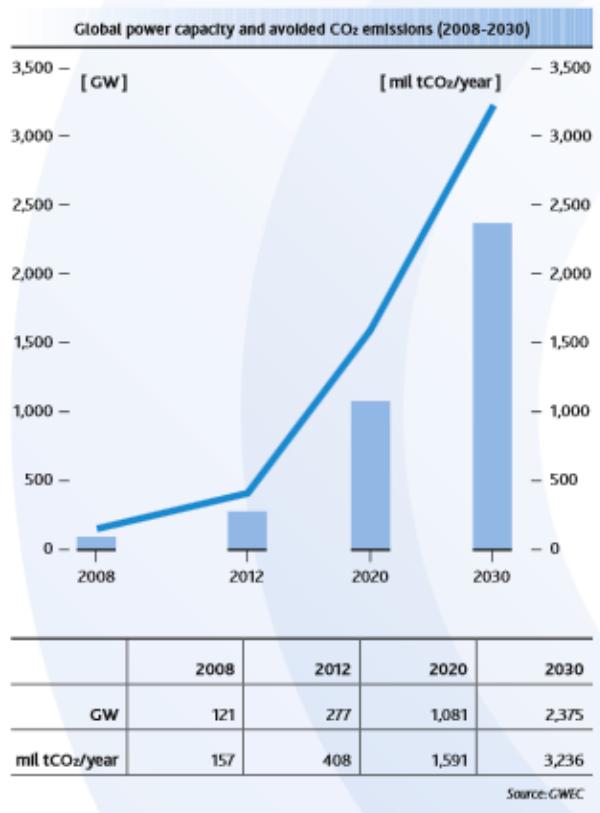


Gráfico 4: Redução de Emissões de CO₂. Fonte: GWEC (2012)

Como o Gráfico 4 indica, o balanço energético da energia eólica é extremamente favorável, com cálculos de redução de CO₂, chegando a redução de 600 g/kWh como uma média de redução de dióxido de carbono por ano com estabelecimento da energia eólica (IEA, 2012). No cenário mais ambicioso do Global Wind Energy Council (GWEC, 2014), com crescimento abaixo de 30%, haveria redução de mais de 1,5 bilhões de toneladas de CO₂ até 2020 e 3,2 bilhões até 2030.

4.1.4. CAPACIDADE ACUMULADA NO MUNDO

Nos dias de hoje existem 369,60 GW de capacidade instalada, com 311,12 GW concentrados nos 10 Países com maior capacidade. Os destaques giram em torno de China, da Alemanha e dos Estados Unidos, conforme Gráfico 5, com grande crescimento no Brasil. Estima-se que em 2020 o mundo terá 12% da energia advinda dos ventos, com capacidade acima de 1.200 GW (WINDPOWER; EWEA; GREENPEACE, 2003; WIND FORCE, 2003).

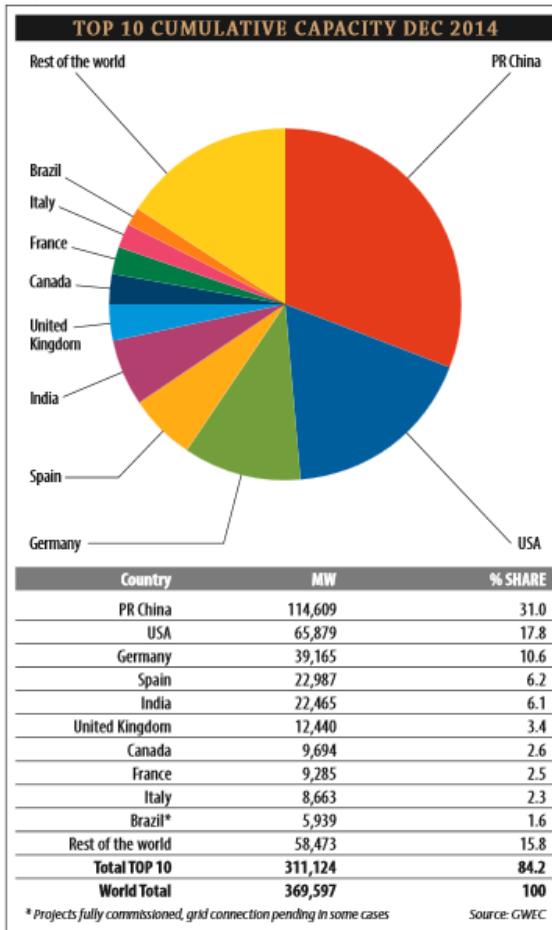


Gráfico 5: Capacidade Instalada. Fonte: GWEC (2013)

É evidente que com os desenvolvimentos e aprimoramentos tecnológicos, dentre eles melhores sistemas de transmissão, melhor aerodinâmica, melhores estratégias de controle e operação, entre outros, aliados ao alto custo (um dos principais problemas do aproveitamento eólico) que vem diminuindo, principalmente nos últimos 20 anos, serão criados mais e mais parques eólicos com o passar do tempo. Os custos em 2003 estavam entre 820 €/kW instalado e 0,04 €/kWh gerado (EWEA; GREENPEACE, 2003).

Há as seguintes perspectivas futuras: Em 2017, 500 GW e em 2020, 1200 GW. O crescimento anual está em torno de 13,7%, entre 2013 a 2017 e o Brasil está estabelecido nos 10 maiores países do mundo, pelo menos em curto prazo (GWEC, 2014).

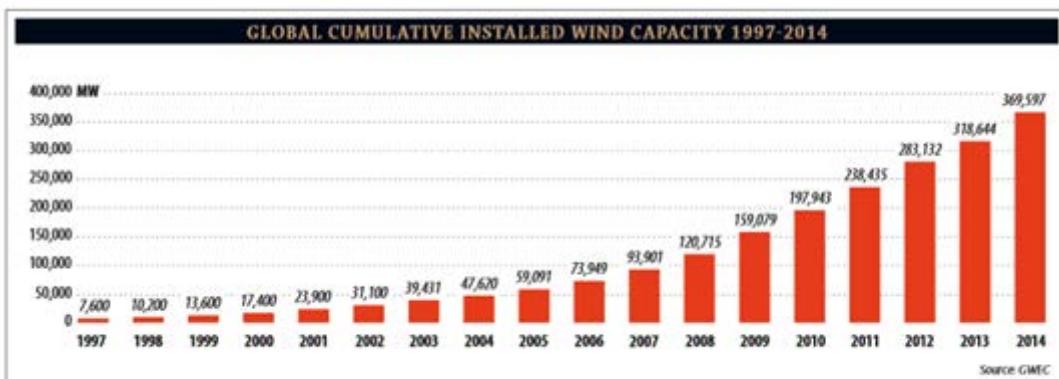


Gráfico 6: Evolução da Capacidade Acumulada por ano. Fonte: GWEC (2013)

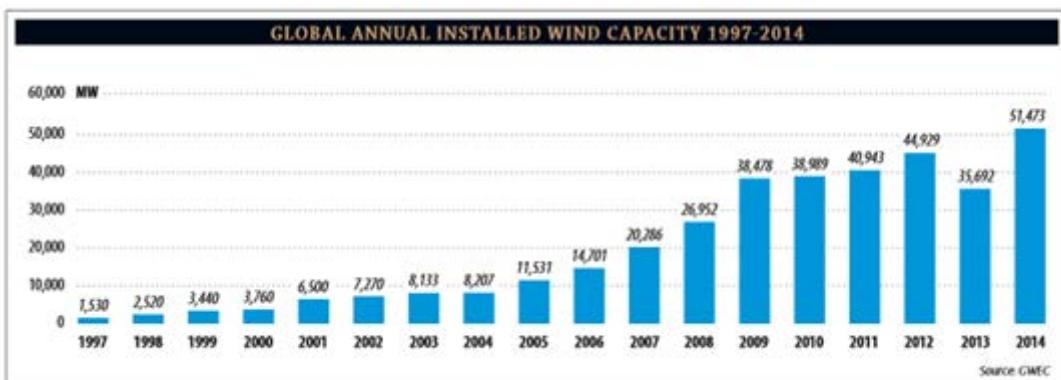


Gráfico 7: Evolução da Capacidade Instalada por ano. Fonte: GWEC (2013)

Os Gráficos 6 e 7 demonstram as capacidades instaladas por ano e o crescimento da capacidade total, sempre em ascensão, mostrando grande futuro no mercado. Embora em percentual a capacidade não seja expressiva, em 2020, com um total de pelo menos 10% do total de energia elétrica, já se torna um número extremamente significativo. Entretanto, o percentual se concentra em alguns países, ora por nível de desenvolvimento econômico ou até por própria distribuição de ventos, conforme gráfico 5, pode-se notar que a concentração se dá principalmente na América do Norte, na Europa e na Ásia, com crescimento expressivo na América Latina, alavancado pelo Brasil.

4.1.5. EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE EÓLICA NO BRASIL E PERSPECTIVAS FUTURAS

Tem-se que de acordo com os gráficos 8 e 9, o crescimento do Brasil se iniciou de maneira consolidada em 2006, depois de décadas sem grandes investimentos.

No contexto contemporâneo, em 2014, o Brasil sofreu com baixos índices pluviométricos resultando em escassez de água em várias regiões, especialmente no Sudeste. Como o sistema elétrico é altamente dependente de energia hidrelétrica, uma baixa vazão hídrica é um grande risco ao suprimento energético, o qual pode ser mitigado, mesmo que em pequena escala, graças ao crescimento do suprimento de fontes de energia alternativa na matriz elétrica brasileira.

Installed capacity through 2012, and contracted through 2017 through individual wind auctions

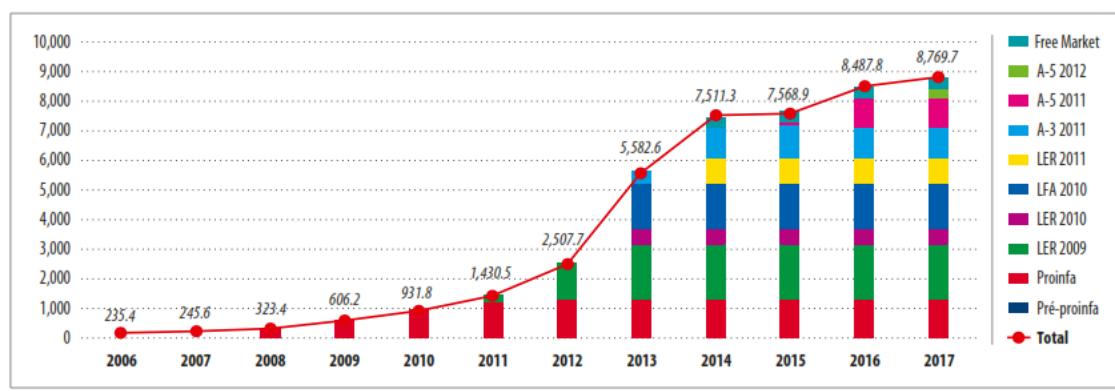


Gráfico 8: Evolução da Capacidade Instalada no Brasil. Fonte: ANEEL (2012)

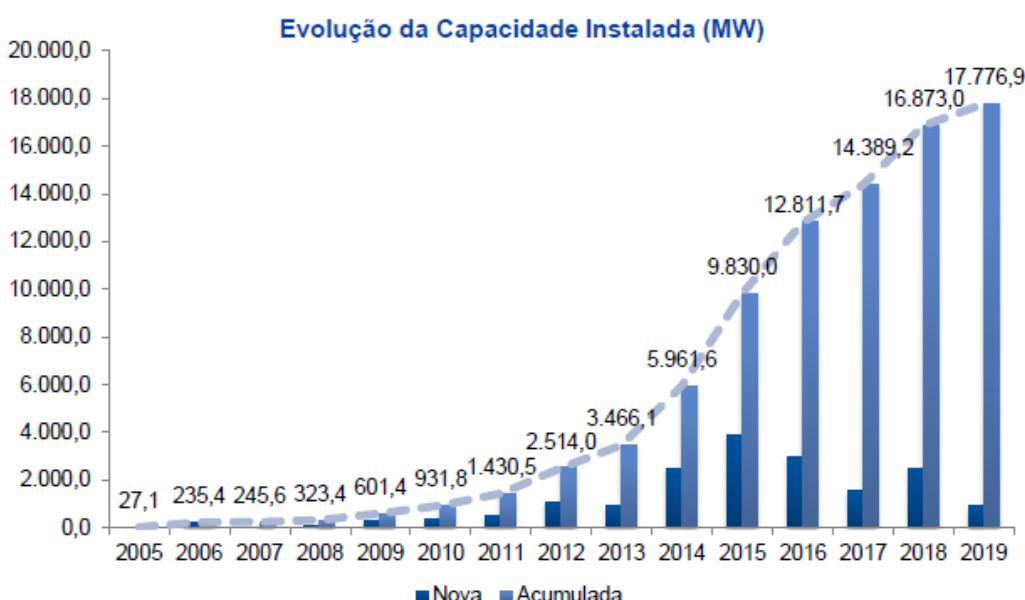


Gráfico 9: Evolução da Capacidade Instalada. Fonte: ABEEólica (31/05/2015)

Ademais, ocorreu isenção de impostos por parte do governo em turbinas eólicas, com objetivo de crescimento de pelo menos 2 GW por ano. A meta do governo é de ter 12% da capacidade nacional em 2023 composta por energia eólica.

Em números, temos que em 2014 o Brasil construiu 95 novos parques eólicos num total de 2,5 GW, com 23 (0,6 GW) esperando conexão à rede em modulo de teste operacional. No final de 2014 a capacidade do Brasil estava em 5,9GW com 237 parque eólicos, com 5GW operacionais e conectados, 0,6 GW em teste e 0,4 GW esperando conexão. Quanto às perspectivas futuras, segundo a ABEEÓLICA, para 2015 o crescimento de energia eólica tende a continuar. O ano de 2015 conta com 4 novos leilões (LFA em Abril de 2015 e A3 em Julho de 2015). Em 2015, a previsão inicial era de instalar 3,9 GW de capacidade de geração eólica, com um total de 157 novos aeropoarques. Ou seja, o mercado só cresce, mesmo com queda do PIB e entraves econômicos.

4.1.6. COMPLEMENTARIEDADE COM A ENERGIA HÍDRICA

Tem-se que o perfil da enérgica eólica com a hidráulica são perfeitamente complementares em termos de perfil. Quando devido à sazonalidade há períodos de ventos baixos, há fluxo hídrico intenso e vice-versa. Entretanto, em termos de capacidade instalada não é possível executar tal complementariedade à perfeição, dado que parte do regime hídrico pode ser reservado, algo que não é possível com o regime vento (intermitente, sazonal e aleatório). O Gráfico 10 permite analisar o perfil e concluir que em capacidade não é possível suprir períodos de baixa capacidade da fonte hídrica com a eólica e sim diminuir um pouco da variação quando houver disponibilidade do recurso vento.

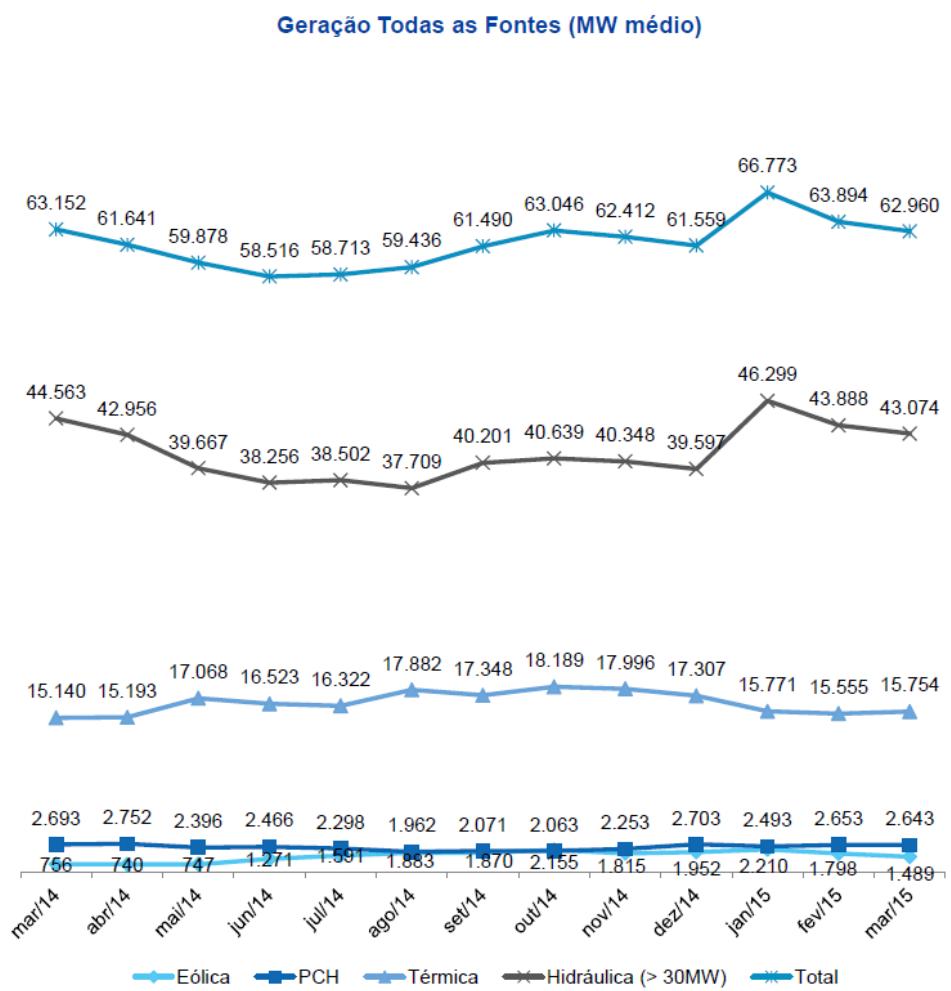


Gráfico 10: Perfil de Geração no Brasil. Fonte: CCEE (05/2015)

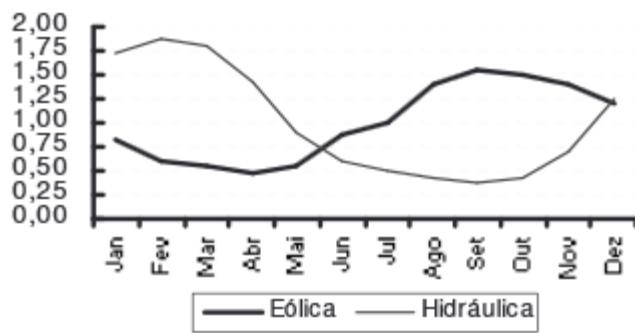


Gráfico 11: Regimes Sazonais de Energia Eólica e Hidráulica do Rio São Francisco. Fonte: SCHULTZ (2005).

O gráfico 11 elucida um exemplo pontual dos regimes sazonais de energia eólica e hidráulica de um rio no Brasil. Apesar de nem todos as regiões seguirem o mesmo padrão, é possível citar o exemplo como caso de perfeita complementariedade pontual entre as duas fontes.

4.2. RECURSO EÓLICO

O vento pode ser considerado como o movimento do ar, ou seja, o escoamento de um fluido. É formado pelo deslocamento de massas de ar, provenientes do complexo funcionamento das forças atmosféricas. O Sol aquece a superfície terrestre, que emite calor, que, por sua vez, é absorvido pelo ar atmosférico, causando uma mudança na densidade do ar mais próximo da superfície, deixando este mais leve. O ar menos denso tende a subir formando regiões de elevada pressão atmosférica, assim criando diferenciais de pressão. A rotação da terra e o fato de a superfície não ser aquecida de forma regular pelo Sol é, simplificadamente, a origem do processo global de formação dos ventos.

Após formado, o vento passa por transformações, devido a efeitos locais. O vento é considerado aleatório e intermitente, sendo único para cada local, como resultado da interação dos diversos elementos da natureza e obstáculos construídos pelo homem. A caracterização do recurso eólico de um dado local se inicia com a medição dos parâmetros do vento, durante um horizonte temporal representativo das variações sazonais de clima. Os parâmetros relevantes de vento incluem a velocidade instantânea do vento e a direção do escoamento.

Foi observado que o perfil de velocidades do vento ao longo do tempo em um dado ponto pode ser aproximado por uma função de distribuição probabilística de Weibull. Essa distribuição descreve fenômenos que ocorrem na natureza por meio de dois parâmetros: o fator de escala A (em m/s) e o fator de forma k (adimensional). Com esses dois parâmetros é possível aproximar o recurso por uma curva, encontrar a velocidade média, a velocidade máxima estimada e seus desvios e elaborar um histograma de velocidades, formado pela função de densidade de probabilidade. Essa função é dada pela Equação 1, na qual x é a velocidade do vento medida em metros por segundo e f a probabilidade (CASTRO, 2006).

$$f(x; A; k) = \frac{k}{A} \left(\frac{x}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{x}{A}\right)^k}, \text{ para } x \geq 0 \text{ e}$$

$$f(x; A; k) = 0 \text{ para } x < 0$$

Equação 1: Função de densidade de probabilidade para distribuição de Weibull.

Para o caso da direção do vento, utiliza-se um gráfico setorial de permanência, denominado rosa dos ventos. Usualmente o local onde o vento foi medido é dividido

em 12 setores de 30 graus cada, e a distância do centro indica qual a frequência de incidência do vento por tal setor. Essas duas informações permitem a caracterização do regime de vento de um local. A Figura 4 apresenta o histograma de velocidades e a Figura 5 apresenta a Rosa dos Ventos, ambos elaborados pela empresa certificadora Inova Energy.

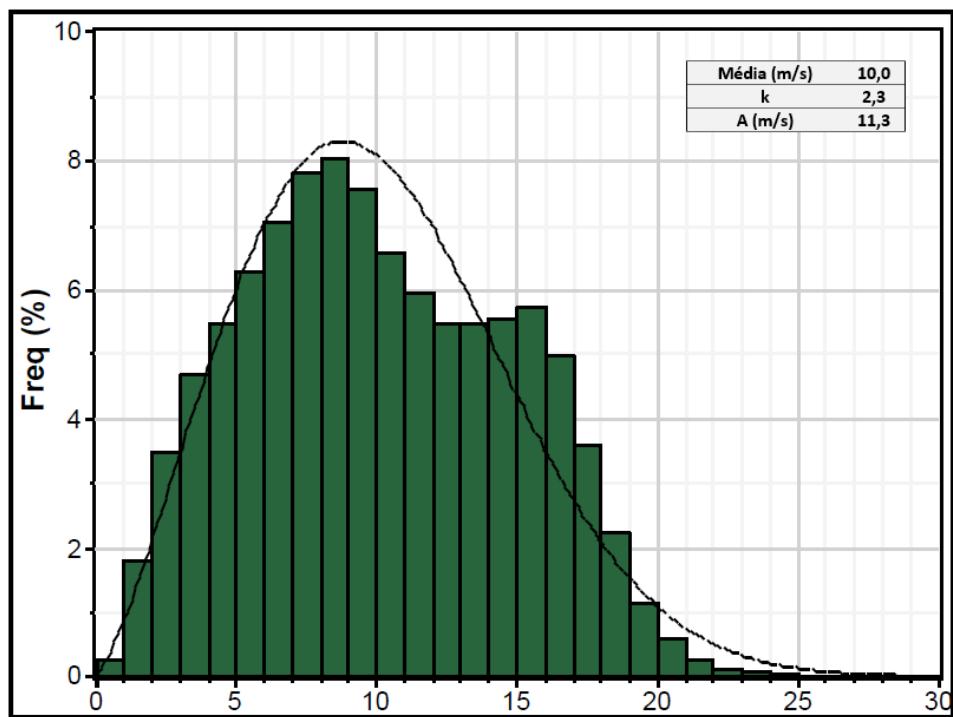
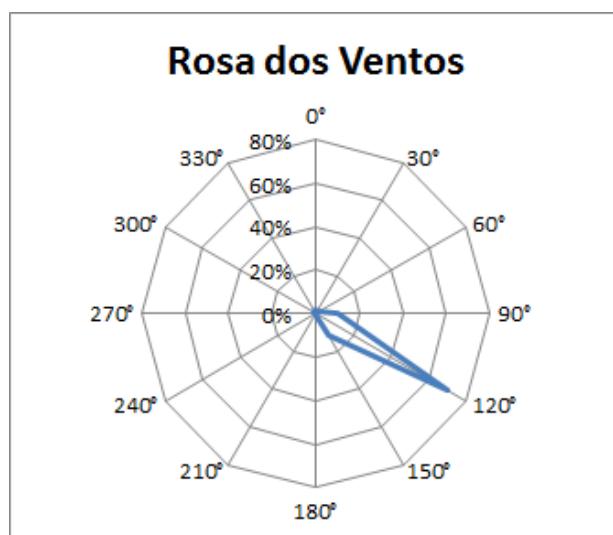


Figura 4: Histograma de velocidades com curva de Weibull ajustada. Fonte: Inova Energy (2013)



DIR	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°
FREQ	1,51%	1,35%	1,73%	10,18%	69,55%	11,02%	0,76%	0,28%	0,30%	0,64%	1,21%	1,49%

Figura 5: Rosa dos ventos típica. Fonte: Inova Energy (2013)

Como pode ser visto, a distribuição do vento é assimétrica. Em alguns momentos ocorrem velocidades muito altas, mas com uma frequência menor enquanto ventos com velocidade em torno de 8 metros por segundo são as mais comuns para o parque objeto desta avaliação. A velocidade média na verdade é a média de todas as velocidades observadas no local. A distribuição estatística da velocidade do vento varia de lugar para lugar, dependendo das condições climáticas, da paisagem e da superfície.

Para analisar o comportamento do vento de forma matemática, é necessário entender a influência que cada aspecto do terreno tem no regime do vento. De forma simplificada, pode-se concluir que três principais características topográficas são transformadores do regime do vento em um dado local: rugosidade superficial, orografia e presença de obstáculos. O escoamento do vento geralmente é representado em termos de velocidade média, com um perfil de distribuição vertical, similar ao escoamento de fluidos, como pode ser visto na Figura 6. Quanto mais próximo ao chão, menor é a velocidade do vento, enquanto que para uma altura de 30 metros ou mais alta, o vento apresenta velocidades mais elevadas, sem grandes variações.

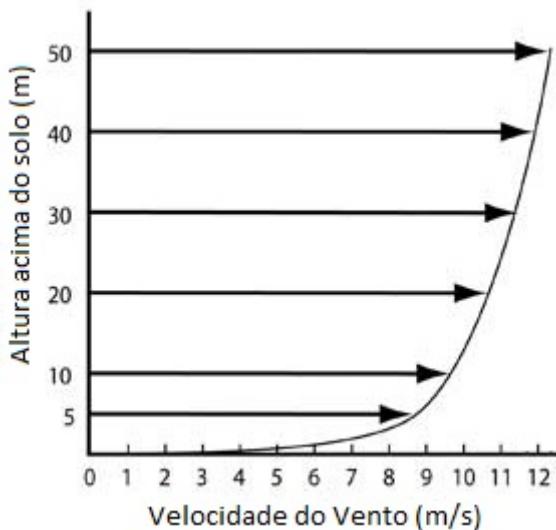


Figura 6: Perfil típico de velocidade do vento. Fonte: Adaptado de Danish Wind Industry Association (DWIA).

A rugosidade é a característica que determina a aderência do escoamento do vento no terreno. Quanto mais rugosa a superfície, maior o atrito entre o vento e o solo, causando uma diminuição da velocidade do escoamento. A rugosidade de uma área particular é determinada pelo tamanho e pela distribuição dos elementos presentes, como tipo de solo, árvores, arbustos, construções, presença de corpos de

água e outros. O valor da rugosidade é normalmente denominado z_0 e é medido em metros. Formalmente, z_0 é a altura na qual a velocidade média do vento é nula, assumindo que o perfil vertical de velocidade do vento tenha uma variação logarítmica. A rugosidade foi estudada extensamente em atlas eólicos internacionais, destacando-se o europeu, que separa cada tipo de terreno em classes de rugosidade e atribui valores médios para cada classe. A classificação é conforme a Tabela 1.

Tipo de Terreno	Classe	Valor atribuído Z_0 (m)
Florestas altas, cidades, subúrbios e florestas	4	1,5
Muitas árvores e arbustos, cinturões agrícolas	3	0,40
Campos agrícolas	2	0,10
Campos sem construções e árvores, áreas de aeroporto, grama, neve e areia	1	0,03
Corpos hídricos	0	0,0002

Tabela 1: Classes de rugosidade. Fonte: Atlas Eólico Europeu (2009).

A orografia do terreno consiste na variação altimétrica do terreno, sendo usualmente apresentada como curvas de nível. O perfil pode ser obtido por meio de medições em campo, com o auxílio de equipamentos de GPS e imagens de satélite. Ferramentas computacionais de imagem espacial também são muito úteis neste levantamento, como é o caso do software Google Earth. Um exemplo básico do perfil altimétrico e as respectivas curvas de nível pode ser visto na Figura 7. Cada curva representa a união de todos os pontos de igual altitude do perfil em questão.

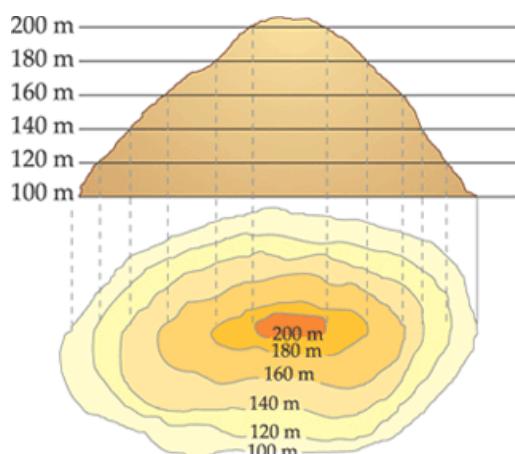


Figura 7: Exemplo de perfil altimétrico e correspondentes curvas de nível. Fonte: UFPE 2011

O efeito do relevo no perfil do vento pode ser resumido a acelerações e desacelerações causadas por montanhas e vales. O vento, ao se aproximar de uma montanha, chega a apresentar uma diminuição de velocidade de até 40%, enquanto no topo da montanha o aumento da velocidade pode chegar a até 80% (Jackson e Hunt, 1975).

Obstáculo é a denominação dada a qualquer tipo de construção que possa influenciar o vento causando sombreamento. A sombra é definida como a relativa diminuição da velocidade do vento causada por um obstáculo no terreno. É estimado que o efeito de obstáculos no vento se estenda verticalmente a aproximadamente três vezes a altura do obstáculo e até 40 vezes à jusante do escoamento. A velocidade será diminuída em função das seguintes variáveis: distância do obstáculo ao local considerado, altura do obstáculo, comprimento do obstáculo e da porosidade do obstáculo. Essa última característica indica a capacidade do vento de penetrar o obstáculo e continuar seu caminho. De modo geral a sombra diminui com comprimentos menores e porosidades maiores e sua área depende muito da geometria detalhada do obstáculo. Adicionalmente, a velocidade do vento aumenta muito proximamente e acima do obstáculo, similar aos efeitos de uma montanha. A Figura 8 ilustra a influência de um obstáculo.

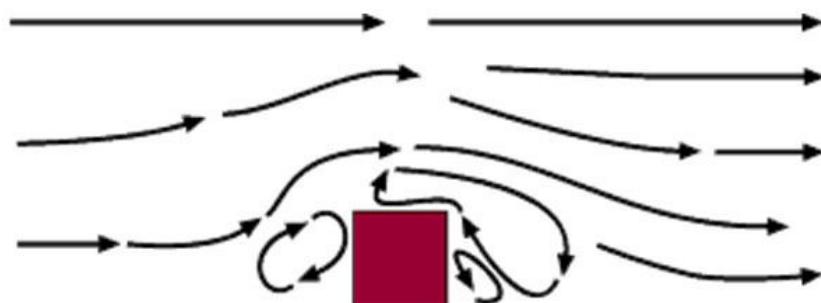


Figura 8: Efeito de um obstáculo no escoamento do vento. Fonte: DWIA.

4.3. GERAÇÃO DE ELETRICIDADE

A energia cinética de um corpo em movimento é proporcional à sua massa e a sua velocidade. A energia contida no vento depende então da densidade do ar e da velocidade com que o escoamento ocorre. Assim, é possível estimar a potência contida no vento passando perpendicularmente a uma área circular por intermédio da Equação 2.

$$Pot = \frac{1}{2} \rho v^3 \pi r^2,$$

Equação 2: Potência contida em uma massa de ar em deslocamento.

Onde *Pot* é a potência do vento medida em W (Watt); ρ é a densidade do ar, medida em kg/m³ (quilogramas por metro cúbico); v é a velocidade do vento medida em m/s (metros por segundo); e r é o raio do círculo medido em m (metros).

Fica claro assim que regiões onde o vento apresenta velocidades altas e constantes são de grande interesse para a geração de energia elétrica. Para que essa produção seja possível, é necessário utilizar equipamentos que realizem a conversão da energia cinética em energia elétrica, as turbinas eólicas denominadas aerogeradores. Existem diversas modalidades de turbina: quanto ao tipo de eixo, podendo ser horizontal ou vertical; quanto ao número de pás, variando desde uma até mais de cinco pás; e diversas outras características que permitem outras aplicações além da geração de eletricidade. Praticamente a totalidade das turbinas utilizadas para geração de energia elétrica em larga escala são de eixo horizontal e com três pás. Essas turbinas eólicas foram projetadas para extrair a energia do vento da forma mais eficiente com pequena degradação de seus componentes ao longo dos anos. Um aerogerador tradicional para geração de eletricidade é composto basicamente por três partes: A torre de suporte, o cubo e as pás. Toda a aparelhagem eletromecânica encontra-se dentro do cubo, incluindo o sistema de freios, gerador elétrico, sistema de refrigeração, controladores e diversos outros. A Figura 9 exemplifica um aerogerador em operação fabricado pela empresa espanhola Gamesa Corporación Tecnológica, modelo G97. São destacados os três principais componentes do aerogerador.

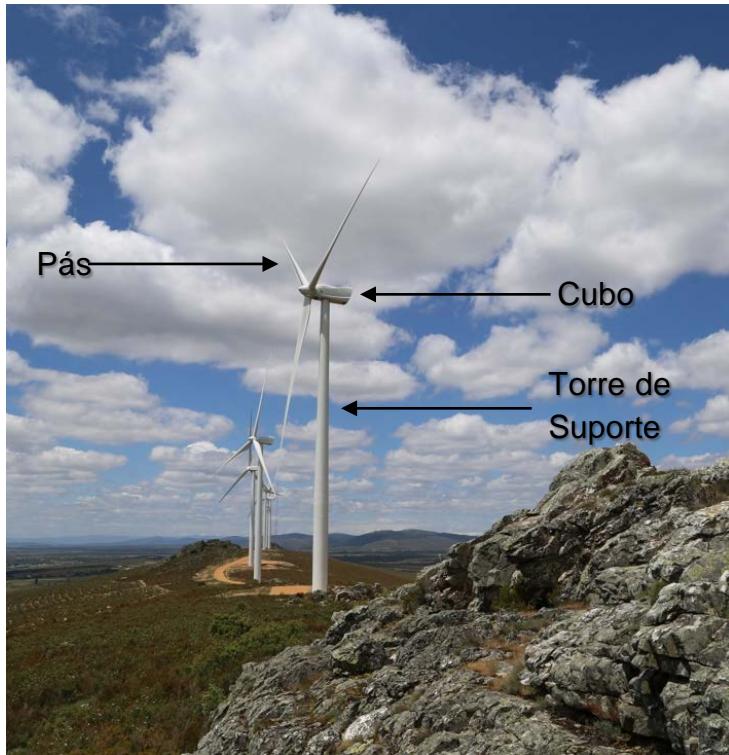


Figura 9: Parque Eólico Sierra Sesnández, com aerogeradores G97. Fonte: Gamesa (2013).

O aerogerador produz sua potência convertendo a força do vento em um torque que atua em suas pás, fazendo-as entrar em rotação. Este torque é utilizado na forma de energia mecânica por um gerador elétrico, localizado no cubo da turbina. As turbinas são designadas para iniciar a rotação em dada velocidade, normalmente 3 m/s. Essa velocidade é chamada de *cut-in* e é de grande importância para a geração. Da mesma forma, as turbinas são programadas para parar a rotação quando o vento apresenta velocidades altas, geralmente acima de 23 m/s. Essa velocidade é denominada *cut-off* e tem a finalidade evitar danos e fadiga dos equipamentos.

A performance de uma turbina é representada pela sua curva de potência. Essa curva é elaborada experimentalmente, medindo qual a potência gerada a cada velocidade do vento. A eficiência da turbina a velocidades baixas não é muito importante, já que não há muita energia cinética para ser convertida. Já no caso de velocidades muito altas, a turbina precisa dispersar toda a energia acima do limite de operação do gerador. O Gráfico 12 ilustra a curva de potência de uma turbina G97. Este aerogerador apresenta potência nominal de 2.000 kW, altura do cubo de 100 metros, diâmetro das pás de 97 metros, velocidade *cut-in* de 3 m/s e velocidade *cut-off* de 25 m/s.

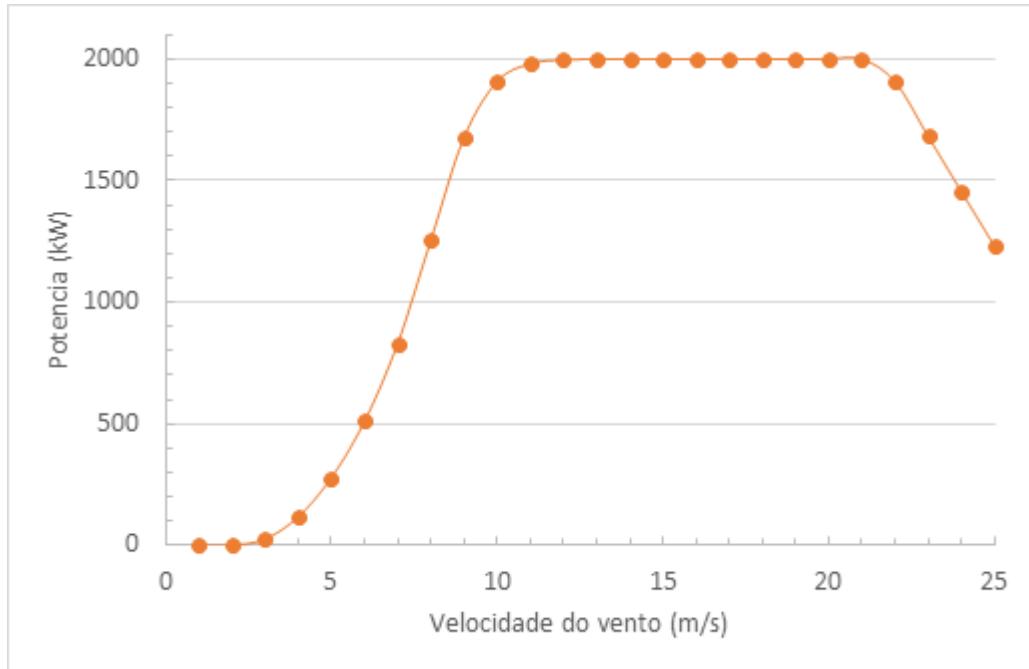


Gráfico 12: Curva de potência de um aerogerador G97. Fonte: Adaptado de Gamesa (2015)

A estimativa de energia produzida por uma turbina em um dado local normalmente é feita por modelos computacionais que envolvem diversas variáveis. Na teoria, a determinação pode ser feita através da integral apresentada na Equação 3.

$$P = \int_0^{\infty} Pr(v) P(v) dv$$

Equação 3: Potência média gerada.

Onde P é a potência média gerada por um vento de função de densidade de probabilidade $Pr(v)$ em uma turbina que apresente uma curva de potência $P(v)$. Porém, na prática, o processo envolve diversas conversões e ajustes, já que a curva de potência fornecida pelo fabricante do aerogerador é elaborada em condições experimentais, de baixa turbulência e com densidade do ar constante. É necessário também ajustar as alturas dos dados, pois não necessariamente a turbina tem seu cubo na mesma altura em que os dados de vento foram obtidos. Dessa forma é essencial o uso dos modelos computacionais para se estimar a potência média gerada, assim como a energia produzida anual.

4.4. DIMENSIONAMENTO

Um complexo com diversos aerogeradores, chamado Parque Eólico, é projetado para a produção de energia elétrica visando a comercialização em âmbito nacional. O dimensionamento de um parque é um processo delicado, buscando o uso eficiente dos recursos econômicos de forma a se obter a melhor rentabilidade. Esse processo é usualmente chamado de *micrositing*; *micro* em relação a pequena escala utilizada na análise do terreno e *siting*, em relação ao posicionamento de cada aerogerador.

Conforme já estudado, os locais de maior potencial energético são os locais onde a velocidade média é mais alta, geralmente nos topos de morros em áreas rurais ou costeiras, longe de construções e plantações. Essas características podem servir para nortear o início de um projeto, entretanto, para a escolha do local real de uma turbina, é necessária uma análise em escala detalhada do potencial pois a complexa interação entre os elementos de relevo e rugosidade nem sempre produz a potência esperada. Dessa forma, é essencial a utilização de modelos de elaboração de potencial. Existem no mercado alguns softwares que permitem a elaboração de um mapa do potencial detalhado, utilizando modelos computacionais complexos que levam em consideração as diversas condições do meio.

O mapa de potencial elaborado permite a alocação dos aerogeradores no terreno analisado. Regiões onde o potencial é maior irão produzir uma maior quantidade de eletricidade, e para que obtenha a maior eficiência do aproveitamento do recurso eólico é necessário que seja feita a escolha da turbina mais adequada. Aerogeradores de grande porte têm a capacidade de gerar uma grande quantidade de eletricidade, mas necessitam de um impulso maior para que a rotação das pás seja iniciada, ou seja, a turbina só entra em operação a partir de velocidades mais altas. Já as turbinas menores são compatíveis com locais de menores velocidades, porém, por possuírem uma área menor, geram menos eletricidade. Um fato importante que deve ser considerado na escolha do modelo de turbina é a resistência que a estrutura apresenta a velocidades próximas às máximas observadas em medições de campo. Estruturas mais frágeis podem não aguentar a força exercida por rajadas de ventos extremos, podendo resultar em degradação dos componentes e até em acidentes.

No momento da elaboração de um complexo com várias turbinas próximas umas às outras, não se pode deixar de levar em consideração o fato de que cada turbina se

caracteriza como um obstáculo para o escoamento do vento. Segundo a Lei de Betz, o máximo de energia cinética do vento que pode ser convertida em mecânica pela turbina é 59%. Isso se dá pelo fato de que quanto mais energia cinética o vento perde para a turbina, mais devagar será o escoamento à jusante da turbina. Caso fosse possível extrair toda a energia cinética do vento, a velocidade resultante seria nula e o ar não sairia da turbina, sem movimentá-la. O termo esteira é utilizado para determinar a sombra que um aerogerador causa no escoamento do vento, semelhante a um obstáculo comum. Diferentemente do sombreamento comum, o efeito esteira causado pelo aerogerador deixa uma longa trilha de vento turbulento e com velocidade reduzida.

Com o conhecimento dessas informações, fica claro a necessidade de se espaçar as turbinas umas das outras, pois o vento com velocidade reduzida proporcionaria uma menor geração e a turbulência contribuiria negativamente para a degradação dos componentes da turbina. Normalmente é utilizado um espaçamento de no mínimo três diâmetros das pás para evitar os efeitos negativos. Na maioria dos casos o espaçamento na direção prevalecente do vento é ainda maior, entre cinco e nove diâmetros.

O terreno em si também pode apresentar restrições, tanto no âmbito técnico quanto no âmbito legal. A viabilidade técnica das obras civis e do transporte devem ser consideradas, pois o perfil geológico dos solos muitas vezes pode não ser favorável para sustentar a grande estrutura de uma turbina eólica. As vias de acesso ao local destinado ao projeto também podem ser um fator restringente pois as partes das turbinas são transportadas por caminhões de grande porte, que podem não passar por vias com inclinação muita acentuada. Legalmente, certas áreas do terreno podem encontrar-se sob regimes ambientais, como é o caso de Áreas de Preservação Permanente (APP), Unidades de Conservação (UC), terras indígenas e outros. Visitas a campo podem indicar aspectos ambientais relevantes com é o caso de nascentes e corpos d'água, sítios arqueológicos, comunidades quilombolas, rotas de pássaros e outros. A proximidade de centros populacionais também se demonstra como um fator restritivo, dado que os aerogeradores podem causar ruídos sonoros e interferência com rádios.

4.5. CUSTOS ECONÔMICOS

A viabilidade econômica do empreendimento tem um papel tão importante quanto a viabilidade técnica. A etapa de levantamento de custos é essencial para que o projeto possa ser desenvolvido. Os empreendedores, ao realizar a análise financeira, buscam o projeto que apresente o melhor retorno, de forma a ser atrativo para investidores. Um projeto de parque eólico apresenta um custo fixo, que independe do número de aerogeradores, e um custo variável, que aumenta na medida que o tamanho do parque aumenta. Para que a análise seja completa, deve-se levantar custos não somente do parque eólico, mas também do sistema de conexão que será construído, além de ser necessário calcular os custos não somente da construção do parque, mas também da operação do mesmo.

A CCEE disponibiliza publicamente os resultados de leilões, informando também, qual o investimento de cada projeto ganhador. A Tabela 2 apresenta os valores obtidos ao longo do ano de 2015. A empresa atuante no mercado, Sequoia Energia, através de estudos mercadológicos, afirma que tais custos podem variar em torno de 5%.

Custo	Valor (mil reais/MW)
Aerogerador	4.000
Obras civis	1.000
Transmissão e conexão	800
Regularização fundiária	100
Licenciamento ambiental	50
Fiscalização da obra	10

Tabela 2: Custos usuais de projetos eólicos no Brasil. Fonte: Adaptado de CCEE (2015).

Adicionalmente atribui-se um custo de administração do projeto equivalente a 0,3% do faturamento bruto anual.

Na ótica do investidor, projetos de aproveitamento de energia eólica para geração de eletricidade são atrativos por garantirem uma renda fixa ao longo de 20 anos, prazo usual dos contratos de comercialização de eletricidade.

5. ESTUDO DE CASO – PROJETO DE PARQUE EÓLICO

O estudo de caso proposto será realizado em conjunto com a empresa privada Sequoia Energia Ltda., empresa de atuação no setor elétrico com destaque para projetos de energia renovável. A Sequoia deu início à sua atividade em 2002, com a construção de pequenas centrais hidrelétricas no Estado de Minas Gerais. Em 2009 a Sequoia deu início ao desenvolvimento de projetos de geração de energia eólica, com sítios em Minas Gerais e especialmente na Bahia. Atualmente mantém suas atividades no campo de energia eólica e também de energia fotovoltaica e térmica a partir de biomassa.

A Sequoia Energia disponibilizou, para o estudo de caso, dados de um projeto proposto para a região do município de Claro dos Poções, em Minas Gerais, uma região propícia para o desenvolvimento de parques eólicos, mas que economicamente ainda não é competitiva com os outros parques da empresa, grande parte no interior do Estado da Bahia.

Para a realização do estudo de caso, será analisado o processo de elaboração de um projeto. Para tal foram fornecidos dados de vento gerados pelas torres anemométricas da empresa, mapas topográficos do local arrendado pela empresa, características dos principais aerogeradores utilizados além de valores monetários usuais de construção e contratos envolvidos no desenvolvimento dos projetos. Foi também disponibilizada uma ferramenta computacional de análise e desenvolvimento de parques eólicos, que será utilizada posteriormente para descrever as etapas realizadas na análise dos dados. Por fim, o software será novamente utilizado para desenvolver, dentro da área já estudada, um pequeno projeto de geração eólica, buscando se obter a melhor relação entre investimento e eletricidade gerada.

5.1. ESCOLHA DA ÁREA

A etapa preliminar do desenvolvimento de um projeto eólico é também uma das mais importantes. A escolha do local no qual o projeto se desenvolverá determina qual é o desempenho do parque, basicamente devido a duas variáveis: a presença de potencial eólico, ou seja, vento; e a disponibilidade de conexão no sistema de transmissão. Sem que esses dois quesitos sejam atendidos o projeto torna-se inviável, pois na ausência de vento aproveitável, não haverá geração da eletricidade e caso não exista possibilidade de conexão, a eletricidade gerada não será transmitida para os pontos de consumo.

A ANEEL disponibiliza em suas coletâneas de informação um documento chamado Atlas da Energia Elétrica do Brasil. Esse livro apresenta estudos sobre diversas características relacionadas ao setor elétrico. A segunda edição, publicada em 2002, apresenta um estudo com grau de detalhamento em grande escala, reunindo informações sobre o regime de ventos dentro do território brasileiro. Tal documento é disponibilizado justamente para guiar e incentivar empreendedores que desejam desenvolver projetos de geração eólica. Os dados coletados foram tratados e apresentados na forma de velocidade média do vento numa altura de 50 metros acima do nível do solo. Cada região é classificada entre mata (vegetação nativa, com arbustos e árvores altas), campo aberto (áreas planas de pastagem, plantações e/ou vegetação baixa, sem muitas árvores altas), zonas costeiras, morros e montanhas. O cruzamento dessas duas variáveis resulta em classes de energia, distribuídas espacialmente no território. Cada classe representa um tipo de potencial que pode ser explorado. A Figura 10, retirada do atlas disponibilizado pela ANEEL, resume as informações.

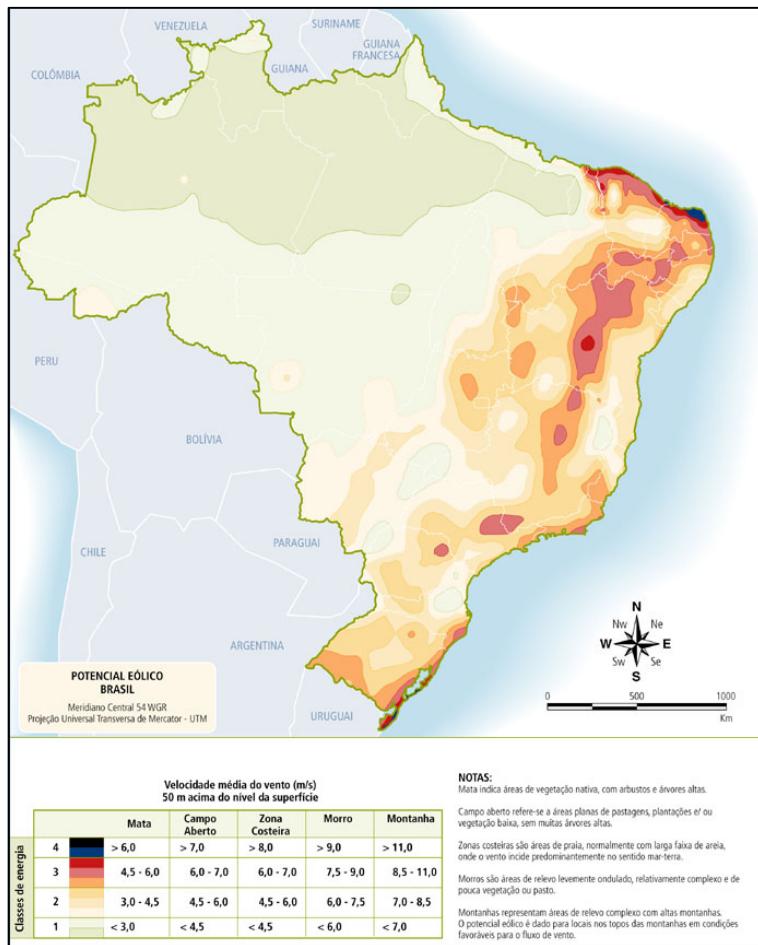


Figura 10: Velocidade média anual do vento no Brasil. Fonte: ANEEL (2002).

Nota-se a partir da leitura da Figura 10, que os pontos de maior potencial encontram-se na Região Nordeste do país, com destaque a regiões costeiras. Dentro do terreno continental, destaca-se uma faixa de bom potencial ao longo do interior do estado da Bahia e norte do estado de Minas Gerais. De modo geral, são estas as regiões que interessam ao empreendedor e, assim, cabe analisar cada uma delas com foco no sistema de transmissão de energia.

A ANEEL mantém um sistema digital dinâmico de informações do setor elétrico, o Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico (SIGEL). Com esta ferramenta é possível estimar quais são as regiões com maior densidade de parques em operação. Uma região densamente ocupada por projetos apresenta dois grandes problemas: a disponibilidade dos melhores terrenos e a dificuldade de conexão com o sistema de transmissão. Em ambos os casos o projeto ainda pode ser tecnicamente viável, mas essas dificuldades representam custos extras que podem inviabilizá-lo economicamente. Áreas de difícil acesso ou com solo desfavorável para obras de grande porte necessitam de um investimento maior para garantir a conclusão do

projeto, enquanto a saturação das subestações exige que linhas de transmissão cada vez maiores sejam necessárias para transportar a eletricidade gerada, consequentemente demandando maiores investimentos, tanto na construção como na operação e manutenção da linha. A Figura 11 apresenta uma imagem do SIGEL, mostrando a densidade de parques eólicos já em operação no território nacional e o sistema interligado nacional. Os pontos em azul representam parques eólicos já em operação e os segmentos de reta representam o sistema de transmissão.

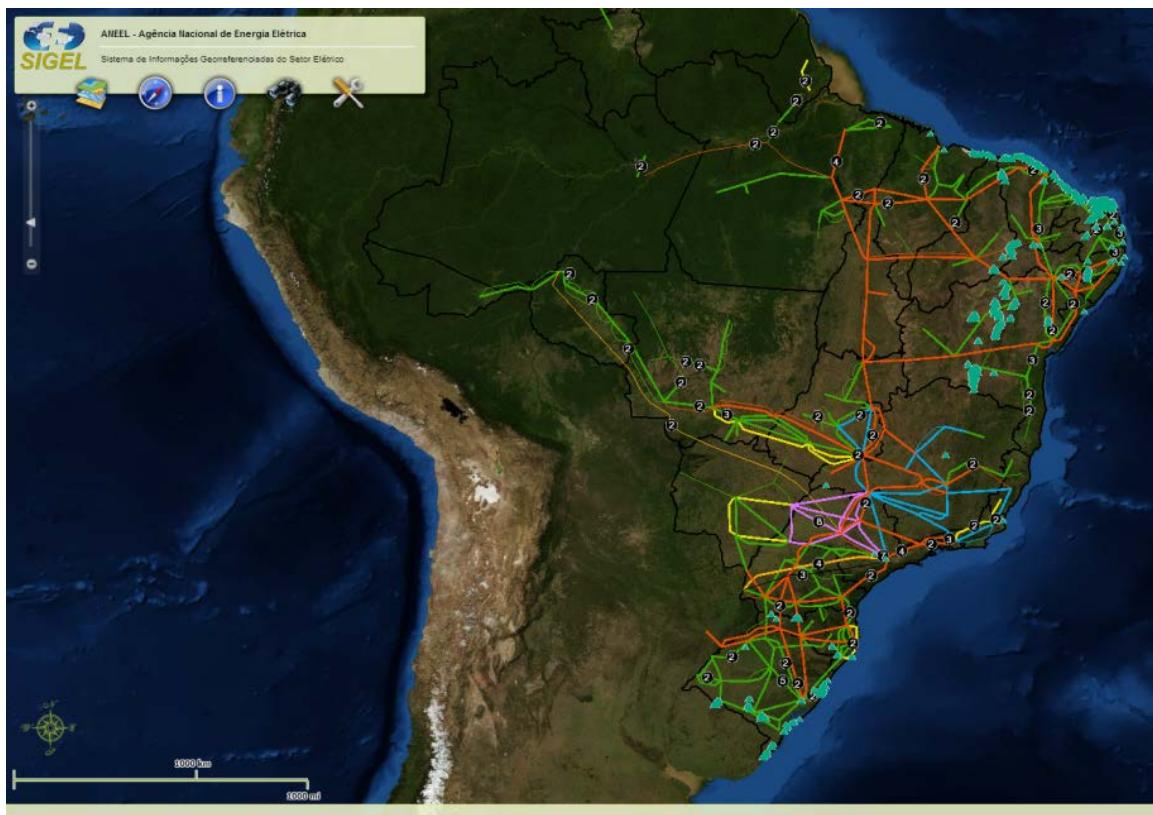


Figura 11: Distribuição de parques eólicos em operação no Brasil – SIGEL. Fonte: ANEEL (2015).

É claro o desenvolvimento da geração eólica nos locais de maior potencial, como a zona costeira e o interior da Bahia, enquanto que o estado de Minas Gerais ainda tem o recurso eólico muito pouco explorado. Assim, as imagens deixam evidente o uso intenso do sistema de transmissão dos estados do Nordeste e o pouco desenvolvimento do sistema em Minas Gerais e, tendo em vista este cenário, a região escolhida para que o projeto seja desenvolvido foi o estado mineiro.

Partindo dessa avaliação, é então necessário realizar um estudo em escala menor para determinar a viabilidade técnica de um parque eólico na região de potencial energético de Minas Gerais. Para tanto, pode ser utilizado o Atlas Eólico do Estado de Minas Gerais, publicado pela CEMIG (Companhia Energética de Minas

Gerais) em 2010. Este atlas caracteriza o estado, descrevendo sua geografia, demografia, clima e aspectos socioambientais de interesse como unidades de conservação e terras indígenas presentes. As informações nele contidas são essenciais para nortear empreendedores que desejam desenvolver projetos dentro do território do estado. A partir de estudos detalhados, o atlas apresenta uma seção de análise e diagnóstico, na qual é apresentado o potencial eólico de Minas Gerais e são elencadas as áreas mais promissoras. Quatro áreas foram escolhidas pela CEMIG por serem as de maior potencial, como é possível observar na Figura 12, retirada diretamente do atlas.

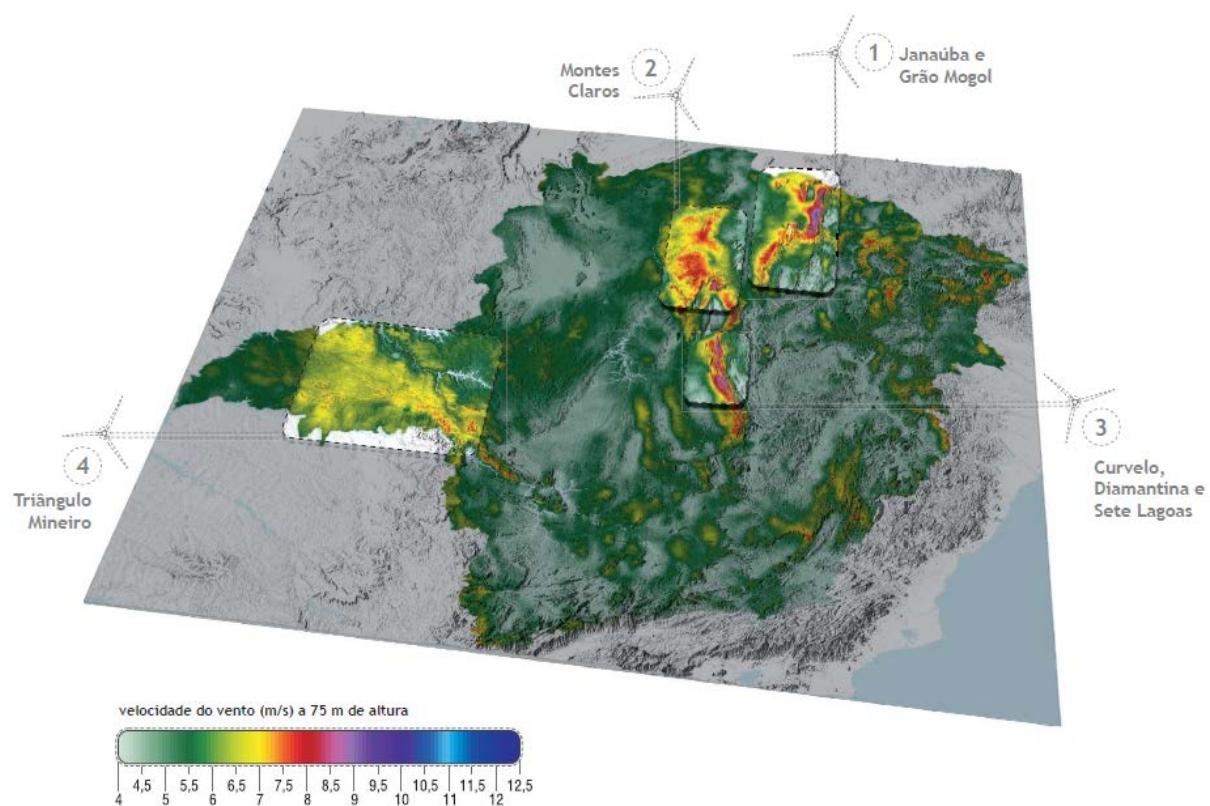


Figura 12: Áreas de interesse no estado de Minas Gerais. Fonte: CEMIG (2010).

Cada uma das áreas apresenta vantagens comparativas. A Área 1 (Janaúba e Grão Mogol) apresenta o melhor potencial da região, porém contém o Parque Estadual Caminho dos Gerais, o Parque Estadual Serra Nova, o Parque Estadual Grão Mogol e a Terra Indígena Luisa do Vale. A Área 2 (Montes Claros) apresenta um potencial relativamente menor, mas com menos restrições ambientais, contendo apenas o Parque Estadual Lapa Grande em território com baixo potencial energético. Destaca-se o relevo favorável para a instalação de aerogeradores. A Área 3 (Curvelo, Diamantina e Sete Lagoas) é menor, apresenta um relevo mais desfavorável e alguns

aspectos ambientais que dificultam a exploração, apesar do grande potencial. Já a Área 4 (Triângulo Mineiro) apresenta o menor potencial das áreas, no entanto sua localização estratégica, próxima a centros de consumo e com boa disponibilidade de conexão, a tornam atrativa, mesmo com a presença das áreas de Proteção Ambiental Estadual do Rio Uberaba e Municipal do Rio Uberaba.

Conclui-se então que a Área 2 é a mais adequada para o desenvolvimento do projeto proposto sendo então necessário escolher qual região dessa área será utilizada para tal e qual será a modalidade de contrato de uso do solo. O Atlas Eólico de Minas Gerais novamente auxilia na análise do território em escala reduzida, como é visto na Figura 13, também retirada do mesmo.

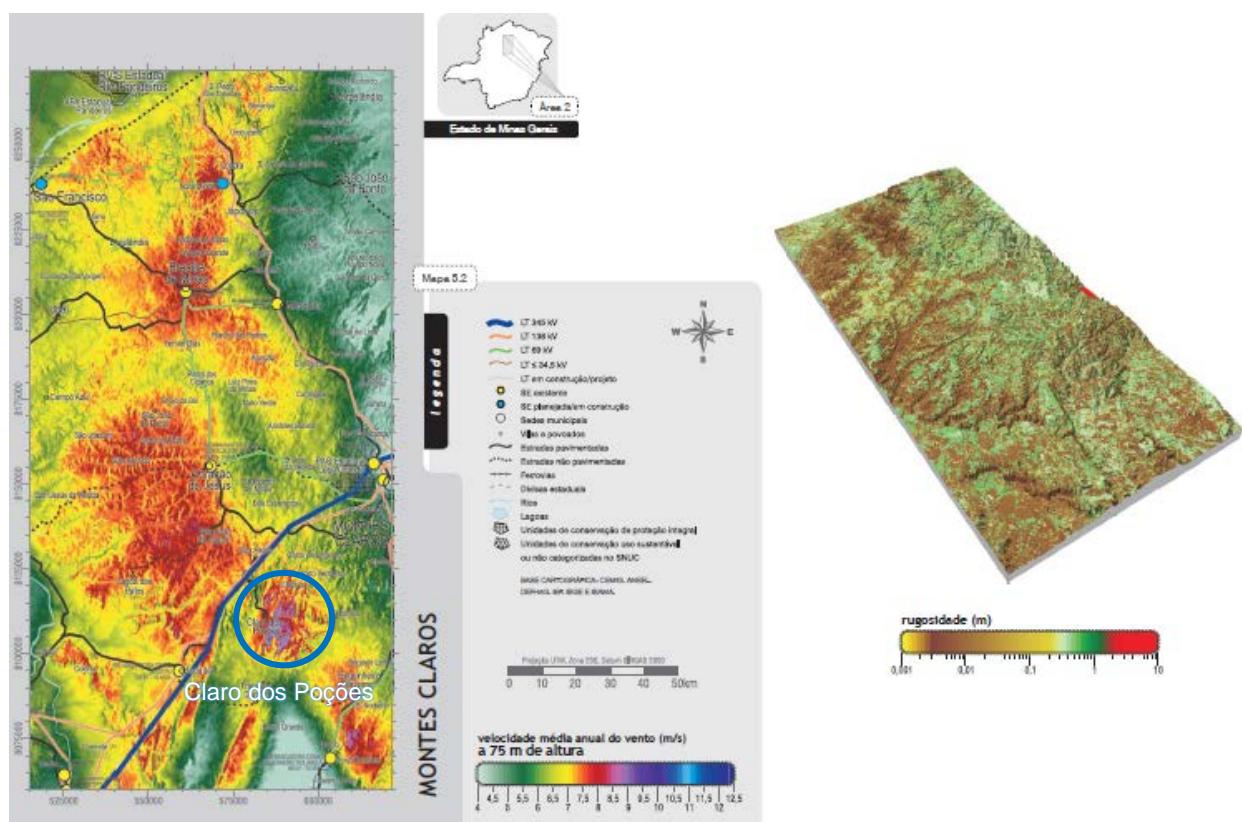


Figura 13: Análise do recurso eólico na área 2. Fonte: CEMIG (2010).

As informações de velocidade média do vento e de rugosidade auxiliam na escolha do local. Como o objetivo é explorar o melhor potencial energético, buscam-se as regiões com maior velocidade do vento e com menor rugosidade. Como a região possui subestações em localidades bem distribuídas, a linha de transmissão não terá uma extensão maior do que 50 km, não sendo assim um problema para a viabilidade do parque.

A empresa Sequoia Energia, após realizar a análise do território de interesse, firmou contratos de arrendamento com proprietários de áreas rurais no entorno do município de Claro dos Poções, demarcada em azul na Figura 13.

O contrato de arrendamento ao invés da aquisição das terras é vantajoso nesta etapa preliminar, pois é uma modalidade que permite o uso da área pelo empreendedor para a coleta de dados anemométricos sem que o proprietário rural tenha que parar suas atividades, nem que o investidor tenha que arcar com altos custos em fase de ainda alto risco de desenvolvimento. O contrato é de longa duração e é firmado sem efetivamente demandar um alto investimento. O proprietário recebe uma quantia anual durante a duração do contrato, ficando impedido apenas de realizar algo que possa obstruir o recurso eólico, como por exemplo, construir uma edificação que obstrua o vento. Caso o terreno arrendado, após a coleta e análise dos dados, seja escolhido para abrigar um aerogerador, o proprietário será remunerado adicionalmente. Com isso, a modalidade de arrendamento é caracterizada como sendo de baixo risco.

O município de Claro dos Poções está localizado a 495 km da capital do estado, possui área de 705.965 km² e população de 7.800 habitantes. A empresa distribuidora de energia elétrica responsável pelo estado de Minas Gerais é a CEMIG e o órgão ambiental estadual é a Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (SEMAD), responsável pelo licenciamento ambiental de empreendimentos. Foram arrendadas 95 propriedades, totalizando uma área de aproximadamente 180 km². A área arrendada é apresentada na Figura 14, em relação ao município de Claro dos Poções e na Figura 15, em relação ao Estado de Minas Gerais.

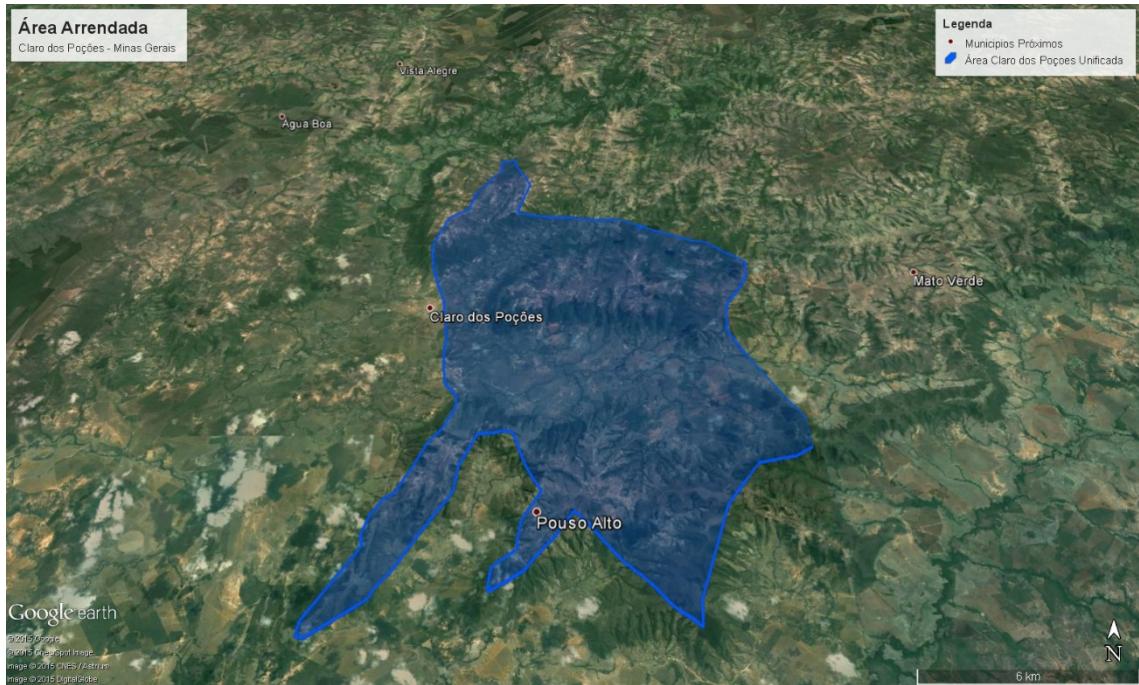


Figura 14: Localização da área arrendada em relação ao município de Claro dos Poções. Fonte: Sequoia Energia.

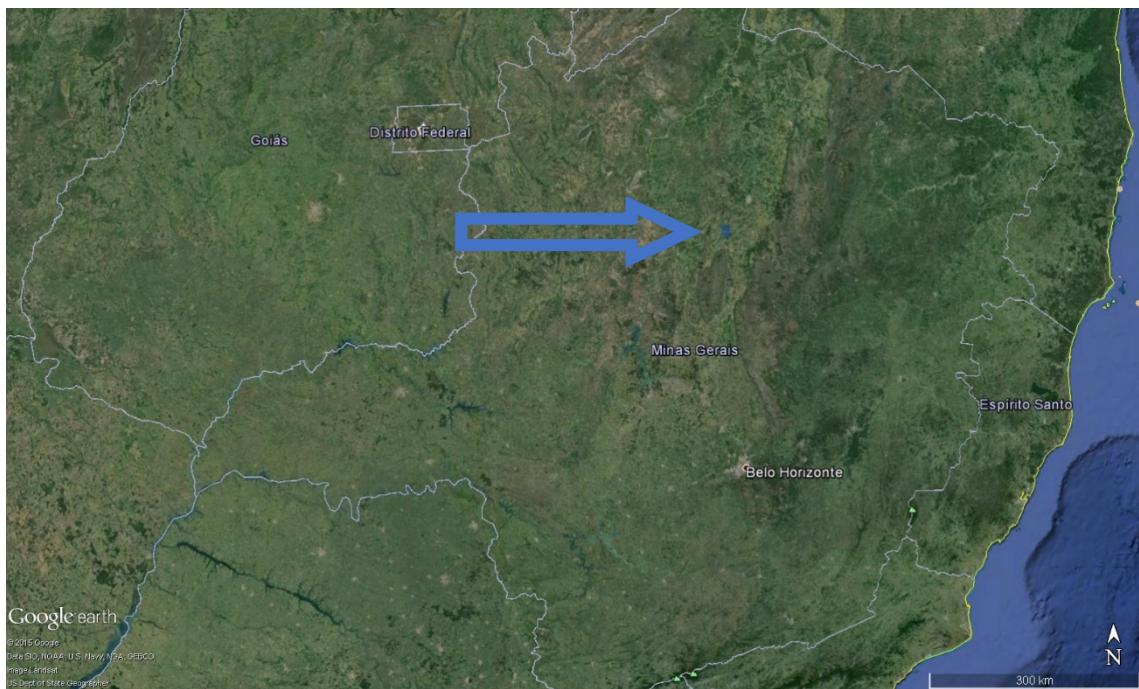


Figura 15: Área arrendada em relação ao Estado de Minas Gerais. Fonte: Sequoia Energia.

5.2. LEVANTAMENTO DE DADOS

Com a área escolhida e devidamente arrendada, a próxima etapa consiste no levantamento de dados específicos da mesma. A elaboração do potencial energético do local escolhido é feita a partir de dados coletados em campo, por um período de tempo representativo. Os dados relevantes que devem ser coletados incluem a velocidade do vento, a direção do vento, a temperatura ambiente, a densidade do ar, a topografia, a rugosidade e a presença de obstáculos no entorno.

Com o intuito de elaborar o potencial mais representativo possível do local, a empresa Sequoia instalou duas torres de medição anemométricas, denominadas TE1 e TE2. O potencial energético é estimado a partir do local de cada torre, onde os dados foram coletados. Para pontos distantes do local de coleta, uma extração é feita, podendo conter erros. Quanto mais distante das torres mais impreciso é o valor extrapolado, acarretando num potencial pouco fiel. Dessa forma, a localização das torres deve ser estratégica, de forma a abranger toda a propriedade arrendada. Para verificar tal abrangência é necessário avaliar qual o raio de fidelidade que cada torre proporciona. É estimado que em um raio de até 10 km as informações geradas ainda são fidedignas, contanto que nenhum obstáculo esteja alterando o escoamento do vento. A Figura 16 demonstra espacialmente e informa um raio de influência de 6 km. A Tabela 3 resume as informações de localização e elevação das torres.

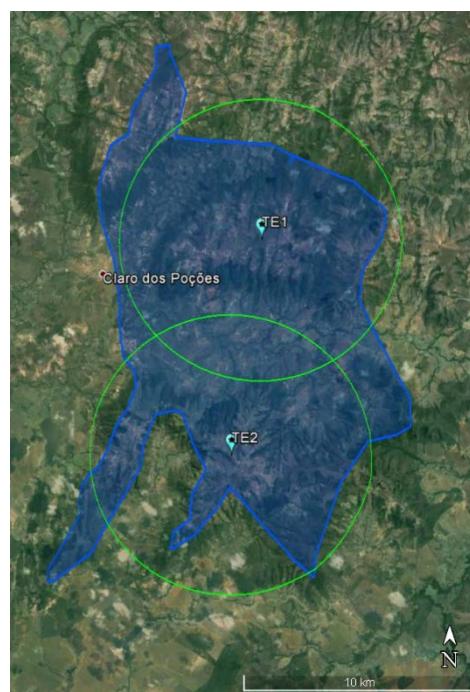


Figura 16: Posição e raio de 6 km das torres anemométricas. Fonte: Sequoia Energia.

Torre	Latitude	Longitude	Elevação
TE1	17,069712 S	44,143243 O	1007 metros
TE2	17,160449 S	44,160184 O	970 metros

Tabela 3: Posição e elevação das torres anemométricas. Fonte: Sequoia Energia.

Cada torre tem altura de 80 metros, com três anemômetros modelo Thies Clima First Class instalados em alturas de 42, 66 e 80 metros, um sensor de direção modelo Thies Clima Compact, um sensor de temperatura (termo hygro) modelo KP P6312, um sensor de pressão (barômetro) modelo AB60 e um dispositivo de armazenamento de dados (Data Logger) modelo Ammonit Meteo 32. Todos os equipamentos de medição devem estar devidamente calibrados e certificados para entrar em operação. Os dados coletados são armazenados em intervalos de 10 minutos como arquivos digitais, podendo ser exportados na forma de um arquivo de texto contendo apenas os dados medidos. Tais arquivos são chamados de dados brutos, pois necessitam de tratamento para que as informações coletadas sejam obtidas. A torre de medição também fornece valores de temperatura, pressão e densidade do ar. Estes valores serão utilizados na estimativa do potencial energético do vento. As medições foram iniciadas em 01/03/2010 e um exemplo dos dados coletados pode ser encontrado nos Anexos. A foto a seguir (Figura 17) foi tirada da TE1, mostrando os equipamentos anemométricos nas três alturas.

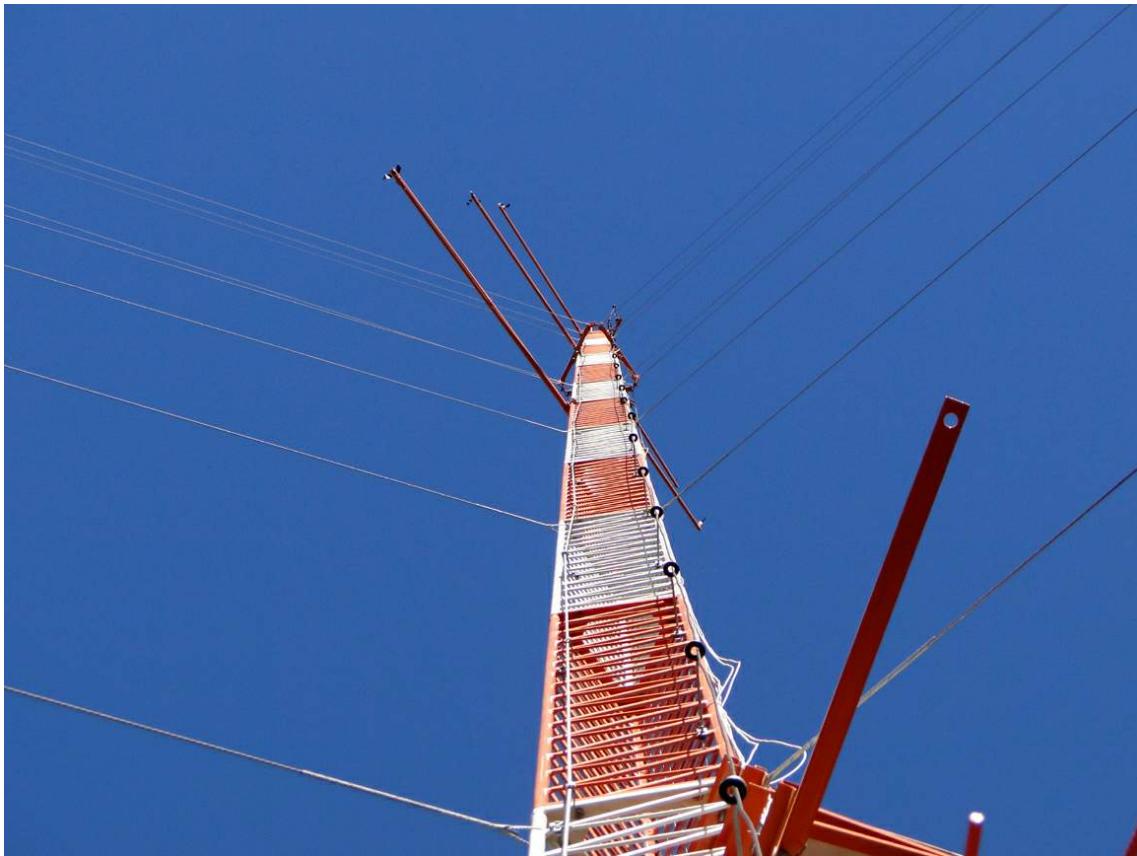


Figura 17: Torre anemométrica com equipamentos em três diferentes alturas. Fonte: Sequoia Energia.

Também são necessários para a elaboração do potencial energético a topografia e a rugosidade superficial, assim como a identificação de obstáculos no entorno. A topografia é obtida por meio de contratos com empresas especializadas, que mesclam imagens de satélite com medições de campo. Para fins de elaboração de potencial eólico e desenvolvimento de projetos, foram adquiridas imagens virtuais com o perfil topográfico e curvas de nível de 10 metros dos terrenos arrendados. A rugosidade é caracterizada a partir de visitas à área e imagens georreferenciadas com informações sobre o uso e a cobertura do solo. A rugosidade superficial do terreno será assumida como classe 1 constante, dado que o terreno não apresenta mudanças de vegetação significativas. As análises de imagens de satélites e visitas ao campo foram feitas também com o objetivo de identificar obstáculos relevantes, porém não foi encontrado nenhuma construção no entorno da área.

5.3. ANÁLISE DE DADOS

A análise dos dados coletados será realizada por meio de ferramentas computacionais. A empresa Sequoia Energia disponibilizou uma licença do software WAsP para a realização deste estudo de caso.

O *Wind Atlas Analysis and Application Program* – WAsP foi desenvolvido pelo departamento de Energia Eólica da Universidade Técnica da Dinamarca (*Department of Wind Energy – Technical University of Denmark*) e inclui um pacote com diversos programas digitais que permitem a criação de projetos de geração eólica. O software possui um complexo modelo de geração de estimativas de regimes de vento, recurso e produção de energia. Utilizando os dados medidos e um modelo de terreno o programa gera um perfil geral do regime do vento para a área em questão. A partir deste perfil é possível criar um leiaute, escolhendo as localizações de cada aerogerador, e com isso prever qual será a produção de energia anual do mesmo. O modelo do software também inclui cálculos de perdas dadas por efeito esteira e por influência de objetos e edificações.

No processo de elaboração de um parque eólico a pergunta mais importante é “*Qual produção de energia pode ser esperada de uma dada turbina em um dado local?*” A resposta pode ser obtida pelo WAsP, que realiza cálculos e estimativas com diversos modelos matemáticos.

O WAsP necessita de basicamente três informações de entrada para fornecer previsões: a topografia do local, o regime de ventos do local e informações sobre o modelo de aerogerador que será utilizado. Porém, como para todo modelo computacional, existem algumas limitações e alguns requisitos para que seus modelos sejam precisos. É necessário que o local de referência (local da torre de medição anemométrica) esteja sujeito ao mesmo regime climatológico que o local deseja-se analisar. O regime climatológico prevalecente deve ser estável, evitando regiões com presença de furacões e tornados. Os dados de vento medidos devem ser representativos e confiáveis, sem apresentar falhas nas medições.

A primeira etapa é o tratamento dos dados obtidos pelos equipamentos de campo. Para isso é utilizado a ferramenta de análise de clima, WACA (WAsP Climate Analyst). O usuário insere os dados brutos no programa, especificando as coordenadas e a altura a qual foram obtidos, em conjunto com um protocolo de análise que explicita

quais informações são apresentadas e em qual ordem elas estão descritas. O programa cria um arquivo denominado Vento Médio Observado (Observed Mean Wind Climate) que é utilizado no programa principal do WAsP. O WACA permite também a análise de ventos extremos, para o propósito de avaliação de resistência de turbina, utilizado pelo programa WEng, um software auxiliar para modelamento de turbinas.

Após a inserção de todos os dados o programa pode calcular a distribuição estatística seus parâmetros, a distribuição de frequências, a velocidade média e a densidade de energia por área superficial de vento. Os dados obtidos pela TE2 foram analisados e apresentaram velocidade média 7,09 m/s, densidade energética média de 350W/m² e direção prevalecente equivalente a 90°, com 44,1% de frequência. O programa também apresenta a rosa dos ventos e o histograma de velocidades. A Figura 18 resume as informações obtidas.

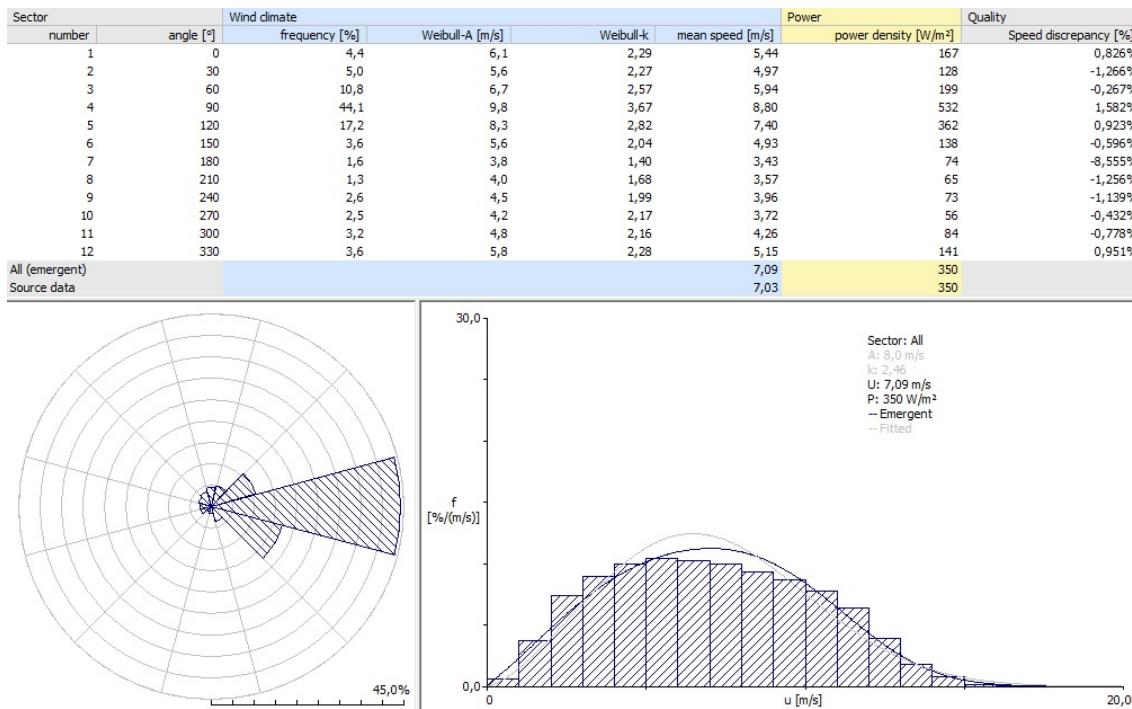


Figura 18: Resumo das informações obtidas pela TE2. Fonte: Sequoia Energia.

O WAsP indica, na forma de uma tabela, qual é o perfil do vento para cada setor da rosa dos ventos. É calculada a frequência de permanência do vento, em porcentagem, as variáveis de Weibull, a velocidade média anual e a densidade de energia no vento no ponto. Em relação à qualidade do vento, o WAsP calcula a

discrepância da velocidade, em perdas ou ganhos percentuais. Tais dados são específicos para o ponto no qual a TE2 está localizada.

A seguir o programa auxiliar Map Editor é utilizado. Esta etapa consiste na elaboração do modelo de topografia, a partir das informações de orografia, obstáculos e rugosidade. As informações obtidas precisam ser inseridas no programa principal no formato de uma imagem vetorial e o auxiliar Map Editor permite o modelamento de imagens externas obtidas e seu georreferenciamento para a adequação exigida. As curvas de nível que foram fornecidas pela empresa de geoprocessamento, representam uma distância de 10 metros de altitudeumas das outras e a área coberta pela empresa foi muito maior do que o terreno arrendado. Portanto foi feito corte para selecionar apenas a área de interesse para o projeto. O resultado do corte é apresentado na Figura 19, já excluído grande parte da imagem. Já a Figura 20 mostra a leitura feita pelo WAsP das curvas de nível, caracterizando a altimetria de forma visual, através de escala de cor. Locais mais elevados são representados pela cor azul enquanto locais de menor elevação são representados de cor verde.

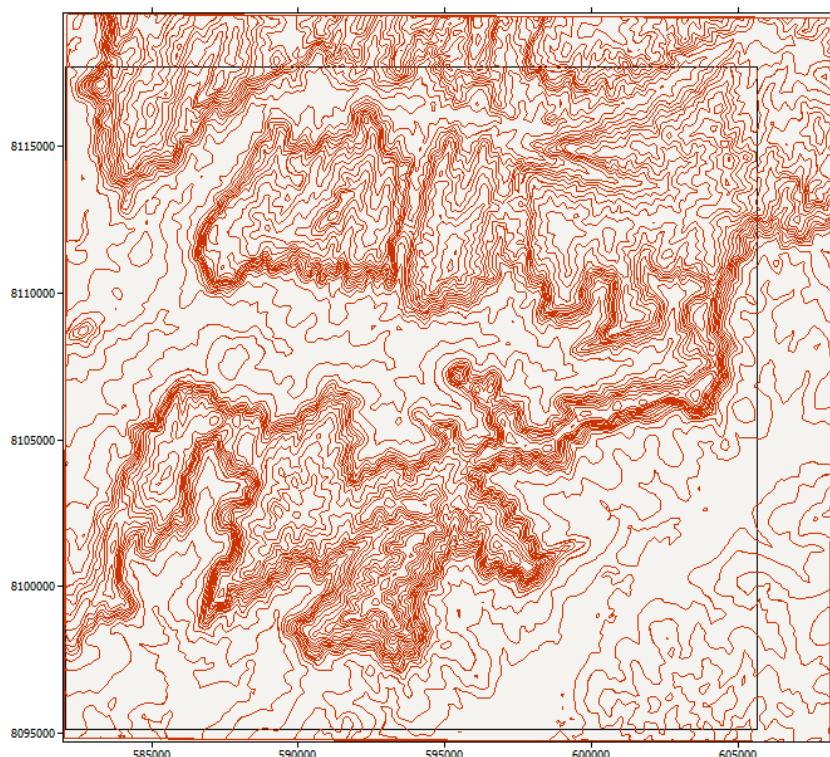


Figura 19: Curvas de nível no mapa vetorial. Fonte: Sequoia Energia.

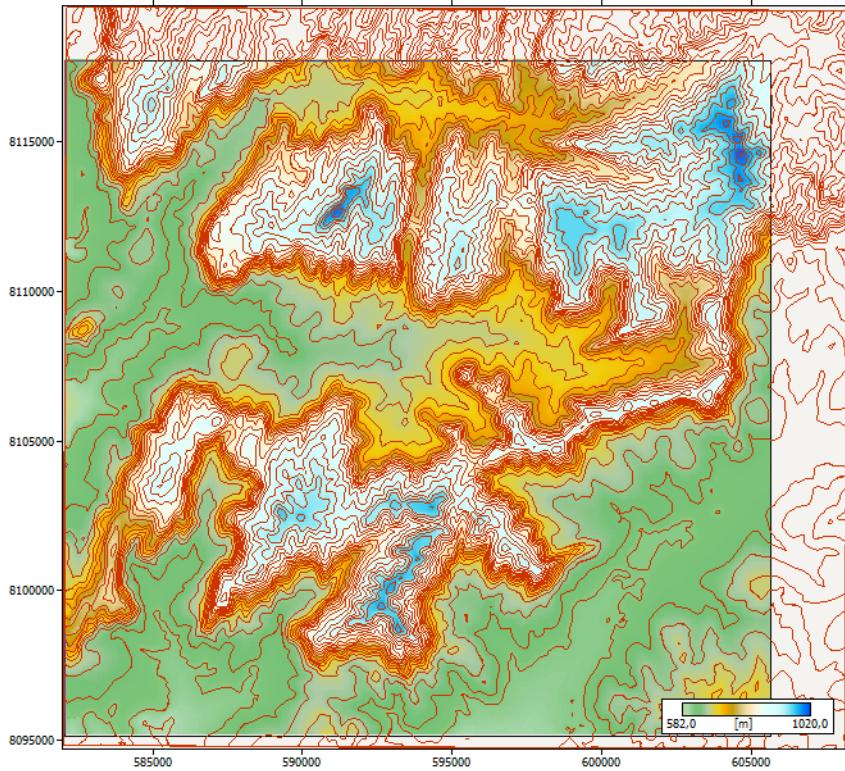


Figura 20: Mapa representado visualmente a elevação. Fonte: Sequoia Energia.

As curvas de nível servirão como base para o mapa do local e as outras informações serão inseridas sobrejacentes. Como as visitas a campo indicaram a ausência de obstáculos, não será necessário realizar a modelagem dos mesmos. Caso fosse necessário, o programa necessitaria da geometria detalhada do obstáculo e de sua porosidade para a modelagem. Em algumas condições os obstáculos podem ser considerados como elementos de rugosidade, como quando o obstáculo encontra-se a mais de 50 vezes a sua altura de distância do ponto de medição ou de um local destinado a uma turbina. Como o vento foi analisado primariamente a uma altura de 80 metros, a influência de objetos e elementos de rugosidade é muito pequena.

A mesma metodologia se aplica para o mapa de rugosidade. Caso o terreno apresentasse uma rugosidade complexa, com diversas mudanças, seria necessário elaborar um mapa de curvas de rugosidades, semelhante a um mapa de curva de nível. A mudança de rugosidade pode apresentar um efeito significativo na velocidade do vento a alturas menores, exigindo o uso de modelos matemáticos complexos. Como no caso estudado a rugosidade foi considerada constante e a altura de medição foi alta, não é necessário a utilização desses modelos. O mapa de rugosidade elaborado é apresentado na Figura 21.

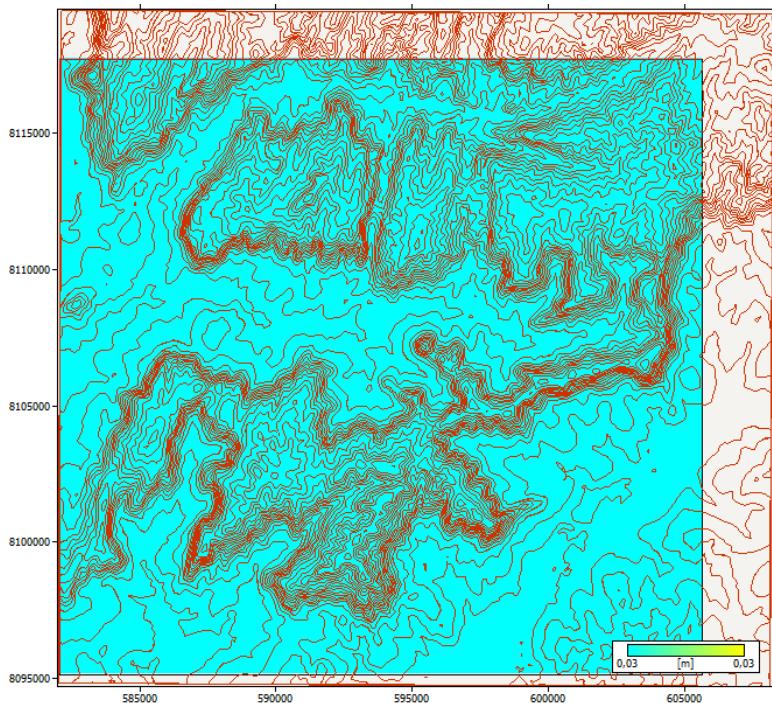


Figura 21: Mapa vetorial representando a rugosidade considerada. Fonte: Sequoia Energia.

O programa Map Editor cria um arquivo que é utilizado pelo programa principal, mas também pode ser exportado para os programas de análise espacial e geoprocessamento usuais, como AutoCAD e Google Earth.

Com o arquivo de vento médio observado e com o mapa vetorial de topografia o programa principal do WAsP pode inicializar seu modelo. A partir dos dados de entrada, o software pode elaborar, por intermédio de seus complexos modelos, uma estimativa do vento para toda a região considerada no mapa vetorial. A partir do perfil de velocidades da região o programa pode também calcular qual é a energia média contida no vento ao longo do mapa escolhido. A Figura 22 demonstra o resultado do cálculo feito, em termos de energia anual contida no vento. As regiões demarcadas em vermelho apresentam maior energia e são as áreas mais interessantes para se alojar as turbinas. A Figura 23 é uma exportação da velocidade do vento distribuída espacialmente, em relação à área arrendada, no software Google Earth.

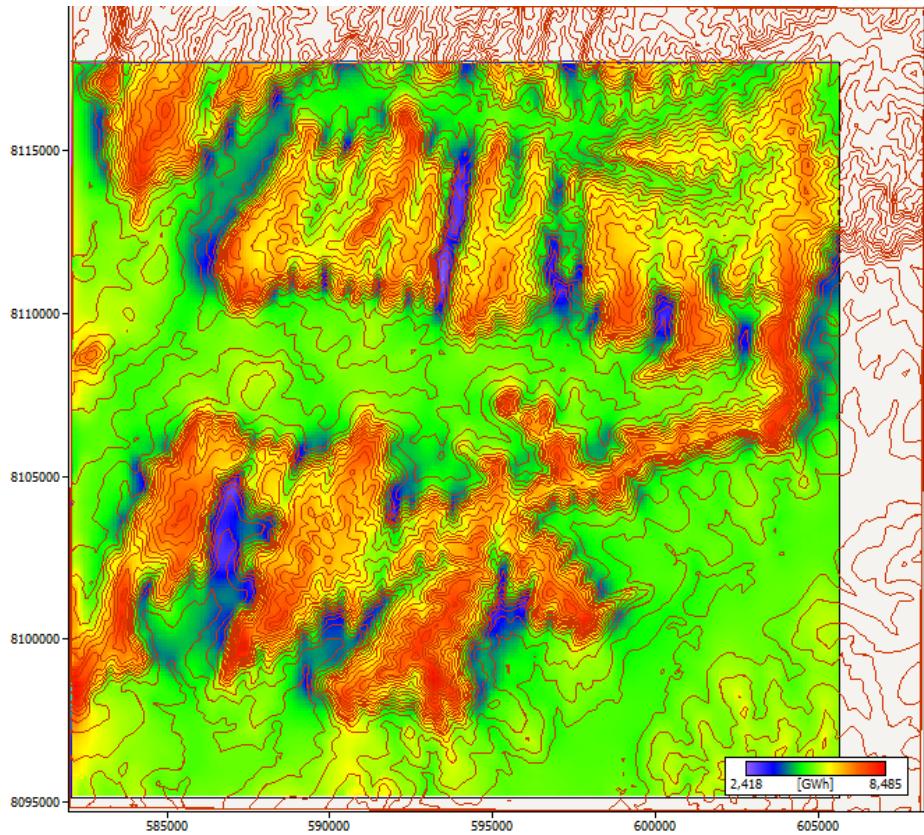


Figura 22: Energia anual contida no vento na região analisada. Fonte: Sequoia Energia.

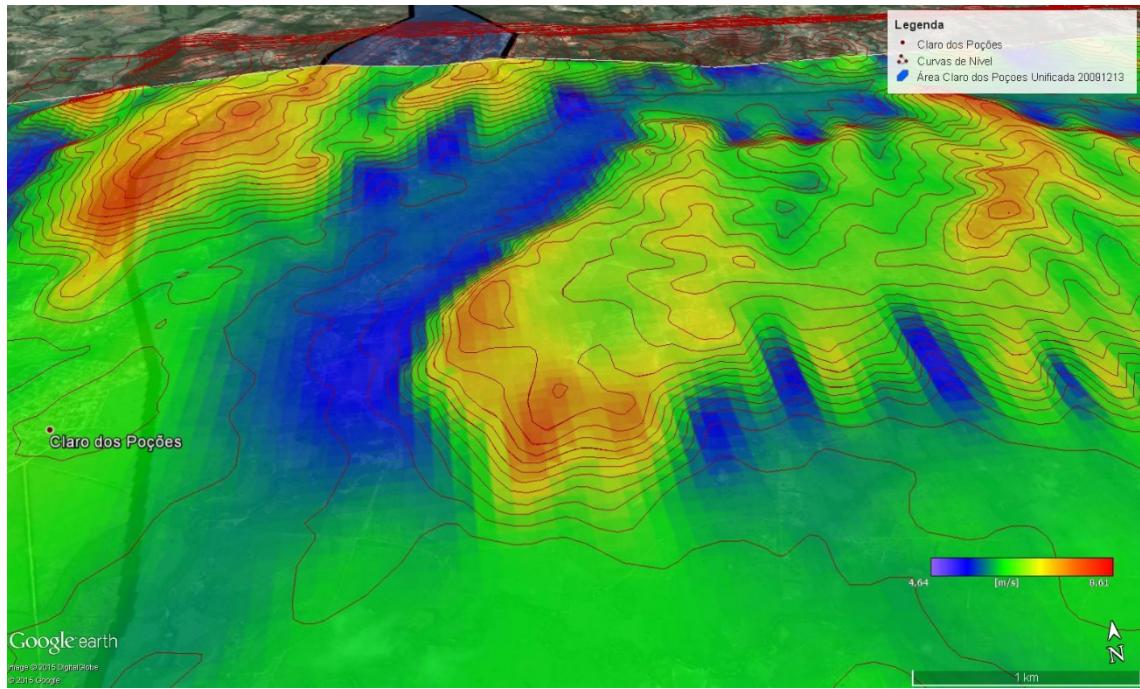


Figura 23: Velocidade do vento estimada pelo WAsP em relação ao terreno arrendado. Fonte: Sequoia Energia.

Com o potencial da área elaborado, resta entrar os dados referentes ao modelo de turbina adequado ao vento caracterizado. Com objetivo apenas de exemplificação foi inserida uma turbina modelo GE 1,6xle, com potência nominal de 1600 kW com altura de cubo de 100 metros. Inicialmente a turbina foi posicionada no ponto

[8105448,0;585525,8], que será denominado Ex1. O WAsP calcula o vento observado no ponto escolhido e permite a análise da influência dos efeitos locais, incluindo correções feitas manualmente pelo usuário, caso seja necessário. Por fim o programa também calcula a produção de energia anual da turbina no ponto escolhido. A localização escolhida para Ex1 é apresentada na Figura 24.

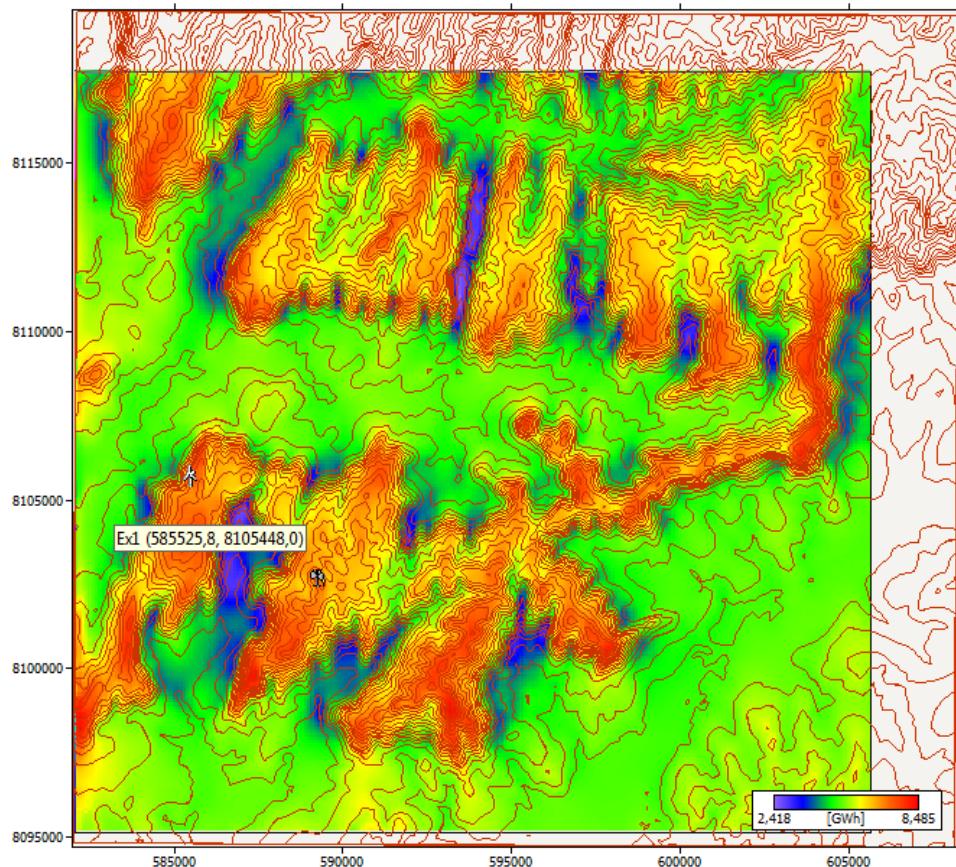


Figura 24: Localização do ponto Ex1 no mapa vetorial. Fonte: Sequoia Energia

A Figura 25 apresenta o vento observado no ponto Ex1. Nota-se que novamente a direção predominante é de 90°, com 41,1% de frequência. O fator A de Weibull para tal direção é de 10,2 e o fator k de Weibull é de 3,42. Como resultado a velocidade média anual na direção de 90° é de 9,21 m/s e a densidade de 628 W/m².

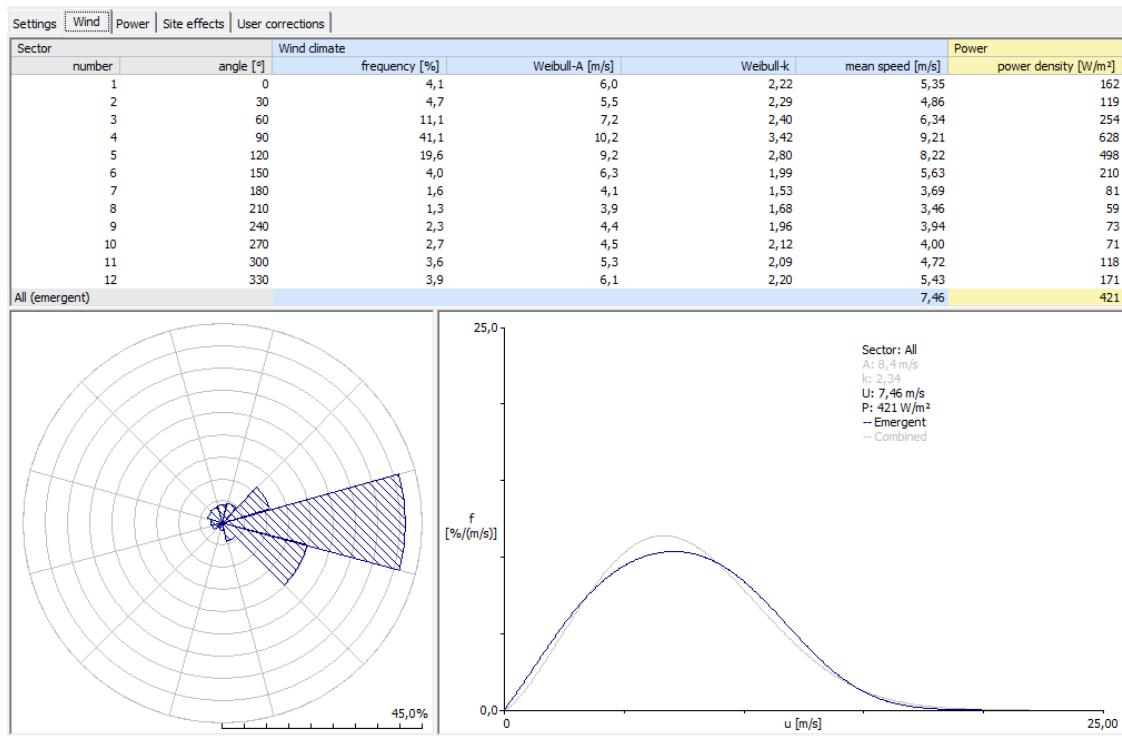


Figura 25: Vento observado no ponto Ex1. Fonte: Sequoia Energia.

A Figura 26 indica a influência de efeitos locais no vento do ponto Ex1. Nota-se que, como esperado, a rugosidade não afeta a velocidade do vento, assim como obstáculos. Por outro lado, a orografia apresenta grande efeito, principalmente na aceleração do vento. Pode-se notar que a velocidade do vento incidente à 90º sofre uma aceleração de 22,42% e uma deflexão de 4,3º na sua direção devido aos efeitos de topografia. Já o campo RIX se refere a um número adimensional denominado enrugamento, que está relacionado com complexidade do relevo num dado raio a partir de um dado ponto. Um terreno mais acidentado (com morros mais próximos entre si e mais íngremes) tem o RIX maior que um terreno plano ou de colinas suaves. No caso em questão foi observada uma influência de RIX de 3,5% no regime do vento na direção predominante. Por fim, Delta-RIX indica a diferença de RIX entre dois pontos distintos. Caso o Delta-RIX seja maior do que 5, o modelo do WAsP é insuficiente para realizar as estimativas corretas e portanto uma correção manual é necessária. O terreno em questão não apresentou valores de Delta-RIX significativos e, portanto, correções manuais não são necessárias.

Site effects											
Sector number	Roughness changes			reference [m]	Obstacles speed-up [%]		Orography speed-up [%]			RIX [%]	Delta-RIX [%]
	angle [°]	changes	reference [m]		speed-up [%]	speed-up [%]	deflection [°]				
1	0	0	0,03	0,03	0,00	0,00	8,34	-4,8	1,5	-	
2	30	0	0,03	0,03	0,00	0,00	3,60	0,9	1,4	-	
3	60	0	0,03	0,03	0,00	0,00	11,16	5,5	3,8	-	
4	90	0	0,03	0,03	0,00	0,00	22,42	4,3	3,5	-	
5	120	0	0,03	0,03	0,00	0,00	26,45	-0,7	6,7	-	
6	150	0	0,03	0,03	0,00	0,00	19,86	-5,1	4,5	-	
7	180	0	0,03	0,03	0,00	0,00	8,34	-4,8	0,7	-	
8	210	0	0,03	0,03	0,00	0,00	3,60	0,9	0,0	-	
9	240	0	0,03	0,03	0,00	0,00	11,16	5,5	2,3	-	
10	270	0	0,03	0,03	0,00	0,00	22,42	4,3	3,8	-	
11	300	0	0,03	0,03	0,00	0,00	26,45	-0,7	7,7	-	
12	330	0	0,03	0,03	0,00	0,00	19,86	-5,1	6,6	-	
All										3,5	

Figura 26: Influência de efeitos locais na produção de energia da turbina em Ex1. Fonte: Sequoia Energia.

Por fim têm-se valores referentes ao aproveitamento e geração de energia. A Figura 27 resume os dados calculados pelo WAsP em relação a turbina GE 1,6xle alocada no ponto Ex1. O vento observado é novamente apresentado, juntamente com os resultados de energia. O valor de produção líquida anual (*net. ann. Prod.*) estimado para a turbina foi de 6,867 GWh. Como o ponto Ex1 não tem nenhuma outra turbina em sua vizinhança, o valor de perdas por efeito esteira (*wake losses*) foi nulo.

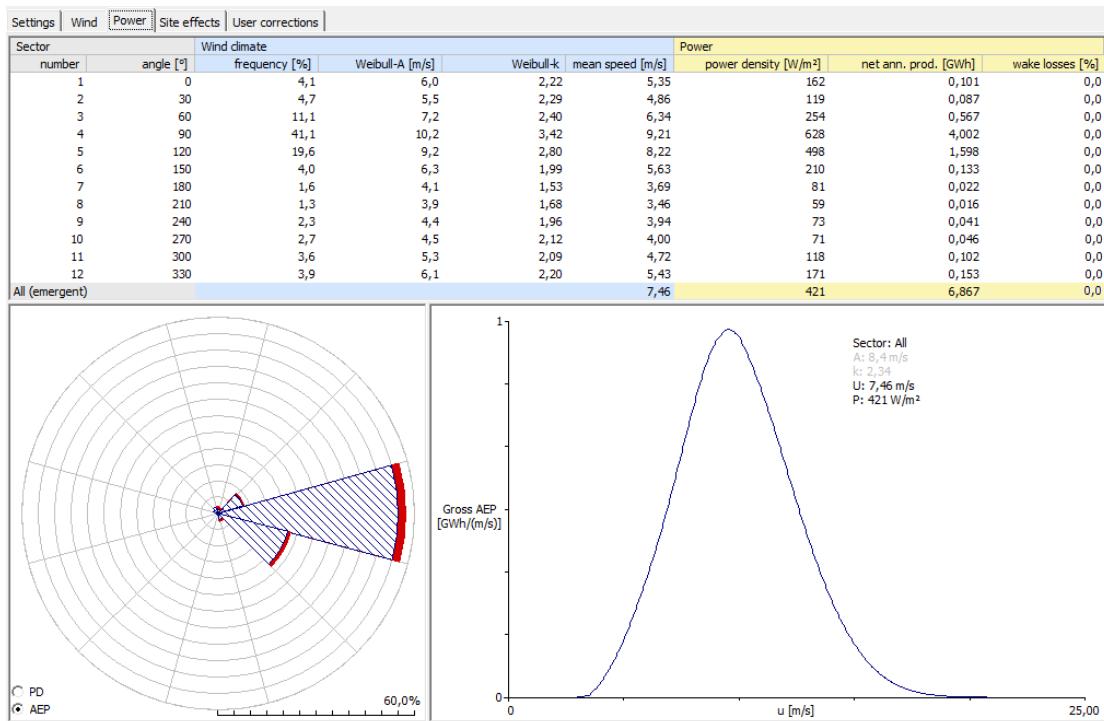


Figura 27: Produção de energia da turbina alocada em Ex1. Fonte: Sequoia Energia.

Caso o aerogerador operasse em capacidade máxima durante um ano, sua produção seria de 14016 MWh. Tal resultado demonstra que o aerogerador em Ex1 estaria gerando 48,9% da sua potência nominal, valor considerado elevado. Esse valor é chamado de Fator de Capacidade e é usualmente utilizado para avaliar o desempenho técnico de parques eólicos. Aerogeradores que apresentem um fator de capacidade acima de 60% são considerados excelentes enquanto aerogeradores que

apresentem fator de capacidade abaixo de 30% são considerados tecnicamente inviáveis.

5.4. MICROSITING

O processo de *micrositing* busca o melhor aproveitamento do potencial eólico da área. O objetivo desta etapa é criar o leiaute que produza a maior quantidade de energia utilizando o menor investimento. Como o recurso é renovável e virtualmente infinito, a questão da eficiência provém do uso do material disponível, ou seja, da alocação precisa dos aerogeradores, para que esses tenham o melhor desempenho possível.

No caso de uma empresa atuante no mercado de energia elétrica, todo o terreno em questão seria utilizado para alocar turbinas. Dado o tamanho, estima-se que seria comportado um complexo eólico com cerca de 250 turbinas de 80 metros de altura. Uma estratégia econômica seria formar grupos de 8 a 15 turbinas dentro do complexo total, definindo-os como parques separados. Dessa forma o empreendedor pode dividir seu complexo para concorrer em diferentes modalidades de leilão e no mercado livre, diversificando o rendimento do seu investimento. Na ocasião de um leilão, o número de parques que serão cadastrados depende, além dos fatores econômicos, da situação em que a subestação elevadora (SE) para a conexão pretendida se encontra. Caso a SE já esteja com o número máximo de conexões, o plano de expansão de conexão deve contemplar todos os projetos de empreendedores que somem 80 MW ou mais.

Para fins acadêmicos, esse projeto será desenvolvido como um parque isolado, utilizando somente um morro.

A etapa de *micrositing* se inicia com a seleção de uma área específica para alocar os aerogeradores. Como já visto, os morros apresentam o melhor potencial eólico dentro do terreno em questão, porém, cada morro deve ser analisado separadamente. A distância entre dois morros deve ser considerada na análise, pois turbinas em um morro podem gerar efeito esteira para turbinas localizadas em outro morro, caso a distância seja pequena. Foi escolhido um morro central, baseado no potencial eólico, destacado na Figura 28. As dimensões do morro são suficientes para alocar 13 turbinas, enquanto a distância do morro mais próximo é de 2000 metros. Como o efeito esteira se dá ao longo de uma distância de até nove vezes o diâmetro

da turbina, e como as turbinas utilizadas serão de diâmetros de rotor de no máximo 110 metros, será assumido que não ocorrerão perdas provenientes de parques em morros próximos.

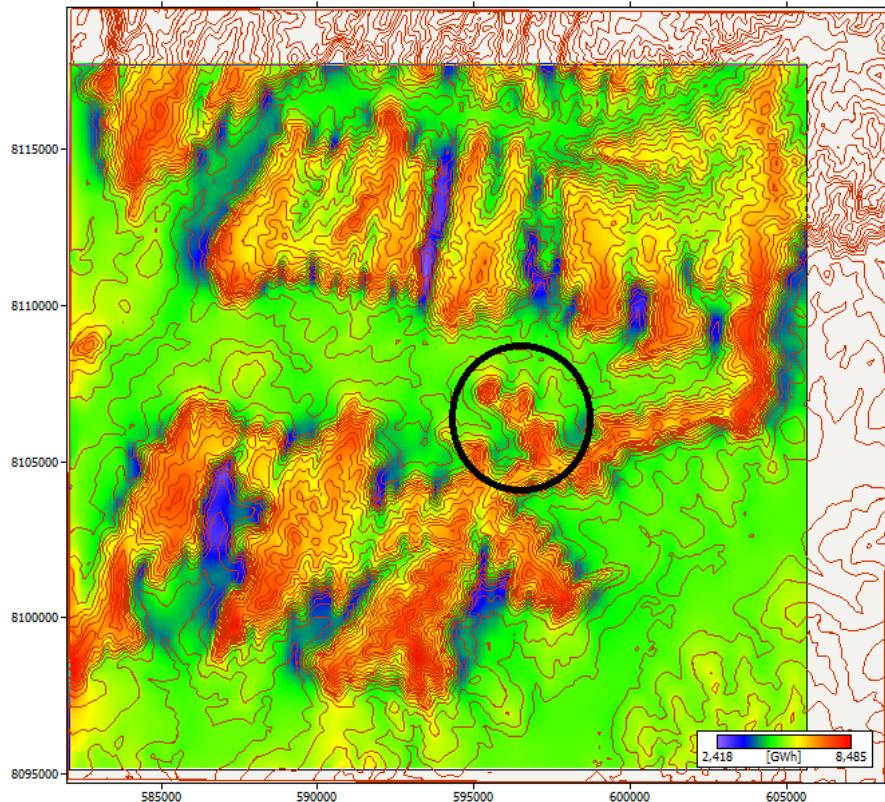


Figura 28: Morro selecionado em relação ao terreno. Fonte: Sequoia Energia.

O morro escolhido apresenta um bom potencial eólico, então resta realizar a alocação dos aerogeradores de forma a melhor utilizar tal potencial. Este processo é feito de forma manual, por técnicos especialistas já com experiência, baseado em tentativa e erro. Uma visão mais detalhada do morro, como disposto na Figura 29, auxilia na seleção dos melhores pontos.

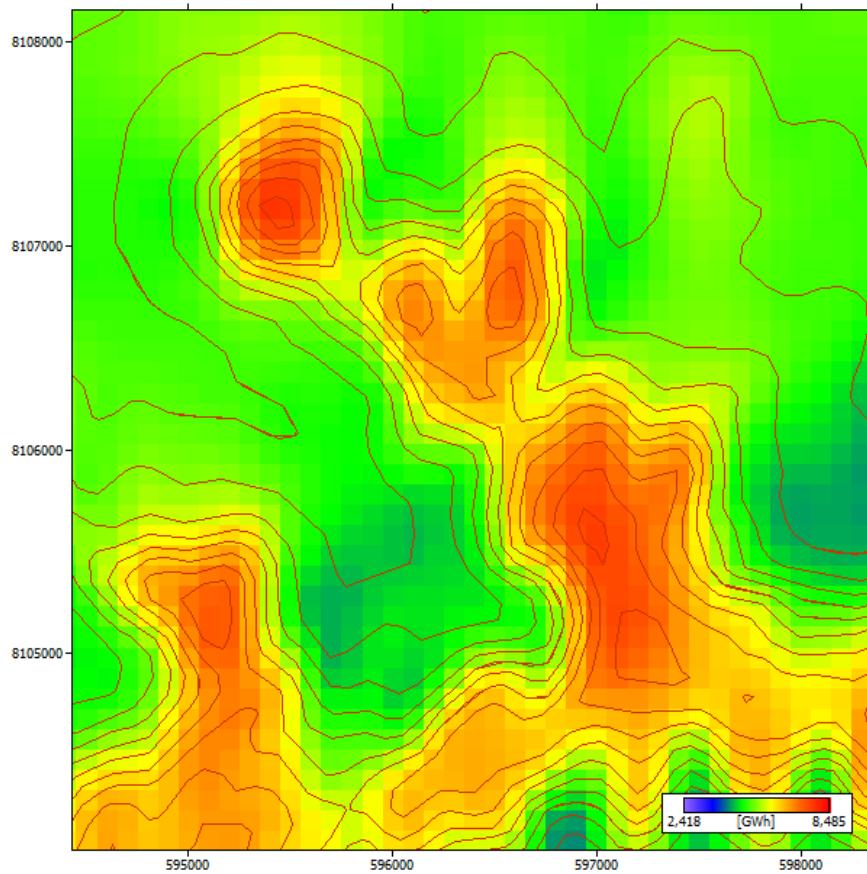


Figura 29: Visão detalhada do morro escolhido. Fonte: Sequoia Energia.

O processo consiste em alocar as turbinas nas posições de maior potencial, calcular o resultado de produção de energia e analisar os resultados. Inicialmente foram posicionadas 13 turbinas modelo G97 (Gamesa), com rotor de 97 metros, altura de 80 metros e potência nominal de 2,0 MW. A Figura 30 expõe o leiaute final, que será denominado Cenário A.

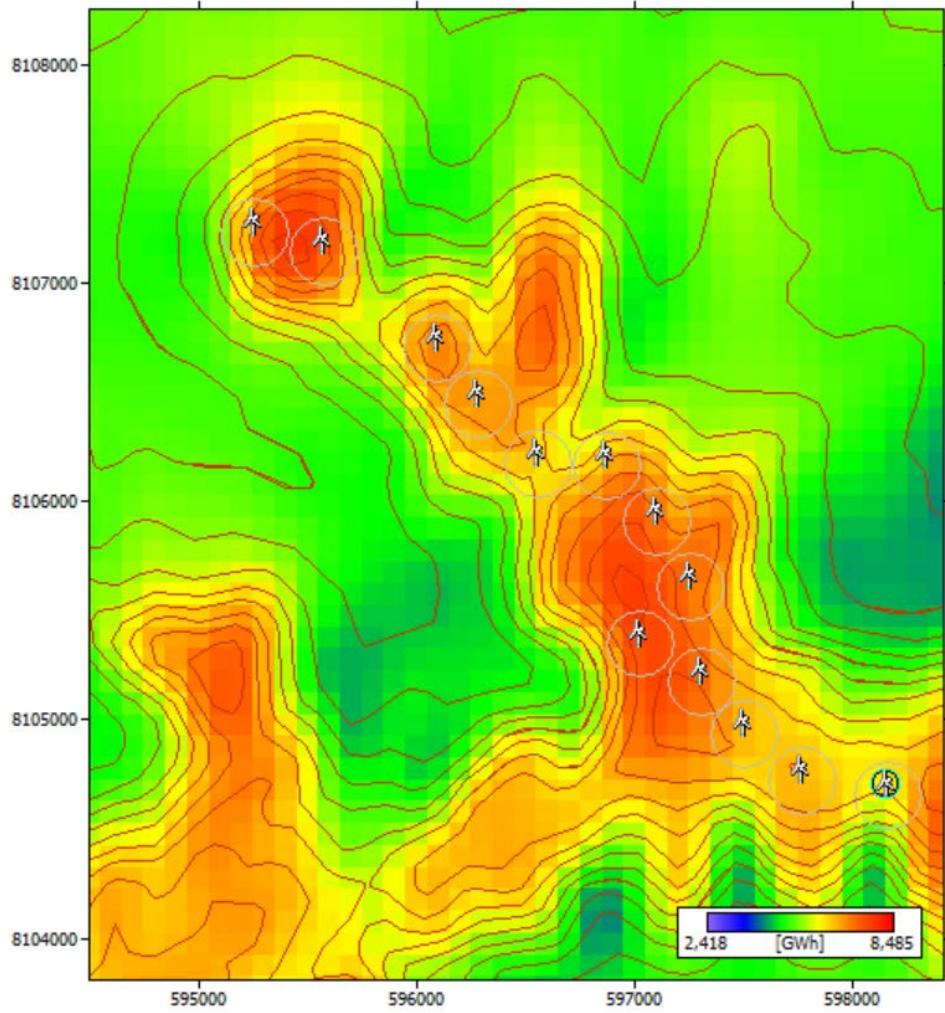


Figura 30: Cenário A. Fonte: Sequoia Energia.

Nota-se que os aerogeradores foram alocados com o critério melhor aproveitamento do potencial, o que se traduz em ocupar a maior área de cor vermelha. Foi respeitado o único critério de se espaçar as turbinas a distância de 6 diâmetros do rotor uma das outras, evidenciado pelo círculo que envolve cada turbina na Figura 30, que tem raio de 3 diâmetros.

Faz-se necessário então, uma análise dos cálculos realizados pelo software para o leiaute do Cenário A. Os resultados apresentados pelo WAsP incluem a velocidade média de cada ponto, a influência da topografia, as coordenadas de cada turbina e mais informações, encontrados integralmente na seção de Anexos, e resumidos na Tabela 4.

Turbina	AEP ⁴ [GWh]	Wake loss [%]	FC
1	4,944	18,58	28,22%
2	6,948	1,66	39,66%
3	6,325	5,05	36,10%
4	6,682	3,21	38,14%
5	7,366	2,46	42,04%
6	6,274	11,38	35,81%
7	5,436	0,53	31,03%
8	6,999	1,89	39,95%
9	6,325	2,78	36,10%
10	7,275	7,73	41,52%
11	6,812	4,88	38,88%
12	5,693	7,32	32,49%
13	5,532	11,3	31,58%
Total/Média	82,611	6,06	36,27%

Tabela 4: Resultados obtidos do Cenário A com G97. Fonte: Sequoia Energia.

AEP = annual energy production; Wake loss = perda por efeito esteira; FC = fator de capacidade = (AEP/8760)/Potência

A análise dos resultados indica primeiramente o baixo fator de capacidade (FC) do parque, 36,27%. Tal valor é baixo e indica que os aerogeradores não estão sendo utilizados eficientemente. Uma ideia seria utilizar outro modelo de aerogerador. Para tal, os aerogeradores G97 foram substituídos por aerogeradores GE 1,6xle, de diâmetro de rotor de 82,5 metros, altura 80 metros e potência nominal 1,6 MW. Os resultados dessa substituição estão resumidos na Tabela 5. Foram utilizados também aerogeradores modelo Siemens 101, de diâmetro de rotor de 101 metros, altura de 80 metros e potência nominal 2,3 MW. Os resultados dessa segunda substituição estão resumidos na Tabela 6. Novamente, todos os resultados integrais, assim como características técnicas das turbinas GE e Siemens encontram-se na seção de Anexos.

⁴ AEP (annual energy production) se refere à produção anual de energia. O WAsP calcula a produção de energia na forma de uma distribuição normal de probabilidade. O valor apresentado na tabela se refere ao valor médio de tal distribuição, denominado P50, e, portanto, não deve ser entendido como garantia de produção.

Turbina	AEP [GWh]	Wake loss [%]	FC
1	5,044	15,18	35,99%
2	6,658	1,95	47,50%
3	6,135	5,04	43,77%
4	6,457	3,35	46,07%
5	7	2,6	49,94%
6	6,185	9,47	44,13%
7	5,504	0,62	39,27%
8	6,694	2,01	47,76%
9	6,142	2,77	43,82%
10	6,829	7,49	48,72%
11	6,54	4,91	46,66%
12	5,695	6,66	40,63%
13	5,579	9,81	39,80%
Total/Média	80,462	5,53	44,16%

Tabela 5: Resultados obtidos do Cenário A com GE 1,6xle. Fonte: Sequoia Energia.

Turbina	AEP [GWh]	Wake loss [%]	FC
1	5,484	20,91	27,22%
2	7,907	1,89	39,24%
3	7,18	5,53	35,64%
4	7,591	3,57	37,68%
5	8,377	2,76	41,58%
6	7,019	13,04	34,84%
7	6,193	0,59	30,74%
8	7,97	2,1	39,56%
9	7,197	3,08	35,72%
10	8,234	8,59	40,87%
11	7,721	5,46	38,32%
12	6,431	8,11	31,92%
13	6,206	12,64	30,80%
Total/Média	93,51	6,79	35,70%

Tabela 6: Resultados obtidos do Cenário A com Siemens 101. Fonte: Sequoia Energia.

A substituição pela turbina Siemens 101 gerou um resultado ainda pior do que o obtido com a turbina G97, com um FC de 35,70%. Por outro lado, a turbina GE 1,6xle apresentou um resultado melhor, com FC de 44,16%. Tais resultados demonstram a importância de se escolher o aerogerador mais adequado para o regime de vento em questão.

Em uma segunda análise dos resultados obtidos, a informação das perdas provenientes de efeito esteira se destaca, sendo resultantes do arranjo disposto no leiaute do Cenário A. Perdas em torno de 6% são consideradas altas para um parque que busque a melhor eficiência. Dessa forma é possível rearranjar a posição de cada

turbina, buscando novamente aproveitar o melhor potencial, mas dessa vez considerando o efeito esteira no arranjo. Sabendo que a direção predominante do vento é pelo setor 4, à 90º da direção norte, o arranjo deve considerar um espaçamento maior em tal direção, de forma a reduzir as perdas. A Figura 31 apresenta o novo arranjo realizado, denominado Cenário B, demonstrando a velocidade predominante do vento e o espaçamento em tal direção.

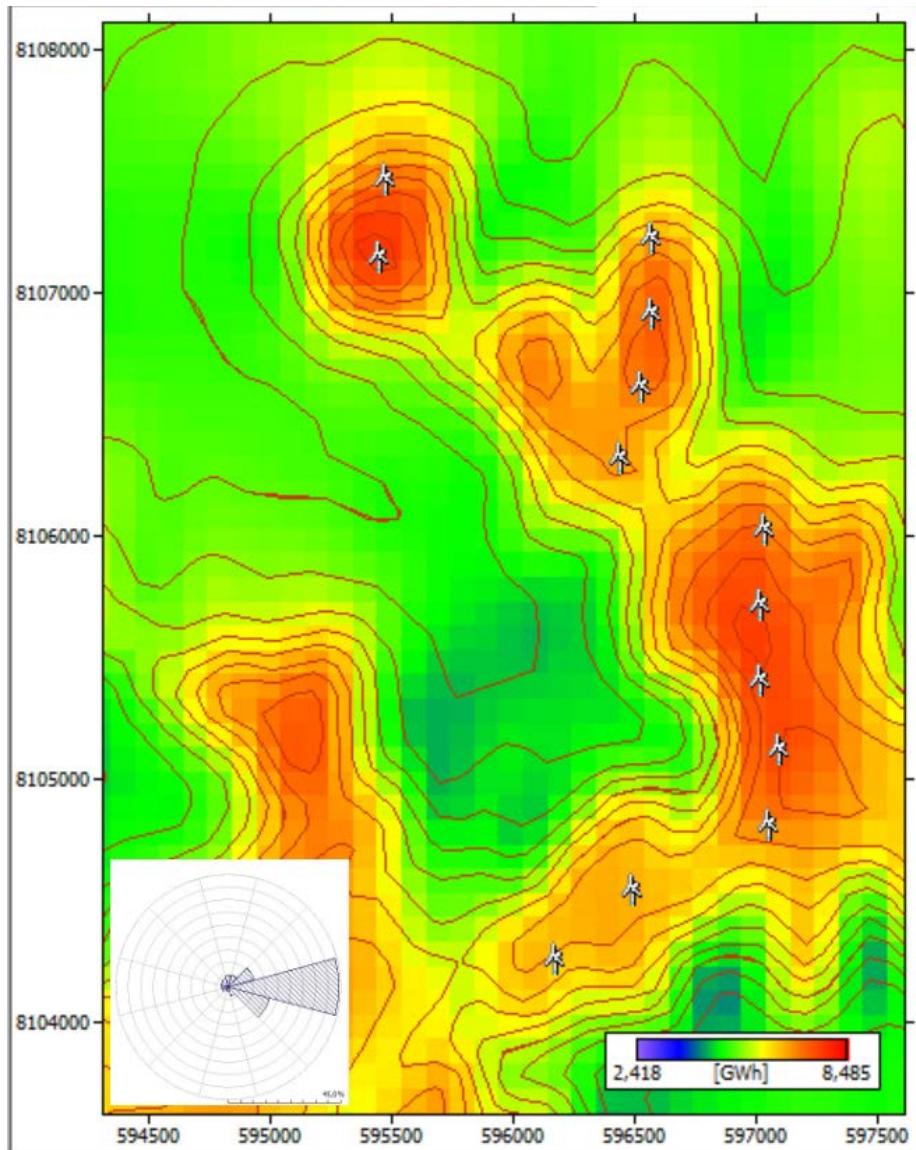


Figura 31: Cenário B com Rosa dos Ventos. Fonte: Sequoia Energia.

Da mesma forma que foi realizada no Cenário A, a análise com os três modelos de turbina retornou os valores calculados pelo WAsP. A Tabela 7 a apresenta os dados referentes à GE 1,6xle, a Tabela 8, os resultados referentes à G97 e por fim a Tabela 9 apresenta os resultados referentes à Siemens 101.

Turbina	AEP [GWh]	Wake loss [%]	FC
1	6,117	4,1	43,64%
2	6,912	0,93	49,32%
3	7,078	1,66	50,50%
4	6,601	0,56	47,10%
5	7,124	5,61	50,83%
6	6,923	3,27	49,39%
7	5,87	2,22	41,88%
8	7,266	1,73	51,84%
9	6,523	2,53	46,54%
10	7,26	1,65	51,80%
11	7,172	1,68	51,17%
12	6,245	2,39	44,56%
13	6,108	2,31	43,58%
Total/Média	87,199	2,36	47,86%

Tabela 7: Resultados obtidos no Cenário B com GE 1,6xle. Fonte: Sequoia Energia.

Turbina	AEP [GWh]	Wake loss [%]	FC
1	6,366	4,12	36,34%
2	7,314	0,81	41,75%
3	7,549	1,52	43,09%
4	6,93	0,5	39,55%
5	7,539	6,61	43,03%
6	7,317	3,87	41,76%
7	6,026	2,07	34,39%
8	7,785	1,58	44,43%
9	6,848	2,41	39,09%
10	7,824	1,51	44,66%
11	7,669	1,49	43,77%
12	6,455	2,26	36,84%
13	6,309	2,22	36,01%
Total/Média	91,931	2,38	40,36%

Tabela 8: Resultados obtidos no Cenário B com G97. Fonte: Sequoia Energia.

Turbina	AEP [GWh]	Wake loss [%]	FC
1	7,168	4,58	35,58%
2	8,276	0,87	41,08%
3	8,54	1,65	42,39%
4	7,839	0,54	38,91%
5	8,445	7,67	41,91%
6	8,233	4,5	40,86%
7	6,8	2,24	33,75%
8	8,809	1,71	43,72%
9	7,73	2,64	38,37%
10	8,861	1,64	43,98%
11	8,68	1,58	43,08%
12	7,283	2,43	36,15%
13	7,117	2,46	35,32%
Total/Média	103,781	2,65	39,62%

Tabela 9: Resultados obtidos no Cenário B com Siemens 101. Fonte: Sequoia Energia.

O cenário B apresentou um FC maior para os três modelos de turbina, destacando-se o valor de 47,6% para GE. As perdas por efeito esteira foram reduzidas para 2,4%, uma redução significativa na perda da geração, representando um aumento na produção de 6.737 MWh para o caso da turbina GE.

A avaliação final dos resultados irá envolver o cálculo econômico do investimento. Cada cenário elaborado irá apresentar uma produção e um investimento. Utilizando os dados genéricos de custos apresentados na seção 4.5, estima-se que cada megawatt nominal de um parque eólico terá o custo de R\$ 5.960.000,00. Com esse valor genérico é possível realizar uma comparação entre o custo de cada MWh gerado em cada cenário, a partir de cada modelo de turbina. A Tabela 10 resume a comparação relativa.

Cenário	A	A	A	B	B	B
Modelo de Turbina	GE 1,6xle	G97	Siemens 101	GE 1,6xle	G97	Siemens 101
Potência Nominal do Aerogerador [MW]	1,6	2,0	2,3	1,6	2,0	2,3
# de turbinas	13	13	13	13	13	13
Potência Nominal do Parque [MW]	20,8	26	29,9	20,8	26	29,9
Energia Líquida Anual [MWh]	80.462	82.611	93.510	87.199	91.931	103.781
Custo do Projeto [R\$ 1000,00]	123.968	154.960	178.204	123.968	154.960	178.204
Investimento por energia gerada [R\$/MWh anual]	1.540,70	1.875,78	1.905,72	1.421,67	1.685,61	1.717,12

Tabela 10: Calculo de análise financeira dos Cenários calculados. Fonte: Sequoia Energia.

A Tabela 10 permite identificar o cenário que terá a maior geração, o Cenário B com o aerogerador Siemens 101. A produção deste cenário é superior à produção do Cenário B com o modelo GE 1,6 xle em 16.582 MWh. Porém, por outro lado, ao analisar a razão entre investimento e energia gerada, tem-se que o Cenário B com o modelo GE irá produzir o MWh mais barato, equivalente à 82,8% do custo de um MWh produzido no Cenário B com o modelo Siemens 101, estando assim, utilizando os recursos investidos de forma mais eficiente e permitindo um retorno maior.

Fica clara, diante do exposto, a complexidade do processo de *microssiting*, envolvendo diversos cálculos dinâmicos e a experiência de um técnico de vento, tanto na utilização do software como no conhecimento empírico dos regimes de vento para reduzir as diversas incertezas envolvidas.

5.5. LEGISLAÇÃO E CERTIFICAÇÃO DE PRODUÇÃO

Um projeto com o porte do Parque Eólico de Claro dos Poções deve seguir a regulação exigida pelos atores estatais, independentemente de ter como objetivo a comercialização de energia no mercado livre ou no mercado regulado. A Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE) disponibiliza em seu site um documento intitulado Manual para Empreendedores, expondo o processo de regularização de empreendimentos, incluindo a burocracia envolvida na documentação e a metodologia que deve ser utilizada para certificar a produção de energia.

Todo empreendedor que deseja comercializar energia elétrica deve ter um registro na ANEEL. Para tal é necessário que a situação legal da empresa esteja regularizada e que seus empreendimentos estejam devidamente certificados. Para regularização técnica do empreendimento, em relação à Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), são necessários diversos documentos e estudos, destacando-se os seguintes:

- **Memorial Descritivo:** É um documento descrevendo o empreendimento, informando sua motivação, localização, potencial, infraestrutura e outras informações de forma a caracterizá-lo de uma forma geral com linguagem acessível.
- **Licença Ambiental e Referentes Estudos Ambientais:** É necessário apresentar a licença ambiental referente à fase em que o empreendimento se encontra (Licença Prévia, de Instalação ou de Operação) em conjunto com os Estudos Ambientais que embasaram o processo de obtenção da licença. No caso do Parque Eólico Claro dos Poções, o licenciamento ambiental se daria em conformidade com as exigências da SEMAD. O porte do projeto determina qual o grau de detalhamento do estudo ambiental que será utilizado. Empreendimentos maiores ou de potencial impacto ambiental necessitam de Estudos de Impacto Ambiental completo (EIA RIMA), enquanto empreendimentos menores e de pequeno impacto necessitam de Relatório Ambiental Simplificado (RAS).
- **Parecer de Acesso:** Para atestar a viabilidade de conexão do empreendimento ao sistema de transmissão, é necessário que um parecer seja emitido pela empresa distribuidora proprietária da subestação a ser acessada e que uma

solicitação de acesso seja feita junto ao Operador Nacional do Sistema. No caso em questão, a empresa distribuidora é a CEMIG.

- **Direito de Usar ou Dispor do Local:** Documentação atestando o direito de usar ou dispor do local destinado ao empreendimento, por meio do Registro Geral do Imóvel (RGI). O local utilizado está atrelado à empresa por meio de contratos de arrendamento, que devem ser apresentados, juntamente com o RGI e o Certificado de Cadastro do Imóvel Rural (CCIR). É importante ressaltar que a documentação deve obrigatoriamente conter as informações referentes ao georreferenciamento das propriedades, já que uma grande parte dos terrenos rurais no Brasil nunca passou por um registro formal.

Para que o projeto seja regularizado, é necessário que uma entidade externa, sem interesses com o empreendedor e seu projeto, realize a certificação da produção de energia. Tais instituições, empresas chamadas de certificadoras, devem utilizar procedimentos, critérios, e cálculos descritos em normas e padrões de entidades estabelecidas como IEC – International Electrotechnical Commission, IEA – International Energy Agency, Measnet – Network of European Measuring Institutes, ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas entre outras específicas para calcular a produção do projeto da empreendedora.

A certificação apresentada para a EPE é padronizada, devendo conter algumas informações específicas, tais como:

- Coordenadas e alturas das torres de medição, assim como os valores de médias mensais obtidos de velocidade, fator de forma, fator de escala, rosa dos ventos e densidade do ar.
- Curva de potência e coordenadas de cada aerogerador considerado na certificação.
- Perdas e incertezas consideradas nos cálculos.
- Parâmetros energéticos: Potência total instalada, produção média de energia bruta e líquida anual e mensal, fator de capacidade, potência média calculada para um horizonte de vinte anos.

A EPE exige que os empreendimentos sejam cadastrados em seu sistema *online*, o Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia (AEGE), a fim de possibilitar aos empreendedores a inserção dos dados de seus

empreendimentos, independentemente de leilão. O sistema AEGE não é exclusivo para os leilões, assim, as informações incluídas poderão ser utilizadas também para negociações no Ambiente de Contratação Livre, já que os projetos também requerem homologação pela EPE.

6. CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como objetivo principal o desenvolvimento de um estudo de caso de um projeto de parque eólico, buscando a construção do conhecimento nas áreas de engenharia, notadamente a contextualização, o estudo conceitual do recurso eólico e a metodologia utilizada para o desenvolvimento de um empreendimento de grande porte. Para tal foram realizadas algumas etapas teóricas e uma etapa prática, buscando compreender o desenvolvimento de um empreendimento e a sua inserção dentro do cenário brasileiro.

A contextualização do empreendimento em função do setor elétrico permitiu uma visão integral da matriz elétrica brasileira, predominantemente hídrica, e o papel complementar que a energia eólica vem desempenhando na expansão da matriz de eletricidade nacional.

Foi visto que, as curvas de produção de energia eólica mostram variações naturais, o que, porém, são consideravelmente diminuídos por efeitos de equilíbrio espacial. Na interconexão com usinas rapidamente controláveis, que são a maior parte das usinas convencionais instaladas, as variações de produção de energia eólica não produzem graves problemas técnicos. Posto isso, as fontes de geração não podem ser analisadas separadamente de outras partes da rede de eletricidade, o tamanho e a flexibilidade inerente do sistema de alimentação são cruciais para determinar se o sistema pode acomodar uma grande quantidade de energia eólica.

Por outro lado, a energia eólica não sai do sistema de forma inesperada. Variações na energia eólica são mais suaves, porque há centenas ou milhares de unidades, em vez de alguns módulos termodinâmicos de grande porte, tornando mais fácil para o operador do sistema o gerenciamento das mudanças na oferta no âmbito do sistema interligado. O sistema como um todo não vai notar quando uma turbina eólica de 2 megawatts é desligada. Há ainda pouco impacto global se o vento para de soprar em um determinado lugar, vez que ele estará sempre soprando em outro.

Assim, o vento pode ser aproveitado para fornecer eletricidade segura, mesmo que o vento não esteja disponível 100% do tempo em um sítio específico. Em termos de fornecimento de energia em geral, é em grande parte irrelevante o que acontece quando o vento para de soprar em um único aerogerador ou local de parques eólicos, afinal, os operadores dos sistemas elétricos não têm de lidar com a variação de um único aerogerador, e sim com o resultado líquido de todas as turbinas eólicas no sistema ou grandes grupos de parques eólicos, que é o que realmente importa.

E, do ponto de vista ambiental, foi visto como a energia eólica pode contribuir para o desenvolvimento sustentável, apresentando poucos impactos socioambientais.

Após a leitura da matriz elétrica nacional e da participação da energia eólica nela, este trabalho desenvolveu um estudo de caso do Parque Eólico Claro dos Poções. Foram testadas configurações diferentes de posição e fabricante de aerogeradores, até se encontrar a melhor relação de custo benefício para o sítio em estudo. O desenvolvimento do trabalho evidenciou desafios típicos de um projeto de energia eólica, como é o caso da viabilidade técnica e econômica.

Para compreender os conceitos envolvidos na utilização do recurso eólico para a geração de eletricidade foi necessário realizar um estudo de literatura referente, caracterizado como um aprendizado perante o conteúdo previamente estudado. Da mesma forma, o desenvolvimento prático do projeto, a partir dos conceitos estudados, é de grande importância para a compreensão da metodologia de trabalho dentro da área de engenharia.

Devido ao caráter acadêmico, o projeto elaborado apresentou algumas limitações tanto teóricas, como por exemplo a influência de mudanças de rugosidade superficial no terreno para o recurso eólico, quanto físicas, pois não foi possível realizar visitas a campo para comprovar os dados obtidos. A utilização do pacote de softwares WAsP foi essencial para o desenvolvimento do projeto, deixando clara a importância de ferramentas computacionais para a área de engenharia.

A etapa prática de *micrositing* demonstrou como a viabilidade técnica e econômica estão atreladas para a busca de maior eficiência na utilização dos recursos para gerar a produção de um bem necessário.

Do estudo de caso conclui-se que a região de Claro dos Poções pode ter um papel estratégico no crescimento da energia eólica no Brasil, mesmo apresentando um potencial relativamente menor quando comparado à outras localidades. Por se tratar de uma zona rural e de pouco ou nenhum desenvolvimento, o parque eólico pode ser considerado como uma alternativa economicamente e ambientalmente interessante.

7. REFERÊNCIAS

CASTRO, R. M. G. Energias renováveis e produção descentralizada, Introdução à Energia Eólica. Universidade Técnica de Lisboa, Instituto Superior Técnico. Edição 1, 2003

Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL)- CEPEL. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, 2001.

Denny, E. e O'Malley, M., Quantifying the Total Net Benefits of Grid Integrated Wind, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, Issue 2, pp. 605-615, 2007.

DICIO, Premissa – Dicionário Online de Português. Disponível em:
<http://www.dicio.com.br/premissa/>. Acesso em: 02/08/2015.

ELETROBRÁS. Regulamentação e Incentivos às Energias Renováveis no Brasil: PROINFA. In: VI Encontro Fórum Permanente de Energias Renováveis. Brasília, 2007. Disponível em:
<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/regulamentacao.pdf>. Acesso em 01/04/2015.

Elliott, D.L. et al. 1991. Wind Energy Resource Atlas of the United States. U.S. Department of Energy. <<http://www.energy.gov/eere/wind/history-wind-energy>> Acesso em 05/09/2015.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE)- Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: <<https://sistemas.epe.gov.br/AMADVP/>>. Acesso em: 15/11/2015.

EWEA– European Wind Energy Association. March (2015). Disponível em:
<http://www.ewea.org>. Acesso em 12/07/2015.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, Global Wind 2011 Report. Disponível em
<http://www.gwec.net/publications/global-wind-report-2/> Acesso em 05/08/2015.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, Global Wind 2012 Report. Disponível em
<http://www.gwec.net/publications/global-wind-report-2/> Acesso em 05/08/2015.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, Global Wind 2013 Report. Disponível em
<http://www.gwec.net/publications/global-wind-report-2/> Acesso em 05/08/2015.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, Global Wind 2014 Report. Disponível em
<http://www.gwec.net/publications/global-wind-report-2/> Acesso em 05/09/2015.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Energy Efficiency, Electricity Demand and Smart Grids. Rio de Janeiro, 2010. Disponível em:
http://www.iea.org/speech/2010/bradley_rio.pdf. Acesso em 02/05/2015.

MARTINS, F. R. ; GUARNIERI, R. A. e PEREIRA, E. B. . O aproveitamento da energia eólica. Revista Brasileira de Ensino de Física, v. 1, p. 1-13, 2008.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME) - Resenha Energética Brasileira, Exercício 2012. Edição de 29 de Maio de 2013.

O.A.C. DO ARAMANTE, M. Brower, J. Zack e A.L. Sá, Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2001)

OLIVEIRA, V. R. The Use of Wind Energy for Electricity Generation in Brazil. 2002. 100f. Dissertação (Mestrado em Ciências – Sistemas de Energia e o Meio Ambiente) – Departamento de Engenharia Mecânica, University of Strathclyde, Glasgow, 2002

SCHULTZ, Dario Jackson et al, Sistemas Complementares de Energia Eólica e Hidráulica no Brasil, Espaço Energia, Edição 03, 2005.

SCHUTZER. H. Estudo de energia eólica e pequena central hidrelétrica e simulação em conjunto na região do Ribeirão do Lobo. Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2012.

VIEIRA, J. M, et al. Uma Análise de Competitividade para Geração de Energia Elétrica. In: XIII Eriac Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré, Puerto Iguazú. 2009. Disponível em:
<http://www.labplan.ufsc.br/congressos/XIII%20Eriac/C5/C5-05.pdf>. Acesso em 02/08/2015.

WIND CLIMATE FACT SHEETS, GWEC. <http://gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/Wind-climate-fact-sheet-low-res.pdf>. Acesso em 02/08/2015.

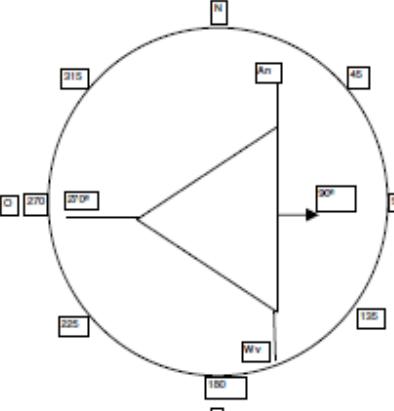
8. ANEXOS

8.1. Certificado de Instalação da TE1. Fonte: Sequoia Energia.

Ficha de Instalação ou Desmontagem de Torre Anemometrica						www.IEM.com.br
Cliente	CAMTER					<input checked="" type="checkbox"/> Foto GPS
Municipio	Claro Poções			Estado	MG	
Nome da Torre	Camter 1			Fabricante	EML	Altura 80
Coordenadas	17 04 05,0	44 08 31,0	Linha de vida	S	Larg ext	<input checked="" type="checkbox"/> o tubo vert
Certificador				Compr.haste		Torre -> Stai de Sotavento 270 °
Técnico	LCD		Contato Fazenda	Roberto Kennedy		
Torrista Responsavel	Átila		Torrista Auxiliar			
Data inicial do serviço	Hora	1º dia	30/03/2010	Hora	Data saída da torre	Hora
29/03/2010	04:30	2º dia			30/03/2010	13:45
Data final do serviço	Hora	3º dia				
30/03/2010	17:30	4º dia				
Hora torrista Responsavel						
Hora torrista Auxiliar						
Anemometros						Checar se foram feitos os Print Screens:
Altura/Canal	80	1	42	2	66	3
Modelo	First Class			Forst Class		
No. Série	1109337			1109335		
Slope	458			458		
Offset	25			24		
Altura/Canal						
Modelo						
No. Série						
Slope						
Offset						
Wind Vanes						Barometro
Altura/Canal	80	1	66	2		
Modelo	Compact			Compact		
No. Série	1109310			1109309		
Norte	360° GPS			360° GPS		
						Thermo Hygro
Altura (m)	80					
No. Série	B09 0246					
Modelo	AB 60					

Datalogger		Modem	
Altura (m)	12	No. Série	
No. Série	C090738	Modelo	
Modelo	Meteo 32	Antena	
Balizamento de Topo	IEM(Sim/Não)	sim	
Lumin. Stroboscópica		Nº série	
Módulo Solar (Watts)		Fabricante	
Controlador de Carga		Nº série	
Bateria (Ah) / Quantas		Marca	
Cabo Polivinil 2x2,5(m)		Igrejinha	
Balizamento Intermediário	IEM(Sim/Não)		
Lumin. Led		Nº série	
Módulo Solar (Watts)		Fabricante	
Controlador de Carga		Nº série	
Bateria (Ah) / Quantas		Marca	
Cabo Polivinil 2x1,5(m)		Igrejinha	
Energização Logger	IEM(Sim/Não)	Sim	
Módulo Solar (Watts)	20	Fabricante	solbratec
Controlador de Carga	Unitron	Nº série	385
Bateria (Ah) / Quantas	7 2	Marca	Firstpower
Energização Modem	IEM(Sim/Não)		
Módulo Solar (Watts)		Fabricante	
Controlador de Carga		Nº série	
Bateria (Ah) / Quantas		Marca	

Lembretes para a próxima viagem e Observações:



8.2. Certificado de calibração do anemômetro de 80m da TE1 Fonte: Sequoia Energia.

DEUTSCHER KALIBRIERDIENST **DKD**

Kalibrierlaboratorium / Calibration laboratory

Akkreditiert durch die / accredited by the

Akkreditierungsstelle des Deutschen Kalibrierdienstes



Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH
Varel

Deutscher
Akkreditierungs
Rat
DAR
DKD-K- 36801

Kalibrierschein Calibration Certificate

Kalibrierzeichen
Calibration label

10/6772
DKD-K- 36801
09/2010

Gegenstand
Object 4.3351.10.000

Dieser Kalibrierschein dokumentiert die Rückführung auf nationale Normale zur Darstellung der Einheiten in Übereinstimmung mit dem Internationalen Einheitensystem (SI).

Hersteller
Manufacturer Thies Clima
D-37083 Göttingen

Der DKD ist Unterzeichner der multi-lateralen Übereinkommen der European co-operation for Accreditation (EA) und der International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) zur gegenseitigen Anerkennung der Kalibrierscheine.

Typ
Type 4.3351.10.000

Für die Einhaltung einer angemessenen Frist zur Wiederholung der Kalibrierung ist der Benutzer verantwortlich.

Fabrikat/Serien-Nr.
Serial number Body: 09101867
Cup: 09101867

This calibration certificate documents the traceability to national standards, which realize the units of measurement according to the International System of Units (SI).

Auftraggeber
Customer Thies Clima
D-37083 Göttingen

The DKD is signatory to the multilateral agreements of the European co-operation for Accreditation (EA) and of the International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) for the mutual recognition of calibration certificates.

Auftragsnummer
Order No. VT10632

The user is obliged to have the object recalibrated at appropriate intervals.

Anzahl der Seiten des Kalibrierscheines
Number of pages of the certificate 3

Datum der Kalibrierung
Date of calibration 23.09.2010

Dieser Kalibrierschein darf nur vollständig und unverändert weiterverbreitet werden. Auszüge oder Änderungen bedürfen der Genehmigung sowohl der Akkreditierungsstelle des DKD als auch des ausstellenden Kalibrierlaboratoriums. Kalibrierscheine ohne Unterschrift und Stempel haben keine Gültigkeit.

This calibration certificate may not be reproduced other than in full except with the permission of both the Accreditation Body of the DKD and the issuing laboratory. Calibration certificates without signature and seal are not valid.

Stempel Seal	Datum Date	Leiter des Kalibrierlaboratoriums Head of the calibration laboratory	Bearbeiter Person in charge
	23.09.2010	Dipl. Phys. D. Westermann 	Dipl. Ing. (FH) Catharina Herold

Deutsche WindGuard Wind Tunnel Services GmbH
Oldenburger Str. 65
26316 Varel ; Tel. ++49 (0)4451 9515 0



10/6772
DKD-K- 36801
09/2010

Kalibiergegenstand <i>Object</i>	Anemometer		
Kalibrierverfahren <i>Calibration procedure</i>	IEC 61400 12 1 - Wind Turbine Power Performance Testing 12 2005 MEASNET - Cup Anemometer Calibration Procedure – 09 1997 ISO 3966 – Measurement of fluid in closed conduits - 1977		
Ort der Kalibrierung <i>Place of calibration</i>	Windtunnel of Deutsche WindGuard, Varel		
Messbedingungen <i>Test Conditions</i>	wind tunnel area ¹⁾	10000 cm ²	
	anemometer frontal area ²⁾	230 cm ²	
	diameter of mounting pipe ³⁾	34 mm	
	blockage ratio ⁴⁾	0.023 [-]	
	blockage correction ⁵⁾	1.000 [-]	

Umgebungsbedingungen <i>Test conditions</i>	air temperature	24.4 °C	± 0.2 K
	air pressure	1006.8 hPa	± 0.3 hPa
	relative air humidity	51.2 %	± 2.0 %
Akkreditierung <i>Accreditation</i>	08 / 2009		
Anmerkungen <i>Remarks</i>	-		
Auswertesoftware <i>Software version</i>	5.0		

¹⁾ Querschnittsfläche der Auslassdüse des Windkanals²⁾ Vereinfachte Querschnittsfläche (Schattenwurf) des Prüflings inkl. Montagerohr³⁾ Durchmesser des Montagerohrs⁴⁾ Verhältnis von 2) zu 1)⁵⁾ Korrekturfaktor durch die Verdrängung der Strömung durch den Prüfling

Anmerkung: Aufgrund der speziellen Konstruktion der Messstrecke ist keine Korrektur nötig.

Remark: Due to the special construction of the test section no blockage correction is necessary

Dieser Kalibrierschein wurde elektronisch erzeugt
This calibration certificate has been generated electronically

10/6772
DKD-K- 36801
09/2010

Kalibrierergebnis:*Result:*

Test Item (1/s)	Tunnel Speed (m/s)	Uncertainty (k=2) (m/s)
85.553	4.143	0.05
128.430	6.132	0.05
169.157	8.005	0.05
209.074	9.836	0.05
251.662	11.812	0.05
295.993	13.779	0.05
338.189	15.732	0.05
315.841	14.691	0.05
273.378	12.792	0.05
230.942	10.807	0.05
188.988	8.899	0.05
146.881	6.970	0.05
107.684	5.165	0.05

Angegeben ist die erweiterte Messunsicherheit, die sich aus der Standardmessunsicherheit durch Multiplikation mit dem Erweiterungsfaktor k=2 ergibt. Sie wurde gemäß DKD-3 ermittelt. Der Wert der Messgröße liegt mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 % im zugeordneten Wertintervall.

Der Deutsche Kalibrierdienst ist Unterzeichner der multilateralen Übereinkommen der European co-operation for Accreditation (EA) und der International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) zur gegenseitigen Anerkennung der Kalibrierscheine. Die weiteren Unterzeichner innerhalb und außerhalb Europas sind den Internetseiten von EA (www.european-accreditation.org) und ILAC (www.ilac.org) zu entnehmen.

The expanded uncertainty assigned to the measurement results is obtained by multiplying the standard uncertainty by the coverage factor k = 2. It has been determined in accordance with DKD-3. The value of the measurand lies within the assigned range of values with a probability of 95%.

The DKD is signatory to the multilateral agreements of the European co-operation for Accreditation (EA) and of the International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) for the mutual recognition of calibration certificates.

1 Detailed MEASNET¹ Calibration Results

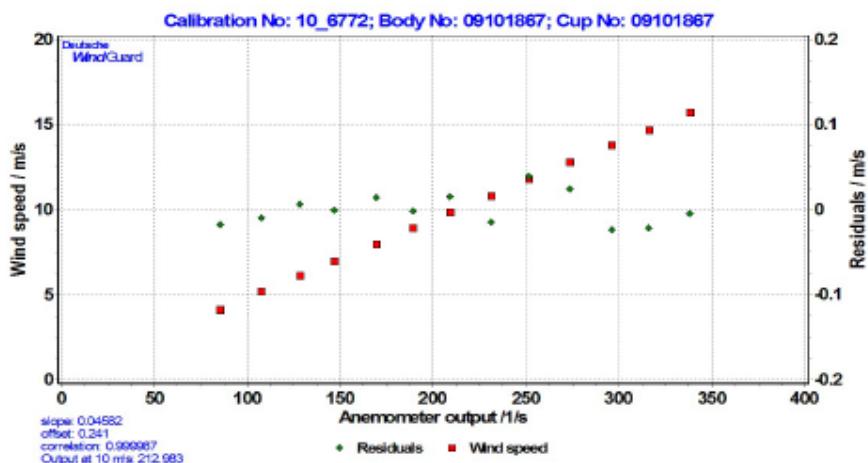
DKD calibration no.	10/6772
Body no.	09101867
Cup no.	09101867
Date	23.09.2010
Air temperature	24.4 °C
Air pressure	1006.8 hPa
Humidity	51.2 %



Linear regression analysis

Slope	0.04582 (m/s)/(1/s) ± 0.00007 (m/s)/(1/s)
Offset	0.241 m/s ± 0.016 m/s
St.err(Y)	0.019 m/s
Correlation coefficient	0.999987

Remarks	no
---------	----



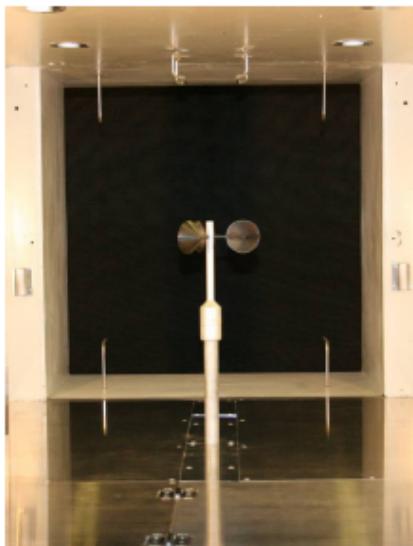
¹) According to MEASNET Cup Anemometer Calibration Procedure 09/1997.
Deutsche WindGuard Wind Tunnel Services is accredited by MEASNET and by the Deutscher Kalibrierdienst – DKD (German Calibration Service). Registration: DKD – K – 36801

2 Instrumentation

Pos.	Sensor	Manufa.	Identification	Year
1	Pitot static tube	Airflow	483/8 Nr. 000142	02
2	Pitot static tube	Airflow	483/8 Nr. 000143	02
3	Pitot static tube	Airflow	483/8 Nr. 000144	02
4	Pitot static tube	Airflow	483/8 Nr. 000145	02
5	Pressure transducer	Setra	C 239 Nr. 1688081	02
6	Pressure transducer	Setra	C 239 Nr. 1688082	02
7	Pressure transducer	Setra	C 239 Nr. 1688083	02
8	Pressure transducer	Setra	C 239 Nr. 1688084	02
9	El. Barometer	Vaisala	100 A Nr. X2010004	02
10	El. Thermometer	Galtec	KPK 1/6-ME	02
11	El. Humidity sensor	Galtec	KPK 1/6-ME	02
12	Wind tunnel control	-	-	-
13	CAN-BUS / PC	esd	-	04
14	Anemometer	-	-	-
15	Universal Isolator	Knick	P2700 - 98430	05

Table 1 Description of the data acquisition system

Remark: Last Re-accreditation see page 2

3 Photo of the calibration set-up

Calibration set-up of the anemometer calibration in the wind tunnel of Deutsche WindGuard, Varel. The anemometer shown is of the same type as the calibrated one.

Remark: The proportion of the set-up are not true to scale due to imaging geometry.

4 Deviation to MEASNET procedure

The calibration procedure is in all aspects in accordance with the IEC 61400-12-1 Procedure

5 References

- [1] D. Westermann, 2009 - Verfahrensanweisung DKD-Kalibrierung von Windgeschwindigkeitssensoren
- [2] IEC 61400-12-1 12/2005 - Wind Turbine Power Performance Testing
- [3] ISO 3986 1977 - Measurement of fluid flow in closed conduits
- [4] MEASNET 09 1997 - Cup Anemometer Calibration Procedure

8.3. Exemplo de dados brutos medidos pela TE1. Fonte: Sequoia Energia.

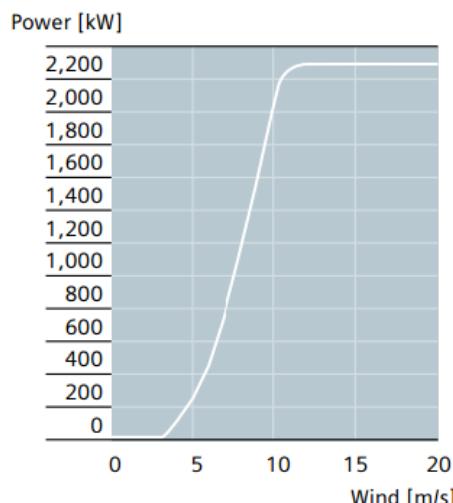
D140348_20140725_1656.csv - Bloco de notas

8.4. Informações Técnicas referentes ao aerogerador Siemens 101. Fonte: Siemens.

Rotor	Yaw system		
Diameter	101 m	Type	Active
Swept area	8,000 m ²	Monitoring system	
Rotor speed	6-16 rpm	SCADA system	WebWPS
Power regulation	Pitch regulation with variable speed	Remote control	Full turbine control
Blades	Tower		
Type	849	Type	Cylindrical and/or tapered tubular
Length	49 m	Hub height	80 m or site-specific
Aerodynamic brake	Operational data		
Type	Full-span pitching	Cut-in wind speed	3-4 m/s
Activation	Active, hydraulic	Rated power at	12-13 m/s
Transmission system	Cut-out wind speed	25 m/s	
Gearbox type	3-stage planetary/helical	Maximum 3 s gust	55 m/s (standard version) 60 m/s (IEC version)
Gearbox ratio	1:91	Weights	
Gearbox oil filtering	Inline and offline	Rotor	62 tons
Gearbox cooling	Separate oil cooler	Nacelle	82 tons
Oil volume	Approximately 400 l	Tower for 80 m hub height	162 tons
Mechanical brake			
Type	Hydraulic disc brake		
Generator			
Type	Asynchronous		
Nominal power	2,300 kW		
Voltage	690 V		
Cooling system	Integrated heat exchanger		

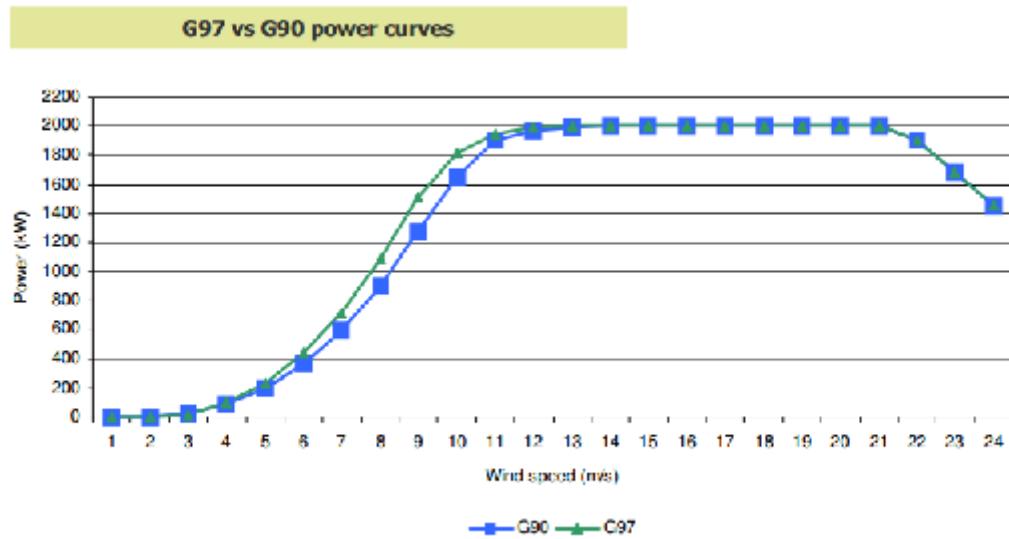
Sales power curve

The calculated power curve data are valid for standard conditions of 15 degrees Celsius air temperature, 1,013 hPa air pressure and 1.225 kg/m³ air density, clean rotor blades, and horizontal, undisturbed air flow. The calculated curve data are preliminary.



8.5. Informações Técnicas referentes ao aerogerador G97. Fonte: Gamesa.

ROTOR		TOWER		GENERATOR 2.0	
Diameter	97 m	Type	Modular	Type	Doubly-fed machine
Swept area	7,390 m ²	Height	78, 90, 100 and 120 m	Rated power	2.0 MW
Rotational speed	9.6 - 17.8 rpm	GEAR BOX		Voltage	690 V AC
BLADES		Type	1 planetary stage 2 parallel stages	Frequency	50 Hz / 60 Hz
Number of blades	3	Ratio	1:106.8 (50 Hz) 1:127.1 (60 Hz)	Protection class	IP 54
Length	47.5 m			Power factor	0.95 CAP - 0.95 IND throughout the power range*
Airfoils	Gamesa				
Material	Pre-impregnated epoxy glass fiber + carbon fiber				



8.6. Informações Técnicas referentes ao aerogerador GE 1,6xle. Fonte: GE.

General data

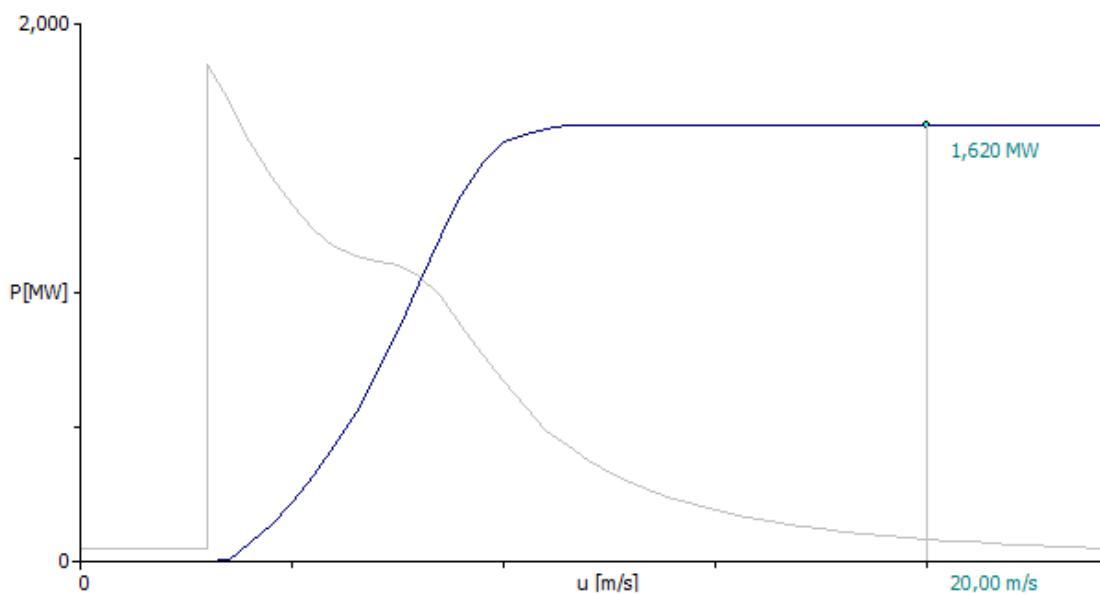
- Manufacturer: GE Energy (USA)
- Model: 1.6xle
- Nominal power: 1,600 kW
- Rotor diameter: 82.5 m
- No more available
- Wind class: IEC lib (TCIII+)
- Offshore model: no
- Swept area: 5,346 m²
- Power density: 3.35 m³/kW
- Number of blades: 3
- Power control: Pitch

Rotor

- Minimum rotor speed: 9 rd/min
- Maximum rotor speed: 18 rd/min
- Start-up wind speed: 3,5 m/s
- Nominal wind speed: 11 m/s
- Maximum wind speed: 25 m/s

Tower

- Minimum hub height: 80 m
- Maximum hub height: 100 m



8.7. Resultados obtidos do Cenário A. Fonte: Sequoia Energia.

TURBINA GE 1.6XLE ROTOR 82,5 m Diâmetro 1,6 MW											
Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Height. [m]	Speed [m/s]	Gross [GWh]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]	FC
TE2 (ref. site)	589279	8102457	961,4	4	0	80	7,14 -				
1	596556,9	8106172	805	2,9	-1,1	80	6,57	5,947	5,044	15,18	35,99%
2	597103,1	8105907	866	4,4	0,5	80	7,09	6,791	6,658	1,95	47,50%
3	596283,9	8106445	825,4	3,3	-0,7	80	6,88	6,46	6,135	5,04	43,77%
4	596096,2	8106701	840	4,1	0,2	80	7,02	6,681	6,457	3,35	46,07%
5	595575,7	8107145	846	5,8	1,8	80	7,37	7,187	7	2,6	49,94%
6	595260	8107230	827,6	5,5	1,5	80	7,1	6,833	6,185	9,47	44,13%
7	598161,1	8104653	878	4,6	0,6	80	6,33	5,539	5,504	0,62	39,27%
8	597256,6	8105609	870,6	3,9	-0,1	80	7,13	6,832	6,694	2,01	47,76%
9	596872,6	8106163	825,3	3,3	-0,7	80	6,79	6,317	6,142	2,77	43,82%
10	597027,5	8105347	886,2	4,1	0,1	80	7,58	7,381	6,829	7,49	48,72%
11	597307,8	8105174	896,9	3,6	-0,4	80	7,15	6,878	6,54	4,91	46,66%
12	597504,1	8104935	894,5	4,1	0,2	80	6,64	6,101	5,695	6,66	40,63%
13	597768,6	8104721	894	5,2	1,2	80	6,69	6,185	5,579	9,81	39,80%

TURBINA Gamesa G97 ROTOR 97,0m Diâmetro 2,0 MW											
Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Height. [m]	Speed [m/s]	Gross [GWh]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]	FC
TE2 (ref. site)	589279	8102457	961,4	4	0	80	7,14 -				
1	596556,9	8106172	805	2,9	-1,1	80	6,57	6,072	4,944	18,58	28,22%
2	597103,1	8105907	866	4,4	0,5	80	7,09	7,065	6,948	1,56	39,66%
3	596283,9	8106445	825,4	3,3	-0,7	80	6,88	6,661	6,325	5,05	36,10%
4	596096,2	8106701	840	4,1	0,2	80	7,02	6,904	6,682	3,21	38,14%
5	595575,7	8107145	846	5,8	1,8	80	7,37	7,552	7,366	2,46	42,04%
6	595260	8107230	827,6	5,5	1,5	80	7,1	7,08	6,274	11,38	35,81%
7	598161,1	8104653	878	4,6	0,6	80	6,33	5,465	5,436	0,53	31,03%
8	597256,6	8105609	870,6	3,9	-0,1	80	7,13	7,134	6,999	1,89	39,95%
9	596872,6	8106163	825,3	3,3	-0,7	80	6,79	6,506	6,325	2,78	36,10%
10	597027,5	8105347	886,2	4,1	0,1	80	7,58	7,885	7,275	7,73	41,52%
11	597307,8	8105174	896,9	3,6	-0,4	80	7,15	7,161	6,812	4,88	38,88%
12	597504,1	8104935	894,5	4,1	0,2	80	6,64	6,143	5,693	7,32	32,49%
13	597768,6	8104721	894	5,2	1,2	80	6,69	6,237	5,532	11,3	31,58%

TURBINA Siemens 101 ROTOR 101,0m Diâmetro 2,3 MW											
Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Height. [m]	Speed [m/s]	Gross [GWh]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]	FC
TE2 (ref. site)	589279	8102457	961,4	4	0	80	7,14 -	-	-	-	-
1	596556,9	8106172	805	2,9	-1,1	80	6,57	6,934	5,484	20,91	27,22%
2	597103,1	8105907	866	4,4	0,5	80	7,09	8,059	7,907	1,89	39,24%
3	596283,9	8106445	825,4	3,3	-0,7	80	6,88	7,6	7,18	5,53	35,64%
4	596096,2	8106701	840	4,1	0,2	80	7,02	7,873	7,591	3,57	37,68%
5	595575,7	8107145	846	5,8	1,8	80	7,37	8,615	8,377	2,76	41,58%
6	595260	8107230	827,6	5,5	1,5	80	7,1	8,072	7,019	13,04	34,84%
7	598161,1	8104653	878	4,6	0,6	80	6,33	6,23	6,193	0,59	30,74%
8	597256,6	8105609	870,6	3,9	-0,1	80	7,13	8,14	7,97	2,1	39,56%
9	596872,6	8106163	825,3	3,3	-0,7	80	6,79	7,425	7,197	3,08	35,72%
10	597027,5	8105347	886,2	4,1	0,1	80	7,58	9,008	8,234	8,59	40,87%
11	597307,8	8105174	896,9	3,6	-0,4	80	7,15	8,167	7,721	5,46	38,32%
12	597504,1	8104935	894,5	4,1	0,2	80	6,64	6,999	6,431	8,11	31,92%
13	597768,6	8104721	894	5,2	1,2	80	6,69	7,104	6,206	12,64	30,80%

8.8. Resultados obtidos do Cenário B. Fonte: Sequoia Energia.

TURBINA GE 1.6XLE ROTOR 82,5 m Diâmetro 1,6 MW											
Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Height. [m]	Speed [m/s]	Gross [GWh]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]	FC
TE2 (ref. site)	589279	8102457	961,4	4	0	80	7,14 -				
1	596451,8	8106267	820,4	2,5	-1,4	80	6,84	6,379	6,117	4,1	43,64%
2	597044,7	8105975	865,9	4,3	0,4	80	7,23	6,977	6,912	0,93	49,32%
3	596580,7	8106860	840	4,4	0,5	80	7,4	7,197	7,078	1,66	50,50%
4	596580,7	8107169	797,7	3,4	-0,6	80	7	6,638	6,601	0,56	47,10%
5	595455,1	8107092	860	6,7	2,7	80	7,64	7,547	7,124	5,61	50,83%
6	595480,9	8107410	819,2	4,3	0,3	80	7,37	7,156	6,923	3,27	49,39%
7	596185,4	8104205	843,7	3,9	0	80	6,59	6,003	5,87	2,22	41,88%
8	597027,5	8105665	897,5	4,9	0,9	80	7,54	7,393	7,266	1,73	51,84%
9	596537,8	8106559	832,9	3,6	-0,3	80	7,03	6,693	6,523	2,53	46,54%
10	597027,5	8105347	886,2	4,1	0,1	80	7,58	7,381	7,26	1,65	51,80%
11	597104,8	8105064	900	3,8	-0,2	80	7,47	7,295	7,172	1,68	51,17%
12	597061,9	8104755	882,5	3,7	-0,3	80	6,83	6,397	6,245	2,39	44,56%
13	596502	8104486	862	5,6	1,6	80	6,75	6,252	6,108	2,31	43,58%

TURBINA Gamesa G97 ROTOR 97,0m Diâmetro 2,0 MW											
Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Height. [m]	Speed [m/s]	Gross [GWh]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]	FC
TE2 (ref. site)	589279	8102457	961,4	4	0	80	7,14 -				
1	596451,8	8106267	820,4	2,5	-1,4	80	6,84	6,64	6,366	4,12	36,34%
2	597044,7	8105975	865,9	4,3	0,4	80	7,23	7,374	7,314	0,81	41,75%
3	596580,7	8106860	840	4,4	0,5	80	7,4	7,665	7,549	1,52	43,09%
4	596580,7	8107169	797,7	3,4	-0,6	80	7	6,964	6,93	0,5	39,55%
5	595455,1	8107092	860	6,7	2,7	80	7,64	8,073	7,539	6,61	43,03%
6	595480,9	8107410	819,2	4,3	0,3	80	7,37	7,611	7,317	3,87	41,76%
7	596185,4	8104205	843,7	3,9	0	80	6,59	6,154	6,026	2,07	34,39%
8	597027,5	8105665	897,5	4,9	0,9	80	7,54	7,91	7,785	1,58	44,43%
9	596537,8	8106559	832,9	3,6	-0,3	80	7,03	7,017	6,848	2,41	39,09%
10	597027,5	8105347	886,2	4,1	0,1	80	7,58	7,944	7,824	1,51	44,66%
11	597104,8	8105064	900	3,8	-0,2	80	7,47	7,785	7,669	1,49	43,77%
12	597061,9	8104755	882,5	3,7	-0,3	80	6,83	6,604	6,455	2,26	36,84%
13	596502	8104486	862	5,6	1,6	80	6,75	6,453	6,309	2,22	36,01%

TURBINA Siemens 101 ROTOR 101,0m Diâmetro 2,3 MW											
Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Height. [m]	Speed [m/s]	Gross [GWh]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]	FC
TE2 (ref. site)	589279	8102457	961,4	4	0	80	7,14 -				
1	596451,8	8106267	820,4	2,5	-1,4	80	6,84	7,512	7,168	4,58	35,58%
2	597044,7	8105975	865,9	4,3	0,4	80	7,23	8,348	8,276	0,87	41,08%
3	596580,7	8106860	840	4,4	0,5	80	7,4	8,683	8,54	1,65	42,39%
4	596580,7	8107169	797,7	3,4	-0,6	80	7	7,882	7,839	0,54	38,91%
5	595455,1	8107092	860	6,7	2,7	80	7,64	9,145	8,445	7,67	41,91%
6	595480,9	8107410	819,2	4,3	0,3	80	7,37	8,621	8,233	4,5	40,86%
7	596185,4	8104205	843,7	3,9	0	80	6,59	6,957	6,8	2,24	33,75%
8	597027,5	8105665	897,5	4,9	0,9	80	7,54	8,963	8,809	1,71	43,72%
9	596537,8	8106559	832,9	3,6	-0,3	80	7,03	7,94	7,73	2,64	38,37%
10	597027,5	8105347	886,2	4,1	0,1	80	7,58	9,008	8,861	1,64	43,98%
11	597104,8	8105064	900	3,8	-0,2	80	7,47	8,819	8,68	1,58	43,08%
12	597061,9	8104755	882,5	3,7	-0,3	80	6,83	7,465	7,283	2,43	36,15%
13	596502	8104486	862	5,6	1,6	80	6,75	7,295	7,117	2,46	35,32%