



VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

FAKULTA STROJNÍHO INŽENÝRSTVÍ

FACULTY OF MECHANICAL ENGINEERING

ENERGETICKÝ ÚSTAV

ENERGY INSTITUTE

AERODYNAMICKÝ NÁVRH A KONSTRUKCE LOPATKY VĚTRNÉ TURBÍNY PRO ZVOLENOU LOKALITU

AERODYNAMIC DESIGN AND CONSTRUCTION OF WIND TURBINE BLADE FOR SELECTED LOCATION

DIPLOMOVÁ PRÁCE

MASTER'S THESIS

AUTOR PRÁCE

AUTHOR

Bc. Jan Mužík

VEDOUCÍ PRÁCE

SUPERVISOR

Ing. Jiří Škorpík, Ph.D.

BRNO 2025

Zadání diplomové práce

Ústav: Energetický ústav
Student: **Bc. Jan Mužik**
Studijní program: Energetické a termofluidní inženýrství
Studijní obor: Energetické inženýrství
Vedoucí práce: **Ing. Jiří Škorpík, Ph.D.**
Akademický rok: 2024/25

Ředitel ústavu Vám v souladu se zákonem č.1111/1998 o vysokých školách a se Studijním a zkušebním řádem VUT v Brně určuje následující téma diplomové práce:

Aerodynamický návrh a konstrukce lopatky větrné turbíny pro zvolenou lokalitu

Stručná charakteristika problematiky úkolu:

Větrná energetika je dynamicky se rozvíjející obor výroby elektřiny. Naprosto převažujícím typem jsou axiální větrné turbíny s maximálně třemi lopatkami. Jedná se tedy o lopatkový stroj bez skříně jehož základní aerodynamický návrh je o to obtížnější než je návrh klasických turbín se skříní. Pro aerodynamický návrh větrné turbíny se používá především klasická momentová teorie (vtulová).

Cíle diplomové práce:

- (1) Rešerše výpočtových modelů lopatek větrných turbín.
- (2) Aerodynamický návrh lopatek větrné turbíny pro vybranou lokalitu a zvolený výkon pomocí zvolené metody výpočtu.
- (3) Rešerše konstrukcí lopatek velikostí odpovídající navržené lopatce z bodu (2).
- (4) Návrh konstrukce lopatky z bodu (2) s přihlédnutím k tomu, že bude stavěna v odlehle oblasti na pevnině.

Seznam doporučené literatury:

HANSEN, Martin. Aerodynamics of wind turbines, 2008. Second edition. London: Earthscan Ltd., ISBN 978-1-84407-438-9.

HAU, Erich, Wind Turbines – fundamentals, technologies, Applications, Economics, 2006. 2. vydání. Springer Berlin Heidelberg New York, ISBN – 10-3-540-24240-6.

ABBOTT, Ira, DOENHOFF, Albert. Theory of wing sections, including a summary of airfoil data, 1959. Druhé upravené vydání. New York: Dover publications, inc., ISBN-10:0-486-60586-8.

THOMSEN, Troels. Reliability of large rotor blades, 2004. Prezentace ke stejnojmenné přednášce na konferenci: AusWIND 2004 in July 28 – 30, Launceston, Tasmania. [cit. 2012-11] Dostupné on-line z <http://www.lmwindpower.com/>.

Termín odevzdání diplomové práce je stanoven časovým plánem akademického roku 2024/25

V Brně, dne

L. S.

prof. Ing. Jiří Pospíšil, Ph.D.
ředitel ústavu

doc. Ing. Jiří Hlinka, Ph.D.
děkan fakulty

ABSTRAKT

Větrná energetika je jedním z klíčových obnovitelných zdrojů elektrické energie, přičemž efektivita větrných turbín závisí především na kvalitním aerodynamickém návrhu jejich rotorových lopatek. Úvodní část práce se zaměřuje na rešerši aktuálního stavu větrné energetiky ve světovém i českém kontextu a poskytuje přehled hlavních komponent větrných elektráren. Hlavní část práce se soustředí na aerodynamický návrh rotorové lopatky podle teorie Blade Element Momentum (BEM), zahrnující volbu vhodných aerodynamických profilů, výpočet geometrie lopatky a analýzu výkonových koeficientů. Pro lepší porozumění dané problematice je v rešerši uveden přehled pokročilých výpočetních metod, jako jsou vírový model, nestacionární BEM, teorie lopatkové mříže a CFD simulace. V závěru práce je prezentována rešerše konstrukčních řešení lopatek, včetně použitých materiálů, konstrukčních doplňků a metod dopravy. Na základě těchto informací je navržen optimální postup výroby lopatky metodou VARTM (vakuum asistované vstřikování pryskyřice). Výsledkem je návrh lopatky, který vyváženě kombinuje aerodynamickou účinnost, mechanickou pevnost a technologickou proveditelnost.

Klíčová slova

větrná energie, větrná turbína, rotorová lopatka, aerodynamický návrh, BEM teorie, výpočetní metody, konstrukce lopatky, výroba lopatek, kompozitní materiály

ABSTRACT

Wind energy is one of the key renewable sources of electrical power, with the efficiency of wind turbines largely depending on the aerodynamic design of their rotor blades. The introductory part of the thesis focuses on a review of the current state of wind energy globally and in the Czech Republic and it also provides an overview of the main components of wind turbines. The core of the work is dedicated to the aerodynamic design of the rotor blade based on Blade Element Momentum (BEM) theory, including the selection of appropriate aerodynamic profiles, calculation of blade geometry, and analysis of performance coefficients. To provide a deeper understanding of the topic, the thesis also reviews advanced computational models, such as vortex model, unsteady BEM, blade lattice theory, and CFD simulations. The final section presents a review of blade construction solutions, including materials, construction accessory, and methods of transport. Based on this information, an optimal blade manufacturing process using VARTM (Vacuum Assisted Resin Transfer Molding) technology is proposed. The outcome of the thesis is the design of a blade that combines balanced aerodynamic efficiency, mechanical strength, and technological feasibility.

Key words

wind energy, wind turbine, rotor blade, aerodynamic design, BEM theory, computational methods, blade construction, blade manufacturing, composite materials

BIBLIOGRAFICKÁ CITACE

MUŽÍK, Jan. *Aerodynamický návrh a konstrukce lopatky větrné turbíny pro zvolenou lokalitu*. Online, diplomová práce. Jiří ŠKORPÍK (vedoucí práce). Brno: Vysoké učení technické v Brně, Fakulta strojního inženýrství, 2025. Dostupné z: <https://www.vut.cz/studenti/zav-prace/detail/165656>. [cit. 2025-05-23].

PROHLÁŠENÍ

Prohlašuji, že jsem diplomovou práci na téma **Aerodynamický návrh a konstrukce lopatky větrné turbíny pro zvolenou lokalitu** vypracoval samostatně s použitím odborné literatury a pramenů uvedených v seznamu, který tvoří přílohu této práce a s využitím nástrojů generativní umělé inteligence v souladu s principy akademické integrity.

Datum

Jméno a příjmení

PODĚKOVÁNÍ

Touto cestou bych rád poděkoval vedoucímu své diplomové práce, Ing. Jiřímu Škorpíkovi, Ph.D., za odborné vedení, cenné rady, připomínky a trpělivost, kterou mi věnoval při konzultacích během zpracování této práce. Poděkování patří také mé rodině a přátelům za jejich neustálou podporu, kterou mi poskytovali nejen při psaní diplomové práce, ale i po celou dobu mého studia. V neposlední řadě bych chtěl poděkovat všem pedagogům, kteří mě během studia vedli, za jejich vstřícnost, ochotu a předané znalosti, které mi umožnily úspěšně dokončit studium.

OBSAH

ÚVOD.....	13
1 Vítr a jeho energie	14
1.1 Vznik a proudění větru	14
1.2 Monitorování rychlosti a směru větru	15
1.3 Energie a výkon větru.....	15
2 Větrná energetika.....	17
2.1 Větrná energetika ve světě.....	17
2.2 Větrná energetika v České republice	19
2.3 Větrné farmy.....	23
3 Větrný motor	25
3.1 Větrné motory pracující na odporovém principu	25
3.2 Větrné motory pracující na vztlakovém principu	26
4 Konstrukce větrné elektrárny	29
4.1 Rotor.....	29
4.1.1 Rotorová hlava (náboj)	29
4.1.2 Lopatky (listy rotoru)	30
4.2 Gondola	31
4.3 Stožár.....	33
4.4 Základy	34
4.4.1 Základy onshore větrných elektráren	34
4.4.2 Základy offshore větrných elektráren.....	35
4.4.3 Plovoucí větrné elektrárny.....	35
5 Přehled výpočtových modelů aerodynamiky lopatek větrných turbín	37
5.1 Teorie hybnosti a metoda elementů lopatky – BEM.....	37
5.1.1 Jednorozměrná hybnostní analýza (1D) a Betzův limit.....	37
5.1.2 Diskuse	48
5.1.3 Teorie osamocené profily (Blade Element Theory)	49
5.1.4 Postup návrhu lopatky VTE dle BEM.....	53
5.1.5 Nestacionární metoda elementů lopatky (Unsteady BEM Method).....	57
5.2 Teorie lopatkové mříže (TLM).....	57
5.3 Vírový model proudění kolem rotoru (Vortex Model of Rotor Flow).....	60
5.4 Numerická simulace proudění (Computational Fluid Dynamics – CFD)	61
5.5 Diskuse k výběru výpočtové metody.....	62
6 Aerodynamický návrh lopatky větrné turbíny dle teorie BEM	64
6.1 Stanovení rychlosti větru ve zvolené lokalitě.....	64
6.2 Výpočet délky lopatky	68
6.2.1 Korekce výšky stožáru.....	69
6.3 Volba součinitele rychloběžnosti a počtu lopatek	71
6.4 Výběr profilu lopatky	72

6.5	Výpočet	78
6.5.1	Geometrie lopatky	78
6.5.2	Celkový výkonový koeficient	80
6.5.3	Lokální výkonové koeficienty lopatky větrné turbíny	84
6.6	Regulace a výkonová křivka větrné turbíny	89
6.6.1	Pitch-regulace.....	89
6.6.2	Stall-regulace	89
6.7	Diskuse.....	91
7	Konstrukce lopatek větrných elektráren	95
7.1	Konstrukční struktura rotorové lopatky	95
7.2	Používané materiály	97
7.2.1	Kompozity vyztužené vlákny.....	97
7.2.2	Matrice kompozitu	97
7.2.3	Environmentální aspekty volby materiálů	98
7.2.4	Nové materiály pro lopatky větrných turbín	99
7.2.5	Ochranné vrstvy lopatek	99
7.3	Doplňkové konstrukční prvky pro zvýšení výkonu a účinnosti.....	100
7.3.1	Generátory vírů (VGs)	100
7.3.2	Gurneyho klapky	101
7.3.3	Patní spoilery.....	102
7.3.4	Zoubkované odtokové hrany (serrated trailing edges).....	102
7.3.5	Winglety.....	102
7.3.6	Morfující odtoková hrana (morphing trailing edge flap).....	103
7.3.7	Další doplňky lopatek	103
7.4	Přeprava lopatek.....	104
7.4.1	Moderní technologie přepravy	105
7.5	Segmentace lopatek.....	106
8	Návrh konstrukce lopatky a její výroba	107
8.1	Výroba lopatek.....	107
8.1.1	Výroba formy	107
8.1.2	Nanesení vrstvy gelcoatu	108
8.1.3	Kladení skelné tkaniny	108
8.1.4	Zabudování spojovacích prvků v kořenové části lopatky	108
8.1.5	Instalace hlavního výztužného pásu z uhlíkových vláken	109
8.1.6	Vložení výplňového materiálu	109
8.1.7	Lokalizované vyztužení skelnými vlákny	110
8.1.8	Instalace systému ochrany proti blesku	110
8.1.9	Infuze pryskyřice metodou VARTM	110
8.1.10	Instalace vnitřního nosníku	111
8.1.11	Spojení skořepin lopatky.....	111
8.1.12	Důkladná povrchová úprava pro dosažení hladkého povrchu	112
8.1.13	Ochrana přední hrany pro trvanlivost	112
8.1.14	Instalace doplňků na lopatku.....	112

8.1.15	Testování a výstupní kontrola.....	112
8.1.16	Připojení lopatek k náboji rotoru.....	113
8.2	Diskuse	113
	ZÁVĚR.....	114
	SEZNAM POUŽITÝCH ZDROJŮ.....	116
	SEZNAM POUŽITÝCH SYMBOLŮ A ZKRATEK.....	125
	SEZNAM OBRÁZKŮ	134
	SEZNAM TABULEK	137

ÚVOD

Větrná energetika se v posledních několika desetiletích stala jedním z nejvýznamnějších obnovitelných zdrojů energie a představuje důležitou roli pro dosažení udržitelného a ekologického energetického mixu. S rostoucí poptávkou po čisté energii se zvyšuje i potřeba efektivně využívat přírodní zdroje, přičemž větrné elektrárny hrají v tomto směru jednu z hlavních rolí. Využití kinetické energie větru pro výrobu elektrické energie je jedním z nejperspektivnějších způsobů, jak minimalizovat negativní dopady fosilních paliv na životní prostředí. Větrné turbíny představují klíčový prvek tohoto odvětví, přičemž jejich výkonnost je silně závislá na aerodynamice rotorových lopatek.

Rotorové lopatky jsou jedním z nejdůležitějších komponentů větrné turbíny, protože jejich aerodynamický návrh přímo ovlivňuje účinnost přeměny kinetické energie větru na práci. K dosažení optimálního výkonu je nezbytné zaměřit se právě na aerodynamiku těchto lopatek, což zahrnuje výběr správných aerodynamických profilů, optimalizaci jejich geometrie a výpočet výkonového koeficientu, který určuje efektivitu přeměny energie.

Tato práce se soustředí na aerodynamický návrh rotorových lopatek s cílem přispět k jejich efektivnímu návrhu a lepšímu porozumění vlivu aerodynamických vlastností na jejich výkon. V úvodní části práce bude provedena podrobná rešerše současného stavu větrné energetiky jak na světové úrovni, tak i v České republice. Větrné farmy se stávají čím dál běžnější součástí energetických systémů nejen v Evropě, ale i po celém světě. Analýza současného vývoje a trendů v této oblasti pomůže lépe pochopit potřeby a výzvy, kterým tento sektor čelí. Kromě toho bude představen přehled hlavních komponent větrných turbín, včetně možných regulací, které spolu s lopatkami tvoří velmi důležité součásti pro dosažení vysoké účinnosti a spolehlivosti turbíny.

Motivace pro výběr tohoto tématu vychází z rostoucího důrazu na udržitelnost a ekologičnost výroby elektrické energie. Vzhledem k výzvám spojeným s neustálým zlepšováním výkonnosti větrných turbín, zejména v oblasti aerodynamiky a konstrukčních vlastností rotorových lopatek, je důležité pokračovat ve výzkumu a vývoji. Tato práce se zaměřuje na propojení teoretických poznatků a praktických aplikací v oblasti aerodynamiky a konstrukce lopatek s cílem navrhnout lopatky, které budou efektivní z hlediska výkonu, ale také technicky proveditelné z hlediska výrobních procesů.

Cílem této diplomové práce bylo nejen navrhnout rotorové lopatky větrné turbíny, ale také zvolit vhodnou lokalitu pro její umístění a stanovit její optimální výkon. Výběr lokality je klíčovým faktorem, který ovlivňuje celkový výkon elektrárny, přičemž je třeba zohlednit klimatické podmínky a průměrnou rychlost větru v dané oblasti. V tomto konkrétním případě byla vybrána lokalita Opatov v okrese Jihlava, kde byly analyzovány podmínky pro umístění turbíny o instalovaném výkonu 6,5 MW. Dalším klíčovým bodem bylo rozhodnutí o metodice výpočtu, kde jsem si zvolil metodu Blade Element Momentum (BEM), která se ukázala jako vhodná pro detailní aerodynamickou analýzu a optimalizaci výkonu rotorových lopatek.

Práce se zaměřuje na návrh rotorových lopatek větrné turbíny, které budou splňovat jak aerodynamické, tak konstrukční požadavky. Součástí návrhu je výběr vhodných aerodynamických profilů, provedení výpočtů geometrie lopatek a optimalizace výkonového koeficientu pro dosažení maximální efektivity. Dále bude provedena rešerše konstrukčních řešení a doplňků rotorových lopatek, což povede k návrhu technologie výroby, například s využitím vakuové infuze kompozitních materiálů (VARTM). Tato metoda je ideální pro výrobu lehkých a vysoce odolných lopatek, které budou splňovat technické a výrobní nároky. Tento návrh by měl přispět nejen k zvýšení účinnosti větrných turbín, ale také k efektivnějšímu využívání větrné energie jako čistého a udržitelného zdroje.

1 Vítr a jeho energie

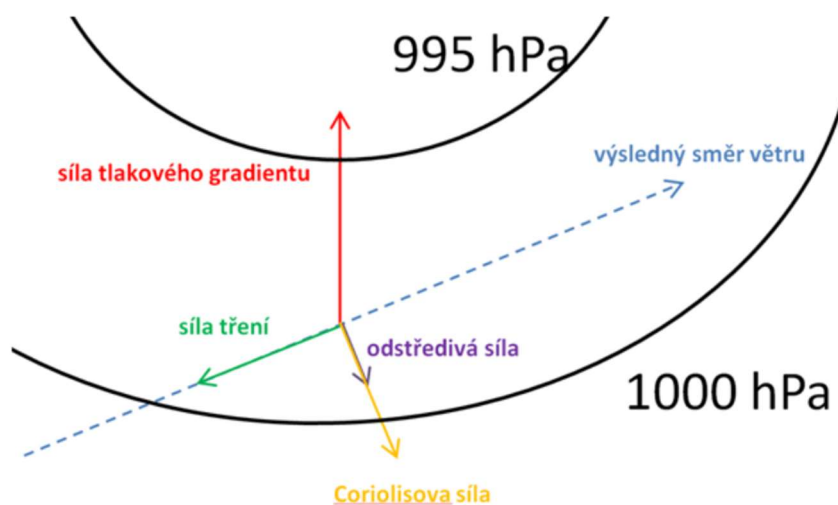
Vítr je jedním z nejstarších přírodních zdrojů energie, který lidstvo využívá po staletí. Už v dávných dobách poháněl plachetnice, roztáčel mlýnská kola nebo umožňoval čerpání vody. Dnes hraje klíčovou roli v moderní energetice, kde se jeho energie přeměňuje na elektřinu pomocí větrných turbín. Hlavní součástí těchto turbín je lopatka, která je zodpovědná za zachytávání kinetické energie větru a její přeměnu na mechanickou energii. Konstrukce lopatky větrné turbíny závisí na specifických vlastnostech větru v dané lokalitě, zejména na jeho rychlosti, která přímo ovlivňuje energetický potenciál dané turbíny. Proto je tedy nutné pochopit principy, které vedou ke vzniku větru a jeho proudění, čemuž se budou věnovat následující části této kapitoly.

1.1 Vznik a proudění větru

Vítr vzniká jako důsledek pohybu vzdušných mas, který je primárně způsoben rozdíly v atmosférickém tlaku. Tyto rozdíly vznikají díky nerovnoměrnému ohřevu zemského povrchu slunečním zářením. Když je vzduch ohříván, klesá jeho tlak, protože teplejší vzduch je lehčí, zatímco při ochlazování se tlak zvyšuje, protože studený vzduch je těžší. To vytváří tlakové rozdíly mezi oblastmi, takže vzduch proudí z míst s vyšším tlakem do míst s nižším tlakem. Tento proces ovlivňují i geografické podmínky, například rozdílné zahřívání Země – rovník se ohřívá více než póly, což vede k pohybu tepla od rovníku k pólům [1].

Pohyby vzduchu jsou také ovlivněny místními podmínkami, jako jsou různé typy povrchu (lesy, vodní plochy, horské svahy) nebo tvar krajiny, například údolí a průsmyky, které mohou vést k urychlení vzdušných proudů, čímž vzniká tzv. tryskový efekt. Tlakové rozdíly a změny v atmosférickém tlaku, stejně jako rotace Země, která vyvolává Coriolisovu sílu, hrají klíčovou roli v rozložení větrných systémů [2]. Na severní polokouli tato síla způsobuje, že vítr je odkloněn doprava, na jižní polokouli naopak doleva. Tento efekt ovlivňuje pohyb vzduchu ve formě cyklón, kde vzduch cirkuluje proti směru hodinových ručiček na severní polokouli a ve směru hodinových ručiček na jižní polokouli [3].

Kromě těchto faktorů má na pohyb vzduchu vliv i tření mezi vzduchem a zemským povrchem (viz obr. 1.1), které vytváří turbulence a komplikuje vyrovnávání tlakových rozdílů. Tato složitá souhra faktorů vede k tomu, že vítr je stále přítomný prakticky po celém světě, přičemž vznikají nové tlakové rozdíly v závislosti na neustálém příjmu energie ze Slunce [1].



Obr. 1.1: Schematické znázornění sil působících na vzduch v tlakovém poli v blízkosti zemského povrchu [1].

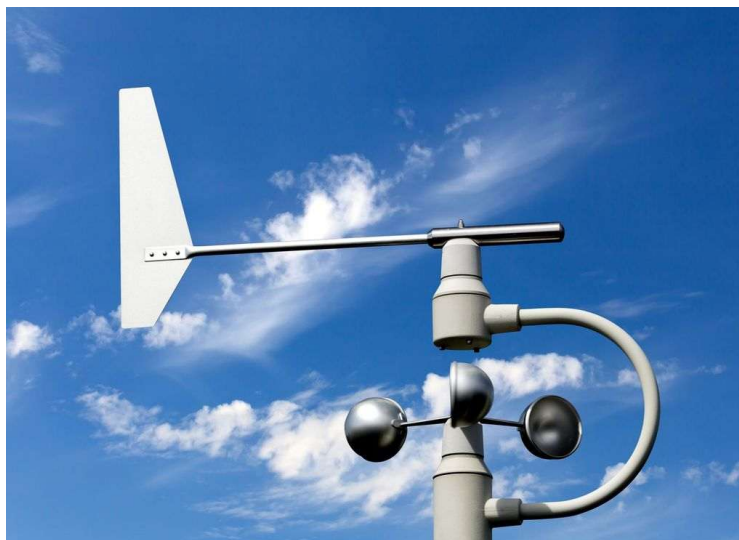
1.2 Monitorování rychlosti a směru větru

Měření větru hraje zásadní roli při určování vhodné lokality pro větrné elektrárny. Jelikož se jedná o vektorovou veličinu, je nutné měřit nejen jeho rychlost, ale i směr. Rychlost větru se obvykle udává v metrech za sekundu, kilometrech za hodinu nebo uzlech, zatímco směr se vyjadřuje ve stupních (např. 360° odpovídá severu, 180° jihu) [4].

Pro zajištění přesnosti a srovnatelnosti měření by se měl vítr měřit ve výšce 10 m nad zemí, ideálně na místě bez výrazného vlivu terénních překážek [1]. V případech, kdy měření neprobíhá kontinuálně, provádí se ve stanovených synoptických termínech, které jsou sladěny po celém světě [5].

Měření větru komplikuje jeho poměrně velká časová proměnlivost jak v rychlosti, tak ve směru. Krátkodobé zvýšení rychlosti nebo odklon od běžného směru se označuje jako náraz větru. Pro meteorologické účely se náraz zpravidla definuje jako zvýšení rychlosti o minimálně 5 m/s nebo změna směru o více než 45° na dobu alespoň 1 s (max. na 20 s) [1]. Proto jsou naměřené údaje o rychlosti a směru větru zprůměrovány za interval 10 min. Stanice rovněž poskytují informace o maximálních nárazech větru v daném období.

Rychlost větru se nejčastěji měří mechanickým anemometrem, například miskovým, který bývá doplněn větrnou směrovkou (viz obr. 1.2) pro určování směru větru. Kromě nich existují i další typy anemometrů využívající různé principy měření, jako jsou tlakové, termické, ultrazvukové nebo laserové (LIDAR) systémy [1]. Pro hrubé posouzení směru větru se též používá větrný pytel (rukáv) například v blízkosti letišť nebo na některých místech dálnic. Jeho výhodou je, že je viditelný na poměrně značnou vzdálenost.



Obr. 1.2: Miskový anemometr s větrnou směrovkou [4].

1.3 Energie a výkon větru

Výkon proudícího vzduchu je primárně ovlivněn rychlostí jeho pohybu. Energie pohybujícího se tělesa, v tomto případě malého objemu vzduchu, se vypočítá z rovnice kinetické energie [5].

$$E_k = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v_1^2 \quad [J] \quad (1.1)$$

Kde m představuje hmotnost vzduchu a v_1 jeho rychlost, tedy rychlost volného proudění vzduchu. Hmotnost lze vyjádřit jako součin jeho objemu V a hustoty ρ . Objem V pak můžeme dále rozepsat jako součin dráhy s , kterou vzduch urazí, a průtočné plochy A , která je kolmá na směr proudění v_1 .

$$m = \rho \cdot V = \rho \cdot A \cdot s \quad [\text{kg}] \quad (1.2)$$

Výkon proudícího vzduchu P_w , který protéká plochou A , lze odvodit na základě fyzikální definice výkonu. Ten je dán jako množství vykonané práce, tedy přenesené energie, za jednotku času t . Po dosazení příslušných veličin získáme výsledný vztah:

$$P_w = \frac{E_k}{t} = \frac{\frac{1}{2} \cdot m \cdot v_1^2}{t} = \frac{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot s \cdot v_1^2}{t} \quad [\text{W}] \quad (1.3)$$

Je zřejmé, že podíl dráhy s a času t opět odpovídá rychlosti proudění větru v_1 . Po úpravě této rovnice získáme rovnici výkonu volného proudění vzduchu, tedy větru P_w .

$$P_{w,A} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \quad [\text{W}] \quad (1.4)$$

Vydělením výkonu větru P_w plochou průřezu A dostaneme jednotkový kinetický výkon větru [5].

$$P_w = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1^3 \quad \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right] \quad (1.5)$$

Z odvozeného vzorce plyne, že výkon větru závisí na třetí mocnině jeho rychlosti. Z tohoto důvodu hraje rychlost větru klíčovou roli při určování energetického potenciálu dané oblasti. Na pevnině dochází k výraznějšímu zpomalování větru v důsledku tření o nerovný povrch (členitost krajiny), zatímco nad vodními plochami je tento efekt méně výrazný, což umožňuje dosažení vyšších rychlostí proudění [2].

Statistická analýza rychlostí větru ve studii z roku 2005, *Evaluation of Global Wind Power*, ukazuje, že průměrná celosvětová rychlost větru ve výšce 10 m nad pevninou dosahuje 3,28 m/s, zatímco nad oceánem je to 6,64 m/s. Po přepočtu na výšku 80 m se tyto hodnoty zvyšují na 4,54 m/s nad pevninou a 8,60 m/s nad oceánem. Nad pevninou jsou naměřené průměrné denní rychlosti větru ve výšce 80 m (4,96 m/s) mírně vyšší než noční rychlosti (4,85 m/s), přičemž noční rychlosti větru se průměrně zvyšují nad denními rychlostmi ve výškách nad 120 m. [6]

Z této studie lze vyvodit, že nad oceánem je vítr téměř o 89,4 % rychlejší než nad pevninou, což se výrazně promítá do teoretického energetického potenciálu, který je o 575 % vyšší [5]. Tento fakt využívají státy s přístupem k moři, které instalují pobřežní (offshore) větrné turbíny pro efektivnější využívání větrné energie. Díky vyšší průměrné rychlosti větru nad oceánem mohou tyto turbíny vyrábět výrazně více elektřiny než jejich pevninské protějšky. To přispívá k většímu energetickému zisku a lepšímu využití dostupných obnovitelných zdrojů. Navíc jejich umístění na moři snižuje prostorové nároky na pevnině a omezuje hlukové a vizuální dopady na obyvatelstvo.

2 Větrná energetika

V posledních letech se větrná energetika stále více rozvíjí a stává se nedílnou součástí přechodu k udržitelným zdrojům energie. Vítr jako obnovitelný zdroj nabízí řadu výhod, a to například prakticky nevyčerpatelné zásoby, při výrobě elektřiny nevznikají žádné skleníkové plyny a provozní náklady jsou ve srovnání s fosilními palivy poměrně nízké [7].

Mezi další přednosti větrných elektráren patří jejich rychlá instalace a dlouhá životnost, která se pohybuje mezi 20 až 30 lety. Zároveň přispívají ke snížení závislosti na dovozu fosilních paliv a posilují tak energetickou soběstačnost jednotlivých zemí [2].

Navzdory těmto výhodám má větrná energetika i své nevýhody. Hlavním problémem je nestálost větru, což vede k proměnlivé výrobě elektřiny a vytváří potřebu doplňkových zdrojů nebo akumulace energie. Dalšími negativy mohou být hluková zátěž a vizuální dopad, zejména pokud se turbíny nacházejí v blízkosti obydlených oblastí. U moderních větrných turbín se výrobcům podařilo omezit téměř veškerý mechanický hluk (generátor, převodovka atd.) a nyní usilovně pracují na snížení aerodynamického hluku vznikajícího obtékáním proudu vzduchu kolem pohybujících se lopatek a při průletu lopatky kolem věže elektrárny. Někteří lidé si myslí, že větrné elektrárny ničí ráz krajiny, ale s tím, jak větší a větší stroje postupně nahrazují starší menší stroje, se skutečný počet větrných turbín sníží a zároveň bude k dispozici větší kapacita.

Největší rozmach větrná energetika zažívá v zemích s příznivými větrnými podmínkami, jako jsou státy severní Evropy, Čína nebo Spojené státy americké. V České republice se její rozvoj zatím potýká s různými překážkami, ať už legislativními, nebo geografickými. I přesto se větrné elektrárny postupně stávají součástí české energetiky a lze očekávat, že jejich význam do budoucna poroste.

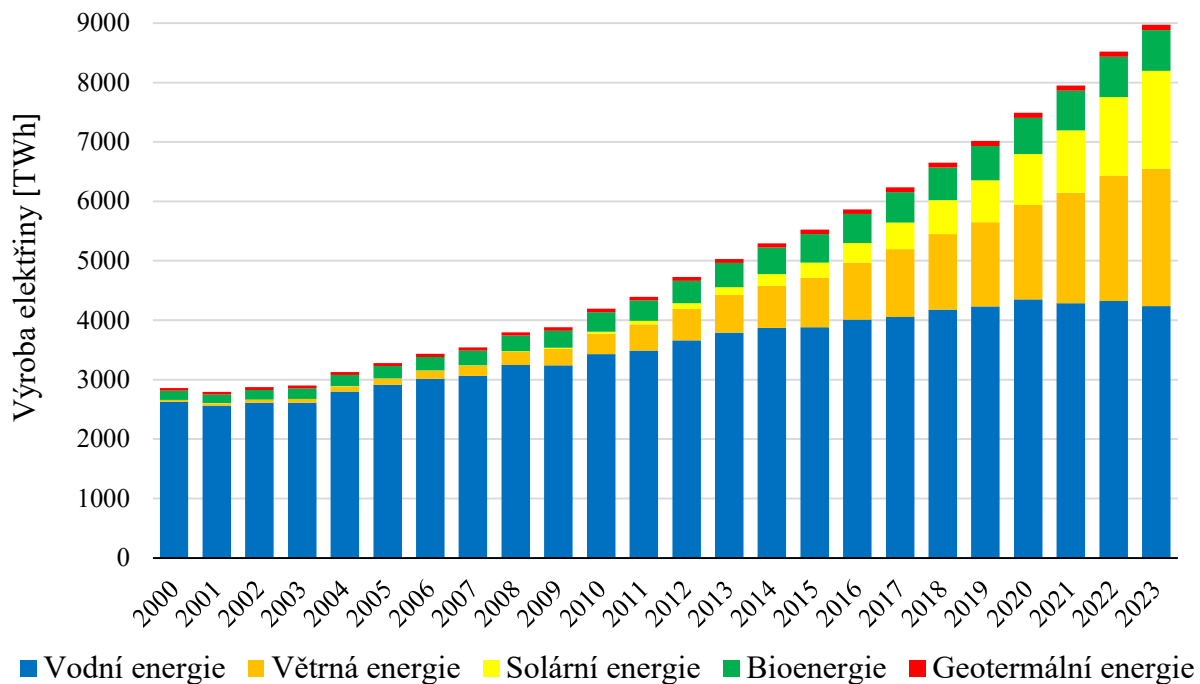
Tato kapitola se zaměří na aktuální situaci větrné energetiky ve světě i v České republice a přiblíží fungování větrných farem, jejich přínosy i výzvy, které s sebou přinášejí.

2.1 Větrná energetika ve světě

Instalace větrných elektráren v posledních letech rychle vzrostla. V roce 2023 celková kapacita větrné energie instalovaná po celém světě přesáhla jeden TW a ve srovnání s předchozím rokem vzrostla o více než 100 GW [8]. Graf znázorňující celosvětovou výrobu elektřiny podle typu obnovitelných zdrojů dokládá rostoucí význam větrné energie, jak je patrné na Obr. 2.1. Od roku 2010 do roku 2023 vzrostla produkce elektřiny z větrných turbín téměř sedminásobně, což je řadí mezi nejdynamičtější se rozvíjející energetické technologie spolu se solárními panely. V roce 2023 dosáhla celosvětová výroba elektřiny z větrné energie 2310 TWh, což odpovídá přibližně 7,8 % celkové produkce elektřiny na světě [9]. Kumulativní instalovaný výkon větrných elektráren v jednotlivých zemích světa je zobrazen na Obr. 2.2.

Zcela novým oborem se stala větrná energetika na moři, přičemž větrné elektrárny instalované na vodní hladině se označují jako offshore VTE. První velké projekty byly realizovány v Severním moři, avšak po překonání počátečních technických výzev se tento typ výstavby rozšířil i do dalších částí světa. Největší boom offshore větrných farem nastal po roce 2000 [10].

V posledních letech se začaly objevovat plovoucí větrné elektrárny, které nejsou pevně ukotveny na mořském dně. Tento koncept umožňuje využití větrné energie i ve větších hloubkách, kde není možné instalovat klasické offshore turbíny. První komerční projekty již byly realizovány, například ve Spojeném království, Norsku, Portugalsku, Francii, Číně a Japonsku.

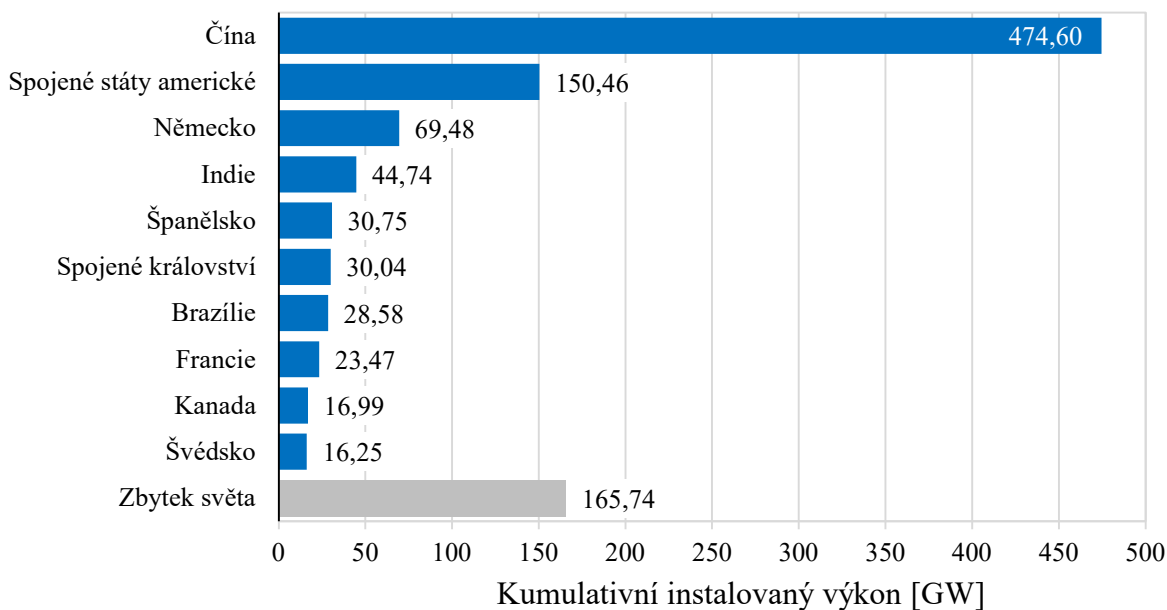


Obr. 2.1 Celosvětová netto výroba elektřiny z obnovitelných zdrojů v jednotlivých letech, zdroj dat: [9].

Čína je vedoucí zemí, pokud jde o kumulativní instalovaný výkon větrných elektráren a nově instalovanou kapacitu větrné energie. V roce 2023 tato asijská země nově naistalovala přibližně 76,7 GW větrné energie, což představuje více než tři čtvrtiny celosvětové kapacity nově instalované v tomto roce [8]. Celkově se Čína na konci roku 2023 podílela na téměř polovině kumulativních instalací větrných elektráren po celém světě.

Na druhém místě ve světě, z hlediska instalované kapacity větrných elektráren, se nacházejí Spojené státy americké. Ke konci roku 2023 dosáhla celková kapacita větrných elektráren instalovaná v USA více než 150 GW. V posledních letech se větrná energie stala největším obnovitelným zdrojem elektřiny v USA a představuje zhruba 9 % výroby elektřiny v zemi [11].

V Evropě má zdaleka nejvyšší instalovanou kapacitu větrných elektráren, s více než 69 GW, Německo [12]. Následované Španělskem a Spojeným královstvím se zhruba 30 GW. Pokud jde o pobřežní (offshore) větrné instalace, Spojené království je předním trhem v celé Evropě. V roce 2023 dosáhla kapacita offshore větrných elektráren v UK 14,7 GW, čímž se téměř vyrovnala instalované kapacitě onshore elektráren v zemi [12]. Mezi další evropské země s velkou offshore kapacitou v Evropě patří Německo, Nizozemsko, Dánsko a Belgie. Celková instalovaná kapacita větrných elektráren v Evropě dosáhla v roce 2023 více než 272 GW, z toho 35 GW zaujímají offshore elektrárny [13].



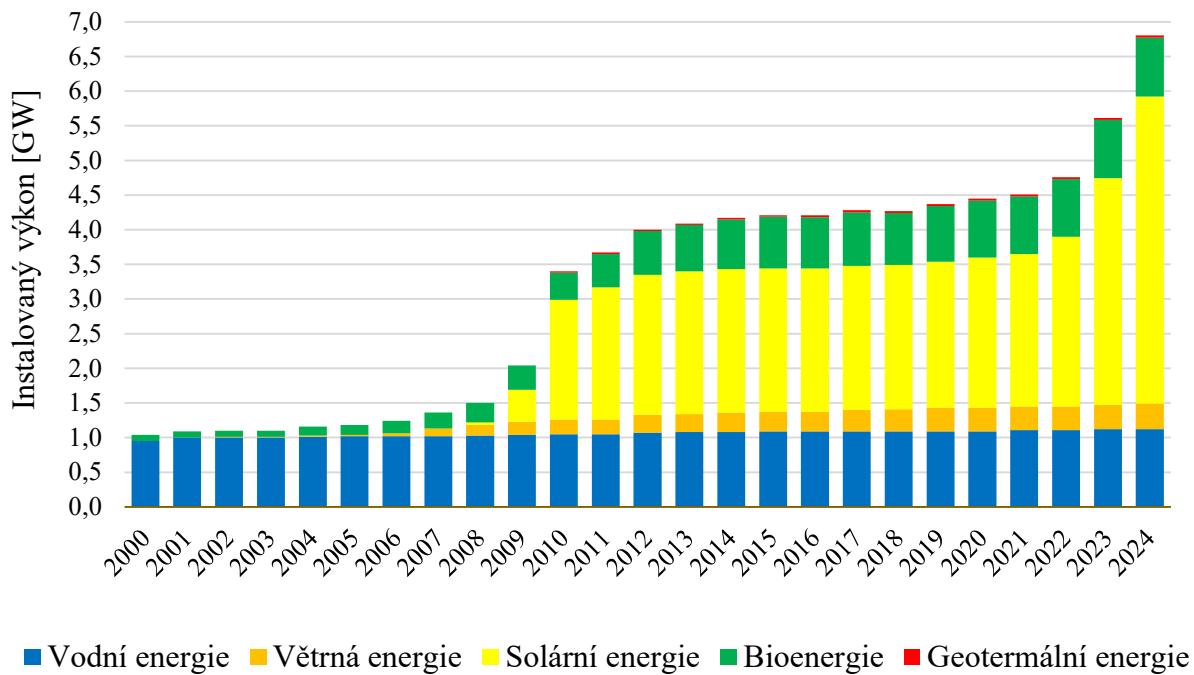
Obr. 2.2: Kumulativní instalovaný výkon větrných elektráren po celém světě v roce 2023, podle zemí, zdroj dat:[10].

V nadcházejících letech se očekává, že podíl obnovitelných zdrojů v globálním energetickém mixu výrazně poroste, a to v souladu s cíli stanovenými Pařížskou dohodou. Větrná energetika by podle odhadů Mezinárodní agentury pro obnovitelnou energii (IRENA) mohla v roce 2050 zajišťovat přibližně 35 % světové produkce elektřiny [14]. Největší rozvoj se předpokládá v Asii, kde bude hlavní hnací silou Čína, následovaná Severní Amerikou a Evropou. Pokrok v technologiích povede ke zvyšování účinnosti větrných turbín a snížení nákladů na výrobu elektřiny.

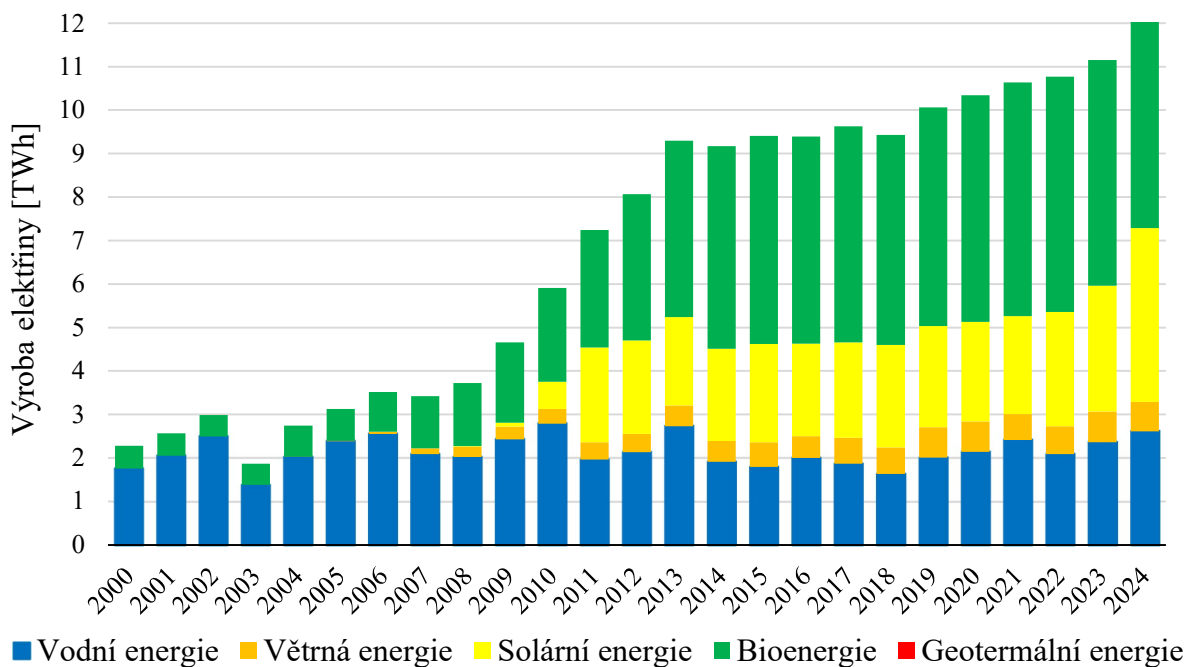
2.2 Větrná energetika v České republice

Větrná energetika v České republice se zatím rozvíjí pomaleji než v jiných evropských zemích, přesto se její potenciál postupně zvyšuje. Moderní technologie umožňují instalaci výkonnějších turbín s delšími lopatkami a vyššími sloupy, což znamená, že lze efektivněji využít i oblasti, které by dříve nebyly vhodné [7]. Díky tomu může větrná energie hrát významnější roli v českém energetickém mixu, i když dosud byla upřednostňována fotovoltaika, což je zřejmé z Obr. 2.3.

Vzhledem k tomu, že životnost větrných turbín se pohybuje okolo 20 let, lze v následujících letech očekávat proces tzv. repoweringu – tedy nahrazování starších, méně výkonných elektráren novými, efektivnějšími jednotkami [3]. Tento trend by mohl přispět ke zvýšení celkového instalovaného výkonu, který v roce 2024 činil 0,371 GW, což odpovídalo přibližně 0,93 % celkové výroby elektřiny v ČR v tomto roce, viz Obr. 2.4 [9].

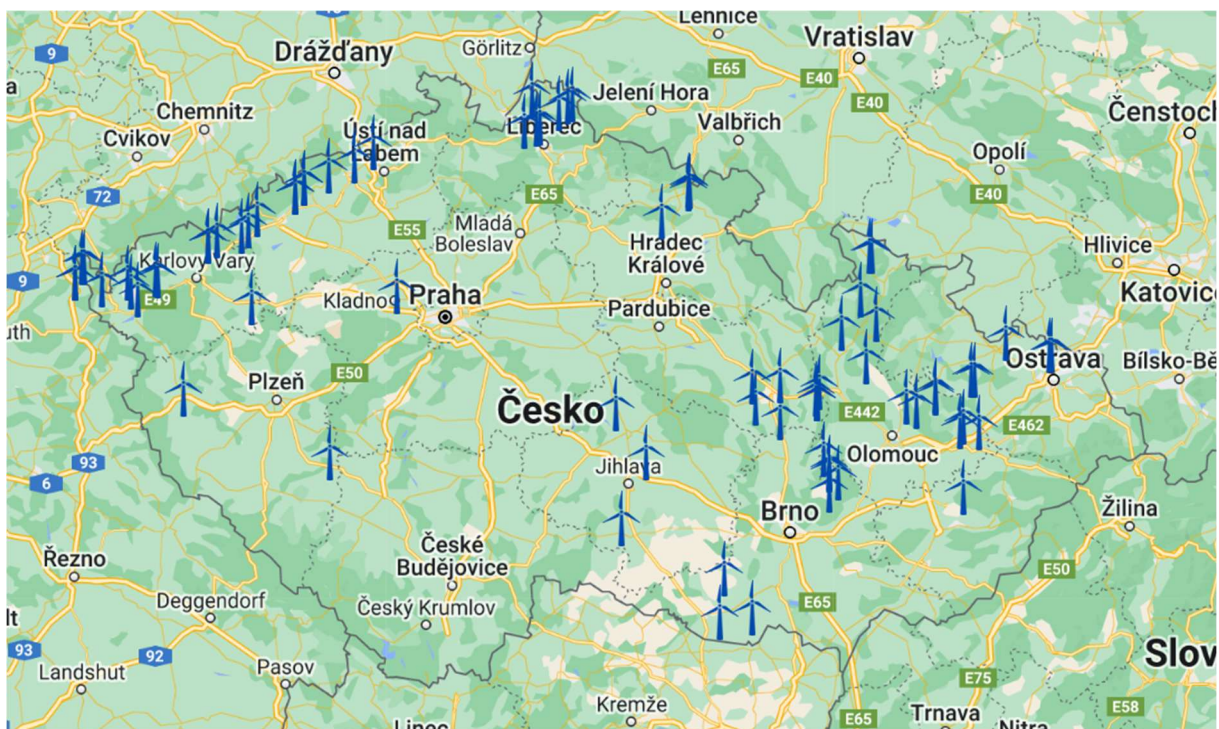


Obr. 2.3: Instalovaný výkon obnovitelných zdrojů v ČR v jednotlivých letech, zdroj dat:[9][16].



Obr. 2.4: Výroba elektřiny netto z obnovitelných zdrojů v ČR v jednotlivých letech, zdroj dat:[9].

Největší větrný park v České republice se nachází v Kryštofových Hamrech na krušnohorském hřebeni v Ústeckém kraji. Tvoří jej 21 větrných turbín s celkovým instalovaným výkonem 42 MW [15]. Největší větrnou elektrárnou v zemi je elektrárna Gruna u Žipotína, která využívá turbínu typu Enercon E138-EP3. Tato elektrárna dosahuje maximálního výkonu 4260 kW, přičemž osa rotoru se nachází ve výšce 109 m a maximální výška včetně listu rotoru činí 179 m [15]. Na Obr. 2.5 je znázorněna mapa s rozmístěním všech větrných elektráren na území České republiky (k 1. 1. 2024).



Obr. 2.5: Rozmístění všech větrných elektráren na území ČR [15].

Česká republika v kontextu celoevropského trendu usiluje, navzdory současnému stavu, o další rozvoj větrné energetiky. Podle aktualizovaného vnitrostátního plánu pro energetiku a klima by měl do roku 2030 být uveden do provozu celkový instalovaný výkon větrných elektráren 1500 MW. V letech 2025–2027 plánuje Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR vypsát aukce na provozní podporu pro nové větrné elektrárny s instalovaným výkonem přibližně 1000 MW. [16]

Rostoucí zájem investorů naznačuje, že i přes omezený celkový potenciál v zemi stále existuje řada nevyužitých lokalit vhodných pro instalaci větrných elektráren. Aby byla lokalita vhodná pro instalaci větrné elektrárny, musí splňovat několik kritérií. Klíčovým faktorem je dostatečná průměrná rychlost větru, která by měla dosahovat alespoň 6 m/s ve výšce 100 m nad zemí. Dále je nutné zohlednit ochranu rázu krajiny, kapacitu místní elektrické sítě, vzdálenost od obytných oblastí a možné dopady na faunu a flóru [17].

Mezi nejznámější oblasti s vhodnými podmínkami patří Krušné hory a Jeseníky, ale příznivé podmínky nabízí také Jihomoravský kraj a Vysočina (viz Obr. 2.6). Realizaci větrných elektráren výrazně limitují různé faktory, které omezují využití technického potenciálu. Mezi hlavní překážky patří chráněná území, která se často nacházejí v oblastech s ideálními větrnými podmínkami. Do roku 2016 bylo v České republice vyhlášeno 26 chráněných krajinných oblastí o celkové rozloze 10 761,11 km², tedy 13,6 % území státu. K nim by se navíc měla přidat

CHKO Krušné hory s plánovanou rozlohou až 1200 km², což by mohlo další rozvoj větrné energetiky dále komplikovat [16].

Kromě toho výstavbu větrných elektráren znemožňují i další regulace, například zákaz výstavby v dobývacích prostorech (přibližně 1259 km²), vojenských újezdech (823 km²), v leteckých prostorech nebo v blízkosti vojenských radarů [16]. V důsledku těchto omezení se počet skutečně vhodných lokalit pro větrné elektrárny v České republice výrazně snižuje.

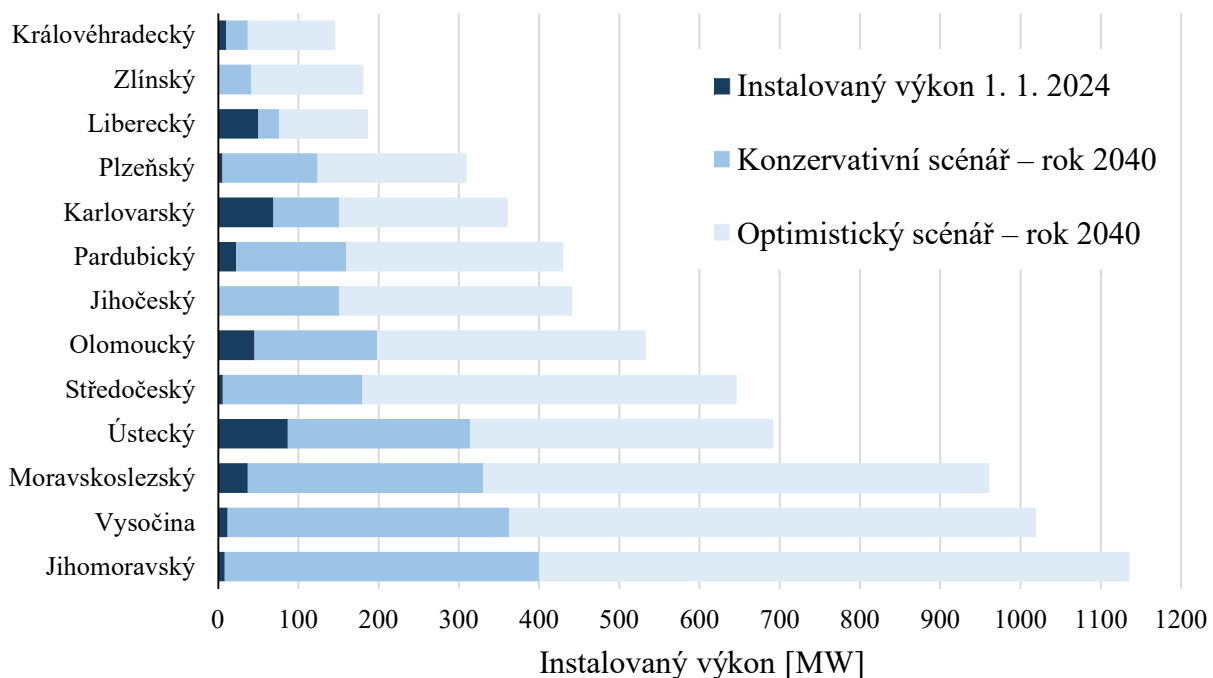
Další překážkou je vysoká hustota zalidnění a nutnost dodržování minimálních vzdáleností od obydlí, což často vede k tomu, že projekty zůstávají pouze na papíře. Přitom podobná hustota osídlení v Rakousku větrné energetice nebrání.

Studie Ústavu fyziky atmosféry AV ČR z roku 2020 odhaduje, že pokud by Česká republika naplno využila svůj potenciál větrné energie, mohla by pokrýt až 10–25 % své roční spotřeby elektřiny (vztaženo k roční spotřebě 70 GWh) [18]. Tento scénář zohledňuje technická i legislativní omezení, včetně zákazu instalace v chráněných územích, vojenských prostorech či v blízkosti letišť a obytných oblastí.

V rámci této vize byly pro rok 2040 definovány dva scénáře možného rozvoje větrné energetiky – konzervativní a optimistický. Konzervativní scénář vychází z předpokladu, že větrná energetika bude vnímána jako potřebný, avšak nikoli prioritní zdroj elektřiny. Přístup veřejnosti i státní správy k větrným elektrárnám bude spíše zdrženlivý, přičemž regulace jejich výstavby bude spíše přísnější. Tento vývoj odpovídá středním scénářům ze studií z let 2008 a 2012 (*Hanslian a kol., 2008; Hanslian a Hošek, 2012*). [18]

Naopak optimistický scénář počítá s převážně pozitivním postojem veřejnosti i úřadů k větrné energetice, která bude považována za důležitý veřejný zájem. Administrativní překážky budou odstraňovány a bude snaha hledat kompromisní řešení umožňující co nejefektivnější využití větrné energie [18]. Tento scénář se přibližuje dosavadnímu přístupu Německa, i když v této zemi v posledních letech dochází ke zpřísnování podmínek.

Oba scénáře instalovaného výkonu větrných elektráren v roce 2040 jsou znázorněny v grafu na Obr. 2.6.



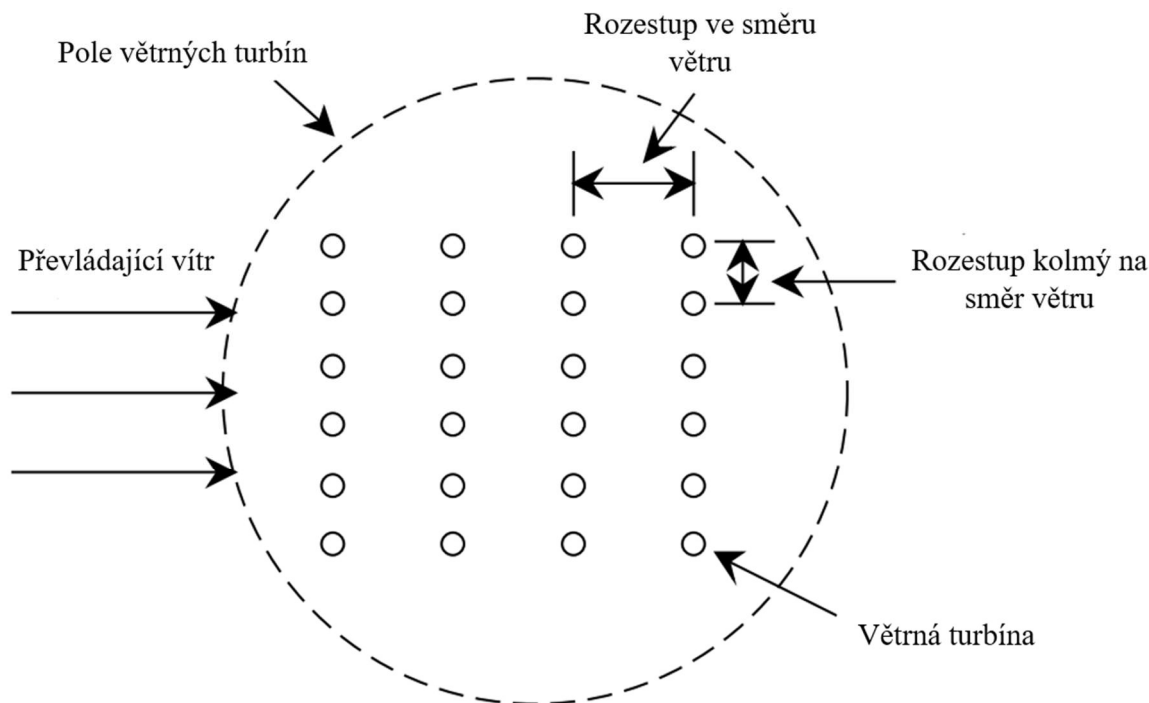
Obr. 2.6: Potenciál instalovaného výkonu větrných elektráren pro rok 2040 v ČR dle krajů, zdroj dat: [15][18].

2.3 Větrné farmy

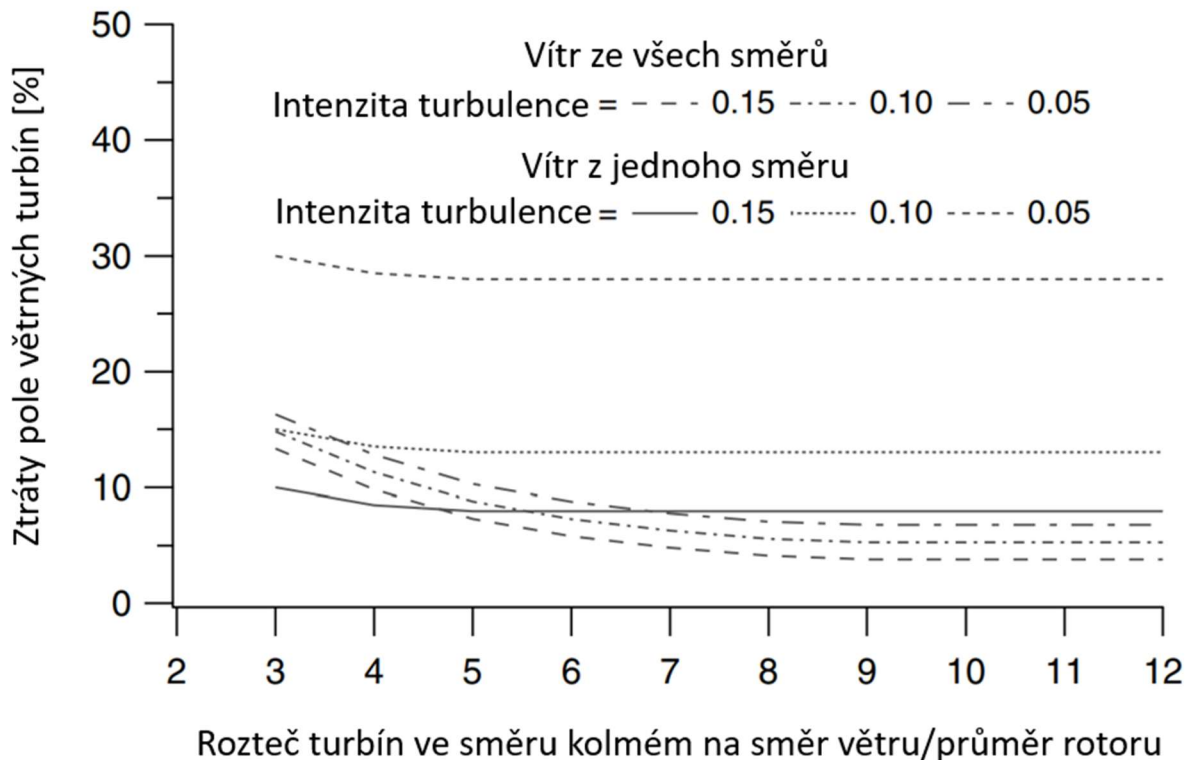
Větrné farmy, nazývané také větrné parky, jsou seskupení větrných elektráren v jedné lokalitě, které jsou propojeny jak elektricky, tak komerčně. Toto uspořádání přináší řadu výhod, zejména snížení nákladů na připojení k síti, efektivnější výstavbu a sdílení infrastruktury potřebné pro dopravu a instalaci komponentů. Koncentrace větrných turbín v jedné oblasti umožňuje snazší servisní zásahy a snižuje provozní náklady, například díky možnosti sdílených skladů náhradních dílů nebo specializovaného týmu údržby přímo v místě farmy [17].

Navzdory výhodám mají větrné parky i určité nevýhody. Blízké rozmístění turbín způsobuje zpomalení vzduchu v úplavu rotoru, což snižuje energetický zisk po sobě jdoucích elektráren. Aby byl tento efekt minimalizován, bývají turbíny umístěny ve směru větru 5 až 9 průměrů rotorů od sebe a ve směru kolmém 3 až 5 průměrů rotorů [3]. Schematické uspořádání větrné farmy je zobrazeno na Obr. 2.7. Ztráta energie větrných parků způsobená vzduchovými úplavy se obvykle pohybuje kolem 5 %, ale může být i vyšší v závislosti na uspořádání turbín. Studie ukazují, že pokud jsou turbíny rozmístěny v rozestupech 8–10 průměrů rotorů ve směru větru a 5 průměrů rotorů napříč větru, jsou ztráty pole (array losses) typicky menší než 10 % [3]. Na Obr. 2.8 je zobrazen graf znázorňující závislost ztrát v uspořádání větrné farmy na rozteči turbín ve směru kolmém na vítr a intenzitě turbulence. Intenzita turbulence vyjadřuje míru kolísání rychlosti větru – vyšší turbulence pomáhá rychlejšímu obnovení proudění za turbínami, čímž snižuje ztráty způsobené jejich vzájemným ovlivňováním [2].

Větrné farmy zahrnují nejen samotné turbíny, ale i vlastní distribuční síť, přístupové cesty, datové systémy a podpůrný personál. Moderní farmy jsou často řízeny systémem SCADA, které monitorují provoz jednotlivých turbín, zaznamenávají data o větru a umožňují vzdálenou správu [3]. Díky tomu se provoz a údržba stávají efektivnějšími a snižují se provozní náklady.



Obr. 2.7: Schéma uspořádání větrné farmy (zdroj: [3], upraveno autorem).



Obr. 2.8: Ztráty v uspořádání větrné farmy (podle Lissamana et al., 1982) (zdroj:[3], upraveno autorem).

Ve větším měřítku se větrné parky začaly budovat v USA koncem 70. let 20. století, odkud se postupně rozšířily do Evropy a dalších částí světa, například do Indie, Číny či Jižní Ameriky. První velké projekty vznikaly v Kalifornii, kde jejich rozvoj podpořily státní dotace a rostoucí ceny elektřiny z konvenčních zdrojů. Mezi nejznámější větrné farmy, které tehdy vznikly, patří Altamont Pass, Tehachapi Mountains a San Geronio Pass. [3]

V Evropě se větrné farmy začaly rozvíjet koncem 80. let v Dánsku, následovaly Německo, Španělsko, Nizozemsko a Velká Británie [3]. Kvůli omezené dostupnosti pevninské plochy se evropské projekty často přesouvají do přímořských oblastí a na moře, především do Severního moře.

Aktuálně největší onshore větrnou farmou na světě je Gansu Wind Farm v Číně s výkonem 8 GW, s plánem rozšíření na 20 GW. Následuje Alta Wind Energy Center v USA s výkonem 1548 MW, což z ní činí největší větrnou farmu v Severní Americe. A největší offshore větrnou farmou je Hornsea 2 ve Velké Británii s výkonem 1386 MW, která dokáže zásobovat až 1,4 milionu domácností. Mezi další významné patří Jiuquan Wind Power Base v Číně (1000 MW) a Walney Extension v Irském moři (659 MW). Plánovaná rozšíření naznačují, že jejich výkon se bude v budoucnu dále zvyšovat. [19]

Největší plánovanou větrnou farmou na světě je Western Green Energy Hub Wind Farm v Austrálii, která by měla dosáhnout kapacity 25 GW a zahrnovat více než 3000 turbín. Mezi další významné připravované projekty patří Aman Project Hybrid Wind Farm v Mauritánii s plánovaným výkonem 18 GW, Australian Renewable Energy Hub v Austrálii (10,2 GW), ACWA Wind Farm v Egyptě (10 GW) a H2 Magallanes Wind Farm v Chile (10 GW). [20]

3 Větrný motor

Využití větrné energie spočívá v přeměně kinetické energie větru na mechanickou práci prostřednictvím větrných motorů. Ty lze rozdělit podle několika kritérií, například podle součinitele rychloběžnosti, způsobu regulace výkonu, orientace osy rotace nebo aerodynamického principu, který rozlišuje systémy na odporové a vztakové.

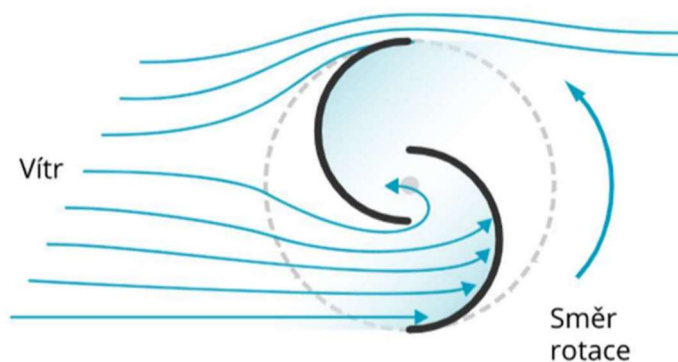
Nejdůležitějším kritériem bývá právě aerodynamický princip, který určuje, jakým způsobem vzniká síla pohánějící hřídel větrného motoru. V této kapitole si oba tyto typy blíže přiblížíme.

3.1 Větrné motory pracující na odporovém principu

Odporový princip větrných turbín patří mezi nejstarší způsoby přeměny větrné energie na rotační pohyb. Tento mechanismus lze pozorovat již u historických větrných motorů a dodnes se využívá u menších turbín, zatímco u moderních průmyslových zařízení je již méně častý. Turbíny mohou mít jak svislou, tak vodorovnou osu rotace, avšak princip zůstává stejný – vítr působí na plochu, která klade odpor vzdušnému proudu, čímž se generuje pohyb [5].

Vítr se opírá o plochu vystavenou proti proudění vzduchu, čímž na ní vytváří sílu (přetlak), která ji tlačí ve směru proudění větru. Pokud by však na protilehlé straně plochy působila stejně velká síla opačným směrem, výsledný moment by byl vyrovnán a nedošlo by k rotaci [5]. Tento problém lze řešit několika způsoby.

Nejčastějším přístupem je využití ploch, které z jedné strany kladou větší aerodynamický odpor proudění vzduchu než z druhé. Tento princip využívá například Savoniova turbína (viz Obr. 3.1, 3.2) nebo miskový anemometr, kde vyduťatá strana plochy klade přibližně 3,5× větší odpor než strana vypouklá [5].



Obr. 3.2: Princip Savoniovy turbíny [21].

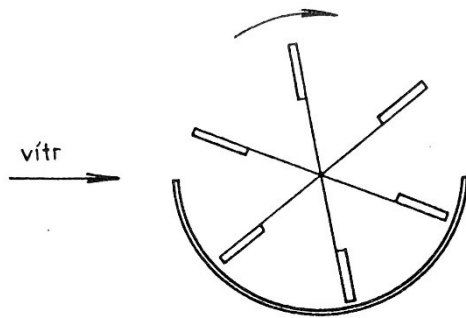


Obr. 3.1: Střešní Savoniova turbína [21].

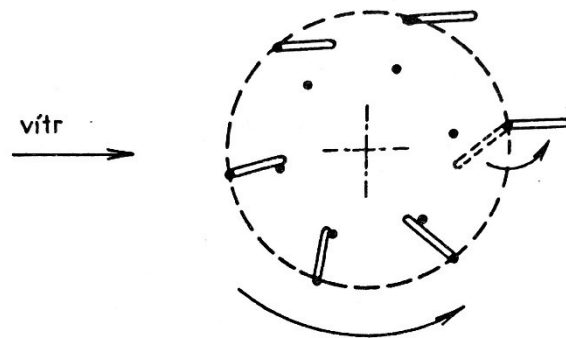
Savoniova turbína je jedním z nejznámějších příkladů využití odporového principu. Typicky se jedná o rotory tvořené polovinami válcových ploch s kruhovou základnou, které se vzájemně překrývají, přičemž existují i varianty s prizmatickými či jinak tvarovanými plochami [5]. Tato technologie umožňuje efektivní přeměnu větrné energie na mechanickou práci, i když její účinnost je obecně nižší než u moderních aerodynamických turbín a pohybuje se okolo 20 % [21].

Další variantou je konstrukce, při níž je polovina rotoru, která se pohybuje proti směru větru, zakryta, čímž se eliminuje zpětný odpor. Tento mechanismus však vyžaduje pohyblivý kryt, který se přizpůsobuje směru větru [5]. Rotor s krycím štítem je schematicky zobrazen na Obr. 3.3.

Vzácným řešením je úprava velikosti funkční plochy rotoru podle směru proudění vzduchu. Tento mechanismus umožňuje automatické přizpůsobení pohyblivých ploch aktuálním aerodynamickým podmínkám, čímž se optimalizuje jejich účinnost při pohybu ve směru větru i proti němu [5]. Rotor s natáčivými lopatkami je zobrazen na Obr. 3.4.



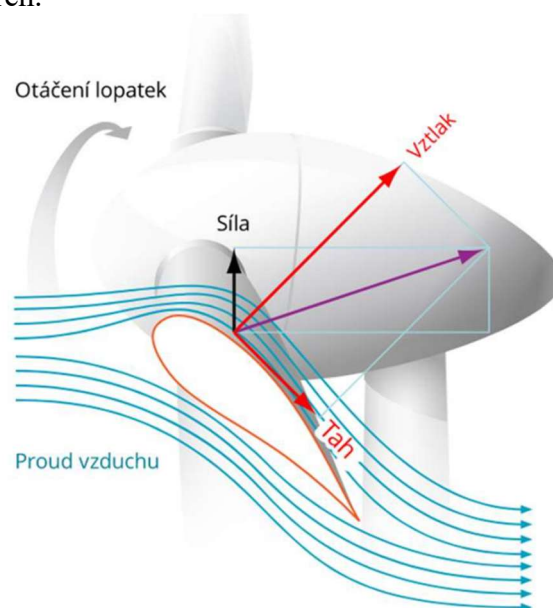
Obr. 3.3: Schéma rotoru s krycím štítem [5].



Obr. 3.4: Schéma rotoru s natáčivými lopatkami [5].

3.2 Větrné motory pracující na vztlakovém principu

Vztlakové větrné turbíny využívají aerodynamickou vztlakovou sílu k přeměně energie větru na rotační pohyb. Tato síla vzniká v důsledku rozdílné rychlosti proudění vzduchu na horní a spodní straně listu rotoru, což způsobuje tlakovou diferenci (proud vzduchu se na horní straně pohybuje rychleji, čímž se zde snižuje tlak, zatímco na spodní straně je tlak vyšší) a vytváří pohybovou energii [5]. Vzhledem k tomu, že vztlaková síla působí tangenciálně k rotoru, dochází k efektivnímu přenosu energie, zatímco odporová složka pohybu je minimalizována. Tento princip, zachycený na Obr. 3.5, je obdobný jako u křídel letadel a je hojně využíván u moderních větrných elektráren.



Obr. 3.5: Vztlakový princip otáčení lopatek větrného motoru [21].

Nejrozšířenějším typem jsou horizontální turbíny (HAWT–Horizontal–axis wind turbines) s třílístým rotorem (viz Obr. 3.6), které dosahují vysoké účinnosti (přibližně 45 % [22]). Počet lopatek rotoru ovlivňuje jeho rychlost otáčení – čím méně jich je, tím vyšší jsou otáčky rotoru. V minulosti se používaly i turbíny s jednou (viz Obr. 3.8), dvěma (viz Obr. 3.7) nebo více lopatkami (pomaloběžná větrná kola měla i desítky lopatek), avšak třílísté provedení nabízí nejlepší poměr mezi účinností, stabilitou a mechanickým namáháním [5]. Aby se rotor správně natočil proti větru, využívají menší turbíny jednoduchá směrová kormidla, zatímco větší zařízení jsou vybavena aktivními mechanismy pro řízení orientace.



Obr. 3.8: Horizontální VTE s 1 lopatkou [92].

Obr. 3.7: Horizontální VTE se 2 lopatkami [93].

Obr. 3.6: Horizontální VTE se 3 lopatkami [21].

Vedle horizontálních turbín existují také turbíny s vertikální osou otáčení (VAWT–Vertical–axis wind turbines), mezi které patří i Darrieova turbína. Tento typ turbíny vynalezl v roce 1931 francouzský inženýr Georges Jean Marie Darrieus. Její rotor se obvykle skládá ze dvou nebo tří aerodynamicky tvarovaných listů, které rotují kolem vertikální osy a vytvářejí válcovitou, kulovou nebo parabolickou plochu [21]. Patří mezi rychloběžné turbíny, což znamená, že obvodová rychlost listů rotoru je několikanásobně vyšší než rychlost větru. Tento faktor klade vysoké nároky na materiál a uchycení lopatek, neboť odstředivé síly působící na rotor jsou značné [5].

Darrieova turbína dosahuje účinnosti kolem 35 % [21]. Profily jejích lopatek se pohybují po kruhové dráze s nulovým náběhovým úhlem, přičemž rychlost větru a rychlost pohybu lopatek se vektorově skládají tak, že výsledný proud vzduchu vytváří malý kladný náběhový úhel [21]. Tím vzniká vztlaková síla, která je orientovaná dovnitř mimo osu rotoru a generuje točivý moment pohánějící turbínu. Lopatky těchto turbín mohou být uspořádány do tvaru řeckého písmene Φ (viz Obr. 3.9) nebo písmena H (viz Obr. 3.10), což ovlivňuje jejich aerodynamické vlastnosti a konstrukční řešení [5].

Jednou z hlavních výhod Darrieových turbín je jejich nezávislost na směru větru, což eliminuje potřebu natačecího mechanismu. Dalším přínosem je jednodušší údržba, protože klíčové mechanické části se nacházejí blízko země. Nevýhodou je však obtížný rozběh –

vyžadují pomocný pohon nebo kombinaci se Savonioovým rotorem, který napomáhá inicializaci pohybu [21]. Další možností je použití systému natáčivých lopatek, které se během rotace přizpůsobují aktuální rychlosti větru a pohybu rotoru, označujícího se jako Giromill nebo Cyclogiro. Tento princip sice umožňuje efektivnější rozběh, ale zároveň zvyšuje složitost konstrukce a snižuje životnost zařízení [5].



Obr. 3.9: Darrieova turbína s lopatkami ve tvaru Φ [21].



Obr. 3.10: Darrieova turbína s lopatkami ve tvaru H [21].



Obr. 3.11: Darrieova turbína s nakloněnými listy rotoru do spirály zabraňujícími nepříjemným pulzacím [21].

V moderní větrné energetice se téměř výhradně využívají turbíny pracující na vztlakovém principu, především v horizontálním provedení, které dosahuje nejvyšší účinnosti. Návrh takové turbíny bude předmětem této diplomové práce.

4 Konstrukce větrné elektrárny

Tato kapitola se věnuje jednotlivým komponentám nezbytným pro provoz větrné elektrárny, přičemž popis se zaměřuje na turbínu s horizontální osou rotace (HAWT), pracující na vztlakovém principu, která je v současnosti nejrozšířeněji využívaným typem. Konvenční větrná elektrárna se skládá ze čtyř základních částí – rotoru, gondoly, stožáru a základů – jejichž konstrukční řešení bude dále podrobně rozebráno.

4.1 Rotor

Rotor větrné elektrárny zahrnuje všechny rotující části nacházející se mimo gondolu, mezi které patří lopatky, náboj rotoru a mechanismus pro jejich natáčení. Zatímco náboj a natáčecí mechanismus jsou běžně vyráběnými součástmi strojího průmyslu, návrh a výroba lopatek se svou precizností a aerodynamickými požadavky blíží spíše leteckému průmyslu [17].

Během vývoje větrných elektráren se ustálila koncepce třílistého rotoru založeného na vztlakovém principu, která se ukázala jako optimální z hlediska dynamického namáhání a působení gyroskopických sil. Tato konfigurace umožňuje efektivní přeměnu energie větru na mechanickou energii při zachování dlouhé životnosti a stability celého systému.

4.1.1 Rotorová hlava (náboj)

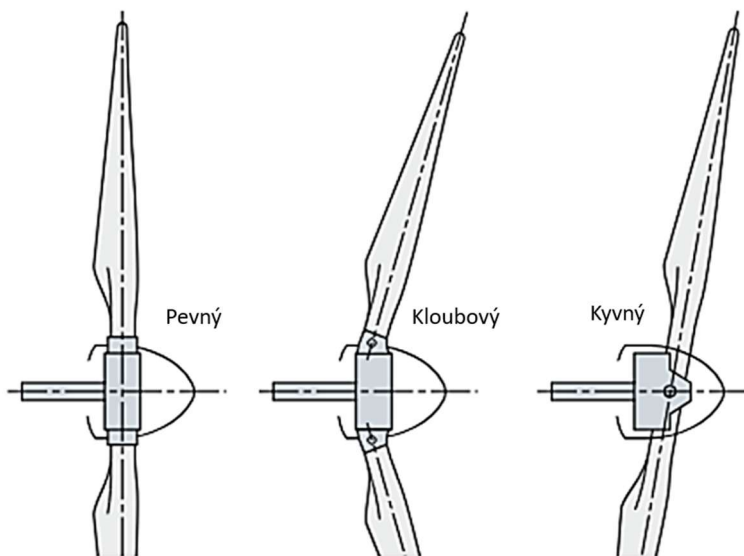
Náboj větrné turbíny, označovaný také jako rotorová hlava (viz Obr. 4.2), je klíčovou součástí propojující lopatky s hlavním hřídelem. Jeho hlavním úkolem je přenos krouticího momentu z lopatek na pomaloběžný hřídel, čímž dochází k přeměně kinetické energie větru na mechanickou energii. Tento moment vzniká působením aerodynamické síly na profil lopatek, přičemž ideálně by výsledná síla měla být tečná k trajektorii jejich pohybu (ke kružnici) [17].

Vzhledem k tomu, že náboj přenáší značné zatížení z lopatek, patří k nejnamáhanějším částem větrné turbíny. Proto je zpravidla vyráběn z odolných materiálů, nejčastěji z ocelových výkovek, odlitků nebo svarků, které zajišťují potřebnou pevnost a dlouhou životnost konstrukce [23]. Z důvodu optimalizace aerodynamiky bývá jeho přední část opatřena krytem, tzv. nose cone, který minimalizuje turbulence a snižuje energetické ztráty [17].

Náboj je často vybaven mechanismem pro natáčení lopatek, známým jako pitch control, jenž umožňuje regulaci úhlu náběhu v závislosti na rychlosti větru. Tím se optimalizuje výkon turbíny a zároveň zajišťuje její bezpečný provoz. Tento systém může být ovládán hydraulicky nebo elektricky pomocí servomotorů [23].

Podle konstrukčního řešení lze náboje rozdělit do tří hlavních kategorií (viz Obr. 4.1):

- **Pevný náboj (Rigid hub)** drží lopatky v neměnné poloze vůči hlavnímu hřídeli. Tento typ se nejčastěji využívá u třílistých rotorů, kde pomáhá rovnoměrně rozkládat síly a minimalizovat vibrace [23].
- **Kyvňý náboj (Teetering hub)** se uplatňuje především u dvoulistých rotorů, kde je připojen k hřídeli přes otočný kloub, tzv. teeter hinge. Tento mechanismus umožňuje lopatkám nepatrný pohyb, což pomáhá vyrovnávat aerodynamické zatížení a snižovat namáhání hřídele [23].
- **Kloubový náboj (Hinged hub)** se využívá u turbín orientovaných po směru větru. Tento systém pomáhá snižovat namáhání v silných větrných podmínkách a přispívá k prodloužení životnosti konstrukce [17].



Obr. 4.1: Schematické zobrazení pevného, kloubového a kyvného náboje VTE [94].



Obr. 4.2: Instalace rotorové hlavy na VTE [95].

4.1.2 Lopatky (listy rotoru)

Vývoj lopatek větrných elektráren, které využívají vztlakový princip k pohonu rotoru, byl výrazně ovlivněn znalostmi z leteckého průmyslu. Prakticky všechny moderní návrhy lopatek vycházejí z aerodynamických profilů používaných u letadel [17]. Stejně jako v letectví je i zde klíčová kombinace nízké hmotnosti a vysoké pevnosti, což umožňuje využití lehkých a odolných materiálů schopných čelit extrémním povětrnostním podmínkám i vysokocyklové únavě. Během provozní životnosti větrné elektrárny, která se pohybuje mezi 20 a 25 lety, podstupují lopatky stovky milionů zatěžovacích cyklů [17].

Pro výrobu lopatek se nejčastěji používají kompozity na bázi skleněných vláken a epoxidových pryskyřic (sklolaminát), jelikož nabízejí ideální poměr pevnosti a hmotnosti [17]. Alternativou jsou uhlíková vlákna, která se vyznačují nižší hustotou a vyšší tuhostí, což umožňuje konstrukci tenčích a lehčích lopatek [24]. Jejich nevýhodou je však nižší pevnost a vysoká cena.

Kromě materiálového složení je klíčovým faktorem také aerodynamický design lopatek, jejich délka a profil, které ovlivňují celkový výkon větrné elektrárny. Vzhledem k tomu, že výkon větrné elektrárny roste s druhou mocninou průměru rotoru, výrobci neustále usilují o zvětšování lopatek [3]. V současnosti mají lopatky nejčastěji délku kolem 50 m, ale některé modely přesahují i 60 m. U offshore větrných elektráren se stále častěji setkáváme s lopatkami dlouhými 80–90 m. Nejdelší vyrobená lopatka onshore VTE, k roku 2024, pochází od čínské společnosti SANY Renewable Energy a měří 131 m (viz Obr. 4.3) [25].

Konstrukčně jsou lopatky navrženy jako lehké, ale pevné struktury, které musí odolat značným dynamickým silám. Nejčastější konstrukční metodou je dutý profil tvořený horní a dolní skořepinou, do něhož jsou vkládány výztužné nosníky zvyšující pevnost v krutu a ohybu [24]. Pokročilé technologie výroby umožňují tvorbu lopatek z jednoho kusu, což minimalizuje slabá místa ve spojích a prodlužuje životnost komponenty. Výrobci neustále pracují na inovacích v oblasti materiálů i výrobních procesů, aby zajistili vyšší účinnost a delší životnost lopatek.

Lopatky jsou k rotorové hlavě připevněny různými technologiemi, nejčastěji přírubovými spoji, nábojovými spoji, T-šrouby nebo šroubovými spoji. Přírubové spoje využívají šroubovanou přírubu, nábojové spoje kuželovitý kovový válec zalepený do laminátu. T-šrouby jsou cenově dostupné, ale méně efektivní, zatímco spoje s vložkami umožňují lehčí konstrukci, avšak vyžadují přesnou výrobu. Vývoj se soustředí na inovace, jako je vakuová infuze či mechanické uchycení vláken, přičemž T-šrouby a spoje s vložkami se jeví jako nejperspektivnější řešení. [26]

Kromě rozměrů a materiálových vlastností je důležité i řešení ochrany lopatek. Vzhledem k jejich umístění ve volném prostoru je nutné zajistit ochranu proti bleskům. Proto se na koncích lopatek i v dalších strategických bodech instalují bleskosvodné receptory, které jsou propojeny s vodičem vedoucím skrz celou lopatku až k základu elektrárny, kde je systém uzemněn [27]. Některé lopatky jsou navíc vybaveny speciálními aerodynamickými zakončeními, tzv. winglety, které redukuje okrajové víry, čímž snižují odpor a zároveň omezují hluk [27].

Dalším faktorem ovlivňujícím provoz větrných elektráren je riziko námrazy, zejména ve vysokohorských oblastech. Pokud se během nečinnosti elektrárny na lopatkách vytvoří vrstva ledu, může při následném spuštění dojít k nevyváženosti rotoru a nutnosti odstavení zařízení. Německá firma Enercon proto vyvinula systém, který vhání do lopatek ohřátý vzduch, čímž účinně odstraňuje námrazu. Alternativně lze použít speciální povrchové úpravy, které zabraňují tvorbě silnější vrstvy ledu a umožňují jeho odpadnutí vlastní vahou ještě před zahájením rotace. [17]

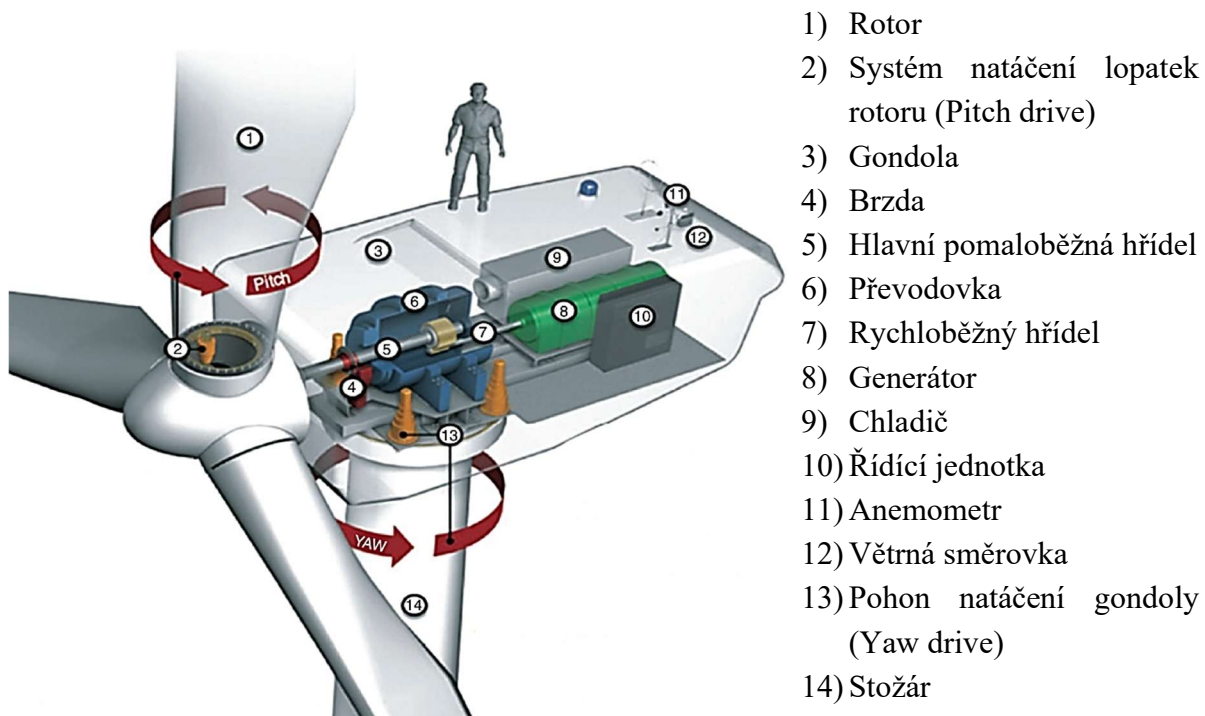


Obr. 4.3: Nejdelší lopatka onshore VTE na světě s délkou 131 m [25].

4.2 Gondola

Gondola větrné elektrárny je umístěna na vrcholu nosného stožáru a tvoří klíčovou část zařízení, která obsahuje všechny důležité komponenty potřebné k přeměně práce rotoru na energii elektrickou. Mezi hlavní součásti patří generátor, převodovka, hřídel, spojka a brzda. Konstrukce gondoly se liší v závislosti na výrobcu, avšak obecně bývá opatřena kluzným ložiskem umožňujícím její natáčení proti směru větru, což je zajišťováno motorizovaným

systémem [28]. Tento mechanismus se také využívá k narovnání zkroucených vodičů. Gondola konvenční moderní VTE je schematicky znázorněna na Obr. 4.4.



Obr. 4.4: Schematické znázornění gondoly VTE [30].

Převodovka, umístěná mezi rotorem a generátorem, bývá planetového provedení, aby bylo zajištěno, že hřídel generátoru a rotoru turbíny byly ve stejné ose. Přizpůsobuje otáčky rotoru pro optimální provoz generátoru. Moderní větrné elektrárny mají rotory s otáčkami mezi 5 až 15 za minutu, přičemž převodovka je zvyšuje na hodnoty mezi 1000 až 1800 otáčkami za minutu [29]. Místo převodovky lze rotor přímo spojit s generátorem, který je navržen tak, aby efektivně fungoval i při nízkých otáčkách. Tento systém snižuje potřebu údržby, ale zároveň zvyšuje pořizovací náklady na generátor [29].

Pro zastavení rotoru při extrémních povětrnostních podmínkách (velmi vysoká rychlost větru) je využíván systém brzdění, který zahrnuje jak aerodynamickou regulaci náklonu lopatek, tak mechanickou brzdu. Nejčastěji se jedná o kotoučové brzdy umístěné na převodovce. Mechanická brzda slouží jako záložní systém k úplnému zastavení pohybu rotoru. [29]

Konstrukce gondoly zahrnuje také hlavní rám, který musí být dostatečně pevný pro uchycení klíčových součástí, jako jsou generátor, převodovka a brzda. Obvykle je vyroben z oceli, aby odolal mechanickému namáhání. Vnější kryt gondoly pak chrání vnitřní systémy před nepříznivými povětrnostními vlivy [5].

Generátor, který přeměňuje rotační energii na elektrickou, může být asynchronní nebo synchronní [28]. Asynchronní generátory jsou cenově dostupnější, mají jednodušší provoz a snadnější regulaci výkonu, ale vyžadují převodovku a odběr jalového výkonu ze sítě k vytvoření magnetického pole na statoru. Naopak vícepólové synchronní generátory lze použít bez převodovky, což umožňuje široký rozsah provozních otáček a snižuje hmotnost gondoly. Nicméně synchronní generátory vyžadují frekvenční měnič a mají vyšší pořizovací náklady kvůli použití permanentních magnetů [28]. Napětí generátoru závisí na typu a velikosti elektrárny. Malé VTE, pracující v ostrovním režimu, obvykle pracují s napětím 12 až 24 V,

zatímco větší větrné elektrárny mohou dosahovat jmenovitého napětí až 1000 V a více (např. 6300 V až 11 000 V) [29]. Napětí generátoru se v rámci elektrárny transformuje na 22 kV nebo vyšší hodnotu, dle požadavků místní přenosové soustavy. Elektrárny s frekvenčním měničem, bez převodovky produkují elektřinu s proměnlivou frekvencí a napětím, které je nutné následně upravit na standardní frekvenci 50 Hz. U klasických generátorů s převodovkou se proud o frekvenci 50 Hz vyrábí přímo [29].

Celkové uspořádání gondoly závisí na zvolené koncepci. Například elektrárny s multipólovým synchronním generátorem mají obvykle větší gondolu válcového tvaru [30]. Z hlediska provozní efektivity a údržby je důležité zvážit, zda zvolit systém s převodovkou nebo bez ní, přičemž každé řešení má své výhody i nevýhody.

4.3 Stožár

Stožár větrné elektrárny plní klíčovou roli při zajištění efektivního provozu turbíny, neboť umožňuje umístění rotoru do optimální výšky, kde je proudění větru stabilnější a rychlost větru vyšší. Vedle požadované výšky musí být stožár dostatečně pevnou konstrukcí, aby odolal nejen vlastní hmotnosti soustrojí, ale i dynamickým silám způsobeným větrem [5]. Uvnitř obvykle obsahuje žebřík nebo schodiště pro servisní přístup a také elektrické vedení do gondoly. Tvar a vzhled stožáru mohou hrát roli při jeho umístění v krajině, kde je často kladen i důraz na estetickou stránku konstrukce [29].

Konstrukčně se stožáry větrných elektráren liší podle potřeb dané lokality a velikosti turbíny. Nejčastější variantou jsou ocelové tubusové stožáry, které se skládají z několika segmentů pro snadnější transport a montáž. Každý segment je vyroben z ocelového plechu o tloušťce 12–70 mm a propojen pomocí přírubových spojů [17]. Moderní stožáry tohoto typu často obsahují výtah pro usnadnění přístupu do gondoly a mohou rovněž zahrnovat vestavěné transformátory nebo jiné pomocné zařízení.

Další variantou jsou příhradové stožáry (viz Obr. 4.5), které jsou sestaveny z ocelových nosníků a vzpěr. Jejich hlavní předností je snadná doprava a montáž, neboť se jednotlivé díly skládají až přímo na stavbě. Tyto konstrukce se vyplatí především u větších výšek nad 100 m, kde jsou ekonomicky efektivnější než plně ocelové tubusy [27]. Vzhledem k jejich otevřenému designu mohou působit vizuálně rušivější, avšak při pohledu z dálky jsou téměř „průhledné“ [5].

Stále vzácnější, ale perspektivní alternativou jsou železobetonové segmentové stožáry sestavené z prefabrikovaných prstenců, které se montují až na stavbě pomocí předepjatých šroubů a ocelových lan [3]. Tento typ konstrukce je atraktivní zejména pro offshore turbíny a v oblastech se silným větrem, neboť vykazuje vysokou odolnost vůči korozi a lze jej snadno přizpůsobit požadované výšce [27].

Pro menší turbíny se někdy používají klasické ocelové sloupy, které mohou být stabilizovány lanovými vzpěrami. Tento model je jednoduchý na instalaci, ale vyžaduje dostatečný prostor pro ukotvení lan. Jeho výhodou je možnost snadného sklopení při údržbě [27].

Pro minimalizaci dopravních omezení a efektivnější montáž se zkoumá i možnost 3D tisku betonových základů přímo na stavbě. Tato metoda by umožnila napojení ocelových segmentů na lokálně vytištěný podstavec, což by zjednodušilo logistiku a usnadnilo výstavbu vyšších stožárů [31].

Dřevěné stožáry představují inovativní alternativu k tradičním materiálům. Švédská společnost Modvion vyvíjí věže z laminovaného dřeva, které díky modulární konstrukci usnadňují dopravu a montáž [32]. Dřevo se vyznačuje nízkou hmotností a vysokou specifickou pevností, čímž může konkurovat oceli. Navíc jde o obnovitelný materiál, což z něj činí ekologicky udržitelnější variantu.

Pro stavbu modulových stožárů byl v roce 2023 představen prototyp tzv. šplhajícího jeřábu (viz Obr. 4.6), který využívá speciální upínací mechanismus pro vertikální pohyb po konstrukci sloupu. Tento systém umožňuje postupnou instalaci dalších segmentů stožáru, čímž jeřáb zajišťuje efektivní výstavbu do značných výšek [29].



Obr. 4.5: Příhradový stožár VTE [96].



Obr. 4.6: Šplhající jeřáb [29].

4.4 Základy

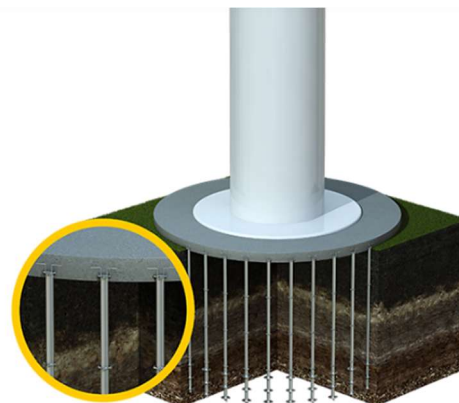
Základy VTE tvoří nosný prvek propojující konstrukci se zemským podložím a zajišťují její stabilitu. Přenášejí nejen vlastní hmotnost elektrárny, ale také dynamické zatížení způsobené větrem působícím na stožár a lopatky rotoru [33]. Podle umístění se rozlišují na pevninské (onshore), mořské (offshore) a nově také plovoucí systémy.

4.4.1 Základy onshore větrných elektráren

Využívají se pro větrné elektrárny instalované na pevnině a zpravidla jsou tvořeny železobetonovými bloky zakotvenými do země. Jejich velikost a tvar se odvíjí od typu půdy a velikosti elektrárny [34]. Nejčastěji se používají plošné základy (viz Obr. 4.7), které rovnoměrně rozkládají zatížení do podloží, nebo hlubinné pilotové základy (viz Obr. 4.8), vhodné pro méně soudržnou půdu [35]. Jsou tvořeny piloty, což jsou štíhlé konstrukční prvky (obvykle betonové nebo ocelové) zapuštěné hluboko do země nebo mořského dna, kde přenášejí zatížení do pevnějších vrstev podloží [36]. V některých případech se tyto dva typy kombinují pro dosažení optimální stability.



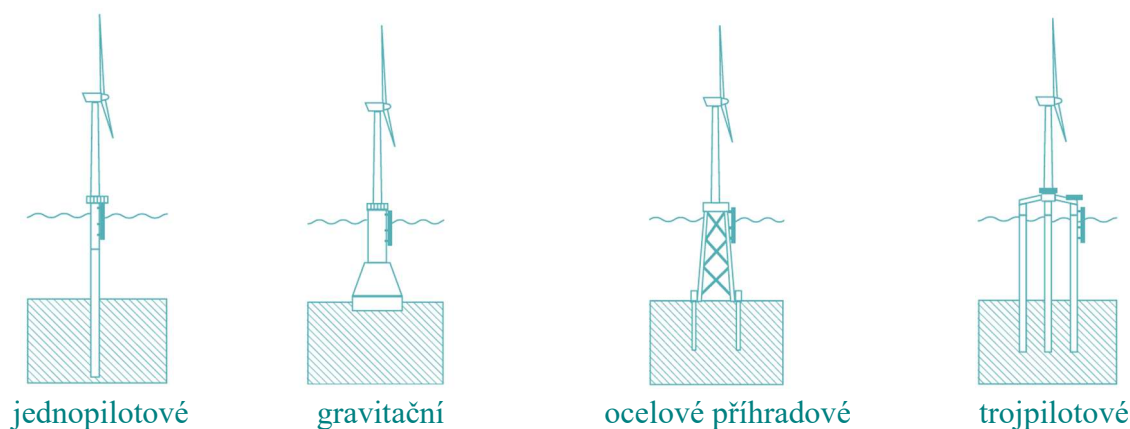
Obr. 4.7: Plošné základy VTE [35].



Obr. 4.8: Hlubinné pilotové základy [36].

4.4.2 Základy offshore větrných elektráren

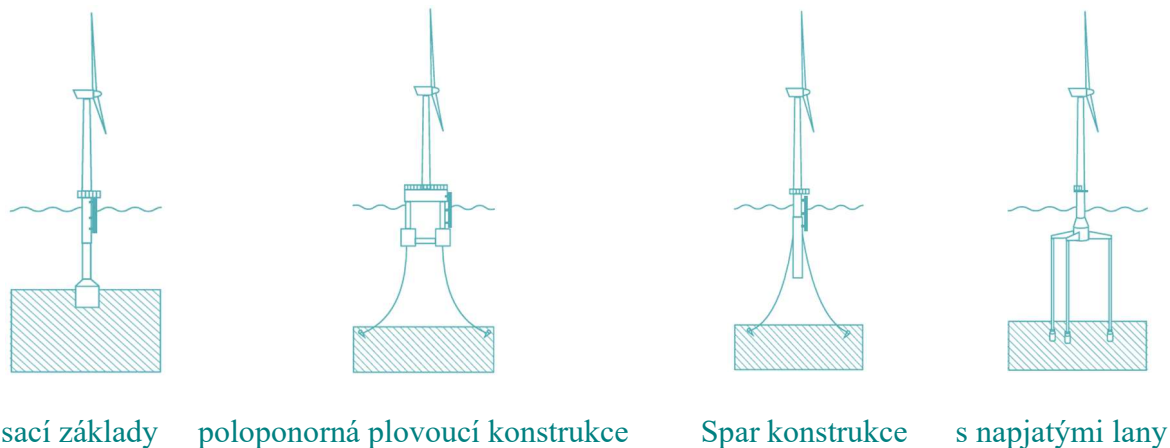
Jsou navrženy pro větrné elektrárny umístěné v moři, kde musí odolávat dynamickému zatížení od vln a větru. Mezi nejpoužívanější typy patří jednopilotové základy (monopiles), což je ocelový tubus o průměru až 5 m zatlučený hydraulickým kladivem do mořského dna [33]. Díky jednoduché konstrukci a rozvinutým dodavatelským řetězcům jsou široce využívány v hloubkách od 10 do 55 m [27]. Pro větší hloubky (až 100 m) se používají ocelové příhradové konstrukce typu jackets, které jsou oproti jednopilotovým tužší, spotřebují méně oceli a lépe odolávají různorodým geotechnickým podmínkám. V mělkých vodách (15–40 m) lze také využít gravitační základy (gravity base structures), které spoléhají na vlastní hmotnost pro zajištění stability konstrukce, avšak ve větších hloubkách jsou kvůli vysokým materiálovým nárokům finančně náročné. Trojpilotové základy (tripods and tripiles) se v praxi využívají jen zřídka, protože se neprokázaly jako ekonomicky výhodné řešení [37]. Jednotlivé typy základů offshore větrných elektráren jsou zobrazeny na Obr. 4.9.



Obr. 4.9: Typy základů offshore VTE [37].

4.4.3 Plovoucí větrné elektrárny

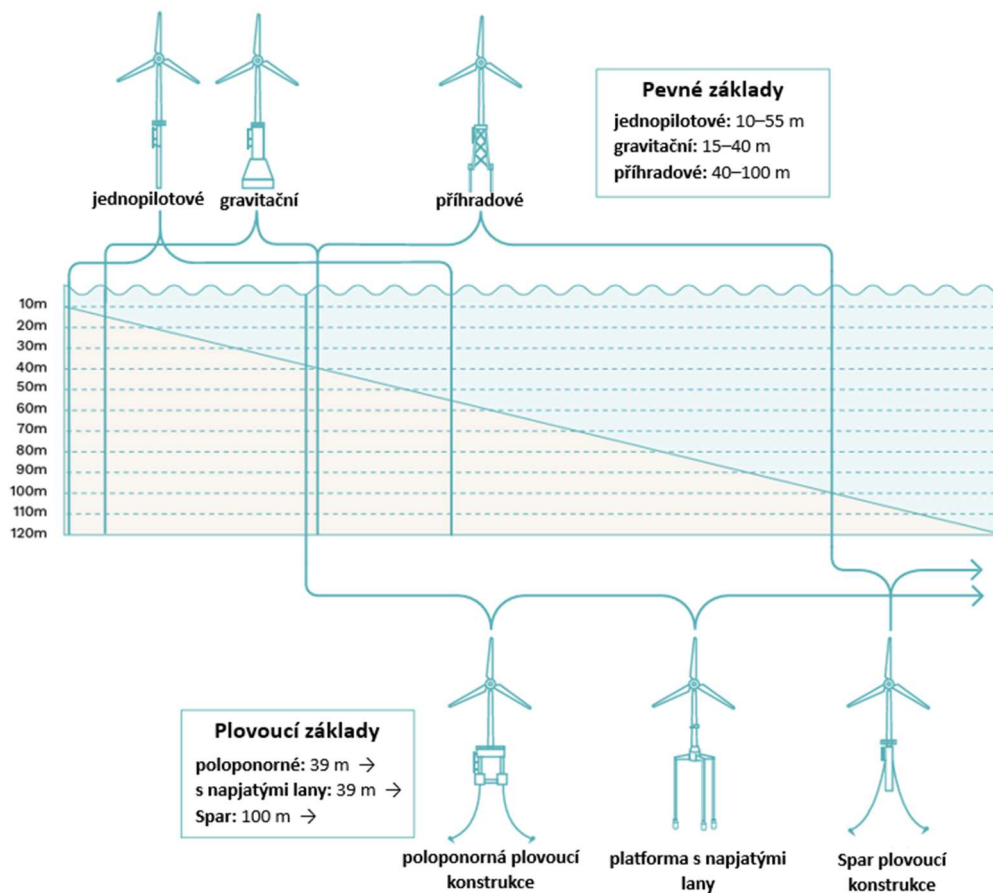
Plovoucí základy představují novější technologii umožňující instalaci větrných elektráren ve velkých hloubkách, kde by klasické offshore základy nebyly ekonomicky realizovatelné. Mezi hlavní typy patří poloponorná plovoucí konstrukce (semi-submersible floaters), která zajišťuje stabilitu pomocí kombinace vztlaku a kotevního systému s řetězy či lany a jsou vhodné pro hloubky od 40 m [34]. Spar plovoucí konstrukce (spar floater) využívá hluboký ponor a zátěž ke zvýšení stability, přičemž se obvykle instalují od hloubky 100 m. Sací základny (suction bucket) umožňují tichou instalaci bez pilotáže či vrtání a lze je plně odstranit při demontáži, na rozdíl od trvale ukotvených ocelových příhradových a jednopilotových základů. Jsou vhodné pro hloubky od 10 do 55 m. Alternativou je také platforma s napjatými lany (Tension-leg platform, TLP), která minimalizuje vertikální pohyby díky pevnému kotvení svislými lany a lze ji využít od hloubky 40 m [37]. Jednotlivé typy základů plovoucích offshore větrných elektráren jsou zobrazeny na Obr. 4.10.



Obr. 4.10: Typy základů plovoucích VTE [37].

Hloubka vody je zásadním faktorem při výběru typu základu pro offshore větrné elektrárny. V současnosti již byla v mnoha částech světa vyčerpána dostupná mělká místa, přičemž se odhaduje, že přibližně 80 % celosvětového větrného potenciálu na moři se nachází v hloubkách přesahujících 60 m.

Přehled vhodnosti jednotlivých typů základů v závislosti na hloubce vody je znázorněn na Obr. 4.11.



Obr. 4.11: Typy základů VTE a jejich použití v závislosti na hloubce instalace (zdroj:[37], upraveno autorem).

5 Přehled výpočtových modelů aerodynamiky lopatek větrných turbín

Aerodynamika lopatek větrných turbín zásadně ovlivňuje proces přeměny energie větru na mechanickou práci a podstatně se podílí na celkové účinnosti turbíny. K pochopení aerodynamického chování lopatek je nezbytné využívat matematické modely, které umožňují analyzovat rozložení sil působících na lopatky a optimalizovat jejich tvar pro maximální výkon turbíny.

Výpočetní modely lopatek větrných turbín se zaměřují na různé aspekty aerodynamiky, od základní teorie hybnosti a elementů lopatky až po pokročilé metody numerické simulace proudění. Jedním z nejpoužívanějších přístupů je metoda Blade Element Momentum (BEM), která kombinuje teorii hybnosti s analýzou jednotlivých elementů profilů lopatek. Tato metoda byla dále rozšířena o nestacionární variantu Unsteady BEM, která umožňuje zohlednit dynamické změny v proudění [3].

Další přístupy, jako je teorie lopatkové mříže (TLM) nebo vírový model proudění kolem rotoru, umožňují podrobnější analýzu interakce proudění s lopatkami a predikci aerodynamických ztrát. Nejmodernější výpočetní nástroje pak využívají numerickou simulaci proudění (Computational Fluid Dynamics, CFD), která umožňuje detailní analýzu komplexních proudových jevů. [17]

Tato kapitola představuje různé výpočtové metody používané při aerodynamickém návrhu lopatek větrných turbín, přičemž se zaměřuje na odvození jejich aerodynamického principu.

5.1 Teorie hybnosti a metoda elementů lopatky – BEM

Výpočetní přístup, který formulovali Glauert a Betz již ve 30. letech 20. století, patří mezi nejpoužívanější metody při analýze větrných turbín. Tato metoda kombinuje dva rozdílné principy výpočtu.

Prvním z nich je 1D hybnostní analýza, která popisuje interakci vzdušného proudu s rotorem, jenž je v tomto modelu reprezentován jako idealizovaný akční disk (Actuator disc). Při průchodu vzduchu tímto diskem dochází ke změnám hybnosti, a to jak v axiálním, tak tangenciálním (úhlovém, unášivém nebo tečném) směru [3]. Tyto změny jsou charakterizovány indukčními součiniteli, které určují, jak se proudění mění při průchodu turbínou.

Druhým přístupem je metoda elementů lopatky (osamoceného profilu), která rozděluje lopatku turbíny na menší (elementární) segmenty a analyzuje aerodynamické síly působící na každý z těchto prvků. Tyto síly jsou určeny vztlakovými a odporovými koeficienty aerodynamického profilu lopatky. Klíčovým předpokladem této metody je, že jednotlivé části lopatky jsou na sobě nezávislé a neovlivňují se navzájem [3].

Kombinací obou výše zmíněných přístupů vzniká teorie hybnosti elementů lopatky (BEM – Blade Element Momentum Theory), známá také pod označením Strip Theory. Tato teorie umožňuje odvodit rovnice, které slouží k optimalizaci tvaru lopatek a stanovení jejich výkonu.

Podrobné odvození této teorie a související výpočty lze nalézt v [3], [7], kde jsou podrobně rozpracovány jednotlivé kroky analýzy.

5.1.1 Jednorozměrná hybnostní analýza (1D) a Betzův limit

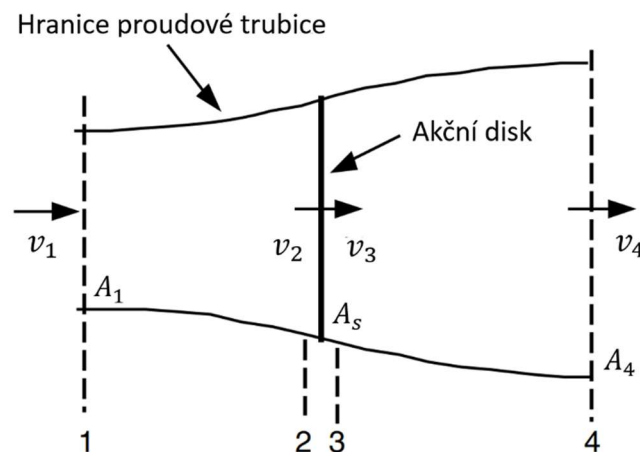
Jednoduchý model, obecně připisovaný Betzovi (1926), lze použít k určení výkonu ideálního rotoru turbíny, tahu větru na ideální rotor a vlivu provozu rotoru na místní větrné pole. V kapitole 1.3 Energie a výkon větru jsme ukázali, že proudící vzduch obsahuje určité množství energie, kterou lze přeměnit na užitečný výkon. Kdybychom se pokusili tuto energii využít beze zbytku, znamenalo by to úplné zastavení proudu vzduchu, což by vedlo k nefunkčnosti turbíny, protože by se vzduch zastavil nejen za rotorem, ale i před ním, takže by zařízením neprotékalo

žádné médium schopné konat práci [7]. Tento problém zkoumal německý fyzik Albert Betz, který na základě teorie lineárního momentu odvodil, že existuje optimální poměr rychlostí vzduchu před a za turbínou, při kterém lze získat maximální množství energie z proudícího vzduchu [3]. Tento princip, publikovaný v roce 1926, je dodnes klíčový pro návrh a optimalizaci větrných turbín.

Analýza předpokládá kontrolní objem, jehož hranice tvoří povrch proudové trubice a dva příčné řezy této proudové trubice (viz Obr. 5.1). Proudění probíhá pouze přes konce proudové trubice. Turbína je reprezentována jako homogenní akční disk (actuator disc), který vytváří nespojitost tlaku v proudové trubici vzduchu, která jí prochází [3]. Je třeba poznamenat, že tato analýza není omezena na žádný konkrétní typ větrné turbíny.

Tato analýza používá následující předpoklady:

- proudění je homogenní, nestlačitelné a ustálené,
- žádný třecí odpor,
- rotor má nekonečný počet lopatek,
- tah je rovnoměrně rozložen po celé ploše disku nebo rotoru,
- v proudě za turbínou nevzniká žádný rotující úplav,
- statický tlak v dostatečné vzdálenosti před a za rotorem odpovídá okolnímu nedotčenému statickému tlaku [3].



Obr. 5.1: Model akčního disku větrné turbíny; kde v [$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$] je střední rychlost vzduchu, A [m^2] průřezová plocha a indexy 1, 2, s, 3, 4, označení jednotlivých míst v proudovém poli (zdroj:[3], upraveno autorem).

Aplikací zákona zachování hybnosti na kontrolní objem lze určit tah T , tedy sílu větru působící na turbínu. Pro jednorozměrné, nestlačitelné a ustálené proudění platí, že tah je roven a opačně orientován vůči změně hybnosti proudu vzduchu:

$$T = v_1 \cdot (\rho \cdot A \cdot v)_1 - v_4 \cdot (\rho \cdot A \cdot v)_4 \quad [\text{N}] \quad (5.1)$$

Pro ustálené proudění platí rovnice kontinuity, tedy hmotnostní tok \dot{m} musí být na vstupu i na výstupu z kontrolního objemu stejný:

$$(\rho \cdot A \cdot v)_1 = (\rho \cdot A \cdot v)_4 = \dot{m} \quad \left[\frac{\text{kg}}{\text{s}} \right] \quad (5.2)$$

Proto lze tah vyjádřit jako:

$$T = \dot{m} \cdot (v_1 - v_4) \quad [\text{N}] \quad (5.3)$$

Tah T je kladný, což znamená, že rychlost za rotorem v_4 je nižší než volná proudová rychlost v_1 . Na žádné straně rotoru se nekoná práce, a proto lze v obou kontrolních objemech na obou stranách akčního disku použít Bernoulliho rovnici [3].

V proudové trubici před diskem platí:

$$p_1 + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1^2 = p_2 + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_2^2 \quad [\text{Pa}] \quad (5.4)$$

V proudové trubici za diskem:

$$p_3 + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_3^2 = p_4 + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_4^2 \quad [\text{Pa}] \quad (5.5)$$

Předpokládá se, že tlak daleko před a daleko za rotorem je stejný,

$$p_1 = p_4 \quad [\text{Pa}] \quad (5.6)$$

rychlost vzduchu přes disk (těsně před rotorem a těsně za rotorem) zůstává konstantní

$$v_{As} = v_2 = v_3 \quad \left[\frac{\text{m}}{\text{s}} \right] \quad (5.7)$$

a to stejné platí i pro plochy.

$$A_s = A_2 = A_3 \quad [\text{m}^2] \quad (5.8)$$

Tahová síla T lze určit jako součet sil působících na obou stranách akčního disku. V oblasti těsně před rotorem dochází k nárůstu tlaku, zatímco za ním vzniká podtlak. Tato rozdílnost tlaků umožňuje výpočet výsledného tahu větru:

$$T = A_s \cdot (p_2 - p_3) \quad [\text{N}] \quad (5.9)$$

Po dosazení rozdílu tlaků z Bernoulliho rovnic (5.4) a (5.5) do rovnice (5.9) získáme následující vztah:

$$T = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_s \cdot (v_1^2 - v_4^2) \quad [\text{N}] \quad (5.10)$$

Porovnáním výrazů pro tahovou sílu z rovnic (5.10) a (5.3), kde je hmotnostní tok \dot{m} v rovnici (5.3) vyjádřen v místě disku jako $\rho \cdot A_s \cdot v_{As}$ a s využitím vztahu (5.7), získáme výraz pro rychlost proudu vzduchu v místě akčního disku v_{As} , ze kterého vychází, že rychlost větru v rovině rotoru odpovídá průměru rychlostí proudění před a za rotorem [3].

$$v_{As} = \frac{v_1 + v_4}{2} \left[\frac{\text{m}}{\text{s}} \right] \quad (5.11)$$

Výkon lze vyjádřit jako součin tahu T a rychlosti v_{As} v oblasti rotoru:

$$P = T \cdot v_{As} \quad [\text{W}] \quad (5.12)$$

Následným dosazením rovnice (5.10) do rovnice (5.12) obdržíme výraz pro výkon větrné turbíny:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_s \cdot v_{As} \cdot (v_1^2 - v_4^2) \quad [\text{W}] \quad (5.13)$$

Po dosazení rovnice (5.11) a upravením výrazu dostaneme:

$$P = \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot A_s \cdot (v_1 + v_4) \cdot (v_1^2 - v_4^2) \quad [\text{W}] \quad (5.14)$$

Abychom určili, jaké množství energie lze reálně získat z proudícího vzduchu, zavádíme výkonový koeficient C_p . Ten vyjadřuje poměr mezi energií skutečně získanou na hřídeli větrné turbíny a celkovou energií obsaženou v proudu vzduchu.

$$C_p = \frac{\text{výkon rotoru}}{\text{výkon větru}} = \frac{P}{P_w} = \frac{\frac{1}{4} \cdot \rho \cdot A_s \cdot (v_1 + v_4) \cdot (v_1^2 - v_4^2)}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_s \cdot v_1^3} \quad [1] \quad (5.15)$$

Po provedení úprav lze výkonový koeficient vyjádřit jako funkci poměru mezi výstupní v_4 a vstupní v_1 rychlostí.

$$C_p = \frac{1}{2} \cdot \left[1 - \left(\frac{v_4}{v_1} \right)^2 \right] \cdot \left[1 + \frac{v_4}{v_1} \right] \quad [1] \quad (5.16)$$

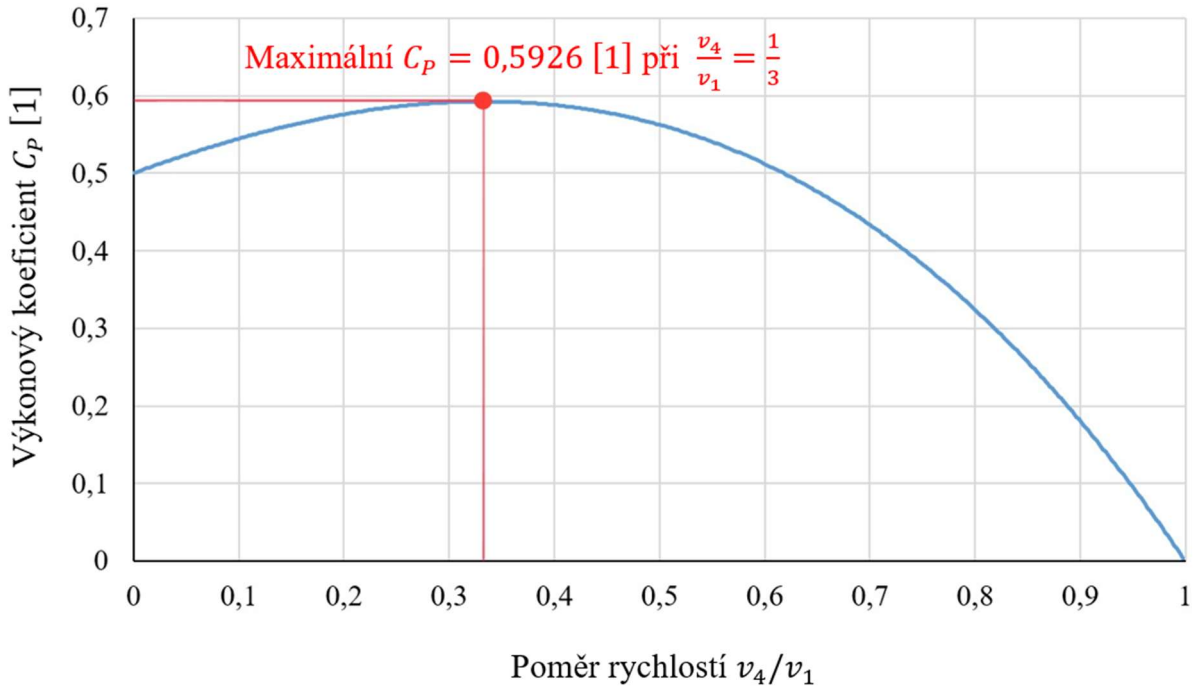
Z analytického i grafického řešení výkonového koeficientu (Obr. 5.2) vyplývá, že maximální hodnoty C_p dosahuje větrná turbína při optimálním zpomalení proudění, konkrétně když rychlost vzduchu za rotorem v_4 klesne na třetinu původní rychlosti v_1 před rotorem $\left(\frac{v_4}{v_1} = \frac{1}{3} \right)$. Tento teoretický limit, známý jako Betzův, vyjadřuje maximální možnou účinnost přeměny energie větru na mechanický výkon [7].

V praxi je však skutečný výkonový koeficient nižší, protože jeho dosažení ovlivňuje několik faktorů:

- rotace víru v proudu vzduchu za rotorem,
- konečný počet lopatek a s tím spojené ztráty na jejich koncích,
- nenulový aerodynamický odpor [3].

Z grafu je patrné, že výkonový koeficient závisí pouze na poměru rychlostí vzduchu před a za rotorem, přičemž nejvyšší hodnoty dosahuje právě při uvedeném optimálním

zpomalení. Betzův limit tak stanovuje fyzikální hranici efektivity větrných turbín a definuje nejvyšší teoreticky dosažitelný podíl energie, který lze z větru získat [7].



Obr. 5.2: Závislost výkonového koeficientu C_p na poměru rychlostí daleko před a daleko za rotorem větrné turbíny.

Betzův limit $C_{p,max}$:

$$C_{p,max} = \frac{16}{27} = 0,5926 \quad [1] \quad (5.17)$$

Protože máme k dispozici poměr rychlostí na vstupu a výstupu z uvažovaného objemu, můžeme také určit přesný poměr rychlostí v oblasti rotoru. Vycházíme z rovnice (5.22), kterou vynásobíme 1, tedy $\frac{v_1}{v_1}$:

$$v_{As} = \frac{v_1 + v_4}{2} \cdot \frac{v_1}{v_1} = \frac{1}{2} \cdot v_1 \cdot \left(1 + \frac{v_4}{v_1}\right) = \frac{1}{2} \cdot v_1 \cdot \left(1 + \frac{1}{3}\right) = \frac{2}{3} \cdot v_1 \quad \left[\frac{m}{s}\right] \quad (5.18)$$

Nyní lze rovnici pro výpočet mechanického výkonu větrné turbíny upravit tak, aby byla vyjádřena pomocí výkonového koeficientu C_p :

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_s \cdot v_1^3 \cdot C_p \quad [W] \quad (5.19)$$

Do rovnice pro výkon větrné turbíny (5.19) dosadíme maximální možnou hodnotu výkonového koeficientu $C_p = \frac{16}{27}$. Tím získáme optimální výkon větrné turbíny P_{opt} :

$$P_{\text{opt}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_s \cdot v_1^3 \cdot \frac{16}{27} \quad [\text{W}] \quad (5.20)$$

Následně dosadíme rovnici (5.2) a (5.18). Po dalších úpravách dostaneme konečný vztah pro optimální výkon větrné turbíny:

$$P_{\text{opt}} = \frac{4}{9} \cdot v_1^2 \cdot \dot{m} \quad [\text{W}] \quad (5.21)$$

ze kterého lze jednoduše vypočítat měrnou práci větrné turbíny $a_{\text{VTE,opt}}$ a to:

$$a_{\text{VTE,opt}} = \frac{P_{\text{opt}}}{\dot{m}} = \frac{4}{9} \cdot v_1^2 \quad \left[\frac{\text{J}}{\text{kg}} \right] \quad (5.22)$$

Ve výpočtech je praktické pracovat pouze s volnou (neovlivněnou) rychlostí větru v_1 , kterou považujeme za známou veličinu. Proto se změna rychlosti často vyjadřuje jako určitý podíl této volné rychlosti. Z tohoto důvodu se zavádí tzv. axiální indukční součinitel a , který popisuje, jak se proudění zpomaluje vlivem turbíny [7]. Součin $v_1 \cdot a$ pak nazýváme indukovaná rychlost, což znamená, že rychlost větru v rovině rotoru je kombinací volné proudové rychlosti a indukované rychlosti větru [3].

Axiální indukční součinitel (faktor)

Pokud definujeme axiální indukční součinitel a jako poměrné snížení rychlosti větru mezi volným prouděním a rovinou rotoru, pak platí:

$$a = \frac{v_1 - v_{A_s}}{v_1} \quad [1] \quad (5.23)$$

Pro rychlost proudu vzduchu v rovině rotoru v_{A_s} pak platí:

$$v_{A_s} = v_1 \cdot (1 - a) \quad \left[\frac{\text{m}}{\text{s}} \right] \quad (5.24)$$

Pro rychlost v_4 na konci uvažovaného objemu, po dosazení rovnice (5.11) do rovnice (5.23), získáme následující vztah:

$$v_4 = v_1 \cdot (1 - 2 \cdot a) \quad \left[\frac{\text{m}}{\text{s}} \right] \quad (5.25)$$

S rostoucím axiálním indukčním součinitelem a dochází k postupnému zpomalování proudu vzduchu za rotorem. Pokud $a = \frac{1}{2}$, rychlost větru za rotorem klesne na nulu a jednoduchá teorie přestává být použitelná [3].

Výstupní výkon P je dán součinem tahu T a rychlosti v rovině rotoru v_{A_s} :

$$P = T \cdot v_{A_s} \quad [\text{W}] \quad (5.26)$$

Následně po dosazení rovnic (5.10) a (5.11) do rovnice (5.26) získáme vztah pro výpočet výkonu větrné turbíny:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_s \cdot (v_1^2 - v_4^2) \cdot v_{A_s} \quad [\text{W}] \quad (5.27)$$

Po matematické úpravě:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_s \cdot v_{A_s} \cdot (v_1 + v_4) \cdot (v_1 - v_4) \quad [\text{W}] \quad (5.28)$$

Dosazením za v_{A_s} a v_4 z rovnic (5.24) a (5.25) získáme:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_s \cdot v_1^3 \cdot 4 \cdot a \cdot (1 - a)^2 \quad [\text{W}] \quad (5.29)$$

Výkonový koeficient může být rovněž, jako v předešlém výpočtu, vyjádřen jako funkce axiálního indukčního součinitele:

$$C_p = \frac{\text{výkon rotoru}}{\text{výkon větru}} = \frac{P}{P_w} = \frac{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_s \cdot v_1^3 \cdot 4 \cdot a \cdot (1 - a)^2}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_s \cdot v_1^3} \quad [1] \quad (5.30)$$

Po úpravě:

$$C_p = 4 \cdot a \cdot (1 - a)^2 \quad [1] \quad (5.31)$$

Maximální výkonový koeficient $C_{p,\max}$ se určí derivací výkonového koeficientu (rovnice (5.31)) podle axiálního indukčního součinitele a a jejím položením rovno nule. Získáme kvadratickou rovnici o dvou řešeních. Jedno řešení je: $a_1 = 1$, které nedává fyzikálně smysl, protože by to znamenalo úplné zastavení vzduchu na rotoru, což není reálné, a druhé: $a_2 = \frac{1}{3}$. Dosazením a_2 do rovnice (5.31) získáme stejný výsledek jako v předešlém výpočtu [7]:

$$C_{p,\max} = \frac{16}{27} = 0,5926 \quad [1] \quad (5.32)$$

V tomto případě lze proudění skrz rotor přirovnat k proudové trubici, jejíž průřez před rotorem odpovídá $\frac{2}{3}$ plochy rotoru, zatímco za rotorem se rozšiřuje na dvojnásobek této plochy. To znamená, že pokud by ideální rotor byl navržen a provozován tak, aby rychlost větru v rovině rotoru v_{A_s} byla $\frac{2}{3}$ rychlosti volného proudu v_1 , pracoval by na bodě maximálního výkonu. Tento výsledek vyplývá ze základních fyzikálních zákonů, což znamená, že jde o maximální možný výkon, kterého lze dosáhnout, tzv. Betzův limit [3].

Z rovnic (5.23), (5.24) a (5.25) lze určit axiální tah působící na rotor:

$$T = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_s \cdot v_1^2 \cdot [4 \cdot a \cdot (1 - a)] \quad [\text{N}] \quad (5.33)$$

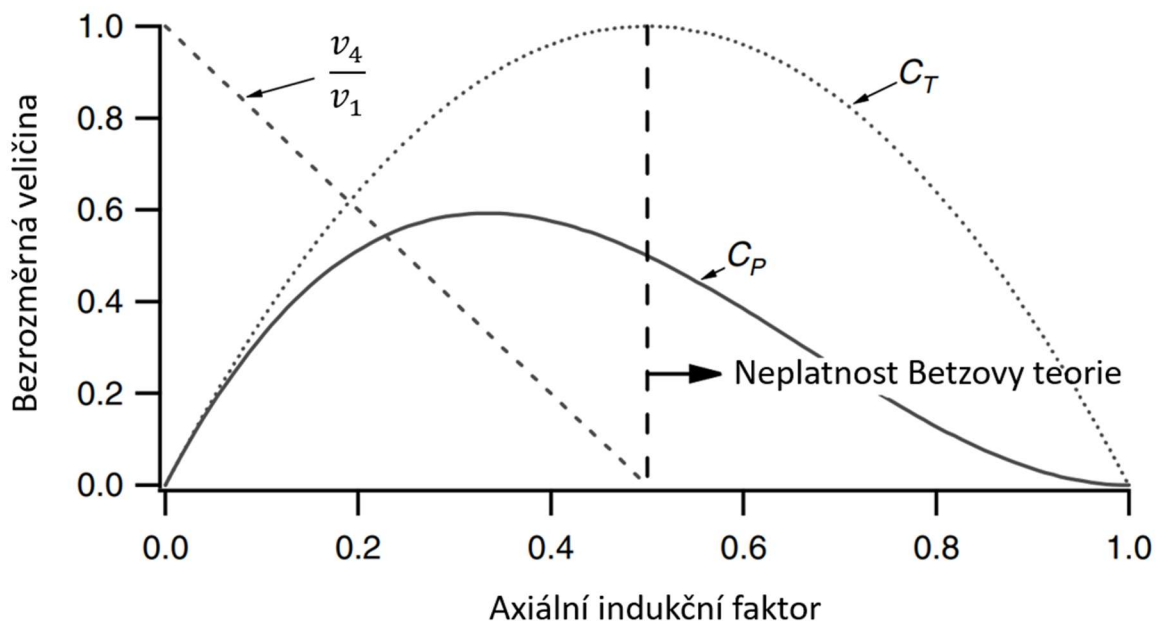
Podobně jako výkon lze tah větrné turbíny charakterizovat bezrozměrným součinitelem tahu neboli náporovým součinitelem C_T :

$$C_T = \frac{\text{tahová síla}}{\text{dynamická síla}} = \frac{T}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1^2 \cdot A_s} \quad [1] \quad (5.34)$$

Dosažením rovnice (5.33) získáme vztah pro součinitel tahu ideální větrné turbíny:

$$C_T = 4 \cdot a \cdot (1 - a) \quad [1] \quad (5.35)$$

Tento koeficient dosahuje svého maxima 1,0 při $a = \frac{1}{2}$, kdy se rychlost vzduchu za turbínou sníží na nulu. Při maximálním výkonu ($a = \frac{1}{3}$) má C_T hodnotu $\frac{8}{9}$ [3]. Graf závislosti součinitele výkonu C_P a tahu C_T na axiálním indukčním součiniteli a pro ideální Betzovu turbínu je znázorněn na Obr. 5.3.



Obr. 5.3: Provozní parametry Betzovy turbíny, kde v_1 [$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$] je rychlost nerušeného proudění vzduchu, v_4 [$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$] rychlost vzduchu za rotorem, C_P [1] výkonový součinitel a C_T [1] náporový součinitel (zdroj:[3], upraveno autorem).

Jak bylo uvedeno výše, tento idealizovaný model není platný pro axiální indukční součinitele větší než 0,5. V praxi (Wilson et al., 1976) při přiblížení a překročení této hodnoty dochází ke vzniku složitých proudových struktur, které tento jednoduchý model nezahrnuje. To vede k součinitelům axiální síly dosahujícím až hodnoty 2,0 [3].

Je důležité poznamenat, že celková účinnost turbíny η_{celk} závisí jak na výkonovém součiniteli rotoru C_P , tak na mechanické (včetně elektrické) účinnosti větrné turbíny η_{mech} a lze ji vypočítat dle vztahu:

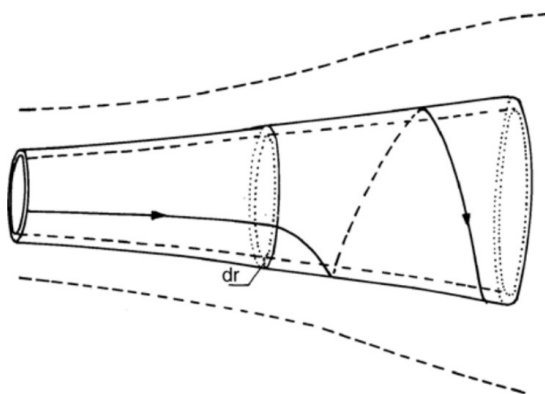
$$\eta_{\text{celk}} = \frac{P_{\text{out}}}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_s \cdot v_1^3} = \eta_{\text{mech}} \cdot C_P \quad [1] \quad (5.36)$$

a pak tedy elektrický výkon P_{out} dodávaný generátorem lze určit ze vztahu:

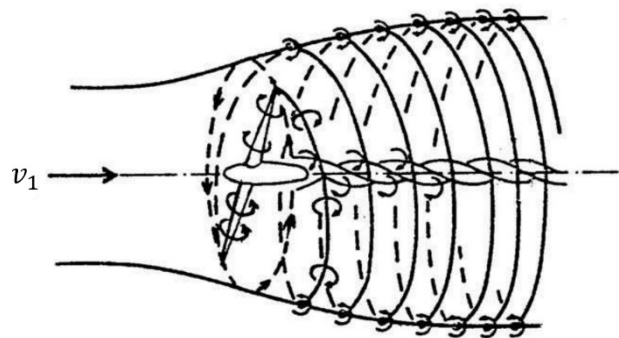
$$P_{\text{out}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_s \cdot v_1^3 \cdot \eta_{\text{mech}} \cdot C_P \quad [\text{W}] \quad (5.37)$$

Úhlový (obvodový) indukční součinitel (faktor)

V předchozí analýze založené na teorii lineárního momentu bylo předpokládáno axiální proudění bez rotace. Tuto analýzu lze však rozšířit na případ, kdy rotující rotor vytváří moment hybnosti, který souvisí s jeho točivým momentem. V důsledku interakce proudícího vzduchu s rotorem dochází za turbínou k vytvoření rotujícího úplavu (viz Obr. 5.5), jehož směr je opačný než směr otáčení rotoru [7]. Generování rotační kinetické energie v úplavu snižuje množství energie, kterou je rotor schopen extrahovat z proudění. Obecně platí, že čím vyšší je generovaný točivý moment, tím větší je i dodatečná kinetická energie v úplavu. Z tohoto důvodu pomalu rotující větrné turbíny s vysokým točivým momentem vykazují vyšší ztráty způsobené rotací úplavu než turbíny s vyšší obvodovou rychlostí a nižším točivým momentem [3]. Tento jev lze znázornit pomocí modelu prstencové proudové trubice, který ilustruje rotaci víru za rotorem (viz Obr. 5.4).

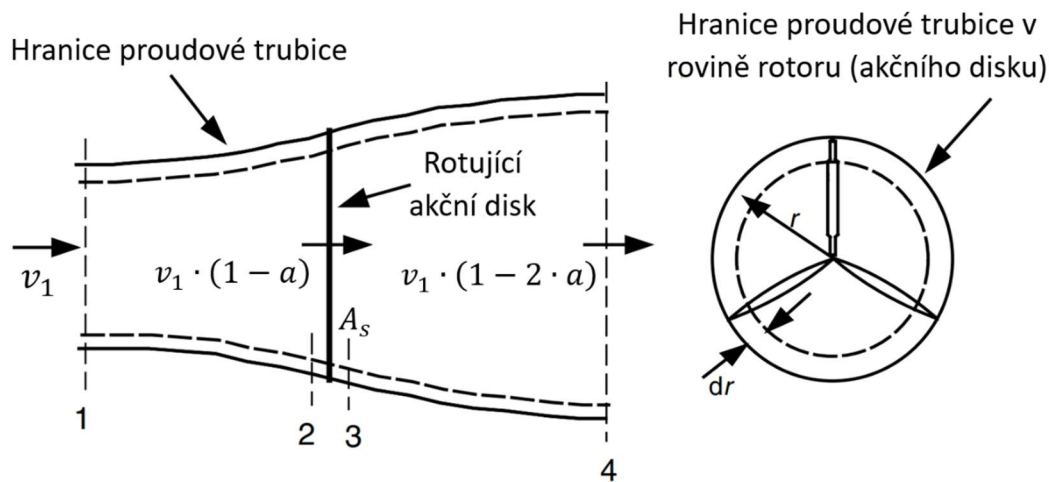


Obr. 5.5: Model proudové trubice znázorňující proudění za rotující lopatkou větrné turbíny [3].



Obr. 5.4: Schematické znázornění vírové stopy za větrnou turbínou [7].

Obr. 5.6 znázorňuje parametry této analýzy, kde dolní indexy označují hodnoty v jednotlivých průřezech. Pokud je úhlová rychlost volného víru za rotorem Ω přenesená na proudění malá ve srovnání s úhlovou rychlostí rotoru ω , lze předpokládat, že tlak v dalekém úplavu odpovídá tlaku volného proudění [3].



Obr. 5.6: Geometrie pro analýzu rotoru, kde v_1 [$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$] je rychlost neovlivněného proudu vzduchu, a [1] axiální indukční součinitel, r [m] poloměr a A_s [m^2] průřezová plocha akčního disku (zdroj:[3], upraveno autorem).

Analýza využívá prstencovou proudovou trubici s poloměrem r a tloušťkou dr , jejíž průřezová plocha je $2 \cdot \pi \cdot r \cdot dr$ (viz Obr. 5.6). Tlak, rotace úplavu a indukční součinitelé závisejí na poloměru.

Pokud se použije kontrolní objem pohybující se s úhlovou rychlostí lopatek, lze aplikovat energetickou rovnici na úseky před a za lopatkami, čímž se odvodí vztah pro tlakový rozdíl na lopatkách [7]. Je důležité si uvědomit, že vzduch proudící skrz rotor postupně zvyšuje svou úhlovou rychlost. Na náběžné hraně lopatek se rovná úhlové rychlosti samotného rotoru ω , zatímco na odtokové hraně lopatek je již navýšena o příspěvek od rotujícího úplavu, tedy na hodnotu $\omega + \Omega$, zatímco axiální složka rychlosti zůstává konstantní [3]. Výsledkem je rovnice:

$$p_2 - p_3 = \rho \cdot \left(\omega + \frac{1}{2} \cdot \Omega \right) \cdot \Omega \cdot r^2 \quad [\text{Pa}] \quad (5.38)$$

Výsledná axiální síla působící na prstencový element dT lze vypočítat:

$$dT = (p_2 - p_3) \cdot dA_s = \left[\rho \cdot \left(\omega + \frac{1}{2} \cdot \Omega \right) \cdot \Omega \cdot r^2 \right] \cdot 2 \cdot \pi \cdot r \cdot dr \quad [\text{N}] \quad (5.39)$$

Obvodový indukční součinitel a' je definován jako:

$$a' = \frac{\Omega}{2 \cdot \omega} \quad [1] \quad (5.40)$$

Vzorec pro výsledný tah lze poté vyjádřit následovně:

$$dT = 4 \cdot a' \cdot (1 + a') \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \omega^2 \cdot r^2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot r \cdot dr \quad [\text{N}] \quad (5.41)$$

V návaznosti na předchozí analýzu lineárního momentu lze tah na prstencovém průřezu určit také pomocí následujícího výrazu, který využívá axiální indukční součinitel a :

$$dT = 4 \cdot a \cdot (1 - a) \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1^2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot r \cdot dr \quad [\text{N}] \quad (5.42)$$

Porovnáním rovnic (5.41) a (5.42) lze odvodit vztah popisující poměr obvodové rychlosti lopatky u_t k rychlosti větru v_1 . Tento poměr závisí na poloměru r , a proto se zavádí lokální rychloběžný součinitel λ_r .

$$\frac{a \cdot (1 - a)}{a' \cdot (1 + a')} = \frac{\omega^2 \cdot r^2}{v_1^2} = \lambda_r^2 \quad [1] \quad (5.43)$$

Po dosazení koncového poloměru lopatky R a následném odmocnění lze vyjádřit součinitel rychloběžnosti λ ve tvaru:

$$\lambda = \frac{\omega \cdot R}{v_1} = \frac{u_t}{v_1} \quad [1] \quad (5.44)$$

kde u_t odpovídá obvodové rychlosti na konci (špici) lopatky.

Dále lze odvodit výraz pro kroutící moment rotoru pomocí zákona zachování momentu hybnosti. V tomto případě musí být točivý moment působící na rotor M_k roven změně momentu hybnosti v úplavu. Pro elementární prstencovou oblast lze tento vztah vyjádřit jako:

$$dM_k = d\dot{m} \cdot (\Omega \cdot r) \cdot (r) = (\rho \cdot v_{A_s} \cdot 2 \cdot \pi \cdot r \cdot dr) \cdot (\Omega \cdot r) \cdot (r) \quad [\text{N} \cdot \text{m}] \quad (5.45)$$

Protože platí rovnice (5.24) a (5.40), výraz zjednodušíme na:

$$dM_k = 4 \cdot a' \cdot (1 - a) \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1 \cdot \omega \cdot r^2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot r \cdot dr \quad [\text{N} \cdot \text{m}] \quad (5.46)$$

Výkon generovaný v každém elementu dP lze vyjádřit:

$$dP = \omega \cdot dM_k \quad [\text{W}] \quad (5.47)$$

Dosazením výrazu pro dM_k do této rovnice a využitím definice lokálního součinitele rychloběžnosti λ_r (rovnice 5.44) získáme výraz pro výkon generovaný v každém elementu:

$$dP = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_s \cdot v_1^3 \cdot \left[\frac{8}{\lambda^2} \cdot a' \cdot (1 - a) \cdot \lambda_r^3 \cdot d\lambda_r \right] \quad [\text{W}] \quad (5.48)$$

Výkon každého prstencového elementu rotoru závisí na axiálním a , úhlovém a' indukčním faktoru a součiniteli rychloběžnosti λ_r . Tyto indukční součinitele popisují nejen velikost, ale i směr proudění vzduchu v rovině rotoru [3].

Příspěvek jednotlivých prstencových elementů k celkovému součiniteli výkonu dC_p lze vyjádřit následujícím vztahem:

$$dC_p = \frac{dP}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_s \cdot v_1^3} \quad [1] \quad (5.49)$$

Po úpravě získáme vztah pro výpočet výkonového koeficientu C_p :

$$C_p = \frac{8}{\lambda^2} \cdot \int_0^\lambda a' \cdot (1 - a) \cdot \lambda_r^3 \cdot d\lambda_r \quad [1] \quad (5.50)$$

Aby bylo možné tuto rovnici integrovat, je nutné vyjádřit vztah mezi proměnnými a , a' a λ_r . Řešením rovnice (5.43) pro a' jako funkci a získáme:

$$a' = -\frac{1}{2} + \frac{1}{2} \cdot \sqrt{1 + \frac{4}{\lambda_r^2} \cdot a \cdot (1 - a)} \quad [1] \quad (5.51)$$

Aerodynamické podmínky pro maximální možnou výrobu energie nastávají, když výraz $a' \cdot (1 - a)$ v rovnici (5.50) dosahuje své největší hodnoty. Dosazením hodnoty a' z rovnice (5.51) do výrazu $a' \cdot (1 - a)$ a následnou derivací, položenou rovno nule se získá:

$$\lambda_r^2 = \frac{(1 - a) \cdot (4 \cdot a - 1)^2}{1 - 3 \cdot a} \quad [1] \quad (5.52)$$

Tato rovnice definuje axiální indukční součinitel a pro maximální výkon jako funkci lokálního rychloběžného součinitele λ_r . Dosazením do rovnice (5.43) se zjistí, že pro maximální výkon v každém prstenci platí:

$$a' = \frac{1 - 3 \cdot a}{4 \cdot a - 1} \quad [1] \quad (5.53)$$

5.1.2 Diskuse

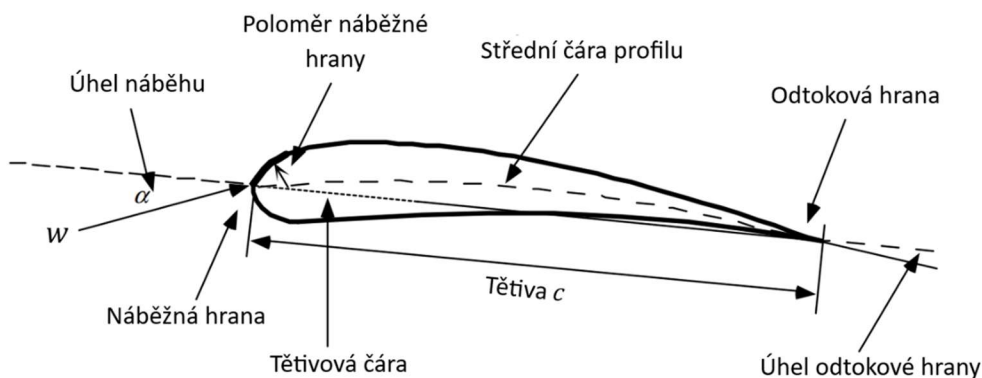
V nedávné studii Tyagi a Schmitz (2025) byla původní Glauertova formulace pro maximální výkon rotoru rozšířena o novou matematickou interpretaci optimalizačního problému pomocí variačního počtu. Autoři definovali optimalizační úlohu pomocí Lagrangeova multiplikátoru a ukázali, že výsledné optimum rozložení axiálního a a obvodového a' indukčního součinitele vede ke třetímu stupni polynomu v závislosti na lokálním součiniteli rychloběžnosti λ_r [38]. Výsledné rozdělení plně koresponduje s původním řešením odvozeným Glauertem v roce 1935.

Kromě opětovného odvození Glauertova optima autoři vůbec poprvé analyticky odvodili přesné integrální výrazy pro součinitel tahu C_T a ohybového momentu C_{Be} . Tyto veličiny jsou hlavní pro strukturální návrh lopatek, neboť určují velikost zatížení v podélném a torzním směru. V práci jsou také diskutovány mezní stavy pro $\lambda \rightarrow 0$ a $\lambda \rightarrow \infty$. Zvláště pro extrémně nízké hodnoty součinitele rychloběžnosti ($\lambda \rightarrow 0$) dochází k nespojitostem ve výrazech pro výkonový součinitel C_p , které je nutné řešit aplikací L'Hospitalova pravidla. Tato analýza potvrzuje, že i v extrémních mezních případech zůstávají Glauertovy původní předpoklady v rámci teorie rotoru konzistentní [38].

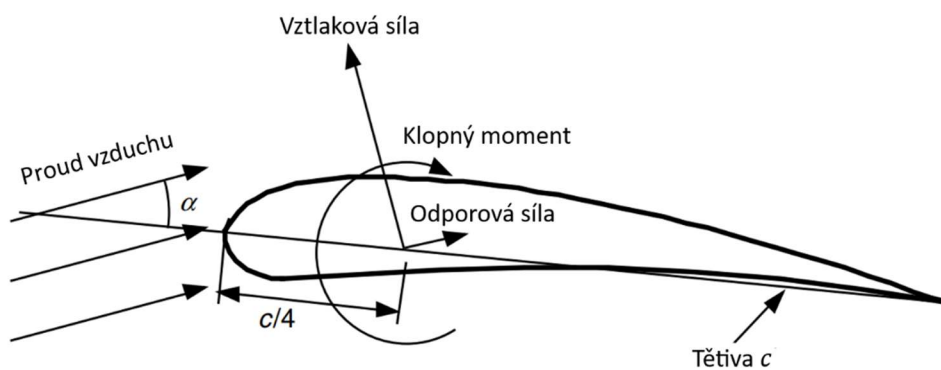
Přesnější popis indukčních součinitelů v celé škále provozních režimů umožňuje nejen zpřesnit odhady maximálního využitelného výkonu, ale také lépe modelovat zatížení v celé délce lopatky. Využití těchto analytických vztahů jako referenčního modelu nebo validačního nástroje pro numerické BEM či CFD simulace zvyšuje jejich spolehlivost. V praxi má tento přístup významný dopad, neboť i malé teoretické zvýšení výkonového koeficientu v řádu 1–2 % může vést k výraznému nárůstu celkové výroby elektrické energie během provozní životnosti turbíny [38].

5.1.3 Teorie osamoceneného profilu (Blade Element Theory)

Než přistoupíme k samotnému představení výpočtové metody, je nejprve nutné se seznámit s terminologií jednotlivých částí lopatky větrné turbíny, jak je znázorněno na Obr. 5.7, a také s terminologií sil a momentů působících na profil lopatky, viz Obr. 5.8.



Obr. 5.7: Názvosloví aerodynamického profilu, kde w [$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$] je relativní rychlost proudu vzduchu, α [$^\circ$] úhel náběhu a c [m] délka tětivy profilu (zdroj: [3], upraveno autorem).

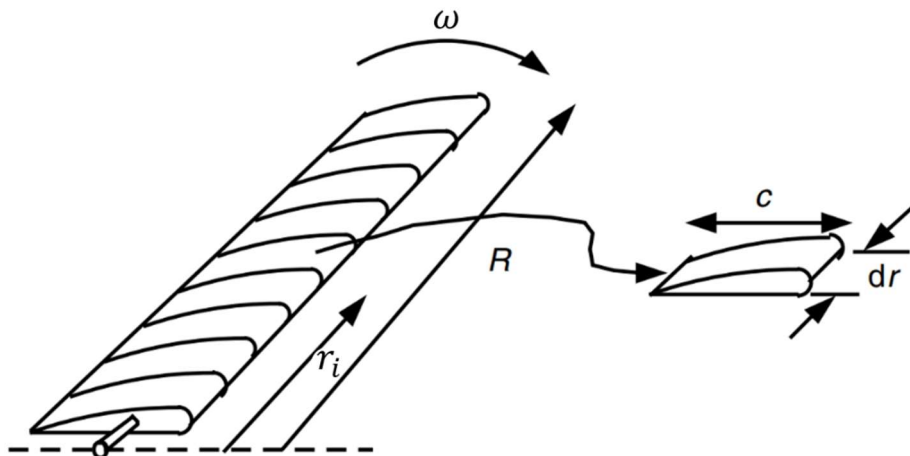


Obr. 5.8: Síly a momenty působící na profil lopatky, kde α [$^\circ$] je úhel náběhu a c [m] délka tětivy profilu (zdroj: [3], upraveno autorem).

Síly působící na lopatky větrné turbíny lze také vyjádřit jako funkci součinitelů vztlaku, odporu a úhlu náběhu. Jak je znázorněno na Obr. 5.9, v této analýze se předpokládá, že lopatka je rozdělena na N úseků (elementů) [7].

Dále se uplatňují následující předpoklady:

- mezi jednotlivými prvky nedochází k aerodynamické interakci (tj. neexistuje radiální proudění),
- síly působící na lopatky jsou určeny výhradně vztlakovými a odporovými koeficienty odpovídajícími zvolenému aerodynamickému profilu a úhlu náběhu [3].



Obr. 5.9: Schematické znázornění elementů lopatky, kde c [m] je délka tětiny profilu, dr [m] radiální délka prvku, r_i [m] poloha elementu, R [m] poloměr rotoru a ω [$\text{rad} \cdot \text{s}^{-1}$] úhlová rychlost rotoru (zdroj:[3], upraveno autorem).

Polohu elementu lopatky r_i lze vypočítat dle vztahu:

$$r_i = \frac{R}{N} \cdot i - \frac{R}{N} \cdot \frac{1}{2} \quad [\text{m}] \quad (5.54)$$

Při analýze sil působících na segment lopatky je třeba si uvědomit, že vztlaková síla F_L je vždy kolmá k relativní rychlosti větru w , zatímco odporová síla F_D působí ve stejném směru jako tato rychlost. Relativní rychlost větru w je vektorovým součtem rychlosti větru na rotoru $v_{As} = v_1 \cdot (1 - a)$ a unášivé rychlosti větru způsobené rotací lopatky [3]. Tato rotační složka je dána vektorovým součtem obvodové rychlosti segmentu lopatky $\omega \cdot r$ a indukované úhlové rychlosti na lopatkách vyplývající ze zákona zachování momentu hybnosti $\frac{\Omega \cdot r}{2}$, což lze vyjádřit jako:

$$\omega \cdot r + \left(\frac{\Omega}{2}\right) \cdot r = \omega \cdot r + \omega \cdot a' \cdot r = \omega \cdot r \cdot (1 + a') \quad \left[\frac{\text{m}}{\text{s}}\right] \quad (5.55)$$

Při návrhu rotorů se obvykle používají dvourozměrné součinitele, které jsou stanoveny pro různé úhly náběhu a Reynoldsova čísla v aerodynamických tunelech. Tyto koeficienty závisí nejen na úhlu náběhu, ale také na Reynoldsově a Machově číslu. Reynoldsovo číslo představuje poměr součinu délky tětiny a rychlosti vzduchu ku kinematické viskozitě. Machovo

číslo udává poměr rychlosti vzduchu a rychlosti zvuku, avšak při nízkých rychlostech lopatek turbíny se jeho vliv obvykle zanedbává [3].

Dvourozměrný vztahový koeficient C_l je definován jako:

$$C_l = \frac{\frac{F_L}{L}}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1^2 \cdot c} \quad [1] \quad (5.56)$$

Dvourozměrný odporový koeficient C_d je definován jako:

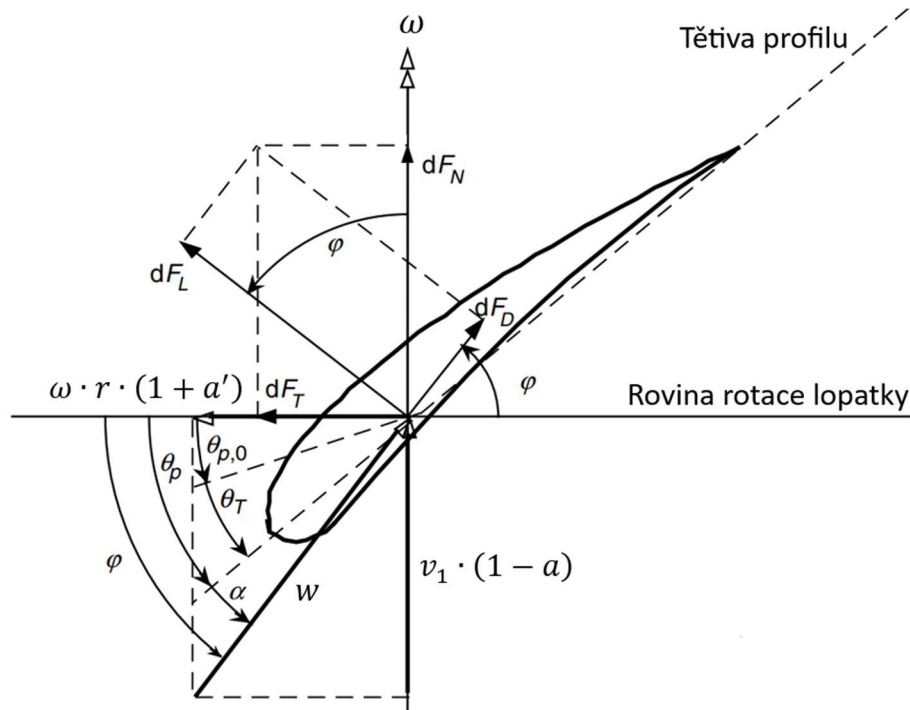
$$C_d = \frac{\frac{F_D}{L}}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1^2 \cdot c} \quad [1] \quad (5.57)$$

A koeficient klopného momentu:

$$C_m = \frac{M}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1^2 \cdot A_p \cdot c} \quad [1] \quad (5.58)$$

Kde F_L a F_D [N] značí vztahovou a odporovou sílu, M [N · m] klopný moment síly, působící zpravidla ve čtvrtině délky těhvy, ρ [kg · m⁻³] hustotu vzduchu, v_1 [m · s⁻¹] je rychlost neovlivněného proudění vzduchu, c [m] je délka těhvy profilu, L [m] je délka lopatky a A_p [m²] je projektovaná plocha profilu (součin délky těhvy profilu c a délky lopatky L).

Během výpočtu se určují geometrické vlastnosti lopatky a její orientace vůči rovině rotace. Vztahy mezi jednotlivými úhly a jejich definice jsou znázorněny na Obr. 5.10.



Obr. 5.10: Geometrie lopatky pro analýzu větrné turbíny s horizontální osou, kde v_1 [$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$] je rychlost neovlivněného proudu vzduchu, $v_1 \cdot (1 - a)$ [$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$] rychlost proudu vzduchu v rovině rotoru, w [$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$] relativní rychlost proudu vzduchu, a [1] axiální indukční součinitel, a' [1] obvodový indukční součinitel, F_D [N] odporová síla, F_L [N] vztlaková síla, F_N [N] axiální síla (ve směru osy rotoru), F_T [N] tečná síla, r [m] poloměr, α [°] úhel náběhu, φ [°] úhel relativního proudění vzduchu na element, θ_p [°] úhel odklonu elementu od roviny rotace, θ_T [°] úhel zkroucení lopatky, $\theta_{p,0}$ [°] úhel odklonu špičky lopatky od roviny rotace, ω [$\text{rad} \cdot \text{s}^{-1}$] úhlová rychlost lopatky (zdroj:[3], upraveno autorem).

Z Obr. 5.10 lze odvodit následující vztahy:

$$\tan(\varphi) = \frac{v_1 \cdot (1 - a)}{\omega \cdot r \cdot (1 + a')} = \frac{1 - a}{(1 + a') \cdot \lambda_r} \quad [^\circ] \quad (5.59)$$

$$w = \frac{v_1 \cdot (1 - a)}{\sin(\varphi)} \quad \left[\frac{\text{m}}{\text{s}} \right] \quad (5.60)$$

$$dF_L = C_l \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot w^2 \cdot c \cdot dr \quad [\text{N}] \quad (5.61)$$

$$dF_D = C_d \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot w^2 \cdot c \cdot dr \quad [\text{N}] \quad (5.62)$$

$$dF_N = dF_L \cdot \cos(\varphi) + dF_D \cdot \sin(\varphi) \quad [\text{N}] \quad (5.63)$$

$$dF_T = dF_L \cdot \sin(\varphi) - dF_D \cdot \cos(\varphi) \quad [\text{N}] \quad (5.64)$$

Pokud má rotor B lopatek, celkovou axiální sílu na daném řezu ve vzdálenosti r od středu lze vypočítat:

$$dF_N = B \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot w^2 \cdot (C_l \cdot \cos(\varphi) + C_d \cdot \sin(\varphi)) \cdot c \cdot dr \quad [\text{N}] \quad (5.65)$$

Diferenciální kroutící moment způsobený tečnou silou F_T působící ve vzdálenosti r od středu je dán vztahem:

$$dM_k = B \cdot r \cdot dF_T \quad [\text{N} \cdot \text{m}] \quad (5.66)$$

Po dosazení rovnice (5.51) do rovnice (5.52) získáme:

$$dM_k = B \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot w^2 \cdot (C_l \cdot \sin(\varphi) - C_d \cdot \cos(\varphi)) \cdot c \cdot r \cdot dr \quad [\text{N} \cdot \text{m}] \quad (5.67)$$

5.1.4 Postup návrhu lopatky VTE dle BEM

Teorie BEM kombinuje dva základní přístupy k analýze větrných turbín: 1D analýzu hybnosti a metodu osamoceného profilu, tedy metodu elementů lopatky. Z teorie hybnosti vycházejí rovnice popisující změnu hybnosti proudu vzduchu procházejícího rotorem, zatímco metoda elementů lopatky umožňuje určit aerodynamické síly působící na jednotlivé úseky (elementy) lopatky. Jejich kombinací lze odvodit vztahy pro axiální a úhlové (tangenciální) indukční součinitele, které jsou klíčové pro určení výkonu turbíny [7].

Tento postup začíná výběrem různých parametrů rotoru a volbou profilu lopatky. Počáteční tvar lopatky je určen pomocí optimálního tvaru lopatky za předpokladu rotace víru v proudu za rotorem. Konečný tvar lopatky a její výkon jsou následně stanoveny iterativně, přičemž se zohledňuje odpor vzduchu, ztráty na koncích lopatek a výrobní proveditelnost. Kroky při návrhu lopatky jsou následující [7]. (Postup výpočtu je převzat z [3] a [7].)

Určení základních parametrů rotoru

- 1) Nejprve určíme požadovaný výkon P větrné turbíny při dané rychlosti větru v_1 . Zohledníme přitom odhadnutý výkonový koeficient C_P a účinnosti η jednotlivých komponent, jako jsou převodovka či generátor. Poloměr rotoru R lze následně určit pomocí vztahu:

$$P = \frac{1}{2} \cdot C_P \cdot \eta \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v_1^3 \rightarrow R = \sqrt{\frac{2 \cdot P}{C_P \cdot \eta \cdot \rho \cdot \pi \cdot v_1^3}} \quad [\text{m}] \quad (5.68)$$

- 2) Podle typu aplikace zvolíme součinitel rychloběžnosti λ a následně počet lopatek B .
- 3) Zvolíme aerodynamický profil lopatky.

Definice tvaru lopatky

- 4) V této fázi určíme aerodynamické vlastnosti lopatky. Nejprve získáme a analyzujeme empirické křivky aerodynamických charakteristik profilu lopatky v jednotlivých řezech (profil se může lišit od kořene ke špičce), konkrétně závislosti C_l na α a C_d na α . Následně zvolíme návrhové aerodynamické podmínky $C_{l,\text{design}}$ a α_{design} tak, aby poměr $C_{d,\text{design}}/C_{l,\text{design}}$ byl v každém řezu lopatky minimální.
- 5) Lopatku rozdělíme na N elementů (obvykle 10–20). Pomocí teorie optimálního rotoru odhadneme tvar i -tého elementu lopatky s poloměrem středu r_i .

Výpočet výkonového koeficientu

- 6) Pro řešení rovnic popisujících výkon lopatky lze zvolit jednu ze dvou metod:
 - A. Metoda 1 – Řešení pro vztlakový koeficient C_l a úhel náběhu α

Najdeme skutečný úhel náběhu α a součinitele vztlaku C_l pro střed každého elementu pomocí následujících rovnic a empirických křivek profilu.

$$C_{l,i} = 4 \cdot F_i \cdot \sin(\varphi_i) \cdot \frac{(\cos(\varphi_i) - \lambda_{r,i} \cdot \sin(\varphi_i))}{\sigma'_i \cdot (\sin(\varphi_i) + \lambda_{r,i} \cdot \cos(\varphi_i))} \quad [1] \quad (5.69)$$

Kde σ'_i je bezrozměrná hustota lopatkové mříže pro i -tý element, φ úhel relativního proudění vzduchu na i -tý element a F_i korekční faktor podle Prandtla (součinitel ztrát na koncích lopatek).

$$\sigma'_i = \frac{B \cdot c_i}{2 \cdot \pi \cdot r_i} \quad [1] \quad (5.70)$$

$$\varphi_i = \alpha_i + \theta_{T,i} + \theta_{P,0} \quad [^\circ] \quad (5.71)$$

$$F_i = \left(\frac{2}{\pi}\right) \cdot \cos^{-1} \left[\exp \left(- \left\{ \frac{\left(\frac{B}{2}\right) \cdot \left[1 - \left(\frac{r_i}{R}\right)\right]}{\left(\frac{r_i}{R}\right) \cdot \sin(\varphi_i)} \right\} \right) \right] \quad [1] \quad (5.72)$$

Součinitel vztlaku a úhel náběhu lze určit iterativně nebo graficky. Iterativní přístup vyžaduje počáteční odhad součinitele ztrát na koncích lopatek F_i . Pro nalezení počáteční hodnoty začneme odhadem úhlu relativního proudění větru:

$$\varphi_{i,1} = \frac{2}{3} \cdot \tan^{-1} \left(\frac{1}{\lambda_{r,i}} \right) \quad [^\circ] \quad (5.73)$$

Pro následující iterace platí:

$$\varphi_{i,j+1} = \theta_{P,i} + \alpha_{i,j} \quad [^\circ] \quad (5.74)$$

kde j je číslo iterace výpočtu. Obvykle je potřeba jen několik iterací. Nakonec vypočteme axiální indukční součinitel:

$$a_i = \frac{1}{1 + \frac{4 \cdot \sin^2(\varphi_i)}{\sigma_i' \cdot C_{l,i} \cdot \cos(\varphi_i)}} \quad [1] \quad (5.75)$$

Pokud je a_i větší než 0,4, vždy použijeme Metodu 2.

B. Metoda 2 – Iterační řešení pro axiální a a úhlový indukční faktor a'

Pro nalezení axiálního a úhlového indukčního faktoru pomocí Metody 2 je nutné začít s počátečním odhadem jejich hodnot. Pro určení počátečních hodnot lze použít hodnoty z přilehlé části lopatky, hodnoty z předchozího návrhu lopatky v iterativním procesu návrhu rotoru nebo odhad založený na návrhových hodnotách z počátečního optimálního návrhu lopatky:

$$\varphi_{i,1} = \frac{2}{3} \cdot \tan^{-1} \left(\frac{1}{\lambda_{r,i}} \right) \quad [^\circ] \quad (5.76)$$

$$a_{i,1} = \frac{1}{1 + \frac{4 \cdot \sin^2(\varphi_{i,1})}{\sigma_i' \cdot C_{l,i} \cdot \cos(\varphi_{i,1})}} \quad [1] \quad (5.77)$$

$$a'_{i,1} = \frac{1 - 3 \cdot a_{i,1}}{4 \cdot a_{i,1} - 1} \quad [1] \quad (5.78)$$

Po stanovení počátečních odhadů $a_{i,1}$ a $a'_{i,1}$ zahájíme iterativní výpočet pro j -tou iteraci. Pro první iteraci platí $j = 1$. V každém kroku vypočítáme úhel relativního proudění větru $\varphi_{i,j}$ a faktor ztrát na špicích lopatek $F_{i,j}$. Tento korekční faktor upravuje vliv proudění vzduchu na koncích lopatek, kde dochází k jeho částečnému obtékání z tlakové na sací stranu. U paty lopatky dosahuje jeho hodnota 1, zatímco směrem ke špičce postupně klesá k 0. Tento jev se nejvíce projevuje u lopatek s menším počtem a širším profilem.

$$\tan(\varphi_{i,j}) = \frac{v_1 \cdot (1 - a_{i,j})}{\omega \cdot r \cdot (1 + a'_{i,j})} = \frac{1 - a_{i,j}}{(1 + a'_{i,j}) \cdot \lambda_{r,i}} \quad [1] \quad (5.79)$$

$$F_i = \left(\frac{2}{\pi} \right) \cdot \cos^{-1} \left[\exp \left(- \left\{ \frac{\left(\frac{B}{2} \right) \cdot \left[1 - \left(\frac{r_i}{R} \right) \right]}{\left(\frac{r_i}{R} \right) \cdot \sin(\varphi_{i,j})} \right\} \right) \right] \quad [1] \quad (5.80)$$

Stanovení nového relativního úhlu rychlosti větru $\varphi_{i,j}$ ovlivňuje výsledný úhel náběhu, který odpovídá jiným hodnotám součinitelů vztlačku a odporu podle aerodynamických charakteristik profilu. Úhel náběhu $\alpha_{i,j}$ lze určit podle vztahu:

$$\alpha_{i,j} = \varphi_{i,j} - \theta_{P,i} \quad [^\circ] \quad (5.81)$$

Na základě nově získaných hodnot úhlu relativního větru $\varphi_{i,j}$ a aerodynamických koeficientů vztlaku $C_{l,i,j}$ a odporu $C_{d,i,j}$ odpovídajících danému úhlu náběhu lze určit koeficient tahové síly:

$$C_{T_r,i,j} = \frac{\sigma'_i \cdot (1 - a_{i,j})^2 \cdot (C_{l,i,j} \cdot \cos(\varphi_{i,j}) + C_{d,i,j} \cdot \sin(\varphi_{i,j}))}{\sin^2(\varphi_{i,j})} \quad [1] \quad (5.82)$$

Pokud vyjde $C_{T_r,i,j} < 0,96$, aktualizujeme hodnoty a a a' pomocí:

$$a_{i,j+1} = \frac{1}{1 + \frac{4 \cdot F_{i,j} \cdot \sin^2(\varphi_{i,j})}{\sigma'_i \cdot C_{l,i,j} \cdot \cos(\varphi_{i,j})}} \quad [1] \quad (5.83)$$

Pokud $C_{T_r,i,j} > 0,96$:

$$a_{i,j+1} = \frac{1}{F_{i,j}} \cdot \left(0,143 + \sqrt{0,0203 - 0,6427 \cdot (0,889 - C_{T_r,i,j})} \right) \quad [1] \quad (5.84)$$

Pro oba případy $C_{T_r,i,j}$ úhlový indukční součinitel lze vypočítat:

$$a'_{i,j+1} = \frac{1}{\frac{4 \cdot F_{i,j} \cdot \cos(\varphi_{i,j})}{\sigma'_i \cdot C_{l,i,j}} - 1} \quad [1] \quad (5.85)$$

Jestliže se indukční součinitelé ve dvou po sobě jdoucích iteracích nacházejí v předem stanovené toleranci, lze přistoupit k výpočtu koeficientu výkonu. Pokud tato podmínka není splněna, pokračuje iterativní proces od rovnice (5.79) s navýšeným indexem iterace $j = j + 1$.

7) Celkový koeficient výkonu C_P se získá součtem dílčích příspěvků všech úseků lopatky:

$$C_P = \sum_{i=1}^N \left(\frac{8 \cdot \Delta \lambda_r}{\lambda^2} \right) \cdot F_i \cdot \sin^2(\varphi_i) \cdot (\cos(\varphi_i) - \lambda_{r,i} \cdot \sin(\varphi_i)) \cdot (\sin(\varphi_i) + \lambda_{r,i} \cdot \cos(\varphi_i)) \cdot \left[1 - \left(\frac{C_{d,i,j}}{C_{l,i,j}} \right) \cdot \cot(\varphi_i) \right] \cdot \lambda_{r,i}^2 \quad [1] \quad (5.86)$$

Pokud předpokládáme, že celková délka náboje a lopatky je rozdělena na N stejně dlouhých elementů lopatky, pak platí:

$$\Delta \lambda_r = \lambda_{r,i} - \lambda_{r,(i-1)} = \frac{\lambda}{N} \quad [1] \quad (5.87)$$

A vzorec pro výkonový koeficient C_p lze upravit na:

$$C_p = \frac{8}{\lambda \cdot N} \cdot \sum_{i=k}^N F_i \cdot \sin^2(\varphi_i) \cdot (\cos(\varphi_i) - \lambda_{r,i} \cdot \sin(\varphi_i)) \cdot (\sin(\varphi_i) + \lambda_{r,i} \cdot \cos(\varphi_i)) \cdot \left[1 - \left(\frac{C_{d,i,j}}{C_{l,i,j}} \right) \cdot \cot(\varphi_i) \right] \cdot \lambda_{r,i}^2 \quad [1] \quad (5.88)$$

kde k představuje index prvního elementu lopatky, který obsahuje skutečný aerodynamický profil lopatky.

- 8) Upravíme návrh podle potřeby a opakujeme kroky 6–8, abychom našli optimální konstrukci rotoru s ohledem na omezení výroby.

5.1.5 Nestacionární metoda elementů lopatky (Unsteady BEM Method)

Pro odhad roční výroby energie větrné turbíny na konkrétní lokalitě se známým rozdělením rychlosti větru lze využít stacionární metodu BEM, která umožňuje výpočet stacionární výkonové křivky [3]. Nicméně vzhledem k proměnlivosti větru způsobené atmosférickou turbulencí, stříhovým profilem větru a přítomnosti stožáru VTE je nezbytné použít nestacionární metodu BEM, která umožňuje realistickou simulaci aeroelastického chování větrné turbíny [7].

Pro tuto analýzu je nutné vytvořit kompletní strukturální model větrné turbíny, který je propojen s nestacionární metodou BEM. Kmitání lopatek a věže totiž mění relativní rychlost větru, kterou lopatky vnímají, což má přímý vliv na aerodynamické zatížení [7].

Vzhledem k tomu, že vítr se mění v čase i prostoru, je nutné v každém okamžiku určit polohu jednotlivých částí lopatek vůči pevnému souřadnému systému. Tento inerciální (pevný) souřadný systém je obvykle umístěn u paty věže (základy VTE). V závislosti na složitosti modelu lze zavést i další souřadné systémy, které popisují jednotlivé části turbíny. V základním modelu jsou definovány čtyři souřadné systémy [7]:

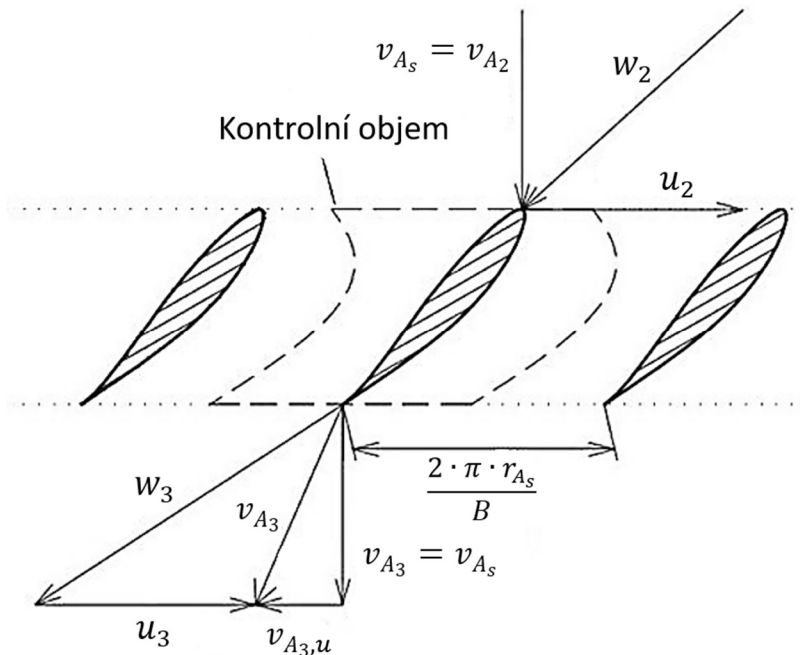
- 1) Inerciální souřadný systém – umístěný u základů VTE.
- 2) Souřadný systém gondoly – nerotující, umístěný v gondole.
- 3) Souřadný systém rotoru – pevně spojený s rotujícím hřídelem.
- 4) Souřadný systém lopatky – definovaný vzhledem k jedné z lopatek.

Transformace mezi těmito souřadnými systémy se provádí pomocí transformačních matic, které umožňují převod vektorů mezi jednotlivými systémy. Například převod mezi inerciálním systémem a gondolou je určen transformační maticí, kde se zohledňuje úhel náklonu hřídele. Tento přístup umožňuje přesný popis dynamického chování lopatek a stožáru, což je klíčové pro správné vyhodnocení aerodynamických sil a zatížení v nestacionárním režimu provozu VTE [17].

5.2 Teorie lopatkové mříže (TLM)

Uvažování rotoru větrné elektrárny jako lopatkové mříže bez skříně znamená, že jeho okolí je vymezeno hranicemi kontrolního objemu (Obr. 5.11) namísto pevného pláště. Tvar tohoto objemu je odvozen z jednorozměrné (1D) teorie hybnosti, viz kapitolu 5.1.1. Při určitých zjednodušeních lze tyto hranice v místě rotoru považovat za válcové, jak bude dále rozvedeno. Při výpočtu se znovu uplatňuje princip osamocení profilu (viz kapitolu 5.1.2), což zahrnuje rozdělení lopatky na několik menších elementů podobně jako v BEM teorii. Pro jednotlivé segmenty platí shodná pravidla, a to např. celkový výkon lopatky se stanovuje jako součet

výkonů všech jednotlivých elementů. Podrobný popis výpočtu aerodynamiky lopatky pomocí teorie lopatkové mříže (TLM) lze nalézt v odborné literatuře [39], [40] a [41].



Obr. 5.11: Grafické zobrazení kontrolního objemu lopatkové mříže (zdroj: [39], upraveno autorem).

Stanovení parametrů lopatky se opírá o Eulerovu rovnici, která popisuje působení sil na lopatkovou mříž. Využívá se její zjednodušená forma umožňující určit moment síly M_k , který vzniká působením síly ve směru otáčení F_T při určitém poloměru r .

$$dM_k = (r_{A_2} \cdot v_{A_2,u} - r_{A_3} \cdot v_{A_3,u}) \cdot d\dot{m} \quad [\text{N} \cdot \text{m}] \quad (5.89)$$

Proud vzduchu se před rotorem soustřeďuje do užšího kontrolního objemu, než je rotor samotný, zatímco za ním se opět rozšiřuje. Tím vznikají i radiální složky proudění, jejichž vliv je však oproti ostatním složkám rychlosti zanedbatelný, a lze je tedy zanedbat. Z toho důvodu lze proudění rotorem popsat pomocí cylindrických (válcových) souřadnic, přičemž před rotorem se uvažuje pouze axiální složka rychlosti [39].

V tomto zjednodušeném modelu proudění zůstává poloměr kontrolního objemu před i za rotorem stejný, tedy $r_{A_s} = r_{A_2} = r_{A_3}$. Síla F_T , kterou vzduch působí na lopatky, odpovídá změně hybnosti proudícího vzduchu v rámci kontrolního objemu. Tato změna je určena rozdílem absolutních rychlostí ve směru rotace mezi vstupem a výstupem, konkrétně mezi $v_{A_2,u}$ a $v_{A_3,u}$. Pak lze rovnici pro kroutící moment upravit na:

$$dM_k = r_{A_s} \cdot (v_{A_2,u} - v_{A_3,u}) \cdot d\dot{m} = r_{A_s} \cdot dF_T \quad [\text{N} \cdot \text{m}] \quad (5.90)$$

Výkon VTE a množství práce, které může přeměnit, závisí na rychlosti proudění vzduchu při vstupu do jejího kontrolního objemu, označované jako v_{A_s} . Jak ukazuje teoretický rozbor Betzova limitu, existuje optimální poměr mezi touto vstupní rychlostí v_{A_s} a rychlostí

vzduchu opouštějícího turbínu v_4 , při kterém lze získat maximální množství energie. Tento ideální stav lze charakterizovat jako optimální práci větrné turbíny $a_{VTE,opt}$ [39].

Za předpokladu, že neuvažujeme ztráty, můžeme tuto práci považovat za rovnou měrné obvodové práci w_E , která vychází z energetické rovnice formulované Eulerem. Tato rovnice ukazuje, že výkon turbíny závisí primárně na rozdílu obvodových složek rychlostí proudění vzduchu těsně před a po průchodu turbínou [39]. Přičemž platí $u_2 = u_3 = u$.

U axiálních stupňů bez ztrát pak platí odpovídající vztah:

$$a_{VTE,opt} = w_E = u \cdot (v_{A_2,u} - v_{A_3,u}) \left[\frac{\text{J}}{\text{kg}} \right] \quad (5.91)$$

Pak pro elementární unášivou (tečnou) sílu lze odvodit vztah, který získáme dosazením rovnice (5.90) do (5.91):

$$dF_T = \frac{a_{VTE,opt}}{u} \cdot d\dot{m} \quad [\text{N}] \quad (5.92)$$

Kde $d\dot{m}$ je elementární hmotnostní tok kontrolním objemem, který lze vyjádřit v případě, že uvažujeme rotor jako akční disk o elementární šířce:

$$d\dot{m} = \frac{1}{B} \cdot v_{A_s} \cdot 2 \cdot \pi \cdot r_{A_s} \cdot \rho \cdot dr \left[\frac{\text{kg}}{\text{s}} \right] \quad (5.93)$$

Následně lze odvodit vztah pro výpočet elementární unášivé síly na jednu lopatku dF_T , a to dosazením rovnice (5.93) do (5.92):

$$dF_T = \frac{a_{VTE,opt}}{u} \cdot \frac{1}{B} \cdot v_{A_s} \cdot 2 \cdot \pi \cdot r_{A_s} \cdot \rho \cdot dr \quad [\text{N}] \quad (5.94)$$

Výkon přenesený na hřídel turbíny VTE lze vypočítat pomocí rovnice (5.90) a znalosti definičního vztahu pro úhlovou rychlost rotoru $\omega = \frac{u}{r_{A_s}}$:

$$dP = \omega \cdot dM_k = \omega \cdot r_{A_s} \cdot B \cdot dF_T = u \cdot B \cdot dF_T \quad [\text{W}] \quad (5.95)$$

Následně lze odvodit vztah pro optimální výkon VTE dosazením rovnice (5.94):

$$dP_{VTE,opt} = a_{VTE,opt} \cdot v_{A_s} \cdot 2 \cdot \pi \cdot r_{A_s} \cdot \rho \cdot dr \quad [\text{W}] \quad (5.96)$$

Vztah lze dále upravit dosazením rovnice (5.22), kterou jsme odvodili pro výpočet optimální měrné práce turbíny, na:

$$dP_{VTE,opt} = \frac{4}{9} \cdot v_1^2 \cdot v_{A_s} \cdot 2 \cdot \pi \cdot r_{A_s} \cdot \rho \cdot dr \quad [\text{W}] \quad (5.97)$$

A dosazením rovnice (5.18), kde je odvozena platnost $v_{A_s} = \frac{2}{3} \cdot v_1$, pak lze psát:

$$dP_{VTE,opt} = \frac{4}{9} \cdot \frac{2}{3} \cdot v_1^2 \cdot v_1 \cdot 2 \cdot \pi \cdot r_{A_s} \cdot \rho \cdot dr = \frac{8}{27} \cdot v_1^3 \cdot 2 \cdot \pi \cdot r_{A_s} \cdot \rho \cdot dr \quad [W] \quad (5.98)$$

Rovnici je možné dále upravit vyjádřením elementárního obsahu $dS = 2 \cdot \pi \cdot r_{A_s} \cdot dr$ následovně. Je zde použita i malá matematická úprava vytknutí $\frac{1}{2}$, aby bylo možné lépe vidět konstantu $\frac{16}{27}$, která, jak již víme, představuje maximální podíl energie získaný z větru (Betžův limit), tedy samotný výkonový koeficient C_p [39].

$$dP_{VTE,opt} = \frac{1}{2} \cdot \frac{16}{27} \cdot v_1^3 \cdot \rho \cdot dS = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot v_1^3 \cdot \rho \cdot \eta \cdot dS \quad [W] \quad (5.99)$$

Výpočetní proces začíná stanovením (odhadem) předběžné hodnoty výkonového koeficientu C_p , protože jeho přesnou hodnotu je možné vypočítat až na základě získaných výsledků. C_p je nutné počítat z energetické bilance, což znamená, že po jeho odhadnutí se nejprve vypočítají geometrické parametry lopatky a následně se určí profilové ztráty. Dále vypočteme (pomocí rovnice (5.68)) přibližnou hodnotu poloměru R . Celý proces se iterativně opakuje, přičemž výsledkem je výkon VTE, který složí ke zpřesnění hodnoty C_p . Jakmile je výkonový koeficient aktualizován, provádí se nový výpočet reálného poloměru lopatky R s přihlédnutím k elektrické účinnosti a následně jsou dopočítány veškeré související parametry lopatky [40]. Na závěr je možné vyhodnotit, kolik energie turbína skutečně získala, a porovnat tento údaj s množstvím energie obsažené ve větru na daném poloměru. Tímto způsobem se stanoví konečná hodnota výkonového koeficientu odpovídající metodě TLM [39].

5.3 Vírový model proudění kolem rotoru (Vortex Model of Rotor Flow)

V oblasti aerodynamiky křídla byl ve 30. letech 20. století vyvinut model proudění označovaný jako vírový model nebo metoda singularit. Tento model představuje proudění kolem aerodynamického profilu i třírozměrné proudění kolem „konečného“ křídla prostřednictvím systému vírů a tzv. „zdrojů“ a „sacích bodů“ (singularit ve smyslu proudění). Tyto singularity lze matematicky určit a překrýt s hlavním prouděním [17].

Vztlak generovaný tzv. vázanými víry, které nahrazují křídlo, a indukovaný odpor způsobený vztlakem, který se projevuje ve formě volných koncových vírů, lze pomocí tohoto modelu vypočítat. Geometrii aerodynamického profilu a tvar křídla lze simulovat použitím složitější distribuce vírů [17]. Tento model je běžně používán pro simulaci proudění kolem vrtulí letadel a lze jej také adaptovat na větrné rotory.

Vírový model rotoru poskytuje velmi podobné výsledky jako teorie elementů lopatky (BEM) pro klíčové výkonové a zatěžovací faktory. Navíc tento model umožňuje podrobnější výpočty a zejména simulaci třírozměrných proudění. V kontextu proudění kolem 3D křídla dochází ke změnám rozložení vztlaku v rozpětí, což zpětně ovlivňuje proudění proti větru a tím i místní úhel náběhu [7]. Na koncích křídel dochází k unikům vzduchu z podtlakové strany na přetlakovou, čímž se vytvářejí koncové víry. Tyto víry způsobují odklon proudnic a vytvářejí tzv. trailing vortices (koncové víry), které jsou součástí celkového vírového systému křídla [17].

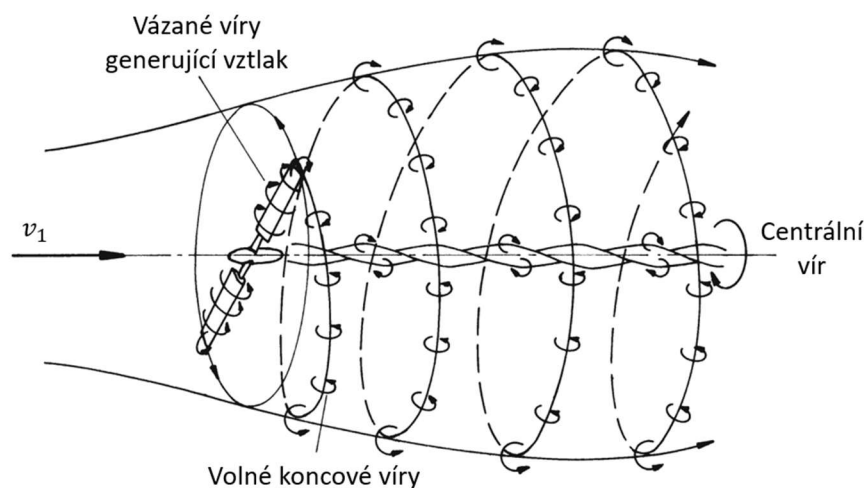
V klasických teoriích aerodynamiky je pro malé úhly náběhu možné modelovat proudění kolem profilu pomocí vírového vlákna (vortex filament) určité intenzity Γ , jak ukazuje Kutta-Joukowského vztah [7]:

$$F_L = \rho \cdot v_1 \times \Gamma \left[\frac{\text{N}}{\text{m}} \right] \quad (5.100)$$

Kde F_L [N] je vztlaková síla na jednotku délky křídla, ρ [$\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$] hustota vzduchu, v_1 [$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$] rychlost volného proudění vzduchu a Γ [$\text{m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$] cirkulace, což je integrál tangenciální složky rychlosti kolem uzavřené smyčky obklopující profil.

U třídídimenzionálního křídla lze vztlak modelovat jako sérii vázaných vírů rozložených v rozpětí křídla, přičemž volné víry vytvářejí vírovou strukturu v jeho zákrytu.

U větrných turbín je situace obdobná, přičemž vírový model umožňuje popis vzniku axiální a tangenciální indukované rychlosti v důsledku rotace lopatek. Vírový systém za větrnou turbínou se skládá z volných vírů, které sledují přibližně šroubovitou trajektorii, přičemž koncové víry zůstávají na okraji vírového jádra a kořenové víry směřují podél osy rotoru (viz Obr. 5.12). Tento vírový systém ovlivňuje jak účinnost turbíny, tak rozložení zatížení lopatek, což má klíčový význam při jejich konstrukci a optimalizaci. [17]



Obr. 5.12: Vírový model proudění větru skrz rotor VTE (zdroj:[17], upraveno autorem).

Pochopení těchto principů umožňuje efektivnější návrh lopatek větrných turbín, kde je důležité správné určení indukovaných rychlostí a úhlů náběhu pro dosažení optimálního výkonu.

5.4 Numerická simulace proudění (Computational Fluid Dynamics – CFD)

S rozvojem moderních výpočetních systémů v posledních desetiletích došlo k významnému pokroku v oblasti numerických metod simulace proudění. Tyto metody jsou dnes široce využívány v letectví, automobilovém průmyslu i dalších oblastech aerodynamiky. Je přirozené aplikovat je také na analýzu větrných rotorů (viz Obr. 5.13).

Základní myšlenka numerického modelování spočívá v rozdělení prostoru kolem zkoumaného objektu na malé objemové elementy, v nichž se stanovují a propojují stavové veličiny proudění. Tento přístup je často označován jako „numerický aerodynamický tunel“ [17].

Numerické simulace proudění, souhrnně označované jako Computational Fluid Dynamics (CFD), jsou založeny na řešení soustavy matematických rovnic popisujících pohyb tekutin. Pro oblasti s téměř bezviskózním prouděním se využívají Eulerovy rovnice pohybu, zatímco v blízkosti povrchu tělesa, kde je proudění ovlivněno třením, jsou základem Navier-

Stokesovy rovnice [17]. V těchto rovnicích se uplatňují základní fyzikální zákony, jako je zákon zachování hmoty, zákon zachování hybnosti a rovnice rovnováhy sil. Výsledkem je systém navzájem propojených parciálních diferenciálních rovnic, který se řeší iterativními metodami [3].

Důležitým aspektem CFD simulací je charakter proudění – zda je laminární nebo turbulentní. Volba vhodného turbulentního modelu (např. $k-\varepsilon$ nebo $k-\omega$ modely) výrazně ovlivňuje přesnost výsledků [2].

CFD umožňuje nejen vypočítat parametry proudění, jako jsou rychlosti, tlak nebo teplota, ale také určit rozložení sil působících na lopatky rotoru. Díky numerickým metodám lze analyzovat i nestacionární proudění, avšak za cenu značně vyšší výpočetní náročnosti.

Přestože CFD poskytuje velmi detailní výsledky, není vhodná pro úvodní fáze návrhu větrných turbín. Místo toho slouží pro podrobné analýzy složitých proudových jevů, vizualizaci a optimalizaci návrhů [17]. Vyžaduje rozsáhlé výpočetní zdroje a její implementace je obvykle v kompetenci výzkumných institucí.



Obr. 5.13: Vizualizace proudění větru kolem lopatek větrné turbíny pomocí CFD simulace [97].

Dlouhodobý vývoj numerických metod umožnil řešit plně trojrozměrné Navier-Stokesovy rovnice, což přineslo významný pokrok v simulacích větrných turbín. Například testy prováděné v aerodynamickém tunelu NASA Ames v letech 1999–2000 byly porovnány s výsledky CFD simulací a ukázaly, že CFD metody jsou obecně přesnější než metody založené na teorii elementů lopatky nebo vírových modelech. Přesto mezi jednotlivými CFD modely existují určité rozdíly, přičemž odchylky v rámci jednotlivých výpočtů se pohybují kolem 10 % [2].

5.5 Diskuse k výběru výpočtové metody

V této diplomové práci byla pro výpočet aerodynamiky lopatek větrné turbíny zvolena metoda Blade Element Momentum Theory (BEM). Tato metoda je nejpoužívanější při návrhu větrných turbín, neboť poskytuje přesné výsledky při relativně nízké výpočetní náročnosti [3]. Díky kombinaci hybnostní analýzy a rozdělení lopatky na jednotlivé elementy umožňuje efektivní optimalizaci tvaru lopatek a predikci výkonu turbíny.

Metoda BEM je dobře ověřená a široce využívaná v oblasti návrhu větrných turbín, což zajišťuje její spolehlivost a přesnost při výpočtech aerodynamických charakteristik lopatek.

Zároveň umožňuje efektivní iterativní proces návrhu, který zohledňuje klíčové faktory ovlivňující výkon turbíny.

Výpočet vychází z postupu pro BEM, který je detailně popsán v kapitole 5.1.3.

6 Aerodynamický návrh lopatky větrné turbíny dle teorie BEM

Pro výpočet aerodynamického návrhu lopatky volím pevninskou (onshore) větrnou turbínu s výkonem 6,5 MW. Tento výkon je vyšší než u běžně používaných větrných turbín pro pevninské aplikace, které se v České republice často pohybují v rozmezí 3–5 MW. Tento výkonový rozsah odpovídá zdejším větrným podmínkám, kde jsou průměrné rychlosti větru nižší než v přímořských oblastech, což ovlivňuje efektivitu větších turbín. Nicméně technologie se neustále posouvají a současné turbíny na pevnině dosahují výkonu 5–7 MW, přičemž výrobci jako Siemens Gamesa nebo GE Vernova nabízejí modely s výkonem okolo 6,5 MW. Například Siemens Gamesa SG 6.6–170 (6,6 MW) je moderní onshore turbína s rotorem o průměru 170 m, optimalizovaná pro střední a nízké rychlosti větru [42]. GE Vernova nabízí turbínu GE Vernova 6.1-158 Cypress (6,1 MW), která je navržena pro vysokou účinnost i v náročných podmínkách [43].

Výška stožáru se u turbín této výkonnostní kategorie běžně pohybuje v rozmezí přibližně 90 až 165 m – konkrétně se používají hodnoty jako 90, 100, 102,5, 107, 110,5, 115, 122,5, 135, 145, 150, 155 a 165 m, v závislosti na konkrétním modelu a podmínkách lokality.

Pro první návrh výpočtů volím výšku stožáru 150 m, což odpovídá běžným hodnotám u turbín této kategorie. Výška stožáru zásadně ovlivňuje rychlost větru, která se s rostoucí výškou zvyšuje a stabilizuje. Hodnota 150 m je ideální pro získání relevantních dat o rychlosti větru, protože v této výšce jsou dostupné spolehlivé a přesné údaje.

V kapitole 6.2.1 bude výška stožáru vypočtena dle velikosti průměru rotoru VTE, jelikož správný poměr mezi výškou věže a průměrem rotoru je důležitý pro optimalizaci aerodynamických vlastností turbíny a jejího výkonu.

6.1 Stanovení rychlosti větru ve zvolené lokalitě

Pro správné dimenzování větrné elektrárny je nezbytné přesně stanovit rychlost větru v místě její plánované výstavby. Chybné odhady rychlosti větru mohou vést k problémům. Při nadhodnocení rychlosti větru by elektrárna mohla dosahovat nižšího výkonu, než bylo zamýšleno, což by ovlivnilo ekonomiku projektu a mohlo vyvolat negativní reakce veřejnosti či investorů. Naopak podhodnocení rychlosti větru může vést k poddimenzování konstrukce turbíny, což zvyšuje riziko přetížení, nadměrného opotřebení nebo dokonce poškození konstrukčních prvků, jako jsou stožáry nebo rotorové listy [2].

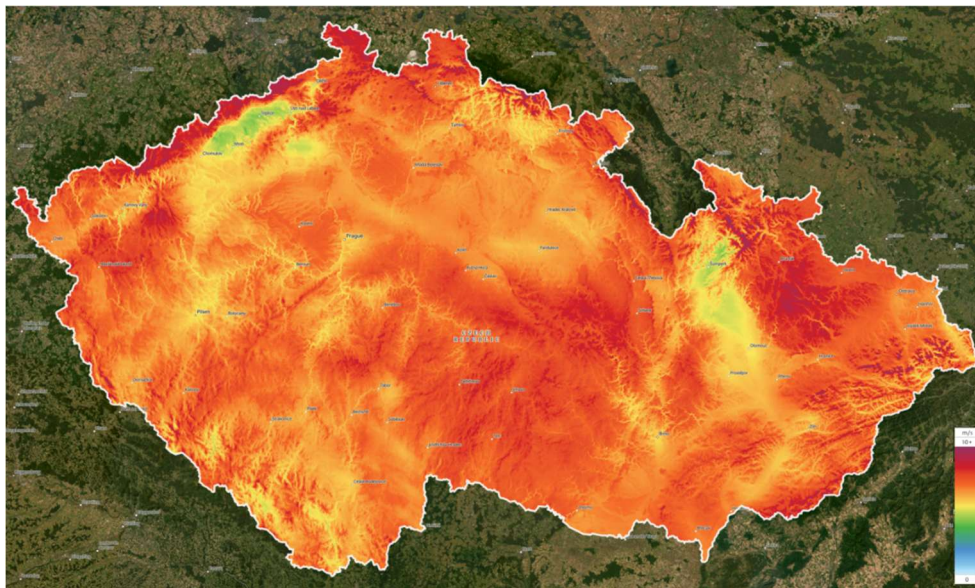
Pro dlouhodobé a přesné stanovení rychlosti větru v konkrétní lokalitě je optimální provádět měření minimálně po dobu jednoho roku. Tato doba umožňuje zachytit sezónní změny a výkyvy v rychlosti větru, což poskytuje podrobné údaje o průměrných rychlostech a jejich četnosti v průběhu celého roku. Tento přístup je zásadní pro odhad potenciálního energetického výnosu. [17]

Ačkoliv měření na místě je nejpřesnější metodou, je náročné časově i finančně. Proto se v praxi stále více využívají modely, které na základě globálních dat umožňují odhadnout průměrné rychlosti větru v dané oblasti. Tyto modely, například WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program), poskytují spolehlivé predikce, které jsou užitečné zejména ve fázi plánování [44].

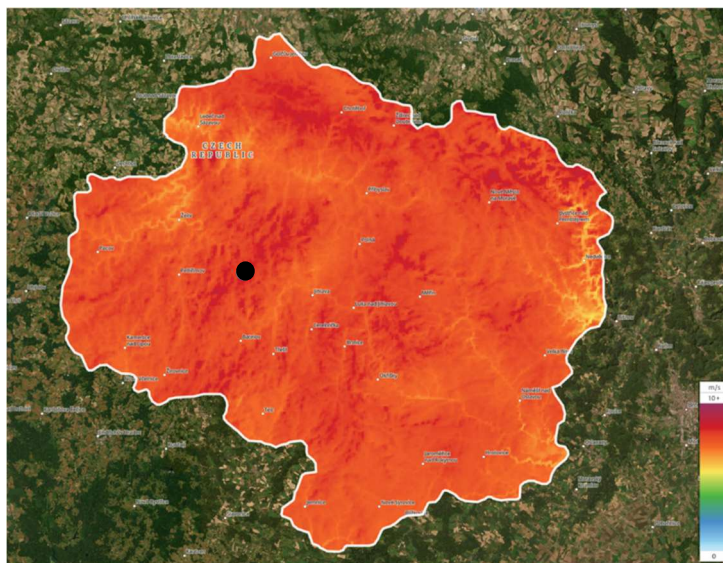
Pro tuto práci byly využity údaje z Global Wind Atlas, což je nástroj, který sbírá a analyzuje data o rychlostech větru na pevninské i offshore oblasti [44]. Distribuce rychlosti větru na území ČR ve výšce 150 m je zachycena na Obr. 6.1. Na základě těchto údajů byla zvolena lokalita v okolí (oblast o ploše 9 km² [3 x 3 km]) obce Opatov (okres Jihlava, Kraj Vysočina), kde průměrná rychlost větru \bar{v}_1 ve výšce 150 m nad zemí dosahuje hodnoty 8,58 m/s [44]. Tato rychlost je velmi příznivá pro efektivní provoz větrné elektrárny.

Vysočina byla zvolena na základě výzkumů prováděných Akademií věd ČR, která tuto oblast identifikovala jako jeden z regionů s nejlepším větrným potenciálem v České republice (viz Obr. 2.6). Tato regionální studie potvrdila, že Vysočina disponuje podmínkami pro efektivní využití větrné energie, což činí tuto lokalitu velmi vhodnou pro rozvoj větrných elektráren [18]. Na Obr. 6.2 je možné vidět detailní pohled na oblast Vysočiny s vyznačením vybrané lokality, konkrétně okolí obce Opatov (černý bod na mapě).

Další výhodou této lokality je, že se v jejím okolí nenachází žádná chráněná krajinná oblast (CHKO). Absence CHKO výrazně usnadňuje proces schvalování projektu a eliminuje ekologické obavy, což zjednodušuje administrativní procesy a zvyšuje pravděpodobnost úspěšné realizace projektu [18].



Obr. 6.1: Mapa střední rychlosti větru \bar{v}_1 ve výšce 150 m v ČR [44].



Obr. 6.2: Mapa střední rychlosti větru \bar{v}_1 v kraji Vysočina ve výšce 150 m s vyznačením vybrané lokality (černý bod) [44].

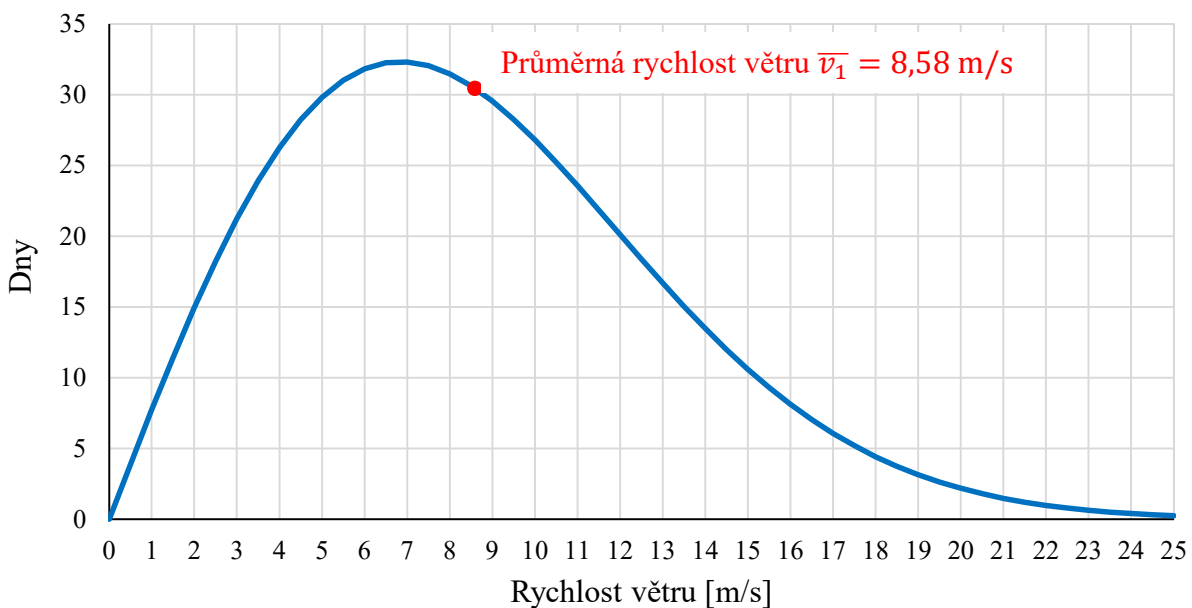
Při analýze větrných podmínek na vybrané lokalitě je důležité znát nejen průměrnou rychlost větru \bar{v}_1 , ale také rozložení četnosti jednotlivých rychlostí v čase. Jelikož se rychlost větru mění v závislosti na mnoha faktorech, je nutné ji matematicky popsat pravděpodobnostním rozdělením [3]. Nejčastěji používaným přístupem je Weibullovo rozdělení, které umožňuje flexibilní popis větrných podmínek pomocí dvou parametrů: tvarového faktoru k_f a měřítkového faktoru c_f , které jsou funkcí střední rychlosti větru \bar{v}_1 [17].

$$p(v_1) = \frac{k_f}{c_f} \cdot \left(\frac{v_1}{c_f}\right)^{k_f-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v_1}{c_f}\right)^{k_f}\right] \quad (6.1)$$

V případě, kdy není k dispozici detailnější analýza variability větru a je známa pouze průměrná rychlost, se často využívá Rayleighovo rozdělení jako speciální případ Weibullova rozdělení. Rayleighovo rozdělení vychází z předpokladu, že vítr má přibližně normální rozložení ve dvou vzájemně kolmých směrech, což odpovídá běžným meteorologickým podmínkám na otevřených prostranstvích [3]. Pravděpodobnostní hustota tohoto rozdělení je funkcí průměrné rychlosti větru \bar{v}_1 a umožňuje odhadnout, kolik dní v roce vítr dosahuje určité rychlosti.

$$p(v_1) = \frac{\pi}{2} \cdot \left(\frac{v_1}{\bar{v}_1}\right) \cdot \exp\left[-\frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{v_1}{\bar{v}_1}\right)^2\right] \quad (6.2)$$

V této práci bude pro analýzu četnosti rychlosti větru použito právě Rayleighovo rozdělení, protože pro jeho aplikaci stačí znát pouze průměrnou rychlost větru, kterou máme již k dispozici. Pro získání závislosti mezi rychlostí větru a počtem dní v roce je možné funkci vynásobit celkovým počtem dní v roce, tedy 365. Tímto způsobem získáme přehled o tom, jak často a jakou rychlostí vítr v dané lokalitě fouká během celého roku. Grafická závislost je znázorněna na Obr. 6.3.



Obr. 6.3: Distribuce počtu dní s danou rychlostí větru během roku.

Z grafického vyjádření Rayleighovy funkce je patrné, že nejvyšší četnost mají rychlosti nižší, než je průměrná hodnota \bar{v}_1 . To znamená, že během roku převládají dny s nižšími rychlostmi větru, zatímco dny s vyššími rychlostmi se vyskytují méně často.

Následně je nutné stanovit optimální rychlost větru (návrhovou rychlost $v_{1,\text{design}}$) pro dimenzování větrné elektrárny. Výkon větrné turbíny je úzce spjat s rychlostí větru, přičemž tento vztah je závislý na třetí mocnině rychlosti, jak bylo odvozeno v kapitole 1.3. Z tohoto důvodu není tedy pravda, že neoptimálnější hodnotou pro dimenzování větrné elektrárny je buď průměrná rychlost větru \bar{v}_1 , nebo rychlost, která se vyskytuje nejčastěji (viz maximum funkce na Obr. 6.3). [3]

Průměrná rychlost větru totiž nevystihuje skutečné provozní podmínky větrné turbíny, protože vítr má proměnlivou rychlost a řídí se statistickým rozdělením. Proto se zavádí návrhová rychlost větru, což je hodnota, při které turbína v dlouhodobém měřítku vyrobí nejvíce energie. Tato rychlost odpovídá maximu výkonové hustoty větru, tedy bodu, kde proudící vzduch nese největší využitelný výkon [17].

Vztah pro výkon větru byl odvozen následovně:

$$P_w = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \quad [\text{W}] \quad (6.3)$$

kde P_w [W] představuje výkon větru, ρ [$\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$] hustotu vzduchu, A [m^2] průřezovou plochu rotoru a v_1 [$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$] rychlost větru.

Pokud tuto rovnici vydělíme plochou rotoru A , dostaneme jednotkový výkon (tj. výkon na jednotku plochy):

$$\frac{P_w}{A} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1^3 \quad \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right] \quad (6.4)$$

Tento výkon nám říká, jaký výkon větrná turbína získá z každého čtverečního metru plochy rotoru při dané rychlosti větru.

Pro získání celkového množství energie, kterou turbína vyprodukuje za rok, musíme zohlednit čas. Předpokládáme, že vítr fouká během celého roku (8760 hodin), a proto jednotkový výkon vynásobíme počtem hodin v roce [3].

Nyní, abychom zohlednili, jak často se jednotlivé rychlosti větru vyskytují během roku, použijeme Rayleighovo rozdělení $p(v_1)$. Toto rozdělení nám poskytuje pravděpodobnost, s jakou se daná rychlost větru v_1 vyskytne v dané lokalitě. [3]

Pak pro roční energetický potenciál lze psát:

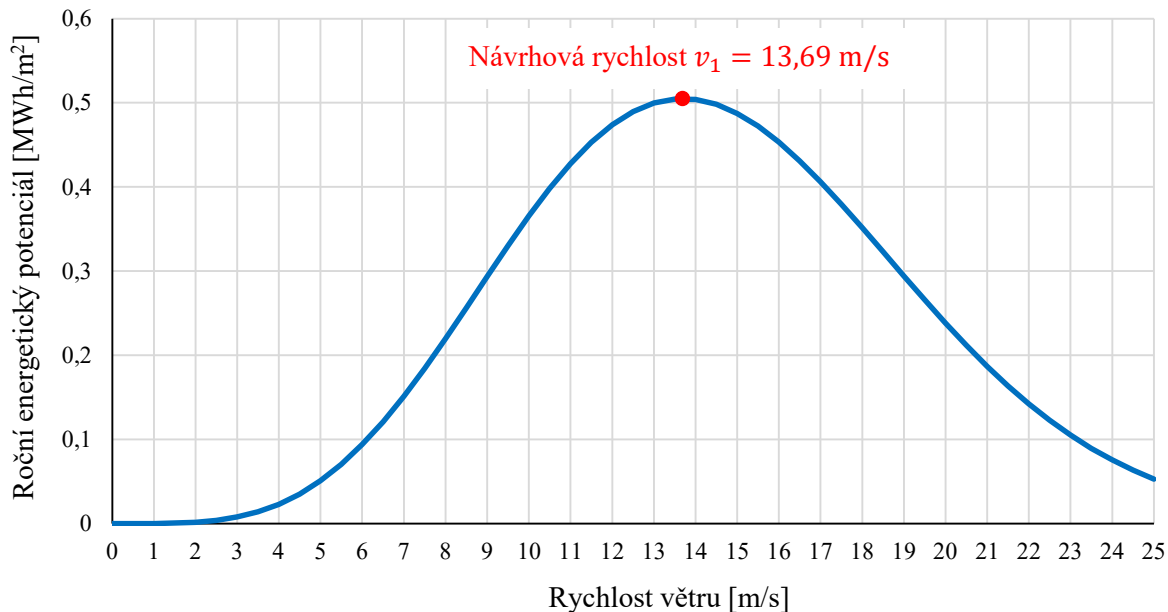
$$E_{\text{rok}}(v_1) = \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1^3 \right) \cdot p(v_1) \cdot 8760 \quad \left[\frac{\text{Wh}}{\text{m}^2} \right] \quad (6.5)$$

Pro lokalitu Opatov (okres Jihlava, Kraj Vysočina), kde je nadmořská výška 650 m (nadmořská výška rotoru VTE bude tedy 800 m) [45], průměrná teplota vzduchu 6,7 °C a průměrná relativní vlhkost vzduchu 78,2 % [46], lze vypočítat hustotu vzduchu na hodnotu přibližně 1,136 kg/m^3 [47].

Následně, dle odvozené funkce, lze vytvořit závislost ročního energetického potenciálu na rychlosti větru, jak je znázorněno na Obr. 6.4. Z maxima této funkce vyplývá, která rychlost větru disponuje největším energetickým potenciálem pro dimenzování lopatek větrné

elektrárny, a tedy určuje návrhovou rychlost větru $v_{1,\text{design}}$ [2]. Z grafu je patrné, že návrhová rychlost činí 13,69 m/s (červený bod na grafu), při které je dosaženo maxima energetického potenciálu. Tento údaj je klíčový pro nastavení optimálních parametrů turbíny, které umožní co nejefektivnější využití větrné energie [3].

Dále v práci budeme návrhovou rychlost větru $v_{1,\text{design}}$ zjednodušeně označovat pouze jako v_1 , protože takto je zápis přehlednější a v_1 bude vždy označovat právě tu rychlost větru, která je pro návrh turbíny klíčová.



Obr. 6.4: Závislost ročního energetického potenciálu na rychlosti větru (odhad).

Ačkoliv roční energetický potenciál větru pro jednotkovou plochu dosahuje hodnoty 0,505 MWh, skutečný výkon větrné elektrárny bude nižší. V reálných podmínkách dosahuje výkon větru přibližně 45 % svého teoretického maxima [3]. Tento pokles je způsoben ztrátami (v převodovce, generátoru atd.) a Betzovým limitem, jenž omezuje množství energie, které rotor může skutečně zachytit.

Pro přesné výpočty se proto používá koeficient výkonu C_P , který bere v úvahu tento úbytek energie [3]. Tento koeficient je v počáteční fázi výpočtu nutné zvolit. Zvolená hodnota pak vstupuje do dalších výpočtů a v závěrečné části analýzy je spočtený celkový výkonový koeficient porovnán s odhadovanou hodnotou.

Obvykle výkonový koeficient dosahuje hodnot kolem 0,45 až 0,50 v závislosti na konstrukci a provozních podmínkách turbíny. Na základě výzkumu uvedeného ve studiích [48], [49] a literatuře [3] se u zařízení této velikosti a výkonové kategorie volí výkonový koeficient $C_{P,\text{design}} = 0,47$ [1], což je i hodnota, kterou jsem zvolil pro další výpočty.

6.2 Výpočet délky lopatky

Délka lopatky (průměr rotoru R) se odvozuje na základě požadovaného výkonu větrné turbíny při návrhové rychlosti větru v_1 . Při výpočtu je nutné zohlednit výkonový koeficient C_P , který vyjadřuje, jak efektivně turbína využívá kinetickou energii větru, a dále mechanickou (ložiska, převodovka) a elektrickou (generátor) účinnost jednotlivých komponent. Tento vztah pro výpočet délky lopatky byl odvozen v kapitole 5.1.3.

$$R = \sqrt{\frac{2 \cdot P}{C_{P,\text{design}} \cdot \eta \cdot \rho \cdot \pi \cdot v_1^3}} = \sqrt{\frac{2 \cdot 6500000}{0,47 \cdot 0,88 \cdot 1,136 \cdot \pi \cdot 13,69^3}} = 58,59 \text{ [m]} \quad (6.6)$$

Ve vzorci je účinnost η vyjádřena jako součin $\eta_{\text{mech}} \cdot \eta_{\text{el}}$, který u větrných elektráren dosahuje hodnoty přibližně od 0,85 až 0,92. Proto pro výpočty volím hodnotu účinnosti 0,88.

Výsledná délka lopatky vychází 58,59 m, což odpovídá celkovému průměru rotoru přibližně 117,2 m. Při srovnání s běžnými větrnými elektrárnami obdobného výkonu se ukazuje, že takový průměr rotoru je relativně malý ve vztahu k původně odhadnuté výšce stožáru 150 m [3].

6.2.1 Korekce výšky stožáru

Jednou z přístupových metod k určení výšky stožáru větrné elektrárny je empirické pravidlo uvedené v literatuře [3], které stanovuje její výšku v rozmezí 1 až 1,5násobku průměru rotoru D , přičemž minimální hodnota bývá zpravidla 20 m. Tato metoda je však značně zjednodušená, neposkytuje dostatečnou přesnost a v praxi se příliš nepoužívá.

Alternativně lze výšku stanovit na základě analytické studie [50], která využívá data z větrných elektráren instalovaných v Nizozemsku za posledních 30 let. Tato analýza odvodila empirické vztahy pro výpočet výšky stožáru na základě dosavadního vývoje větrných turbín. V této práci bude výška stožáru korigována právě podle této metodiky.

Jak uvádí studie, mezi výškou stožáru H a průměrem rotoru D existuje závislost, která se dá přibližně vyjádřit lineární rovnicí:

$$H = 0,789 \cdot D + 14,9 \text{ [m]} \quad (6.7)$$

s koeficientem determinace $R^2 = 0,777$, který vyjadřuje, jak dobře daný model vysvětluje závislost výšky náboje H na průměru rotoru D . Jednoduše řečeno, číslo 0,777 říká, jak dobře tento vzorec odpovídá skutečným datům. Znamená to, že výšku stožáru turbíny H lze z průměru rotoru D odhadnout s poměrně vysokou přesností, cca ze 78 %. Zbytek jsou odchylky způsobené jinými faktory, které vzorec nezohledňuje. To potvrzuje, že výška náboje větrné turbíny úzce souvisí s průměrem rotoru, přičemž hodnota 14,9 m představuje základní výšku, která není závislá na průměru rotoru.

Z dostupných dat o větrných elektrárnách instalovaných v Nizozemsku v posledních 30 letech (s celkovou kapacitou 3,5 GW) bylo zjištěno, že většina turbín má poměr výšky náboje k průměru rotoru menší než 1,5. To znamená, že většina současných větrných elektráren dodržuje tento empirický vztah a jejich výška náboje obvykle nepřesahuje 1,5násobek průměru rotoru. [50]

Následně se můžeme přesunout k samotnému výpočtu. Protože původní průměrná rychlost větru byla určena ve výšce 150 m nad zemí, je nutné ji upravit pro nově stanovenou výšku stožáru. Nejbližší dostupná referenční hodnota uvedená v databázi Global Wind Atlas se vztahuje k výšce 100 m ($\bar{v}_1 = 7,74 \text{ m/s}$) [44].

V této úrovni atmosféry je vliv terénu na proudění vzduchu již zanedbatelný, a proto lze předpokládat téměř přímou úměru mezi výškou a rychlostí větru [3]. Pro výpočet odpovídající hodnoty rychlosti bude využita lineární interpolace, která umožní plynulý přechod mezi dostupnými daty a poskytne co nejpřesnější odhad rychlosti větru v požadované výšce stožáru.

Samotný výpočet bude vycházet z interpolace hodnot průměrné rychlosti \bar{v}_1 mezi 100 m a 150 m nad zemí.

$$\bar{v}_1(H) = 7,74 + \left(\frac{8,58 - 7,74}{150 - 100} \right) \cdot (H - 100) \quad \left[\frac{\text{m}}{\text{s}} \right] \quad (6.8)$$

Do kterého lze postupně dosadit rovnice (6.6) a (6.5), přičemž platí $D = 2 \cdot R$. Po následných matematických úpravách lze psát:

$$\bar{v}_1(v_1) = 6,3103 + 0,02651 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot P}{C_{P,\text{design}} \cdot \eta \cdot \rho \cdot \pi \cdot v_1^3}} \quad \left[\frac{\text{m}}{\text{s}} \right] \quad (6.9)$$

Dále bude využita rovnice (6.2) pro Rayleighovo rozdělení, kterou dosadíme do rovnice (6.4) pro roční energetický potenciál $E_{\text{rok}}(v_1)$. Po úpravách získáme:

$$E_{\text{rok}}(v_1) = \frac{\pi}{4} \cdot \rho \cdot \frac{v_1^4}{v_1^2} \cdot \exp \left[-\frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{v_1}{\bar{v}_1} \right)^2 \right] \cdot 8760 \quad \left[\frac{\text{Wh}}{\text{m}^2} \right] \quad (6.10)$$

Po dosazení rovnice (6.8) do (6.9) získáme předpis funkce, kterou nejprve zderivujeme a výslednou derivaci položíme rovnu nule. Řešením této rovnice pak získáme maximum funkce, které odpovídá návrhové rychlosti větru v_1 .

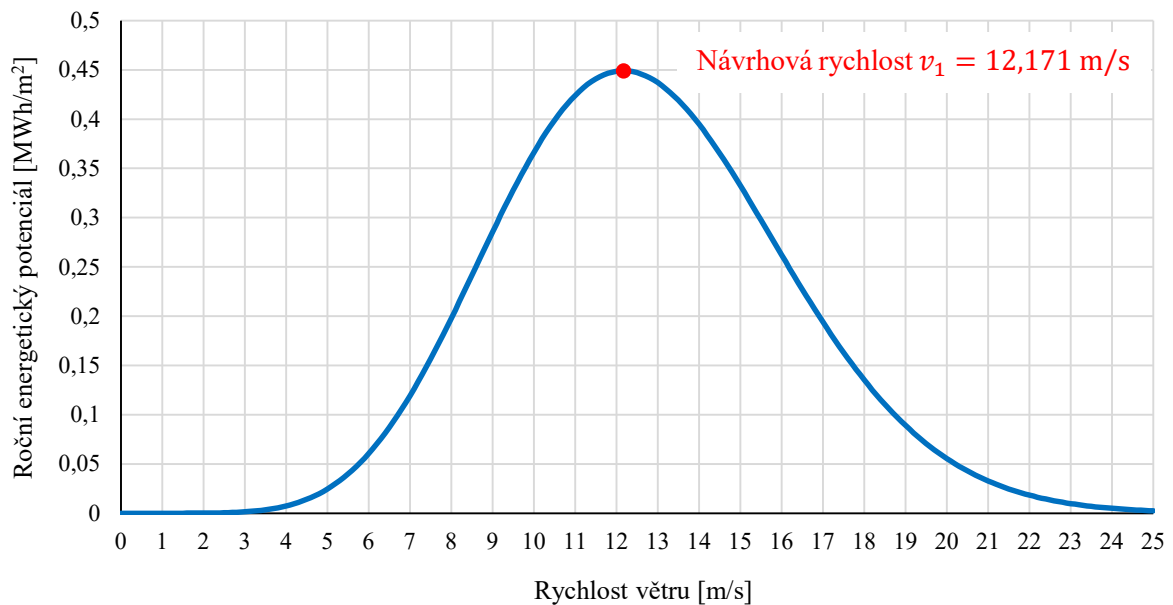
V rámci tohoto postupu byly vypočítány nové hodnoty průměrné rychlosti větru \bar{v}_1 , návrhové rychlosti větru v_1 , výšky stožáru H a poloměru rotoru R , které jsou uvedeny v Tab. 6.1.

Pro navrhovanou větrnou elektrárnu s instalovaným výkonem 6,5 MW byl zvolen poloměr náboje rotoru $r_{\text{naboj}} = 1,75$ m, což odpovídá průměru náboje 3,5 m. Tento rozměr byl inspirován reálným konstrukčním řešením větrné turbíny podobného výkonu – konkrétně modelem Siemens Gamesa SG 6.6-170 [42].

Tab. 6.1: Vypočtené parametry větrné turbíny

Průměrná rychlost větru	\bar{v}_1	$[\text{m} \cdot \text{s}^{-1}]$	8,163
Návrhová rychlost větru	v_1	$[\text{m} \cdot \text{s}^{-1}]$	12,171
Poloměr rotoru	R	$[\text{m}]$	69,89
Průměr rotoru	D	$[\text{m}]$	139,78
Výška stožáru	H	$[\text{m}]$	125,2
Délka lopatky	L	$[\text{m}]$	68,14

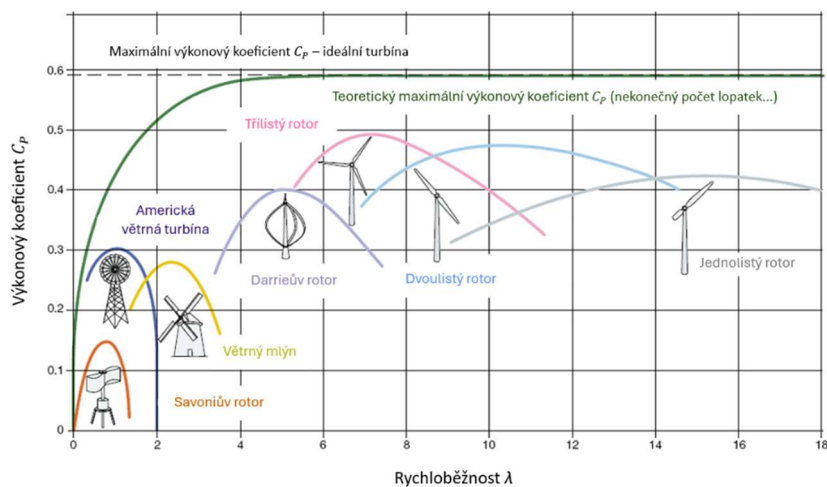
Na Obr. 6.5 je zobrazena skutečná závislost ročního energetického potenciálu E_{rok} na rychlosti větru v_1 . Maximum této funkce určuje rychlost větru s nejvyšším energetickým potenciálem, což odpovídá návrhové rychlosti větru (označené červeným bodem v grafu).



Obr. 6.5: Skutečná závislost ročního energetického potenciálu na rychlosti větru.

6.3 Volba součinitele rychloběžnosti a počtu lopatek

Součinitel rychloběžnosti, označovaný jako λ , je jedním z hlavních parametrů popisujících výkon větrné turbíny. Udává poměr mezi obvodovou rychlostí konce lopatky u_t a neovlivněnou rychlostí větru před turbínou v_1 . Tento parametr ovlivňuje výkonový koeficient turbíny, tedy efektivitu přeměny energie větru na mechanickou práci. Každá turbína má optimální hodnotu λ , při které dosahuje maximální účinnosti. Nízké hodnoty rychloběžnosti v rozmezí přibližně 1 až 3 jsou typické pro rotory s pomalým otáčením a vysokým točivým momentem, což je výhodné například pro větrné mlýny používané k čerpání vody. Střední hodnoty, pohybující se mezi 4 a 10, jsou běžné u elektrárenských větrných turbín, které jsou navrženy tak, aby dosáhly optimálního poměru mezi rychlostí otáčení a zatížením lopatek [3]. Při hodnotách rychloběžnosti vyšších než 10 se turbína otáčí velmi rychle a používá se u speciálních konstrukcí s menším počtem lopatek, avšak takové turbíny vyžadují sofistikované aerodynamické profily a mohou být hlučnější [51]. Závislost výkonového koeficientu C_p na součiniteli rychloběžnosti λ , u jednotlivých typů větrných turbín je představena na Obr. 6.6.



Obr. 6.6: Charakteristiky $C_p - \lambda$ pro různé návrhy lopatek větrných turbín (zdroj: [98], upraveno autorem).

Rychloběžnost zásadně ovlivňuje aerodynamiku rotoru, a tedy i konstrukci lopatek. Vyšší rychloběžnost znamená změnu optimálního úhlu náběhu a tvaru aerodynamického profilu lopatek [52]. Počet lopatek je také přímo závislý na rychloběžnosti – pomaloběžné turbíny mají více lopatek pro dosažení vyššího momentu, zatímco rychloběžné turbíny jich mají méně. Dalším aspektem je velikost převodovky, která se při vyšší rychloběžnosti může zmenšit, což vede k úsporám materiálu a snížení hmotnosti celého systému [17]. Tabulka 6.2 uvádí doporučený počet lopatek větrné turbíny B v závislosti na hodnotě rychloběžnosti λ .

Tab. 6.2: Doporučený počet lopatek B pro různé hodnoty rychloběžnosti λ [3].

Součinitel rychloběžnosti λ [1]	Počet lopatek B [1]
1	8–24
2	6–12
3	3–6
4	3–4
>4	1–3

Třílístý rotor ($B = 3$) volím jako optimální variantu pro navrhovanou VTE, protože dosahuje nejvyšších hodnot výkonového koeficientu C_p a zároveň zajišťuje rovnoměrné zatížení rotoru, čímž snižuje jeho mechanické namáhání a prodlužuje životnost turbíny.

Jak je patrné z Obr. 6.7, rotory se třemi lopatkami dosahují maximálních hodnot výkonového koeficientu C_p při rychloběžnosti $\lambda = 7$. Tuto hodnotu proto volím i v této práci jako návrhovou.

6.4 Výběr profilu lopatky

Výběr správného aerodynamického profilu lopatky větrné turbíny je klíčovým faktorem pro dosažení vysoké účinnosti a stability zařízení. Geometrie lopatky přímo ovlivňuje výkon větrné turbíny a její schopnost efektivně přeměňovat kinetickou energii větru na elektrickou energii [3]. Tento výběr je výsledkem pečlivé optimalizace, která zohledňuje různé aerodynamické a konstrukční požadavky.

Návrh lopatky se liší v závislosti na její části, protože každá část lopatky má jiné nároky na mechanické a aerodynamické vlastnosti. Pata lopatky, která je mechanicky nejvíce namáhána, je navržena tak, aby byla co nejpevnější a schopná odolat vysokým silám působícím na ni. V této oblasti je kladen důraz na pevnostní požadavky, což zahrnuje vyšší tloušťku profilu a odolnost proti únavě materiálu [53]. Na druhou stranu, pata lopatky čelí menším požadavkům na aerodynamickou efektivitu, protože její relativně malá průtočná plocha znamená, že její vliv na celkový energetický výnos turbíny je velmi malý. [54]

Naopak střední část a špice lopatky jsou navrženy s důrazem na aerodynamickou účinnost, přičemž na špici jsou kladeny nejvyšší požadavky na dosažení vysokého poměru vztahu ku odporu, nízkou úroveň hluku a necitlivost na drsnost povrchu lopatky [53]. Tyto parametry jsou pro špici nejdůležitější, protože zde se očekává nejlepší výkon při co nejmenším vlivu nepravidelností povrchu a co nejnižší hlučnosti [54]. Na střední části jsou tyto faktory rovněž důležité, ale na špici hrají roli v nejvyšší míře.

Na lopatkách větrných turbín se drsnost projevuje akumulací nečistot, jako jsou prachové částice nebo hmyz, přičemž tento jev je nejvíce patrný na náběžné hraně. Dříve, když byly aerodynamické profily převzaty z letectví, mělo toto hromadění nečistot výrazný negativní vliv na účinnost turbíny [53]. Čistota povrchu byla klíčová pro optimální výkon a jakákoli kontaminace vedla k podstatnému snížení efektivity, což v některých případech vedlo k poklesu

energetického výnosu až o 40 % [3]. Dnešní technologie a návrhy lopatek reagují na tento problém inovativními přístupy. Moderní profily jsou navrhovány tak, aby minimalizovaly dopady drsnosti na výkon. Součástí této optimalizace je vytvoření specifických aerodynamických vlastností, jako je rychlý přechod do turbulentního proudění v okolí náběžné hrany, což efektivně zmírňuje negativní vlivy nečistot na celkovou účinnost turbíny [3].

V první polovině 20. století se pro návrh lopatek větrných turbín často používaly standardní letecké profily, jako jsou NACA 44xx, NACA 230xx a NACA 63–xx [53]. Označení NACA pochází od amerického úřadu pro letecký výzkum – National Advisory Committee for Aeronautics, který stál za jejich vývojem. Tyto profily, známé a osvědčené v oblasti letecké techniky, byly často využívány pro menší turbíny, kde byly aerodynamické vlastnosti dostatečně efektivní. Pro malé větrné turbíny mohou letecké profily s malou tloušťkou postačovat [53]. Tyto profily jsou vhodné především pro špičky lopatek, kde je potřeba minimalizovat odpor a dosáhnout co největšího vztlaku při relativně nižších provozních výkonech. U větších megawattových turbín však takové profily nestačí. V těchto případech je potřeba zvolit profily s větší tloušťkou, zejména pro patní a střední části lopatek, aby bylo možné zajistit dostatečnou strukturální pevnost a aerodynamickou účinnost při vysokých výkonech [53].

Větší turbíny vyžadují specializované profily, které dokážou efektivně využívat větrnou energii v širokém rozsahu rychlostí větru, a to bez ztráty výkonu nebo stability. Takové profily byly vyvinuty od 90. let 20. století k optimalizaci výkonu a zajištění efektivního chodu i za různých podmínek větrného prostředí. [53]

Příklady těchto specializovaných profilů zahrnují série profilů:

- **S 8xx** (kde „xx“ označuje odpovídající pořadové číslo) – Jedná se o sérii profilů vyvinutých pro větrné turbíny v NREL (National Renewable Energy Laboratory) v USA. Tyto profily (S 819, S 820 a S 821) byly navrženy pro turbíny s průměrnou velikostí lopatek mezi 10 m a 20 m a výkonem od 20 kW do 150 kW [53]. Například profil S 819 s relativní tloušťkou 21 % délky tělvy je určen pro přibližně 75 % rozpětí lopatky. Pro větší turbíny byly vyvinuty nové profily S 831 a S 830, s relativní tloušťkou 18 % a 21 % [55].
- **DU yy–W–xxx** (kde „yy“ určuje rok návrhu profilu, „W“ znamená aplikaci pro větrnou energetiku a „xxx“ udává desetkrát maximální tloušťku profilu vyjádřenou v procentech délky tělvy) – Rodina profilů DU byla navržena na Technické univerzitě Delft (DUT) v Nizozemsku. Profily mají tloušťku od 15 % do 40 % délky tělvy, přičemž každý typ je navržen pro jinou část lopatky (pata, střed nebo špice) [53]. Například profil DU 93–W–210 má relativní tloušťku 21 % a je určen spíše pro špici lopatky. Jsou typické tím, že mají menší tloušťku horní plochy, což snižuje jejich citlivost na drsnost, a větší zatížení na zadní části profilu [55]. Byly úspěšně použity na více než deseti typech větrných turbín, jejichž průměr lopatek se pohyboval od 29 m do 100 m a výkon dosahoval rozmezí od 350 kW do 3,5 MW [53]. Tyto profily byly například využity v návrhovém modelu větrné elektrárny NREL 5 MW, který slouží jako referenční turbína pro simulace a výpočty v oblasti větrné energetiky [56].
- **Risø–A1–xxx** (kde „xxx“ udává maximální tloušťku profilu vyjádřenou v procentech délky tělvy) – Rodina těchto profilů byla vyvinuta v Risø National Laboratory v Dánsku. Zahrnuje tři profily: Risø–A1–18, Risø–A1–21 a Risø–A1–24. Profily byly navrženy pomocí pokročilých nástrojů založených na metodě

CFD a testovány v tunelu VELUX při Reynoldsově čísle $1,6 \cdot 10^6$ [53]. Jsou určeny pro větrné turbíny s výkonem 600 kW nebo vyšším. Kromě rodiny Risø–A1 byly ve stejné laboratoři vyvinuty i profily Risø–P a Risø–B1. Profily Risø–P jsou určeny pro větrné turbíny s regulací úhlu listu a s cílem snížit citlivost na drsnost, zatímco profily Risø–B1 jsou určeny pro větrné turbíny s proměnnou rychlostí a regulací úhlu listu [57].

- **FFA–WI–xxx** (kde „W“ znamená aplikaci pro větrnou energetiku a „xxx“ udává desetkrát maximální tloušťku profilu vyjádřenou v procentech tětivy) – Tyto profily byly vyvinuty výzkumným institutem FOI (Aeronautical Research Institute of Sweden) ve Švédsku [53]. Testy v aerodynamických tunelech L2000 a VELUX ukázaly, že profily řady FFA mají větší relativní tloušťku a lepší vlastnosti při vysokém vztlaku ve srovnání s profily NACA. Příklady profilů: FFA–W3–211 (relativní tloušťka 21,1 % délky tětivy), FFA–W3–241 a FFA–W3–301 [55]. Tyto profily byly využity v návrhovém modelu větrné elektrárny DTU 10 MW, která slouží jako referenční turbína pro výpočty a simulace v oblasti větrné energetiky [58].
- **NPU–WA–xxx** (kde „WA“ znamená aplikaci pro větrnou energetiku a „xxx“ udává desetkrát maximální tloušťku profilu vyjádřenou v procentech tětivy) – Profily byly vyvinuty na Northwestern Polytechnical University (NPU) v Číně v rámci programu 863 od roku 2007 a jsou určeny pro velké větrné turbíny. Tyto profily byly navrženy s cílem zvýšit aerodynamickou účinnost při vysokých Reynoldsových číslech, snížit hmotnost lopatek a optimalizovat zatížení. Série zahrnuje sedm variant s relativní tloušťkou od 15 % do 40 % délky tětivy, přičemž hlavní profily mají vysoký součinitel vztlaku a nízkou citlivost na drsnost náběžné hrany [53]. Návrh kombinoval inverzní metody, numerickou optimalizaci a přímé úpravy, přičemž výsledné profily vykazují vyšší součinitel vztlaku a příznivější charakteristiky při odtržení oproti dřívějším profilům [55].
- **FX 77–W** – Profil vyvinut v Německu [53].
- **CQU–DTU** – Profily vyvinuty Chongqingskou univerzitou (Chongqing University) v Číně a Dánskou technickou univerzitou (Technical University of Denmark) [53].
- **ECN** – Profily vyvinuty Energetickým centrem Nizozemska (Energy Centre of the Netherlands) [53].
- **Alstom** – Profily vyvinuty ve Španělsku [53].

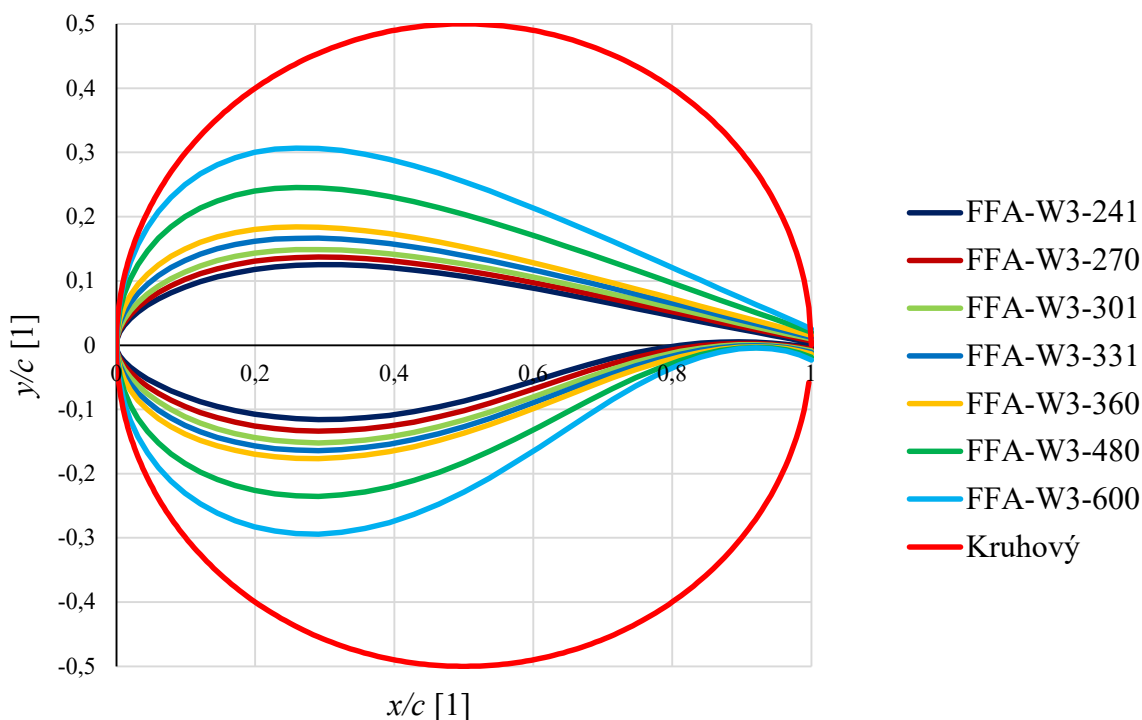
Výrobci větrných turbín si pečlivě střeží aerodynamické profily svých lopatek, protože jejich optimalizace pro konkrétní technologii představuje klíčovou konkurenční výhodu. Společnosti jako Vestas, Siemens Gamesa nebo GE mají vlastní výzkumné týmy, které vyvíjejí specializované profily s důrazem na maximální účinnost a odolnost v provozních podmínkách. Z tohoto důvodu nejsou všechny používané profily veřejně dostupné a vedle známých profilů,

kteřé jsou výše uvedeny, existuje řada dalších, které jsou vyvíjeny přímo pro konkrétní výrobce a jejich turbíny.

S ohledem na omezenou dostupnost aerodynamických dat k profilům používaným v moderních komerčních větrných turbínách bylo nezbytné zvolit takové profily, u kterých je možné získat dostatečné množství ověřených aerodynamických dat, která budou třeba pro výpočet. Proto jsem se rozhodl využít profily řady FFA-W3-xxx, které byly aplikovány při návrhu referenční větrné elektrárny DTU 10 MW. Pro tyto profily je dostupná relevantní dokumentace a jejich aerodynamická data lze dohledat jak ve studii [58], tak v programu Ashes (Blazing fast wind turbine analysis), který slouží k simulaci větrných turbín a obsahuje kompletní datovou sadu této řady.

Zároveň tyto profily byly využity i v odborné publikaci [59], která popisuje postup návrhu lopatek a volbu vhodných profilů pro různé části rotoru. Na základě těchto zdrojů bylo možné získat potřebné informace o součinitelích vzlaku, odporu i momentu, a tím zajistit relevantní vstupní data pro další návrhové kroky.

Profily řady FFA-W3-xxx jsou navrženy speciálně pro vícemegawattové větrné turbíny a vykazují výborné aerodynamické vlastnosti i při vyšší relativní tloušťce, což je výhodné zejména pro strukturálně zatížené části lopatky. Na Obr. 6.7 jsou představeny tvary vybraných profilů této řady.



Obr. 6.7: Vyobrazení tvarů profilů FFA-W3-241, FFA-W3-270, FFA-W3-301, FFA-W3-331, FFA-W3-360 a kruhového profilu (zdroj dat: [99], [58] a program Ashes).

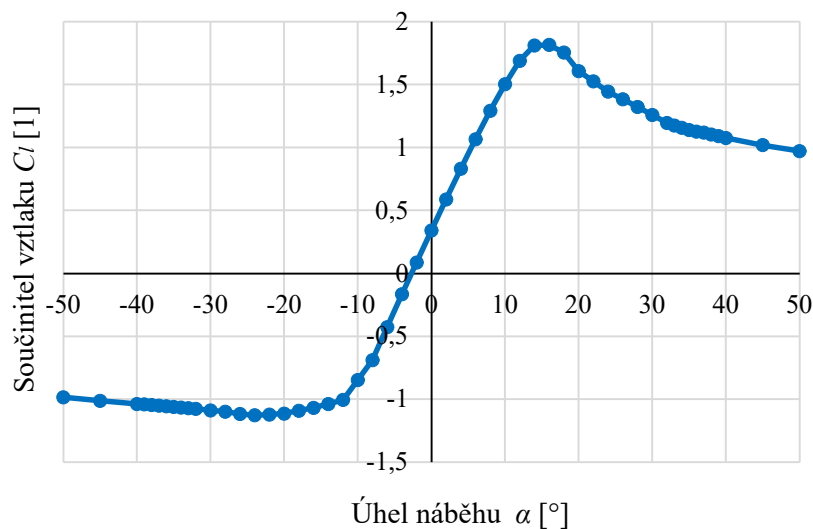
Celkem bylo použito pět různých profilů této řady, jejichž rozložení odpovídá požadavkům na pevnost a aerodynamickou výkonnost v různých částech lopatky. Na samotnou patu lopatky byl zvolen profil FFA-W3-360, následovaný FFA-W3-331, FFA-W3-301 a FFA-W3-270 ve střední části lopatky. Pro špičku lopatky byl použit profil FFA-W3-241, který se vyznačuje relativní tloušťkou 24,1 % vzhledem k délce těţivy.

Kromě těchto profilů byl na samém začátku (u kořene lopatky) aplikován kruhový profil, který slouží k mechanickému napojení na náboj rotoru. Přestože tento profil negeneruje vztlak ($C_l = 0$), jeho vliv na celkový výkon je zanedbatelný vzhledem k velmi malé průtočné ploše v této části lopatky [3].

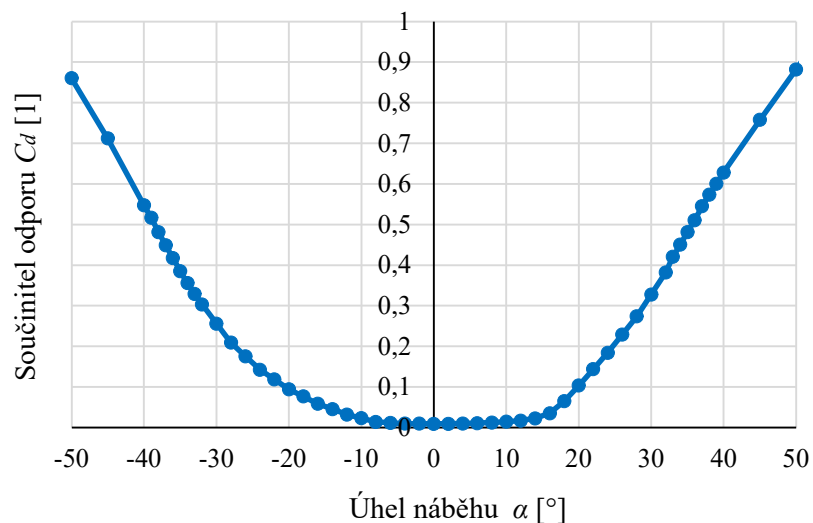
Aerodynamická data pro jednotlivé profily byla převzata ze studie [58]. Tato data byla získána pomocí simulací v softwaru EllipSys2D s nastavením volného přechodu laminárního proudění a intenzitou turbulence $TI = 0.1$. Dále byla tato data korigována na trojrozměrný charakter proudění.

Konkrétní hodnoty Reynoldsova čísla použité při simulacích jsou následující: $Re = 12 \cdot 10^6$ [1] pro profily FFA-W3-241, FFA-W3-270 a FFA-W3-301 a $Re = 10 \cdot 10^6$ [1] pro profily FFA-W3-331 a FFA-W3-360.

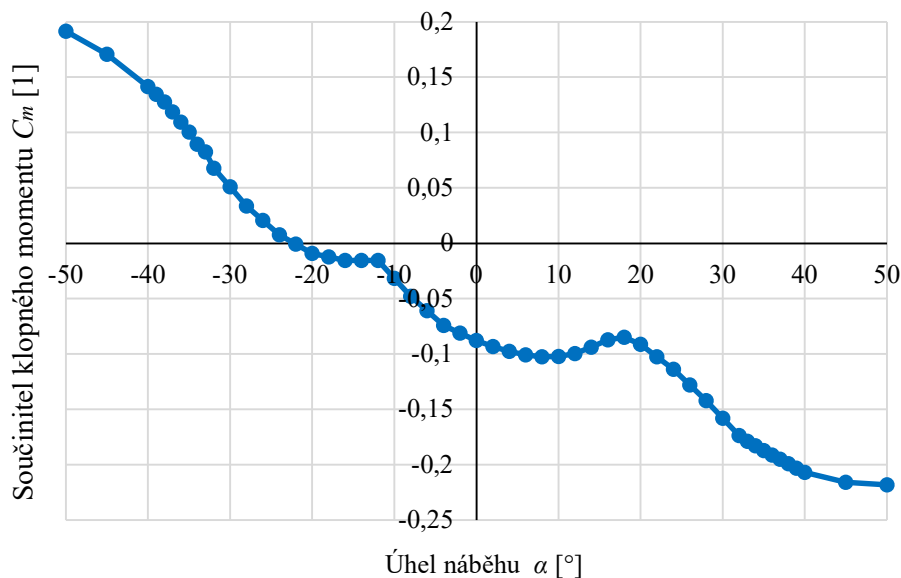
Níže jsou zobrazeny charakteristické polární křivky aerodynamického profilu FFA-W3-241, které zachycují jeho chování v rozsahu úhlů náběhu od -50° do $+50^\circ$, a to při Reynoldsově číslu $Re = 12 \cdot 10^6$.



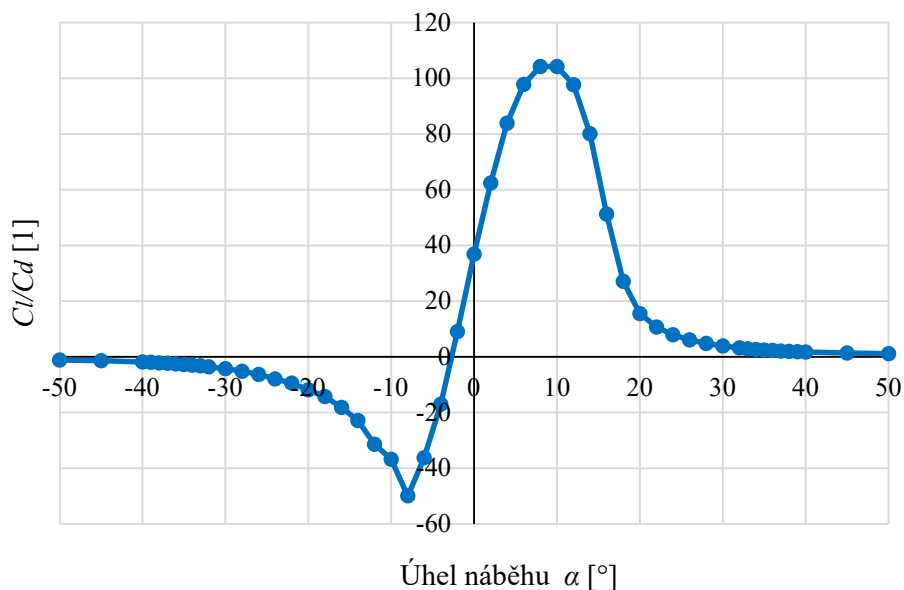
Obr. 6.8: Polární křivka znázorňující průběh součinitele vztlaku C_l profilu FFA-W3-241 (zdroj dat:[58]).



Obr. 6.9: Polární křivka znázorňující průběh součinitele odporu C_d profilu FFA-W3-241 (zdroj dat:[58]).



Obr. 6.10: Polární křivka znázorňující průběh klopného momentu C_m profilu FFA-W3-241 (zdroj dat:[58]).



Obr. 6.11: Polární křivka znázorňující průběh klouzavého poměru C_l/C_d profilu FFA-W3-241 (zdroj dat:[58]).

Právě křivka klouzavého poměru C_l/C_d zobrazená na Obr. 6.11 je zásadní pro stanovení optimálního úhlu náběhu, tedy bodu, ve kterém profil dosahuje nejvyššího poměru vztlaku vůči odporu. Tento úhel se nazývá klouzavý úhel a představuje ideální pracovní režim profilu [3]. Hodnoty součinitelů vztlaku $C_{l,i,design}$ a odporu $C_{d,i,design}$ odpovídající tomuto úhlu $\alpha_{i,design}$ pak slouží jako návrhové parametry, které se použijí při výpočtech aerodynamických parametrů lopatky. Tento postup byl uplatněn pro každý z výše uvedených profilů.

6.5 Výpočet

Výpočet byl proveden na základě postupu odvozeného v kapitole 5.1.3, konkrétně pomocí metody BEM. Lopatka byla pro potřeby výpočtu rozdělena na 20 elementů ($N = 20$). Toto rozdělení je nutné pro zajištění dostatečné přesnosti, jelikož se výpočty provádějí na střed každého elementu, kde se uvažují lokální geometrické a provozní parametry. Každý element je v obecné podobě označován indexem i a pro každý z nich jsou iterativně dopočítávány všechny klíčové veličiny (např. relativní rychlost proudění, úhel náběhu, součinitele vztlaku a odporu atd.).

Výpočet byl proveden v programu Microsoft Excel. Níže je uveden konkrétní příklad výpočtu pro 10. element lopatky $i = 10$. V tomto bodě byl použit aerodynamický profil FFA-W3-301, pro který byly zvoleny charakteristické hodnoty získané z polárních křivek odpovídajících Reynoldsovu číslu $Re = 12 \cdot 10^6$ [1].

Pro tento profil byly při daném úhlu náběhu $\alpha_{10,\text{design}} = 8^\circ$ stanoveny následující hodnoty: $C_{l,10,\text{design}} = 1,2874$ [1] a $C_{d,10,\text{design}} = 0,0152$ [1].

Obdobným způsobem byly následně vypočteny i všechny ostatní elementy lopatky.

6.5.1 Geometrie lopatky

Poloha elementu lopatky r_{10} :

$$r_i = r_{\text{naboj}} + \frac{R - r_{\text{naboj}}}{N} \cdot i - \frac{R - r_{\text{naboj}}}{N} \cdot \frac{1}{2} \quad [\text{m}] \quad (6.11)$$

$$r_{10} = 1,75 + \frac{69,89 - 1,75}{20} \cdot 10 - \frac{69,89 - 1,75}{20} \cdot \frac{1}{2} = 34,117 \quad [\text{m}]$$

Lokální součinitel rychloběžnosti $\lambda_{r,10}$:

$$\lambda_{r,i} = \lambda \cdot \left(\frac{r_i}{R}\right) \quad [1] \quad (6.12)$$

$$\lambda_{r,10} = 7 \cdot \left(\frac{34,117}{69,89}\right) = 3,417 \quad [1]$$

Úhel relativní rychlosti větru φ_{10} :

$$\varphi_i = \frac{2}{3} \cdot \tan^{-1} \left(\frac{1}{\lambda_{r,i}}\right) \quad [^\circ] \quad (6.13)$$

$$\varphi_{10} = \frac{2}{3} \cdot \tan^{-1} \left(\frac{1}{3,417}\right) = 10,875 \quad [^\circ]$$

Délka tětiny profilu c_{10} :

$$c_i = \frac{8 \cdot \pi \cdot r_i}{B \cdot C_{l,i,\text{design}}} \cdot (1 - \cos(\varphi_i)) \quad [\text{m}] \quad (6.14)$$

$$c_{10} = \frac{8 \cdot \pi \cdot 34,117}{3 \cdot 1,2874} \cdot (1 - \cos(10,875)) = 3,987 \text{ [m]}$$

Úhel odklonu elementu od roviny rotace $\theta_{P,10}$:

$$\begin{aligned} \theta_{P,i} &= \varphi_i - \alpha_{i,\text{design}} \text{ [}^\circ\text{]} \\ \theta_{P,10} &= 10,875 - 8 = 2,875 \text{ [}^\circ\text{]} \end{aligned} \quad (6.15)$$

Úhel sklonu na špičce lopatky $\theta_{P,0,10}$ vypočítáme dosazením $\lambda_{r,i} = \lambda$ do rovnice (6.12) a následně do (6.14):

$$\begin{aligned} \varphi_0 &= \frac{2}{3} \cdot \tan^{-1}\left(\frac{1}{7}\right) = 5,420 \text{ [}^\circ\text{]} \\ \theta_{P,0,10} &= 5,420 - 8 = -2,580 \text{ [}^\circ\text{]} \end{aligned} \quad (6.16)$$

Úhel zkroucení elementu lopatky $\theta_{T,10}$:

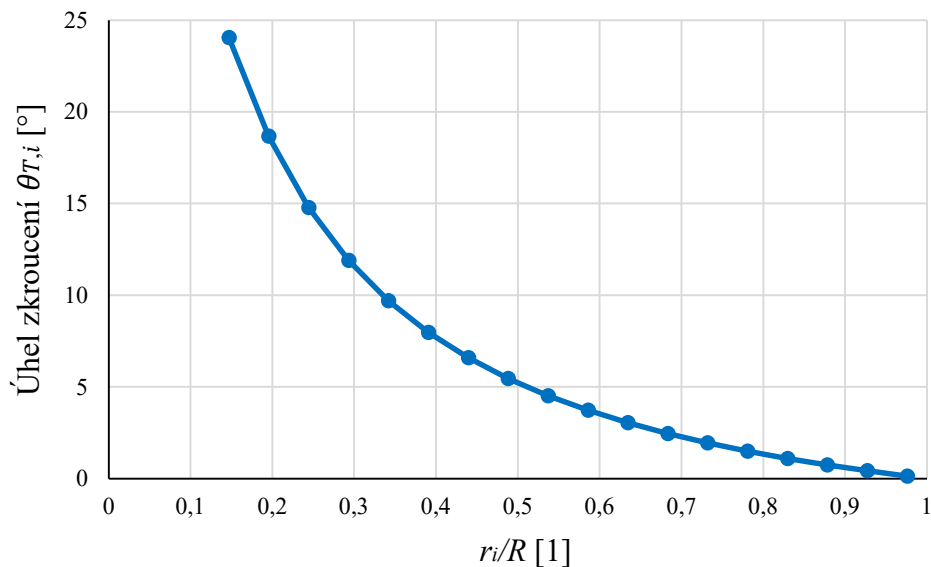
$$\begin{aligned} \theta_{T,i} &= \theta_{P,i} - \theta_{P,0,i} \text{ [}^\circ\text{]} \\ \theta_{T,10} &= 2,875 - (-2,580) = 5,455 \text{ [}^\circ\text{]} \end{aligned} \quad (6.17)$$

Výsledné geometrické parametry lopatky, které byly získány na základě provedených výpočtů, jsou uvedeny v následující Tab. 6.3 a na Obr. 6.12 je zachycen průběh úhlu zkroucení $\theta_{T,i}$ po délce lopatky.

Tab. 6.3: Vypočtené geometrické parametry lopatky.

i	Profil lopatky	r_i [m]	r_i/R [1]	$\lambda_{r,i}$ [1]	φ_i [°]	c_i [m]	$\theta_{P,i}$ [°]	$\theta_{T,i}$ [°]
1	Kruhový	3,453	0,049	0,35	x	x	x	x
2	Kruhový	6,860	0,098	0,69	x	x	x	x
3	FFA-W3-360	10,267	0,147	1,03	29,466	6,845	21,466	24,046
4	FFA-W3-360	13,674	0,196	1,37	24,090	6,138	16,090	18,670
5	FFA-W3-360	17,081	0,244	1,71	20,204	5,42	12,204	14,784
6	FFA-W3-331	20,488	0,293	2,05	17,320	5,344	9,320	11,900
7	FFA-W3-331	23,895	0,342	2,39	15,118	4,757	7,118	9,698
8	FFA-W3-331	27,302	0,390	2,73	13,391	4,270	5,391	7,971
9	FFA-W3-301	30,709	0,439	3,08	12,007	4,372	4,007	6,587
10	FFA-W3-301	34,116	0,488	3,42	10,874	3,987	2,875	5,455
11	FFA-W3-301	37,523	0,537	3,76	9,932	3,660	1,933	4,513
12	FFA-W3-270	40,930	0,586	4,10	9,135	3,376	1,139	3,719
13	FFA-W3-270	44,337	0,634	4,44	8,452	3,135	0,460	3,040

i	Profil lopatky	r_i [m]	r_i/R [1]	$\lambda_{r,i}$ [1]	φ_i [°]	c_i [m]	$\theta_{P,i}$ [°]	$\theta_{T,i}$ [°]
14	FFA–W3–270	47,744	0,683	4,78	7,856	2,925	–0,126	2,454
15	FFA–W3–241	51,151	0,732	5,12	7,322	2,531	–1,164	1,943
16	FFA–W3–241	54,558	0,781	5,46	6,828	2,380	–2,086	1,494
17	FFA–W3–241	57,965	0,829	5,81	6,335	2,246	–2,485	1,095
18	FFA–W3–241	61,372	0,878	6,15	5,771	2,126	–2,840	0,740
19	FFA–W3–241	64,779	0,927	6,49	4,913	2,018	–3,159	0,421
20	FFA–W3–241	68,186	0,976	6,83	4,051	1,920	–3,446	0,134



Obr. 6.12: Průběh úhlu zkroucení $\theta_{T,i}$ po délce lopatky.

6.5.2 Celkový výkonový koeficient

V této kapitole bude uveden příklad iteračního výpočtu také pro 10. element lopatky $i = 10$, v první iteraci $j = 1$.

Úhel relativní rychlosti větru $\varphi_{10,1}$:

$$\varphi_{i,j} = \frac{2}{3} \cdot \tan^{-1} \left(\frac{1}{\lambda_{r,i}} \right) \quad [^\circ] \quad (6.18)$$

$$\varphi_{10,1} = \frac{2}{3} \cdot \tan^{-1} \left(\frac{1}{3,417} \right) = 10,875 \quad [^\circ]$$

Lokální hustota lopatkové mříže σ'_{10} :

$$\sigma'_i = \frac{B \cdot c_i}{2 \cdot \pi \cdot r_i} \quad [1] \quad (6.19)$$

$$\sigma'_{10} = \frac{3 \cdot 3,987}{2 \cdot \pi \cdot 34,117} = 0,056 \quad [1]$$

Axiální indukční součinitel $a_{10,1}$:

$$a_{i,j} = \frac{1}{1 + \frac{4 \cdot \sin^2(\varphi_{i,j})}{\sigma'_i \cdot C_{l,i,j} \cdot \cos(\varphi_{i,j})}} \quad [1] \quad (6.20)$$

$$a_{10,1} = \frac{1}{1 + \frac{4 \cdot \sin^2(10,875)}{0,056 \cdot 1,2874 \cdot \cos(10,875)}} = 0,33131 \quad [1]$$

Obvodový indukční součinitel $a'_{10,1}$:

$$a'_{i,1} = \frac{1 - 3 \cdot a_{i,1}}{4 \cdot a_{i,1} - 1} \quad [1] \quad (6.21)$$

$$a'_{10,1} = \frac{1 - 3 \cdot 0,3313}{4 \cdot 0,3313 - 1} = 0,0186 \quad [1]$$

Korekční faktor pro ztrátu na špičce lopatky $F_{10,1}$:

$$F_{i,j} = \left(\frac{2}{\pi}\right) \cdot \cos^{-1} \left[\exp \left(- \frac{\left(\frac{B}{2}\right) \cdot \left[1 - \left(\frac{r_i}{R}\right)\right]}{\left(\frac{r_i}{R}\right) \cdot \sin(\varphi_{i,j})} \right) \right] \quad [1] \quad (6.22)$$

$$F_{10,1} = \left(\frac{2}{\pi}\right) \cdot \cos^{-1} \left[\exp \left(- \frac{\left(\frac{3}{2}\right) \cdot \left[1 - \left(\frac{34,117}{69,89}\right)\right]}{\left(\frac{34,117}{69,89}\right) \cdot \sin(10,875)} \right) \right] = 0,99985 \quad [1]$$

Aktuální úhel náběhu $\alpha_{10,1}$:

$$\alpha_{i,j} = \varphi_{i,j} - \theta_{P,i} \quad [^\circ] \quad (6.23)$$

$$\alpha_{10,1} = 10,875 - 2,875 = 8 \quad [^\circ]$$

Lokální tahový koeficient $C_{T_r,10,1}$:

$$C_{T_r,i,j} = \frac{\sigma'_i \cdot (1 - a_{i,j})^2 \cdot (C_{l,i,j} \cdot \cos(\varphi_{i,j}) + C_{d,i,j} \cdot \sin(\varphi_{i,j}))}{\sin^2(\varphi_{i,j})} \quad [1] \quad (6.24)$$

$$C_{T_r,10,1} = \frac{0,056 \cdot (1 - 0,3313)^2 \cdot (1,2874 \cdot \cos(10,875) + 0,0152 \cdot \sin(10,875))}{\sin^2(10,875)} \quad [1]$$

$$C_{T_r,10,1} = 0,88819 \quad [1]$$

Protože je splněna podmínka $C_{T,r,i,j} < 0,96$, pak pro axiální indukční součinitel $a_{10,2}$ pro iteraci $j = 2$ platí:

$$a_{i,j+1} = \frac{1}{1 + \frac{4 \cdot F_{i,j} \cdot \sin^2(\varphi_{i,j})}{\sigma'_i \cdot C_{l,i,j} \cdot \cos(\varphi_{i,j})}} \quad [1] \quad (6.25)$$

$$a_{10,2} = \frac{1}{1 + \frac{4 \cdot 0,99985 \cdot \sin^2(10,875)}{0,056 \cdot 1,2874 \cdot \cos(10,875)}} = 0,33135 \quad [1]$$

Obvodový indukční součinitel $a'_{10,2}$:

$$a'_{i,j+1} = \frac{1}{\frac{4 \cdot F_{l,j} \cdot \cos(\varphi_{i,j})}{\sigma'_i \cdot C_{l,i,j}} - 1} \quad [1] \quad (6.26)$$

$$a'_{10,2} = \frac{1}{\frac{4 \cdot 0,99985 \cdot \cos(10,875)}{0,056 \cdot 1,2874} - 1} = 0,01863 \quad [1]$$

Následně bude provedena následující iterace začínající výpočtem úhlu relativní rychlosti větru $\varphi_{10,2}$:

$$\tan(\varphi_{i,j}) = \frac{1 - a_{i,j}}{\lambda_{r,i} \cdot (1 + a'_{i,j})} \quad [^\circ] \quad (6.27)$$

$$\varphi_{10,2} = \tan^{-1} \left(\frac{1 - 0,33135}{3,417 \cdot (1 + 0,01863)} \right) = 10,8743 \quad [^\circ]$$

Jakmile se rozdíl mezi hodnotami indukčních faktorů ve dvou po sobě jdoucích iteracích ($a_{i,j}$, $a_{i,j+1}$ a $a'_{i,j}$, $a'_{i,j+1}$) dostane pod hranici $1 \cdot 10^{-6}$, lze přistoupit k výpočtu celkového koeficientu výkonu C_p .

Zvolený limit $1 \cdot 10^{-6}$ představuje kompromis mezi požadovanou přesností výsledku a výpočetní náročností (výpočet proveden v programu Microsoft Excel) [3]. Tato hodnota byla zvolena tak, aby zajistila dostatečně přesné stanovení výkonového koeficientu bez zbytečně dlouhého trvání iteračního procesu, které by mělo jen minimální dopad na konečný výsledek.

Celkový koeficient výkonu C_P se stanoví jako součet příspěvků od jednotlivých elementů lopatky dle vzorce:

$$C_P = \frac{8}{\lambda \cdot N} \cdot \sum_{i=k}^N F_{i,j} \cdot \sin^2(\varphi_{i,j}) \cdot (\cos(\varphi_{i,j}) - \lambda_{r,i} \cdot \sin(\varphi_{i,j})) \cdot (\sin(\varphi_{i,j}) + \lambda_{r,i} \cdot \cos(\varphi_{i,j})) \cdot \left[1 - \left(\frac{C_{d,i,j}}{C_{l,i,j}} \right) \cdot \cot(\varphi_{i,j}) \right] \cdot \lambda_{r,i}^2 \quad [1] \quad (6.28)$$

kde k představuje index prvního elementu lopatky, který obsahuje skutečný aerodynamický profil lopatky.

Pokud tato podmínka splněna není (limit $1 \cdot 10^{-6}$), iterace pokračuje znovu od rovnice (6.21), přičemž se do výpočtu dosadí hodnota úhlu $\varphi_{10,2}$.

Pro 10. element lopatky bylo provedeno celkem 6 iterací. Výsledky odpovídajících axiálních $a_{10,j}$ a úhlových $a'_{10,j}$ indukčních součinitelů v jednotlivých iteracích jsou uvedeny v tabulce 6.4.

Tab. 6.4: Výsledky jednotlivých iterací axiálního a úhlového indukčního faktoru 10. elementu lopatky.

j	$a_{10,j}$	$a'_{10,j}$	$ \Delta a_{10} $	$ \Delta a'_{10} $
1	0,3313137	0,0186273	x	x
2	0,3313475	0,0186302	3,37E-05	2,89E-06
3	0,3313597	0,0186293	1,22E-05	9,81E-07
4	0,3313637	0,0186290	3,94E-06	3,18E-07
5	0,3313649	0,0186289	1,28E-06	1,03E-07
6	0,3313654	0,0186288	4,14E-07	3,33E-08

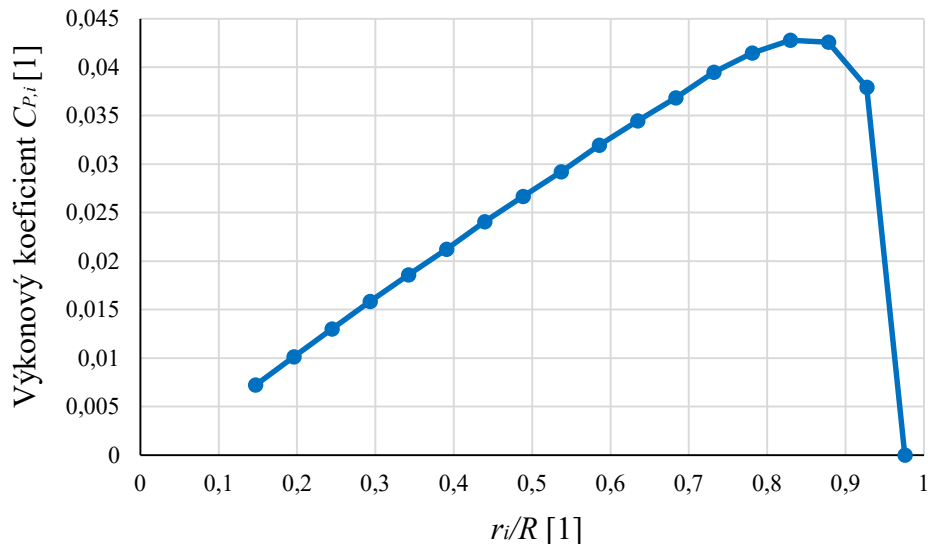
U daného elementu byl tedy výkonový koeficient určen na základě výsledků šesté iterace ($j = 6$). Po následném součtu dílčích výkonových koeficientů všech zapojených elementů lopatky, které přispívají k celkovému výkonu, byla vypočítána výsledná hodnota celkového výkonového koeficientu:

$$C_P = 0,4732 \quad [1]$$

Výsledný výkonový koeficient C_P se velmi přiblížil původně odhadované hodnotě $C_{P,\text{design}} = 0,47$ [1], což potvrzuje správnost výpočtu. Odchylka je minimální, a proto není nutné výpočet opakovat. Na Obr. 6.13 můžeme vidět rozložení výkonových koeficientů po délce lopatky.

Při výpočtech součinitele výkonu C_P nebyl zohledněn poslední element lopatky v rozsahu přibližně 5 % její délky, tedy oblast od 95 % poloměru ke špičce lopatky. V této části dochází vlivem koncových vírů k výraznému zakřivení proudění, čímž se snižuje účinnost přenosu hybnosti z větru na lopatku. Axiální indukční součinitelé zde často numericky vycházejí blízko hodnotě 1, což by znamenalo úplné zastavení proudění za rotorem, takový stav je však fyzikálně nemožný a v reálu nenastává. Proudění v blízkosti špičky lopatky je navíc silně ovlivněno trojrozměrnými jevy, jako je obtékání konce lopatky směrem z tlakové na sací

stranu (tzv. tip leakage flow), které klasický BEM model nezachycuje [7]. Přínos této části lopatky k celkovému koeficientu výkonu je minimální, a proto nebyl pro poslední element počítán žádný přídavek k C_p . Takový postup je běžně uplatňován i v praxi, kde se oblast špičky z výpočtů záměrně vynechává kvůli vysoké nejistotě výsledků a zanedbatelnému vlivu na výkon turbíny [3].



Obr. 6.13: Rozložení příspěvků jednotlivých elementů k celkovému výkonovému koeficientu C_p po délce lopatky.

Z výše uvedeného grafu tedy vyplývá, že pro celkový výkonový koeficient turbíny C_p platí:

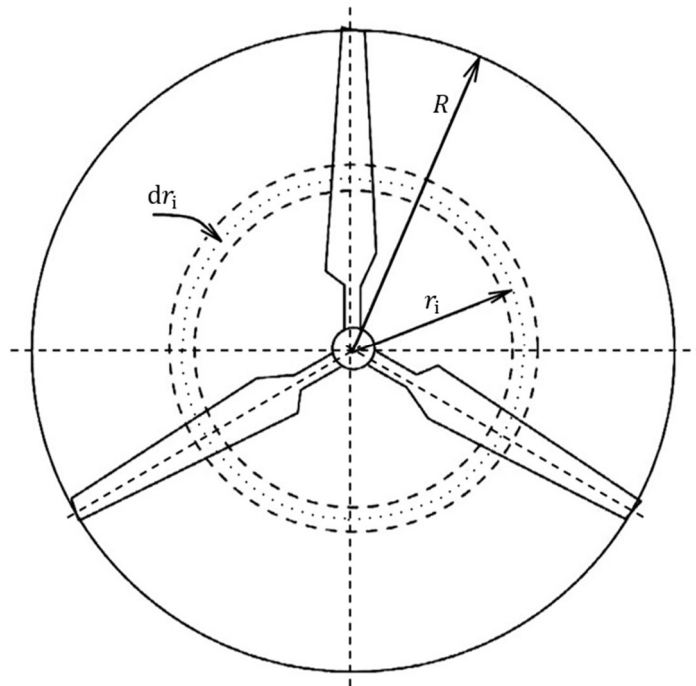
$$C_p = \sum_{i=1}^N C_{p,i} \quad [1] \quad (6.29)$$

V této části práce byl nejprve vypočten celkový výkonový koeficient C_p větrné turbíny, který vyjadřuje účinnost celkové přeměny větrné energie na mechanický výkon turbínou. Tento součinitel je získán integrací příspěvků jednotlivých elementů lopatky k celkovému výkonu turbíny. Výsledný C_p je hodnotou, která zohledňuje všechny faktory ovlivňující efektivitu turbíny, jako jsou aerodynamické ztráty a geometrie lopatek.

6.5.3 Lokální výkonové koeficienty lopatky větrné turbíny

Následující část výpočtu je zaměřena na výpočet lokálních výkonových koeficientů $C_{p,lok,i}$ pro jednotlivé elementární mezikruží lopatek rotoru. Lokální $C_{p,lok,i}$ hodnoty popisují účinnost přeměny větrné energie na mechanickou práci pro každý elementární prstenec lopatek dr_i (viz Obr. 6.14). Tyto hodnoty umožňují detailnější analýzu efektivy jednotlivých částí lopatky a jsou nezbytné pro optimalizaci návrhu turbíny, jelikož ukazují, jak rovnoměrně nebo nerovnoměrně turbína přeměňuje energii v různých částech [3].

Výpočet lokálního výkonového koeficientu je založen na porovnání výkonu odebraného daným elementem lopatky dP s výkonem, který je v daném mezikruží teoreticky obsažen ve větru dP_{wind} [3]. Tento postup umožňuje identifikovat části, které mohou potřebovat úpravy pro dosažení optimální účinnosti přeměny energie.



Obr. 6.14: Schéma rotoru větrné elektrárny se znázorněním prstencového elementu dr_i lopatek pro výpočet lokálního výkonového koeficientu ([7], upraveno autorem).

Nejprve je nezbytné určit relativní rychlost proudění vzduchu na každém z lopatkových elementů w_i . Tato rychlost, která zpravidla výrazně převyšuje rychlost volného proudění vzduchu v_1 , je ovlivněna jak rychlostí větru v okolí turbíny, tak úhlovou rychlostí rotoru ω a poloměrem příslušného elementu r_i [3].

Výpočet relativní rychlosti proudění větru w_{10} :

$$w_i = \sqrt{\left(v_1 \cdot (1 - a_{i,j})\right)^2 + \left(\omega \cdot r_i \cdot (1 + a'_{i,j})\right)^2} \quad \left[\frac{\text{m}}{\text{s}}\right]$$

$$w_{10} = \sqrt{\left(12,171 \cdot (1 - 0,331)\right)^2 + \left(1,219 \cdot 34,12 \cdot (1 + 0,0186)\right)^2} \quad (6.30)$$

$$= 43,139 \quad \left[\frac{\text{m}}{\text{s}}\right]$$

Kde ω je úhlová rychlost lopatky a lze ji vypočítat dle vztahu:

$$\omega = \frac{\lambda \cdot v_1}{R} \quad \left[\frac{\text{rad}}{\text{s}}\right]$$

$$\omega = \frac{7 \cdot 12,171}{69,89} = 1,219 \quad \left[\frac{\text{rad}}{\text{s}}\right] \quad (6.31)$$

Relativní vítr působící na profil lopatky vytváří dvě hlavní aerodynamické síly: vztlakovou sílu dF_L , která působí kolmo na směr relativního větru, a odporovou sílu dF_D , která působí ve směru relativního větru.

Výpočet vztlakové síly $dF_{L,10}$ působící na element lopatky:

$$dF_{L,i} = C_{l,i,j} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot w_i^2 \cdot c_i \cdot \Delta r_i \quad [\text{N}] \quad (6.32)$$

$$dF_{L,10} = 1,2873 \cdot \frac{1}{2} \cdot 1,136 \cdot 43,139^2 \cdot 3,987 \cdot 3,407 = 18\,482,97 \quad [\text{N}]$$

A odporové síly $dF_{D,10}$ působící na element lopatky:

$$dF_{D,i} = C_{d,i,j} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot w_i^2 \cdot c_i \cdot \Delta r_i \quad [\text{N}] \quad (6.33)$$

$$dF_{D,10} = 0,0152 \cdot \frac{1}{2} \cdot 1,136 \cdot 43,139^2 \cdot 3,987 \cdot 3,407 = 218,23 \quad [\text{N}]$$

Pro výpočet momentu a výkonu turbíny je však nutné znát tangenciální složku těchto sil, tedy složku ve směru otáčení rotoru.

Tangenciální (tečná) síla působící na element lopatky $dF_{T,10}$, která přispívá k točivému momentu na hřídeli, se určí jako:

$$dF_{T,i} = dF_{L,i} \cdot \sin(\varphi_{i,j}) - dF_{D,i} \cdot \cos(\varphi_{i,j}) \quad [\text{N}] \quad (6.34)$$

$$dF_{T,10} = 18\,482,97 \cdot \sin(10,874) - 218,23 \cdot \cos(10,874) = 3272,5 \quad [\text{N}]$$

Moment od každého elementu dQ_i je vypočítán na základě síly, která na něj působí, a jeho vzdálenosti od osy rotace. Výpočet momentu se provádí integrací momentů od jednotlivých elementů lopatky, které se následně sečtou pro celkový moment.

Pro každý element lopatky je moment dQ_i definován jako součin počtu lopatek turbíny B , tangenciální (tečné) složky síly $dF_{T,i}$ a vzdálenosti elementu r_i od osy rotace:

$$dQ_i = B \cdot dF_{T,i} \cdot r_i \quad [\text{N} \cdot \text{m}] \quad (6.35)$$

$$dQ_{10} = 3 \cdot 3272,5 \cdot 34,12 = 334\,938,01 \quad [\text{N} \cdot \text{m}]$$

Pak výpočet příspěvku na výkon dP_i každého elementu lopatky je dán vztahem:

$$dP_i = \omega \cdot dQ_i \quad [\text{W}] \quad (6.36)$$

$$dP_{10} = 1,219 \cdot 334\,938,01 = 408\,304,06 \quad [\text{W}]$$

Výkon odebraný z větru v mezikruží elementu lopatky (segmentu vzduchu) mezi dvěma kruhy (prstenci) na rotoru větrné turbíny $dP_{\text{wind},i}$ je spočítán jako:

$$dP_{\text{wind},i} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1^3 \cdot dA = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1^3 \cdot \pi \cdot r_i \cdot \Delta r_i \quad [\text{W}]$$

$$dP_{\text{wind},i} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1^3 \cdot \pi \cdot [(r_i + \Delta r_i)^2 - r_i^2] \quad [\text{W}] \quad (6.37)$$

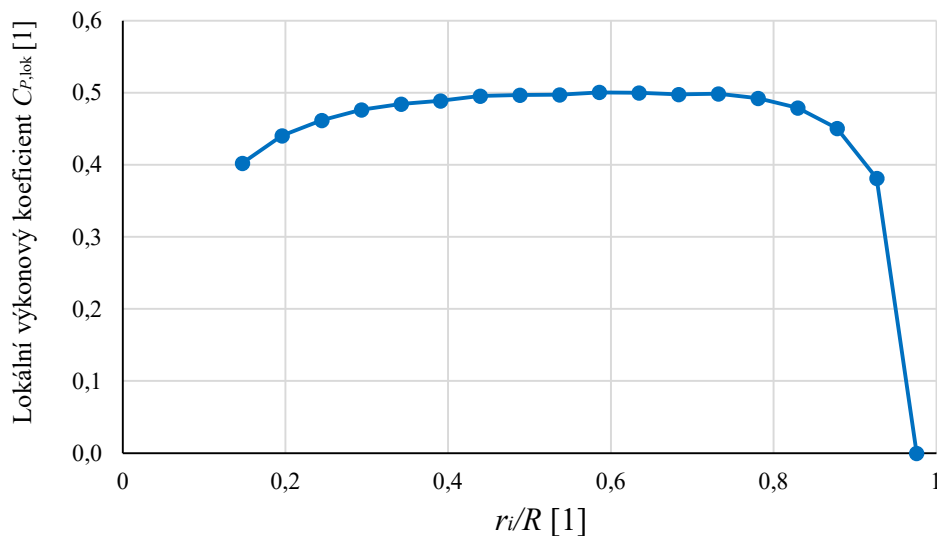
$$\begin{aligned} dP_{\text{wind},10} &= \frac{1}{2} \cdot 1,136 \cdot 12,171^3 \cdot \pi \cdot [(34,12 + 3,407)^2 - 34,12^2] \\ &= 821\,414,08 \quad [\text{W}] \end{aligned}$$

Nakonec vypočítáme lokální účinnost každého elementu lopatky $C_{P,\text{lok},i}$, která je určena jako poměr výkonu odebraného konkrétním elementem dP_i k výkonu větru dostupnému v daném mezikruží $dP_{\text{wind},i}$:

$$C_{P,\text{lok},i} = \frac{dP_i}{dP_{\text{wind},i}} \quad [1] \quad (6.38)$$

$$C_{P,\text{lok},10} = \frac{408\,304,06}{821\,414,08} = 0,4971 \quad [1]$$

Lokální hodnoty výkonového koeficientu $C_{P,\text{lok},i}$ byly vykresleny na Obr. 6.15. Křivka lokálních hodnot $C_{P,\text{lok},i}$ je v podstatě konstantní podél většiny délky lopatky, až na výjimky v oblasti paty a špice lopatky, kde jsou tyto hodnoty o něco nižší. Tento pokles je způsoben aerodynamickými efekty, které se objevují na těchto specifických částech lopatky. U paty lopatky jsou typické vyšší turbulence a vliv většího zakřivení proudění, což může ovlivnit efektivitu přenosu energie. Naopak u špice lopatky dochází k výraznému poklesu účinnosti přenosu hybnosti díky koncovým vírům a negativním efektům způsobeným obtékáním konce lopatky (tip leakage flow).



Obr. 6.15: Rozložení lokálních výkonových koeficientů $C_{P,\text{lok},i}$ po délce lopatky.

Jednotlivé hodnoty $C_{P,lok,i}$ pro každý element lopatky jsou uvedeny v Tab. 6.5.

Jak již bylo uvedeno v předchozím výpočtu, pro poslední element lopatky (u špiče) nebyl lokální výkonový koeficient $C_{P,lok,i}$ počítán. Protože v této části dochází vlivem koncových vírů k výraznému zakřivení proudění, čímž se snižuje účinnost přenosu hybnosti z větru na lopatku. Axiální indukční součinitelé zde často numericky vycházejí blízko hodnotě 1, což by znamenalo úplné zastavení proudění větru za rotorem, takový stav je však fyzikálně nemožný a v reálu nenastává. Proudění v blízkosti špičky lopatky je navíc silně ovlivněno trojrozměrnými jevy, jako je obtékání konce lopatky směrem z tlakové na sací stranu (tzv. tip leakage flow), které klasický BEM model nezachycuje. Přínos této části lopatky k celkovému výkonu je minimální, a proto nebyl pro poslední element počítán žádný přídavek k C_P . Takový postup je běžně uplatňován i v praxi, kde se oblast špičky záměrně vynechává kvůli vysoké nejistotě výsledků a zanedbatelnému vlivu na výkon turbíny.

Po ukončení výpočtu je vhodné provést kontrolu hodnot Reynoldsových čísel, pro něž byly určeny aerodynamické charakteristiky (konkrétně součinitele vztlaku $C_{l,i}$ a odporu $C_{d,i}$) použitých profilů. Pro ilustraci bude výpočet proveden také na příkladu 10. elementu lopatky.

Výpočet vychází z následujícího vztahu, přičemž kinematičká viskozita vzduchu ν při teplotě 6,7 °C je $\nu = 13,92 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$ [60].

$$Re_i = \frac{c_i \cdot w_i}{\nu} \quad [1]$$

(6.39)

$$Re_{10} = \frac{3,987 \cdot 43,139}{13,92 \cdot 10^{-6}} = 12,359 \cdot 10^6 \quad [1]$$

Vypočtené hodnoty relativních rychlostí w_i a příslušná Reynoldsova čísla pro jednotlivé elementy lopatky jsou přehledně uvedeny v následující Tab. 6.5.

Tab. 6.5: Vypočtené hodnoty relativních rychlostí w_i , lokálních výkonových koeficientů $C_{P,lok,i}$ a příslušných Reynoldsových čísel pro jednotlivé elementy lopatky.

i	Profil lopatky	r_i [m]	w_i [$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$]	$C_{P,lok,i}$ [1]	$Re_i \cdot 10^{-6}$ [1]
1	Kruhový	3,453	12,879	x	x
2	Kruhový	6,860	14,768	x	x
3	FFA-W3-360	10,267	16,885	0,4022	8,305
4	FFA-W3-360	13,674	20,186	0,4404	8,904
5	FFA-W3-360	17,081	23,745	0,4619	9,244
6	FFA-W3-331	20,488	27,467	0,4766	10,548
7	FFA-W3-331	23,895	31,296	0,4844	10,698
8	FFA-W3-331	27,302	35,197	0,4890	10,800
9	FFA-W3-301	30,709	39,149	0,4956	12,299
10	FFA-W3-301	34,116	43,139	0,4971	12,359
11	FFA-W3-301	37,523	47,156	0,4975	12,404
12	FFA-W3-270	40,930	51,195	0,5008	12,419
13	FFA-W3-270	44,337	55,251	0,4998	12,446

i	Profil lopatky	r_i [m]	w_i [$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$]	$C_{P,\text{lok},i}$ [1]	$Re_i \cdot 10^{-6}$ [1]
14	FFA-W3-270	47,744	59,320	0,4978	12,468
15	FFA-W3-241	51,151	63,399	0,4988	11,529
16	FFA-W3-241	54,558	67,484	0,4922	11,542
17	FFA-W3-241	57,965	71,574	0,4790	11,552
18	FFA-W3-241	61,372	75,660	0,4508	11,559
19	FFA-W3-241	64,779	79,721	0,3812	11,561
20	FFA-W3-241	68,186	84,009	0	11,592

Tabulka výše uvádí výsledné hodnoty Reynoldsových čísel pro jednotlivé elementy lopatky, které odpovídají konkrétnímu proudovému režimu v daném místě. Tyto hodnoty se v porovnání s referenčními Reynoldsovými čísly použitými při určování aerodynamických koeficientů profilů liší velmi málo. Jelikož jde o poměrně malou odchylku, která nemá zásadní vliv na celkový výpočet, nebude se v této práci dále řešit.

6.6 Regulace a výkonová křivka větrné turbíny

Větrné turbíny jsou konstruovány tak, aby staticky odolaly extrémním větrům. To znamená, že dokážou přežít bouři, ale pouze tehdy, když se rotor netočí. Na extrémní rotační momenty a otáčky však navrženy nejsou. Při velmi vysokých aerodynamických momentech nebo otáčkách působí na lopatky a další části turbíny obrovské síly, které by mohly konstrukci doslova roztrhat [61]. Proto jsou větrné turbíny vybaveny systémem tzv. cut-out speed – tedy rychlostí větru, nad kterou se turbína brzdí až do úplného zastavení.

V určitém rozsahu vysokých větrných rychlostí pod odstavovací rychlostí větru (cut-out) však turbíny využívají různé aktivní a pasivní strategie řízení, aby se zabránilo poškození. Tyto strategie lze obecně rozdělit na pitch-regulaci a stall-regulaci [62].

6.6.1 Pitch-regulace

Pitch-regulované větrné turbíny využívají aktivní systém řízení, který mění úhel natočení lopatek kolem jejich podélné osy. Tím dochází k regulaci momentu na hřídeli v případě turbín s konstantními otáčkami nebo ke snížení otáček u turbín s proměnnými otáčkami [61]. Tento způsob regulace se zpravidla uplatňuje při vyšších rychlostech větru, typicky nad jmenovitou rychlostí [63].

Při překročení této rychlosti se lopatky natačejí do polohy, která snižuje vztlak a zvyšuje odpor v důsledku zvětšené separace proudění podél délky lopatky (tzv. pitch into stall) [61]. Výsledkem je snížení otáček nebo omezení přenášeného momentu, takže tyto hodnoty zůstávají pod bezpečně nastaveným limitem [64].

Výkon pitch-regulované turbíny roste až do dosažení jmenovité rychlosti větru, nad ní se výkon udržuje na konstantní úrovni až do dosažení odstavovací rychlosti větru (cut-out), kdy už ani změna natočení lopatek nestačí k omezení otáček či momentu, nebo kdy jiná rizika, například konstrukční vibrace, turbulence nebo nárazové poryvy, představují hrozbu [61].

6.6.2 Stall-regulace

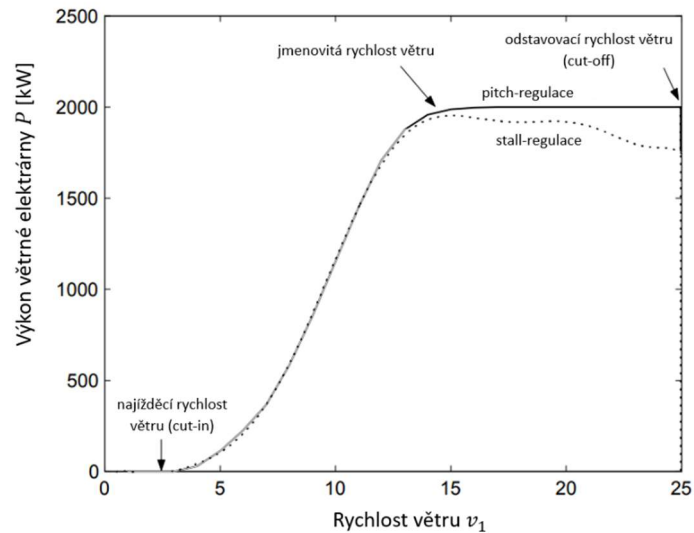
Stall-regulované větrné turbíny mají lopatky navrženy tak, aby při vysokých rychlostech větru docházelo k samovolnému omezení otáček, aerodynamického momentu a tím i výkonu turbíny, a to bez potřeby aktivního řízení. Při rostoucí rychlosti větru se na lopatkách objevuje postupující aerodynamické odtržení (stall), které začíná u paty lopatky a postupuje směrem ke špičce [61].

Tím se přirozeně snižuje účinnost extrakce energie z větru. Výkon turbíny po určité rychlosti větru již neroste, ale naopak může mírně klesat, což slouží k ochraně zařízení. Výhodou stall-regulace je nižší pořizovací cena turbíny a menší nároky na údržbu, protože systém obsahuje méně pohyblivých částí [61]. Stejně jako u pitch-regulovaných turbín i zde existují brzdy, které rotor zastaví při extrémně vysokých rychlostech větru.

Rozdíl mezi pitch-regulací a stall-regulací se tedy nejvýrazněji projevuje při vysokých rychlostech větru. Pitch-regulované systémy využívají aktivní řízení natočení lopatek a umožňují udržet výkon na konstantní hodnotě i při vyšších rychlostech větru nad jmenovitou rychlostí [63]. Naproti tomu stall-regulované systémy spoléhají pouze na aerodynamický návrh lopatek, výkon při vysokých větrných rychlostech neklesá řízeně, ale přirozeně v důsledku zhoršení aerodynamických vlastností [62].

Každá z metod má své výhody, např. pitch-regulace nabízí vyšší účinnost a lepší kontrolu výkonu, ale za cenu vyšších pořizovacích a provozních nákladů. Na druhou stranu stall-regulace je jednodušší a levnější, ale méně efektivní při vysokých větrech a méně přesně řídí výkon [61].

Grafické znázornění pitch-regulované a stall-regulované 2MW větrné elektrárny můžeme vidět na Obr. 6.16.



Obr. 6.16: Znázornění pitch-regulace a stall-regulace 2MW větrné elektrárny na výkonové křivce. (zdroj: [64], upraveno autorem)

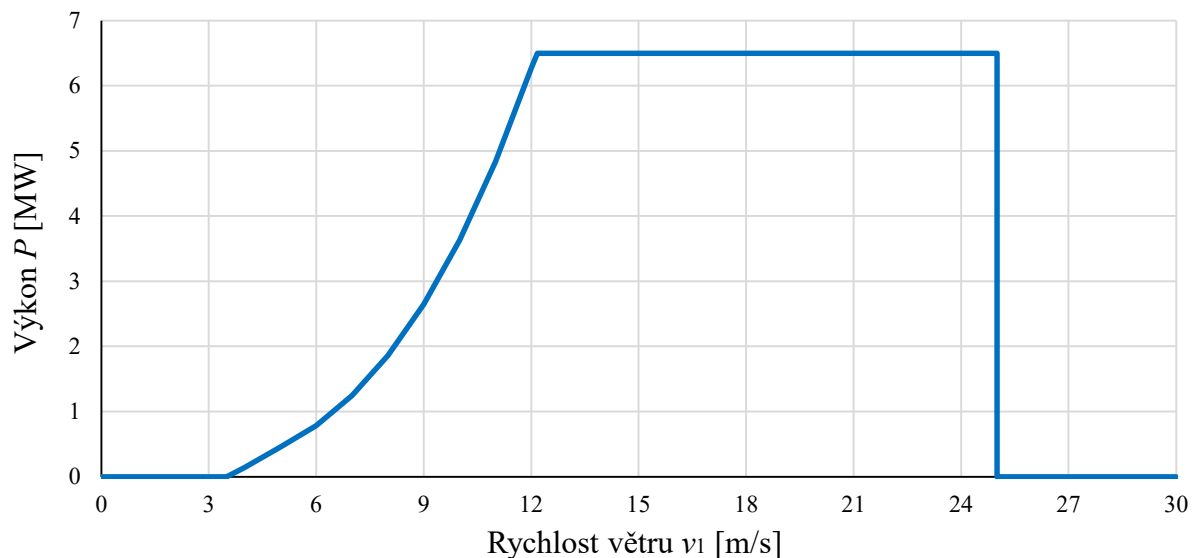
U větrné elektrárny o výkonu 6,5 MW, navrhované v této práci, bude použita právě pitch-regulace. Tento způsob řízení umožní, že jakmile vítr dosáhne návrhové rychlosti, bude elektrárna vyrábět konstantní výkon 6,5 MW až do dosažení rychlosti větru odpovídající odstavné rychlosti větru (cut-out) 25 m/s [65], při které dojde k odstavení turbíny z provozu z důvodu ochrany zařízení.

Najížděcí rychlost (cut-in), při které turbína začne vyrábět elektrickou energii, je stanovena na 3,5 m/s [65]. Od této rychlosti začne výkon turbíny pozvolna růst až do návrhové rychlosti větru.

Závislost výkonu větrné turbíny na rychlosti větru je vyjádřena pomocí výkonové charakteristiky. Tu lze sestavit po určení hodnoty výkonového koeficientu C_p , a to na základě vztahu pro výkon větrné turbíny:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_s \cdot v_1^3 \cdot C_p \cdot \eta \quad [\text{W}] \quad (6.40)$$

Pomocí tohoto vztahu lze vykreslit výkonovou křivku navrhované VTE (viz Obr. 6.17), která ukazuje, jak výkon roste s rychlostí větru až do dosažení konstantního výkonu 6,5 MW.



Obr. 6.17: Výkonová křivka navrhované 6,5 MW větrné elektrárny.

6.7 Diskuse

Aerodynamický návrh rotorové lopatky větrné elektrárny o instalovaném výkonu 6,5 MW byl proveden pro lokalitu v okolí obce Opatov (okres Jihlava, Kraj Vysočina). Průměrná rychlost větru \bar{v}_1 v této oblasti byla určena na základě dat z Global Wind Atlas. Následně bylo pomocí Rayleighova rozdělení provedeno odhadnutí distribuce větrných rychlostí během roku, přičemž výchozí hodnotou byla tato průměrná rychlost větru \bar{v}_1 . Na základě této distribuce byla následně určena návrhová rychlost větru v_1 pro dimenzování větrné elektrárny.

Výkonový koeficient $C_{P,\text{design}}$ turbíny byl odhadnut s ohledem na hodnoty běžně dosahované větrnými elektrárnami podobného výkonu, a to $C_{P,\text{design}} = 0,47$.

Dále byl stanoven součinitel rychloběžnosti λ a rotorová lopatka byla rozdělena na 20 elementů. Pro návrh aerodynamického profilu lopatky byla zvolena rodina profilů FFA–W3–xxx. Celkově bylo vybráno pět různých profilů, přičemž u paty lopatky byl použit kruhový profil.

Pro každý profil byl určen návrhový úhel náběhu $\alpha_{i,\text{design}}$ a odpovídající součinitele vztlaku $C_{l,i,\text{design}}$ a odporu $C_{d,i,\text{design}}$. Poté byl proveden vlastní výpočet pomocí metody BEM (Blade Element Momentum). Výpočet začal určením geometrických parametrů každého elementu lopatky (lokální součinitel rychloběžnosti $\lambda_{r,i}$, úhel relativní rychlosti větru φ_i , délka tětiny profilu c_i , úhel odklonu elementu od roviny rotace $\theta_{p,i}$, úhel zkroucení elementu $\theta_{T,i}$ atd.).

Výpočet výkonového koeficientu C_P probíhal iterativně, přičemž bylo sledováno, zda rozdíl mezi hodnotami axiálního $a_{i,j}$ a úhlového $a'_{i,j}$ indukčního faktoru ve dvou po sobě jdoucích iteracích j klesne pod hranici $1 \cdot 10^{-6}$. Po splnění této podmínky byl vypočítán celkový výkonový koeficient C_P , který vyšel na hodnotu $C_P = 0,4732$. Tato hodnota se od předem odhadnutého koeficientu $C_{P,\text{design}} = 0,47$ lišila pouze minimálně, a proto byl výpočet ukončen.

Bylo také vytvořeno grafické znázornění rozložení výkonového koeficientu C_p po délce lopatky (Obr. 6.13).

Následně byl proveden výpočet lokálních výkonových koeficientů lopatky větrné turbíny. Lokální hodnoty $C_{p,lok,i}$ popisují účinnost přeměny větrné energie na mechanickou práci pro každý elementární prsteneček lopatky dr_i . Tyto hodnoty umožňují detailnější analýzu efektivity jednotlivých částí lopatky a jsou nezbytné pro optimalizaci návrhu turbíny, jelikož ukazují, jak rovnoměrně nebo nerovnoměrně turbína přeměňuje energii v různých částech lopatky. Výpočet začal určením úhlové rychlosti rotoru ω , která byla následně využita pro výpočet relativní rychlosti proudění větru pro každý element lopatky w_i . Poté byly vypočteny aerodynamické síly působící na jednotlivé elementy, konkrétně vztahová síla $dF_{L,i}$, která působí kolmo na směr relativního větru, a odporová síla $dF_{D,i}$ působící ve směru relativního větru. Následně byla určena jejich tangenciální složka $dF_{T,i}$, která představuje složku sil ve směru otáčení rotoru a je klíčová pro výpočet momentu dQ_i každého elementu lopatky. Na základě těchto hodnot byl vypočten příspěvek na výkon dP_i od každého elementu a také výkon větru dostupný v elementárním mezikruží $dP_{wind,i}$. Lokální účinnost každého elementu byla nakonec určena jako poměr výkonu odebraného konkrétním elementem dP_i k výkonu větru v daném mezikruží $dP_{wind,i}$. Lokální hodnoty výkonového koeficientu $C_{p,lok,i}$ byly vykresleny na Obr. 6.15. Křivka těchto hodnot je v podstatě konstantní podél většiny délky lopatky, až na výjimky v oblasti paty a špičky, kde jsou hodnoty o něco nižší. Tento pokles je způsoben aerodynamickými efekty, které se v těchto specifických částech lopatky objevují – v oblasti paty jde především o vyšší turbulence a zakřivení proudění, zatímco u špičky dochází k výraznému snížení účinnosti vlivem koncových vírů a obtékání špičky lopatky (tzv. tip leakage flow), které snižují schopnost efektivně odebrat hybnost z proudícího vzduchu.

Následně byla provedena kontrola hodnot Reynoldsových čísel Re_i na jednotlivých elementech lopatky. Ty se od hodnot, pro které byly určeny aerodynamické charakteristiky použitých profilů, výrazně neodchylovaly, a vzhledem k omezením výpočetního softwaru nebyl tento rozdíl dále zohledňován.

Pro návrh regulace větrné elektrárny byla zvolena aktivní pitch-regulace. Byl také vytvořen graf výkonové křivky navržené 6,5MW větrné elektrárny (Obr. 6.17).

Aerodynamický návrh lopatky byl založen na určení návrhové rychlosti větru v_1 , tedy rychlosti, při níž je roční energetický přínos turbíny maximální. Rotor navržený tímto způsobem dosahuje plného výkonu tehdy, když aktuální rychlost větru dosahuje návrhové hodnoty nebo ji převyšuje (viz Obr. 6.17). V praxi se však těchto rychlostí dosahuje pouze omezenou část roku. Tento přístup vede k použití kratší a konstrukčně úspornější lopatky, což snižuje náklady, ale současně znamená nižší výrobu elektrické energie v obdobích s nižšími rychlostmi větru [3].

Současný trend ve větrné energetice je odlišný – velikost rotoru se zpravidla navrhuje s ohledem na průměrné větrné podmínky lokality podle standardů IEC (International Electrotechnical Commission – Mezinárodní elektrotechnická komise) [66]. Moderní větrné elektrárny často zvětšují plochu rotoru, aby mohly efektivně vyrábět energii i při nižších rychlostech větru, čímž se zvyšuje celková roční produkce elektřiny [67].

Optimalizace návrhu vychází ze znalosti větrných podmínek dané lokality. Při návrhu turbíny je důležité zohlednit nejen průměrnou roční rychlost větru, ale i extrémní poryvy (např. s periodou výskytu 50 let) a míru turbulence prostředí. Tyto parametry určují větrnou třídu podle standardů IEC a přímo ovlivňují návrh lopatek [67]. Mezinárodní elektrotechnická komise (IEC) stanovuje mezinárodní normy pro rychlosti větru, které musí každá větrná třída vydržet, jak je uvedeno v Tab. 6.6.

V tabulce je zvýrazněn řádek, který uvádí maximální roční průměrnou rychlost větru pro jednotlivé větrné třídy. Tento řádek je zvýrazněn, aby bylo jasné, že představuje klíčovou hodnotu pro dimenzování turbín podle větrných podmínek dané lokality.

Maximální roční průměrná rychlost větru je důležitá, protože udává limit, nad který by už měla být turbína navržena pro vyšší rychlosti větru, což je běžné u tříd s vyššími větry (např. třída I nebo II) [67]. Pokud je průměrná rychlost větru vyšší než tato hodnota, je turbína navržena tak, aby zvládla extrémní podmínky, a to včetně vyšších poryvů a turbulence. Pro třídu I je maximální roční průměrná rychlost větru 10 m/s, což znamená, že turbíny v této třídě musí být schopné fungovat i při velmi silných větrech. Naproti tomu třída IV, s maximální hodnotou 6 m/s, je určena pro oblasti s mírnějším a stabilnějším větrem. Tato hodnota tedy zásadně ovlivňuje návrh turbíny, její konstrukci i použití v konkrétních lokalitách [66].

Tab. 6.6: IEC větrné třídy (zdroj dat: [67]).

	Větrná třída			
	I	II	III	IV
Referenční rychlost větru [$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$]	50	42,5	37,5	30
Maximální roční průměrná rychlost větru [$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$]	10	8,5	7,5	6
Poryv 50leté návratové hodnoty [$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$]	70	59,5	52,5	42
Poryv 1leté návratové hodnoty [$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$]	52,5	44,6	39,4	31,5

Třída I (vysoké rychlosti větru) – Větrné podmínky v této třídě zahrnují velmi silné větry s referenční rychlostí větru až 50 m/s. To je typické pro oblasti, kde jsou časté silné bouře, jako jsou offshore lokality. V tomto případě je nezbytné použít velmi robustní konstrukci turbíny, schopnou odolat těmto extrémním podmínkám. Lopatky musí být navrženy tak, aby odolaly nejen silným větrům, ale i častým turbulencím. Turbíny v této třídě mají menší rotory, protože vysoké větrné podmínky umožňují efektivní výrobu i s menšími plochami rotorů [67].

Třída II (střední rychlosti větru) – Tato třída zahrnuje oblasti s průměrnými rychlostmi větru kolem 8,5 m/s. Zde se již mohou vyskytnout silné poryvy, ale turbíny musí být stále schopné vydržet relativně silné větry (až 44,6 m/s). Konstrukce rotorových lopatek je odolnější než u třídy III, ale stále se jedná o středně silné konstrukce, které poskytují dobrou rovnováhu mezi náklady a výkonem [67].

Třída III (nízké rychlosti větru) – Tato třída je určena pro oblasti s nižšími průměrnými rychlostmi větru (kolem 7,5 m/s). V těchto lokalitách je třeba použít větší plochu rotoru, aby turbína byla schopná zachytit dostatek větrné energie. Lopatky jsou navrženy tak, aby byly lehčí a mohly být efektivní i při nižších rychlostech větru, přičemž konstrukce musí být dostatečně robustní, aby zvládla i příležitostné poryvy větru [67]. Výhodou jsou nižší turbulence, což vede k menší údržbě a delší životnosti větrných turbín [66].

Třída IV (velmi nízké rychlosti větru) – Třída IV zahrnuje oblasti s průměrnou roční rychlostí větru kolem 6 m/s. V těchto lokalitách jsou větrné podmínky stabilní a relativně mírné, což znamená, že turbíny mohou mít ještě větší rotory a s menšími nároky na konstrukční odolnost [67]. I když je energie z větru nižší, stále je možné vyrábět elektřinu, ale náklady na energii budou vyšší než v lokalitách s vyššími větry [66].

Tabulka větrných tříd IEC tedy vyžaduje specifické přístupy k návrhu lopatek a konstrukce turbíny. Například v lokalitách s nižšími rychlostmi větru (třída III a IV) je kladen důraz na zvětšení plochy rotoru, což umožňuje zachytit více energie i při menších rychlostech větru. V těchto případech je možné používat lehčí konstrukce, což snižuje náklady na výrobu a instalaci. Trendem je postupné rozšiřování instalací právě do lokalit s nižšími větry, protože

oblasti s vyššími rychlostmi jsou již do velké míry využity [67]. Na druhou stranu, v oblastech s vyššími větry (třídy I a II) je kladen důraz na robustnost a pevnost, aby turbína vydržela extrémní poryvy větru.

Turbulence je dalším faktorem, který je třeba zohlednit při návrhu větrné turbíny. V oblastech s vyšší turbulencí je nutné zajistit, aby lopatky byly odolné vůči opotřebení způsobenému častými změnami větru. Pro tyto oblasti je často nutné volit materiály a technologie, které zajišťují vyšší životnost a odolnost proti mechanickému namáhání [3].

7 Konstrukce lopatek větrných elektráren

Konstrukce rotorových lopatek prošla v posledních desetiletích výrazným vývojem, a to jak z hlediska použitých materiálů, tak i samotné vnitřní struktury. Se zvyšujícími se nároky na rozměry, mechanickou odolnost a aerodynamickou účinnost lopatek vznikla potřeba zapojit do návrhu nové technologie a konstrukční prvky, které pomáhají zlepšovat provozní parametry turbín. Moderní lopatky často obsahují doplňky, jako jsou generátory vírů, zoubkované odtokové hrany nebo tzv. winglety, které přispívají ke snížení hlučnosti, omezení ztrát a zvýšení výkonu. Tato kapitola shrnuje základní konstrukční řešení lopatek, přehled používaných materiálů a moderní prvky, které přispívají ke zlepšení jejich vlastností.

7.1 Konstrukční struktura rotorové lopatky

Strukturální návrh moderních rotorových lopatek do značné míry vychází z principů letecké konstrukce. Základ tvoří nosná kompozitová skořepina, obvykle vyrobená jako dutý profil ze dvou polovin, horní a dolní, které přesně sledují požadovaný aerodynamický tvar [17]. Tato skořepinová konstrukce poskytuje dobrou odolnost vůči torznímu namáhání, ale pro přenesení ohybových a smykových sil v rovině rotace nestačí. Z tohoto důvodu jsou lopatky doplněny vnitřními výztužnými prvky, mezi které patří především nosníky, skládající se z tzv.

- **pásnice** (spar cap) – horní a dolní výztužné vrstvy nosníku, které přenášejí ohybový moment, typicky tvořené z podélně orientovaných vláken (např. UD uhlíkových nebo skelných) [68];
- **stojiny** (shear web) – svislé nebo šikmé výztuhy spojující horní a dolní pásnici, přenášejí především smyková zatížení (např. z ohybu ve směru náběhu) [68].

Hlavní nosník, sahající zpravidla od paty lopatky až téměř ke špičce, přenáší ohybové zatížení a je často tvořen jednostranně orientovanými (UD) vrstvami pro zajištění vysoké ohybové tuhosti. Pro zvýšení stability vůči vzpěru na sací straně bývají přidány šikmé nebo víceosé výztuže. Stojiny, obvykle vyrobené jako sendvičové konstrukce s polymerovým nebo balzovým jádrem, přenášejí smykové síly ve směru kolmo na rovinu rotace. Jejich vnější vrstvy bývají tvořeny biaxiálními laminátami s orientací $\pm 45^\circ$ vůči délce lopatky, což zajišťuje odolnost vůči smykovému vzpěru. [68]

Mechanické vlastnosti nosníků nezávisí pouze na použitém materiálu, ale významně také na jejich geometrickém tvaru. Různé tvary nosníků vykazují odlišné mechanické vlastnosti, zejména co se týče ohybové a torzní tuhosti [69]. Jednotlivé geometrické tvary používaných nosníků u rotorových lopatek jsou zachyceny na Obr. 7.1.



Obr. 7.1: Geometrické tvary používaných profilů lopatek větrných turbín ([69], upraveno autorem).

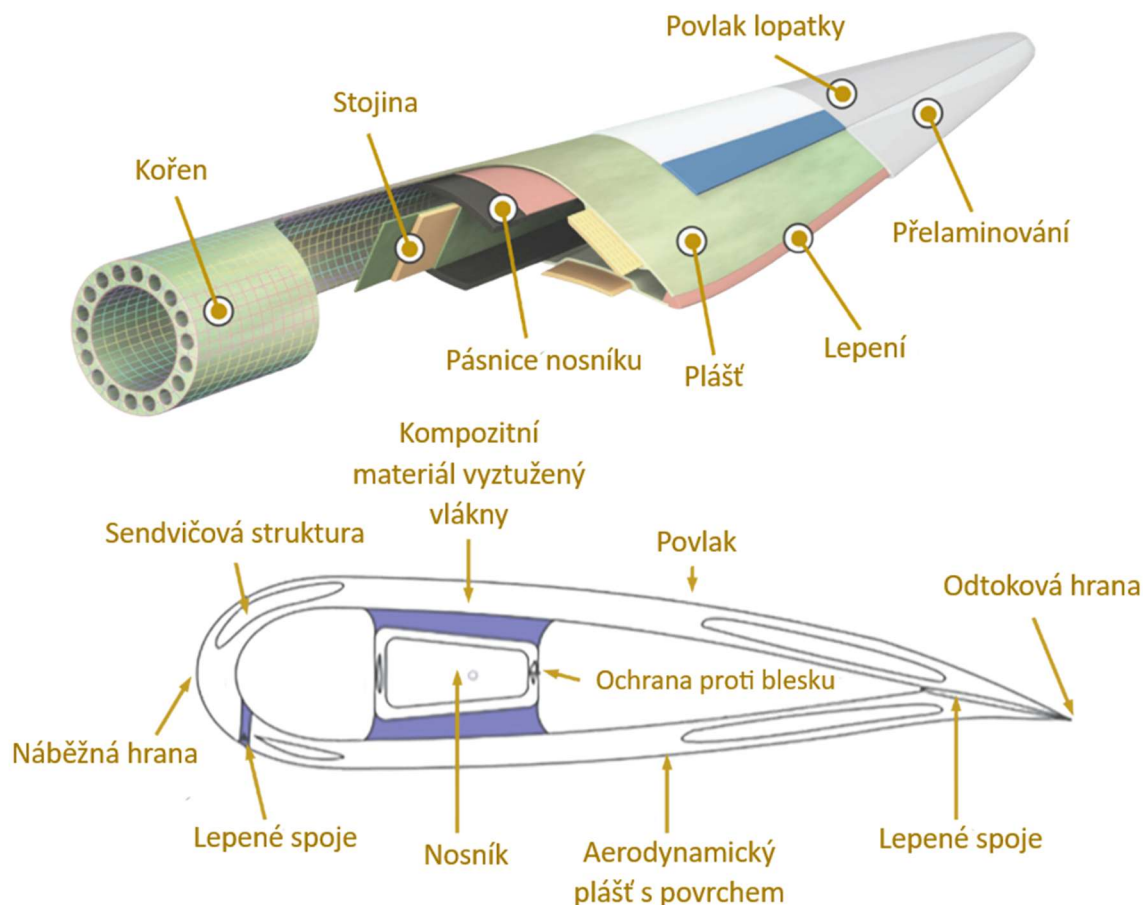
Například obdélníkový uzavřený profil nabízí vyvážený poměr mezi ohybovou a torzní tuhostí, avšak bývá relativně těžký. Kruhový uzavřený profil je nevhodnější pro přenos torzního zatížení, ale má nižší ohybovou tuhost. I-profil poskytuje vysokou ohybovou tuhost, ale je nevhodný pro torzní namáhání. Svařovaný boxový profil kombinuje výhody torzní i ohybové tuhosti, i když je opět poměrně těžký. Naopak profil ve tvaru písmene „C“ je sice velmi účinný v ohybu, ale vzhledem k tomu, že jeho smykové těžiště nesplývá s těžištěm průřezu, je náchylný k větší torzní deformaci. [69]

Samotné skořepiny kolem náběžné a odtokové hrany rovněž využívají sendvičové konstrukce, které zajišťují stabilitu vůči zatížení v okrajových směrech, zejména při větších délkách lopatek, kde nabývají na významu gravitační síly. V tenkých částech profilu, zejména blíže ke špičce, jsou jako výplňové materiály používány lehké pěny (např. PET) nebo balzové dřevo, které pomáhají snížit hmotnost a zároveň zachovat dostatečnou tuhost [70].

Nejčastějším materiálem pro výrobu rotorových lopatek zůstává skelný kompozit, který je u větších a více namáhaných konstrukcí částečně nahrazován uhlíkovými vlákny, zejména v oblasti přírub hlavního nosníku [68]. Výhradní použití uhlíkových kompozitů je zatím ekonomicky neefektivní, avšak u rotorů s průměrem nad 120 m se stává téměř nevyhnutelným.

Zvláštní pozornost je věnována oblasti náběžné hrany lopatky, která bývá vystavena výrazné erozi. Výrobci proto aplikují speciální ochranné nátěry nebo povrchové vrstvy, které zvyšují odolnost vůči abrazi [68]. Nedílnou součástí konstrukce jsou rovněž spoje, především v oblasti připojení k náboji, kde se uplatňují specifická konstrukční a materiálová řešení.

Schematické zobrazení jednotlivých částí rotorové lopatky je na Obr. 7.2.



Obr. 7.2: Trojrozměrné zobrazení typické lopatky větrné turbíny a její příčný řez zobrazující jednotlivé konstrukční prvky ([68], upraveno autorem).

7.2 Používané materiály

Materiály používané při konstrukci lopatek větrných turbín prošly v průběhu let výrazným vývojem. Od prvotních dřevěných konstrukcí potažených plátnem se vývoj posunul k použití kovů, jako jsou ocel, hliník nebo slitiny titanu. V současnosti dominují kompozitní materiály, které nabízí výhodný poměr mezi pevností, hmotností a odolností vůči únavě materiálu. Kromě mechanických vlastností se při výběru materiálů zohledňují také faktory jako náklady, možnosti recyklace nebo odolnost vůči povětrnostním vlivům.

Moderní lopatky větrných turbín jsou tvořeny kombinací výztužných vláken, polymerní matrice, sendvičového jádra, ochranných povlaků a kovových prvků. Specifické složení závisí na typu lopatky a výrobcí. Nejčastěji používané jsou sklem vyztužené polymery (GFRP) a uhlíkem vyztužené polymery (CFRP) [68].

7.2.1 Kompozity vyztužené vlákny

Lopatky větrných turbín se nejčastěji vyrábějí z kompozitních materiálů tvořených polymerní maticí a výztužnými vlákny, mezi která patří skleněná, uhlíková, aramidová, čedičová a přírodní vlákna [70]. Nejrozšířenějšími systémy jsou kompozity vyztužené skleněnými (GFRP) a uhlíkovými (CFRP) vlákny.

GFRP – kompozity vyztužené skelnými vlákny jsou v praxi nejpoužívanějším materiálem díky kombinaci vysoké pevnosti v tahu, nízké hustoty a dobré tvarovatelnosti, což umožňuje dosažení vysoké aerodynamické účinnosti [70]. Výsledkem je lehčí lopatka a nižší náklady na výrobu energie. GFRP je navíc odolný vůči únavě, korozi a vykazuje nízkou tepelnou a elektrickou vodivost, což přispívá k dlouhé životnosti konstrukce [68].

CFRP – kompozity vyztužené uhlíkovými vlákny nabízí ještě vyšší pevnost a tuhost než GFRP, ale jejich širšímu použití brání výrazně vyšší cena. U skleněných vláken se nejčastěji používá typ E-glass díky své výborné elektrické izolaci a mechanickým vlastnostem. Optimální mechanické vlastnosti se dosahují při objemovém podílu vláken do 65 %, vyšší obsah vláken bez dostatečného prosycení pryskyřicí vede ke snížení únavové pevnosti [68].

Vedle tradičních vláken se zkoumají i modifikovaná skelná vlákna (např. S-glass, R-glass), čedičová a aramidová vlákna. Ta se vyznačují vysokou pevností, houževnatostí a odolností vůči poškození, ale trpí nízkou pevností v tlaku a horší adhezí k matici, navíc degradují vlivem UV záření [68].

Alternativou jsou také hybridní kompozity, které kombinují více typů vláken. Tyto materiály mohou nabídnout lepší kompromis mezi mechanickými vlastnostmi, hmotností a cenou. Například nahrazení 30 % skelných vláken uhlíkovými ve 7,9m lopatce přinese snížení hmotnosti o 50 % při nárůstu ceny pouze o 90 % (oproti 150% nárůstu při plné náhradě) [68]. Výpočtové modely však ukazují, že přidání uhlíkových vláken nemusí vždy zlepšit mechanické vlastnosti, pevnost i tažnost se může snížit, zatímco odolnost vůči poškození a únavě selepší.

Nejnovější výzkumy se zaměřují na nano-vyztužené kompozity, zejména s využitím uhlíkových nanotrubiček (CNT) [68]. Ty výrazně zvyšují únavovou životnost kompozitu a představují jednu z nejperspektivnějších variant materiálů pro budoucí aplikace ve větrné energetice.

7.2.2 Matrice kompozitu

Matrice je pojivová složka kompozitního materiálu, která obklopuje výztužná vlákna a zajišťuje jejich soudržnost, přenos zatížení a ochranu před vnějšími vlivy. V konstrukci lopatek větrných turbín plní matrice nejen mechanickou, ale i ochrannou funkci, musí odolávat cyklickému zatížení, působení vlhkosti, UV záření, teplotním změnám i případnému poškození [17]. Její vlastnosti významně ovlivňují celkovou pevnost, houževnatost a životnost kompozitu. Matrice

používané v lopatkách lze rozdělit do tří hlavních skupin: termosety, termoplasty a nano-inženýrované polymery.

Termosety

Nejčastěji používanou skupinou jsou termosetové pryskyřice, kam patří epoxidové, vinylesterové a polyesterové typy. Po vytvrzení vytvářejí trvale zesíťovanou strukturu, která je pevná a tvarově stálá. Mezi jejich výhody patří nízká viskozita umožňující snadnou infuzi vláken a schopnost vytvrzení při pokojové teplotě [68]. Tyto materiály dominují současnému trhu a představují přibližně 80 % všech vyztužených polymerních kompozitů. Nevýhodou je nemožnost dodatečného tvarování či opravy po vytvrzení, což komplikuje recyklaci a prodražuje výrobu, zejména u velkých struktur, kde je nutné použití vyhřívaných forem [70].

Termoplasty

Alternativou k termosetům jsou termoplasty, které je možné opakovaně tvarovat působením tepla. Moderní termoplastické systémy, například Ellium, dokážou polymerovat i při pokojové teplotě, čímž odpadá potřeba vyhřívaných forem a zkracuje se doba výroby. Termoplasty se vyznačují vysokou houževnatostí, odolností vůči nárazu a lepší opravitelností [68]. Lze je použít i pro vytváření funkčních vrstev, jako jsou povrchy odolné proti erozi nebo zóny s proměnnou tuhostí. Jejich vyšší viskozita při zpracování však ztěžuje infuzi výztuže a limituje výrobu velmi rozměrných dílů. I přes vyšší cenu pryskyřice může být díky nižším nákladům na energii, práci a formy celková cena lopatek vyrobených z termoplastů nižší, jak ukázala studie u 61,5m lopatky s úsporou až 4,7 % [68].

Nano-inženýrované polymery

Třetí oblastí vývoje jsou nano-inženýrované polymery, které obsahují příměsi nanočástic, například uhlíkových nanotrubiček, za účelem výrazného zlepšení mechanických vlastností. I malé množství nanočástic (například 0,5 % hmotnostních) může vést ke zvýšení únavové životnosti, lomové houževnatosti, smykové a tlakové pevnosti až o několik desítek procent [68]. Takto modifikované matrice mohou rovněž snižovat riziko delaminace nebo umožnit vznik samoopravitelných struktur, například díky termoplastickým intervrstvám z materiálu typu fenoxi. Výzvou zůstává efektivní přenos těchto vlastností do reálných vláknem vyztužených laminátů, a to zejména z hlediska rovnoměrného rozložení nanočástic a technologie jejich vnesení do konkrétních vrstev. Perspektivní metodou se zdá být použití rozpustných nosných závojevů, které dovolují transport nanočástic do požadované oblasti bez narušení struktury laminátu [68].

Z uvedeného vyplývá, že vývoj matic pro lopatky větrných turbín směřuje k optimalizaci z hlediska mechanických vlastností, zpracovatelnosti, životnosti i udržitelnosti. Zatímco termosety stále dominují z hlediska rozšíření a technologické vyspělosti, termoplasty a nano-inženýrované polymery přinášejí nové možnosti zejména v oblasti recyklace, oprav a multifunkčních struktur, které jsou v souladu s požadavky moderní cirkulární ekonomiky [70].

7.2.3 Environmentální aspekty volby materiálů

V kontextu návrhu a výroby lopatek větrných turbín je stále důležitější zohledňovat environmentální dopady použitých materiálů. Studie Moriniho et al. analyzovala ekologickou stopu 63metrové lopatky pomocí zjednodušené metody posouzení životního cyklu (LCA). Zaměřila se především na vloženou energii (embodied energy) a uhlíkovou stopu šesti běžně používaných materiálů, zejména na skleněná vlákna a epoxidovou pryskyřici, které tvoří přibližně 75 % hmotnosti lopatky. Výsledky ukázaly, že právě tyto materiály mají nejvyšší

podíl na celkové energetické náročnosti a emisích CO₂ spojených s výrobou lopatky, samotná pryskyřice a lepidla přispívají k více než 80 % vložené energie i emisí [68].

Největší část environmentální zátěže vzniká během těžby surovin a přepravy, přičemž recyklace GFRP materiálů zůstává problematická kvůli vysokým nákladům a nízké efektivitě. I přesto, že jsou k dispozici alternativní metody jako termální, chemická či mechanická recyklace, v praxi stále převládá skládkování nebo spalování, které však snižují materiál na popel a neumožňují reálné energetické ani materiálové využití [68].

Jako perspektivní řešení se jeví opakované použití či repasování celých lopatek, které vykazují významný potenciál pro snížení energetické náročnosti a emisí, např. opětovné využití skleněných vláken z jedné lopatky může ušetřit až 390 GJ energie a 22 tun CO₂ [68]. Aby však mohla být lopatka znovu bezpečně použita, je třeba provádět testování, např. na únavu materiálu a zbytkovou životnost. Přestože recyklace zatím není ekonomicky výhodná, výzkum se v současnosti intenzivně zaměřuje na zlepšení recyklačních technologií, aby bylo možné v budoucnu zajistit udržitelnější nakládání s materiály použitými v konstrukci větrných turbín [70].

7.2.4 Nové materiály pro lopatky větrných turbín

Morfující materiály jsou novou generací materiálů, které umožňují výrazné změny tvaru a adaptaci na měnící se podmínky. Tyto materiály kombinují nízkou hmotnost, schopnost přizpůsobit se tvaru a odolnost vůči zatížení, což je ideální pro aplikace, jako jsou lopatky větrných turbín. Hlavními typy morfujících materiálů jsou elastomerické materiály, anisotropní materiály a kompozitní struktury [68].

Elastomerické materiály, jako jsou termoplastické polyuretany nebo polymery s pamětí tvaru, mají vlastnosti jako odolnost vůči opotřebení, chemikáliím a únavě. Jsou velmi ohebné a schopné se snadno deformovat, což je činí vhodnými pro menší větrné turbíny, kde není vyžadována vysoká tuhost. Nicméně mají nízkou tuhost v rovině, což vede k velkým deformačním změnám a kývání, což je problém pro aplikace, kde jsou přítomny aerodynamické zátěže [68]. Tento problém je třeba vyřešit zlepšením tuhosti materiálu pro odolnost vůči vnějším silám, a to zejména v oblasti zamezení deformací při aplikaci vysokých aerodynamických zatížení.

Anisotropní materiály se vyznačují směrovými vlastnostmi, kdy jejich vlastnosti závisí na směru, ve kterém jsou aplikovány síly. Tyto materiály mohou poskytovat vysokou odolnost proti prohnutí a efektivní absorpci energie. Příkladem jsou kompozitní vlnité struktury, které se inspiřují přírodou, například v křídlech hmyzu. Tyto struktury mohou být velmi efektivní díky své vysoké tuhosti v jednom směru a nízké tuhosti v jiném směru, což jim umožňuje efektivně reagovat na měnící se podmínky, ale vyžadují precizní výrobu a testování [68]. Výhodou je jejich biomimetická povaha, která jim umožňuje vynikající aerodynamickou účinnost, nicméně problémem může být jejich nízká tuhost mimo rovinu, což omezuje jejich použití pro větší turbíny.

Celkově tyto materiály představují obrovský potenciál pro zlepšení výkonu větrných turbín, ale pro jejich praktické použití bude nutné vyřešit některé technické výzvy týkající se jejich mechanických vlastností a výrobních procesů [70].

7.2.5 Ochranné vrstvy lopatek

Ochrana lopatek větrných turbín před erozí je klíčová pro prodloužení jejich životnosti a zachování jejich výkonnosti. Eroze na lopatkách je často způsobena částicemi, jako jsou písek, prach, ale také kroupy nebo led, které mohou mechanicky narušit povrch a zhoršit aerodynamické vlastnosti. Výběr vhodných materiálů pro ochranu proti erozi se proto stává nezbytným prvkem efektivního návrhu a provozu větrných turbín, zejména v oblastech s

vysokým výskytem silného větru, prašného prostředí nebo extrémních povětrnostních podmínek.

Jedním z nejběžněji používaných materiálů pro ochranné vrstvy je kompozitní materiál na bázi epoxidových pryskyřic, který kombinuje vysokou pevnost, flexibilitu a odolnost vůči mechanickému opotřebení [71]. Tento materiál je navržen tak, aby poskytoval dlouhodobou ochranu proti abrazivnímu působení částic, což je obzvláště důležité v oblastech, kde jsou větrné farmy vystaveny prašnému prostředí. Dále se také používají polyuretanové a epoxidové povrchové nátěry, které mají vynikající mechanickou odolnost a schopnost absorbovat nárazy, čímž výrazně zlepšují odolnost proti erozi [71].

V posledních letech se pro ochranu lopatek větrných turbín používají také keramické materiály, které jsou známé svou vysokou tvrdostí a odolností vůči opotřebení. Keramické povlaky aplikované na povrch lopatek dokáží účinně odolávat erozi způsobené částicemi, přičemž si zachovávají svou pevnost i při dlouhodobém vystavení náročným podmínkám [71]. Kromě keramických materiálů se používají také kovové slitiny, jako je hliník a nerezová ocel, které poskytují silnou mechanickou ochranu v extrémních podmínkách [71].

Další výzkum se zaměřuje na kombinaci nanočástic a polymerních kompozitů, což umožňuje vytvořit ochranné vrstvy s lepšími mechanickými vlastnostmi a vyšší odolností proti erozi [71]. Tato technologie je stále ve fázi vývoje, ale nabízí slibné výsledky pro budoucí aplikace v oblasti větrné energetiky.

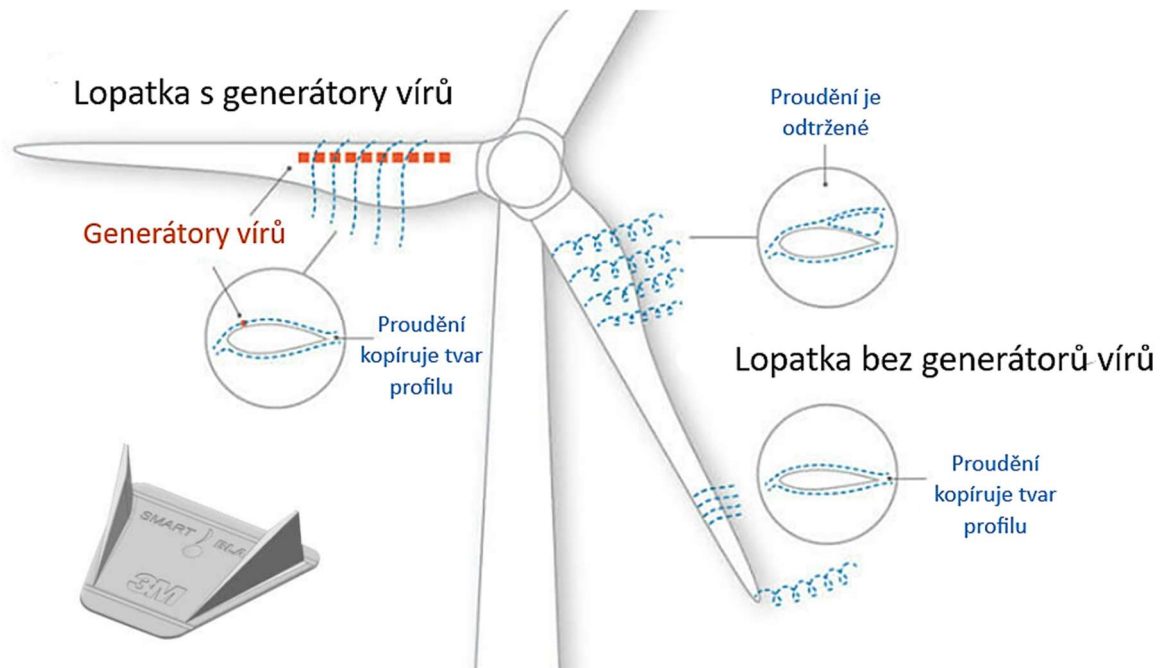
7.3 Doplnkové konstrukční prvky pro zvýšení výkonu a účinnosti

Pro zajištění co nejlepšího výkonu větrných turbín je důležité nejen správně navrhnout základní konstrukci, ale také využít různé doplnkové prvky, které mohou zvýšit jejich účinnost a stabilitu v různých podmínkách. Tyto technologie se zaměřují na zlepšení aerodynamiky rotorových listů, což má přímý vliv na jejich schopnost zachytit vítr a generovat energii.

Mezi nejběžněji používané doplňky patří patní spoilery, generátory vírů, Gurneyho klapky, zoubkované odtokové hrany, winglety, ale také pasivní a aktivní systémy řízení proudění, jako je morfující odtoková hrana nebo ofukované klapky. Každý z těchto prvků přináší specifické výhody v podobě lepšího výkonu při různých rychlostech větru a optimalizace aerodynamických vlastností.

7.3.1 Generátory vírů (VGs)

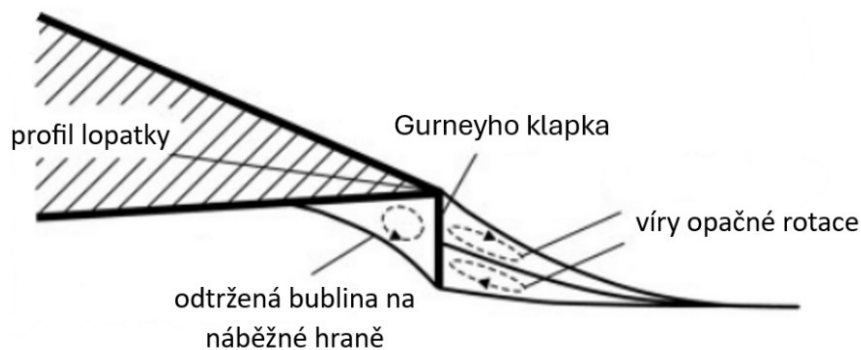
Generátory víru (Vortex generators – VGs) jsou malé přídavné prvky, které se instalují na horní část lopatek větrných turbín (viz Obr. 7.3). Jejich úkolem je zdržet oddělení proudění vzduchu v mezní vrstvě, což pomáhá zlepšit aerodynamiku a celkový výkon turbíny. Generátory vírů vytvářejí vír, který do mezní vrstvy přitahuje rychlejší vzduch, čímž ji zpevní a zabrání jejímu oddělení. To má za následek stabilnější proudění a nižší odpor, což se projevuje lepším vztlakem a vyšší účinností lopatek [72]. Díky těmto efektům mohou generátory vírů výrazně zvýšit roční výrobu energie, což přispívá k efektivnějšímu využití větrné energie a nižším nákladům na provoz. Kromě toho správná instalace a umístění těchto zařízení na lopatky mohou optimalizovat výkon turbíny v širokém rozsahu větrných podmínek, což činí tuto technologii efektivní i v oblastech s nižšími větry.



Obr. 7.3: Vliv generátorů vírů na proudění podél lopatky větrné turbíny ([72], upraveno autorem).

7.3.2 Gurneyho klapky

Gurneyho klapky (Gurney flaps) jsou pasivní aerodynamické prvky, malé destičky umístěné kolmo na odtokovou hranu profilu (viz Obr. 7.4). Jejich hlavním cílem je zvýšení vztlaku profilu bez výrazného nárůstu odporu. Fungují tak, že za nimi vzniká vírová struktura, která podporuje udržení přilnutého proudění na horní straně profilu. U větrných turbín mohou zvýšit maximální součinitel vztlaku až o 20 %, posunout úhel nulového vztlaku a zvýšit záporný klopný moment, podobně jako při zvětšení zakřivení profilu. Díky jednoduché konstrukci a nízkým nákladům na aplikaci jsou vhodné pro zlepšení aerodynamického výkonu lopatek. [73]



Obr. 7.4: Vliv Gurneyho klapky na aerodynamiku lopatky větrné turbíny ([73], upraveno autorem).

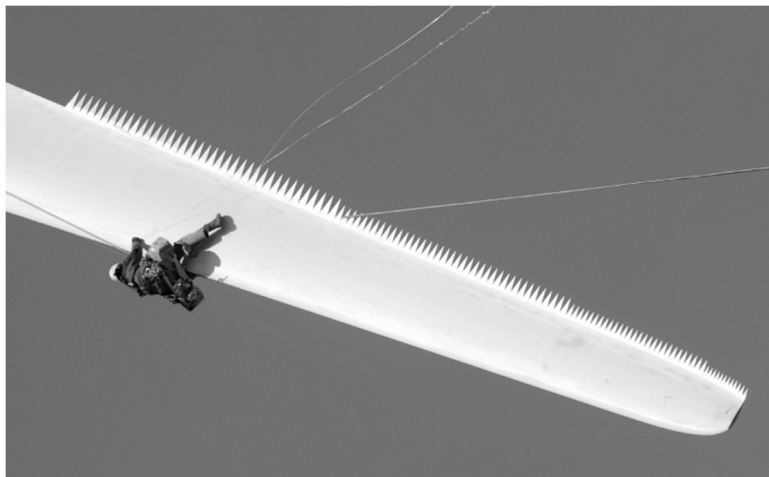
7.3.3 Patní spoilery

Patní spoilery jsou pasivní aerodynamické prvky instalované na tlusté profily lopatek větrných turbín v oblasti paty lopatky (blízko náboje), kde je kvůli strukturálním požadavkům aerodynamika obvykle horší. Spoiler je umístěn na přetlakové straně profilu mezi 60–80 % délky tětivy a jeho účelem je zvýšit efektivní zakřivení profilu, čímž se zvyšuje vztlak [74].

Na rozdíl od Gurneyho klapky (GF), které jsou umístěny kolmo na tětivu na odtokové hraně, je patní spoiler dlouhý aerodynamicky tvarovaný prvek. Spoiler zvyšuje vztlak v kladných úhlech náběhu, ale za cenu zvýšeného odporu a větší nestability aerodynamických sil [74].

7.3.4 Zoubkované odtokové hrany (serrated trailing edges)

Zoubkované odtokové hrany jsou konstrukční úpravy na okraji aerodynamických profilů, které mají za úkol zlepšit aerodynamické vlastnosti a snížit hlučnost. Tato úprava spočívá v přidání pravidelných zářezů nebo zoubkování na odtokovou hranu profilu, což pomáhá snížit turbulence a odpor v oblasti, kde proud vzduchu opouští profil [75]. Díky těmto úpravám dochází k rozptýlení vírů a zjemnění jejich tvorby, což vede k nižší hlučnosti, která je častým problémem u větrných turbín. Tato technologie se obvykle aplikuje především na špiče lopatek (viz Obr. 7.5), kde je snížení aerodynamického hluku obzvláště důležité [17]. Snížení odporu a zlepšení laminárního proudění mohou vést také k lepšímu výkonu.



Obr. 7.5: Zoubkování odtokové hrany lopatky [75].

7.3.5 Winglety

Winglet je aerodynamický prvek umístěný na špičce lopatky větrné turbíny, jehož hlavní funkcí je snížit ztráty způsobené vírem na konci lopatky (tip vortex). Tyto víry vznikají kvůli rozdílnému tlaku na horní a spodní straně lopatky a vedou ke zvýšení indukovaného odporu, což snižuje účinnost turbíny. Přidáním wingletu se potlačuje vznik těchto vírů, čímž dochází ke zlepšení aerodynamické účinnosti a zvýšení výkonu turbíny. Winglety tedy pomáhají lépe využít dostupnou energii větru a omezit intenzitu vírů a turbulence ve stopě za turbínou [76]. Winglet je znázorněn červenou barvou na Obr. 7.6.



Obr. 7.6: Aplikace wingletu na lopatce rotoru větrné elektrárny [100].

7.3.6 Morfující odtoková hrana (morphing trailing edge flap)

Morfující odtoková hrana (viz Obr. 7.7) je aktivní systém řízení proudění, který slouží jako doplněk lopatky větrné turbíny. Jedná se o elastický prvek bez mechanických, kovových nebo elektronických částí, jehož tvar se mění působením tlakového média (vzduchu nebo kapaliny) do dutin uvnitř prvku. Tímto způsobem lze dosáhnout aktivního vychylování odtokové hrany lopatky směrem nahoru nebo dolů. Systém umožňuje dynamicky upravovat vztlak lopatky a tím snižovat proměnné aerodynamické zatížení během provozu turbíny [77].



Obr. 7.7: Princip montáže morfující odtokové klapky na lopatku větrné turbíny [101].

7.3.7 Další doplňky lopatek

Kromě doplňků zlepšujících aerodynamiku, jako jsou generátory vírů, Gurneyho klapky, zoubkované odtokové hrany nebo winglety, jsou lopatky moderních větrných turbín doplňovány i o další zařízení a systémy, které přímo nesouvisí s jejich primární funkcí přenosu zatížení, ale významně přispívají k bezpečnosti, spolehlivosti a efektivitě provozu celé turbíny.

Jedním z nejčastějších prvků je bleskosvodný systém, který chrání lopatku a vnitřní elektroniku před úderem blesku. Ten je tvořen vodivým vodičem integrovaným uvnitř lopatky, který je spojen s hrotem na špičce a odvádí elektrický výboj do zemního systému v gondole [41].

Dále se používají různá senzorická zařízení, jako jsou deformační a vibrační čidla, která slouží k monitorování konstrukčního stavu lopatky během provozu [41]. Jejich úkolem je včasné odhalení nežádoucích dynamických jevů, jako jsou rezonance nebo únavové poškození. V některých případech jsou lopatky vybaveny také senzory teploty, které sledují vnitřní teplotní poměry a mohou detekovat například nadměrné zahřívání nebo vznik kondenzace [17].

V chladných oblastech se do lopatek instalují i systémy pro odmrazování nebo prevenci námrazy. Ty mohou být aktivní (např. elektrické topné články nebo cirkulace teplého vzduchu uvnitř lopatky), nebo pasivní, kdy se používají speciální nátěry s hydrofobními nebo ledofobními vlastnostmi [3]. Cílem je zabránit ztrátám výkonu, erozi povrchu lopatky a dynamickým nerovnováhám způsobeným nerovnoměrnou tvorbou ledu.

Moderní vývoj směřuje také k tzv. „chytrým lopatkám“ (SMART blades), které využívají pokročilé technologie jako optická vlákna (např. Fiber Bragg Grating) k detailnímu sledování deformací po celé délce lopatky, tenzometry pro měření napětí nebo akcelerometry pro sledování vibrací [78].

Doplňkově mohou být lopatky vybaveny i značkovacími prvky, například reflexními body pro dronové inspekce, nebo barevnými značkami usnadňujícími montáž a transport. Výjimečně se do lopatek instalují i výstražné světelné systémy, zejména u turbín v blízkosti letišť.

7.4 Přeprava lopatek

Přeprava rotorových lopatek představuje jednu z nejdůležitějších logistických výzev spojených s výstavbou větrných elektráren. Vzhledem k jejich délce, hmotnosti a citlivosti na poškození je nutné způsob přepravy zohlednit již v rané fázi návrhu turbíny.

Lopatky se obvykle vyrábějí ve specializovaných závodech, odkud jsou transportovány na místo instalace, často vzdálené a špatně přístupné. Přeprava může probíhat po zemi (silniční a železniční doprava), po vodě (lodní doprava) nebo vzduchem. V podmínkách České republiky je nejčastější silniční doprava, vodní doprava je kvůli infrastruktuře téměř nerealizovatelná a vzdušná přeprava je extrémně nákladná [79].

Silniční doprava je nejčastěji využívanou metodou. Lopatky delší než přibližně 45 m spadají do kategorie nadrozměrných a nadměrně těžkých nákladů (OSOW – oversized and overweight), a proto vyžadují speciální nákladní automobily vybavené zadním řízením, často s doprovodnými vozidly [26]. Trasa přepravy musí být detailně analyzována s ohledem na možnosti průjezdu. Někdy je nutné provést úpravy silnic, jako je dočasné odstranění dopravního značení, ořezání stromů či posun sloupů elektrického vedení. Legislativní požadavky mohou omezovat přepravu na noční hodiny nebo určité počasí a často vyžadují zvláštní povolení s omezenou platností, což zvyšuje náklady v případě zpoždění [26].

Železniční doprava může být alternativou, ale delší lopatky přesahující délku jednoho vagonu způsobují přesah nákladu mimo profil tratě. To nutí vlaky zpomalovat a navíc hrozí komplikace v zatáčkách. Technickým řešením může být spojení dvou vagonů a použití posuvných podpěr či mírná deformace lopatky v pružné části pomocí ochranných nárazníků [80].

Vodní doprava umožňuje přepravu větších rozměrů, ale je omezena dostupností přístavů a nutností použití speciálních uchycení, která zabrání deformaci lopatky při pohybu lodí. V některých případech lze lopatky hermeticky uzavřít a použít je jako plovoucí tělesa tažená za lodí, podobně jako lodě z kompozitních materiálů [26].

Vzdušná doprava pomocí vrtulníků je extrémně nákladná a používá se jen ve výjimečných případech. V současnosti se testují alternativní technologie jako vzducholodě, které by mohly nabídnout levnější a bezpečnější řešení.

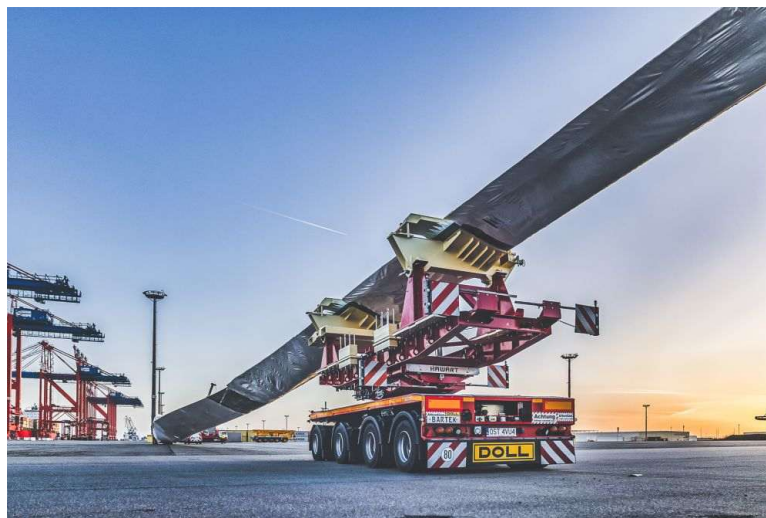
7.4.1 Moderní technologie přepravy

Aby bylo možné zvládnout přepravu stále větších lopatek, vyvíjejí se nové systémy, které umožňují variabilní manipulaci s lopatkou během přepravy. Jedním z pokročilých řešení je Blade Lifter (viz Obr. 7.8), který umožňuje hydraulicky naklonit lopatku až o 60–65° nad horizontálu, čímž se zkrátí celková délka soupravy a umožní průjezd ostrými zatáčkami nebo úzkými cestami [81]. Tento systém lze navíc doplnit o možnost rotace lopatky pro minimalizaci větrného odporu (tzv. efekt plachty) během transportu [82].



Obr. 7.8: Transport lopatky systému Blade Lifter [82].

Dalším sofistikovaným řešením je DOLL® wind blade transport systém (viz Obr. 7.9), což je přívěsový systém s vlastním hydraulickým řízením a mimořádnou manévrovatelností. Nabízí nejnižší ložnou výšku na trhu, čímž snižuje potřebu úprav infrastruktury. Tento systém je certifikován pro lopatky od všech hlavních výrobců (Vestas, GE, Siemens Gamesa, Nordex ad.) a umožňuje přepravu lopatek až do délky 120 m a hmotnosti 32 t. Součástí je i pokročilý systém zvedacích adaptérů s možností otáčení a naklápění lopatky během jízdy [83].



Obr. 7.9: Transport lopatky systémem DOLL® [83].

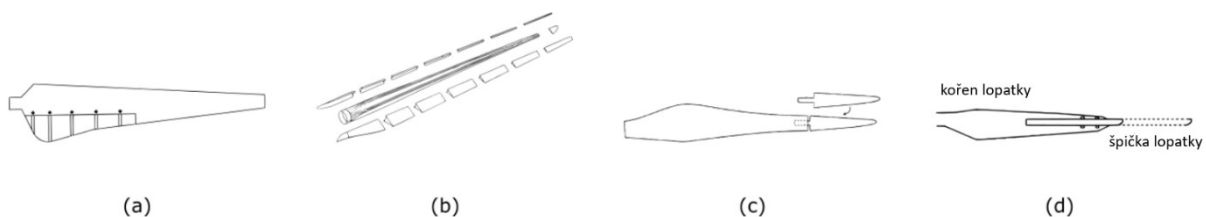
Alternativou k přepravě celých rotorových lopatek je jejich segmentová konstrukce, kdy je lopatka rozdělena na několik částí a ty jsou smontovány až na místě instalace. Tento přístup výrazně usnadňuje logistiku, protože jednotlivé segmenty lze přepravit standardními dopravními prostředky bez nutnosti zvláštních povolení či úprav infrastruktury. Segmentace se

uplatňuje zejména u velkých rotorů s délkou lopatek přesahující 70 m, kde je transport celku technicky náročný, časově zdoluhavý a finančně nákladný. Použití segmentových lopatek navíc umožňuje modulární výrobu, lepší optimalizaci skladování a potenciálně i snazší údržbu nebo výměnu jednotlivých částí během provozu.

7.5 Segmentace lopatek

S rostoucími rozměry rotorů, zejména u offshore větrných elektráren, se konstrukce jednodílných lopatek stává technicky i logisticky náročnou. Výsledkem je rostoucí zájem o segmentované lopatky, které umožňují výrobu, přepravu a instalaci po částech. Tento přístup reaguje na praktická omezení výroby a přepravy velkorozměrných dílů a přináší nové možnosti v návrhu, údržbě i hospodárnosti provozu [26].

Segmentace může probíhat různými způsoby. Nejčastěji se lopatka dělí na vnitřní a vnější část (inboard–outboard), čímž se zmenšují přepravované díly. Další možností je rozdělení pláště lopatky na samostatný profil náběžné a odtokové hrany (LE/TE segmenty), které lze přepravovat odděleně a zkompletovat na místě. Existují také koncepty teleskopických lopatek, u kterých se délka lopatky mění podle provozních podmínek [26]. Přehled různých strategií segmentace je znázorněn na Obr. 7.10:



Obr. 7.10: Různé strategie segmentace lopatek: (a) lopatka se samostatným segmentem na odtokové hraně (TE), který snižuje šířku lopatky, (b) lopatka se samostatnými segmenty na náběžné (LE) a odtokové (TE) hraně pro snížení šířky lopatky, (c) lopatka rozdělená za účelem zkrácení délky jednotlivých komponent, (d) teleskopická lopatka větrné turbíny ([26], upraveno autorem).

Z hlediska výroby segmentace umožňuje lepší kontrolu kvality jednotlivých částí a využití různých materiálů podél lopatky. U složených konstrukcí může být například použit jiný kompozitní materiál pro nosník a jiný pro aerodynamický plášť, což zjednodušuje proces laminace a snižuje riziko vad [26]. Segmentace rovněž dovoluje snadnější výrobu zakřivených kořenových částí pro zajištění dostatečné vůle vůči věži, bez nutnosti extrémně tuhé konstrukce [17].

Ekonomicky segmentace ovlivňuje všechny složky nákladů: zvyšuje náklady na výrobu a instalaci kvůli spojovacím prvkům a přesnosti montáže, na druhé straně snižuje náklady na přepravu a umožňuje instalaci i v odlehlých lokalitách s omezenou infrastrukturou. Pokud je spoj navržen jako rozebíratelný, může výrazně snížit náklady na výměnu poškozené části během životnosti turbíny. Důležité je minimalizovat dopad spoje na aerodynamiku a hmotnost lopatky, aby nedošlo ke ztrátě roční produkce energie. [26]

Strategie segmentace musí být volena s ohledem na kompromis mezi snížením nákladů a zachováním výkonnosti. Pro offshore aplikace, kde jsou fixní náklady vysoké, může být segmentace ve výsledku výhodná i přes zvýšené náklady na výrobu. Pro onshore turbíny je segmentace výhodná zejména v místech s obtížnou dopravní dostupností, kde jinak nelze instalovat větší rotory [26].

8 Návrh konstrukce lopatky a její výroba

V této kapitole bude navržen konstrukční koncept lopatky navrhované větrné turbíny a popsán postup její výroby. Součástí konstrukčního návrhu je volba vhodných materiálů, vnitřní struktury lopatky, způsobu uchycení k náboji rotoru a celkového technologického řešení výroby.

V praxi je před samotnou výrobou nutné celý konstrukční návrh ověřit pomocí pokročilých simulačních nástrojů, například pevnostní analýzou metodou konečných prvků (FEM – Finite element method), analýzou únavy materiálu, či simulací výrobních deformací. Tyto ověřovací výpočty však nejsou součástí této diplomové práce, jelikož by svým rozsahem výrazně přesahovaly její rámec. V tomto návrhu se tedy vychází pouze z konstrukčních principů běžně používaných v praxi.

Dříve než bude zahájen samotný návrh konstrukce, bylo rozhodnuto, že lopatka bude vyráběna jako jeden celek. Segmentované řešení v této práci zvoleno nebude, protože doprava celistvých lopatek je v případě této pozemní instalace proveditelná a nevyžaduje dělení na menší části. Výroba v jednom kuse navíc zjednodušuje konstrukci a eliminuje komplikace spojené se spojováním jednotlivých segmentů.

Pro výrobu lopatky bude použita technologie VARTM (Vacuum-Assisted Resin Transfer Molding), tedy infuze pryskyřice za asistence podtlaku. Tato metoda, která kombinuje skleněnou tkaninu jako výztuž a epoxidovou (či polyesterovou) pryskyřici jako pojivo, je široce využívána ve výrobě větrných turbín. Využívá ji například i společnost LM Wind Power, která patří mezi lídry v oblasti výroby kompozitních lopatek. Technologie je osvědčená, relativně jednoduchá a umožňuje sériovou výrobu struktur s vysokou kvalitou a opakovatelností [84].

8.1 Výroba lopatek

Výroba kompozitní lopatky probíhá v několika fázích, od přípravy formy až po dokončení povrchových úprav a kompletaci. Popisovaný proces je inspirován výrobní metodikou používanou firmou LM Wind Power [85], která patří mezi přední světové výrobce lopatek větrných turbín, a metodami a technologiemi vyvinutými společností Fraunhofer IWES [86], které se zaměřují na zvyšování efektivity a spolehlivosti výroby a výkonnosti větrných turbín. Cílem je přiblížit postup krok za krokem, jak lze vyrobit kvalitní a odolnou lopatku metodou VARTM (Vacuum-Assisted Resin Transfer Molding).

Při výrobě bude použit kompozitní materiál složený z epoxidové pryskyřice a skelné tkaniny, která slouží jako výztužná složka.

Postup výroby navrhované lopatky bude následující [85], [86]:

8.1.1 Výroba formy

Před samotnou výrobou lopatky větrné turbíny je klíčovým krokem vytvoření formy, která má negativní tvar lopatky. Forma se obvykle skládá ze dvou částí, jedné pro tvarování horní části lopatky a druhé pro její spodní část. Tyto formy jsou vytvářeny s maximální přesností pomocí vysoce specializovaných CNC frézek, které umožňují precizní tvarování složitých geometrií. Následně se formy jemně brousí a leští, čímž se dosahuje minimální tolerance a vysoké kvality výsledného tvaru [87]. Aby byla manipulace s formami snadná a bezpečná, jsou umístěny do pevného ocelového rámu, který zajišťuje jejich stabilitu během výroby [88].

Výroba těchto forem je velice nákladná, protože vyžaduje použití kvalitních materiálů a precizní výrobní postupy. Formy jsou navrženy pro výrobu více lopatek během jejich životnosti, což znamená, že vysoká přesnost formy je nezbytná pro zajištění opakované výroby lopatek bez deformací. V některých případech jsou formy vybaveny mechanickými nebo hydraulickými systémy, které usnadňují jejich složení a manipulaci, čímž eliminují potřebu těžké techniky [89].

Pokročilé formy rovněž podporují efektivní proces vytvrzování kompozitního materiálu, přičemž jsou vybaveny senzory pro monitorování a regulaci teploty. Tyto senzory umožňují rovnoměrné vytvrzení materiálu, čímž urychlují výrobu a zajišťují vysokou kvalitu konečného výrobku [88]. Některé formy dokonce integrují chladicí a ohřívací systémy, které optimalizují teplotní podmínky a tím šetří čas i energii [90].



Obr. 8.1: Systém hydraulických závěsů forem pro výrobu lopatek větrných turbín [89].

8.1.2 Nanesení vrstvy gelcoatu

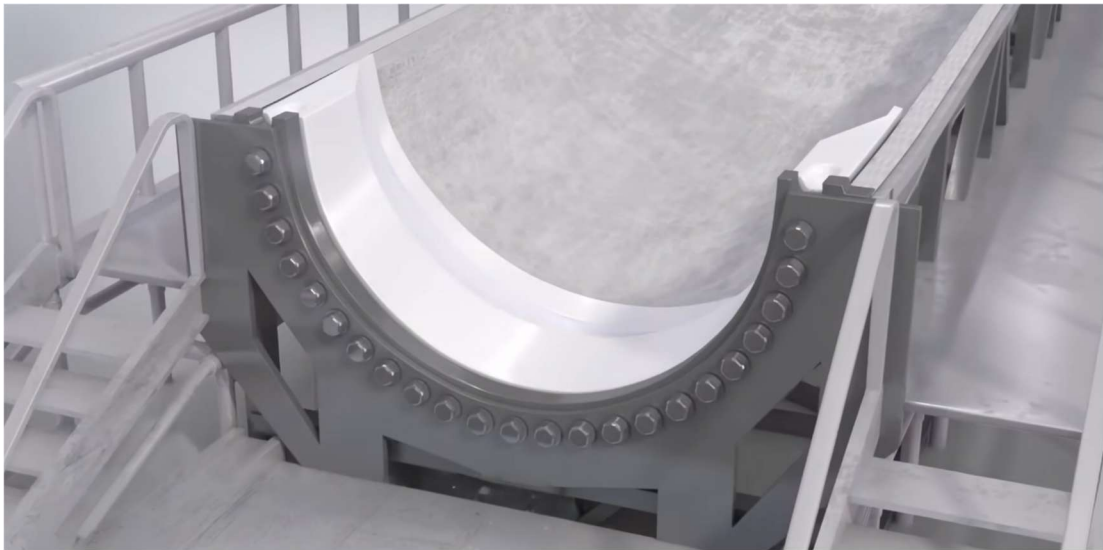
Gelcoatová vrstva představuje tenký povrchový nátěr, který se nanáší jako první na vnitřní povrch formy. Slouží především k ochraně laminátu před povětrnostními vlivy, UV zářením a mechanickým poškozením. Zároveň vytváří hladký a estetický povrch finálního výrobku. Gelcoat je obvykle složen z polyesterové nebo epoxidové pryskyřice doplněné o pigmenty a aditiva zlepšující odolnost. Jeho kvalita a správné nanesení výrazně ovlivňují životnost a vzhled výsledného kompozitního dílu. [88]

8.1.3 Kladení skelné tkaniny

Po nanesení gelcoatu následuje kladení vrstev skelné tkaniny, které tvoří hlavní výztužnou složku kompozitní struktury. Tyto vrstvy zajišťují lopatce potřebnou pevnost a tuhost v tahu, tlaku i ohybu. Skleněná vlákna se ukládají ve více směrech (např. podélně, šikmo nebo příčně), aby se rovnoměrně rozložila mechanická zatížení působící na lopatku během provozu [88]. Počet vrstev, jejich orientace a typ tkaniny (např. rohož, tkanina) se navrhuje podle zatížení a konstrukčních požadavků [68].

8.1.4 Zabudování spojovacích prvků v kořenové části lopatky

V oblasti kořene lopatky se vkládají kořenové konstrukční prvky (viz Obr. 8.2), které zajišťují bezpečné a pevné spojení s nábojem rotoru. Nejčastěji se jedná o ocelové vložky nebo závitová pouzdra, která jsou přesně rozmístěna po obvodu kořenové části a slouží k přišroubování lopatky [26]. Tyto prvky musí být inženýrsky navrženy tak, aby odolaly veškerým provozním zatížením, včetně cyklického namáhání, kroutících momentů a vibrací. Jejich správné zalití a ukotvení do kompozitu je zásadní pro dlouhodobou životnost spoje [88].



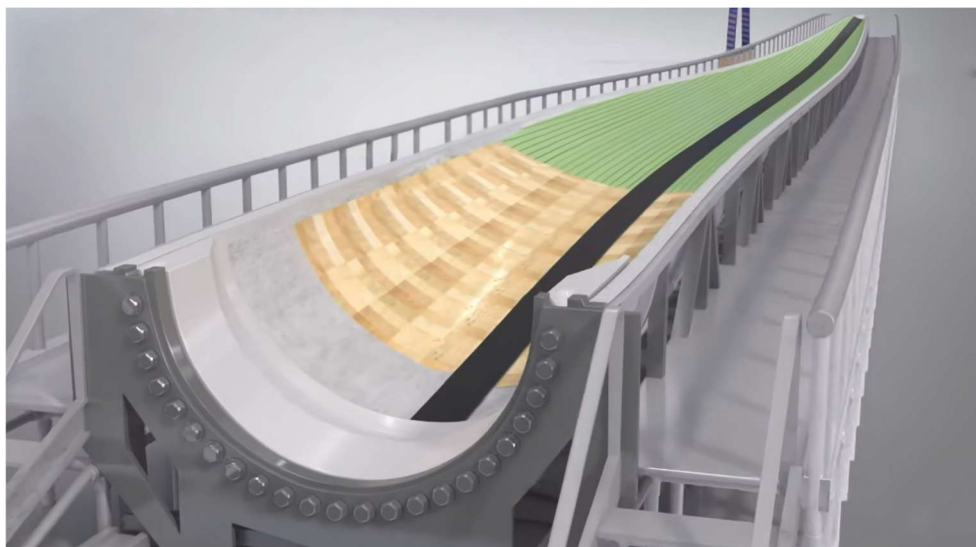
Obr. 8.2: Zabudování spojovacích konstrukčních prvků v kořenové části lopatky [85].

8.1.5 Instalace hlavního výztužného pásu z uhlíkových vláken

Dalším klíčovým krokem je instalace hlavního výztužného pásu (spar cap), který se obvykle vyrábí z uhlíkových vláken. Tento pás je umístěn podél celé délky lopatky, od paty až ke špici, v oblasti hlavního nosníku a zajišťuje vysokou podélnou tuhost a pevnost konstrukce [87]. Uhlíková vlákna jsou volena pro svůj vynikající poměr pevnosti k hmotnosti, což umožňuje zvýšit mechanickou odolnost bez výrazného nárůstu hmotnosti. Spar cap přebírá velkou část ohybových momentů působících na lopatku během provozu [26].

8.1.6 Vložení výplňového materiálu

Po instalaci výztužných vrstev a hlavního výztužného pásu následuje pokládka výplňového materiálu (viz Obr. 8.3), který se klade podél celé délky lopatky. Používá se především balzové dřevo, strukturální pěna nebo recyklovaný PET, které zajišťují vysoký poměr pevnosti k hmotnosti [88]. Tyto materiály tvoří jádro sendvičové konstrukce, zvyšují její tuhost a zároveň pomáhají udržet hmotnost lopatky na přijatelné úrovni. Kromě toho zlepšují tlumení vibrační a celkovou stabilitu konstrukce při laminaci a během provozu [87].



Obr. 8.3: Pokládka výplňového materiálu [85].

8.1.7 Lokalizované vyztužení skelnými vlákny

V dalším kroku se doplňuje skelná výztuž v přesně definovaných místech, kde je potřeba zvýšit pevnost lopatky. Tyto výztužné pásy nebo lokální výztuhy se umísťují zejména v oblastech s vyšším namáháním, jako jsou přechody mezi materiály, okraje hlavního výztužného pásu, oblast kořene nebo špička lopatky [88]. Důležitá je přesná geometrie a tloušťka výztuže, protože výrazně ovlivňuje mechanické chování celé struktury. Tímto cíleným vyztužením se optimalizuje pevnostní rozložení bez zbytečného navyšování hmotnosti. Tento krok uzavírá kladení suchých vrstev před samotnou infuzí pryskyřice [91].

8.1.8 Instalace systému ochrany proti blesku

Systém ochrany proti blesku se instaluje podél celé délky lopatky, obvykle od špičky až po kořen. Nejčastěji se používají tenké měděné pásy nebo vodiče, které se vkládají mezi vrstvy kompozitního materiálu ještě před infuzí pryskyřice [86]. V oblasti špičky se instaluje bleskosvodový hrot, který je propojen s vnitřním vodivým systémem. Vodiče jsou vedeny v předem připravených drážkách nebo přes výztužné části lopatky a na kořeni jsou vyvedeny pro připojení na uzemnění přes náboj a gondolu [87].

8.1.9 Infuze pryskyřice metodou VARTM

Po uložení všech výztužných vrstev a výplňového materiálu následuje klíčová fáze, infuze pryskyřice (viz Obr. 8.4) metodou VARTM (Vacuum Assisted Resin Transfer Molding). Tento proces využívá podtlak k tomu, aby nasál pryskyřici do laminátu a rovnoměrně ji distribuoval, čímž zajišťuje vysokou pevnost a integritu celé konstrukce [91]. VARTM je jednou z nejrychleji rostoucích technologií, která se liší od tradičního RTM (Resin Transfer Molding), protože při VARTM je tlakový rozdíl mezi atmosférou a podtlakem v uzavřeném prostoru, který tlačí pryskyřici do laminátu. Tento proces nevyžaduje vysoké teploty ani velký tlak, což z něj činí efektivní a nákladově výhodnou metodu pro výrobu velkých a složitých komponentů [86]. Navíc umožňuje vyšší poměr vláken v laminátu (60–70 % hmotnosti), což přispívá k větší pevnosti při zachování relativně nízké hmotnosti [88].



Obr. 8.4: Infuze pryskyřice metodou VARTM [86].

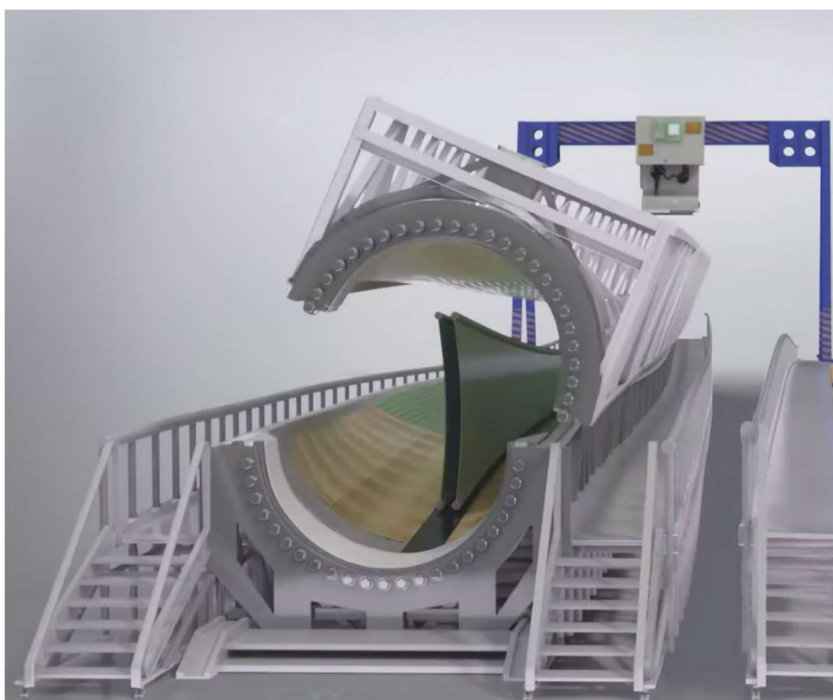
Kromě VARTM existují i jiné metody, jako je například mokré nanášení (Hand Lay-up). Tato metoda zahrnuje ruční pokládání suchých vláken na formu a následné nanášení pryskyřice pomocí štětců nebo válečků. Vláknité materiály, jako jsou tkaniny nebo pásy, se vrstvením umísťují na formu, která je nejprve ošetřena separačním prostředkem [88]. Tento postup je jednoduchý a flexibilní, ale může být časově náročný a méně efektivní pro složité geometrie.

Při použití metody prepregování (Prepreg) se pracuje s předpřipravenými materiály, kde jsou vlákna již napuštěna pryskyřicí a zakonzervována při nízké teplotě [88]. Před použitím se prepregy musí zahřát a vytvrdit pod tlakem. Tato technologie je vysoce kontrolovatelná a umožňuje vysokou kvalitu laminátu, avšak je náročnější na skladování a manipulaci s materiály [91].

RTM (Resin Transfer Molding) je podobný VARTM, avšak při této metodě je pryskyřice vstřikována do formy pod tlakem, což umožňuje kontrolovanější proces impregnace vláken. RTM je vhodné pro výrobu složitých dílů s vysokými požadavky na pevnost, avšak vyžaduje speciální formy a zařízení pro vstřikování pryskyřice [88].

8.1.10 Instalace vnitřního nosníku

Po infuzi a vytvrzení hlavních vrstev je do konstrukce lopatky integrována vnitřní výztuha ve tvaru I-profilu (viz Obr. 8.5), která se připevňuje k vnitřní straně skořepiny pomocí speciálního lepidla. Tento prvek funguje jako nosník, jenž přenáší zatížení mezi horní a dolní skořepinou a výrazně zvyšuje torzní tuhost celé lopatky. Obvykle je umístěn přímo nad hlavním výztužným pásem z uhlíkových vláken (spar cap), s nímž tvoří hlavní nosný systém lopatky [86].



Obr. 8.5: Instalace vnitřního nosníku a následné spojení obou skořepin lopatky [85].

8.1.11 Spojení skořepin lopatky

Po osazení všech vnitřních strukturálních komponentů, jako jsou nosníky a výplně, následuje spojení horní a dolní skořepiny lopatky (viz Obr. 8.5). Skořepiny jsou zarovnány s vysokou přesností a následně slepeny pomocí strukturálního epoxidového lepidla, které zajišťuje pevné

a trvanlivé spojení [88]. V oblasti nosníku (tzv. hlavního pásu) a okrajů je kladen důraz na rovnoměrné zatížení a eliminaci pnutí. Po slepení je spoj zajištěn fixací a ponechán k vytvrzení, čímž vzniká finální tvar lopatky [86].

8.1.12 Důkladná povrchová úprava pro dosažení hladkého povrchu

Po dokončení základní konstrukce lopatky je nezbytné provést důkladnou povrchovou úpravu, aby bylo dosaženo požadovaného hladkého povrchu. Tento krok zahrnuje leštění, broušení a odstranění přebytečného lepidla, které se mohlo dostat na povrch během výroby [88]. Broušení slouží k odstranění nerovností a vyhlazení povrchu, zatímco leštění zajišťuje finální hladkost. Kromě toho se v této fázi provádí kontrola kvality povrchu, aby se odstranily všechny možné defekty.

8.1.13 Ochrana přední hrany pro trvanlivost

Pro zajištění dlouhodobé odolnosti lopatky ve velmi náročných povětrnostních podmínkách je na přední hranu lopatky aplikována ochrana proti opotřebení. Tento ochranný prvek slouží k ochraně lopatky před mechanickým poškozením způsobeným ledem, pískem nebo kameny, které mohou být při vysokých rychlostech zachyceny ve vzduchu. Materiály používané pro tuto ochranu, například kompozity nebo kovové slitiny, zajišťují vysokou odolnost a trvanlivost v těžkých klimatických podmínkách. [88]

8.1.14 Instalace doplňků na lopatku

Na lopatky větrné turbíny jsou instalovány různé doplňky, které zahrnují generátory vírů (VGs), Gurneyho klapky, patní spoilery, zoubkované odtokové hrany a winglety [85]. Generátory vírů jsou umístěny na specifických místech lopatky, kde pomáhají zlepšit aerodynamiku. Gurneyho klapky jsou umístěny na zadní straně lopatky a přispívají k lepšímu proudění vzduchu. Patní spoilery, instalované na patě lopatky, ovlivňují aerodynamické vlastnosti na místech s vyššími turbulencemi. Zoubkované odtokové hrany kromě zlepšení aerodynamické efektivity přispívají také ke snížení hluku generovaného při provozu turbíny tím, že ovlivňují turbulentní víry na okraji lopatky. Winglety jsou umístěny na koncích lopatky a pomáhají optimalizovat její aerodynamiku.

8.1.15 Testování a výstupní kontrola

Po instalaci doplňkových konstrukčních prvků, jako jsou generátory vírů, Gurneyho klapky, patní spoilery, zoubkované odtokové hrany a winglety, následuje komplexní testování lopatek. Testování se zaměřuje na odolnost proti vysokocyklové únavě, ale také na schopnost zvládnout extrémní povětrnostní podmínky, jako jsou mrazy nebo vítr [84]. Součástí tohoto procesu je i kontrola možného vzniku námrazy v lopatkové dutině, což je klíčové pro zajištění dlouhodobé výkonnosti lopatek [41].

Po testování je nezbytné provést certifikaci lopatky podle mezinárodních standardů, konkrétně IECRE OD-501. Tento certifikační systém zajišťuje, že lopatka splňuje požadavky na bezpečnost a spolehlivost pro použití v oblasti obnovitelných zdrojů energie. Certifikace probíhá prostřednictvím specializovaných certifikačních institucí, jejichž počet je v současnosti omezen na několik desítek po celém světě. [41]

Po úspěšném testování a certifikaci je lopatka připravena na uvedení do provozu a může být instalována na větrné turbíně.

8.1.16 Připojení lopatek k náboji rotoru

Jakmile jsou všechny kroky výroby lopatky dokončeny a všechny komponenty připraveny, nezbyvá nic jiného než lopatku připojit na náboj rotoru. Společnost LM Wind Power pro tento klíčový krok využívá osvědčené a robustní konstrukční řešení, založené na mechanickém zámku s ocelovými pouzdry (bushings). Tato pouzdra jsou zalita přímo do kořenové části lopatky během výrobního procesu a stávají se integrální součástí kompozitní struktury. Pomocí těchto pouzder jsou následně zašroubovány šrouby, které zajišťují pevné a spolehlivé spojení lopatky s nábojem rotoru [84].

Pro větší a těžší lopatky, jako je model LM 61.5 P, vyvinula LM Wind Power vylepšenou verzi tohoto připojení nazvanou SuperRoot. Tato inovace umožňuje umístit o 35–40 % více šroubů do stejného průměru kořenové části lopatky, čímž se zvyšuje pevnost a kompaktnost spoje [84]. Díky tomu je možné bezpečně připojit i velmi dlouhé a těžké lopatky, aniž by bylo nutné zvětšovat průměr kořene, což je výhodné z hlediska přepravy a montáže.

Další standardní řešení používané LM Wind Power je přírubový spoj s kruhovým rozložením šroubů. Tento systém zahrnuje kovovou přírubu, tzv. root flange, která je integrována do kořenové části lopatky. Příruba obsahuje řadu závitových otvorů rozmístěných po obvodu, do kterých jsou šrouby přišroubovány, čímž je zajištěno pevné spojení mezi lopatkou a nábojem rotoru [84]. Tento systém rovněž zahrnuje ložisko umožňující natáčení lopatky (pitch bearing), které je nezbytné pro efektivní funkci větrné turbíny.

8.2 Diskuse

Návrh konstrukce rotorové lopatky byl v této práci řešen se zaměřením na praktickou realizovatelnost v podmínkách odlehle lokality. Lopatka byla navržena jako celistvý kompozitový prvek vyráběný v jednom kuse pomocí laminace do formy. Tento způsob výroby minimalizuje potřebu spojování segmentů, zjednodušuje konstrukci a snižuje riziko vzniku konstrukčních poruch v místech spojů. V rámci rešerše byly popsány materiály běžně používané při výrobě lopatek větrných turbín, především kompozity na bázi skelných a uhlíkových vláken s termosetovými matricemi.

Konstrukční uspořádání lopatky vychází z běžně používané struktury tvořené nosnou skořepinou a vnitřním nosníkem typu „I“, který slouží k přenosu ohybového a smykového zatížení. Toto řešení zajišťuje vysokou ohybovou tuhost konstrukce a zároveň umožňuje efektivní rozložení vnitřních sil v celé délce lopatky. V kombinaci s vhodně zvolenými materiály jde o konstrukčně prověřený přístup, který umožňuje vyrobit velkorozměrovou lopatku s požadovanou mechanickou odolností.

Je třeba zdůraznit, že v této práci nebyla provedena pevnostní analýza konstrukce lopatky. V praxi se před samotnou výrobou provádí numerická pevnostní analýza, obvykle pomocí metody konečných prvků (MKP), která umožňuje vyhodnotit napěťové stavy v celé struktuře lopatky a ověřit její schopnost odolat provozním i extrémním zatížením. Na základě těchto výpočtů se stanovuje koeficient bezpečnosti jednotlivých částí lopatky, který bývá pro statické zatížení běžně v rozmezí 1,5–2,5, dle typu materiálu, výrobní technologie a bezpečnostních požadavků (např. podle normy DNVGL-ST-0376 nebo IEC 61400-1).

Z tohoto důvodu by bylo vhodné v navazujícím kroku návrhu provést detailní pevnostní posouzení, které by ověřilo, zda navržená konstrukce splňuje požadavky na bezpečný provoz v dané větrné lokalitě.

ZÁVĚR

Tato diplomová práce se zabývá aerodynamickým návrhem rotorové lopatky pro větrnou elektrárnu o výkonu 6,5 MW, která byla navržena pro lokalitu Opatov v okrese Jihlava. Výběr výkonu i samotné lokality nebyl náhodný – výkon 6,5 MW odpovídá současným trendům ve výstavbě velkých větrných turbín a oblast okolí obce Opatov nabízí vhodné větrné podmínky pro tento typ zařízení. Při rozhodování jsem vycházel jak z reálných provozních požadavků, tak z podmínek, které jsou typické pro vnitrozemí České republiky.

Práce je rozdělena na teoretickou a praktickou část. V teoretické části je popsán vznik a proudění větru, metody jeho měření a základní principy přeměny větrné energie na práci rotoru. Následně je analyzován stav větrné energetiky ve světě i v ČR, včetně diskuse o lokalitách, vývoji instalovaných kapacit, technologických trendech v oboru větrných elektráren a potenciálu dalšího rozvoje. Další kapitoly se věnují různým typům větrných motorů, konstrukčním prvkům větrné elektrárny (rotor, gondola, stožár, základy) a především výpočtovým metodám používaným pro aerodynamické navrhování lopatek větrných turbín. Podrobně je rozebrána metoda elementů lopatky (BEM), ale i další modely jako teorie lopatkové mříže, vírové modely či CFD simulace. V závěru teoretické části se práce věnuje konstrukci samotných lopatek – jejich vnitřní stavbě, používaným materiálům, environmentálním aspektům, možnostem přepravy a segmentace. Pozornost je věnována i doplňkovým konstrukčním prvkům sloužícím ke zvýšení výkonu a účinnosti turbíny, jako jsou generátory vírů, Gurneyho klapky, patní spoilery, zoubkované odtokové hrany, winglety a další.

Na teoretickou část navazuje praktický aerodynamický návrh konkrétní rotorové lopatky. Zásadní roli při návrhu hrála i volba vhodné výpočtové metody. Pro výpočet aerodynamických parametrů lopatky jsem zvolil metodu Blade Element Momentum (BEM), která je v této oblasti běžně používaná a zároveň umožňuje přehledné propojení geometrie lopatky s jejím výkonem. Díky této metodě bylo možné optimalizovat rozložení profilů podél délky lopatky a nastavit geometrii tak, aby lopatka dosahovala co nejvyšší účinnosti v podmínkách zvolené lokality.

Na základě klimatických dat pro zvolenou lokalitu Opatov byla z databáze Global Wind Atlas odečtena průměrná roční rychlost větru 8,163 m/s. Z této hodnoty byla následně pomocí Rayleighova rozdělení odvozena návrhová rychlost větru 12,171 m/s, která představuje optimální hodnotu pro efektivní provoz turbíny. Zvolená hodnota součinitele rychloběžnosti, $\lambda = 7$, byla vybrána, protože právě při této hodnotě dosahují třílísté větrné turbíny maximálního výkonového koeficientu, tedy nejvyšší možné účinnosti přeměny kinetické energie větru na práci rotoru.

Na základě těchto parametrů byly nejprve stanoveny základní rozměry větrné elektrárny, a to poloměr rotoru 69,89 m, průměr rotoru 139,78 m a výška stožáru 125,2 m. Tyto hodnoty odpovídají současným technickým možnostem a trendům v oblasti velkých větrných elektráren.

Lopatka byla dále rozdělena na 20 elementů. Bylo použito 5 různých profilů z rodiny FFA-W3-xxx a v kořenové části byl aplikován kruhový profil pro zajištění konstrukční pevnosti a jednoduchosti napojení k náboji rotoru. Pro každý profil byly ověřeny součinitele vztlaku a odporu v závislosti na Reynoldsově čísle, přičemž bylo potvrzeno, že se použitá data nacházejí ve správném rozsahu provozních podmínek.

Po určení těchto hodnot byla pomocí metody BEM optimalizována aerodynamická geometrie lopatky, konkrétně rozložení profilů, jejich zakřivení, úhel natočení podél délky atd. Výpočet aerodynamického výkonového koeficientu byl proveden iterativním způsobem a

výsledná hodnota činila $C_p = 0,4732$ [1], což je v dobré shodě s návrhovou teoretickou hodnotou $C_{p,design} = 0,47$ [1]. Detailní rozbor lokálních výkonových koeficientů $C_{p,lok}$ ukázal, že nejefektivnější přeměna energie se odehrává ve střední části lopatky, zatímco u paty a špičky dochází vlivem okrajových jevů k poklesu účinnosti.

Z hlediska regulační strategie byla zvolena aktivní pitch-regulace, která umožňuje udržet konstantní výkon v rozsahu rychlostí větru od návrhové hodnoty až po odstavovací rychlost 25 m/s, přičemž najížděcí rychlost byla stanovena na 3,5 m/s. V rámci práce byla vytvořena i výkonová křivka elektrárny, která potvrzuje vhodnost zvoleného návrhu a jeho schopnost stabilně fungovat v širokém rozsahu provozních podmínek.

Součástí práce bylo rovněž grafické znázornění výsledků výpočtů – rozložení přídavek k C_p po délce lopatky, rozložení lokálních $C_{p,lok}$ po délce lopatky, průběh úhlu zkroucení $\theta_{T,i}$ po délce lopatky nebo třeba aerodynamické charakteristiky profilů apod., které slouží k přehledné interpretaci návrhových rozhodnutí. Diskuse výsledků poukázala na význam jednotlivých konstrukčních i aerodynamických parametrů a potvrdila, že návrh lopatky odpovídá současným standardům větrné energetiky.

Z konstrukčního hlediska byla navržena technologie výroby lopatky odpovídající současným průmyslovým postupům. Výroba probíhá ve formě, do níž je nejprve nanesen gelcoat, zajišťující hladký povrch a ochranu proti UV záření a vlhkosti. Následuje kladení vrstev skelné tkaniny s předem určenou orientací vláken pro dosažení požadované tuhosti a pevnosti. V oblasti nosníku jsou kladeny výztužné pásy z uhlíkových vláken, které zajišťují vyšší pevnost při minimální hmotnosti. Po dokončení kladení je celá forma uzavřena a je provedena infuze epoxidové pryskyřice metodou VARTM (Vacuum-Assisted Resin Transfer Moulding). Po vytvrzení jsou obě poloviny lopatky (skořepiny) spojeny dohromady, obvykle pomocí lepeného spoje v oblasti lemu a přidaných výztuh. Výroba je zakončena konečnou povrchovou úpravou, instalací doplňkových prvků testováním a nakonec připojením lopatky k samotnému náboji rotoru.

Navržená lopatka tak představuje promyšlený koncept přizpůsobený konkrétním podmínkám lokality i současným technickým možnostem. Výsledky této práce mohou sloužit jako pevný základ pro navazující konstrukční a strukturální návrh, případně jako výchozí model pro experimentální ověření aerodynamické výkonnosti lopatky v reálném či simulovaném provozu.

SEZNAM POUŽITÝCH ZDROJŮ

- [1] ŽÁK, Michal. *Proč fouká a jak vzniká vítr?* Online. In-počasí. 2015. Dostupné z: <https://www.in-pocasi.cz/clanky/teorie/vitr-jak-vznika/>. [cit. 2025-02-04].
- [2] SCHAFFARCZYK, Alois Peter. *Wind Power Technology*. Second Edition. Switzerland: Springer, 2023. ISBN 978-3-031-20331-2.
- [3] MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G. a ROGERS, Anthony L. *Wind energy explained: theory, design and application*. 2nd ed. Chichester: Wiley, 2009. ISBN 978-0-470-01500-1.
- [4] MIGUEL VINEYARDS, Jose. *Jak se měří vítr?* Online. Meteored. 2021. Dostupné z: <https://www.tiempo.com/noticias/ciencia/como-se-mide-el-viento-instrumentos-anemometro.html>. [cit. 2025-02-04].
- [5] RYCHETNÍK, Václav; JANOUŠEK, Josef a PAVELKA, Jiří. *Větrné motory a elektrárny*. Praha: Vydavatelství ČVUT, 1997. ISBN 80-010-1563-7.
- [6] ARCHER, Cristina L. a JACOBSON, Mark Z. Evaluation of global wind power. Online. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*. 2005, roč. 110, č. D12, s. 1-11. ISSN 0148-0227. Dostupné z: <https://doi.org/10.1029/2004JD005462>. [cit. 2025-02-04].
- [7] HANSEN, Martin O. L. *Aerodynamics of wind turbines*. Third edition. London: Routledge, 2015. ISBN 978-1-138-77507-7.
- [8] FERNÁNDEZ, Lucía. *Global wind power market - statistics & facts*. Online. Statista. 2024. Dostupné z: <https://www.statista.com/topics/4564/global-wind-energy/#topicOverview>. [cit. 2025-02-05].
- [9] FULGHUM, Nicolas. *World electricity generation by source*. Online. EMBER. Dostupné z: <https://ember-energy.org/data/electricity-data-explorer/>. [cit. 2025-02-06].
- [10] WWEA. *Cumulative installed capacity of wind power worldwide in 2023, by country*. Online. Statista. Březen 2024. Dostupné z: <https://www.statista.com/statistics/217522/cumulative-installed-capacity-of-wind-power-worldwide/>. [cit. 2025-02-06].
- [11] FERNÁNDEZ, Lucía. *Wind energy in the U.S. - statistics & facts*. Online. Statista. 2024. Dostupné z: <https://www.statista.com/topics/1054/wind-power-market/#topicOverview>. [cit. 2025-02-05].
- [12] FERNÁNDEZ, Lucía. *Wind energy in Europe - statistics & facts*. Online. Statista. 2024. Dostupné z: <https://www.statista.com/topics/3415/wind-energy-in-europe/#topicOverview>. [cit. 2025-02-05].

- [13] FERNÁNDEZ, Lucía. *Global installed wind power capacity in 2023, by region*. Online. Statista. 2024. Dostupné z: <https://www.statista.com/statistics/272914/global-installed-wind-power-capacity-by-region/>. [cit. 2025-02-05].
- [14] *Future of wind: d: Deployment, investment, technology, grid integration and socioeconomic aspects (A Global Energy Transformation paper)*. Online. 2019. IRENA, 2019. ISBN 978-92-9260-155-3. Dostupné z: <https://www.irena.org/publications/2019/Oct/Future-of-wind>. [cit. 2025-02-06].
- [15] ČSVE. *Instalace v ČR*. Online. ČSVE-Česká společnost pro větrnou energii. 2024. Dostupné z: <https://www.csve.cz/instalace/instalace-v-cr/>. [cit. 2025-02-10].
- [16] VOŘÍŠEK, Martin a HOŠEK, Petr. *Elektroenergetika v ČR v roce 2024*. Online. Oenergetice.cz. 2024. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/energostat/report/rocni/2024>. [cit. 2025-02-07].
- [17] HAU, Erich. *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. 3rd edition. Berlin: Heidelberg: New York: Springer, 2013. ISBN 978-3-642-27151-9.
- [18] HANSLIAN, David. *Aktualizace potenciálu větrné energie v České republice z perspektivy roku 2020*. Online. Praha: Ústav fyziky atmosféry AV ČR, v.v.i., 2020. Dostupné z: https://www.ufa.cas.cz/DATA/vetrna-energie/Potencial_vetrne_energie_2020.pdf. [cit. 2025-02-10].
- [19] PETRESCU, R. V. V.; AVERSA, R.; AONIO, A. a PETRESCU, F. I. T. GREEN ENERGY TO PROTECTING THE ENVIRONMENT/ ENERGIA VERDE PARA PROTEGER O MEIO AMBIENTE. Online. *Revista Gestão Inovação e Tecnologias*. 2017, roč. 7, č. 1, s. 3722-3743. ISSN 22370722. Dostupné z: <https://doi.org/10.7198/S2237-072220170001011>. [cit. 2025-02-21].
- [20] BLACKRIDGE. *Top Ten Largest Wind Farms in the World 2025*. Online. Blackridge. C2025, 5 December 2024. Dostupné z: <https://www.blackridgeresearch.com/blog/top-ten-wind-farms-in-the-world>. [cit. 2025-02-21].
- [21] ČEZ, A.S. *Větrná elektrárna s vertikální osou*. Online. Svět energie. C2025. Dostupné z: <https://www.svetenergie.cz/cs/energetika-ctive/vetrne-elektrarny/vetrna-elektrarna-s-vertikalni-osou>. [cit. 2025-02-11].
- [22] ČEZ, A.S. *Větrná elektrárna s horizontální osou*. Online. Svět energie. C2025. Dostupné z: <https://www.svetenergie.cz/cs/energetika-ctive/vetrne-elektrarny/vetrna-elektrarna-s-horizontalni-osou>. [cit. 2025-02-13].
- [23] DURAN, SERHAT. *COMPUTER-AIDED DESIGN OF HORIZONTAL-AXIS WIND TURBINE BLADES*. Master's thesis. Ankara: Graduate School of Natural and Applied Sciences of Middle east Technical University, 2005. Dostupné také z: https://www.researchgate.net/figure/Schematic-of-the-two-common-configurations-Upwind-rigid-hub-three-bladed_fig5_40540635.
- [24] MISHNAEVSKY, Leon; BRANNER, Kim; PETERSEN, Helga; BEAUSON, Justine; MCGUGAN, Malcolm et al. *Materials for Wind Turbine Blades: An*

- Overview. Online. *Materials*. 2017, roč. 10, č. 11. ISSN 1996-1944. Dostupné z: <https://doi.org/10.3390/ma10111285>. [cit. 2025-02-14].
- [25] SANY RENEWABLE ENERGY. *SANY RE Launched the World's Longest Onshore Wind Turbine Blade*. Online. 2024. Dostupné z: <https://en.sanyre.com.cn/html/en/Media/CompanyNews/1761958102199984130.html>. [cit. 2025-02-14].
- [26] PEETERS, Mathijs; SANTO, Gilberto; DEGROOTE, Joris a VAN PAEPEGEM, Wim. The Concept of Segmented Wind Turbine Blades: A Review. Online. *Energies*. 2017, s. 20. Dostupné z: <https://doi.org/10.3390>. [cit. 2025-02-14].
- [27] JOHANSEN, Jeppe a N. SØRENSEN, Niels. *Aerodynamic investigation of Winglets on Wind Turbine Blades using CFD*. Online. Denmark: Risø, 2006. ISBN 87-550-3497-7. ISSN 0106-2840. Dostupné z: <https://www.osti.gov/etdweb/servlets/purl/20752587>. [cit. 2025-02-14].
- [28] SPELLMAN, Frank R. *The Science of Wind Power*. Online. Boca Raton: Taylor & Francis, 2022. ISBN 9781003288947. Dostupné z: <https://doi.org/10.1201/9781003288947>. [cit. 2025-02-15].
- [29] ŠKORPÍK, Jiří. *Využití energie větru*. Online. Brno: Transformační technologie, 2006, 23. 10. 2020. ISSN 1804-8293. Dostupné z: <https://www.transformacni-technologie.cz/04.html>. [cit. 2025-02-15].
- [30] KISHORE, Ravi Anant; MARIN, Anthony a PRIYA, Shashank. Efficient Direct-Drive Small-Scale Low-Speed Wind Turbine. Online. *Energy Harvesting and Systems*. 2014, roč. 1, č. 1-2, s. 27-43. ISSN 2329-8774. Dostupné z: <https://doi.org/10.1515/ehs-2014-0004>. [cit. 2025-02-15].
- [31] BEYER, Steven. *Optimization and GE Renewable Energy: Disrupting Conventional Windmill Wisdom*. Online. ISSUU. February 2021. Dostupné z: https://issuu.com/greggdowski/docs/2021_february_re/s/11664104. [cit. 2025-02-15].
- [32] MODVION. *Tower potential: The potential height of a wooden tower is 1 500 meters. 150 seems like a good place to start*. Online. Modvion. C2022. Dostupné z: <https://modvion.com/the-product/>. [cit. 2025-02-15].
- [33] ANDERSON, Colin G. *Wind Turbines: Theory and Practice*. 2nd Edition. Cambridge University Press, 2024. ISBN 9781009499026.
- [34] LAVANYA, C; KUMAR, Nandyala Darga; TUMMALA, S.; KOSARAJU, S.; BOBBA, P. et al. Foundation Types for Land and Offshore Sustainable Wind Energy Turbine Towers. Online. *E3S Web of Conferences*. 2020, roč. 184, s. 6. ISSN 2267-1242. Dostupné z: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202018401094>. [cit. 2025-02-16].
- [35] CNBM INTERNATIONAL–WIND POWER. *Wind Turbine Foundation: 5 Foundation Types Explained For Onshore Wind Turbine*. Online. CNBM International. 9 May 2018. Dostupné z: <http://www.steelwindtower.com/wind-turbine-foundation-5-foundation-types-explained-for-onshore-wind-turbine/>. [cit. 2025-02-16].

- [36] GOLIATH TECH, SCREW PILE SYSTEM. *A Wind Turbine Foundation System Using Helical / Screw Piles*. Online. Goliath Tech. C2025. Dostupné z: <https://www.goliathtechpiles.com/application/helical-screw-piles-wind-turbines>. [cit. 2025-02-16].
- [37] DAVIS, Karl. *Guide to Offshore Wind Foundations: Challenges and opportunities in designing and developing offshore wind foundations both now and in the future*. Online. United Kingdom: EMPIRE engineering, 2021. Dostupné z: https://www.empireengineering.co.uk/wp-content/uploads/2021/08/The_Empire_Engineering_Guide_to_Offshore_Wind_Foundations_eBook-1.pdf. [cit. 2025-02-16].
- [38] TYAGI, Divya a SCHMITZ, Sven. Glauert's optimum rotor disk revisited – a calculus of variations solution and exact integrals for thrust and bending moment coefficients. Online. In: *Wind Energy Science*. 2025, s. 451-460. ISSN 2366-7451. Dostupné z: <https://doi.org/10.5194/wes-10-451-2025>. [cit. 2025-05-18].
- [39] KADRNOŽKA, Jaroslav. *Lopátkové stroje*. Brno: CERM, 2003. ISBN 80-720-4297-1.
- [40] ŠKORPÍK, Jiří. *Teorie lopátkových strojů*. Vydání druhé. Učební texty vysokých škol. Brno: Akademické nakladatelství CERM, 2022. ISBN 978-80-214-6102-4.
- [41] ŠKORPÍK, Jiří. *Aerodynamika profilových mříží*. Online. Turbomachinery.education. 2022. Dostupné z: <https://turbomachinery.education/aerodynamika-profilovych-mrizi.html>. [cit. 2025-03-02].
- [42] BAUER, Lucas a MATYSIK, Silvio. *Siemens Gamesa SG 6.6-170*. Online. Wind-turbine-models.com. © 2011 – 2025. Dostupné z: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/2346-siemens-gamesa-sg-6.6-170>. [cit. 2025-04-22].
- [43] BAUER, Lucas a MATYSIK, Silvio. *GE Vernova GE 6.1-158 Cypress*. Online. Wind-turbine-models.com. © 2011 – 2025. Dostupné z: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/2469-ge-vernova-ge-6.1-158-cypress>. [cit. 2025-04-22].
- [44] *The Global Wind Atlas*. Online. ©2025. Dostupné z: <https://globalwindatlas.info/en/>. [cit. 2025-03-07].
- [45] SEZNAM.CZ, A.S. *Zjištění nadmořské výšky pomocí REST API*. Online. Mapy.cz. ©1996–2024. Dostupné z: <https://developer.mapy.cz/rest-api/tutorialy/zjisteninadmorske-vysky-pomoci-rest-api/>. [cit. 2025-03-10].
- [46] ČESKÝ HYDROMETEOROLOGICKÝ ÚSTAV. *Průměrná teplota vzduchu v Kraji Vysočina-Měsíční a roční data dle zákona 123/1998 Sb*. Online. Český hydrometeorologický ústav. C2025. Dostupné z: https://www.chmi.cz/files/portal/docs/meteo/ok/open_data_2023/MDATA/T/HTML/Vysocina.html. [cit. 2025-03-10].
- [47] *VÝPOČET VLASTNOSTÍ VLHKÉHO VZDUCHU*. Online. Technika prostředí www.qpro.cz. ©2006-2025. Dostupné z: <https://www.qpro.cz/Vlastnosti-vlhkeho-vzduchu>. [cit. 2025-03-10].

- [48] TAI, Vin Cent; TAN, Yong Chai; MOEY, Lip Kean; ABD RAHMAN, Nor Faiza; BAGLEE, David et al. A method for fast and accurate prediction of wind turbine thrust coefficients using classical momentum theory and power curve. Online. In: *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2024. ISSN 1755-1307. Dostupné z: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1372/1/012021>. [cit. 2025-03-10].
- [49] QASSIM, Qassim; A.R. YASS, Muhammad a KAMIL HASAN, Ahmed. Investigating The Flapped Horizontal Axial Wind Turbine Experimentally to Improve Power coefficient and Stability. Online. In: *Kufa Journal of Engineering*. 2025. ISSN 2523-0018. Dostupné z: <https://doi.org/10.30572/2018/KJE/160104>. [cit. 2025-03-10].
- [50] VAN SARK, Wilfried G.J.H.M.; VAN DER VELDE, Henrik C.; COELINGH, Jan P. a BIERBOOMS, Wim A.A.M. Do we really need rotor equivalent wind speed? Online. In: *Wind Energy*. 2019, s. 745-763. ISSN 1095-4244. Dostupné z: <https://doi.org/10.1002/we.2319>. [cit. 2025-03-16].
- [51] BALLESTÍN-BERNAD, V.; ARTAL-SEVIL, J.S.; DOMÍNGUEZ-NAVARRO, J.A. a BERNAL-AGUSTÍN, J.L. Low-cost variable-speed wind turbines design by recycling small electrical machines. Arrangement of permanent magnets in the rotor. Online. In: *Renewable Energy and Power Quality Journal*. 2022, s. 833-838. ISSN 2172038X. Dostupné z: <https://doi.org/10.24084/repqj20.450>. [cit. 2025-03-21].
- [52] AJAYI, O.A. *Application of automotive alternators in small wind turbines*. MSc Thesis. Delft: Delft University of Technology, 2012.
- [53] HAN, Zhongua; SONG, Wenping; GAO, Yongwei a CHEN, Jing. Design and verification of airfoil families for large-size wind turbine blades. *Applied Mathematics and Mechanics (English Edition)*. 2016, č. 37(1), s. 67-84.
- [54] TIMMER, W.A. a BAK, Christian. Aerodynamic characteristics of wind turbine blade airfoils. Online. In: *Advances in Wind Turbine Blade Design and Materials*. Elsevier, 2023, s. 129-167. ISBN 9780081030073. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-103007-3.00011-2>. [cit. 2025-03-31].
- [55] BERTAGNOLIO, Franck; SØRENSEN, Niels; JOHANSEN, Jeppe a FUGLSANG, Peter. *Wind Turbine Airfoil Catalogue*. Risø-R No. 1280(EN). Roskilde, Denmark: Forskningscenter Risø, 2001. ISBN 87-550-2911-6. ISSN 0106-2840.
- [56] JONKMAN, J.; BUTTERFIELD, S.; MUSIAL, W. a SCOTT, G. *Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development*. NREL/TP-500-38060. Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory, 2009.
- [57] S. DAHL, Kristian a FUGLSANG, Peter. *Design of the Wind Turbine Airfoil Family RISØ-A-XX*. Denmark: Forskningscenter Risoe. Risoe-R No. 1024(EN), 1998. ISBN 87-550-2356-8.
- [58] BAK, Christian; ZAHLE, Frederik; BITSCHKE, Robert; KIM, Taeseong; YDE, Anders et al. *Description of the DTU 10 MW Reference Wind Turbine*. DTU Wind Energy Report-I-0092. Lyngby, Denmark: Department of Wind Energy, Technical University of Denmark, 2013. Dostupné také z: <https://www.studocu.com/da/document/danmarks-tekniske-universitet/engelsk-1-us-civics-and-academic-writing-1/dtu-wind-energy-report-i-0092/46768724>.

- [59] DE OLIVEIRA, A. R.; DA ROCHA, A. B.; MARCELINO, E. da T.; LOPES, R. I.; RODRIGUES, J. V. de M. et al. Development of a Wind Turbine Blade with Dedicated Profiles by Schmitz's Optimum Dimensioning Systematization. Online. In: *Proceedings of the 10th International Conference on Rotor Dynamics – IFToMM*. Mechanisms and Machine Science. Cham: Springer International Publishing, 2019, s. 544-559. ISBN 978-3-319-99271-6. Dostupné z: https://doi.org/10.1007/978-3-319-99272-3_38. [cit. 2025-04-22].
- [60] BUREŠ, Jiří. *Vzduch-tabulky*. Online. ConVERTER. ©2002. Dostupné z: <https://www.converter.cz/tabulky/vzduch.htm>. [cit. 2025-04-23].
- [61] *Pitch-regulated and Stall-regulated Wind Turbine*. Online. Research hubs. 2015. Dostupné z: <https://researchhubs.com/post/engineering/wind-energy/pitch-regulated-and-stall-regulated-wind-turbine.html>. [cit. 2025-04-27].
- [62] SAMANI, Arash E.; DE KOONING, Jeroen D. M.; KAYEDPOUR, Nezmin; SINGH, Narender a VANDELDELDE, Lieven. The Impact of Pitch-To-Stall and Pitch-To-Feather Control on the Structural Loads and the Pitch Mechanism of a Wind Turbine. Online. *Energies*. 2020, roč. 13, č. 17. ISSN 1996-1073. Dostupné z: <https://doi.org/10.3390/en13174503>. [cit. 2025-04-27].
- [63] JELAVIC, M.; PERIC, N. a PETROVIC, I. Identification of Wind Turbine Model for Controller Design. Online. *2006 12th International Power Electronics and Motion Control Conference*. 2006, s. 1608-1613. ISBN 1-4244-0121-6. Dostupné z: <https://doi.org/10.1109/EPEPMC.2006.4778634>. [cit. 2025-04-27].
- [64] CHENG, Po Wen. *A Reliability Based Design Methodology for Extreme Responses of Offshore Wind Turbines*. Disertační práce. Delft, Nizozemsko: Technische Universiteit Delft (Delft University of Technology), 2002. ISBN 90-79468-08-7. Dostupné také z: https://www.researchgate.net/publication/27348048_A_Reliability_Based_Design_Methodology_for_Extreme_Response_of_Offshore_Wind_Turbine.
- [65] *Power Output Variation with wind speed (Cut in/out speed)*. Online. Research hubs. 2015. Dostupné z: <https://researchhubs.com/post/engineering/wind-energy/power-output-variation-with-wind-speed.html>. [cit. 2025-04-27].
- [66] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *Wind energy*. Online. IEC. ©2025. Dostupné z: <https://www.iec.ch/taxonomy/term/803>. [cit. 2025-04-28].
- [67] LM WIND POWER. *What is a wind class?* Online. LM Wind Power. @2024. Dostupné z: <https://www.lmwindpower.com/en/stories-and-press/stories/learn-about-wind/what-is-a-wind-class>. [cit. 2025-04-28].
- [68] RILEY, Denyce-Kirsten; CHEN, Yao; LU, Chenhao; MOHAGHEGHIAN, Iman; HASSANIN, Hany et al. Morphing structural materials used in wind turbine blades. Online. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2025. ISSN 13640321. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2025.115618>. [cit. 2025-05-07].
- [69] MAHRAN KASEM, Mohamed. On the Design and Manufacture of Wind Turbine Blades. Online. In: *Wind Turbines - Advances and Challenges in Design, Manufacture and Operation*. IntechOpen, 2022. ISBN 978-1-80355-492-1. Dostupné z: <https://doi.org/10.5772/intechopen.104490>. [cit. 2025-05-07].

- [70] MISHNAEVSKY, Leon; BRANNER, Kim; PETERSEN, Helga; BEAUSON, Justine; MCGUGAN, Malcolm et al. Materials for Wind Turbine Blades: An Overview. Online. In: *Materials*. 2017. ISSN 1996-1944. Dostupné z: <https://doi.org/10.3390/ma10111285>. [cit. 2025-05-07].
- [71] MISHNAEVSKY, Leon; TEMPELIS, Antonios; KUTHE, Nikesh a MAHAJAN, Puneet. Recent developments in the protection of wind turbine blades against leading edge erosion: Materials solutions and predictive modelling. Online. In: *Renewable Energy*. 2023. ISSN 09601481. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.118966>. [cit. 2025-05-07].
- [72] FROESE, Michelle. *How vortex generators boost wind-turbine performance and AEP*. Online. Windpower Engineering & Development. 10 October, 2017. Dostupné z: <https://www.windpowerengineering.com/vortex-generators-boost-wind-turbine-performance-aep/>. [cit. 2025-05-07].
- [73] BIANCHINI, Alessandro; BALDUZZI, Francesco; DI ROSA, Daniele a FERRARA, Giovanni. On the use of Gurney Flaps for the aerodynamic performance augmentation of Darrieus wind turbines. Online. In: *Energy Conversion and Management*. 2019, s. 402-415. ISSN 01968904. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.01.068>. [cit. 2025-05-07].
- [74] POTENTIER, Thomas; GUILMINEAU, Emmanuel; FINEZ, Arthur; LE BOURDAT, Colin a BRAUD, Caroline. High-Reynolds-number wind turbine blade equipped with root spoilers – Part 2: Impact on energy production and turbine lifetime. Online. In: *Wind Energy Science*. 2022, s. 1771-1790. ISSN 2366-7451. Dostupné z: <https://doi.org/10.5194/wes-7-1771-2022>. [cit. 2025-05-07].
- [75] OERLEMANS, Stefan; FISHER, Murray; MAEDER, Thierry a KÖGLER, Klaus. Reduction of Wind Turbine Noise Using Optimized Airfoils and Trailing-Edge Serrations. Online. In: *AIAA Journal*. 2009, s. 1470-1481. ISSN 0001-1452. Dostupné z: <https://doi.org/10.2514/1.38888>. [cit. 2025-05-07].
- [76] HANDAYANI, Sri Utami. Effect of Winglets on Improving Wind Turbine Performance. Online. In: *Journal of Vocational Studies on Applied Research*. 2021, s. 5-8. ISSN 2684-8090. Dostupné z: <https://doi.org/10.14710/jvsar.v3i1.10906>. [cit. 2025-05-07].
- [77] LACHENAL, Xavier; DAYNES, Stephen a WEAVER, Paul M. Review of morphing concepts and materials for wind turbine blade applications. Online. In: *Wind Energy*. 2013, s. 283-307. ISSN 1095-4244. Dostupné z: <https://doi.org/10.1002/we.531>. [cit. 2025-05-07].
- [78] FATTAHI, S. J.; ZABIHOLLAH, A. a ZAREIE, S. Vibration Monitoring of Wind Turbine Blade using Fiber Bragg Grating. Online. In: *Wind Engineering*. 2010, s. 721-731. ISSN 0309-524X. Dostupné z: <https://doi.org/10.1260/0309-524X.34.6.721>. [cit. 2025-05-08].
- [79] PETRU, Jan a KRIVDA, Vladislav. The Transport of Oversized Cargoes from the Perspective of Sustainable Transport Infrastructure in Cities. Online. In: *Sustainability*. 2021. ISSN 2071-1050. Dostupné z: <https://doi.org/10.3390/su13105524>. [cit. 2025-05-08].
- [80] BORTOLOTTI, Pietro; JOHNSON, Nick; ABBAS, Nikhar J.; ANDERSON, Evan; CAMARENA, Ernesto et al. Land-based wind turbines with flexible rail-transportable blades – Part 1: Conceptual design and aeroservoelastic performance.

- Online. In: *Wind Energy Science*. 2021, s. 1277-1290. ISSN 2366-7451. Dostupné z: <https://doi.org/10.5194/wes-6-1277-2021>. [cit. 2025-05-08].
- [81] *Blade Lifter: Do you know Blade Lifter? The new transport system for wind turbine blades*. Online. Iberdrola. C2025. Dostupné z: <https://www.iberdrola.com/innovation/blade-lifter-wind-turbine-blades-transportation>. [cit. 2025-05-08].
- [82] *Capital Energy and Siemens Gamesa first in Europe to tap three blade lifters for transportation at Buseco*. Online. Capital Energy Holding Company. C2025. Dostupné z: <https://capitalenergy.com/en/communications-room/capital-energy-siemens-gamesa-first-europe-to-tap-three-blade-lifters-transportation-buseco>. [cit. 2025-05-08].
- [83] *The DOLL® wind blade transport system*. Online. DOLL: Moving big things together. C2025. Dostupné z: <https://www.doll.eu/en/heavy-haulage/wind-blade-transport-system.html>. [cit. 2025-05-08].
- [84] LM WIND POWER. *Innovation is the root of the future*. Online. LM Wind Power. C2024. Dostupné z: <https://www.lmwindpower.com/en/products/we-know-blades/innovation-is-the-root-of-the-future>. [cit. 2025-05-09].
- [85] *How to build a wind turbine blade*. Online. In: LM WIND POWER. YouTube. 2022. Dostupné z: <https://www.youtube.com/watch?v=WxIhGxET7N8>. [cit. 2025-05-09].
- [86] *Research rotor blade production at Fraunhofer IWES*. Online. In: FRAUNHOFER IWES. YouTube. 2021. Dostupné z: https://www.youtube.com/watch?v=0ox_h_hQpHU. [cit. 2025-05-09].
- [87] OLIVERA-CASTILLO, Andrés; CHICA-ARRIETA, Edwin a COLORADO-LOPERA, Henry. Manufacturing processes, life cycle analysis, and future challenges for wind turbine blades. Online. In: *Revista UIS Ingenierías*. 2022. ISSN 16574583. Dostupné z: <https://doi.org/10.18273/revuin.v21n4-2022002>. [cit. 2025-05-08].
- [88] ATTAF, Brahim. *Recent Advances in Composite Materials for Wind Turbine Blades*. Online. Advances in Materials Science and Applications. Unit 1105, 11/F., Tower 1, Lippo Centre, No. 89 Queensway, Admiralty, Hong Kong: World Academic Publishing (WAP), 2013. ISBN 978-0-9889190-0-6. Dostupné z: https://www.researchgate.net/publication/297282630_Recent_Advances_in_Composite_Materials_for_Wind_Turbine_Blades. [cit. 2025-05-08].
- [89] *Blade Mould Hydraulic Hinge Systems*. Online. Tech: powered by Zhong Zhen. C2025. Dostupné z: <https://zz-tech.de/wind-power/blade-mould-hydraulic-hinge-systems/>. [cit. 2025-05-08].
- [90] POST, Brian; RICHARDSON, Bradley; LLOYD, Peter; LOVE, Lonnie; NOLET, Stephen et al. *Additive Manufacturing of Wind Turbine Molds*. CRADA/NFE-16-06051. Oak Ridge National Laboratory (ORNL), spravovaný UT-BATTELLE, LLC pro US Department of Energy, 2017.
- [91] RAAJ, Sunil. *All you need to know about Composite Materials (GUIDE)*. Online. Midwest Composites: your engineered composites partner. 12. January , 2022.

- Dostupné z: <https://midwestcomposites.com.my/all-you-need-to-know-about-composites/>. [cit. 2025-05-09].
- [92] KNOLLE, Gesine. *Design styles–Number of blades*. Online. Wind Energy The facts. Dostupné z: <https://www.wind-energy-the-facts.org/design-styles-7.html>. [cit. 2025-02-13].
- [93] BRANDT KÆRGAARD, VIKTOR. *Seawind to revolutionize the sea with two-blade turbine*. Online. ENERGYWATCH. 15 June 2017. Dostupné z: <https://energywatch.com/EnergyNews/Renewables/article9647854.ece>. [cit. 2025-02-13].
- [94] ATO. *Main Components of Wind Turbine*. Online. ATO. Windustry. ©2025. Dostupné z: <https://www.windustry.com/main-components-of-wind-turbine.htm>. [cit. 2025-02-14].
- [95] *710 Wind Turbines Rotor Stock Photos & High-Res Pictures*. Online. In: Getty Images. C2025. Dostupné z: <https://www.gettyimages.com/photos/wind-turbines-rotor>. [cit. 2025-02-14].
- [96] WIND-TURBINE-MODELS.COM. *Vestas V17 - 75 Lattice*. Online. ©2011–2025. Dostupné z: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/212-vestas-v17-75-lattice>. [cit. 2025-02-15].
- [97] TRIMECH SOLUTIONS. *Computational Fluid Dynamics (CFD)*. Online. TriMech. © 2025. Dostupné z: <https://enterprise.trimech.com/computational-fluid-dynamics-cfd/>. [cit. 2025-03-03].
- [98] BALLESTÍN-BERNAD, V.; ARTAL-SEVIL, J.S.; DOMÍNGUEZ-NAVARRO, J.A. a BERNAL-AGUSTÍN, J.L. Low-cost variable-speed wind turbines design by recycling small electrical machines. Arrangement of permanent magnets in the rotor. Online. In: *Renewable Energy and Power Quality Journal*. 2022, s. 833-838. ISSN 2172038X. Dostupné z: <https://doi.org/10.24084/repqj20.450>. [cit. 2025-04-22].
- [99] MCWILLIAM, M. K.; DYKES, K.; ZAHLE, F.; BORTOLOTTI, P.; NING, A. et al. *IEA Wind Energy Task 37 System Engineering Aerodynamic Optimization Case Study: Preprint*. NREL/CP-5000-78593. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory., 2021. Dostupné také z: <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/78593.pdf>.
- [100] *Wind Energy–Expert opinion and consulting*. Online. ADC. C2025. Dostupné z: https://www.aero-dynamik.de/Wind_Energy_78.html. [cit. 2025-05-07].
- [101] MADSEN, Helge Aagaard; BARLAS, Thanasis a ANDERSEN, Tom Løgstrup. *A Morphing Trailing Edge Flap System for Wind Turbine Blades: 7th ECCOMAS Thematic Conference on Smart Structures and Materials (SMART 2015)*. DTU Wind Energy, Campus Risoe, Roskilde, Dánsko: IDMEC 2015, 2015.

SEZNAM POUŽITÝCH SYMBOLŮ A ZKRATEK

Symbol	Veličina	Jednotka
A	průtočná plocha (např. plocha rotoru VTE)	m^2
A_p	projektovaná plocha profilu	m^2
A_s	průtočná plocha akčního disku	m^2
B	počet lopatek rotoru	–
C_d	koeficient odporu	1
$C_{d,i,\text{design}}$	odporový součinitel při návrhovém úhlu náběhu $\alpha_{i,\text{design}}$ pro i -tý element lopatky	1
$C_{d,10,\text{design}}$	odporový součinitel při návrhovém úhlu náběhu $\alpha_{10,\text{design}}$ pro 10. element lopatky	1
$C_{d,i,j}$	koeficient odporu i -tého elementu lopatky, j -tá iterace výpočtu	1
C_l	koeficient vztlaku	1
$C_{l,i,\text{design}}$	vztlakový součinitel při návrhovém úhlu náběhu $\alpha_{i,\text{design}}$ pro i -tý element lopatky	1
$C_{l,10,\text{design}}$	vztlakový součinitel při návrhovém úhlu náběhu $\alpha_{i,\text{design}}$ pro 10. element lopatky	1
$C_{l,i,j}$	koeficient vztlaku i -tého elementu lopatky, j -tá iterace výpočtu	1
C_m	koeficient klopného momentu	1
C_p	celkový výkonový koeficient	1
$C_{p,i}$	příspěvek i -tého elementu lopatky k celkovému výkonovému koeficientu turbíny	1
$C_{p,\text{design}}$	návrhový celkový výkonový koeficient	1
$C_{p,\text{max}}$	Betzův limit	1
$C_{p,\text{lok},i}$	lokální výkonový koeficient i -tého prstencového elementu rotoru	1
$C_{p,\text{lok},10}$	lokální výkonový koeficient 10. prstencového elementu rotoru	1
C_T	součinitel tahu (náporový součinitel)	1
$C_{T,i,j}$	koeficient tahové síly i -tého elementu lopatky, j -tá iterace výpočtu	1
$C_{T,10,1}$	lokální tahový koeficient 10. elementu lopatky při 1. iteraci výpočtu	1
C_{Be}	součinitel ohybového momentu	1
D	průměr rotoru VTE	m
E_k	kinetická energie	J
$E_{\text{rok}}(v_1)$	roční energetický potenciál větru při rychlosti v_1	$MWh \cdot m^{-2}$
F_D	aerodynamická odporová síla působící na lopatku	N
F_L	aerodynamická vztlaková síla působící na lopatku	N

Symbol	Veličina	Jednotka
F_N	aerodynamická síla ve směru osy rotoru (axiální složka)	N
F_T	aerodynamická tečná síla působící na lopatku (ve směru otáčení rotoru)	N
F_i	korekční faktor podle Prandtla (součinitel ztrát na koncích lopatek) pro i -tý element lopatky	1
$F_{10,1}$	korekční faktor pro ztrátu na špičce lopatky pro 10. element lopatky při 1. iteraci výpočtu	1
Γ	cirkulace, udává míru rotace proudění kolem profilu	$\text{m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$
H	výška stožáru VTE	m
L	délka lopatky rotoru větrné turbíny	m
M	klopný moment síly	$\text{N} \cdot \text{m}$
M_k	kroutící (točivý) moment rotoru	$\text{N} \cdot \text{m}$
N	počet elementů lopatky	–
P	výkon větrné turbíny	W
P_{opt}	optimální výkon větrné turbíny	W
P_{out}	elektrický výkon dodávaný generátorem	W
P_w	měrný kinetický výkon větru	$\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$
$P_{w,A}$	kinetický výkon větru	W
R	poloměr rotoru větrné turbíny	m
Re	Reynoldsovo číslo, bezrozměrná veličina charakterizující poměr setrvačných a viskózních sil v proudění	1
Re_i	Reynoldsovo číslo pro i -tý element lopatky, které popisuje charakter proudění vzduchu kolem profilu v dané části lopatky	1
Re_{10}	Reynoldsovo číslo pro 10. element lopatky, které popisuje charakter proudění vzduchu kolem profilu v dané části lopatky	1
T	tah větru, síla větru působící na turbínu	N
V	objem vzduchu	m^3
Ω	úhlová rychlost volného víru za rotorem	$\text{rad} \cdot \text{s}^{-1}$
a	axiální indukční součinitel (faktor)	1
a'	obvodový indukční součinitel (faktor)	1
a_i	axiální indukční součinitel i -tého elementu lopatky	1
$a_{i,j}$	axiální indukční součinitel i -tého elementu lopatky při j -té iteraci výpočtu	1
$a_{i,1}$	axiální indukční součinitel i -tého elementu lopatky při 1. iteraci výpočtu	1
$a'_{i,j}$	obvodový součinitel i -tého elementu lopatky při j -té iteraci vyp.	1

Symbol	Veličina	Jednotka
$a_{i,j+1}$	axiální indukční součinitel i -tého elementu lopatky, následující iterace výpočtu	1
$a'_{i,j+1}$	obvodový indukční součinitel i -tého elementu lopatky, následující iterace výpočtu	1
$a_{10,1}$	axiální indukční součinitel, 10. elementu lopatky při 1. iteraci výpočtu	1
$a'_{10,1}$	obvodový indukční součinitel, 10. elementu lopatky při 1. iteraci výpočtu	1
$a_{10,2}$	axiální indukční součinitel pro 10. element lopatky ve 2. iteraci výpočtu	1
$a'_{10,2}$	axiální indukční součinitel pro 10. element lopatky ve 2. iteraci výpočtu	1
$a_{VTE,opt}$	optimální měrná práce větrné turbíny	$J \cdot kg^{-1}$
α	úhel náběhu profilu	$^{\circ}$
α_i	úhel náběhu profilu konkrétního i -tého elementu lopatky	$^{\circ}$
$\alpha_{i,j}$	aktuální úhel náběhu profilu, 10. elementu lopatky při j -té iteraci výpočtu	1
$\alpha_{i,design}$	návrhový úhel náběhu profilu i -tého elementu lopatky	1
$\alpha_{10,1}$	aktuální úhel náběhu na 10. elementu lopatky při 1. iteraci výpočtu	1
$\alpha_{10,design}$	návrhový úhel náběhu profilu lopatky, pro 10. element lopatky	1
c	délka tětivy profilu	m
c_i	délka tětivy profilu i -tého elementu lopatky	m
c_{10}	délka tětivy profilu 10. elementu lopatky	m
c_f	měřítkový parametr Weibullova rozdělení, určuje měřítko a polohu křivky pravděpodobnostní hustoty rychlosti větru	$m \cdot s^{-1}$
dA_s	diferenciální plošný element akčního disku	m^2
dC_p	diferenciální příspěvek prstencového elementu k výkonovému součiniteli	1
dF_D	diferenciální přírůstek odporové síly působící na lopatku	N
$dF_{D,i}$	diferenciální přírůstek odporové síly působící na i -tý element lopatky	N
$dF_{D,10}$	diferenciální přírůstek odporové síly působící na 10. element lopatky	N
dF_L	diferenciální přírůstek vztlakové síly působící na lopatku	N
$dF_{L,i}$	diferenciální přírůstek vztlakové síly působící na i -tý element lopatky	N
$dF_{L,10}$	diferenciální přírůstek vztlakové síly působící na 10. element lopatky	N

Symbol	Veličina	Jednotka
dF_N	diferenciální přírůstek axiální síly	N
dF_T	diferenciální přírůstek tečné síly	N
$dF_{T,i}$	diferenciální přírůstek tečné síly působící na i -tý element lopatky	N
$dF_{T,10}$	diferenciální přírůstek tečné síly působící na 10. element lopatky	N
dM_k	diferenciální příspěvek krouticího momentu	N · m
$d\dot{m}$	elementární hmotnostní tok kontrolním objemem	kg · s ⁻¹
dP	diferenciální příspěvek výkonu odebraný daným elementem lopatky	W
dP_i	diferenciální přírůstek výkonu přenášeného i -tým elementem lopatky	W
dP_{10}	diferenciální přírůstek výkonu přenášeného 10. elementem lopatky	W
$dP_{VTE,opt}$		W
dP_{wind}	elementární výkon obsažený ve větru v daném mezikruží před odebráním turbínou	W
$dP_{wind,i}$	výkon obsažený ve větru pro i -tý element mezikruží rotoru (teoretický výkon větru dostupný na plochu elementu)	W
$dP_{wind,10}$	výkon obsažený ve větru pro 10. element mezikruží rotoru	W
dQ_i	diferenciální přírůstek točivého momentu působícího na i -tý element lopatky	N · m
dQ_{10}	diferenciální přírůstek momentu působícího na 10. element lopatky	N · m
dS	elementární plocha mezikruží na rotoru větrné turbíny	m ²
$d\lambda_r$	diferenciální přírůstek lokálního součinitele rychloběžnosti	1
$\Delta\lambda_r$	rozdíl lok. součinitelů rychloběžnosti mezi sousedními elementy	1
Δr_i	délka i -tého elementu lopatky	m
Δa_{10}	rozdíl axiálního indukčního součinitele 10. elementu lopatky mezi dvěma po sobě jdoucími iteracemi	1
$\Delta a'_{10}$	rozdíl obvodového indukčního součinitele 10. elementu lopatky mezi dvěma po sobě jdoucími iteracemi	1
dr	diferenciální přírůstek poloměru	m
dT	diferenciální přírůstek tahové síly větru	N
η	účinnost jednotlivých komponent VTE	1
η_{celk}	celková účinnost větrné turbíny	1
η_{el}	elektrická účinnost generátoru	1
η_{mech}	mechanická účinnost (ložiska, převodovka)	1
i	index lopatkového (prstencového) elementu	–

Symbol	Veličina	Jednotka
j	index pořadí iterace výpočtu	–
k	počáteční index sumace (číslo elementu, od kterého se sčítá)	–
k_f	tvarový parametr Weibullova rozdělení, určuje tvar křivky pravděpodobnostní hustoty rychlosti větru	1
λ	součinitel rychloběžnosti	1
λ_r	lokální součinitel rychloběžnosti	1
$\lambda_{r,i}$	lokální součinitel rychloběžnosti i -tého elementu lopatky	1
$\lambda_{r,(i-1)}$	lokální součinitel rychloběžnosti pro $(i - 1)$ -tý element lopatky	1
$\lambda_{r,10}$	lokální součinitel rychloběžnosti 10. elementu lopatky	1
m	hmotnost vzduchu	kg
\dot{m}	hmotnostní tok vzduchu	$\text{kg} \cdot \text{s}^{-1}$
$p(v_1)$	pravděpodobnostní hustota rozdělení rychlosti větru při rychlosti větru v_1	$\text{s} \cdot \text{m}^{-1}$
p_1	tlak vzduchu daleko před rotorem	Pa
p_2	tlak vzduchu těsně před rotorem	Pa
p_3	tlak vzduchu těsně za rotorem	Pa
p_4	tlak vzduchu daleko za rotorem	Pa
φ	úhel relativního proudění vzduchu	°
φ_i	úhel relativního proudění vzduchu na i -tý element lopatky	°
$\varphi_{i,j}$	úhel relativního proudění vzduchu na i -tý element lopatky při j -té iteraci výpočtu	°
$\varphi_{i,j+1}$	úhel relativního proudění vzduchu na i -tý element lopatky, následující iterace	°
$\varphi_{i,1}$	úhel relativního proudění vzduchu na i -tý element lopatky pro 1. iteraci výpočtu	°
φ_0	počáteční úhel proudění vůči rovině rotace na vstupu do lopatky při návrhové rychlosti větru	°
φ_{10}	úhel relativního proudění vzduchu na 10. element lopatky	°
$\varphi_{10,1}$	úhel proudění relativní rychlosti vůči rovině rotace u 10. elementu lopatky při 1. iteraci výpočtu	°
$\varphi_{10,2}$	úhel proudění relativní rychlosti vůči rovině rotace u 10. elementu lopatky při 2. iteraci výpočtu	°
r	poloměr rotoru	m
r_i	poloha i -tého elementu lopatky	m
r_{A_s}	poloměr kontrolního objemu	m
r_{A_2}	poloměr kontrolního objemu těsně před rotorem	m

Symbol	Veličina	Jednotka
r_{A_3}	poloměr kontrolního objemu těsně za rotorem	m
r_{naboj}	poloměr náboje VTE	m
s	dráha, kterou vítr urazí	m
σ'_i	Lokální hustota lopatkové mříže pro i -tý element lopatky	1
σ'_{10}	lokální hustota lopatkové mříže 10. elementu lopatky	1
t	čas	s
θ_P	úhel odklonu elementu od roviny rotace	°
$\theta_{P,i}$	úhel odklonu i -tého elementu od roviny rotace	°
$\theta_{P,0}$	úhel odklonu špičky lopatky od roviny rotace	°
$\theta_{P,10}$	úhel odklonu 10. elementu od roviny rotace	°
$\theta_{P,0,10}$	úhel geometrického sklonu profilu na špici 10. elementu lopatky	°
θ_T	úhel zkroucení lopatky	°
$\theta_{T,i}$	úhel zkroucení i -tého elementu lopatky	°
$\theta_{T,10}$	úhel zkroucení 10. elementu lopatky	°
u	obvodová rychlost lopatky	$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$
u_t	obvodová rychlost na konci (špici) lopatky	$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$
u_2	obvodová rychlost lopatky v profilu těsně před rotorem	$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$
u_3	obvodová rychlost lopatky v profilu těsně za rotorem	$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$
v_{A_5}	rychlost vzduchu přes akční disk (rotor)	$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$
v_1	rychlost volného proudění vzduchu daleko před rotorem, návrhová rychlost větru	$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$
$\overline{v_1}$	průměrná rychlost větru	$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$
v_2	rychlost volného proudění vzduchu těsně před rotorem	$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$
v_3	rychlost proudění vzduchu těsně za rotorem	$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$
v_4	rychlost proudění vzduchu daleko za rotorem	$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$
$v_{1,\text{design}}$	návrhová rychlost větru	$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$
$v_{A_2,u}$	obvodová složka rychlosti proudění těsně před rotorem	$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$
$v_{A_3,u}$	obvodová složka rychlosti proudění těsně za rotorem	$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$
w	relativní rychlost proudění vzduchu	$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$
w_i	relativní rychlost proudění vzduchu při průchodu i -tým elementem lopatky	$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$
w_{10}	relativní rychlost proudění vzduchu při průchodu 10. elementem lopatky	$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$
w_E	měrná obvodová práce podle Eulerovy rovnice	$\text{J} \cdot \text{kg}^{-1}$

Symbol	Veličina	Jednotka
ω	úhlová rychlost lopatky rotoru	$\text{rad} \cdot \text{s}^{-1}$
ρ	hustota vzduchu	$\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$

Zkratka	Význam
AV	Akademie věd
BEM	metoda Blade Element Momentum, hybridní aerodynamický model využívající kombinaci teorie elementů lopatky a teorie hybnosti pro výpočet výkonu větrné turbíny
CFD	numerická metoda výpočtu proudění (Computational Fluid Dynamics)
CFRP	polymer vyztužený uhlíkovými vlákny (Carbon Fiber Reinforced Polymer)
CHKO	Chráněná krajinná oblast
CNC	počítačově řízené obráběcí zařízení (Computer Numerical Control)
CNT	uhlíkové nanotrubičky (Carbon Nanotubes)
DNVGL	mezinárodní certifikační a poradenská organizace zaměřená i na oblast větrné energetiky (lze znát i pod zkratkou DNV)
DTU	Dánská technická univerzita (Danish Technical University)
FFA	norský výzkumný institut, který vyvinul aerodynamické profily používané u lopatek větrných turbín (Forskningsinstitut for Flyteknikk og Aerodynamik)
FEM	metoda konečných prvků (Finite Element Method)
FOI	švédský aeronautický výzkumný institut zabývající se vývojem a testováním aerodynamických profilů a dalších technologií (Swedish Aeronautical Research Institute)
GE	americká technologická společnost, jeden z předních výrobců větrných turbín (General Electric)
GF	Gurneyho klapka (Gurney Flap)
GFRP	polymer vyztužený skleněnými vlákny (Glass Fiber Reinforced Polymer)
HAWT	větrná turbína s horizontální osou rotace (Horizontal Axis Wind Turbine)
IECRE	mezinárodní systém certifikace pro zařízení v oblasti obnovitelných zdrojů energie (IEC System for Certification to Standards Relating to Equipment for Use in Renewable Energy Applications)
IEC	Mezinárodní elektrotechnická komise (International Electrotechnical Commission)
IRENA	mezinárodní agentura pro obnovitelnou energii (International Renewable Energy Agency)

Zkratka	Význam
IWES	Fraunhoferův institut pro systémy větrné energie (Fraunhofer Institute for Wind Energy Systems)
LCA	analýza životního cyklu, metoda hodnocení dopadů na životní prostředí během celého životního cyklu produktu (Life Cycle Assessment)
LE	náběžná hrana (Leading Edge), přední okraj lopatky nebo aerodynamického profilu
LIDAR	technologie dálkového měření vzdáleností a rychlostí pomocí laserového světla (Light Detection and Ranging)
LM	dánský výrobce rotorových lopatek pro větrné elektrárny (LM Wind Power)
MKP	metoda konečných prvků
NACA	bývalý americký výzkumný ústav pro letectví, který vyvinul standardizované aerodynamické profily (National Advisory Committee for Aeronautics)
NPU	sada aerodynamických profilů vyvinutých na univerzitní půdě (Northwestern Polytechnical University) v Číně
NREL	americká výzkumná laboratoř zabývající se obnovitelnými zdroji energie, včetně vývoje větrných turbín (National Renewable Energy Laboratory)
OSOW	označení nadměrně velkého a těžkého nákladu, často používané při přepravě komponent větrných elektráren (oversized and overweight)
PET	polyethylentereftalát (termoplastický polymer využívaný v kompozitních materiálech lopatek větrných turbín)
RTM	metoda formování pryskyřice používaná při výrobě kompozitních dílů větrných turbín (Resin Transfer Molding)
SANY	čínská společnost vyrábějící mimo jiné větrné turbíny a zařízení pro obnovitelné zdroje energie (SANY Renewable Energy)
SCADA	systém pro sběr dat a řízení technologických procesů, často používaný ve větrných elektrárnách (Supervisory Control and Data Acquisition)
TE	náběžná hrana (zadní hrana) lopatky (Trailing Edge)
TLM	teorie lopatkové mříže, výpočetní metoda pro analýzu aerodynamiky lopatek větrných turbín
TLP	plovoucí základy s podpůrnými lany, využívané pro instalaci a stabilizaci offshore větrných elektráren v hlubokých vodách (Tension Leg Platform)
UV	ultrafialové záření (ultraviolet radiation)
VAWT	větrná turbína s vertikální osou rotace, kde rotor se otáčí kolem svislé osy (Vertical Axis Wind Turbine)
VARTM	výrobní technologie kompozitů s pomocí vakua pro vstřikování pryskyřice (Vacuum-Assisted Resin Transfer Molding)
VELUX	větrný tunel využívaný pro testování aerodynamických profilů a ověřování Reynoldsova čísla při návrhu lopatek větrných turbín
VGs	generátory vírů, malé aerodynamické prvky pro zlepšení proudění vzduchu na lopatce větrné turbíny (Vortex Generators)

Zkratka	Význam
VTE	větrná elektrárna
WAsP	program pro analýzu a aplikaci větrných atlasů (Wind Atlas Analysis and Application Program)

SEZNAM OBRÁZKŮ

Obr. 1.1: Schematické znázornění sil působících na vzduch v tlakovém poli v blízkosti zemského povrchu [1].	14
Obr. 1.2: Miskový anemometr s větrnou směrůvkou [4].	15
Obr. 2.1 Celosvětová netto výroba elektřiny z obnovitelných zdrojů v jednotlivých letech, zdroj dat:[9].	18
Obr. 2.2: Kumulativní instalovaný výkon větrných elektráren po celém světě v roce 2023, podle zemí, zdroj dat:[10].	19
Obr. 2.3: Instalovaný výkon obnovitelných zdrojů v ČR v jednotlivých letech, zdroj dat:[9][16].	20
Obr. 2.4: Výroba elektřiny netto z obnovitelných zdrojů v ČR v jednotlivých letech, zdroj dat:[9].	20
Obr. 2.5: Rozmístění všech větrných elektráren na území ČR [15].	21
Obr. 2.6: Potenciál instalovaného výkonu větrných elektráren pro rok 2040 v ČR dle krajů, zdroj dat:[15][18].	22
Obr. 2.7: Schéma uspořádání větrné farmy (zdroj:[3], upraveno autorem).	23
Obr. 2.8: Ztráty v uspořádání větrné farmy (podle Lissamana et al., 1982) (zdroj:[3], upraveno autorem).	24
Obr. 3.1: Střešní Savoniova turbína [21].	25
Obr. 3.2: Princip Savoniovy turbíny [21].	25
Obr. 3.3: Schéma rotoru s krycím štítem [5].	26
Obr. 3.4: Schéma rotoru s natáčivými lopatkami [5].	26
Obr. 3.5: Vztlakový princip otáčení lopatek větrného motoru [21].	26
Obr. 3.6: Horizontální VTE se 3 lopatkami [21].	27
Obr. 3.7: Horizontální VTE se 2 lopatkami [93].	27
Obr. 3.8: Horizontální VTE s 1 lopatkou [92].	27
Obr. 3.9: Darrieova turbína s lopatkami ve tvaru Φ [21].	28
Obr. 3.10: Darrieova turbína s lopatkami ve tvaru H [21].	28
Obr. 3.11: Darrieova turbína s nakloněnými listy rotoru do spirály zabraňujícími nepříjemným pulzacím [21].	28
Obr. 4.1: Schematické zobrazení pevného, kloubového a kyvného náboje VTE [94].	30
Obr. 4.2: Instalace rotorové hlavy na VTE [95].	30
Obr. 4.3: Nejdelší lopatka onshore VTE na světě s délkou 131 m [25].	31
Obr. 4.4: Schematické znázornění gondoly VTE [30].	32
Obr. 4.5: Příhradový stožár VTE [96].	34
Obr. 4.6: Šplhající jeřáb [29].	34
Obr. 4.7: Plošné základy VTE [35].	34
Obr. 4.8: Hlubinné pilotové základy [36].	34
Obr. 4.9: Typy základů offshore VTE [37].	35
Obr. 4.10: Typy základů plovoucích VTE [37].	36
Obr. 4.11: Typy základů VTE a jejich použití v závislosti na hloubce instalace (zdroj:[37], upraveno autorem).	36
Obr. 5.1: Model akčního disku větrné turbíny; kde v [$m \cdot s^{-1}$] je střední rychlost vzduchu, A [m^2] průtočná plocha a indexy 1, 2, s, 3, 4, označení jednotlivých míst v proudovém poli (zdroj:[3], upraveno autorem).	38
Obr. 5.2: Závislost výkonového koeficientu CP na poměru rychlostí daleko před a daleko za rotorem větrné turbíny.	41

Obr. 5.3: Provozní parametry Betzovy turbíny, kde v_1 [$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$] je rychlost nerušeného proudění vzduchu, v_4 [$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$] rychlost vzduchu za rotorem, CP [1] výkonový součinitel a CT [1] náporový součinitel (zdroj:[3], upraveno autorem).....	44
Obr. 5.4: Schematické znázornění vírové stopy za větrnou turbínou [7].....	45
Obr. 5.5: Model proudové trubice znázorňující proudění za rotující lopatkou větrné turbíny [3].	45
Obr. 5.6: Geometrie pro analýzu rotoru, kde v_1 [$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$] je rychlost neovlivněného proudu vzduchu, a [1] axiální indukční součinitel, r [m] poloměr a A_s [m^2] průtočná plocha akčního disku (zdroj:[3], upraveno autorem).....	46
Obr. 5.7: Návosloví aerodynamického profilu, kde w [$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$] je relativní rychlost proudu vzduchu, α [$^\circ$] úhel náběhu a c [m] délka tětiny profilu (zdroj:[3], upraveno autorem).	49
Obr. 5.8: Síly a momenty působící na profil lopatky, kde α [$^\circ$] je úhel náběhu a c [m] délka tětiny profilu (zdroj:[3], upraveno autorem).....	49
Obr. 5.9: Schematické znázornění elementů lopatky, kde c [m] je délka tětiny profilu, dr [m] radiální délka prvku, r_i [m] poloha elementu, R [m] poloměr rotoru a ω [$\text{rad} \cdot \text{s}^{-1}$] úhlová rychlost rotoru (zdroj:[3], upraveno autorem).....	50
Obr. 5.10: Geometrie lopatky pro analýzu větrné turbíny s horizontální osou, kde v_1 [$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$] je rychlost neovlivněného proudu vzduchu, $v_1 \cdot 1 - a$ [$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$] rychlost proudu vzduchu v rovině rotoru, w [$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$] relativní rychlost proudu vzduchu, a [1] axiální indukční součinitel, a' [1] obvodový indukční součinitel, FD [N] odporová síla, FL [N] vztlaková síla, FN [N] axiální síla (ve směru osy rotoru), FT [N] tečná síla, r [m] poloměr, α [$^\circ$] úhel náběhu, φ [$^\circ$] úhel relativního proudění vzduchu na element, θP [$^\circ$] úhel odklonu elementu od roviny rotace, θT [$^\circ$] úhel zkroucení lopatky, $\theta P, 0$ [$^\circ$] úhel odklonu špičky lopatky od roviny rotace, ω [$\text{rad} \cdot \text{s}^{-1}$] úhlová rychlost lopatky (zdroj:[3], upraveno autorem).....	52
Obr. 5.11: Grafické zobrazení kontrolního objemu lopatkové mříže (zdroj:[39], upraveno autorem).....	58
Obr. 5.12: Vírový model proudění větru skrz rotor VTE (zdroj:[17], upraveno autorem).	61
Obr. 5.13: Vizualizace proudění větru kolem lopatek větrné turbíny pomocí CFD simulace [97].	62
Obr. 6.1: Mapa střední rychlosti větru v_1 ve výšce 150 m v ČR [44].	65
Obr. 6.2: Mapa střední rychlosti větru v_1 v kraji Vysočina ve výšce 150 m s vyznačením vybrané lokality (černý bod) [44].	65
Obr. 6.3: Distribuce počtu dní s danou rychlostí větru během roku.....	66
Obr. 6.4: Závislost ročního energetického potenciálu na rychlosti větru (odhad).	68
Obr. 6.5: Skutečná závislost ročního energetického potenciálu na rychlosti větru.....	71
Obr. 6.6: Charakteristiky $CP - \lambda$ pro různé návrhy lopatek větrných turbín (zdroj: [98], upraveno autorem).	71
Obr. 6.7: Vyobrazení tvarů profilů FFA-W3-241, FFA-W3-270, FFA-W3-301, FFA-W3-331, FFA-W3-360 a kruhového profilu (zdroj dat:[99], [58] a program Ashes).	75
Obr. 6.8: Polární křivka znázorňující průběh součinitele vztlaku Cl profilu FFA-W3-241 (zdroj dat:[58]).	76
Obr. 6.9: Polární křivka znázorňující průběh součinitele odporu Cd profilu FFA-W3-241 (zdroj dat:[58]).	76
Obr. 6.10: Polární křivka znázorňující průběh klopného momentu Cm profilu FFA-W3-241 (zdroj dat:[58]).	77
Obr. 6.11: Polární křivka znázorňující průběh klouzavého poměru Cl/Cd profilu FFA-W3-241 (zdroj dat:[58]).	77
Obr. 6.12: Průběh úhlu zkroucení $\theta T, i$ po délce lopatky.....	80

Obr. 6.13: Rozložení příspěvků jednotlivých elementů k celkovému výkonovému koeficientu CP po délce lopatky.	84
Obr. 6.14: Schéma rotoru větrné elektrárny se znázorněním prstencového elementu dri lopatek pro výpočet lokálního výkonového koeficientu ([7], upraveno autorem).	85
Obr. 6.15: Rozložení lokálních výkonových koeficientů CP , lok , i po délce lopatky.	87
Obr. 6.16: Znázornění pitch-regulace a stall-regulace 2MW větrné elektrárny na výkonové křivce. (zdroj: [64], upraveno autorem)	90
Obr. 6.17: Výkonová křivka navrhované 6,5MW větrné elektrárny.	91
Obr. 7.1: Geometrické tvary používaných profilů lopatek větrných turbín ([69], upraveno autorem).	95
Obr. 7.2: Trojrozměrné zobrazení typické lopatky větrné turbíny a její příčný řez zobrazující jednotlivé konstrukční prvky ([68], upraveno autorem).	96
Obr. 7.3: Vliv generátorů vírů na proudění podél lopatky větrné turbíny ([72], upraveno autorem).	101
Obr. 7.4: Vliv Gurneyho klapky na aerodynamiku lopatky větrné turbíny ([73], upraveno autorem).	101
Obr. 7.5: Zoubkování odtokové hrany lopatky [75].	102
Obr. 7.6: Aplikace wingletu na lopatce rotoru větrné elektrárny [100].	103
Obr. 7.7: Princip montáže morfující odtokové klapky na lopatku větrné turbíny [101].	103
Obr. 7.8: Transport lopatky systémem Blade Lifter [82].	105
Obr. 7.9: Transport lopatky systémem DOLL® [83].	105
Obr. 7.10: Různé strategie segmentace lopatek: (a) lopatka se samostatným segmentem na odtokové hraně (TE), který snižuje šířku lopatky, (b) lopatka se samostatnými segmenty na náběžné (LE) a odtokové (TE) hraně pro snížení šířky lopatky, (c) lopatka rozdělená za účelem zkrácení délky jednotlivých komponent, (d) teleskopická lopatka větrné turbíny ([26], upraveno autorem).	106
Obr. 8.1: Systém hydraulických závěsů forem pro výrobu lopatek větrných turbín [89].	108
Obr. 8.2: Zabudování spojovacích konstrukčních prvků v kořenové části lopatky [85].	109
Obr. 8.3: Pokládka výplňového materiálu [85].	109
Obr. 8.4: Infuze pryskyřice metodou VARTM [86].	110
Obr. 8.5: Instalace vnitřního nosníku a následné spojení obou skořepin lopatky [85].	111

SEZNAM TABULEK

Tab. 6.1: Vypočtené parametry větrné turbíny.....	70
Tab. 6.2: Doporučený počet lopatek B pro různé hodnoty rychloběžnosti λ [3].	72
Tab. 6.3: Vypočtené geometrické parametry lopatky.....	79
Tab. 6.4: Výsledky jednotlivých iterací axiálního a úhlového indukčního faktoru 10. elementu lopatky.	83
Tab. 6.5: Vypočtené hodnoty relativních rychlostí w_i , lokálních výkonových koeficientů C_P , i a příslušných Reynoldsových čísel pro jednotlivé elementy lopatky.	88
Tab. 6.6: IEC větrné třídy (zdroj dat: [67]).	93