

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

WILLIAN MARIANO GAJARDONI

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA PROJETO
PROPOSTO DE TURBINAS VAWT EM COMPARAÇÃO A OPÇÕES
COMERCIALMENTE DISPONÍVEIS**

LONDRINA

2022

WILLIAN MARIANO GAJARDONI

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA PROJETO
PROPOSTO DE TURBINAS VAWT EM COMPARAÇÃO A OPÇÕES
COMERCIALMENTE DISPONÍVEIS**

**Technical and economic feasibility analysis for proposed VAWT turbine design
compared to commercially available options**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Mecânica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Orientador: Prof. Dr. Ricardo de Vasconcelos Salvo

LONDRINA

2022



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Esta licença permite compartilhamento, remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, mesmo para fins comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es). Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

WILLIAN MARIANO GAJARDONI

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA PROJETO
PROPOSTO DE TURBINAS VAWT EM COMPARAÇÃO A OPÇÕES
COMERCIALMENTE DISPONÍVEIS**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação
apresentado como requisito para obtenção do título
de Bacharel em Engenharia Mecânica da
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
(UTFPR).

Data de aprovação: 29/Novembro/2022

Ricardo de Vasconcelos Salvo
Doutor em Engenharia Mecânica
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Ismael de Marchi Neto
Doutor em Engenharia Mecânica
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Rafael Sene de Lima
Doutor em Engenharia Mecânica
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

LONDRINA

2022

AGRADECIMENTOS

Por guiar-me com paciência e seu conhecimento durante essa última etapa da graduação, em tempos sem precedentes de pandemia, agradeço ao meu orientador Prof. Dr. Ricardo de Vasconcelos Salvo.

Pelo companheirismo, apoio e amizade que Arthur e Gabriel me ofereceram nessa jornada, sou profundamente grato. Não teria chegado aqui sem vocês.

Pelo apoio e amor incondicional por toda minha vida, agradeço a meus pais Gizeli e Rinaldo. Sou e serei eternamente grato.

Tenho muito pelo que ter gratidão e, por isso, agradeço à vida. Desejo que seus mistérios se desenrolem da forma mais inusitada e divertida possível e que eu esteja aberto, preparado e capaz de ver suas oportunidades.

Não é o crítico que importa; nem aquele que aponta onde foi que o homem tropeçou ou como o autor das façanhas poderia ter feito melhor. O crédito pertence ao homem que está por inteiro na arena da vida, cujo rosto está manchado de poeira, suor e sangue; que luta bravamente. Que erra, que decepciona, porque não há esforço sem erros e decepções; mas que, na verdade, se empenha em seus feitos; que conhece o entusiasmo, as grandes paixões; que se entrega a uma causa digna; que, na melhor das hipóteses, conhece no final o triunfo da grande conquista e que, na pior, se fracassar, ao menos fracassa ousando grandemente.
(adaptado de ROOSEVELT, 1910).

RESUMO

Oriundo de uma curiosidade pessoal e respaldando-se na necessidade estratégica de geração de energia cuja oferta não dependa da disponibilidade de água, em função do desabastecimento dos reservatórios das usinas hidrelétricas brasileiras, optou-se por explorar o campo de geração de energia elétrica renovável através de turbinas eólica de eixo vertical. Através de uma ferramenta de simulação, foi feita a proposta e comparação com turbinas comercialmente disponíveis de cinco projetos de turbina eólica de eixo vertical cujos parâmetros geométricos e de operação foram informados pela literatura disponível. O trabalho apresenta os resultados da análise de viabilidade técnica e econômica dos cinco projetos propostos, simulados com parâmetros de regime dos ventos para a altitude de cem metros nas cidades de Londrina-PR, São Paulo-SP e Viçosa do Ceará-CE. Dentro das premissas estabelecidas no trabalho, foi-se bem-sucedido em propor dez combinações viáveis de projetos e localidades, cujos valores de *payback* foram todos menores do que a expectativa de vida dos equipamentos. Sendo que o projeto de menor *payback* foi inferior a seis meses em Viçosa do Ceará, com um potencial de geração de energia 24516 KWh por ano.

Palavras-chave: VAWT; Weibull; geração de energia renovável; simulação.

ABSTRACT

Coming from a personal curiosity and based on the strategic need to generate energy whose supply does not depend on the availability of water, due to the reduction in reservoir levels in Brazilian hydroelectric plants, it was decided to explore the field of renewable electricity generation through vertical axis wind turbines. Using a simulation tool, five vertical axis wind turbine, whose geometric and operating parameters were informed by the available literature, were proposed and compared to commercially available turbines. The paper presents the results of the technical and economic feasibility analysis of the five proposed projects, simulated with Wind regimen parameters for an altitude of one hundred meters in the cities of Londrina-PR, São Paulo-SP and Viçosa do Ceará-CE. Within the premises established within the paper, ten viable combinations of projects and locations were successfully found, whose payback values were all lower than the life expectancy of the equipment. With the lowest payback being less than six months in Viçosa do Ceará, with a potential energy generation of 24516 KWh per year for that project.

Keywords: VAWT; Weibull; renewable energy generation; simulation.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Oferta Interna de Energia (OIE) em 2020 no Brasil	18
Tabela 2 - Oferta Interna de Energia Elétrica (OIEE) em 2020 no Brasil.....	18
Tabela 3 - Parâmetros relacionados ao regime dos ventos por localidade	39
Tabela 4 - Parâmetros de projetos para VAWTs comerciais adaptadas	40
Tabela 5 - Parâmetros de projetos para VAWTs propostas.....	42
Tabela 6 - Parâmetros de simulação do Qblade	43
Tabela 7 - Parâmetros de simulação para VAWTs propostas	44
Tabela 8 - Parâmetros de simulação para VAWTs comerciais adaptadas	45
Tabela 9 - Exemplo da análise realizada utilizando a turbina Aeolos V – 1KW .	46
Tabela 10 - Preços do KWh para consumidor residencial (categoria B), considerando bandeira verde	48
Tabela 11 - Viabilidade técnica das turbinas propostas para cada localidade ..	63
Tabela 12 - Geração anual prevista de energia por turbina.....	64
Tabela 13 - Payback simples dos projetos propostos viáveis por localidade. ..	64

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Principais tipos de turbina eólica (um exemplo tipo HAWT e três exemplos tipo VAWT)	23
Figura 2 - Exemplo de uma curva de potência de uma turbina de 1KW.....	24
Figura 3 - Vista isométrica de uma VAWT típica com rotor tipo H.....	25
Figura 4 - Exemplo de curva de desempenho de uma turbina eólica tipo VAWT (Cp x TSR).....	26
Figura 5 - Diferentes tipos de VAWTs de sustentação (a) rotor - H “Musgrove” (b) rotor curvado “Darrieus” (c) rotor helicoidal “Gorlov”	27
Figura 6 - Ilustração de ângulos negativos de <i>pitch</i>	32
Figura 7 - Ilustração do ângulo de cone ξ	32
Figura 8 - Exemplo de junções carenadas na turbina Nénuphar-Wind 600 kW	34
Figura 9 - Ilustração do ângulo de fixação das asas com os suportes	35
Figura 10 - Exemplos de arranjos perpendiculares das escoras (struts) acompanhados de diagramas de momento fletor.....	35
Figura 11 - Comparação entre curvas de potência da turbina comercial adaptada Aeolos V – 1KW, dos dados da brochura e da turbina proposta 3X..	50
Figura 12 - Curvas de potência resultantes do aumento da corda e variação de TSR para turbina comercial adaptada Aeolos V – 1KW.....	51
Figura 13 - Comparação entre curvas de potência da turbina comercial adaptada Aeolos V – 1KW, do projeto adaptado com corda reduzida e do projeto adaptado com corda aumentada	51
Figura 14 - Comparação de curvas de potências entre dados da brochura e a turbina adaptada Aeolos V – 1KW com alteração de corda e TSR	53
Figura 15 - Comparação entre curvas de potência da turbina comercial adaptada Aeolos V – 1KW com corda reduzida e do projeto proposto 3X	54
Figura 16 - Comparação entre velocidade angular da turbina adaptada Aeolos V – 1KW com corda reduzida, da turbina comercial adaptada e do projeto proposto 3X	55
Figura 17 - Ondulações de torque no eixo da turbina proposta 3X com velocidades do vento de 2 a 12 m/s.....	56

Figura 18 - Ondulações de torque no eixo da turbina adaptada Aeolos V – 1KW a variadas velocidades de vento.....	56
Figura 19 - Comparação de resultados de curva de potência entre dados da brochura e projeto adaptado da turbina Fairwind.....	57
Figura 20 - Comparação de resultados de curva de potência entre versões do <i>software</i> Qblabe para turbina comercial adaptada Aeolos V – 300W, com base na versão mais nova	58
Figura 21 - Distribuição de Weibull para cidade de Londrina a 100 metros de altitude	59
Figura 22 - Distribuição de Weibull para cidade de São Paulo a 100 metros de altitude	60
Figura 23 - Distribuição de Weibull para cidade de Viçosa do Ceará a 100 metros de altitude	60
Figura 24 - Curvas de torque da turbina proposta 3X com velocidades do vento de 14 a 24 m/s	62
Figura 25 – Curvas de potência para todos os projetos propostos simuladas até velocidade do vento de 25 m/s	63
Figura 26 - Comparação entre curvas de potência da turbina comercial adaptada Aeolos V – 300W, dos dados da brochura e da turbina proposta 1X.	76
Figura 27 - Curvas de potência resultantes do aumento da corda e variação de TSR para turbina comercial adaptada Aeolos V – 300W	76
Figura 28 - Comparação entre curvas de potência da turbina comercial adaptada Aeolos V – 300W, do projeto adaptado com corda reduzida e do projeto adaptado com corda aumentada	77
Figura 29 - Comparação de curvas de potências entre dados da brochura e a turbina adaptada Aeolos V – 300W com alteração de corda e TSR.....	77
Figura 30 - Comparação entre curvas de potência da turbina comercial adaptada Aeolos V – 300W com corda reduzida e do projeto proposto 1X.....	78
Figura 31 - Comparação entre velocidade angular da turbina adaptada Aeolos V – 300W com corda reduzida, da turbina comercial adaptada e do projeto proposto 1X	78
Figura 32 - Ondulações de torque no eixo da turbina proposta 1X com velocidades do vento de 2 a 12 m/s.....	79

Figura 33 - Comparação entre curvas de potência da turbina comercial adaptada Aeolos V – 600W, dos dados da brochura e da turbina proposta 2X.	79
Figura 34 - Curvas de potência resultantes do aumento da corda e variação de TSR para turbina comercial adaptada Aeolos V – 600W	80
Figura 35 - Comparação entre curvas de potência da turbina comercial adaptada Aeolos V – 600W, do projeto adaptado com corda reduzida e do projeto adaptado com corda aumentada	80
Figura 36 - Comparação de curvas de potências entre dados da brochura e a turbina adaptada Aeolos V – 600W com alteração de corda e TSR	81
Figura 37 - Comparação entre curvas de potência da turbina comercial adaptada Aeolos V – 600W com corda reduzida e do projeto proposto 2X	81
Figura 38 - Comparação entre velocidade angular da turbina adaptada Aeolos V – 600W com corda reduzida, da turbina comercial adaptada e do projeto proposto 2X	82
Figura 39 - Ondulações de torque no eixo da turbina proposta 2X com velocidades do vento de 2 a 12 m/s	82
Figura 40 - Curvas de torque da turbina proposta 2X com velocidades do vento de 14 a 24 m/s	83
Figura 41 - Comparação entre curvas de potência da turbina comercial adaptada Aeolos V – 3KW, dos dados da brochura e da turbina proposta 4X	83
Figura 42 - Curvas de potência resultantes do aumento da corda e variação de TSR para turbina comercial adaptada Aeolos V – 3KW	84
Figura 43 - Comparação entre curvas de potência da turbina comercial adaptada Aeolos V – 3KW, do projeto adaptado com corda reduzida e do projeto adaptado com corda aumentada	84
Figura 44 - Comparação de curvas de potências entre dados da brochura e a turbina adaptada Aeolos V – 3KW com alteração de corda e TSR	85
Figura 45 - Comparação entre curvas de potência da turbina comercial adaptada Aeolos V – 3KW com corda reduzida e do projeto proposto 4X	85
Figura 46 - Comparação entre velocidade angular da turbina adaptada Aeolos V – 3KW com corda reduzida, da turbina comercial adaptada e do projeto proposto 4X	86
Figura 47 - Ondulações de torque no eixo da turbina proposta 4X com velocidades do vento de 3 a 11 m/s	86

Figura 48 - Curvas de torque da turbina proposta 4X com velocidades do vento de 14 a 24 m/s	87
Figura 49 - Comparação entre curvas de potência da turbina comercial adaptada Aeolos V – 5KW, dos dados da brochura e da turbina proposta 5X..	87
Figura 50 - Curvas de potência resultantes do aumento da corda e variação de TSR para turbina comercial adaptada Aeolos V – 5KW.....	88
Figura 51 - Comparação entre curvas de potência da turbina comercial adaptada Aeolos V – 5KW e do projeto adaptado com corda aumentada	88
Figura 52 - Comparação de curvas de potências entre dados da brochura e a turbina adaptada Aeolos V - 5KW com alteração de corda e TSR.....	89
Figura 53 - Comparação entre velocidade angular da turbina adaptada Aeolos V – 5KW e do projeto proposto 5X.....	89
Figura 54 - Ondulações de torque no eixo da turbina proposta 5X com velocidades do vento de 3 a 11 m/s.....	90
Figura 55 - Curvas de torque da turbina proposta 5X com velocidades do vento de 14 a 24 m/s	90

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Quadro de comparação qualitativa entre configurações de VAWTs	27
Quadro 2 - Quadro de comparação entre número de pás para VAWTs com rotor tipo H	29
Quadro 3 - Quadro de comparação entre arfagem fixa e variável	30
Quadro 4 - Parâmetros recomendados para VAWTs baseado na revisão da literatura	41

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Objetivos Gerais	20
1.2	Objetivos Específicos	20
1.3	Justificativa.....	20
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	22
2.1	Turbinas Eólicas: HAWT e VAWT	22
2.2	Características de uma turbina VAWT.....	23
2.3	Curvas de potência	24
2.4	Terminologia para turbinas VAWT	24
2.5	Parâmetros de projeto de uma turbina VAWT	26
2.6	Configuração	26
2.7	Solidez (<i>solidity</i>).....	28
2.8	Número de pás.....	28
2.9	Razão Corda/Raio.....	29
2.10	Razão H/R e razão de aspecto.....	29
2.11	Arfagem (<i>pitch</i>) variável.....	30
2.12	Conexão asa-escora (<i>blade-strut</i>) e ângulo de arfagem (<i>pitch</i>)	30
2.13	Afunilamento (<i>taper</i>) da asa e ângulo de cone	32
2.14	Perfil de asa do aerofólio.....	33
2.15	Orientação da concavidade do perfil de asa.....	33
2.16	Número de Reynolds na asa.....	33
2.17	Efeitos das escoras	34
2.18	Carenagem na conexão asa-escora.....	34
2.19	Orientação e arranjo das escoras	34
2.20	Dispositivos de potencialização de escoamento	36
2.21	Estratégia de controle.....	36
2.22	Distribuição de Weibull.....	36
2.23	QBlade.....	37
2.24	<i>Payback</i> simples.....	38
3	METODOLOGIA	39
3.1	Parâmetros relacionados aos ventos	39
3.2	Turbinas comerciais.....	39
3.3	Projetos propostos.....	40

3.4	Simulações	42
3.4.1	Validação.....	45
3.5	Viabilidade Econômica por <i>Payback</i> simples	47
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	49
4.1	Resultados e Discussões: Validação	49
4.2	Resultados e Discussões: Resultados finais	59
5	CONCLUSÃO	65
	REFERÊNCIAS.....	67
	APÊNDICE.....	75

1 INTRODUÇÃO

Geração de energia descentralizada ou também denominada geração distribuída, trata-se da produção de energia em montantes relativamente pequenos cuja localização é próxima ao ponto de consumo. Exemplos de geração descentralizada renovável são micro turbinas, turbinas a gás, células de combustíveis e sistemas de geração solar, enquanto geradores à diesel são exemplos não renováveis ou com emissão de carbono relevantes (AKINYELE; RAYUDU, 2013).

A Geração distribuída pode estar ligada diretamente à rede elétrica de abastecimento ou operar de forma autônoma. Quando opera autonomamente, é comum que se faça o uso de baterias para armazenar energia gerada em excesso e, na ocasião de operar ligada à rede de abastecimento, a energia elétrica que não for consumida pode ser vendida ao provedor de energia e, caso os geradores não produzam o suficiente, o restante pode ser consumido da rede local (AKINYELE; RAYUDU, 2014).

Recentemente, alguns fatores têm aumentado o interesse coletivo em geração descentralizada. Por exemplo, o aumento da demanda energética, problemas de confiabilidade na geração e distribuição de energia centralizada, principalmente em casos de desastre natural, o custo relativamente baixo dos sistemas de geração descentralizada ou então, os benefícios socioeconômicos de fornecer acesso à eletricidade para residências não conectadas à rede de distribuição (AKINYELE; RAYUDU, 2014).

Ainda, a respeito dos benefícios socioeconômicos, o Relatório de Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (Sustainable Development Goals) de 2021, em especial a respeito do objetivo sete: garantir o acesso à energia acessível, confiável, sustentável e moderna para todos; traz que 759 milhões de pessoas no planeta ainda não possuem acesso à eletricidade (ONU, 2021). No Brasil, 99,8% dos domicílios possui acesso a energia elétrica, sendo que o menor percentual, por região, é o da região Norte com 98,8% dos domicílios atendidos (SIDRA, 2021).

Agora, a respeito da confiabilidade no fornecimento de energia elétrica, especificamente no Brasil, podemos analisar a crise hídrica e sua relação com as capacidades das usinas hidrelétricas nacionais (UHE).

Os volumes de chuvas dos períodos úmidos de 2012 até 2017 no Brasil foram abaixo da média histórica, impactando a recarga dos reservatórios nacionais. Por consequência, os reservatórios acabaram deplecionados para atendimentos das demandas por água e terminaram o ano de 2017 em níveis baixos. O ano de 2018 trouxe recuperação momentânea aos reservatórios, contudo, ao final de dezembro de 2019, os reservatórios de geração de energia hidrelétrica componentes do Sistema Interligado Nacional (SIN) estavam nos menores volumes úteis dos últimos cinco anos para a mesma época (ANA, 2020).

Como mencionado, os níveis dos reservatórios do SIN foram afetados e, conseqüentemente, ocorreram reduções na produção de energia através de usinas hidrelétricas, especialmente na UGRHS (Unidade de Gestão de Recursos Hídricos) da bacia do Rio Paraná. Por exemplo, na UHE Itaipu, no Posto Capanema, observou-se redução de 26,5% da vazão média anual se comparado à média acumulada até 2018. Os valores foram de 1804,58 m³/s para 1326,81 m³/s (ANA, 2020).

Considerando, então, o impacto da crise de abastecimento hídrico nos níveis das barragens das usinas de geração hidrelétrica (UHE), faz-se necessário entender o quão relevante ao cenário global de geração de energia no Brasil é a redução das capacidades de geração das UHE.

Dessa forma, é útil introduzir à discussão os conceitos: matriz energética, matriz elétrica, oferta interna de energia (OIE) e oferta interna de energia elétrica (OIEE).

Matriz energética trata-se do conjunto total de formas de energia disponíveis no país, por exemplo, combustíveis e eletricidade. A matriz elétrica se trata da parcela da matriz energética relativa somente à eletricidade.

Oferta interna de energia é a energia necessária para movimentar a economia de uma região, num espaço de tempo (MME, 2020). E, por fim, a oferta interna de energia elétrica é a parcela da OIE relacionada somente às necessidades de energia elétrica.

Podemos observar, na Tabela 1, a composição da OIE em 2020 no Brasil.

Tabela 1 - Oferta Interna de Energia (OIE) em 2020 no Brasil

ESPECIFICAÇÃO	mil tep			Estrutura%	
	2019	2020	2020/2019 %	2019	2020
NÃO-RENOVÁVEL	158.316	148.518	-6,2	53,9	51,6
Petróleo e Derivados	100.898	95.247	-5,6	34,3	33,1
Gás Natural	35.909	33.824	-5,8	12,2	11,8
Carvão Mineral e Derivados	15.435	14.027	-9,1	5,3	4,9
Urânio (U308) e Derivados	4.292	3.727	-13,2	1,5	1,3
Outras não-renováveis (a)	1.780	1.693	-4,9	0,6	0,6
RENOVÁVEL	135.642	139.094	2,5	46,1	48,4
Hidráulica e Eletricidade	36.364	36.210	-0,4	12,4	12,6
Lenha e Carvão Vegetal	25.725	25.710	-0,1	8,8	8,9
Derivados da Cana-de-Açúcar	52.841	54.933	4,0	18,0	19,1
Outras renováveis(b)	20.712	22.241	7,4	7,0	7,7
Total	293.957	287.612	-2,2	100,0	100,0
dos quais fósseis	154.023	144.791	-6,0	52,4	50,3

Nota: (a) Gás de alto-forno, de aciaria e de enxofre; (b) Lixívia, biodiesel, eólica, solar, casca de arroz, biogás, resíduos de madeira, gás de carvão vegetal e capim elefante.

Fonte: Resenha Energética Brasileira (2020).

Olhando os dados da OIE, podemos ver que a produção de energia equivalente em mil toneladas de petróleo (Ktep) para energia Hidráulica e Eletricidade caiu como se esperava. Entretanto, a variação foi somente de -0,4%. Ainda, se olharmos que somente 12,6% da OIE é oriunda das UHE, pode-se passar uma falsa segurança a respeito dos impactos da crise hídrica.

A fim de entender o impacto, de fato, que as secas podem trazer faz-se necessário olhar o OIEE, conforme Tabela 2.

Tabela 2 - Oferta Interna de Energia Elétrica (OIEE) em 2020 no Brasil

ESPECIFICAÇÃO	GWh			Estrutura%	
	2019	2020	2020/2019 %	2019	2020
Hidráulica	397.877	396.327	-0,4	61,1	61,4
Bagaço de Cana	36.827	38.776	5,3	5,7	6,0
Eólica	55.986	57.051	1,9	8,6	8,8
Solar	6.655	10.750	61,5	1,0	1,7
Outras renováveis (a)	18.094	19.966	10,3	2,8	3,1
Óleo	6.926	7.745	11,8	1,1	1,2
Gás Natural	60.448	53.464	-11,6	9,3	8,3
Carvão	15.327	11.946	-22,1	2,4	1,8
Nuclear	16.129	14.053	-12,9	2,5	2,2
Outras não-renováveis (b)	12.060	11.121	-7,8	1,9	1,7
Importação	24.957	24.718	-1,0	3,8	3,8
Total (c)	651.285	645.915	-0,8	100,0	100,0
dos quais renováveis	540.395	547.587	1,3	83,0	84,8

Nota: (a) Lixívia, biogás, casca de arroz, capim elefante, resíduos de madeira e gás de carvão vegetal; (b) Gás de alto-forno, de aciaria, de coqueria, de refinaria e de enxofre;

(c) Inclui autoprodutor cativo (que não usa a rede básica).

Fonte: Resenha Energética Brasileira (2020).

Pode-se observar que os valores de GWh gerados de 2019 para 2020 caíram como se esperava. Entretanto, o ponto de maior importância está em considerar os percentuais da estrutura. Observar que fontes hidráulicas de energia foram responsáveis por 61,4% da produção de energia no ano de 2020 deixa claro o quanto dependente é a matriz elétrica brasileira da geração hidrelétrica.

Notada a dependência expressiva da OIEE brasileira da energia hidrelétrica, pode-se começar a pensar em alternativas para diversificar e salvaguardar a produção de eletricidade do país. Em especial, pode-se recorrer às estratégias de geração distribuída.

Dessa forma, pensando especificamente em geração descentralizada de natureza eólica, desde a implantação do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) em 2004, a geração de energia eólica tem sido a fonte de energia com crescimento mais rápido do Brasil, embora ainda não de natureza descentralizada.

Espera-se que até 2023 a capacidade eólica instalada no país seja de 22,44 GW, representando cerca de 11,5% da quota de geração de energia elétrica em contraste com os 8,8% em 2020 (MME, 2014). A expansão desse modal de energia se dará em grande parte no Nordeste, onde a velocidade média anual é em torno de 8 m/s (CRESESB, 2001). Ainda, um estudo mostrou que condições de vento na região Nordeste são mais favoráveis e estáveis do que outras regiões do Brasil e outros países (JUÁREZ et al, 2014)

Simulações para localidades na Nova Zelândia e Nigéria revelaram que a geração distribuída tem potencial para oferecer soluções de energia renovável, econômica e confiável para aplicações domésticas. Em especial, no caso avaliado em Wellington, na Nova Zelândia, a opção de geração distribuída eólica com conexão à rede elétrica se mostrou como a melhor opção das simulações, com o agravante que a redução das despesas elétricas depende do preço de compra da energia produzida (AKINYELE; RAYUDU, 2014).

Nesse contexto, é desenvolvido o presente trabalho, cujo fim é analisar a viabilidade econômica de microgeração eólica utilizando turbinas eólicas de eixo vertical (VAWT).

1.1 Objetivos Gerais

O objetivo deste trabalho é estimar a viabilidade técnica e econômica de cinco propostas de projetos de turbinas de vento de eixo vertical nas cidades de Londrina-PR, São Paulo-SP e Viçosa do Ceará-CE, a partir de seu desempenho aerodinâmico, com geometria e parâmetros informados pelo trabalho de HAND et al. (2021) através da ferramenta de simulação QBlade.

1.2 Objetivos Específicos

Delimita-se como objetivo específico do trabalho:

- Testar os parâmetros otimizados propostos pela literatura;
- Propor projetos com desempenhos superiores ao que foi encontrado comercialmente;
- Projetar turbinas com um *payback* simples que seja, ao menos, menor do que sua vida útil esperada;
- Aprofundar o conhecimento do autor sobre o tema.

1.3 Justificativa

Motivado por uma curiosidade pessoal e uma percepção subjetiva que a modalidade eólica de geração descentralizada de energia é pouco aplicada, foi decidido o escopo inicial do presente trabalho: turbinas eólicas de pequeno porte para geração distribuída.

Resultado do estudo sobre o escopo inicial, foi feito contato com a modalidade vertical de turbinas eólicas, em inglês *Vertical Axis Wind Turbine* (VAWT), cujo projeto compacto e potencial inexplorado também despertou curiosidade.

Em função do desabastecimento das UHE oriundo dos períodos chuvosos insuficientes (ANA, 2020), é estrategicamente interessante possuir uma opção de geração de energia que não dependa somente das chuvas.

Seria fortuito, ainda, se os modelos de turbina VAWT concebidos pudessem auxiliar na ampliação da oferta de energia renovável, no acesso à energia elétrica em regiões desconectadas da rede elétrica ou ainda atuasse como uma opção de geração descentralizada dentro de centros urbanos. E, embora o potencial já tenha

vido provado em outras regiões (AKINYELE; RAYUDU, 2014), o desempenho eólico é fortemente dependente do regime dos ventos da região.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Essa seção aborda o embasamento teórico para a execução do presente trabalho. Inicia-se a revisão com os conceitos sobre turbinas eólicas e seus parâmetros de projeto, seguidos de conceitos para tratar dados históricos de ventos de forma estatística, dos parâmetros econômicos de viabilidade e da apresentação do *software* utilizado.

2.1 Turbinas Eólicas: HAWT e VAWT

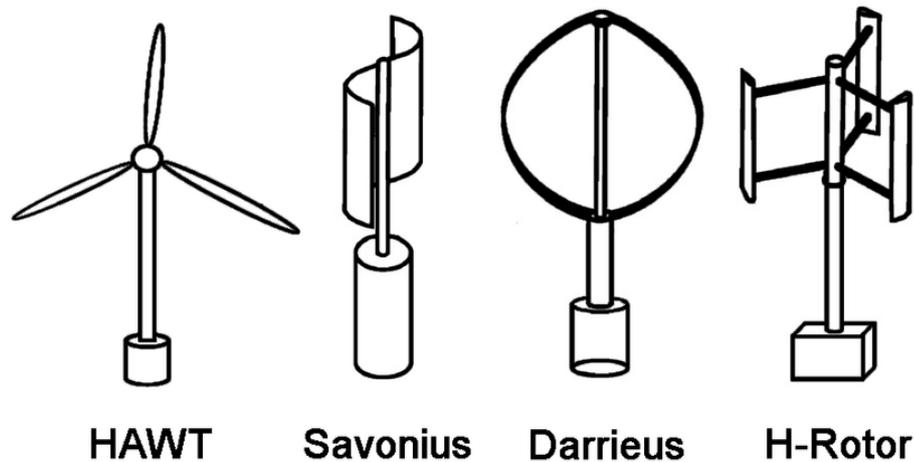
A tecnologia de turbinas eólicas trata-se de uma área complexa dentro da engenharia. Sua aplicação envolve técnicas multidisciplinares, como aerodinâmica, engenharia mecânica, dinâmica de estruturas, meteorologia, engenharia elétrica, transmissão e integração das turbinas no sistema de distribuição de energia (HANSEN, 2017).

Essa tecnologia amadureceu ao longo dos anos e se tornou a fonte de energia renovável mais promissora e confiável hoje. Foi muito aprimorada, desde o início dos anos 1980, iniciando em turbinas eólicas com produção de alguns KW até as atuais turbinas eólicas que trabalham em ordens de MW (HANSEN, 2017).

Os principais componentes de uma turbina de vento são: rotor aerodinâmico, sistema de transmissão, gerador, interface eletrônica de potência e sistema de controle (HANSEN, 2017).

Dentre as turbinas eólicas existem duas grandes divisões a respeito da orientação do eixo em torno do qual o rotor gira: há turbinas com o eixo na direção horizontal denominadas HAWT (*Horizontal Axis Wind Turbine*) e há turbinas cujo eixo está na direção vertical chamadas VAWT (*Vertical Axis Wind Turbine*), conforme ilustrado na Fig. 1.

Figura 1 - Principais tipos de turbina eólica (um exemplo tipo HAWT e três exemplos tipo VAWT)



Fonte: KOZAK (2014).

2.2 Características de uma turbina VAWT

Turbinas VAWT são omnidirecionais por natureza. Não exigem mecanismo de correção de guinada (yaw), cuja falha é uma das causas primárias de avaria em sistemas mecânicos de HAWTs (TAVNER et al, 2007; TAVNER et al, 2010).

Um dos principais incentivos para buscar desenvolver a tecnologia VAWT é reduzir o nível de complexidade mecânica em comparação com HAWTs para poder obter maiores níveis de confiabilidade e robustez para subsequente atuação em ambientes hostis tais quais fazendas de geração offshore (HAND et al, 2021).

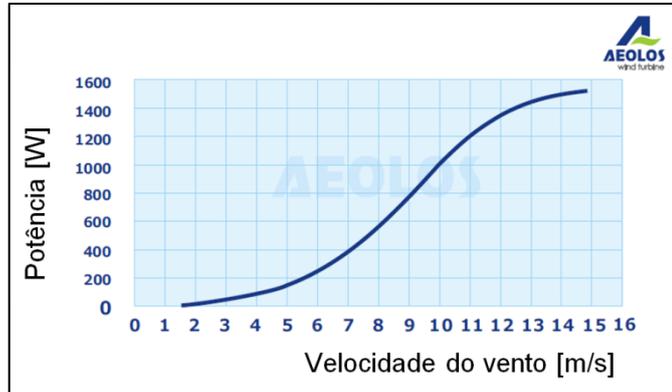
Não há requisitos para um mecanismo de controle de arfagem da asa (blade pitch) para VAWTs para ajustar o ângulo de ataque do aerofólio, já que a VAWT é autogerida quando exposta a ventos em alta velocidade, explorando o estol dinâmico para controlar e gerenciar a absorção de energia (HAND et al, 2021). Esse fato, especialmente, oferece uma vantagem de segurança em situações com ventos extremamente estocásticos (APELFROJD et al, 2016).

Entretanto, em comparação às turbinas horizontais, VAWTs, na situação presente, apresentam desempenho inferior a respeito de potência gerada e eficiência global (WHITTLESEY, 2017). Contudo, calcula-se que estruturalmente o limite máximo que, atualmente, uma VAWT poderia oferecer seria 30 MW (OTTERMO; BERNHOFF, 2013).

2.3 Curvas de potência

Na Fig. 2, pode-se observar um exemplo de curva de potência para turbinas eólicas.

Figura 2 - Exemplo de uma curva de potência de uma turbina de 1KW



Fonte: adaptado de AEOLOS Wind Turbine Star (2022).

A curva de potência de uma turbina eólica informa a potência elétrica gerada para cada velocidade do vento em que o dispositivo estiver operando. Dessa forma, passa a ser possível prever o desempenho de uma turbina de vento em diferentes localidades somente com os dados de velocidade dos ventos (GNOATTO, 2017).

Caso não seja possível encontrar a curva de potência, pode-se estimá-la pelas velocidade de *cut-in*, velocidade nominal e velocidade de *cut-out* (GNOATTO, 2017).

A velocidade de *cut-in* é a velocidade mínima do vento para que a turbina arranque, velocidade de *cut-out* representa a velocidade de corte da turbina e a velocidade nominal é a velocidade na qual a turbina fornece sua potência nominal.

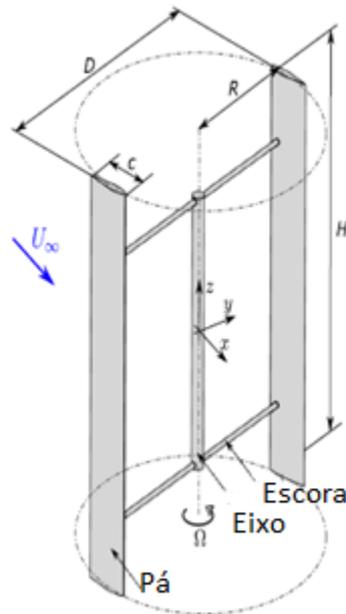
2.4 Terminologia para turbinas VAWT

Tip Speed Ratio (TSR) ou razão da velocidade de ponta, apresentado na Eq. (1) trata-se da razão entre a velocidade tangencial V do perfil e a velocidade de fluxo livre U_{∞} , conforme dimensões apresentadas na Fig. 3.

$$TSR = \frac{\Omega R}{U_{\infty}} = \frac{V}{U_{\infty}} \quad (1)$$

Onde Ω é a velocidade angular do rotor, R é o raio da turbina, e U_{∞} é a velocidade de fluxo livre.

Figura 3 - Vista isométrica de uma VAWT típica com rotor tipo H



Fonte: adaptado de HAND et al (2021).

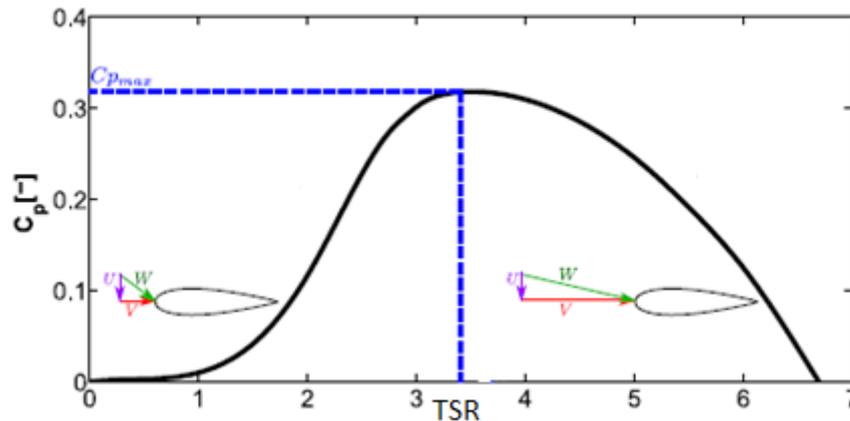
O coeficiente de potência C_p , apresentado na Eq. (2) é a razão entre a potência produzida no eixo pela turbina e a potência disponível no escoamento livre U_∞ cercado por um tubo de corrente com uma área de seção transversal igual à área frontal varrida pela VAWT de valor A . A conveniência da métrica do coeficiente de potência é sua independência do torque instantâneo da turbina (HAND et al, 2021).

$$C_p = \frac{P}{P_\infty} = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho A U_\infty^3} \quad (2)$$

Em que ρ é a massa específica do ar e A é a área frontal varrida pela VAWT.

A fim de se expressar a eficiência aerodinâmica da turbina, pode-se utilizar a curva característica de desempenho $C_p(\text{TSR})$ mostrada na Fig. 3. Dela, é possível obter o coeficiente de potência máxima $C_p \text{ max}$ e o *tip speed ratio* ideal (TSR_{opt}) correspondente. Nessa situação os aerofólios estão extraindo a maior potência do vento. A partir do momento que TSR é maior do que o ideal, a eficiência cai em função de um efeito de bloqueio que impede o escoamento de passar pela VAWT e acaba por escoar ao redor da turbina (HAND et al, 2021).

Figura 4 - Exemplo de curva de desempenho de uma turbina eólica tipo VAWT (C_p x TSR)



Fonte: adaptado de HAND et al (2021).

2.5 Parâmetros de projeto de uma turbina VAWT

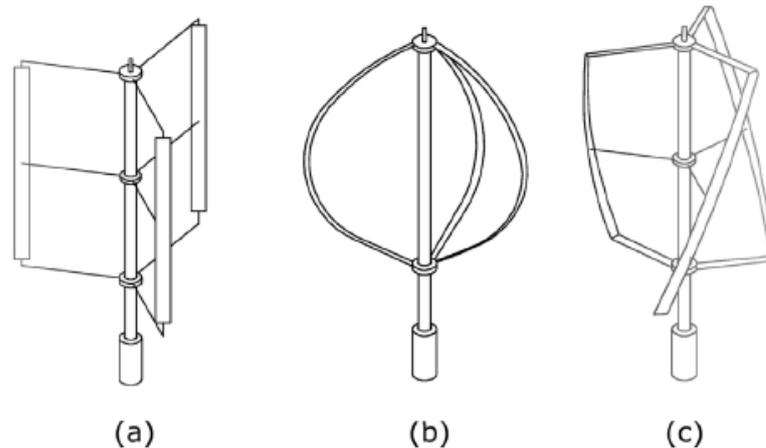
Nessa seção, expõem-se os parâmetros de projeto de uma turbina VAWT que influenciam seus índices de desempenho. São quinze parâmetros de projeto ao total e quatro indicadores de desempenho. Todos os parâmetros de projetos serão abordados nas seções seguintes.

Os parâmetros de projeto são: configuração, *solidity* (solidez), número de pás, orientação das pás, razão corda/raio, ângulo de cone da pá, razão de aspecto da pá, razão altura/raio, arfagem (*pitch*) variável, ângulo de arfagem (*pitch*) da pá, conexão asa-escora, afunilamento da pá, perfil do aerofólio, número de Reynolds, projeto da escora e projeto da torre da turbina. Os indicadores de desempenho são: potência gerada, eficiência, TSR opt e faixa de operação.

2.6 Configuração

Existem duas grandes famílias de turbinas do tipo VAWT, aquelas cuja força motriz é oriunda do arrasto e aquelas cuja força motriz se dá pela sustentação oferecida pelo perfil de asa da turbina. Em especial, serão exploradas turbinas de tipo sustentação, conforme ilustrado na Fig. 5.

Figura 5 - Diferentes tipos de VAWTs de sustentação (a) rotor - H “Musgrove” (b) rotor curvado “Darrieus” (c) rotor helicoidal “Gorlov”



Fonte: BATTISTI et al (2016).

Quadro 1 - Quadro de comparação qualitativa entre configurações de VAWTs

Característica	Pás retas ($\phi = 90^\circ$)	Pás curvadas	Pás helicoidais
Pico de eficiência aerodinâmica	****	***	**
Custo e facilidade de produção	****	**	*
Capacidade de iniciar movimento	**	*	****
Tensão estrutural	*	***	**
Controle de regulação de estol	***	*	*
Ondulação de torque no eixo	*	*	*
Efeito de um fluxo desalinhado	Positivo	Negativo	Negativo
Criação de vórtices na ponta de asa	Sim	Não	Sim
Escoras de apoio	Necessárias	Opcionais	Necessárias
Cabos de suporte	Não necessários	Necessários	Não necessários

Nota: Um número maior de asteriscos (*) é desejável.

Fonte: adaptado de HAND et al (2021).

Podemos observar a comparação qualitativa entre as configurações de rotores no Quadro 1. Dentre os três tipos principais de VAWTs de sustentação, as turbinas com rotor helicoidal, rotores tipo Gorlov na Fig. 5, possuem menor flutuação de torque, maior facilidade para iniciar o funcionamento espontaneamente (*self-starting*), menor eficiência aerodinâmica das três opções e maior complexidade e custo de produção (HAND et al, 2021).

A turbina com aerofólios retos, rotor tipo Musgrove ou tipo H na Fig. 5, apresenta um pico de eficiência aerodinâmica superior às outras configurações, fabricação relativamente simples, custo reduzido e C_p potencializado em até 1,3 vezes em escoamento inclinados até um limite de inclinação, enquanto as demais configurações perdem capacidade. Entretanto, essa configuração sofre com flutuações de torque e menor capacidade de *self-start* (HAND et al, 2021).

Contudo, essas desvantagens podem ser compensadas com alguma facilidade. É possível isolar as flutuações do torque aerodinâmico do torque de geração utilizando uma operação com velocidade variável (MERZ; SVENDSEN, 2013).

2.7 Solidez (*solidity*)

A solidez, em tradução livre, de uma VAWT representa a proporção da área planiforme da asa, NcH , pela área varrida da turbina, DH , conforme dimensões na Fig. 3 e Eq. (3). Escreve-se:

$$\sigma = \frac{Nc}{R} \quad (3)$$

Em que N é o número de pás da turbina e c é a corda do perfil de asa.

A solidez tem influências profundas no desempenho aerodinâmico, C_p máximo e TSR ótimo de uma turbina vertical. Via de regra, conforme a solidez aumenta a curva de C_p varre menores valores de TSR antes chegar a zero e tem um pico mais acentuado em C_p máximo.

Uma faixa de solidez é proposta pela literatura a fim de maximizar a eficiência aerodinâmica: 0,2 - 0,3 (HAND et al, 2021).

2.8 Número de pás

Informações na literatura, expostas no Quadro 2, trazem que uma turbina de duas pás apresenta-se como a opção de melhor eficiência aerodinâmica e custo benefício. Entretanto, duas pás apresentam dificuldade em *self-start* e maior amplitude de flutuação de torque no eixo (HAND et al, 2021).

A opção de três pás se apresenta como uma menor eficiência aerodinâmica, mas com melhor capacidade de *self-start* e menor amplitude de flutuação de torque.

Opções a partir de quatro pás apresentam desempenho aerodinâmico ainda menor do que três pás (HAND et al, 2021).

Quadro 2 - Quadro de comparação entre número de pás para VAWTs com rotor tipo H

Característica	Duas pás	Três pás
Número de Reynolds na pá	Maior	Menor
Custo de fabricação	Menor	Maior
Custo de montagem	Menor	Maior
Razão de resistência/massa para as pás	Maior	Menor
Momento de inércia rotacional	Menor	Maior
Amplitude da ondulação de torque no eixo	Maior	Menor
Capacidade de iniciar movimento	Menor	Maior
Intensidade do desprendimento de vórtices da asa	Menor	Maior
Número de escoras necessárias	Menor	Maior

Fonte: adaptado de HAND et al (2021).

2.9 Razão Corda/Raio

O movimento circular da turbina vertical faz com que as pás experimentem um escoamento curvilíneo. Esse fato imprime nos perfis de asa uma cambagem e um AoA (*Angle of Attack*) virtuais. Isto é, o perfil atua tal qual um perfil com cambagem em um escoamento retilíneo.

Quanto maior for a razão c/R , o pico de funcionamento é transladado na curva de C_p para TSRs menores, a intensidade da cambagem e o AoA virtuais são aumentados. Sendo assim, é recomendado que se use baixos valores de c/R .

2.10 Razão H/R e razão de aspecto

Escreve-se razão H/R, conforme dimensões apresentadas na Fig. 3 e Eq. (4), em que H é a altura da asa da turbina:

$$\frac{H}{R} = \frac{H}{c} \times \frac{c}{R} \quad (4)$$

Zanforlin e Deluca (2018) identificaram que os efeitos de perda nas pontas das asas (*blade tip loss effects*) são dominantes sobre os efeitos de número de Reynolds e, por esse motivo, recomenda-se uma razão H/R maior e pás longas.

2.11 Arfagem (*pitch*) variável

Da comparação apresentada no Quadro 3, podemos notar que pitch variável apresenta um desempenho aerodinâmico superior à contraparte com pitch fixo. Entretanto, a implementação de um sistema automático de controle aumenta a complexidade e custo de projeto e vai contra alguns pontos fortes da tecnologia para VAWTs que são robustez e simplicidade.

Quadro 3 - Quadro de comparação entre arfagem fixa e variável

Característica	Arfagem fixa	Arfagem variável
Pico de eficiência aerodinâmica	Menor	Maior
Torque para iniciar movimento	Menor	Maior
Simplicidade	Melhor	Pior
Robustez	Melhor	Pior
Confiabilidade	Melhor	Pior
Manutenibilidade	Melhor	Pior
Capacidade de fabricação e instalação	Melhor	Pior
Custo do sistema	Menor	Maior
Exigência de sensor de direção do vento	Não necessário	Necessário
Regulação de potência	Passiva	Ativa

Fonte: adaptado de HAND et al (2021).

A principal vantagem do controle de potência passivo ou por estol sobre o controle de pitch automatizado é que ele ocorre imediatamente, o que é importante em condições de rajadas de vento inconstantes, e dispensa a implementação de sensoriamento e sistemas de segurança sofisticados relacionados a operação em altas velocidades de vento (HAND et al, 2021).

2.12 Conexão asa-escora (*blade-strut*) e ângulo de arfagem (*pitch*)

A literatura oferece que o centro aerodinâmico, CA , de aerofólios subsônicos localiza-se em um quarto do comprimento da corda, contando a partir da extremidade do perfil. Por exemplo, $CA = 0,25c$ (LEISHMAN, 2006).

Idealmente, a conexão suporte-asa (*blade-strut*) deve coincidir com o CA ou estar o mais perto de seu centro de pressão. Caso contrário, há a criação de um significativo momento aerodinâmico de pitch em função das forças normais nos perfis de asa, o que resulta em esforços cíclicos no ponto de conexão com o aerofólio (FIEDLER; TULLIS, 2006; BIANCHINI et al, 2016).

Foi observado que impor uma inclinação fixa negativa na lâmina, tal qual ilustrado na Fig. 6, é vantajoso, pois reduz os ângulos de ataque potencialmente excessivos na fase de upwind (primeiro contato das asas com o vento) ao passo que aumenta os ângulos de ataque muito baixos na fase downwind (segundo contato das asas com o vento) (FIEDLER; TULLIS, 2006; SOMOANO; HUERA-HUARTE, 2018). Implementar um ângulo de pitch fixo, dentro de uma faixa específica, também melhora o desempenho aerodinâmico da turbina (BIANCHINI et al, 2016).

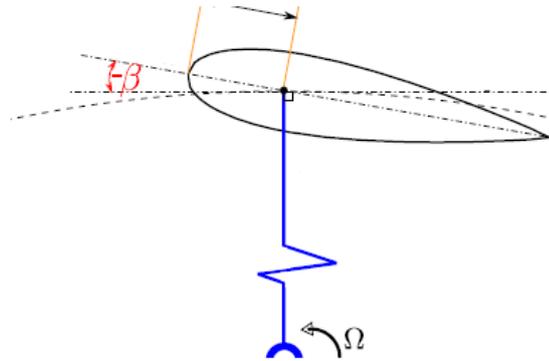
Em conjunto com o aumento da produção de energia, a fixação de um ângulo negativo reduz favoravelmente o TSR ideal sem instigar estol dinâmico da asa (HOULSBY et al, 2013).

Ainda, a inclinação fixa dentro da faixa de $-3^\circ \leq \beta \leq -1,5^\circ$ oferece uma forma de chegar ao TSR ideal com uma redução de 30% no tempo de inicialização (*start-up*) da turbina (MUSTAPHA et al, 2016).

Por fim, em comparação com outros parâmetros de design, a fixação do ângulo de pitch da asa em um valor adequado oferece uma opção simples e eficaz de aprimoramento que não introduz altos custos de produção, instalação ou manutenção.

A recomendação, portanto, é de um ângulo $\beta = -2^\circ$ para uma melhora no desempenho e de uma conexão asa-suporte o mais perto possível do CA do perfil (HAND et al, 2021).

Figura 6 - Ilustração de ângulos negativos de *pitch*

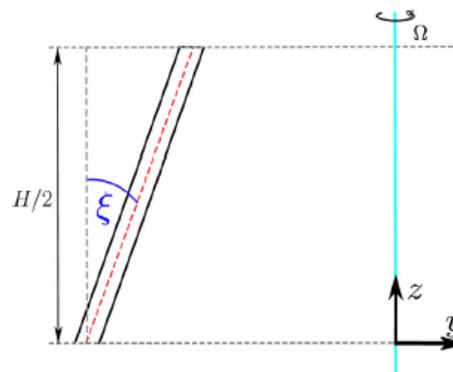


Fonte: adaptado de HAND et al. (2021)

2.13 Afunilamento (*taper*) da asa e ângulo de cone

O ângulo de cone da asa ξ , ilustrado na Fig. 7, é definido como o ângulo de inclinação entre o eixo longitudinal e o plano vertical. Foi feita a análise da influência desse parâmetro no desempenho de VAWTs com asas retas e o resultado foi uma redução significativa de desempenho (WILMER, 1980).

Figura 7 - Ilustração do ângulo de cone ξ



Fonte: adaptado de HAND et al. (2021)

A respeito do afinilamento (*taper*) da asa, um incremento modesto foi observado para valores elevados de TSR (COTON et al, 1996). Entretanto, o maior motivo para aplicar o afinilamento é para reduzir as tensões fletoras na metade da altura H do perfil. Contudo, essa aplicação aumenta custos e complexidade de produção da VAWT (HAND et al, 2021).

2.14 Perfil de asa do aerofólio

Em geral, pode-se tentar escolher um perfil de asa específico para aplicações diferentes. Tratando-se de VAWTs, a adição de cambagem (camber) ao aerofólio permite maior sustentação à região de upwind da rotação da turbina em AoA pequenos. Entretanto, o desempenho do perfil de asa no downwind é reduzido. Sendo assim, de modo geral, adição de cambagem em excesso resulta em desempenho reduzido para a turbina (HAND et al, 2021).

Para VAWTs, recomenda-se o uso de aerofólios com cambagem baixa (menos de 3%), pois nessa situação trarão um ganho de C_p (ORO et al, 2018). Ainda, a partir de um estudo de otimização de aerofólios na Universidade Técnica de Delft (TU Delft), foi desenvolvido o perfil DU 06-W200, um aerofólio com baixa cambagem, desenvolvido especialmente para VAWTs (CLAESSENS, 2006).

2.15 Orientação da concavidade do perfil de asa

Existe desentendimento na área a respeito da melhor forma de fixar os perfis de asa. Há quem recomende que as concavidades do perfil de asa sejam orientadas para fora da turbina e há quem recomende que as concavidades sejam orientadas para dentro da turbina (HAND et al, 2021).

2.16 Número de Reynolds na asa

Estudos reportam que o aumento do número de Reynolds melhora a eficiência da turbina para todos os TSR (BLACKWELL et al, 1976). Ainda, o TSR ótimo diminui com o aumento do número de Reynolds em função de um atraso no estol para uma camada limite mais turbulenta presente na superfície de menor pressão do perfil de asa (BENINI et al, 2016).

O trabalho (LOHRY; MARTINELLI, 2016) identificou que, uma vez que a VAWT opere dentro de um regime turbulento, o C_p máximo ocorrerá aproximadamente no mesmo TSR independente do número de Reynolds. As simulações realizadas mostraram que C_p máximo aproximava-se assintoticamente de um máximo conforme o número de Reynolds aumentava.

Essa informação sugere que um parque eólico de VAWTs em grande escala é mais eficiente do que uma fazenda de turbinas de pequena escala cobrindo a mesma área. Também, um número de Reynolds elevado tem impactos positivos na

habilidade de *start-up* das VAWTs e, por isso, tem encorajado o uso de cordas mais longas em projetos de turbinas de eixo vertical (ROSSETI; PAVESI, 2013).

2.17 Efeitos das escoras

À parte dos méritos estruturais, as escoraas (*struts*) oferecem uma desvantagem aerodinâmica em função de uma perturbação do escoamento que resulta em um torque parasítico no eixo da turbina vertical.

O arrasto oriundo das escoras pode ser reduzido utilizando um perfil aerodinâmico. Em especial, sugere-se o uso de escoras perfilados de forma aerodinâmica em turbinas de baixa solidez, dada a natureza inversa entre solidez e TSR (HAND et al, 2021).

2.18 Carenagem na conexão asa-escora

A literatura sobre carenagens em VAWTs, segundo (HAND et al, 2021), é bastante limitada. Hoerner (HOERNER, 1965) descreve metodologias para minimizar o arrasto de interferência em seu livro para princípios de projetos de aeronaves. A recomendação é que o raio da carenagem seja da ordem de 4% a 8% do comprimento da corda do perfil de asa.

Um exemplo comercial de VAWT carenada é a turbina Nénuphar-Wind 600 kW, apresentada na Fig. 8.

Figura 8 - Exemplo de junções carenadas na turbina Nénuphar-Wind 600 kW



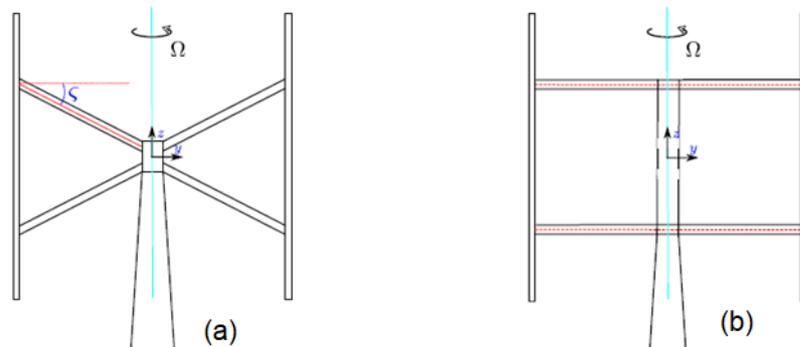
Fonte: HAND et al (2021).

2.19 Orientação e arranjo das escoras

O arrasto parasítico ou de interferência é mínimo quando os suportes estão conectados em uma orientação normal, isto é, $\zeta = 0^\circ$ (GUDMUNDSSON, 2013; HOERNER, 1965).

Dessa forma, recomenda-se que as escoras sejam conectadas às asas perpendicularmente, conforme Fig. 9 (b).

Figura 9 - Ilustração do ângulo de fixação das asas com os suportes

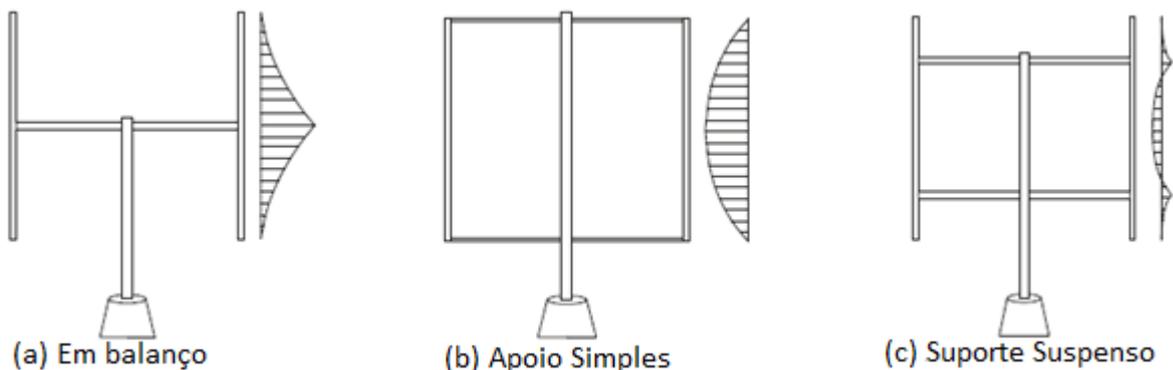


Fonte: adaptado de HAND et al (2021).

As asas podem ser suportadas perpendicularmente de formas diferentes, como mostrado na Fig. 10. Os três tipos na imagem são: (a) em balanço (*cantilever-supported*), (b) apoio simples e (c) suporte suspenso (*overhang-supported*).

A fim de minimizar as perdas por arrasto, a opção em balanço (a) é a melhor opção. Contudo, para minimizar picos de momento fletor nas asas, recomenda-se o uso do arranjo (c).

Figura 10 - Exemplos de arranjos perpendiculares das escoras (struts) acompanhados de diagramas de momento fletor



Fonte: adaptado de HAND et al. (2021).

A posição das escoras em (c) não são arbitrárias, deve-se posicionar as junções em 20,7% de H a partir de cada ponta da asa (TING et al, 2014).

2.20 Dispositivos de potencialização de escoamento

Dispositivos de potencialização utilizam o efeito Venturi para aumentar a velocidade do escoamento que irá interagir com as pás da turbina e obter, por consequência, uma melhor eficiência aerodinâmica da turbina. Esses dispositivos podem ser classificados em dois grandes grupos: unidirecionais e omnidirecionais (WONG et al, 2017).

Ainda que possam permitir um melhor desempenho aerodinâmico, sistemas de potencialização de escoamento são acompanhados de desvantagens significativas como alto custo inicial e construção complexa a ponto de impedirem sua ampla oferta comercial até o momento (HAND et al, 2021).

2.21 Estratégia de controle

Turbinas de eixo vertical podem ser classificadas em dispositivos de velocidade fixa ou velocidade variável. O que determina essa característica para cada projeto são os sistemas de transmissão e geração.

Em máquinas de velocidade fixa, o coeficiente de potência máximo e melhor eficiência aerodinâmica só ocorre na velocidade nominal e quaisquer mudanças na velocidade do escoamento reduzem os resultados produzidos. VAWTs com velocidade variável, por sua vez, podem alcançar um C_p máximo em uma faixa de velocidades de operação. A turbina pode ajustar sua velocidade de rotação e manter o valor de TSR ótimo.

Sendo assim, as vantagens da operação com velocidade variável são: retirar a maior quantidade possível de energia do vento, reduzir tensões mecânicas e variação reduzida na potência elétrica produzida (HAND et al, 2021).

A principal desvantagem de fazer uso de VAWTs com velocidade variável são os custos maiores de produção e as perdas associadas aos conversores de potência. Entretanto, o aumento na produção de energia já é suficiente para superar os pontos negativos desses projetos (WU, 2011).

2.22 Distribuição de Weibull

A fim de realizar análises de viabilidade para sistemas eólicos de geração de energia, faz-se necessário conhecer as características locais de vento. Modelos probabilísticos são utilizados para descrever estatisticamente os dados de

velocidade do vento para poder avaliar corretamente a aplicabilidade de determinado projeto e seu desempenho na localização estudada.

Para se obter dados confiáveis de potencial eólico são necessárias medidas por períodos, em geral, de pelo menos um ano em função da mudança dos regimes dos ventos em consequência da mudança de estações (TROEN; PETERSEN, 1989).

A distribuição de Weibull, apresentada na Eq. (5), foi considerada a mais adequada para descrever os regimes de vento em um local no decorrer de um ano. Essa opção de distribuição oferece uma representação das frequências de velocidade do vento simples e compacta (BURTON, 2001).

$$F(v) = \frac{k}{E} \left(\frac{v}{E}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{E}\right)^k\right) \quad (5)$$

Em que $f(v)$ é a frequência de ocorrência da velocidade do vento v (m/s); k é o parâmetro de forma e E é o parâmetro de escala da distribuição.

O fator E depende da velocidade média do vento. Dentro da distribuição de Weibull, E representa a escala. Esse fator informa a diversidade das ocorrências de velocidade do vento (MOURA et al., 2004).

O fator k é fator adimensional de forma da distribuição de Weibull. Esse fator representa uma medida inversa da oscilação da velocidade do vento em torno de seu valor médio. Pode-se entender o fator k como uma medida inversa à turbulência. Quando a velocidade é constante, o valor de k será maior (LIMA; SILVA; VIEIRA, 2008).

Uma das várias possibilidades de *softwares* de tratamentos de dados que podem ser usados é o Google Sheets que, assim como o Microsoft Excel, possui em suas funções base uma função que retorna os valores de uma distribuição de Weibull.

2.23 QBlade

QBlade é um *software* de código aberto para cálculo de turbinas eólicas, distribuído sob a GNU *General Public License*.

A integração da funcionalidade XFOIL / XFLR5 permite ao usuário projetar rapidamente aerofólios personalizados e calcular seus polares de desempenho e integrá-los diretamente em um projeto e simulação de rotor de turbina eólica.

O *software* fornece recursos de design e simulação para o design de rotores horizontais (HAWT) e verticais (VAWT). Também inclui funcionalidade de pós-processamento para as simulações de rotores e de turbinas e oferece uma visão profunda de todas as variáveis relevantes da asa e do rotor. Além disso, o *software* resultante é uma plataforma flexível e fácil de usar para o projeto de pás de turbinas eólicas.

Duas versões do *software* foram utilizadas durante a realização do presente trabalho: QBlade v0.963 e QBlade v2.0.4.1 Community Edition.

2.24 *Payback* simples

O *payback*, demonstrado na Eq. (6), pode ser considerado como o período de recuperação de um investimento.

Esse parâmetro elucida o prazo necessário para que o capital investido seja recuperado por meio do capital produzido pelo projeto.

Calcula-se:

$$\textit{Payback} = \frac{\textit{Investimento inicial total}}{\textit{Ganhos durante o período}} \quad (6)$$

3 METODOLOGIA

A seção a seguir irá explicitar o método utilizado para a execução do trabalho, bem como todas as decisões relevantes tomadas e suas justificativas.

3.1 Parâmetros relacionados aos ventos

Foram escolhidas três localidades para simular os geradores eólicos do presente trabalho: Londrina no estado do Paraná, por ser a cidade em que esse trabalho foi desenvolvido, São Paulo no estado de São Paulo, por ser a maior cidade do país, e Viçosa do Ceará no estado do Ceará, por ter a maior intensidade média de ventos da região nordeste do Brasil. (CEPEL, 2017).

Do atlas eólico criado pela Cepel, pode-se extrair os valores dos fatores de forma e de escala para a distribuição de Weibull para uma altitude 100 metros para cada uma das localidades mencionadas, conforme exposto na Tabela 3.

A fim de atender a possibilidade de geração descentralizada em centro urbanos mencionada na seção de justificativa do trabalho, foi pensado na possibilidade de alocar turbinas de pequeno porte no topo de prédios de médio porte. Dessa forma, a altura de 100 metros foi entendida como sendo uma altitude razoável para as simulações.

Para outras opções de altitudes, a documentação do Atlas Eólico Brasileiro oferece um método para interpolação de dados.

Tabela 3 - Parâmetros relacionados ao regime dos ventos por localidade

Localidades	Latitude	Longitude	Veloc. média do vento a 100m (m/s)	Parâmetro de forma (k)	Parâmetro de escala (E)
Londrina	-23,307149	-51,183320	5,2465801	2,419039965	5,659639835
São Paulo	-23,571583	-46,626677	5,2051301	2,775759935	5,848460197
Viçosa do Ceará	-3,694931	-41,271447	13,666899	3,568660021	15,17210007

Fonte: CEPEL (2017).

3.2 Turbinas comerciais

Nessa etapa, foram encontradas opções de turbinas do tipo VAWT ofertadas comercialmente.

Os modelos Aeolos – V 300W, Aeolos – V 600W, Aeolos – V 1KW, Aeolos – V 3KW e Aeolos – V 5KW da marca Aeolos e o modelo Fairwind F100 10KW da marca Fairwind foram escolhidos. Em especial, os modelos da marca Aeolos

contavam com valores de venda explícitos em uma loja virtual (AEOLOS Wind Turbine Star, 2022; FAIRWIND S.A., 2022). Tais valores serão utilizados para cálculo do *payback* simples em etapas seguintes.

Ainda, vale ressaltar que algumas informações sobre as turbinas não são fornecidas em brochuras comerciais. Dessa forma, para simulá-las, a critério de validação, faz-se necessário presumir ou definir algumas informações. Assim, as turbinas comerciais que serão utilizadas para simulação serão consideradas adaptações dos modelos comerciais.

3.3 Projetos propostos

Nessa etapa, serão apresentados os projetos propostos para turbinas, bem como os projetos comerciais adaptados.

Os projetos comerciais foram adaptados conforme apresentado na Tabela 4.

Tabela 4 - Parâmetros de projetos para VAWTs comerciais adaptadas (continua)

Turbina	Número de pás (N)	Corda do perfil de asa (c) [m]	Raio da turbina (R) [m]	Altura da turbina (H) [m]	Parâmetro H/R
Aeolos V – 300W	4	0,3	1,2	1,6	1,33
Aeolos V – 600W	4	0,3	1,6	1,8	1,12
Aeolos V – 1KW	3	0,3	2,0	2,8	1,40
Aeolos V – 3KW	3	0,35	2,4	3,6	1,50
Aeolos V – 5KW	3	0,35	4,5	5,0	1,11
Fairwind F100 - 10KW	3	0,50	5,6	9,0	1,61

Fonte: próprio autor (2022)

Tabela 4 - Parâmetros de projetos para VAWTs comerciais adaptadas (conclusão)

Turbina	Solidity	Área varrida [m ²]	Perfil do aerofólio	β [°]	Preço [£]
Aeolos V – 300W	1,00	3,84	NACA 0018	0	1719,90
Aeolos V – 600W	0,75	5,76	NACA 0018	0	2422,35
Aeolos V – 1KW	0,45	11,2	NACA 0018	0	3499,14
Aeolos V – 3KW	0,44	17,3	NACA 0018	0	6535,81
Aeolos V – 5KW	0,23	45,0	NACA 0018	0	12059,39
Fairwind F100 - 10KW	0,27	101	NACA 0018	0	Não consta

Fonte: próprio autor (2022)

Foi necessário assumir a corda do perfil de asa, o perfil do aerofólio e o ângulo β para as turbinas comerciais adaptadas. O restante dos dados ou foram calculados ou foram fornecidos pelas brochuras comerciais.

Optou-se pelo NACA0018 como perfil de asa por ser um perfil simétrico simples, historicamente utilizado para estudos de VAWTs (HAND et al, 2021) e que não deveria causar grandes quedas de desempenho se comparado ao projeto real. Os valores de β e c foram assumidos dentro do que se presumiu razoável.

Então, com os projetos comerciais adaptados em mãos, há uma base de comparação para os projetos de turbinas que serão propostos.

Assim, seguindo os parâmetros otimizados propostos no Quadro 4, cinco projetos de turbinas foram propostos: Turbina 1X, Turbina 2X, Turbina 3X, Turbina 4X e Turbina 5X.

Quadro 4 - Parâmetros recomendados para VAWTs baseado na revisão da literatura

Parâmetro	Valores Recomendados
Configuração	Pás retas ($\phi = 90^\circ$)
<i>Solidity</i>	0,2 a 0,3
TSR opt	3 a 4
Número de pás (N)	2 a 3 pás
H/R	2,6 a 3
Sistema de arfagem da pá	Arfagem fixa
Posição da conexão asa-escora ao longo da corda	0,25c
β	-2° (<i>toe-out</i>)
ξ	0°
Perfil do aerofólio	DU-06-W-200
Seção transversal das escoras	Aerofólio simétrico
Número de escoras por pá	2
Arranjo das escoras	Suporte suspenso
ζ	0°
Posição das escoras ao longo da altura	0,207H da extremidade da pá
Conexão asa-escora	Junta carenada
Raio do filete da carenagem	0,06c
Velocidade angular	Variável
Interface eixo/gerador	Conexão direta com enrolamento auxiliar
Sistema de controle	Controle de TSR
Regulação aerodinâmica	Estol passivo

Fonte: adaptado de HAND et al (2021).

Para que a comparação entre projetos seja razoável, as turbinas serão comparadas em pares (comercial adaptada e proposta), levando em consideração a área varrida das turbinas e seu patamar de potência nominal. Os projetos propostos foram pensados para que suas áreas varridas sejam muito similares às áreas varridas dos projetos comerciais adaptados.

Os parâmetros de projeto para as turbinas propostas estão expostos na Tabela 5.

Tabela 5 - Parâmetros de projetos para VAWTs propostas

(continua)

Turbina	Número de pás (N)	Corda do perfil de asa (c) [m]	Raio da turbina (R) [m]	Altura da turbina (H) [m]	Parâmetro H/R
1X	2	0,1	0,8	2,4	3
2X	2	0,15	1	3	3
3X	2	0,2	1,5	3,9	2,6
4X	2	0,25	1,85	4,81	2,6
5X	2	0,45	3	7,8	2,6

Fonte: próprio autor (2022)

Tabela 5 - Parâmetros de projetos para VAWTs propostas

(conclusão)

Turbina	Solidity	Área varrida [m ²]	Perfil do aerofólio	β [°]
1X	0,25	3,84	DU-06-W-200	-2
2X	0,30	6,00	DU-06-W-200	-2
3X	0,27	11,7	DU-06-W-200	-2
4X	0,27	17,8	DU-06-W-200	-2
5X	0,30	46,8	DU-06-W-200	-2

Fonte: próprio autor (2022)

3.4 Simulações

Em seguida, utilizando o modo VAWT do Qblade, foram feitas as simulações com todas as turbinas propostas. Os parâmetros da simulação estão explicitados na Tabela 6.

Tabela 6 - Parâmetros de simulação do Qblade

Parâmetro	Valor
Viscosidade	1,647E-5 Kg/ms
Massa Específica	1.225 Kg/m ³
Número de elementos na pá	40 elementos
Número máximo de iterações	300
Epsilon máximo para convergência	0,001
Fator de relaxação	0,35
<i>Tip Loss</i>	Incluído
Fatores de Indução Variáveis	Incluído

Fonte: próprio autor (2022)

As etapas resumidas para as simulações foram:

- Importar os perfis de asa utilizados (NACA 0018 e DU-06-W-200) na aba “Airfoil Design”;
- Gerar os polares para os perfis de asa na aba “XFOIL Direct Analysis”;
- Realizar a extrapolação 360° dos perfis de asa na aba “Polar Extrapolation to 360”;
- Modelar a geometria dos rotores na aba “VAWT Rotorblade Design”;
- Simular o rotor para obter e Cp max e TSR opt na aba “Rotor DMS Simulation”;
- Simular a turbina para obter sua curva de potência, gráficos característicos e previsão anual de geração de energia na aba “Turbine DMS Simulation”.

Em especial na etapa de modelagem dos rotores, não foi utilizado o algoritmo de otimização das asas disponível no *software* por se tratarem de rotores simples do tipo H e pelo fato dos parâmetros geométricos já terem sido estabelecidos no Quadro 4.

Durante a etapa de simulação do rotor, é possível observar em qual TSR se encontra o Cp máximo para a configuração do rotor. Dessa forma, utiliza-se o melhor Cp possível durante a etapa de simulação da turbina atribuindo o TSR de operação como sendo o TSR de maior Cp encontrado na etapa de simulação do rotor.

Em seguida, para simular as turbinas propostas, são necessários os valores de velocidade de partida (*cut-in*), velocidade de parada (*cut-out*), velocidade rotacional máxima, velocidade rotacional mínima e as velocidades iniciais e finais do vento para a simulação.

Para isso, observou-se os dados disponíveis das turbinas comerciais para obter a velocidade de *cut-in* e a velocidade rotacional máxima.

Atribuiu-se o valor de velocidade rotacional mínima como 0,5 rpm para não causar restrições desnecessárias, em primeiro momento.

Tendo em mente somente a influência sobre os gráficos plotados pelo *software*, as velocidades de *cut-out* informam de até onde os gráficos da simulação serão calculados e a velocidade final do vento indica o tamanho do eixo para a plotagem dos gráficos.

Assim, atribuiu-se valores próximos às velocidades em que as curvas de potência das brochuras comerciais passam a atingir a assíntota horizontal como sendo as velocidades de *cut-out* para as simulações.

A respeito das velocidades simuladas do vento, optou-se por iniciar em 2 m/s para atender ao *cut-in* de todas as turbinas e ir até 12 m/s pois está acima ou é igual às velocidades nominais apresentadas nas brochuras comerciais.

Por fim, como os projetos propostos (1X a 5X) não contam com os parâmetros mencionados acima e definí-los estava além do escopo do presente trabalho, optou-se por atribuir os valores dos parâmetros par a par, de acordo com as Tabelas 7 e 8. Isto é, os valores dos parâmetros das turbina comercial adaptada seriam fornecidos para a turbina proposta com a qual será feita uma comparação direta.

Tabela 7 - Parâmetros de simulação para VAWTs propostas

(continua)

Turbina	Transmissão	V <i>Cut-In</i> [m/s]	V <i>Cut-Out</i> [m/s]	Velocidade rotacional mínima [rpm]	Velocidade rotacional máxima [rpm]
1X	Variável	1,5	12	0,5	360
2X	Variável	1,5	12	0,5	360
3X	Variável	2,0	15	0,5	320
4X	Variável	2,5	13	0,5	320
5X	Variável	2,5	14	0,5	100

Fonte: próprio autor (2022)

Tabela 7 - Parâmetros de simulação para VAWTs propostas**(conclusão)**

Turbina	TSR de operação	Cp máximo	Perdas variáveis	Perdas fixas	Velocidade inicial do vento na simulação [m/s]	Velocidade final do vento na simulação [m/s]
1X	4	0,55	0	0	2	12
2X	4	0,56	0	0	2	12
3X	4	0,54	0	0	2	12
4X	4	0,54	0	0	2	12
5X	4	0,54	0	0	2	12

Fonte: próprio autor (2022)

Tabela 8 - Parâmetros de simulação para VAWTs comerciais adaptadas**(continua)**

Turbina	Transmissão	V Cut-In [m/s]	V Cut-Out [m/s]	Velocidade rotacional mínima [rpm]	Velocidade rotacional máxima [rpm]
Aeolos V – 300W	Variável	1,50	12,0	0,50	360
Aeolos V – 600W	Variável	1,50	12,0	0,50	360
Aeolos V – 1KW	Variável	2,0	15	0,5	320
Aeolos V – 3KW	Variável	2,5	13	0,5	320
Aeolos V – 5KW	Variável	2,5	14	0,5	100

Fonte: próprio autor (2022)

Tabela 8 - Parâmetros de simulação para VAWTs comerciais adaptadas**(conclusão)**

Turbina	TSR de operação	Cp máximo	Perdas variáveis	Perdas fixas	Velocidade inicial do vento na simulação [m/s]	Velocidade final do vento na simulação [m/s]
Aeolos V – 300W	3	0,40	0	0	2	12
Aeolos V – 600W	3	0,43	0	0	2	12
Aeolos V – 1KW	3,5	0,48	0	0	2	12
Aeolos V – 3KW	3,5	0,50	0	0	2	12
Aeolos V – 5KW	5	0,47	0	0	2	12

Fonte: próprio autor (2022)

3.4.1 Validação

Com os resultados preliminares em mãos, fez-se uma comparação entre os resultados das simulações das turbinas comerciais adaptadas e os valores reais apresentados nas brochuras.

A comparação mostrou uma discrepância, consistente ao longo das simulações, dos projetos adaptados estarem de duas a três vezes mais potentes do que o que se apresenta nas brochuras.

Um valor mais elevado para as turbinas adaptadas era esperado em função das perdas fixas e variáveis terem sido desconsiderados nas simulações. Entretanto, em função da magnitude da discrepância mencionada, optou-se por aprofundar o estudo de alguns parâmetros antes da finalização do trabalho para aumentar a confiabilidade dos resultados.

Esse estudo consistiu nas seguintes análises:

- Impacto da variação do Solidity, por meio de alteração da corda da asa, na curva de potência da turbina.
- Impacto da alteração do TSR de operação na simulação da turbina e, consequentemente, em sua curva de potência;
- Comparação de resultados entre versões v0.963 e v2.0.4.1 do Qblade.

Os parâmetros do estudo para a turbina adaptada Aeolos V – 1KW estão expostos na Tabela 9.

Tabela 9 - Exemplo da análise realizada utilizando a turbina Aeolos V – 1KW (continua)

Turbina	Número de pás (N)	Corda do perfil de asa (c) [m]	Raio da turbina (R) [m]	Altura da turbina (H) [m]	Parâmetro H/R
Curta	3	0,2	2,0	2,8	1,40
Base	3	0,3	2,0	2,8	1,40
Longa	3	0,6	2,0	2,8	1,40
Longa TSR+	3	0,6	2,0	2,8	1,40
Longa TSR -	3	0,6	2,0	2,8	1,40
Longa TSR --	3	0,6	2,0	2,8	1,40

Fonte: próprio autor (2022)

Tabela 9 - Exemplo da análise realizada utilizando a turbina Aeolos V – 1KW (conclusão)

Turbina	Solidity	TSR operação	Área varrida [m ²]	Perfil do aerofólio	β [°]
Curta	0,30	4,0	11,2	NACA 0018	0
Base	0,45	3,5	11,2	NACA 0018	0
Longa	0,90	3,0	11,2	NACA 0018	0
Longa TSR+	0,90	3,5	11,2	NACA 0018	0
Longa TSR -	0,90	2,5	11,2	NACA 0018	0
Longa TSR --	0,90	2,2	11,2	NACA 0018	0

Fonte: próprio autor (2022)

A turbina comercial adaptada na etapa 3.4 da Metodologia foi tomada como base. A denominação curta se refere à turbina com a corda reduzida e a

denominação longa se refere à turbina com a corda aumentada se comparada à turbina base.

Ainda, ao criar as variações curta e longa, se torna necessário simular os rotores novamente. Nessa situação, a princípio, utilizou-se o TSR opt para cada novo rotor e, por esse motivo, essas turbinas tem o TRS diferente da turbina base.

Por fim, denominou-se como TSR+ e TSR- uma variação do TSR de +0,5 e - 0,5, respectivamente. E a denominação TSR-- indica uma redução não específica, mas maior em módulo do que 0,5.

3.5 Viabilidade Econômica por *Payback* simples

Com todas as simulações finalizadas, utilizou-se a versão 0.963 do Qblade para obter uma previsão de rendimento anual de energia para cada turbina proposta, em função das distribuições de Weibull.

O *software* permite que o usuário insira as constantes da distribuição de Weibull, em função do local analisado, para cada turbina e encontre um montante anual em KWh para cada projeto, em função das velocidades de vento simuladas.

Com os valores anuais de produção de energia, faz-se necessário obter o custo da energia elétrica por KWh e o valor de investimento para calcular o *payback* simples.

Assume-se o valor do investimento como sendo o custo de venda das turbinas comerciais, conforme anunciado na internet. As turbinas propostas possuem valor das turbinas comerciais com as quais são comparadas como suposição. Então, para que o valor das turbinas comerciais possa ser convertido para a moeda real (R\$), supor-se-á o valor da libra esterlina (£) como sendo R\$ 6,00.

O custo do KWh depende de três fatores: da empresa fornecedora, da categoria do consumidor e da bandeira tarifária.

Cada uma das localidades escolhidas para analisar o desempenho das turbinas possui um fornecedor distinto de energia elétrica. Por esse motivo, foi necessário levantar os custos de energia para cada empresa distribuidora, demonstrados na Tabela 10.

Com o intuito de focar em opções de geração descentralizada, optou-se por escolher a categoria residencial de consumidores, a categoria B. O valor final do KWh é composto pela soma da Tarifa de Energia (TE) com a Tarifa de Uso do

Sistema de Distribuição (TUSD). Caso opte-se por avaliar a viabilidade econômica de outra categoria de consumidores, só se faz necessário buscar o respectivo TE e TUSD e recompor o preço do KWh em cada fornecedora.

A respeito das bandeiras tarifárias, optou-se pela bandeira verde, em que não há custo adicional no KWh, por ser a situação mais perene. Entretanto, em quesitos de *payback* o investimento na turbina é incrementalmente mais relevante à medida que o KWh comercial é mais caro.

Ainda, baseando-se nas alegações das opções comerciais de turbinas, supôs-se uma vida útil de 20 anos às turbinas propostas.

Por fim, faz-se então o cálculo do *payback* para cada projeto proposto, em cada localidade.

Tabela 10 - Preços do KWh para consumidor residencial (categoria B), considerando bandeira verde

Cidade	Fornecedora de energia	TE (R\$/KWh)	TUSD (R\$/KWh)	Preço do KWh (R\$/KWh)
Londrina	COPEL	0,33090	0,39717	0,73
São Paulo	ENEL-SP	0,26046	0,39603	0,66
Viçosa do Ceará	ENEL-CE	0,29561	0,41373	0,71

Fonte: COPEL (2022); ENEL-SP (2020); ENEL-CE (2022)

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nessa seção, serão discutidos os resultados obtidos ao executar os métodos apresentados na seção de Metodologia.

A fim de evitar um excesso de repetições, serão apresentados e discutidos os resultados da turbina proposta 3X e do seu par comercial adaptado Aeolos V - 1KW. Os gráficos para análise dos outros quatro pares estarão disponíveis no Apêndice ao final do trabalho e, caso a análise destoe da análise feita para a turbina 3X, o adendo será feito no Apêndice.

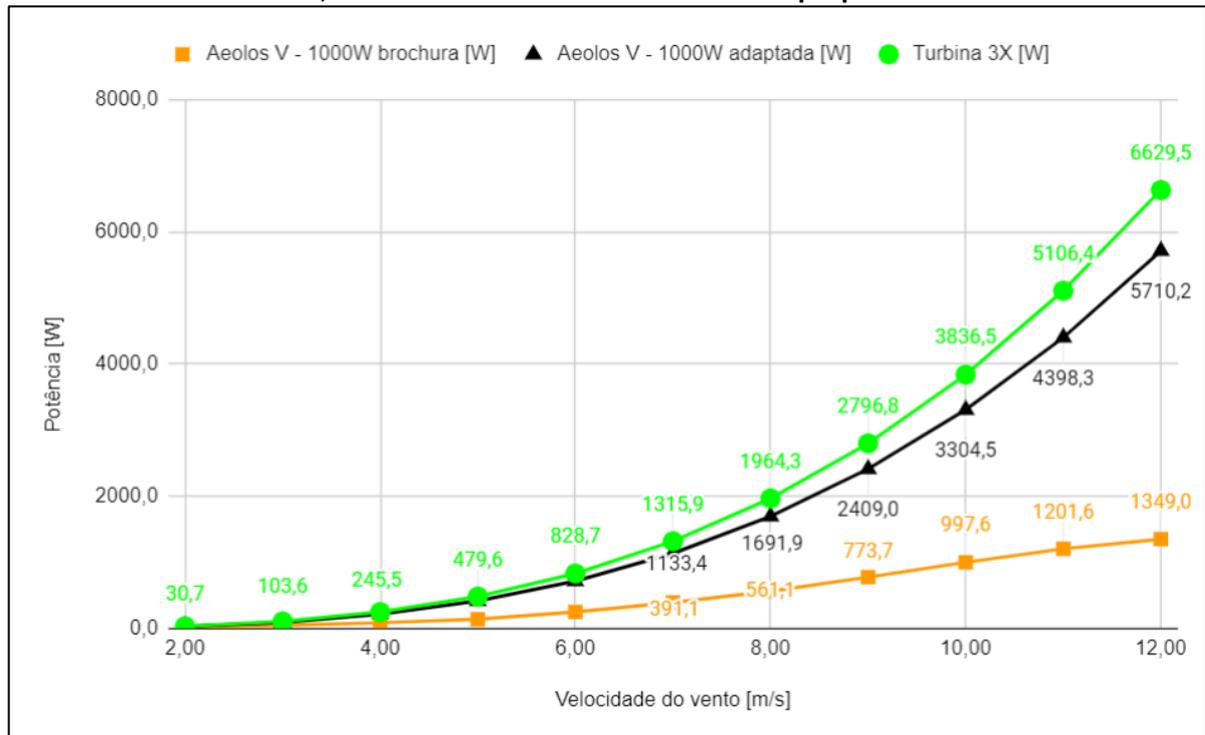
Para facilitar a análise dos gráficos, criou-se um código de cor para as curvas de potências dos projetos. Isto é, para cada par (projeto comercial adaptado e projeto proposto), uma curva de potência de determinado projeto terá sempre a mesma cor se for apresentada em mais de um gráfico. O mesmo vale para os pares apresentados no Apêndice.

4.1 Resultados e Discussões: Validação

Primeiramente, serão apresentados os resultados do estudo da seção 3.4.1. A Fig. 11 ilustra a discrepância encontrada entre os dados das brochuras e os projetos adaptado e proposto. A diferença começa pequena em velocidades baixas do vento, mas cresce para um fator de até quatro vezes maior conforme a velocidade aumenta.

Vale ressaltar, entretanto, que os dados da brochura são para um projeto real e, portanto, já contemplam todas as perdas oriundas do funcionamento e acoplamento da turbina, enquanto as simulações estão desconsiderando as perdas fixas e variáveis.

Figura 11 - Comparação entre curvas de potência da turbina comercial adaptada Aeolos V – 1KW, dos dados da brochura e da turbina proposta 3X

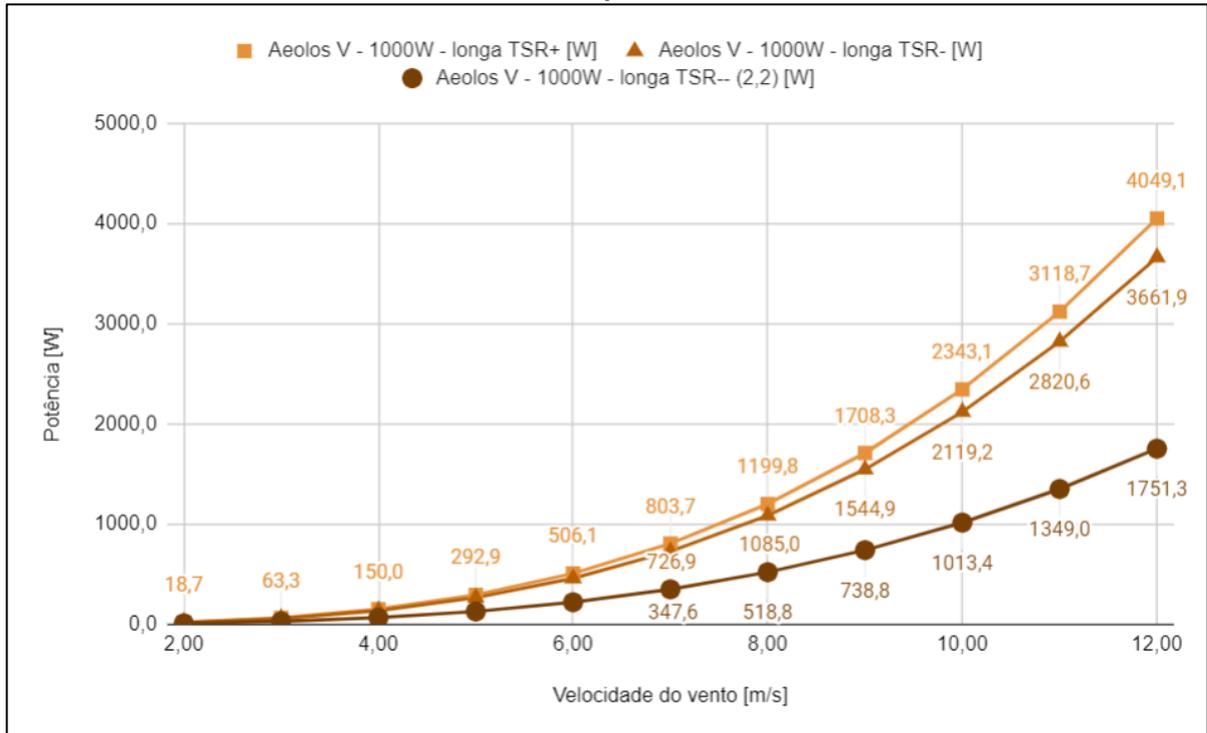


Fonte: próprio autor (2022)

Como não se sabe o valor das cordas dos projetos reais, investiga-se se a alteração desse parâmetro pode fazer com que a curva simulada da turbina adaptada chegue mais perto dos dados levantados da brochura.

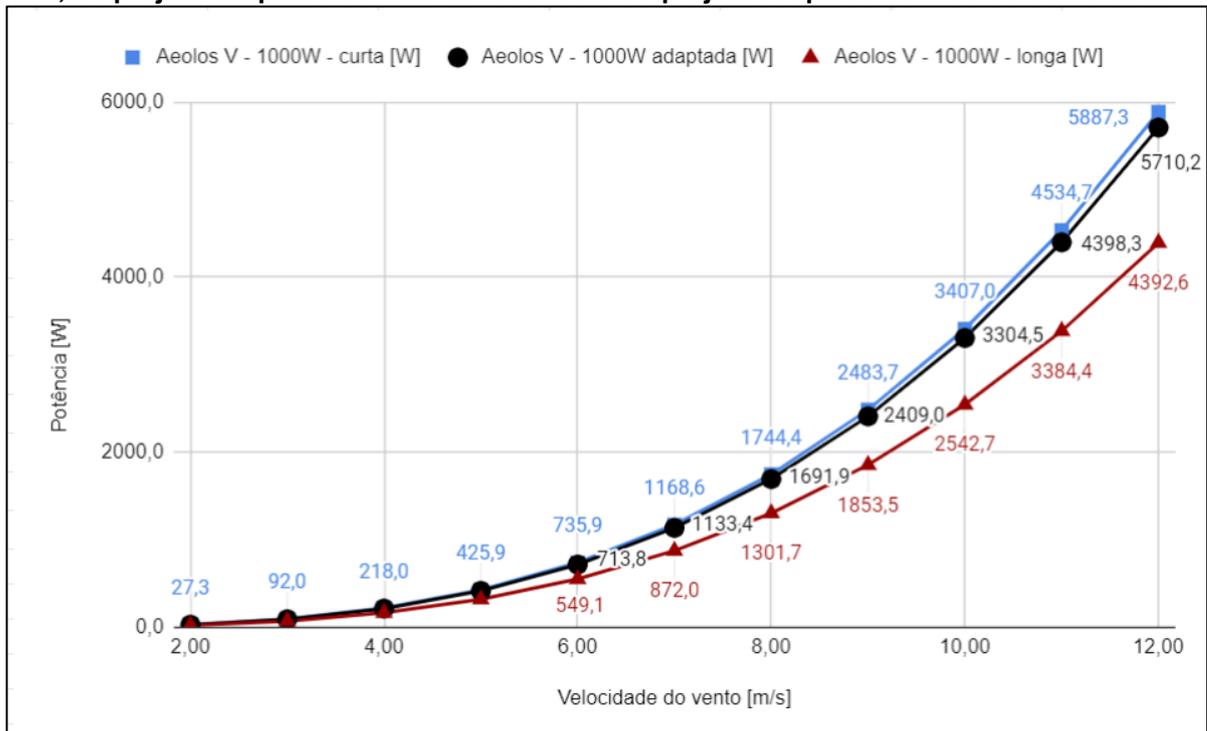
Sendo assim, apresenta-se os resultados da investigação de *solidity* e variação de TSR nas Fig. 12 e Fig. 13. Pode-se observar na Fig. 12, que o aumento da corda teve um efeito negativo no desempenho da turbina. Um resultado esperado se observarmos que o aumento da corda dobrou o valor de *solidity* do projeto comercial adaptado de “0,45” para “0,90”, ambos fora da faixa recomendada, conforme Quadro 4. Fica evidente, dessa forma, que, assim como a literatura sugere, um aumento indiscriminado de *solidity*, suplantando a faixa recomendada, pode ser prejudicial ao desempenho.

Figura 12 - Curvas de potência resultantes do aumento da corda e variação de TSR para turbina comercial adaptada Aeolos V – 1KW



Fonte: próprio autor (2022)

Figura 13 - Comparação entre curvas de potência da turbina comercial adaptada Aeolos V – 1KW, do projeto adaptado com corda reduzida e do projeto adaptado com corda aumentada



Fonte: próprio autor (2022)

Com respeito à diminuição da corda, apresentada na Fig. 13, teve-se um aumento de desempenho em comparação com o projeto adaptado. Nessa ocasião o

solidity do projeto foi de “0,45” para “0,30”. Dessa forma, o aumento de desempenho ocorreu conforme se esperava, por fazer com que o parâmetro entrasse na faixa recomendada.

É válido ressaltar que, conforme foi exposto na seção 2.16 no tocante a valores do número de Reynolds, uma corda mais longa pode beneficiar a habilidade de *start-up* da turbina.

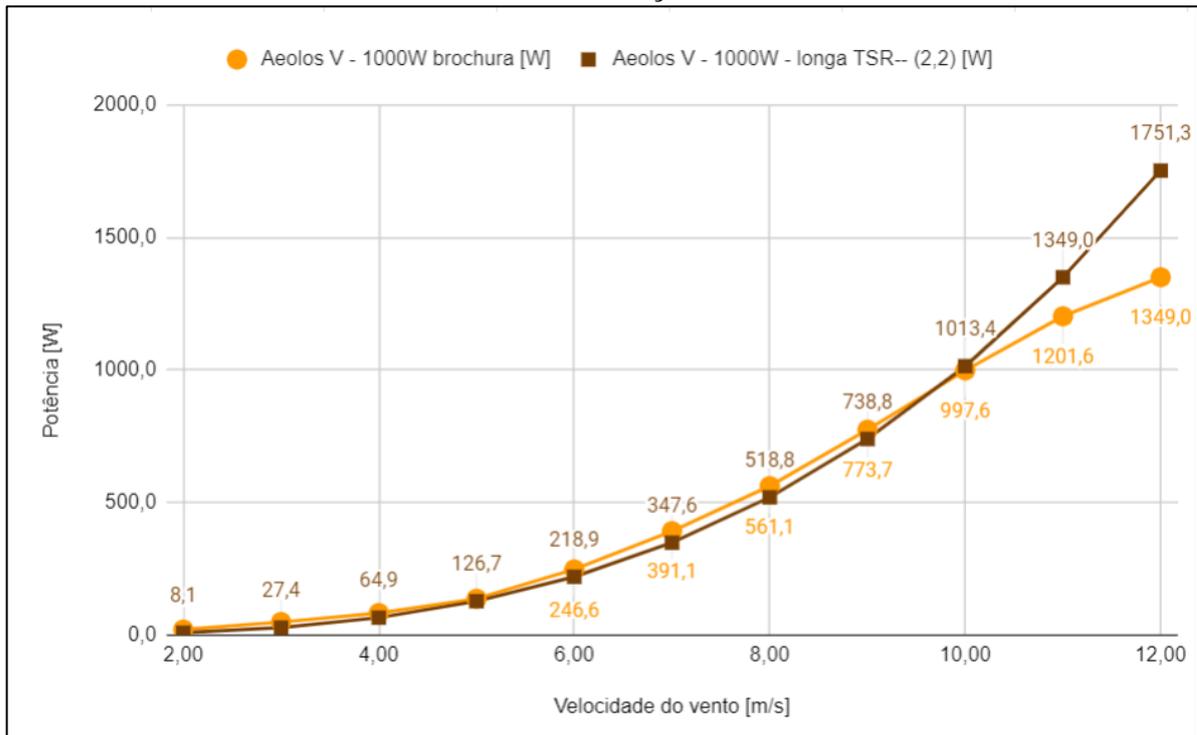
Dessa forma, pensando nos parâmetros recomendados no Quadro 4, é vantajoso para a turbina, no quesito *start-up*, ter o *solidity* o mais perto de “0,3” possível. Ainda, se pensarmos no projeto proposto 3X cujo rotor é do tipo H e no que é exposto no Quadro 2, é pertinente que o projeto utilize os valores da extremidade maior da faixa recomendada de *solidity* em uma tentativa de compensar a desvantagem relativa para iniciar o movimento oriunda de um rotor de duas pás.

Então, na tentativa de aproximar-se ainda mais à curva real, a partir do projeto adaptado longo, fez-se o estudo de variação de TSR, apresentado na Fig. 12. Ficou evidente, nesse caso, que, dentro das variações impostas nos valores de mais ou menos 0,5 no TSR, atuar em um TSR abaixo do ótimo para o projeto é mais prejudicial ao desempenho do que atuar em um TSR acima do ponto ótimo.

Ainda, a avaliação do projeto adaptado longo em um TSR ainda menor, com o valor de “2,2”, mostrou que o desempenho diminuiu aproximadamente à metade do desempenho da primeira redução de TSR, mesmo com uma redução subsequente menor do que “0,5”.

Nesse momento, levantou-se a possibilidade dos projetos comerciais estarem atuando, por algum motivo, fora do ponto ótimo de projeto e, por isso, fez-se a comparação, na Fig. 14, entre os dados reais da brochura e o projeto adaptado longo, cujo desempenho estava mais perto da curva real.

Figura 14 - Comparação de curvas de potências entre dados da brochura e a turbina adaptada Aeolos V – 1KW com alteração de corda e TSR



Fonte: próprio autor (2022)

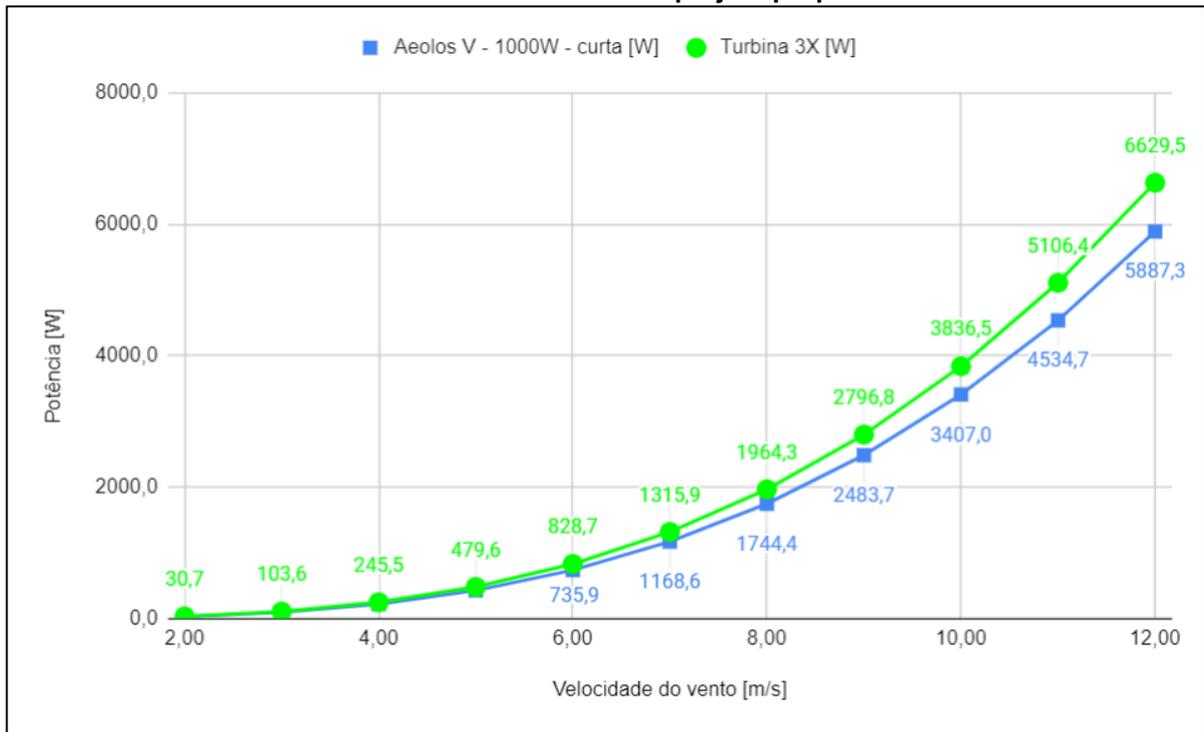
Contudo, para que essa possibilidade seja legitimada com alguma certeza, faz-se necessário saber o perfil de asa utilizado, qual gerador está ligado à turbina, quais são os acoplamentos da turbina (elementos de máquinas) e entender a magnitude das perdas do projeto real. Caso contrário, seria somente especulação.

Entretanto, como está sendo mostrado na Fig. 14, foi possível obter um desempenho similar ao levantado dos dados da brochura, utilizando parâmetros não otimizados para o projeto adaptado.

Em função da evidência que a redução da corda do projeto comercial adaptado melhorou seu desempenho, optou-se por comparar esse projeto de corda reduzida com o projeto proposto 3X, na Fig. 15. Dessa comparação, obtém-se um ponto positivo para o projeto proposto cujo desempenho é ponto a ponto sempre superior ao projeto adaptado, mesmo na versão com a corda reduzida.

O resultado da comparação realizada na Fig. 15, dentro da situação exclusiva do presente trabalho, ajuda a conceder credibilidade aos parâmetros recomendados no Quadro 4 e caminha em direção ao objetivo apresentado de propor um projeto otimizado pelas sugestões de Hand et al. (2021), cujo desempenho seja comparável ou melhor do que o comercialmente disponível.

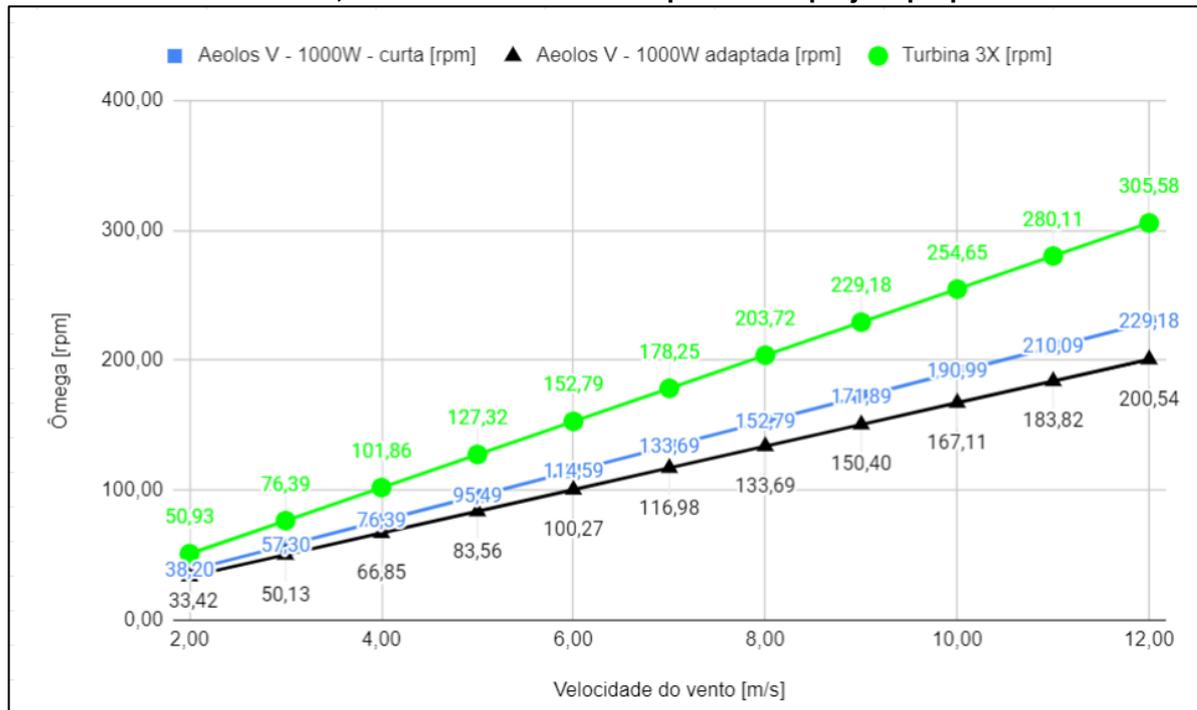
Figura 15 - Comparação entre curvas de potência da turbina comercial adaptada Aeolos V – 1KW com corda reduzida e do projeto proposto 3X



Fonte: próprio autor (2022)

Dando continuidade à avaliação dos resultados, podemos observar na Fig. 16, a velocidade angular em rpm, dos projetos adaptados com e sem redução de corda e o projeto proposto 3X. Pode-se observar que cada um dos projetos tem velocidades angulares diferentes para cada velocidade de vento.

Figura 16 - Comparação entre velocidade angular da turbina adaptada Aeolos V – 1KW com corda reduzida, da turbina comercial adaptada e do projeto proposto 3X



Fonte: próprio autor (2022)

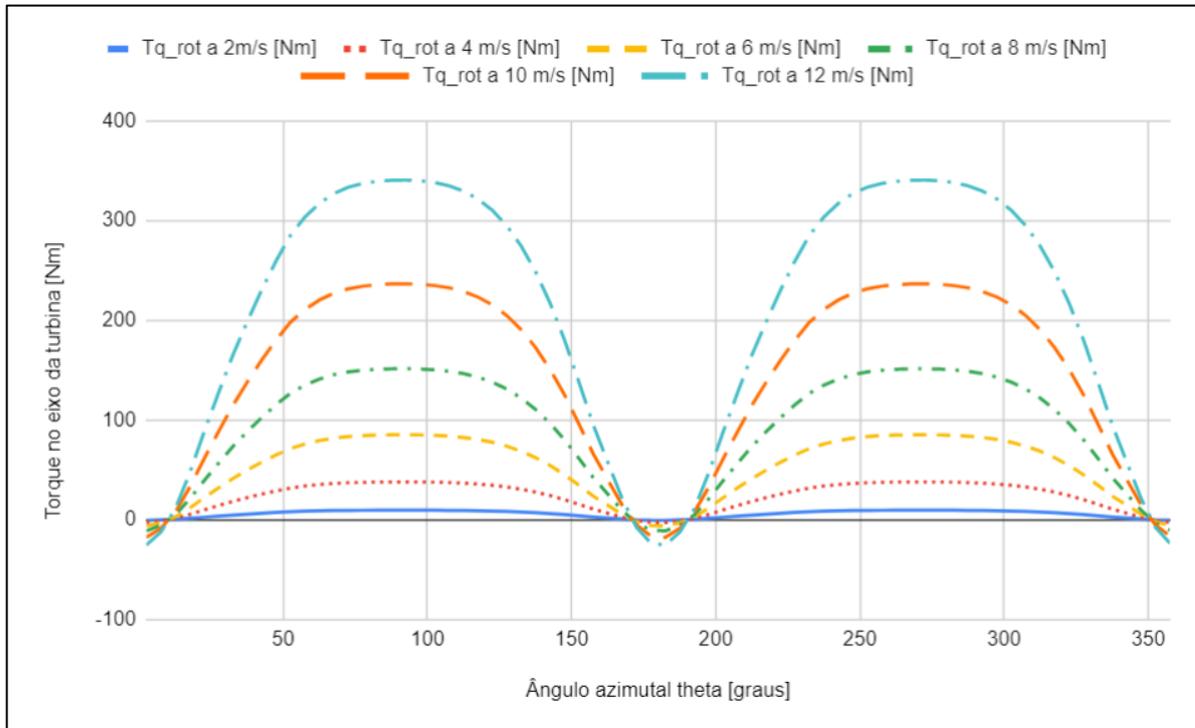
Como se trabalha com turbinas de velocidades variáveis, de acordo com as recomendações do Quadro 4, o controle é feito pelo TSR, cujo objetivo é sempre estar atuando o mais perto possível do TSR opt. Sendo assim, a turbina proposta e a turbina adaptada com corda reduzida, ambas com o TSR de operação de 4, giram mais do que o projeto adaptado, com TSR de operação de 3,5.

A diferença de Ω para a turbina proposta e a adaptada com corda reduzida se dá em função da geometria de seus rotores e pode ser explicada pela Eq. 1. Assim, quando expostas ao mesmo ambiente, as duas turbinas terão o mesmo U_{∞} e como possuem o mesmo TSR, a multiplicação dessas grandezas pode ser entendida como uma constante. Sendo assim, observando a Eq. 1, fica clara a relação de proporcionalidade inversa entre o raio do rotor e sua velocidade angular ou então a relação de proporcionalidade direta entre a velocidade linear da pá e a constante, nesse caso, $U_{\infty} \times TSR$.

As Fig. 17 e 18 apresentam as curvas de torque no eixo das turbinas para o projeto proposto e adaptado, respectivamente. Como era esperado, há ondulação de torque em ambas as situações. Contudo, é interessante ver que a turbina adaptada, na Fig. 18, possui uma amplitude de variação de torque significativamente menor do

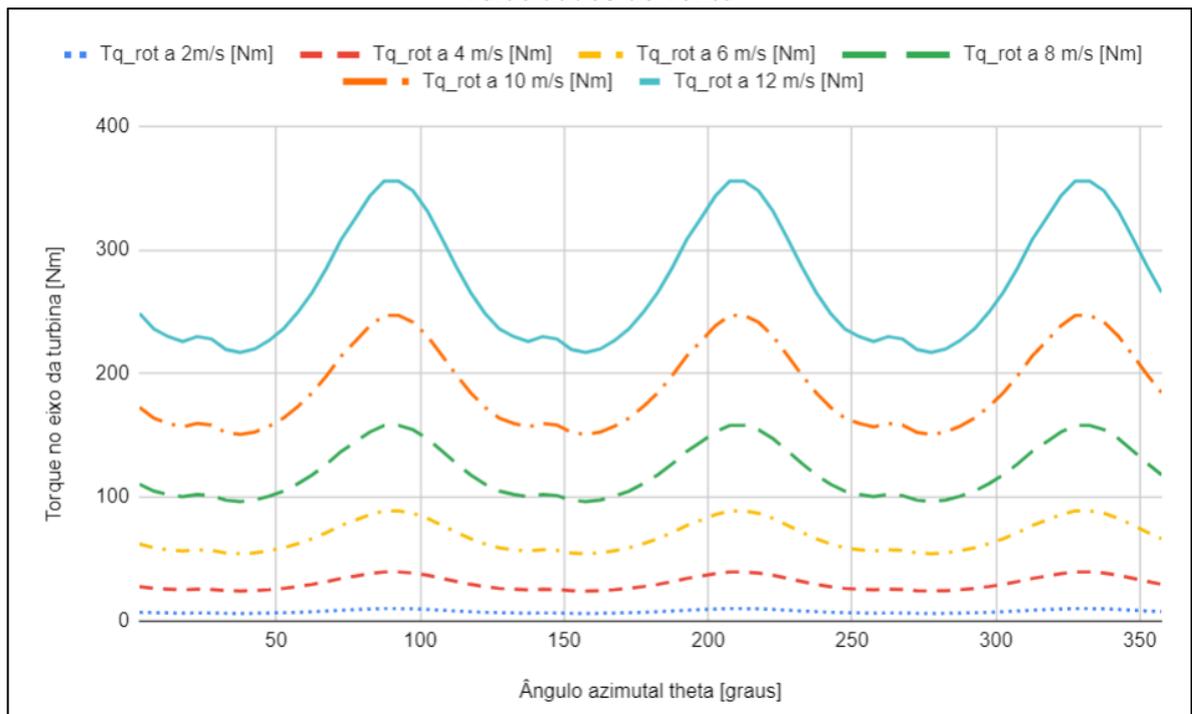
que o projeto proposto cuja variação chega a levar o torque a níveis negativos, ainda que com intensidades relativamente baixas.

Figura 17 - Ondulações de torque no eixo da turbina proposta 3X com velocidades do vento de 2 a 12 m/s



Fonte: próprio autor (2022)

Figura 18 - Ondulações de torque no eixo da turbina adaptada Aeolos V – 1KW a variadas velocidades de vento

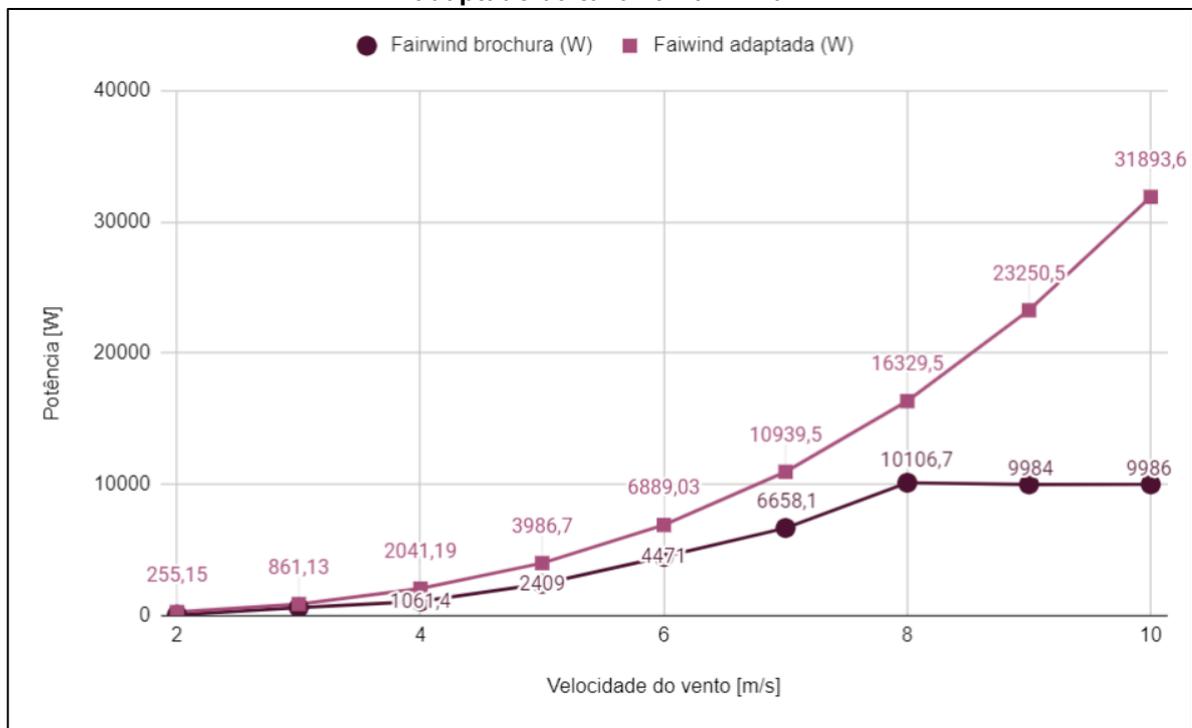


Fonte: próprio autor

Observando o Quadro 2, era esperado que o um projeto com apenas duas pás tivesse essa desvantagem quando comparado a um projeto com três pás no quesito ondulação de torque. Contudo, de acordo com o exposto na seção 2.6, essa desvantagem pode ser combatida ao isolar a flutuação do torque aerodinâmico do torque de geração no eixo ao operar a turbina com velocidade variável.

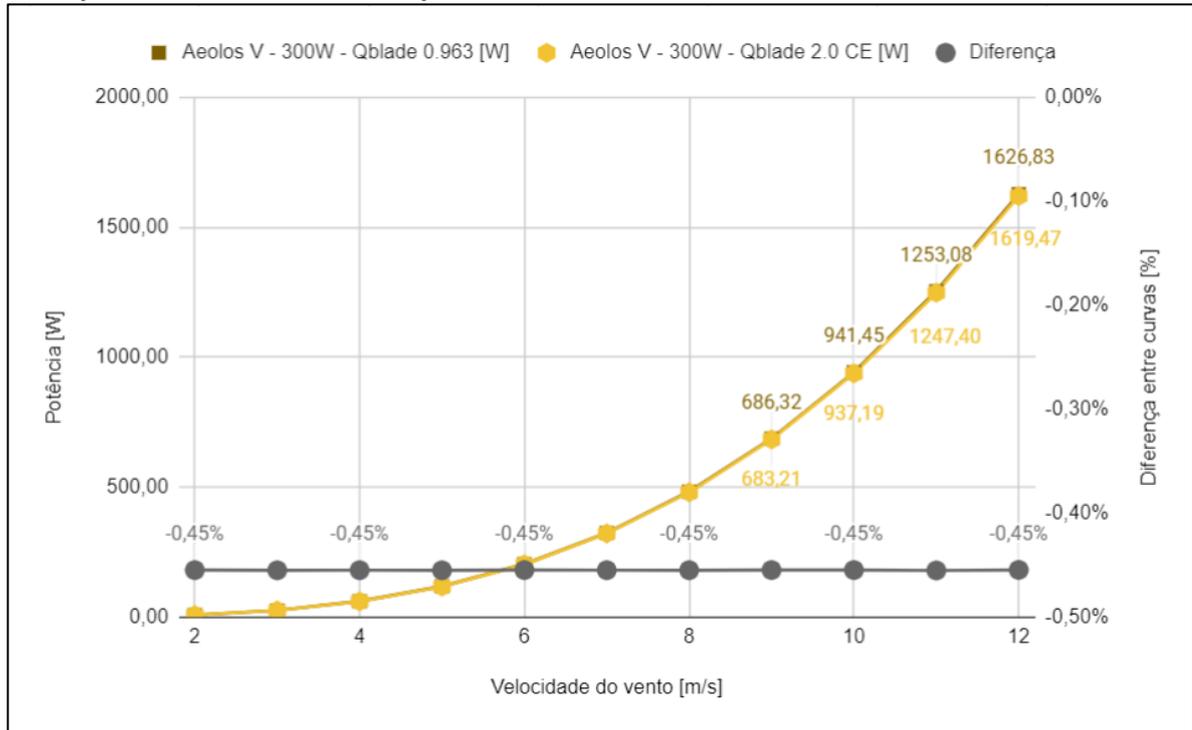
O fim da etapa de validação se dá com as Fig. 19 e 20. A Fig. 19 apresenta a comparação entre os dados da brochura comercial da turbina Fairwind F100 e a adaptação desse projeto para simulação.

Figura 19 - Comparação de resultados de curva de potência entre dados da brochura e projeto adaptado da turbina Fairwind



Fonte: próprio autor (2022)

Figura 20 - Comparação de resultados de curva de potência entre versões do software Qblade para turbina comercial adaptada Aeolos V – 300W, com base na versão mais nova



Fonte: próprio autor (2022)

A comparação entre as curvas da Fig. 19 têm o intuito de demonstrar que a discrepância entre a curva de desempenho simulada e a real não é necessariamente um problema com a adaptação da geometria das turbinas comerciais da marca Aeolos, uma vez que a adaptação de outra turbina com geometria diferente também resultou em uma discrepância de intensidade similar.

Por fim, a Fig. 20 apresenta uma comparação entre as versões do software, a fim de excluir a possibilidade da discrepância ser em função da utilização da versão mais antiga da ferramenta. Nesse caso, simulou-se em ambas as versões do Qblade o projeto adaptado da turbina Aeolos V – 300W. A diferença entre as curvas de potência foi aproximadamente -0,5%, usando a curva da versão mais recente do *software* como base.

Esperava-se uma diferença entre as curvas em função da extrapolação 360° do perfil ter sido feita com parâmetros ligeiramente diferentes. Entretanto, a diferença da magnitude encontrada leva a crer que a discrepância investigada não é produto da versão da ferramenta.

Ainda, a ferramenta Qblade conta com casos de validação e disponibiliza modelos em seu site (o projeto SANDIA 34 m para turbinas verticais e cinco outras

opções para turbinas horizontais), o que também ajuda a corroborar a percepção de que a ferramenta em si não é a causa raiz das discrepâncias.

Nota-se, contudo, que essa ferramenta é muito útil para estimativas iniciais e rápidas de projetos de turbina, como é o caso do presente trabalho, em contraste com análises de dinâmica de fluidos computacionais mais complexas, robustas, porém computacionalmente mais custosas.

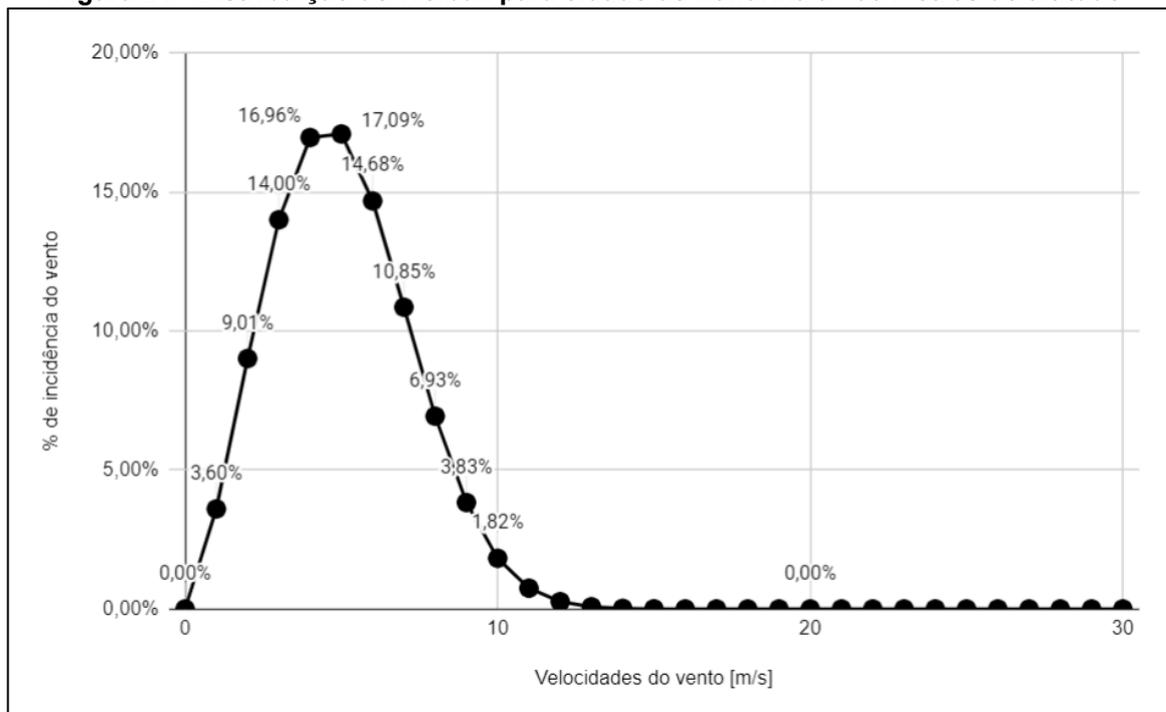
Encerra-se, então, a etapa de estudo dos parâmetros e, embora se tenha encontrado uma opção de parâmetros geométricos e operacionais que permita alcançar um desempenho similar aos dados levantados da brochura, não se pôde dizer com absoluta certeza o que faz com que o desempenho simulado esteja com uma discrepância superior ao que se avaliou subjetivamente como razoável.

4.2 Resultados e Discussões: Resultados finais

Findada a etapa 3.4.1, supõe-se que os resultados são confiáveis dentro dos parâmetros e premissas impostos pelo trabalho e continua-se para a etapa final de cálculo de viabilidade técnica e econômica.

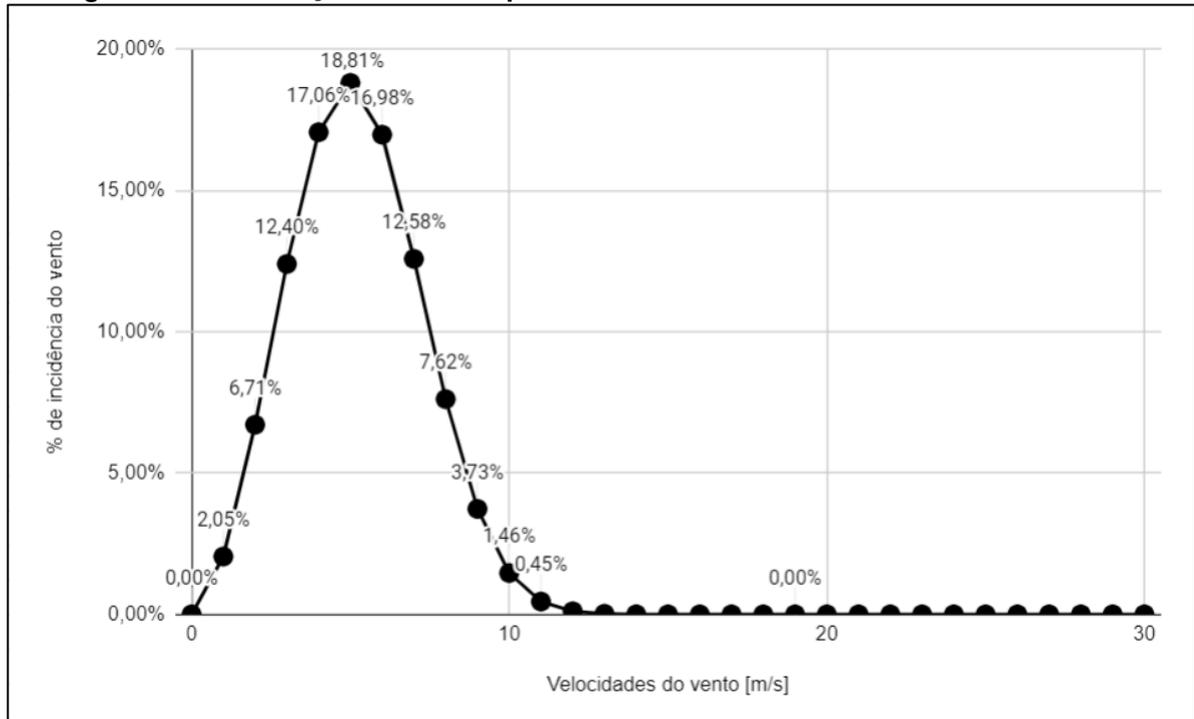
As Fig. 21, 22 e 23 apresentam a distribuição percentual da intensidade dos ventos para cada uma das localidades estudadas, na altitude de 100 metros.

Figura 21 - Distribuição de Weibull para cidade de Londrina a 100 metros de altitude



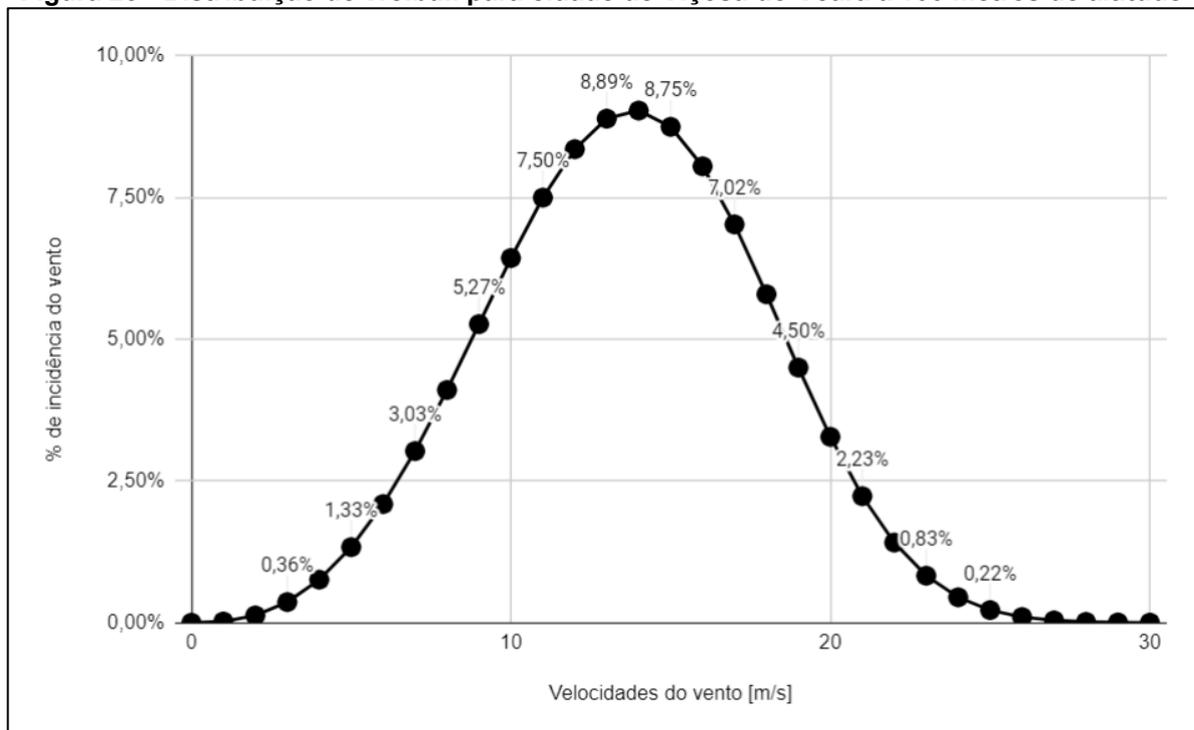
Fonte: próprio autor (2022)

Figura 22 - Distribuição de Weibull para cidade de São Paulo a 100 metros de altitude



Fonte: próprio autor (2022)

Figura 23 - Distribuição de Weibull para cidade de Viçosa do Ceará a 100 metros de altitude



Fonte: próprio autor (2022)

Nessa etapa, pode-se observar as curvas das Fig. 16 e 24 e comparar com as distribuições de Weibull para entender se os projetos de turbinas tem o potencial de atuar nas localidades, dadas suas restrições de rotação, velocidade de *cut-in* e velocidade de *cut-out*.

Para as cidades de Londrina e São Paulo, pode-se observar as Fig. 16, 17, 21 e 22 a fim de determinar a viabilidade técnica da turbina 3X. A faixa de velocidades do vento de 0 m/s a 12 m/s compreende 99,78% da incidência dos ventos em Londrina e 99,96% da incidência dos ventos em São Paulo. Sendo assim, é seguro dizer que essa faixa de velocidades representa o contexto das localidades.

A respeito de velocidade de *cut-in* para o projeto 3X, a turbina ficaria 3,60% do tempo desligada com a incidência de ventos de Londrina e 2,05% do tempo desligada com as incidências do vento de São Paulo.

Sobre a velocidade de *cut-out* e limites de rotação, não há problemas. Observando as Fig. 16 e 17, as curvas de torque estão dentro do esperado, sem nenhuma degradação ou comportamento anômalo, e a turbina não está chegando em seu limite de rotação com as velocidades de até 12m/s.

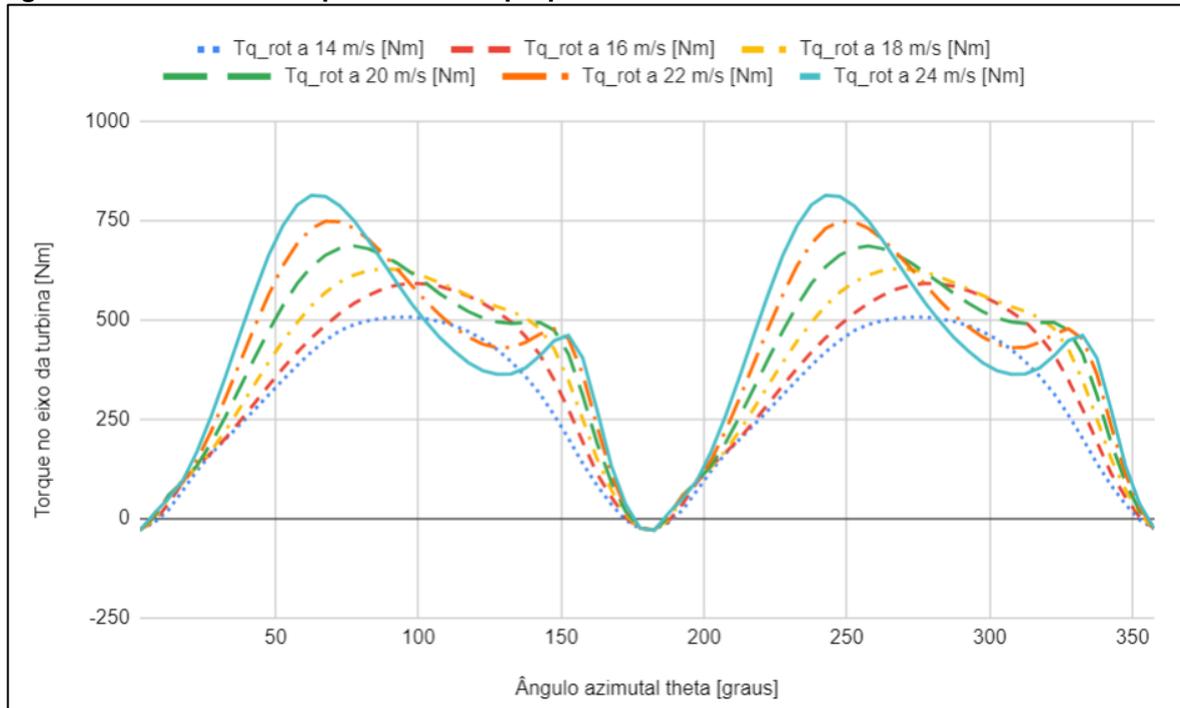
Dessa forma, pode-se concluir que esse modelo de turbina seria viável para Londrina e São Paulo na altitude de 100 metros.

Para Viçosa do Ceará, foi necessário voltar às simulações e alterar a faixa de velocidades de vento da simulação. A faixa de velocidades do vento de 0 m/s a 12 m/s compreende somente 39,38% da incidência dos ventos em Viçosa do Ceará e não representa bem o contexto dessa cidade.

Alterou-se a faixa de velocidade para 0 m/s até 25 m/s a fim de compreender 99,84% da incidência dos ventos. Para isso, também foi necessário alterar a velocidade de *cut-out* nas simulações para 25 m/s, uma vez que o *software* não plotaria a curva até o final da nova faixa de velocidades sem essa alteração.

Para a cidade de Viçosa do Ceará, pode-se observar as Fig. 16, 23 e 24 a fim de determinar a viabilidade técnica da turbina 3X. No tocante à velocidade de *cut-in* para o projeto 3X, a turbina ficaria somente 0,02% do tempo desligada com a incidência de ventos da cidade.

Figura 24 - Curvas de torque da turbina proposta 3X com velocidades do vento de 14 a 24 m/s



Fonte: próprio autor (2022)

Sobre a velocidade de *cut-out* e os limites de rotação, exige-se alguma atenção. Na localidade, a velocidade média é de quase 14 m/s. Nessa situação, a turbina 3X, seguindo a linearidade da curva da Fig. 16, atingirá a velocidade máxima de rotação a partir de 13 m/s. Nesse caso, a turbina passaria a atuar em um patamar aproximadamente fixo de potência após chegar a seu limite de rotação.

Ainda, observando as curvas de torque da Fig. 24, nota-se que até velocidades de 19 m/s, não há comportamento anômalo significativo. Entretanto, a partir de 20 m/s passa-se a observar a influência da restrição de rotação da turbina nas curvas de torque.

O gráfico passa a demonstrar um comportamento diferente das velocidades menores, a partir do pico de torque em 60°. Após 60° há uma queda do valor do torque até 128°, seguida de um crescimento até 153°, a partir de onde se retoma o comportamento esperado da curva.

No caso da turbina 3X, o comportamento anômalo não faz com que a queda de torque a partir dos 60° chegue a patamares negativos, como é o caso da turbina 5X no Apêndice. Ainda, esse comportamento só é observado a partir de 20 m/s, o que representa 8,59% da incidência dos ventos em Viçosa do Ceará, e só passa a ser acentuado a partir de 21 m/s, o que representa 5,31% da incidência dos ventos.

Dessa forma, a turbina estaria em uma situação incomum por aproximadamente 5% do tempo. Uma análise mais profunda é necessária para determinar a criticidade desse comportamento de torque.

Assim, em função do percentual do tempo em que a turbina se encontra em uma situação atípica, pode-se dizer que a turbina é viável para a localidade, mas exigirá mais atenção em sua operação para que sua vida útil não seja diminuída.

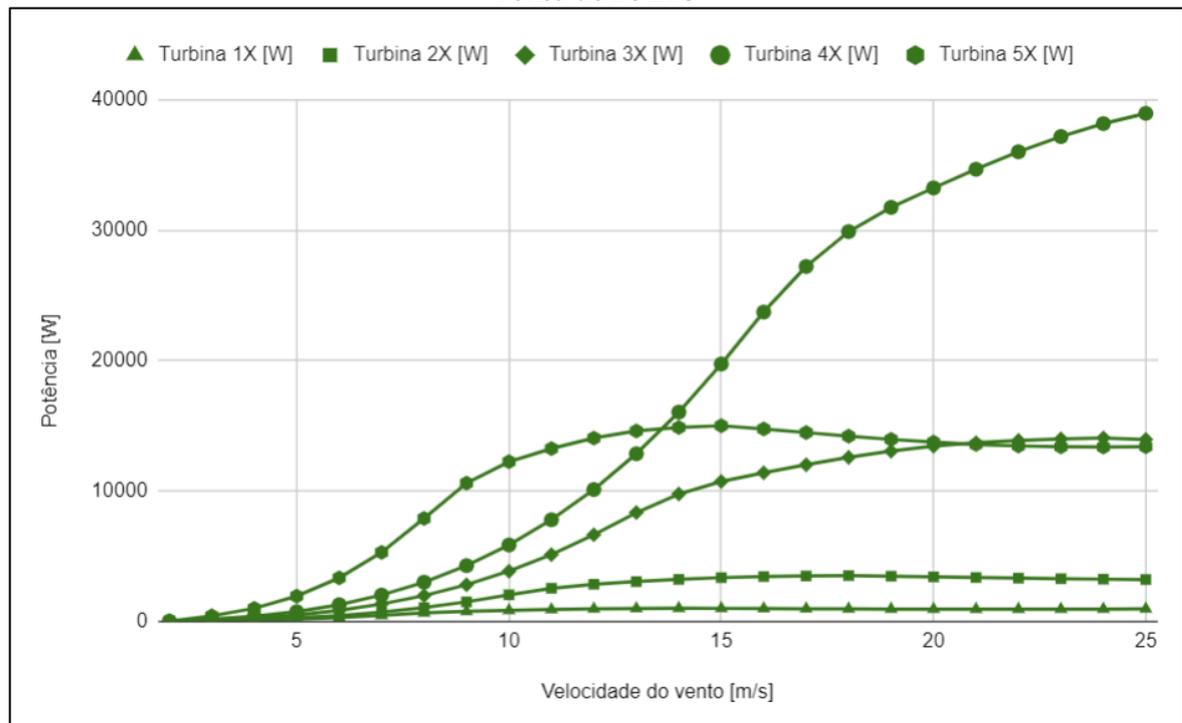
A Tabela 11 apresenta o resultado da análise de viabilidade técnica de todos os projetos propostos nas localidades estudadas e a Fig. 25 mostra todas as curvas de potência das turbinas propostas de 1X até 5X simuladas até a velocidade do vento de 25 m/s.

Tabela 11 - Viabilidade técnica das turbinas propostas para cada localidade

Turbina	Viabilidade técnica em Londrina	Viabilidade técnica em São Paulo	Viabilidade técnica em Viçosa do Ceará
1X	sim	sim	não
2X	sim	sim	não
3X	sim	sim	talvez
4X	sim	sim	sim
5X	não	não	não

Fonte: próprio autor (2022)

Figura 25 – Curvas de potência para todos os projetos propostos simuladas até velocidade do vento de 25 m/s



Fonte: próprio autor (2022)

A respeito da viabilidade econômica, utilizando a premissa encontrada nas brochuras comerciais de uma vida útil de vinte anos, foram calculados, para os projetos tecnicamente viáveis, os valores de geração de energia por localidade, apresentados na Tabela 12, e o *payback*, apresentados na Tabela 13.

Tabela 12 - Geração anual prevista de energia por turbina

Turbina	Geração anual total prevista em Londrina (KWh/ano)	Geração anual total prevista em São Paulo (KWh/ano)	Geração anual total prevista em Viçosa do Ceará (KWh/ano)
1X	2055	2175	2150
2X	3615	3751	5149
3X	7016	7152	31192
4X	10517	10795	24516
5X	25980	27176	52955

Fonte: próprio autor (2022)

Os *paybacks* calculados foram todos menores de oito anos e, conseqüentemente menores do que a vida útil esperada dos projetos, indicando que os projetos tecnicamente viáveis também possuem viabilidade econômica.

Tabela 13 - Payback simples dos projetos propostos viáveis por localidade.

Turbina	Investimento (R\$)	Payback em Londrina (anos)	Payback em São Paulo (anos)	Payback em Viçosa do Ceará (anos)
1X	10.319,40	6,84	7,21	N/A
2X	14.534,10	5,43	5,88	N/A
3X	20.994,84	4,11	4,47	0,41
4X	39.214,86	5,08	5,53	0,38
5X	72.356,34	N/A	N/A	N/A

Fonte: próprio autor (2022)

Observou-se que os *paybacks* são mais longos em São Paulo, ligeiramente mais rápidos em Londrina e significativamente mais rápidos em Viçosa do Ceará, como era de se esperar ao observar a distribuição de Weibull para cada uma das cidades.

5 CONCLUSÃO

Nessa etapa apresenta-se o fechamento do trabalho e as oportunidades que surgiram em meio a sua execução para expandir o conhecimento sobre os assuntos abordados.

Em uma comparação das curvas de potência, as turbinas propostas, cujos parâmetros otimizados foram fornecidos pelo trabalho de Hand et al. (2021), tiveram todas um desempenho superior às turbinas comerciais adaptadas a que foram comparadas.

No tocante à viabilidade, todas as turbinas, cuja viabilidade técnica foi aprovada, deram *payback* menor do que oito anos. Supondo, então, que os projetos propostos consigam ter, de fato, uma vida útil de vinte anos, eles são potenciais investimentos lucrativos e estrategicamente interessantes no quesito de respaldo energético.

No entanto, durante a etapa de estudo da seção 3.4.1 não foi possível identificar com certeza indiscutível a causa raiz da discrepância observada entre as turbinas comerciais adaptadas e os dados levantados das brochuras.

Sendo assim, de forma global, o presente trabalho foi bem-sucedido em apresentar propostas técnica e economicamente viáveis, dentro das premissas estabelecidas. As propostas viáveis, entretanto, são projetos promissores, mas incipientes e necessitam de mais etapas de trabalho antes de se tornarem produtos reais.

Ainda, as turbinas dadas como tecnicamente inviáveis estavam atreladas às restrições das premissas do trabalho e, portanto, se revisitadas podem também se transformar em projetos viáveis. Por exemplo, a turbina proposta 5X teve sua rotação limitada a 100 rpm e isso impactou sua viabilidade criticamente, mas uma possível alteração dessa restrição poderia reutilizar a geometria proposta do rotor para um projeto eficiente.

Por fim, dentro do que se identificou como uma oportunidade de aprofundamento ou possíveis próximos passos do trabalho, pode-se citar: validação e simulação mais aprofundada com dinâmica de fluidos computacional, subsequente prototipagem em escala e teste em túnel de vento, estudar a aplicação de dispositivos de potencialização de escoamento em conjunto com os projetos propostos, aprofundar e esmiuçar custos de fabricação, de materiais e dos

periféricos ao rotor (geradores, sensores, controladores...), calcular ativamente os parâmetros de *cut-in*, *cut-out*, rpm mínimo e rpm máximo, aprofundar o estudo e entendimento da interface das turbinas com seus geradores, realizar uma análise estrutural para determinar a longevidade do projeto, tomando em conta a ondulação de torque oriunda e também avaliar altitudes diferentes das estudadas para se aplicar as turbinas eólicas.

REFERÊNCIAS

Ministério de Minas e Energia. **Resenha Energética Brasileira**. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/ResenhaEnergéticaExercício2020final.pdf>>. Acesso em 25/09/2021.

Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (Brasil). **Conjuntura dos recursos hídricos no Brasil 2020: informe anual**. Disponível em: <<http://conjuntura.ana.gov.br/static/media/conjuntura-completo.23309814.pdf>>. Acesso em 25/09/2021.

SILVA, Rodrigo Corrêa da; NETO, Ismael de Marchi; SEIFERT, Stephan Silva. Electricity supply security and the future role of renewable energy sources in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 59, p. 328-341, jun 2016. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116000290>>. Acesso em 24/09/2021.

HAND, Brian; KELLY, Ger; CASHMAN, Andrew. Aerodynamic design and performance parameters of a lift-type vertical axis wind turbine: A comprehensive review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.139, 110699, abril 2021. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120309813>>. Acesso em 30/09/2021.

WHITTLESEY, Robert. Chapter 10 - Vertical Axis Wind Turbines: Farm and Turbine Design. *In*: LETCHER, Trevor M. (ed.). **Wind Energy Engineering**, Academic Press, 2017, p. 185-202, ISBN 9780128094518. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128094518000102>>. Acesso em: 29/09/2021.

IEA. **Key World Energy Statistics 2021**. [s.l.] International Energy Association, set 2021. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2021>>. Acesso em: 28 out. 2021.

HANSEN, Anca D. .Chapter 8 - Wind Turbine Technologies. *In*: LETCHER, Trevor M. (ed.). **Wind Energy Engineering**, Academic Press, 2017, p. 145-160, ISBN 9780128094518, disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128094518000084>>. Acesso em 29/09/2021.

AKINYELE, D. O.; RAYUDU, R. K. Distributed Photovoltaic Power Generation for Energy-Poor Households: The Nigerian Perspective. *In*: IEEE Asia Pacific Power and Energy Engineering Conference, Hong Kong, 2013. Disponível em <https://www.researchgate.net/publication/266375927_Distributed_Photovoltaic_Power_Generation_for_Energy-Poor_Households_The_Nigerian_Perspective>. Acesso em: 29/09/2021.

AKINYELE, Daniel; NAIR, N; RAYUDU, Ramesh; CHAKRABARTI, Bhujanga. Decentralized energy generation for end-use applications: Economic, social and environmental benefits assessment. In: IEEE Innovative Smart Grid Technologies – Asia, Kuala Lumpur, 2014. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/269270132_Decentralized_energy_generation_for_end-use_applications_Economic_social_and_environmental_benefits_assessment>. Acesso em: 29/09/2021.

HANSEN, Martin O.L. . Chapter 9 - Aerodynamics and Design of Horizontal-Axis Wind Turbines. In: LETCHER, Trevor M. (ed.). **Wind Energy Engineering**, Academic Press, 2017, p. 161-184, ISBN 9780128094518. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128094518000096>>. Acesso em: 29/09/2021.

QBLADE team. **QBLADE wind turbine design and simulation**. Disponível em: <<http://www.q-blade.org/#welcome>>. Acesso em 29/09/2021.

JUÁREZ, Alberto; ARAÚJO, Alex; ROHATGI, Janardan, QUEIROZ, Oyama. Development of the wind power in Brazil: Political, social and technical issues. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.39, p. 828-834, nov 2014. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032114005383>> Acesso em 29/09/2021.

Ministério de Minas e Energia. **Plano decenal de Expansão de Energia 2023**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-47/topico-85/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202023.pdf>>. Acesso em 29/09/2021.

Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB). **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf>. Acesso em 29/02/2021.

GNOATTO, Henrique. **Análise de viabilidade técnica e econômica para implantação de aerogerador em propriedades rurais de Cascavel, Londrina e Palmas-PR**. 2017. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura – PPGEA, Universidade Estadual do Oeste do Paraná. Cascavel, 2017. Disponível em <http://tede.unioeste.br/handle/tede/3030>. Acesso em: 25/09/2021.

ONU. **Sustainable Development Goal 7**. Disponível em: <<https://sdgs.un.org/goals/goal7>>. Acesso em: 01/11/2021.

ONU. **Sustainable Development Goal 7 Report**. Disponível em: <<https://unstats.un.org/sdgs/report/2021/goal-07/>>. Acesso em: 01/11/2021.

Sistema IGBE de Recuperação Automática - SIDRA. **Proporção da população com acesso à energia elétrica**. Disponível em:

<<https://sidra.ibge.gov.br/tabela/6590#resultado>>. Acesso em: 01/11/2021.

KOZAK, Peter. **Effects of Unsteady Aerodynamics on Vertical-Axis Wind Turbine Performance**. 2014. Dissertação (Mestrado) – Programa de Mestrado em Engenharia Mecânica e Aeroespacial, Illinois Institute of Technology. Chicago, 2014. Disponível em:

<https://www.researchgate.net/publication/263161316_Effects_of_Unsteady_Aerodynamics_on_Vertical-Axis_Wind_Turbine_Performance>. Acesso em 01/11/2021.

APELFROJD, S; ERIKSSON, S; BERNHOFF, H. A review of research on large scale modern vertical axis wind turbines at Uppsala University. **Energies** **2016**, 21 jul 2016. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/9/7/570>>. Acesso em 01/11/2021.

TAVNER, PJ; XIANG, J; SPINATO, F. Reliability analysis for wind turbines. **Wind Energy** **2006**, v.10, p. 1-18, jan/fev 2007. Disponível em:

<<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/we.204>>. Acesso em: 01/11/2021.

ARABIAN-HOSEYNABADI, H; ORAEE, H; TAVNER, PJ. Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) for wind turbines. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v.32, p. 817-824, set 2010. Disponível em:

<<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0142061510000281?via%3Dihub>>. Acesso em: 01/11/2021.

OTTERMO, F; BERNHOFF, H. An upper size of vertical axis wind turbines. **Wind Energy**, v. 17, p. 1623-1629, 2 ago 2013. Disponível em:

<<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/we.1655>>. Acesso em 01/11/2021.

KALMIKOV, Alexander. Chapter 2 - Wind Power Fundamentals *In*: LETCHER, Trevor M. (ed.). **Wind Energy Engineering**, Academic Press, 2017, p. 17-24, ISBN 9780128094518. Disponível em:

<<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128094518000023>>.

Acesso em 29/09/2021

BATTISTI, L; BRIGHENTI, A; BENINI, E; CASTELLI, MR. Analysis of different blade architectures on small VAWT performance. **Journal of Physics: Conference Series** **2016**, v. 753, out 2016. Disponível em:

<<https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/753/6/062009>>. Acesso em 03/11/2021.

MERZ, KO; SVENDSEN, HG. A control algorithm for the deepwind floating vertical axis wind turbine. **Journal of Renewable and Sustainable Energy** **2013**, v. 5, 23 dez 2013. Disponível em: <<https://aip.scitation.org/doi/10.1063/1.4854675>>. Acesso em 03/11/2021.

ZANFORLIN, Stefania; DELUCA, Stefano. Effects of the Reynolds number and the tip losses on the optimal aspect ratio of straight-bladed Vertical Axis Wind Turbines. **Energy**, v. 148, p. 179-195, 1 abril 2018. Disponível em:

<<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544218301609>>. Acesso em 03/11/2021.

FIEDLER, A; TULLIS, S. Blade Offset and Pitch Effects on a High Solidity Vertical Axis Wind Turbine. **Wind Engineering**, v.33, p. 237-246, 1 maio 2009. Disponível em: <<https://journals.sagepub.com/doi/10.1260/030952409789140955>>. Acesso em 07/11/2021.

SOMOANO, M; HUERA-HUARTE, F.J. . The dead band in the performance of cross-flow turbines: Effects of Reynolds number and blade pitch. **Energy Conversion and Management**, v. 172, p. 277-284, 15 set 2018. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890418306976>>. Acesso em 07/11/2021.

ASR, Mahdi Torabi; NEZHAD, Erfan Zal; MUSTAPHA, Faizal; WIRIADIDJAJA, Surjatin. Study on start-up characteristics of H-Darrieus vertical axis wind turbines comprising NACA 4-digit series blade airfoils. **Energy**, v. 112, p. 528-537, 1 out 2016. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544216308337>>. Acesso em 07/11/2021.

LEISHMAN, Gordon J. **Principles of helicopter aerodynamics with CD extra**. Cambridge university press, 2006.

BIANCHINI, A; BALDUZZI, F; FERRARA, G; FERRARI, L. Influence of the Blade-Spoke Connection Point on the Aerodynamic Performance of Darrieus Wind Turbines. **ASME Turbo Expo 2016: Turbomachinery Technical Conference and Exposition**. v. 9, jun 13-17 2016. Disponível em: <<https://asmedigitalcollection.asme.org/GT/proceedings-abstract/GT2016/49873/V009T46A012/236513>>. Acesso em 07/11/2021.

MCADAM, R.A.; HOULSBY, G.T.; OLDFIELD, M.L.G. .Experimental measurements of the hydrodynamic performance and structural loading of the transverse horizontal axis water turbine: Part 2. **Renewable Energy**, v. 59, p. 141-149, nov 2013. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148113001717>>. Acesso em 07/11/2021.

WILMER, A. C. .Wind tunnel tests on a 3m diameter Musgrove windmill. **International Journal of Ambient Energy**, v.1, p. 21-27, 1980. Disponível em: <<https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/01430750.1980.9675710>>, Acesso em 07/11/2021.

COTON, FN; GALBRAITH, R. A. McD ; JIANG, D. The Influence of Detailed Blade Design on the Aerodynamic Performance of Straight-Bladed Vertical Axis Wind Turbines. **Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy**, v. 210, p.65-74, 1 fev 1996. Disponível em: <https://journals.sagepub.com/doi/10.1243/PIME_PROC_1996_210_009_02>. Acesso em 07/11/2021.

CLAESSENS, M. C. **The design and testing of airfoils for application in small vertical axis wind turbines**. 2006. Dissertação (Mestrado) – Programa de Mestrado em Engenharia Aeroespacial, Delft University of Technology. Delft, 2006. Disponível em: <<https://repository.tudelft.nl/islandora/object/uuid:fe4a7ae3-103e-40f3-a1f1-ae6d910d8c71>>. Acesso em 07/11/2021.

MEANA-FERNÁNDEZ, Andrés; SOLÍS-GALLEGO, Irene; ORO, Jesús Manuel FERNANDÉZ; DÍAZ, Katia María Argüelles; VELARDE-SUÁREZ, Sandra. Parametrical evaluation of the aerodynamic performance of vertical axis wind turbines for the proposal of optimized designs. **Energy**, v. 147, p. 504-517, 15 mar 2018. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036054421830080X>>. Acesso em 07/11/2021.

BLACKWELL, Ben F.; SHELDAHL, Robert E.; FELTZ, Louis V. **Wind tunnel performance data for the Darrieus wind turbine with NACA 0012 blades**. Sandia National Laboratories Report for the United States Department of Energy. Albuquerque, 1976. Disponível em: <<https://energy.sandia.gov/wp-content/gallery/uploads/SAND-76-0130.pdf>>. Acesso em 07/11/2021.

BATTISTI, L.; BENINI, E.; BRIGHENTI, A.; CASTELLI, M. Raciti; DELL'ANNA, S.; DOSSENA, V.; PERSICO, G.; PAULSEN, U. Schmidt; PEDERSEN, T.F. Normalized performance and load data for the deepwind demonstrator in controlled conditions. **Data in Brief**, v. 8, p. 1120-1126, set 2016. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352340916304644>>. Acesso em 07/11/2021.

LOHRY, Mark W.; MARTINELLI, Luigi. Unsteady Reynolds-Averaged Navier–Stokes Simulation of Crossflow Rotors, Scaling, and Blockage Effects. **AIAA Journal** 2016, v. 54, p. 3828-3839, 6 set 2016. Disponível em: <<https://arc.aiaa.org/doi/10.2514/1.J055069>>. Acesso em 07/11/2021.

ROSSETTI, A.; PAVESI, G. Comparison of different numerical approaches to the study of the H-Darrieus turbines start-up. **Renewable Energy**, v. 50, p. 7-19, fev 2013. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014811200376X>>. Acesso em 07/11/2021.

HOERNER, Sighard F. **Fluid-dynamic drag**. Hoerner fluid dynamics, 1965.

GUDMUNDSSON, Snorri. **General aviation aircraft design: Applied Methods and Procedures**. Butterworth-Heinemann, 2013.

AHMADI-BALOUTAKI, M.; CARRIVEAU, R.; TING, DS-K. Straight-bladed vertical axis wind turbine rotor design guide based on aerodynamic performance and loading analysis. **Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy**, v.228, p. 742-759, 9 jun 2014. Disponível em: <<https://journals.sagepub.com/doi/10.1177/0957650914538631>>. Acesso em 07/11/2021.

WONG, Kok Hoe; CHONG, Wen Tong; SUKIMAN, Nazatul Liana; POH, Sin Chew; SHIAH, Yui-Chuin; WANG, Chin-Tsan. Performance enhancements on vertical axis wind turbines using flow augmentation systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 73, p. 904-921, jun 2017. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117301909>>. Acesso em 07/11/2021.

WU, Bin et al. **Power conversion and control of wind energy systems**. John Wiley & Sons, 2011.

TROEN, J. S.; PETERSEN, E. L. **Wind atlas analysis and application program (Wasp)**. Roskilde: Riso National Laboratory, 1989.

BURTON, T.; et al. **Wind Energy Handbook**. Chichester: John Wiley and Sons, 2001.

MOURA, A. P., et al. Use of the Weibull and Rayleigh Distributions as Tools for Forecast of the Power, Generated Energy and Losses in a Distribution System: a Case Study. **VI Induscon – Conferência de Aplicações Industriais**. Joinville, SC, 2004.

LIMA, F. L.; SILVA, E. M.; VIEIRA, C. A. Avaliação da Aplicação das Distribuições de Probabilidade de Weibull, e Rayleigh e Log-Normal para obtenção da densidade de potência eólica na região Jaguararuana-CE. In: XV Congresso Brasileiro de Meteorologia, São Paulo, 2008.

CUSTÓDIO, R. S. **Energia eólica para produção de energia elétrica**. Porto Alegre: PUCRS, 2007.

RIBEIRO JUNIOR, Elson Heraldo; PENTEADO, Rosângela de Fátima Stankowitz. **Modelo para formatação de trabalhos acadêmicos da UTFPR**. Ponta Grossa, 2011. (Apostila).

ROTH, Michael. **The Economic feasibility of power production from utility scale wind farms at Oberlin College**. 2010. Dissertação (Mestrado) – Programa de Mestrado em Administração Ambiental, Duke University. Durham, 2010. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/45257442_THE_ECONOMIC_FEASIBILITY_OF_POWER_PRODUCTION_FROM_UTILITY_SCALE_WIND_FARMS_AT_OBERLIN_COLLEGE>. Acesso em 17/11/2021.

COPEL (Companhia Paranaense de Energia). Tarifas de Energia Elétrica. **Tarifas aplicadas ao grupo B**. Disponível em: <https://www.copel.com/site/copel-distribuicao/tarifas-de-energia-eletrica/>. Acesso em: 25 set. 2022.

ENEL – SP (Entidade Nacional de Eletricidade). Tarifas de Energia Elétrica. **TARIFAS PARA O FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.053/2022 DA ANEEL -VÁLIDAS A PARTIR DE 04/07/2022**. Disponível em: https://www.enel.com.br/pt-saopaulo/Para_Voce/tarifa-energia-eletrica.html. Acesso em: 25 set. 2022.

ENEL – CE (Entidade Nacional de Eletricidade). Tarifa de Fornecimento – Baixa Tensão. **Tarifas Grupo B homologadas pela ANEEL**. Disponível em: <https://www.enel.com.br/content/dam/enel-br/megamenu/taxas,-tarifas-e-impostos/Tarifas-ENEL-CE-bandeira-VERDE-Julho22.pdf>. Acesso em: 25 set. 2022.

CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica). Atlas Eólico Brasileiro – Simulações 2013. **Mapas temáticos**. 1 ago. 2017. Disponível em: <http://novoatlas.cepel.br/index.php/mapas-tematicos/>. Acesso em: 07 nov. 2022.

Renugen (*Renewable Generation*). Shop (*Buy Renewable Energy Products*). **Aeolos- V 300W**. Disponível em: <https://www.renugen.co.uk/aeolos-aeolos-v-300w-300w-wind-turbine/>. Acesso em: 13 set. 2022.

Aeolos – Wind Turbine Star. *Vertical Wind Turbine Brochure*. **Aeolos- V 300W**. Disponível em: https://www.renugen.co.uk/content/micro_wind_turbine_brochures/micro_wind_turbine_brochures/Aeolos%20Wind%20Turbine/Aeolos-Aeolos-V-300w-300W-Wind-Turbine-Brohchure.pdf. Acesso em: 13 set. 2022.

Renugen (*Renewable Generation*). Shop (*Buy Renewable Energy Products*). **Aeolos-V 600W**. Disponível em: <https://www.renugen.co.uk/aeolos-aeolos-v-600w-600w-wind-turbine/>. Acesso em: 13 set. 2022.

Aeolos – Wind Turbine Star. *Vertical Wind Turbine Brochure*. **Aeolos- V 600W**. Disponível em: https://www.renugen.co.uk/content/micro_wind_turbine_brochures/micro_wind_turbine_brochures/Aeolos%20Wind%20Turbine/Aeolos-Aeolos-V-600w-600W-Wind-Turbine-Brohchure.pdf. Acesso em: 13 set. 2022.

Renugen (*Renewable Generation*). Shop (*Buy Renewable Energy Products*). **Aeolos-V 1000W**. Disponível em: <https://www.renugen.co.uk/aeolos-aeolos-v-1000w-1000w-off-grid-wind-turbine/>. Acesso em: 13 set. 2022.

Aeolos – Wind Turbine Star. *Vertical Wind Turbine Brochure*. **Aeolos- V 1000W**. Disponível em: https://www.renugen.co.uk/content/micro_wind_turbine_brochures/micro_wind_turbine_brochures/Aeolos%20Wind%20Turbine/Aeolos-Aeolos-V-1000w-1000W-Grid-Off-Wind-Turbine-Brohchure.pdf. Acesso em: 13 set. 2022.

Renugen (*Renewable Generation*). Shop (*Buy Renewable Energy Products*). **Aeolos-V 3000W**. Disponível em <https://www.renugen.co.uk/aeolos-aeolos-v-3000w-3000w-on-grid-wind-turbine/>. Acesso em: 13 set. 2022.

Aeolos – Wind Turbine Star. *Vertical Wind Turbine Brochure*. **Aeolos- V 3000W**. Disponível em: https://www.renugen.co.uk/content/small_wind_turbine_brochures/small_wind_turbine_brochures/Aeolos%20Wind%20Turbine/Aeolos-Aeolos-V-3000w-3000W-Grid-On-Wind-Turbine-Brohchure.pdf. Acesso em: 13 set. 2022.

Renugen (*Renewable Generation*). Shop (*Buy Renewable Energy Products*). **Aeolos-V 5000W**. Disponível em: <https://www.renugen.co.uk/aeolos-aeolos-v-5000w-5000w-off-grid-wind-turbine/>. Acesso em: 13 set. 2022.

Aeolos – Wind Turbine Star. *Vertical Wind Turbine Brochure. Aeolos- V 5000W.*

Disponível em:

https://www.renugen.co.uk/content/small_wind_turbine_brochures/small_wind_turbine_brochures/Aeolos%20Wind%20Turbine/Aeolos-Aeolos-V-5000w-5000W-Grid-Off-Wind-Turbine-Brochure.pdf. Acesso em: 13 set. 2022.

Fairwind S.A. *Products. Fairwind F100 – 10 KW.* Disponível em:

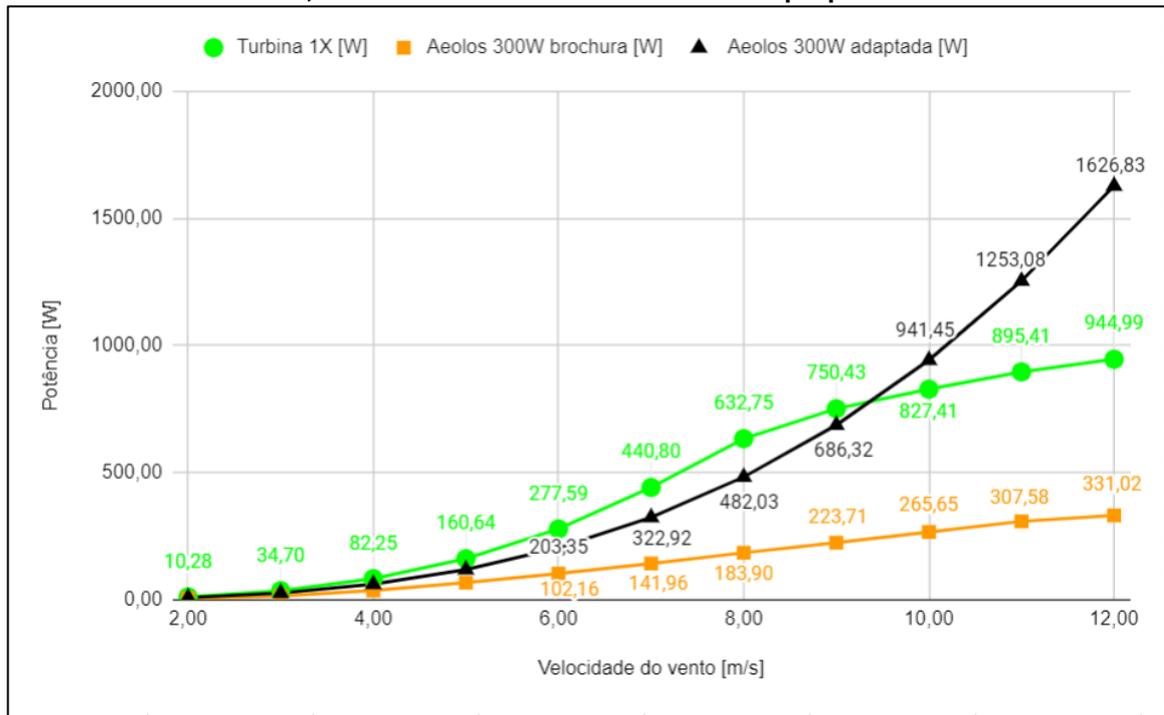
<https://www.fw4sea.com/en/products-gb/gammegb/89-fiches-techniques-gb/104-f100-10gb>. Acesso em: 18 set. 2022.

FRANÇA. Presidente (1901 – 1909: Theodore Roosevelt). ***Citizenship in a Republic.*** Paris, 23 abr. 1910. Disponível em:

<https://www.presidency.ucsb.edu/documents/address-the-sorbonne-paris-france-citizenship-republic>. Acesso em: 13 nov. 2022.

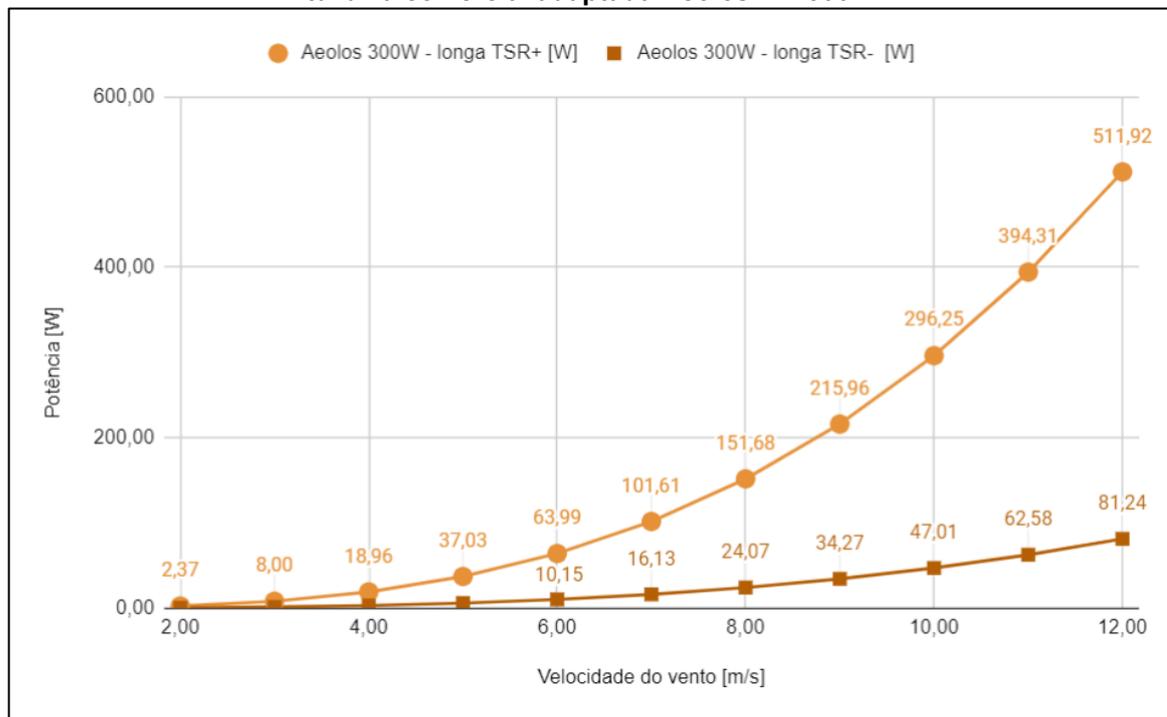
APÊNDICE

Figura 26 - Comparação entre curvas de potência da turbina comercial adaptada Aeolos V – 300W, dos dados da brochura e da turbina proposta 1X



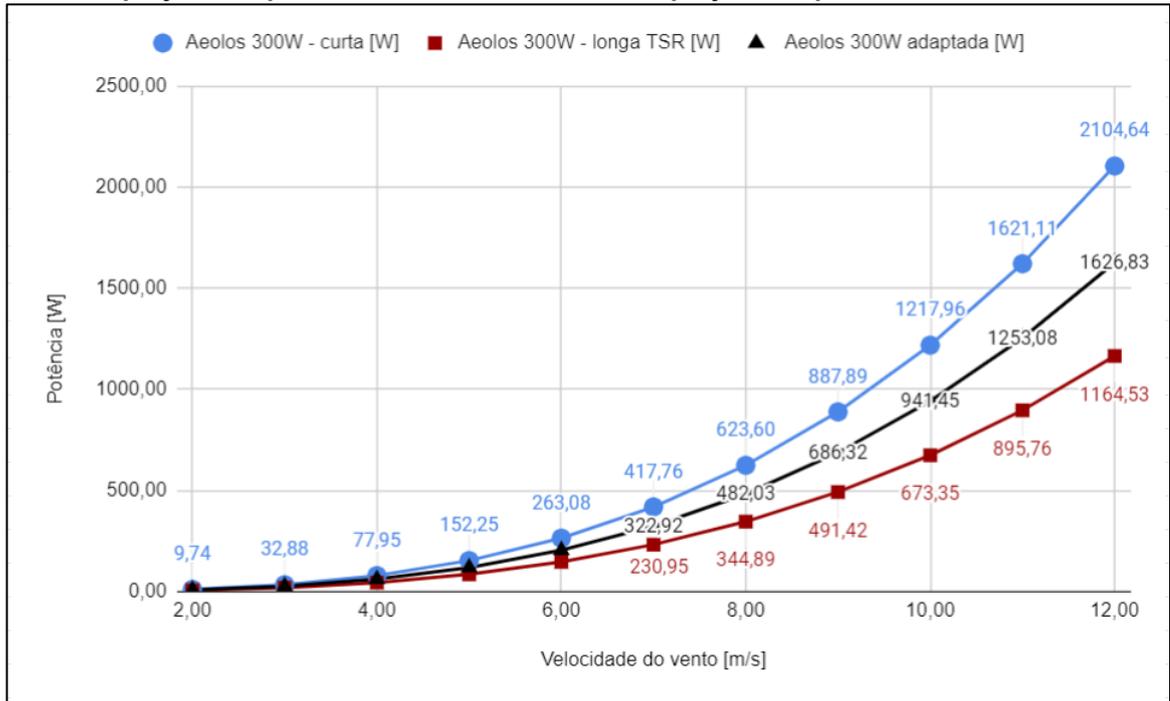
Fonte: próprio autor (2022)

Figura 27 - Curvas de potência resultantes do aumento da corda e variação de TSR para turbina comercial adaptada Aeolos V – 300W



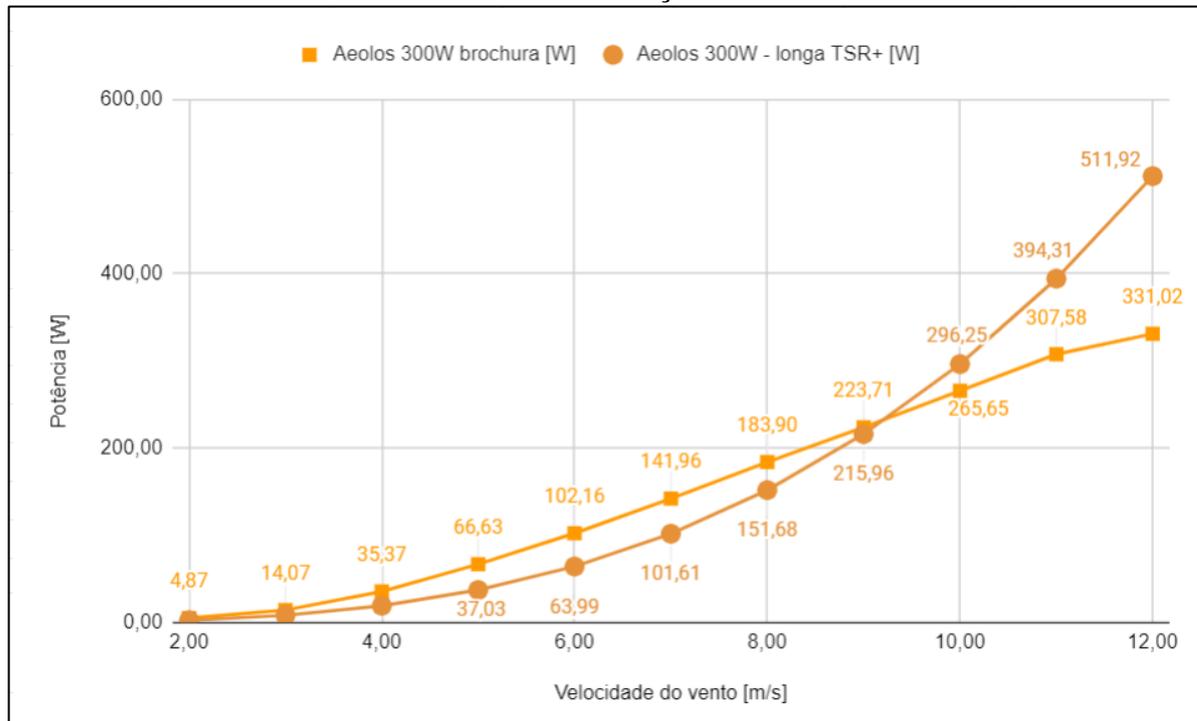
Fonte: próprio autor (2022)

Figura 28 - Comparação entre curvas de potência da turbina comercial adaptada Aeolos V – 300W, do projeto adaptado com corda reduzida e do projeto adaptado com corda aumentada



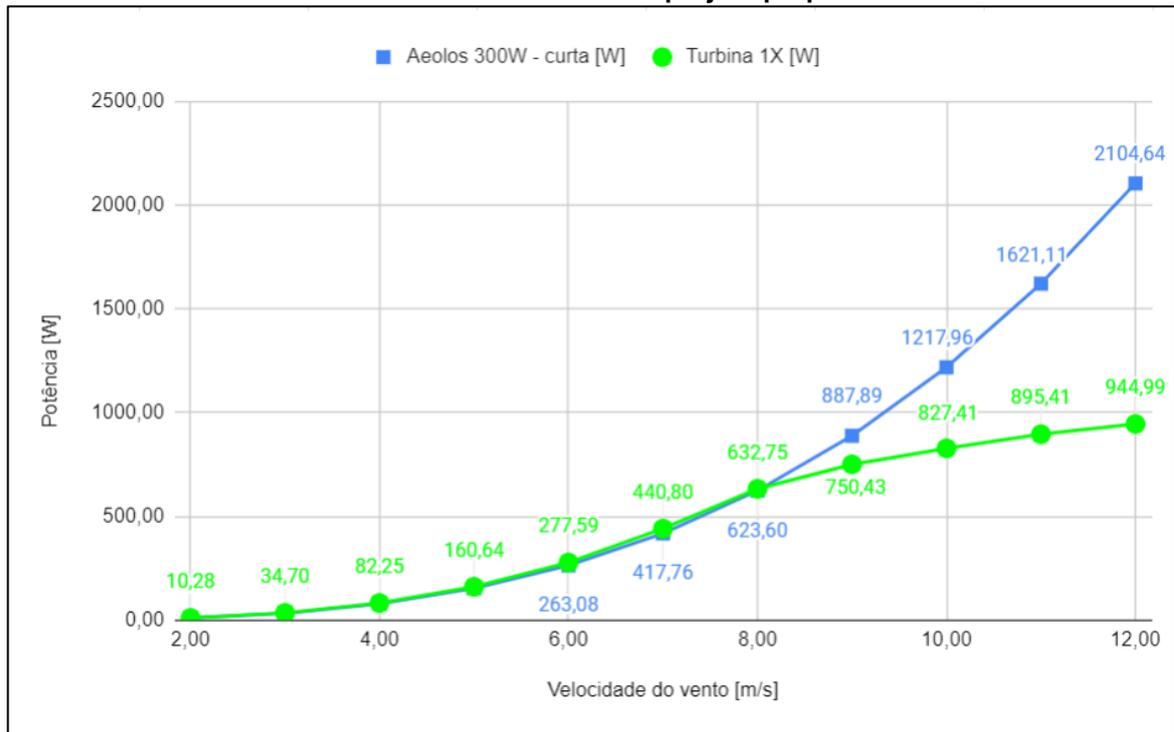
Fonte: próprio autor (2022)

Figura 29 - Comparação de curvas de potências entre dados da brochura e a turbina adaptada Aeolos V – 300W com alteração de corda e TSR



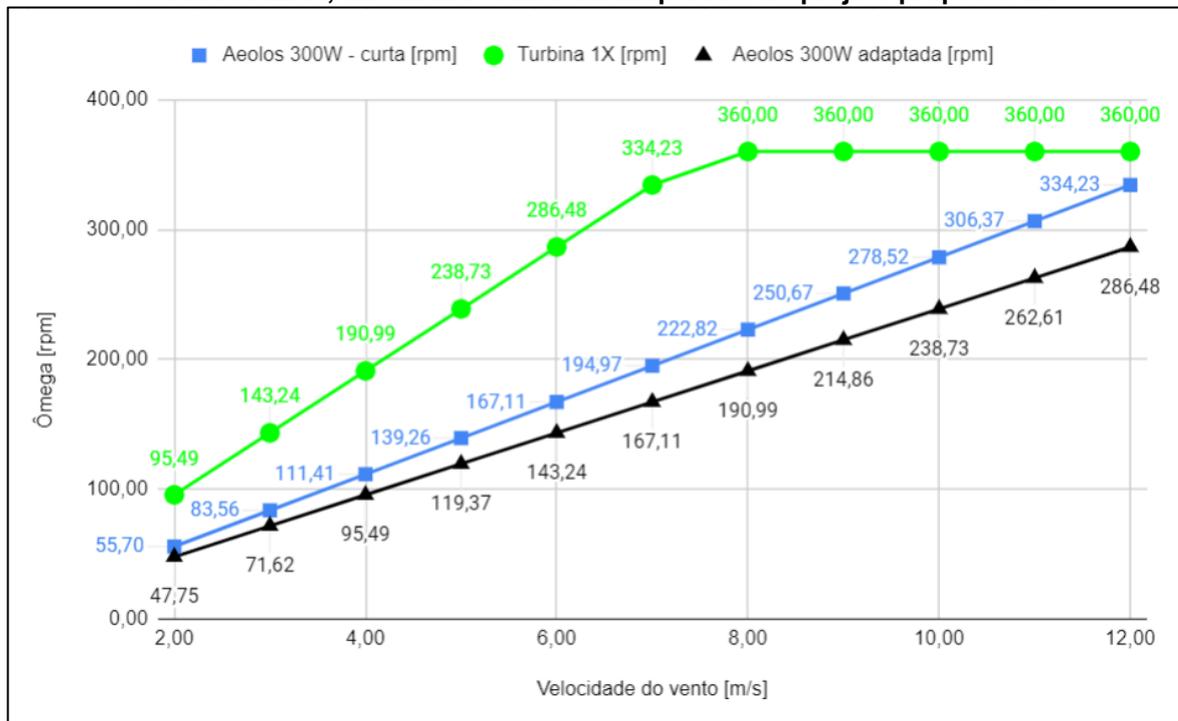
Fonte: próprio autor (2022)

Figura 30 - Comparação entre curvas de potência da turbina comercial adaptada Aeolos V – 300W com corda reduzida e do projeto proposto 1X



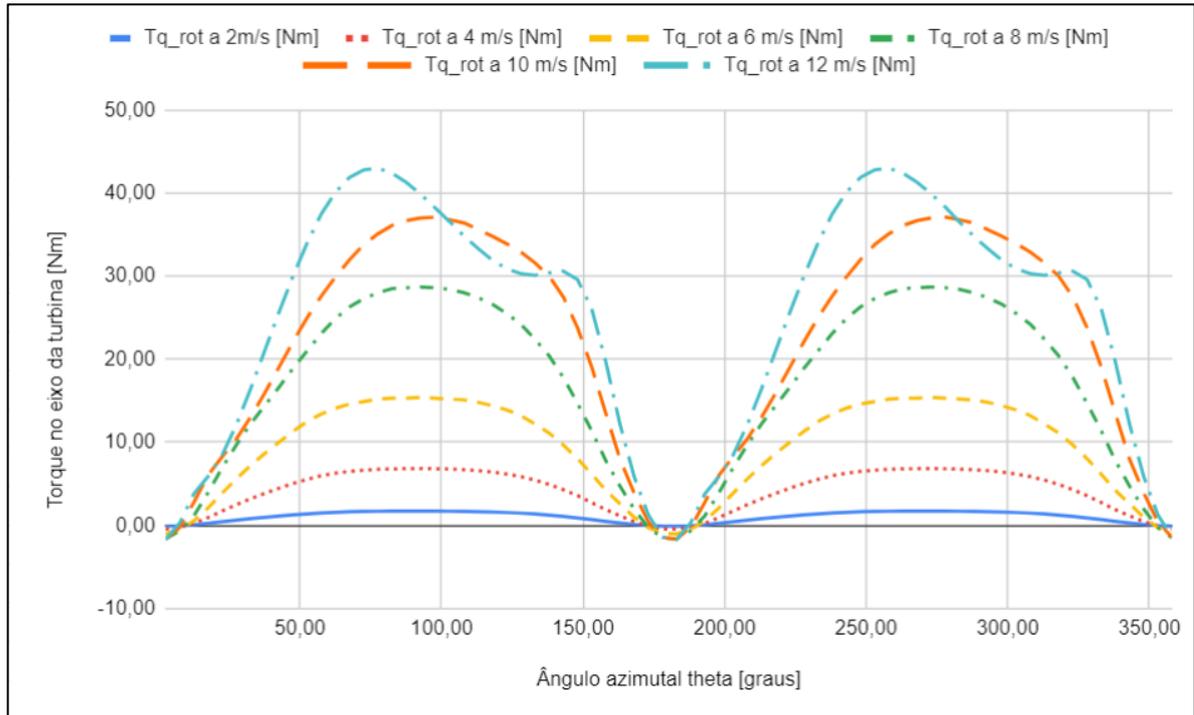
Fonte: próprio autor (2022)

Figura 31 - Comparação entre velocidade angular da turbina adaptada Aeolos V – 300W com corda reduzida, da turbina comercial adaptada e do projeto proposto 1X



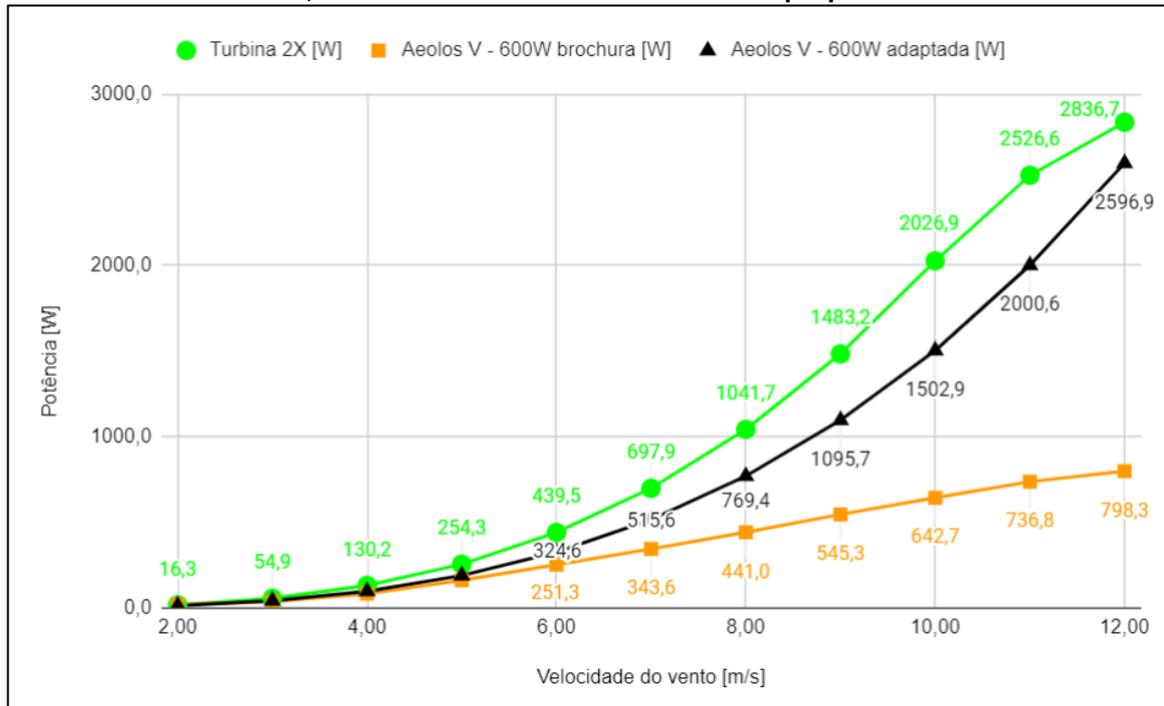
Fonte: próprio autor (2022)

Figura 32 - Ondulações de torque no eixo da turbina proposta 1X com velocidades do vento de 2 a 12 m/s



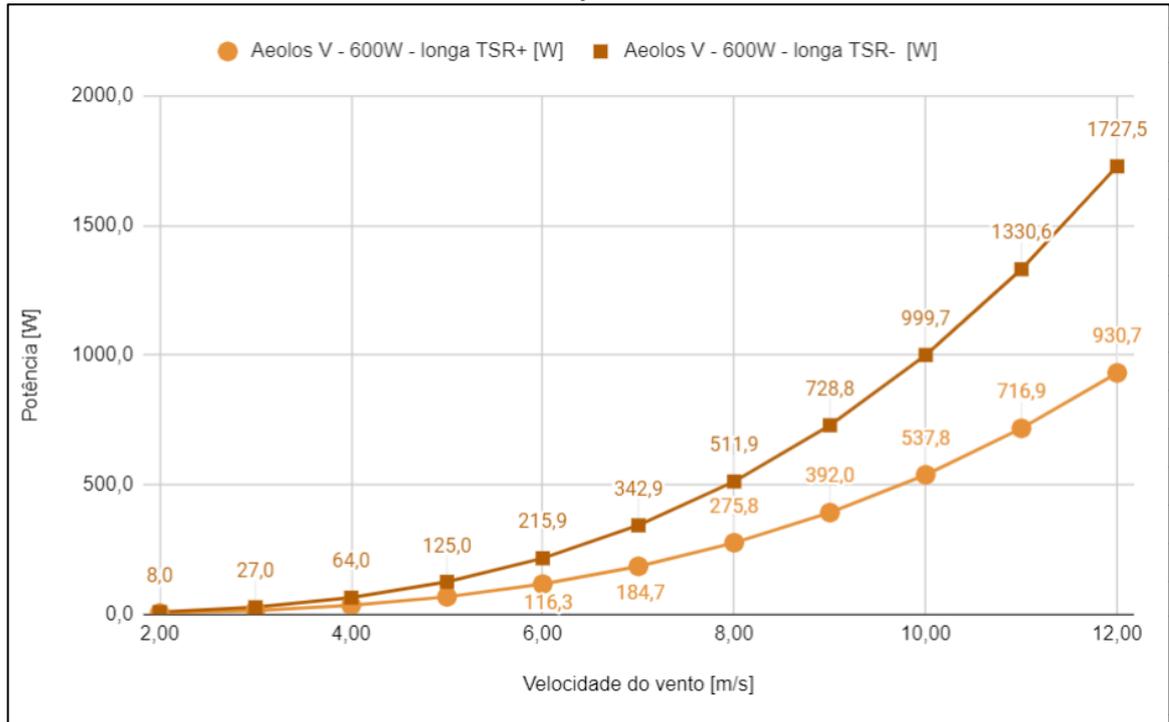
Fonte: próprio autor (2022)

Figura 33 - Comparação entre curvas de potência da turbina comercial adaptada Aeolos V – 600W, dos dados da brochura e da turbina proposta 2X



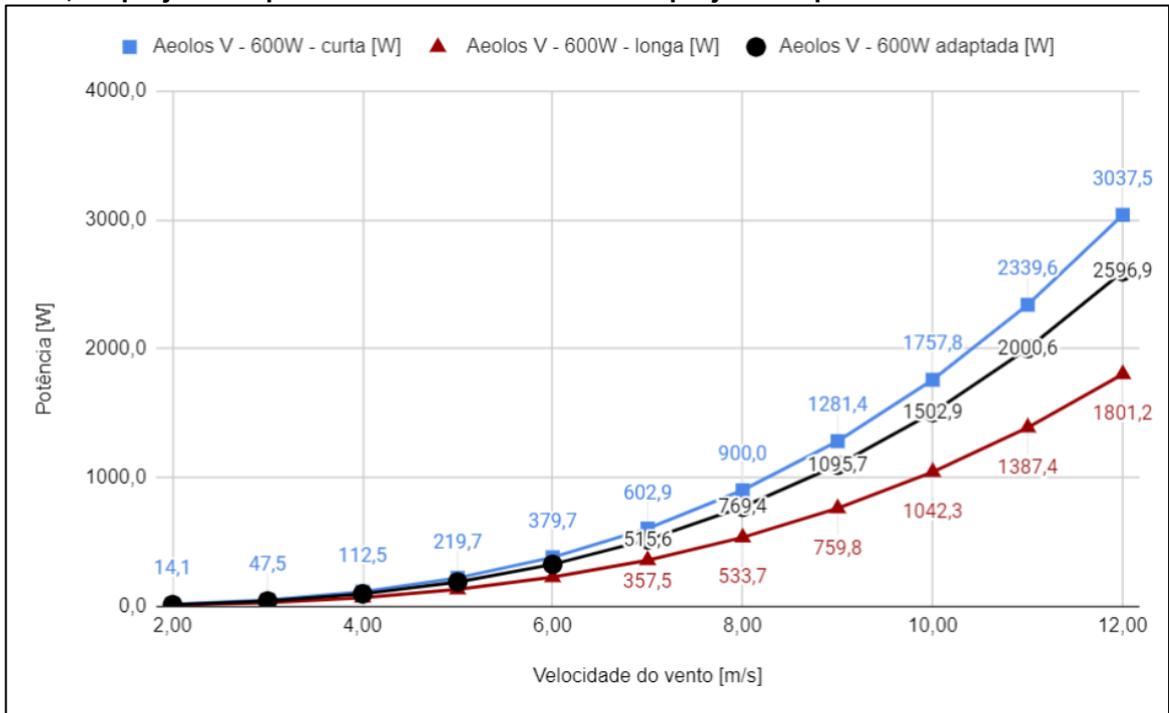
Fonte: próprio autor (2022)

Figura 34 - Curvas de potência resultantes do aumento da corda e variação de TSR para turbina comercial adaptada Aeolos V – 600W



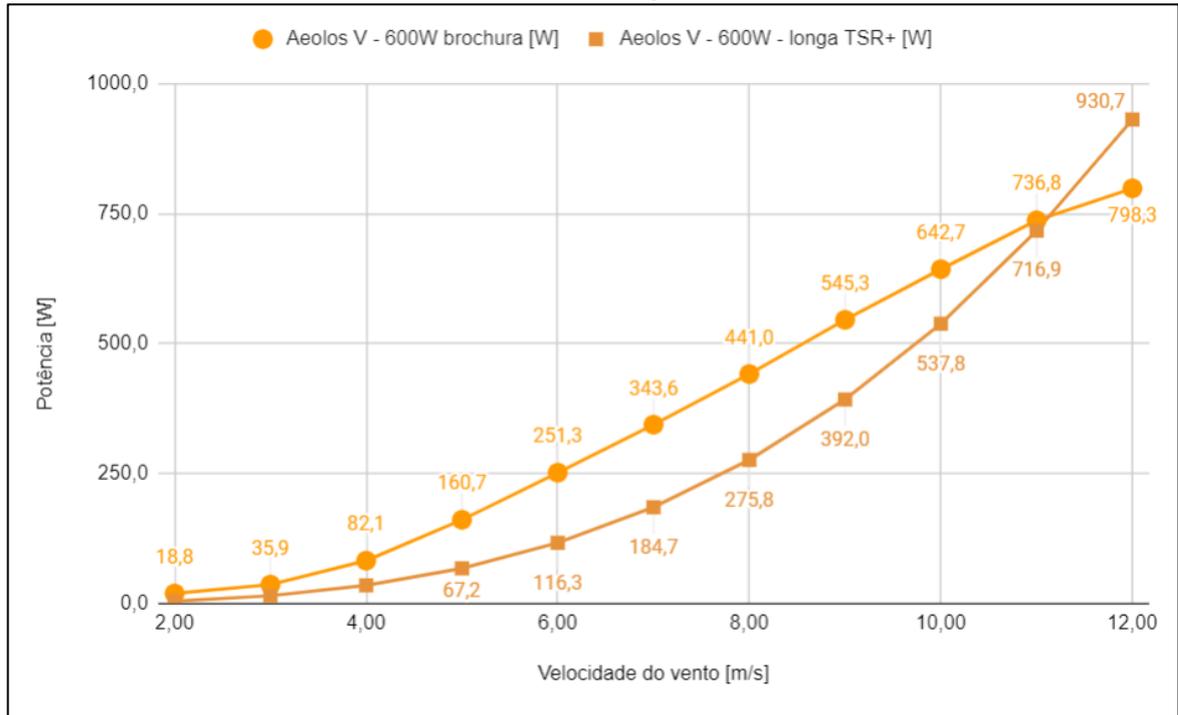
Fonte: próprio autor (2022)

Figura 35 - Comparação entre curvas de potência da turbina comercial adaptada Aeolos V – 600W, do projeto adaptado com corda reduzida e do projeto adaptado com corda aumentada



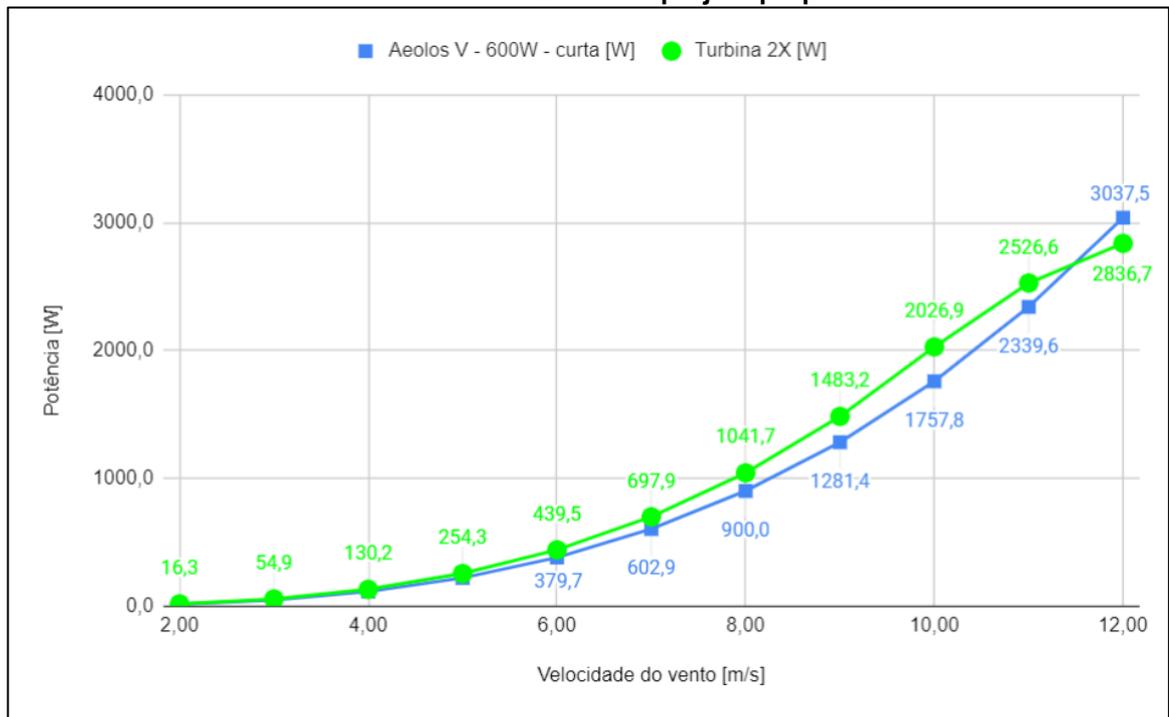
Fonte: próprio autor (2022)

Figura 36 - Comparação de curvas de potências entre dados da brochura e a turbina adaptada Aeolos V – 600W com alteração de corda e TSR



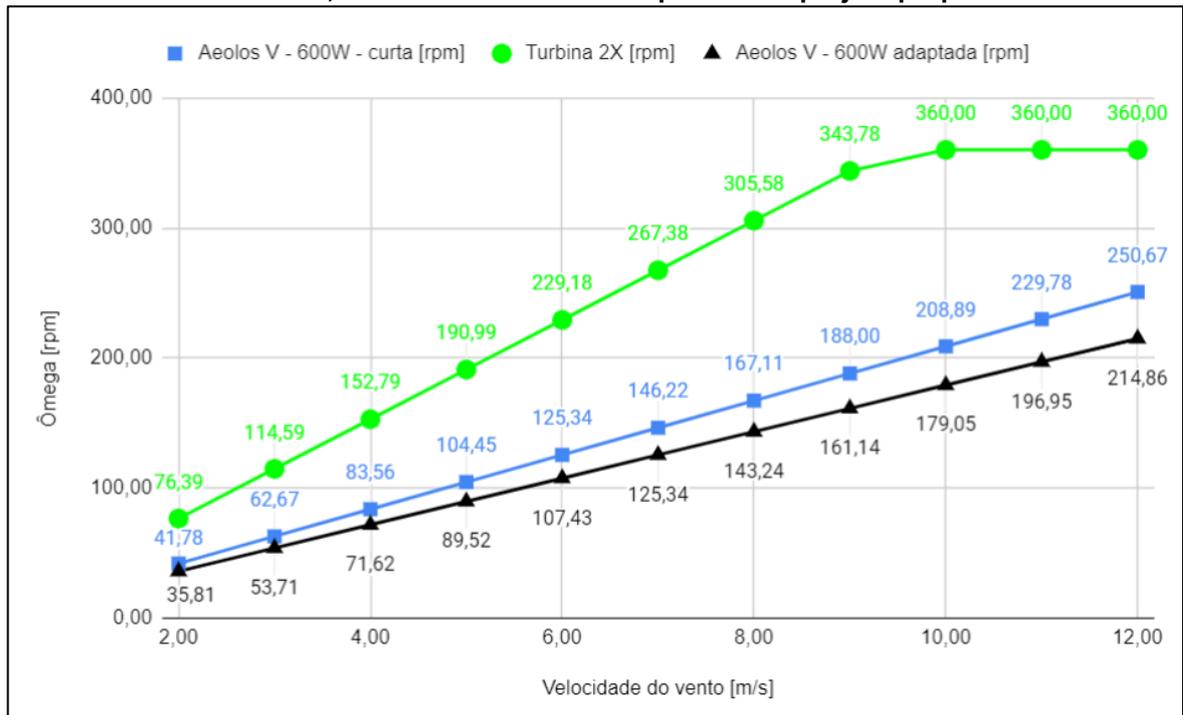
Fonte: próprio autor (2022)

Figura 37 - Comparação entre curvas de potência da turbina comercial adaptada Aeolos V – 600W com corda reduzida e do projeto proposto 2X



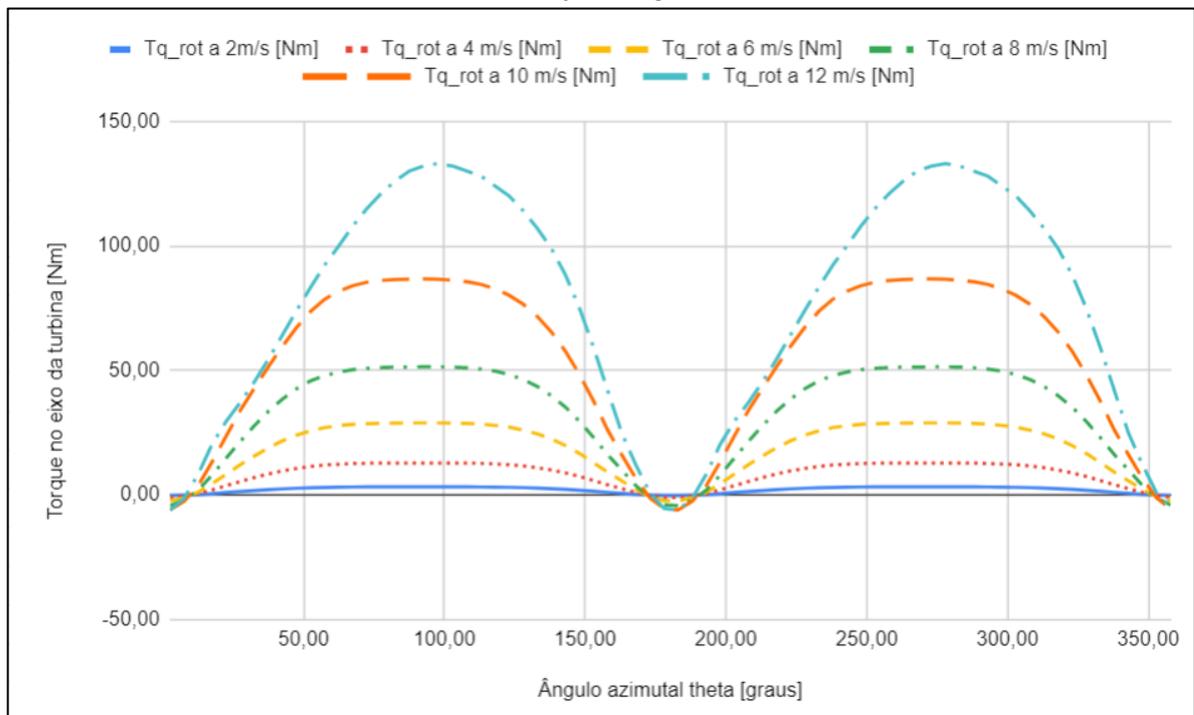
Fonte: próprio autor (2022)

Figura 38 - Comparação entre velocidade angular da turbina adaptada Aeolos V – 600W com corda reduzida, da turbina comercial adaptada e do projeto proposto 2X



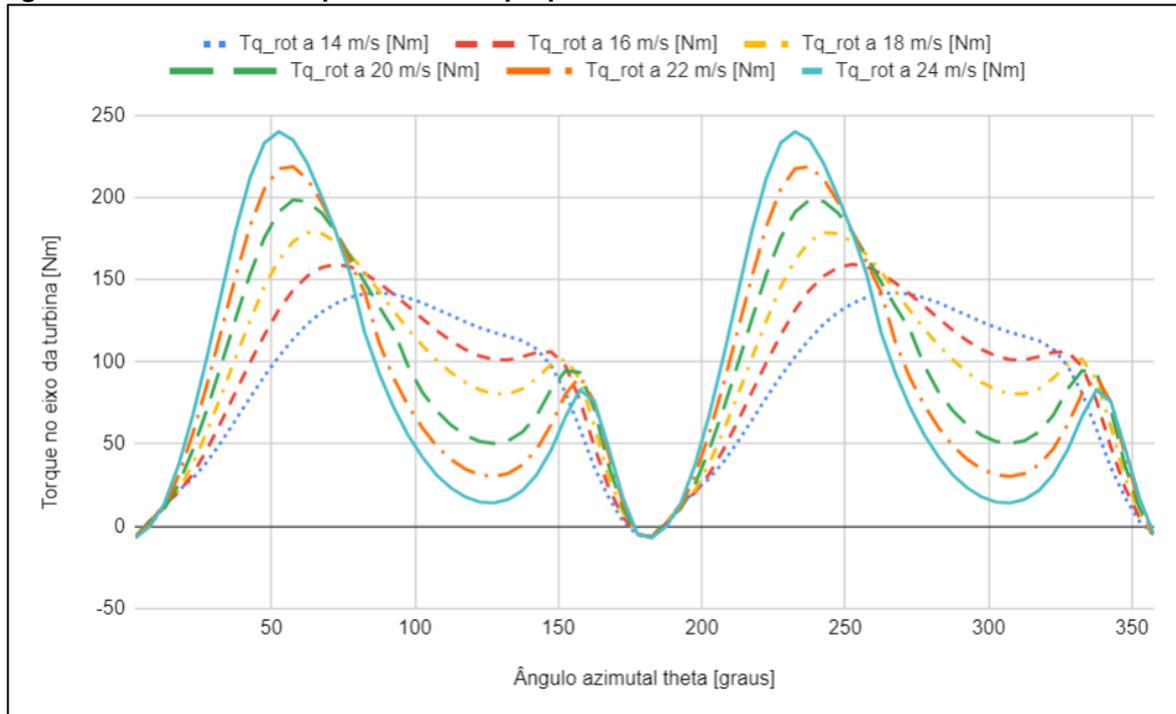
Fonte: próprio autor (2022)

Figura 39 - Ondulações de torque no eixo da turbina proposta 2X com velocidades do vento de 2 a 12 m/s



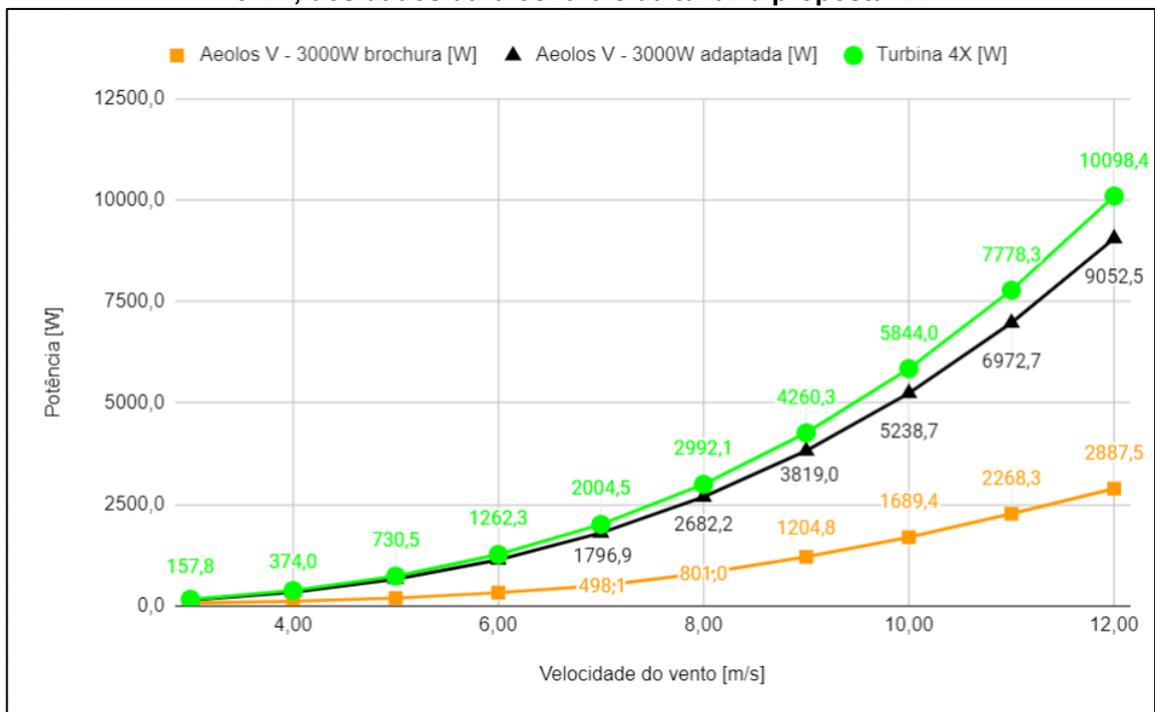
Fonte: próprio autor (2022)

Figura 40 - Curvas de torque da turbina proposta 2X com velocidades do vento de 14 a 24 m/s



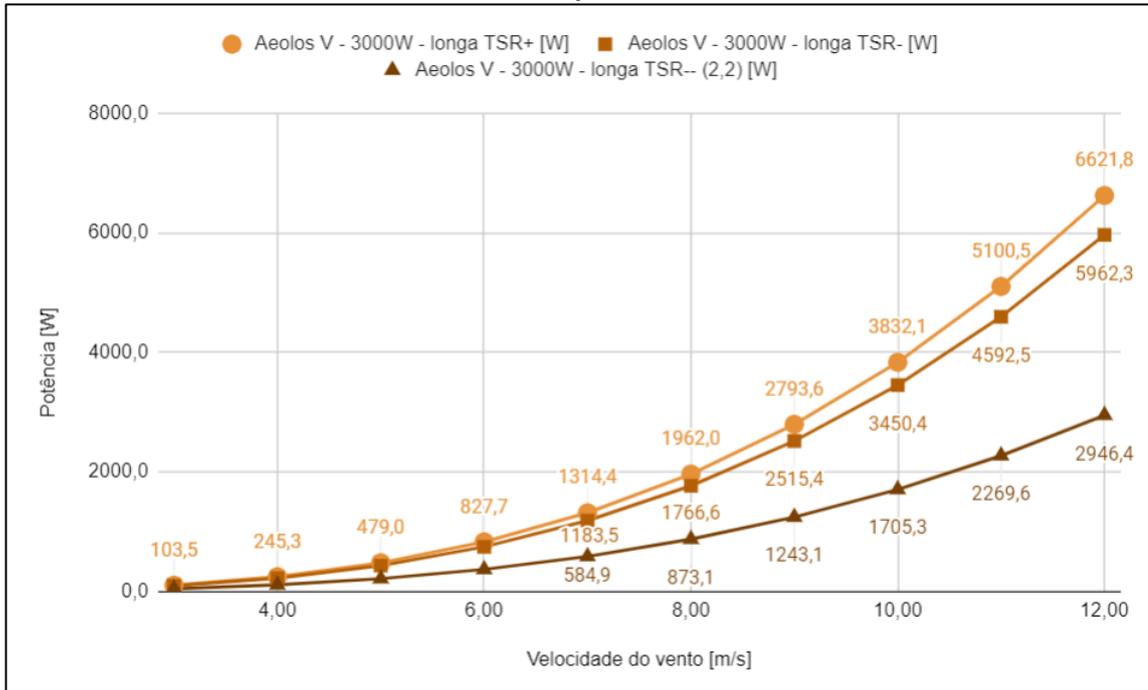
Fonte: próprio autor (2022)

Figura 41 - Comparação entre curvas de potência da turbina comercial adaptada Aeolos V – 3KW, dos dados da brochura e da turbina proposta 4X



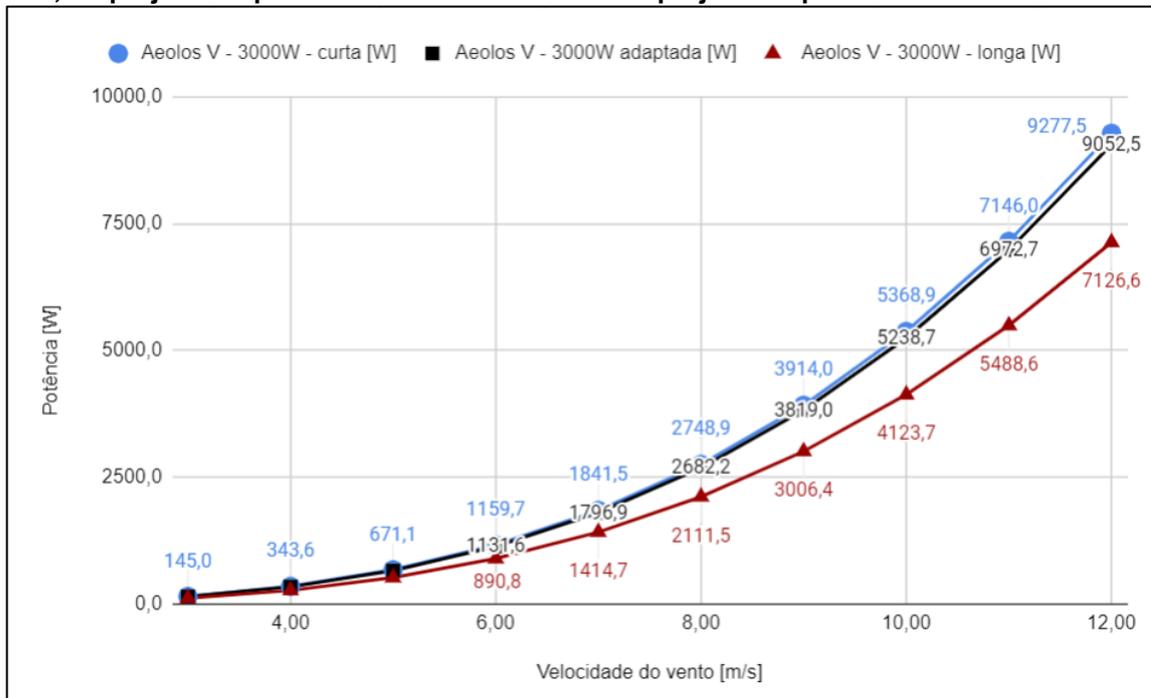
Fonte: próprio autor (2022)

Figura 42 - Curvas de potência resultantes do aumento da corda e variação de TSR para turbina comercial adaptada Aeolos V – 3KW



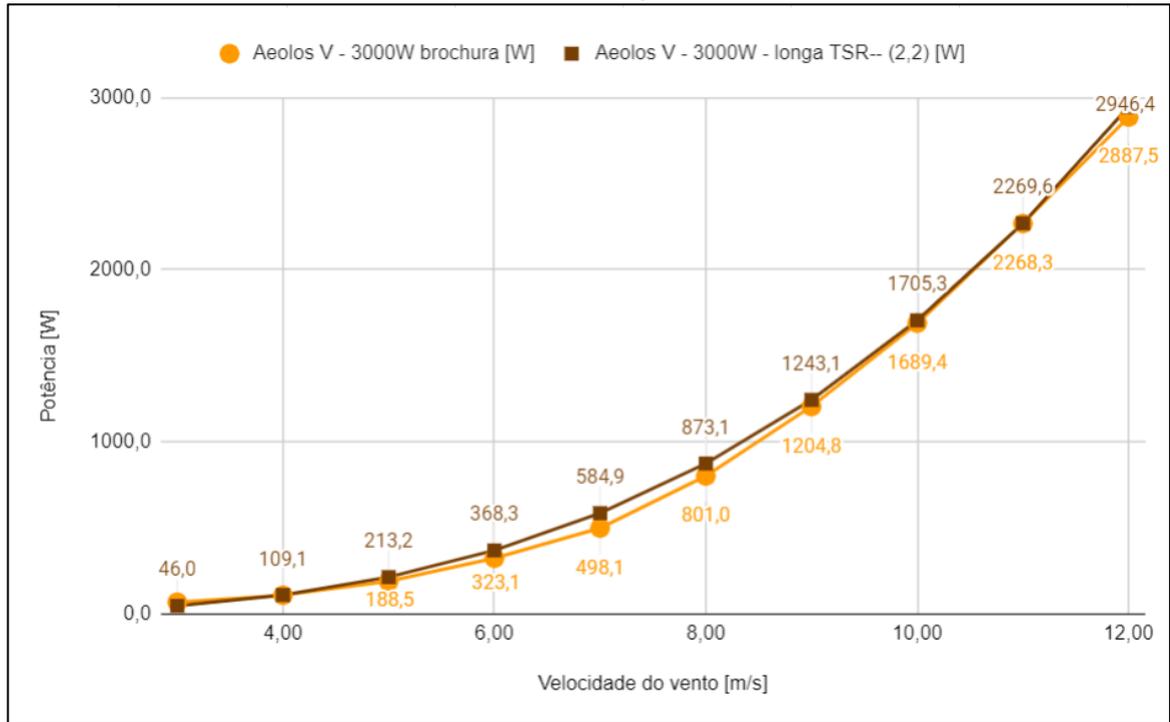
Fonte: próprio autor (2022)

Figura 43 - Comparação entre curvas de potência da turbina comercial adaptada Aeolos V – 3KW, do projeto adaptado com corda reduzida e do projeto adaptado com corda aumentada



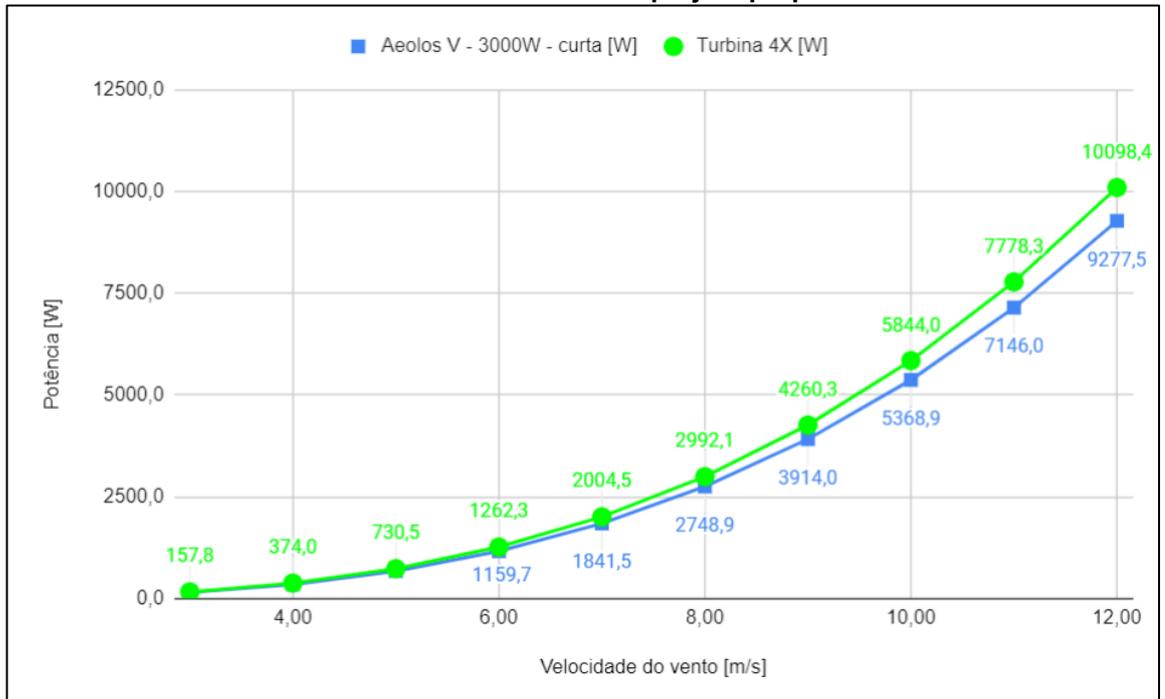
Fonte: próprio autor (2022)

Figura 44 - Comparação de curvas de potências entre dados da brochura e a turbina adaptada Aeolos V – 3KW com alteração de corda e TSR



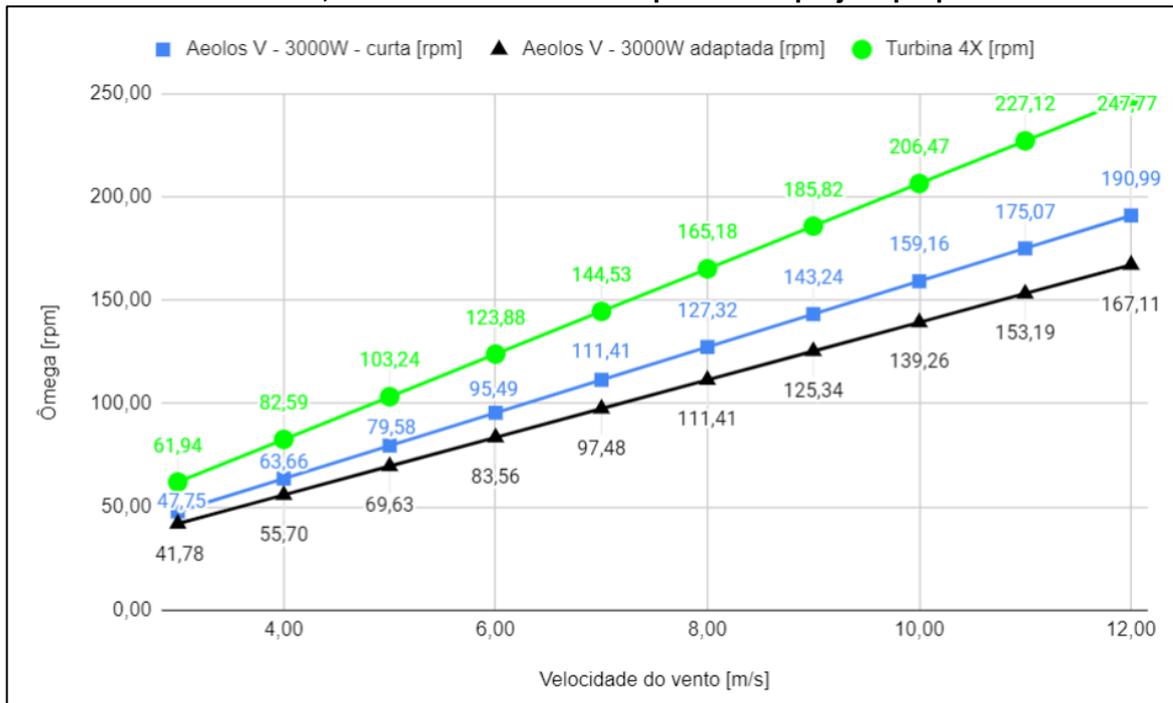
Fonte: próprio autor (2022)

Figura 45 - Comparação entre curvas de potência da turbina comercial adaptada Aeolos V – 3KW com corda reduzida e do projeto proposto 4X



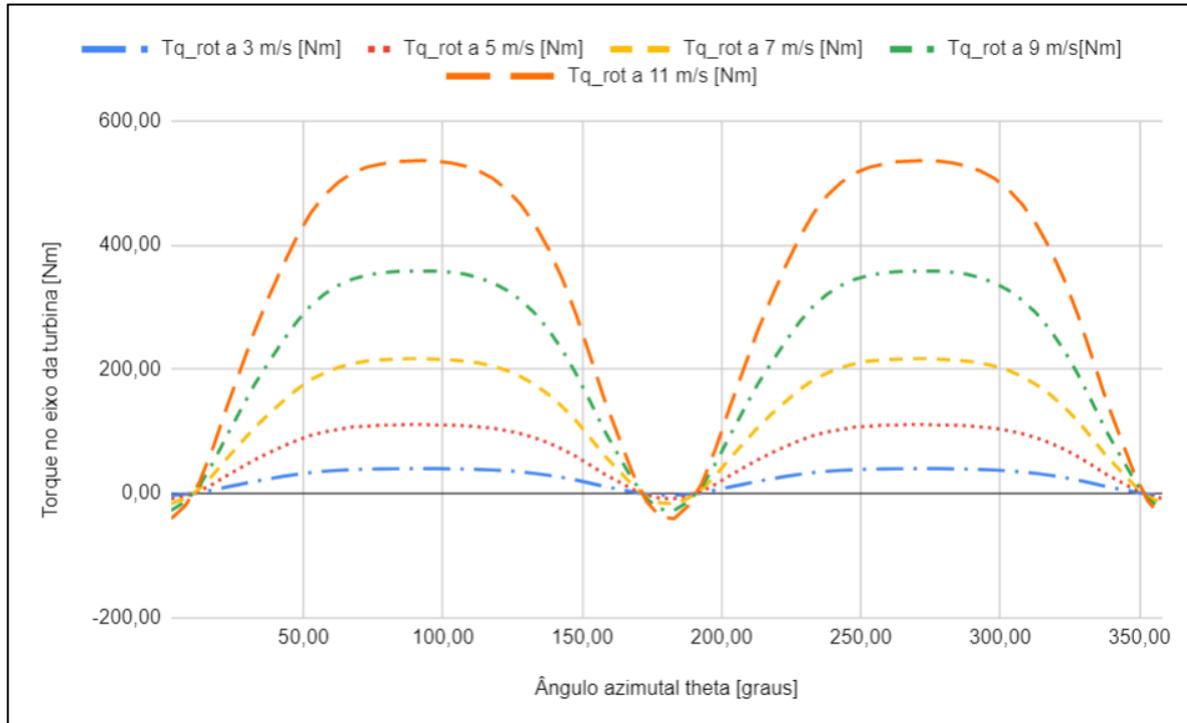
Fonte: próprio autor (2022)

Figura 46 - Comparação entre velocidade angular da turbina adaptada Aeolos V – 3KW com corda reduzida, da turbina comercial adaptada e do projeto proposto 4X



Fonte: próprio autor (2022)

Figura 47 - Ondulações de torque no eixo da turbina proposta 4X com velocidades do vento de 3 a 11 m/s



Fonte: próprio autor (2022)

Figura 48 - Curvas de torque da turbina proposta 4X com velocidades do vento de 14 a 24 m/s

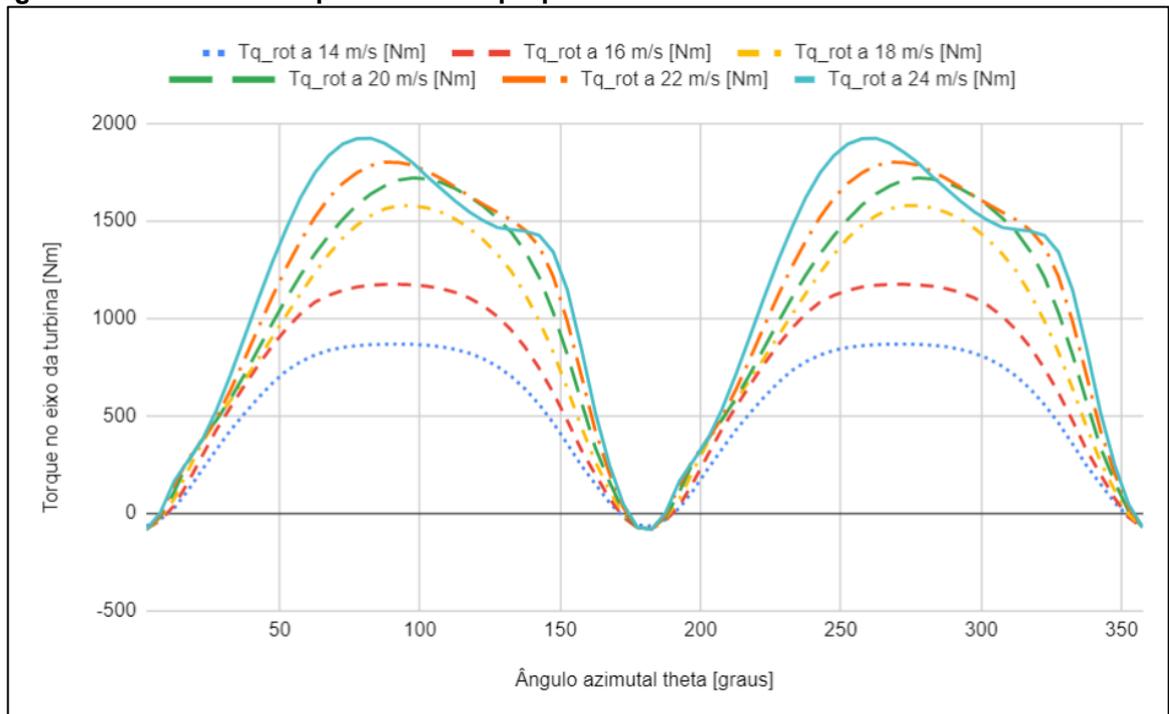


Figura 49 - Comparação entre curvas de potência da turbina comercial adaptada Aeolos V – 5KW, dos dados da brochura e da turbina proposta 5X

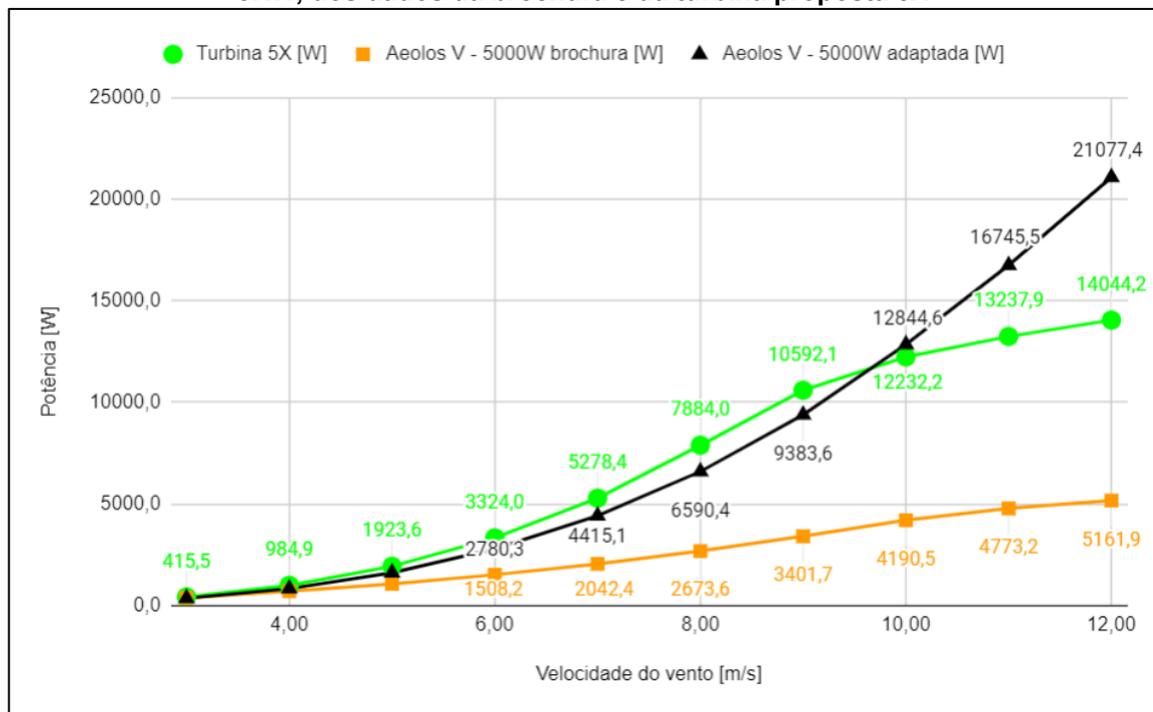
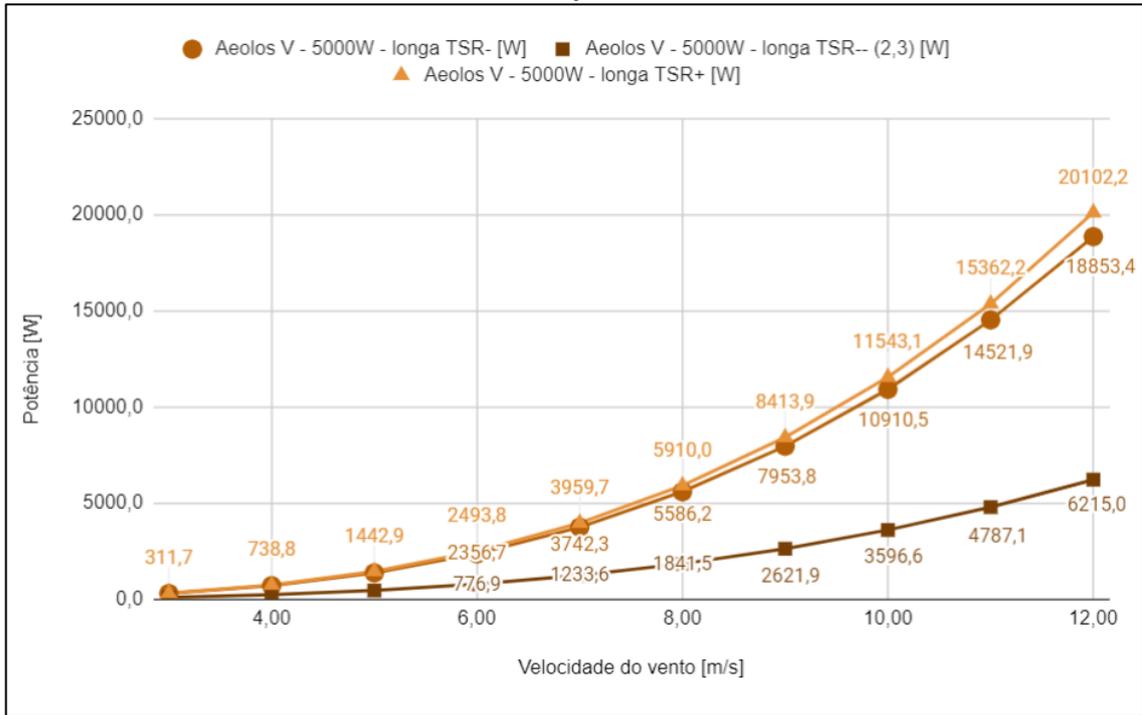
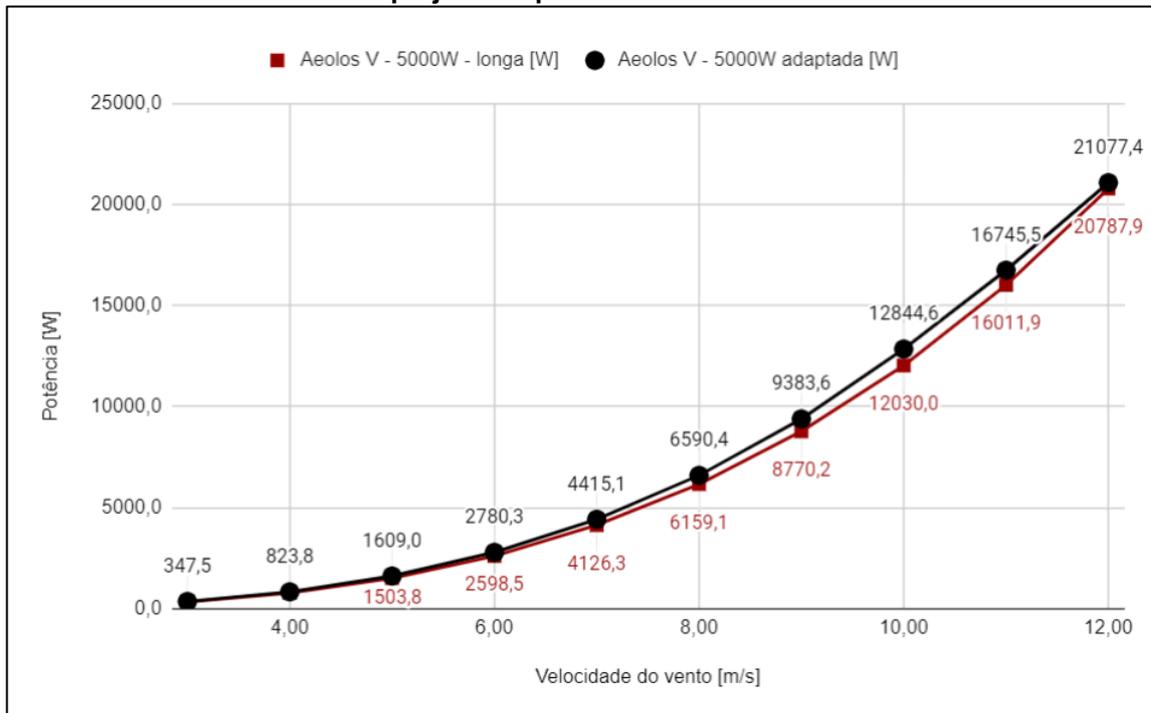


Figura 50 - Curvas de potência resultantes do aumento da corda e variação de TSR para turbina comercial adaptada Aeolos V – 5KW



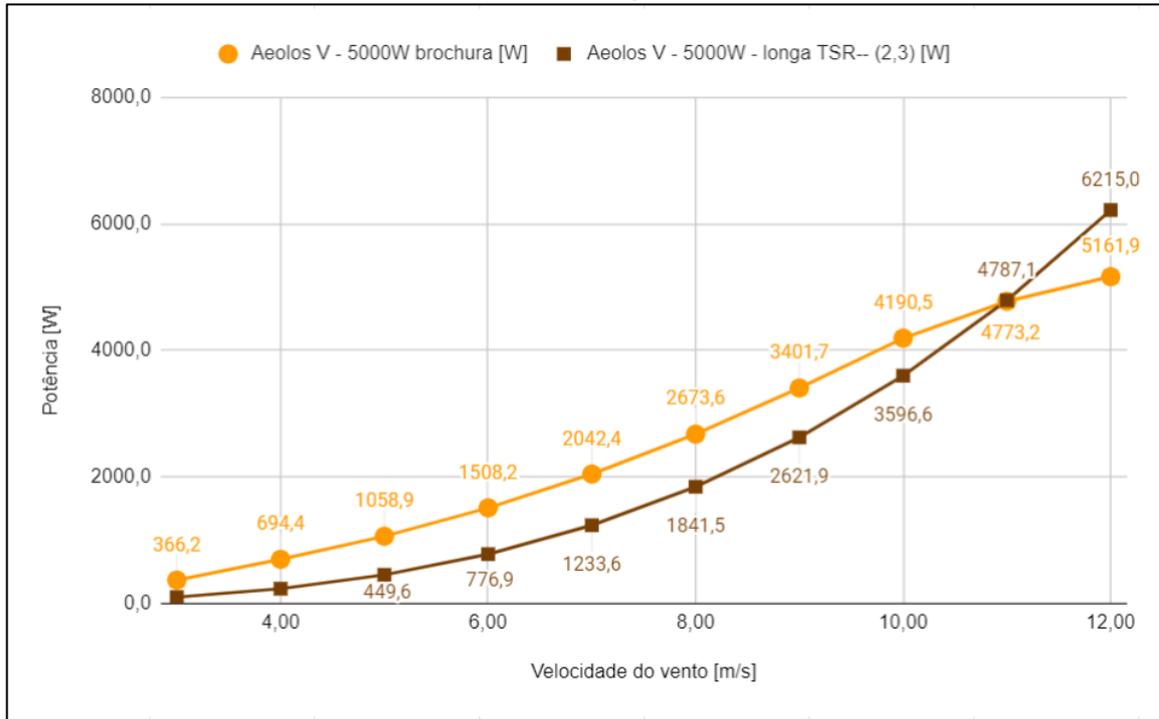
Fonte: próprio autor (2022)

Figura 51 - Comparação entre curvas de potência da turbina comercial adaptada Aeolos V – 5KW e do projeto adaptado com corda aumentada



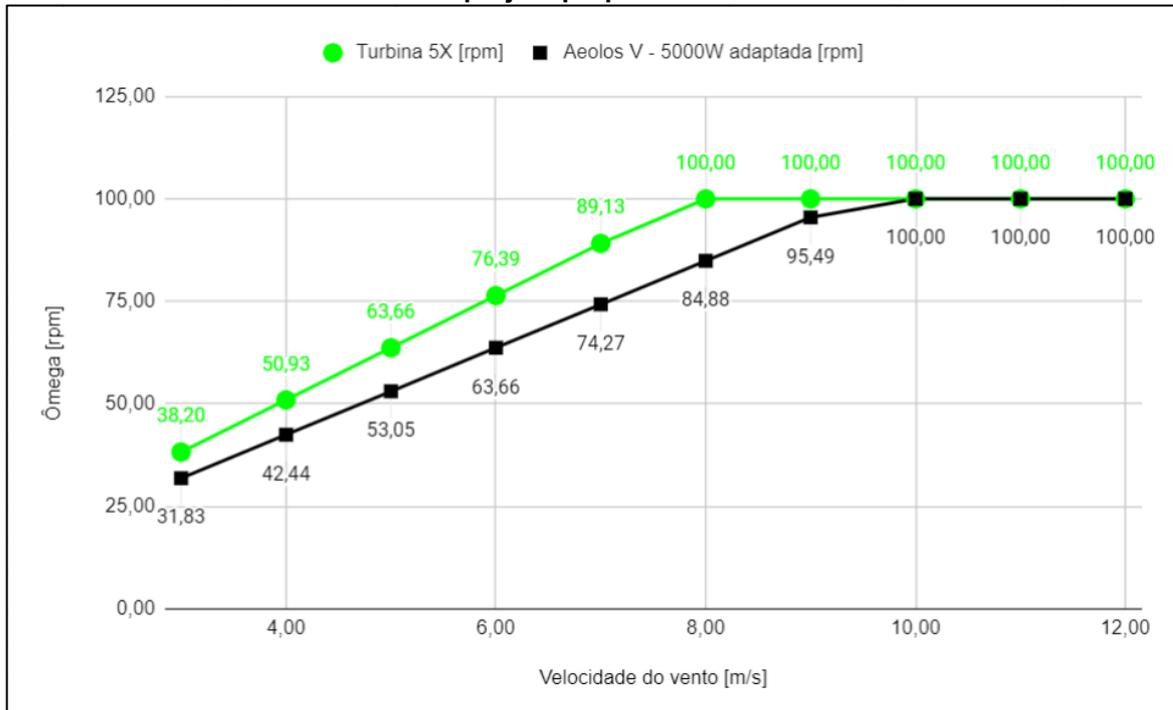
Fonte: próprio autor (2022)

Figura 52 - Comparação de curvas de potências entre dados da brochura e a turbina adaptada Aeolos V - 5KW com alteração de corda e TSR



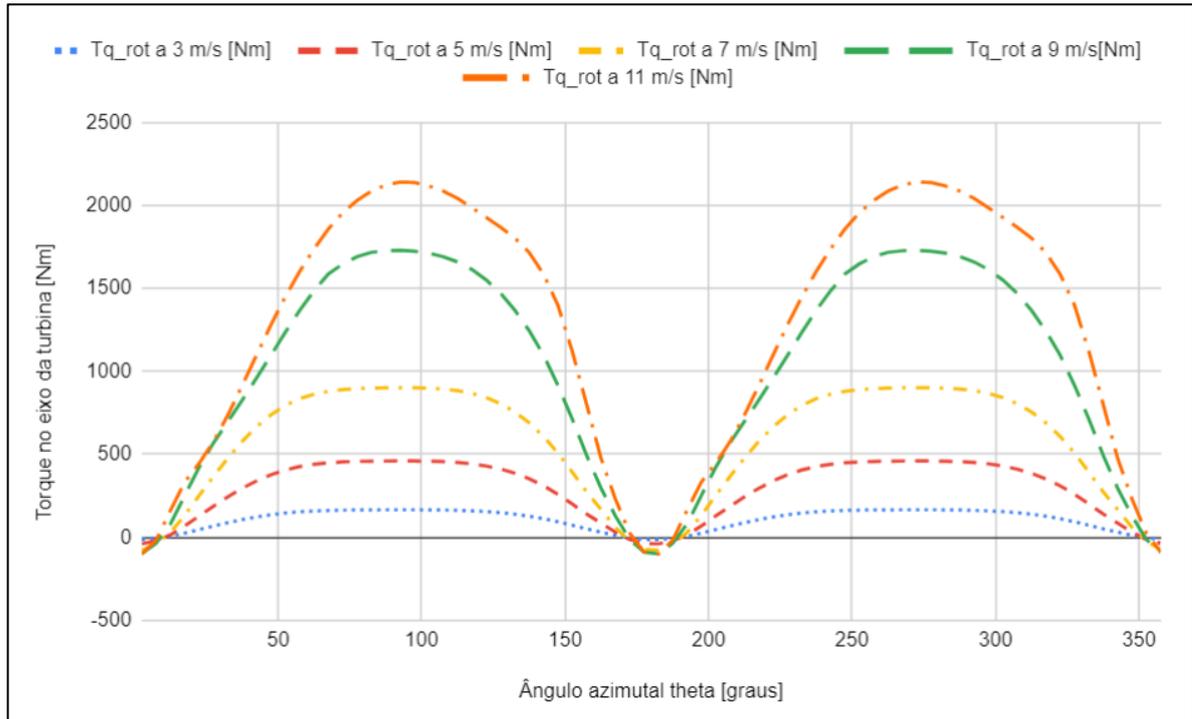
Fonte: próprio autor (2022)

Figura 53 - Comparação entre velocidade angular da turbina adaptada Aeolos V – 5KW e do projeto proposto 5X



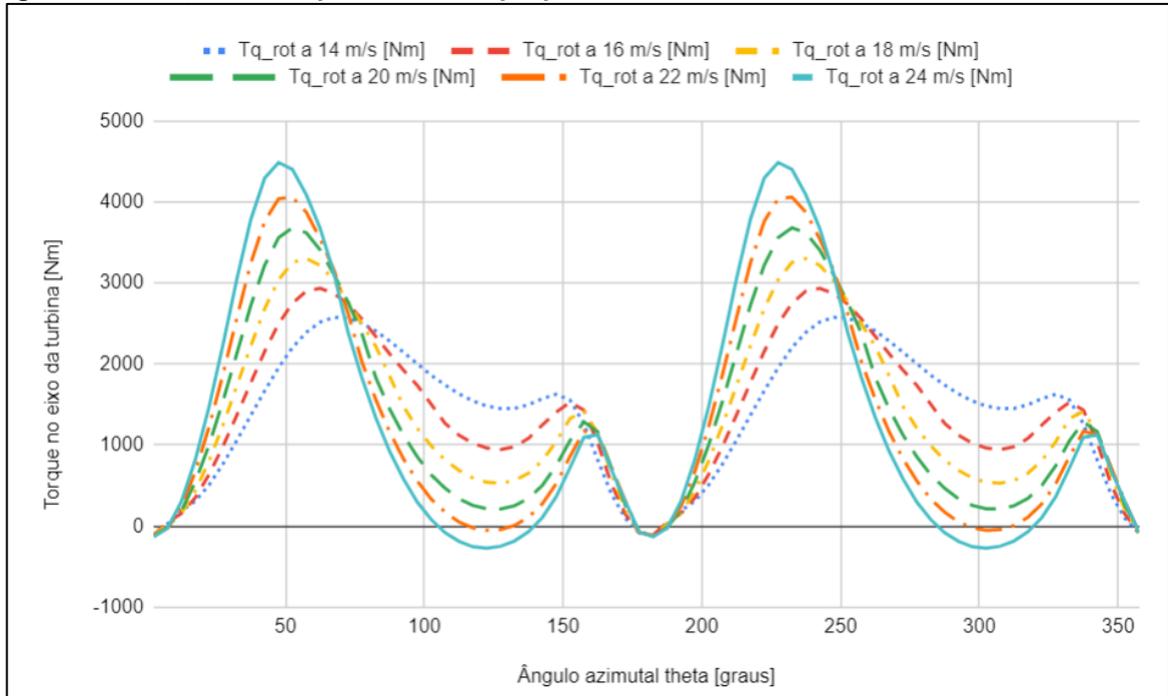
Fonte: próprio autor (2022)

Figura 54 - Ondulações de torque no eixo da turbina proposta 5X com velocidades do vento de 3 a 11 m/s



Fonte: próprio autor (2022)

Figura 55 - Curvas de torque da turbina proposta 5X com velocidades do vento de 14 a 24 m/s



Fonte: próprio autor (2022)