

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
INSTITUTO DE PESQUISAS HIDRÁULICAS
CURSO DE ENGENHARIA AMBIENTAL

ELISA CANAL

**ESTUDO DE VIABILIDADE DE SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE
ENERGIA EÓLICA NO MUNICÍPIO DE SANTA VITÓRIA DO PALMAR, RIO
GRANDE DO SUL**

PORTO ALEGRE
2018

ELISA CANAL

**ESTUDO DE VIABILIDADE DE SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE
ENERGIA EÓLICA NO MUNICÍPIO SANTA VITÓRIA DE PALMAR, RIO
GRANDE DO SUL**

Trabalho de conclusão apresentado ao curso de engenharia Ambiental da universidade federal do rio grande do sul como parte dos requisitos para a obtenção do título de engenheiro ambiental.

Orientador: Alexandre Beluco

PORTO ALEGRE
2018

CIP - Catalogação na Publicação

Canal, Elisa
ESTUDO DE VIABILIDADE DE SISTEMA DE GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA DE ENERGIA EÓLICA NO MUNICÍPIO DE SANTA
VITÓRIA DO PALMAR, RIO GRANDE DO SUL / Elisa Canal. -
- 2018.
119 f.
Orientador: Alexandre Beluco.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação) --
Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Instituto
de Pesquisas Hidráulicas, Curso de Engenharia
Ambiental, Porto Alegre, BR-RS, 2018.

1. Geração Distribuída. 2. Energias Renováveis. 3.
Energia Eólica. I. Beluco, Alexandre, orient. II.
Título.

ELISA CANAL

ESTUDO DE VIABILIDADE DE SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
DE ENERGIA EÓLICA NO MUNICÍPIO SANTA VITÓRIA DE PALMAR,
RIO GRANDE DO SUL

Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Ambiental da
Universidade Federal do Rio Grande do Sul defendido e aprovado em 22 de
junho de 2018 pela Comissão Avaliadora constituída pelos professores:

Banca Examinadora:

Prof. Alexandre Beluco – IPH/UFRGS

Prof. Alfonso Risso – IPH/UFRGS

Prof. Elton Gimenez Rossini - UERGS

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos que, por um momento, cruzaram meu caminho durante a longa jornada universitária e que me incentivaram e continuam incentivando rumo à constante evolução como pessoa e como profissional.

Aos meus pais, Valdir Canal e Vera Lucia Canal, de quem eu carrego os ensinamentos mais valiosos da vida e os valores que fazem de mim a pessoa que sou. Obrigada por terem me proporcionado as oportunidades necessárias para chegar onde estou hoje e pelas lições que me guiaram para o melhor caminho de todos – que é esse. Por colocarem meus pés no chão quando foi preciso, mas também por me permitirem voar em busca do meu próprio entendimento.

Ao meu irmão Johnatan Canal, que é uma grande inspiração de determinação e força e que me mostrou que as grandes conquistas exigem grandes esforços, e à sua esposa, Anna Canal, pelo exemplo de mulher, mãe e amiga que é para mim. À minha irmã Jessica Canal, que além de ser meu espelho, me acolheu durante os momentos mais difíceis, brindou comigo durante as alegrias, me ensinou a aceitar as diferenças e com elas crescer e, acima de tudo, que me cuidou como uma leoa cuida de seus filhotes.

Ao Victor Bettanin, que me mostrou que é preciso lutar muito para alcançar nossos sonhos e a aprender com os obstáculos, sem permitir que eles o façam desistir. Além disso, por ser dono do melhor abraço do mundo. A todos meus amigos, em especial aos grandes amigos, que são nada menos do que a família que eu escolhi ter. À Carla Muller, por ter me dado suporte para a conclusão desse trabalho e, de quebra, ser essa amiga de coração gigante.

À toda equipe da Renobrax Energias Renováveis pela valiosa oportunidade de aprendizado que me proporcionam todos os dias e em especial, a Stevan Ruschel da Silveira e Pedro Mallmann, que foram como mentores para a conclusão desse trabalho e são minhas grandes inspirações profissionais.

Às queridas colegas de trabalho Mariana Benevit, Alexia Luz e Cristiani Ramos, pela convivência diária fundamental para minha construção profissional e pessoal. À vida, pelo momento presente e ao meu pai, por ser tudo.

RESUMO

A descentralização da matriz energética é uma tendência mundial e verifica-se em expansão no Brasil, embora ainda seja desafiador viabilizar sistemas de geração distribuída eólica. Para tanto, o presente estudo tem por objetivo fazer uma análise de viabilidade de um sistema de geração distribuída de energia eólica com base nas características de consumo de um consumidor de perfil comercial no cenário de migração do sistema convencional para o sistema de compensação de energia elétrica. Dessa maneira, foi dimensionado um sistema de geração de energia eólica com base nas premissas da Portaria 482/2012 da ANEEL, que regulamenta a Geração Distribuída no Brasil, em uma área alocada no município de Santa Vitória do Palmar, extremo sul do Rio Grande do Sul. O sistema foi dimensionado com base no consumo anual de energia elétrica do titular de 7.011 MWh e obteve-se uma produção anual certificada (P95) de 7.182 MWh, avaliada como satisfatória para a demanda proposta. Ressalta-se que o potencial eólico do Rio Grande do Sul mostrou-se bastante atrativo para exploração e o desenvolvimento de geração distribuída no estado se apresentou como uma boa estratégia para o aumento da participação de energias renováveis na matriz elétrica do país. As simulações de produção de energia elétrica na região foram realizadas no *software Windfarmer* e o sistema mostrou-se com plena capacidade de atender a demanda proposta característica do setor comercial. O sistema é de baixo impacto ambiental, contudo conta com alto custo de investimento inicial e com uma regulamentação ainda sensível ao avanço de sistemas de Geração Distribuída.

Palavras-chaves: energia, eólica, viabilidade, *windfarmer*, geração distribuída, Rio Grande do Sul

ABSTRACT

The decentralization of the energy matrix is a worldwide trend and is expanding in Brazil, although it is still challenging to make feasible systems for distributed wind generation. In order to do so, the present study aims to make a feasibility analysis of a distributed wind power generation system based on the consumption characteristics of a commercial profile consumer in the migration scenario from the conventional system to the electric energy compensation system. In this way, a wind power generation system was designed based on the premises of ANEEL Ordinance 482/2012, which regulates Distributed Generation in Brazil, in an area located in the municipality of Santa Vitória do Palmar, at the southern end of Rio Grande do Sul. South. The system was scaled based on the annual electricity consumption of the owner of 7,011 MWh and a certified annual production (P95) of 7,182 MWh was obtained, which was considered satisfactory for the proposed demand. It is noteworthy that the wind potential of Rio Grande do Sul was very attractive for exploration and the development of distributed generation in the state was presented as a good strategy to increase the participation of renewable energies in the country's electricity matrix. The simulations of electric energy production in the region were carried out in Windfarmer software and the system showed itself with full capacity to meet the proposed demand characteristic of the commercial sector. The system is characterized by low environmental impact potential, however, it has a high initial investment cost and a regulation still sensitive to the advance of Distributed Generation systems.

Keywords: energy, wind, viability, windfarmer, distributed generation, Rio Grande do Sul

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA	12
FIGURA 2 - EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA NO BRASIL	13
FIGURA 3 - CIRCULAÇÃO GERAL DA ATMOSFERA	18
FIGURA 4 - CIRCULAÇÃO GERAL DO ATLÂNTICO SUL	19
FIGURA 5 - DINÂMICA DAS FRENTES FRIAS NA AMÉRICA DO SUL: VENTO NORTE E MINUANO	20
FIGURA 6 - ROSA DOS VENTOS DAS CLASSES DE VELOCIDADES DO VENTO PARA O PERÍODO 2003 A 2013, ILHA DO GOVERNADOR – RJ	28
FIGURA 7 - TURBINAS CLASSIFICADAS QUANTO AO TIPO DE EIXO	29
FIGURA 8 - DETALHES NA ROTAÇÃO DA PÁ DE UMA TURBINA DE EIXO HORIZONTAL. ...	29
FIGURA 9 -TURBINA DE SUSTENTAÇÃO	30
FIGURA 10 - FLUXOS DE AR LAMINAR E TURBULENTO NO PERFIL DE UMA PÁ.	31
FIGURA 11 - FLUXO DE VENTO ATRAVÉS DE UMA TURBINA EÓLICA	32
FIGURA 12 - CLASSES DE RUGOSIDADE.	39
FIGURA 13 - PERFIL VERTICAL DE VELOCIDADES.	40
FIGURA 14 - COMPONENTES DE UM AEROGERADOR DE EIXO VERTICAL	44
FIGURA 15 -ALTURA E DIÂMETRO DE ROTOR DE UM AEROGERADOR.....	45
FIGURA 16 - COMPONENTES DE UM AEROGERADOR.....	45
FIGURA 17 - DETALHAMENTO DO MASTRO.....	61
FIGURA 18 - MASTRO DE MEDIÇÃO.	62
FIGURA 19 - ROSA DOS VENTOS – TORRE VERACE	63
FIGURA 20 - ATLAS EÓLICO DO RIO GRANDE DO SUL	65
FIGURA 21 - POTENCIAL EÓLICO DO EXTREMO SUL NO RS.	65
FIGURA 22 - DETALHAMENTO DA ÁREA POLIGONAL.	66
FIGURA 23 - SOFTWARE WINDFARMER COM AS CURVAS DE RUGOSIDADE E ALTITUDE INSERIDAS	67
FIGURA 24 - POSIÇÃO OTIMIZADA	69

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1 - MOVIMENTO DE UMA PARTÍCULA DE AR DEVIDO ÀS FORÇAS DE GRADIENTES DE PRESSÃO E ÀS FORÇAS DE CORIOLIS	18
GRÁFICO 2 - ESTIMATIVA DA DENSIDADE DO AR EM FUNÇÃO DA ALTITUDE LOCAL E DA TEMPERATURA AMBIENTE.....	22
GRÁFICO 3 - VARIAÇÃO DA POTÊNCIA DISPONÍVEL NO VENTO COM A VELOCIDADE DO VENTO.	23
GRÁFICO 4 - VARIAÇÃO DA VELOCIDADE MÉDIA DO VENTO DURANTE 24 HORAS.	23
GRÁFICO 5 - FREQUÊNCIA DA DISTRIBUIÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO.	25
GRÁFICO 6 - EQUAÇÃO DE WEIBULL.....	27
GRÁFICO 7 - MÁXIMO DE BETZ.....	35
GRÁFICO 8 - CURVA DO COEFICIENTE DE POTÊNCIA EM FUNÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO	36
GRÁFICO 9 - CURVA DE POTÊNCIA DE UMA TURBINA GENÉRICA.	37
GRÁFICO 10 - COMPARAÇÃO DAS CURVAS DE POTÊNCIA.	38
GRÁFICO 11 - CURVA DE POTÊNCIA DO MODELO AGW110 2.2MW.	47
GRÁFICO 12 - CONEXÕES EM GD ACUMULADAS, 2012 A 2017.....	51
GRÁFICO 13 - NÚMERO DE CONEXÕES EM GD POR ESTADOS.	51
GRÁFICO 14 - GRÁFICO DE WEIBULL – TORRE VERACE	64
GRÁFICO 15 - POTÊNCIAS ANUAIS DE REFERÊNCIA.	73
GRÁFICO 16 -FLUXO DE CAIXA DO CENÁRIO ECONÔMICO	82

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - TABULAÇÃO DOS DADOS DE VENTO NA FORMA DE FREQUÊNCIA DE DISTRIBUIÇÃO	24
TABELA 2 - COMPRIMENTO DE RUGOSIDADE E EXPOENTE DE POTÊNCIA	41
TABELA 3 - CONSUMO ANUAL DE ENERGIA ELÉTRICA EM BAIXA TENSÃO	59
TABELA 4 - CONSUMO ANUAL DE ENERGIA ELÉTRICA EM ALTA TENSÃO.....	59
TABELA 5 - FATORES DE CAPACIDADE DE USINAS EÓLICAS EM OPERAÇÃO DO RIO GRANDE DO SUL.....	60
TABELA 6 - DADOS MEDIDOS PELA TORRE VERACE.....	63
TABELA 7 - POTÊNCIAS DE PRODUÇÃO ANUAL	74
TABELA 8 - FLUXO DE CAIXA À VALOR PRESENTE.....	80
TABELA 9 - FLUXO DE CAIXA DO PROJETO	81

LISTA DE QUADROS

QUADRO 1 - CAPACIDADE INSTALADA DOS SISTEMAS DE GD	14
QUADRO 2 - CLASSIFICAÇÃO DA SUPERFÍCIE QUANTO À RUGOSIDADE.....	39
QUADRO 3 - ESPECIFICAÇÕES DO AEROGERADOR WEG AGW110/2.2MW	46
QUADRO 4 -CAPACIDADE INSTALADA DOS SISTEMAS DE GD POR FONTE.....	52
QUADRO 5 - EVOLUÇÃO DO IPCA ENTRE 2010 E 2017.....	56
QUADRO 6 - EVOLUÇÃO DE TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA E DO IPCA	57
QUADRO 7 - TESTES DE ENERGIA COM A TURBINA WEG AGV110 2.2 MW.....	69
QUADRO 8 -PERDAS E INCERTEZA.....	71
QUADRO 9 - TARIFAS DE ENERGIA PARA A CLASSE A4 VERDE E B3 CONVENCIONAL..	77
QUADRO 10 - FLUXO DE CAIXA GENÉRICO	77

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	11
1.1. Motivação	11
1.2. Objetivos	15
1.3. Estrutura do Trabalho	15
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	17
2.1. Recurso Eólico.....	17
2.2. Escala Global.....	17
2.3. Energia Eólica.....	20
2.3.3. Potência do vento	21
2.3.4. Velocidade do vento e análise do seu comportamento probabilístico.....	23
2.3.5. A direção do vento	27
2.4. Turbinas Eólicas	28
2.4.1. Extração da potência do vento	31
2.4.2. Coeficiente de potência de uma turbina eólica	35
2.4.3. Potência de uma turbina eólica.....	36
2.5. Fatores que Influenciam o Regime dos Ventos: Relevo e Rugosidade .	38
2.5.1. Variação dos parâmetros de <i>Weibull</i> com a altura	42
2.6. Estimativa da Produção Energética.....	43
2.7. Aerogeradores	43
2.8. Geração Distribuída no Brasil	48
2.9. Engenharia Econômica.....	52
2.9.1. Taxa de desconto e indicadores: VPL, TIR e PAYBACK.....	53
2.10. Evolução da Tarifa de Energia e Inflação	55
3. ESTUDO DE CASO	58
3.1. Definição do Consumo de Energia Elétrica e da Potência Nominal de Projeto.....	58
3.2. Dimensionamento do Sistema	60
3.2.1. Detalhamento das medições anemométricas	60
3.2.2. Escolha da área.....	64
3.2.3. Simulação eólica.....	66
3.2.4. Entrada e processamento de dados	66

3.2.5. Resultados.....	69
3.2.6. Análise dos resultados.....	70
3.3. Licenciamento.....	74
3.4. Viabilidade Técnica.....	75
3.5. Viabilidade Econômica.....	76
3.5.1. Fluxo de caixa.....	77
3.5.2. Receitas.....	78
3.5.3. Despesas.....	78
3.5.4. Resultados da análise econômica	80
4. DISCUSSÕES.....	83
5. CONCLUSÃO	85
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	89
ANEXO A – RELATÓRIO DE OTIMIZAÇÃO	93
ANEXO B – RELATÓRIO SIMULAÇÃO TORRE A 80 METROS	99
ANEXO C – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO TORRE A 95 METROS	105
ANEXO D – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO TORRE A 120 METROS	111

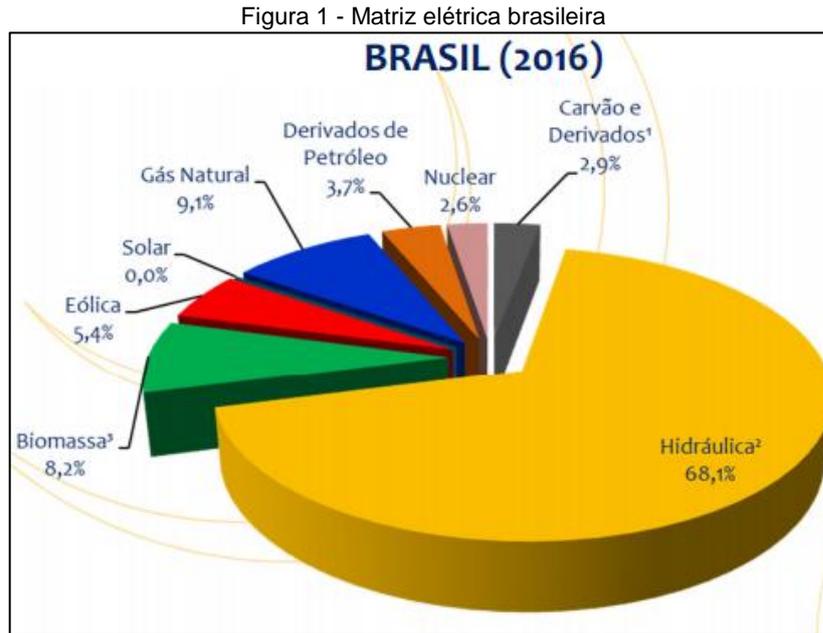
1. INTRODUÇÃO

1.1. Motivação

De acordo com as premissas adotadas pela Empresa de Pesquisa Energética nas projeções de demanda no setor elétrico, o aumento do produto interno bruto per capita de um país vem acompanhado, necessariamente, de um aumento no consumo de energia elétrica per capita. Dessa maneira, é correto afirmar que o desenvolvimento econômico de um país está diretamente atrelado ao aumento de consumo da energia elétrica. Ao passo do desenvolvimento econômico, o setor elétrico brasileiro necessita avançar para o desenvolvimento sustentável no âmbito de geração de energia elétrica, com foco principal em diversificar a matriz energética do país e fomentar a expansão na utilização das fontes renováveis.

De acordo com o Decreto Presidencial nº 9.073/2017 (CASA CIVIL, 2017), o Brasil faz parte dos países signatários do Acordo de Paris, comprometendo-se a reduzir 37% das emissões de gases estufa até 2025, e 43% até 2030. O acordo visa amenizar fenômenos relacionados às mudanças climáticas potencializados pelas emissões de gases de efeito estufa. O aumento da participação das energias renováveis na matriz energia dos países é uma tendência global que ganhou força principalmente a partir dos anos 2000, com a preocupação acerca da contribuição do uso intensivo de combustíveis fósseis no que diz respeito a possíveis mudanças climáticas.

De acordo com o Balanço Energético Nacional – BEN (EPE, 2017), o Brasil tem nas usinas hidrelétricas a sua principal fonte de geração de energia elétrica, que corresponde a um percentual de 68% da oferta interna. Em períodos de estresse hídrico e de crise no setor hidrelétrico, recentemente experimentada pelo Brasil, observou-se um crescimento na utilização de fontes térmicas, que são para uma espécie de backup para o sistema elétrico – a estratégia de prevenção de riscos de desabastecimento se baseia, entre outras, à termelétricidade.

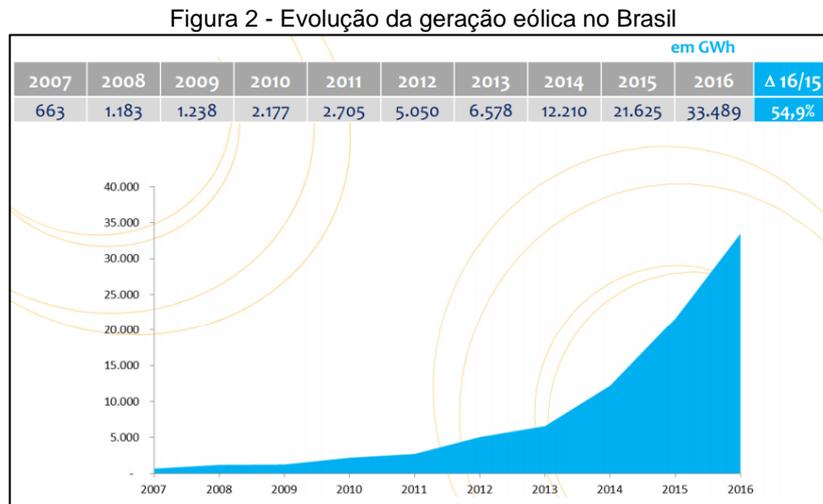


Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2017.

Os impactos ambientais relacionados à geração termelétrica são amplamente difundidos e a diminuição da parcela participativa das termelétricas na matriz elétrica brasileira torna-se uma das premissas para alcançar-se os objetivos lançados no Acordo de Paris. Ademais, à luz da recente greve dos caminhoneiros vivenciada pelo Brasil no ano de 2018, a necessidade de redução na dependência da geração termelétrica ficou ainda mais evidente – os sistemas de fornecimento de energia elétrica ficaram ameaçados em alguns estados do Norte e Nordeste, tendo vista ao desabastecimento de combustível fóssil. Entretanto, observou-se uma redução de 18% na geração termelétrica entre o ano de 2015 e 2016 segundo Balanço Energético Nacional (EPE, 2017), sendo que do montante total de geração termelétrica, a segunda principal fonte foi a biomassa. Esse fator é positivo e indica que o país está caminhando para a redução na utilização das usinas termelétricas para geração de energia.

Nesse contexto, o Balanço Energético Nacional de 2017 demonstra também que a composição da matriz energética brasileira tem se alterado, com a fonte eólica assumindo uma fatia considerável na produção de energia elétrica. O país é privilegiado devido à abundância de fontes renováveis, que apresentam grande importância estratégica, como é o caso da energia eólica. A fonte, que é renovável e não poluente, possui grande potencial de expansão no país. Em 2016, a energia eólica foi responsável por 5,4% da matriz elétrica nacional, com um crescimento de aproximadamente 55% comparado ao seu desempenho no ano anterior.

Em 2017, o Brasil subiu para a oitava posição no ranking mundial de capacidade instalada de energia eólica, totalizando 12,76 GW. Também em 2017, o crescimento da fonte foi de 26,5%, se comparado com o ano anterior (ABEEólica, 2018). A Figura 2 ilustra a evolução da geração eólica no Brasil.



Fonte: EPE, 2017.

O desenvolvimento da energia eólica apresenta-se como benéfico não somente devido à contribuição para a composição da matriz elétrica nacional ou ao reduzido impacto ambiental. Os projetos eólicos também levam desenvolvimento a regiões remotas e menos desenvolvidas do país.

Na perspectiva dessa mudança de paradigma nas estratégias de geração de energia no Brasil, observa-se uma tendência à descentralização da matriz energética brasileira, com o crescimento de empreendimentos de Geração Distribuída (GD). Essa modalidade de geração insere-se como uma alternativa à utilização de fontes térmicas e também contribui para uma redução na dependência das hidrelétricas que, embora utilizem-se de recurso renovável, possuem alto impacto ambiental associado e oferecem risco considerável quanto à disponibilidade do recurso. Já os sistemas de GD possuem caráter de baixo impacto ambiental, contribuem para a descentralização da matriz energética e ainda, colaboram com redução de emissões de gases de efeito.

Na modalidade de geração distribuída, o sistema está conectado à rede pública de distribuição de energia elétrica, apresentando como benefícios um aumento na confiabilidade do fornecimento de energia, a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão, a redução nas perdas elétricas e o menor impacto ambiental, se comparada à geração centralizada. Conforme disserta Severino (2008), a definição conceitual de GD não é única, adotando uma

diversidade de formatos em diferentes países. O Decreto 5.163 de 2004 define-a como sendo a produção de energia elétrica por agente conectado ao sistema de distribuição. O trabalho de Severino et al. (2008) propõe a definição que se apresenta a seguir:

[...] denominação genérica de um tipo de geração de energia elétrica que se diferencia da realizada pela geração centralizada por ocorrer em locais em que não seria instalada uma usina geradora convencional, contribuindo para aumentar a distribuição geográfica da geração de energia elétrica em determinada região. (SEVERINO et al., 2008, p. 66)

A tendência de descentralização tem se refletido fortemente nos projetos solares de geração distribuída, com a fonte eólica também se mostrando de grande potencial. O Quadro 1 apresenta dados de capacidade instalada até março de 2018.

Quadro 1 - Capacidade instalada dos sistemas de GD

FONTE	2018
Hidráulica (MW)	43
Térmica (MW)	24,4
Eólica (MW)	10,3
Solar (MW)	219,3
Capacidade Disponível (MW)	297,2

Fonte: ANEEL, 2018.

De acordo com o Quadro 1, infere-se que a fonte eólica obteve o crescimento menos expressivos nos projetos de geração distribuída no ano de 2018. Posto isso, o presente trabalho de conclusão se propõe a apurar os desafios e avaliar os entraves na implantação de um sistema de geração distribuída de energia eólica na região do extremo Sul do Rio Grande do Sul. Ressalta-se que, de acordo com Atlas Eólico do Rio Grande do Sul (SCHUBERT, 2014), a região de estudo apresenta excelente potencial eólico para desenvolvimento de empreendimentos eólicos. Aliado a esse fator, a implantação de sistemas de geração eólica possui baixíssimos impactos ambientais e, com o avanço da tecnologia dos materiais e do aproveitamento do potencial energético do vento, a competitividade da fonte vem se destacando frente às demais.

1.2. Objetivos

O presente trabalho tem como objetivo avaliar as etapas preliminares para implementação de sistema de geração distribuída com fonte de energia renovável e avaliar sua viabilidade técnica, regulatória e econômica. Ademais, busca-se reconhecer os pontos sensíveis e possíveis entraves enfrentados no cenário de migração do sistema convencional de distribuição de energia elétrica para o sistema de compensação de energia com geração distribuída de um consumidor comercial de energia elétrica.

Como objetivos específicos, pode-se citar:

- Caracterizar o potencial eólico da região de estudo.
- Dimensionar o sistema de geração distribuída de energia eólica para um consumidor de perfil comercial.
- Comprovar a viabilidade econômica da migração do sistema convencional para o sistema de compensação de energia elétrica por meio de geração de energia eólica.
- Identificar e caracterizar possíveis entraves na consolidação do sistema de geração distribuída de energia elétrica.

1.3. Estrutura do Trabalho

No capítulo 1 descreve-se as motivações e os objetivos do presente trabalho, os quais contextualizam o tema que será desenvolvido nos capítulos seguintes.

O capítulo 2 apresenta a fundamentação teórica acerca do estudo de caso. São expostos os conceitos chave de embasamento e os fundamentos teóricos necessários para o entendimento dos fatores relevantes no desenvolvimento de um projeto de geração de energia distribuída com recurso eólico. Nele, definem-se conceitos relacionados à energia eólica, comportamento do vento, potencial eólico e fatores de interferência no potencial eólico, mecanismos de extração da energia do vento, certificação da produção de energia anual, descrição do funcionamento de turbinas eólicas, aerogeradores comerciais, geração distribuída e métodos de avaliação econômica.

O capítulo 3 trata do projeto técnico de dimensionamento de um sistema de geração de energia eólica de aproximadamente 8 MWh por ano, contemplando desde a análise do potencial eólico por meio da validação de dados anemométricos, definição da área para projeto numa região de potencial eólico atrativo, definição do melhor layout para o projeto por meio de modelagem de geração eólica e definição da altura de torre de turbina mais adequada conforme as premissas do projeto. Além disso, apresenta-se nesse item uma contextualização quanto ao licenciamento ambiental de empreendimentos eólicos para geração distribuída, viabilidade técnica do projeto e modelagem econômica para avaliação econômico-financeira da implementação do sistema.

No capítulo 4 são discutidos os resultados do estudo de caso e ressaltados os pontos mais relevantes quanto à viabilidade do projeto, bem como premissas importantes adotadas no decorrer do estudo.

O capítulo 5 encerra o documento expondo as vantagens e os entraves apurados no desenvolvimento do estudo quanto à sistemas de geração distribuída de energia eólica, bem como oferece sugestões para trabalhos futuros, apontando que existe uma diversidade de variáveis que possam a vir interferir no êxito da geração distribuída no Brasil.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. Recurso Eólico

A utilização do vento como fonte de produção de energia mecânica teve origem primitiva, por volta de 200 A.C., com o invento dos moinhos de ventos para moagem de grão e bombeamento de água e, portanto, foi instrumento importante no auxílio desenvolvimento das atividades de agricultura milenares, substituindo a força motriz humana e animal no desenvolvimento de tarefas básicas (DUTRA, 2001 apud MONTEZANO, 2007).

Contudo, propriamente para a geração de energia elétrica, o aproveitamento do recurso eólico teve um grande impulso nos anos 90, por meio de programas executados em alguns países, que motivaram investimentos e pesquisas na área. Com isso, aprimorou-se o desenvolvimento tecnológico dos métodos, equipamentos e a performance das turbinas eólica (CRESESB, 2008).

2.2. Escala Global

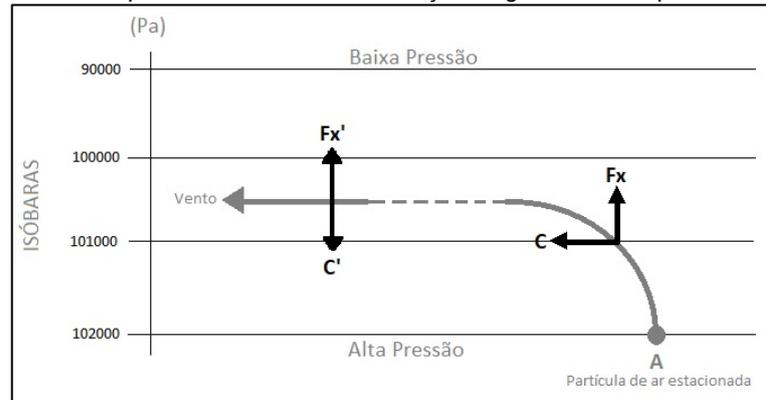
O vento é o ar em movimento provocado pelo aquecimento desigual da terra. O sol aquece a superfície da terra de forma desigual, gerando um gradiente de pressão atmosférica e, por conseguinte, os fluxos de vento (CUSTÓDIO, 2013).

O aquecimento solar distribuído de forma distinta sobre a superfície terrestre gera uma diferença de pressão atmosférica entre o Equador (zona de baixa pressão) e os Polos (zona de alta pressão). Dessa maneira, o ar quente que se encontra nas baixas altitudes das regiões tropicais tende a subir, sendo substituído por uma massa de ar fria que se desloca das regiões polares para as regiões tropicais (SINDRONIO DE FREITAS, 2016).

Os movimentos de ar característicos da circulação geral da atmosfera não ocorrem em linha reta e derivam de um fenômeno que surge com o movimento de rotação da Terra – a força de Coriolis (SINDRONIO DE FREITAS, 2016). Essa força corresponde a uma aceleração aparente que altera a aceleração do vento e, principalmente, sua direção, tornando os movimentos de ar tipicamente circulares ou espirais (CUSTÓDIO, 2013).

O Gráfico 1 descreve o vento geostrófico¹, caracterizado pelo movimento de uma partícula de ar submetida apenas às forças de gradiente de pressão “Fx” e à força de Coriolis “C,” no Hemisfério Sul. O equilíbrio das forças é atingido na condição em que vento se move em sentido paralelo às linhas isóbaras.

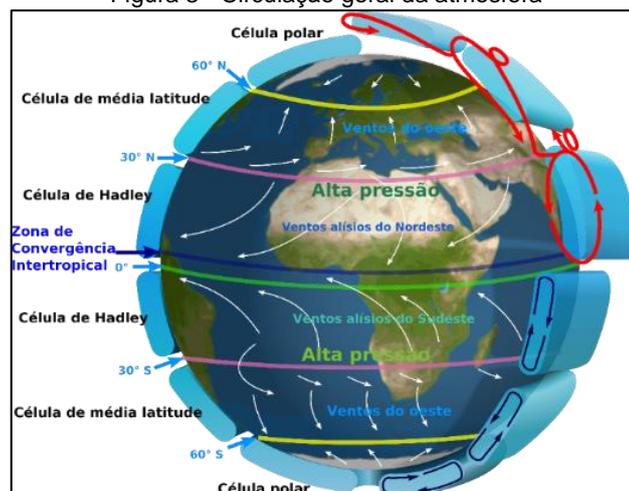
Gráfico 1 - Movimento de uma partícula de ar devido às forças de gradientes de pressão e às forças de Coriolis



Fonte: Custódio, 2013.

A Figura 3 apresenta o mecanismo denominado circulação geral da atmosfera. Em cada hemisfério, existem três células individuais: a Célula Tropical (Célula de Hadley), a Célula Temperada (Célula de Média Latitude) e a Célula Polar. As células tropicais produzem os ventos sudeste no Hemisfério Sul e ventos nordeste no Hemisfério Norte – os alísios. As correntes locais mais importantes que ocorrem no Atlântico Sul, decorrentes da circulação geral do vento, são os Ventos Alísios e o Anticiclone Tropical Sul (JOIA & GEOTTEMS, 2014).

Figura 3 - Circulação geral da atmosfera



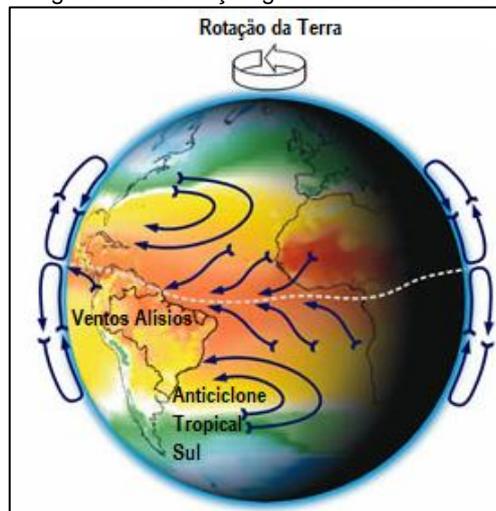
Fonte: Adaptado pela autora de Kaidor, 2013.

¹ Vento geostrófico: movimento de ar resultante do balanço entre a força de Coriolis e de gradiente de pressão (Fonte: Custódio, 2013).

Os Ventos Alísios são o contínuo movimento das massas de ar de superfície em direção às menores pressões da faixa equatorial. O fluxo é em direção contrária à rotação da terra, de acordo com o princípio de Coriolis. Esses ventos determinam a predominância no litoral da região Nordeste do Brasil (CUSTÓDIO, 2013).

Os ventos provocados pelo Anticiclone Tropical Sul são causados por uma zona de alta pressão existente sobre o Oceano Atlântico. Esses ventos definem a predominância na costa Sul do Brasil, onde o sentido é nordeste, popularmente conhecido de “nordestão” (CUSTÓDIO, 2013). As correntes do Anticiclone Tropical Sul e dos Ventos Alísios supracitados estão ilustradas na Figura 4.

Figura 4 - Circulação geral do Atlântico Sul



Fonte: Adaptado pela autora de Camargo Schubert, 2001.

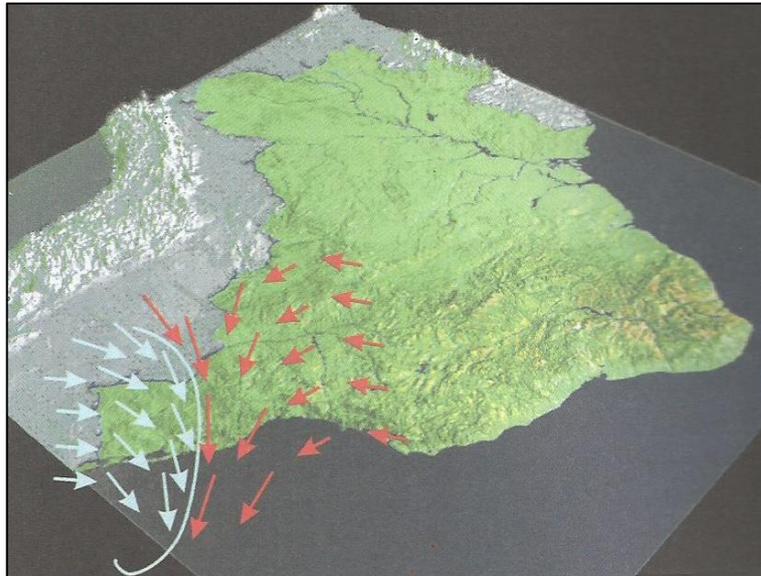
Outra corrente de relevância que ocorre na América do Sul e, especialmente, no Rio Grande do Sul, são os ciclones extratropicais, decorrentes da circulação secundária do vento.

Os ciclones extratropicais são produzidos tanto pela ação mecânica de barreiras montanhosas sobre correntes atmosféricas em larga escala quanto pela interação de massas de ar durante uma frente fria. Na América do Sul há um importante ciclone extratropical permanentemente ativo situado sobre o Chaco, gerado por uma zona de baixa pressão. Essa depressão é causada pelo bloqueio da circulação geral da atmosfera imposto pelos Andes. A combinação desse ciclone extratropical com o anticiclone tropical sul (zona de alta pressão do Atlântico Sul), associada à circulação geral, resulta numa circulação de ar entre o anticiclone e o ciclone (CUSTÓDIO, 2013). Esse deslocamento de ar forma o vento predominante no

interior do Uruguai e do extremo sul do Brasil, que sopra de sudeste e leste, popularmente chamado de vento “Aragano”.

Além disso, o frequente avanço de frentes frias na América do Sul forma importantes ventos regionais: os ventos Norte e Minuano. A presença da cordilheira dos Andes impede o avanço das massas de ar para o ocidente, orientando, dessa forma, seu avanço até a região tropical do continente. No encontro com as massas de ar tropicais, a frente fria provoca um anticiclone extratropical que produz circulações de norte e noroeste, conhecida como vento Norte. A passagem da frente fria é seguida pelo vento Minuano, fluxo de ar polar de direção sudoeste de grande relevância para a região dos Pampas (CUSTÓDIO, 2013). A Figura 5 ilustra a dinâmica das frentes frias na América do Sul, representando os ventos norte e minuano.

Figura 5 - Dinâmica das frentes frias na América do Sul: vento norte e minuano



Fonte: Camargo Schubert, 2001.

2.3. Energia Eólica

A energia eólica nada mais é do que a energia cinética do ar em movimento. O vento varia constantemente em velocidade e direção de escoamento e para o aproveitamento desse recurso energético, é preciso estudar o seu comportamento espacial e temporal.

2.3.3. Potência do vento

De acordo com a literatura básica, a potência disponível no vento que passa por uma seção transversal de um cilindro imaginário A é dada por Gash (1996) e Carvalho (2003), conforme Equação 1.

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad \text{Equação 1}$$

Em que:

P = potência do vento (W);

ρ = massa específica do ar (kg/m³);

A = área da seção transversal (m²);

V = velocidade do vento (m/s);

A Equação 1 pode ser descrita por unidade de área, dessa forma, definindo a densidade de potência DP, conforme Equação 2.

$$DP = \frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad \text{Equação 2}$$

A Equação 2 indica a potência disponível no vento por unidade de área em função da velocidade do vento e da massa específica do ar no local.

Conforme as equações descritas acima, constata-se que a potência disponível no vento varia com a massa específica do ar, que, por sua vez, é variável dependente da temperatura e da pressão atmosférica local. De acordo com a Lei dos Gases Ideais, a equação que descreve essa variação da massa específica pode ser descrita conforme a Equação 3 (ATKINS, 2008):

$$\rho = \frac{P}{R \cdot T} \quad \text{Equação 3}$$

Em que:

ρ = massa específica do ar (kg/m³);

R = constante do ar (287J/kg.K);

P = pressão atmosférica (Pa);

T = temperatura ambiente (K);

A altitude local afeta a temperatura ambiente e a pressão atmosférica. Portanto, a massa específica sofre variação também conforme a altitude, conforme descreve a Equação 4 (ATKINS, 2008).

$$\rho = \frac{353,4 \left(1 - \frac{z}{45271}\right)^{5,2624}}{273,15 + T}$$

Equação 4

Em que:

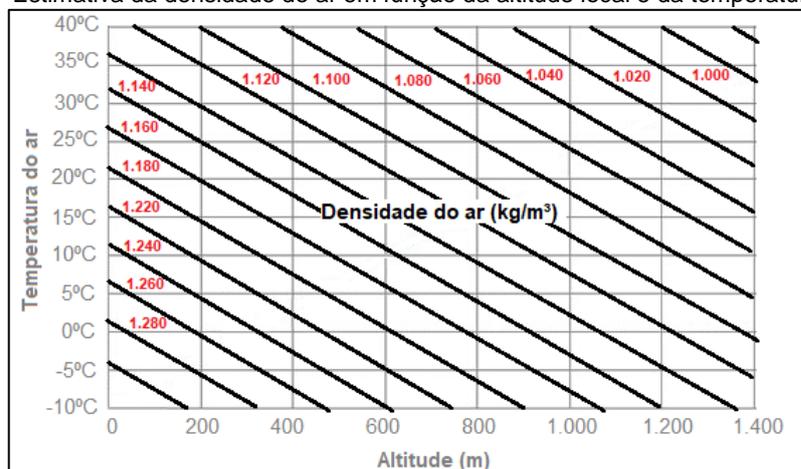
ρ = massa específica do ar (kg/m³);

T = temperatura ambiente (°C);

z = altitude no local (m);

O Gráfico 2 apresenta uma estimativa para a variação da densidade do ar em função da altitude do local e da temperatura do ar.

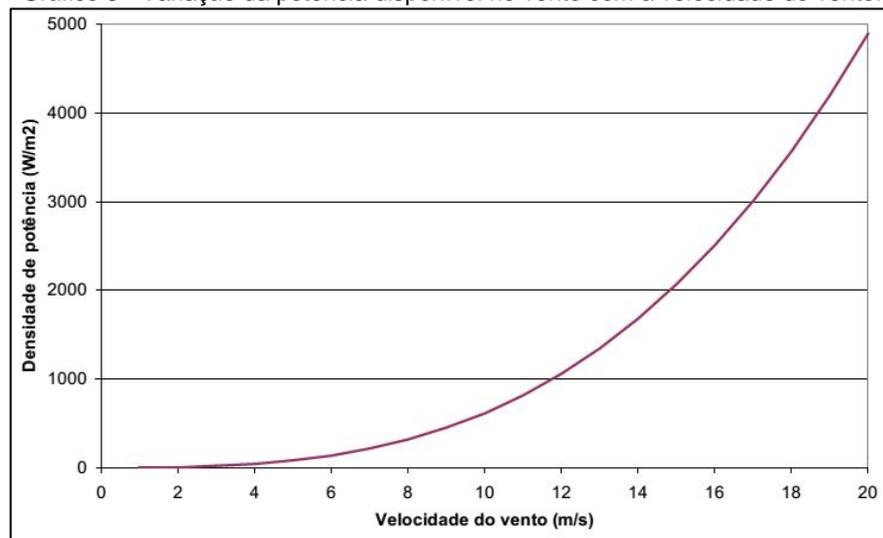
Gráfico 2 - Estimativa da densidade do ar em função da altitude local e da temperatura ambiente



Fonte: Adaptado pela autora de Custódio, 2013.

Em condições meteorológicas padrão de 15°C e 1.013 hPa, a massa específica do ar é de 1,225 kg/m³. De acordo com as Equações 1 e 2, observa-se que a potência disponível no vento é proporcional ao cubo da velocidade que ele apresenta. O Gráfico 3 estabelece a variação da potência disponível no vento em função da sua velocidade para uma mesma massa específica.

Gráfico 3 - Variação da potência disponível no vento com a velocidade do vento.

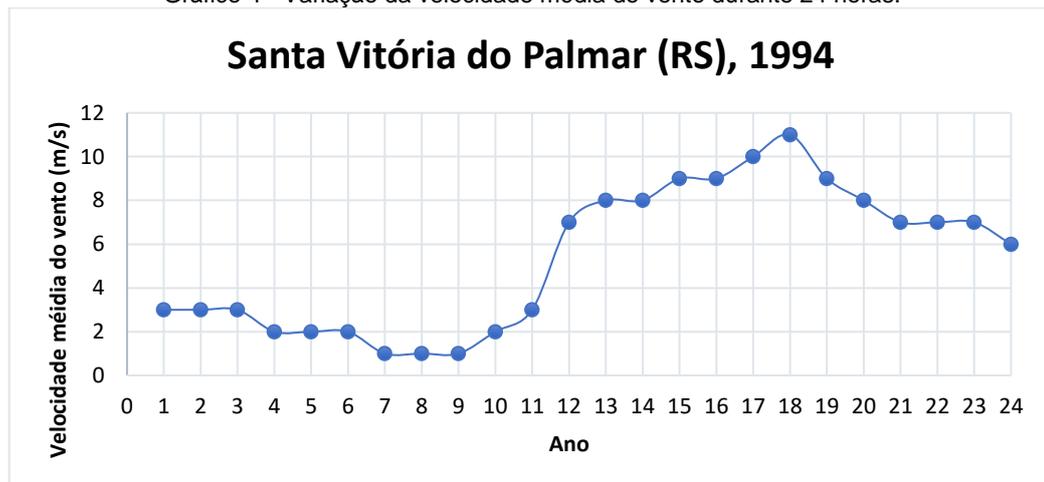


Fonte: Elaborado pela autora.

2.3.4. Velocidade do vento e análise do seu comportamento probabilístico

A variação da velocidade do vento é a principal característica a ser determinada para o dimensionamento de sistemas de geração eólica (CUSTÓDIO, 2013). O vento apresenta variações ao longo do de um dia, mês, ano e até ao longo dos anos (longo prazo). A exemplo, o Gráfico 4 descreve a variação horária do vento ao longo de um dia, na cidade de Santa Vitória do Palmar.

Gráfico 4 - Variação da velocidade média do vento durante 24 horas.



Fonte: Elaborado pela autora, 2018.

Conforme ilustrado nos gráficos, o vento apresenta variações não determinísticas, dessa forma, seu estudo é feito por análise probabilística (SILVA, 2003). Sua velocidade é uma variável aleatória contínua e precisa ser discretizada de forma a viabilizar a análise, conforme mostra a Tabela 1. De forma generalizada nos

estudos de energia eólica, os dados de velocidade do vento são apresentados divididos em faixas de 1 m/s.

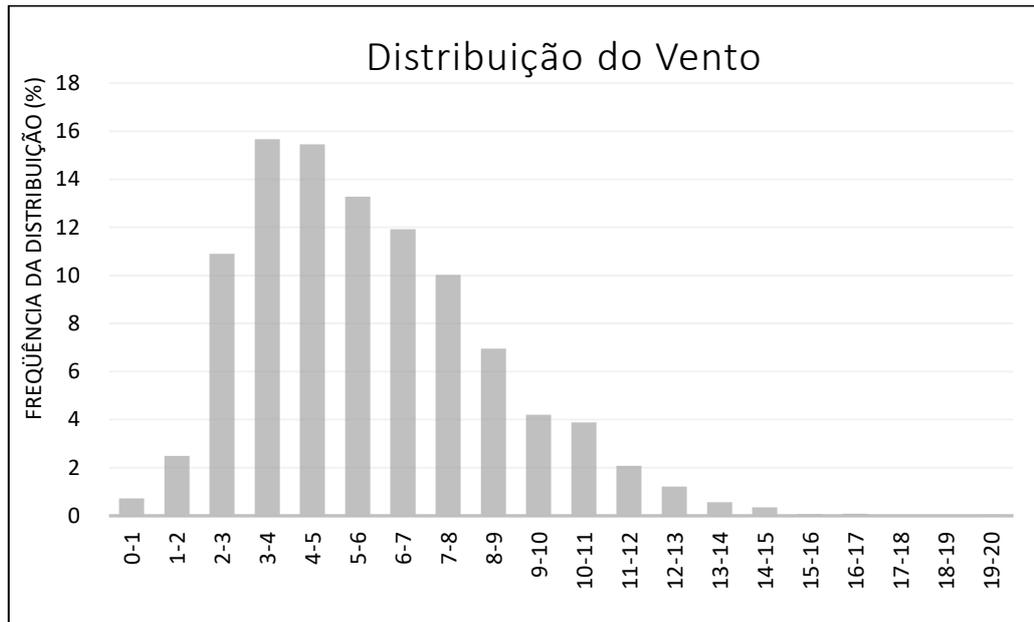
Tabela 1 - Tabulação dos dados de vento na forma de frequência de distribuição

Velocidade do Vento (m/s)	Nº de Ocorrências	Frequência Relativa (%)
0-1	47	0,73
1-2	160	2,49
2-3	700	10,89
3-4	1.007	15,67
4-5	993	15,46
5-6	853	13,28
6-7	766	11,92
7-8	644	10,02
8-9	447	6,96
9-10	270	4,20
10-11	250	3,89
11-12	134	2,09
12-13	78	1,21
13-14	36	0,56
14-15	23	0,36
15-16	5	0,08
16-17	6	0,09
17-18	2	0,03
18-19	1	0,02
19-20	3	0,05
>20	0	0,00
Total	6.425	100

Fonte: Custódio, 2013.

O Gráfico 5 apresenta o histograma das frequências de distribuição da velocidade do vento, obtido a partir da Tabela 1.

Gráfico 5 - Frequência da distribuição da velocidade do vento.



Fonte: Elaborado pela autora.

Os dados tabulados e representados graficamente devem ser obtidos por meio de medições de vento realizadas por estações meteorológicas, que medem continuamente a velocidade média dos ventos em períodos discretos.

A velocidade média do vento é obtida com uma média simples, conforme a Equação 5.

$$V = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i \quad \text{Equação 5}$$

Em que:

V = velocidade do vento registrada (m/s);

n = número de registros (adimensional);

i = identificação do registro;

A distribuição da velocidade do vento, apresentada no Gráfico 5, pode ser representada por uma função de densidade de probabilidade $f(v)$ (SILVA, 2003). Dessa forma, a velocidade média é dada pela Equação 6:

$$V = \int_0^{\infty} v \cdot f(v) \cdot dv \quad \text{Equação 6}$$

De acordo com Custódio (2003), a função de densidade de probabilidade mais adequada para a distribuição do vento é a função de *Weibull*, dada pela Equação 7:

$$f(v) = \frac{k}{v} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad \text{Equação 7}$$

Em que:

v = velocidade do vento (m/s);

c = fator de escala (m/s);

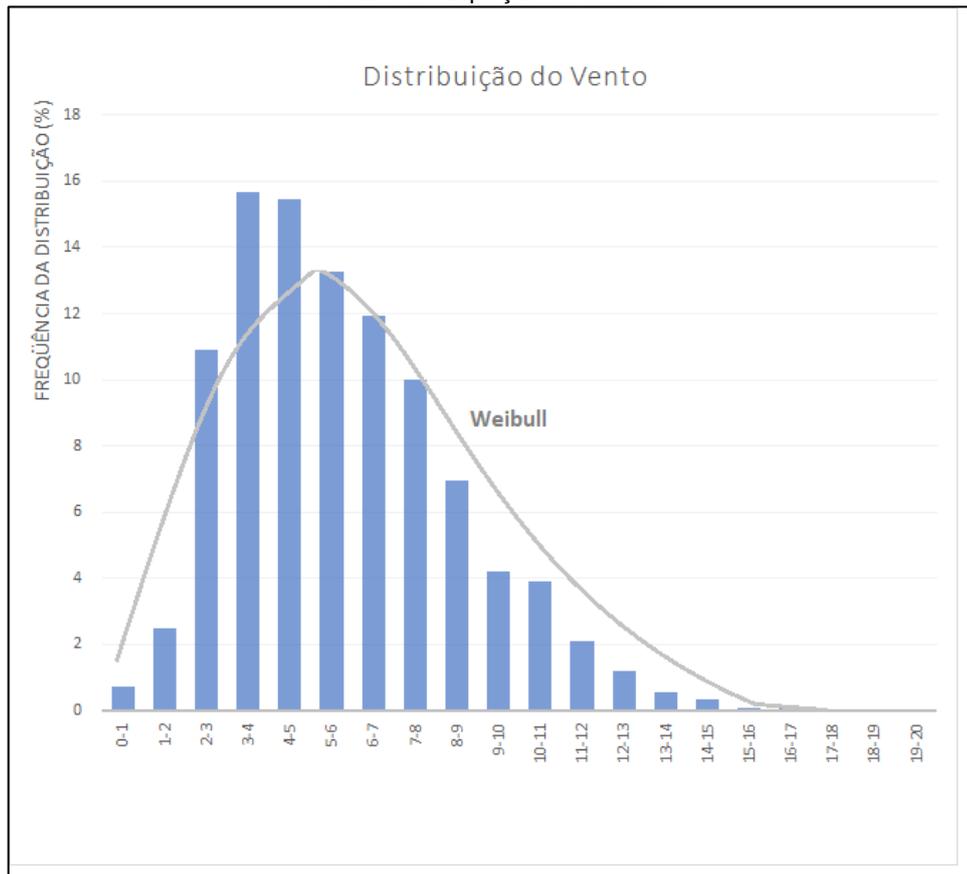
k = fator de forma (adimensional);

A distribuição de *Weibull* é uma expressão semi-empírica desenvolvida pelo físico sueco Ernest Hjalmar Wallodi Weibull (1887-1979) (OZAWA, 2017). Barbosa (2016) define a distribuição de Weibull como “uma função de distribuição de probabilidade contínua e unimodal, podendo ser utilizada com dois ou três parâmetros, sendo aplicada a diversas populações e fenômenos”. Segundo Justus et al. (1978), é possível citar três vantagens da utilização da distribuição de Weibull:

- É uma função com apenas dois parâmetros a serem determinados, possuindo assim uma simples aplicação;
- Conhecendo-se os parâmetros c e k a uma dada altura, pode-se extrapolar diretamente a distribuição para outras alturas;
- Fornece uma boa representação da assimetria da distribuição de vento;

A equação de *Weibull* é apresentada graficamente a seguir, conforme a frequência de distribuição apresentada no Gráfico 6.

Gráfico 6 - Equação de Weibull



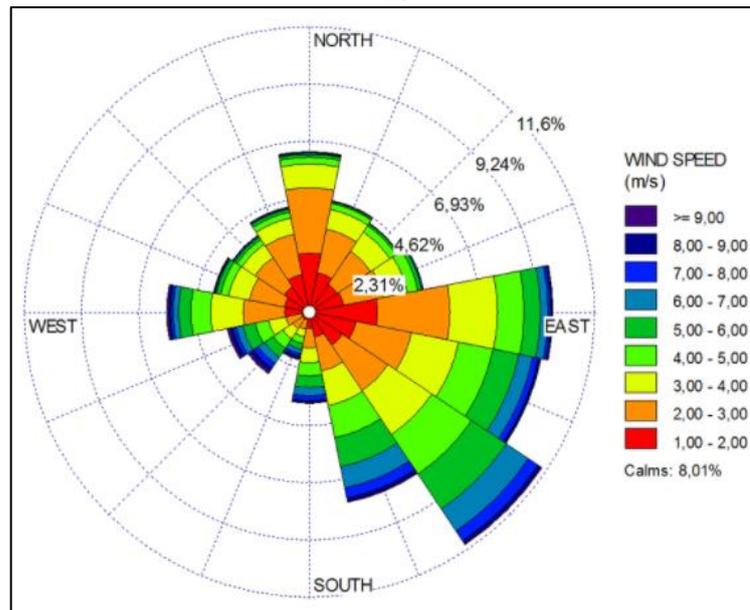
Fonte: Elaborado pela autora.

O fator de escala “c” está relacionado à velocidade média do vento. O fator de forma “k”, por sua vez, está relacionado à variância da velocidade do vento em torno da velocidade média, ou seja, apresenta a largura da função de distribuição da velocidade do vento. Os valores de fator de forma “k” mais baixos correspondem a distribuições mais amplas da velocidade do vento, o que significa que os ventos tendem a variar em uma ampla faixa de velocidades. Valores de “k” mais altos correspondem a distribuições mais estreitas da velocidade do vento, ou seja, a velocidade do vento tende a permanecer dentro de uma faixa estreita (CUSTÓDIO, 2013).

2.3.5. A direção do vento

Convencionalmente, as direções do vento são divididas em quatro setores de 45° e representada em forma de rosa dos ventos, como ilustra a Figura 6. A rosa dos ventos apresenta a predominância do vento em cada direção, bem como o percentual de ocorrências totais e a velocidade média (SBAGRO, 2005).

Figura 6 - Rosa dos ventos das classes de velocidades do vento para o período 2003 a 2013, Ilha do Governador – RJ



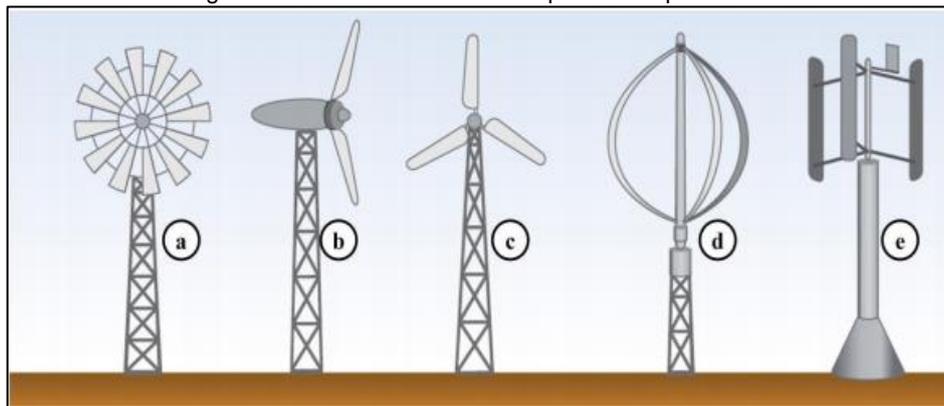
Fonte: Estação Meteorológica SBGL

A interpretação coerente da rosa dos ventos é essencial em projetos de usinas eólicas, para que o desempenho das turbinas e a produção de energia esperada sejam devidamente avaliados (CUSTÓDIO, 2013).

2.4. Turbinas Eólicas

Para o aproveitamento da energia eólica, a energia cinética do vento é convertida em potência mecânica para a conversão em energia elétrica por meio de turbinas eólicas, as quais encontram-se inseridas na camada superficial da atmosfera (MARTINS, GUARNIERI e PEREIRA, 2007). As turbinas comerciais utilizadas para geração de energia elétrica são tipicamente as turbinas de sustentação de eixo horizontal. Os rotores de eixo horizontal precisam se manter perpendiculares à direção do vento para capturarem o máximo de energia (CUSTÓDIO, 2013). A Figura 7 ilustra os tipos de turbinas classificadas de acordo com o eixo do rotor: horizontal (mais usual) e vertical. Sendo (a), (b) e (c) eixo horizontal e (d) e (e) eixo vertical.

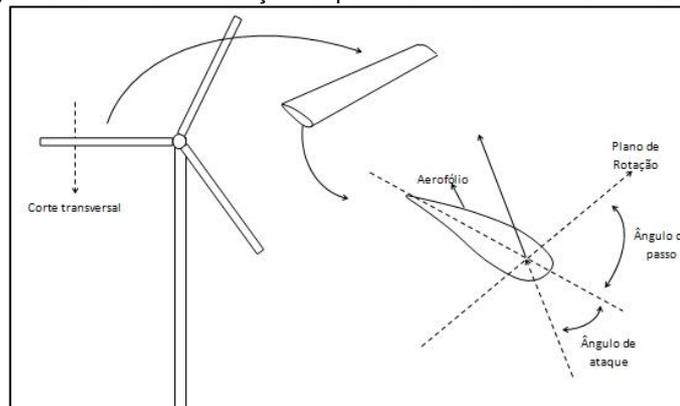
Figura 7 - Turbinas classificadas quanto ao tipo de eixo



Fonte: Adaptado pela autora de South et al., 1983.

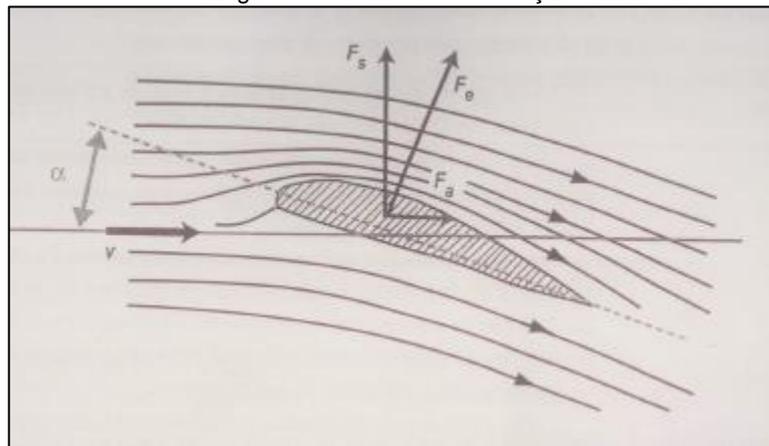
Com relação ao fator de propulsão da turbina, elas podem ser de arrasto ou de sustentação (MELO, 2009). As turbinas de sustentação usam aerofólios como pás, similares às asas de aviões. Nessas turbinas, o fluxo de vento " v " incide sobre as pás com um ângulo " α " em relação ao eixo da pá. O ar é forçado a deslocar a pá em torno do seu eixo, variando sua velocidade, conforme ilustrado na figura 8. Segundo a Lei de Newton, essa variação implica no surgimento de uma força de empuxo " F_e ". A força de empuxo pode ser decomposta em duas componentes: força de sustentação " F_s " e força de arraste " F_a ", provocada pela pressão do vento sobre a superfície da pá (CUSTÓDIO, 2013). As componentes da força que incide na pá estão ilustradas na Figura 8 e 9.

Figura 8 - Detalhes na rotação da pá de uma turbina de eixo horizontal.



Fonte: Portal Energia, 2016.

Figura 9 -Turbina de sustentação



Fonte: Custódio, 2013.

De acordo com Custódio (2013), a força de sustentação “ F_s ” sobre a seção da pá do roto, dada pela Equação 8:

$$F_s = \frac{1}{2} \rho v^2 C_s A \quad \text{Equação 8}$$

Em que:

F_s : força de sustentação (N);

ρ : massa específica do ar (kg/m^3);

v : velocidade de vento (m/s);

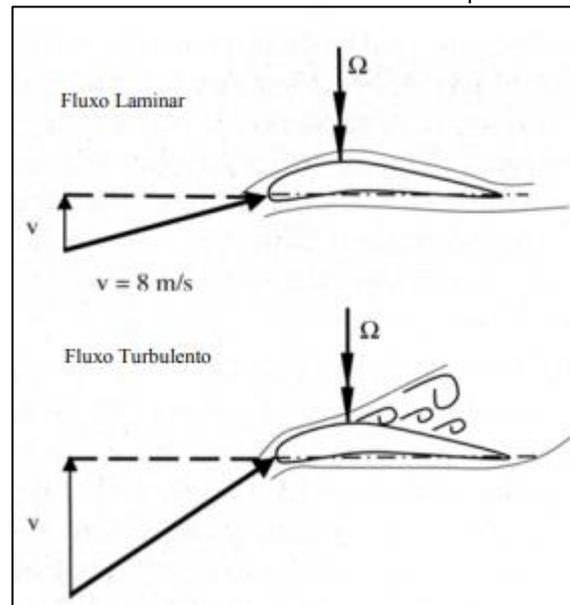
C_s : coeficiente de sustentação (adimensional);

A : área da superfície superior da pá (m^2);

O coeficiente de sustentação é uma variável dependente da dimensão das pás e das suas características aerodinâmicas, além de variar longitudinalmente ao longo do comprimento das mesmas. O desenho e a inclinação da pá com relação à direção do vento incidente devem ser feitos de forma a direcionar a força de empuxo resultante sobre a pá de forma conveniente no sentido da rotação do rotor da turbina, fazendo com que essa realize um trabalho ou torque (MARQUES, 2013).

O fluxo de ar incidente na pá de uma turbina pode ser laminar e/ou turbulento. A Figura 10 exemplifica as duas situações.

Figura 10 - Fluxos de ar laminar e turbulento no perfil de uma pá.



Fonte: Marques, 2013.

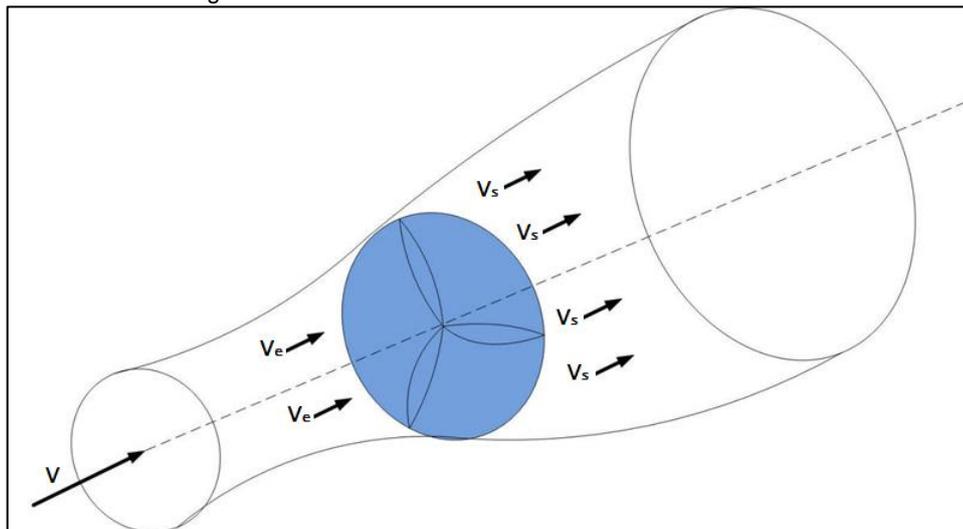
Na primeira região de fluxo de ar laminar e aderente à superfície da pá, a força de sustentação é maior, resultando em maior sustentação aerodinâmica da pá e, conseqüentemente, maior transferência da potência do vento. Já na segunda região, o fluxo de ar junto à pá é turbulento, resultando num deslocamento entre o fluxo do ar e a superfície da pá. Nessa região, não haverá sustentação aerodinâmica ($F_s = 0$) e, portanto, não haverá transferência de potência. Quanto mais for essa “região de perda”, menor será a eficiência da turbina (CUSTÓDIO, 2013).

Quanto ao número de pás, os rotores de três pás são os que apresentam movimentos mais suaves e estáveis e, portanto, resultam em impacto visual e ruídos menores. Turbinas eólicas modernas utilizam essa configuração (CUSTÓDIO, 2013).

2.4.1. Extração da potência do vento

A Figura 11 apresenta o fluxo de ar através de uma turbina eólica de eixo horizontal, ilustrando a vazão de ar pelo tubo.

Figura 11 - Fluxo de vento através de uma turbina eólica



Fonte: Lima, 2010.

A equação da continuidade de Bernoulli define que a vazão de fluido é constante ao longo de um tubo, contanto que não haja fluxo de massa através dos limites do tubo de vazões e assumindo que a massa específica do ar é constante, condição válida para ventos menores que 100m/s, característico de fluidos incompressíveis (White, 2018).

Dessa forma, tem-se a Equação 9:

$$Q = Av = A_e v_e = A_s v_s \quad \text{Equação 9}$$

Em que:

Q: vazão de ar que atravessa o tubo de vazões (m^3/s);

A: área da seção transversal do tubo de vazões antes da turbina (m^2);

v: velocidade do vento livre (m/s);

A_e : área da seção transversal do tubo de vazões na entrada do rotor da turbina (m^2);

v_e : velocidade do vento na entrada da turbina (m/s);

A_s : área da seção transversal do tubo de vazões na saída do rotor da turbina (m^2);

v_s : velocidade do vento na saída da turbina (m/s);

Ao converter a energia cinética do vento em potencial, a turbina eólica provoca uma redução na velocidade do vento na saída do rotor, o que, segundo a equação da continuidade, resulta no aumento do diâmetro do tubo de vazões, como ilustrou a

Figura 11. A potência do vento extraída pela turbina é definida pela diferença de potência entre o fluxo de ar de entrada e de saída do rotor eólico (CUSTÓDIO, 2013), ou seja:

$$P_t = P_e - P_s \quad \text{Equação 10}$$

Para evitar que o ar flua em torno da área do rotor, ao invés de atravessá-lo, a velocidade de vento mínima de saída do rotor é limitada a 1/3 da velocidade de vento livre incidente. Portanto, o rotor absorve, no máximo, a energia equivalente a 2/3 da energia disponível no vento livre antes da turbina (CUSTÓDIO, 2013).

$$v_e = \frac{2}{3}v \quad \text{Equação 11}$$

$$v_s = \frac{1}{3}v \quad \text{Equação 12}$$

Em que:

v : velocidade do vento livre (m/s);

v_e : velocidade do vento na entrada da turbina (m/s);

v_s : velocidade do vento na saída da turbina (m/s);

A potência do vento na entrada da turbina é dada por (CARVALHO, 2003):

$$P_e = \frac{1}{2} \dot{m} v^2 \quad \text{Equação 13}$$

Em que

P_e : potência disponível no vento na entrada do rotor eólico (W);

\dot{m} : fluxo de massa de ar (kg/s);

v : velocidade do vento livre (m/s);

Sendo:

$$\dot{m} = \rho A v_e \quad \text{Equação 14}$$

Em que:

\dot{m} : fluxo de massa de ar (kg/s);

ρ : massa específica do ar (kg/m³);

A: área da seção transversal (m²);

v_e : velocidade do vento na entrada da turbina (m/s);

Então, pelas Equações 15 e 16, a potência do vento na entrada e na saída da turbina serão, respectivamente:

$$P_e = \frac{1}{2} \left(\rho A \frac{2}{3} v \right) v^2 \quad \text{Equação 15}$$

$$P_s = \frac{1}{2} \left(\rho A \frac{2}{3} v \right) \left(\frac{1}{3} v \right)^2 \quad \text{Equação 16}$$

Substituindo as expressões acima na Equação 16, tem-se a potência máxima do vento que pode ser extraída por uma turbina eólica:

$$P_{t_{m\acute{a}x}} = \frac{1}{2} \left(\rho A \frac{2}{3} v \right) v^2 - \frac{1}{2} \left(\rho A \frac{2}{3} v \right) \left(\frac{1}{3} v \right)^2 = \frac{16}{27} \left(\frac{1}{3} \rho A v^3 \right) = \frac{16}{27} \quad \text{Equação 17}$$

Em que:

$P_{t_{m\acute{a}x}}$: máxima potência extraída por uma turbina ideal (W);

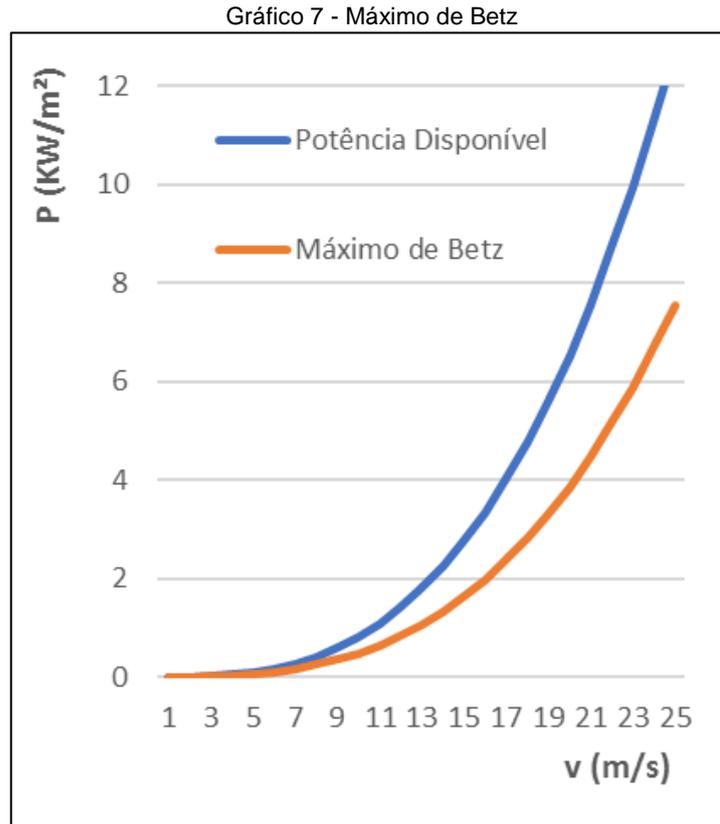
ρ : massa específica do ar (kg/m³);

A: área da seção transversal (m²);

v: velocidade do vento livre (m/s);

P: potência disponível no vento (W);

Conforme as equações de potência descritas, uma turbina eólica pode extrair, no máximo, 16/27 da potência disponível no vento, ou seja, 59,3% do total disponível (CUSTÓDIO, 2013). O valor máximo teórico da potência que pode ser extraída do vento foi determinado pelo alemão Albert Betz (CARVALHO, 2003), por esse motivo o valor é chamado de “Máximo de Betz”, ou coeficiente de Betz. O Gráfico 7 relaciona a potência disponível no vento com a velocidade, bem como a equivalente curva do “Máximo de Betz”, indicando a máxima potência possível de ser extraída por uma turbina eólica ideal.



Fonte: Elaborado pela autora.

2.4.2. Coeficiente de potência de uma turbina eólica

Uma turbina eólica ideal pode extrair, no máximo, 59,3% da potência disponível no vento. Uma turbina real irá extrair somente uma parte desse máximo, haja vista as perdas aerodinâmicas na conversão da energia. Para tanto, o coeficiente de potência C_p indica a relação entre a potência extraída pelo vento pela turbina eólica e a potência disponível no vento conforme Equação 18, ou seja:

$$C_p = \frac{P_t}{\frac{1}{2} \rho A v^3}$$

Equação 18

Em que:

C_p : coeficiente da potência de uma turbina eólica (adimensional);

P_t : potência produzida pela turbina eólica (W);

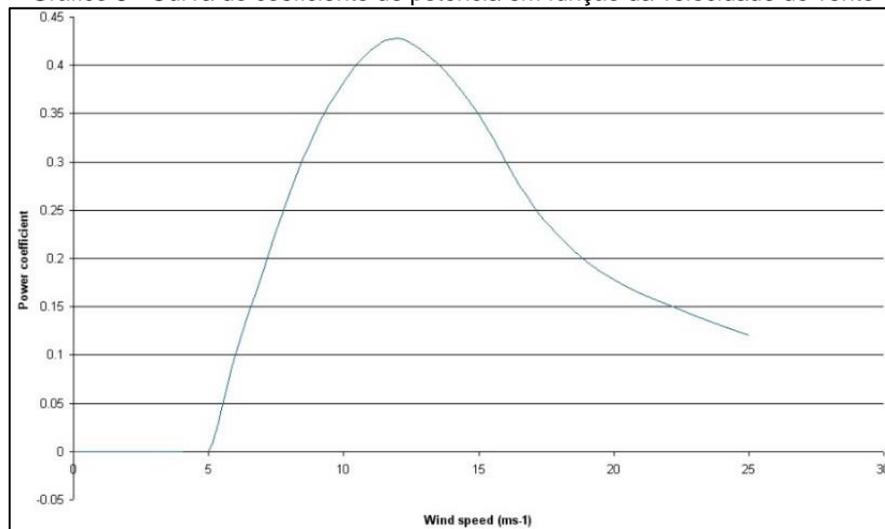
ρ : massa específica do ar (kg/m^3);

A: área da seção transversal (m^2);

v : velocidade do vento livre (m/s);

O coeficiente de potência varia de acordo com a velocidade do vento, como mostra o Gráfico 8. Essa variação deve-se ao fato das pás do rotor alterarem suas eficiências aerodinâmicas em função da velocidade do vento. A relação entre o coeficiente de potência e velocidade do vento apresenta um ponto máximo, onde é obtida a máxima eficiência da turbina (CUSTÓDIO, 2013).

Gráfico 8 - Curva do coeficiente de potência em função da velocidade do vento



Fonte: Mok, 2007.

2.4.3. Potência de uma turbina eólica

Conforme as deduções dos itens anteriores, a potência de uma turbina eólica é dada pela Equação 19:

$$P_t = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 \quad \text{Equação 19}$$

Em que:

P_t : potência da turbina eólica (W);

C_p : coeficiente de potência (adimensional);

ρ : massa específica do ar (kg/m^3);

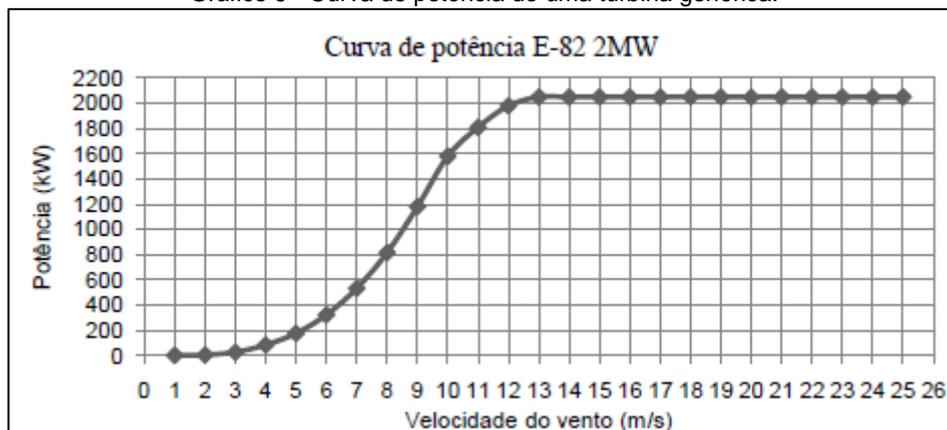
A : área varrida pelo rotor da turbina (m^2);

v : velocidade do vento incidente na turbina (m/s);

A potência da turbina varia, portanto, com o cubo da velocidade do vento e com o diâmetro do seu rotor, visto que, para condições meteorológicas padrões, a massa específica do ar é constante ($1,225 \text{ kg/m}^3$ a 15°C e a 1.013 hPa).

O Gráfico 9 apresenta um exemplo de curva de potência da turbina Enercon E82 2 MW. O gráfico da curva de potência de uma turbina é comumente utilizado na avaliação da eficiência de aerogeradores, visto que demonstra a relação entre a velocidade de vento e a potência de saída da máquina correspondente.

Gráfico 9 - Curva de potência de uma turbina genérica.



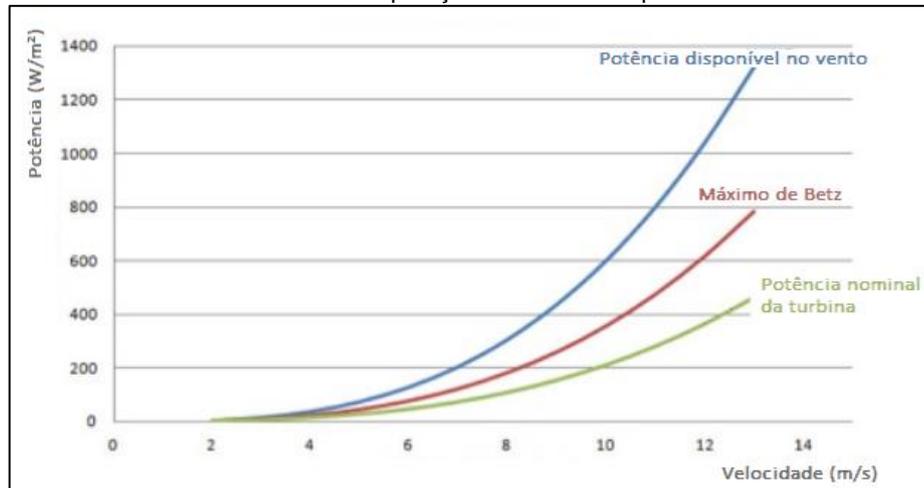
Fonte: Silveira, 2011.

É importante observar que a conversão de energia se dá a partir de um valor mínimo de velocidade, a velocidade de partida (V_p ou *cut-in speed*). A potência da turbina é limitada pelo valor nominal (P_n) à velocidade nominal (V_n), o que determina a capacidade de aerogerador eólico. A partir desse valor, dispositivos de controle do aerogeradores procuram manter a potência o mais constante possível até atingir a velocidade de corte (V_n ou *cut-out speed*), quando a turbina é retirada de operação para fins de preservação de esforços mecânicos nocivos ao funcionamento da máquina (CUSTÓDIO, 2013).

Por meio de seus sistemas de controle, a turbina é programada para iniciar sua operação apenas acima de uma velocidade mínima específica, denominada *cut-in speed* e a interromper o funcionamento quando a velocidade do vento excede outra velocidade de vento específica, denominada *cut-out speed*. A quantidade de energia disponível abaixo da velocidade de *cut-in* é muito baixa, fazendo com que a operação da turbina seja ineficiente ou até impossível. Em contrapartida, velocidades acima da velocidade de *cut-out* podem oferecer riscos e danos à máquina se ela não for interrompida (HASSAN, 2010).

O Gráfico 10 compara a curva de potência disponível no vento com a máxima potência teórica extraível do vento (máximo de Betz) e a curva de potência de uma turbina eólica comercial.

Gráfico 10 - Comparação das curvas de potência.



Fonte: Windy Nation, 2010.

Pelo gráfico, verifica-se que a eficiência na extração da energia do vento limita-se pela potência nominal da turbina, justamente devido aos dispositivos de controle que tem como objetivo manter a potência extraída constante para evitar esforços de sobrecargas no gerador elétrico. Cotidianamente, as velocidades de vento frequentes não ultrapassam a velocidade nominal das turbinas, portanto, não se justifica, na prática, a implementação de geradores elétricos de maior capacidade nos sistemas eólicos.

2.5. Fatores que Influenciam o Regime dos Ventos: Relevo e Rugosidade

A rugosidade de um terreno é o conjunto de elementos sobre a superfície do solo que agem como obstáculos à passagem do escoamento do ar e podem originar mudanças de direção ou turbulências na superfície (JERVELL, 2018). Para a produção de energia eólica, a rugosidade é um fator de influência determinante pelo fato de atuar diretamente na velocidade do vento próximo ao solo. Essa influência é caracterizada por um decréscimo da velocidade do vento ocasionado pelas características da superfície e dos obstáculos locais (CUSTÓDIO, 2013).

A rugosidade de uma determinada superfície é determinada pelo tamanho e distribuição dos elementos de rugosidade que a compõe e é parametrizada em uma

escala de comprimento, chamada de comprimento de rugosidade z_0 . A rugosidade z_0 , por definição, é a altura na qual a velocidade do vento é zero, caso o vento tenha um comportamento logarítmico em função da altura (CUSTÓDIO, 2007).

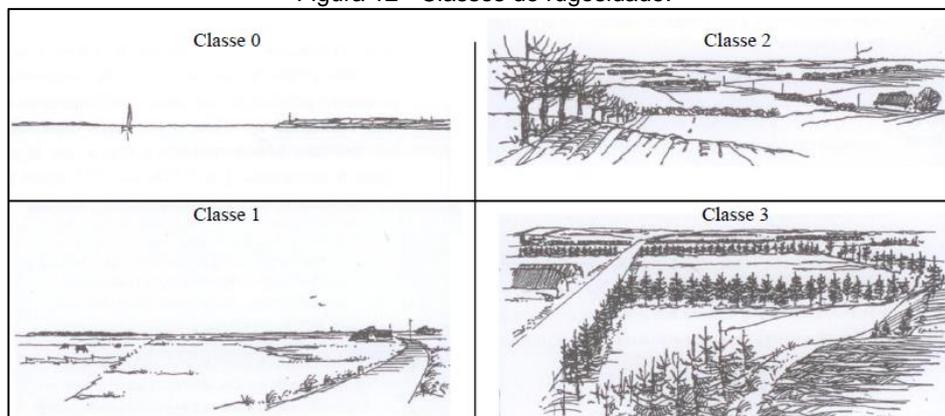
Troen e Pettensen (1989) fizeram uma classificação das superfícies quanto à rugosidade, propondo quatro classes. O Quadro 2 e a Figura 12 apresentam as classes de rugosidade de acordo com essa classificação.

Quadro 2 - Classificação da superfície quanto à rugosidade

Classe	z_0 (m)	Tipo de Área
0	0,0002	Com água, tais como mares e lagos
1	0,0300	Aberta com poucos quebra-ventos, plana ou levemente ondulada, podendo apresentar simples fazendas e árvores ou arbustos
2	0,1000	Terrenos de fazendas com quebra-ventos afastados a mais de 1.000 m entre si e algumas construções espalhadas; caracterizados por grandes áreas abertas entre alguns quebra-ventos, o terreno pode ser plano ou ondulado
3	0,4000	Áreas urbanas, florestas e terras de fazenda com muitos quebra-ventos, a área da fazenda é caracterizada por muitos quebra-ventos aglomerados, com separação média de poucas centenas de metros

Fonte: Troen e Pettensen, 1989.

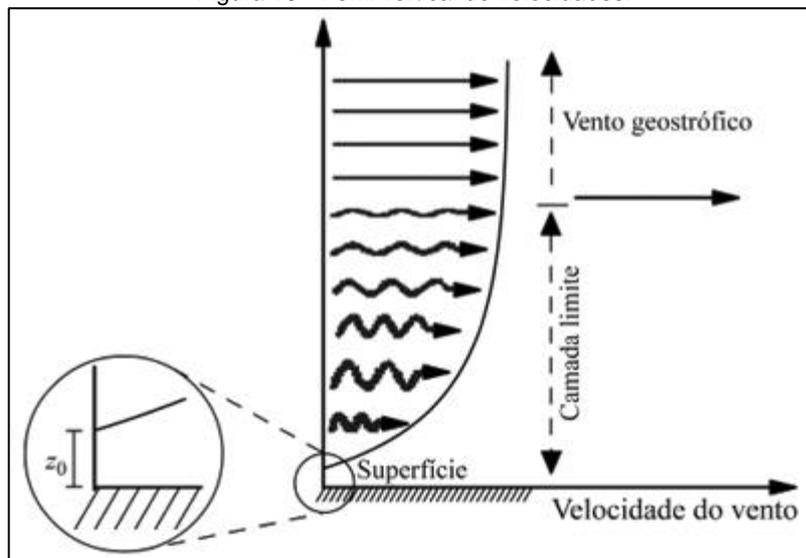
Figura 12 - Classes de rugosidade.



Fonte: Mortensen et al, 1993.

Bem como a rugosidade, o terreno também afeta diretamente o comportamento local do vento, por isso, é essencial o levantamento detalhado das características de relevo de uma determinada região. O atrito do ar com a superfície da terra resulta numa força horizontal sobre o movimento do ar que produz um retardo do fluxo nas proximidades do solo. Essa força decresce com o aumento da altura, tornando-se desprezível acima de uma determinada altura, chamada camada limite (CUSTÓDIO, 2007). A Figura 13 ilustra esse comportamento do vento, mostrando a camada limite atmosférica desde a superfície até a camada limite.

Figura 13 - Perfil vertical de velocidades.



Fonte: Martins, Guamieri e Pereira, 2008.

Analisando as características da camada limite na zona de interesse para produção de energia eólica, observa-se que esse comportamento pode ser representado por uma função logarítmica ou exponencial. A camada limite da superfície chega a alturas entre 50 e 150 m (CUSTÓDIO, 2007).

O comportamento logarítmico da velocidade do vento pode ser usado para determinar a velocidade do vento em uma determinada altura sabendo-se a sua velocidade em uma primeira altura através Equação 20 (CUSTÓDIO, 2007):

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)} \quad \text{Equação 20}$$

Em que:

v_1 : velocidade do vento no ponto 1 (m/s);

v_2 : velocidade do vento no ponto 2 (m/s);

h_1 : altura no ponto 1 (m);

h_2 : altura no ponto 2 (m);

z_o : comprimento de rugosidade local (m);

O comprimento de rugosidade z_o é a altura média dos obstáculos do solo responsáveis pelo surgimento de uma força de atrito contrária ao fluxo do ar. É uma característica do terreno e pode ser determinada pela análise da superfície do solo.

Outra forma de determinação da velocidade do vento em alturas distintas é por meio o perfil exponencial conhecido por lei da potência ou Lei de Hellman, evidenciada na Equação 21 (CUSTÓDIO, 2007):

$$v_2 = v_1 \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha \quad \text{Equação 21}$$

Em que:

v_1 : velocidade do vento no ponto 1 (m/s);

v_2 : velocidade do vento no ponto 2 (m/s);

h_1 : altura no ponto 1 (m);

h_2 : altura no ponto 2 (m);

α : expoente de potência no local (adimensional);

O expoente de potência α representa características intrínsecas do solo. Esse método foi desenvolvido por Hellman (1915) e é amplamente utilizado para modelos simplificados, que não necessitam grande precisão (CUSTÓDIO, 2007). A Tabela 2 apresenta exemplos de terrenos com seus respectivos comprimentos de rugosidade z_o e o expoente de potência α .

Tabela 2 - Comprimento de rugosidade e expoente de potência

Terreno	z_o (m)	α
Subúrbio	1,5	0,32
Plantações	0,05	0,19
Campos	0,03	0,13
Áreas com neve	0,003	0,1

Fonte: Rohatgi e Nelson, 2013.

A caracterização e análise do perfil de velocidades de um determinado local é essencial para projetos de turbina eólica pois, na prática, é inviável a medição da velocidade do vento em todas as alturas importantes para dimensionamento da produção eólica, como, por exemplo, a altura da nacela e altura varrida pelo diâmetro das pás. Desde que conhecido o perfil de velocidade vertical do local, é possível extrapolar a velocidade de vento medida para outras alturas relevantes para projeto.

Cotidianamente, nos projetos de turbinas eólicas, faz-se a caracterização do perfil de velocidades local através da medição do vento com torres anemométricas estrategicamente posicionadas e em duas ou três alturas distintas. Através os dados medidos em campo, é feito o ajuste da curva ao modelo exponencial ou logarítmico e obtêm-se os parâmetros relativos ao terreno. Uma vez conhecidas as variáveis do terreno e o perfil de velocidades nas alturas específicas, é possível determinar a velocidade em qualquer outra altura.

2.5.1. Variação dos parâmetros de *Weibull* com a altura

A mudança do comportamento do vento com a altura resulta na alteração dos fatores de forma e de escala da função de *Weibull*. Esses parâmetros são determinados pelas Equações 22, 23 e 24:

$$c_2 = c_1 \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^n \quad \text{Equação 22}$$

Sendo que:

$$n = \frac{0,37 - 0,088 \ln c_1}{1 - 0,088 \ln \left(\frac{h_1}{10} \right)} \quad \text{Equação 23}$$

e,

$$k_2 = k_1 \left(\frac{1 - 0,088 \ln \frac{h_1}{10}}{1 - 0,088 \ln \frac{h_2}{10}} \right) \quad \text{Equação 24}$$

Em que:

h_1 : altura de referência (m);

h_2 : altura em que se deseja determinar os parâmetros (m);

c_1 : fator de escala na altura h_1 (m/s);

c_2 : fator de escala na altura h_2 (m/s);

k_1 : fator de forma na altura h_1 (adimensional);

k_2 : fator de forma na altura h_2 (adimensional);

As Equações 23 e 24 não consideram a influência da rugosidade do solo. Essa premissa apresenta bons resultados nos locais sem grandes saliências na superfície.

2.6. Estimativa da Produção Energética

Uma vez conhecida a curva de potência de uma turbina eólica e a distribuição probabilística no local de estudo, a produção de energia para um determinado período pode ser estimada através Equação 25 [IEC 61400-12-1, 2005]:

$$E = T \sum_{i=1}^n \left\{ [F(v_i) - F(v_{i-1})] \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \right\} \quad \text{Equação 25}$$

Em que:

E: produção anual de energia elétrica (Wh);

T: número de horas do período, para estimativa anual $T = 8760$ (horas);

$F(v_i)$: função densidade de probabilidade cumulativa de *Weibull* para a classe de velocidade de vento v_i ;

P_i : potência fornecida pela curva de potência para a velocidade de vento v_i (W);

Destaca-se aqui a importância de fazer a inserção de todas as incertezas e das perdas associados ao sistema de geração eólica numa análise estatística, a fim de fazer estimativas certificadas da produção energética anual.

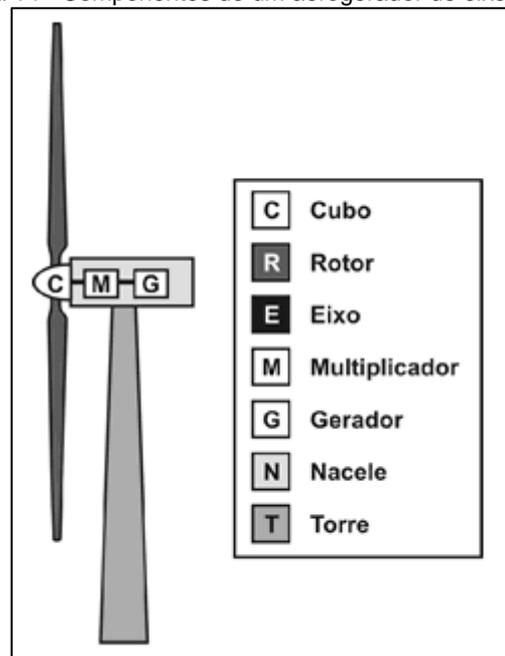
2.7. Aerogeradores

Aerogeradores são equipamentos para produção de energia elétrica a partir da energia cinética do vento. Seus principais componentes são a turbina eólica e o

gerador, mas também incluem outros equipamentos, dispositivos e sistemas (CUSTÓDIO, 2007).

A Figura 14 apresenta uma das principais configurações de um aerogerador de eixo horizontal, que se diferenciam, basicamente, pelo tamanho e formato da nacele, presença ou não de caixa multiplicadora e pelo tipo de gerador utilizado (CRESEB, 2009). De forma geral, os principais componentes são: a torre, a nacele e o rotor.

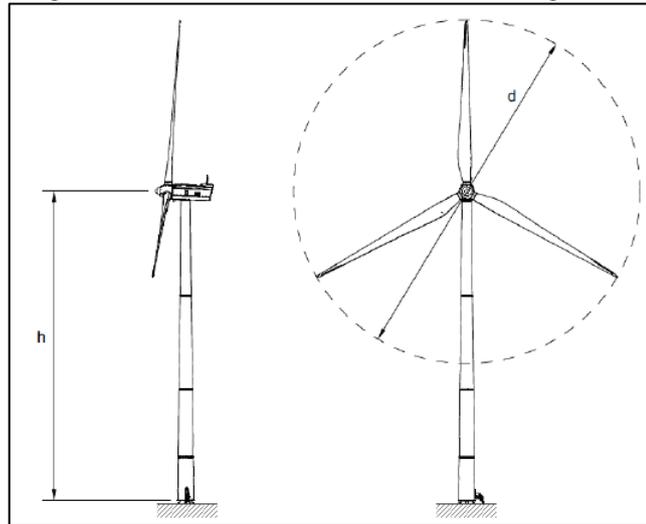
Figura 14 - Componentes de um aerogerador de eixo vertical



Fonte: CRESEB, 2008.

Na Figura 15, o “h” corresponde à altura da torre e o “d” ao diâmetro do rotor. Várias são as configurações possíveis de altura de torre e diâmetro do rotor para uma máquina de mesma potência nominal. A alteração desses parâmetros modifica a eficiência e o desempenho da produção e quanto maior for a altura de torre e/ou o diâmetro do rotor, maior será o investimento para a instalação da máquina. Dessa maneira, a melhor configuração deve ser selecionada conforme a necessidade de produção e com vista à otimização de custos.

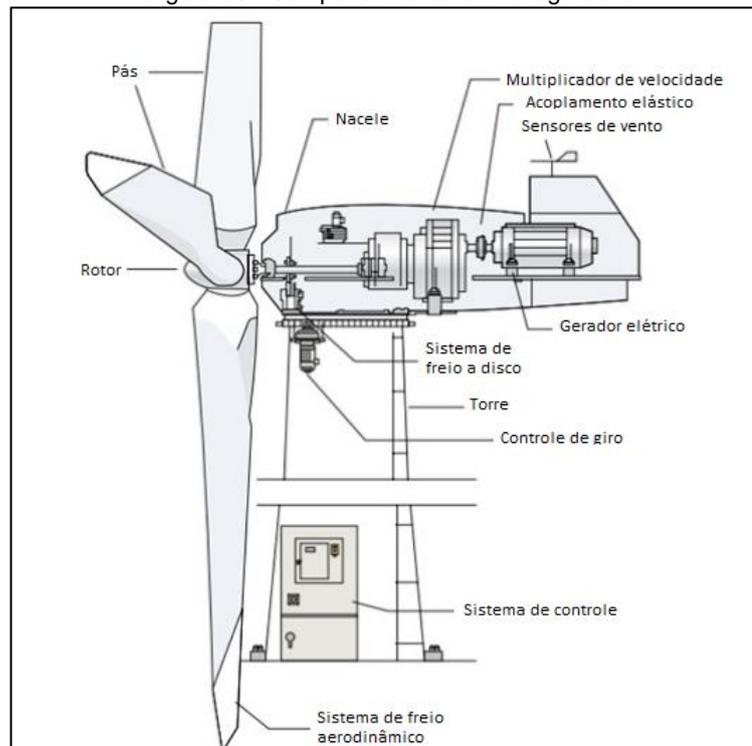
Figura 15 - Altura e diâmetro de rotor de um aerogerador.



Fonte: GAMESA, 2014.

Outros elementos importantes na composição do aerogerador estão representados na Figura 16.

Figura 16 - Componentes de um aerogerador



Fonte: CBEE/UFPE, 2000 apud ANEEL, 2008.

Cabe salientar que a nacelle é uma das principais estruturas montada sobre a torre, onde se situam o gerador, a caixa de engrenagens, todo o sistema de controle, medição do vento e motores para rotação do sistema para o melhor posicionamento em relação ao vento. Contudo, segundo Melo (2009), o principal elemento da turbina

eólica é o rotor, pois é ele que propulsiona a conversão em energia mecânica rotativa a energia mecânica dos ventos.

A máquina selecionada para modelagem de geração eólica no presente estudo é do fabricante WEG, de Jaguará do Sul, Santa Catarina. Comercialmente, o modelo denomina-se por AGW110 2,2 MW – turbina de 110m de diâmetro de rotor com potência nominal de 2,2 MW. No Quadro 3 constam as especificações da turbina WEG AGW110 2,2 MW, com destaque para os parâmetros mais importantes na modelagem da produção de energia eólica.

Quadro 3 - Especificações do aerogerador WEG AGW110/2.2MW

(continua)

Modelo AGW110/2.2	
Classe de vento	S
Classe de turbulência	B
Velocidade média anual na altura do cubo (Vave)	9,0 m/s
Velocidade do vento de referência na altura do cubo, média de 10 min com recorrência de 50 anos (Vref)	37,5 m/s
Velocidade do vento extrema na altura do cubo, rajada de 3s com recorrência em 50 anos (Ve50)	52,5 m/s
Fator de forma (C)	3
Intensidade de turbulência de referência, velocidade do vento de 15 m/s (Iref)	0,14
Componente de cisalhamento vertical (wind shear) médio	0,2
Densidade/massa específica do ar de projeto	1,225 kg/m ³
Diâmetro do rotor	110 m
Potência nominal	2.200 Kw
Altura do centro do cubo	80 m, 95 m ou 120 m
Velocidade de vento de início, cut-in (média de 10 min)	3,0 m/s
Velocidade de vento nominal (média de 10 min)	12,0 m/s
Velocidade de vento de corte, cut-out (média de 10 min)	20,0 m/s
Velocidade de vento de corte instantânea, instant cut-out	36,0 m/s
Velocidade de vento de reinício, recut-in (média de 10 min)	16,0 m/s
Velocidade nominal do rotor	14 rpm
Faixa de velocidade do rotor	6,5 a 14 rpm
Controle de potência	Velocidade variável, com controle ativo de ângulo de passo das pás (pitch)
Sistema de transmissão	Acionamento direto (sem caixa de engrenagens)
Gerador	Síncrono de ímãs permanentes
Conversor	Conversor de potência plena

Fonte: WEG, 2017.

Quadro 4 - Especificações do aerogerador WEG AGW110/2.2MW

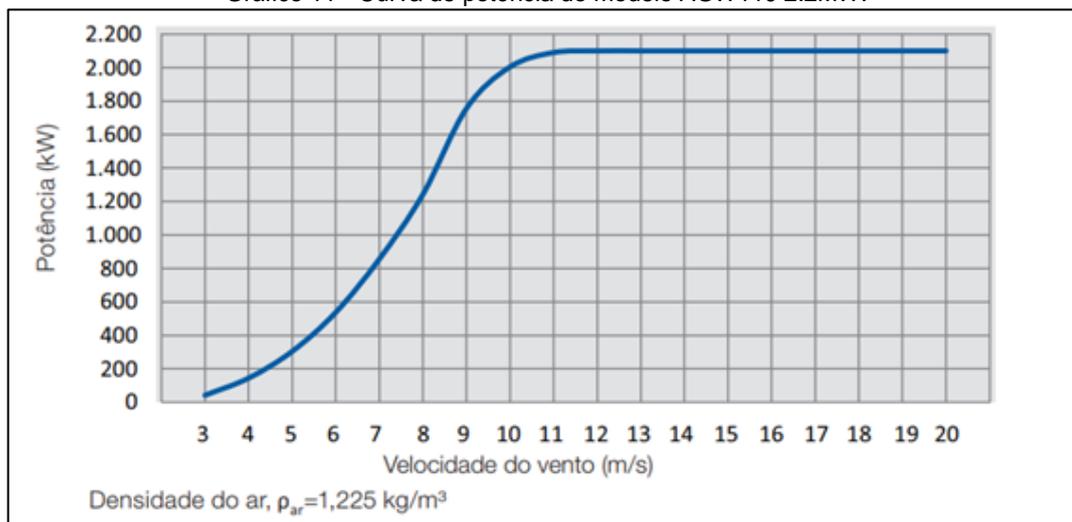
(continuação)

Sistema de orientação (yaw)	Acionamento com motoredutores e freios hidráulicos
Sistema de controle do ângulo de passo das pás (pitch)	Com acionamento elétrico
Tipo de sistema de controle	Com controlador lógico programável + MPU no conversor
Temperatura de Operação	-10°C a 40°C
Faixa de temperatura de sobrevivência	-20°C a 55°C
Altitude	até 1.000 m acima do nível do mar
Ruído	104,0 dB(A) a 8 m/s
Vida útil de projeto	20 anos

O modelo AGW110 2,2 MW entra em operação com um vento de 3m/s e aciona dispositivos de controle e segurança, freando os motores, em 20m/s. A justificativa técnica pela escolha do aerogerador deve-se à adequação do mesmo à classe de vento medida e certificada no local do empreendimento, que, neste caso, situa-se entre 7,5 e 8,5 m/s.

A curva de potência é mais uma característica intrínseca do aerogerador e essencial para a modelagem da produção de energia eólica, visto que representa a resposta de produção de energia da turbina ao vento em que está submetida. O Gráfico 11 apresenta a curva certificada de potência *versus* velocidade do vento desse equipamento: no guia de especificações técnicas do aerogerador, é possível visualizar essas informações do equipamento de maneira mais detalhada a partir da ficha técnica fornecida pela fabricante.

Gráfico 11 - Curva de potência do modelo AGW110 2.2MW.



Fonte: WEG, 2017

2.8. Geração Distribuída no Brasil

A geração distribuída (GD) é um dos temas mais discutidos no âmbito do planejamento energético no mundo e é apontada como o futuro da produção de energia elétrica. Em países de mercados mais maduros, a geração distribuída é tida como alternativa à expansão de parques centralizados e de grande porte, os quais apresentam grandes impactos socioambientais (FGV Energia, 2016).

De acordo com Severino (2008), a definição conceitual de Geração Distribuída não é única, adotando uma diversidade de formatos em diferentes países. No Brasil, a definição de GD deu-se em primeiro momento a partir do Artigo 14º do Decreto Lei nº 5.163 da maneira seguinte: “Considera-se geração distribuída toda produção de energia elétrica proveniente de agentes concessionários, permissionários ou autorizados conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de: hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75%.”

O arcabouço regulatório brasileiro associado à geração distribuída está representado através de quatro Resoluções Normativas da ANEEL, são elas: a REN nº 167/2005, que estabelece as condições para a comercialização da energia proveniente da geração distribuída a, REN nº 482/2012, responsável por instituir as condições gerais para o acesso da microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e versões recentes de revisão, a REN nº 687/2015, a qual aprimora a Resolução 482 com vistas à redução de barreiras para o desenvolvimento da geração distribuída no Brasil e a Resolução Normativa nº 786/2017, que basicamente amplia o conceito de minigeração de fonte hídrica e condiciona seu enquadramento.

Pode-se dizer que a geração distribuída se apresenta como uma possível, e bem próxima, alternativa ao atual modelo de planejamento da expansão do sistema energético brasileiro, podendo ser uma alternativa de uso mais eficiente de recursos energéticos, econômico-financeiros e ambientais. Na última década, inovações tecnológicas, mudanças econômicas e também uma regulação ambiental mais restritiva resultaram em uma renovação do interesse pela geração distribuída (FGV ENERGIA, 2016). Segundo Pepermans et al. (2005), foram cinco os principais fatores que contribuíram para essa evolução: o desenvolvimento de tecnologias de geração elétrica em escala reduzida, restrições na construção de novas linhas de transmissão,

aumento na demanda por uma eletricidade mais confiável, liberalização do mercado de energia e preocupações com as mudanças climáticas.

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica estabelecido pela REN 482/12 para sistemas de micro e minigeração é denominado *Net Energy Metering*² (MET). O MET viabiliza a compensação da energia elétrica com base no montante de produção de energia que é injetada diretamente no grid³ pelo gerador distribuído. Nesse sistema, o consumo referente à energia ativa é faturado pela diferença entre a energia consumida e a energia injetada durante um ciclo de cobrança. Se houver créditos referentes à produção excedente ao final de um ciclo, o proprietário terá 60 meses para utiliza-lo. Caso esse saldo não seja utilizado nesse prazo, ele será reduzido a zero (FVG Energia, 2016). Por essa razão, sistemas de geração distribuída devem ser dimensionados e limitados de acordo com o consumo da(s) unidade(s), para que não haja superprodução de energia – o que significaria um investimento sem o devido retorno.

Ademais, a REN 482 e a REN 678 estabelecem as condições gerais para o acesso de micro geração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como orienta e estabelece procedimentos quanto à conexão no grid e compensação de energia. Como definição, a microgeração distribuída ocorre a partir de uma central geradora de energia elétrica com potência instalada igual ou menor do que 75 kW. Já a minigeração distribuída ocorre a partir de centrais geradoras com potência instalada maior do que 75 kW e menor do que 5 MW para as fontes renováveis (ANEEL, 2015).

A instalação de unidades de geração distribuída pode se dar no próprio local de consumo de energia elétrica, ou também em localidade remota, desde que localizadas dentro da área de concessão da distribuidora onde a energia deverá compensada. Dentre as modalidades permitidas existentes, existem três possibilidades de cadastramento:

² Net Metering é a abordagem na qual medidores bidirecionais medem o fluxo de energia em uma unidade consumidora dotada de pequena geração. Assim, se em um período de faturamento a geração de energia da unidade consumidora for superior à consumida, o consumidor tem direito a crédito em energia na fatura do período subsequente. Caso contrário, o consumidor deve pagar somente a diferença entre a energia consumida e a gerada (ANEEL, 2016).

³ Grid: Rede de distribuição de energia elétrica da concessionária de energia (EPE, 2006).

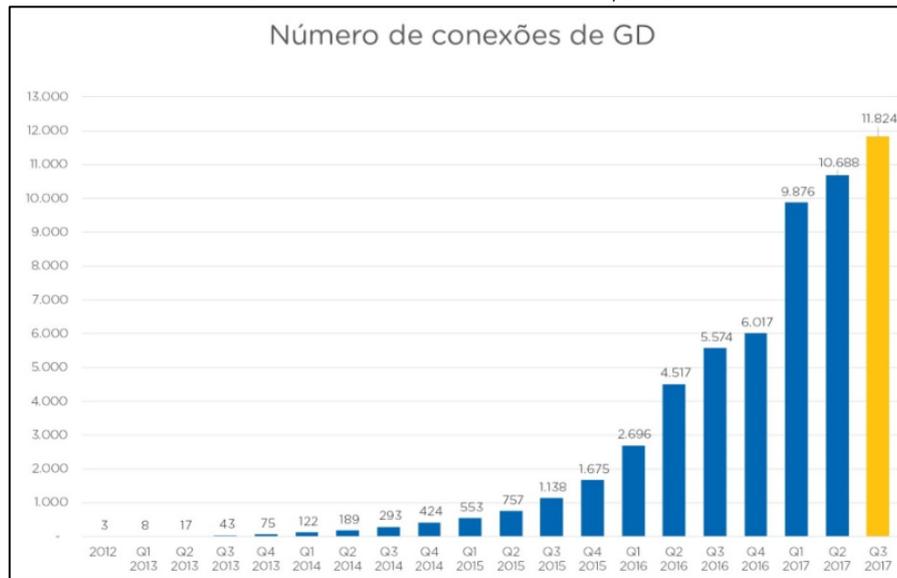
- Autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de um mesmo titular situadas em locais diferentes, porém dentro da mesma área de concessão ou permissão de uma mesma distribuidora.
- Geração compartilhada: caracterizada pela união de diversos interessados, dentro da mesma área de concessão, através de um consórcio ou uma cooperativa, que possuam uma unidade de micro ou minigeração distribuída e que utilizam a energia gerada para reduzir a fatura dos integrantes desse grupo.
- Empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras ou condomínios: caracterizados pela utilização da energia elétrica de forma independente, onde a energia gerada pode ser repartida entre os usuários (condôminos) em uma proporção definida pelos próprios consumidores.

A proximidade da geração e do ponto de consumo é considerada benéfica por ocasionar a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão, a redução nas perdas elétricas e o menor impacto ambiental, se comparada à geração centralizada. No entanto, o aumento dos pequenos geradores espalhados na rede causa um crescimento na complexidade de operação, dificuldades de cobrança pelo uso do sistema elétrico e a necessidade de modificações nos procedimentos das distribuidoras de energia elétrica para operar, controlar e proteger as redes (ANEEL, 2016).

A descentralização da matriz energética verificada no Brasil pode ser aferida com base na análise do crescimento de empreendimentos de geração distribuída nos últimos anos. O país atingiu 18.938 instalações de sistemas fotovoltaicos de micro e minigeração até dezembro de 2017. Esse valor representa um crescimento de 175% em comparação com o ano anterior. Além disso, a ANEEL estima um forte crescimento da geração distribuída em projeção para 2024: as quase 2.000 instalações atuais podem ultrapassar 1,2 milhão de consumidores, com uma capacidade instalada superior a 4.500 MW (ANEEL, 2016).

No Gráfico 12 é possível visualizar a evolução da geração distribuída no Brasil no período de 2012 a 2017. Já no Gráfico 13, nota-se a disparidades dos estados brasileiros quanto à adesão ao sistema.

Gráfico 12 - Conexões em GD acumuladas, 2012 a 2017.



Fonte: Astrasolar, 2017.

Gráfico 13 - Número de conexões em GD por estados.



Fonte: Astrasolar, 2017.

A adoção de sistemas de geração própria teve um início tímido, mas logo começou a se popularizar. Em 2016 houve um salto de mais de quatro vezes no número de instalações (EPE, 2016). O Quadro 4 mostra os resultados de capacidade instalada dos sistemas de GD por fonte.

Quadro 5 -Capacidade instalada dos sistemas de GD por fonte.

Fonte	2018
Hidráulica (MW)	43
Térmica (MW)	24,4
Eólica (MW)	10,3
Solar (MW)	219,3
Capacidade disponível (MW)	297,2

Fonte: ANEEL, 2018.

De acordo com a Quadro 4, em 2018 a ANEEL já registra 297 MW de capacidade instalada, distribuídos em 20 mil unidades de instalação. Contudo, apesar do crescimento recente, essa modalidade de geração ainda é insignificante no Brasil, havendo espaço para se desenvolver muito mais na próxima década.

2.9. Engenharia Econômica

Em qualquer situação de tomada de decisão relativa a uma alternativa de investimento, assume-se que há, no mínimo, uma outra opção contra a qual o investimento em questão será avaliado e comparado, seguindo um princípio fundamental de economia que afirma que as pessoas enfrentam *trade-offs* durante a tomada de decisões (MANKIW, 2014). Ao decidir por um investimento, automaticamente se abre mão de utilizar aqueles recursos em outra alternativa.

A viabilidade de execução de um projeto de engenharia ocorre após conveniente análise econômico-financeira do mesmo em determinado período de tempo. Após conhecidas as concepções técnicas que viabilizam determinado projeto de engenharia, é necessário organizar as informações financeiras e utilizar indicadores financeiros adequados que possibilitem uma tomada de decisão racional e que apontem as melhores alternativas econômicas.

Alguns critérios básicos em uma avaliação econômica e financeira são o risco que se corre ao investir e o retorno projetado para aquela aplicação, seja este mensurado em magnitude, taxa de rentabilidade ou tempo necessário até que o fluxo de caixa acumulado se torne positivo.

Ressalta-se que avaliação de viabilidade econômica do presente estudo de caso considerou que o investimento inicial para o empreendimento será composto 100% por capital própria.

2.9.1. Taxa de desconto e indicadores: VPL, TIR e PAYBACK

O Valor Presente Líquido, ou VPL, pode ser entendido como a diferença entre os benefícios gerados pelo investimento e os custos necessários, tudo isso avaliado em valor presente, aplicando-se uma determinada taxa de desconto nos fluxos de caixa de diferentes períodos (ASSAF NETO, 2012). O cálculo do VPL segue a Equação 26:

$$VPL = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{Fct}{(1+r)^t} \quad \text{Equação 26}$$

Sendo que:

I_o = investimento inicial

Fct = fluxo de caixa no período t

r = taxa de desconto (ou custo de capital)

t = período

n = número de períodos analisados

O critério de avaliação do VLP de uma determinada alternativa é que ele seja positivo, indicando, assim, benefícios maiores do que custos previstos à taxa de desconto “ r ”.

A utilização de uma taxa de desconto nos fluxos de caixa se deve ao fato da noção de valor do dinheiro não ser constante ao longo do tempo, sendo esse o objeto de estudo da matemática financeira (ASSAF NETO, 2012).

Outro método de avaliação de investimento é a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), que pode ser interpretada como o custo de oportunidade do capital investido, ou o rendimento médio esperado ao investir o capital em outra alternativa.

Apesar de o VPL apresentar princípios fundamentais para análise de investimentos, algumas desvantagens podem ser levantadas (LAPPONI, 2000):

- Necessidade de conhecer a taxa mínima requerida ou custo de capital;

- Fornecer como resultado da avaliação uma medida absoluta e não relativa (espera-se que investimentos maiores gerem retornos maiores em termos absolutos);
- Dificuldade de comparar dois projetos a partir do investimento realizado;
- Considera que os retornos líquidos serão reinvestidos na taxa mínima requerida, o que normalmente não acontece;

Visto que o VPL por si só pode dificilmente leva a uma tomada de decisão segura, outra figura de mérito avaliada é a *Taxa Interna de Retorno*, ou TIR. Esta é, matematicamente, a raiz da função VPL, ou seja, a taxa de desconto que zera o VPL, satisfazendo a Equação 27:

$$VLP = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{Fc_t}{(1+r)^t} \quad \text{Equação 27}$$

A regra decisória a ser seguida nesse método é que o investimento é vantajoso caso a TIR exceda o custo de oportunidade do capital (SAMANEZ, 2010).

Uma limitação do método da TIR é que ela assume que os fluxos de caixa serão reaplicados/descontados à própria TIR, o que normalmente não acontece. Portanto, para casos onde o reinvestimento ocorre a qualquer outra taxa de rentabilidade, a TIR não é equivalente ao rendimento efetivo do investimento (ASSAF NETO, 2012).

O terceiro método utilizada é o *payback*, em que se calcula quantos períodos decorrerão até que o valor do fluxo de caixa previsto se iguale ou exceda o investimento inicial I_o . O *payback* simples não deve ser considerado como um indicador adequado, pois não considera o princípio fundamental da Engenharia Econômica que é observar o valor do dinheiro ao longo do tempo (BRUNI e FAMÁ, 2007; FREZATTI, 2008; ASSAF NETO e LIMA, 2009). Contudo, nesse estudo de caso, considera-se tal parâmetro como um indicador aceitável, tendo em vista a premissa de que 100% do investimento será oriundo de capital próprio.

Uma maneira de conduzir a avaliação é estabelecer que o *payback* deve ser menor do que a vida útil do equipamento. Também, este método não considera despesas e receitas após o período de *payback*. Recomenda-se, portanto, a utilização desse indicador em conjunto com outro método, como o VPL, a TIR ou ambos.

2.10. Evolução da Tarifa de Energia e Inflação

Para uma estimativa de retorno financeiro após período determinado, é necessário projetar a evolução das receitas e das despesas nos fluxos de caixa. Para tanto, assume-se que os preços sofrerão reajustes de acordo com diferentes índices e premissas. Isso ocorre tanto pela noção de inflação, que é o aumento no suprimento de dinheiro, ocasionando aumento geral do nível de preços, quanto por variações nos níveis de oferta e demanda do mercado (MANKIWI, 2014).

O IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo é o índice oficial do Governo Federal brasileiro para medição de metas inflacionárias (IBGE, 2018). O Quadro 5 mostra uma evolução do IPCA de 2010 até o final de 2017 e apresenta uma média do IPCA de 1996 até 2017.

O Banco Central do Brasil estipula metas inflacionárias periodicamente, abrangendo uma certa faixa de valores. Para 2019 a meta foi estipulada em 4,25%, com intervalo de tolerância menor ou maior de 1,5%, correspondente a um valor de teto da meta equivalente 5,75%. Tal valor será utilizado posteriormente no modelo econômico utilizado no presente trabalho.

A variável que tem maior impacto nas receitas dos fluxos de caixa para o presente projeto é a tarifa de energia e sua evolução. Cabe destacar que as tarifas diferem de uma concessionária para outra, bem como entre as categorias residencial, comercial e industrial. Nakabayashi (2015) elaborou um estudo a partir de dados da ANEEL e do IBGE, onde avalia a evolução das tarifas mencionadas, bem como do IPCA, desde 1995 até 2014. Com isso, gerou uma relação de valores mostrados no Quadro 5.

Quadro 6 - Evolução do IPCA entre 2010 e 2017.

Mês	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Ano	Acumulado
JAN	4,59%	5,99%	6,22%	6,15%	5,59%	7,14%	10,71%	5,35%	2017	2,21%
FEV	4,83%	6,01%	5,85%	6,31%	5,68%	7,70%	10,36%	4,76%	2016	6,29%
MAR	5,17%	6,30%	5,24%	6,59%	6,15%	8,13%	9,39%	4,57%	2015	10,67%
ABR	5,26%	6,51%	5,10%	6,49%	6,28%	8,17%	9,28%	4,08%	2014	6,41%
MAI	5,22%	6,55%	4,99%	6,50%	6,38%	8,47%	9,32%	3,60%	2013	5,91%
JUN	4,84%	6,71%	4,92%	6,70%	6,52%	8,89%	8,84%	3,00%	2012	5,83%
JUL	4,60%	6,87%	5,20%	6,27%	6,50%	9,56%	8,74%	2,71%	2011	6,50%
AGO	4,49%	7,23%	5,24%	6,09%	6,51%	9,53%	8,97%	2,46%	2010	5,90%
SET	4,70%	7,31%	5,28%	5,86%	6,75%	9,49%	8,48%	2,54%	2009	4,31%
OUT	5,20%	6,97%	5,45%	5,84%	6,59%	9,93%	7,87%	2,70%	2008	5,90%
NOV	5,64%	6,64%	5,53%	5,77%	6,56%	10,48%	6,99%		2007	4,45%
DEZ	5,91%	6,50%	5,84%	5,91%	6,41%	10,67%	6,29%		2006	3,14%
									2005	5,69%
									2004	7,60%
									2003	9,30%
									2002	12,53%
									2001	7,67%
									2000	5,97%
									1999	8,94%
									1998	1,66%
									1997	5,22%
									1996	9,56%
									Média	6,44%

Fonte: IBGE, 2018.

Quadro 7 - Evolução de tarifas de energia elétrica e do IPCA

Período	1995 - 2004	2005-2012	2012-2013	2013-2014	1995-2014
Residencial	19.4%	2.5%	-15.3%	16.9%	10.3%
Comercial	15.4%	2.3%	-13.1%	19.3%	8.7%
Industrial	13.5%	4.8%	-13.3%	24.5%	9.7%
Tarifa Média	16.0%	3.3%	-13.2%	17.8%	9.6%
IPCA	7.6%	5.1%	5.9%	6.4%	6.5%

Fonte: Adaptado de Nakabayashi, 2015.

A separação por períodos se deve a comportamentos discrepantes na evolução da tarifa, nomeadamente 1995-2004 e 2013-2014 com crescimento bastante acima da inflação, 2005-2012 com crescimento abaixo da inflação e 2012-2013 com uma redução da tarifa a partir da Medida Provisória 579, onde houve renovação antecipada de concessões dos ativos de geração de energia (NAKABAYASHI, 2014).

O valor médio do reajuste anual tarifário para o período completo ficou em 9,6% para todos os tipos de consumidor. Conforme evidenciado pelo Quadro 6, o valor médio de reajuste para a classe comercial, na qual se classifica o estudo dessa monografia, ficou em 8,7%.

3. ESTUDO DE CASO

De acordo com as diretrizes regulamentárias de Geração Distribuída, um consumidor ideal a ingressar nesse sistema por meio de energia renovável é aquele necessariamente conectado ao sistema de distribuição de energia convencional (concessionária de energia). Para o presente estudo de caso, caracterizado por geração distribuída de grande porte, buscou-se um perfil de consumidor que tenha uma demanda de energia próxima ou equivalente à produção de energia de um aerogerador, para otimização da produção elétrica. Contudo, a produção de energia para uma única localidade em geração distribuída não pode ultrapassar 5 MW, de acordo com Portaria Normativa nº 432 da ANEEL.

Portanto, selecionou-se um consumidor com um consumo de energia passível de ser suprido pela produção de energia de um aerogerador de 2,2 MW de potência instalada. A simulação de produção de energia será feita numa área poligonal inserida na região de concessão da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) no município de Santa Vitória do Palmar, já que o extremo sul do estado do Rio Grande do Sul se destaca pelo potencial eólico elevado. A modelagem foi feita em uma porção de área previamente delimitada pelo projetista, localizada na zona rural do município.

3.1. Definição do Consumo de Energia Elétrica e da Potência Nominal de Projeto

A principal premissa do dimensionamento de um sistema de geração distribuída por energia eólica é o consumo de energia elétrica do consumidor. Na prática, essa análise é feita com base no histórico de faturas de energia elétrica e, portanto, nas características de consumo, montante de energia, sazonalidade e tensão de conexão.

Dessa forma, o consumo de energia elétrica foi definido de forma empírica, baseado na análise das faturas no período de 12 meses de 92 unidades consumidoras de um lojista do varejo, conectado à concessionária CEEE. As unidades consumidoras recebem a energia elétrica tanto em baixa tensão, classificadas como “B3” (não possui tarifa diferencial conforme horário de consumo), como em alta tensão, classificadas como “A4-Verde” (possui tarifa diferencial conforme horário ponta e fora ponta). A caracterização do consumo está apresentada nas Tabelas 3 e 4.

Tabela 3 -Consumo anual de energia elétrica em baixa tensão

Classe de consumo	Consumo BT		Consumo Total Anual (MWh/ano)
	Total anual (kWh)	Média mensal (kWh)	
B3 Comercial	3827625,16	318968,76	3827,62

Fonte: Elaborado pela autora (2018).

Tabela 4 - Consumo anual de energia elétrica em alta tensão

Classe de consumo	Consumo AT- Fora Ponta		Consumo AT – Ponta		Consumo Total Anual (MWh/ano)
	Total anual (kWh)	Média mensal (kWh)	Total anual (kWh)	Média mensal (kWh)	
A4 Verde	3181176,00	265098,00	3012,00	251,00	3184,188

Fonte: Elaborado pela autora (2018).

Uma vez que se conhece o montante de energia elétrica a ser compensado pela geração eólica, é possível calcular a potência nominal da turbina necessária para suprir o consumo. Nesse contexto, insere-se um fator essencial para o dimensionamento da geração da turbina eólica: o fator de capacidade.

O fator de capacidade refere-se ao rendimento real de um aerogerador sujeito a um dado regime de ventos, incluindo as perdas no processo de conversão (SANTANA, 2009). Fornece uma relação entre a energia eólica teórica produzida – que nada mais é do que a potência nominal do aerogerador multiplicada pelo tempo de operação, e a energia real produzida durante operação da turbina, que necessariamente será menor tendo vista as fontes de perdas de eficiência, tanto da máquina quanto aquelas relacionadas às externalidades. A Tabela 5 apresenta valores dos fatores de capacidade as usinas eólicas em operação no Rio Grande do Sul.

Tabela 5 - Fatores de capacidade de usinas eólicas em operação do Rio Grande do Sul.

Estado	Ponto de Conexão	Usina/Conjunto	Geração Média (MWmed) ⁽¹⁾				Fator	Cap. Verificado (%) ⁽¹⁾⁽²⁾			
			2017	Últ. 12 Meses	2018	Mês Atual		2017	Últ. 12 Meses	2018	Mês Atual
RS	Atlântida 2 - 69 kV	UEE Xangri-lá	9,0	8,6	6,1	4,5	32,7%	31,1%	22,2%	16,4%	
RS	Livramento 2 - 230 kV	Conj. Livramento 2*	65,4	63,7	48,4	52,7	40,1%	39,0%	29,6%	32,3%	
RS	Marmeleiro 2 - 525 kV	Conj. Marmeleiro 2	72,9	87,8	83,3	72,5	47,5%	46,1%	40,2%	35,0%	
RS	Osório 2 - 230 kV	Conj. Atlântica	51,3	49,4	39,9	31,7	42,8%	41,2%	33,3%	26,5%	
RS	Osório 2 - 230 kV	Conj. Lagoa dos Barros	99,0	92,7	68,6	49,0	31,1%	29,2%	21,6%	15,4%	
RS	Osório 2 - 69 kV	UEE Cidreira I	25,5	24,3	18,6	14,8	36,5%	34,8%	26,6%	21,1%	
RS	Quinta - 138 kV	Conj. Quinta 138 kV	44,6	43,1	39,4	32,0	41,3%	39,9%	36,5%	29,6%	
RS	Quinta - 69 kV	Conj. Quinta 69 kV	24,3	23,9	20,7	14,8	38,0%	37,4%	32,3%	23,2%	
RS	S. V. do Palmar 2 - 525 kV	Conj. Santa Vitória do Palmar	221,2	217,0	179,8	151,7	38,0%	37,2%	30,9%	26,0%	
RS	Viamão 3 - 230 kV	Conj. Viamão 3	20,9	20,7	18,0	13,0	34,9%	34,6%	30,1%	21,7%	

Fonte: Boletim de Energia Eólica ONS, 2018.

Não é possível determinar o fator de capacidade real de uma turbina sem que a mesma esteja operando. Para fins de dimensionamento prévio da potência nominal do aerogerador, adota-se um valor de referência. Para esse estudo de caso, optou-se como razoável adotar 40% de fator de capacidade, com base nas análises dos fatores de capacidade para as usinas instaladas no Rio Grande do Sul, ano de 2017.

Portanto, adotando-se um consumo anual de 7.012 MWh, conforme levantado nesse item, fator de capacidade da turbina de 40% e considerando que a geração ocorrerá durante 24 horas nos 365 dias do ano, calculou-se a potência nominal necessária da turbina, resultante em 2,00 MW. Embora a potência nominal calculada seja de 2,00 MW, para fins de dimensionamento do sistema de geração eólico desse estudo de caso, adotou-se a potência nominal de turbina comercial de 2,20 MW. Dessa maneira, a produção das unidades consumidoras fica assegurada, inclusive, para futuras expansões dos ramais ou aumento no próprio consumo.

3.2. Dimensionamento do Sistema

3.2.1. Detalhamento das medições anemométricas

Para dimensionar um sistema de geração eólico, é necessário conhecer detalhadamente as características e o perfil de vento da região selecionada. Para tanto, utilizam-se série de dados medidos por torres anemométricas posicionadas estrategicamente próximas aos locais de potencial para aproveitamento eólico.

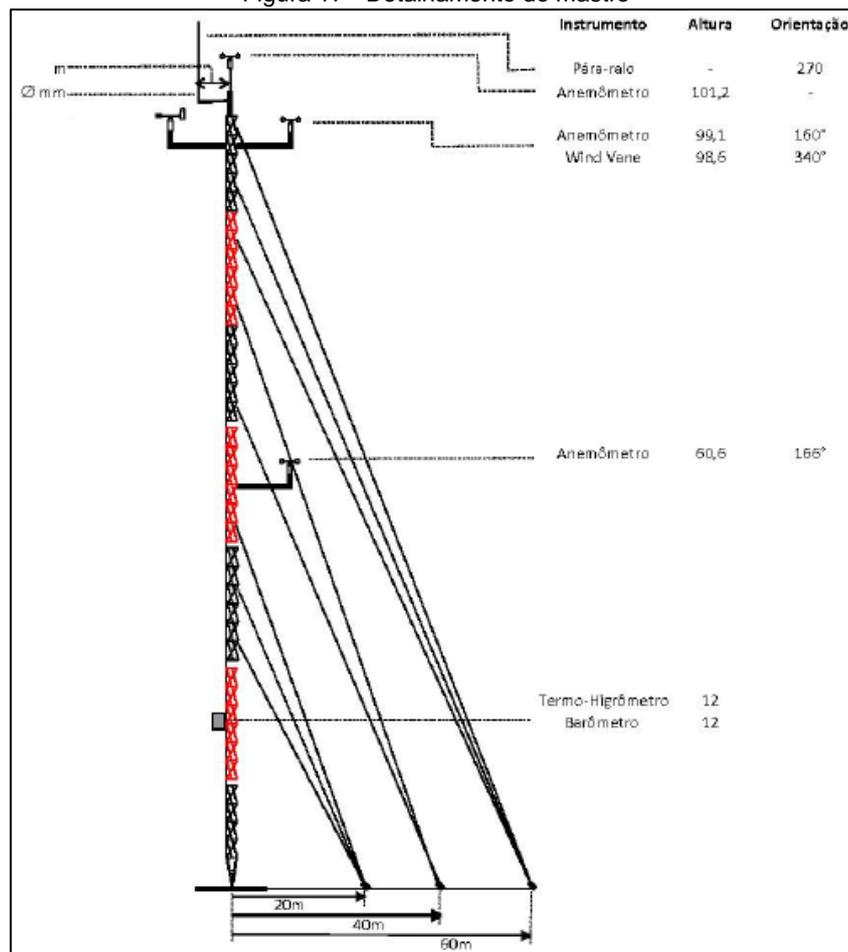
Conforme recomendado pelas entidades normativas, as torres anemométricas precisam estar alocadas a uma distância de até aproximadamente 8 km do site de

interesse e a medição dos parâmetros do vento precisam ter uma campanha de medição de dados válidos e consistentes num período de, pelo menos, um ano.

Segundo Custódio (2013), a principal metodologia de estimativa do potencial eólico se baseia nas medições de ventos realizadas no local do estudo. O período de medição deve ser suficientemente longo para cobrir as variações meteorológicas na região.

Para modelagem da região selecionada, utilizou-se o histórico de medições para o período de 3 anos da Torre Verace, localizada a sudeste do município de Santa Vitória do Palmar, na posição respectiva de 33°34'40" S e 53°16'18" O. O sistema de medição da torre é composto por um mastro de 100 metros de altura com três anemômetros, instalado em maio de 2009. As Figuras 17 e 18 representam o mastro da torre Verace.

Figura 17 - Detalhamento do mastro



Fonte: DEWI, 2009.

Figura 18 - Mastro de medição.



Fonte: DEWI, 2009.

Durante o período de monitoramento, foram realizadas medições a cada segundo e integralizadas e armazenadas, ao final de cada período de 10 minutos, os seguintes parâmetros:

- Velocidade média medida em 60m de altura [m/s];
- Velocidade máxima medida em 60m de altura [m/s];
- Desvio padrão da velocidade medida em 60m de altura [m/s];
- Velocidade média medida em 99m de altura [m/s];
- Velocidade máxima medida em 99m de altura [m/s];
- Desvio padrão da velocidade medida em 99m de altura [m/s];
- Velocidade média medida em 101m de altura [m/s];
- Velocidade máxima medida em 101m de altura [m/s];
- Desvio padrão da velocidade medida em 101m de altura [m/s];

Os dados brutos passam por um processo de tratamento estatísticos e validação, afim de obterem-se valores certificados para utilização no software de

modelagem da produção de energia eólica. Um resumo das medições após validação dos dados é apresentado na Tabela 6. As figuras 19 e 20 apresentam, respectivamente, a rosa dos ventos e o gráfico de *Weibull* dos dados anemométricos medidos pela Torre Verace.

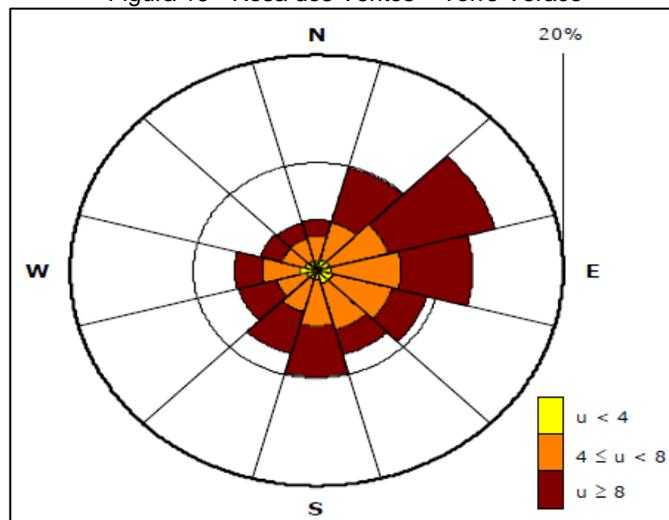
Tabela 6 - Dados medidos pela Torre Verace

Altura 80m	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Ano
V Med [m/s]	7,51	7,58	7,41	6,97	7,33	8,14	8,9	8,7	8,57	8,09	7,67	7,89	7,83
Weibull A [m/s]	8,5	8,52	8,41	7,83	8,3	9,43	9,17	9,77	9,58	9,21	8,68	8,9	8,9
Weibull k	3,22	2,7	3,22	2,64	2,59	2,9	2,77	2,86	2,7	2,69	2,53	3,11	2,8
Temp Med	22,7	22,8	21	17,9	15,9	12	10,5	12,2	13,6	15,2	18,3	20,3	16,9
P. Atm. [bar]	0,9994	0,9994	1,0018	1,0013	1,0061	1,0046	1,0051	1,0051	1,0043	1,0016	1	0,9996	1,0023
Massa Esp. Ar [kg/m ³]	1,177	1,177	1,187	1,199	1,213	1,228	1,234	1,227	1,22	1,21	1,195	1,187	1,205

Fonte: Megajoule, 2017.

Os resumos das medições médias de velocidade do vento na localidade mostraram-se bastante satisfatórios, ficando na faixa de 7,5 a 8,5 m/s durante o ano todo. Tais dados comprovam o potencial eólico estipulados no Atlas Eólico do Rio Grande do Sul para a região.

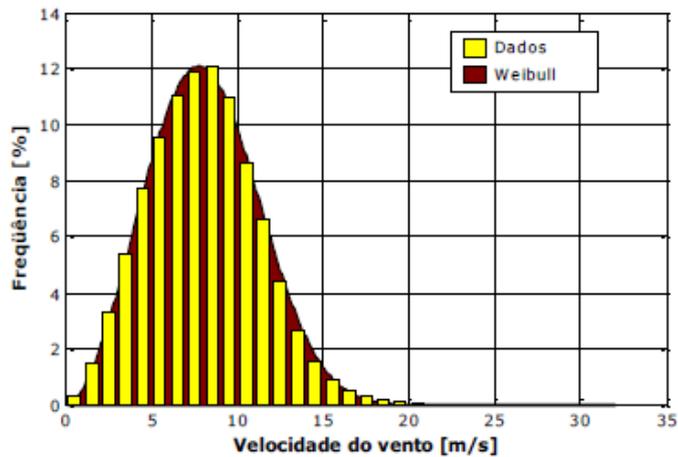
Figura 19 - Rosa dos Ventos – Torre Verace



Fonte: Megajoule, 2017.

De acordo com a rosa dos ventos dos dados medidos, é possível inferir que os ventos predominantes são de direção nordeste. Tal constatação é bastante coerente, pois o vento predominante na região é chamado popularmente de “nordestão”, provocado pelo Anticiclone Tropical Sul.

Gráfico 14 - Gráfico de Weibull – Torre Verace



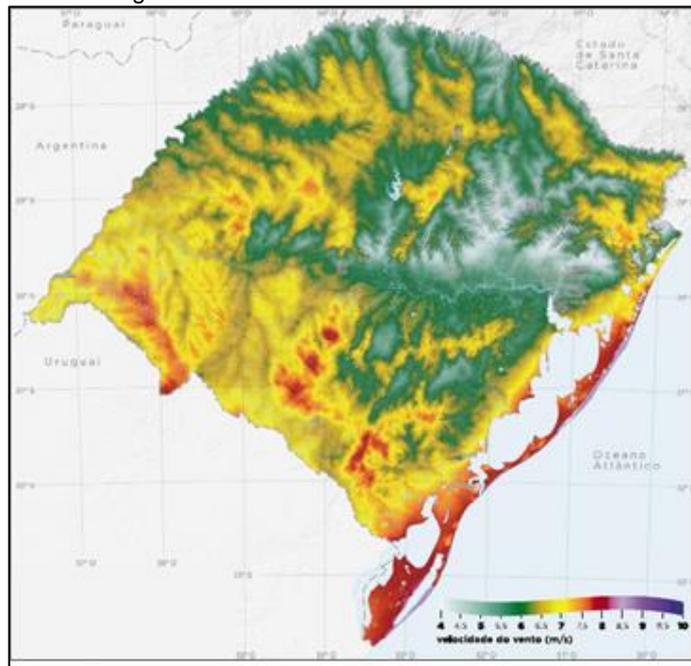
Fonte: Megajoule, 2017.

A distribuição de *Weibull* característica da região não acusou grande variância da velocidade, ou seja, a velocidade do vento tende a permanecer dentro de uma faixa relativamente estreita. Destaca-se que esse fator é bastante positivo para o dimensionamento do sistema de geração eólica, visto que diminui as incertezas relacionados ao recurso eólico.

3.2.2. Escolha da área

A área definida para o presente estudo de caso localiza-se no município de Santa Vitória do Palmar, interior e extremo sul do Rio Grande do Sul. Essa escolha foi feita devido à disponibilidade de áreas rurais na região, excelente potencial eólico e incentivos municipais a empreendimentos eólicos. As características da região são bastante pertinentes, visto que é favorecida pela baixa rugosidade do terreno, coberto por restinga baixa, dunar, pastagens e atividades agrícolas (SCHUBERT, 2009). A Figura 20 apresenta o potencial eólico estimado do Rio Grande do Sul.

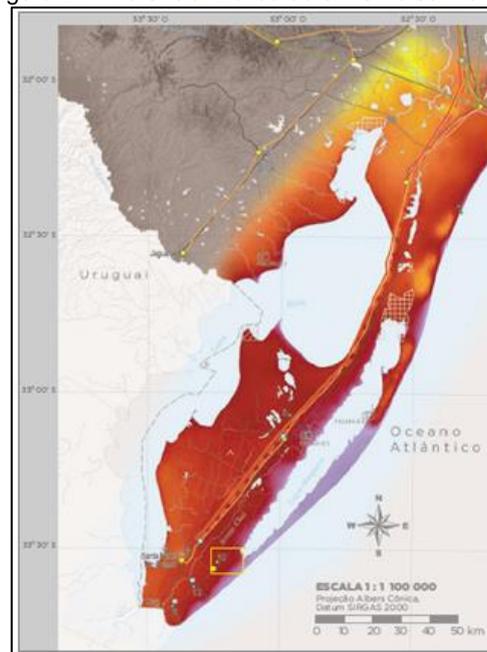
Figura 20 - Atlas Eólico do Rio Grande do Sul



Fonte: Schubert, 2009.

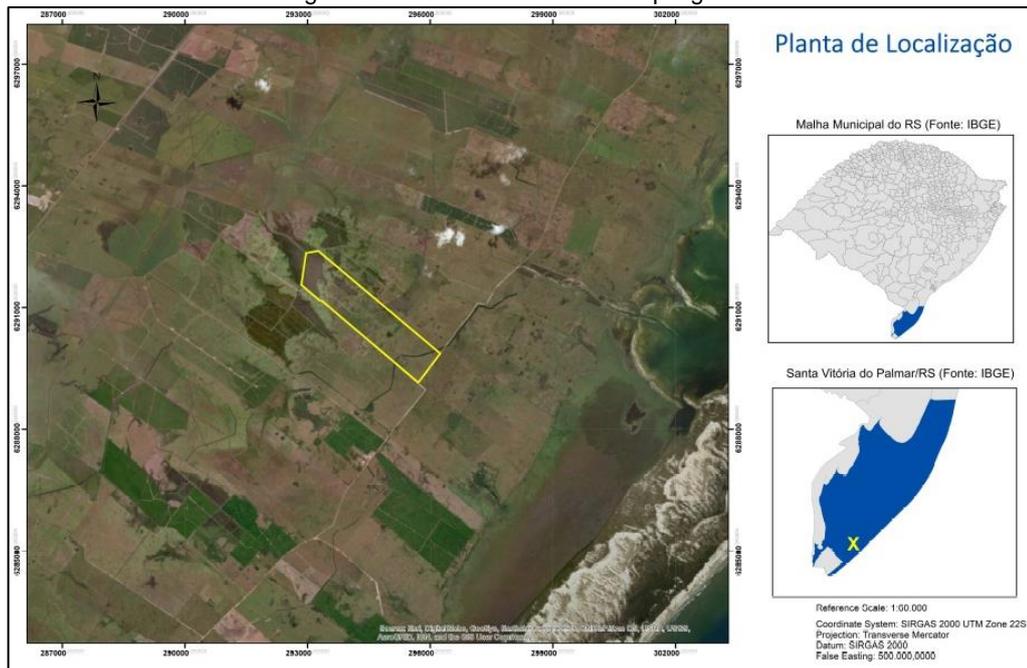
A área poligonal selecionada para a simulação de produção está em destaque na Figura 21 do Atlas Eólico do Rio Grande do Sul e detalhada na Figura 22. A dimensão da área é de 138 ha e cabe salientar que está alocada muito próxima à Lagoa Mangueira e à Lagoa Mirim, característica que reduz a rugosidade da superfície adjacente e, portanto, faz com que o vento flua sob influência de poucos obstáculos.

Figura 21 - Potencial Eólico do extremo sul no RS.



Fonte: Schubert, 2009.

Figura 22 - Detalhamento da área poligonal.



Fonte: Elaborado pela autora.

3.2.3. Simulação eólica

A simulação de produção de energia eólica foi feita no *software WindFarmer 5.3.38.0* do desenvolvedor *GL Garrad Hassan*, facilitador de design de parques eólicos e de otimização de layouts de geração eólica. Por possuir uma interface de interatividade transparente, modelos validados e documentados, promove ao projetista um controle completo e de grande precisão na extração de dados e na otimização de um parque eólico. (HASSAN, 2012).

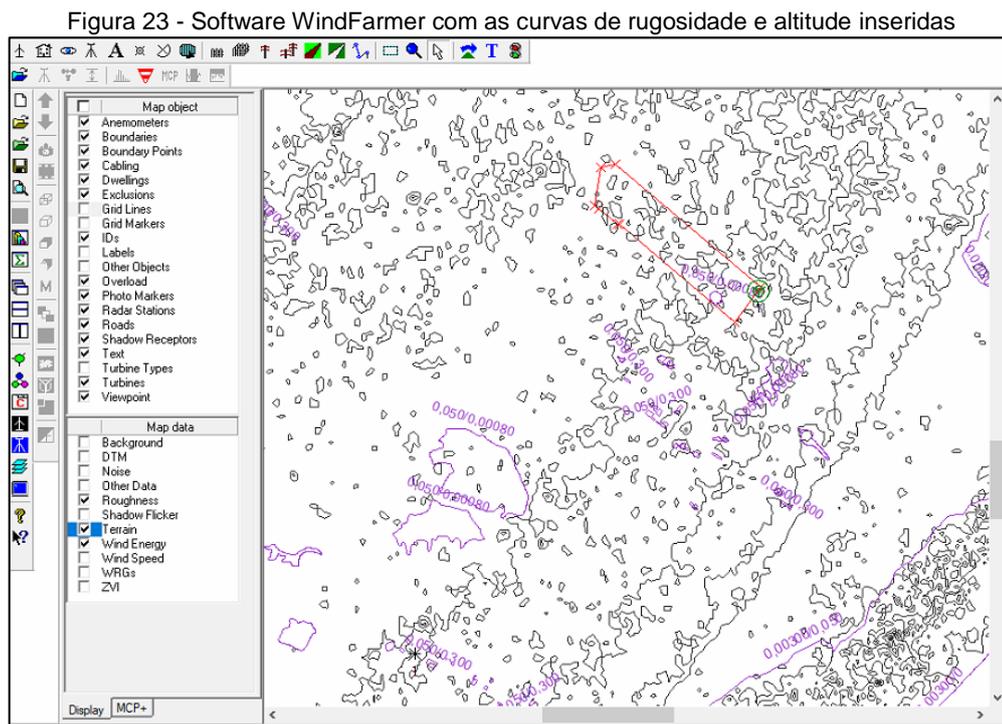
O software possibilita as análises de capacidade de produção, eficiência de layout, de topografia, elétrica, análise de ruídos e sombreamento, entre outros parâmetros intrínsecos à geração de energia eólica. No intuito de gerar os modelos de produção eólica desse estudo de caso, etapas básicas foram obedecidas, as quais serão descritas adiante.

3.2.4. Entrada e processamento de dados

Os limites poligonais onde será inserida a turbina de geração de energia eólica foram carregados no software, devidamente georreferenciados no sistema de

coordenadas SIRGAS 2000 Zona -22S. Em seguida, fez-se a inserção do arquivo específico com os dados de rugosidade e altitude do terreno. Os dados de rugosidade e altitude são curvas desenhadas no próprio terreno e contém os valores equivalentes à superfície.

Com o terreno caracterizado nos três parâmetros essenciais (localização espacial, relevo e rugosidade característicos), fez-se a inserção da torre anemométrica, também georreferenciada conforme mencionado no item 3.2.1., e o arquivo específico de dados das medições de vento da torre foi carregado. Com o terreno e a torre anemométrica devidamente caracterizados, inseriu-se a turbina eólica dentro dos limites da área poligonal. Nessa etapa de processamento, o software irá avaliar se os dados de entrada estão compatíveis com a realidade. A Figura 23 apresenta o ambiente de trabalho do software com o arquivo de rugosidade e altitude inseridos, área delimitada, torre anemométrica georreferenciada e a turbina eólica.



Fonte: Elaborado pela autora.

O software possui interface amigável e simples. Na figura 23, as linhas escuras correspondem às curvas do terreno, enquanto que as linhas rosas são as curvas de rugosidade características do local. A área está delimitada na cor vermelha e a turbina foi posicionada à leste da área. O ponto alocado à sudoeste da área de trabalho representa o anemômetro.

Uma vez definidas a rugosidade e curvas do terreno, a área poligonal, os dados anemométricos e inserida a turbina eólica dentro dos limites poligonais, é necessário caracterizar a turbina eólica inserindo seus parâmetros, conforme as especificações do fabricante do aerogerador definido para o projeto, mencionadas no item 2.7.

A máquina selecionada para a modelagem de produção eólica do projeto é do fabricante WEG, de potência instalada equivalente a 2,2 MW, denominada comercialmente como AGW110 2,2 MW e os parâmetros inseridos foram:

- Diâmetro do rotor: 110 m;
- Potência nominal: 2,2 MW;
- Altura do rotor: 80 m, 95 m e 120 m;
- Velocidade de vento de início: 3 m/s;
- Velocidade de vento de corte: 20 m/s
- Velocidade de vento de corte: 20 m/s;
- Voltagem nominal: 690 V;
- Frequência da turbina: 60 Hz;
- Curva de potência do aerogerador;

A primeira ferramenta operada no software foi a otimização. O processo de otimização indicar a posição geográfica mais adequada de maneira a maximizar a produção de energia, minimizar os custos e ir de encontro com todo os critérios pré-definidos no projeto. No processo de maximização da produção de energia, há o objetivo de posicionar as turbinas onde há o melhor recurso de vento dentro do polígono delimitado (HASSAN, 2010). Para tanto, previamente à otimização, foi calculado, a partir do arquivo de dados anemométricos inseridos previamente, o *grid* de dados de velocidade média do vento englobando toda a área delimitada.

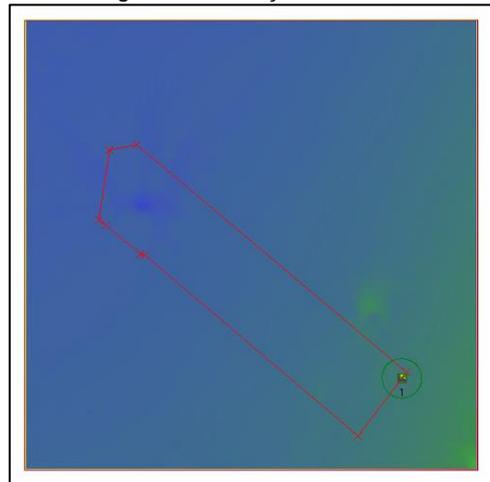
A otimização foi configurada para a turbina AGW110 2,2 MW na altura de 80 m e o resultado apontou a posição, dentro do terreno, de melhor desempenho e eficiência na produção de energia.

De acordo com a posição otimizada dentro da área delimitada, foram realizadas três simulações de teste de energia para, respectivamente, as alturas de torre de 80 m, 95 m e 120 m.

3.2.5. Resultados

A posição resultante da operação de otimização foi a 296189 m E e 6289794 m N (UTM Sirgas 2000, Zona -22S) e está ilustrada na figura 25, bem como o grid de vento gerado previamente à operação.

Figura 24 - Posição otimizada



Fonte: Software WindFarmer 5.3.38.0, 2018.

Os resumos dos testes de energia feitos para as alturas de torre equivalente a 80 m, 95 m e 120 m estão descritos no Quadro 7. Os relatórios de otimização e testes de energia estão anexos a esse documento.

Quadro 8 - Testes de energia com a Turbina WEG AGV110 2.2 MW

Resultados			
Turbina	AGV110 2.2MW		
Diâmetro do rotor (m)	110		
Posição (UTM)	296189m E 6289794m N		
Número de pás	3		
Densidade do ar (kg/m ³)	1,225		
Altura da Torre	80m	95m	120m
Potência Instalada (MWh)	2,2	2,2	2,2
Produção anual estimada (MWh)	10010	10610	11410
Fator de capacidade	51,92%	55,01%	59,19%
Intensidade da turbulência	9,90%	9,5%	8,9%
Velocidade vento média (m/s)	7,73	8,07	8,56
P50 (MWh)	10000	10600	11400
P75 (MWh)	9100	9700	10500
P90 (MWh)	8300	9300	9800

Fonte: Elaborado pela autora.

Como esperado, o maior resultado de produção de energia bruta anual foi oriundo da torre a 120 m, tendo em vista que o recurso eólico é melhor quanto maior for a altura. O fator de capacidade foi maior na turbina com a produção de energia bruta anual mais elevada, o que é coerente já que se trata de uma mesma potência instalada para três alturas que apresentaram produções diferenciadas.

A intensidade da turbulência é estimada pela velocidade do vento dividida pela velocidade principal de vento e é dada em porcentagem. Os principais fatores que afetam esse parâmetro são: a rugosidade, as curvas do terreno e efeitos térmicos (HASSAN, 2010). Como o efeito da rugosidade no escoamento do vento é reduzido com o aumento da altura, os resultados de intensidade de turbulência estão razoáveis.

Ademais, foram apresentadas as produções certificadas P50, P75 e P90 resultantes dos testes de energia das respectivas alturas, porém esses valores não serão considerados visto que há um erro associado a essa estimativa, já que o teste de energia não foi configurado para considerar as fontes de perda de produção e as incertezas. Tais parâmetros serão calculados no item a seguir.

3.2.6. Análise dos resultados

Pela análise preliminar dos resultados, foi possível aferir que a turbina a 80 m de altura não só atende à demanda de energia levantada no item 3.1., como também é a opção com menor custo associado, tanto de investimento, como de instalação, manutenção e operação. Portanto, a fim de otimizar a produção de energia e os custos de instalação e manutenção, a turbina eólica selecionada para o prosseguimento das análises é a AGV110 2,2 MW com torre de 80 m. Dessa maneira, a análise dos resultados se desenvolverá acerca da turbina nessa altura, que demonstrou desempenho suficiente para suprir o consumo de energia definido.

A análise de resultados é uma etapa essencial para o dimensionamento correto do sistema de geração eólico, pois é nela que se fazem as estimativas de produção certificada anual de energia. Para tanto, é necessário incluir e contabilizar as perdas locais de eficiência do sistema as quais o software de simulação não contemplou. São elas: perdas elétricas internas, perdas de disponibilidade, perdas oriundas da subestação de conexão, perdas de disponibilidade da rede externa e perdas devido à depreciação da curva de potência.

As principais fontes de perdas internas do aerogerador são as perdas no multiplicador, no gerador, no transformador e nos sistemas elétricos associados ao aerogerador. Contudo, esses equipamentos são caracterizados por apresentarem rendimentos equivalentes a 95% (CUSTÓDIO, 2013). Dessa forma, as perdas internas serão contabilizadas em 5% do valor da produção bruta dimensionada.

Para as perdas por disponibilidade da rede externa e de manutenção de subestação, será adotado 0,5% do valor da produção bruta, valor de referência local utilizado pela Megajoule – empresa certificadora de dados de geração de energia eólica. Ademais, sabe-se que o aerogerador necessita de manutenção que, por vezes, pode exigir a parada total da máquina. O conceito de disponibilidade está justamente relacionado a esses eventos de interrupção da geração para reparos e manutenções (CUSTÓDIO, 2013). Nesse caso específico, o fabricante WEG garante 94% de disponibilidade da máquina, ou seja, 6% da geração de energia bruta anual precisa ser descontada por conta de indisponibilidades.

A perda por depreciação da curva de potência também é uma perda garantida pelo fabricante e representa 4% da produção bruta de energia. Além das fontes de perda já citadas, cabe salientar ainda as perdas por efeito esteira, relacionadas à redução da extração da potência do vento pela turbina ocasionada pela presença de outros aerogeradores em operação próximos à região do projeto. Contudo, o efeito esteira foi desconsiderado na presente análise, para fins de simplificação da simulação da produção energética.

O Quadro 8 apresenta as fontes de perda e incerteza que incidem na produção de energia bruta e seus respectivos valores incidentes na produção bruta anual da turbina. A incerteza mencionada se refere à incerteza na produção anual de energia associada à turbina, também garantida pelo fabricante.

Quadro 9 -Perdas e incerteza.

Perdas por depreciação da Curva de Potência	4%
Perdas por Disponibilidade	6%
Perdas internas	5%
Perdas por disponibilidade da rede externa	0,5%
Perdas de manutenção da subestação	0,5%
Incerteza na produção	9%

Fonte: Elaborado pela autora.

Os valores mencionados no Quadro 8 foram correlacionados e resultaram numa perda total correspondente a 15,13%. A Equação 28 descreve a correlação utilizada para a obtenção desse parâmetro.

$$Perda\ Total = 1 - [(1 - \lambda_1) * (1 - \lambda_2) * (1 - \lambda_3) * (1 - \lambda_4) * (1 - \lambda_5)] \quad \text{Equação 28}$$

Em que:

λ_1 = Perdas por depreciação da curva de potência;

λ_2 = Perdas por disponibilidade;

λ_3 = Perdas internas;

λ_4 = Perdas por disponibilidade da rede externa;

λ_5 = Perdas por manutenção da subestação;

Como mencionado anteriormente, o valor de produção bruta anual de energia resultante da simulação precisa passar por um tratamento estatístico de modo a obter-se a produção anual de energia certificada. Para tanto, inclui-se na análise três parâmetros de suma importância no âmbito de certificação de produção de energia: as estimativas P50, P75 e P90.

O valor médio de produção P50 é aquele que tem uma probabilidade de 50% de ser atingido ou superado. Já o valor de P90 é a produção de energia anual que poderá ser superada com uma probabilidade de 90% (Chaves Schwintech, 2012). Ou seja, trata-se de uma produção estimada inferior à estimativa de P50, porém com maior probabilidade de ocorrência. Os valores de P90, P75 e P50 são obtidos a partir da curva de probabilidade acumulada e consistem nos níveis de produção atingidos em, respectivamente, 90%, 75% e 50% do tempo.

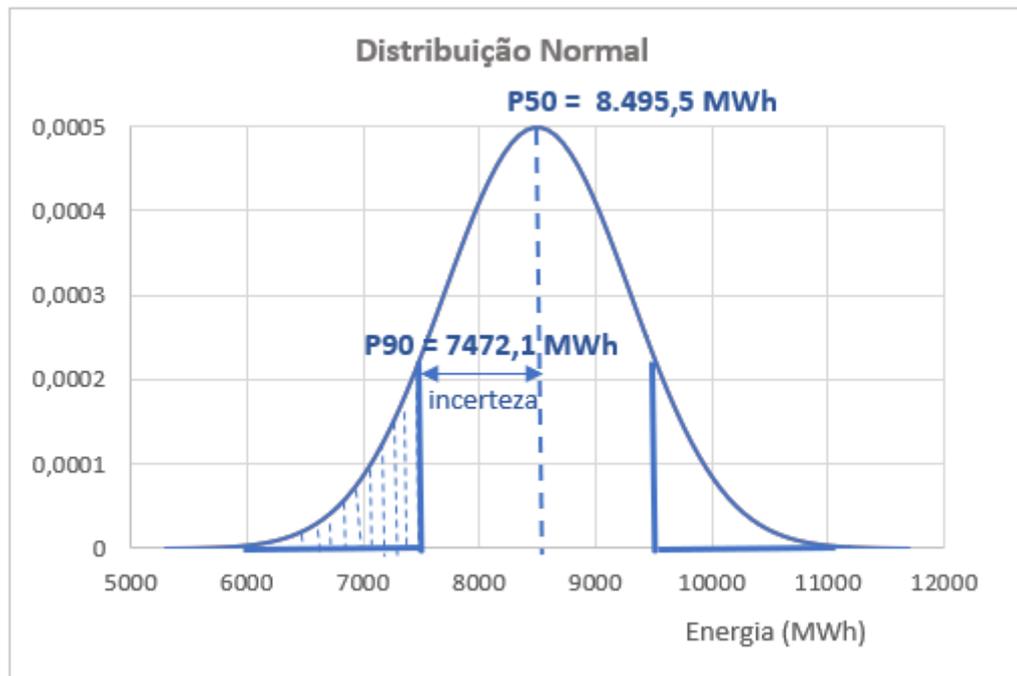
Dessa maneira, o montante de produção de energia eólica atingido em 50% do tempo (P_{50}) foi definido como sendo a produção bruta anual descontada das perdas supracitadas, ou seja, representa aproximadamente 85% do valor da produção anual de energia bruta. O modelo de distribuição normal adotado considerou o P_{50} como a média e a incerteza líquida como desvio padrão (variação em torno da média), conforme ilustram as Equações 29 e 30. Cabe ressaltar a importância da mitigação das incertezas do sistema, visto que tal parâmetro define a distância numérica entre as potências de referência mais importantes na análise de produção anual de energia.

$$Média = P_{50} = P_{bruta} * (1 - Perdas Totais) \quad \text{Equação 29}$$

$$Desvio Padrão = Incerteza_{líq} = P_{bruta} * (1 - Perdas Totais) * Incerteza_{\%} \quad \text{Equação 30}$$

Dessa maneira, calculou-se os valores de potência com probabilidade de ocorrência em 75% e 90% do tempo e, além disso, obteve-se o fator de capacidade respectivo de cada potência de referência, com base na potência instalada nominal da turbina. Esse fator de capacidade pode ser interpretado como a eficiência do sistema de geração modelado e não está relacionado com o potencial eólico e sim com as perdas totais e incertezas de projeto. O Gráfico 15 apresenta a curva de distribuição normal da potência e destaca as produções certificadas P50 e P90, enquanto que a Tabela 7 demonstra valores de P50, P75, P90 e P95 com seus respectivos valores de fator de capacidade.

Gráfico 15 - Potências anuais de referência.



Fonte: Elaborado pela autora (2018).

Tabela 7 - Potências de produção anual

Probabilidade de ocorrer	Energia (MWh/ano)	FC
95%	7.181,95	0,3726622
90%	7.472,07	0,3877164
75%	7.956,86	0,4128713
50%	8.495,49	0,4408202

Fonte: Elaborado pela autora (2018).

A partir da interpretação das potências certificadas de referência, é possível inferir que até uma potência conservadora (P90) é capaz de suprir a demanda de energia requerida pelo consumidor de 7.012 MWh por ano, conforme mencionado no item 3.1.

Portanto, o desempenho do sistema dimensionado mostrou-se satisfatório, cobrindo, inclusive, um possível acréscimo no consumo de energia anual. Ressalta-se que todo e qualquer excedente de energia gerado e não compensado, conforme as premissas de geração distribuída, será injetado na rede de distribuição de energia. Esse excedente será contabilizado em forma de créditos para o titular do sistema, para compensação em períodos seguintes.

3.3. Licenciamento

Após definida a posição e o modelo da turbina eólica, é preciso licenciar a posição escolhida para instalação do aerogerador. Como as características desse projeto não configuram parque eólico, visto que prevê a instalação de apenas um aerogerador, o licenciamento ambiental segue as premissas da Resolução CONSEMA nº 372/2018, a qual “Dispõe sobre os empreendimentos e atividades utilizadores de recursos ambientais, efetiva ou potencialmente poluidores ou capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental, passíveis de licenciamento ambiental no Estado do Rio Grande do Sul, destacando os de impacto de âmbito local para o exercício da competência municipal no licenciamento ambiental.” (SEMA, 2018).

Na íntegra, a Resolução estabelece que atividades de autoprodução e Geração Distribuída de energia elétrica a partir de fonte solar ou eólica regidos pela Resolução Normativa nº 687 da ANEEL são de baixo impacto ambiental e define a não incidência

de licenciamento ambiental, para todos os portes de empreendimento. Contudo, o artigo 4º da CONSEMA nº 372/2018 define que “O município, em função de suas peculiaridades locais, poderá exigir licenciamento ambiental municipal, através de Resolução do Conselho Municipal de Meio Ambiente ou norma específica, para os empreendimentos e atividades constantes como não incidentes de licenciamento desta Resolução.” Dessa maneira, é necessária uma consulta ao órgão ambiental municipal para definir a exigibilidade de seguir procedimento específico para o licenciamento ou não.

Além da resolução da CONSEMA que dispõe sobre a obrigatoriedade, ou não, de licenciamento ambiental, cabe ressaltar a necessidade de licenciamento do empreendimento junto ao Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN), conforme a Instrução Normativa nº 001/2015, que “Estabelece procedimentos administrativos a serem observados pelo Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional nos processos de licenciamento ambiental dos quais participe”. Conforme Artigo 1º dessa Resolução, “Os órgãos licenciadores estaduais e municipais, no território do Rio Grande do Sul, devem instar o Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional – IPHAN a se manifestar no âmbito do processo de licenciamento ambiental, previamente à emissão da primeira licença do empreendimento, quando existirem bens culturais acautelados identificados na área de influência direta do empreendimento” (IPHAN, 2018).

3.4. Viabilidade Técnica

A viabilidade técnica da implementação de minigeração distribuída no local pretendido precisa ser avaliada e certificada pela distribuidora de energia elétrica que possui a concessão no local de projeto. A solicitação para conectar-se à rede elétrica da distribuidora, ou “solicitação de acesso” é feita conforme as diretrizes do “Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição”. (ANEEL)

No caso do presente estudo, a distribuidora de energia elétrica Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) disponibiliza a Instrução Técnica “IT-81.081 – Acesso de Microgeração e Minigeração com Fontes Renováveis e Cogeração Qualificada ao Sistema de Distribuição”, que estabelece as diretrizes básicas para a

conexão de micro e minigeração ao seu sistema de distribuição e orienta a adesão ao sistema de compensação de energia elétrica, visando os aspectos de proteção, operação e segurança da rede.

Uma vez definidas a posição do aerogerador, as especificações da máquina selecionada e a produção elétrica estimada, o procedimento da conexão é feito, portanto, por meio da solicitação de acesso à distribuidora, que irá avaliar as características técnicas do projeto e a capacidade da rede elétrica respectiva em receber o montante de energia dimensionado. Em resposta à solicitação de acesso, será emitido pela distribuidora o parecer de acesso, onde são informadas as condições para o acesso e os requisitos técnicos para a conexão das instalações de micro ou minigeração ao sistema elétrico da distribuidora.

3.5. Viabilidade Econômica

No contexto da avaliação econômica, ressalta-se que a análise econômica dessa monografia desconsiderou o efeito das Bandeiras Tarifárias, sistema que entrou em vigor no ano de 2015 em que o consumidor paga uma tarifa adicional de acordo com o nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas brasileiras no período vigente, por motivos de simplificação da análise, bem como pelo fato de representar uma parcela pequena da despesa do consumidor analisado nesse projeto com energia elétrica.

Conforme abordado na seção 3.1., o consumidor enquadra-se na classe tarifária A4 Verde e B3 da concessionária CEEE, sem diferenciação de bandeira. No Quadro 9 se apresentam as tarifas correspondentes às respectivas classes de consumo, de acordo com o reajuste tarifário anual de 2017 das Tarifas de Energia da concessionária CEEE, regulamentado na Resolução Homologatória 2.361 de 19 de dezembro de 2017 da ANEEL. Para a composição dos custos de energia do consumidor, além das tarifas de energia, foram considerados as cargas tributárias ICMS de 5% e PIS/CONFINS de 18% sob as tarifas de energias, em conformidade com a avaliação das faturas de energia.

Quadro 10 - Tarifas de energia para a classe A4 Verde e B3 convencional

Classe		TUSD (R\$/kWh)	TE (R\$/kWh)
A4 Verde	Ponta	1077,6	406,04
	Fora Ponta	60,160	260,32
B3	Convencional	232,96	272,40

Fonte: Resolução Homologatória 2.361 da ANEEL, 2017.

3.5.1. Fluxo de caixa

A análise de viabilidade econômica do projeto será feita para um período de 20 anos, de acordo com a vida útil do sistema, através de uma série de fluxos de caixa. Para o primeiro período da análise econômico-financeira (ano zero), considera-se que será feito um investimento inicial e que o usufruto dos benefícios do investimento começará a ocorrer a partir do segundo período (ano um). Genericamente, entende-se a configuração de fluxos de caixa a partir do Quadro 10.

Quadro 11 - Fluxo de caixa genérico

Ano	1	2	3	...	20
Fluxo de Caixa	- Investimento inicial - Despesas	+ Receitas - Despesas	+ Receitas - Despesas	+ Receitas - Despesas	+ Receitas - Despesas
	= Balanço	= Balanço	= Balanço	= Balanço	= Balanço

Fonte: Elaborado pela autora (2018).

O balanço nada mais é do que a soma das receitas com as despesas ocorridas em cada período. O ano zero é quando ocorre o desembolso para instalação do projeto, ou seja, o investimento, e como o sistema ainda não está operando, inexistem despesas com operação e manutenção. Embora as receitas e despesas ocorram em base mensal, a estimativa da produção de energia elétrica é anual, para a redução das incertezas. Portanto, optou-se pela avaliação dos resultados acumulados no período de um ano.

3.5.2. Receitas

As receitas para o fluxo de caixa são equivalentes ao montante da tarifa de energia gasto no ano zero, visto que a migração do consumidor para a geração distribuída por meio de instalação de sistema de geração eólica prevê a compensação total do consumo de energia elétrica após sua instalação. É importante ressaltar que o sistema permite a geração de créditos de energia junto à concessionária, nos momentos em que o sistema de geração eólica injeta mais energia na rede do que o é consumido pelas unidades titulares, conforme regulamentado pela Portaria nº 482/2012 da ANEEL.

Definiu-se como receita líquida o benefício experimentado pelo consumidor devido ao montante de capital que o mesmo deixa de pagar à concessionária por estar gerando a própria energia. O reajuste das tarifas de energia foi estipulado em 8,7% ao ano, conforme discutido no item 2.10.

3.5.3. Despesas

A primeira despesa esperada corresponde ao custo de demanda no ponto de geração, ou CUSD, associado à demanda de energia que deve ser obrigatoriamente contratada junto à distribuidora de energia para garantir o escoamento da energia produzida pelo aerogerador. A demanda de geração corresponde, numericamente, ao valor da tarifa TUSD de demanda da classe A4 Verde multiplicado pela potência instalada do aerogerador (ANEEL, 2012).

Na sequência, entram os custos relacionados à operação e manutenção do sistema (*O&M*). Tais custos foram fixados, para o ano um a dois, em 1,356% do custo da turbina, para o ano três a cinco, 1,800% do custo da turbina e a partir do ano cinco, 2,100% do custo da turbina. Tais valores foram adotados pois esses percentuais são os verificados na proposta indicativa de cotação do fabricante de aerogeradores WEG.

Conforme a mesma proposta indicativa do fabricante, o custo para a turbina AGV110 2,2 MW equivale a R\$ 9.853.665,00, enquanto que a obra de instalação e *eBop* (*Electrical Balance of Plant*) eletromecânico foram cotadas em, respectivamente, R\$ 2.476.463,63 e R\$ 1.278.231,50, resultando num valor de investimento inicial equivalente a R\$ 13.608.360,13.

As premissas utilizadas na análise econômica do sistema de geração eólica são as seguintes:

- Período de análise de 20 anos, de acordo com a vida útil do sistema;
- A incidência do imposto ICMS sobre a energia gerada no sistema foi desconsiderada, já que o Rio Grande do Sul aderiu ao Convênio ICMS 16 que isenta o consumidor da alíquota de ICMS quando dá-se utilização dos créditos de geração obtidos;
- A incidência do imposto PIS/COFINS sobre a energia gerada no sistema foi desconsiderada, tendo vista a Lei nº 13.169 que isenta o consumidor da alíquota PIS/COFINS sob o montante de energia injetado na rede;
- O parâmetro de inflação utilizado nesse estudo será o teto da meta inflacionária de 5,75%, mencionado no item 2.9;
- Estipulou-se pelo projetista que a cada período, um valor equivalente a 1% da receita líquida será reservado para eventuais despesas de outras naturezas no sistema;
- Desconsiderou-se eventuais perdas de rendimento do sistema;
- O investimento inicial para o empreendimento é composto pelo custo da turbina, custos das obras de instalação e custos relativos a eBop (*Electrical Balance of Plant*) eletromecânico e o montante total será obtido 100% por capital próprio;
- Considerou-se reajuste anual de 8,7% da tarifa anual de energia a cada período, mencionado no item 2.11;
- A Taxa de Atratividade Mínima (TMA) foi equivalente à 10%, de modo que se obtenha um investimento à retorno mais rentável do que a Taxa SELIC, de 6,4% (Fonte: *site* do Banco Central do Brasil, 2018);

A TMA adotada para o único cenário analisado de 100% do investimento feito com capital próprio (equity) foi equivalente à 10%, maior do que o valor da taxa básica de juros, a SELIC, correspondente à rentabilidade de alguns investimentos de renda fixa de baixo risco – cita-se aqui como exemplo os títulos do Tesouro Direto denominados Tesouro Selic, que possuem remuneração indexada ao valor da SELIC (Fonte: *site* do Tesouro Direto, 2018).

3.5.4. Resultados da análise econômica

Previamente à análise do fluxo de caixa inflacionado, obteve-se o indicativo TIR real de projeto, que é a Taxa Interna de Retorno considerando o fluxo de caixa à valor presente, ou seja, cenário sem a incidência de taxa inflacionária e sem o reajuste anual de energia. Os resultados estão apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 - Fluxo de caixa à valor presente.

TIR = 26%					
Ano	Investimento	Despesas		Receitas	Fluxo de Caixa
0	-R\$ 13.608.360,13				-R\$ 13.608.360,13
1		R\$ -216.497,22	R\$ 3.841.951,97		R\$ 3.625.454,75
2		R\$ -216.497,22	R\$ 3.841.951,97		R\$ 3.625.454,75
3		R\$ -262.218,22	R\$ 3.841.951,97		R\$ 3.579.733,74
4		R\$ -262.218,22	R\$ 3.841.951,97		R\$ 3.579.733,74
5		R\$ -291.779,22	R\$ 3.841.951,97		R\$ 3.550.172,75
6		R\$ -291.779,22	R\$ 3.841.951,97		R\$ 3.550.172,75
7		R\$ -291.779,22	R\$ 3.841.951,97		R\$ 3.550.172,75
8		R\$ -291.779,22	R\$ 3.841.951,97		R\$ 3.550.172,75
9		R\$ -291.779,22	R\$ 3.841.951,97		R\$ 3.550.172,75
10		R\$ -291.779,22	R\$ 3.841.951,97		R\$ 3.550.172,75
11		R\$ -291.779,22	R\$ 3.841.951,97		R\$ 3.550.172,75
12		R\$ -291.779,22	R\$ 3.841.951,97		R\$ 3.550.172,75
13		R\$ -291.779,22	R\$ 3.841.951,97		R\$ 3.550.172,75
14		R\$ -291.779,22	R\$ 3.841.951,97		R\$ 3.550.172,75
15		R\$ -291.779,22	R\$ 3.841.951,97		R\$ 3.550.172,75
16		R\$ -291.779,22	R\$ 3.841.951,97		R\$ 3.550.172,75
17		R\$ -291.779,22	R\$ 3.841.951,97		R\$ 3.550.172,75
18		R\$ -291.779,22	R\$ 3.841.951,97		R\$ 3.550.172,75
19		R\$ -291.779,22	R\$ 3.841.951,97		R\$ 3.550.172,75
20		R\$ -291.779,22	R\$ 3.841.951,97		R\$ 3.550.172,75

Fonte: Elaborado pela autora (2018).

A TIR real de projeto foi equivalente à 26% e será comparada à TIR nominal a seguir.

Os resultados do fluxo de caixa para 20 anos corrigidos à taxa de inflação e à taxa de reajuste de energia estão apresentados na Tabela 9, bem como o VLP do projeto, TMA adotada e TIR nominal.

Tabela 9 - Fluxo de caixa do projeto

Reajuste anual da tarifa =	8,70%	VPL = R\$ 46.218.417,48			
Inflação =	5,25%				
TMA =	10%	TIR nominal = 37%			
Ano	Investimento	Despesas	Receita	Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Acumulado
0	-R\$ 13.608.360,13			-R\$ 13.608.360,13	-R\$ 13.608.360,13
1		R\$ -226.854,54	R\$ 4.176.201,79	R\$ 3.949.347,25	-R\$ 9.659.012,88
2		R\$ -241.739,13	R\$ 4.539.531,34	R\$ 4.297.792,21	-R\$ 5.361.220,66
3		R\$ -290.631,51	R\$ 4.934.470,57	R\$ 4.643.839,06	-R\$ 717.381,60
4		R\$ -309.404,51	R\$ 5.363.769,51	R\$ 5.054.365,00	R\$ 4.336.983,40
5		R\$ -340.242,64	R\$ 5.830.417,46	R\$ 5.490.174,82	R\$ 9.827.158,22
6		R\$ -362.258,41	R\$ 6.337.663,78	R\$ 5.975.405,37	R\$ 15.802.563,59
7		R\$ -385.791,32	R\$ 6.889.040,53	R\$ 6.503.249,20	R\$ 22.305.812,79
8		R\$ -410.952,46	R\$ 7.488.387,05	R\$ 7.077.434,59	R\$ 29.383.247,38
9		R\$ -437.861,48	R\$ 8.139.876,72	R\$ 7.702.015,24	R\$ 37.085.262,62
10		R\$ -466.647,28	R\$ 8.848.046,00	R\$ 8.381.398,72	R\$ 45.466.661,34
11		R\$ -497.448,77	R\$ 9.617.826,00	R\$ 9.120.377,23	R\$ 54.587.038,57
12		R\$ -530.415,66	R\$ 10.454.576,86	R\$ 9.924.161,21	R\$ 64.511.199,77
13		R\$ -565.709,32	R\$ 11.364.125,05	R\$ 10.798.415,73	R\$ 75.309.615,50
14		R\$ -603.503,78	R\$ 12.352.803,93	R\$ 11.749.300,15	R\$ 87.058.915,64
15		R\$ -643.986,69	R\$ 13.427.497,87	R\$ 12.783.511,18	R\$ 99.842.426,82
16		R\$ -687.360,47	R\$ 14.595.690,19	R\$ 13.908.329,72	R\$ 113.750.756,54
17		R\$ -733.843,47	R\$ 15.865.515,23	R\$ 15.131.671,76	R\$ 128.882.428,30
18		R\$ -783.671,34	R\$ 17.245.815,06	R\$ 16.462.143,72	R\$ 145.344.572,02
19		R\$ -837.098,36	R\$ 18.746.200,97	R\$ 17.909.102,61	R\$ 163.253.674,63
20		R\$ -894.399,03	R\$ 20.377.120,45	R\$ 19.482.721,42	R\$ 182.736.396,05

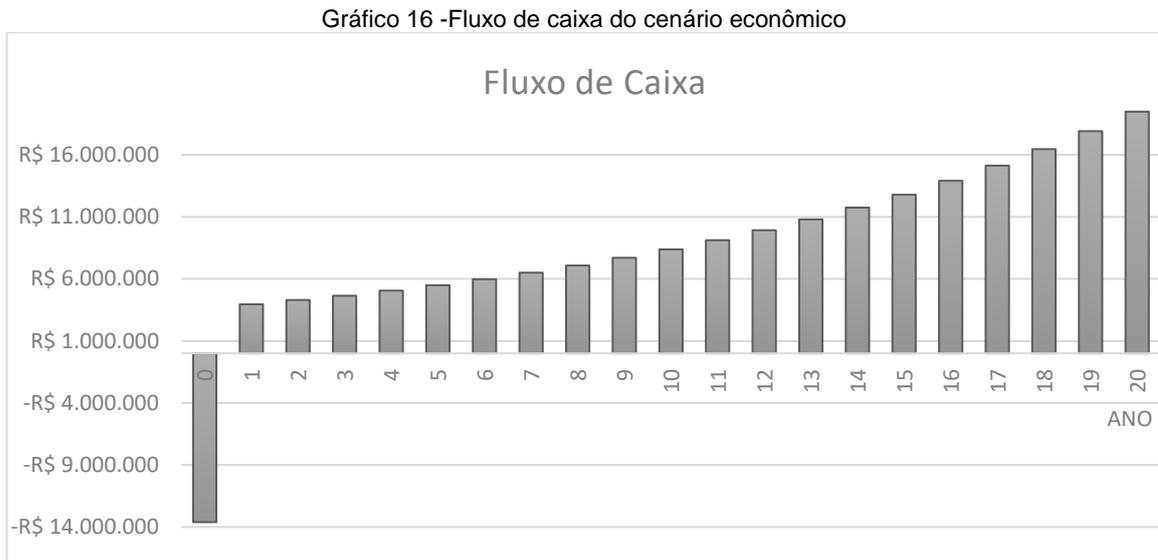
Fonte: Elaborado pela autora (2018).

Conforme o fluxo de caixa calculado com base nas premissas, destaca-se que o *payback* aconteceu no ano 4, período bastante inferior quando comparado à vida útil do projeto. Além disso, o cenário se mostrou otimista, também, pela análise da *Taxa Interna de Retorno* equivalente a 37% e pelo VLP positivo.

Seguindo-se a avaliação dos parâmetros, notou-se que a TIR real do projeto, cenário que avalia os fluxos de caixa à valor presente, foi menor do que a TIR nominal, cenário em que se incide a taxa de inflação e o reajuste de energia, respectivamente, nas despesas e na receita. A interpretação que pode ser feita a partir dessa constatação é de que a rentabilidade do projeto está diretamente atrelada ao reajuste

da tarifa anual, sendo que o modelo econômico pode ficar comprometido caso não seja experimentado tal valor de reajuste anual de tarifa definido no item 2.10.

O modelo econômico mostrou-se satisfatório e a viabilidade econômica do projeto foi comprovada com rentabilidade positiva, tendo em vista que se adotou-se um cenário pessimista para a taxa de inflação e uma taxa mínima de atratividade menos conservadora do que a taxa SELIC. Ademais, para complementar os resultados, gerou-se o Gráfico 16 do fluxo de caixa, a fim de obter a visualização das receitas e despesas ao longo do período de análise.



4. DISCUSSÕES

Por meio das análises realizadas no decorrer do dimensionamento do sistema de geração eólica, observou-se que o êxito da implementação de um sistema de geração distribuída com recurso eólico está condicionado, basicamente, aos seguintes fatores:

- Consumo mínimo de energia elétrica anual que justifique o investimento na implantação do sistema de geração eólica, composto por, no mínimo, um aerogerador;
- Escolha de uma região em que o potencial eólico seja atrativo para a exploração;
- A região selecionada para a implantação do sistema deve dispor, invariavelmente, de uma série histórica de medições de vento válidas e consistentes num período representativo para validação do potencial eólico local, bem como levantamento detalhado dos fatores que influenciam a velocidade do vento local (rugosidade e relevo);
- O suprimento do montante de consumo de energia elétrica definida deve estar garantido pela potência anual certificada de referência P90, em cenário mais conservador ou, no mínimo, pela potência anual certificada de referência P50;
- Avaliação da viabilidade técnica para a conexão do sistema à rede de distribuição local deve ser comprovada pela respectiva concessionária;
- O indicativo financeiro *payback* deve indicar o retorno do investimento em tempo menor do que a vida útil do sistema;
- Adesão do estado ao Convênio ICMS 16, resolução que permite a cobrança do ICMS apenas no montante de energia elétrica não compensada;
- Evolução da tarifa de energia;

O consumo de energia elétrica requerido pelo consumidor de perfil comercial do estudo mostrou-se apto à migração do sistema de energia convencional para o sistema de compensação. Associado a esse fator, a área de concessão da respectiva distribuidora de energia da região está inserida num local de excelente potencial eólico para exploração do recurso.

A comprovação da viabilidade técnica de operação do sistema cabe à distribuidora, na qualidade de responsável por garantir a prestação dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica. Ressalta-se que a distribuidora não pode negar atender uma unidade de geração distribuída que tenha atendido às condições de acesso estabelecidas na norma. Cabe a ela encontrar as soluções técnicas e economicamente razoáveis para prover a conexão dos geradores.

Quanto ao licenciamento ambiental, tal etapa não deve oferecer resistência à implantação do projeto, visto que, à luz do CONSEMA nº 372/2018, o empreendimento possui baixo impacto ambiental e não obriga a incidência de licenciamento ambiental.

Por fim, cabe ressaltar que os resultados devem ser interpretados com cuidado. A grande discrepância na tarifa de energia cobrada de uma concessionária para a outra e na qualidade do recurso eólico entre as regiões representam fatores decisivos para a viabilização de projetos de geração distribuída em energia eólica. Também, os resultados podem ser considerados representativos apenas para as condições macroeconômicas do Brasil atualmente, de acordo com as premissas da projeção econômica adotadas nesse estudo, em especial à premissa de evolução média do preço da tarifa de energia.

Apontam-se como limitações desse trabalho a ausência da diversificação de cenários econômicos e avaliação de sensibilidade do modelo à variação de parâmetros, pois a viabilidade econômica comprovou-se tendo como premissa o investimento oriundo 100% da capital próprio do consumidor inserido no setor comercial.

5. CONCLUSÃO

Ao passo que o Brasil abriga um ótimo potencial eólico para a exploração comercial, a utilização da fonte eólica para a geração de energia teve início tardio se comparado aos países tradicionais no uso desse tipo de energia, como Alemanha, Espanha e Estados Unidos. O início da exploração do potencial eólico brasileiro deu-se efetivamente através da criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), pela Lei nº 10.438/2002. Entretanto, de 2004 até os dias de hoje, o crescimento na utilização de energia eólica no setor elétrico sofreu um avanço exponencial. Segundo dados publicados pela ANEEL (2016), a energia eólica ocupa o 3º lugar em participação da matriz energética brasileira, representando 6,15% do total.

No ano de 2014, a Agência Gaúcha de Desenvolvimento e Promoção do Investimento (AGDI) em parceria com a Eletrosul, publicou a última revisão do Atlas Eólico do Rio Grande de Sul. O documento teve suma importância para a identificação das áreas mais promissoras no estado, evidenciando as regiões sudoeste e sudeste, e também incentivou o desenvolvimento de empreendimentos eólicos no estado.

No contexto de incentivo às energias renováveis, ressalta-se que a Lei nº 10.438/2002, criadora programa de fomento à utilização de energias renováveis no Brasil, foi importante por ter impulsionado avanços quanto à geração distribuída no país, visto que mencionou a GD como uma das possíveis modalidades de geração de energia elétrica. Em seguida, o Decreto nº 5.163/2004 lançou as definições de Geração Distribuída, que veio a ter seu embasamento e procedimentos regulamentados junto à Resolução Normativa nº 482 de 2012 da ANEEL, revisada na Resolução Normativa nº 687/2015 e na mais recente Resolução Normativa nº 786/2017.

Portanto, comprovado o potencial eólico do Rio Grande do Sul e as vantagens aliadas ao sistema de geração distribuída, parte-se para uma análise dos fatores que possam intervir na implantação desse tipo de sistema. O presente trabalho dimensionou um sistema de geração distribuída com recurso eólico no extremo sul do Rio Grande do Sul e avaliou as etapas para a implementação desse sistema, com intuito também de identificar os possíveis pontos de resistência para a efetivação do mesmo.

O recurso eólico avaliado no extremo Sul do Rio Grande do Sul mostrou plena capacidade de atender o sistema proposto no estudo de caso e, portanto, o

desenvolvimento de geração distribuída no estado pode ser uma boa estratégia de diversificação da matriz elétrica e descentralização do setor elétrico brasileiro. Além disso, ressalta-se também o caráter de baixo impacto ambiental do sistema de geração eólica proposto, não só pelo baixo impacto associado à geração eólica, mas também por se tratar de um sistema onde a geração é mais próxima dos locais de consumo, reduzindo as perdas elétricas e ocasionando a postergação de investimentos nos sistemas de transmissão e distribuição.

Contudo, diferentemente das fontes tradicionais de energia, toda a potência disponível no vento deve ser aproveitada instantaneamente para a produção de energia elétrica. Nas hidrelétricas e termelétricas, a fonte primária de energia pode ser armazenada no nível do reservatório ou no armazenamento do combustível. De acordo com as análises de produção feitas no item 3.2.5., a produção de energia eólica sofre por efeitos de sazonalidade do recurso e incertezas associadas ao sistema, tendo uma produção assegurada até certo nível de segurança. Logo, uma maneira de viabilizar a geração distribuída com fonte eólica é fazer com que o sistema trabalhe em complementariedade à geração centralizada⁴, uma vez que o grande problema na utilização de energias renováveis para geração elétrica é o próprio armazenamento da energia.

A combinação entre energia eólica e as demais fontes torna-se possível devido à existência do sistema interligado nacional⁵, que permite que a energia disponível no vento seja indiretamente armazenada, seja no reservatório das hidrelétricas ou na economia de combustível, no caso das termelétricas. A complementariedade dos sistemas seria uma maneira de garantir a disponibilidade da energia em todo o país, mesmo em momentos de crise de uma das fontes, bem como aumentar de participação das energias renováveis na matriz elétrica.

Os principais entraves identificados na avaliação dos sistemas de geração distribuída em energia eólica estão relacionados aos altos custos de investimento inicial, bem como à regulamentação que ainda se apresenta prematura e, por vezes, incerta. Outro ponto crucial para a implementação do sistema são as distribuidoras de energia – a inserção de geração distribuída aumenta o escopo de atividades da

⁴ Geração centralizada: Modelo de geração e distribuição de energia elétrica baseado em grandes usinas que fornecem energia para a rede (ROSA e GASPARIN, 2016).

⁵ Sistema interligado nacional (SIN): Sistema de controle de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil (ANEEL, 2017).

respectiva concessionária e requer um controle refinado dos indicadores de geração para que a compensação aconteça de acordo com a REN 482/2012 e ainda ameça a arrecadação das receitas. Estudos recentes associariam a expansão da geração distribuída com uma diminuição da remuneração dos ativos das concessionárias, já que, tendo vista um crescimento progressivo da GD, a tendência é que os consumidores reduzam seu consumo de energia junto à concessionária ou se desconectem da rede nos casos de geração de energia local. Por outro lado, os consumidores enquadrados em GD não deixam de requerer a demanda do sistema, custeada pelas concessionárias e responsável por agregar investimentos de manutenção e ampliação de redes de distribuição. Na conformação atual de cobrança de energia, o impacto da não cobrança da demanda para consumidores de baixa tensão enquadrados em geração distribuída de fato possui grande potencial de impactar as receitas das concessionárias.

Além disso, é impossível negar que as tecnologias acerca das baterias para o armazenamento de energia renovável estão em avanço e que, num futuro próximo, a viabilização da sua utilização pode tornar-se realidade, ameaçando ainda mais a receita arrecadada pelas concessionárias. Por conta disso, as distribuidoras podem mostrar um posicionamento de certa resistência e incerteza quanto à geração distribuída, contudo, esse fator traz à tona a necessidade de mudança na composição tarifária do mercado regulado de energia elétrica brasileira num cenário de expansão de geração distribuída.

Quanto aos fatores econômicos de viabilidade analisados no estudo, destaca-se que o volume de investimento inicial se mostrou relativamente alto, fator que configura um impeditivo nos casos de consumo residencial, os quais dificilmente atingem o consumo de energia mínimo para justificar o empreendimento, salvo os casos em que são estabelecidos consórcios se diversos ramais de consumo. Contudo, concluiu-se que a implementação de geração distribuída é ligeiramente atrativa para os consumidores do setor comercial e industrial, já que, geralmente, esses perfis de consumidores dispõem de melhores condições de aporte de capital e também consomem um montante de energia que justifica a implementação de geração distribuída de porte médio apresentado nesse estudo.

Sugere-se para estudos futuros a investigação mais aprofundada do impacto da geração distribuída na receita das concessionárias de energia e também a avaliação dos impactos das mudanças na legislação de geração distribuída prevista

na REN 678/2015, a qual ocorrerá em 2019. Outro fator controverso e frequentemente discutido no setor elétrico e abordado nesse estudo é a tributação do imposto ICMS sob a fatura de energia compensada. Nesse sentido, o incentivo de isenção do ICMS (Convênio ICMS 2016) na energia compensada foi adotado em alguns estados brasileiros, mas ainda não é um consenso no país. O Rio Grande do Sul carece de embasamento teórico que fundamente os impactos na arrecadação do estado com a adoção do incentivo de isenção tributária de PIS/COFINS e ICMS na energia compensada, portanto, sugere-se a avaliação dos impactos desse tipo de isenção na arrecadação tributária no estado.

Por fim, fatores abordados nesse trabalho indicam que a geração distribuída tem espaço para um crescimento ainda maior nos próximos anos no país e o Rio Grande de Sul tem potencial de ser tornar um grande contribuidor para tal. As tecnologias acerca dos equipamentos para geração de energia renovável experimentam avanço simultâneo ao aumento de sua utilização no Brasil e o arcabouço regulatório e de incentivos fiscais caminham em sentido à consolidação no uso de fontes renováveis no país. Ademais, o potencial eólico do Rio Grande do Sul avaliado nesse estudo comprova que o estado pode vir a contribuir com o país para o alcance das metas estipuladas na COP21, que prometem 45% de participação de energias renováveis na composição da matriz energética e redução de 43% nas emissões de gases de efeito estufa até 2030.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEólica (2018) **Brasil sobe mais uma posição no Ranking mundial de capacidade instalada de energia eólica**. Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br/>>. Acesso em: 01 de Jun 2018.

ANEEL (2018) **Unidades consumidoras com Geração Distribuída**. Dados de março de 2018. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_mJhnKli7qcJG%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2. Acesso em: 27 de mai de 2018.

ANEEL. **Resolução normativa nº 687/2015**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em 20 Mai 2018.

ANEEL. **Resolução normativa nº 786/2017**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>>. Acesso em 20 Mai 2018.

ANEEL (2016) **Evolução da Energia Eólica no Brasil**. Dados de março de 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aneel-essencial/-/asset_publisher/c4M6OIoMkLad/content/evolucao-da-energia-eolica-no-brasil?inheritRedirect=false>. Acesso em 10 Jun 2010.

ANEEL. **Resolução normativa nº 482/2012**. Disponível em: <www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em 20 Mai 2018.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional** Disponível em

http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODIST-M%C3%B3dulo3_Revis%C3%A3o7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99. Acesso em 08 de Jun de 2018.

Amarante et al. (2001) **Atlas do potencial eólico brasileiro**. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf

ASSAF NETO, A., **Matemática financeira e suas aplicações**, 12ª ed. São Paulo: Editora Atlas, 2012.

ATKINS, Shiver. **Química Inorgânica**. 4 ed. Guanabara Koogan, 2008.

Avaliação da geração distribuída do brasil. Disponível em: <https://www.cosol.com.br/blog/avaliacao-da-geracao-distribuida-no-brasil>. Acesso em 02 de Jun 2018.

BENEVIT, M. **Desafios para a implementação da geração solar fotovoltaica domiciliar conectada ao sistema interligado no brasil: um estudo comparativo**. 2017. 81 páginas. Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia Ambiental –

Instituto de Pesquisas Hidráulicas e Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2017.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. **Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.** Disponível em: <<http://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/2004/decreto-5163-30-julho-2004-533148-normaatualizada-pe.html>>. Acesso em 04 Jun 2018.

CARVALHO, P. **Geração Eólica.** ISBN 85-7485-039-X. Imprensa Universitária, Fortaleza, CE. 2003.

CEEE. Disponível em <http://www.cee.com.br>. Acesso em 20 de maio de 2018.

CIRCULAÇÃO DA ATMOSFERA. Disponível em: <http://geoconceicao.blogspot.com.br/2012/04/circulacao-da-atmosfera.html>. Acesso em 03 Jun de 2018.

CONSEMA. Disponível em: <http://www.farsul.org.br/slides/doc/lars.pdf> **CONSEMA 872.** Acesso em 02 de Jun de 2018.

CUSTÓDIO, R. S. **Energia eólica para produção de energia elétrica.** Rio de Janeiro, 2007.

DEWI. **Homologação de Sistemas de Medição de Ventos Santa Vitória do Palmar, Rio Grande do Sul – Brasil.** 2009.

DIMENSIONAMENTO das pas. Disponível em http://www.fahor.com.br/publicacoes/sief/2013/dimensionamento_das_pas.pdf. Acesso em: 03 de Jun de 2018.

EOLICA turbina. Disponível em <http://www.antonioгуilherme.web.br.com/Arquivos/eolica_turbina.php> Acesso em: 04 Jun de 2018.

FUNCIONAMENTO de um aerogerador. Porta Energia. 2016. Disponível em: <https://www.portal-energia.com/funcionamento-de-um-aerogerador/>. Acesso em: 04 Jun de 2018.

FREITAS, B.M.R, HOLLANDA, L. (2015) **Micro e Minigeração no Brasil:** Viabilidade Econômica e Entraves do Setor. FGV Energia. White Paper nº1, maio de 2015. Disponível em: < <http://fgvenergia.fgv.br/artigos/micro-e-minigeracao-no-brasil-viabilidade-economica-e-entraves-do-setor> >. Acesso em 01 de 2017.

GL garrad hassan. **Additional Material.** 2010.

HOW much power will wind turbine produce. Windy Nation. Disponível em: <https://www.windynation.com/jzv/inf/how-much-power-will-wind-turbine-produce>. Acesso em: 03 de Jun de 2018.

IEC. IEC 61400-1 **Wind Turbine Generator Systems – Part 1: Safety Requirements; International Standard.** 3. ed. Geneva, 2005.

- LAURIS, B; VINNIKOV, D & GALKIN, I. **New converter for interfacing PMSG based small-scale wind turbine with residential power network**. 2011 7th International Conference-Workshop Compatibility and Power Electronics, CPE 2011 - **Conference Proceedings**. 354 - 359. 10.1109/CPE.2011.5942260, 2011.
- LAPPONI, J. C. **Projetos de investimento**: construção e avaliação do fluxo de caixa. São Paulo: Laponi Treinamento e Editora, 2000.
- MANKIW, N. G. **Introdução à economia**, 8ª ed. Cengage Learning. São Paulo: 2014.
- MARTINS, F.R; GUARNIERI, R.A; PEREIRA, E.B. **O aproveitamento da energia eólica**. Rev. Bras. Ensino Fís. vol.30 no.1 São Paulo 2008.
- MICRO e Minigeração no Brasil: Viabilidade Econômica e Entraves do Setor. FVG Energia. 2015. Disponível em:
<https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/13853/micro.pdf>.
Acesso em: 02 de Jun de 2018.
- MOK, K. **The power coefficient represents a non-linear dynamic system**. Identification of the Power Coefficient of Wind Turbines, 2007.
- NAKABAYASHI, R. K. **Microgeração fotovoltaica no Brasil**: viabilidade econômica. Nota Técnica. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.
- NUÑEZ, A. R. **Entraves e alternativas para a viabilização econômica de projetos de micro e minigeração fotovoltaica**. 2015. 62 páginas. Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia Ambiental – Instituto de Pesquisas Hidráulicas e Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2015.
- OLIVEIRA, J; TERASSI, J. M; GIVANILDO, P. **Estudo da circulação dos ventos na Baía de Guanabara/RJ**, entre 2003 e 2013. Revista Brasileira de climatologia. 21. 59-80, 2017.
- OZAWA. **Aplicação de parâmetros da distribuição de Weibull na análise do potencial energético de um microgerador eólico em cidades do estado do Paraná**. 2017. 110f. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2017.
- PEPERMANS, G., DRIESEN, J., HAESELDONCKX, D., D'HAESELEER, W. (2005) **Distributed generation: definition, benefits and issues**. Energy Policy. Volume 33, Issue 6, April 2005, pag. 787-798. Disponível em: <
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421503003069> >. Acesso em 03 de novembro de 2017.
- PICOLO, A. P.; RÜHLER, A. J.; RAMPINELLI, G. A. **An approach to the wind energy as an alternative for teaching topics of classical physics**. Rev. Bras. Ensino Fís. vol.36 no.4 São Paulo Oct./Dec. 2014.
- ROCKEL, E. P. **Sistemas de monitoramento e controle de gerador eólico**. 2013. **Trabalho de conclusão de curso de Engenharia Elétrica**. Universidade Anhanguera, Campo Grande, 2013.

RODRIGUES, I. S. **Geração Distribuída no Setor de Energia Elétrica no Brasil. Trabalho de conclusão de curso de Economia.** 2016. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2016.

SAMANEZ, C.P. (2009) **Engenharia Econômica.** Pearson Prentice Hall, São Paulo, 211 p.

SAMANEZ, C. P. **Matemática financeira**, 5ª ed. Editora Pearson Prentice Hall. São Paulo, 2010.

SEVERINO, M. M.; CAMARGO, I. M. de T.; OLIVEIRA, M. A. G. **Geração distribuída: discussão conceitual e nova definição.** Pp. 47-69. Revista Brasileira de Energia, Vol. 14, Nº 1. 2008.

SILVA, G.R., **Características de Vento da Região Nordeste. Análise, Modelagem e Aplicações para Projetos de Centrais Eólicas;** Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Pernambuco. Recife, 2003.

SILVEIRA, S. R. **Geração descentralizada de energia através de fonte alternativa.** 2011. 55f. Trabalho de conclusão de curso. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2011.

SILVEIRA, S. R. da. **Geração descentralizada de energia através de fonte alternativa.** 2011. 55 páginas. Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

SOBRE a aerodinâmica dos aviões. Disponível em:

<http://proavirtualg9.pbworks.com/w/page/18679360/Sobre%20a%20aerodin%C3%A2mica%20dos%20avi%C3%B5es>. Acesso em 02 de Jun 2018.

SOUSA, I. D. P. **Projeto e ensaios de pás para turbinas eólicas de pequeno porte com diferentes correções geométricas na ponta e na raiz da pá.** 2014. 109f. Dissertação de mestrado do programa de pós-graduação em engenharia mecânica. Universidade Federal do Ceara. 2014.

TRENTINE, C. **Viabilidade técnico econômica de implantação de aerogeradores em regiões brasileiras.** 2016. 71f. Trabalho de conclusão de curso da faculdade de engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora, 2016.

VENTOS alisios. Info Escola. Disponível em:

<https://www.infoescola.com/geografia/ventos-alisios/>. Acesso em: 04 de Jun de 2018.

WHITE, M. F. **Mecânica de Fluidos.** McGraw Hill Brasil, 1962.

ANEXO A – RELATÓRIO DE OTIMIZAÇÃO

WindFarmer		
04 June 2018		
1 General report information		
WindFarmer version	v5.3.38.0	
junho 04, 2018		
2 Energy capture summary for all active projects		
Ideal energy production	9,89	GWh/yr
Topographic efficiency	101,23	%
Array efficiency	100,00	%
Electrical efficiency	100,00	%
Availability	100,00	%
Other Factors	100,00	%
Icing and blade degradation	100,00	%
Substation maintenance	100,00	%
Utility downtime	100,00	%
Power curve turbulence variation	100,00	%
Hysteresis	100,00	%
Sector Management	100,00	%
Estimated annual net energy production	10,01	GWh/yr
Estimated capacity factor	52	%
Calculated flow calibration factor	1,000	
3 Workbook options		
Wake model	Modified PARK	
Topographic effect	Yes	
Array effect	Yes	
Maximum wind speed for energy calculation	70	m/s
Number of direction steps	72	
Minimum separation distance	4,0	diameters
Apply large wind farm correction	No	
Wind flow model:	WAsP from frequency distribution	
WAsP Version	10	
Flow calibration factor	1,000	
Please note: direction shift and topography correction to wake model are only applied when used in conjunction with frequency tables		
4 Uncertainty		
Annual wind speed variability	6,0	%
Historical period	1,00	years

Historical uncertainty by source	Type of uncertainty	Std error [% of effect]	Sensitivity of Net yield [%]	Uncertainty Net Yield [%]
Historical wind speed variability	Wind Speed	5,0	150	9,0
Anemometry	Wind Speed	2,00	150	3,00
Topographic model	Topography	4,0	-1,23	-0,049
Wake loss model	Wake Model	15,0	0	0
Correlation	Wind Speed	0	150	0
Power curve	Energy Yield	4,0	100,00	4,0
Vertical extrapolation	Energy Yield	0	100,00	0
Horizontal extrapolation	Energy Yield	0	100,00	0
Other	User Defined	0	100,00	0
Total historical uncertainty [%]				10,3

Table 1 - Historical uncertainties

Uncertainty for future period	1 [year]	10 [years]	20 [years]
Variability of wind speed [%]	6,0	1,90	1,34
Sensitivity [%]	150	150	150
Future uncertainty [%]	9,0	2,84	2,01
Historical uncertainty [%]	10,3	10,3	10,3
Total uncertainty [%]	13,7	10,7	10,5

Table 2 - Uncertainty of central estimate

Exceedance level	1 [year]	10 [years]	20 [years]
P50 [GWh]	10,0	10,0	10,0
P75 [GWh]	9,1	9,3	9,3
P80 [GWh]	8,9	9,1	9,1
P84 [GWh]	8,6	8,9	9,0
P90 [GWh]	8,3	8,6	8,7

Table 3 - Exceedance levels

5 Project: Project Name

Project Project Name
Number of turbines 1

6 Project: Project Name - Project energy capture summary

Site capacity	2,20	MW
Ideal energy production	9,89	GWh/yr
Topographic efficiency	101,23	%
Array efficiency	100,00	%
Electrical efficiency	100,00	%
Availability	100,00	%
Other Factors	100,00	%
Icing and blade degradation	100,00	%
Substation maintenance	100,00	%
Utility downtime	100,00	%
Power curve turbulence variation	100,00	%
Hysteresis	100,00	%
Sector Management	100,00	%
Estimated annual net energy production	10,01	GWh/yr
Estimated capacity factor	52	%

7 Project: Project Name - Turbines Table

Turbine ID	Turbine type name	Capacity (kW)	Rotor diameter (m)	Hub height (m)	Calculated net yield (MWh/yr)	Calculated net yield - Installed (MWh/yr)	Actual net yield (MWh/yr)	Production ratio (%)
1	AGW 110 2.2MW @95M	2200	110	80	10010	0	0	0

Table 4 - Turbines Table - Part 1

Turbine ID	Turbine label	Eastings (m)	Northings (m)	Height of base (m)	Nearest turbine ID	Distance to nearest turbine (m)
1	<label>	296189,0	6289794,0	15	0	2000000000,0

Table 5 - Turbines Table - Part 2

Turbine ID	Wind resource grid ID	Mean free wind speed (m/s)	Ambient Turbulence Intensity at 15 m/s (%)	Mean wind speed (m/s)	Estimate of design equivalent T.I. at 15 m/s (%)	Ideal yield (MWh/yr)	Gross yield (MWh/yr)	Net yield (MWh/yr)
1	1_1	7,74	9,9	7,74	0	9890	10010	10010

Table 6 - Turbines Table - Part 3

Turbine ID	Capacity Factor (%)	Topographic Efficiency (%)	Array Efficiency (%)	Power curve turbulence variation (%)	Hysteresis of power curve (%)	Sector Management (%)	Perturbed Energy Yield (MWh/yr)	Perturbed Mean Windspeed (m/s)
1	51,92	101,23	100,00	100,0	100,0	100,0	9890	7,51

Table 7 - Turbines Table - Part 4

Note: The turbulence intensity is only valid with the eddy viscosity wake method.

Note: The topographic effect is only valid with the eddy viscosity or the modified PARK wake methods and with a frequency table associated.

WindFarmer

04 June 2018

8 Project: Project Name - Speedups Table

Table 8 - Project: Project Name - Speedups Table

9 Project: Project Name - Sector Management Table

Table 9 - Project: Project Name - Sector Management Table

10 Project: Project Name - Wind resource files

Wind Resource file ID	Wind resource file name	Resolution	Height AGL (m)	Turbulence Intensity (%)	Date created	Mast ID	Association method	Associated Hub-height wind resource ID
1_1	Generated	20,0	80,0	See anemometer info	04/06/2018 10:11	1	Yes	1

Table 10 - Project: Project Name - Wind resource files

11 Project: Project Name - Anemometers

Mast ID	Mast name	Sensor height AGL (m)	Eastings (m)	Northings (m)	Height (m)
1		80,0	289163,0	6262333,0	15

Table 11 - Project: Project Name - Anemometers 1

Mast ID	Turbulence Intensity (%)	Frequency distribution	Sensor wind resource
1	10,00	C:\Users\RENBRAX\Dropbox (Renobrax)\7. Clientes\Embratef02. Execucao08. CEEE - SVP e Chu#12. Medicoes\TAB File Mega\pule\N_00072009s@80m.tab	Generated

Table 12 - Project: Project Name - Anemometers 2

12 Project: Project Name - Hub height resources

Hub height file ID	Hub Height file name	Height AGL (m)	Eastings (m)	Northings	Mast ID
1	Generated	80	289163	6262333	1

Table 13 - Project: Project Name - Hub height resources

13 Project: Project Name - Project options

Site reference air density	1,225	kg/m ³
Site reference height	0,0	m
Lapse rate	-0,113	(kg/m ³)/km
Direction shifted sector probabilities	No	
Topography corrected wake model	Yes	
Input Electrical Efficiency	Manual	
Power curve turbulence variation	Manual	
Hysteresis	Manual	
Sector Management	Manual	

Please note: direction shift and topography correction to wake model are only applied when used in conjunction with frequency tables

14 Project: Project Name - Turbine types

Turbine type	AGW110 2.2MW @95M	
Diameter	110,0	m
Hub height	80,0	m
Number of blades	3	
Air density for power curve	1,225	kg/m ³
Power regulation	Pitch	
Cut-In windspeed	3,0	m/s
Cut-Out windspeed	20,0	m/s
Data source	Unknown	

Turbine Classification:		
Certification according to	None	
Turbine Class	None	
Sub-Class	None	
V mean	0	m/s
V ref	0	m/s
Design Turbulence	0	%
Slope parameter - a	0	

Hub height wind speed (m/s)	Electrical power (KW)	Thrust coefficient (-)	Electrical power (KW) 1,225kg/m ³
3.0	46.0	0.893	46.0
4.0	143.0	0.795	143.0
5.0	307.0	0.777	307.0
6.0	546.0	0.776	546.0
7.0	866.0	0.771	866.0
8.0	1265.0	0.748	1265.0
9.0	1744.0	0.677	1744.0
10.0	2026.0	0.569	2026.0
11.0	2151.0	0.414	2151.0
12.0	2200.0	0.311	2200.0
13.0	2200.0	0.240	2200.0
14.0	2200.0	0.190	2200.0
15.0	2200.0	0.155	2200.0
16.0	2200.0	0.130	2200.0
17.0	2200.0	0.111	2200.0
18.0	2200.0	0.095	2200.0
19.0	2200.0	0.083	2200.0
20.0	2200.0	0.071	2200.0

Table 14 - Turbine performance for AGW110 2.2MW @95M

Turbine noise options:

Turbine produces tonal noise	No	
Noise in octave bands	No	
Sound Power Level of turbine (LWA ref)	97,10	dB(A)
Specify absolute sound power level	Yes	
Specify variation of sound power level with wind speed	No	

ANEXO B – RELATÓRIO SIMULAÇÃO TORRE A 80 METROS

WindFarmer		
03 June 2018		
1 General report information		
WindFarmer version	v5.3.38.0	
junho 03, 2018		
2 Energy capture summary for all active projects		
Ideal energy production	9,89	GWh/yr
Topographic efficiency	100,92	%
Array efficiency	100,00	%
Electrical efficiency	100,00	%
Availability	100,00	%
Other Factors	100,00	%
Icing and blade degradation	100,00	%
Substation maintenance	100,00	%
Utility downtime	100,00	%
Power curve turbulence variation	100,00	%
Hysteresis	100,00	%
Sector Management	100,00	%
Estimated annual net energy production	9,98	GWh/yr
Estimated capacity factor	52	%
Calculated flow calibration factor	1,000	
3 Workbook options		
Wake model	Modified PARK	
Topographic effect	Yes	
Array effect	Yes	
Maximum wind speed for energy calculation	70	m/s
Number of direction steps	72	
Minimum separation distance	4,0	diameters
Apply large wind farm correction	No	
Wind flow model:	WAsP from frequency distribution	
WAsP Version	10	
Flow calibration factor	1,000	
Please note: direction shift and topography correction to wake model are only applied when used in conjunction with frequency tables		
4 Uncertainty		
Annual wind speed variability	6,0	%
Historical period	1,00	years

03 June 2018

Historical uncertainty by course	Type of uncertainty	Bid error (%) of effect	Sensitivity of Net yield (%)	Uncertainty of Net Yield (%)
Historical wind speed variability	Wind Speed	6,0	151	9,0
Anemometry	Wind Speed	2,00	151	3,01
Topographic model	Topography	4,0	-0,92	-0,037
Wake loss model	Wake Model	15,0	0	0
Correlation	Wind Speed	0	151	0
Power curve	Energy Yield	4,0	100,00	4,0
Vertical extrapolation	Energy Yield	0	100,00	0
Horizontal extrapolation	Energy Yield	0	100,00	0
Other	User Defined	0	100,00	0
Total historical uncertainty (%)				10,3

Table 1 - Historical uncertainties

Uncertainty for future period	1 [year]	10 [years]	20 [years]
Variability of wind speed (%)	6,0	1,90	1,34
Sensitivity (%)	151	151	151
Future uncertainty (%)	9,0	2,86	2,02
Historical uncertainty (%)	10,3	10,3	10,3
Total uncertainty (%)	13,7	10,7	10,6

Table 2 - Uncertainty of central estimate

Exceedance level	1 [year]	10 [years]	20 [years]
P60 [GWh]	10,0	10,0	10,0
P75 [GWh]	9,1	9,3	9,3
P80 [GWh]	8,8	9,1	9,1
P84 [GWh]	8,5	8,9	8,9
P90 [GWh]	8,2	8,6	8,6

Table 3 - Exceedance levels

5 Project: Project Name

Project Project Name
 Number of turbines 1

6 Project: Project Name - Project energy capture summary

Site capacity	2,20	MW
Ideal energy production	9,89	GWh/yr
Topographic efficiency	100,92	%
Array efficiency	100,00	%
Electrical efficiency	100,00	%
Availability	100,00	%
Other Factors	100,00	%
Icing and blade degradation	100,00	%
Substation maintenance	100,00	%
Utility downtime	100,00	%
Power curve turbulence variation	100,00	%
Hysteresis	100,00	%
Sector Management	100,00	%
Estimated annual net energy production	9,98	GWh/yr
Estimated capacity factor	52	%

7 Project: Project Name - Turbines Table

Turbine ID	Turbine type name	Capacity (kW)	Rotor diameter (m)	Hub height (m)	Calculated net yield (MWh/yr)	Calculated net yield - Installed (MWh/yr)	Actual net yield (MWh/yr)	Production ratio (%)
1	AGW 110 2.2MW @95M	2200	110	80	9980	0	0	0

Table 4 - Turbines Table - Part 1

Turbine ID	Turbine label	Easting (m)	Northing (m)	Height of base (m)	Nearest turbine ID	Distance to nearest turbine (m)
1	<label>	295959,0	6289620,0	15	0	200000000,0

Table 5 - Turbines Table - Part 2

Turbine ID	Wind resource grid ID	Mean free wind speed (m/s)	Ambient Turbulence intensity at 16 m/s (%)	Mean wind speed (m/s)	Estimate of design equivalent T.I. at 16 m/s (%)	Ideal yield (MWh/yr)	Gross yield (MWh/yr)	Net yield (MWh/yr)
1	1_1	7,73	5,5	7,73	0	9980	9980	9980

Table 6 - Turbines Table - Part 3

Turbine ID	Capacity Factor (%)	Topographic Efficiency (%)	Array Efficiency (%)	Power curve turbulence variation (%)	Hysteresis of power curve (%)	Sector Management (%)	Perturbed Energy Yield (MWh/yr)	Perturbed Mean Windspeed (m/s)
1	51,76	100,92	100,00	100,0	100,0	100,0	9530	7,49

Table 7 - Turbines Table - Part 4

Note: The turbulence intensity is only valid with the eddy viscosity wake method.

Note: The topographic effect is only valid with the eddy viscosity or the modified PARK wake methods and with a frequency table associated.

WindFarmer

03 June 2018

8 Project: Project Name - Speedups Table

Table 8 - Project: Project Name - Speedups Table

9 Project: Project Name - Sector Management Table

Table 9 - Project: Project Name - Sector Management Table

10 Project: Project Name - Wind resource files

Wind Resource file ID	Wind resource file name	Resolution	Height AGL (m)	Turbulence Intensity (%)	Date created	Mast ID	Association method	Associated Hub-height wind resource ID
1_1	Generated	25,0	80,0	See anemometer info	03/06/2018 16:05	1	Yes	1

Table 10 - Project: Project Name - Wind resource files

11 Project: Project Name - Anemometers

Mast ID	Mast name	Sensor height AGL (m)	Eastings (m)	Northings (m)	Height (m)
1		80,0	289163,0	6282333,0	15

Table 11 - Project: Project Name - Anemometers 1

Mast ID	Turbulence intensity (%)	Frequency distribution	Sensor wind resource
1	10,00	C:\Users\RENOBRAX\Dropbox (Renobrax)\7. Clientes\Embratel\02. Execuções\08. CEEE - SVP e Chufl12. Medições\TAB File Mega\jule\VN_00072009s@80m.tab	Generated

Table 12 - Project: Project Name - Anemometers 2

12 Project: Project Name - Hub height resources

Hub height file ID	Hub Height file name	Height AGL (m)	Eastings (m)	Northings	Mast ID
1	Generated	80	289163	6282333	1

Table 13 - Project: Project Name - Hub height resources

13 Project: Project Name - Project options

Site reference air density	1,225	kg/m ³
Site reference height	0,0	m
Lapse rate	-0,113	(kg/m ³)/km
Direction shifted sector probabilities	No	
Topography corrected wake model	Yes	
Input Electrical Efficiency	Manual	
Power curve turbulence variation	Manual	
Hysteresis	Manual	
Sector Management	Manual	

Please note: direction shift and topography correction to wake model are only applied when used in conjunction with frequency tables

14 Project: Project Name - Turbine types

Turbine type	AGW110 2.2MW @95M	
Diameter	110,0	m
Hub height	80,0	m
Number of blades	3	
Air density for power curve	1,225	kg/m ³
Power regulation	Pitch	
Cut-In windspeed	3,0	m/s
Cut-Out windspeed	20,0	m/s
Data source	Unknown	

Turbine Classification:

Certification according to	None	
Turbine Class	None	
Sub-Class	None	
V mean	0	m/s
V ref	0	m/s
Design Turbulence	0	%
Slope parameter - a	0	

Hub height wind speed (m/s)	Electrical power (kW)	Thrust coefficient (-)	Electrical power (kW) 1,226kg/m ³
3,0	46,0	0,893	46,0
4,0	143,0	0,795	143,0
5,0	307,0	0,777	307,0
6,0	546,0	0,776	546,0
7,0	866,0	0,771	866,0
8,0	1255,0	0,748	1255,0
9,0	1744,0	0,677	1744,0
10,0	2026,0	0,589	2026,0
11,0	2151,0	0,414	2151,0
12,0	2200,0	0,311	2200,0
13,0	2200,0	0,240	2200,0
14,0	2200,0	0,190	2200,0
15,0	2200,0	0,155	2200,0
16,0	2200,0	0,130	2200,0
17,0	2200,0	0,111	2200,0
18,0	2200,0	0,095	2200,0
19,0	2200,0	0,083	2200,0
20,0	2200,0	0,071	2200,0

Table 14 - Turbine performance for AGW110 2.2MW @95M

Turbine noise options:

Turbine produces tonal noise	No	
Noise in octave bands	No	
Sound Power Level of turbine (LWA ref)	97,10	dB(A)
Specify absolute sound power level	Yes	
Specify variation of sound power level with wind speed	No	

ANEXO C – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO TORRE A 95 METROS

WindFarmer		
05 June 2018		
1 General report information		
WindFarmer version	v5.3.38.0	
junho 05, 2018		
2 Energy capture summary for all active projects		
Ideal energy production	10,48	GWh/yr
Topographic efficiency	101,20	%
Array efficiency	100,00	%
Electrical efficiency	100,00	%
Availability	100,00	%
Other Factors	100,00	%
Icing and blade degradation	100,00	%
Substation maintenance	100,00	%
Utility downtime	100,00	%
Power curve turbulence variation	100,00	%
Hysteresis	100,00	%
Sector Management	100,00	%
Estimated annual net energy production	10,61	GWh/yr
Estimated capacity factor	55	%
Calculated flow calibration factor	1,000	
3 Workbook options		
Wake model	Modified PARK	
Topographic effect	Yes	
Array effect	Yes	
Maximum wind speed for energy calculation	70	m/s
Number of direction steps	72	
Minimum separation distance	4,0	diameters
Apply large wind farm correction	No	
Wind flow model:	WAsP from frequency distribution	
WAsP Version	10	
Flow calibration factor	1,000	
Please note: direction shift and topography correction to wake model are only applied when used in conjunction with frequency tables		
4 Uncertainty		
Annual wind speed variability	6,0	%
Historical period	1,00	years

Historical uncertainty by source	Type of uncertainty	Std error (%) of effect	Sensitivity of Net yield (%)	Uncertainty of Net Yield (%)
Historical wind speed variability	Wind Speed	6,0	138	8,3
Anemometry	Wind Speed	2,00	138	2,76
Topographic model	Topography	4,0	-1,20	-0,048
Wake loss model	Wake Model	16,0	0	0
Correlation	Wind Speed	0	138	0
Power curve	Energy Yield	4,0	100,00	4,0
Vertical extrapolation	Energy Yield	0	100,00	0
Horizontal extrapolation	Energy Yield	0	100,00	0
Other	User Defined	0	100,00	0
Total historical uncertainty (%)				9,6

Table 1 - Historical uncertainties

Uncertainty for future period	1 (year)	10 (years)	20 (years)
Variability of wind speed (%)	6,0	1,90	1,34
Sensitivity (%)	138	138	138
Future uncertainty (%)	8,3	2,62	1,86
Historical uncertainty (%)	9,6	9,6	9,6
Total uncertainty (%)	12,7	9,9	9,8

Table 2 - Uncertainty of central estimate

Exceedance level	1 (year)	10 (years)	20 (years)
P60 (GWh)	10,6	10,6	10,6
P75 (GWh)	9,7	9,9	9,9
P80 (GWh)	9,5	9,7	9,7
P84 (GWh)	9,3	9,6	9,6
P90 (GWh)	8,9	9,3	9,3

Table 3 - Exceedance levels

5 Project: Project Name

Project	Project Name
Number of turbines	1

6 Project: Project Name - Project energy capture summary

Site capacity	2,20	MW
Ideal energy production	10,48	GWh/yr
Topographic efficiency	101,20	%
Array efficiency	100,00	%
Electrical efficiency	100,00	%
Availability	100,00	%
Other Factors	100,00	%
Icing and blade degradation	100,00	%
Substation maintenance	100,00	%
Utility downtime	100,00	%
Power curve turbulence variation	100,00	%
Hysteresis	100,00	%
Sector Management	100,00	%
Estimated annual net energy production	10,61	GWh/yr
Estimated capacity factor	55	%

7 Project: Project Name - Turbines Table

Turbine ID	Turbine type name	Capacity (kW)	Rotor diameter (m)	Hub height (m)	Calculated net yield (MWh/yr)	Calculated net yield - Installed (MWh/yr)	Actual net yield (MWh/yr)	Production ratio (%)
1	AGW 110 2.3MW (95M)	2300	110	95	10610	0	0	0

Table 4 - Turbines Table - Part 1

Turbine ID	Turbine label	Eastings (m)	Northings (m)	Height of base (m)	Nearest turbine ID	Distance to nearest turbine (m)
1	<label>	396189.0	6389794.0	15	0	300000000.0

Table 5 - Turbines Table - Part 2

Turbine ID	Wind resource grid ID	Mean free wind speed (m/s)	Ambient Turbulence Intensity at 15 m/s (%)	Mean wind speed (m/s)	Estimate of design equivalent T.I. at 15 m/s (%)	Ideal yield (MWh/yr)	Gross yield (MWh/yr)	Net yield (MWh/yr)
1	1_1	8.07	9.5	8.07	0	10480	10610	10610

Table 6 - Turbines Table - Part 3

Turbine ID	Capacity Factor (%)	Topographic Efficiency (%)	Array Efficiency (%)	Power curve turbulence variation (%)	Hysteresis of power curve (%)	Sector Management (%)	Perurbed Energy Yield (MWh/yr)	Perurbed Mean Windspeed (m/s)
1	55.01	101.20	100.00	100.0	100.0	100.0	10175	7.83

Table 7 - Turbines Table - Part 4

Note: The turbulence intensity is only valid with the eddy viscosity wake method.

Note: The topographic effect is only valid with the eddy viscosity or the modified PARK wake methods and with a frequency table associated.

WindFarmer

05 June 2018

8 Project: Project Name - Speedups Table

Table 8 - Project: Project Name - Speedups Table

9 Project: Project Name - Sector Management Table

Table 9 - Project: Project Name - Sector Management Table

10 Project: Project Name - Wind resource files

Wind Resource file ID	Wind resource file name	Resolution	Height AGL (m)	Turbulence intensity (%)	Date created	Mast ID	Association method	Associated Hub-height wind resource ID
1_1	Generated	25,0	95,0	See anemometer info	05/06/2018 15:54	1	Yes	1

Table 10 - Project: Project Name - Wind resource files

11 Project: Project Name - Anemometers

Mast ID	Mast name	Sensor height AGL (m)	Eastings (m)	Northings (m)	Height (m)
1		80,0	289163,0	6282333,0	15

Table 11 - Project: Project Name - Anemometers 1

Mast ID	Turbulence intensity (%)	Frequency distribution	Sensor wind resource
1	10,00	C:\Users\RENOBRAX\Dropbox (Renobrax)\7. Clientes\Embratel\03. Execuç#o#08. CEEB - SVP e Chu#12. Mediç#oes\TAB File Megajoule\VN_00072009s@80m.tab	Generated

Table 12 - Project: Project Name - Anemometers 2

12 Project: Project Name - Hub height resources

Hub height file ID	Hub Height file name	Height AGL (m)	Eastings (m)	Northings	Mast ID
1	Generated	95	289163	6282333	1

Table 13 - Project: Project Name - Hub height resources

13 Project: Project Name - Project options

Site reference air density	1,225	kg/m ³
Site reference height	0,0	m
Lapse rate	-0,113	(kg/m ³)/km
Direction shifted sector probabilities	No	
Topography corrected wake model	Yes	
Input Electrical Efficiency	Manual	
Power curve turbulence variation	Manual	
Hysteresis	Manual	
Sector Management	Manual	

Please note: direction shift and topography correction to wake model are only applied when used in conjunction with frequency tables

14 Project: Project Name - Turbine types

Turbine type	AGW110 2.2MW @95M	
Diameter	110,0	m
Hub height	95,0	m
Number of blades	3	
Air density for power curve	1,225	kg/m ³
Power regulation	Pitch	
Cut-In windspeed	3,0	m/s
Cut-Out windspeed	20,0	m/s
Data source	Unknown	

Turbine Classification:		
Certification according to	None	
Turbine Class	None	
Sub-Class	None	
V mean	0	m/s
V ref	0	m/s
Design Turbulence	0	%
Slope parameter - a	0	

Hub height wind speed (m/s)	Electrical power (kW)	Thrust coefficient (-)	Electrical power (kW) 1,225kg/m ³
3,0	46,0	0,893	46,0
4,0	143,0	0,796	143,0
5,0	307,0	0,777	307,0
6,0	546,0	0,776	546,0
7,0	866,0	0,771	866,0
8,0	1266,0	0,748	1266,0
9,0	1744,0	0,677	1744,0
10,0	2026,0	0,559	2026,0
11,0	2151,0	0,414	2151,0
12,0	2200,0	0,311	2200,0
13,0	2200,0	0,240	2200,0
14,0	2200,0	0,190	2200,0
15,0	2200,0	0,155	2200,0
16,0	2200,0	0,130	2200,0
17,0	2200,0	0,111	2200,0
18,0	2200,0	0,096	2200,0
19,0	2200,0	0,083	2200,0
20,0	2200,0	0,071	2200,0

Table 14 - Turbine performance for AGW110 2.2MW @95M

Turbine noise options:

Turbine produces tonal noise	No	
Noise in octave bands	No	
Sound Power Level of turbine (LWA ref)	97,10	dB(A)
Specify absolute sound power level	Yes	
Specify variation of sound power level with wind speed	No	

ANEXO D – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO TORRE A 120 METROS

WindFarmer		
05 June 2018		
1 General report information		
WindFarmer version	v5.3.38.0	
junho 05, 2018		
2 Energy capture summary for all active projects		
Ideal energy production	11,29	GWh/yr
Topographic efficiency	101,10	%
Array efficiency	100,00	%
Electrical efficiency	100,00	%
Avallability	100,00	%
Other Factors	100,00	%
Icing and blade degradation	100,00	%
Substation maintenance	100,00	%
Utility downtime	100,00	%
Power curve turbulence variation	100,00	%
Hysteresis	100,00	%
Sector Management	100,00	%
Estimated annual net energy production	11,41	GWh/yr
Estimated capacity factor	59	%
Calculated flow calibration factor	1,000	
3 Workbook options		
Wake model	Modified PARK	
Topographic effect	Yes	
Array effect	Yes	
Maximum wind speed for energy calculation	70	m/s
Number of direction steps	72	
Minimum separation distance	4,0	diameters
Apply large wind farm correction	No	
Wind flow model:	WAsP from frequency distribution	
WAsP Version	10	
Flow calibration factor	1,000	
Please note: direction shift and topography correction to wake model are only applied when used in conjunction with frequency tables		
4 Uncertainty		
Annual wind speed variability	6,0	%
Historical period	1,00	years
1/6		

Historical uncertainty by source	Type of uncertainty	Std error [%]	Sensitivity of Net yield [%]	Uncertainty Net Yield [%]
Historical wind speed variability	Wind Speed	5,0	120,90	7,3
Anemometry	Wind Speed	2,00	120,90	2,42
Topographic model	Topography	4,0	-1,10	-0,044
Wake loss model	Wake Model	15,0	0	0
Correlation	Wind Speed	0	120,90	0
Power curve	Energy Yield	4,0	100,00	4,0
Vertical extrapolation	Energy Yield	0	100,00	0
Horizontal extrapolation	Energy Yield	0	100,00	0
Other	User Defined	0	100,00	0
Total historical uncertainty [%]				8,6

Table 1 - Historical uncertainties

Uncertainty for future period	1 (year)	10 (years)	20 (years)
Variability of wind speed [%]	5,0	1,50	1,34
Sensitivity [%]	120,90	120,90	120,90
Future uncertainty [%]	7,3	2,29	1,62
Historical uncertainty [%]	8,6	8,6	8,6
Total uncertainty [%]	11,3	8,9	8,8

Table 2 - Uncertainty of central estimate

Exceedance level	1 (year)	10 (years)	20 (years)
P60 [GWh]	11,4	11,4	11,4
P75 [GWh]	10,5	10,7	10,7
P80 [GWh]	10,3	10,6	10,6
P84 [GWh]	10,1	10,4	10,4
P90 [GWh]	9,8	10,1	10,1

Table 3 - Exceedance levels

5 Project: Project Name

Project Project Name
Number of turbines 1

6 Project: Project Name - Project energy capture summary

Site capacity	2,20	MW
Ideal energy production	11,29	GWh/yr
Topographic efficiency	101,10	%
Array efficiency	100,00	%
Electrical efficiency	100,00	%
Availability	100,00	%
Other Factors	100,00	%
Icing and blade degradation	100,00	%
Substation maintenance	100,00	%
Utility downtime	100,00	%
Power curve turbulence variation	100,00	%
Hysteresis	100,00	%
Sector Management	100,00	%
Estimated annual net energy production	11,41	GWh/yr
Estimated capacity factor	59	%

7 Project: Project Name - Turbines Table

Turbine ID	Turbine type name	Capacity (kW)	Rotor diameter (m)	Hub height (m)	Calculated net yield (MWh/yr)	Calculated net yield - installed (MWh/yr)	Actual net yield (MWh/yr)	Production ratio (%)
1	AGW110 2.2MW @95M	2200	110	120	11410	0	0	0

Table 4 - Turbines Table - Part 1

Turbine ID	Turbine label	Eastings (m)	Northings (m)	Height of base (m)	Nearest turbine ID	Distance to nearest turbine (m)
1	<label>	295189.0	5282794.0	15	0	200000000.0

Table 5 - Turbines Table - Part 2

Turbine ID	Wind resource grid ID	Mean free wind speed (m/s)	Ambient Turbulence Intensity at 16 m/s (%)	Mean wind speed (m/s)	Estimate of design equivalent T.L. at 16 m/s (%)	Ideal yield (MWh/yr)	Gross yield (MWh/yr)	Net yield (MWh/yr)
1	1_1	8.56	8.9	8.56	0	11290	11410	11410

Table 6 - Turbines Table - Part 3

Turbine ID	Capacity Factor (%)	Topographic Efficiency (%)	Array Efficiency (%)	Power curve turbulence variation (%)	Hysteresis of power curve (%)	Sealor Management (%)	Perurbed Energy Yield (MWh/yr)	Perurbed Mean Windspeed (m/s)
1	59.19	101.10	100.00	100.0	100.0	100.0	11000	8.31

Table 7 - Turbines Table - Part 4

Note: The turbulence intensity is only valid with the eddy viscosity wake method.

Note: The topographic effect is only valid with the eddy viscosity or the modified PARK wake methods and with a frequency table associated.

WindFarmer

05 June 2018

8 Project: Project Name - Speedups Table

--

Table 8 - Project: Project Name - Speedups Table

9 Project: Project Name - Sector Management Table

Table 9 - Project: Project Name - Sector Management Table

10 Project: Project Name - Wind resource files

Wind Resource file ID	Wind resource file name	Resolution	Height AGL (m)	Turbulence intensity (%)	Date created	Mast ID	Association method	Associated Hub-height wind resource ID
1_1	Generated	25,0	120,0	See anemometer info	05/06/2018 16:05	1	Yes	1

Table 10 - Project: Project Name - Wind resource files

11 Project: Project Name - Anemometers

Mast ID	Mast name	Sensor height AGL (m)	Eastings (m)	Northings (m)	Height (m)
1		80,0	289163,0	6282333,0	15

Table 11 - Project: Project Name - Anemometers 1

Mast ID	Turbulence intensity (%)	Frequency distribution	Sensor wind resource
1	10,00	C:\Users\RENOBRAX\Dropbox (Renobrax)\7. Clientes\Embrate\02. Execuçao\08. CEEE - SVP e Chu\12. Mediçoes\TAB File Mega\ouie\VN_00072009s\@80m.tab	Generated

Table 12 - Project: Project Name - Anemometers 2

12 Project: Project Name - Hub height resources

Hub height file ID	Hub Height file name	Height AGL (m)	Eastings (m)	Northings	Mast ID
1	Generated	120	289163	6282333	1

Table 13 - Project: Project Name - Hub height resources

13 Project: Project Name - Project options

Site reference air density	1,225	kg/m ³
Site reference height	0,0	m
Lapse rate	-0,113	(kg/m ³)/km
Direction shifted sector probabilities	No	
Topography corrected wake model	Yes	
Input Electrical Efficiency	Manual	
Power curve turbulence variation	Manual	
Hysteresis	Manual	
Sector Management	Manual	

Please note: direction shift and topography correction to wake model are only applied when used in conjunction with frequency tables

14 Project: Project Name - Turbine types

Turbine type	AGW110 2.2MW @95M		
Diameter	110,0	m	
Hub height	120,0	m	
Number of blades	3		
Air density for power curve	1,225	kg/m ³	
Power regulation	Pitch		
Cut-In windspeed	3,0	m/s	
Cut-Out windspeed	20,0	m/s	
Data source	Unknown		

Turbine Classification:			
Certification according to	None		
Turbine Class	None		
Sub-Class	None		
V mean	0	m/s	
V ref	0	m/s	
Design Turbulence	0	%	
Slope parameter - a	0		

Hub height wind speed (m/s)	Electrical power (kW)	Thrust coefficient (-)	Electrical power (kW) 1,225kg/m ³
3,0	46,0	0,893	46,0
4,0	143,0	0,795	143,0
5,0	307,0	0,777	307,0
6,0	546,0	0,775	546,0
7,0	866,0	0,771	866,0
8,0	1265,0	0,748	1265,0
9,0	1744,0	0,677	1744,0
10,0	2026,0	0,559	2026,0
11,0	2151,0	0,414	2151,0
12,0	2200,0	0,311	2200,0
13,0	2200,0	0,240	2200,0
14,0	2200,0	0,190	2200,0
15,0	2200,0	0,155	2200,0
16,0	2200,0	0,130	2200,0
17,0	2200,0	0,111	2200,0
18,0	2200,0	0,096	2200,0
19,0	2200,0	0,083	2200,0
20,0	2200,0	0,071	2200,0

Table 14 - Turbine performance for AGW110 2.2MW @95M

Turbine noise options:

Turbine produces tonal noise	No		
Noise in octave bands	No		
Sound Power Level of turbine (LWA ref)	97,10		dB(A)
Specify absolute sound power level	Yes		
Specify variation of sound power level with wind speed	No		