GUSTAVO SILVEIRA BÖHME

APLICAÇÃO DE SENSORIAMENTO REMOTO EM PROJETOS EÓLICOS VISANDO REDUÇÃO DA INCERTEZA NA PRODUÇÃO DE ENERGIA E POTENCIALIZAR REDUÇÃO NO CUSTO DE GERAÇÃO

São Paulo 2022

GUSTAVO SILVEIRA BÖHME

APLICAÇÃO DE SENSORIAMENTO REMOTO EM PROJETOS EÓLICOS VISANDO REDUÇÃO DA INCERTEZA NA PRODUÇÃO DE ENERGIA E POTENCIALIZAR REDUÇÃO NO CUSTO DE GERAÇÃO

Tese apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Doutor em Ciências

Área de concentração: Sistemas de Potência.

São Paulo 2022

GUSTAVO SILVEIRA BÖHME

APLICAÇÃO DE SENSORIAMENTO REMOTO EM PROJETOS EÓLICOS VISANDO REDUÇÃO DA INCERTEZA NA PRODUÇÃO DE ENERGIA E POTENCIALIZAR REDUÇÃO NO CUSTO DE GERAÇÃO

Tese apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Doutor em Ciências

Área de concentração: Sistemas de Potência

Orientadora: Dra. Eliane Fadigas Co-orientador: Dr. Dorel Soares Ramos

São Paulo 2022 Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu Orientador.			
São Paulo, 04 de Agosto de 2020.			
Assinatura do autor:			
Assinatura do orientador:			

Catalogação-na-publicação

Böhme, Gustavo Silveira

Aplicação de Sensoriamento Remoto em Projetos Eólicos visando redução da incerteza na produção de energia e potencializar redução no custo de geração, São Paulo, 175 p., versão revisada.

Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1. Energia Eólica 2. Projetos Eólicos 3. Sensoriamento Remoto I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Nome: Gustavo Silveira Böhme

Título: Estudo da aplicação de sensoriamento remoto em projetos de energia eólica

Tese apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica

Aprovado em: 15 / 12 / 2021.

Banca Examinadora

Co-orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos (Presidente da Banca)
Instituição: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo
Assinatura:

Dr.: Alexandre Machado

Instituição: Cia. Petrolina

Assinatura:

Dra.: Élbia Silva Gannoun Instituição: Associação Brasileira de Energia Eólica - ABEEólica Assinatura:

Dr.: Bernardo Vieira Bezerra	
Instituição: Ômega Energia	
Assinatura:	

Prof. Dr.: Erik Eduardo Rego Instituição: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo Assinatura:

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer imensamente à minha família, pelo constante amor, suporte e incentivo ao longo dessa jornada. Sem eles seria impossível desenvolver e finalizar os estudos apresentados nesta Tese.

Gostaria também de agradecer aos meus orientadores, Dra. Eliane A. Fadigas e Dr. Dorel S. Ramos, por toda aprendizagem e mentoria ao longo do desenvolvimento da tese.

Meus agradecimentos ao Dr. Luiz Armando S. Camargo, pela ajuda com o conhecimento e aplicação do modelo financeiro utilizado nos estudos.

Por fim, sou muito grato à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, por me proporcionar a oportunidade e os meios para o desenvolvimento desta tese, e sou também grato às empresas de energia do setor que gentilmente cederam os dados e permitiram que os mesmos fossem utilizados nos estudos.

RESUMO

O objetivo da tese apresentada aqui é verificar se a aplicação de sensoriamento remoto em projetos eólicos permite a otimização de seu LCoE (Custo Nivelado de Energia, do Inglês "Levelized Cost of Energy"), buscando reduzir o custo final da energia para os consumidores no Brasil. Para isso, foi estudado o ciclo de vida de projetos eólicos e como essa fonte se insere no setor elétrico brasileiro em sua configuração atual, permitindo identificar que a forma onde o sensoriamento remoto mais agrega valor ao projeto é na redução de incertezas no cálculo da produção anual de energia (AEEP), na forma de campanhas de medição anemométrica durante a fase de desenvolvimento dos projetos. As diferentes formas de incerteza existentes nessa fase foram então estudadas em detalhe: as que decorrem das medições anemométricas; as provenientes da representatividade das medições em horizonte de longo prazo; as incertezas da variabilidade futura do recurso; da modelagem horizontal e vertical do escoamento; as incertezas envolvidas com as perdas que existem nas plantas e, por fim, as incertezas da verificação em campo associadas a diversos dados de entrada da modelagem. Foi estudado qual o período mínimo de medições necessário para que o sensoriamento remoto reduza as incertezas na AEEP e, de fato, a resposta a essa pergunta é importante para que o equipamento possa ser aproveitado ao máximo nos projetos (guanto mais curtas as campanhas, em mais pontos ele poderá ser utilizado até a finalização do desenvolvimento do projeto). Os resultados indicaram que, para 90% dos casos, um período mínimo de 10 meses é necessário. Casos em que o sensoriamento remoto reduz a incerteza do efeito esteira são mais raros, pois requerem que o projeto em desenvolvimento já esteja sob a ação do efeito esteira de parques em operação à barlavento. Em projetos mais antigos, onde a medição anemométrica disponível foi feita em alturas mais baixas, a incerteza de extrapolação vertical pode ser reduzida consideravelmente a partir da medição adicional de sensoriamento remoto. A redução total de incertezas foi então estudada em um modelo econômico-financeiro, a partir de estudos de caso com horizonte de curto e de longo prazos (5 e 20 anos, respectivamente), permitindo verificar que, ao aplicar o sensoriamento remoto consecutivamente em projetos de 30 MW (1 ano em cada projeto), reduzindo sua incerteza em 1%, tem-se o payback do investimento na tecnologia em 5 anos. Porém, custos adicionais de operação do equipamento, como segurança armada, seguros, entre outros, podem aumentar o tempo de retorno do investimento consideravelmente. No estudo de longo prazo, a geração de valor passa a ser mais relevante, considerando-se os ganhos obtidos ao longo de toda vida útil dos parques eólicos (20 anos), ao invés de 5 anos. O valor presente gerado ao longo de 20 anos justifica com folga o investimento em sensoriamento remoto no desenvolvimento de projetos eólicos.

Palavras-Chave: Redução de Incertezas na Geração Eólica, Custo de Produção de Projetos Eólicos, Sensoriamento Remoto

ABSTRACT

The objective of this thesis is to verify if the application of remote sensing in wind power projects allows the optimization of its LCoE (Levelized Cost of Energy), seeking reduce the final cost of the energy for the end consumers in Brazil. For that, the lifecycle of wind power projects was studied, and how this source of energy is part of the Brazilian electric sector in its current configuration, thus allowing to identify that remote sensing aggregates most value when applied during the project development phase, by reducing the overall uncertainty related to the AEEP (Annual Estimated Energy Production). The different forms of uncertainty that exist in this phase of the project were then studied in details: those related to anemometry, to the representativeness of the measurements compared to the long-term, to the future variability of the wind resource, to the horizontal and vertical extrapolation of the wind, to the energy losses that exist in the power plants, and, finally, those related to the different inputs used in the wind modelling. It was studied how long the minimum period of measurement must be in remote sensing campaigns, in order to properly reduce the overall uncertainties related to the AEEP, and, in fact, the answer to this question is important to guarantee that the equipment will be used at its maximum in each project (the shorter the campaigns, the more locations it may be applied during the project development). The results showed that, for 90% of the cases, a minimum period of 10 months is required. Cases in which the remote sensing also reduces the uncertainty related to wake effects are rarer, because they require the project under development to be under the effect of an existing wind farm upwind. In older projects, where the anemometry was performed in lower heights, the respective uncertainty related to vertical extrapolation may be considerably reduced with the application of remote sensing. The impact of the total overall uncertainty reduction was then studied in an economicfinancial model, in a short-term and a long-term case study, and it was verified that when remote sensing is applied consecutively in 30 MW projects (1 year in each project), and when reducing the respective overall uncertainty by 1%, the payback of the equipment is obtained in 5 years. However, if additional operational costs are considered, such as armed security, insurance, and others, this time may increase. In the long-term case, the added value becomes more relevant, if we consider the value added during all wind farm's operational life (20 years), instead of 5 years. The net present value, then, justifies with ease the investment in remote sensing technology during the development of wind power projects.

Keywords: Redução de Incertezas na Geração Eólica, Custo de Produção de Projetos Eólicos, Sensoriamento Remoto

LISTA DE FIGURAS

Figura 37: Desenho esquemático de incertezas em modelos e medições (HUARD & MAILHOT, 2006)	.60
Figura 38: Exemplos de modelos de anemômetros utilizados em TMAs (LIRA, ROSAS, ARAÚJO, &	
CASTRO, 2016) apud (PEDERSEN, DAHLBERG, & BUSCHE, 2006)	.63
Figura 39: Exemplos de histogramas do comportamento dos ventos de projetos brasileiros	.64
Figura 40: Exemplos de lidar em campo com painéis solares e banco de baterias	
(WINDHUNTER, 2021)	.73
Figura 41: Esquema combinatório para análise de representatividade	. 79
Figura 42: Gráfico de resultados do cálculo de incerteza de representatividade, TMA 05-1	. 79
Figura 43: Gráfico de resultados do cálculo de incerteza de representatividade, TMA 07b-1	.81
Figura 44: Desenho esquemático do layout de turbinas, TMAs e rosa dos ventos, CE	.94
Figura 45: Vista em corte A-A, indicando a complexidade do terreno (Google Earth)	.94
Figura 46: Esquema de MCP aplicado nas séries de medição para medição do efeito esteira.	96
Figura 47: Frequência do vento (a direita) e vento médio (a esquerda), com e sem efeito este	eira
	.97
Figura 48: Desenho esquemático do layout de turbinas, TMAs e rosa dos ventos, PE	.99
Figura 49: Frequência do vento (a direita) e vento médio (a esquerda), com e sem efeito este	eira
	100
Figura 50: Exemplo de incerteza na extrapolação vertical do vento, (KELLY, 2016)	103
Figura 51: Resultados de extrapolação vertical por bin de velocidade de vento	105
Figura 52: Curva de potência real de uma turbina de 2 MW em operação em terreno complex	0
1	108
Figura 53: Exemplos de rosa dos ventos no Nordeste brasileiro, com concentração em pouco)S
setores1	111
Figura 54: Layout normalizado do parque eólico estudado na análise das incertezas de perda	₹S
elétricas1	113
Figura 55: Diagrama unificar simplificado, rede interna de média tensão1	114
Figura 56: Diagrama unificar simplificado, sub-estação1	114
Figura 57: Resultados dos cálculos de perdas teóricas por trecho1	116
Figura 58: Resultados dos cálculos de perdas teóricas comparadas aos resultados empíricos	;
	116
Figura 59: Perdas no grid desde 2014, (CCEE, 2018)1	117
Figura 60: Histórico do PLD, (STEINLE, 2015) apud (CCEE, 2018)1	121
Figura 61: Gráfico de VPL gerado com os 5 projetos em 20 anos de operação1	125
Figura 62: MAE para o par 01-1 e 09-1, para diferentes períodos e datas iniciais de MCP1	127
Figura 63: MBE para o par 01-1 e 09-1, para diferentes períodos e datas iniciais de MCP1	128
Figura 64: Erros obtidos ao realizar o cross-check, acionando modelo com diferentes anos,	
Grupo 11	130
Figura 65: Erros obtidos ao realizar o cross-check, acionando modelo com diferentes anos,	
Grupo 21	131
Figura 66: Média de temperatura (mesoescala) e MBE (90 dias para MCP) de todos pares1	131

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Categorias IEC para turbinas eólicas (ZHANG M. H., 2015)	33
Tabela 2: Tipos de incerteza e faixas respectivas em que são calculadas com maior frequência	62
Tabela 3: Incerteza de representatividade em função do R2 entre medições e referência de	
longo prazo (HASSAN, 2011)	64
Tabela 4: Resultados obtidos no cálculo de incerteza de representatividade das medições	80
Tabela 5: Resultados obtidos no cálculo de incerteza de variabilidade futura	83
Tabela 6: Principais características das TMAs do Grupo 1	86
Tabela 7: Principais características das TMAs do Grupo 2	86
Tabela 8: Características psicrométricas da região estudada	87
Tabela 9: Erros de modelagem (MAE e MBE) obtidos no cross-check do grupo 1 [%] e [m/s].	88
Tabela 10: Erros de modelagem (MAE e MBE) obtidos no cross-check do grupo 2 [%] e [m/s] 88
Tabela 11: Períodos de medição das TMAs e início de operação das turbinas na região	95
Tabela 12: Déficits de vento e geração resultantes do efeito esteira nas TMAs estudadas	97
Tabela 13: Comparação de resultados de déficit obtidos com modelos de consultorias	98
Tabela 14: Déficits de vento e geração resultantes do efeito esteira nas TMAs estudadas	101
Tabela 15: Comparação de resultados de déficit com modelos de consultorias	101
Tabela 16: Resultados obtidos no cálculo de incerteza de extrapolação vertical	104
Tabela 17: Resultados obtidos na modelagem financeira com redução de incerteza no projet	0
	122
Tabela 18: Resultados obtidos na modelagem financeira com redução de incerteza no projet	0
	124
Tabela 19: Comparação do MAE do MCP com cross-check de extrapolação horizontal, Grup	01
	128
Tabela 20: Comparação do MAE do MCP com cross-check de extrapolação horizontal, Grup	02
	129

LISTA DE SIGLAS

ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica				
ACL	Ambiente de Comercialização Livre				
ACR	Ambiente de Comercialização Regulado				
AEEP	Annual Estimated Energy Production				
Aneel	Agencia Nacional de Energia Elétrica				
AWEA	American Wind Energy Association				
BNB	Banco do Nordeste				
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social				
BoP	Balance of Plant				
BRAMS	Brazilian Regional Atmospheric Modelling System				
CAPEX	Capex Expenditures				
DRO	Despacho de Requerimento de Outorga				
EPE	Empresa de Pesquisa Energética				
FINAME	Agência Especial de Financiamento Industrial				
GF	Garantia Física				
GWEC	Global Wind Energy Council				
IEC	International Electrotechnical Commission				
LCoE	Levelized Cost of Energy				
Lidar	Light Detection and Ranging				
LT	Linha de Transmissão				
MAE	Mean Absolute Error				
MBE	Mean Bias Error				
MCP	Mercado de Curto Prazo				
MEASNET	Measuring Network of Wind Energy Institutes				
MME	Ministério de Minas e Energia				
MoU	Minutes of Understanding				
NTF	Nacele Transfer Functions				
OPEX	Operational Expendidures				
P50	Valor com a probabilidade da variável ser ultrapassada em 50%				
P90	Valor com a probabilidade da variável ser ultrapassada em 90%				
PAE	Produção Anual de Energia				
PDF	Probabilistic Density Function				
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças				
PPA	Power Purchase Agreement				
PPGEE	Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica				
PROINFA	Programa de Incentivos a Fontes Alternativas de Energia				
PTC	Production Tax Credits				
ROC	Remote Operation Center				
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition				

Sodar	Sonic Detection and Ranging
SPE	Sociedade de Propósito Específico
TEIF	Taxa Efetiva de Indisponibilidade Forçada
TEIP	Taxa Efetiva de Indisponibilidade Programada
TIR	Taxa Interna de Retorno
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo
TLP	Taxa de Longo Prazo
ТМА	Torre de Medição Anemométrica
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WRF	Weather Research and Forecast

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS
RESUMO7
ABSTRACT
LISTA DE FIGURAS
LISTA DE TABELAS
LISTA DE SIGLAS
SUMÁRIO14
1. INTRODUÇÃO
2. DESENVOLVIMENTO
2.1. OBJETIVO
2.2. REVISÃO DA LITERATURA19
2.2.1. A energia eólica no Brasil e no mundo 19
2.2.2. Ciclo de vida de projetos eólicos
2.2.2.1. Desenvolvimento de projetos eólicos41
2.2.2.2. Implantação de projetos eólicos
2.2.2.3. Operação e manutenção de projetos eólicos
2.2.3. Incertezas de projetos eólicos
2.2.3.1. Incertezas nas medições do recurso eólico
2.2.3.2. Incertezas na representatividade das medições
2.2.3.3. Incertezas na variabilidade futura65
2.2.3.4. Incertezas na modelagem do escoamento 65
2.2.3.5. Incertezas na extrapolação vertical67
2.2.3.6. Incertezas nas perdas na planta
2.2.3.7. Incertezas nas verificações em campo70
2.3. Sensoriamento remoto
2.4. MÉTODOS – Medição e análise das incertezas
2.4.1. Medição das incertezas na representatividade das medições
2.4.2. Medições das incertezas na variabilidade futura
2.4.3. Medição das incertezas na modelagem do escoamento
2.4.4. Medição das incertezas na extrapolação vertical102
2.4.5. Medição das incertezas nas perdas na planta
2.5. MÉTODOS – Modelagem financeira do impacto de redução de incertezas118

2.6. RESULTADOS	125
2.7. DISCUSSÃO	133
3. CONCLUSÃO	135
4. REFERÊNCIAS	139
ANEXO A: Dados de geração utilizados no modelo financeiro	152
ANEXO B: Curva de potência utilizada no modelo financeiro	175

1. INTRODUÇÃO

A energia eólica é uma das fontes de energia renovável que mais cresce no mundo. No Brasil, sua aplicação ganhou força no Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA), começando sua expansão na matriz energética a partir dos leilões de 2009. Desde então, seu custo verdadeiro para o consumidor, que reflete a existência de incentivos e subsídios para determinadas fontes (PSR, 2018), é o menor dentre todas as fontes no cenário brasileiro, em grande parte devido ao potencial eólico vasto e competitivo disponível no território nacional.

O trabalho apresentado aqui busca a redução ainda maior do custo da energia (ou do inglês, Levelized Cost of Energy, LCoE), através do estudo da aplicação de sensoriamento remoto nos projetos de energia eólica. Para isso, foram pesquisadas as diferentes etapas do ciclo de vida de um projeto de energia eólica, buscando-se entender todos os processos envolvidos desde a busca pelo recurso eólico, passando pelo desenvolvimento do projeto, até a elaboração do projeto de micrositing e sua definição de CAPEX e OPEX, com suas respectivas fontes de incerteza. Com isso, foi possível identificar em quais etapas e atividades a aplicação do sensoriamento remoto tem sua maior geração de valor e consequente redução do LCoE dos projetos.

A Garantia Física (GF) de um projeto eólico é o que define o volume máximo de energia que poderá ser comercializado através de Contrato pela Sociedade de Propósito Específico (SPE) respectiva no Ambiente de Comercialização Regulado (ACR) ou Livre (ACL). Este parâmetro é calculado com base na Produção Anual Estimada de Energia (PAE, ou do inglês *Annual Estimated Energy Production*, AEEP) com o nível de confiabilidade de 90% (P90). Esse número é diretamente impactado pela incerteza total de geração do projeto, que no Brasil varia entre 9.5% e 13% (EPE, 2018).

Dentre os diferentes elementos que compõem a incerteza total, o principal é a extrapolação espacial do recurso eólico, partindo dos pontos de medição do vento até as coordenadas de cada uma das turbinas existentes no layout do projeto.

A incerteza na extrapolação do recurso, por si só, pode atingir valores de até 8% (BAILEY, 2015; NYSERDA, 2010 e LIRA; ROSAS e ARAÚJO, 2016). Dessa forma, a redução significativa dessa incerteza é o que mais reduz o LCoE, ao maximizar a GF de cada projeto e permitir a comercialização de um volume maior de energia. Diferentes tipos de incerteza foram analisados neste trabalho, mas a principal aplicação do sensoriamento remoto identificada foi a de campanhas de medição em diferentes pontos do layout durante a etapa de desenvolvimento do projeto, de forma a reduzir a necessidade de extrapolação espacial das medições das Torres de Medição Anemométrica (TMA), assim como eventualmente contribuir para a redução da incerteza na extrapolação vertical e na identificação e mapeamento do efeito esteira existente de projetos em operação na região.

O impacto econômico da redução de incerteza foi então estudado em um modelo econômico-financeiro a partir de um estudo de caso para o curto prazo (5 anos) e longo prazo (20 anos). Os resultados obtidos permitiram verificar que ao aplicar o sensoriamento remoto consecutivamente em projetos de 30 MW (1 ano em cada projeto), e reduzindo sua incerteza em 1%, a empresa obtém o payback do equipamento já em 5 anos. Em situações onde a aplicação do equipamento é feita consecutivamente em diferentes projetos, ou onde a redução de interteza é maior, ou caso seja considerado o ganho total decorrente da tecnologia em toda a vida operacional dos projetos, os ganhos financeiros advindos da aplicação de sensoriamento remoto no desenvolvimento dos projetos é muito maior.

Esta tese avalia, de forma inédita, a viabilidade econômica da aplicação de sensoriamento remoto no Brasil, atraves de uma serie de análises baseadas em estudos de caso em projetos localizados em território nacional.

2. DESENVOLVIMENTO

2.1. OBJETIVO

O objetivo desta tese é estudar o setor de energia eólica em seus diferentes níveis no Brasil, de forma a identificar de quais formas a aplicação de sensoriamento remoto pode contribuir para a redução do custo da energia (LCoE) associado à essa fonte.

Para isso, a seguinte metodologia é aplicada:

- Estudar e avaliar a situação da energia eólica no Brasil e no mundo.
- Estudar o ciclo de vida de projetos eólicos e suas incertezas teóricas associadas à geração de energia.
- Verificar as incertezas através de estudos com dados de medição de projetos eólicos.
- Modelar financeiramente projetos eólicos para avaliar a aplicabilidade de sensoriamento remoto na fase de desenvolvimento dos projetos.

Ao fazê-lo, as respostas às seguintes perguntas são obtidas:

- O desenvolvimento da energia eólica no Brasil é algo benéfico ao país?
- Qual o histórico e qual o status atual da energia eólica no Brasil?
- Como é feito o desenvolvimento de um projeto eólico?
- Quais são as incertezas teóricas associadas a um projeto eólico e à sua expectativa de geração?
- As incertezas praticadas pelo setor estão condizentes com os valores medidos?
- O que é sensoriamento remoto e como é aplicado atualmente na energia eólica?
- Como o sensoriamento remoto pode contribuir nas diferentes etapas de um projeto eólico?
- Qual o valor financeiro gerado em um projeto eólico através da aplicação do sensoriamento remoto?

2.2. REVISÃO DA LITERATURA

2.2.1. A energia eólica no Brasil e no mundo

É importante para o embasamento do estudo apresentado aqui, entender o contexto da energia eólica no Brasil e no mundo, visualizando sua evolução, para que seja possível avaliar a relevância de uma redução de LCoE proveniente do uso de uma tecnologia recente como o sensoriamento remoto.

A energia eólica é uma das principais fontes de energia renovável no mundo, somando ao final de 2020 mais de 743 GW de capacidade instalada (GWEC, 2021). Seu aumento é, em grande parte, decorrente das iniciativas tomadas por 168 países em diminuir sua emissão de gases de efeito estufa em 52.4 bilhões de toneladas até 2030 (vide acordo de Paris de 2015, COP21).



Figura 1: Evolução da capacidade instalada global (GWEC, 2021)

Apesar da Figura 1 mostrar uma tendência de queda no aumento percentual da capacidade instalada, o volume total adicionado se manteve relativamente constante nos últimos anos. 2020 teve um aumento histórico na capacidade instalada adicionada, de 93 GW, liderado por países como (em ordem decrescente de contribuição para essa capacidade instalada): China (56%), Estados Unidos (18%), Brasil (3%), Holanda (2%) e Alemanha (2%).

Parte da queda identificada a partir de 2015 se deve ao comportamento do setor nos EUA devido ao PTC (*Production Tax Credits*). Esse incentivo, que surgiu através do Policy Act de 1992 e teve seu primeiro crédito efetivo em 1999, é a principal razão do aumento relevante da fonte de energia eólica nos EUA nas últimas décadas. O valor subsidiado completo é de 2.4 cents por kWh, equivalente a aproximadamente 85 reais por MWh, mas devido a uma decisão do governo em 2015, decresce em parcelas de 20% desde 2016, até zerar em 2020 (AWEA, 2018).

O Brasil tem uma participação relevante no setor, já figurando ao final de 2020 no ranking dos países de maior capacidade instalada onshore no mundo, conforme mostra a Figura 2 a seguir.



Figura 2: Participação na capacidade instalada onshore global dos 10 países com mais energia eólica (GWEC, 2021)

Os primeiros parques de geração de energia eólica no Brasil são consequência do incentivo do PROINFA (Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia), criado pela Lei 10.438 de 15 de abril de 2002.

Em sua primeira fase, foram instalados 964 MW de energia eólica, estipulando uma tarifa "Feed-in" de 20 anos aos parques. Além do mecanismo de tarifa incentivada, o PROINFA também criou linhas especiais de financiamento junto ao BNDES para estimular a implantação dos primeiros parques eólicos. Apesar da crítica ao Feed-in (SIJM, 2002) e (REICHE, 2004), foram apresentados à primeira chamada pública de projetos, o triplo da oferta esperada inicialmente (total 1.1 GW), confirmando a viabilidade econômica das condições apresentadas no PROINFA (DUTRA, 2006).

A partir de 2007 no ACR (Ambiente de Comercialização Regulado), um volume cada vez maior de projetos eólicos foi ofertado nas diversas modalidades de leilão, conforme indicado na Figura 3.

É importante ressaltar que, além do volume de energia eólica ter crescido representativamente na última década (vide Figura 6), sua parcela no crescimento da matriz elétrica brasileira também aumentou (vide Figura 4). Em países que dependem puramente de incentivos tarifários e/ou fiscais para a competitividade da fonte, a previsão é que no momento que esses deixam de existir, o investimento na fonte se reduz drasticamente (como e o caso dos EUA, apresentado na Figura 7). Esse não é o caso no Brasil.

O aumento da participação da fonte eólica no Brasil decorre, em parte, da escassez de novos projetos hidrelétricos de baixo impacto ambiental e, em parte, da redução do custo da energia eólica, que hoje compete sem qualquer incentivo com as demais fontes renováveis. Existem questões de redução de PIS/COFINS para regimes de tributação em lucro presumido e isenções de ICMS, mas esses se aplicam também às demais fontes renováveis. O aumento também é devido à inserção dessa fonte no ACL (Ambiente de Comercialização Livre).



Figura 3: Volume de projetos (em MW instalado) cadastrado nos leilões do ACR por região (EPE, 2020)

O custo da energia caiu (vide Figura 12) em função de 2 importantes elementos:

1. O decréscimo no CAPEX (*Capex Expenditures*) e OPEX (*Operational Expendidures*) dos projetos (vide Figura 5), devido ao desenvolvimento da cadeia de suprimentos do setor no Brasil, que cresceu representativamente buscando atender aos critérios do FINAME (Agência Especial de Financiamento Industrial) do BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social). Parte da razão pela qual a cadeia de suprimentos se desenvolveu no país foi devida à busca dos fabricantes de aerogeradores por novos mercados. Com a redução da demanda por fornecimento de equipamentos do tipo em mercados maduros, como EUA e Europa, os fabricantes passaram a investir em países onde o setor eólico estava em plena expansão.



Figura 4: Participação da energia eólica nos leilões do ACR (EPE, 2020)

2. O aumento do fator de capacidade e GF (Garantia Física) dos projetos, devido à crescente prospecção e desenvolvimento de projetos eólicos no Brasil (vide Figura 8). Com o passar dos anos, projetos com ventos cada vez mais competitivos e com estimativas de AEEP (Annual Estimated Energy Production) mais precisas foram desenvolvidos.

Com o ganho de escala, lições aprendidas e desenvolvimento da tecnologia e cadeia de suprimentos, os custos de investimento dos projetos habilitados em leilões também decresceram com o tempo (vide Figura 5). Fatores adicionais que contribuem para o aumento de fator de capacidade, como a evolução da tecnologia dos aerogeradores, são discutidos mais adiante.



Figura 5: Custo de investimento dos projetos habilitados nos leilões do ACR, [R\$/kW] (EPE, 2020)



Figura 6: Aumento da capacidade instalada de energia eólica no mundo (ARANTEGUI, 2018)



Figura 7: Projeção de aplicação de energia eólica nos EUA (ORR, 2019)



Figura 8: Fator de capacidade médio (P50 e GF) dos projetos cadastrados no ACR (EPE, 2020)

A GF dos projetos de energia eólica é calculada com base na AEEP definida por certificadores independentes, considerando-se perdas de TEIF (Taxa Efetiva de Indisponibilidade Forçada), TEIP (Taxa Efetiva de Indisponibilidade Programada) e perdas elétricas. Nota-se na Figura 8, que a partir de 2012 aconteceu um descolamento entre o P50 e a GF. Isso se deve ao fato de que nesse período, as regras definidas pela Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica) para a definição da GF mudaram. A AEEP utilizada na definição da GF deixou de ter sua base em P50 e passou a ter sua base em P90 (considerando a variabilidade do recurso em 20 anos).

A incerteza média da expectativa de geração também caiu (vide Figura 9), em parte devido ao maior tempo de medição disponível nos parques em prospecção no Brasil (vide Figura 10), e em parte devido à maior altura de medição das TMAs (Torres de Medição Anemométrica), que reduziu a necessidade de extrapolação vertical dos modelos (vide Figura 11).



Figura 9: Média das incertezas dos projetos habilitados no ACR (EPE, 2020)



Figura 10: Tempo de medição das TMAs em projetos habilitados no ACR (EPE, 2020)



Figura 11: Comparação das alturas de medição das TMAs e das alturas de hub (cubo) (EPE, 2018)

A composição da incerteza na geração de longo prazo de um projeto eólico será discutida em detalhes mais adiante na tese. Porém, é válido mencionar que resulta da composição de diversas incertezas, entre estas a da representatividade de longo prazo do período de medição e, também, a da extrapolação do modelo de micrositing. É por isso que, ao se aumentar o tempo de medição e ao se aproximar a altura de medição na TMA à altura das turbinas, se reduz a incerteza final do projeto.

No início, medições locais em TMAs não eram obrigatórias. Apenas nos leilões de 2009 passou-se a exigir 12 meses consecutivos de medição para o cadastramento de parques em leilões do ACR e para a obtenção de DROs (Despachos de Requerimento de Outorga) do ACL. Esse número aumentou para 24 meses em 2011 (ACR e ACL) e para 36 meses em 2017 (apenas ACR).

Essas exigências são descritas no Art. 6º, II da Portaria MME (Ministério de Minas e Energia) nº102/2016, onde consta:

"Art. 5º Os empreendedores com projetos de geração a partir de fonte eólica deverão atender as condições para Cadastramento e Habilitação Técnica, estabelecidas no art. 4º e, também, aos seguintes requisitos:

(...)

III - apresentação, no ato do Cadastramento, de histórico de medições contínuas da velocidade e da direção dos ventos, em duas alturas distintas e sendo a altura mínima de cinquenta metros, por período não inferior a vinte e quatro meses consecutivos, realizadas no local do parque eólico, integralizadas a cada dez minutos e com índice de perda de dados inferior a dez por cento;

(...)

§ 3º A partir de 2017, será exigida, no ato do Cadastramento, a apresentação de histórico de medições contínuas da velocidade e da direção dos ventos, em duas alturas distintas, sendo a altura mínima de cinquenta metros, por período não inferior a trinta e seis meses consecutivos, realizadas no local do parque eólico, integralizadas a cada dez minutos e com índice de perda de dados inferior a dez por cento."

No tocante à altura das medições, em 2009 era necessária uma medição à altura mínima de 30m. Esse requisito foi alterado (conforme rege o Art. 6º, II da Portaria MME nº102/2016) para 2 alturas distintas, sendo a mais alta delas a 50m ou mais. Nota-se na Figura 11, que os desenvolvedores de projeto buscaram sempre manter a altura próxima à do hub das turbinas, mesmo que isso incorresse em um maior investimento na campanha de medição. Isso se reflete no aumento de valor do projeto devido à menor incerteza de geração obtida ao se medir a velocidade do vento a alturas mais elevadas.

O custo da energia nos PPAs (*Power Purchase Agreements*) deveria refletir diretamente a redução dos custos da energia e do aumento da competitividade dos projetos eólicos. Porém, elementos externos ao setor fizeram com que os preços dos PPAs variassem no ACR, conforme mostra a Figura 12.



Figura 12: Preço (data base 2020) da contratação da energia em projetos eólicos no ACR (EPE, 2020)

Pode-se separar o comportamento do preço indicado na Figura 12 em 3 fases.

- Entre 2009 e 2013, houve o boom inicial da eólica no Brasil. Novos projetos com recurso extremamente competitivo e uma cadeia de suprimentos em constante expansão fizeram com que os preços praticados nos leilões caíssem gradativamente.
- 2. Entre 2013 e 2015, o leilão passou a ser feito por margem de escoamento em cada ponto de conexão. Muitos dos projetos eólicos fizeram ofertas praticamente sozinhos em seus pontos, conseguindo um valor maior que a média. Isso se deu devido ao atraso na entrada em operação das LTs (Linhas de Transmissão) com os quais muitos dos projetos vencedores dos leilões de 2009 (10% dos projetos atrasados), 2010 (81% dos projetos atrasados) e 2011 (92% dos projetos atrasados) contavam (Danish Energy Agency, 2018).
- 3. Em 2017, o mercado apresentou um sinal de recuperação após 3 anos de baixíssimo volume de contratação devido à recessão econômica. O leilão A6-2017 contratou aproximadamente 700 MW a partir de uma oferta extremamente agressiva, o que baixou o preço médio de forma relevante. Tanto os desenvolvedores de projetos quanto a cadeia de suprimentos do setor precisaram reduzir suas margens para garantir a continuidade de suas operações. São estimados que sejam necessários 2 GW de nova energia contratada (entre ACR e ACL) para que a indústria eólica brasileira se sustente (GWEC, 2018).

Parte do aumento de competitividade dos projetos eólicos no Brasil também é devida ao constante desenvolvimento da tecnologia das turbinas eólicas. Anualmente, o tamanho dos rotores dos modelos oferecidos no mercado e as alturas de hub das torres aumentam. Com isso, é possível aumentar a geração de energia dos projetos, aumentando a área de varredura do rotor e a velocidade do vento, que é maior conforme a altura de hub das turbinas que descreve a potência que pode ser extraída do vento (SARKAR & BEHERA, 2012):

Equação 1

 $P = \frac{\eta.\,\rho.\,A.\,V^3}{2}$

Onde:

- P Potência gerada pela turbina
- η Rendimento total da turbina
- ρ Densidade do ar
- A Área de varredura do rotor da turbina
- V Velocidade do vento à altura de hub

A evolução de ambas as variáveis (tamanho do rotor e altura de hub) das turbinas oferecidas no Brasil pode ser vista na Figura 13 e Figura 14. Nota-se que a potência nominal das turbinas também subiu ao longo do tempo, contribuindo para a maior geração unitária dos parques eólicos.



Figura 13: Evolução das características técnicas das turbinas no ACR, (EPE, 2018)



Figura 14: Evolução comparativa das características técnicas das turbinas no ACR (EPE, 2020)

O aumento de cada uma dessas variáveis incorre em um maior custo das turbinas. O movimento natural do mercado é ajustar o preço desses equipamentos, de forma que o aumento de geração compense o maior preço e a geração de valor final para o comprador seja positiva, quando comparada àquela dos modelos anteriores de turbina.

As turbinas são projetadas em sua maioria para o mercado internacional, para ganho de escala. Para tal, são usadas categorias de vento definidas na norma IEC 61400-1 (2005), sendo que as características que definem cada uma dessas categorias podem ser vistas na Tabela 1.

Classe de turbina					S
V _{ave}	V _{ave} [m/s]		8.5	7.5	
V _{rev}	V _{rev} [m/s] 50 42.5		42.5 37.5		
V _{50,raja}	_{Ja} [m/s]	70	59.5	52.5	Variado
	А		0.16		Vanado
Iref	В		0.14		
	С		0.12		

Tabela 1: Categorias IEC para turbinas eólicas (ZHANG M. H., 2015).

Devido ao fato de que muitos dos projetos cadastrados no ACR estavam com características de vento completamente fora da categoria para a qual as turbinas foram projetadas, a EPE passou a exigir, em 2011, que os fabricantes fornecessem um documento atestando a adequação eletromecânica das turbinas para o parque em questão.

Além do ganho ambiental (no Brasil são evitados anualmente que 5.5 milhões de toneladas de CO₂ sejam liberados na atmosfera com a operação dos parques eólicos, sendo que esse número é de 637 milhões no mundo) a energia eólica tem um importante papel socioeconômico (GWEC, Global Wind Report; Annual Market Update 2017, 2018).

O número de empregos gerados devido ao setor é enorme. São estimados que a cada MW instalado, 15 novos empregos são gerados no país (GOVERNO BRASILEIRO, 2015). Segundo um estudo global, o setor empregou ao final de 2016, 1.15 milhões de trabalhadores em todo o mundo (Danish Energy Agency, 2018).

Projetos eólicos no Brasil servem também como instrumento de renda para comunidades do sertão nordestino. Os contratos de arrendamento pagam mensalidades (ou anualidades) proporcionais ao número de turbinas, ou algumas vezes proporcionais à geração dos projetos, aos proprietários dos terrenos. Parte dos impostos referentes à implantação e operação dos projetos também são pagos aos municípios onde as turbinas são instaladas, ajudando essas cidades a se desenvolverem.

O Brasil tem alguns dos melhores ventos do mundo, com potencial de geração eólica atingindo mais de 3 vezes a demanda por energia. Em 2017 o recorde de geração eólica foi quebrado, gerando 10% e 11% da demanda nacional (em agosto e setembro, respectivamente). No Nordeste, a geração eólica chegou a suprir mais de 60% de toda a demanda regional (GWEC, 2018).

Devido a estes pontos, a energia eólica no país compete diretamente com qualquer outra fonte renovável sem qualquer tipo de incentivo adicional, sendo atualmente a mais barata nos leilões do ACR. Com a recuperação econômica prevista pelo setor, acredita-se que ao final de 2026 já existirão mais de 28 GW de projetos de energia eólica instalados no país. Adicionalmente, a tomada de decisão do BNDES de ajustar os juros através da TLP ao invés da TJLP, deve ajudar o setor, estando mais alinhada aos interesses do mercado (GWEC, 2018).

2.2.2. Ciclo de vida de projetos eólicos

É importante no estudo, que se entenda o ciclo de vida de um projeto eólico como um todo, para que seja possível avaliar em quais momentos a aplicação da tecnologia de sensoriamento remoto pode agregar valor ao projeto, reduzindo seu LCoE.

O ciclo de vida de um projeto eólico pode ser dividido em etapas que se desenvolvem consecutivamente (BOHME, MELO, OSHIRO, SILVA, & FERREIRA, 2016). As 3 etapas abaixo, segundo (VALIMAA, 2015), tem 1 a 4 anos, 1 a 3 anos e 20 anos ou mais de duração, respectivamente:

- 1. Etapa de desenvolvimento (1 a 4 anos de duração)
- 2. Etapa de implantação (1 a 3 anos de duração)
- 3. Etapa de operação e manutenção (20 anos ou mais de duração)

Ao final da etapa de operação, normalmente associado ao final da outorga do projeto, tem-se a opção de repotenciar as turbinas (pedindo a renovação das licenças junto aos órgãos competentes) ou descomissionar o parque. As etapas que compõem o ciclo de vida de um Projeto Eólico podem ser separadas em fases:

Fase 1:

- 1.1 Análise preliminar de viabilidade de projetos eólicos
- 1.2 Prospecção e arrendamento de áreas da poligonal pretendida
- 1.3 Medição e avaliação dos recursos eólicos
- 1.4 Micrositing, certificação e projeto básico do parque

Fase 2:

- 2.1 Sondagem
- 2.2 Criação de acessos
- 2.3 Terraplanagem
- 2.4 Escavação e concretagem das fundações
- 2.5 Montagem das turbinas
- 2.6 Passagem dos cabos de potência e controle

Fase 3:

- 3.1 Definição e compra de partes de reposição (spare parts)
- 3.2 Operação e manutenção dos parques

Em algumas referências bibliográficas se opta por descrever o projeto através de atividades (VESTAS, 2016), (AWEA, 10 Steps building a wind farm, 2011), (Danish Energy Agency, 2018) e (SCHWABE, FIELDMAN, FIELDS, & SETTLE, 2017), ao invés de etapas e fases consecutivas. Um exemplo, adotado por fabricantes internacionais de turbina é:

- Análise do site, compreendendo:
 - Estudos do recurso eólico
 - Campanhas de medições
 - Micrositing
- Atividades fundiárias, compreendendo:
 - Contratos de arrendamento
 - Regularizações fundiária
 - Estudos de ruído
 - Estudos de sombreamento intermitente
 - Estudos de altura (atendimento ao COMAR, Comando Aéreo Regional, no Brasil)
- Estudos elétricos, compreendendo:
 - Estudos de margem de escoamento
 - Estudos de fluxo de potência
 - Estudos de estabilidade de rede
 - Estudos de transitórios elétricos
 - Assinaturas de PPAs
- Estudos de turbina, compreendendo:
 - o Definição da curva de potência nas condições psicrométricas do site
 - o Estudos de adequabilidade eletromecânica
 - Cálculos de carga e projeto das fundações
- Atividades financeiras, compreendendo:
 - Negociação de contratos de fornecimento e prestação de serviços
 - Negociação de condições de financiamento dos parques
- Estudos logísticos, compreendendo:
 - o Estudo e contratação de guindastes
 - o Estudos de avaliação de rotas (do inglês road survey)

Segundo (IRENA, 2017), a divisão de capital humano empregado em cada uma das atividades acima e outras atividades relacionadas é, para um parque de 50 MW:



Figura 15: Capital humano empregado em um parque eólico de 50 MW (IRENA, 2017)



Figura 16: Participação das categorias profissionais empregadas na fase de desenvolvimento (IRENA, 2017)



Figura 17: Participação das categorias profissionais empregadas na fase de instalação (IRENA, 2017)

Segundo (MONE, et al., 2017) apud NREL, o breakdown do CAPEX de projetos eólicos pode ser estimado pelos números indicados na Figura 18. Esses números são bastante similares a aqueles apresentados por (VALIMAA, 2015).



Figura 18: CAPEX médio de projetos eólicos onshore (MONE, et al., 2017) apud NREL

Ainda, segundo (MONE, et al., 2017), a composição do LCoE (Levelized Cost of Energy) calculado através de modelos financeiros tem sua composição segundo os itens da Figura 18 dada por:



Figura 19: Influência dos diferentes elementos do CAPEX na composição do LCoE (MONE, et al., 2017)

O LCoE é dado pela Equação 2, considerando a vida útil do projeto:

$$LCoE = \frac{CAPEX.FCR + OPEX}{AEEP_{net}}$$
 Equação 2

Onde:

CAPEX Capital Expenditure (gastos de capital na implantação do projeto) [R\$/MW]

FCR Fixed Charge Rate (custo de capital ponderado, WACC) [%]

- *OPEX* Operational Expenditures (gastos de capital com a operação do projeto) [R\$/MW]
- AEEP_{net} Média da produção anual de energia considerada [MWh/MW.ano]

É possível verificar na equação que o item de maior impacto é a própria geração (AEEP_{net}). (WALKER W., 2008) estudou sua influência através do FC (Fator de Capacidade) no LCoE, obtendo o gráfico indicado na Figura 20.



Figura 20: Sensibilidade do LCoE em função de diferentes FCs (WALKER W., 2008)

Apesar de muitas empresas elaborarem suas estratégias de *bid* em leilões esperando que os parques eólicos gerem o P50 no longo prazo, a definição da GF e as instituições financeiras tomam por base sua geração em P90. Essa discussão é de extrema relevância, pois conforme indicado na Figura 20, a variação da geração esperada dos parques tem um impacto enorme no LCoE, que por sua vez define o valor do lance nos leilões.

A Figura 21 mostra um exemplo de diferentes níveis de P90 para um parque eólico de 50 MW, variando sua incerteza padrão (M. Boquet, 2010). Os valores aplicados de incerteza são condizentes com os valores praticados no cadastramento dos leilões do ACR (EPE, Participação de empreendimentos eólicos nos leilões de energia no Brasil – Evolução dos projetos cadastrados e suas características técnicas, 2018).

Fica clara a importância da escolha entre as diferentes probabilidades de geração, dado que a opção de considerar a AEEP em P50 ou P90 implica em uma queda de 14% (se considerada a incerteza de 12%) na energia esperada. Voltando à Figura 20, essa queda na expectativa de geração causa uma diferença de 35% no valor do LCoE.

Ainda, fica clara a importância da definição da incerteza na AEEP de um projeto eólico, pois o impacto no LCoE pode chegar a 60%, caso consideremos na Figura 21 o P90 com a incerteza de 15%. A composição da incerteza de geração de projetos eólicos será discutida em detalhes mais adiante na tese.



Figura 21: Estimativa de AEEP para um parque de 50 MW, variando sua incerteza padrão (M. Boquet, 2010)

Nesta tese, será analisada a fundo o ciclo de vida dos projetos sob a perspectiva temporal apresentada em (BOHME, MELO, OSHIRO, SILVA, & FERREIRA, 2016).

2.2.2.1. Desenvolvimento de projetos eólicos

(BOHME, MELO, OSHIRO, SILVA, & FERREIRA, 2016) apresenta a etapa de desenvolvimento de projetos eólicos através do fluxograma de processo de suas fases, contendo cada uma das atividades e decisões que devem ser tomadas para que o investimento no projeto tenha continuidade. São estas:

- 1.1 Análise preliminar de viabilidade de projetos eólicos
- 1.2 Prospecção e arrendamento de áreas da poligonal pretendida
- 1.3 Medição e avaliação dos recursos eólicos
- 1.4 Micrositing, certificação e projeto básico do parque

A primeira fase no desenvolvimento de projetos é o da análise preliminar de viabilidade do projeto, que pode ser visto na Figura 22.



Figura 22: Análise preliminar de viabilidade de projetos eólicos (BOHME, MELO, OSHIRO, SILVA, & FERREIRA, 2016)

A escolha inicial de uma área de interesse se dá através da avaliação dos recursos com suporte de (i) modelos de mesoescala processados internamente, (ii) de atlas eólicos e de (iii) proveniente de consultorias. Outra opção de indícios de áreas competitivas para o desenvolvimento de projetos eólicos é através da observação de formações da natureza, como árvores inclinadas devido à atuação do vento (vide Figura 23).



Figura 23: Indicações de vento através da natureza (PIXABAY, 2018)

A indicação dos mapas de recurso eólico de mesoescala devem descrever ventos competitivos (de ao menos 7.5 m/s) em áreas que permitam a instalação de múltiplas turbinas. O número de turbinas deve promover uma escala tal que os custos fixos de BoP (*Balance of Plant*) eletromecânico e civil possam ser diluídos. A falta do recurso competitivo ou a indicação de um pré-layout com poucas turbinas são elementos que impedem o avanço de projetos nessa etapa.

É essencial também, antes de qualquer investimento adicional, que uma análise de licenciamento ambiental prévia seja feita. A existência de uma reserva ambiental ou similar pode inviabilizar o desenvolvimento de projetos eólicos na região.

A segunda fase no desenvolvimento de projetos é o de prospecção e arrendamento das áreas definidas na poligonal de interesse, que pode ser visto na Figura 24.



Figura 24: Prospecção e arrendamento das áreas da poligonal de interesse (BOHME, MELO, OSHIRO, SILVA, & FERREIRA, 2016)

Após aprovado o investimento inicial na prospecção da nova poligonal de interesse, é necessário que seja feita uma visita a campo. Nessa visita, são coletadas informações que identifiquem algum possível impedimento no avanço do projeto, tal qual a presença de competição com avanços relevantes nas contratações dos terrenos. Com base nas informações da visita em campo, o pré-layout é revisado e a campanha de medições anemométricas é elaborada. A campanha de medições deve atender a dois principais pontos:

1 Inicialmente, deve atender aos requisitos regulatórios descritos no Art. 6º, II da Portaria MME nº102/2016. Um item importante que é válido mencionar aqui é que o raio de cobertura da TMA para o cadastramento de projetos no ACR ou pedido de DRO no ACL é de 10 km em terrenos simples e 6 km em terrenos complexos. Devido a esse ponto, são instaladas poucas TMAs nesse primeiro momento, suficientes apenas para que toda a área em prospecção seja coberta.

2 Posteriormente, quando o recurso eólico é verificado pelas TMAs iniciais, TMAs adicionais são instaladas de forma a medir o recurso em regiões representativas ao layout elaborado. O bom posicionamento e quantificação dessas TMAs são essenciais para um balanço economicamente vantajoso entre o custo de implantação de novas TMAs e a redução de incertezas na estimativa de AEEP resultante das medições obtidas.

Os terrenos onde serão instaladas as TMAs devem então ser contratados e, logo na sequência, os terrenos onde as turbinas propostas no pré-layout se encontram devem ser contratados. Conforme as contratações avançam, é possível de se contratar terras adicionais na região, de forma a evitar que eventuais competidores desenvolvam projetos próximos. Isso se dá devido ao critério de proximidade crítica definido no Art. 6º, II da Portaria MME nº102/2016. Nele, quaisquer projetos a uma distância inferior a 20 vezes a altura máxima de ponta de pá precisam de uma carta de anuência dos projetos já outorgados na região (na direção em que os novos projetos causarão efeito esteira).

Uma avaliação prévia de viabilidade construtiva também é elaborada nesse momento com base em mapas de topografia obtidos de fontes públicas. As principais limitações que devem ser identificadas são inclinações acima de 10 graus que dificultam ou até mesmo inviabilizam o transporte de carretas com os equipamentos necessários na obra, e o volume excessivo de corte-e-aterro de áreas de plataforma para a montagem das turbinas. A terceira fase no desenvolvimento de projetos é a de medição e avaliação do recurso eólico, conforme se pode observar na Figura 25.

A contratação dos terrenos deve avançar ao passo que as medições iniciais completam 1 ano de medição. Cada terreno contratado deve ser georreferenciado para que se possa ter controle do potencial instalado já obtido no desenvolvimento do projeto.



Figura 25: Medição e avaliação do recurso eólico (BOHME, MELO, OSHIRO, SILVA, & FERREIRA, 2016)

O processamento e análise dos dados de medição devem ser feitos periodicamente, de 15 em 15 dias ou menos, para que os critérios de qualidade do Art. 6º, II da Portaria MME nº102/2016 sejam atendidos. Caso seja identificada alguma falha nos equipamentos, a manutenção das TMAs deve ser feita a tempo para que a taxa de recuperação dos dados seja de, ao menos, 90%, de tal forma que não existam mais do que 30 dias consecutivos sem dados.

Quando as TMAs iniciais completam 12 meses, se faz então o tratamento dos dados e o recurso eólico é verificado quanto à sua competitividade. Esse tempo mínimo é devido à captura nos dados da sazonalidade do vento na região. O layout e a campanha de medição são então revisados, de forma a focar o avanço do projeto nas regiões de maior vento. O plano de arrendamentos deve ser revisado na sequência de forma a refletir as novas condições de layout e locais das TMAs. A quarta e última fase no desenvolvimento de projetos é o de engenharia, micrositing e certificação, que pode ser visto na Figura 26.



Figura 26: Engenharia, micrositing e certificação

Com o avanço das medições adicionais, é possível realizar o estudo final de micrositing, que definirá o modelo e local das turbinas que serão utilizadas no projeto. Com o layout definido, é possível fazer os estudos ambientais necessários para a obtenção da LP (Licença Prévia) necessária ao cadastramento do projeto em leilões do ACR ou ao pedido de DRO para o ACL.

O projeto básico de engenharia também é feito nesse momento, para que o CAPEX do projeto seja minimamente estimado (input do modelo financeiro).

A regularização fundiária, algumas vezes um desafio em regiões do sertão Brasileiro, deve também estar pronta para que o projeto possa ser cadastrado em leilões do ACR ou possa ser pedido uma DRO para o ACL.

A certificação do parque eólico tem, por finalidade, essencialmente definir o P50 e P90 líquidos para o cálculo da GF dos parques. Os bancos, por sua vez, pedem certificações de 2 consultores independentes, para que possam calcular a alavancagem e condições de financiamento dos projetos (normalmente BNDES e recentemente BNB – Banco do Nordeste).

Todas essas condições são compiladas em um *book* do projeto que serve de input para o modelo financeiro do projeto. No modelo são calculados os diferentes valores de PPA que o projeto pode ter, como também os respectivos valores de TIR (Taxa Interna de Retorno) e VPL (Valor Presente Líquido) de cada cenário. Os resultados obtidos definem a estratégia de participação nos leilões do ACR, ou então definem as condições que devem ser negociadas no PPA do ACL.

A etapa de desenvolvimento dos projetos eólicos demora 2 a 3 anos, que é o período de medição necessário nas TMAs para o ACL e ACR, respectivamente. É também a etapa de maior risco dentre as três apresentadas por (BOHME, MELO, OSHIRO, SILVA, & FERREIRA, 2016). Pôde-se verificar no que foi apresentado aqui, que os principais pontos de atenção que definem se o desenvolvimento do projeto deve continuar ou não, são referentes a:

- Identificação de novas áreas para projetos com escala e recurso eólico competitivo
- Viabilidade de licenciamento ambiental
- Viabilidade construtiva
- Comprovação do recurso eólico previsto em modelos de mesoescala
- Contratação e regularização fundiária
- Viabilidade financeira

Duas avaliações que são necessárias também no desenvolvimento do projeto, indicadas na bibliografia (VESTAS, 2016), (AWEA, 10 Steps building a wind farm, 2011), (Danish Energy Agency, 2018) e (SCHWABE, FIELDMAN, FIELDS, & SETTLE, 2017), são:

- Viabilidade de conexão com a rede elétrica e margem de escoamento da energia
- Adequação eletromecânica das turbinas escolhidas no micrositing

Segundo (BOHME, PRADO, DOREL, FADIGAS, & MÁLAGA, 2017), um risco adicional que deve ser considerado no desenvolvimento de projetos é o regulatório. A MP-579 é um exemplo de medida regulatória que afetou enormemente o setor, o que impactou também no volume de contratação de energia no ACR e ACL nos anos seguintes.

Bohme et al (2017) descreve que em 2012, com o vencimento próximo de grande parte das concessões de usinas hidroelétricas e linhas de transmissão, o governo à época optou por editar uma medida provisória (MP-579), posteriormente convertida em lei (12.783/12), que alterou as condições de contratação das concessões. Seu objetivo foi o de:

"Viabilizar a redução do custo da energia elétrica para o consumidor brasileiro, buscando, assim, não apenas promover a modicidade tarifária e a garantia de suprimento de energia elétrica, como também tornar o setor produtivo ainda mais competitivo, contribuindo para o aumento do nível de emprego e renda no Brasil" (Exposição de Motivos da Medida Provisória 579 de 11 de setembro de 2012). "

Entre outras medidas, as concessões que venceriam até 2017 teriam seu vencimento antecipado e seus prazos prorrogados por até 30 anos, sem que para isso fosse necessário um processo licitatório, como anteriormente previsto na legislação.

Como contrapartida, as empresas que aderissem ao processo com investimentos ainda não totalmente amortizados seriam indenizadas, passando a ser remuneradas apenas pela operação e manutenção dos ativos concedidos. A maior parte das empresas não aceitou o prescrito opcionalmente na lei, devido à baixa remuneração estabelecida e devido ao fato de que parcela significativa da energia a ser produzida no período (2013-julho de 2015) já se encontrava vendida. Assim, as empresas que aderissem deveriam "recomprar" seus contratos vendidos, pois a adesão pressupunha a alocação da energia produzida no ACR. Desta forma o governo poderia reduzir as tarifas pois as concessões seriam apenas remuneradas pelo O&M das empresas. Para tornar mais complexo o processo de tomada de decisão, se avizinhava um período de hidrologia desfavorável com preços de curto prazo crescentes. Desta maneira era provável que o processo de reposição e contratos vendidos fosse causador de prejuízos relevantes.

O acompanhamento de tendências do setor através da proximidade ao órgão regulatório (como a Aneel) e associações (como a ABEEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica) é essencial para tentar se antecipar a movimentações no mercado que possam impactar no portfólio de projetos eólicos em carteira. As decisões quanto ao timing e ao volume de investimentos em novos projetos devem ser tomadas levando em consideração esses riscos regulatórios e a projeção da demanda de contratação de nova energia no ACR e ACL (GWEC, 2018).

O projeto eólico é considerado desenvolvido quando:

- As terras estão 100% contratadas e regularizadas
- O licenciamento ambiental está feito
- As medições anemométricas atendem aos critérios regulatórios
- O layout do parque e o modelo de turbina estão definidos com base no melhor LCoE e adequabilidade eletromecânica

Nesse momento, são definidos:

• Os estudos básicos de engenharia civil e eletromecânica

- Os CAPEX e OPEX com base em contratos pré-negociados (conhecidos como MoUs – Memorandum of Understanding),
- Geração esperada em diferentes níveis de confiabilidade (AEEP)
- As condições de financiamento
- As variáveis macroeconômicas vigentes e futuras

Todas essas informações são então inseridas em um modelo financeiro, para que seja possível calcular o LCoE. Isso é feito para as diferentes opções de comercialização disponíveis à época, como:

- Merchant (manter o parque sem PPA e contar com sua receita em base variável do PLD – Preço de Liquidação das Diferenças, no mercado SPOT)
- PPA no ACL
- PPA no ACR, comprometendo a totalidade de sua GF líquida
- PPA no ACR, comprometendo apenas parte de sua GF e o restante no ACL

Assinado o PPA, é elaborado o cronograma de obras, sendo assinados os contratos de prestação de serviços e iniciada a fase de implantação dos projetos.

2.2.2.2. Implantação de projetos eólicos

Segundo (VALIMAA, 2015), a implantação de um projeto eólico demora de 1 a 3 anos. A obra de um projeto eólico é considerada de baixa complexidade quando comparada à de outras fontes de energia, como hidrelétricas, usinas térmicas ou nucleares. A etapa de implantação de projetos eólicos pode ser subdividida em fases, conforme exposto a seguir:

- Sondagem
- Criação de acessos
- Terraplanagem

- Escavação e concretagem das fundações
- Montagem das turbinas
- Passagem dos cabos de potência e controle

Na sondagem dos pontos de turbina (vide Figura 27), são obtidas amostras da composição do solo a diferentes profundidades. Essa informação é utilizada no projeto das fundações e no planejamento do processo de abertura de acessos e terraplanagem das plataformas e áreas de suporte (como áreas pulmão da obra e subestação dos parques).



Figura 27: Exemplo de sondagem nas coordenadas de turbinas eólicas

A criação de acessos é feita após a obtenção da LI (Licença de Instalação) do parque. Ela faz com que os pontos de turbina fiquem acessíveis para a chegada dos equipamentos e guindastes (vide Figura 28).



Figura 28: Exemplo de criação de acessos de um parque eólico

Quando a sondagem indica terreno com afloramento rochoso, muitas vezes é necessário, na etapa de abertura de acessos, um volume bastante grande de explosões (vide Figura 29). Isso dificulta bastante o licenciamento da obra e o tempo requerido para que os acessos fiquem prontos, precisando ter um planejamento e follow-up bastante próximo durante a obra.



Figura 29: Exemplo de explosões na obra para criação de acessos de um parque eólico

A terraplanagem é feita principalmente nas plataformas de montagem das turbinas, na área pulmão da obra e na área da subestação (vide Figura 30 e Figura 31).

Quando o terreno é complexo, o volume de corte-e-aterro nessa fase faz com que os custos e o tempo requerido de obra aumentem de forma relevante.



Figura 30: Exemplo de plataforma de montagem das turbinas



Figura 31: Exemplo de área de subestação de parques eólicos

A escavação e concretagem das fundações das turbinas (vide Figura 32) é feita de forma a atender o projeto elaborado com base no modelo de turbina e nas cargas calculadas em função do vento na região. Estas podem ser das mais variadas formas, mas devem passar pela aprovação dos fornecedores de turbinas para que a garantia do equipamento seja dada (normalmente de 2 anos a partir da data de comissionamento).



Figura 32: Exemplos de diferentes modelos de fundação de turbinas eólicas

A montagem das turbinas é feita em apenas 2 dias, quando as condições climáticas permitem (existem velocidades de vento máximas permitidas para o içamento das partes da turbina). Outros elementos que podem atrasar a obra são chuvas fortes e raios. Existe um planejamento de início de obra e número de frentes de obra que buscam minimizar o impacto de variáveis climáticas no prazo do projeto. São usados para isso estudos estatísticos com base nas medições meteorológicas locais obtidas durante o desenvolvimento do projeto. Um exemplo desses estudos é o gráfico apresentado na Figura 33, onde são indicados os períodos mais frequentes em que o vento atinge em um determinado mês, velocidades onde a montagem de grandes componentes não é possível (12 m/s).

Algumas empresas fazem adicionalmente estudos de previsão meteorológica que variam de um a três dias à frente, para melhor programar as frentes de obra e até mesmo as intervenções de manutenção que requerem o içamento de partes pesadas. Para isso são usados modelos como o WRF e BRAMS. O processo de montagem se dá nos 6 passos descritos na Figura 34, obtida de um material publicitário de fornecimento de turbinas eólicas.

A passagem dos cabos de potência e controle (em sua maioria fibras óticas) podem ser feitos em paralelo com a montagem das turbinas. É uma atividade de relativa menor complexidade na implantação do projeto. A obra e implantação do BoP eletromecânico, principalmente rede interna de transmissão, subestação e linhas de transmissão são elementos de menor especificidade (envolvem a terraplanagem das áreas da subestação e a instalação dos postes e demais estruturas de média e alta tensão), e, portanto, não se apresenta maior detalhamento neste trabalho.



Figura 33: Exemplos de estudo de vento para plano de montagem de aerogeradores (Caetité, Bahia)



Figura 34: Montagem de turbina eólica

2.2.2.3. Operação e manutenção de projetos eólicos

No Brasil, o período de operação e manutenção dos parques se aproxima a 20 anos, que é o tempo de duração das outorgas concedidas a esse tipo de fonte de energia sendo que no final desse período normalmente se promove o descomissionamento dos equipamentos, dando-se um fim ao material, ou é feita a renovação da outorga, com possibilidade de repotenciação das turbinas. Essa etapa pode ser dividida em 2 fases:

- Definição e compra de partes de reposição (spare parts)
- Operação e manutenção dos parques

A compra de partes ou peças de reposição é feita na fase de comissionamento das turbinas, partindo normalmente de uma lista de componentes dada pelos fornecedores das turbinas. Caso essas peças não sejam adquiridas conforme solicitado, a disponibilidade acordada nos contratos de manutenção não é garantida. Os contratos de manutenção são negociados com base de disponibilidade das turbinas em tempo ou em energia (por volta de 97% atualmente). Qualquer desvio desse valor, medido ao final de cada período de 12 meses, é pago em forma de bonificação ou penalidades.

No Brasil, o serviço de manutenção das turbinas é feito predominantemente pelos fornecedores dessas turbinas. No exterior, após o período de garantia (normalmente de 2 anos), esse serviço é terceirizado por empresas menores do setor. Isso fomenta a competitividade e reduz os valores de OPEX dos parques. A operação do parque nos ROCs (*Remote Operation Centers*) se limita a comandos básicos das turbinas (ligar, desligar, aplicar uma restrição na operação, definir fatores de potência, entre outros), mas o controle sobre o BoP das subestações e redes internas é completo. Do ROC é possível de se abrir ou fechar quaisquer disjuntores, isolando as partes do parque que receberão a manutenção das equipes em campo. Esse controle é feito por sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Aquisition*). Esses sistemas recebem dados de todas as turbinas (medições, alarmes e categorias) e do BoP elétrico, funcionando também como banco de dados para gestão da performance de todo o parque (vide Figura 35 e Figura 36).



Figura 35: Exemplo de ROC com sistema SCADA em operação



Figura 36: Exemplo de diagrama de um sistema SCADA (YANG, 2016)

A importância do entendimento da operação e manutenção dos parques eólicos neste trabalho se dá pela abrangência das consequências ao se escolher o posicionamento das turbinas com base nas medições e do micrositing realizado. Uma superestimativa do recurso eólico irá causar perdas de performance relevantes no parque, identificadas por sistemas SCADA durante sua operação. Em casos extremos, pode-se chegar até mesmo a não atingir os índices de cobertura da dívida requeridos pelas instituições financeiras envolvidas no projeto. De forma análoga, uma subestimativa do recurso eólico irá causar danos não previstos nas turbinas, reduzindo suas disponibilidades devido ao tempo excessivo de manutenções corretivas que passarão a existir e, em casos extremos, levando até mesmo a falhas catastróficas das turbinas durante sua operação. Casos de geração abaixo do valor esperado, definido em contrato, causam prejuízos ainda mais relevantes em cenários hidrologicamente desfavoráveis, onde o parque é obrigado a comprar energia a um alto valor de PLD.

Muitas das análises feitas neste trabalho se basearam em dados obtidos de sistemas SCADA, e por isso buscou-se também o entendimento de como é feito o controle e operação dos parques eólicos.

2.2.3. Incertezas de projetos eólicos

Nesse estudo é essencial o entendimento das incertezas existentes em projetos eólicos, principalmente no tocante à AEEP, pois é na redução das mesmas que a aplicação de sensoriamento remoto mais agrega valor aos projetos. Segundo (RAFTERY, 1999), (V.GASS, 2011), (MURCIA, 2017) e (WIND ENERGY THE FACTS, 2018), a viabilidade e resultados econômicos de um parque eólico dependem de diversos fatores, como:

- Recurso eólico no site
- Performance das turbinas
- Preço da energia vendida
- Custos de CAPEX, OPEX
- Tempo de vida das turbinas

- Disponibilidade de turbinas e BoP
- Custos e condições financeiras da alavancagem

Todos os itens acima apresentam incertezas quando modelados. Para analisar o impacto de cada uma dessas incertezas, são criados no modelo financeiro cenários de longo prazo (esperados para a maior parte da vida do projeto) e cenários extremos estressando cada uma das variáveis. Idealmente, para a tomada de decisão sobre o investimento em um novo projeto são criados cenários suficientes de forma a se obter uma análise de retorno esperado x CVaR (*Conditional Value at Risk*) no projeto (STEINLE, 2015). Outra forma de analisar essas incertezas é considerando que todas são descritas por distribuições de probabilidade, de forma que se torne possível combiná-las em uma única incerteza. Conceitualmente, a incerteza se refere a dois problemas (MURCIA, 2017):

- 1. O do comportamento estocástico de algumas das variáveis (incerteza aleatória e residual, não tem como reduzir) utilizadas nos modelos
- 2. O da falta de conhecimento sobre outras variáveis (epistêmicas, podem ser reduzidas com investimentos).

Um desenho esquemático pode ser utilizado para representar onde os dois problemas surgem na medição e na modelagem (vide Figura 37)



Figura 37: Desenho esquemático de incertezas em modelos e medições (HUARD & MAILHOT, 2006)

No lado da medição (esquerdo) da Figura 37:

- Incertezas físicas (ou variabilidades naturais): f(x) e f(y) são variáveis estocásticas, aleatórias residuais, e são caracterizadas por PDFs (*Probabilistic Density Functions*)
- Incertezas de medição: são epistêmicas. Causadas por imperfeições na medição (ruídos em sinais, resposta dos sensores, calibrações, set-up, etc).

No Lado da modelagem (direito) da Figura 37:

- Incertezas de parâmetros: epistêmicas, representam a falta de conhecimento sobre valores de parâmetros como constantes físicas. Representado pelo PDF dos parâmetros (θ)
- Incertezas de modelo: epistêmicas, representam a imperfeição do modelo, como simplificações da física. Representadas pelo PDF dos erros de previsão f(ε_M) e dependem dos inputs.
- Incertezas estatísticas: epistêmicas, representam a escassez de elementos na amostra de qualquer variável. Está presente em toda variável incerta representada por um PDF e pode ser reduzida com o aumento da amostra.

As incertezas que serão focadas nesta tese são aquelas que influenciam diretamente na AEEP. Elas podem ser divididas entre duas categorias principais: incertezas do recurso eólico e incertezas nas perdas de energia (LACKNER, ROGERS, & MANWELL, 2008). De acordo com (BAILEY, The Financial Impact of Uncertainty on Energy Projections, 2013), (LIRA, ROSAS, ARAÚJO, & CASTRO, 2016) e (NYSERDA, 2010), as principais delas, e suas respectivas faixas em que são calculadas normalmente, são apresentadas na tabela 2, onde a incerteza total é calculada através da soma quadrática dos diversos elementos (considerados independentes).

Tabela 2: Tipos de incerteza e faixas respectivas em que são calculadas com maior

frequência

Tipo de incerteza	Média	Máximo	Mínimo
Medições do recurso	2.4%	4.8%	1.6%
Representatividade das medições	1.0%	1.5%	0.6%
Variabilidade futura	3.2%	4.8%	2.1%
Modelagem do escoamento	4.0%	8.0%	2.4%
Extrapolação vertical (shear)	2.6%	6.4%	0.0%
Perdas na planta	3.5%	4.8%	3.2%
Verificações em campo	0.5%	1.0%	0.2%
Incerteza total da AEEP	7.5%	14.6%	5.1%
			,

(BAILEY, 2013), (LIRA, ROSAS, ARAÚJO, & CASTRO, 2016) e (NYSERDA, 2010).

Os itens a seguir apresentam o significado destas incertezas. Vale mencionar aqui que na linha de variabilidade futura, o valor da incerteza leva em consideração o tamanho do período sob análise (a variabilidade de um ano é menor que a variabilidade de 20 anos de geração).

2.2.3.1. Incertezas nas medições do recurso eólico

As incertezas relacionadas às medições do recurso eólico são devidas às limitações do processo, que comumente faz uso de TMAs. Essas torres são estruturas treliçadas estaiadas, normalmente com uma altura próxima à altura de hub das turbinas que serão futuramente aplicadas ao projeto. As mais antigas têm alturas próximas a 50m, e as mais recentes variam entre 80m e 120m. Essas torres possuem sensores em diferentes alturas. Um exemplo de relatório de instalação de TMA, com a descrição completa de sua estrutura e equipamentos de medição, pode ser encontrado no Anexo A.

A incerteza associada aos anemômetros calibrados, em condições ideais de medição, varia tipicamente entre 1.0% e 1.5% (NYSERDA, 2010). Exemplos de anemômetros utilizados em TMAs são apresentados na Figura 38 a seguir.

A quantidade e classe dos equipamentos influenciam na incerteza das medições, segundo recomendações da MEASNET (*Measuring Network of Wind Energy Institutes*).

O fato dos equipamentos terem sido ou não calibrados em túnel de vento (quando novos ou após um período de uso prolongado) também agrega precisão às medições auferidas.



Figura 38: Exemplos de modelos de anemômetros utilizados em TMAs (LIRA, ROSAS, ARAÚJO, & CASTRO, 2016) apud (PEDERSEN, DAHLBERG, & BUSCHE, 2006)

Os demais elementos que somam as incertezas nas medições variam a depender da configuração da TMA e como a mesma é instalada (de forma a evitar o efeito de sombreamento da estrutura nos sensores) e com a qualidade dos registros de intervenções e da manutenção dos equipamentos (de forma a buscar uma alta taxa de recuperação dos dados).

Segundo (BAILEY, The Financial Impact of Uncertainty on Energy Projections, 2013), (LIRA, ROSAS, ARAÚJO, & CASTRO, 2016) e (NYSERDA, 2010), os valores médios praticados nos cálculos de AEEP são os indicados na tabela 2: 2.4% de média, com um máximo de 4.8% e um mínimo de 1.6%.

2.2.3.2. Incertezas na representatividade das medições

Os histogramas do período de medição disponível descrevem o comportamento estocástico do vento na amostra.

Esses histogramas podem ter diversos formatos, como os apresentados na Figura 39. É possível notar que, mesmo se a média do vento observado seja a mesma, é possível que sua distribuição seja diferente.



Figura 39: Exemplos de histogramas do comportamento dos ventos de projetos brasileiros

Quando o histograma é combinado com a curva de potência da turbina, a composição BIN-a-BIN (em cada intervalo ou classe de velocidades) gera o valor de energia média naquela posição. Devido a isso, dois períodos com o mesmo valor médio podem apresentar uma expectativa de geração diferentes.

Para que essa incerteza possa ser reduzida, é necessário que seja aplicada uma correção de longo prazo nos dados de vento da amostra (em inglês, conhecida como Long-Term Correction, ou LTC). Quanto melhor a correlação entre as medições disponíveis e a referência de longo prazo, menor a incerteza associada à representatividade das medições. Essa relação é mostrada na Tabela 3.

Tabela 3: Incerteza de representatividade em função do R2 entre medições e referência de longo prazo (HASSAN, 2011)

Coeficiente de correlação (R ²)	Incerteza de representatividade
> 0.9	< 1 %
0.9 - 0.8	1 - 2%
0.7 - 0.6	3 - 5%

Segundo (BAILEY, The Financial Impact of Uncertainty on Energy Projections, 2013), (LIRA, ROSAS, ARAÚJO, & CASTRO, 2016) e (NYSERDA, 2010), os valores médios praticados nos cálculos de AEEP são os indicados na Tabela 2: 1.0% de média, com um máximo de 1.5% e um mínimo de 0.6%.

2.2.3.3. Incertezas na variabilidade futura

As incertezas de variabilidade futura são baseadas em dois componentes independentes: a da variabilidade natural do recurso eólico e a da possibilidade de mudança climática na região (NYSERDA, 2010).

Estudos em diferentes partes do mundo divergem nos resultados, apresentando resultados bastante diferenciados, definindo faixas amplas entre 3% e 10% de variabilidade média anual do vento, sendo a média adotada na maioria dos cálculos de AEEP de 6% para 20 anos de operação (RAFTERY, 1999), (COX, THOMAS, & TINDAL, 2009) e (BROWER, BARTON, LLEDO, & DUBOIS, 2013).

Segundo (BAILEY, 2013), (LIRA, ROSAS, ARAÚJO, & CASTRO, 2016) e (NYSERDA, 2010), os valores médios praticados nos cálculos de AEEP são os indicados na Tabela 2: 3.2% de média, com um máximo de 4.8% e um mínimo de 2.1%.

2.2.3.4. Incertezas na modelagem do escoamento

O principal objetivo da modelagem do escoamento é estimar as características do vento nos pontos de cada uma das turbinas que compõem o layout do projeto estudado. Para isso, é necessário fazer a extrapolação espacial das características obtidas nas TMAs para as coordenadas das turbinas. Esse processo deve levar em consideração a influência do terreno, obstáculos, rugosidade, estabilidade térmica e efeito esteira das turbinas no layout. Um bom planejamento da campanha de medições em um projeto eólico, durante sua fase de desenvolvimento, faz com que os pontos das TMAs sejam os mais representativos possível dos locais onde as turbinas serão alocadas. Isso significa que as condições de escoamento no ponto da TMA são similares às condições em cada coordenada das turbinas, e que as distâncias de extrapolação espacial sejam as menores possíveis. De uma forma geral, quanto mais pontos de medição existirem no projeto, menores serão as incertezas relacionadas à modelagem do escoamento.

Em terrenos complexos, ou em projetos onde as turbinas se encontram a grandes distâncias das TMAs disponíveis, esse valor pode chegar facilmente aos 8% indicados na Tabela 2. De acordo com a bibliografia (MORTENSEN & JORGENSEN, 2012), de uma amostra de 36 organizações globais, 23 fazem o uso do software WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) para a modelagem do escoamento no processo de micrositing. Esse software é conhecido mundialmente, e tem sido desenvolvido desde 1988 (PETERSEN, MORTENSEN, LANDBERG, HOJSTRUP, & FRANK, 1997). Um estudo da DTU (Danish Technical University) mostrou que esse software apresenta erros de até 13% no cálculo de geração de parques eólicos em terrenos mais complexos (RATHMANN & MORTENSEN, 2009). Devido a isso, o WASP é recomendado para terrenos com inclinações suaves e pequenas mudanças de altitude (BOWEN & MORTENSEN, WASP prediction errors due to site orography, 2004), onde zonas de separação do escoamento não são esperadas, algo que não é seguido no mercado.

Com a concentração cada vez maior de parques eólicos em regiões de melhor recurso eólico, o efeito esteira se torna algo extremamente relevante no dimensionamento da AEEP (BOHME, FADIGAS, GIMENES, & TASSINARI, 2018). Além das perdas de energia que resultam do efeito esteira, ele é também importante no OPEX dos parques, pois a maior turbulência que resulta do fenômeno causa custos de reparo e manutenção mais elevados aos parques eólicos (BARTHELMIE R. J., 2011).

A complexidade do efeito esteira aumenta em situações onde existe a sobreposição de áreas sob influência de múltiplas turbinas. Diferentes metodologias tentam modelar essa situação, como:

• Superposição linear (LISSAMAN, 1979)

- Déficits quadráticos (KATIK, HOJSTRUP, & JENSEN, 1986)
- Combinação de ambos anteriores (GOÇMEN, 2016)
- Método da regressão (RITTER, PIERALLI, & ODENING, 2017)

Apesar desses esforços do meio acadêmico, em parques eólicos onshore, as incertezas no cálculo do efeito esteira ficam na faixa entre 20% e 40% do total de perdas calculadas, que varia entre 1% e 15% na maioria dos casos (WALKER K. e., 2016). Isso resulta em um total de incerteza de 0.2% a 6% da AEEP.

Segundo (BAILEY, The Financial Impact of Uncertainty on Energy Projections, 2013), (LIRA, ROSAS, ARAÚJO, & CASTRO, 2016) e (NYSERDA, 2010), os valores médios praticados nos cálculos de AEEP, considerando todos os elementos combinados de modelagem, são os indicados na Tabela 2: 4% de média, com um máximo de 8% e um mínimo de 2.4%.

2.2.3.5. Incertezas na extrapolação vertical

Quando a altura de medição anemométrica nas TMAs é diferente da altura de hub das turbinas que serão implantadas no parque eólico, são necessárias extrapolações ou interpolações dos dados medidos. Para tal, são usadas aproximações logarítmicas ou exponenciais, que descrevem a curva na qual a velocidade do vento aumenta com a altura. O coeficiente de cisalhamento (conhecido no inglês como *wind shear*, α) é a variável que descreve esse comportamento.

$$\alpha = \frac{LN\left(\frac{V_h}{V_l}\right)}{LN\left(\frac{H_h}{H_l}\right)}$$

Equação 3

Onde:

 α Coeficiente de cisalhamento

 V_h Velocidade média do vento na altura superior de medição [m/s]

- *V_l* Velocidade média do vento na altura inferior de medição [m/s]
- *H_h* Altura superior de medição [m]
- *H*_l Altura inferior de medição [m]

O coeficiente de cisalhamento é calculado a partir de duas alturas de medições na torre de medição anemométrica, sendo usado na extrapolação vertical do vento para demais alturas estudadas nos modelos de micrositing. Isso é feito substituindo a altura em que se deseja a extrapolação no lugar da variável H_h (quando a altura analisada é acima daquela da medição mais próxima existente) ou a variável H_l (quando a altura analisada é abaixo daquela da medição mais próxima existente), e isolando-se a variável V_h ou V_l respectiva.

As incertezas associadas são cada vez menores na atualidade, pois as TMAs são construídas em alturas muito próximas às das turbinas (diminuindo a necessidade de extrapolações ou interpolações).

Segundo (BAILEY, The Financial Impact of Uncertainty on Energy Projections, 2013), (LIRA, ROSAS, ARAÚJO, & CASTRO, 2016) e (NYSERDA, 2010), os valores médios praticados nos cálculos de AEEP são os indicados na Tabela 2: 2.6% de média, com um máximo de 6.4% e um mínimo de 0%.

2.2.3.6. Incertezas nas perdas na planta

As perdas da planta contemplam uma série de elementos (LIRA, ROSAS, ARAÚJO, & CASTRO, 2016), tais quais:

- Ineficiências da curva de potência das turbinas
- Volume de curtailments (restrições de operação por setor ou por potência nominal)
- Disponibilidade das turbinas e do BoP (Balance of Plant) elétrico

- Disponibilidade da rede (volume de *constrained-off* emitidos pelo ONS)
- Perdas elétricas (ôhmicas)
- Perdas do grid (SIN)

A incerteza devida à ineficiência da curva de potência das turbinas é a mais crítica na composição das perdas na planta, podendo chegar nos piores casos a valores entre 4% e 6%. Isso se dá, pois, a curva de potência teórica, fornecida pelos fabricantes de turbinas nas especificações técnicas dos equipamentos, é aquela que foi medida em condições ideais de operação (com ângulos de incidência de vento perfeitamente perpendiculares e comportamento do vento bem conhecido), em condições de medição conforme IEC 61400-12-1 e 12-2. Isso não é o caso dos parques eólicos, o que faz com que muitas vezes as turbinas gerem abaixo ou até mesmo acima do esperado originalmente. Algumas vezes, a curva teórica fornecida pelos fabricantes não foi ainda medida (certificada), caracterizando a curva teórica calculada durante a fase de desenvolvimento da turbina. Nesses casos, a incerteza no atendimento da curva de potência é ainda maior.

Outros elementos que contribuem para a incerteza da ineficiência da curva de potência são: variação da intensidade de turbulência, cisalhamento (shear) na faixa de altura do rotor, inflow (ângulo de incidência do vento sobre a área de varredura das pás) e densidade do ar. Ineficiências operacionais de yaw (rotação da nacele) e pitch (rotação das pás) em função da direção e intensidade do vento também são parâmetros que comprometem a eficiência da turbina (ZHANG M. H., 2015).

Segundo (BAILEY, The Financial Impact of Uncertainty on Energy Projections, 2013), (LIRA, ROSAS, ARAÚJO, & CASTRO, 2016) e (NYSERDA, 2010), os valores médios praticados nos cálculos de AEEP, considerando todos os elementos combinados de perdas na planta, são os indicados na Tabela 2: 3.5% de média, com um máximo de 4.8% e um mínimo de 3.2%.

2.2.3.7. Incertezas nas verificações em campo

As incertezas devidas às verificações em campo são as mais diversas. Elas podem ser, dentre outras razões, devidas à:

- Instalação de uma TMA com o alinhamento dos estais ou hastes dos sensores de forma diferente do relatado nos documentos (que resultaria possivelmente em um offset de norte verdadeiro errado no processamento dos dados de windvane).
- Valores de scale e offset dos loggers nas TMAs diferentes daqueles indicados nos documentos (que resultaria possivelmente em erros no processamento dos dados de anemometria ou qualquer outro sensor).
- Sensores diferentes daqueles indicados nas documentações presentes nas TMAs (com outros modelos ou apenas números seriais diferentes). Isso resulta no uso de parâmetros de calibração dos sensores sendo usados erroneamente durante o processamento dos dados de anemometria.
- Topografia em campo diferente do indicado nos mapas topográficos usados no projeto dos parques (normalmente provenientes de dados de satélite, como SRMTM). Isso poderia gerar incertezas nas extrapolações espaciais dos modelos de micrositing, devido a valores de altitude diferentes ou ainda, descolamentos no escoamento não previstos nos modelos.

Devido à sua natureza variável, muitas certificadoras exigem que sejam feitas visitas a campo durante o processo de avaliação dos parques eólicos para cálculo de AEEP. Caso essa visita não seja feita, valores padrões de incerteza são adotados.

Segundo (BAILEY, The Financial Impact of Uncertainty on Energy Projections, 2013), (LIRA, ROSAS, ARAÚJO, & CASTRO, 2016) e (NYSERDA, 2010), os valores médios praticados nos cálculos de AEEP, considerando todos os elementos mencionados acima, são os indicados na Tabela 2: 0.5% de média, com um máximo de 1.0% e um mínimo de 0.2%.

2.3. Sensoriamento remoto

Sensoriamento remoto, no contexto da energia eólica, é a tecnologia utilizada para medir a velocidade e direção do vento à distância. LiDAR (*Light Detection And Ranging*) é a tecnologia que o faz a partir da aplicação de lasers, enquanto SoDAR (*Sonic Detection And Ranging*) faz algo similar a partir da aplicação de ondas sonoras, ambos tomando por base o Efeito Doppler para determinar a velocidade e direção do vento.

Os sensores remotos emitem ondas e medem o sinal que é refletido no escoamento (LiDAR mede a luz refletida nas partículas em suspensão no ar, e o SoDAR mede o som que é refletido pela variação da densidade no ar), calculando a velocidade do vento a partir do deslocamento doppler entre a onda emitida e a refletida. A direção do vento é obtida com o uso das medições sendo realizadas a partir de 3 sensores, onde a diferença entre os valores obtidos define o vetor desejado (OERTEL, et al., 2019).

Os equipamentos de sensoriamento remoto oferecidos atualmente no mercado podem chegar a incertezas na ordem de grandeza de até 1% (WINDHUNTER, 2021), sendo então uma excelente alternativa à aplicação de torres de medição anemométricas convencionais.

A verificação de sua precisão e consequente calibração se dá instalando o sensoriamento remoto ao pé de uma torre de medição calibrada, procedimento esse realizado muitas vezes a cada vez que o equipamento é transportado por grandes distâncias entre projetos. Uma pequena diferença na precisão apresentada na especificação técnica pode ser verificada pela presença da estrutura da torre de medição nas proximidades das medições (GOIT, SHIMADA, & KOGAKI) apud (KELLEY, JONKMAN, & SCOTT, 2007).

A principal vantagem que esse tipo de equipamento apresenta é sua mobilidade, podendo fazer curtas campanhas de medição em diversos pontos para a minimização da incerteza na modelagem do recurso na região.

A maior mobilidade desse tipo de equipamento também faz com que muitas vezes o licenciamento ambiental seja desnecessário (obtém-se uma DLA, Dispensa de Licenciamento Ambiental ao invés de uma ASV, Autorização de Supressão Vegetal), ganhando tempo no desenvolvimento do projeto.

Estudos internacionais (MENKE, VASILJEVIC, WAGNER, ONCLEY, & MANN, 2020) indicaram que erros de até 20% na expectativa de geração podem ser evitados ao utilizar o sensoriamento remoto para essa finalidade (modelos computacionais erraram entre 4.5% e 6.5% na estimativa do vento nas posições estudadas).

Esses erros verificados são ainda maiores em modelagens feitas considerando terreno complexo (GOIT, SHIMADA, & KOGAKI) apud (MANN, et al., 2009) e (FUERTES, IUNGO, & PORTE-AGEL, 2014). A desvantagem, nesse caso, é que campanhas mais curtas de medição apresentam incertezas maiores de representatividade (isso é discutido em mais detalhes no item 2.3.1 da tese). Estudos também indicam que a incerteza nas medições do sensoriamento remoto varia em função das condições meteorológicas do local, como a presença de neblina e stratus em baixa altitude (ROSNER, et al., 2020).

Outra dificuldade envolvida na aplicação do sensoriamento remoto é o fato de que nos cálculos da velocidade e direção do vento medido nos equipamentos, deve-se assumir que o terreno nas proximidades é de baixa complexidade (CLIFTON, et al., 2018) apud (WERNER, 2005), fazendo com que seja mais difícil de se obter medições precisas em terrenos mais complexos (CLIFTON, et al., 2018) apud (KLAAS, PAUSCHER, & CALLIES, 2015).

Em casos como esse, sugere-se processar os dados do LiDAR em modelos de escoamento que corrijam os dados com base em mapas topográficos (CLIFTON, et al., 2018) apud (BINGÖL, MANN, & FOUSSEKIS, 2009) e (WAGNER & BEJDIC, WINDCUBE + FCR test at Hrgud, Bosnia and Herzegovina, 2014), ou ainda, pode-se usar múltiplos sensores para isolar a incerteza da reconstrução do campo de escoamento medido (CLIFTON, et al., 2018) apud (PAUSCHER, et al., 2016).

72
Em países com baixo índice de criminalidade, é possível fazer o uso de sensoriamento remoto com poucas medidas de segurança envolvidas. Na maioria das vezes, uma pequena cerca é suficiente para que o equipamento possa ser deixado em campo na posição em que se deseja fazer a medição (vide Figura 40).



Figura 40: Exemplos de lidar em campo com painéis solares e banco de baterias (WINDHUNTER, 2021)

Além do uso de sensoriamento remoto no desenvolvimento de projetos eólicos, para medição da velocidade do vento (GOIT, SHIMADA, & KOGAKI) apud (SMITH, et al., 2006), (SATHE, MANN, GOTTSCHALL, & COURTNEY, 2011), (GOTTSCHALL & COURTNEY, 2010), (KROPFLY, 1986) e (EBERHARD, CUPP, & HEALY, 1989), e para a medição de turbulência no site (GOIT, SHIMADA, & KOGAKI) apud (SATHE, MANN, GOTTSCHALL, & COURTNEY, 2011), (VAISALA, 5 Ways Lidar Transforms Wind Energy, 2021), (SATHE, et al., 2015) e (WILSON, 1970) outras aplicações para o LiDAR se tornam mais atraentes às empresas. Algumas delas são:

 Redução de incerteza da extrapolação vertical das medições, a partir da medição em altura de hub (VAISALA, 5 Ways Lidar Transforms Wind Energy, 2021) e (CLIFTON, et al., 2018) apud (POVEDA & WOUTERS, 2015), e a partir de medições em toda a faixa de varredura do rotor (CLIFTON, et al., 2018) apud (WAGNER, et al., 2014);

- Medições a distância para tomada de decisão de instalação de torres de medição anemométrica e arrendamento de terras (CLIFTON, et al., 2018) apud (CLIFTON, et al., 2015), (RISAN A., LUND, CHANG, & SÆTRAN, 2018) e (VASILJEVI'C, et al., 2017);
- Análise da direcionalidade do shear e seu impacto na geração das turbinas eólicas (GOMEZ & LUNDQUIST, 2020);
- Aplicação de LiDAR em controles avançados de turbinas em tempo real (*wake-steering control*), mudando o yaw de nacelles em barlavento para otimização da geração de turbinas à sotavento, através do mapeamento e otimização do efeito esteira global do parque (BRUGGER, et al., 2020) e (HASAGER & SJOHOLM, 2019);
- Aplicação de LiDAR em controles avançados de turbinas em tempo real, fazendo a leitura da direção do vento à barlavento e antecipando o yaw da turbina para a otimização do ângulo de incidência do vendo na área de varredura do rotor (LE CLAINCHE, LORENTE, & VEJA, 2018);
- Aplicação de LiDAR em controles avançados de turbinas em tempo real, otimizando o controle de pitch e torque na transição da geração para potência nominal (CLIFTON, et al., 2018) apud (BOSSANYI, KUMAR, & HUGUES-SALAS, 2012), (SCHLIPF & KÜHN, Prospects of a Collective Pitch Control by Means of Predictive Disturbance Compensation Assisted by Wind Speed Measurements, 2008), (SCHLIPF, SCHULER, GRAU, ALLGÖWER, & KÜHN, 2010), (SCHLIPF, et al., 2013), (AHO, PAO, & HAUSER, 2013), (SCHLIPF, Prospects of Multivariable Feedforward Control ofWind Turbines Using Lidar, 2016), (FLEMING, et al., 2014) e (SCHOLBROCK, et al., 2015);
- Aplicação de dados de LiDAR para otimização de modelos de previsão de geração de curto prazo (PICHUGINA, et al., 2019);
- Análise de perfil de vento incidente na área de varredura do rotor, para aplicação de controles de pitch avançados (HELD & MANN, 2019);

- Aplicação de LiDAR em solo em medições do efeito esteira para revisão e aperfeiçoamento de modelos teóricos (DOUBRAWA, et al., 2019);
- Aplicação de LiDAR em nacelle em medições do efeito esteira para revisão e aperfeiçoamento de modelos teóricos (ANNONI, et al., 2018). Muitos fabricantes de turbina já oferecem sensoriamento remoto como um produto padrão opcional instalado em fábrica (VAISALA, 2021);
- Aplicação de LiDAR em medições do efeito esteira em terrenos complexos, para revisão e aperfeiçoamento de modelos teóricos (MENTE, VASILJEVIC, HANSEL, HAHMANN, & MANN, 2018);
- Aplicação de LiDAR em verificação do impacto de diferentes condições de estabilidade atmosférica no efeito esteira, para revisão e aperfeiçoamento de modelos teóricos (WILDMANN, KIGLE, & GERZ, 2018);
- Aplicação de LiDAR em verificação de turbulência para revisão e aperfeiçoamento de modelos teóricos (BODINI, LUNDQUIS, & KIRINCICH, 2019);
- Validação de modelos teóricos avançados de escoamento no site (RISAN A., LUND, CHANG, & SAETRAN, 2018);
- Aplicação em testes de curva de potência, segundo IEC 61400-12-2 (VAISALA, 5 Ways Lidar Transforms Wind Energy, 2021);
- Aplicação de sensoriamento remoto na definição de inputs para cálculos de adequabilidade eletromecânica dos aerogeradores e cargas na fundação (CLIFTON, et al., 2018). O melhor dimensionamento das cargas e consequente escolha da turbina ideal para o site também contribui para a competitividade do projeto (menor LCoE, *Levelized Cost of Energy*) (VAISALA, 2021);
- Medições anemométricas para diferentes aplicações em terrenos de maior complexidade (onde é difícil de se conseguir chegar com transporte e de se instalar torres de medição anemométricas) (VAISALA, 5 Ways Lidar Transforms Wind Energy, 2021).

No Brasil, devido ao alto valor de aquisição de equipamentos como um lidar, que pode chegar a até 2 milhões de reais a depender do modelo (em grande parte devido aos impostos de importação), as empresas de desenvolvimento de projetos eólicos buscam fazer algum tipo de seguro para colocá-los em campo. Porém, devido ao alto risco em mantê-lo desacompanhado em campo, as seguradoras exigem segurança armada no local, o que por sua vez requer a presença de uma guarita e banheiro químico também no local (devido às leis trabalhistas). Todos esses itens: seguro, segurança e estrutura, somam ao custo de operação do equipamento, o que torna um desafio no cenário brasileiro em fazer com que o investimento em sensoriamento remoto seja vantajoso às empresas.

Uma vantagem válida de ser mencionada é o fato de que os técnicos que trabalham com a instalação e operação de sensoriamento remoto não precisam escalar em torres para fazer seu trabalho, dispensando a necessidade de NR-35, fazendo com que seu uso seja consequentemente mais seguro (VAISALA, 2021). Dentre as dificuldades que surgem na aplicação do sensoriamento remoto, podem ser citadas:

- Alto preço inicial, custando em média o equivalente a duas torres de medição anemométrica (CLIFTON, et al., 2018) apud (BOQUET, CALLARD, & DEVE, 2010), esse preço tem caído devido ao barateamento de componentes eletrônicos, melhoria nos processos de fabricação e maior processo competitivo entre os diferentes fabricantes;
- Não existe ainda um consenso nas boas práticas de processamento e tratamento dos dados obtidos com sensoriamento remoto, o que faz com que exista uma barreira natural para sua aplicação no setor (CLIFTON, et al., 2018) apud (CLIFTON, ELLIOTT, & COURTNEY, 2013);
- Não existe ainda um consenso no planejamento das campanhas de sensoriamento remoto em termos de definição de tempo e locais das medições (CLIFTON, et al., 2018);

- Ferramentas de análise das medições de sensoriamento remoto são limitadas a aquelas disponibilizadas pelos fornecedores dos equipamentos e/ou devem ser desenvolvidas internamente nas empresas (CLIFTON, et al., 2018);
- Existe uma falta de profissionais no setor com especialidade na tecnologia, o que atrasa o avanço de sua aplicação e seu custo final (CLIFTON, et al., 2018). Os fabricantes desse tipo de equipamento estão investindo pesadamente em pesquisa e publicações acadêmicas em parceria com instituições de ensino, para que a tecnologia seja cada vez mais familiar aos usuários finais. A exemplo disso, a Leosphere/Vaisala publicou nos últimos anos, mais de 500 artigos como autores ou co-autores (VAISALA, 2021). Os fabricantes também passaram recentemente a oferecer pacotes completos de sensoriamento remoto (incluindo baterias, painéis fotovoltaicos e equipamentos de transporte), para facilitar o dimensionamento destes itens e aumentar a acessibilidade à tecnologia (VAISALA, 2021);
- Sugere-se que a cada transporte entre projetos, o equipamento de sensoriamento remoto seja calibrado ao lado de uma torre de medição de acordo com a IEC61400-2-1 (CLIFTON, et al., 2018).

Os estudos apresentados nesta tese focam suas análises na aplicação do sensoriamento remoto como uma fonte portátil de medição anemométrica. Esse tipo de aplicação foi feito pela primeira vez em 2000 (CLIFTON, et al., 2018) apud (EMEIS, HARRIS, & BANTA, 2007), e até hoje é uma das principais formas de utilização dessa tecnologia. Mesmo ganhando espaço no setor de energia, devido à continua queda do preço dos equipamentos, e sendo incluído em algumas normas internacionais, ainda assim o sensoriamento remoto não substituiu as medições de torres convencionais para fins regulatórios (CLIFTON, et al., 2018).

A literatura internacional indicou que o sensoriamento remoto vem sendo usado cada vez mais para diferentes aplicações no setor de energia eólica. Esta tese busca, de forma inédita, avaliar porque no Brasil essa tendência não se aplica, buscando entender a viabilidade econômica do sensoriamento remoto no desenvolvimento de projetos eólicos.

2.4. MÉTODOS – Medição e análise das incertezas

Uma vez compreendidas as diferentes etapas no desenvolvimento de um projeto eólico e as incertezas envolvidas no processo de análise do recurso e geração, esta tese buscou medir em estudos de casos cada uma dessas incertezas. Com essas medições, foi possível avaliar a sensibilidade de cada variável, buscando entender de que forma o sensoriamento remoto poderia contribuir na redução da incerteza final. Os métodos de cada estudo de caso são apresentada nos itens a seguir.

2.4.1. Medição das incertezas na representatividade das medições

Para o cálculo da incerteza na representatividade das medições, foi analisado inicialmente o erro associado ao uso de diferentes períodos de medição em comparação ao período completo de longo prazo, e em seguida foi feito o processo de MCP sugerido em bibliografia e anotadas os erros correspondentes ao uso dos diferentes períodos disponíveis. Para a primeira etapa, foram usados os dados de medição anemométrica de 2 TMAs de projetos eólicos com 7 anos de medição (chamadas TMA 05-1 e TMA 07b-1).

Os períodos de 7 anos, considerados de longo prazo, foram separados em períodos de tamanhos reduzidos usando anos consecutivos da amostra (com 1, 2, 3, 4, 5 e 6 anos). O desvio padrão das combinações disponíveis foi então comparado aos valores de longo prazo, de forma a calcular a representatividade de cada tamanho de amostra. A Figura 41 ilustra esse esquema combinatório. Essa análise foi feita com base em vento (10-minutal) e a respectiva geração, fazendo uso de turbinas de plataforma de 2 e 3 MW.

Os valores obtidos para as TMAs 05-1 e 07b-1 são mostrados a seguir na Tabela 4.



Figura 41: Esquema combinatório para análise de representatividade

As combinações indicadas por "Cyclic" tiveram as extremidades de suas séries temporais combinadas para que um maior número de combinações alcançado fosse possível.

Os gráficos respectivos podem ser vistos na Figura 42 e na Figura 43 a seguir.



Figura 42: Gráfico de resultados do cálculo de incerteza de representatividade, TMA 05-1

		V_ave	Prod. 2 MW	Prod. 3 MW
	TMA 05-1	[m/s]	[kWm]	[kWm]
	LT_Prod (7YR_2009-2015)	8.73	977.64	1,752.47
1YR	1YR_2009	8.05	849.75	1,557.88
	1YR_2010	8.49	934.03	1,677.86
	1YR_2011	8.49	937.88	1,693.02
	1YR_2012	9.05	1,032.72	1,833.23
	1YR_2013	8.72	968.62	1,732.57
	1YR_2014	9.06	1,042.95	1,861.42
	1YR_2015	9.11	1,051.77	1,871.98
	desvio padrão [%]	4.5%	7.5%	6.6%
2YR	2YR_2009-2010	8.28	894.19	1,621.14
	2YR_2010-2011	8.49	936.34	1,686.02
	2YR_2011-2012	8.78	986.45	1,765.11
	2YR_2012-2013	8.89	1,000.66	1,782.93
	2YR_2013-2014	8.89	1,005.87	1,796.98
	2YR_2014-2015	9.09	1,047.79	1,867.22
	2YR_Cyclic_2015-2009	8.58	950.76	1,714.93
	desvio padrão [%]	3.2%	5.2%	4.6%
3YR	3YR_2009-2011	8.36	910.17	1,647.29
	3YR_2010-2012	8.69	969.95	1,737.52
	3YR_2011-2013	8.76	980.46	1,754.22
	3YR_2012-2014	8.94	1,014.85	1,809.13
	3YR_2013-2015	8.96	1,021.39	1,822.22
	3YR_Cyclic_2014-2009	8.74	981.78	1,764.11
	3YR_Cyclic_2015-2010	8.56	946.72	1,704.75
	desvio padrão [%]	2.4%	3.9%	3.4%
4YR	4YR_2009-2012	8.54	943.29	1,697.66
	4YR_2010-2013	8.69	969.61	1,736.27
	4YR_2011-2014	8.83	996.10	1,780.97
	4YR_2012-2015	8.99	1,024.23	1,825.00
	4YR_Cyclic_2013-2009	8.73	978.48	1,756.13
	4YR_Cyclic_2014-2010	8.68	970.99	1,744.18
	4YR_Cyclic_2015-2011	8.54	945.57	1,703.46
	desvio padrão [%]	1.8%	2.9%	2.5%
5YR	5YR_2009-2013	8.58	948.51	1,704.86
	5YR_2010-2014	8.77	984.44	1,761.52
	5YR_2011-2015	8.89	1,007.29	1,799.19
	5YR_Cyclic_2012-2009	8.80	989.34	1,771.57
	5YR_Cyclic_2013-2010	8.69	970.51	1,741.79
	5YR_Cyclic_2014-2011	8.65	965.22	1,735.27
	5YR_Cyclic_2015-2012	8.77	986.68	1,767.39
	desvio padrão [%]	1.2%	2.0%	1.7%
6YR	6YR_2009-2014	8.66	964.82	1,731.86
	6YR_2010-2015	8.83	995.82	1,780.14
	6YR_Cyclic_2011-2009	8.75	981.03	1,758.97
	6YR_Cyclic_2012-2010	8.75	980.88	1,757.04
	6YR_Cyclic_2013-2011	8.66	965.78	1,734.76
	6YR_Cyclic_2014-2012	8.72	978.12	1,754.18
	6YR_Cyclic_2015-2013	8.67	965.72	1,732.71
	-	0.7%	1.2%	1.0%

Tabela 4: Resultados obtidos no cálculo de incerteza de representatividade das medições

	ΤΜΔ 07-1	V_ave	Prod. 2 MW	Prod. 3 MW
	TIMA 070-1	[11/5]		1 625 15
	LI_PIOU (71R_2009-2015)	0.39	920.20	1,035.15
1YR	1YR_2009	7.89	813.77	1,458.28
	1YR_2010	8.33	882.58	1,567.37
	1YR_2011	8.36	888.08	1,576.78
	1YR_2012	9.09	999.44	1,747.81
	1YR_2013	8.54	917.34	1,618.18
	1YR_2014	8.97	997.20	1,747.07
	1YR_2015	8.90	983.98	1,728.42
	desvio padrão [%]	5.0%	7.6%	6.8%
2YR	2YR 2009-2010	8.12	849.15	1.514.45
	2YR 2010-2011	8.35	886.27	1.573.61
	2YR 2011-2012	8.73	944.75	1.663.85
	2YR 2012-2013	8.82	958.51	1.683.23
	2YR 2013-2014	8.75	957.02	1.682.15
	2YR 2014-2015	8.94	991.15	1.738.52
	2YR Cvclic 2015-2009	8.40	898.87	1.593.35
	desvio padrão [%]	3.5%	5.4%	4.7%
3YR	3YR 2009-2011	8 20	862 75	1 536 25
011	3YR 2010-2012	8.60	924 70	1 632 80
	3YR 2011-2013	8.67	935.60	1 648 64
	3YR 2012-2014	8.87	971.36	1 704 37
	3YR 2013-2015	8.80	965.95	1 697 38
	3YR Cyclic 2014-2009	8.59	932.02	1 645 10
	3YR Cyclic 2015-2010	8 38	894.09	1 585 77
	desvio padrão [%]	2.7%	4.1%	3.6%
4YR	4YR 2009-2012	8 4 3	897 44	1 589 96
711	4YR 2010-2013	8 59	922.83	1 629 11
	4YR 2011-2014	8 74	950.85	1 672 97
	4YR 2012-2015	8.88	974 60	1 710 44
	4YR Cyclic 2013-2009	8.61	936.90	1 662 50
	4YR Cyclic 2014-2010	8.53	920.15	1.626.48
	4YR Cyclic 2015-2011	8.38	893.05	1.584.29
	desvio padrão [%]	2.0%	3.1%	2.8%
5VD	5VP 2000-2013	8 /5	001 //3	1 505 64
511	5YR 2010-2014	8.66	937.49	1 652 35
	5YR 2011-2015	8.77	957.31	1 683 73
	5YR Cyclic 2012-2009	8.71	949.63	1 679 92
	5YR Cyclic 2013-2010	8.53	919.23	1 624 21
	5YR Cyclic 2014-2011	8.50	914 11	1 617 16
	5YR Cyclic 2015-2012	8.62	932.06	1.645.35
	desvio padrão [%]	1.4%	2.1%	2.0%
6YP	6YR 2009-2014	8 53	917.05	1 620 31
511	6YR 2010-2015	8 70	944 97	1 664 54
	6YR Cyclic 2011-2000	8.65	030 32	1 662 76
	6YR Cyclic 2012-2010	8.62	932 70	1 645 11
	6YR Cyclic 2013-2011	8 50	914 35	1 616 81
	6YR Cyclic 2014-2012	8,60	928.68	1,639.48
	6YR Cyclic 2015-2013	8.53	915.19	1.617.77
		0.9%	1.3%	1.3%



Figura 43: Gráfico de resultados do cálculo de incerteza de representatividade, TMA 07b-1

Como é possível verificar nos resultados obtidos, a incerteza da representatividade, ao serem usados 3 anos de medição (conforme normas para cadastramento de leilões e pedidos de outorga), fica entre 3.5% e 4%. A bibliografia propõe valores entre 0.6% e 1.5% (BAILEY, The Financial Impact of Uncertainty on Energy Projections, 2013), (LIRA, ROSAS, ARAÚJO, & CASTRO, 2016) e (NYSERDA, 2010). Logo, verifica-se que a incerteza da representatividade aplicada no mercado internacional é subestimada para o caso analisado nesta tese.

Para a segunda etapa, foi utilizada a formulação da incerteza teórica associada ao recurso apontada na bibliografia (MIGUEL, FADIGAS, & SAUER, 2019) apud (BROWER M. C., 2012), que pode ser descrita por:

$$\sigma_{LT} = \sqrt{\left(\frac{R2^2}{PER_{REF}} \cdot \sigma_{REF}^2 + \frac{1-R2^2}{PER_{MED}} \cdot \sigma_{MED}^2\right)}$$
Equação 4

Onde:

σ_{LT}	Incerteza associada à variabilidade futura do vento
σ_{REF}	Variabilidade anual do vento da série de referência de longo-prazo
σ_{MED}	Variabilidade anual do vento da série corrigida para longo-prazo
R2	Coeficiente de correlação do período concorrente de ambas as séries
PER _{REF}	Tamanho do período da série de referência de longo prazo (em anos)
PER _{MED}	Tamanho do período da série de medição (em anos)

Foi feita a verificação desta incerteza no mesmo conjunto de dados utilizados na Tabela 4 (medição anemométrica de 2 TMAs de projetos eólicos com 7 anos de medição, chamadas TMA 05-1 e TMA 07b-1), e nas mesmas combinações de períodos, fazendo uso do período completo da TMA 07b-1 como série de referência de longo prazo. Não foi aplicada a fórmula acima em 1 ano de medição corrigido para longo prazo, pois ela requer a aplicação do desvio padrão de ambas as séries. Após feita a correção de longo prazo (MCP linear, 10-minutal, 1 setor de 360 graus), foi comparada a incerteza teórica obtida da fórmula com o erro absoluto obtido, obtido através da diferença entre o resultado do MCP e a série original de longo prazo das TMAs.

O que mais chama a atenção dos resultados obtidos é a diferença entre o erro teórico, calculado a partir da equação sugerida na bibliografia (MIGUEL, FADIGAS, & SAUER, 2019) apud (BROWER M. C., 2012), e o MAE que se obtém comparando a série corrigida para longo prazo (7 anos) e a série original de medição de 7 anos.

Nota-se que para todos os períodos analisados nessa amostra, o erro teórico é maior que o real, e que essa diferença é menor nos períodos mais curtos, e maior para os períodos mais longos (apesar dos dois erros diminuírem com maiores períodos disponíveis para o MCP, o erro teórico calculado reduz em um ritmo menor do que o erro real).

Tabela 5: Resultados obtidos no cálculo de incerteza de variabilidade futura

	TN	/IA 07b-1		TMA	A 05-1					
	VAR anual	PER LT	V_ave	VAR anual	PER CON	R2	V_ave_MCP	ERRO calculado	V_ave_original 05-1	ABS ERROR V_ave
MCP 05-1 via 07b-1 (ref)	[%]	[anos]		[%]	[anos]	[-]	[m/s]	[%]	[m/s]	[%]
2YR 2009-2010	5.0%	7	7,66	4,0%	2	0,565	8,21	2,3%	8,44	2,8%
2YR 2010-2011	5.0%	7	8.19	0.2%	2	0.570	8.36	1.4%	8.44	1.0%
2YR 2011-2012	5.0%	7	8.25	6.0%	2	0.595	8.43	3.1%	8.44	0.1%
2YR 2012-2013	5.0%	7	8.82	4.6%	2	0.600	8.48	2.5%	8.44	0.5%
2YR 2013-2014	5.0%	7	8.46	2.5%	2	0.584	8.56	1.8%	8.44	1.4%
2YR 2014-2015	5.0%	7	8.84	0.6%	2	0.557	8.68	1.4%	8.44	2.8%
2YR Cyclic 2015-2009	5.0%	7	8.87	5.9%	2	0.569	8.38	3.1%	8.44	0.7%
	-,		- / -	.,		-,	ERRO Médio	2.2%	MAE	1.3%
							Little meale			1,070
	ΤΛ	/A 07b-1		TMA	A 05-1	1				
	VAR anual	PERLT	V ave	VAR anual	PER CON	R2	V ave MCP	ERRO calculado	V ave original	ABS ERROR V ave
MCP 05-1 via 07b-1 (ref)	[%]	[anos]		[%]	lanosl	[-1	[m/s]	[%]	[m/s]	[%]
3YR 2009-2011	5%	7	7 66	3.3%	3	0.573	8 27	1 9%	8 44	2 1%
3YR 2010-2012	5%	7	8 19	5.1%	3	0.582	8.40	2,5%	8 44	0.5%
3YR 2011-2013	5%	7	8 25	4 5%	3	0.597	8.45	2,4%	8,11	0,3%
3YR 2012-2014	5%	7	8 82	3 10/2	2	0 580	0,43 9 EA	1.0%	0,44 9.44	1 1%
3YR 2013-2015	5%	7	8 46	1 Q%	2	0.573	9,54	1,5%	0,44 9.44	1,1%
3VR Cyclic 2014-2000	5%	7	8.84	5.4%	3	0,570	8,00	2 5%	0,44 Q //	1,5%
3VP Cyclic 2014-2009	5%	7	0,04	4.00/	3	0,570	0,47	2,5%	0,44	0,4%
31K_Cyclic_2013-2010	570		0,07	4,0 %	3	0,504	6,57 EPPO Módio	2,1%	0,44 MAE	1.0%
								2,170		1,070
	Т	/A 07b-1		ТМА	A 05-1					
	VAR anual	PFRIT	V ave	VAR anual	PER CON	R2	V ave MCP	ERRO calculado	V ave original	ABS FRROR V ave
MCP 05-1 via 07b-1 (ref)	[%]	[anos]	are	[%]	[anos]	[-1	[m/s]	[%]	[m/s]	[%]
4YR 2009-2012	5%	7	7 66	6.0%	4	0.583	8 32	2 4%	8 44	1 4%
4YR 2010-2013	5%	7	8 19	4.2%	4	0.587	8.42	2,0%	8 44	0.2%
4YR 2011-2014	5%	7	8.25	4.0%	4	0.589	8,49	1.9%	8,44	0.6%
4YR 2012-2015	5%	7	8.82	2.7%	4	0.579	8.58	1.7%	8,44	1.6%
4YR Cyclic 2013-2009	5%	7	8 46	4 1%	4	0.578	8.47	2.0%	8 44	0.4%
4YR Cyclic 2014-2010	5%	7	8 84	4.8%	4	0,566	8.44	2,1%	8 44	0,1%
4YR Cyclic 2015-2011	5%	7	8.87	3.0%	4	0,570	8 38	1 7%	8 44	0.8%
			-,	0,070		-,	ERRO Médio	2.0%	MAE	0.7%
	TN	/A 07b-1		TMA	A 05-1	1				
	VAR anual	PER LT	V ave	VAR anual	PER CON	R2	V ave MCP	ERRO calculado	V ave original	ABS ERROR V ave
MCP 05-1 via 07b-1 (ref)	[%]	[anos]	_	[%]	[anos]	[-]	[m/s]	[%]	[m/s]	[%]
5YR 2009-2013	5%	7	7,66	5,2%	5	0,587	8,35	2,1%	8,44	1,0%
5YR_2010-2014	5%	7	8,19	4,1%	5	0,583	8,46	1,9%	8,44	0,2%
5YR 2011-2015	5%	7	8,25	3,5%	5	0,582	8,53	1,8%	8,44	1,1%
5YR Cyclic 2012-2009	5%	7	8,82	5,7%	5	0,583	8,48	2,2%	8,44	0,4%
5YR_Cyclic_2013-2010	5%	7	8,46	3,9%	5	0,573	8,44	1,8%	8,44	0,0%
5YR Cyclic 2014-2011	5%	7	8,84	4,1%	5	0,570	8,42	1,9%	8,44	0,2%
5YR_Cyclic_2015-2012	5%	7	8,87	4,5%	5	0,577	8,40	1,9%	8,44	0,5%
							ERRO Médio	1,9%	MAE	0,5%
	TN	/A 07b-1		TMA	A 05-1					
	VAR anual	PER LT	V_ave	VAR anual	PER CON	R2	V_ave_MCP	ERRO calculado	V_ave_original	ABS ERROR V_ave
MCP 05-1 via 07b-1 (ref)	[%]	[anos]		[%]	[anos]	[-]	[m/s]	[%]	[m/s]	[%]
6YR_2009-2014	5%	7	7,66	5,3%	6	0,584	8,40	2,0%	8,44	0,5%
6YR_2010-2015	5%	7	8,19	3,8%	6	0,578	8,50	1,8%	8,44	0,7%
6YR_Cyclic_2011-2009	5%	7	8,25	5,3%	6	0,584	8,46	2,0%	8,44	0,2%
6YR_Cyclic_2012-2010	5%	7	8,82	5,3%	6	0,578	8,45	2,0%	8,44	0,1%
6YR_Cyclic_2013-2011	5%	7	8,46	3,5%	6	0,575	8,43	1,7%	8,44	0,1%
6YR_Cyclic_2014-2012	5%	7	8,84	4,6%	6	0,576	8,44	1,9%	8,44	0,1%
6YR_Cyclic_2015-2013	5%	7	8,87	3,8%	6	0,581	8,41	1,8%	8,44	0,3%
							ERRO Médio	1,9%	MAE	0,3%

2.4.2. Medições das incertezas na variabilidade futura

Segundo (MIGUEL, FADIGAS, & SAUER, 2019) apud (BROWER M. C., 2012), a incerteza associada à variabilidade futura pode ser dividida em dois componentes, o primeiro sendo referente à variabilidade normal do vento e o segundo referente à variabilidade futura associada às mudanças climáticas de longo prazo:

$$\sigma_{FUT} = \sqrt{\sigma_{NOR} 2 + \sigma_{CLI} 2}$$
 Equação 5

Onde:

σ_{FUT}	Incerteza da variabilidade futura do vento
σ_{NOR}	Incerteza associada à variabilidade normal do vento
σ_{CLI}	Incerteza associada à variabilidade climática e seu efeito no vento

Para a incerteza da variabilidade normal do vento, pode ser assumida a incerteza da representatividade das medições estudada no item 2.3.1., adaptando a

Equação 4, resultando:

$$\sigma_{NOR} = \frac{\sigma_R}{\sqrt{N_p}}$$
 Equação 6

Onde:

 σ_R Desvio padrão das velocidades médias anuais do vento (média da variabilidade interanual do vento)

 N_p Tamanho do período da série de medição (em anos)

Assumindo-se uma variação interanual de 4% (próxima aos valores encontradas no estudo de caso do item 2.3.1), ter-se-á valores de σ_{NOR} de 0.8%, para um horizonte de 25 anos à frente, normalmente a vida de operação de um parque eólico considerada pelo setor nos planos de negócio. Contudo, devido à natureza especulativa do segundo termo da Equação 5 (σ_{CLI}), não é possível de se verificar a incerteza final de forma similar às demais incertezas analisadas nesta tese.

Deve-se, porém, assumir para σ_{CLI} valores plausíveis de incerteza, como 2%, referente a 25 anos à frente (MIGUEL, FADIGAS, & SAUER, 2019) apud (BROWER M. C., 2012).

Dessa forma, assumindo-se um valor de 0.8% para σ_{NOR} , e assumindo-se um valor de 2% para σ_{CLI} , chega-se a um valor de σ_{FUT} de 2.2% para um horizonte de 25 anos à frente. Este número está de acordo com as demais referências (BAILEY, 2013), (LIRA, ROSAS, ARAÚJO, & CASTRO, 2016) e (NYSERDA, 2010), que apontam os valores praticados nos cálculos de AEEP como sendo em média de 3.2%, com um máximo de 4.8% e um mínimo de 2.1%.

2.4.3. Medição das incertezas na modelagem do escoamento

As duas principais incertezas avaliadas neste estudo são a de extrapolação horizontal e de cálculo do efeito esteira. Ambos são apresentados a seguir.

2.4.3.1. Medição das incertezas na extrapolação horizontal

Para a medição das incertezas na extrapolação horizontal, foi aplicado o método de verificação cruzada (do inglês, *cross-check correlation*) em um complexo de parques eólicos no interior da Bahia, Brasil. Para esse estudo foram utilizadas ao todo 13 TMAs, divididas em 2 grupos: Grupo 1 e Grupo 2. Nessa metodologia, o modelo de micrositing calcula o vento em um ponto onde existe uma TMA, fazendo uso de dados de uma outra TMA pareada (e vice-versa). As diferenças entre o vento esperado e o medido é o erro do modelo nessa extrapolação.

O Grupo 1 é composto de 7 TMAs com um período maior de medição, mas com distanciamento maior entre elas. Grupo 2 é o inverso, com um período menor de medição, mas com distanciamento menor entre elas.

As principais características dessas TMAs são apresentadas na Tabela 6 e Tabela 7.

TMA	Período de medição	Altura de medição	Shear	Turb.	Cross-check
	[anos]	[m]	[-]	[-]	[-]
01-1	6	42; 66; 80	0.168	0.10	A, E
02-1	6	42; 66; 80	0.088	0.06	А, В
03-1	6	42; 66; 80	0.103	0.08	B, C
05-1	6	42; 66; 80	0.160	0.07	С
07a-1	6	42; 66; 80	0.177	0.08	D
07b-1	6	42; 66; 80	0.160	0.07	D
09-1	6	42; 66; 80	0.173	0.08	E

Tabela 6: Principais características das TMAs do Grupo 1

Tabela 7: Principais características das TMAs do Grupo 2

ТМА	Período de medição	Altura de medição	Shear	Turb.	Cross-check
	[anos]	[m]	[-]	[-]	[-]
01-1	4	42; 66; 81	0.168	0.10	A, B, C, D, E
Can_P	4	39; 78; 80	0.191	0.10	A, F, G, H, I
Lic_P	4	39; 78; 80	0.185	0.11	B, F, J, K, L
Gua_P	4	39; 78; 80	0.170	0.10	C, G, J, M, N
Gui_P	4	39; 78; 80	0.151	0.10	D, H, K, M, O
Pin_P	4	39; 78; 80	0.281	0.10	E, I, L, N, O

Todas as TMAs estão localizadas em terreno complexo e com baixos valores de rugosidade, em vegetação baixa de clima árido (caatinga). Os dados psicrométricos anuais médios da região estudada constam na Tabela 8. No processo de *cross-check* foram utilizados os pares de TMAs indicados na coluna "*Cross-check*" da Tabela 6 e Tabela 7, sendo que nessa última, no Grupo 1, somente um pequeno número de pares foi possível, devido ao maior distanciamento das TMAs (em média 10 km, que é o raio regulatório exigido pela EPE para o cadastramento de projetos no ACR e pedido de outorga no ACL). No Grupo 2, um número de pares maior foi possível, devido ao menor distanciamento das TMAs (em média 3.5 km).

Variável psicrométrica	Unidade	Valor
Temperatura média	[°C]	23.0
Humidade relativa	[%]	63.9
Pressão atmosférica	[hPa]	904.1
Densidade do ar	[kg/m³]	1.072

Tabela 8: Características psicrométricas da região estudada

O período completo de medições disponíveis foi utilizado (de 4 e 6 anos), e o modelo utilizado foi o WAsP 10.2. O mapa topográfico aplicado foi o obtido da SRTM (*Shuttle Radar Topography Mission*), com uma resolução de aproximadamente 100m. O mapa de rugosidade foi desenhado fazendo uso de imagens de satélite do Google Earth 7.1, sendo que os erros que foram calculados no procedimento de *cross-check* foram o MAE (do inglês, *Mean Absolute Error*) e o MBE (do inglês, Mean Bias Error), através da Equação 7 e Equação 8.

$$MAE = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^{N} |\hat{y}_i - y_i|$$
 Equação 7

$$MBE = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^{N} (\hat{y_i} - y_i)$$
 Equação 8

Onde:

- N Número de elementos na amostra
- \hat{y}_{l} i-ésimo valor previsto
- *y_i* i-ésimo valor da amostra

Os resultados do Grupo 1 e Grupo 2 são apresentados na Tabela 9 e Tabela 10, respectivamente.

MAE	01-1	02-1	03-1	05-1	07a-1	07b-1	09-1
01-1		A 0%					E 3%
02-1	A 0%		B 8%				
03-1		B -8%		C -2%			
05-1			C -1%				
07a-1						D 0%	
07b-1					D 0%		
09-1	E -3%						
-	/						
MBE	01-1	02-1	03-1	05-1	07a-1	07b-1	09-1
MBE 01-1	01-1	02-1 A -0.01	03-1	05-1	07a-1	07b-1	09-1 E 0.25
MBE 01-1 02-1	01-1 A -0.01	02-1 A -0.01	03-1 B 0.85	05-1	07a-1	07b-1	09-1 E 0.25
MBE 01-1 02-1 03-1	01-1 A -0.01	02-1 A -0.01 B -0.73	03-1 B 0.85	05-1 C -0.14	07a-1	07b-1	09-1 E 0.25
MBE 01-1 02-1 03-1 05-1	01-1 A -0.01	02-1 A -0.01 B -0.73	03-1 B 0.85 C -0.03	05-1 C -0.14	07a-1	07b-1	09-1 E 0.25
MBE 01-1 02-1 03-1 05-1 07a-1	01-1 A -0.01	02-1 A -0.01 B -0.73	03-1 B 0.85 C -0.03	05-1 C -0.14	07a-1	07b-1	09-1 E 0.25
MBE 01-1 02-1 03-1 05-1 07a-1 07b-1	01-1 A -0.01	02-1 A -0.01 B -0.73	03-1 B 0.85 C -0.03	05-1 C -0.14	07a-1	07b-1	09-1 E 0.25

Tabela 9: Erros de modelagem (MAE e MBE) obtidos no cross-check do grupo 1 [%] e [m/s]

Tabela 10: Erros de modelagem (MAE e MBE) obtidos no cross-check do grupo 2 [%] e [m/s]

MAE	01-1	Can_P	Lic_P	Gua_P	Gui_P	Pin_P
01-1		A -11.9%	B 2.3%	C 4.5%	D 7%	E -3.9%
Can_P	A 10.6%		F 12.7%	G 14.7%	H 16.9%	I 7.2%
Lic_P	B -1.9%	F -14.4%		J 2.4%	K 4.9%	L -6%
Gua_P	C -4.7%	G -17.2%	J2.3%		M 2.5%	N8.8%
Gui_P	D -7.3%	H -20.3%	К -5%	M -2.6%		0-11.6%
Pin_P	E 3.3%	I7.9%	L 5.7%	N 7.8%	0 19.2%	
MBE	01.1	Can P	Lic P	Gua D	Gui P	Din D
WIDL	01-1	Call_I				
01-1		A -1.11	B 0.21	C 0.42	D 0.65	E -0.36
Can_P	A 0.99		F 1.19	G 1.37	H 1.58	I 0.67
Lia D						
LIC_F	B -0.17	F -1.27		J 0.21	К 0.43	L0.53
Gua_P	B -0.17 C -0.39	F -1.27 G -1.42	J0.19	J 0.21	K 0.43 M 0.21	L -0.53 N -0.73
Gua_P Gui_P	B -0.17 C -0.39 D -0.61	F -1.27 G -1.42 H -1.69	J -0.19 K -0.42	J 0.21 M -0.22	K 0.43 M 0.21	L -0.53 N -0.73 O -0.97

Os números em cada linha são referentes ao erro de modelagem, obtidos através da comparação entre o valor previsto no modelo e o medido na TMA. Todos os cálculos foram feitos a 80m de altura. As comparações foram feitas com base em períodos concorrentes das TMAs, de forma a evitar qualquer influência da variabilidade intrínseca do vento.

Os resultados foram obtidos em terreno e condições atmosféricas similares a aquelas descritas em (BOWEN & MORTENSEN, 2004), (BOTTA, CASTAGNA, BORGHETTI, & MANTEGNA, 1992), (BOWEN & SABA, 1995) e (SEMPREVIVA & LAVIGNI, 1986).

Conforme a bibliografia sugere, os erros podem ser advindos de: erros na definição da rugosidade do site, falha na identificação de regiões de separação ou descolamento do escoamento, falhas na representação do terreno do mapa topográfico, simplificações físicas do modelo de micrositing, entre outros.

Como é possível verificar, mesmo no Grupo 2, onde a distância de extrapolação é menor que a do Grupo 1, existem erros de até 20% na previsão do modelo (par Can_P e Gui_P). Isso mostra que em terrenos complexos, deve-se estudar atentamente o modelo utilizado e quaisquer métodos de análise de sensibilidade, para que a incerteza associada à extrapolação horizontal seja razoável. Os valores obtidos aqui são muito maiores que os médios e máximos indicados na bibliografia (RAFTERY, 1999), (V.GASS, 2011), (MURCIA, 2017) e (WIND ENERGY THE FACTS, 2018), mesmo antes de combinados aos valores de incerteza do efeito esteira.

2.4.3.2. Medição das incertezas da modelagem do efeito esteira

O estudo do efeito esteira para definição de suas grandezas e incertezas foi feito em 2 complexos eólicos em território nacional. Um localizado em Pernambuco (BÖHME & TASSINARI, 2018) e outro localizado em Ceará (BÖHME, FADIGAS, GIMENES, & TASSINARI, 2018). Para este estudo, foi calculado o efeito esteira em TMAs que contém períodos de medição anteriores e posteriores à entrada em operação de parques eólicos à barlavento.

Um grande número de estudos faz uso de dados de SCADA para medir o efeito esteira em parques eólicos em operação e compará-los a resultados previstos em modelos, tendo sido pesquisados nas seguintes referências:

- (A. & WERFF, 2008)
- (PENA, HANSEN, OTT, & LAAN, 2017)
- (WESTERHELLWEG & NEUMANN, 2011)
- (PINTO, IMPBERT, & LEGENDRE, 2015)
- (HALBERG & ENG, 2013)
- (SMITH, NEUBERT, & SCHLEZ, 2011)
- (NORLING, LOMAN, & THOR, 2009)
- (WOLFE, 2010)
- (RADOS, et al., 2001)
- (HANSEN, BARTHELMIE, JENSEN, & SOMMER, 2012)
- (CLEVE, GREINER, ENEVOLDSEN, & JENSEN, 2009)
- (MACHIELSE, EECEN, KORTERINK, PIJL, & SHEPERS, 2007)
- (GAUMOND, et al., 2014)
- (MECHALI, BARTHELMIE, FRANDSEN, & JENSEN, 2006)
- (ADAMAROLA & KROGSTAD, 2011)
- (NYGAARD, Systematic quantification of wake model uncertainty, 2015)
- (NYGAARD, 2014)
- (NYGAARD & HANSEN, 2016)
- (ERIKSSON, SODERBERG, & IVANELL, 2017)
- (DVORAK, BREAKEY, & HALBERG, 2018)
- (RETHORE, et al., 2009)

- (BARTHELMIE, et al., 2010)
- (FRANDSEN, et al., 2007)
- (GRASSI, JUNGHAN, & RAUBAL, 2014)
- (MARTIN, WESTERGAARD, KARLSON, & WHITE, 2015)
- (SVEINBJORNSSON, 2013)
- (GEER, 2017)

A grande maioria deles parte da hipótese de que o campo de escoamento é homogêneo na região estudada, e assim podem assumir que a diferença no vento (e geração) de uma turbina com relação a outra à sua frente é devida ao efeito esteira. Isso é relativamente preciso em parques offshore ou onshore sobre terrenos extremamente simples. Porém, em terrenos mais complexos passa a ser mais difícil de isolar o que é efeito da topografia sobre o escoamento, e o que é efetivamente o efeito esteira (BARTHELMIE R. J., 2011), (AXEL & GERDES, 1999) e (POLITIS, et al., 2012). Um segundo tipo de estudo apresentado na bibliografia é aquele onde são usadas medições de sensoriamento remoto em regiões com efeito esteira, para que possa ser feita a medição do mesmo. Estes estudos podem ser encontrados em:

- (HIRTH, SCHROEDER, GUNTER, & GUYNES, 2012)
- (FENG, et al., 2017)
- (MOHLMANN, GOTTSCHALL, & LANGE, 2014)
- (BARTHELMIE, et al., 2003)
- (WU, et al., 2016)
- (KUMER, REUDER, SCARDAL, SAETRE, & EECEN, 2015)
- (KASLER, RAHM, & SIMMET, 2010)

Finalmente, existem também estudos que fazem uso de túneis de vento, que buscam medir o efeito esteira ao avaliar o comportamento do escoamento ao redor de modelos reduzidos de turbinas em terreno simples:

- (ADAMAROLA & KROGSTAD, 2011)
- (CHU & CHIANG, 2014)
- (EPAGNA, AUBRUN, & LOYER, 2014)
- (CORTEN, SCHAAK, & HEGBERG, 2004)
- (SCHAUMANN, PIERELLA, & SAETRAN, 2013)
- (LEBRON, CAL, KANG, & MENEVEAU, 2009)
- (LIGNAROLO, et al., 2014)
- (CHAMORRO & AGEL, 2011)
- (KHAN, ODEMARK, & FRANSSON, 2017)
- (KROGSTAD & ADAMAROLA, 2011)
- (TARI & HANGAN, 2012)
- (AUBRUN, LOYER, HANCOCK, & HAYDEN, 2013)
- (OKULOV, NAUMOV, MIKKELSEN, & SORENSEN, 2015)
- (TIAN, OZBAY, & HU, 2014)

E em terreno complexo:

• (OZBAY, 2012)

A grande maioria dos estudos indicados acima concordam que os valores calculados por modelos de efeito esteira subestima o impacto na geração dos parques eólicos. Esses modelos podem ser separados em dois grupos (RITTER, PIERALLI, & ODENING, 2017), conforme indicado abaixo.

Explícitos (modelos cinéticos):

- Jensen Model (JENSEN N. O., 1983)
- Katíc/PARK model (CHURCHFIELD, 2013)

- Frandsen Model (FRANDSEN, 1992)
- Larsen Model (LARSEN, 1988)

Modelos implícitos (modelos de campo):

- Eddy-viscosity Model (AINSLIE, 1988)
- Fuga Model (OTT, BERG, & NIELSEN, 2011)
- Large-eddy simulation Model (WITHA, STEINFELD, DORENKAMPER, & HEINEMANN, 2014)

O estudo apresentado nesta tese faz a medição do efeito esteira de forma empírica, e compara os resultados a valores obtidos através da aplicação de dois modelos de micrositing usados com frequência pelo mercado (WALKER, et al., 2016) e (PENA, HANSEN, OTT, & LAAN, 2017). Os cálculos foram feitos por empresas de consultoria internacionais, e a diferença entre os valores esperados pelos modelos e os observados são comparados à incerteza que cada consultoria estimou.

A metodologia aplicada aqui não é impactada pelas incertezas de anemometria de nacele ou de extrapolações espaciais de modelo, como as metodologias aplicadas pela bibliografia (AXEL & GERDES, 1999), (POLITIS, et al., 2012) e (BARTHELMIE R. J., 2011).

No parque eólico do CE, foram utilizadas 4 TMAs localizadas em terreno complexo. São 3 onde foi medido o efeito esteira, fazendo uso de uma quarta TMA de referência, livre de efeito esteira. As configurações do layout e das TMAs podem ser vistas na Figura 31. O vento é altamente direcional, conforme mostra a rosa dos ventos, onde 80% de toda a frequência se limita a um setor de 60 graus (E-ENE).

O terreno é bastante complexo na região do layout. Uma vista em corte (referida acima como A-A) é apresentada na Figura 45. As diferenças de altitude chegam a 120m, e a inclinação do terreno atinge até 25%.



Figura 44: Desenho esquemático do layout de turbinas, TMAs e rosa dos ventos, CE



Figura 45: Vista em corte A-A, indicando a complexidade do terreno (Google Earth)

A distribuição das turbinas é irregular em decorrência da complexidade do terreno. A distância média entre a primeira fileira (a Leste) até a segunda fileira (central) é de 20 RD (do inglês Rotor Diameter). A distância da segunda fileira até a terceira (a Oeste) é de 10 RD.

O período de medição disponível e data de entrada em operação dos parques são indicados na Tabela 11. Todas as medições foram feitas a 80m de altura (mesma altura das turbinas em operação na região).

	Início do período de	Início de operação das	Final do período de
	medições	turbinas	medições
TMA Ref	Marco 2015		Janeiro 2018
TMA Kel.	Março 2013		Janeno 2010
TMA #1	Março 2015		Janeiro 2018
	,	Setembro 2016	
TMA #2	Março 2015		Janeiro 2018
T1 1 1 1	NA 0045		L : 0040
IMA #3	Março 2015		Janeiro 2018

Tabela 11: Períodos de medição das TMAs e início de operação das turbinas na região

A metodologia aplicada consiste em comparar, nas TMAs #1, #2 e #3, o período de medição antes da operação dos parques (entre março de 2015 e setembro de 2016) com o período de medição durante a operação dos parques (entre setembro de 2016 e janeiro de 2018).

Para evitar o efeito da variabilidade do vento nos períodos analisados, ambas amostras recebem os períodos complementares via MCP (do inglês, Measure, Correlate and Predict) linear, fazendo uso da TMA de referencia (TMA Ref.). A TMA de referência é livre de efeito esteira em todo o período disponível (entre março de 2015 e janeiro de 2018). O MCP foi feito em base de 10-min, por setor (36 setores), com um R2 mínimo de 0.8. Um desenho esquemático na Figura 46 explica a metodologia aplicada.

Períodos com a operação parcial dos parques eólicos foram considerados na análise, pois a disponibilidade global é maior do que 97% no período analisado. Segundo (JENSEN L. E., 2013), com esse valor não são esperadas incertezas relevantes. A bibliografia menciona que para aplicações semelhantes, uma disponibilidade de até 95% é significativa.



Figura 46: Esquema de MCP aplicado nas séries de medição para medição do efeito esteira.

Conforme mostrado na Figura 46, a diferença entre os dados de vento de ambas séries completadas por MCP é a medida do déficit resultante do efeito esteira. É possível verificar os resultados obtidos por setor, conforme mostra a Figura 47. Os setores onde existem as turbinas à frente apresentam déficits maiores (indicados em preto na Figura 47). Os maiores déficits são nas condições onde as turbinas à frente estão mais próximas, conforme o esperado.

Quando os histogramas da Figura 47 são combinados com as respectivas curvas de potência das turbinas, é possível estimar a geração média de energia em cada posição das TMAs estudadas. A diferença entre a geração para a condição sem efeito esteira e a condição com efeito esteira é o déficit gerado pelo fenômeno analisado.

Os resultados da aplicação da metodologia descrita acima são apresentados em detalhes na Tabela 12.

Os resultados obtidos nas TMAs #1, #2 e #3 refletem as características esperadas do efeito esteira para o layout analisado:

 A TMA #2 apresenta o maior déficit, pois está sob efeito esteira de duas fileiras de turbina à frente na direção principal do vento (uma a 10 RD e outra a 30 RD de distância).



Figura 47: Frequência do vento (a direita) e vento médio (a esquerda), com e sem efeito esteira

Série de dados	Distância média até a linha de turbinas à frente	Déficit do vento	Déficit de energia
TMA #1 sem efeito esteira	-	-	-
TMA #1 com efeito esteira	20 RD	-6.6%	-9.3%
TMA #2 sem efeito esteira	-	-	-
TMA #2 com efeito esteira	10 RD	-9.9%	-14.5%
TMA #3 sem efeito esteira	-	-	-
TMA #3 com efeito esteira	10 RD	-5.3%	-7.5%

Tahela	12. Déficits	de vento e	deração	resultantes (do efeito	esteira nas	TMAs estudadas
rabula	IZ. DUIIUIU		geração	resultantes (CSICILA HAS	

- A TMA #1 apresenta um déficit menor que o da TMA #2, pois está sob efeito esteira de apenas uma fileira de turbinas à frente na direção principal do vento (a 20 RD de distância).
- A TMA #3 apresenta o menor dos déficits, pois alguns dos setores de maior frequência do vento não estão sob efeito esteira de turbinas próximas (80 a 120 graus). Isso pode ser verificado na Figura 44.

O déficit de geração foi comparado a dois modelos de efeito esteira diferentes, aplicados por consultorias internacionais:

- 1. Eddy-Viscosity acoplado Modelo de Frandsen (FRANDSEN, et al., 2007) e (AINSLIE, 1988)
- 2. PARK (KATIK, HOJSTRUP, & JENSEN, 1986) e (JENSEN N. O., 1983)

Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 13.

Tabela 13: Comparação de resultados de déficit obtidos com modelos de consultorias

		Déficit de energia	Incerteza definida	Déficit de energia	Incerteza definida
Série de dados	Distância média até a linha de turbinas à frente	Consultoria #1	pela Consultoria #1	Consultoria #2	pela Consultoria #2
TMA #1 sem efeito esteira	-	-	-	-	-
TMA #1 com efeito esteira	20 RD	-4.3%	0.9%	-4.3%	1.3%
TMA #2 sem efeito esteira	-	-	-	-	-
TMA #2 com efeito esteira	10 RD	-7.5%	1.5%	-8.7%	1.4%
TMA #3 sem efeito esteira	-	-	-	-	-
TMA #3 com efeito esteira	10 RD	-3.4%	0.7%	-5.1%	1.3%

Os resultados apresentados na Tabela 12 mostram um efeito esteira muito maior que aquele indicado por ambos os modelos utilizados pelas consultorias (Tabela 13). A subestimativa dos modelos apresentados aqui concorda com o que é apresentado pela bibliografia analisada.

Fica evidente que quanto maior o efeito esteira, maior a diferença obtida entre os valores de modelo e o verificado com dados de medição. Essas diferenças (entre 2.4% e 7.0%) foram comparadas às incertezas apresentadas pelas consultorias, e fica claro que as incertezas estão também subestimadas (entre 0.7% e 1.5% da AEEP).

Nenhuma aceleração devido ao efeito de extremidades (BARTHELMIE, et al., 2010) foi identificada.

No parque eólico de PE foi aplicada a mesma metodologia. O período total de medição disponível foi de 2.5 anos, e o R2 um pouco menor (0.7) na base 10-min.

Seu layout de turbinas, localização das TMAs utilizadas e respectiva rosa dos ventos pode ser visto na Figura 48.

Os resultados por setor, do déficit de vento e seu histograma pode ser visto na Figura 49.



Figura 48: Desenho esquemático do layout de turbinas, TMAs e rosa dos ventos, PE



Figura 49: Frequência do vento (a direita) e vento médio (a esquerda), com e sem efeito esteira

Os resultados obtidos aqui também apresentam as características esperadas para o efeito esteira:

- O efeito esteira é claramente identificado nos setores em que as turbinas estão imediatamente à frente (12 RD de distância).
- Existe um indicativo de aceleração devido ao efeito de extremidades (BARTHELMIE, et al., 2010) nos setores próximos a 20 e 160 graus.

Existem instabilidades nos demais setores (180 a 360 graus), mas a frequência do vento é muito baixa para qualquer análise significativa (menos de 1%). Os resultados obtidos são apresentados em detalhe na Tabela 14 e na Tabela 15.

Série de dados	Distância média até a linha de turbinas à frente	Déficit do vento	Déficit de energia
TMA #1 sem efeito esteira	-	-	-
TMA #1 com efeito esteira	12/35 RD	-6.0%	-12.2%

Tabela 14: Déficits de vento e geração resultantes do efeito esteira nas TMAs estudadas

Tabela 15: Comparação de resultados de déficit com modelos de consultorias

Série de dados	Distância média até a linha de turbinas à frente	Déficit de energia Consultoria #1	Incerteza definida pela Consultoria #1	Déficit de energia Consultoria #2	Incerteza definida pela Consultoria #2
TMA #1 sem efeito esteira	-	-	-	-	-
TMA #1 com efeito esteira	12/35 RD	-7.4%	1.5%	-3.4%	1.0%

Os resultados dos parques de PE concordam com aqueles do CE. Nesse caso, também as diferenças entre os valores empíricos e os calculados pelas consultorias certificadoras é maior do que a incerteza definida pelas empresas.

Os modelos comparados aqui não levam em conta a tridimensionalidade da topografia, que tende a aumentar os efeitos de mistura das camadas do escoamento, que consequentemente aumenta o índice de decaimento do efeito esteira, e logo, diminui o efeito esteira (HANSEN, BARTHELMIE, JENSEN, & SOMMER, 2012). Isso significa que em terrenos mais simples, a diferença entre o efeito esteira medido e o calculado nos modelos poderia ser ainda maior (como em parques offshore).

As principais vantagens da metodologia apresentada aqui sobre a maioria daquelas encontradas na bibliografia são:

- 1. Não é utilizada a anemometria de nacele, onde os valores das medições são influenciados pelo efeito do rotor e nacele no escoamento.
- Não são usados valores de geração das turbinas, que podem estar afetados pelo desempenho das curvas de potência das turbinas.

3. Não é utilizada a hipótese de escoamento homogêneo na região do parque, e logo, não é necessária a análise do impacto do terreno complexo sobre as medições ou extrapolações. Os resultados são específicos para a condição topográfica entre a TMA de referência e as TMAs estudadas.

A principal desvantagem da metodologia aplicada é que esta não mapeia o efeito esteira em todos os pontos do layout. Somente é possível analisar os pontos onde existem dados de medição disponíveis (TMAs #1, #2 e #3 nesse caso).

Além disso, alguns efeitos mencionados na bibliografia não são considerados aqui (FRANDSEN, et al., 2007) e (JENSEN L. E., 2013), como o efeito da escala de tempo devido ao descolamento do vento (mais importante em parques eólicos extensos) e o desalinhamento da direção do vento nas medições (que pode chegar a 5 graus, segundo (PETERSEN, MORTENSEN, LANDBERG, HOJSTRUP, & FRANK, 1997)).

2.4.4. Medição das incertezas na extrapolação vertical

Atualmente, muitas das medições de novas TMAs são feitas em alturas similares às alturas de hub das turbinas eólicas (100m-120m). Porém, TMAs mais antigas eram construídas a alturas mais baixas, de até 50m. Quando a altura da medição não é exatamente a altura de hub das turbinas, é necessário extrapolar esses valores para que a modelagem seja mais representativa do recurso que será obtido na operação das turbinas. Isso gera uma incerteza adicional de extrapolação vertical do vento.

Existem na bibliografia propostas complexas de quantificação da incerteza obtida na extrapolação vertical do vento, que dependem de diversas variáveis, como a sugerida em (KELLY, 2016):



Figura 50: Exemplo de incerteza na extrapolação vertical do vento, (KELLY, 2016)

Onde:

$\sigma_{U,VE}$	Incerteza total associada à extrapolação vertical do vento
σ_{obs}	Incerteza das medições de vento
<i>Z</i> _{pred}	Altura para a qual a extrapolação é feita
Z _{obs}	Média geométrica das alturas observadas ($z_1 e z_2$)
σ_{fit}	Incerteza de fit das alturas observadas
α	Coeficiente de extrapolação vertical, dada por: $\alpha = \frac{\ln(U_2/U_1)}{\ln(\pi/T_1)}$
U ₁	Velocidade do vento em altura observada $III(2_2/2_1)$
U_2	Velocidade do vento em altura observada

Consultorias e certificadoras internacionais optam por aplicar muitas vezes tabelas de incerteza padrão, em função da distância entre a altura extrapolada e a altura mais próxima sendo utilizada na extrapolação. O valor mais utilizado é o de 1% de incerteza a cada 10m extrapolados, tendo sido feita a verificação no mesmo conjunto de dados utilizados no item 2.3.1 e 2.3.2 (medição anemométrica de 2 TMAs de projetos eólicos com 7 anos de medição, chamadas TMA 05-1 e TMA 07b-1).

Foram utilizados dados de alturas de medição de 42m e 66m, com os quais foi calculado a cada período de medição (10 minutos) o coeficiente de extrapolação vertical (α) respectivo. Com essa informação, foi calculado o vento a 81m, altura na qual temos também os dados de medição, o que permite que o MAE seja obtido na sequência.

Adicionalmente, foi feita a extrapolação usando o shear a cada 10 minutos, e usando também o shear médio, para se comparar o erro de ambas as metodologias. Foi analisado também o impacto desse erro na geração de turbinas de plataforma de 2MW e de 3MW.

Os resultados obtidos são apresentados a seguir.

		05-1	07b-1
V_ave@81m (original)	[m/s]	8,44	8,32
V_ave@81m (extrapolado c/ shear médio)	[m/s]	8,37	8,41
MAE	[%]	0,84%	1,08%
V_ave@81m (extrapolado c/ shear por step)	[m/s]	8,37	8,41
MAE	[%]	0,84%	1,08%
MW_ave@81m (original) com turbina de plataforma 2 MW	[MWm]	0,97	0,93
MW_ave@81m (extrapolado c/ shear médio) com turbina de plataforma 2 MW		0,96	0,94
MAE	[%]	0,83%	1,50%
MW_ave@81m (extrapolado c/ shear por step) turbina de plataforma 2 MW	[MWm]	0,96	0,94
MAE	[%]	0,83%	1,49%
MW_ave@81m (original) com turbina de plataforma 3 MW	[MWm]	1,74	1,63
MW_ave@81m (extrapolado c/ shear médio) com turbina de plataforma 3 MW		1,73	1,65
MAE	[%]	0,50%	1,24%
MW_ave@81m (extrapolado c/ shear por step) com turbina de plataforma 3 MW	[MWm]	1,73	1,65
MAE	[%]	0,49%	1,23%
V_ave@66m (original)	[m/s]	8,12	8,10
V_ave@42m (original)	[m/s]	7,60	7,51
Shear médio via Power Law (7 anos) com todas alturas originais	[-]	0,156	0,171
Shear médio via Power Law (7 anos) com duas alturas de extrapolação	[-]	0,147	0,160

Tahela	16. Resultados	obtidos no	cálculo de	incerteza	de extrar	olacão	vertical
rabela		0011003 110	calculo ue	nicenteza	ue exilap	viaçav	verucar

É possível notar alguns elementos nos resultados obtidos da amostra utilizada aqui:

 Ambas as metodologias de extrapolação (usando o shear a cada 10 minutos ou usando o shear médio de todo o período) obtiveram erros similares.

- O erro obtido no vento e na geração das turbinas não segue um padrão em ambas TMAs e/ou plataformas de turbina.
- O erro encontrado na extrapolação de 66m para 81m (15m), segundo valores praticados por certificadoras internacionais, ficaria na ordem de 1.5%, algo que não é verificado na amostra utilizada na tese. Foram obtidos aqui erros entre 0,8% e 1,1%.

Para avaliar se o impacto do shear médio difere do shear 10-minutal por faixa de velocidade, foram montados os histogramas de cada cenário (vento original, vento extrapolado por shear médio e vento extrapolado por vento 10-minutal).



Figura 51: Resultados de extrapolação vertical por bin de velocidade de vento

Apesar de descolamentos específicos em algumas faixas de velocidade entre o vento original e o vento de ambas as extrapolações, não são notadas diferenças relevantes entre cada metodologia de extrapolação em qualquer faixa de velocidades. As curvas de potência das turbinas analisadas foram colocadas no gráfico para avaliar os diferentes impactos na geração de energia de eventuais descolamentos no vento.

2.4.5. Medição das incertezas nas perdas na planta

Conforme mencionado anteriormente, as perdas na planta são definidas a partir de uma série de itens:

- 1. Ineficiências da curva de potência das turbinas
- Volume de curtailments (restrições de operação por setor ou por potência nominal)
- 3. Disponibilidade das turbinas e do BoP (Balance of Plant) elétrico
- 4. Disponibilidade da rede (volume de constrained-off emitidos pelo ONS)
- 5. Perdas elétricas (ôhmicas)
- 6. Perdas do grid (SIN)

As análises que foram feitas para cada um desses itens serão apresentadas na sequência.

2.4.5.1. Ineficiências da curva de potência das turbinas

Este item é um dos mais complexos para que seja possível sua medição. Existe um procedimento definido em norma internacional (IEC-61400-12-1, 2017) que descreve em detalhes como fazer a medição da curva de potência de turbinas, que é aceito para disputas judiciais conforme definições do contrato de fornecimento. Os testes são feitos somente em turbinas com escoamento extremamente simples, sem influência de efeito esteira ou topografa complexa.

No caso de terrenos pouco complexos, ainda é necessário muitas vezes que sejam feitas campanhas de medição de calibração, com a instalação de TMAs na posição onde a

turbina que será medida será instalada. Mesmo com os procedimentos seguidos em norma, a incerteza associada ainda é bastante relevante, ficando perto de 5% (ZHANG M. H., 2015). Dessa forma, é difícil de isolar todos os efeitos em uma eventual ineficiência da curva de potência verificada em SCADAs de parques eólicos.

Ainda, como fator complicador, a anemometria de Nacele, que fornece os dados de vento para a obtenção da curva de potência de cada turbina descrita no SCADA, é uma fonte bastante incerta. Sua medição é feita acima na Nacele, em condições de vento perturbado pelo rotor à sua frente, sendo que para buscar a redução desta perturbação, o próprio SCADA aplica funções de transferência (NTF, ou *Nacele Transfer Functions* do inglês) que muitas vezes não representam o vento à frente da Nacele que incide sobre a área de varredura do rotor.

Os fabricantes das turbinas, que no Brasil são em maioria as empresas responsáveis pela manutenção dos equipamentos, também atualizam as NTFs frequentemente, buscando fazer com que as curvas de potência indicadas no SCADA dos parques eólicos sejam as mais similares possíveis às teóricas indicadas nas especificações técnicas das turbinas.

Foi analisada na tese a curva de potência real de uma turbina em operação. Para isso, foram levantados 9 meses de dados concorrentes de medição do vento e da potência em uma TMA e a turbina mais próxima possível a ela no parque eólico (TMA a 200m à barlavento da turbina). Os resultados são apresentados a seguir, obtidos no software WindoGrapher V.4.2.16.



Figura 52: Curva de potência real de uma turbina de 2 MW em operação em terreno complexo

É possível notar alguns elementos nos resultados obtidos da amostra utilizada aqui:

- Existem pontos sobre a linha de potência 0kW, o que indica os momentos de indisponibilidade da turbina (em que havia vento, mas a turbina não estava operacional).
- Existem pontos de curtailment (controle de potência, feitos em sua maioria por solicitação do ONS durante a operação das turbinas) na faixa de 300kW e na faixa de 1800kW.
- Existe em toda a faixa operativa uma dispersão bastante relevante dos valores de velocidade de vento anotados em cada faixa de potência. Isso sugere que, para uma mesma condição de vento, a turbina gerou acima ou abaixo do valor esperado em sua curva de potência teórica. Essa dispersão pode ser explicada
em parte por ineficiências da turbina durante sua operação, algumas delas explicadas a seguir.

De uma forma geral, podemos estimar a ineficiência devida ao ângulo de incidência do vento com base na inclinação do terreno nas direções principais do vento. Dessa forma, um ângulo de 5% representaria uma redução no vento perpendicular à área de varredura do rotor de 2.2%, chegando a uma redução da energia de até 6.8% (relação cúbica) na faixa sub-nominal da curva de potência da turbina.

Outro desalinhamento que causa uma aparente perda de eficiência na produção das turbinas é aquele com relação ao erro de medição da wind vane da nacelle e/ou mal funcionamento do sistema de yaw das turbinas (ZHANG & YANG, 2020). Isso faz com que o ângulo de incidência do vento em sua componente principal não seja perpendicular ao plano de varredura das pás do rotor, gerando perdas.

Estudos mostraram que, ao aplicar métodos avançados de controle de yaw em turbinas com a aplicação de LIDARS de topo de nacelle, ganhos de geração foram obtidos na faixa de 3.5% a 15%, com um payback de 1 a 2 anos após feito o investimento nessa tecnologia.

A variação da turbulência é outro item que pode causar ineficiência nas turbinas. De forma geral, para um modelo regulado por pitch, altas turbulências tendem a aumentar a produção em velocidades de vento abaixo da nominal (onde a potência atinge seu máximo), e tendem a reduzir a produção em velocidades de vento acima da nominal. Os valores de perdas devido à variação da turbulência têm a ordem de 2% segundo a bibliografia (ZHANG M. H., 2015).

A geração média da turbina é proporcional à densidade do ar, sendo essa extremamente importante no cálculo da AEEP. Porém, atualmente os fabricantes de turbinas já possuem as curvas de potência teóricas apresentadas por intervalos de densidade do ar, reduzindo relevantemente a incerteza quando usadas as curvas mais próximas dos valores dos dados psicrométricos locais.

2.4.5.2. Volume de curtailments (restrições de operação)

Os curtailments (ou restrições de operação) possíveis são de 2 tipos:

- Curtailment de potência nominal
- Curtailment por setor

Os curtailments de potência nominal ocorrem quando o operador é obrigado a limitar a potência máxima do parque para fins de estabilidade de grid ou limitações de escoamento na rede, ou ocorrem quando as rotinas de controle da própria turbina (ou algumas vezes por iniciativa do operador) identificam algum problema e reduzem sua potência nominal para que as cargas eletro-mecânicas sejam menores.

Em todos os casos, são raras as vezes em que o volume de energia perdido é relevante em função de curtailments nominais. Normalmente são eventos isolados, facilmente identificáveis e corrigidos.

Os curtailments por setor são feitos na maioria das vezes para evitar que as turbinas operem quando o vento advém de uma direção na qual existe outra turbina muito próxima (a uma distância menor que 2 diâmetros de rotor). Esse tipo de curtailment é bastante comum no Brasil, que possui ventos extremamente direcionais em toda a região do Nordeste.

A concentração do vento é tão alta, que o distanciamento entre turbinas praticado chega a 1.5 RDs, exigindo que o curtailment por setor seja aplicado às turbinas. Porém, muitas vezes a turbina nunca será desligada em toda sua vida útil, pois o vento não aparece nessa direção (vide exemplos de rosas de vento no Nordeste na Figura 53). Nesses casos as perdas que decorrem são desprezíveis.



Figura 53: Exemplos de rosa dos ventos no Nordeste brasileiro, com concentração em poucos setores

2.4.5.3. Disponibilidade das turbinas e do BoP elétrico

As premissas de disponibilidade das turbinas e do BoP elétrico giram em torno de 97% e 99%, respectivamente. Porém, ano-a-ano esses valores podem variar, convergindo para esses números ao longo do ciclo de vida do projeto. Eventos específicos podem prejudicar os resultados de disponibilidade quando são sistêmicos ou catastróficos (como retrofits de itens com falhas sistêmicas, colapsos de turbina ou incêndios em sub-estações). Porém, esses não são previstos nos modelos de negócio, pois não ocorrem com frequência suficiente no setor para que isso seja justificado. Ademais, os contratos de prestação de serviço de manutenção normalmente apresentam cláusulas de ressarcimento em casos em que a disponibilidade resultante das atividades fique abaixo de um valor negociado, fazendo com que o impacto financeiro por não produção dessa volatilidade seja praticamente zero. Apenas em casos em que as multas sejam mais altas que os limites impostos em contrato, ocorre o prejuízo ao projeto.

2.4.5.4. Disponibilidade da rede

Entre 2012 e 2015 o Brasil apresentou uma crise no setor eólico, por ter parques eólicos construídos e parados, aguardando a chegada das linhas de transmissão para que

pudessem operar e escoar a energia para o grid (ECOLNEWS, 2012), (EXPRESSO, 2013) e (DCI, 2015).

Nesse cenário as perdas eram de 100% para os parques eólicos, mas os PPAs no ACR eram regulados de forma que os geradores ainda recebessem a receita prevista nos leilões. Atualmente, a escassez de linhas de transmissão ainda reverbera no SIN, causando desligamentos pontuais por instabilidade de rede e *constrained-offs* por limitação de margem de escoamento em alguns pontos de conexão no grid. Porém, esse impacto é extremamente menor em novos parques, pois os novos leilões restringiram a participação dos projetos em pontos onde sua conexão não era garantida (G1, 2018). Dessa forma, os valores de perdas por disponibilidade da rede assumidos pelo setor giram em torno de 0.2%, fazendo com que a incerteza sobre essa variável seja desprezível.

2.4.5.5. Perdas elétricas

Dado que as perdas elétricas são função da potência existente no BoP (logo, do vento estimado nas posições das turbinas), é importante que essas perdas e suas incertezas sejam compreendidas (BOHME, TASSINARI, SILVA, & FERREIRA, 2018).

A análise apresentada aqui compara os cálculos teóricos, que definem as perdas elétricas estimadas na fase de desenvolvimento do projeto, com os valores empíricos obtidos nos medidores de energia de um parque eólico de 216 MW no Brasil. Os valores são discretizados em intervalos de FC, de forma que a incerteza possa ser compreendida em cada faixa de geração dos parques.

O layout do parque considerado na análise é apresentado na Figura 54, em coordenadas normalizadas. Ele é composto por 8 parques que somam 126 turbinas de plataforma de 2 MW (modelo de 1.715 MW), localizado em Pernambuco, Brasil.



Figura 54: Layout normalizado do parque eólico estudado na análise das incertezas de perdas elétricas

Os parques eólicos são conectados a uma sub-estação local através de uma rede interna de 34.5 kV, em dois barramentos, e aí convertidos para 380 kV. A energia é então conduzida ao grid em linhas aéreas de alta tensão. Os diagramas unifilares simplificados são apresentados na Figura 55 e na Figura 56.

Os cálculos teóricos de perdas elétricas foram feitos com base em normas internacionais (NBR-11301, 2016), (NBR-14039, 2017), (NBR-5410, 2014), (NBR-6251, 2012) e (NM-280, 2002), e os resultados foram separados em 4 elementos:

- Transformadores unitários das turbinas
- Rede interna de média tensão
- Transformadores da sub-estação
- Rede de alta tensão



Figura 55: Diagrama unificar simplificado, rede interna de média tensão



Figura 56: Diagrama unificar simplificado, sub-estação

Os cálculos empíricos de perdas elétricas foram feitos através das diferenças de energia medidas em 3 pontos do complexo de parques eólicos:

- Turbinas (antes do transformador unitário)
- Sub-estação (antes do transformador)
- Ponto de conexão no grid

Dessa forma, é possível de se fazer a comparação em 2 trechos: turbinas a sub-estação (antes do transformador) e sub-estação (antes do transformador) a ponto de conexão do grid. Os dados de medição foram obtidos via protocolos OPC e Modbus, em base de 1-segundo, em um período tal que toda a faixa de fator de capacidade das turbinas fosse coberta (em intervalos de 10%). Os resultados obtidos são apresentados na Figura 57 e Figura 58, a seguir.

É possível verificar nos resultados que:

- As perdas elétricas são função da potência existente no BoP (nas Figuras, através da variação do fator de capacidade instantâneo no parque).
- Seu comportamento é similar em ambos os casos: cálculos teóricos e medições.
- Durante períodos de menor fator de capacidade (<55%), as perdas teóricas são subestimadas quando comparadas aos valores medidos no período entre as turbinas e a sub-estação (antes do transformador).
- Durante períodos de maior fator de capacidade (>55%), as perdas teóricas são superestimadas quando comparadas aos valores medidos no período entre as turbinas e a sub-estação (antes do transformador).
- As perdas teóricas e as perdas medidas entre a sub-estação (antes do transformador) e o ponto de conexão do grid são extremamente similares em toda a faixa de fator de capacidade.



Figura 57: Resultados dos cálculos de perdas teóricas por trecho



Figura 58: Resultados dos cálculos de perdas teóricas comparadas aos resultados empíricos

A bibliografia indica que normalmente as perdas elétricas são calculadas usando-se o valor de fator de capacidade médio anual, ao invés de aplicar o histograma de geração (e consequente fator de capacidade) à curva de perdas (SANTOS, 2014). Dessa forma, existe um erro maior na definição pré-operacional das perdas elétricas dos parques.

Quando o histograma de geração do parque analisado é combinado a ambas as curvas apresentadas (teórica e empírica), o resultado obtido é de uma perda elétrica média de 3.4% (as faixas de sub- e super-estimativa se compensam).

Caso o valor médio do fator de capacidade do parque seja aplicado, o valor de perdas teóricas passa a ser próximo a 3%, e o valor empírico passa a ser 3.5%. A diferença entre ambos (17%) é a incerteza na definição das perdas elétricas definida neste estudo.

2.4.5.6. Perdas do grid

As perdas no grid são da ordem de 2.5%, e são rateadas entre todos os participantes do grid da mesma forma (geradores e consumidores). Seu histórico pode ser visto na (CCEE, 2018), abaixo.



Figura 59: Perdas no grid desde 2014, (CCEE, 2018)

A média verificada desde 2014 é de 2.34%, com um desvio padrão anual de 5% (ou seja, de 0.12% de perda). Dessa forma, sua variabilidade é considerada desprezível.

2.5. MÉTODOS – Modelagem financeira do impacto de redução de incertezas

Para que seja possível verificar a aplicabilidade econômico-financeira de sensoriamento remoto no desenvolvimento de projetos eólicos, é necessário compreender o impacto em termos de retorno que uma redução de incerteza na geração de energia acarreta no projeto. Para isso, faz-se necessário o uso de um modelo financeiro que seja capaz de avaliar essa sensibilidade.

O modelo selecionado para aplicação na tese é aquele sugerido por (STEINLE, 2015). Nele, são criados diferentes cenários de geração, a partir de uma série de longo prazo modelada do parque, que é então combinada à lógica de liquidação de um PPA e diferentes valores possíveis de PLD. O horizonte modelado inicialmente foi de 5 anos, devido à limitação do deck do NEWAVE utilizado no horizonte da Operação no cálculo de valores de PLD (Deck do PMO – Plano Mensal de Operação do ONS). Apesar de fazer sentido que a análise financeira seja feita em um período de 5 anos (investimentos relativamente pequenos normalmente exigem um payback curto), o benefício ecônomico da redução de incertezas no projeto se extende por toda a vida do parque eólico. Dessa forma, foram feitas 2 verificações: a primeira dentro do horizonte de 5 anos e a segunda dentro do horizonte de 20 anos, conforme descrito em detalhes mais à frente.

A modelagem é desenvolvida em programação estocástica de dois estágios, com associação de métricas de risco. Isso se dá, ponderando-se os resultados obtidos a partir dos diferentes cenários dos dados de entrada, para buscar um valor único que represente da melhor forma possível o problema estudado (STEINLE, 2015).

As características principais do Modelo utilizado, focado na simulação da operação comercial ótima de um ativo qualquer tem seu equacionamento matemático detalhado em (STEINLE, 2015), com as características principais sintetizadas como segue:

Racional: Maximização da Função Convexa entre a Receita Esperada e CVaR

Função Objetivo: Maximizar $[(1-\rho)$. Receita Esperada + (ρ) . CVaR]

Variável de Decisão:	Volume a ser Alocado em Contratos Candidatos de Venda
Principal restrição:	Não-Alavancagem na Alocação (Contratos de Venda ≤ GF Portfólio)
Modelagem CVaR:	Contabilização do CVaR periódica anual
Incertezas:	Geração e PLD (o PLD é cenarizado a partir de simulações de cunho estocástico com o Modelo NEWAVE
Contratos:	Por quantidade - Existentes ou Candidatos.

Objetivo:

Determinar o Volume Ótimo a ser alocado nos contratos candidatos de venda, de forma a maximizar a combinação entre a Receita Esperada e o Risco (CVaR), ponderado por um parâmetro de aversão ao risco 'rho', que representa o trade-off entre as duas parcelas e traduz o apetite ao risco do agente (se mais avesso ou não ao risco).

Para os objetivos da Tese, o volume contratual foi fixado igual à Garantia Física dos Parques, tanto para o caso de referência, quanto com sensoriamento remoto, utilizandose o Modelo apenas para se obter o resultado financeiro da operação comercial otimizada, em que as fontes de incerteza são (i) os preços no mercado de curto prazo (PLD), que não se alteram quando se utiliza sensoriamento remoto e, de outro lado, (ii) a geração do Parque, que também não se altera de um caso para o outro, sendo a diferença de resultado financeiro decorrente da alteração da Garantia Física do Parque, que o sensoriamento remoto permite aumentar. A operação comercial otimizada visa alocar um montante ótimo de Contratos ao parque, limitado pela Garantia Física, com a geração não comprometida em contratação de longo prazo comercializada no mercado de curto prazo a PLD, sendo que nos casos exemplo o montante contratado foi fixado igual à Garantia Física do parque em análise.

As características do parque eólico usadas como inputs no modelo financeiro foram os seguintes:

- Potência Instalada do parque eólico: 30,24 MW
- CAPEX das SPEs (R\$/MW): 5.750.000,00 R\$/MW

- Dados para cálculo da Garantia Física das SPEs (o lastro disponível para a comercialização de energia no PPA é limitado pela GF total):
 - o Incerteza Total: 5%, 6%, 7%, 8%, 9% e 10%
 - TEIP: 1%
 - TEIF: 2%
 - Perdas elétricas: 3%
- Séries de Geração das SPEs consideradas:
 - Série mensal de geração, reconstituída até 1948, obtida a partir do seguinte procedimento (dados utilizados são apresentados no Anexo A):
 - 1. MCP entre uma série de medições e de dados de MERRA-2;
 - A série de vento resultante foi então combinada à uma curva de potência de uma turbina de 1,68 MW para obter a série de geração;
 - A série de geração foi então multiplicada por 18, para resultar na geração de um parque de 30,24 MW);
 - 4. As perdas foram então aplicadas a essa série para a obtenção da série de geração líquida.
 - Incerteza associada às séries de geração: foram utilizadas as mesmas incertezas totais do parque, de 5%, 6%, 7%, 8%, 9% e 10%;
- Cenários de PLD horizonte de 5 anos: foram utilizados dados oriundos do deck do NEWAVE. Um exemplo da variabilidade histórica do PLD pode ser visto na figura a seguir.
- Preço de venda da energia no PPA: foi adotado o valor de 110 R\$/MWh.

Na modelagem, a geração de receita total é definida por uma parcela fixa de receita (GF precificada no valor do PPA), e uma parcela variável da receita (diferenças de sobregeração ou subgeração precificada no valor de PLD do período).



Figura 60: Histórico do PLD, (STEINLE, 2015) apud (CCEE, 2018)

Dada a variabilidade do recurso, e consequente variabilidade da geração dos diferentes cenários, existem meses em que a geração é acima ou abaixo do volume alocado no PPA (100% da Garantia Física, constante ao longo do ano). Essas diferenças são liquidadas a valor de PLD do período, compondo receita no mercado de curto prazo, e integram a geração de receita da empresa no modelo financeiro. (positivo e/ou negativamente).

Foram gerados no modelo, para um horizonte de 5 anos de operação (60 meses), 67 combinações de geração (a partir da convolução da série da amostra histórica) e PLD (a partir do deck do NEWAVE utilizado), e os resultados médios de receita esperada e CVaR obtidos¹ foram os apresentados a seguir.

Conforme dito antes, o horizonte de 5 anos deve-se ao fato desse ser o horizonte típico considerado em estudos de planejamento da operação do SIN, utilizado no programa NEWAVE.

¹ Média dos 5% piores cenários de receita esperada dentre as 67 combinações analisadas.

Seria possível gerar preços no mercado de curto prazo – MCP a partir de dados provenientes do Plano Decenal de Expansão - PDE, mas o nível de detalhamento não é o mesmo no horizonte comum (5 primeiros anos), fato que provocaria uma descontinuidade ao se adotar os resultados do PMO para os cinco primeiros anos.

Em face dessas considerações, optou-se então, para promover a análise de 20 anos, em replicar os valores médios dos 5 anos, entre os anos 6 e 20, para compor o fluxo de caixa no horizonte mais longo de avaliação econômico-financeira.

Incerteza	GF [MWm]	Volume alocado em PPA [MWm]	Receita Esperada [R\$]	CVaR [R\$]	Varia F(۷	ção da receita () - F(10%) [R\$]
10%	11,15	11,15	R\$ 62.890.721,69	R\$ 53.554.825,02		-
9%	11,32	11,32	R\$ 63.051.720,00	R\$ 53.661.791,67	R\$	160.998,31
8%	11,49	11,49	R\$ 63.212.696,66	R\$ 53.768.743,95	R\$	321.974,97
7%	11,66	11,66	R\$ 63.373.673,33	R\$ 53.873.989,77	R\$	482.951,64
6%	11,83	11,83	R\$ 63.534.649,99	R\$ 53.884.417,09	R\$	643.928,30
5%	12,00	12,00	R\$ 63.695.626,66	R\$ 53.786.684,69	R\$	804.904,96

Tabela 17: Resultados obtidos na modelagem financeira com redução de incerteza no projeto

O impacto da redução de incerteza em um projeto eólico faz com que o seu P90, que define o valor de GF, seja maior.

A redução da incerteza não faz com que a geração final de um projeto seja maior (P50), apenas melhora a probabilidade de geração de maior intensidade, rebatendo na definição da Garantia Física do parque eólico.

Por conseguinte, quando a GF de um projeto é majorada, uma parcela maior de sua geração pode ser liquidada em valor de contrato (PPA) e, por consequência, uma parcela menor fica exposta à variação do PLD (o que por sua vez também aumenta a receita média dos 5% piores cenários, representada pelo aumento do CVaR).

Para a análise financeira inicial, no prazo de 5 anos, o modelo mostra que a geração de valor adicional (variação da receita total) com a redução da incerteza é relativamente pequena.

A cada 1%, tem-se um ganho de 160 mil reais, aproximadamente. Isso faz com que a aplicabilidade econômico-financeira de curto prazo de sensoriamento remoto no desenvolvimento de um único projeto seja mais desafiadora.

Considerando-se o cenário no Brasil, onde se faz necessária a aplicação de seguros, segurança, guarita, entre outros, a dificuldade em justificar financeiramente o investimento em sensoriamento remoto é ainda maior se for considerado apenas o período de 5 anos no início da operação do projeto.

Essa análise de curto prazo se justifica se considerarmos que, em 5 anos, são necessários investimentos adicionais no sensoriamento remoto que somam o valor de um novo equipamento (entre transportes, manutenção e recalibração, com o envio do equipamento ao exterior para orgãos acreditados internacionalmente).

Tendo-se em vista que um único equipamento custa o equivalente a 2 TMAs (CLIFTON, et al., 2018) apud (BOQUET, CALLARD, & DEVE, 2010), aproximadamente 500 mil reais atualmente, faz-se necessário:

- A aplicação múltipla do equipamento, em diferentes projetos (análise apresentada a seguir), ou aplicação do equipamento em parques de potência maior;
- Um período maior de amortização do investimento no equipamento (como será apresentado na sequência para 20 anos de operação do projeto);
- Condições mais favoráveis do mercado (maiores valores de PPA e/ou PLD);
- A locação de sensoriamento remoto como um serviço, a um custo mais baixo para a empresa de desenvolvimento de projetos eólicos do que a aquisição do equipamento;
- Possibilidade de venda do equipamento após um período de aplicação;
- Outras aplicações para o equipamento para fins de geração de valor.

Para que o investimento seja rentável em apenas 5 anos, é necessário que uma redução de incerteza de 4% seja obtida com a aplicação do equipamento em um projeto de 30 MW (algo bastante difícil de se fazer).

Uma outra forma de avaliar o investimento, é se durante esses 5 anos, o equipamento seja empregado em outros projetos (um por ano), e que em cada um deles se consiga 1% de redução de incertezas. Nesse caso, e em similares, se teria uma geração de valor maior para o investimento, conforme mostra a tabela a seguir.

Geração de valor médio anual (incerteza -1%)	Ano 1	Ano :	2	Ano	o 3 Anc		Ano 4		5
Projeto 1	R\$ 32.000,00	R\$	32.000,00	R\$	32.000,00	R\$	32.000,00	R\$	32.000,00
Projeto 2		R\$	32.000,00	R\$	32.000,00	R\$	32.000,00	R\$	32.000,00
Projeto 3				R\$	32.000,00	R\$	32.000,00	R\$	32.000,00
Projeto 4						R\$	32.000,00	R\$	32.000,00
Projeto 5								R\$	32.000,00
Geração anual de valor	R\$ 32.000,00	R\$	64.000,00	R\$	96.000,00	R\$	128.000,00	R\$	160.000,00
Geração total de valor (5 anos)	I	٦\$	480.000,00						

Tabela 18: Resultados obtidos na modelagem financeira com redução de incerteza no projeto

Geração de valor médio anual (incerteza -2%)	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	
Projeto 1	R\$ 64.000,00					
Projeto 2		R\$ 64.000,00	R\$ 64.000,00	R\$ 64.000,00	R\$ 64.000,00	
Projeto 3			R\$ 64.000,00	R\$ 64.000,00	R\$ 64.000,00	
Projeto 4				R\$ 64.000,00	R\$ 64.000,00	
Projeto 5					R\$ 64.000,00	
Geração anual de valor	R\$ 64.000,00	R\$ 128.000,00	R\$ 192.000,00	R\$ 256.000,00	R\$ 320.000,00	
Geração total de valor (5 anos)	R\$ 960.000,00					

Tem-se aí exemplos de onde a aplicação seria vantajosa financeiramente. Porém, em cenários onde existe o custo de operação mencionado no item 2.2.4, o valor gerado pelo sensoriamento remoto é bastante inferior. Caso as custas mensais cheguem a 8 mil reais (somando parcelas do seguro, segurança e estrutura), o valor gerado no cenário da tabela acima de redução de 1% na incerteza já não é mais vantajoso.

Para a análise financeira de longo prazo, considerando o valor gerado em 5 projetos durante toda a vida útil prevista das turbinas (20 anos), e caso o valor gerado anual considerado seja o da média dos cenários estudados (160 mil reais para uma redução de 1% e 320 mil reais para uma redução de 2%, conforme mostra a Tabela 17), o VPL em função da WACC (Weighted Average Cost of Capital, ou custo ponderado do capital) que resulta é aquele da Figura a seguir.



Figura 61: Gráfico de VPL gerado com os 5 projetos em 20 anos de operação

Os resultados mostram ganhos em VPL relevantes. Ao descontarmos o investimento inicial de aproximadamente 500 mil reais na aquisição do equipamento, o VPL final varia de aproximadamente 500 mil reais (WACC 12% em um cenário de redução de incerteza de 1%) a aproximadamente 2.5 milhões de reais (WACC de 6% em um cenário de redução de incerteza de 2%). Ainda, se considerarmos os gastos de operação de 8 mil reais mensais, a diferença entre os dois cenários indicados na Figura 61 equivale ao VPL final – ainda positivo em todas a faixa de WACC analisado.

Na análise de longo prazo, mesmo que ao final de um periodo de 5 anos seja necessário um novo investimento equivalente ao montante inicial (para projetos adicionais), o valor gerado nesses 5 projetos que receberam o beneficio do sensoriamento remoto se estende até o vigésimo ano de operação, obtendo-se assim o retorno pretendido a aplicação da tecnologia.

2.6. RESULTADOS

Ao avaliar o ciclo de vida de projetos eólicos, nota-se que a atividade em que o sensoriamento remoto mais agrega valor (e consequentemente mais reduz o LCoE), é durante a fase de desenvolvimento do projeto, nas campanhas de medição do recurso eólico.

Segundo a bibliografia e os resultados obtidos nas medições das incertezas apresentadas neste trabalho, os valores que mais impactam na AEEP são aqueles da modelagem do escoamento. Em ambos os itens: na extrapolação horizontal e na modelagem do efeito esteira, as incertezas encontradas são extremamente relevantes.

A aplicação do sensoriamento remoto em campanhas de medição reduz a necessidade da extrapolação horizontal, aumentando a precisão da estimativa de AEEP. De forma semelhante, quando a campanha de medição cobre posições do layout que estão sob influência de parques já em operação à época do desenvolvimento, a modelagem do efeito esteira passa a ter menor importância. Isso se dá pelo fato de que o impacto do efeito esteira já é identificado nas medições (através da queda no vento) e o desdobramento desse efeito já se dá no acionamento dos modelos de micrositing.

Como a aplicação da medição do efeito esteira é possível em casos reduzidos, onde os parques em desenvolvimento se encontram atrás de parques já em operação, os estudos apresentados a seguir focam no caso de maior abrangência, onde o sensoriamento remoto é aplicado em campanhas de medição de prospecção.

O ganho em precisão de um modelo com a aplicação de TMAs adicionais pode ser identificado em casos como o estudado no item 2.3.3.1., fazendo o uso de testes de cross-check. Não obstante, há que pontuar que as campanhas de sensoriamento remoto são curtas quando comparadas às das TMAs. O setor eólico diverge na opinião quanto ao período mínimo necessário para que a representatividade da amostra seja suficiente em sua aplicação no micrositing (entre 3 e 12 meses, em sua maioria). Exemplos do dimensionamento da incerteza ao usar períodos curtos de medição podem ser vistos no item 2.3.1.

Dessa forma, deve ser estudado qual o período mínimo que compense a perda de representatividade das medições na forma da redução da incerteza de extrapolação horizontal. Para isso, foram analisadas as incertezas de representatividade de diversos períodos das TMAs apresentadas no item 2.3.1. O objetivo foi encontrar para qual período mínimo, a incerteza da representatividade atingia o valor do erro de extrapolação horizontal obtido no processo de cross-check apresentado.

O procedimento foi o mesmo do item 2.3.3.1., fazendo o uso de MCP entre os pares analisados (10-min, porém com setor único), com períodos incrementais de dados concorrentes.

Os resultados dos erros, MAE e MBE, encontrados de um dos pares, podem ser vistos na Figura 62 e Figura 63, respectivamente. Os resultados médios do MAE, por período (para as combinações de diferentes datas de início de MCP) e por grupo (Grupo 1 e Grupo 2) são apresentados na

Tabela 19 e na Tabela 20, onde são comparados às incertezas de cross-check.

Como é possível de se identificar nos resultados, não existe uma definição clara e única para o qual a incerteza do modelo se torna menor que a incerteza de representatividade para os pares de TMA analisados. O break-even é encontrado entre 3 e 12 meses de medição. Porém, 30% do total de 40 pares analisados indica que uma campanha de 3 meses de medição já é suficiente para se obter a geração de valor no projeto em termos de redução de incerteza.



Figura 62: MAE para o par 01-1 e 09-1, para diferentes períodos e datas iniciais de MCP



Figura 63: MBE para o par 01-1 e 09-1, para diferentes períodos e datas iniciais de MCP

Grupo 1		Período [dias]									Cross-check
MCP: "Alvo" por "Ref."	90	120	151	181	212	242	272	303	333	364	do modelo
TMA 01-1 por TMA 02-1	1.13	1.00	0.88	0.75	0.63	0.50	0.38	0.25	0.13	0.01	0.01
TMA 01-1 por TMA 09-1	1.23	1.09	0.95	0.82	0.68	0.55	0.41	0.27	0.14	0.01	0.25
TMA 02-1 por TMA 01-1	1.21	1.07	0.94	0.80	0.67	0.54	0.40	0.27	0.14	0.01	0.01
TMA 02-1 por TMA 03-1	1.08	0.95	0.83	0.72	0.60	0.47	0.36	0.24	0.12	0.01	0.85
TMA 03-1 por TMA 02-1	0.77	0.68	0.59	0.51	0.42	0.34	0.26	0.17	0.08	0.00	0.73
TMA 03-1 por TMA 05-1	0.73	0.65	0.57	0.49	0.41	0.33	0.24	0.16	0.08	0.00	0.21
TMA 05-1 por TMA 03-1	0.77	0.68	0.59	0.51	0.43	0.34	0.26	0.17	0.09	0.00	0.16
TMA 07a-1 por TMA 07b-1	0.80	0.71	0.62	0.53	0.44	0.35	0.27	0.18	0.09	0.00	0.02
TMA 07b-1 por TMA 07a-1	0.96	0.85	0.74	0.64	0.53	0.42	0.32	0.21	0.11	0.00	0.01
TMA 09-1 por TMA 01-1	1.01	0.89	0.78	0.66	0.55	0.44	0.33	0.22	0.11	0.00	0.27

	Tabela	19: Comparação	o do MAE do MCF	^o com cross-check	de extrapolação	horizontal, C	Grupo 1
--	--------	----------------	-----------------	------------------------------	-----------------	---------------	---------

Grupo 2	Período [dias]								Cross-check		
MCP: "Alvo" por "Ref."	90	120	151	181	212	242	272	303	333	364	do modelo
TMA 01-1 por TMA Can_P	0.97	0.85	0.74	0.64	0.53	0.42	0.32	0.21	0.10	0.00	1.11
TMA 01-1 por TMA Gua_P	1.20	1.05	0.92	0.79	0.65	0.52	0.39	0.26	0.13	0.01	0.42
TMA 01-1 por TMA Gui_P	1.15	1.02	0.89	0.77	0.64	0.51	0.39	0.26	0.13	0.01	0.65
TMA 01-1 por TMA Lic_P	0.82	0.71	0.62	0.54	0.44	0.35	0.27	0.18	0.09	0.00	0.21
TMA 01-1 por TMA Pin_P	0.94	0.83	0.72	0.62	0.51	0.41	0.31	0.21	0.10	0.00	0.36
TMA Can_P por TMA Gua_P	1.12	0.99	0.87	0.75	0.62	0.50	0.38	0.25	0.13	0.01	1.37
TMA Can_P por TMA Gui_P	1.17	1.04	0.90	0.78	0.66	0.52	0.39	0.27	0.14	0.01	1.58
TMA Can_P por TMA Lic_P	0.85	0.75	0.66	0.57	0.47	0.38	0.29	0.19	0.10	0.00	1.19
TMA Can_P por TMA Pin_P	0.96	0.85	0.74	0.64	0.53	0.43	0.32	0.22	0.11	0.00	0.67
TMA Can_P por TMA 01-1	0.94	0.83	0.73	0.63	0.52	0.41	0.31	0.21	0.10	0.00	0.99
TMA Gua_P por TMA Can_P	0.89	0.80	0.69	0.59	0.49	0.39	0.30	0.20	0.10	0.00	1.42
TMA Gua_P por TMA Gui_P	0.67	0.59	0.52	0.44	0.37	0.30	0.22	0.15	0.08	0.00	0.21
TMA Gua_P por TMA Lic_P	0.72	0.63	0.55	0.48	0.39	0.31	0.24	0.16	0.08	0.00	0.19
TMA Gua_P por TMA Pin_P	1.01	0.89	0.77	0.66	0.55	0.44	0.33	0.22	0.11	0.00	0.73
TMA Gua_P por TMA 01-1	0.95	0.84	0.73	0.62	0.51	0.41	0.31	0.21	0.10	0.00	0.39
TMA Gui_P por TMA Can_P	0.93	0.83	0.72	0.61	0.52	0.41	0.31	0.21	0.11	0.00	1.69
TMA Gui_P por TMA Gua_P	0.67	0.59	0.52	0.44	0.37	0.30	0.22	0.15	0.08	0.00	0.22
TMA Gui_P por TMA Lic_P	0.71	0.64	0.55	0.47	0.40	0.32	0.24	0.16	0.08	0.00	0.42
TMA Gui_P por TMA Pin_P	0.92	0.82	0.71	0.60	0.51	0.41	0.30	0.21	0.10	0.00	0.97
TMA Gui_P por TMA 01-1	0.91	0.81	0.70	0.60	0.50	0.40	0.30	0.20	0.10	0.00	0.61
TMA Lic_P por TMA Can_P	0.78	0.69	0.60	0.51	0.43	0.34	0.26	0.17	0.09	0.00	1.27
TMA Lic_P por TMA Gua_P	0.80	0.70	0.62	0.53	0.44	0.35	0.27	0.18	0.09	0.00	0.21
TMA Lic_P por TMA Gui_P	0.79	0.71	0.61	0.53	0.44	0.35	0.27	0.18	0.09	0.00	0.43
TMA Lic_P por TMA Pin_P	0.93	0.83	0.71	0.61	0.51	0.41	0.31	0.21	0.10	0.00	0.53
TMA Lic_P por TMA 01-1	0.72	0.64	0.55	0.48	0.39	0.31	0.24	0.16	0.08	0.00	0.17
TMA Pin_P por TMA Can_P	0.90	0.80	0.70	0.60	0.50	0.40	0.30	0.20	0.11	0.00	0.69
TMA Pin_P por TMA Gua_P	1.18	1.04	0.91	0.78	0.65	0.52	0.39	0.27	0.13	0.01	0.68
TMA Pin_P por TMA Gui_P	1.06	0.94	0.82	0.71	0.59	0.48	0.36	0.24	0.12	0.01	1.68
TMA Pin_P por TMA Lic_P	0.96	0.84	0.74	0.63	0.53	0.42	0.32	0.21	0.11	0.00	0.50
TMA Pin_P por TMA 01-1	0.86	0.76	0.66	0.57	0.47	0.38	0.29	0.19	0.10	0.00	0.29

Tabela 20: Comparação do MAE do MCP com cross-check de extrapolação horizontal, Grupo 2

Esse número aumenta para 50% para um período de 6 meses, e 90% para um período de 10 meses. A amplitude dessa faixa deve em grande parte ser devida à variação do erro na extrapolação horizontal do modelo, em função principalmente da topografia complexa dos parques analisados. Com os resultados obtidos aqui, é sugerido que a campanha de medição de sensoriamento remoto tenha ao menos 10 meses (P90 de geração de valor, segundo resultados apresentados).

Em vista dos resultados acima, buscou-se entender se a variação dos resultados de cross-check eram devidos à data de início do período utilizado. A Figura 64 e a Figura 65 mostram os resultados obtidos para o Grupo 1 e Grupo 2 de TMAs, respectivamente.

A variação do MAE é pequena para os diferentes anos utilizados no cross-check (vide SD de cada par). Dessa forma, entende-se que não é relevante sua participação no comportamento dos erros de cross-check. Similarmente, foi feita uma análise do MBE ao serem usados diferentes períodos de início para o MCP, para verificar se sua variabilidade explica a ampla faixa encontrada na Tabela 19 e Tabela 20. Os resultados podem ser vistos na Figura 66.

Existe uma indicação da relação entre a temperatura e o MBE de representatividade obtido nos MCPs. Infelizmente, os dados de medição de temperatura locais não foram fornecidos, sendo os dados disponíveis bastante limitados, com taxa de recuperação abaixo dos 90% indicados na bibliografia para estudos similares (BAILEY & MCDONALD, 1997). Caso a relação do erro com a temperatura seja encontrado em estudos futuros, será possível de se prever com mais detalhes o período mínimo necessário com base nas medições desta variável no período de dados disponível.



Figura 64: Erros obtidos ao realizar o cross-check, acionando modelo com diferentes anos,

Grupo 1



Figura 65: Erros obtidos ao realizar o cross-check, acionando modelo com diferentes anos, Grupo 2



Figura 66: Média de temperatura (mesoescala) e MBE (90 dias para MCP) de todos pares.

Adicionalmente, variáveis como cisalhamento e turbulência foram analisadas de forma independente para cada par de TMAs, para ver se haveria explicação sustentável para os resultados encontrados na

Tabela 19 e Tabela 19, mas nenhuma relação clara foi encontrada. Por fim, alguns elementos que caracterizam as TMAs foram avaliados com a mesma finalidade, mas nenhuma relação clara foi encontrada:

- Diferença de altitude entre cada TMA dos pares estudados
- Diferença no ângulo de incidência do escoamento em cada TMA estudada (dado pela inclinação do terreno entre o ponto onde a TMA está instalada e 1 RD à frente na direção principal do vento).

Esses resultados concordam com a bibliografia (BASS, REBBECK, LANDBERG, CABRE, & HUNTER, 2000), onde menciona-se que não existe uma correlação forte entre o tipo de clima ou complexidade do terreno com a precisão do MCP dos dados de medição da TMA.

Outras formas de redução de incerteza na modelagem do recurso, menos relevantes que a extrapolação horizontal, envolvem a identificação do efeito esteira no site. Muitas vezes, projetos eólicos são desenvolvidos nas proximidades de parques eólicos em operação. Nesse caso, é possível que a(s) TMA(s) envolvidas na campanha de medição estejam sob influência do efeito esteira, e as posições que serão extrapoladas não estejam. Isso pode gerar incertezas no projeto (consideração duplicada do efeito esteira, uma vez nas medições e outra vez na aplicação dos modelos de efeito esteira utilizados).

O contrário também é possível, onde a TMA está em uma posição livre de efeito esteira e as posições que serão extrapoladas estejam sob influência de efeito esteira. Nesse caso, os resultados estimados do impacto do efeito esteira que resulta dos modelos tem uma incerteza bastante alta, conforme mostra o item 2.3.3.2. Nos casos analisados nessa tese, a incerteza chega a até 14,5%, um valor extremamente relevante para

estudo com sensoriamento remoto. Pontos adicionais de medição no site, em regiões sob influência do efeito esteira, podem reduzir esse valor consideravelmente.

Por fim, uma terceira forma bastante simples de redução de incerteza com o sensoriamento remoto é utilizando o equipamento para medir o vento na altura de hub, em projetos onde a campanha existente foi feita em alturas inferiores. Nos casos mais críticos, onde a medição é feita a 50m de altura, e as turbinas fornecidas atualmente possuem altura de hub de 120m, a extrapolação necessária é de 70m. A incerteza associada a essa extrapolação, segundo mostra o item 2.3.4, pode chegar a 7%, um valor considerável que pode ser reduzido com a aplicação do sensoriamento remoto.

2.7. DISCUSSÃO

O estudo do ciclo de vida de projetos eólicos realizado aqui permitiu identificar em quais fases do projeto é possível de se agregar valor com o sensoriamento remoto de forma mais relevante. Isso acontece na fase de desenvolvimento, onde as medições do recurso eólico reduzem a incerteza na estimativa de AEEP de diversas formas.

Devido ao alto custo de investimento na aquisição e operação de Lidars e Sodars, é comum que suas campanhas de medição sejam reduzidas, quando comparadas às campanhas de TMAs (de 3 a 12 meses). Dessa forma, mesmo que ao utilizar sensoriamento remoto se ganhe precisão na extrapolação espacial em modelos de micrositing, perde-se precisão na representatividade dos dados medidos.

Foi estudada em detalhes a possível aplicação de campanhas de diferentes períodos em um parque eólico no sertão da Bahia, buscando-se qual o período mínimo que agregasse valor ao projeto. Os resultados indicaram que, para 90% dos casos, esse número é de 10 meses. Ao analisar diferentes variáveis meteorológicas, foi identificado que existe uma possível correlação entre o erro do processo de MCP (que completa a medição reduzida até o longo prazo) e a temperatura local. Não foi possível desenvolver esse estudo devido à baixa disponibilidade de dados de temperatura locais. Caso exista essa correlação, seria possível prever qual o período mínimo necessário no sensoriamento remoto, a partir de uma função que quantifica o erro de representatividade dos dados.

Em casos mais específicos, onde existem parques em operação à frente dos projetos em desenvolvimento, é possível se gerar mais valor ao usar o sensoriamento remoto não só para reduzir a incerteza na extrapolação espacial, mas também na quantificação do efeito esteira que recairá sobre as turbinas locais. O cálculo e dimensionamento do efeito esteira foi comparado nesta tese ao levantamento de dados empíricos, e a conclusão foi de que, conforme a bibliografia sugere, o efeito esteira é bastante subestimado em modelos comerciais, e a incerteza praticada no setor para este fenômeno não cobre as diferenças encontradas em casos reais.

Uma forma adicional de redução de incertezas no desenvolvimento do projeto vem do fato de que as medições com o sensoriamento podem ser feitas à altura de hub, reduzindo assim a incerteza na extrapolação vertical do recurso.

As 3 formas de redução de incerteza acima são factíveis, mas concorrem no tempo de medição do sensoriamento remoto. Se o equipamento é aplicado para uma finalidade específica, ele não irá reduzir a incerteza de outro tipo, necessariamente.

Para que o valor extraído das medições seja o maior possível, deve-se planejar minuciosamente as campanhas, de forma a buscar a combinação dos elementos de redução de incerteza. A exemplo disso, um ponto escolhido para a aplicação de um SODaR deve atender à redução de incerteza da extrapolação horizontal nos modelos de micrositing, sendo feita em um ponto que seja representativo do layout, em termos de efeito esteira e, também, à altura de hub das turbinas que se deseja aplicar no projeto.

Na análise financeira de longo prazo, considerando-se o valor gerado em 5 projetos durante toda a vida útil prevista das turbinas (20 anos), os resultados mostram ganhos em VPL mais relevantes. Ao se descontar o investimento inicial de aproximadamente 500 mil reais na aquisição do equipamento, o VPL final varia de aproximadamente 500 mil reais (WACC 12% em um cenário de redução de incerteza de 1%) a aproximadamente 2.5 milhões de reais (WACC de 6% em um cenário de redução de incerteza de 2%). Esses ganhos são suficientes para pagar com folga os eventuais

gastos adicionais de operação relacionados a seguros, segurança e outros (estimados e 8 mil reais por ano).

3. CONCLUSÃO

O objetivo desta tese concentrou-se em avaliar a aplicabilidade de sensoriamento remoto no desenvolvimento de projetos eólicos, gerando valor para a empresa desenvolvedora e, consequentemente, reduzindo o preço da energia final para os consumidores. Para isso, foram estudadas as diferentes fases do ciclo de vida de um projeto eólico, para entender quando, e como o sensoriamento remoto poderia ser utilizado. Foi identificado que a fase em que sua aplicação oferece a maior geração de valor ao projeto, é durante seu desenvolvimento, através da redução de diferentes incertezas que tangem a geração de energia do projeto.

Feito isso, foram realizadas análises que quantificaram a incerteza no cálculo da AEEP de projetos eólicos em diferentes cenários, e comparados os valores obtidos aos sugeridos pela bibliografia. As variáveis analisadas e seu impacto nas incertezas foram:

- Períodos de medição dos dados, e consequente incerteza na representatividade dos dados para o longo prazo;
- Períodos utilizados no procedimento de correção de longo prazo, e consequente incerteza na variabilidade futura do recurso;
- Complexidade do terreno e condições de escoamento, e consequente incerteza na extrapolação horizontal de modelos de micrositing;
- Diferentes condições de cisalhamento do vento, e consequente incerteza obtida na extrapolação vertical de modelos de micrositing;
- Diferentes condições de operação na planta, e incertezas associadas às perdas decorrentes;
- Diferentes potências da planta em operação, e consequente incertezas associadas às perdas elétricas;

A incerteza com maior potencial de redução com a aplicação do sensoriamento remoto é a de extrapolação horizontal, principalmente em casos em que o terreno sendo modelado é complexo (podendo chegar nos casos mais críticos a até 20% de redução de incerteza).

Em seguida, o segundo maior potencial de redução de incertezas se dá no mapeamento do efeito esteira, em que nos casos mais críticos, foram identificadas diferenças de até 9% entre os valores medidos e os calculados nos modelos de certificadoras.

Por fim, o terceiro maior potencial de redução de incertezas se dá na extrapolação vertical dos dados, em que, nos casos mais críticos, pode proporcionar até 7% de redução de incerteza.

Uma observação pertinente é que a geração de valor no projeto se dá somente através do reconhecimento da redução de incerteza por empresas certificadoras, fazendo com que a redução de incerteza se traduza em uma maior GF do projeto. Mesmo que as perdas estimadas nessa Tese indiquem que a incerteza é grande, como nos 3 itens antes abordados, as certificadoras consideram atualmente que os valores de cada um desses itens são bastante menores que aqueles obtidos na Tese. Isso faz com que o ganho de valor obtido no projeto ao final seja reduzido.

Mesmo em casos em que as certificadoras não reconheçam toda a redução de incerteza que se dá através da aplicação do sensoriamento remoto, uma vantagem para empresas de desenvolvimento de projetos eólicos é a redução do risco associado ao negócio.

A modelagem financeira de curto prazo da aplicação do sensoriamento remoto, indicou que, nas condições analisadas, para um projeto de ~30 MW, a geração de valor em somente 5 anos é de aproximadamente 160 mil reais a cada 1% de redução de incerteza obtida. Caso a empresa aplique o sensoriamento remoto por 1 ano em cada projeto de seu portfólio, a geração total de valor em 5 anos passa a ser 480 mil reais a cada 1% de redução de incerteza obtida nos projetos. Se for considerado que o custo de um sensor

remoto é atualmente equivalente a 2 TMAs (250 mil reais cada), pode-se estimar que em 5 anos o investimento em um sensor é pago.

A modelagem financeira de longo prazo, por sua vez, indicou que os ganhos obtidos em toda a vida de projetos eólicos (20 anos) podem ser bastante relevantes. O VPL obtido nesse caso varia de aproximadamente 500 mil reais (WACC 12% em um cenário de redução de incerteza de 1%) a aproximadamente 2.5 milhões de reais (WACC de 6% em um cenário de redução de incerteza de 2%).

O que os estudos nessa Tese identificaram, é que os cenários com maior ganho financeiro são aqueles onde a redução de incerteza obtida é maior. Isso ocorre em casos específicos de projetos (em terreno complexo, com posições de turbina sob efeito esteira de outros parques, e/ou com medições disponíveis em baixas alturas).

Possíveis estudos futuros que podem expandir e/ou atualizar o conteúdo desta tese são:

- Outras combinações de TMAs, terrenos e condições de efeito esteira;
- Outras fontes de longo prazo e/ou metodologias de correção de longo prazo;
- Outras condições de projeto para modelagem financeira (potência instalada do projeto, valor do PPA, deck de valores do PLD, entre outros).

O desenvolvimento da Tese apresentada aqui gerou as seguintes publicações (artigos na íntegra nos anexos da tese):

- BÖHME, G. S., FADIGAS, E. A., SOARES, R. D., GIMENES, A. L., & MACEDO,
 B. C. (2020). Wind speed variability and portfolio effect: A case study in the Brazilian market. Elsevier Energy, 0360-5442 (Qualis A2).
- BÖHME, G. S., FADIGAS, E. A., GIMENES, A. L., & TASSINARI, C. E. M. (2018).
 Wake effect measurement in complex terrain A case study in Brazilian wind farms. Elsevier Energy, 0360-5442 (Qualis A2).
- BÖHME, G. S., PRADO, F., SOARES, R. D., FADIGAS, E. A., & MÁLAGA, F. (2017). Impactos econômicos decorrentes da lei 12.783/13 (MP579/12) no valor

das empresas de energia na bolsa de valores - Uma análise através do estudo de eventos. XXIV SNPTEE - Simpósio Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica.

4. REFERÊNCIAS

A., C., & WERFF, P. A. (2008). Owez wind farm efficiency. Project Report, NZW.

- ADAMAROLA, M. S., & KROGSTAD, P. A. (2011). *Experimental investigation of wake effects on wind turbine performance*. Elsevier Renewable Energy, 36.
- AHO, J., PAO, L., & HAUSER, J. (2013). Optimal Trajectory Tracking Control for Wind Turbines During Operating Region Transitions. Boston, MA, EUA: Proceedings of the American Control Conference, 19–22 August.
- AINSLIE, J. F. (1988). Calculating the flowfield in the wake of wind turbines. J Wind Eng Ind Aerod, 27.
- ANNONI, J., FLWMING, P., SCHOLBROCK, A., ROADMAN, J., DANA, S., ADCOCK, C., ... SCHLIPF, D. (2018). Analysis of control-oriented wake modeling tools using lidar field results. Wind Energ. Sci., 3, 819–831. European Academy of Wind Energy.
- ARANTEGUI, R. L. (2018). *Photovoltaics and wind status in the European Union after the Paris.* Elsevier -Renewables and Sustainable Energy Reviews 81, 2460-2471.
- AUBRUN, S., LOYER, S., HANCOCK, P. E., & HAYDEN, P. (2013). Wind turbine wake properties comparison between a non-rotating simplified wind turbine model and a rotating model. J Wind Eng Ind Aerod, 120.
- AWEA. (2011). 10 Steps building a wind farm. Wind Energy Fact Sheet.
- AWEA. (2018). Website <www.awea.org/production-tax-credit>, Acesso em: Julho de 2018.
- AXEL, A., & GERDES, G. (1999). Wind farm performance verification. DEWI Magazin, 14.
- BAILEY, B. H. (2013). *The Financial Impact of Uncertainty on Energy Projections*. Orlando, Florida: AWEA WINDPOWER Conference.
- BAILEY, B. H., & MCDONALD, S. L. (1997). Wind Resource Assessment Handbook Fundamentals for Conducting a Successful Monitoring Pogram. Albany, EUA: NREL.
- BARTHELMIE, R. J. (2011). *Flow and wakes in large wind farms: final report for UpWind WP8*. Roskilde, Denmark: Riso-R-Report.
- BARTHELMIE, R. J., FOLKERTS, L., ORMEL, F., SANDERHOFF, P., EECEN, P., STOBBE, O., & NIELSEN, M. (2003). *Offshore wake measurements using a sodar*. J Atmos Ocean Technol, 20.
- BARTHELMIE, R. J., PRYOR, S. C., FRANDSEN, S. T., HANSEN, K. S., SCHEPERS, J. G., & RADOS, K. (2010). *Quantifying the impact of wind turbine wakes on power output at offshore*. J Atmos Ocean Technol, 27.
- BASS, J. H., REBBECK, M., LANDBERG, L., CABRE, M., & HUNTER, A. (2000). *An improved MCP algoritm for the prediction of the long term wind climate in regions of complex environment.* Reino Unido: Final Report - Non nuclear energy pogramme, JOULE III.

- BINGÖL, F., MANN, J., & FOUSSEKIS, D. (2009). *Conically scanning lidar error in complex terrain*. Meteorol. Z., 18, 189–195.
- BODINI, N., LUNDQUIS, J., & KIRINCICH, A. (2019). U.S. East Coast Lidar Measurements Show Offshore Wind Turbines Will Encounter Very Low Atmospheric Turbulence. Geophysical Research Letter, 10.1029.
- BOHME, G. B., FADIGAS, E. A., GIMENES, A. L., & TASSINARI, C. E. (2018). Wake effect measurement in complex terrain A case study in Brazilian wind farms. São Paulo, Brasil: Elsevier Energy.
- BÖHME, G. S., & TASSINARI, C. E. (2018). Wake effect identification in operational wind farms and its impact in long-term energy production. Chicago, EUA: AWEA-WindPower Conference and Exhibition.
- BÖHME, G. S., FADIGAS, E. A., GIMENES, A. L., & TASSINARI, E. M. (2018). Wake effect measurement in complex terrain A case study in Brazilian wind farms. Elsevier Energy, 0360-5442.
- BOHME, G. S., MELO, J. L., OSHIRO, R. C., SILVA, D. A., & FERREIRA, T. V. (2016). Analise das etapas de desenvolvimento de projetos de energia eólica estudo de caso. ENGEMA-USP.
- BOHME, G., PRADO, F., DOREL, R., FADIGAS, E., & MÁLAGA, F. (2017). Impactos econômicos decorrentes da lei 12.783/13 (MP579/12) no valor das empresas de energia na bolsa de valores - Uma análise através do estudo de eventos. XXIV SNPTEE - Simpósio Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica.
- BOHME, G., TASSINARI, C. E., SILVA, G. P., & FERREIRA, T. V. (2018). *Comparison of theoretical and empirical electrical losses in the Balance of Plant of a Wind Farm: a case study in Brazil.* Boston, EUA: AWEA 2018.
- BOQUET, M., CALLARD, P., & DEVE, N. O. (2010). *Return on Investment of a Lidar Remote Sensing Device*. DEWI Mag, 37, 56–61.
- BOSSANYI, E., KUMAR, A., & HUGUES-SALAS, O. (2012). *Wind Turbine Control Applications of Turbine-Mounted Lidar.* Oldenburg, Alemanha: Proceedings of the Science of Making Torque fromWind, 9–11 October.
- BOTTA, G., CASTAGNA, R., BORGHETTI, M., & MANTEGNA, D. (1992). *Wind analysis on complex terrain* -*The case of Acqua Spruzza*. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics , vol. 39, pp. 357-366.
- BOWEN, A. J., & MORTENSEN, N. G. (2004). WAsP prediction errors due to site orography. Roskilde, Dinamarca: Riso National Laboratory.
- BOWEN, A. J., & MORTENSEN, N. G. (2004). *WAsP prediction errors due to site orography.* Dinamarca: Riso National Laboratory - Wind Energy.
- BOWEN, A. J., & SABA, T. (1995). *The evaluation of software for wind turbine siting in hilly terrain*. New Delhi, India: International Conference on Wind Engineering.

- BROWER, C. B., BARTON, M. S., LLEDO, L., & DUBOIS, J. (2013). A STUDY OF WIND SPEED VARIABILITY. Albany, Nova Iorque: AWS Truepower.
- BROWER, M. C. (2012). *Wind Resource Assessment: A Practical Guide to Developing a Wind Project.* Hoboken, NJ, EUA: John Wiley & Sons Inc.
- BRUGGER, P., DEBNATH, M., SCHOLBROCK, A., FLEMING, P., MORIARTY, P., SIMLEY, E., . . . AGEL, F.
 (2020). Lidar measurements of yawed-wind-turbine wakes: characterization and validation of analytical models. Wind Energ. Sci., 5, 1253–1272, European Academy of Wind Energy.
- CCEE. (2018). InfoMercado Mensal. Brasil: Online <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado>, Acesso em 09/11/2018.
- CHAMORRO, L. P., & AGEL, F. P. (2011). *Turbulent flow inside and above a wind farm, a windtunnel study*. Energies, 10.
- CHU, C. R., & CHIANG, P. H. (2014). *Turbulence effects on the wake flow and power production of a horizontal axis wind turbine.* Elsevier J. Wind Eng. Ind. Aerodyn, 124.
- CHURCHFIELD, M. J. (2013). *Review of Wind Turbine Wake Models and Future Directions.* Boulder, EUA: NAWEA Symposiym 2013.
- CLEVE, L., GREINER, M., ENEVOLDSEN, P., & JENSEN, L. (2009). *Model-based Analysis of Wake-flow data in the Nysted offshore wind farm.* Wind Energy 2009.
- CLIFTON, A., BOQUET, M., BURIN DES ROZIERS, E., WESTERHELLWEG, A., HOFSASS, M., KLAAS, T., . . . WYLIE, S. (2015). *Remote Sensing of Complex Flows by DopplerWind Lidar: Issues and Preliminary Recommendations.* CO, USA: Technical Report TP-5000-64634; National Renewable Energy Laboratory: Golden.
- CLIFTON, A., CLIVE, P., GOTTSCHALL, J., SCHLIPF, D., E., S., SIMMONS, L., . . . WURTH, I. (2018). *IEAWind Task 32: Wind Lidar, Identifying and Mitigating Barriers to the Adoption of Wind Lidar.* Suíça: Remote Sens. 2018, 10, 406, MDPI.
- CLIFTON, A., ELLIOTT, D., & COURTNEY, M. (2013). *Ground-Based Vertically-Profiling Remote Sensing for Wind Resource Assessment.* Paris, França: Technical Report RP 15, IEAWind.
- CLIFTON, A., ELLIOTT, D., & COURTNEY, M. (2013). *Ground-Based Vertically-Profiling Remote Sensing for Wind Resource Assessment.* Paris, França: Technical Report RP 15, IEAWind.
- CORTEN, G. P., SCHAAK, P., & HEGBERG, T. (2004). *Velocity profiles measured above a scaled wind farm.* Londres, Reino Unido.
- COX, S., THOMAS, P., & TINDAL, A. (2009). *Long-Term Windspeed Trends in Northwestern Europe*. St. Vincents Works, Bristol, UK: EWEC 2009.
- Danish Energy Agency. (2018). Wind Project Development Roadmap Procedures, lessons learned and risk assessment. Ethiopia.

- DCI. (2015). Francesa Voltalia conclui eólica no RN, mas aguarda transmissão para operar. Rio Grande do Norte: Online https://www.dci.com.br/industria/francesa-voltalia-conclui-eolica-no-rn-masaguarda-transmiss-o-para-operar-1.579329, Acesso em 09/11/2018.
- DOUBRAWA, P., DEBNATCH, M., MORIARTY, P., BRANLARD, E., HERGES, T., MANIACI, D., & NAUGHTON, B. (2019). *Benchmarks for model validation based on lidar wake measurements*. Wake Conference 2019, IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conf. Series 1256 (2019) 012024.
- DUTRA, R. M. (2006). *A Energia Eólica no Brasil: Proinfa e o Novo Modelo do Setor Elétrico*. Anais do XI Congresso Brasileiro de Energia - CBE, 2006, Volume II, p. 842–868, Rio de Janeiro.
- DVORAK, P., BREAKEY, M., & HALBERG, E. (2018). A closer look at wake loss modeling based on production data. Online https://www.windpowerengineering, Acesso em 09/112018.
- EBERHARD, W., CUPP, R., & HEALY, K. (1989). *Doppler Lidar Measurement of Profiles of Turbulence and Momentum Flux.* J. Atmos. Ocean. Technol., 6, 809–819.
- ECOLNEWS. (2012). Energia eólica à espera de linhas no sertão baiano. Guanambi, Bahia: Online <http://www.ecolnews.com.br/energia_eolica_espera_linhas_de_transmissao_no_Sertao_baia no.htm>, Acesso em 0/11/2018.
- EMEIS, S., HARRIS, M., & BANTA, R. (2007). Boundary-layer anemometry by optical remote sensing for wind energy applications. Meteorologische Zeitschrift 2007, 16, 337–347.
- EPAGNA, G., AUBRUN, S., & LOYER, S. D. (2014). Wind tunnel study of the wake meandering downstream of a modelled wind turbine as an effect of a large scale turbulent eddies. Elsevier J. Wind Eng. Ind. Aerodyn, 101.
- EPE. (2018). Participação de empreendimentos eólicos nos leilões de energia no Brasil Evolução dos projetos cadastrados e suas características técnicas. Brasília.
- EPE. (2020). Participação de empreendimentos eólicos nos leilões de energia no Brasil Evolução dos projetos cadastrados e suas características técnicas. Brasília.
- ERIKSSON, O. B., SODERBERG, S., & IVANELL, S. (2017). *The Long distance wake behind Horns Rev I studied using large eddy simulations and a wind turbine parametrization in WRF.* J Phys Conf.
- EXPRESSO. (2013). Também no Rio Grande do Norte energia eólica espera linhas de transmissão. Rio Grande do Norte, Brasil: Online <https://jornaloexpresso.wordpress.com/2013/01/14/tambemno-rio-grande-do-norte-energia-eolica-espera-linhas-de-transmissao/>, Acesso em 09/11/2018.
- FENG, C., LIU, B., WU, S., LIU, J., LI, R., & WANG, X. (2017). Characterization of a wind turbine wake evolving over an intertidal zone performed with dual-lidar observations. Atmos. Meas. Tech. Discuss, 10.
- FLEMING, P., SCHOLBROCK, A., JEHU, A., DAVOUST, S., OSLER, E., WRIGHT, A., & CLIFTON, A. (2014). Field-Test Results using a Nacelle-Mounted Lidar for ImprovingWind Turbine Power Capture by Reducing Yaw Misalignment. Copenhagen, Dinamarca: Proceedings of the Science of Making Torque from Wind, 18–20 June.

- FRANDSEN, S. (1992). On the wind-speed reduction in the center of large clusters of wind turbines. J Wind Eng Ind Aerod, 39.
- FRANDSEN, S., BARTHELMIE, R. R., JORGENSEN, H. E., HANSEN, K., OTT, S., RETHORE, P. E., . . . JENSEN, E.
 L. (2007). *The Shadow effect of large wind farms, measurements, data analysis*. Roskilde, Dinamarca: Riso-R-Report, R-1615.
- FUERTES, F., IUNGO, G., & PORTE-AGEL, F. (2014). 3D Turbulence Measurements using Three Synchronous Wind LiDARs: Validation against Sonic Anemometry. J. Atmos. Ocean. Technol., 31, 1549–1556.
- G1. (2018). Por falta de linhas de transmissão, 13 usinas eólicas estão paradas no NE. Fortaleza, Brasil: Online <http://g1.globo.com/bom-dia-brasil/noticia/2016/01/por-falta-de-linhas-detransmissao-13-usinas-eolicas-estao-paradas-no-ne.html>, Acesso em 09/11/2018.
- GAUMOND, M., RETHORE, P. E., OTT, S., PENA, A., BECHMANN, A., & HANSEN, K. S. (2014). *Evaluation of the wind direction uncertainty and its impact on wake modeling at the Horns offshore wind farm.* Wind Energy 2013.
- GEER, T. (2017). *Improving confidence in wake predictions through operational validations.* Londres, Reino Unido: Wind Europe Offshore 2017.
- GOÇMEN, T. e. (2016). *Wind turbine wake models developed at the technical university of.* Elsevier Renewable Sustainable Energy.
- GOIT, J., SHIMADA, S., & KOGAKI, T. (s.d.). *Can LiDARs Replace Meteorological Masts in Wind Energy?* Suíça: Energies 2019, 12, 3680; MDPI.
- GOMEZ, M., & LUNDQUIST, J. (2020). *The effect of wind direction shear on turbine performance in a wind farm in central lowa.* Wind Energ. Sci., 5, 125–139, European Academy of Wind Energy.
- GOTTSCHALL, J., & COURTNEY, M. (2010). Verification Test for Three WindCube WLS7 LiDARs at the *Høvsøre Test Site.* Roskilde, Dinamarca: Tech. Rep. Risø-R-1732; Technical University of Denmark.
- GOVERNO BRASILEIRO. (2015). *Energia eólica gera emprego e renda para população local*. Website <www.brasil.gov.br>, Acesso em Julho de 2018.
- GRASSI, S., JUNGHAN, S., & RAUBAL, M. (2014). Assessment of the wake effect on the energy production of onshore wind farms using GIS. Elsevier, Appl Energy, 136.
- GWEC. (2018). *Global wind power: 2017 market and outlook to 2022; PES Power and Energy Solution.* Wind Energy Magazine, Website <gwec.net>, Acesso em Julho de 2018.
- GWEC. (2018). *Global Wind Report; Annual Market Update 2017*. Website <gwec.net>, Acesso em Dezembro de 2017.
- GWEC. (2021). GWEC (Global Wind Energy Council) Global Wind Report 2021. Bruxelas, Bélgica.
- HALBERG, E., & ENG, P. (2013). On-shore wake validation study. Chicago, USA: AWEA 2013.

- HANSEN, K. S., BARTHELMIE, R. J., JENSEN, L. E., & SOMMER, A. (2012). *The impact of turbulence intensity and atmospheric stability on power deficits due to wake at horns wind farm.* Wind Energy 2011.
- HASAGER, C., & SJOHOLM, M. (2019). Editorial for the Special Issue "Remote Sensing of Atmospheric Conditions for Wind Energy Applications". Suíça: Remote Sens., 11, 781; MDPI.
- HASSAN, G. (2011). Uncertanty Analysis. Inglaterra: WindFarmer Theory Manual.
- HELD, D., & MANN, J. (2019). *Lidar estimation of rotor-effective wind speed an experimental comparison.*. Wind Energ. Sci., 4, 421–438, European Academy of Wind Energy.
- HIRTH, B. D., SCHROEDER, J. L., GUNTER, W. S., & GUYNES, J. G. (2012). *Measuring a utility-scale turbine wake using the TTUKa mobile research radars.* J Atmos Ocean Technol, 29.
- HUARD, D., & MAILHOT, A. (2006). A Bayesian perspective on input uncertainty in model calibration. Application to hydrological model "abc". In: Water Resources Research 42.7. doi: 10.1029/2005WR004661 (cit. on pp. 24, 90).
- IEC-61400-12-1. (2017). Wind energy generation systems Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines. IEC.
- IRENA. (2017). *Renewable Energy and Jobs Annual Review 2017.* International Renewable Energy Agency.
- JENSEN, L. E. (2013). *Wake effects, the experiences of an offshore developer*. Roskilde, Dinamarca: EWEA Resource Assessment 2013.
- JENSEN, N. O. (1983). A Note on Wind Generator Interaction. Riso-M-2411.
- KASLER, Y., RAHM, S., & SIMMET, R. (2010). *Wake measurements of a multi-MW wind turbine with coherent long range pulsed Doppler wind lidar.* J Atmos Ocean Technol, 27.
- KATIK, I., HOJSTRUP, J., & JENSEN, N. O. (1986). A simple model for cluster efficiency. Itália: EWEA 1986.
- KELLEY, N., JONKMAN, B., & SCOTT, G. (2007). Comparing Pulse Doppler LIDAR with SODAR and Direct Measurements for Wind Assessment. Los Angeles, CA, EUA: Proceedings of the AWEA2007 Conference and Exhibition, 3–7 June; p. 20.
- KELLY, M. C. (2016). Uncertainty in vertical extrapolation of wind statistics: shear-exponent and WAsP/EWA methods. DTU Wind Energy E No. 0121.
- KHAN, M., ODEMARK, Y., & FRANSSON, J. H. (2017). *Effects of inflow conditions on wind turbine performance and near wake structure.* Open J Fluid Dynam, 7.
- KLAAS, T., PAUSCHER, L., & CALLIES, D. (2015). *LiDAR-mast deviations in complex terrain and their simulation using CFD.* Meteorol. Z., 24, 591–603.
- KROGSTAD, P. A., & ADAMAROLA, M. S. (2011). *A model study of wind turbine interference.* Trondheim, Noruega: Wind Power R&D seminar.
- KROPFLY, R. (1986). Single Doppler radar measurements of turbulence profiles in the convective boundary layer. J. Atmos. Ocean. Technol., 3, 305–314.
- KUMER, V. M., REUDER, J., SCARDAL, B., SAETRE, C., & EECEN, P. (2015). *Characterization of single wind turbine wakes with static and scanning WINTWEX-W LiDAR data*. Elsevier Energy Procedia, 80.
- LACKNER, M., ROGERS, A. L., & MANWELL, J. F. (2008). Uncertainty Analysis in MCP-Based Wind Resource Assessment and Energy Production Estimation. Amherst: University of Massachusetts -Selected Works.
- LARSEN, G. C. (1988). A Simple Wake Calculation Procedure. Kongens Lyngby, Dinamarca : DTU-Orbit.
- LE CLAINCHE, S., LORENTE, L., & VEJA, J. (2018). *Wind Predictions Upstream Wind Turbines from a LiDAR Database.* Suíça: Energies 2018, 11, 543, MDPI.
- LEBRON, J., CAL, R. B., KANG, H. S., & MENEVEAU, C. (2009). *Interaction between a wind turbine array and a turbulent boundary layer.* San Juan, Porto Rico: 11th americas conference on wind engineering.
- LIGNAROLO, L. E., RAGNI, D., KRISHNAUSWAMI, C., CHEN, Q., FERREIRA, C. J., & BUSSEL, G. J. (2014). Experimental analysis of wind turbine wakes for validation and improvement of numerical models. Elsevier Renewable Energy, 70.
- LIRA, A., ROSAS, P., ARAÚJO, A., & CASTRO, N. J. (2016). "Uncertainties in the estimate of wind energy production. Lisboa: Energy Economics Iberian Conference EEIC.
- LISSAMAN, P. B. (1979). Energy effectiveness of arbitrary arrays of wind turbines. Journal of Energy.
- M. Boquet, P. C. (2010). Return on Investment of a Lidar Remote Sensing Device. DEWI Magazin NO.37.
- MACHIELSE, L. A., EECEN, P. J., KORTERINK, H., PIJL, S. P., & SHEPERS, J. G. (2007). ECN test farm measurements for validation of wake models. Milão, Itália: EWEC 2007.
- MANN, J., CARIOU, J., COURTNEY, M., PARMENTIER, R., MIKKELSEN, T., WAGNER, R., . . . ENEVOLDSEN,
 K. (2009). Comparison of 3D Turbulence Measurements using Three Staring Wind LiDARs and a Sonic Anemometer. Met. Z., 18, 135–140.
- MARTIN, S., WESTERGAARD, C. H., KARLSON, B., & WHITE, J. (2015). *New wake effects identified using SCADA data analysis and visualization.* Florida, EUA: AWEA 2015.
- MECHALI, M., BARTHELMIE, R., FRANDSEN, S., & JENSEN, L. R. (2006). Wake effects at Horns Rev and their influence on energy production. Atenas, Grécia: EWEC 2006.
- MENKE, R., VASILJEVIC, N., WAGNER, J., ONCLEY, S., & MANN, J. (2020). *Multi-lidar wind resource mapping in complex terrain*. Wind Energ. Sci., 5, 1059–1073, European Academy of Wind Energy.
- MENTE, R., VASILJEVIC, N., HANSEL, K., HAHMANN, A., & MANN, J. (2018). *Does the wind turbine wake follow the topography? A multi-lidar study in complex terrain.* Wind Energ. Sci., 3, 681–691. European Academy of Wind Energy.

- MIGUEL, J. V., FADIGAS, E. A., & SAUER, I. L. (2019). The Influence of the Wind Measurement Campaign Duration on a Measure-Correlate-Predict (MCP)-Based Wind Resource Assessment. Energies, MDPI, 12, 3606.
- MOHLMANN, G. W., GOTTSCHALL, J., & LANGE, B. (2014). *First verification test and wake measurement results using a ship-LIDAR system*. Elsevier Energy Procedia, 53.
- MONE, C., HAND, M., BOLINGER, M., RANDA, J., HEIMILLER, D., & HO, J. (2017). 2015 Cost of Wind Energy Review. NREL/TP-6A20-66861.
- MORTENSEN, N. G., & JORGENSEN, H. E. (2012). *Comparison of Resource and Energy Yield Assessment Procedures.* EWEA 2012: Wind Energy Division, Risø DTU.
- MURCIA, J. P. (2017). *Uncertainty quantification in wind farm flow models*. Ph.D. thesis, DTU Wind Energy.
- NBR-11301. (2016). Cálculo da capacidade de condução de corrente de cabos isolados em regime *permanente.* Rio de Janeiro, Brasil: ABNT.
- NBR-14039. (2017). *Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV*. Rio de Janeiro, Brasil: ABNT.
- NBR-5410. (2014). Instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro, Brasil: ABNT.
- NBR-6251. (2012). *Cabos de potência com isolação extrudada para tensões de 1 kV a 35 kV.* Rio de Janeiro, Brasil: ABNT.
- NM-280, N. (2002). Conductors of insulated cables . Rio de Janeiro, SP: ABR.
- NORLING, J., LOMAN, G., & THOR, S. E. (2009). *Assessment of the Lillgrund Windfarm Power Performance Wake Effects.* Suécia: Lillgrund Pilot Project Report, 21858e1.
- NYGAARD, N. G. (2014). Wakes in very large wind farms and the effect of neighbouring wind farms. J Phys Conf.
- NYGAARD, N. G. (2015). *Systematic quantification of wake model uncertainty*. Copenhagen, Dinamarca: EWEA Offshore 2015.
- NYGAARD, N. G., & HANSEN, S. D. (2016). *Wake effects between two neighbouring wind farms*. J Phys Conf.
- NYSERDA. (2010). *Wind resource assessment handbook.* Nova lorque: Authority, New York State Energy Research and Development.
- OERTEL, S., EGGERT, M., GUTSMUTHS, C., WILHELM, P., MULLER, H., & TOBBEN, H. (2019). Validation of three-component wind lidar sensor for traceable highly resolved wind vector measurements. Braunschweig, Alemanha: J. Sens. Sens. Syst., 8, 9–17.
- OKULOV, V. L., NAUMOV, I. V., MIKKELSEN, R. F., & SORENSEN, J. N. (2015). Wake effect on a uniform flow behind wind-turbine model. J Phys, 625.

- ORR, I. (11 de Março de 2019). *EIA Expects Wind Installations To Plummet After Federal Subsidies Expire*. Fonte: americanexperiment.org: https://www.americanexperiment.org/2019/03/eia-expectswind-installations-plummet-federal-subsidies-expire/
- OTT, S., BERG, J., & NIELSEN, M. (2011). Linearised CFD models for wakes. Risoe-R-1772.
- OZBAY, A. (2012). *Experimental investigations on the wake interferences of multiple wind turbines*. Iowa, EUA: Tese de mestrado, Iowa State University.
- PAUSCHER, L., VASILJEVIC, N., CALLIES, D., LEA, G., MANN, J., KLAAS, T., . . . KÜHN, M. (2016). An Inter-Comparison Study of Multi- and DBS Lidar Measurements in Complex Terrain. Remote Sens., 8, 782.
- PEDERSEN, T., DAHLBERG, J., & BUSCHE, A. P. (2006). ACCUWIND- Classification of Five Cup Anemometers According to IEC61400-12-1. Dinamarca: Risø National Laboratory.
- PENA, A., HANSEN, K. S., OTT, S., & LAAN, M. P. (2017). On wake modeling, wind-farm gradients and AEP predictions at the Anholt wind farm. Wind Energy Sci. Discuss.
- PETERSEN, E. L., MORTENSEN, N. G., LANDBERG, L., HOJSTRUP, J., & FRANK, H. P. (1997). *Wind Power Meteorology.* Roskilde, Dinamarca: Riso National Laboratory.
- PICHUGINA, Y., BANTA, R., BONIN, T., BREWER, W., CHOUKULKAR, A., MCCARTY, B., . . . MARQUIS, M. (2019). Spatial Variability of Winds and HRRR–NCEP Model Error Statistics at Three Doppler-Lidar Sites in the Wind-Energy Generation Region of the Columbia River Basin. Journal of Applied Meteorology and Climatology, V.58, 1663-1656.
- PINTO, B. N., IMPBERT, J., & LEGENDRE, D. (2015). *Wind farms production under wake conditions*. Paris, França: EWEA 2015.
- PIXABAY. (2018). Tree 2655240_1280. Website, Acesso em: <pixabay.com>.
- POLITIS, E. S., PROSPATHOPOULOS, J., CABEZON, D., HANSEN, K. S., CHAVIAROPOULOS, P. K., & BARTHELMIE, R. J. (2012). *Modeling wake effects in large wind farms in complex terrain. The problem, methods and issues.* Wind Energy, 15.
- POVEDA, J. M., & WOUTERS, D. (2015). *Wind Measurements at Meteorological Mast Ijmuiden*. Petten, Holanda: Technical Report ECN-E–14-058; Energy Research Centre of the Netherlands (ECN).
- PSR. (2018). Custos e Benefícios das Fontes de Geração Elétrica. Caderno de Serviços de Geração.
- RADOS, K., LARSEN, G., BARTHELMIE, R. S., LANGE, B., SCHEPERS, G., HEGBERG, T., & MAGNISSON, M. (2001). *Comparison of wake models with data for offshore windfarms*. Wind Eng 2001.
- RAFTERY, P. T. (1999). Understanding the risks of financing wind farms. EWEA.
- RATHMANN, O., & MORTENSEN, N. G. (2009). *Uncertainties when "Production-estimating" with WAsP.* Aarhus, Dinamarca: Vindkraftnet Meeting.
- REICHE, D. B. (2004). *Policy differences in the promotion of renewable energies in the EU member states.* Energy Policy 32, 843-849.

- RETHORE, P. E., JOHANSEN, N. A., FRANDSEN, S. T., BARTHELMIE, R., HANSEN, K. S., JENSEN, L. E., . . . BAEKGAARD, M. A. (2009). *Systematic wind farm measurement data reinforcement tool for wake model calibration.* Tallin, Estonia: EOW Conference.
- RISAN, A., LUND, J., CHANG, C. Y., & SÆTRAN, L. (2018). Wind in Complex Terrain—Lidar Measurements for Evaluation of CFD Simulations. Remote Sens, 10, 59.
- RISAN, A., LUND, J., CHANG, C., & SAETRAN, L. (2018). *Wind in Complex Terrain—Lidar Measurements* for Evaluation of CFD Simulations. Suíça: Remote Sens. 2018, 10, 59. MDPI.
- RITTER, M., PIERALLI, S., & ODENING, M. (2017). *Neighborhood effects in wind farm performance: a regression approach*. Energies.
- ROSNER, B., EGLI, S., THIES, B., BEYER, T., CALLIES, D., PAUSHER, L., & BENDIX, J. (2020). Fog and Low Stratus Obstruction of Wind Lidar Observations in Germany—A Remote Sensing-Based Data Set for Wind Energy Planning. Suíça: Energies 2020, 13, 3859, MDPI.
- SANTOS, A. C. (2014). Simplified Analysis of the Electric Power Losses for On-Shore Wind Farms Considering Weibull Distribution Parameters. Energies, Vol. 7.
- SARKAR, A., & BEHERA, D. K. (2012). *Wind Turbine Blade Efficiency and Power Calculation with Electrical Analogy.* International Journal of Scientific and Research Publications, Volume 2.
- SATHE, A., & MANN, J. (2013). A review of turbulence measurements using ground-based wind lidars. Atmos. Meas. Tech., 6, 3147–3167.
- SATHE, A., BANTA, R., PAUSCHER, L., VOGSTAD, K., SCHLIPF, D., & WYLIE, S. (2015). *Estimating Turbulence Statistics and Parameters from Ground- and Nacelle-Based Lidar Measurements.* Roskilde, Dinamarca: IEA Wind Task 32; DTU Wind Energy.
- SATHE, A., MANN, J., GOTTSCHALL, J., & COURTNEY, M. (2011). *Can wind lidars measure turbulence?* J. Atmos. Ocean. Technol., 28, 853–868.
- SCHAUMANN, H., PIERELLA, F., & SAETRAN, L. (2013). *Experimental investigation of wind turbine wakes in the wind tunnel.* Elsevier Energy Procedia, 35.
- SCHLIPF, D. (2016). *Prospects of Multivariable Feedforward Control ofWind Turbines Using Lidar*. Boston, MA, EUA: Proceedings of the 2016 American Control Conference (ACC), 6–8 July; pp. 1393–1398.
- SCHLIPF, D., & KÜHN, M. (2008). Prospects of a Collective Pitch Control by Means of Predictive Disturbance Compensation Assisted by Wind Speed Measurements. Bremen, Alemanha: Proceedings of the German Wind Energy Conference (DEWEK), 26–27 November.
- SCHLIPF, D., FLEMING, P., KAPP, S., SCHOLBROCK, A., HAIZMANN, F., BELEN, F., ... CHENG, P. W. (2013). Direct Speed Control Using LIDAR and Turbine Data. Boston, MA, USA: Proceedings of the American Control Conference, 19–22 August.
- SCHLIPF, D., SCHULER, S., GRAU, P., ALLGÖWER, F., & KÜHN, M. (2010). *Look-Ahead Cyclic Pitch Control Using LIDAR*. Heraklion, Grécia: Proceedings of the Science of Making Torque from Wind, 28–30 June.

- SCHOLBROCK, A., FLEMING, P., WRIGHT, A., SLINGER, C., MEDLEY, J., & HARRIS, M. (2015). Field Test Results from Lidar Measured Yaw Control for Improved Yaw Alignment with the NREL Controls Advanced Research Turbine. Kissimmee, FL, EUA: Proceedings of the AIAA Aerospace Sciences Meeting, 5–9 January.
- SCHWABE, P., FIELDMAN, D., FIELDS, J., & SETTLE, E. (2017). *Wind energy finance in the US: current practice and opportunities.* Technical Report NREL/TP-6A20-68227, EUA.
- SEMPREVIVA, A. M., & LAVIGNI, A. (1986). *Modelling of Wind Potential in Sardinia*. Roma, Itália: European Wind Energy Association Conference and Exhibition.
- SIJM, J. (2002). The Performance of Feed-in Tariffs to Promote Renewable Electricity in European Countries. ECN Policy Studies, Relatório № ECN-C—02-083, Novembro.
- SMITH, D., HARRIS, M., COFFEY, A., MIKKELSEN, T., JORGENSEN, H., MANN, J., & DANIELIAN, R. (2006). Wind Lidar Evaluation at the Danish Wind Test Site in Høvsøre. Wind Energy, 9, 87–93.
- SMITH, G. M., NEUBERT, A., & SCHLEZ, W. (2011). *Impact of Large Neighbouring Wind Farms on Energy Yield of Offshore Wind Farms.* Amsterdan, Holanda: EWEA 2011.
- STEINLE, L. A. (2015). Estratégias de comercialização e investimento, com ênfase em energias renováveis, suportadas por modelos de otimização especializados para avaliação estocástica de risco x retorno. Tese apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de doutorado.
- SVEINBJORNSSON, S. (2013). Analysis of WAsP in complex topographical conditions using measured production from a large scale wind farm. Michigan, EUA: Tese de mestrado, Universidade de Michigan.
- TARI, P. H., & HANGAN, H. (2012). *Near-wake flow dynamics of a horizontal axis wind turbine*. Ontario, Canada: Tese de doutorado, Universitade de Western.
- TIAN, W., OZBAY, A., & HU, H. (2014). *Effects of incoming surface wind conditions on the wake characteristics and dynamic wind loads acting on a WT model.* Phys Fluids, 26.
- V.GASS, F. S. (2011). Assessing the effect of wind power uncertainty on profitability. Renewable and Sustainable Energy Reviews 15.6, pp. 2677–2683. doi: 10.1016/j.rser.2011.01.024 (cit. on p. 21).
- VAISALA. (05 de 05 de 2021). 5 Ways Lidar Transforms Wind Energy. Fonte: windcubelidar.com
- VAISALA. (05 de 05 de 2021). Ever Higher, How transformative technology, global leadership, and unmatched service benefits wind energy. Fonte: windcubelidar.com
- VAISALA. (05 de 05 de 2021). *Lidar without limits, Innovative WindCube enhancements for wind energy*. Fonte: windcubelidar.com
- VAISALA. (05 de 05 de 2021). Nacelle-mounted lidar: new advances in Power Performance Testing, optimization and financial outcomes in wind energy. Fonte: windcubelidar.com

- VAISALA. (05 de 05 de 2021). Scanning lidar for wind energy, Key applications and benefits. Fonte: windcubelidar.com
- VAISALA. (05 de 05 de 2021). The business outcomes of lidar: advances in bankability, data quality and *flexibility*. Fonte: windcubelidar.com
- VALIMAA, I. (2015). Project development and economy, resource estimation, environmental impacts assessment, land use and permitting. Wind Energy, Aalto University.
- VASILJEVI'C, N., PALMA, J. M., ANGELOU, N., MATOS, J. C., MENKE, R., LEA, G., . . . GOMES, V. M. (2017). *Perdigão 2015: Methodology for atmospheric multi-Doppler lidar experiments.* Atmos. Meas. Tech., 10, 3463–3483.
- VESTAS. (2016). Key aspects in developing a wind power Project; . Midt. Marketing 44679 11/01.
- WAGNER, R., & BEJDIC, J. (2014). *WINDCUBE + FCR test at Hrgud, Bosnia and Herzegovina*. DTU Wind Energy: Copenhagen, Dinamarca, Volume E-0039.
- WAGNER, R., CAÑADILLAS, B., CLIFTON, A., FEENEY, S., NYGAARD, N., POODT, M., . . . WAGENAAR, J. (2014). Rotor equivalent wind speed for power curve measurement: Comparative exercise for IEA Wind Annex 32. J. Phys. Conf. Ser., 524.
- WALKER, K. e. (2016). An evaluation of the predictive accuracy of wake effects models foroffshore wind *farms.* Wind Energy.
- WALKER, K., ADAMS, N., GRIBBEN, B., GELLATLY, B., NYGAARD, N. G., HENDERSON, A., . . . MAGUIRE.(2016). An evaluation of the predictive accuracy of wake effects models for offshore wind farms.Wind Energy 19.
- WALKER, W. (2008). An Overview of the Wind Power Project Development Process and Financial Performance of Wind Energy Projects; Presentation. Wind Turbine Guidelines Advisory Committee FACA Meeting.
- WERNER, C. (2005). *Doppler Wind Lidar—Range-Resolved Optical Remote Sensing of the Atmosphere.* . Berlin/Heidelberg, Alemanha: Springer. Chapter 12, pp. 325–354.
- WESTERHELLWEG, A., & NEUMANN, T. (2011). CFD Simulations of Wake Effects at the Alpha Ventus Offshore Wind Farm. Bruxelas, Bélgica: EREA 2011.
- WILDMANN, N., KIGLE, S., & GERZ, T. (2018). Coplanar lidar measurement of a single wind energy converter wake in distinct atmospheric stability regimes at the Perdigão 2017 experiment. IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conf. Series 1037.
- WILSON, D. (1970). Doppler Radar Studies of Boundary Layer Wind Profiles and Turbulence in Snow Conditions. Tuscon, AZ, EUA: Proceedings of the 14th Conference on Radar Meteorology, 17–20 November; pp. 191–196.
- WIND ENERGY THE FACTS. (2018). *Definition of uncertainty in the predicted energy production*. Website www.wind-energy-the-facts.org, Acesso em: Julho 2018.

- WINDHUNTER. (17 de 08 de 2021). *WINDHUNTER gmbh*. Fonte: http://www.windhunter.eu/en/products/lidarsodar/
- WITHA, B., STEINFELD, G., DORENKAMPER, M., & HEINEMANN, D. (2014). *Large-eddy simulation of multiple wakes in offshore wind farms*. J. Phys. Conf. Ser, 555.
- WOLFE, J. (2010). *Deep array wake los in large onshore wind farms a model validation*. Oklahoma, EUA: AWEA Wind Resource Workshop 2010.
- WU, S., YIN, J., LI, R., WANG, X., LIU, B., & LIU, J. (2016). *Observations and analysis of turbulent wake of wind turbine by coherent Doppler lidar.* EPJ Web Conf, 119.
- YANG, W. T. (2016). *Wind Turbine Condition Monitoring: Technical & Commercial Challenges.* Durham: Wind Energy, 17(5): 673-693.
- ZHANG, L., & YANG, Q. (2020). A Method for Yaw Error Alignment of Wind Turbine Based on LiDAR. IEEE Access, Open Access Journal, Vol.8, 25052-25059.
- ZHANG, M. H. (2015). *Wind Resource Assessment and Micrositing*. Singapore: Science and Engineering, First Edition, China Machine Press, John Wiley & Sons.

ANEXO A: Dados de geração	utilizados no model	o financeiro
---------------------------	---------------------	--------------

Time step	Wind	1 WTG	18 WTGs	P50 net	P90 net 10% incerteza	P90 net 9% incerteza	P90 net 8% incerteza	P90 net 7% incerteza	P90 net 6% incerteza	P90 net 5% incerteza
yyyy-mm	m/s	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW
1948-1	6,73	367	6606	6216	5419	5499	4863	5005	4489	4685
1948-2	6,29	282	5076	4776	4164	4225	3737	3846	3450	3600
1948-3	7,26	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1948-4	8,11	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1948-5	8,29	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1948-6	9,20	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1948-7	8,90	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1948-8	9,81	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1948-9	9,21	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1948-10	9,14	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1948-11	7,84	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1948-12	7,37	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1949-1	6,87	367	6606	6216	5419	5499	4863	5005	4489	4685
1949-2	7,15	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1949-3	6,70	367	6606	6216	5419	5499	4863	5005	4489	4685
1949-4	7,51	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1949-5	8,68	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1949-6	8,79	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1949-7	8,64	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1949-8	10,21	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1949-9	9,56	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1949-10	9,47	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1949-11	8,34	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1949-12	7,31	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1950-1	6,71	367	6606	6216	5419	5499	4863	5005	4489	4685
1950-2	6,61	367	6606	6216	5419	5499	4863	5005	4489	4685
1950-3	7,04	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1950-4	7,76	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1950-5	8,51	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1950-6	8,43	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1950-7	8,92	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1950-8	9,37	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1950-9	9,28	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1950-10	9,61	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1950-11	7,94	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1950-12	8,42	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1951-1	8,03	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948

					P90 net	P90 net	P90 net	P90 net	P90 net	P90 net
Time	Wind	1 WTG	18 WTGs	P50 net	10% incerteza	9% incerteza	8% incerteza	7% incerteza	6% incerteza	5% incerteza
	m/s	LW/	kW	r So net			kW	k\M	kW	k\M
1951-2	7.40	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1951-3	7 15	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1951-4	7 69	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1951-5	8.06	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1951-6	9.32	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1951-7	8.98	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1951-8	9.35	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1951-9	9,97	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1951-10	10,31	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1951-10	9,25	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1951-11	8,42	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1951-12	8,00	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1952-1	7,89	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1952-2	7,78	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1952-3	7,49	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1952-4	8,47	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1952-5	8,56	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1952-6	9,31	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1952-7	9,32	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1952-8	9,12	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1952-9	9,94	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1952-10	8,10	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1952-11	7,65	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1952-12	7,85	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1953-1	7,19	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1953-2	7,02	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1953-3	7,29	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1953-4	8,04	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1953-5	8,46	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1953-6	9,55	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1953-7	9,37	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1953-8	9,42	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1953-9	9,21	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1953-10	9,03	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1953-11	8,74	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1953-12	8,05	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1954-1	7,60	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1954-2	7,68	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340

					P90 net	P90 net	P90 net	P90 net	P90 net	P90 net
Time	Wind	1 WTG	18 WTGs	P50 net	10% incerteza	9% incerteza	8% incerteza	7% incerteza	6% incerteza	5% incerteza
vvvv-mm	m/s	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW
1954-3	7.21	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1954-4	7,83	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1954-5	8.22	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1954-6	8.35	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1954-7	8,92	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1954-8	9,66	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1954-9	9,76	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1954-10	9,06	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1954-11	8,44	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1954-12	8,06	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1955-1	7,10	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1955-2	7,07	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1955-3	7,19	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1955-4	7,86	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1955-5	7,84	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1955-6	8,14	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1955-7	8,73	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1955-8	8,81	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1955-9	9,45	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1955-10	8,33	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1955-11	8,29	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1955-12	7,51	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1956-1	7,61	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1956-2	7,17	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1956-3	6,99	367	6606	6216	5419	5499	4863	5005	4489	4685
1956-4	7,38	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1956-5	7,78	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1956-6	8,14	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1956-7	8,60	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1956-8	10,01	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1956-9	9,52	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1956-10	9,46	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1956-11	8,69	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1956-12	7,58	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1957-1	7,52	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1957-2	7,73	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1957-3	7,02	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1957-4	7,27	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923

					P90 net	P90 net				
Time		4.14/7-0	18		10%	9%	8%	7%	6%	5%
step	Wind	1 WIG	WIGs	P50 net	incerteza	incerteza	incerteza	incerteza	incerteza	incerteza
yyyy-mm	m/s	KVV	KVV	KVV	KVV	KVV	KVV	KVV	KVV	KVV
1957-5	9,09	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1957-6	8,76	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1957-7	8,39	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1957-7	9,43	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1957-8	9,13	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1957-9	9,65	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1957-10	8,77	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1957-11	7,47	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1957-12	7,72	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1958-1	6,69	367	6606	6216	5419	5499	4863	5005	4489	4685
1958-2	6,99	367	6606	6216	5419	5499	4863	5005	4489	4685
1958-3	6,99	367	6606	6216	5419	5499	4863	5005	4489	4685
1958-4	8,16	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1958-5	8,83	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1958-6	8,22	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1958-7	8,92	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1958-8	9,44	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1958-9	9,50	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1958-10	8,33	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1958-11	7,78	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1958-12	7,72	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1959-1	7.33	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1959-2	6.86	367	6606	6216	5419	5499	4863	5005	4489	4685
1959-3	7.00	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1959-4	7.87	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1959-5	8.22	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1959-6	8.68	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1959-7	8.62	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1959-8	9.34	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1959-9	9.22	996	17928	16868	14707	14923	13100	13584	12184	12714
1050-10	9,22	996	17028	16868	14707	1/023	13100	1358/	12184	12714
1050 11	7.67	575	10250	0739	8400	9615	7620	79/2	7024	7240
1050 12	6.01	267	6606	6016	5410	5400	4962	5005	4490	4695
1909-12	7.06	307	0000	7050	0419	5499	4003	5005	4409 5070	400J
1900-1	7,00	404	6000	1000	1000	5400	0149	0328	3070	3923
1960-2	0,69	307	0000	0216	5419	5499	4863	5005	4489	4685
1960-3	7,18	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	50/6	5923
1960-4	6,92	367	6606	6216	5419	5499	4863	5005	4489	4685
1960-5	8,72	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761

					P90 net	P90 net	P90 net	P90 net	P90 net	P90 net
Time	Wind		18 WTGs	P50 pot	10%	9% incortoza	8%	7%	6%	5%
	m/s	LW	kW	r So net			kW	k\M	kW	k\M
1960-6	8 70	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1960-7	9.08	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1960-8	9.55	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1960-9	9.62	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1960-10	9.97	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1960-11	8.16	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1960-12	7.48	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1961-1	6,67	367	6606	6216	5419	5499	4863	5005	4489	4685
1961-2	6,27	282	5076	4776	4164	4225	3737	3846	3450	3600
1961-3	7,19	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1961-4	7,19	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1961-5	8,08	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1961-6	8,87	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1961-7	8,53	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1961-8	9,08	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1961-9	9,55	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1961-10	9,25	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1961-11	7,96	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1961-12	7,87	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1962-1	6,79	367	6606	6216	5419	5499	4863	5005	4489	4685
1962-2	6,86	367	6606	6216	5419	5499	4863	5005	4489	4685
1962-3	7,05	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1962-4	7,50	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1962-5	8,22	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1962-6	8,52	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1962-7	8,55	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1962-8	9,32	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1962-9	9,19	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1962-10	9,72	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1962-11	8,34	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1962-12	7,22	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1963-1	6,31	282	5076	4776	4164	4225	3737	3846	3450	3600
1963-2	6,60	367	6606	6216	5419	5499	4863	5005	4489	4685
1963-3	6,79	367	6606	6216	5419	5499	4863	5005	4489	4685
1963-4	7,47	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1963-5	8,55	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1963-5	8,05	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1963-6	8,86	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761

					P90 net	P90 net	P90 net	P90 net	P90 net	P90 net
Time	Wind	1 WTG	18 WTGs	P50 net	10% incerteza	9% incerteza	8% incerteza	7% incerteza	6% incerteza	5% incerteza
vvvv-mm	m/s	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW
1963-7	9.01	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1963-8	9.30	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1963-9	9.08	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1963-10	7.80	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1963-11	7,63	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1963-12	7,14	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1964-1	6,56	367	6606	6216	5419	5499	4863	5005	4489	4685
1964-2	7,91	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1964-3	7,65	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1964-4	8,72	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1964-5	8,71	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1964-6	8,75	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1964-7	9,48	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1964-8	9,97	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1964-9	8,71	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1964-10	7,95	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1964-11	7,91	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1964-12	7,95	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1965-1	6,81	367	6606	6216	5419	5499	4863	5005	4489	4685
1965-2	6,56	367	6606	6216	5419	5499	4863	5005	4489	4685
1965-3	7,17	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1965-4	7,52	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1965-5	8,70	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1965-6	8,55	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1965-7	9,19	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1965-8	10,01	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1965-9	9,73	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1965-10	8,60	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1965-11	7,25	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1965-12	7,07	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1966-1	6,89	367	6606	6216	5419	5499	4863	5005	4489	4685
1966-2	6,78	367	6606	6216	5419	5499	4863	5005	4489	4685
1966-3	7,36	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1966-4	7,47	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1966-5	7,87	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1966-6	8,98	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1966-7	9,18	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1966-8	9,03	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714

Time	Wind	1 WTG	18 WTGs	P50 net	P90 net 10%	P90 net 9%	P90 net 8%	P90 net 7%	P90 net 6%	P90 net 5%
vvvv-mm	m/s	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW
1966-9	9,12	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1966-10	8,62	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1966-11	7,69	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1966-12	7,68	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1967-1	7,60	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1967-2	7,48	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1967-3	7,50	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1967-4	7,88	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1967-5	8,09	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1967-6	9,33	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1967-7	9,22	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1967-8	9,35	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1967-9	9,84	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1967-10	9,20	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1967-11	8,40	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1967-12	7,72	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1968-1	8,31	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1968-2	7,63	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1968-3	7,42	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1968-4	7,78	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1968-5	8,34	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1968-6	8,63	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1968-7	8,94	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1968-8	9,00	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1968-9	9,55	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1968-10	9,59	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1968-10	8,65	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1968-11	8,21	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1968-12	8,09	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1969-1	7,54	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1969-2	7,78	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1969-3	8,12	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1969-4	8,95	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1969-5	9,06	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1969-6	8,95	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1969-7	9,31	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1969-8	9,15	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1969-9	9, <u>2</u> 3	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714

					P90 net	P90 net	P90 net	P90 net	P90 net	P90 net
Time step	Wind	1 WTG	18 WTGs	P50 net	10% incerteza	9% incerteza	8% incerteza	7% incerteza	6% incerteza	5% incerteza
vvvv-mm	m/s	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW
1969-10	8,81	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1969-11	7,79	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1969-12	7,84	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1970-1	8,02	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1970-2	8,41	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1970-3	8,28	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1970-4	8,17	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1970-5	8,47	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1970-6	9,43	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1970-7	9,85	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1970-8	9,36	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1970-9	9,03	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1970-10	7,86	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1970-11	7,70	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1970-12	7,45	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1971-1	7,55	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1971-2	7,21	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1971-3	7,59	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1971-4	8,53	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1971-5	8,70	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1971-6	10,06	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1971-7	8,97	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1971-8	9,87	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1971-9	9,46	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1971-10	8,70	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1971-11	7,43	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1971-12	7,99	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1972-1	8,03	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1972-2	7,17	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1972-3	7,58	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1972-4	8,60	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1972-5	8,64	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1972-6	8,24	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1972-7	8,86	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1972-8	9,63	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1972-9	9,57	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1972-10	9,42	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1972-11	7,51	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340

					P90 net	P90 net	P90 net	P90 net	P90 net	P90 net
Time step	Wind	1 WTG	18 WTGs	P50 net	10% incerteza	9% incerteza	8% incerteza	7% incerteza	6% incerteza	5% incerteza
vvvv-mm	m/s	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW
1972-12	7.52	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1973-1	7,37	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1973-2	7,59	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1973-3	7,40	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1973-4	8,36	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1973-5	8,69	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1973-6	8,62	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1973-7	9,02	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1973-8	9,48	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1973-9	9,79	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1973-10	8,04	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1973-11	8,12	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1973-12	7,50	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1974-1	7,53	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1974-2	7,88	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1974-3	7,22	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1974-4	8,05	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1974-5	8,70	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1974-6	8,48	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1974-7	9,07	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1974-8	8,44	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1974-8	9,31	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1974-9	8,17	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1974-10	8,56	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1974-11	8,02	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1974-12	8,10	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1975-1	7,94	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1975-2	8,63	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1975-3	8,27	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1975-4	8,60	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1975-5	8,64	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1975-6	9,43	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1975-7	9,85	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1975-8	10,46	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1975-9	8,22	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1975-10	8,37	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1975-11	8,11	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1975-12	7,46	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923

Time			18		P90 net 10%	P90 net 9%	P90 net 8%	P90 net 7%	P90 net 6%	P90 net 5%
step	Wind	1 WTG	WTGs	P50 net	incerteza	incerteza	incerteza	incerteza	incerteza	incerteza
yyyy-mm	m/s	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW
1976-1	7,42	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1976-2	7,57	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1976-3	7,89	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1976-4	8,22	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1976-5	8,05	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1976-6	8,95	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1976-7	8,19	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1976-8	9,15	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1976-9	8,66	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1976-10	8,41	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1976-11	7,66	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1976-12	7,51	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1977-1	8,24	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1977-2	7,77	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1977-3	7,37	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1977-4	7,83	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1977-5	7,90	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1977-6	9,04	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1977-7	8,18	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1977-8	8,72	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1977-9	9,69	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1977-10	9,89	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1977-11	7,60	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1977-12	7,09	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1978-1	7,88	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1978-2	7,49	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1978-3	7,91	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1978-4	8,13	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1978-5	7,75	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1978-6	8,42	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1978-7	9,02	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1978-8	9,00	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1978-9	10,27	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1978-10	8,85	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1978-11	9,32	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1978-12	7,52	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1979-1	6,89	367	6606	6216	5419	5499	4863	5005	4489	4685
1979-2	7,61	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340

Time			18		P90 net 10%	P90 net 9%	P90 net 8%	P90 net 7%	P90 net 6%	P90 net 5%
step	Wind	1 WTG	WTGs	P50 net	incerteza	incerteza	incerteza	incerteza	incerteza	incerteza
yyyy-mm	m/s	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW
1979-3	7,23	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1979-4	7,82	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1979-5	8,88	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1979-6	9,10	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1979-7	8,75	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1979-8	8,71	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1979-9	9,50	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1979-10	9,24	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1979-11	8,18	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1979-12	7,37	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1980-1	7,62	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1980-2	8,47	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1980-3	8,47	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1980-4	8,72	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1980-5	9,45	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1980-5	9,73	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1980-6	9,27	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1980-7	10,08	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1980-8	10,57	1440	25920	24388	21263	21575	19083	19640	17615	18381
1980-9	10,88	1440	25920	24388	21263	21575	19083	19640	17615	18381
1980-10	9,20	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1980-11	7,86	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1980-12	7,49	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1981-1	9,53	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1981-2	7,94	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1981-3	8,59	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1981-4	9,58	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1981-5	9,47	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1981-6	9,63	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1981-7	10,04	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1981-8	10,08	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1981-9	10,00	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1981-10	9,04	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1981-11	8,32	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1981-12	7,96	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1982-1	9,36	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1982-2	7,35	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1982-3	8,10	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948

Time			18		P90 net 10%	P90 net 9%	P90 net 8%	P90 net 7%	P90 net 6%	P90 net 5%
step	Wind	1 WTG	WTGs	P50 net	incerteza	incerteza	incerteza	incerteza	incerteza	incerteza
yyyy-mm	m/s	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW
1982-4	8,39	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1982-5	8,61	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1982-6	7,95	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1982-7	8,91	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1982-8	9,16	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1982-9	9,83	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1982-10	9,30	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1982-11	8,73	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1982-12	7,25	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1983-1	7,46	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1983-2	7,91	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1983-3	7,92	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1983-4	8,87	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1983-5	8,32	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1983-6	8,91	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1983-7	9,24	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1983-8	10,07	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1983-9	10,28	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1983-10	9,28	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1983-11	7,92	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1983-12	7,82	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1984-1	8,11	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1984-2	8,56	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1984-3	7,95	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1984-4	9.82	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1984-5	8.91	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1984-6	9.01	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1984-7	9.42	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1984-8	10,18	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1984-9	10 10	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1984-10	9.84	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1984-11	9.03	996	17928	16868	14707	14923	13100	13584	12184	12714
1984-12	7 93	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1985-1	8 30	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1985-2	7 72	575	10350	0739	8/00	2615	7620	7842	7034	7340
1085-3	7 72	575	10350	0739	8/Q0	8615	7620	78/2	7034	7340
1085 /	0 E1	942	15174	14277	12440	12620	11174	11407	10242	10764
1903-4	0,01	043	15174	14277	12440	12030	14474	11497	10312	10764
1900-0	0,51	043	13174	14277	12440	12030	111/1	11497	10312	10/01

					P90 net	P90 net	P90 net	P90 net	P90 net	P90 net
Time step	Wind	1 WTG	18 WTGs	P50 net	10% incerteza	9% incerteza	8% incerteza	7% incerteza	6% incerteza	5% incerteza
yyyy-mm	m/s	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW
1985-6	8,28	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1985-7	10,36	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1985-8	9,89	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1985-9	9,90	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1985-10	8,88	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1985-11	9,46	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1985-12	7,63	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1985-12	7,73	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1986-1	7,78	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1986-2	8,37	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1986-3	8,08	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1986-4	8,93	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1986-5	9,62	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1986-6	9,03	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1986-7	8,81	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1986-8	10,41	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1986-9	10,53	1440	25920	24388	21263	21575	19083	19640	17615	18381
1986-10	10,77	1440	25920	24388	21263	21575	19083	19640	17615	18381
1986-11	8,62	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1986-12	7,33	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1987-1	8,06	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1987-2	7,82	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1987-3	8,41	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1987-4	8,01	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1987-5	8,39	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1987-6	9,18	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1987-7	8,73	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1987-8	9,95	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1987-9	9,06	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1987-10	8,73	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1987-11	8,26	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1987-12	8,19	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1988-1	7,61	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1988-2	7,38	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
1988-3	8,35	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1988-4	8,51	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1988-5	9,11	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1988-6	9,83	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692

					P90 net	P90 net	P90 net	P90 net	P90 net	P90 net
Time step	Wind	1 WTG	18 WTGs	P50 net	10% incerteza	9% incerteza	8% incerteza	7% incerteza	6% incerteza	5% incerteza
vvvv-mm	m/s	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW
1988-7	10,26	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1988-8	10,02	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1988-9	10,35	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1988-10	9,44	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1988-11	8,54	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1988-12	8,20	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1989-1	7,65	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1989-2	7,59	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1989-3	8,85	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1989-4	9,12	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1989-5	9,24	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1989-6	9,50	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1989-7	8,69	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1989-8	10,18	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1989-9	10,27	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1989-10	8,90	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1989-11	8,19	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1989-12	9,43	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1990-1	8,81	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1990-2	8,56	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1990-3	8,34	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1990-4	8,76	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1990-5	8,72	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1990-6	8,69	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1990-7	9,50	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1990-8	10,01	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1990-9	10,67	1440	25920	24388	21263	21575	19083	19640	17615	18381
1990-10	10,05	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1990-11	9,65	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1990-12	8,75	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1991-1	8,30	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1991-2	8,02	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1991-3	8,47	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1991-4	8,63	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1991-5	9,31	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1991-6	8,94	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1991-7	9,47	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1991-8	10,72	1440	25920	24388	21263	21575	19083	19640	17615	18381

Time step	Wind	1 WTG	18 WTGs	P50 net	P90 net 10% incerteza	P90 net 9% incerteza	P90 net 8% incerteza	P90 net 7% incerteza	P90 net 6% incerteza	P90 net 5% incerteza
yyyy-mm	m/s	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW
1991-9	10,38	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1991-10	11,27	1547	27846	26200	22843	23178	20501	21099	18924	19747
1991-10	9,01	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1991-11	8,22	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1991-12	8,84	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1992-1	9,13	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1992-2	8,88	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1992-3	8,32	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1992-4	8,59	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1992-5	9,48	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1992-6	9,41	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1992-7	9,60	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1992-8	10,23	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1992-9	10,13	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1992-10	8,80	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1992-11	8,64	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1992-12	7,79	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1993-1	8,80	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1993-2	9,15	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1993-3	8,82	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1993-4	9,34	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1993-5	8,70	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1993-6	8,72	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1993-7	9,12	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1993-8	9,81	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1993-9	9,77	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1993-10	10,16	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1993-11	8,83	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1993-12	8,14	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1994-1	7,87	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1994-2	7,77	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1994-3	8,42	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1994-4	9,75	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1994-5	9,16	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1994-6	9,69	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1994-7	9,41	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1994-8	9,60	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1994-9	10,24	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594

Time			18		P90 net	P90 net	P90 net	P90 net	P90 net	P90 net
step	Wind	1 WTG	WTGs	P50 net	incerteza	9% incerteza	incerteza	incerteza	incerteza	incerteza
yyyy-mm	m/s	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW
1994-10	9,82	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1994-11	8,93	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1994-12	8,44	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1995-1	7,98	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
1995-2	8,27	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1995-3	8,31	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1995-4	8,45	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1995-5	8,65	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1995-6	8,74	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1995-7	9,71	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1995-8	10,33	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1995-9	10,30	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1995-10	10,30	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1995-11	8,74	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1995-12	8,37	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1996-1	8,80	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1996-2	8,79	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1996-3	8,67	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1996-4	8,84	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1996-5	8,63	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1996-6	9,12	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1996-7	9,25	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1996-8	9,60	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1996-9	10,68	1440	25920	24388	21263	21575	19083	19640	17615	18381
1996-10	10,65	1440	25920	24388	21263	21575	19083	19640	17615	18381
1996-11	10,05	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1996-12	8,97	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1997-1	9,19	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1997-2	9,15	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1997-3	9,09	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1997-4	8,70	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1997-5	8,57	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1997-6	8,53	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1997-7	8,99	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1997-7	9,24	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1997-8	10,23	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1997-9	9,92	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1997-10	9,33	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714

					P90 net	P90 net	P90 net	P90 net	P90 net	P90 net
Time	Wind	1 WTG	18 WTGs	P50 net	10% incerteza	9% incerteza	8% incerteza	7% incerteza	6% incerteza	5% incerteza
	m/s	LW/	kW	r So net			kW	k\M	kW	k\M
1007-11	8.68	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1997-12	8 40	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1998-1	8 73	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1998-2	9.09	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1998-3	9.30	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1998-4	9.27	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1998-5	9.80	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1998-6	9.86	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1998-7	10,40	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1998-8	10,40	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
1998-9	10,79	1440	25920	24388	21263	21575	19083	19640	17615	18381
1998-10	9,31	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1998-11	8,02	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1998-12	8,51	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
1999-1	8,33	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1999-2	8,26	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1999-3	9,14	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1999-4	9,46	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
1999-5	9,59	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1999-6	9,57	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1999-7	9,89	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1999-8	10,90	1440	25920	24388	21263	21575	19083	19640	17615	18381
1999-9	9,94	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1999-10	9,83	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
1999-11	8,42	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
1999-12	8,00	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2000-1	7,97	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2000-2	8,16	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2000-3	8,41	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2000-4	8,64	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
2000-5	8,67	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
2000-6	9,13	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2000-7	9,46	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2000-8	9,71	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
2000-9	10,27	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
2000-10	9,56	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
2000-11	8,35	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2000-12	8,17	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948

					P90 net	P90 net	P90 net	P90 net	P90 net	P90 net
Time step	Wind	1 WTG	18 WTGs	P50 net	10% incerteza	9% incerteza	8% incerteza	7% incerteza	6% incerteza	5% incerteza
vvvv-mm	m/s	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW
2001-1	8.15	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2001-2	7.55	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2001-3	7.57	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2001-4	8.18	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2001-5	8,33	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2001-6	8,30	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2001-7	8,98	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
2001-8	9,01	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2001-9	9,24	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2001-10	8,54	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
2001-11	8,21	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2001-12	8,70	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
2002-1	8,27	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2002-2	7,43	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
2002-3	7,81	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2002-4	7,97	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2002-5	8,12	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2002-6	8,60	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
2002-7	8,27	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2002-8	9,11	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2002-9	9,75	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
2002-10	9,29	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2002-11	8,78	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
2002-12	7,92	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2003-1	7,01	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
2003-2	7,54	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2003-3	7,29	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
2003-4	7,78	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2003-5	8,24	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2003-5	8,13	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2003-6	8,71	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
2003-7	8,44	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2003-8	9,40	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2003-9	9,23	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2003-10	8,51	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
2003-11	8,22	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2003-12	8,45	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2004-1	7,51	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340

					P90 net	P90 net	P90 net	P90 net	P90 net	P90 net
Time	Wind	1 WTG	18 WTGs	P50 net	10% incerteza	9% incerteza	8% incerteza	7% incerteza	6% incerteza	5% incerteza
vvvv-mm	m/s	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW
2004-2	7.63	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2004-3	7 45	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
2004-4	8 33	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2004-5	8,38	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2004-6	8.28	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2004-7	8.14	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2004-8	9.12	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2004-9	9,14	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2004-10	9,04	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2004-11	7,90	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2004-12	8,06	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2005-1	7,92	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2005-2	7,08	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
2005-3	7,50	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
2005-4	8,04	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2005-5	8,79	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
2005-6	8,62	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
2005-7	9,17	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2005-8	9,32	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2005-9	9,85	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
2005-10	9,42	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2005-11	8,68	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
2005-12	8,41	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2006-1	8,05	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2006-2	7,31	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
2006-3	7,53	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2006-4	7,99	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2006-5	8,12	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2006-6	8,94	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
2006-7	8,87	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
2006-8	9,20	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2006-9	9,32	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2006-10	8,33	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2006-11	7,96	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2006-12	8,00	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2007-1	7,57	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2007-2	8,09	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2007-3	7,50	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923

					P90 net	P90 net	P90 net	P90 net	P90 net	P90 net
Time	\\/ind	1 W/TC	18 W/TCo	DE0 not	10%	9%	8%	7%	6%	5%
step	wind m/a	L WIG	WIGS	PSUTIEL	Incerteza					
2007.4	9.10	701	12619	11972	10251	10502	0200	0561	0575	KVV 9049
2007-4	0,10	701	12010	11072	10351	10505	9290	9501	0575	0940
2007-5	8,13	701	12018	11872	10351	10503	9290	9561	6766	8948
2007-6	8,51	843	15174	142//	12448	12630	11171	11497	10312	10761
2007-7	8,61	843	15174	14277	12448	12630	111/1	11497	10312	10761
2007-8	9,76	1151	20/18	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
2007-9	9,70	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
2007-10	9,21	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2007-11	9,06	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2007-12	7,88	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2008-1	7,68	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2008-2	7,48	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
2008-3	7,06	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
2008-4	7,35	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
2008-5	7,83	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2008-6	8,26	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2008-7	8,51	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
2008-8	9,05	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2008-9	9,63	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
2008-10	10,11	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
2008-10	8,85	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
2008-11	7,47	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
2008-12	7,30	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
2009-1	7,66	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2009-2	7,08	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
2009-3	7,59	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2009-4	8,58	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
2009-5	8,57	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
2009-6	8,27	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2009-7	9,07	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2009-8	9,59	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
2009-9	8.59	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
2009-10	9.14	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2009-11	8,23	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2009-12	7.54	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2010-1	8.04	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2010-2	7 35	464	8352	7858	6851	6952	6140	6328	5676	5022
2010-3	7 80	575	10350	0738	8400	8615	7620	7842	703/	7340
2010-4	7 66	575	10350	0739	8/00	8615	7620	78/2	7034	7340
2010-4	1,00	3/3	10300	3130	0490	C100	1020	/042	1034	7340

					P90 net	P00 net	P00 net	P00 net	P00 net	P90 net
Time			18	_	10%	9%	8%	7%	6%	5%
step	Wind	1 WIG	WIGs	P50 net	incerteza	incerteza	incerteza	incerteza	incerteza	incerteza
yyyy-mm	m/s	KVV	KVV	KVV	KVV	KVV	KVV	KVV	KVV	KVV
2010-5	7,87	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2010-6	9,41	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2010-7	9,20	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2010-8	9,31	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2010-9	9,44	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2010-10	8,23	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2010-11	7,43	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
2010-12	7,16	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
2011-1	7,44	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
2011-2	7,28	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
2011-3	7,69	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2011-4	8,66	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
2011-5	8,22	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2011-6	8,02	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2011-7	9,27	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2011-8	9,62	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
2011-9	9,63	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
2011-10	9,07	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2011-11	6,44	282	5076	4776	4164	4225	3737	3846	3450	3600
2011-12	7,34	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
2012-1	8,20	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2012-2	9,17	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2012-3	7,95	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2012-4	8,03	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2012-5	8,78	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
2012-6	9,16	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2012-7	8,98	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
2012-8	10,97	1440	25920	24388	21263	21575	19083	19640	17615	18381
2012-9	10,04	1300	23400	22017	19195	19478	17227	17730	15903	16594
2012-10	8,12	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2012-11	6,37	282	5076	4776	4164	4225	3737	3846	3450	3600
2012-12	6,87	367	6606	6216	5419	5499	4863	5005	4489	4685
2013-1	6,91	367	6606	6216	5419	5499	4863	5005	4489	4685
2013-2	<u>9</u> ,19	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2013-3	6,57	367	6606	6216	5419	5499	4863	5005	4489	4685
2013-4	7,29	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
2013-5	8,47	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2013-6	9,02	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714

					P90 net					
Time		4.14/7-0	18	D5 0 (10%	9%	8%	7%	6%	5%
step	Wind	1 WIG	WIGs	P50 net	incerteza	incerteza	incerteza	incerteza	incerteza	incerteza
yyyy-mm	m/s	KVV	KVV	KVV	KVV	KVV	KVV	KVV	KVV	KVV
2013-7	9,07	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2013-8	9,98	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
2013-9	9,78	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
2013-10	9,33	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2013-11	7,61	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2013-12	5,26	149	2682	2523	2200	2232	1975	2032	1823	1902
2014-1	9,11	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2014-2	8,86	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
2014-3	8,17	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2014-4	6,87	367	6606	6216	5419	5499	4863	5005	4489	4685
2014-5	7,81	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2014-6	8,85	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
2014-7	9,78	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
2014-8	8,89	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
2014-8	9,09	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2014-9	9,39	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2014-10	7,54	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2014-11	7,56	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2014-12	7,95	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2015-1	7,90	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2015-2	6,78	367	6606	6216	5419	5499	4863	5005	4489	4685
2015-3	6.77	367	6606	6216	5419	5499	4863	5005	4489	4685
2015-4	8.25	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2015-5	8.51	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
2015-6	9.24	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2015-7	9.56	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
2015-8	9.13	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2015-9	9.59	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
2015-10	9.26	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2015-11	7 79	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2015-12	7 79	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2016-1	7 34	464	8352	7858	6851	6052	61/10	6328	5676	5023
2016-2	7,54	464	8352	7858	6851	6052	61/0	6328	5676	5023
2010-2	7,13	575	10250	0729	8400	9645	7620	7942	7024	7240
2010-3	9.10	704	10000	11070	10254	10503	0200	0564	0575	9049
2010-4	0,19	701	12010	110/2	10301	10503	9290	9301	03/3	0348
2010-5	0,11	701	12018	118/2	10351	10503	9290	1000	80/5	6948
2016-6	8,73	843	151/4	142/7	12448	12630	111/1	11497	10312	10/61
2016-7	9,02	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714

Time step	Wind	1 WTG	18 WTGs	P50 net	P90 net 10% incerteza	P90 net 9% incerteza	P90 net 8% incerteza	P90 net 7% incerteza	P90 net 6% incerteza	P90 net 5% incerteza
yyyy-mm	m/s	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW
2016-8	9,50	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
2016-9	9,50	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2016-10	9,84	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
2016-11	8,27	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2016-12	7,90	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2017-1	8,23	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2017-2	7,61	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2017-3	7,48	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
2017-4	8,02	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2017-5	8,06	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2017-6	9,51	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
2017-7	9,19	996	17928	16868	14707	14923	13199	13584	12184	12714
2017-8	9,55	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
2017-9	9,99	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
2017-10	9,53	1151	20718	19494	16995	17245	15253	15698	14080	14692
2017-11	8,32	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2017-12	7,81	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2018-1	7,39	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
2018-2	7,17	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
2018-3	7,16	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
2018-4	8,08	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2018-5	8,14	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2018-6	7,94	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2018-7	8,20	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2018-8	8,45	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2018-9	8,23	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2018-10	8,80	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761
2018-11	8,20	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2018-12	7,21	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
2019-1	7,65	575	10350	9738	8490	8615	7620	7842	7034	7340
2019-2	6,55	367	6606	6216	5419	5499	4863	5005	4489	4685
2019-3	7,05	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
2019-4	7,40	464	8352	7858	6851	6952	6149	6328	5676	5923
2019-5	7,73	575	10350	9738	8490	<u>861</u> 5	7620	7842	7034	7340
2019-6	8,41	701	12618	11872	10351	10503	9290	9561	8575	8948
2019-7	8,81	843	15174	14277	12448	12630	11171	11497	10312	10761

ANEXO B: Curva de potência utilizada no modelo financeiro

		Curva de Potência
		densidade do ar: 1,06
Wind ,		kg/m3
m/s		kW
0	0,5	0
0,5	1	0
1	1,5	0
1,5	2	0
2	2,5	0
2,5	3	0
3	3,5	0
3,5	4	13
4	4,5	50
4,5	5	96
5	5,5	149
5,5	6	211
6	6,5	282
6,5	7	367
7	7,5	464
7,5	8	575
8	8,5	701
8,5	9	843
9	9,5	996
9,5	10	1151
10	10,5	1300
10,5	11	1440
11	11,5	1547
11,5	12	1615
12	12,5	1653
12,5	13	1664
13	13,5	1675
13,5	14	1680
14	14,5	1680
14,5	15	1680
15	15,5	1680
15,5	16	1680
16	16,5	1680
16,5	17	1680
17	17,5	1680
17,5	18	1680
18	18,5	1680

		Curva de Potência
		densidade do ar: 1,06
Wind		kg/m3
m/s		kW
18,5	19	1680
19	19,5	1680
19,5	20	1680
20	20,5	1680
20,5	21	1680
21	21,5	1680
21,5	22	1680
22	22,5	1680
22,5	23	1680
23	23,5	1680
23,5	24	1680
24	24,5	1680
24,5	25	1680
25	25,5	1680
25,5	26	1680
26	26,5	1680
26,5	27	1680
27	27,5	1680
27,5	28	1680
28	28,5	1680
28,5	29	1680
29	29,5	1680
29,5	0	1680