

**ZÁPADOČESKÁ UNIVERZITA V PLZNI**  
**FAKULTA STROJNÍ**

**Studijní program:** B0715A270013 – Strojní inženýrství  
**Studijní specializace:** Stavba energetických strojů a zařízení

**BAKALÁŘSKÁ PRÁCE**

**Větrné elektrárny s vertikální osou rotace**

**Autor:** Vojtěch ČUTKA  
**Vedoucí práce:** prof. Ing. Václav URUBA, CSc.

Akademický rok 2021/2022

ZÁPADOČESKÁ UNIVERZITA V PLZNI

Fakulta strojní

Akademický rok: 2021/2022

# ZADÁNÍ BAKALÁŘSKÉ PRÁCE

(projektu, uměleckého díla, uměleckého výkonu)

Jméno a příjmení: **Vojtěch ČUTKA**  
Osobní číslo: **S19B0239P**  
Studijní program: **B0715A270013 Strojní inženýrství**  
Specializace: **Stavba energetických strojů a zařízení**  
Téma práce: **Větrné elektrárny s vertikální osou rotace**  
Zadávací katedra: **Katedra energetických strojů a zařízení**

## Zásady pro vypracování

1. Proveďte rešerši dané problematiky, uveďte přehled koncepčních řešení větrných elektráren s vertikální osou rotace, které byly ve světě realizovány.
2. Proveďte kritické zhodnocení jednotlivých koncepčních řešení z bodu 1. z hlediska aplikace v podmínkách České republiky. Vezměte v úvahu jak technické tak ekonomické aspekty.
3. Uveďte podrobný popis technického řešení vybrané větrné elektrárny s vertikální osou rotace realizované ve světě.

Rozsah bakalářské práce: **30 – 40 stran**  
Rozsah grafických prací: **dle potřeby**  
Forma zpracování bakalářské práce: **elektronická**

Seznam doporučené literatury:

- Colin Anderson, Wind Turbines: Theory and Practice, Cambridge University Press; 1st edition, 2020
- Pramod Jain, Wind Energy Engineering, McGraw Hill, 2011
- Tony Burton, Nick Jenkins, David Sharpe and Ervin Bossanyi, Wind Energy Handbook, John Wiley & Sons, Ltd. Published 2011
- Erich Hau, Wind Turbines, Fundamentals, Technologies, Applications, Economics, Springer Verlag 2006
- Internetové zdroje

Vedoucí bakalářské práce: **Prof. Ing. Václav Uruba, CSc.**  
Katedra energetických strojů a zařízení

Konzultant bakalářské práce: **Doc. Ing. Petr Eret, Ph.D.**  
Katedra energetických strojů a zařízení

Datum zadání bakalářské práce: **29. října 2021**

Termín odevzdání bakalářské práce: **27. května 2022**

L.S.

---

**Doc. Ing. Milan Edl, Ph.D.**  
děkan

---

**Doc. Ing. Václav Dostál, Sc.D.**  
vedoucí katedry

V Plzni dne 29. října 2021

## **Prohlášení o autorství**

Předkládám tímto k posouzení a obhajobě bakalářskou práci, zpracovanou na závěr studia na Fakultě strojní Západočeské univerzity v Plzni.

Prohlašuji, že jsem tuto bakalářskou práci vypracoval samostatně, s použitím odborné literatury a pramenů, uvedených v seznamu, který je součástí této bakalářské práce.

V Plzni dne: .....

.....

podpis autora

## **Poděkování**

Tímto bych rád poděkoval svému vedoucímu panu prof. Ing. Václavu Urubovi, Csc. za vstřícnost při konzultacích, věnovaný čas a cenné rady, které mi byly poskytnuty a pomohly k vypracování této bakalářské práce.

## ANOTAČNÍ LIST BAKALÁŘSKÉ PRÁCE

<b>AUTOR</b>	<b>Příjmení</b> Čutka	<b>Jméno</b> Vojtěch	
<b>STUDIJNÍ PROGRAM</b>	B0715A270013 – Strojní inženýrství		
<b>VEDOUcí PRÁCE</b>	<b>Příjmení (včetně titulů)</b> prof. Ing. Uruba, CSc.	<b>Jméno</b> Václav	
<b>PRACOVISŤE</b>	ZČU – FST – KKE		
<b>DRUH PRÁCE</b>	<b>DIPLOMOVÁ</b>	<b>BAKALÁŘSKÁ</b>	<b>Nehodící se škrtněte</b>
<b>NÁZEV PRÁCE</b>	Větrné elektrárny s vertikální osou rotace		

<b>FAKULTA</b>	strojní	<b>KATEDRA</b>	KKE	<b>ROK ODEVZD.</b>	2022
----------------	---------	----------------	-----	--------------------	------

### POČET STRAN (A4 a ekvivalentů A4)

<b>CELKEM</b>	59	<b>TEXTOVÁ ČÁST</b>	45	<b>GRAFICKÁ ČÁST</b>	6
---------------	----	---------------------	----	----------------------	---

<b>STRUČNÝ POPIS (MAX 10 ŘÁDEK)</b> <b>ZAMĚŘENÍ, TÉMA, CÍL POZNATKY A PŘÍNOSY</b>	Bakalářská práce vysvětluje princip fungování větrných elektráren s vertikální osou rotace, dále uvádí jejich základní rozdělení, včetně popisu jednotlivých konstrukčních typů. Poslední část se věnuje návrhu 100 kW turbíny a jejímu ekonomickému zhodnocení.
<b>KLÍČOVÁ SLOVA</b> <b>ZPRAVIDLA JEDNOSLOVNÉ POJMY, KTERÉ VYSTIHUJÍ PODSTATU PRÁCE</b>	větrná elektrárna, vertikální osa, vítr, aerodynamika, generátor, součinitel rychloběžnosti, výkonový koeficient

## SUMMARY OF BACHELOR SHEET

<b>AUTHOR</b>	<b>Surname</b> Čutka	<b>Name</b> Vojtěch	
<b>STUDY PROGRAMME</b>	B0715A270013 – Mechanical Engineering		
<b>SUPERVISOR</b>	<b>Surname (Inclusive of Degrees)</b> prof. Ing. Uruba, CSc.	<b>Name</b> Václav	
<b>INSTITUTION</b>	ZČU – FST – KKE		
<b>TYPE OF WORK</b>	<b>DIPLOMA</b>	<b>BACHELOR</b>	<b>Delete when not applicable</b>
<b>TITLE OF THE WORK</b>	Vertical axis wind turbines		

<b>FACULTY</b>	Mechanical Engineering	<b>DEPARTMENT</b>	KKE	<b>SUBMITTED IN</b>	2022
----------------	------------------------	-------------------	-----	---------------------	------

### NUMBER OF PAGES (A4 and eq. A4)

<b>TOTALLY</b>	59	<b>TEXT PART</b>	45	<b>GRAPHICAL PART</b>	6
----------------	----	------------------	----	-----------------------	---

<b>BRIEF DESCRIPTION TOPIC, GOAL, RESULTS AND CONTRIBUTIONS</b>	This bachelor thesis describes the working principle of vertical axis wind turbines. Furthermore, it summarizes different designs and lists their pros and cons. Last part is focused on the design and economic analysis of the 100-kW turbine.
<b>KEY WORDS</b>	wind turbine, vertical axis, wind, aerodynamics, generator, tip speed ratio, power coefficient

## Obsah

Přehled použitých zkratk	10
Seznam obrázků	12
Seznam tabulek	14
1 Úvod	15
2 Princip fungování větrných elektráren s vertikální osou rotace	16
2.1 Ve zkratce o vzniku a charakteristice větru	16
2.1.1 Globální cirkulace atmosféry	16
2.1.2 Lokální proudění	17
2.2 Aerodynamika rotoru	19
2.2.1 Vztlakové rotory	19
2.2.2 Odporové rotory	24
2.3 Přeměna na elektrickou energii	25
2.3.1 Synchronní stroje	25
2.3.2 Asynchronní stroje	25
2.3.3 Stejnoseměrné stroje	26
2.3.4 Zapojení do sítě	26
3 Možnosti konstrukčních řešení	28
3.1 Odporové větrné elektrárny s vertikální osou rotace	29
3.1.1 Savoniova turbína	30
3.2 Vztlakové větrné elektrárny s vertikální osou rotace	31
3.2.1 Darrieova turbína	31
3.2.2 Turbína typu „H“	32
4 100 kW turbína typu „H“ s rovnými lopatkami	35
4.1 Návrh rotoru turbíny	35
4.1.1 Větrná data	35
4.1.2 Výběr konceptu	35
4.1.3 Hlavní rozměry turbíny	37
4.1.4 Výsledná aerodynamika	38
4.2 Výsledky z 2D simulace	39
4.3 Konstrukce turbíny	40
4.3.1 Generátor	40
4.3.2 Brzdění a regulace rotoru	40
4.3.3 Startování turbíny	41



4.4	Ekonomické zhodnocení.....	44
4.4.1	Výkonová křivka.....	44
4.4.2	Statistické určení produkce elektrické energie.....	44
4.4.3	Náklady .....	45
4.4.4	Jednoduchá analýza doby návratnosti .....	45
4.4.5	Vnitřní výnosové procento .....	46
5	Závěr.....	47
6	Seznam použité literatury.....	48
	Přílohy .....	i

## Přehled použitých zkratk

Označení	Jednotka	Název
$A$	[m <sup>2</sup> ]	plocha křídla/ lopatky (z angl. „ <i>projected airfoil area</i> “)
$C_D$	[-]	odporový koeficient
$C_F$	[-]	kapacitní faktor
$C_L$	[-]	vztlakový koeficient
$C_M$	[-]	koeficient klopného momentu
$C_N$	[-]	koeficient normálové složky síly pro statický rotor
$\hat{C}_N$	[-]	koeficient normálové složky síly pro pohybující se rotor
$C_P$	[-]	výkonový koeficient
$CE$	[Kč/kWh]	cena za jednotku elektrické energie
$CO\&M$	[Kč]	cena za údržbu a opravy
$E_a$	[kWh]	vyrobená elektrická energie
$F_D$	[N]	odporová síla
$F_L$	[N]	vztlaková síla
$F_N$	[N]	normálová složka síly
HAWT		větrná elektrárna s horizontální osou rotace
$IRR$	[-]	vnitřní výnosové procento
$K$	[-]	von Karmánova konstanta ( $\cong 0,4$ )
$L$	[m]	charakteristický rozměr
$M$	[Nm]	klopný moment
$M_T$	[Nm]	točivý moment
$N$	[-]	počet lopatek
$P$	[W]	výkon
$P_R$	[W]	jmenovitý výkon
$P_w$	[W]	výkon turbíny
$PP$	[roky]	doba návratnosti
$S$	[-]	překrytí lopatek
$TIS$		celkový investovaný kapitál
$U$	[m/s <sup>2</sup> ]	rychlost
$U^*$	[m/s <sup>2</sup> ]	rychlost tření (z angl. „ <i>friction velocity</i> “)
$U_{REL}$	[m/s <sup>2</sup> ]	relativní rychlost
$Re$	[-]	Reynoldsovo číslo
VAWT		větrná elektrárna s vertikální osou rotace

$a$	[-]	faktor zpomalení vzduchu
$b$	[m]	šířka lopatky (u Savoniova rotoru)
$c$	[m]	délka tětivy
$d$	[m]	průměr rotoru
$f$	[Hz]	frekvence
$k$	[-]	tvarový parametr Weibullova rozdělení
$l$	[m]	délka lopatky
$\dot{m}$	[kg/s]	hmotnostní průtok
$n$	[ot/s]	otáčky
$n_s$	[ot/s]	synchronní otáčky
$p$	[Pa]	tlak
$\Delta p$	[Pa]	tlakový rozdíl
$p_p$	[-]	počet pólů
$q$	[m/s]	rozměrový parametr Weibullova rozdělení
$r$	[m]	poloměr rotoru
$s$	[-]	skluz
$u_E$	[-]	úroková míra cen el. energie
$u_M$	[-]	úroková míra cen za údržbu elektrárny
$z$	[m]	výška nad povrchem
$z_0$	[m]	délka drsnosti (z angl. „ <i>roughness length</i> “)
$z_r$	[m]	referenční výška nad povrchem (výška měření)
$\alpha$	[°]	úhel náběhu
$\beta$	[°]	zátěžný úhel
$\gamma$	[-]	exponent stříhu větru
$\eta$	[-]	účinnost
$\lambda$	[-]	součinitel rychloběžnosti
$\nu$	[m <sup>2</sup> /s]	kinematická viskozita
$\rho$	[kg/m <sup>3</sup> ]	hustota
$\sigma$	[-]	součinitel plnosti (z angl. „ <i>solidity</i> “)
$\psi$	[°]	polohový úhel lopatky
$\omega$	[rad/s]	úhlová rychlost
$\sim$		veličina je vztažena na délku lopatky
—		průměrná hodnota veličiny za období

## Seznam obrázků

Obr. 2.1 Schéma konvekčních válců [50] .....	16
Obr. 2.2 Cirkulace vzduchu na planetě (šipky mezi zeměpisnými šířkami určují směr povrchového větru a uzavřené elipsy napravo znázorňují jednotlivé konvekční buňky) [4]...	17
Obr. 2.3 Vlevo graf krátkodobého měření rychlosti větru [5], vpravo graf střední rychlosti větru pro delší časové období [1] .....	17
Obr. 2.4 Profily rychlostí pro referenční (naměřenou) hodnotu rychlosti proudění 8 m/s ve výšce 50 m [upraveno z 4] .....	18
Obr. 2.5 Rozložení tlaku podél profilu a znázornění momentu a složek aerodynamické síly působící na symetrický profil [upraveno z 3].....	19
Obr. 2.6 Znázornění rychlostí a aerodynamických složek síly působící na aerodynamický profil lopatky VAWT [upraveno z 5].....	21
Obr. 2.7 Graf závislosti úhlu náběhu na polohovém úhlu lopatky pro různé součinitele rychloběžnosti při zanedbání zpomalení vzduchu .....	21
Obr. 2.8 Charakteristické křivky závislosti výkonového koeficientu na součiniteli rychloběžnosti pro různá Reynoldsova čísla a plnosti rotoru [upraveno z 8] .....	23
Obr. 2.9 Znázornění odporového rotoru s působícími silami vlevo a rozložením rychlostí vpravo [upraveno z 19] .....	24
Obr. 2.10 Typy zapojení s konstantní rychlostí rotoru [16] .....	26
Obr. 2.11 Typy zapojení generátoru s měničem napětí [16].....	27
Obr. 3.1 Uspořádání VAWT: a) Darrieus b) „H“ c) „V“ d) „Δ“ e) „diamant“ f) „H-giromill“ [30] .....	28
Obr. 3.2 Hlavní části vertikální větrné elektrárny (Darrieovy) [upraveno z 30].....	29
Obr. 3.3 Schéma typického Savoniova rotoru [5].....	30
Obr. 3.4 LS SAVONIUS 3.0, odporová turbína se zkroucenými lopatkami [59] .....	30
Obr. 3.5 BE-WIND EOW-DUAL, odporová turbína se stíněním [54].....	30
Obr. 3.6 Největší Darrieova turbína Éole (3,8 MW) – Cap-Chat, Quebec, Canada[66] .....	31
Obr. 3.7 Schéma sklápění lopatek: a) plně rozšířené lopatky b) sklopené lopatky [30].....	32
Obr. 3.8 VAWT-450 (130 kW), Anglie [65] .....	32
Obr. 3.9 T1 – turbína (200 kW), Falkenberg (Švédsko) [65].....	33
Obr. 3.10 Vertikální turbína ANew-B1 (1,5 MW), Krakow (Polsko) [65].....	33
Obr. 3.11 Turbína s lopatkami do spirály [67].....	33
Obr. 3.12 Giromill turbína společnosti McDonnell aircraft, USA [61] .....	34
Obr. 3.13 Vertical sky A32 (750 kW), Grevenbroich (Německo) [55] .....	34
Obr. 4.1 Weibullovo rozdělení rychlosti větru [data z 62].....	35
Obr. 4.2 Porovnání geometrie aerodynamických profilů NACA0018 (červený) a DU-06-W-200 (fialový) [53] .....	35

Obr. 4.3 Graf závislosti vztlakového koeficientu na úhlu náběhu pro $Re = 1\,000\,000$ [data z 53]	36
Obr. 4.4 Graf závislosti výkonového koeficientu na součiniteli rychloběžnosti pro různý počet lopatek [upraveno z 38]	36
Obr. 4.5 Graf závislosti výkonového koeficientu na součiniteli rychloběžnosti pro různé hodnoty plností rotoru [upraveno z 38]	37
Obr. 4.6 Graf závislosti výkonového koeficientu na součiniteli rychloběžnosti pro hodnoty ze simulace a hodnoty opravené [38]	38
Obr. 4.7 Graf závislosti výkonového koeficientu na součiniteli rychloběžnosti pro hodnoty z 2D simulace a opravené hodnoty ze simulace QBlade	39
Obr. 4.8 Závislost výkonu na otáčkách rotoru pro různé rychlosti	41
Obr. 4.9 Návrh vnější části turbíny s popisem jednotlivých částí [upraveno z 38]	42
Obr. 4.10 Návrh vnitřní části turbíny s popisem jednotlivých částí [upraveno z 38]	43
Obr. 4.11 Výkonová křivka navrhované turbíny	44
Obr. 0.1 Rozměry 2D modelu	ii
Obr. 0.2 Síť 2D modelu (širší pohled)	ii
Obr. 0.3 Síť 2D modelu (pohled na konec profilu lopatky)	iii
Obr. 0.4 Porovnávané metody řešení dané 2D simulace	iii
Obr. 0.5 Průběh točivého momentu pro 1 otáčku rotoru při $\lambda = 2,5$	iv
Obr. 0.6 Rozložení rychlosti pro $\lambda = 1,5$	v
Obr. 0.7 Rozložení rychlosti pro $\lambda = 2,5$	v

## Seznam tabulek

Tab. 4.1 Přehled rozhodnutí při předběžném návrhu .....	37
Tab. 4.2 Parametry turbíny .....	38
Tab. 4.3 Přehled výhod a nevýhod pro různé druhy regulace [38] .....	40
Tab. 4.4 Přehled nákladů navrhované turbíny .....	45
Tab. 4.5 Hodnoty $IRR$ pro různé míry $u_E$ a $u_M$ .....	46
Tab. 0.1 Hodnoty veličin pro různé součinitele rychloběžnosti .....	iv

## 1 Úvod

Elektrina, slovo, bez kterého si většina lidí pravděpodobně nedokáže život ani představit. V současné době je velké množství elektrické energie v ČR vyráběno neekologickým spalováním fosilních paliv, a díky celosvětovému boji proti změně klimatu a vyčerpání těchto zdrojů se tento způsob bude muset postupně omezovat, ne-li úplně zrušit. Energie takto vyrobená bude muset být dříve či později nahrazena. Existuje několik potenciálních technologií šetrných k životnímu prostředí, mezi které patří např. jaderné štěpení či fúze, avšak v současné době dochází k největšímu rozvoji v oblasti obnovitelných zdrojů.

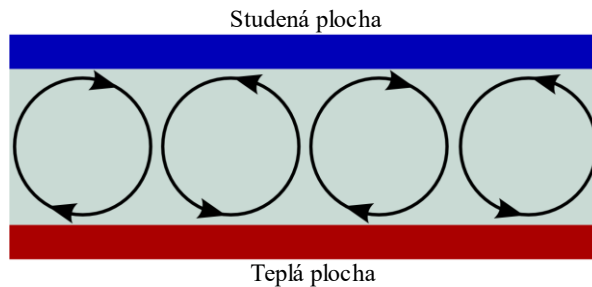
Tyto zdroje jsou však značně závislé nejen na počasí, ale také na geografickém umístění, a tudíž metody, které fungují někde, nutně nemusejí být vhodné jinde. Toto zřejmě platí i pro větrnou energii. Je tedy příhodné položit si otázku, zda konvenční metody, v tomto případě horizontální větrné elektrárny, jsou tou ideální variantou pro oblasti, kde dochází k častému střídání směru větru, jako je například Česká republika.

Cílem této práce je čtenáři vysvětlit, jak větrné elektrárny s vertikální osou rotace fungují. Dále uvést přehled základních konstrukčních provedení, zhodnotit technické, ale i ekonomické aspekty těchto elektráren a jejich případnou aplikaci na území ČR. V poslední části pak provést zjednodušený návrh vybraného typu turbíny, včetně podrobného popisu parametrů a rozhodnutí o jeho použitelnosti ve vybrané lokalitě.

## 2 Princip fungování větrných elektráren s vertikální osou rotace

### 2.1 Ve zkratce o vzniku a charakteristice větru

Na počátku vzniku větru je samotné Slunce, které sáláním<sup>1</sup> přenáší tepelnou energii a zahřívá tak povrch planety Země. Vzduch se v blízkosti povrchu ohřívá, zvyšuje tedy teplotu a tím i snižuje hustotu. Tento teplý vzduch následně stoupá a je nahrazován vzduchem studenějším. Jelikož se teplota atmosféry s výškou snižuje (do inverzního bodu), tak stoupající vzduch chladne a po nějaké době opět klesá k povrchu. Dochází tak k cirkulaci a distribuci tepla. Paradigmatem této cirkulace je Rayleigh-Bénardova konvekce (obr. 2.1). [2, 44, 48]



Obr. 2.1 Schéma konvekčních válců [50]

Stoupání vzduchu je spojeno se snižováním tlaku (tlaková níže) a klesání naopak s nárůstem (tlaková výše). U povrchu tedy vítr proudí z oblasti s vyšším tlakem do oblasti s tlakem nižším. Směr větru však není určen pouze tlakovým gradientem<sup>2</sup>. Jelikož se Země otáčí kolem své osy, působí na vzduch také odstředivá a Coriolisova síla. Poslední jmenovaná síla způsobuje stáčení a urychlování větru. V severní hemisféře se vítr stáčí doprava vzhledem ke směru proudění, u jižní hemisféry je to naopak. [1, 51]

Proudění vzduchu je tak složitý a chaotický mechanismus, že i při znalosti přesného modelu proudění, sebemenší odchýlení od počátečních podmínek vyvolá značně rozdílné chování systému v budoucnu. Tato skutečnost je známa jako efekt motýlího křídla. V následujících dvou podkapitolách bude hovořeno pouze o velice zjednodušených modelech proudění, jak z hlediska globálního, tak z hlediska lokálního. [44, 48, 63]

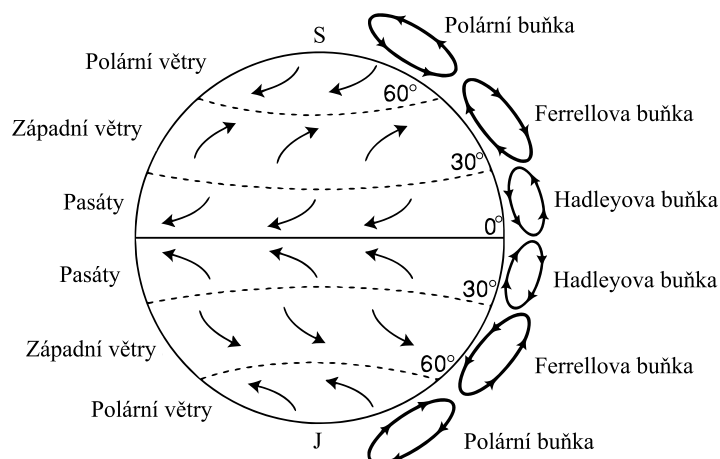
#### 2.1.1 Globální cirkulace atmosféry

Jelikož větší množství solární energie dopadá do oblastí rovníku, vzduch zde stoupá a ve výšce zhruba 10-15 km cestuje směrem k pólům. Rotací planety dochází ke stáčení větru a zhruba na 30° zeměpisné šířky dojde k rovnováze mezi tlakovým gradientem a Coriolisovou silou a vzduch proudí podél izobar. V tomto místě také klesá, vytváří oblast s vyšším tlakem a následně putuje u povrchu zpět k rovníku. Takto vznikají na planetě různá větrná pásma (obr. 2.2). Cirkulace v oblastech mezi rovníkem a 30° zeměpisné šířky bývá označována jako Hadleyova buňka. Stejným principem dochází i k vytvoření Ferrellovy (mezi 30° a 50° až 60° zeměpisné šířky) a polární buňky. [1, 52]

<sup>1</sup> Sdílení tepla elektromagnetickým vlněním [49]

<sup>2</sup> Vektor, který má směr největšího růstu tlaku (normála k izobarám)





Obr. 2.2 Cirkulace vzduchu na planetě (šipky mezi zeměpisnými šířkami určují směr povrchového větru a uzavřené elipsy napravo znázorňují jednotlivé konvekční buňky) [4]

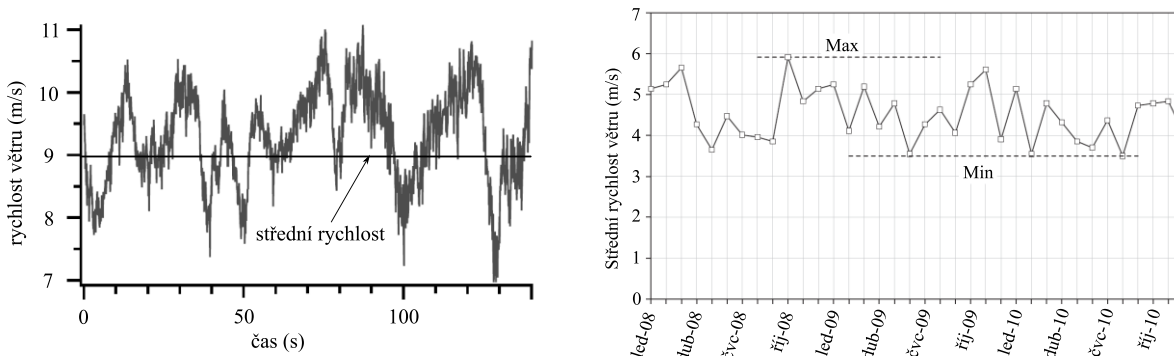
## 2.1.2 Lokální proudění

Větrné elektrárny se nachází blízko u povrchu, kde je třeba brát v úvahu vliv tření a faktory jako např. drsnost nebo topografii čili změnu nadmořské výšky a změnu tvaru povrchu. Obecně však platí:

- pevnina se ohřívá a ochlazuje rychleji než voda, čímž dochází k foukání větru od moře směrem k pobřeží (ve dne) a opačně (v noci), to je důvodem stavby tzv. offshore farem
- kopce a hory způsobují zvýšení rychlosti větru, což je dáno jednak tím, že ve vyšších nadmořských výškách proudí vzduch rychleji (nižší tření a turbulence) a jednak tím, že hory vytváří průsmyky, ve kterých vlivem zmenšení průtočného průřezu dochází k urychlování proudu vzduchu [1, 4]

### 2.1.2.1 Měření větru

Vlivem výše zmíněných faktorů se situace značně komplikuje, a proto se provádí důkladné a časově náročné měření, kdy je nutné určit především průběh rychlosti větru, a to jak z krátkodobého, tak dlouhodobého hlediska. Zatímco krátkodobé měření poukazuje na turbulenci a poryvy větru, dlouhodobé je důležité z hlediska změn proudění vzduchu v různých ročních obdobích. Kromě těchto měření je vhodné určit i distribuci směru větru. Zmíněné údaje pak slouží k návrhu, optimalizaci a umístění větrných elektráren. [1, 5]



Obr. 2.3 Vlevo graf krátkodobého měření rychlosti větru [5], vpravo graf střední rychlosti větru pro delší časové období [1]

### 2.1.2.2 Smykové proudění

Měření rychlosti větru se uskutečňuje v určité výšce nad povrchem, tato rychlost se však s výškou mění<sup>3</sup>. Prostorovou změnu vektoru rychlosti větru na jednotku délky udává v meteorologii známý pojem, stříh větru. Ten lze rozdělit na horizontální a vertikální, přičemž právě vertikální popisuje změnu vektoru rychlosti proudění s výškou. [41]

Pro přibližné určení rychlostí větru v jiných než měřených výškách, je možné použít dvou rovnic, kdy obě vycházejí z podmínky ulpívání tekutiny na stěně<sup>4</sup>. První z nich je Prandtlova (logaritmická) rovnice, která je dána vztahem

$$U = \frac{U^*}{K} \cdot \ln\left(\frac{z}{z_0}\right), \quad (2.1)$$

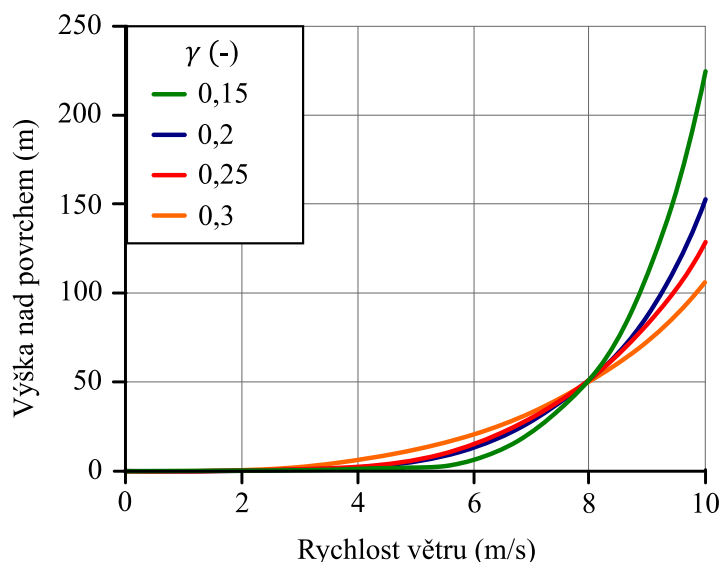
kde  $z_0$  souvisí se svislou délkou povrchových předmětů a  $K \cong 0,4$ . Spíše se ale tato rovnice využívá ve tvaru

$$\frac{U(z)}{U(z_r)} = \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)}. \quad (2.2)$$

Častěji používaná je mocninná rovnice, která je dána vztahem

$$\frac{U(z)}{U(z_r)} = \left(\frac{z}{z_r}\right)^\gamma, \quad (2.3)$$

kde exponent stříhu větru  $\gamma$  je jistou analogií délky drsnosti  $z_0$ . Jejich hodnoty jsou však značně odlišné a neexistuje vztah, který by obě veličiny dával do poměru. Jak exponent  $\gamma$  ovlivňuje profil rychlosti větru je naznačeno na obr. 2.4. [1, 4]



**Obr. 2.4 Profily rychlostí pro referenční (naměřenou) hodnotu rychlosti proudění 8 m/s ve výšce 50 m [upraveno z 4]**

<sup>3</sup> Změna rychlosti probíhá v mezní vrstvě atmosféry, tedy do výšky několik stovek metrů až 2 km od zemského povrchu [41]

<sup>4</sup> Rychlost tekutiny na povrchu je nulová

## 2.2 Aerodynamika rotoru

Produkce elektrické energie u větrných elektráren je závislá na interakci mezi rotorem a proudícím médiem. Dochází zde k přeměně kinetické energie vzduchu na energii mechanickou. Rychlost větru lze chápat jako kombinaci střední rychlosti a fluktuací (viz obr. 2.3), přičemž aerodynamické síly vzniklé právě střední rychlostí větru mají vliv na výkon elektrárny, zatímco fluktuace způsobují vibrace a s tím spojenou únavu materiálu.

Jak název napovídá, větrné elektrárny s vertikální osou rotace (VAWT) se otáčejí kolem vertikální osy, tedy osy kolmé k proudu vzduchu. Na jejich rotor, obtékaný vzduchem, působí aerodynamická síla, která má dvě složky. Jednou z nich je odporová, mající stejný směr jako proudící tekutina, druhou je vztlaková, která je na tento směr kolmá (obr. 2.5). V závislosti na tom, jaká ze složek je dominantní a způsobuje rotaci, lze VAWT rozdělit na odporové a vztlakové. [3, 5]

### 2.2.1 Vztlakové rotory

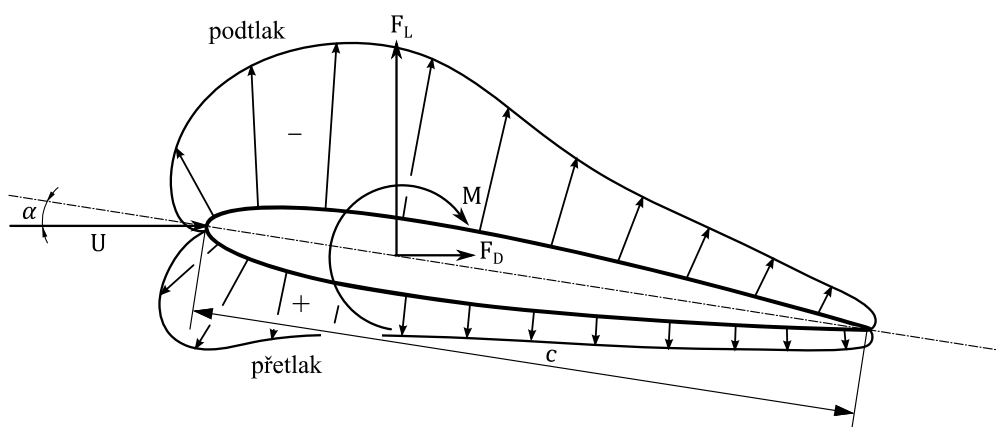
#### 2.2.1.1 Profil

Základem těchto rotorů je několik lopatek (většinou 3) s aerodynamickým profilem. Tyto profily mají geometrický tvar navržený tak, aby byla maximalizována vztlaková složka síly a minimalizována složka odporová. Toho lze dosáhnout, buď použitím symetrického profilu pootočeného vůči proudění o úhel  $\alpha$  (typické pro VAWT), nebo využitím asymetrického profilu (typické pro HAWT).

Vznik aerodynamické síly je spojen s rozdílným tlakem nad a pod profilem a s proměnlivým rozložením tlaku podél profilu (viz obr. 2.5). Vzduch nad profilem je urychlován, zatímco proud pod profilem je zpomalován. Z Bernoulliho rovnice<sup>5</sup> ve tvaru

$$p + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot U^2 = \text{konstanta}, \quad (2.4)$$

vyplývá, že při zrychlení tekutiny musí dojít k poklesu tlaku a naopak, tudíž vzniká oblast nízkého tlaku nad profilem a oblast vysokého tlaku pod profilem. Proměnlivý charakter tlaku generuje aerodynamickou sílu, příp. klopný moment. [5]



Obr. 2.5 Rozložení tlaku podél profilu a znázornění momentu a složek aerodynamické síly působící na symetrický profil [upraveno z 3]

<sup>5</sup> Obecně platí po proudnici pro neviskózní a nestlačitelnou tekutinu, která proudí stacionárně (rychlost se nemění v čase), avšak pro demonstraci vzniku proměnlivého rozložení tlaku je její použití dostatečné

Mnoho problémů spojených s prouděním lze charakterizovat bezrozměrovými parametry. Nejvýznamnějším parametrem pro určení charakteristiky proudění je Reynoldsovo číslo, které je definováno vztahem

$$Re = \frac{U \cdot L}{\nu}. \quad (2.5)$$

Mezi další parametry potřebné k analýze aerodynamiky VAWT patří vztlkový, odporový koeficient a koeficient klopného momentu. Tyto koeficienty závisí na Reynoldsově čísle, úhlu náběhu, samotném tvaru profilu a jeho drsnosti. Platí pro ně vztahy

$$C_L = \frac{F_L}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot U^2 \cdot A} = \frac{F_L/l}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot U^2 \cdot c}, \quad (2.6)$$

$$C_D = \frac{F_D/l}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot U^2 \cdot c}, \quad (2.7)$$

$$C_M = \frac{M}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot U^2 \cdot A \cdot c}. \quad (2.8)$$

Příčemž hodnoty  $F_L$ ,  $F_D$ ,  $M$  jsou určovány buď měřením (empirickými daty), nebo počítány pomocí CFD simulací. [5, 9]

### 2.2.1.2 Důležité parametry při určování výkonu

Zatímco u větrných elektráren s horizontální osou rotace je velikost aerodynamické síly působící na lopatku po celou dobu otáčky přibližně stejná<sup>6</sup>, u větrných elektráren s vertikální osou rotace je tomu naopak. Otáčením lopatek kolem osy dochází ke změně úhlu náběhu, a tím i velikosti a směru odporové a vztlkové složky síly.

Pro samotné určení výkonu, je nutné nejprve zjistit, jakou relativní rychlostí se pohybuje proud vzduchu vůči profilu lopatky. K jejímu určení lze využít Galileovu transformaci

$$\mathbf{U}_{\text{rel}} = \mathbf{U} \cdot (1 - a) + \boldsymbol{\omega} \times \mathbf{r}. \quad (2.9)$$

Pro její velikost pak Pythagorovu větu (příp. kosinovou větu)

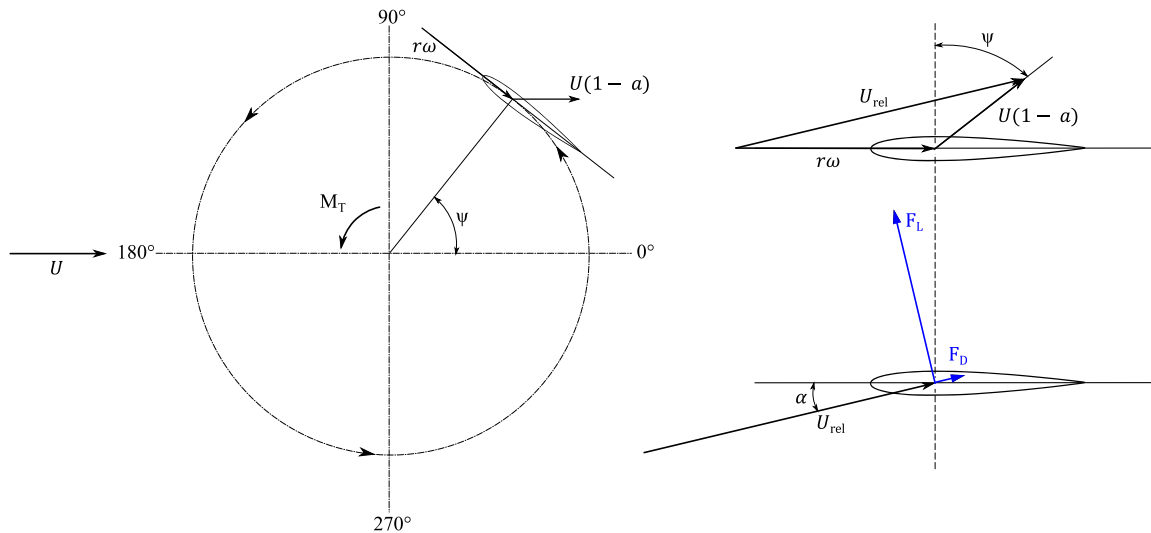
$$U_{\text{rel}} = \sqrt{(\boldsymbol{\omega} \cdot \mathbf{r} + (1 - a) \cdot U \cdot \sin \psi)^2 + ((1 - a) \cdot U \cdot \cos \psi)^2}. \quad (2.10)$$

Úhel náběhu<sup>7</sup> lze pomocí základních geometrických vztahů napsat ve tvaru (příp. lze využít sinovou větu)

$$\alpha = \tan^{-1} \left( \frac{(1 - a) \cdot \cos \psi}{\lambda + (1 - a) \cdot \sin \psi} \right). \quad (2.11)$$

<sup>6</sup> Lopatky se mohou natáčet, a tím pádem udržují konstantní úhel náběhu po celou dobu otáčky. Rozdíl ve velikosti aerodynamické síly je dán pouze rozdílem rychlosti větru, která s výškou obvykle stoupá.

<sup>7</sup> Kladná orientace je v případě, že úhel směřuje do středu rotace (jako na obr. 2.6)

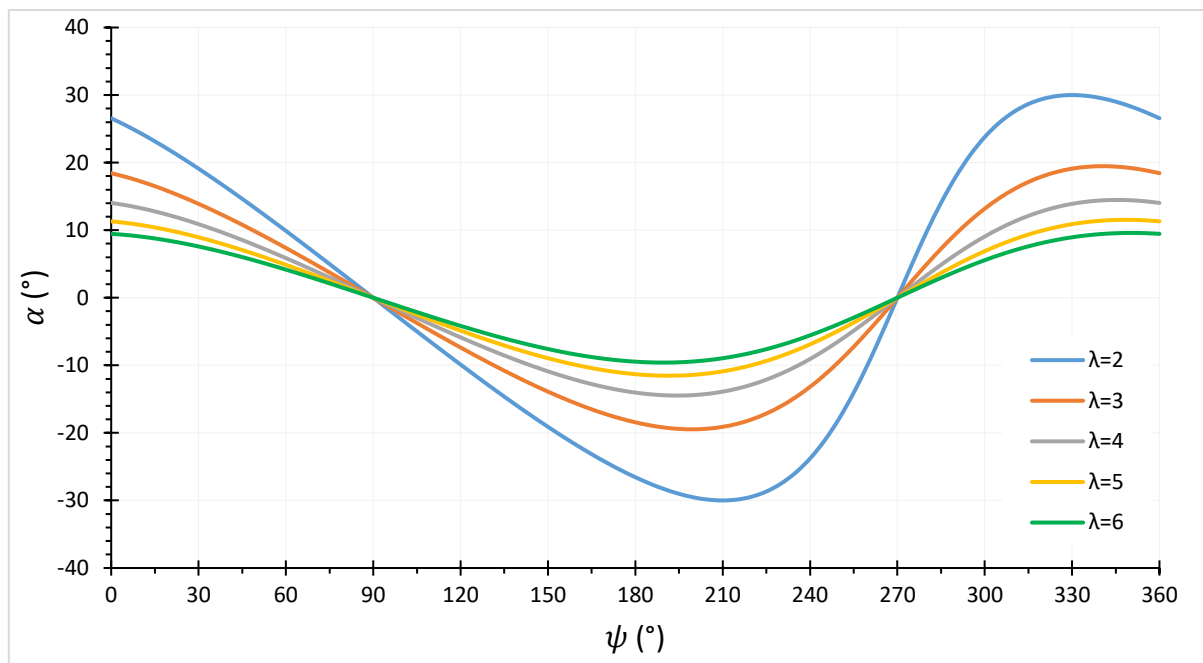


Obr. 2.6 Znárodnění rychlostí a aerodynamických složek síly působící na aerodynamický profil lopatky VAWT [upraveno z 5]

Rozpětí, v jakém se úhel náběhu pohybuje, je dán zejména součinitelem rychloběžnosti, který je dán vztahem

$$\lambda = \frac{r \cdot \omega}{U}. \quad (2.12)$$

Příklad výše zmíněné závislosti je zobrazen na obr. 2.7. Pro malé součinitele rychloběžnosti je rozmezí, ve kterém se úhel náběhu pohybuje, poměrně vysoké. Při vyšších hodnotách úhlu náběhu hrozí, že u profilu dojde k odtržení mezní vrstvy, což má za následek snížení vztlakové složky síly a zvýšení odporu. Částečně z tohoto důvodu lze většinu vztlakových VAWT provozovat až po roztočení na počáteční obvodovou rychlost (nejsou „samo startovací“). [3, 5, 20, 57]



Obr. 2.7 Graf závislosti úhlu náběhu na polohovém úhlu lopatky pro různé součinitele rychloběžnosti při zanedbání zpomalení vzduchu

Na to, zda je turbína „samo startovací“ má vliv i bezrozměrový parametr plnosti, který je dán poměrem rozvinuté plochy všech lopatek k průtočné ploše (z angl. „swept area“), tedy projekci rotoru na rovinu kolmou k proudění. Pro rotor s rovnými lopatkami platí (typ „H“ – viz kap. 3)<sup>8</sup>

$$\sigma = \frac{N \cdot c}{2 \cdot r}. \quad (2.13)$$

Platí, že při nízkých hodnotách plnosti jsou lopatky užší a lehčí, a jelikož se maximální hodnota účinnosti nachází u vyšších součinitelů rychloběžnosti, mají tyto turbíny vyšší výkon. Naopak jsou ale namáhány většími odstředivými silami a pro malé  $\lambda$  vytváří lopatky malý nebo i negativní točivý moment, a tudíž neumožňují „samo startování“. Při zvyšování plnosti se snižuje maximální účinnost a jeho hodnota se nachází u nižších součinitelů rychloběžnosti, přičemž oblast optimální hodnoty  $\lambda$  se zmenšuje<sup>9</sup> (viz obr. 2.8). [13, 14, 26, 36]

### 2.2.1.3 Výkon

Při předpokladu rychlosti větru ve velké vzdálenosti za rotorem rovné  $U \cdot (1 - 2a)$ <sup>10</sup> lze využít větu o změně toku hybnosti a zapsat odporovou složku síly vztaženou na délku lopatky ve tvaru

$$\widetilde{F}_D = \frac{F_D}{l} = \widetilde{m} \cdot U - \widetilde{m} \cdot U \cdot (1 - 2a), \quad (2.14)$$

dosazením za  $\widetilde{m}$  lze dostat vztah

$$\widetilde{F}_D = 4 \cdot r \cdot \rho \cdot a \cdot (1 - a) \cdot U^2. \quad (2.15)$$

Tato síla musí být rovna průměrné síle působící na všechny profily během jedné otáčky. Tuto sílu lze určit při znalosti teorie elementu listu a integrováním kolem kruhu

$$\widetilde{F}_D = \frac{N}{2\pi} \cdot \int_0^{2\pi} \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c \cdot U_{\text{rel}}^2 \cdot (C_L \cdot \cos(\psi + \alpha) + C_D \cdot \sin(\psi + \alpha)) d\psi. \quad (2.16)$$

Porovnáním vztahů (2.15) a (2.16) lze při použití správné iterační metody zjistit hodnotu faktoru zpomalení vzduchu.

Samotný výkon je dán vztahem

$$P = \omega \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \int_0^{2\pi} M_T d\psi, \quad (2.17)$$

kde točivý moment je dán součinem poloměru rotoru, délky lopatky a tečné složky síly, kterou lze určit vztahem

$$\widetilde{F}_t = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot U_{\text{rel}}^2 \cdot c \cdot (C_L \cdot \sin \alpha - C_D \cdot \cos \alpha). \quad (2.18)$$

Pro průměrný výkon za jednu otáčku tedy platí vztah

$$P = \omega \cdot r \cdot l \cdot \rho \cdot c \cdot \frac{1}{4\pi} \cdot \int_0^{2\pi} U_{\text{rel}}^2 \cdot (C_L \cdot \sin \alpha - C_D \cdot \cos \alpha) d\psi, \quad (2.19)$$

<sup>8</sup> Jelikož je průtočná plocha někdy také brána jako plocha rotoru, po které rotují lopatky, lze se setkat i s plností ve tvaru  $\sigma = (N \cdot c) / (2 \cdot \pi \cdot r)$

<sup>9</sup> Problém pro turbíny při časté a rychlé změně rychlosti větru (obtížná kontrola nebo ztráta výkonu)

<sup>10</sup> Předpoklad vychází z jednodimenzionální hybnostní analýzy ideální větrné turbíny (Betzovy teorie)

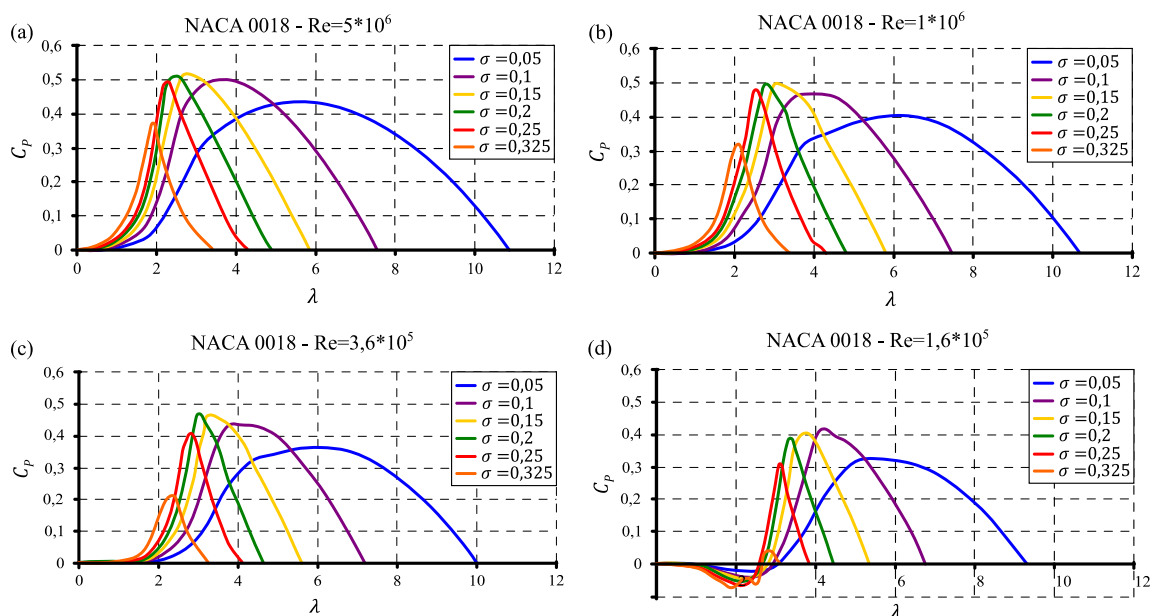
Ze vztahu (2.18) lze vidět, že lopatka při jedné otáčce může vytvářet jak kladně, tak záporně orientovaný točivý moment. Periodické chování lze do jisté míry omezit zvýšením počtu lopatek, kdy při lichém počtu lopatek je točivý moment po celou dobu otáčky kladný, případně je možné použití zkroucených lopatek. [3, 5, 9]

Dalším velice důležitým parametrem je výkonový koeficient, někdy zvaný také jako účinnost. Jedná se opět o bezrozměrový parametr, který určuje poměr mezi výkonem, který odebírá rotor proudícímu médiu vůči hustotě výkonu tohoto média před extrakcí<sup>11</sup>. Jeho hodnota je dána vztahem

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2} \cdot \dot{m} \cdot U^2} = \frac{P}{\rho \cdot r \cdot l \cdot U^3} \quad (2.20)$$

Tento koeficient nikdy nemůže nabýt hodnoty 1<sup>12</sup>. Pro HAWT je jeho velikost omezena Betzovým limitem (16/27). Pro VAWT to však neplatí a teoreticky (pomocí numerických simulací) je možné tuto hranici překročit. V praxi však výkonový koeficient VAWT bývá menší než u konkurenčních HAWT. [5, 31]

Hodnota výkonového koeficientu je závislá nejen na profilu a součiniteli rychloběžnosti, ale i na hodnotě plnosti, Reynoldsově čísle a 3D efektech proudění (viz obr. 2.8). [26]



**Obr. 2.8** Charakteristické křivky závislosti výkonového koeficientu na součiniteli rychloběžnosti pro různá Reynoldsova čísla a plnosti rotoru<sup>13</sup> [upraveno z 8]

Při extrakci kinetické energie vzduchu dochází za rotorem, mimo zpomalení tohoto vzduchu, také k vytvoření turbulentního úplavu. V případě nedodržení dostatečných vzdáleností mezi jednotlivými HAWT hrozí snížení výkonového koeficientu o 20–50 %. U VAWT lze naopak správným umístěním tento koeficient zvýšit až o 15 %. [15]

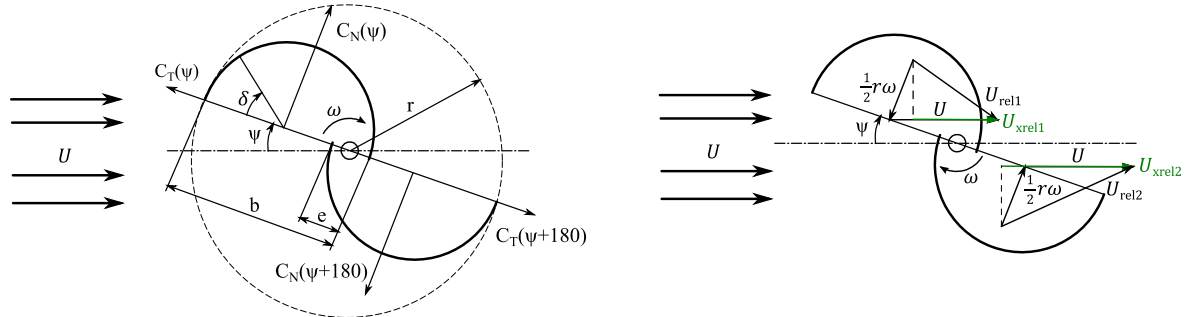
<sup>11</sup> Hustota výkonu proudícího vzduchu závisí na třetí mocnině rychlosti, na ploše rotoru, kterou vítr proudí, tedy  $2 \cdot r \cdot l$  a také, jak název napovídá, na hustotě daného média

<sup>12</sup> Za rotorem by muselo dojít k zastavení proudění, což je z fyzikálního hlediska nemožné

<sup>13</sup> Reynoldsovo číslo se ve skutečnosti u rotoru mění v závislosti na poloze lopatky a na délce tělvy (vztah 2.5:  $Re = U_{rel} \cdot c / \nu$ ), zde je však uvažováno konstantní jako:  $Re = U \cdot c \cdot \lambda_{C_{Pmax}} / \nu \rightarrow$  je nutný iterativní postup (většinou výsledek konverguje po 2 iteracích) [8]

### 2.2.2 Odporové rotory

Odporové rotory mají většinou průřez profilu tvaru S (obr. 2.9), který zajišťuje nesymetrii, a tím i rozdílné odporové koeficienty<sup>14</sup> na konvexní a konkávní straně lopatky. Primárně způsobuje rotaci odporová složka síly, avšak vztlaková složka zde má také nepatrný vliv. [5]



**Obr. 2.9** Znárodnění odporového rotoru s působícími silami vlevo a rozložením rychlostí vpravo [upraveno z 19]

Na lopatku po celou dobu působí proměnlivá síla, kterou lze rozložit do tečné a normálové složky, kdy právě normálová způsobuje rotaci rotoru. Pro určitý úhel  $\psi$  lze určit tyto složky integrováním kolem půlkruhu lopatky. Pro normálovou složku platí

$$\widetilde{F}_N = \int_0^\pi \Delta p \cdot \frac{b}{2} \cdot \cos \delta \, d\delta, \quad (2.21)$$

kde tlakové rozdíly jsou měřeny experimentálně po určitých úhlech  $\delta$ , tím přejde integrál v sumu hodnot. Analogicky lze pak určit i normálovou složku síly na druhé lopatce. Následně lze určit bezrozměrový koeficient

$$C_N = \frac{\widetilde{F}_N}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot U^2 \cdot b}. \quad (2.22)$$

Takto získaný statický koeficient je nutné upravit, aby platil pro otáčející se rotor

$$\hat{C}_N = C_N \cdot \left( \frac{U_{xrel}}{U} \right)^2. \quad (2.23)$$

Pro výkonový koeficient pak platí

$$C_P = \left( \hat{C}_N(\psi) + \hat{C}_N(\psi + 180) \right) \cdot \frac{(1 - S)}{(2 - S)^2} \cdot \frac{\lambda}{2}, \quad (2.24)$$

kde  $S = b/e$  a  $\lambda$  lze spočítat pomocí vztahu (2.9).

Hodnota výkonového koeficientu u odporových rotorů bývá podstatně menší než u rotorů vztlakových. Maxima dosahuje při hodnotách součinitele rychloběžnosti menších než 1. Z tohoto důvodu bývá použití těchto rotorů značně omezené. [5, 19]

Výše zmíněný postup určení výkonového koeficientu je spíše historickou záležitostí, lze u něho však vidět určitou fyzikální podstatu těchto rotorů. V současnosti se  $C_P$  určuje z koeficientu točivého momentu, který lze získat opět experimentálně nebo numerickou simulací. [34]

<sup>14</sup> Rozdílné koeficienty jsou dány tlakovým rozdílem mezi konvexní a konkávní stranou lopatky



## 2.3 Přeměna na elektrickou energii

Přeměna mechanické energie na elektrickou probíhá u větrných elektráren, jako u konvenčních elektráren, pomocí generátoru. Jelikož generátor může pracovat i v motorickém režimu, lze této vlastnosti využít u vztlakových VAWT k roztočení rotoru na pracovní otáčky. Existuje několik typů generátorů, mezi základní patří synchronní, asynchronní a stejnosměrný generátor.

Pro samotné připojení elektrárny do sítě je nutné kromě generátoru využít i další zařízení. Při nižším počtu pólů generátoru je nutné mezi rotor a generátor zařadit převodovku, v případě proměnných otáček rotoru se využívá měničů napětí, případně variátoru. Na konci každého systému zapojení je vždy transformátor, který přeměňuje generované napětí na napětí distribuční sítě. Zvýšením napětí dochází ke snížení odporových ztrát. Nejpoužívanější zapojení jsou uvedena v podkapitole 2.3.4. [3, 5, 20]

### 2.3.1 Synchronní stroje

Hlavními částmi synchronního stroje je rotor a stator. Rotor může být konstruován jako permanentní magnet, nebo častěji je na rotoru vytvořeno vinutí, kterým prochází stejnosměrný proud (elektromagnet). Stator je tvořen vzájemně izolovanými plechy<sup>15</sup>, kterými prochází měděné vinutí. Střídavý proud ve vinutí pak vytváří magnetické pole, které je časově proměnné a v podstatě rotuje kolem osy rotoru. Rychlost otáčení je dána vztahem

$$n_s = \frac{f}{p_p}. \quad (2.25)$$

Jelikož je magnetické pole rotoru neměnné tzn. pohybuje se s rotorem, tak se vlivem magnetické síly rotor snaží zůstat v synchronismu s otáčkami magnetického pole statoru. Při provozu stroje pak dochází k natočení rotoru vůči magnetickému poli statoru o zátěžný úhel  $\beta$ . V případě kladného úhlu<sup>16</sup> pracuje stroj v generátorickém režimu, opačně pak v režimu motorickém. [3, 47]

### 2.3.2 Asynchronní stroje

Stator asynchronních strojů je konstruován obdobně jako stator strojů synchronních. Rotor je tvořen také slisovanými plechy, ve kterých je vinutí provedeno buď jako kotva nakrátko (uzavřená klec) nebo jako kroužková kotva (klasické trojfázové vinutí). Proměnné magnetické pole statoru indukuje do rotoru napětí, čímž vznikne druhé magnetické pole na rotoru. Interakcí těchto polí vzniká síla, která působí na rotor.

Důležitým parametrem je skluz, který je dán vztahem

$$s = \frac{n_s - n}{n_s}. \quad (2.26)$$

Když je skluz pozitivní, stroj pracuje buď v motorickém režimu ( $0 < s < 1$ ), nebo v brzděném režimu ( $s > 1$ ). Naopak v případě záporného skluzu, stroj pracuje v režimu generátorickém. [3, 5, 45]

<sup>15</sup> Z důvodu minimalizace ztrát vířivými proudy

<sup>16</sup> Rotor „předbíhá“ magnetické pole statoru

### 2.3.3 Stejnoseměrné stroje

U těchto strojů prochází stejnosměrný proud jak vinutím statoru, tak vinutím rotoru. Jelikož jsou obě magnetická pole v čase neměnná, nemůže docházet k otáčení rotoru. Z tohoto důvodu je nutné připojit k vinutí rotoru komutátor. Ten přepíná směr proudu v cívkách rotoru, čímž umožňuje rotaci rotoru. Jelikož je výroba a údržba stejnosměrných strojů poměrně drahá, tak v současné době mají velmi limitované použití. [3, 5]

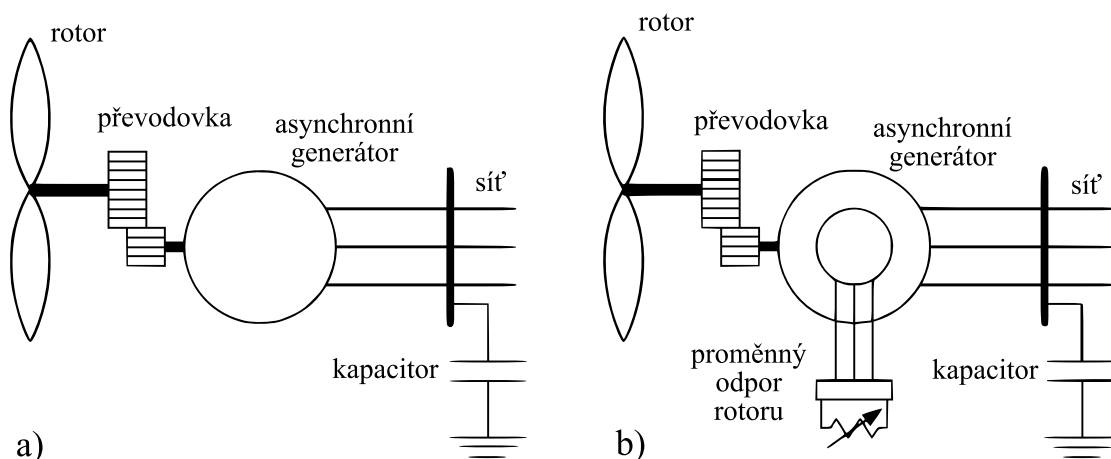
### 2.3.4 Zapojení do sítě

V principu existují dvě možnosti připojení větrné elektrárny do sítě s pevnou frekvencí. První je připojení, kdy se rotor otáčí s přibližně konstantní rychlostí. Alternativou je připojení s možností proměnné rychlosti rotoru. Umožnění proměnné rychlosti může být provedeno elektricky (měniče napětí) nebo mechanicky (variátor). Naposledy zmiňované připojení je v současné době mnohem více využívané, hlavně z těchto důvodů:

- rotor větrné elektrárny přeměňuje nejvíce kinetické energie větru při určitém součiniteli rychloběžnosti, který se mění v závislosti na rychlosti větru (viz vztah 2.12 a obr. 2.8)
- udržení konstantních otáček rotoru způsobuje zvýšení proměnlivého namáhání, a tedy i únavu komponent hnacího ústrojí [3, 5]

#### 2.3.4.1 Zapojení generátoru při konstantních otáčkách rotoru

Pro toto připojení se nejčastěji používá asynchronních generátorů<sup>17</sup>, které jsou zapojeny přímo do sítě. Při provozu však tyto generátory spotřebovávají jalový výkon. Aby se velikost jalového výkonu omezila, je do obvodu zapojen kapacitor. Nevýhodu konstantních otáček rotoru lze částečně odstranit připojením proměnného odporu ke generátoru (obr. 2.10 b). Změnou odporu dojde ke změně skluzu a tím i rozsahu otáček, ve kterých se rotor může pohybovat. Při zvyšování odporu však také dochází ke zvýšení ztrát, a tím i ke vzniku tepla. [3, 4, 16]



Obr. 2.10 Typy zapojení s konstantní rychlostí rotoru [16]

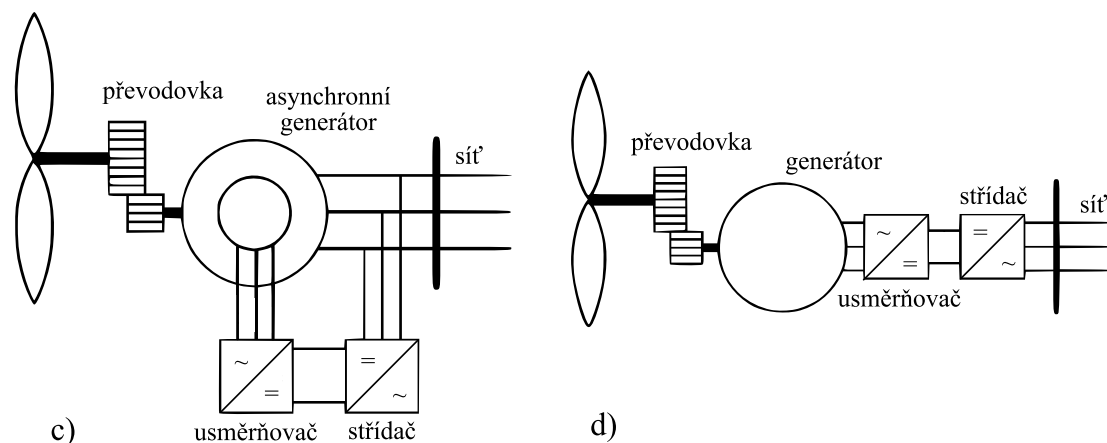
<sup>17</sup> U synchronních generátorů hrozí, že při vysokém zatížení vypadnou ze synchronismu

### 2.3.4.2 Zapojení generátoru s měničem napětí

V současnosti se jedná o jedinou ekonomicky přívětivou a využívanou metodu připojení pro umožnění proměnných otáček rotoru. Velkou výhodou použití měničů napětí je možnost poskytovat proud a napětí o různých fázových posunech a měnit tak hodnotu účinníku<sup>18</sup>. Není tedy nutné do obvodu připojovat kapacitor, naopak lze v případě potřeby jalový výkon do sítě dodat. [5]

Podobně jako u varianty s proměnným odporem, lze využít skluzu generátoru. Zatímco u varianty b (obr. 2.10) je přebytečný výkon rotoru mařen (vznik tepla), zde je díky použití měničů napětí využit (obr. 2.11 c). Větrnou elektrárnu s tímto zapojením lze provozovat při otáčkách v rozmezí  $\pm 40\%$  nominální hodnoty, přičemž v případě nižší hodnoty než nominální, je přes měniče výkon do rotoru dodáván, a při hodnotě vyšší je odebírán. Jelikož skrz měniče prochází jen část transformované energie (zhruba třetina), jsou měniče napětí mnohem menší než u varianty d, což je výhodné nejen z hlediska ceny, ale také účinnosti.

Další možností je nepřímé zapojení generátoru do sítě. Zde je veškerá elektrická energie nejdříve v usměrňovací přeměněna na stejnosměrný proud a následně ve střídači na střídavý proud požadované frekvence. Pro toto zapojení lze použít jak synchronní, tak asynchronní generátor. [3, 5]

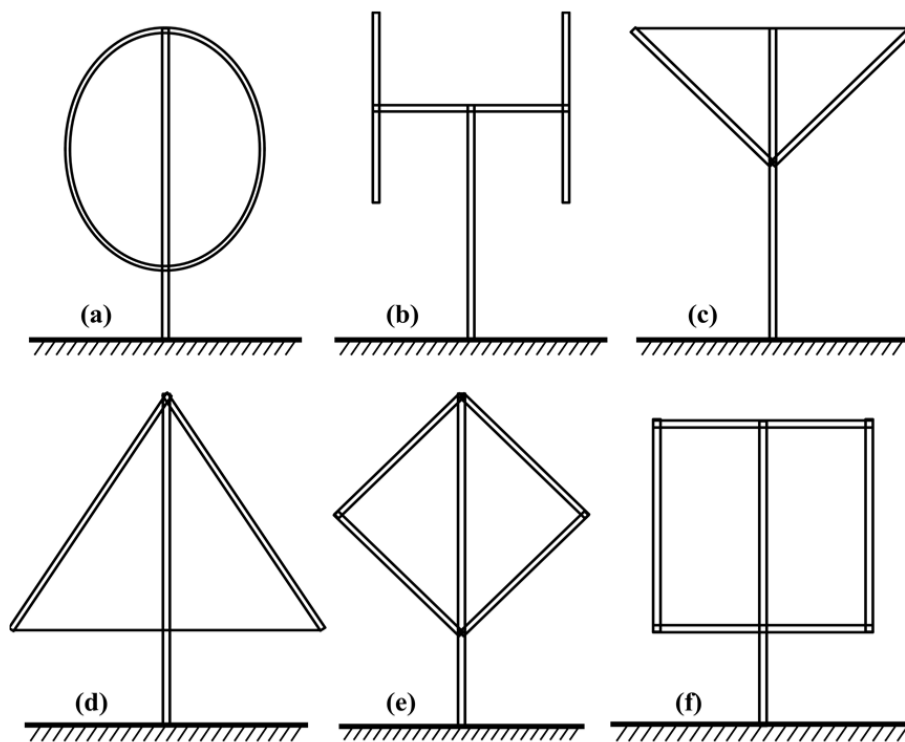


Obr. 2.11 Typy zapojení generátoru s měničem napětí [16]

<sup>18</sup> Veličina udávající poměr činného a zdánlivého výkonu [46]

### 3 Možnosti konstrukčních řešení

Na rozdíl od horizontálních větrných elektráren, kde všechny v současnosti postavené elektrárny mají téměř stejný design, existuje u vertikálních turbín nepřehledná řada koncepčních řešení. Některé možnosti uspořádání jsou na obr. 3.1. [30, 57]



Obr. 3.1 Uspořádání VAWT: a) Darrieus b) „H“ c) „V“ d) „Δ“ e) „diamant“ f) „H-giromill“ [30]

Nehledě na typ mají tyto elektrárny vlivem svislé osy rotace oproti horizontálním výhody:

- nezávislost na směru větru, a tudíž nepotřeba natáčejícího systému
- možnost umístění generátoru blíže k zemi, což sníží náklady na údržbu, navíc je možné využít generátor s více póly<sup>19</sup>, čímž odpadne potřeba převodovky a s ní spojené mechanické ztráty
- tišší provoz, vlivem nižší obvodové rychlosti lopatek
- možnost umístění turbín blíže k sobě bez většího vlivu na výkon<sup>20</sup>
- dobrý provoz i za vysoce turbulentního proudění
- nižší výška těžiště, a tedy lepší stabilita, což je příhodné v případě offshore aplikace

Na druhou stranu mají také řadu nevýhod:

- nízká hodnota výkonového koeficientu
- nízká hodnota kapacitního faktoru<sup>21</sup>
- vznik cyklického zatížení a vibrací (viz kap. 2.2.1.3), které způsobují únavu materiálu a značně snižují životnost konstrukce

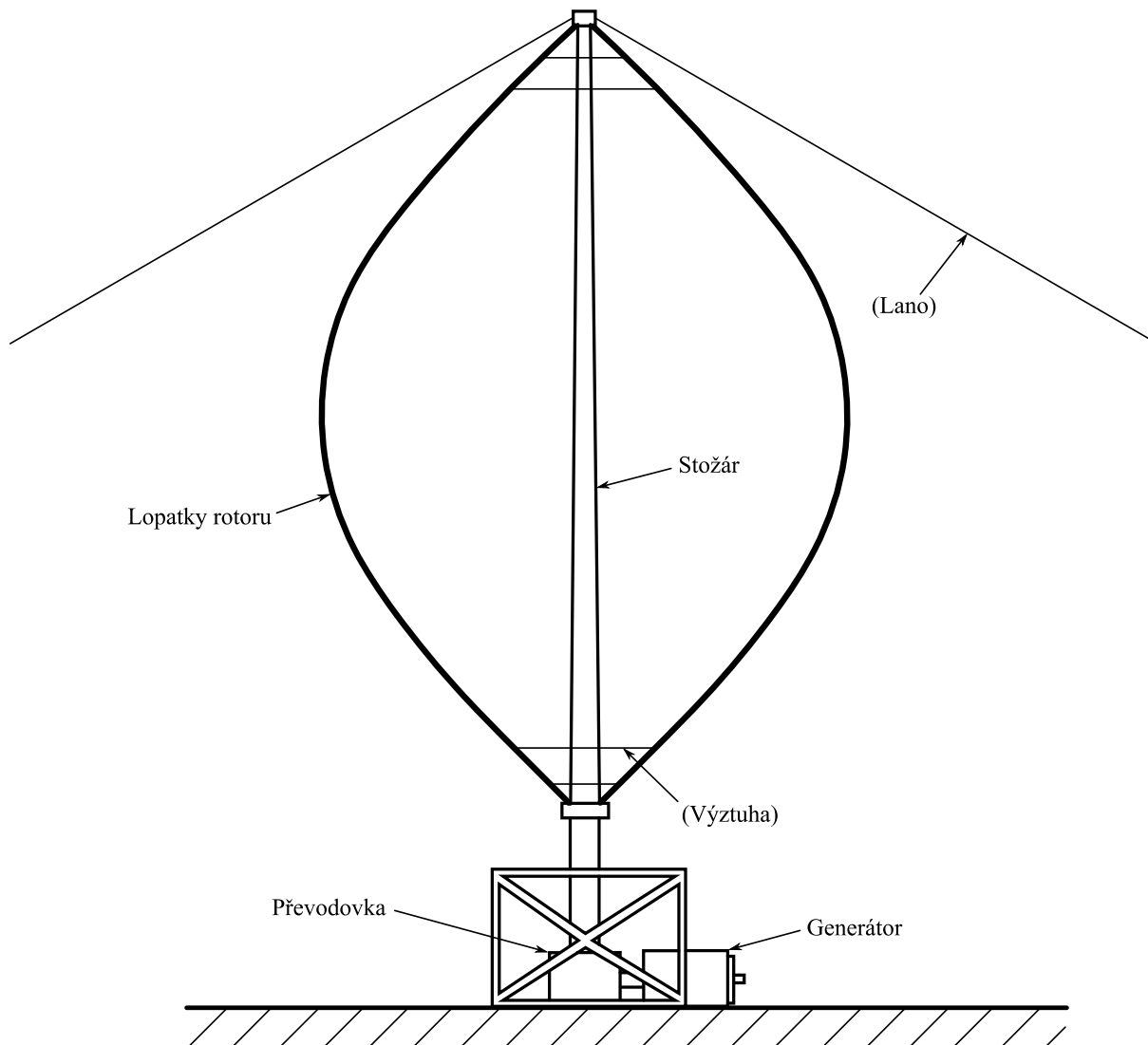
Další klady a zápory se liší model od modelu, a budou tedy uvedeny v následujících kapitolách. [5, 6, 7, 10, 23]

<sup>19</sup> Čím více pólů u generátoru, tím větší rozměry a hmotnost, které v tomto případě nemusíme brát tolik v úvahu

<sup>20</sup> Správnou konfigurací lze u vztakových turbín dokonce zvýšit výkon jednotlivých turbín (viz kap. 2.2.1.3)

<sup>21</sup> Poměr skutečně vyrobené el. energie za období k el. energii, kterou by turbína vyprodukovala při nepřetržitém provozu za maximálního, tedy jmenovitého výkonu

Mezi hlavní části větrné elektrárny s vertikální osou rotace patří stožár, lopatky, generátor, ložiska, brzda a převodovka (obr. 3.2). Jednotlivé typy se odlišují tvarem a počtem lopatek, způsobem kontroly výkonu, rychlostí rotoru (viz kap. 2.3.4) nebo typem stožáru<sup>22</sup>. Nejčastěji se rozdělují podle působící aerodynamické složky síly (viz kap. 2.2) na vztlakové (Darrieovy) a odporové (Savoniovy) turbíny. [6, 39]



Obr. 3.2 Hlavní části vertikální větrné elektrárny (Darrieovy) [upraveno z 30]

### 3.1 Odporové větrné elektrárny s vertikální osou rotace

Jednoduchá, a tím pádem i levná konstrukce těchto turbín je vykoupena velice nízkou hodnotou výkonového koeficientu (viz kap. 2.2.2), vysokou relativní hmotností<sup>23</sup> a obtížné ochraně před poškozením při velkých rychlostech větru. Z těchto důvodů je jejich použití omezeno pouze na oblast malých větrných elektráren. Nejčastěji se nachází v městských oblastech (na střechách budov, zahradách, zastávkách apod.), tedy v prostředí poměrně pomalého a často se měnícího proudění vzduchu. [5, 10]

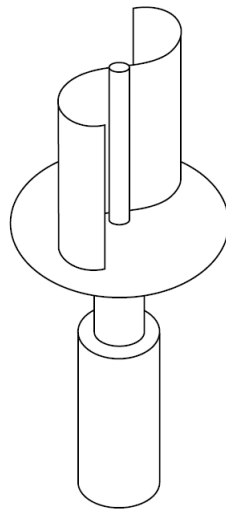
<sup>22</sup> Může být buď tubusový (viz obr. 3.9) nebo příhradový (viz obr. 3.10)

<sup>23</sup> Relativní ke generované energii

### 3.1.1 Savoniova turbína

Všechny dnes používané odporové turbíny jsou obdobou turbíny Savoniovy (viz obr. 3.3). Jednotlivé typy se od sebe liší zejména počtem lopatek, velikostí překrytí (viz obr. 2.8), úhlem stoupání lopatek nebo použitím stínění.

Počet lopatek ovlivňuje nejen maximální hodnotu výkonového koeficientu, ale také rychlost větru nutnou pro start (z angl. „cut in wind speed“), která se stoupajícím počtem lopatek klesá. S hodnotou výkonového koeficientu je to složitější a je nutno brát v úvahu také tvar lopatek a velikost překrytí. Nejvýhodnější variantou vzhledem k ekonomické a technické stránce se zdá počet lopatek 2 nebo 3 a kladné horizontální překrytí ( $S \sim 0,15$ ). Správný úhel stoupání a správné umístění stínění mají také kladný účinek na hodnotu výkonového koeficientu. [12, 17, 21, 33, 54]



Obr. 3.3 Schéma typického Savoniova rotoru [5]



Obr. 3.4 LS SAVONIUS 3.0, odporová turbína se zkroucenými lopatkami [59]



Obr. 3.5 BE-WIND EOW-DUAL, odporová turbína se stíněním [54]

## 3.2 Vztlakové větrné elektrárny s vertikální osou rotace

Ačkoliv je hodnota výkonového koeficientu těchto turbín podstatně vyšší, než u turbín odporových, vlivem nízké hodnoty plnosti postrádá většina schopnost „samo startování“. Pro generaci elektrické energie je tedy nutné roztočení na počáteční otáčky, případně využití natáčení lopatek nebo hybridní konstrukce s lopatkami odporovými. Výhodou je konstantní délka tětivy profilu lopatky, a tudíž snazší výroba než u konkurenčních horizontálních větrných elektráren. [30, 36]

V současnosti jsou vztlakové turbíny zaměřeny jak na oblast malých větrných elektráren, tak na oblast velkých (MW) elektráren. Zejména u velkých konstrukcí hraje velkou roli složité proudění okolo těchto turbín, které způsobuje v kombinaci s rotací rotoru proměnlivé zatížení, vibrace, a tedy i značné problémy při samotném modelování a návrhu. Proto často dochází buď k předdimenzování, nebo naopak k předčasnému poškození. [5, 25]

### 3.2.1 Darrieova turbína

Lopatky těchto turbín jsou v podstatě dvakrát delší než lopatky horizontálních turbín stejného průtočného průřezu. Jelikož jsou však prohnuté a uchycené na horní a dolní straně stožáru, jsou zatíženy zejména na tah, což je velice výhodné pro kompozitní materiály. Problémem je jejich obtížná výroba a díky velké délce dochází také k ohýbání, a tedy i nutnosti výztuh, které zvyšují odpor, a tím snižují hodnotu výkonového koeficientu. Spodní ložisko je zatěžováno nejen vahou konstrukce, ale také silami od lan. Typicky 2 lopatky těchto turbín způsobují kolísání točivého momentu (viz kap. 2.2.1.3), tudíž je nutné před převodovku a generátor zařadit pružnou spojku. [6, 30]

Nyní je tato konstrukce spíše historií. Zejména v 90. letech minulého století byla snaha, aby tato turbína fungovala. Jelikož však v té době únavové zatížení nebylo dost dobře pochopeno a lopatky byly vyráběny ze slitin hliníku, tak všechny větší turbíny (nad 100 kW) tohoto typu byly poškozeny a jsou v současnosti buď rozebrány, nebo alespoň vyřazeny z provozu. [27, 28, 30]



Obr. 3.6 Největší Darrieova turbína Éole (3,8 MW) – Cap-Chat, Quebec, Canada<sup>24</sup>[66]

<sup>24</sup> Po zhruba 18 500 hodinách provozu byla vlivem poškození spodního ložiska odstavena a dnes slouží pouze jako turistická atrakce [28]

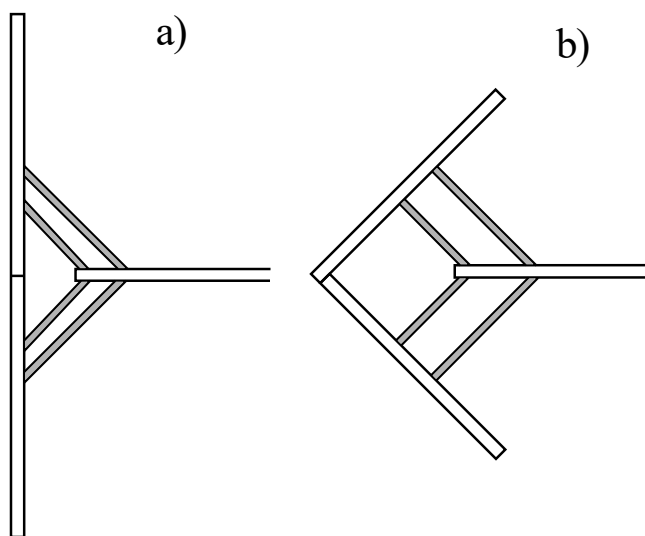
### 3.2.2 Turbína typu „H“

Oproti Darrieově turbíně lze rotory těchto větrných elektráren umístit do větších výšek, kde vítr proudí rychleji. Navíc je rotor většinou nad povrchovou vrstvou turbulence, která má negativní vliv na životnost konstrukce. Není také nutné použití lan k uchycení. Naopak na lopatky rotoru působí větší ohybové momenty, a otevřené konce lopatek spolu s rameny rotoru mají negativní vliv na aerodynamiku, a tedy i výkonový koeficient. Ramena však mohou sloužit jako aerodynamické brzdy v případě silných větrů.

V současnosti se jedná o nejrozšířenější typ vertikální turbíny, a to jak v oblasti malých, tak i velkých vertikálních větrných elektráren. Existuje tedy řada konstrukčních řešení těchto turbín. [6, 28]

#### 3.2.2.1 Musgrove konfigurace

Historická turbína, která byla předchůdcem dnešních „H“ typů s rovnými lopatkami. Oproti němu byla vybavena mechanismem sklápění lopatek (viz obr. 3.7), který měl zabránit rychlé rotaci a možnému poškození v případě silných větrů. Samozřejmě tento mechanismus značně zvyšoval cenu konstrukce a po zjištění, že existuje maximální limit rotace pro rovné lopatky, se od turbín tohoto typu upustilo. [32]



Obr. 3.7 Schéma sklápění lopatek: a) plně rozšířené lopatky b) sklopené lopatky [30]



Obr. 3.8 VAWT-450 (130 kW), Anglie [65]



### 3.2.2.2 „H“ konfigurace s rovnými lopatkami

Rovné lopatky umožňují jednodušší konstrukci a také výrobu. Avšak také způsobují kolísání točivého momentu (podobně jako u Darrieovy turbíny). [30]



Obr. 3.9 T1 – turbína (200 kW), Falkenberg (Švédsko) [65]



Obr. 3.10 Vertikální turbína ANew-B1 (1,5 MW), Krakow (Polsko) [65]

### 3.2.2.3 „H“ konfigurace se zkroucenými lopatkami

Ačkoliv je výroba těchto lopatek značnou komplikací, je díky nim dosaženo nižšího kolísání točivého momentu, což zlepšuje výkon rotoru, jeho regulaci a snižuje cyklické namáhání. Navíc je také snížena hlučnost a pro mnohé také zvýšena estetická hodnota. [32]



Obr. 3.11 Turbína s lopatkami do spirály [67]

### 3.2.2.4 Giromill konfigurace

Výhodou těchto turbín je vyšší hodnota výkonového koeficientu než u předchozích variant, díky mechanismu umožňujícímu stavitelnou polohu lopatek (z angl. „*variable-pitch mechanism*“). Lze toho docílit mechanicky nebo elektricky. Toto natáčení je však navrženo pro určitý součinitel rychloběžnosti, tudíž je provozní rozmezí těchto turbín značně omezeno. Ukázalo se, že tento typ není rentabilní, což brání jeho výrobě ve větším měřítku. [32, 42, 61]



Obr. 3.12 Giromill turbína společnosti McDonnell aircraft, USA [61]

### 3.2.2.5 „H“ konfigurace s rovnými lopatkami a možností natáčení lopatek v reálném čase

Natáčení lopatek umožňuje jednodušší startování (bez nutnosti vnějšího pohonu), vyšší hodnotu výkonového koeficientu a provozního rozmezí, a tím i vyšší hodnotu kapacitního faktoru. Mimo to lze tímto způsobem do jisté míry snížit vibrace, amplitudu cyklického zatížení a zajistit i aerodynamické brždění rotoru. Na druhou stranu je ale řízení natáčení lopatek v reálném čase (z angl. „*active blade pitch control*“) velice složité, čímž se cena této konstrukce značně zvyšuje. [11, 35, 40]



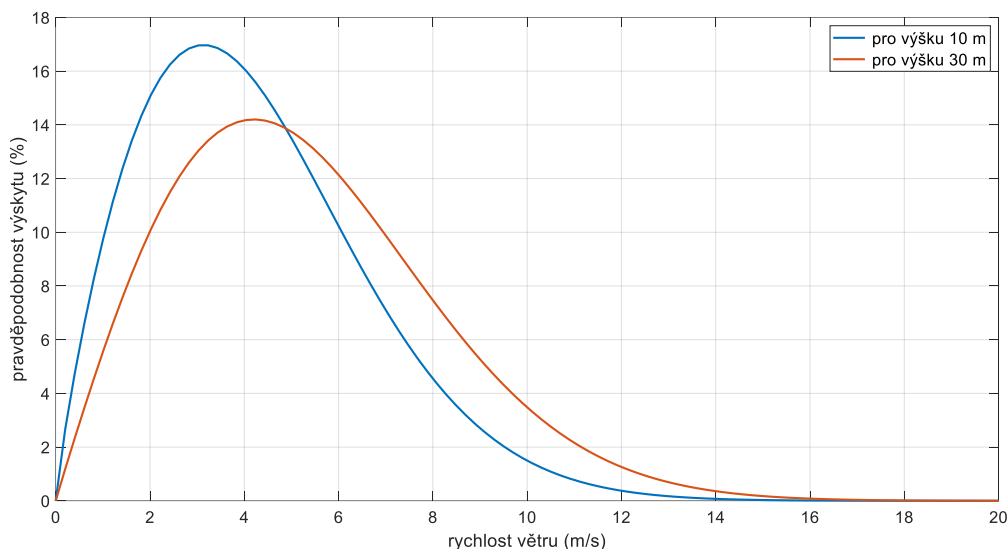
Obr. 3.13 Vertical sky A32 (750 kW), Grevenbroich (Německo) [55]

## 4 100 kW turbína typu „H“ s rovnými lopatkami

### 4.1 Návrh rotoru turbíny

#### 4.1.1 Větrná data

Pro vlastní návrh a následnou ekonomickou analýzu byly použity výsledky hybridního modelu VAS/WAsP z oblasti Dolní Lhoty<sup>25</sup>. Matematické pravděpodobnostní rozložení (tzv. Weibullovo rozdělení) lze vidět na obr. 4.1.



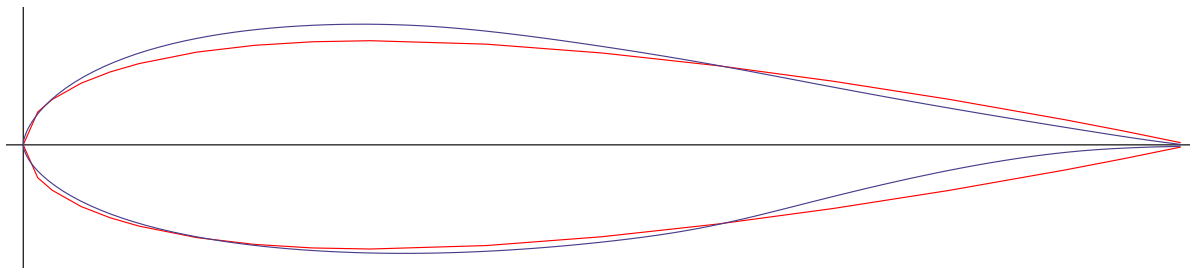
Obr. 4.1 Weibullovo rozdělení rychlosti větru [data z 62]

#### 4.1.2 Výběr konceptu

Pro samotný návrh turbíny byla vybrána konfigurace „H“ s rovnými lopatkami, kvůli své jednoduché a poměrně levné konstrukci v kombinaci s poměrně dobrou účinností. Jmenovitý výkon byl volen s ohledem na rozumnou přepravu jednotlivých součástí a jednoduchou montáž a jeho hodnota činí 100 kW. [38]

##### 4.1.2.1 Volba aerodynamického profilu lopatky

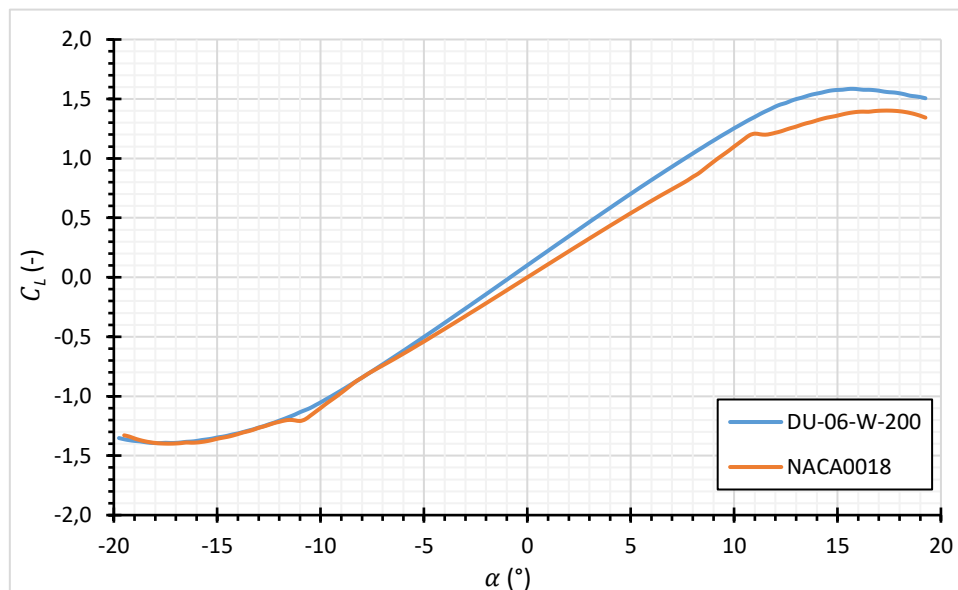
Při volbě aerodynamického profilu byly porovnány 2 varianty. První variantou byl symetrický profil NACA0018, který se běžně používá u VAWT. Druhou možností byl nesymetrický profil DU-06-W-200.



Obr. 4.2 Porovnání geometrie aerodynamických profilů NACA0018 (červený) a DU-06-W-200 (fialový) [53]

<sup>25</sup> Data pro výšku nad 10 m byla dostupná pouze pro tuto lokalitu. Aby Weibullovo rozdělení alespoň trochu korespondovalo se zdrojovými údaji [38], pro které byla turbína původně navržena, bylo v dalších výpočtech počítáno s daty pro výšku 30 m (ačkoliv správně by bylo počítat s údaji pro výšku 20 m). Zmíněné výpočty (zejm. v př. ekonomického zhodnocení) jsou tedy pouze orientační a slouží spíše k porovnání a nastínění postupu.

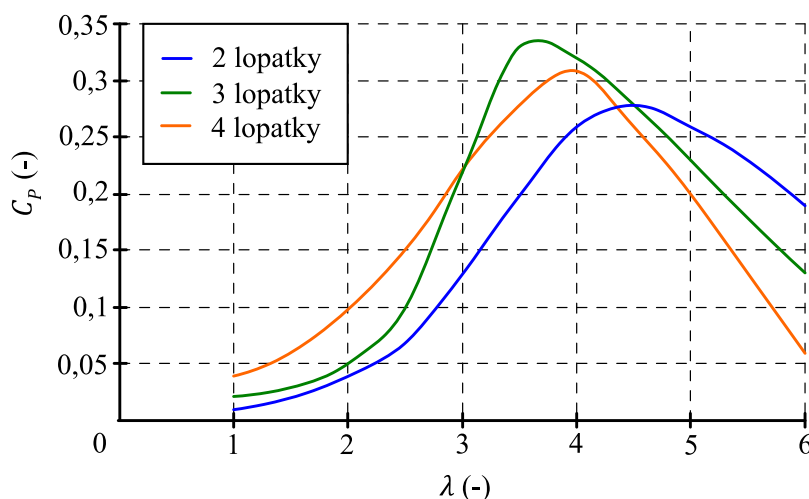
Robustnější tělo profilu DU-06-W-200 je sice příčinnou lehce vyššího odporu, ale také příčinnou vyšší pevnosti lopatek. Navíc je u něj hodnota vztlakového koeficientu vyšší téměř pro všechny úhly náběhu (viz obr. 4.3). Z těchto důvodů byl vybrán profil DU-06-W-200. [38]



Obr. 4.3 Graf závislosti vztlakového koeficientu na úhlu náběhu pro  $Re = 1\,000\,000$ <sup>26</sup> [data z 53]

#### 4.1.2.2 Počet lopatek

Volba počtu lopatek ovlivňuje nejen výkonový koeficient a kolísání točivého momentu, ale značně také cenu samotné turbíny. Pravděpodobně nejvhodnější možností je volba 3 lopatek, jelikož lichý počet lopatek snižuje kolísání výkonu, čímž se zredukuje i vibrace a hluk dané větrné elektrárny. Náklady na výrobu se přitom o mnoho nezvednou. Mimo to i CFD simulace ukazuje maximální hodnotu výkonového koeficientu právě pro „H“ rotor se 3 lopatkami (viz obr. 4.4). [38]

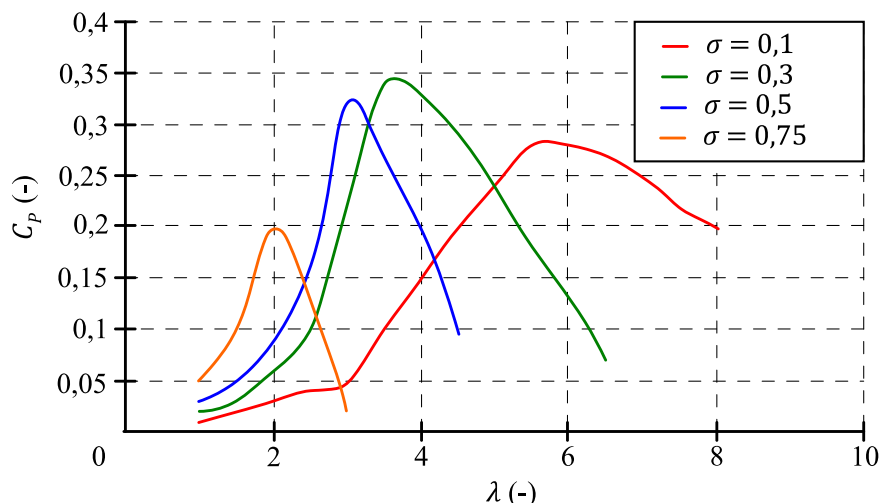


Obr. 4.4 Graf závislosti výkonového koeficientu na součiniteli rychloběžnosti pro různý počet lopatek [upraveno z 38]

<sup>26</sup> Předpoklad, že se zvyšujícím se Reynoldsovým číslem bude rozdíl vztlakových koeficientů profilů vyšší nebo stejný (Reynoldsovo číslo může u navrhované turbíny dosahovat hodnot až  $5 \cdot 10^6$ )

### 4.1.2.3 Plnost rotoru

Při snaze o dosažení co největšího výkonového koeficientu s dostatečně širokou optimální oblastí součinitele rychloběžnosti, byla stanovena optimální hodnota plnosti rotoru do rozmezí 0,25–0,3.



Obr. 4.5 Graf závislosti výkonového koeficientu na součiniteli rychloběžnosti pro různé hodnoty plnosti rotoru [upraveno z 38]

Tab. 4.1 Přehled rozhodnutí při předběžném návrhu

Kritérium	Optimální varianta	Alternativní varianta
Konfigurace	„H“ s rovnými lopatkami	Darrieův rotor, „H“ se zkroucenými lopatkami
Aerodynamický profil	DU-06-W-200	NACA0018
Počet lopatek	3	2–5
Plnost rotoru	0,25–0,3	0,2–0,5

### 4.1.3 Hlavní rozměry turbíny

Pro předběžný návrh rozměrů je využit upravený vztah 2.20 ve tvaru

$$d \cdot l = \frac{2 \cdot P}{C_p \cdot \rho \cdot U^3},$$

$$d \cdot l = \frac{2 \cdot 100\,000}{0,375 \cdot 1,25 \cdot 11^3},$$

$$d \cdot l \approx 320 \text{ m}^2.$$

Hodnota hustoty  $\rho$  byla brána pro průměrnou teplotu v České republice, která se pohybuje v rozmezí 5–10 °C. Hodnota výkonového koeficientu byla odhadnuta na 0,375, což je běžná maximální hodnota pro turbíny této konfigurace. Z požadavku dosažení výkonu 100 kW při rychlosti proudění 11 m/s, byla zjištěna průtočná plocha rotoru, která je rovna přibližně 320 m<sup>2</sup>.

Pro určení délky lopatky a průměru rotoru byli uvažovány 3 varianty (viz tab. 4.2), kdy každá z nich byla analyzována ve výpočetním softwaru QBlade. Pro určení délky tětiny byl pak využit vztah 2.13, který byl upraven do tvaru

$$c = \frac{\sigma \cdot d}{N}$$

Tab. 4.2 Parametry turbíny

Varianta	1	2	3
Poměr $l/d$	1,25:1	1:1	1:1,25
Průměr rotoru	16 metrů	17,9 metrů	20 metrů
Délka lopatek	20 metrů	17,9 metrů	16 metrů
Plnost rotoru	0,3	0,27	0,24
Délka tětiny	1,6 metru	1,6 metru	1,6 metru

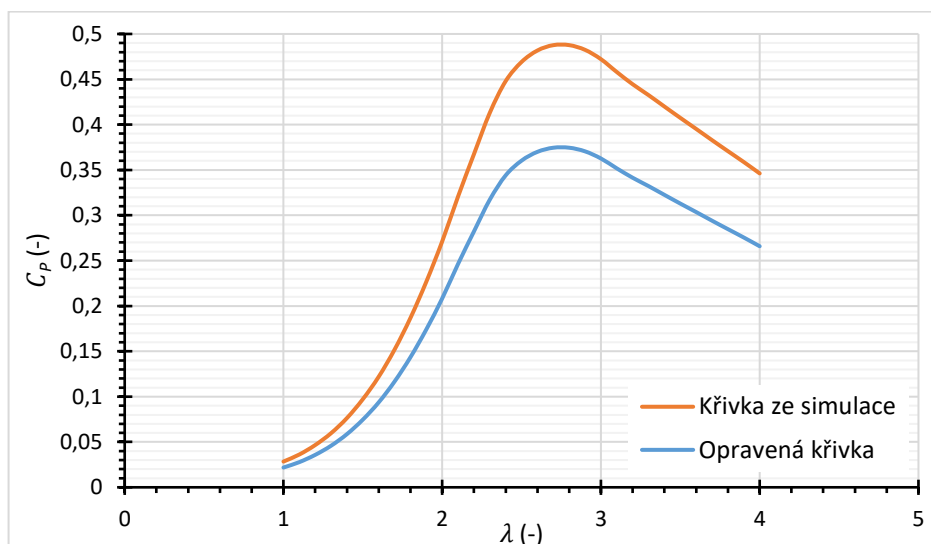
Z výsledků simulace měla nejvyšší hodnotu výkonového koeficientu pro nejnižší součinitel rychloběžnosti varianta 1. Přičemž nízká hodnota  $\lambda$  je žádaná, jelikož s vysokou obvodovou rychlostí je spojena zvýšená hladina hluku. Ačkoliv by vyšší poměry mohli mít lepší parametry, z hlediska snadné dopravy byl limit délky lopatek stanoven na 20 m. [38]

#### 4.1.4 Výsledná aerodynamika

Pro zohlednění nepřesností softwaru QBlade<sup>27</sup> byla vymodelována turbína se známými parametry. Při porovnání skutečných hodnot výkonových koeficientů s vypočtenými byla zjištěna odchylka zhruba 20 %. Tato odchylka byla společně s účinností generátoru zahrnuta do výpočtu opravného výkonového koeficientu podle následujícího vztahu

$$C_{P\text{-oprav}} = C_{P\text{-sim}} \cdot \eta_{\text{kor}} \cdot \eta_{\text{gen}}$$

kde  $\eta_{\text{kor}} = 0,8$  a  $\eta_{\text{gen}} = 0,96$ . Rozdíl mezi opravenou a simulovanou křivkou výkonového koeficientu je vidět na obr. 4.6.

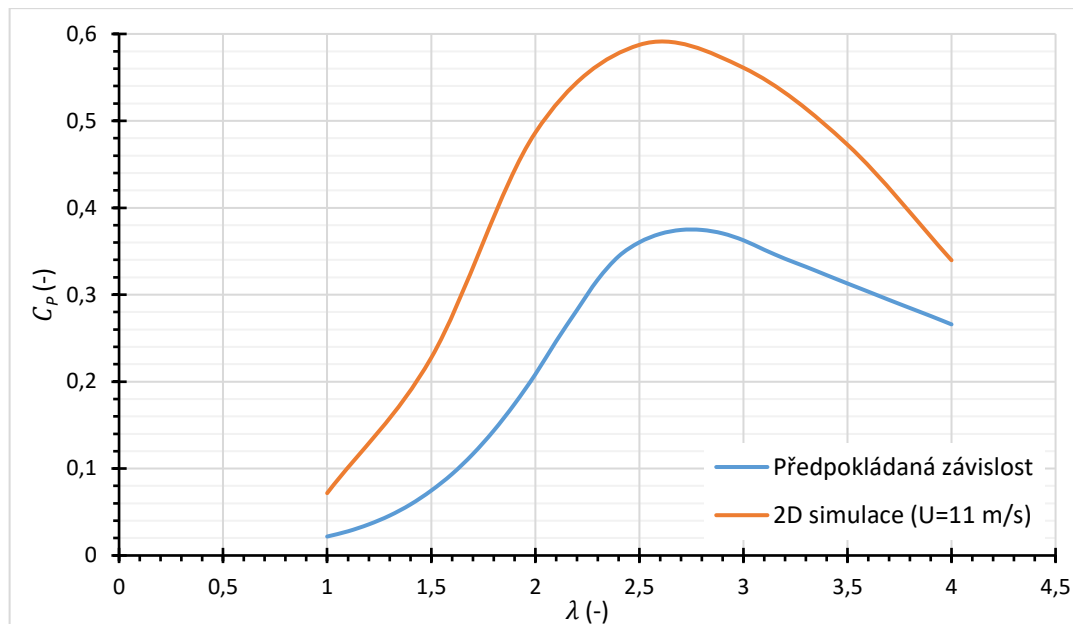


Obr. 4.6 Graf závislosti výkonového koeficientu na součiniteli rychloběžnosti pro hodnoty ze simulace a hodnoty opravené [38]

<sup>27</sup> Model nezohledňuje zpětné proudění, proto jsou hodnoty zejm. u vyšších součinitelů rychloběžností značně nepřesné [24]

## 4.2 Výsledky z 2D simulace

K jisté formě kontroly výše zmíněného výpočtu byla provedena 2D CFD simulace pomocí softwaru ANSYS Fluent. Ačkoliv 2D simulace není příliš přesná (viz níže), oproti prostorové má výhodu v mnohem menší výpočetní náročnosti, a tedy i ve značné úspoře času. Turbína byla modelována s konstantní rychlostí 11 m/s na vstupu a upravována byla úhlová rychlost rotoru. Podrobnější popis simulace lze nalézt v příloze.



Obr. 4.7 Graf závislosti výkonového koeficientu na součiniteli rychloběžnosti pro hodnoty z 2D simulace a opravené hodnoty ze simulace QBlade

Jak lze vidět z obr. 4.7, jednotlivé křivky se značně liší. Důvod velké odchylky (nadhodnocení) je pravděpodobně v samotné 2D simulaci, která může být pro malé vertikální turbíny ještě dostatečně přesná, ale pro větší turbíny už níže zmíněné efekty zřejmě zanedbat nelze. Mezi tato omezení patří:

- nezahrnutí 3D efektů proudění, které jsou u velkých úhlů náběhu poměrně značné
- rychlost proudění se po výšce lopatky mění (viz kap. 2.1.2.2) a hraje zde tedy roli 3D efekt úplavu od „předních“ lopatek, který ovlivňuje lopatky „zadní“
- neuvažují se okrajové ztráty na lopatkách ani odpor ramen rotoru a jejich 3D efekt

Problém může mít zčásti na svědomí také RANS modelování a použitý model viskozity, jehož nepřesné zachycení odtržení mezní vrstvy na profilu lopatky může vést k nepřesným a nefyzikálním výsledkům simulace. [22]

Pro získání spolehlivějších dat by proto bylo vhodné jednak provést 3D simulaci, a jednak použít spíše LES nebo alespoň SAS simulace. Případně vypočtená data validovat provedením experimentu.

### 4.3 Konstrukce turbíny

Rotor turbíny se skládá z 3 lopatek, které jsou rameny spojeny s hlavním nábojem (z angl. „*central hub column*“). Ten je připojen k hnací hřídeli. Jelikož je stožár (tubus) poměrně vysoký a generátor je umístěn u země, musí být tato hřídel rozdělena na dvě části. Spojení obou hřídelů je realizováno pomocí pružné spojky, která nejen tlumí vibrace a redukuje kolísání točivého momentu, ale i vyrovnává lehké nesouososti a úhlové odchylky. Také dovoluje jistý axiální posuv hřídele. U těchto i dalších součástí musí být provedena pevnostní kontrola, případně analýza vibrací. Mimo to je nutné brát v úvahu i faktory jako vyrobiteľnosť, údržba a doprava. To vše při zachování co nejnižších nákladů. Kompletní analýzu lze nalézt v použité literatuře [38].

Následující odstavce budou věnovány volbě generátoru, brzdění, regulace rotoru a problému se startováním turbíny.

#### 4.3.1 Generátor

Aby bylo zajištěno maximální generování elektrické energie s minimálními nároky na údržbu, bez nutnosti použití složitějšího variátoru, byl použit synchronní generátor s permanentním magnetem v zapojení umožňujícím plný rozsah otáček rotoru (viz obr. 2.11). Jelikož se generátor nachází v blízkosti povrchu a není tedy nutné brát ohledy na jeho hmotnost, není v tomto případě použita převodová skříň. Ačkoliv je navržený generátor větší a dražší, je toto uspořádání výhodnější z následujících důvodů:

- převodová skříň je velice často příčinou poruchy větrné elektrárny
- použití převodovky vede k nižší účinnosti vlivem mechanických ztrát
- snížení nákladů na převodovou skříň a nákladů spojených s její údržbou
- zjednodušení celého systému
- rychlejší reakce generátoru na změny povětrnostních podmínek a zatížení [6, 38]

#### 4.3.2 Brzdění a regulace rotoru

Pro řízení otáček rotoru je nutný některý druh brzdění. Výhody a nevýhody jednotlivých systémů jsou uvedeny v tab. 4.3. Mezi nejpoužívanější druhy brzdění a regulace patří:

- pasivní regulace (angl. „*stall governing*“) – profil lopatek je navržen tak, aby ve vysokých rychlostech docházelo k odtržení mezní vrstvy, čímž dojde ke snížení výkonu i otáček
- aktivní regulace (angl. „*active pitch control*“) – dochází k natáčení lopatek pomocí hydraulického nebo elektrického akčního členu (motoru)
- dynamická regulace (angl. „*dynamic braking*“) – generátor je připojen k síti rezistorů, zvýšením odporu dojde ke snížení otáček rotoru a opačně

Tab. 4.3 Přehled výhod a nevýhod pro různé druhy regulace [38]

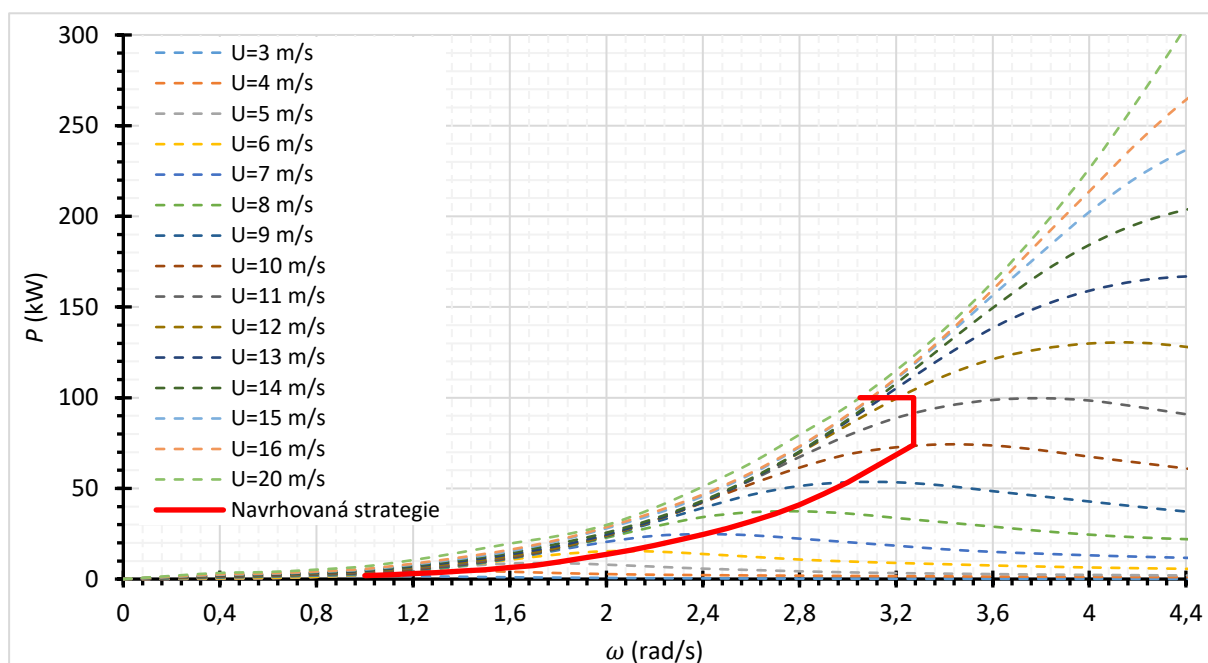
Metoda regulace	Výhody	Nevýhody
Pasivní	Nevyžaduje žádné další příslušenství	Snižuje výkon turbíny při malých rychlostech proudění
Aktivní	Nesnižuje výkon a umožňuje startování turbíny	Značně složité a drahé
Dynamická	Nesnižuje výkon, když není nutná regulace	Vyžaduje složitější elektrický obvod a chlazení pro síť rezistorů



Pro tento případ byla vybrána dynamická regulace, jelikož poskytuje uspokojivý poměr mezi jednoduchostí a výkonností. [38]

#### 4.3.2.1 Strategie regulace rotoru

Pro určení strategie regulace rotoru byla použita data ze softwaru QBlade. Obr. 4.8 zobrazuje závislost výkonu na úhlové rychlosti rotoru/ generátoru, přičemž červená křivka zobrazuje navrženou strategii regulace. Rychlost větru nutná pro start byla stanovena na hodnotu 3 m/s a hodnota omezující rychlost (z angl. „cut out wind speed“) byla stanovena na 26 m/s. V oblasti 3–10 m/s jsou voleny otáčky rotoru pro optimální součinitel rychloběžnosti. Následuje oblast konstantních otáček (10–11,5 m/s). Pro vyšší rychlosti větru je pak výkon udržován na konstantní hodnotě, dochází tedy ke snižování otáček. [18]

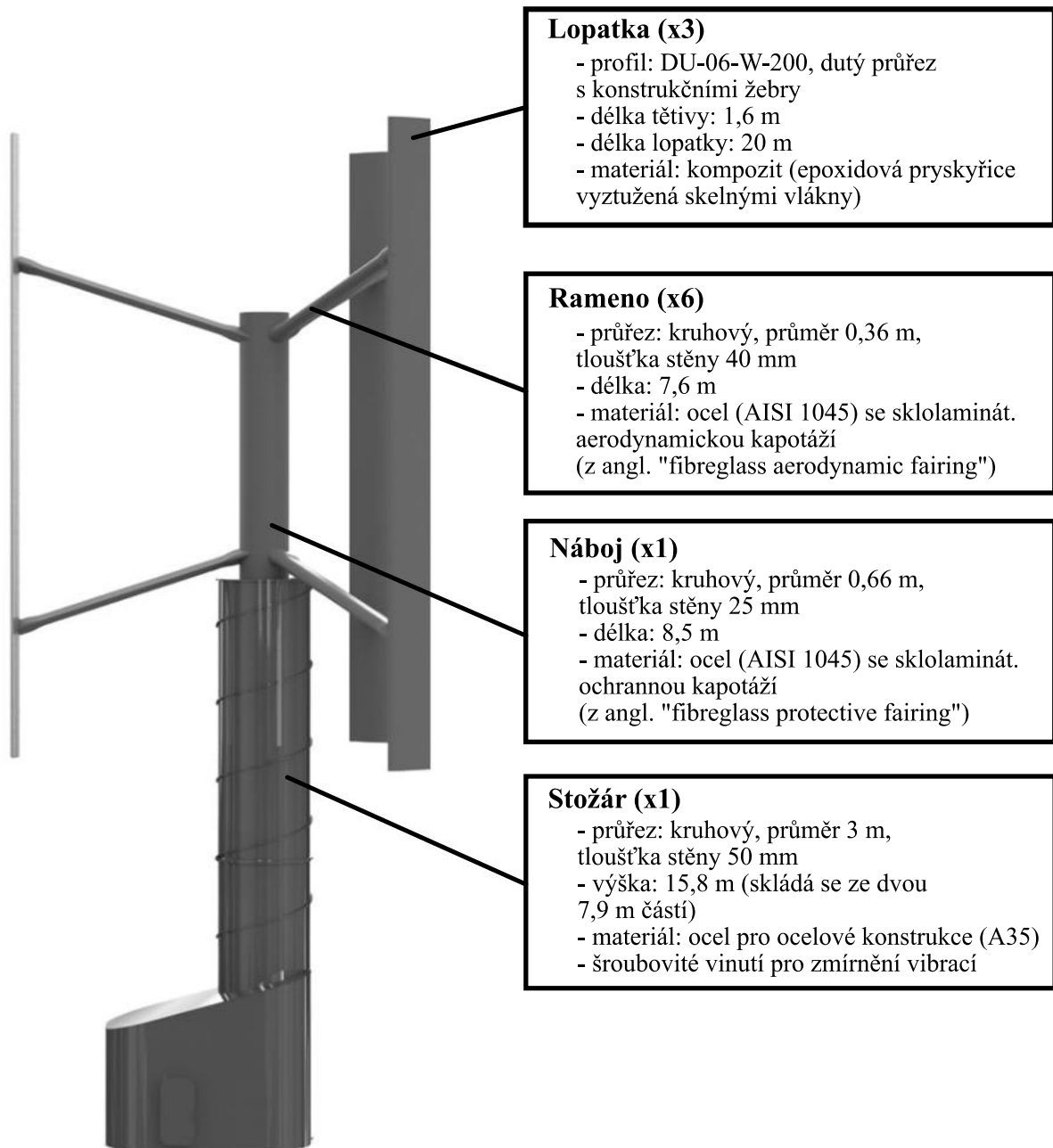


Obr. 4.8 Závislost výkonu na otáčkách rotoru pro různé rychlosti

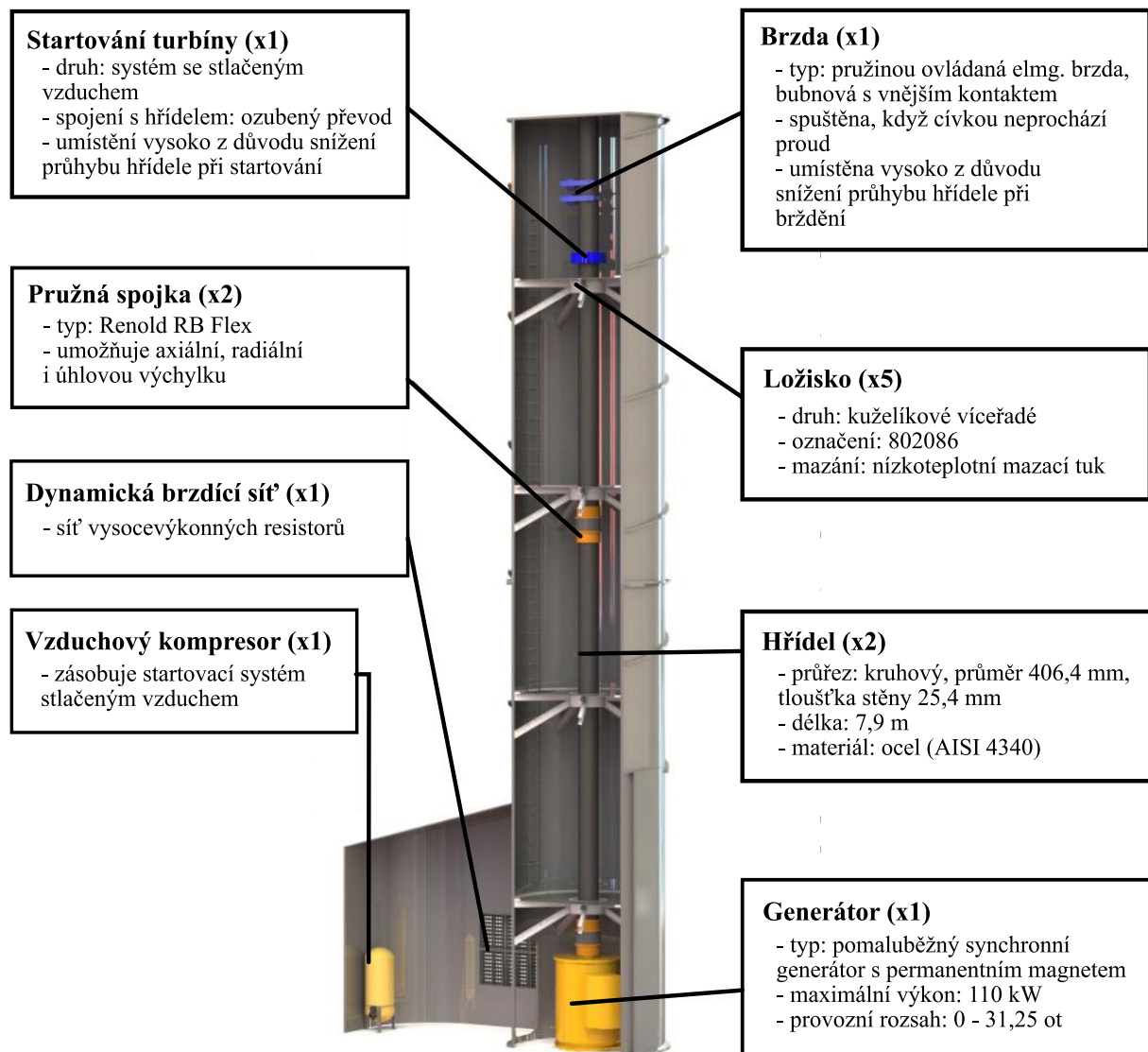
#### 4.3.3 Startování turbíny

Jelikož u turbíny nedochází k samovolnému roztočení, je pro její provoz nutný externí startovací systém. První možností je použití generátoru jako motoru, což však vyžaduje složitější elektrický systém. Z tohoto důvodu je zde využito systému na stlačený vzduch (angl. „compressed-air starter“). Ke zjištění potřebného „startovacího“ točivého momentu a výkonu tohoto systému byl spočítán moment setrvačnosti turbíny, který měl hodnotu  $1\,144\,000\text{ kg}\cdot\text{m}^2$ . Z následné aerodynamické analýzy a požadavku, že turbína má být uvedena do provozu po 5 vteřinách od zapnutí systému, byly zjištěny následující údaje:

- pro uvedení turbíny do provozu stačí její roztočení na 1 ot/min
- potřebný točivý moment pro roztočení má hodnotu  $20\,910\text{ N}\cdot\text{m}$
- výkon potřebný pro uvedení turbíny do provozu je  $4,18\text{ kW}$ , což odpovídá energii  $0,0058\text{ kWh}$  [38]



Obr. 4.9 Návrh vnější části turbíny s popisem jednotlivých částí [upraveno z 38]

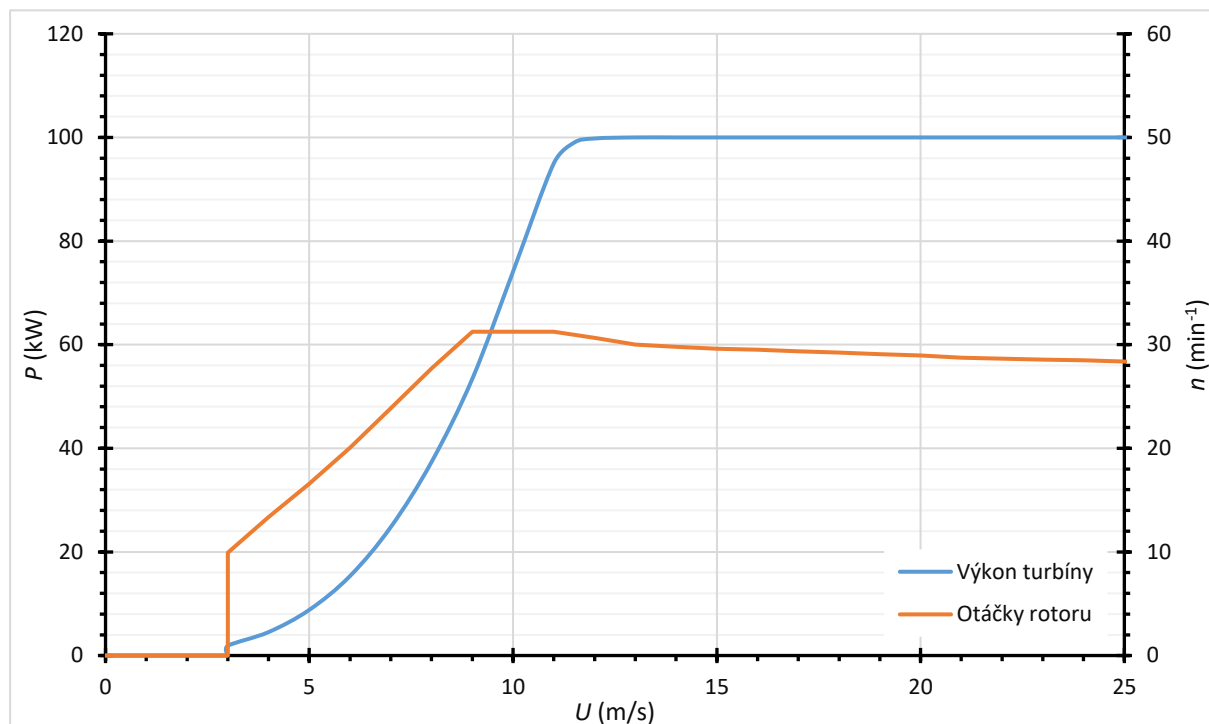


Obr. 4.10 Návrh vnitřní části turbíny s popisem jednotlivých částí [upraveno z 38]

## 4.4 Ekonomické zhodnocení

### 4.4.1 Výkonová křivka

Pro samotné ekonomické zhodnocení je nejprve nutné odhadnout roční produkci elektrické energie. K tomu je mimo Weibullova rozdělení potřeba ještě tzv. výkonové křivky, která udává závislost výkonu turbíny na rychlosti proudícího větru (viz obr. 4.11).



Obr. 4.11 Výkonová křivka navrhované turbíny

### 4.4.2 Statistické určení produkce elektrické energie

K určení průměrného výkonu pro dané Weibullovo rozdělení lze při znalosti výkonové křivky  $P_w(U)$  využít vztahu

$$\bar{P}_w = \int_0^{\infty} P_w(U) \cdot p(U) dU,$$

kde  $p(U)$  je funkce hustoty pravděpodobnosti (z angl. „probability density function“), pro kterou platí

$$p(U) = \frac{dF(U)}{dU}, \quad F(U) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{U}{q}\right)^k\right],$$

kde  $F(U)$  je kumulativní distribuční funkce (z angl. „cumulative distribution function“). Výše zmíněný integrál lze pro výpočet nahradit sumou přes určitý počet částí  $N_B$  a po úpravě dostat tvar

$$\bar{P}_w = \sum_{j=1}^{N_B} \left\{ \exp\left[-\left(\frac{U_{j-1}}{q}\right)^k\right] - \exp\left[-\left(\frac{U_j}{q}\right)^k\right] \right\} \cdot P_w\left(\frac{U_{j-1} + U_j}{2}\right).$$

S využitím softwaru MATLAB (skript viz příloha C) lze dojít k výsledku

$$\bar{P}_w = 19\,209 \text{ W}.$$

Pro určení průměrné roční produkce elektrické energie by v případě „samo startovací“ turbíny stačilo vynásobit průměrný výkon počtem hodin v roce, v tomto případě je však ještě nutné odečíst energii potřebnou pro uvedení turbíny do provozu. Pro výpočet bylo uvažováno, že k roztočení bude docházet průměrně jednou denně. Pro hodnotu roční produkce energie tedy platí

$$\begin{aligned}\overline{E}_a &= \overline{P}_w \cdot 24 \cdot 365 - 365 \cdot 0,0058, \\ \overline{E}_a &= 19,209 \cdot 24 \cdot 365 - 365 \cdot 0,0058, \\ \overline{E}_a &\cong 168\,269 \text{ kWh/rok.}\end{aligned}$$

Dále lze určit hodnotu kapacitního faktoru

$$\begin{aligned}C_F &= \frac{\overline{E}_a}{P_R \cdot 24 \cdot 365}, \\ C_F &= \frac{168\,269}{100 \cdot 24 \cdot 365}, \\ C_F &\cong 19,2 \text{ \%}.\end{aligned}$$

Nízká hodnota kapacitního faktoru je pro vertikální větrnou turbínu této konstrukce typická. U horizontálních větrných elektráren se tato hodnota pohybuje v rozmezí 25–40 %. [5]

#### 4.4.3 Náklady

Náklady na údržbu a na konstrukci turbíny, kam patří výrobní cena jednotlivých komponent, položení základů a samotná instalace elektrárny, byly odhadnuty z [38] při respektování inflace a drobných rozdílů v konstrukci. Další důležitou částí je doprava, která dle [58] tvoří 3–8 % celkových nákladů. Z důvodu poměrně malých rozměrů turbíny a předpokladu, že výroba jednotlivých součástí bude probíhat v rozumné vzdálenosti od místa instalace, byla uvažována spodní hranice zmíněného rozmezí. Posledním a často opomíjeným nákladem je vlastní likvidace větrné elektrárny. Dle [56, 59] lze odhadovat čisté náklady na vyřazení z provozu<sup>28</sup> v rozmezí 600 000–1 500 000 Kč.

Tab. 4.4 Přehled nákladů navrhované turbíny

Náklady spojené s konstrukcí	11 000 000 Kč
Doprava	400 000 Kč
Vyřazení z provozu	800 000 Kč
Údržba a opravy	250 000 Kč/rok

#### 4.4.4 Jednoduchá analýza doby návratnosti

Tato statická metoda udává počet let, za které je projekt schopen vrátit celkovou investovanou částku, tedy

$$\begin{aligned}PP &= \frac{TIC}{\overline{E}_a \cdot CE - \overline{CO\&M}}, \\ PP &= \frac{11\,000\,000 + 400\,000 + 800\,000}{168\,269 \cdot 5,816 - 250\,000}, \\ PP &\cong 17 \text{ let.}\end{aligned}$$

<sup>28</sup> Tzn. náklady na likvidaci a recyklaci mínus hodnota zbytkového (recyklovaného) materiálu

Je však důležité podotknout, že tento způsob výpočtu nezahrnuje faktor času (proto statická metoda), tudíž tato metoda může být trochu zavádějící a její použití je vhodné pouze pro rychlé a orientační zhodnocení investice. Za přijatelnou se považuje investice, která má dobu návratnosti menší, než je polovina životnosti turbíny. Jelikož je životnost turbíny odhadnuta na 25 let, není investice pro navrženou turbínu vhodná. [3, 4, 5, 43]

#### 4.4.5 Vnitřní výnosové procento

Tato dynamická metoda vyjadřuje úrokovou sazbu, která odpovídá nulové čisté současné hodnotě<sup>29</sup> (z angl. „*net present value*“), což lze zapsat vztahem

$$0 = \sum_{i=1}^x \left[ \frac{(\overline{E}_a \cdot CE - \overline{CO\&M})_i}{(1 + IRR)^i} \right] - TIC,$$

kde  $x$  je očekávaná životnost konstrukce a  $(\overline{E}_a \cdot CE - \overline{CO\&M})_i$  je peněžní tok v roce  $i$ . Odhadnutí tohoto peněžního toku pro následující roky je vzhledem k současné situaci (vysoký nárůst inflace, cen energií...) velice obtížné. Nicméně bylo vycházeno ze vztahu

$$(\overline{E}_a \cdot CE - \overline{CO\&M})_i = \overline{E}_a \cdot CE \cdot (1 + u_E)^i - \overline{CO\&M} \cdot (1 + u_M)^i,$$

kde  $u_E = 0,03$  a  $u_M = 0,05$  zohledňují předpokládaný nárůst cen energie, resp. údržby ( $IRR$  pro jiné hodnoty viz tab. 4.5). Za pomoci excelu lze dojít k hodnotě  $IRR \cong 5,6\%$ <sup>30</sup>, přičemž u větrných elektráren je očekávaná a přijatelná hodnota kolem 15 %. Investice tedy stejně jako u jednoduché doby návratnosti vychází nepříznivě. [3, 4, 5, 43]

Tab. 4.5 Hodnoty  $IRR$  pro různé míry  $u_E$  a  $u_M$

		$u_M$									
		1 %	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %	8 %	9 %	10 %
$u_E$	1 %	4,39 %	4,00 %	3,51 %	2,88 %	2,05 %	0,86 %	-	-	-	-
	2 %	5,75 %	5,42 %	5,03 %	4,54 %	3,92 %	3,10 %	1,93 %	0,03 %	-	-
	3 %	7,05 %	6,78 %	6,46 %	6,06 %	5,58 %	4,96 %	4,15 %	3,00 %	1,16 %	-
	4 %	8,31 %	8,08 %	7,81 %	7,49 %	7,10 %	6,61 %	6,00 %	5,20 %	4,07 %	2,28 %
	5 %	9,55 %	9,35 %	9,12 %	8,85 %	8,52 %	8,13 %	7,65 %	7,04 %	6,24 %	5,14 %
	6 %	10,76 %	10,58 %	10,39 %	10,15 %	9,88 %	9,56 %	9,17 %	8,69 %	8,08 %	7,29 %
	7 %	11,95 %	11,79 %	11,62 %	11,42 %	11,19 %	10,91 %	10,59 %	10,20 %	9,72 %	9,12 %
	8 %	13,12 %	12,98 %	12,83 %	12,66 %	12,46 %	12,22 %	11,95 %	11,62 %	11,23 %	10,76 %
	9 %	14,28 %	14,16 %	14,02 %	13,87 %	13,69 %	13,49 %	13,26 %	12,98 %	12,66 %	12,27 %
	10 %	15,42 %	15,32 %	15,20 %	15,06 %	14,91 %	14,73 %	14,53 %	14,29 %	14,02 %	13,69 %

<sup>29</sup> Stejná částka peněz má dnes jinou relativní hodnotu než v budoucnu. Čistá současná hodnota respektuje faktor času a udává součet jednotlivých částek/ peněžních toků v jednotlivých časových obdobích, přepočítaných na současnou (dnešní) peněžní hodnotu.

<sup>30</sup> Pro 100 kW horizontální turbínu Novento nED-100 je za podobných podmínek (stejná průměrná rychlost větru a stejné  $u_E$ , pravděpodobně jiné/ nižší  $u_M$ ) hodnota  $IRR \cong 5,7\%$  [64]

## 5 Závěr

Ačkoliv větrná energetika není v současné době ekonomicky nejvhodnější volbou pro výrobu elektrické energie, je velice pravděpodobné, že vlivem globálního oteplování bude mít toto odvětví stále větší podíl na trhu. I s ohledem na technologický pokrok v posledních letech a odlišné povětrnostní podmínky v různých koutech světa by proto bylo vhodné brát v úvahu použitelnost jiných konstrukčních řešení větrných elektráren, než jakými jsou, dnes nejvíce využívané, elektrárny s horizontální osou rotace. Jednou z těchto možných provedení jsou vertikální turbíny, o kterých pojednávala právě tato bakalářská práce.

V úvodní části byl popsán princip fungování těchto zařízení, a to od samotného vzniku větru, přes interakci rotoru s tímto vytvořeným prouděním, až po přeměnu této mechanické energie na elektrickou. Další kapitola byla věnována nejběžnějším typům vztlakových a odporových turbín, včetně uvedení jejich kladů, ale i nedostatků. Závěr byl zaměřen na návrh a ekonomické zhodnocení 100 kW větrné elektrárny s vertikální osou rotace.

Ze získaných poznatků lze usuzovat, že pro oblast malých jmenovitých výkonů a umístění v městských částech jsou ve velké řadě aplikací vertikální turbíny vhodnější než turbíny horizontální, což je dáno hlavně nižší hlučností a jednodušší konstrukcí. Naopak pro velké větrné elektrárny, kde nižší účinnost, působící proměnlivé zatížení a vibrace vedou k daleko větší a mohutnější konstrukci vertikálních rotorů, jsou téměř vždy horizontální větrné elektrárny ekonomicky výhodnější. Je však důležité podotknout, že tato cenová příznivost také částečně pramení z určitého evolučního náskoku horizontálních turbín. Zatím v podstatě jediným příslibem do budoucna, v rámci velkých větrných elektráren s vertikální osou rotace, je konstrukce s natáčením lopatek v reálném čase.

Na základě negativních výsledků 100 kW vertikální turbíny, lze odhadovat, že její aplikace na území ČR není z ekonomického hlediska příliš vhodná. Konstrukce by sice mohla být umístěna do oblasti s lepšími povětrnostními podmínkami, ale poté by asi bylo vhodnější zvolit větrnou elektrárnu o vyšším jmenovitém výkonu. Nehledě na to, že horizontální turbína stejného výkonu by byla v dané situaci pravděpodobně efektivnější. Jednou z hypotetických možností aplikace se pak zdá případ, kdy by daná lokalita byla relativně špatně přístupná a doprava částí větších turbín tak velice obtížná. Navíc by vybraná lokalita musela být buď dostatečně velká, aby umožňovala výstavbu větrné farmy a jednotlivé turbíny si tak mohli vzájemnou interakci zvyšovat účinnost, nebo by zde muselo být vysoce turbulentní proudění, které nesvědčí horizontálním větrným elektrárnám. Druhým teoretickým a možná realističtější scénářem je umístění turbíny poblíž obydlené oblasti, kde by použití horizontální elektrárny převyšovalo maximální povolený hlukový limit.

## 6 Seznam použité literatury

### Knižní literatura

- [1] ANDERSON, Colin. *Wind Turbines: Theory and Practice*. New York: Cambridge University Press, 2020. ISBN 978-1-108-47832-8.
- [2] BURTON, Tony, Nick JENKINS, David SHARPE a Ervin BOSSANYI. *Wind energy handbook*. 2nd edition. West Sussex: Wiley, 2011. ISBN 978-1-119-99272-1.
- [3] HAU, Erich. *Wind Turbines, Fundamentals, Technologies, Applications, Economics*. 2nd edition. Berlin: Springer Verlag, 2006. ISBN 978-3-540-24240-6.
- [4] JAIN, Pramod. *Wind Energy Engineering*. United States: McGraw-Hill, 2011. ISBN 978-0-07-171478-5.
- [5] MANWELL, James F., Jon G. MCGOWAN a Anthony L. ROGERS. *WIND ENERGY EXPLAINED Theory, Design and Application*. 2nd edition. Wiltshire: Wiley, 2009. ISBN 978-0-470-01500-1.

### Odborné publikace

- [6] APELFRÖJD, Senad, Sandra ERIKSSON a Hans BERNHOFF. A Review of Research on Large Scale Modern Vertical Axis Wind Turbines at Uppsala University. *Energies* [online]. 2016, **9**(7) [cit. 2022-02-26]. ISSN 1996-1073. Dostupné z: doi:10.3390/en9070570
- [7] BARNES, Andrew, Daniel MARSHALL-CROSS a Ben Richard HUGHES. Validation and comparison of turbulence models for predicting wakes of vertical axis wind turbines. *Journal of Ocean Engineering and Marine Energy* [online]. 2021, **7**(4), 339-362 [cit. 2022-02-26]. ISSN 2198-6444. Dostupné z: doi:10.1007/s40722-021-00204-z
- [8] BRUSCA, S., R. LANZAFAME a M. MESSINA. Design of a vertical-axis wind turbine: how the aspect ratio affects the turbine's performance. *International Journal of Energy and Environmental Engineering* [online]. 2014, **5**(4), 333-340 [cit. 2022-03-05]. ISSN 2008-9163. Dostupné z: doi:10.1007/s40095-014-0129-x
- [9] CARRIGAN, Travis J., Brian H. DENNIS, Zhen X. HAN a Bo P. WANG. Aerodynamic Shape Optimization of a Vertical-Axis Wind Turbine Using Differential Evolution. *ISRN Renewable Energy* [online]. 2012, **2012**, 1-16 [cit. 2021-12-28]. ISSN 2090-746X. Dostupné z: doi:10.5402/2012/528418
- [10] CASTELLANI, Francesco, Davide ASTOLFI, Mauro PEPPOLONI, Francesco NATILI, Daniele BUTTÀ a Alexander HIRSCHL. Experimental Vibration Analysis of a Small Scale Vertical Wind Energy System for Residential Use. *Machines* [online]. 2019, **7**(2) [cit. 2022-02-27]. ISSN 2075-1702. Dostupné z: doi:10.3390/machines7020035
- [11] DELAFIN, Pierre-Luc, François DENISET, Jacques André ASTOLFI a Frédéric HAUVILLE. Performance Improvement of a Darrieus Tidal Turbine with Active Variable Pitch. *Energies* [online]. 2021, **14**(3) [cit. 2022-03-20]. ISSN 1996-1073. Dostupné z: doi:10.3390/en14030667
- [12] EBRAHIMPOUR, Mohammad, Rouzbeh SHAFAGHAT, Rezvan ALAMIAN a Mostafa SAFDARI SHADLOO. Numerical Investigation of the Savonius Vertical Axis Wind Turbine and Evaluation of the Effect of the Overlap Parameter in Both Horizontal and Vertical Directions on Its Performance. *Symmetry* [online]. 2019, **11**(6) [cit. 2022-03-14]. ISSN 2073-8994. Dostupné z: doi:10.3390/sym11060821



- [13] GARCIA-RODRIGUEZ, Luis-Fernando, Juan DIEGO ROSERO ARIZA, Jorge LUIS CHACÓN VELAZCO a Julian ERNESTO JARAMILLO IBARRA. Vertical Axis Wind Turbine Design and Installation at Chicamocha Canyon. *Entropy and Exergy in Renewable Energy* [online]. IntechOpen, 2022, 2022-1-7 [cit. 2022-03-04]. ISBN 978-1-83968-662-7. Dostupné z: doi:10.5772/intechopen.99374
- [14] HAND, Brian a Andrew CASHMAN. Conceptual design of a large-scale floating offshore vertical axis wind turbine. *Energy Procedia* [online]. 2017, **142**, 83-88 [cit. 2022-04-08]. ISSN 18766102. Dostupné z: doi:10.1016/j.egypro.2017.12.014
- [15] HANSEN, Joachim Toftegaard, Mahak MAHAK a Iakovos TZANAKIS. Numerical modelling and optimization of vertical axis wind turbine pairs: A scale up approach. *Renewable Energy* [online]. 2021, **171**, 1371-1381 [cit. 2021-12-29]. ISSN 09601481. Dostupné z: doi:10.1016/j.renene.2021.03.001
- [16] HONRUBIA-ESCRIBANO, A., E. GÓMEZ-LÁZARO, J. FORTMANN, P. SØRENSEN a S. MARTIN-MARTINEZ. Generic dynamic wind turbine models for power system stability analysis: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [online]. 2018, **81**, 1939-1952 [cit. 2022-01-24]. ISSN 13640321. Dostupné z: doi:10.1016/j.rser.2017.06.005
- [17] CHAICHANA, T a S THONGDEE. Effect of blade number and angle on the characteristics of the savonius type wind turbine. *Journal of Physics: Conference Series* [online]. 2019, **1380**(1) [cit. 2022-03-14]. ISSN 1742-6588. Dostupné z: doi:10.1088/1742-6596/1380/1/012110
- [18] CHENG, Zhengshun, Helge Aagaard MADSEN, Zhen GAO a Torgeir MOAN. Effect of the number of blades on the dynamics of floating straight-bladed vertical axis wind turbines. *Renewable Energy* [online]. 2017, **101**, 1285-1298 [cit. 2022-05-08]. ISSN 09601481. Dostupné z: doi:10.1016/j.renene.2016.09.074
- [19] ISLAM, A.K.M. Sadrut, Md. Quamrul ISLAM, A.C. MANDAL a M.M. RAZZAQUE. Aerodynamic Characteristics of a Stationary Savonius Rotor. *RERIC International Energy Journal* [online]. 1993, **15**, 11 [cit. 2021-12-29]. Dostupné z: [https://www.researchgate.net/publication/257872552\\_Aerodynamic\\_Characteristics\\_of\\_a\\_Stationary\\_Savonius\\_Rotor](https://www.researchgate.net/publication/257872552_Aerodynamic_Characteristics_of_a_Stationary_Savonius_Rotor)
- [20] KJELLIN, Jon. *Vertical Axis Wind Turbines: Electrical System and Experimental Results* [online]. Uppsala (Sweden): Acta Universitatis Upsaliensis, 2012 [cit. 2021-12-31]. ISBN 978-91-554-8496-5. Dostupné z: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:559793/FULLTEXT02.pdf>
- [21] KOTHE, Leonardo Brito, Sérgio Viçosa MÖLLER a Adriane Prisco PETRY. Numerical and experimental study of a helical Savonius wind turbine and a comparison with a two-stage Savonius turbine. *Renewable Energy* [online]. 2020, **148**, 627-638 [cit. 2022-03-14]. ISSN 09601481. Dostupné z: doi:10.1016/j.renene.2019.10.151
- [22] LANZAFAME, Rosario, Stefano MAURO a Michele MESSINA. 2D CFD Modeling of H-Darrieus Wind Turbines Using a Transition Turbulence Model. *Energy Procedia* [online]. 2014, **45**, 131-140 [cit. 2022-05-07]. ISSN 18766102. Dostupné z: doi:10.1016/j.egypro.2014.01.015
- [23] LIN, Jinghua, You-lin XU a Yong XIA. Structural Analysis of Large-Scale Vertical Axis Wind Turbines Part II: Fatigue and Ultimate Strength Analyses. *Energies* [online]. 2019, **12**(13) [cit. 2022-02-27]. ISSN 1996-1073. Dostupné z: doi:10.3390/en12132584

- [24] MARTEN, David a Juliane WENDLER. *QBlade Guidelines* [online]. V0.6. Berlin, 2013 [cit. 2022-05-07]. Dostupné z: [http://q-blade.org/project\\_images/files/guidelines\\_v06.pdf](http://q-blade.org/project_images/files/guidelines_v06.pdf)
- [25] MILLER, Mark A., Subrahmanyam DUVVURI a Marcus HULTMARK. Solidity effects on the performance of vertical-axis wind turbines. *Flow* [online]. 2021, **1** [cit. 2022-03-04]. ISSN 2633-4259. Dostupné z: [doi:10.1017/flo.2021.9](https://doi.org/10.1017/flo.2021.9)
- [26] MITCHELL, Samuel, Iheanyichukwu OGBONNA a Konstantin VOLKOV. Improvement of Self-Starting Capabilities of Vertical Axis Wind Turbines with New Design of Turbine Blades. *Sustainability* [online]. 2021, **13**(7) [cit. 2022-03-05]. ISSN 2071-1050. Dostupné z: [doi:10.3390/su13073854](https://doi.org/10.3390/su13073854)
- [27] MOHAN KUMAR, Palanisamy, Krishnamoorthi SIVALINGAM, Teik-Cheng LIM, Seeram RAMAKRISHNA a He WEI. Review on the Evolution of Darrieus Vertical Axis Wind Turbine: Large Wind Turbines. *Clean Technologies* [online]. 2019, **1**(1), 205-223 [cit. 2022-03-07]. ISSN 2571-8797. Dostupné z: [doi:10.3390/cleantechnol1010014](https://doi.org/10.3390/cleantechnol1010014)
- [28] MÖLLERSTRÖM, Erik, Paul GIPE, Jos BEURSKENS a Fredric OTTERMO. A historical review of vertical axis wind turbines rated 100 kW and above. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [online]. 2019, **105**, 1-13 [cit. 2022-03-07]. ISSN 13640321. Dostupné z: [doi:10.1016/j.rser.2018.12.022](https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.022)
- [29] STANLEY, Andrew P.J., Andrew NING a Katherine DYKES. Optimization of turbine design in wind farms with multiple hub heights, using exact analytic gradients and structural constraints. *Wind Energy* [online]. 2019, **22**(5), 605-619 [cit. 2021-12-29]. ISSN 1095-4244. Dostupné z: [doi:10.1002/we.2310](https://doi.org/10.1002/we.2310)
- [30] SUTHERLAND, Herbert J., Dale E. BERG a Thomas D. ASHWILL. A Retrospective of VAWT Technology. *SANDIA REPORT* [online]. Albuquerque, January 2012, 64 [cit. 2022-02-26]. Dostupné z: <https://energy.sandia.gov/wp-content/gallery/uploads/SAND2012-0304.pdf>
- [31] THÖNNISSEN, F, M MARNETT, B ROIDL a W SCHRÖDER. A numerical analysis to evaluate Betz's Law for vertical axis wind turbines. *Journal of Physics: Conference Series* [online]. 2016, **753** [cit. 2021-12-29]. ISSN 1742-6588. Dostupné z: [doi:10.1088/1742-6596/753/2/022056](https://doi.org/10.1088/1742-6596/753/2/022056)
- [32] TJIU, Willy, Tjukup MARNOTO, Sohif MAT, Mohd Hafidz RUSLAN a Kamaruzzaman SOPIAN. Darrieus vertical axis wind turbine for power generation I: Assessment of Darrieus VAWT configurations. *Renewable Energy* [online]. 2015, **75**, 50-67 [cit. 2022-03-12]. ISSN 09601481. Dostupné z: [doi:10.1016/j.renene.2014.09.038](https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.09.038)
- [33] WENEHENUBUN, Frederikus, Andy SAPUTRA a Hadi SUTANTO. An Experimental Study on the Performance of Savonius Wind Turbines Related With The Number Of Blades. *Energy Procedia* [online]. 2015, **68**, 297-304 [cit. 2022-03-14]. ISSN 18766102. Dostupné z: [doi:10.1016/j.egypro.2015.03.259](https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.03.259)
- [34] ZEMAMOU, M., M. AGGOUR a A. TOUMI. Review of savonius wind turbine design and performance. *Energy Procedia* [online]. 2017, **141**, 383-388 [cit. 2022-05-07]. ISSN 18766102. Dostupné z: [doi:10.1016/j.egypro.2017.11.047](https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.11.047)
- [35] ZHAO, Zhenzhou, Ruixin WANG, Wenzhong SHEN, Tongguang WANG, Bofeng XU, Yuan ZHENG a Siyue QIAN. Variable Pitch Approach for Performance Improving of Straight-Bladed VAWT at Rated Tip Speed Ratio. *Applied Sciences* [online]. 2018, **8**(6) [cit. 2022-03-12]. ISSN 2076-3417. Dostupné z: [doi:10.3390/app8060957](https://doi.org/10.3390/app8060957)

- [36] ZHU, Jianyang, Hailin HUANG a Hao SHEN. Self-starting aerodynamics analysis of vertical axis wind turbine. *Advances in Mechanical Engineering* [online]. 2015, 7(12) [cit. 2022-03-05]. ISSN 1687-8140. Dostupné z: doi:10.1177/1687814015620968
- [37] *Aerodynamics and aeroelastics of wind turbines* [online]. 44. WIT Press, 2010 [cit. 2022-02-28]. ISSN 1755-8336.
- [38] *Design of a Vertical-Axis Wind Turbine* [online]. Newfoundland and Labrador, 2014 [cit. 2022-04-02]. Dostupné z: [https://munvawtdesign.weebly.com/uploads/2/5/9/4/25940231/final\\_report.pdf](https://munvawtdesign.weebly.com/uploads/2/5/9/4/25940231/final_report.pdf). Final report. Newfoundland and Labrador's university.

## Akademické práce

- [39] CASTILLO, Javier. *Small-scale vertical axis wind turbine design* [online]. Finland, 2011 [cit. 2022-02-26]. Dostupné z: <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/19136/memoria.pdf>. Bachelor's Thesis. Tampere University of Applied Sciences, Degree program in Aeronautical Engineering.
- [40] HOUF, D. P. *Active Pitch Control of a Vertical Axis Wind Turbine*. Risø - Denmark Technical University, 2016. Master of Science Thesis. Delft University of Technology.
- [41] NOVOZÁMSKÝ, Adam. *STŘÍH VĚTRU JAKO NEBEZPEČNÝ JEV V LETECTVÍ*. Brno, 2014. Diplomová práce. Vysoké učení technické v Brně, Fakulta strojního inženýrství.
- [42] PAWSEY, N.C.K. *DEVELOPMENT AND EVALUATION OF PASSIVE VARIABLE-PITCH VERTICAL AXIS WIND TURBINES*. Wales, 2002. A thesis submitted for the degree of Doctor of Philosophy. The University of New South Wales. Vedoucí práce A.J. Barratt.
- [43] ŽIŽKOVÁ, Petra. *Investiční rozhodování a hodnocení ekonomické efektivity konkrétní investice*. Plzeň, 2021. Diplomová práce. Západočeská univerzita v Plzni.

## Ostatní zdroje

- [44] FODOR, Katherine. A simple model of convection to study the atmospheric surface layer. *Research Outreach - The communication agency for researchers* [online]. United Kingdom: Reseach Outreach, [2021] [cit. 2021-12-06]. Dostupné z: <https://researchoutreach.org/community-content/a-simple-model-of-convection-to-study-the-atmospheric-surface-layer/>
- [45] HAMAR, Roman. Asynchronní stroje. Presentace prezentována v: [Google meet; 2021 26.4.; Plzeň, Česká republika.]
- [46] HAMAR, Roman. Kompenzace účinníku. PDF prezentováno v: [Google meet; 2021 5.4.; Plzeň, Česká republika.]
- [47] HAMAR, Roman. Synchronní stroje. Presentace prezentována v: [Google meet; 2021 3.5.; Plzeň, Česká republika.]
- [48] HARRIS, William. How Chaos Theory Works: The Lorenz Attractor: A Portrait of Chaos. *HowStuffWorks* [online]. Atlanta: HowStuffWorks, 2020 [cit. 2021-12-06]. Dostupné z: <https://science.howstuffworks.com/math-concepts/chaos-theory4.htm>
- [49] HOLEČEK, Miroslav. Termomechanika 11. přednáška. Presentace prezentována v: [Microsoft teams; 2021 27.4.; Plzeň, Česká republika.]

- [50] OTTO, Felix. Rayleigh-Bénard Convection. *MPI for Mathematics in the Sciences* [online]. Leipzig: Otto, 2019 [cit. 2021-12-06]. Dostupné z: <https://www.mis.mpg.de/applan/research/rayleigh.html>
- [51] ŽÁK, Michal. Proč fouká a jak vzniká vítr? *IN-POČASÍ* [online]. InMeteo, 2015 [cit. 2021-11-01]. Dostupné z: <https://www.in-pocasi.cz/clanky/teorie/vitr-jak-vznika/>
- [52] Air Movement. *Lumen learning* [online]. Lumen learning [cit. 2021-12-06]. Dostupné z: <https://courses.lumenlearning.com/sanjac-earthscience/chapter/air-movement/>
- [53] *Airfoil Tools* [online]. c2022 [cit. 2022-04-02]. Dostupné z: <http://airfoiltools.com/>
- [54] *BE-WIND* [online]. London: be-wind, c2022 [cit. 2022-03-14]. Dostupné z: <http://be-wind.com/>
- [55] Construction site info - Wind test field Grevenbroich. *Agile wind power* [online]. Germany, 2020 [cit. 2022-03-12]. Dostupné z: <https://www.agilewindpower.com/en/news/september-2020>
- [56] Cost Comparison: Decommissioning a Wind Turbine vs. Plugging & Abandoning an Oil Well. *Watts up with that?* [online]. WUWT, 2021 [cit. 2022-05-18]. Dostupné z: <https://wattsupwiththat.com/2021/08/29/cost-comparison-decommissioning-a-wind-turbine-vs-plugging-abandoning-an-oil-well/>
- [57] Engineering with Rosie, 2021, Vertical Axis Wind Turbine Aerodynamics and Design, Youtube video. [cit. 2021-11-11]. Dostupné z: <https://www.youtube.com/watch?v=ldt405jIR0E&t=396s>
- [58] How Much Do Wind Turbines Cost?. *Semprius* [online]. Munich: Semprius, 2021 [cit. 2022-05-18]. Dostupné z: <https://www.semprius.com/wind-turbine-cost/>
- [59] Likvidace dosloužilých větrných elektráren. *Česká společnost pro větrnou energii* [online]. Praha: ČSVE, c2021 [cit. 2022-05-18]. Dostupné z: <https://www.csve.cz/clanky/likvidace-doslouzilych-vetrnych-elektraren/492>
- [60] LS Savonius 3.0. *LUVSIDE* [online]. Munich: LUVSIDE, c2020 [cit. 2022-03-14]. Dostupné z: <https://www.luvside.de/en/3-0-savonius-wind-turbine/>
- [61] McDonnell Aircraft Giromill by Paul Gipe. *Wind-works* [online]. Paul Gipe, c2022 [cit. 2022-03-13]. Dostupné z: <http://www.wind-works.org/cms/index.php?id=503>
- [62] *Ústav fyziky atmosféry AV ČR* [online]. Praha [cit. 2022-04-30]. Dostupné z: <https://www.ufa.cas.cz/>
- [63] What is Chaos Theory? *Fractal Foundation* [online]. Albuquerque: Fractal Foundation [cit. 2021-12-06]. Dostupné z: <https://fractalfoundation.org/resources/what-is-chaos-theory/>
- [64] What would the return on investment be from a wind turbine?. *Renewables FIRST* [online]. Gloucestershire (England), 2019 [cit. 2022-05-19]. Dostupné z: <https://www.renewablesfirst.co.uk/windpower/windpower-learning-centre/what-would-the-return-on-investment-be-from-a-wind-turbine/>
- [65] Whatever became of the vertical axis wind turbine?. *Modern power systems* [online]. London: Modern power systems, 2019 [cit. 2022-03-12]. Dostupné z: <https://www.modernpowersystems.com/features/featurewhatever-became-of-the-vertical-axis-wind-turbine-7183833/>

[66] [Největší vertikální větrná elektrárna (Éolo)]. *[Energetika z blízka]* [online]. Tábor: Simopt, c2020 [cit. 2022-03-07]. Dostupné z: <https://www.svetenergie.cz/cz/energetika-zblizka/obnovitelne-zdroje-energie/vetrne-elektrarny-podrobne/vertikalni-darrieova-turbina/vyklad#&gid=1&pid=1>

[67] [Turbína s listy do spirály]. *[Energetika z blízka]* [online]. Tábor: Simopt, c2020 [cit. 2022-03-07]. Dostupné z: <https://www.svetenergie.cz/cz/energetika-zblizka/obnovitelne-zdroje-energie/vetrne-elektrarny-podrobne/vertikalni-darrieova-turbina/vyklad#&gid=1&pid=1>

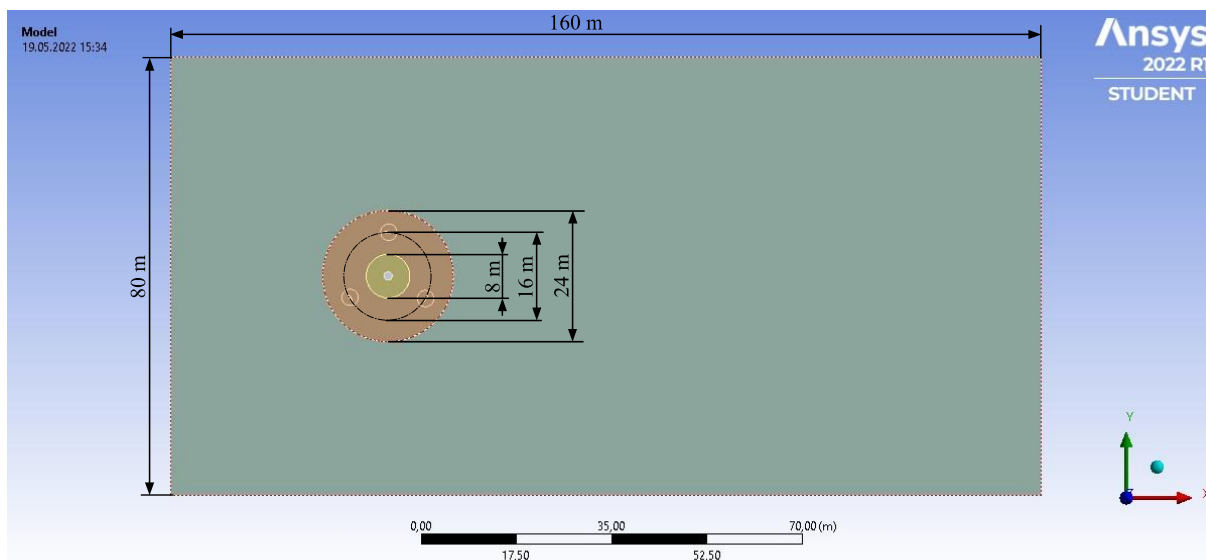
## Přílohy

### A. Zdrojový kód skriptu pro vykreslení Weibullova rozdělení

```
clc
clear all
x = linspace(0,20);
figure;
hold on;
plot(x, 100*wblpdf(x, 4.8, 1.84), 'Displayname', ' pro výšku 10 m ',
'Linewidth', 2.0);
plot(x, 100*wblpdf(x, 6.0, 1.98), 'Displayname', ' pro výšku 30 m ',
'Linewidth', 2.0);
xlabel('rychlost větru (m/s)', 'FontSize', 16);
ylabel('pravděpodobnost výskytu (%)', 'FontSize', 16);
legend('show', 'FontSize', 16);
set(gca, 'FontSize', 16);
box on;
grid on;
```

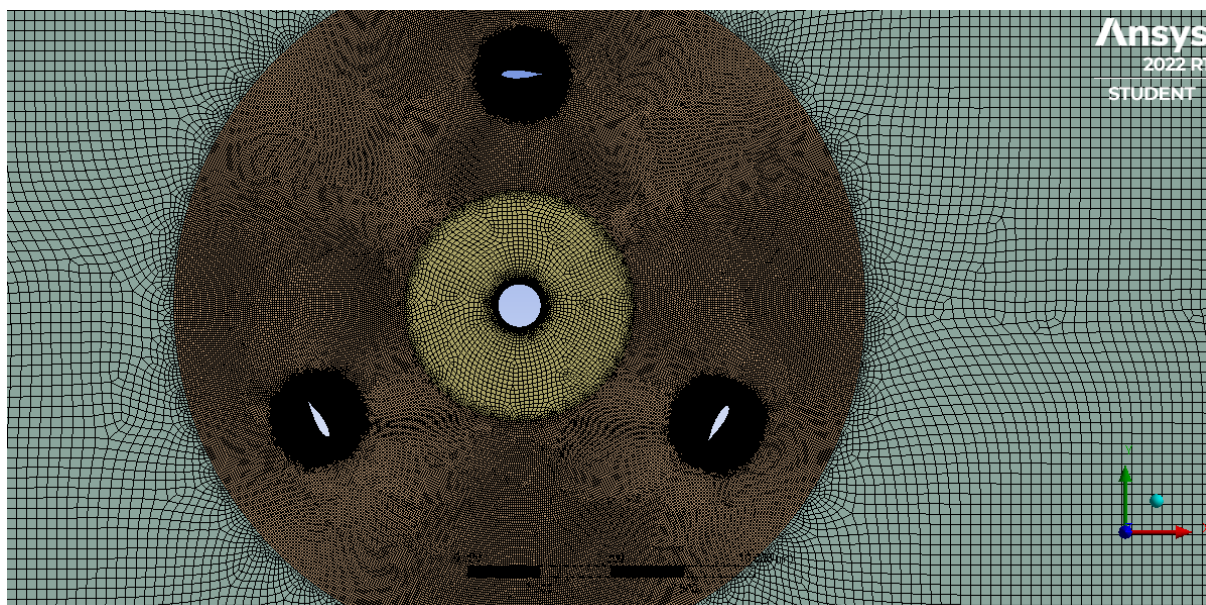
## B. Popis 2D simulace rotoru

Nejprve bylo nutné vytvořit vlastní geometrii 2D modelu, nejdůležitější rozměry jsou uvedeny na obr. 0.1.



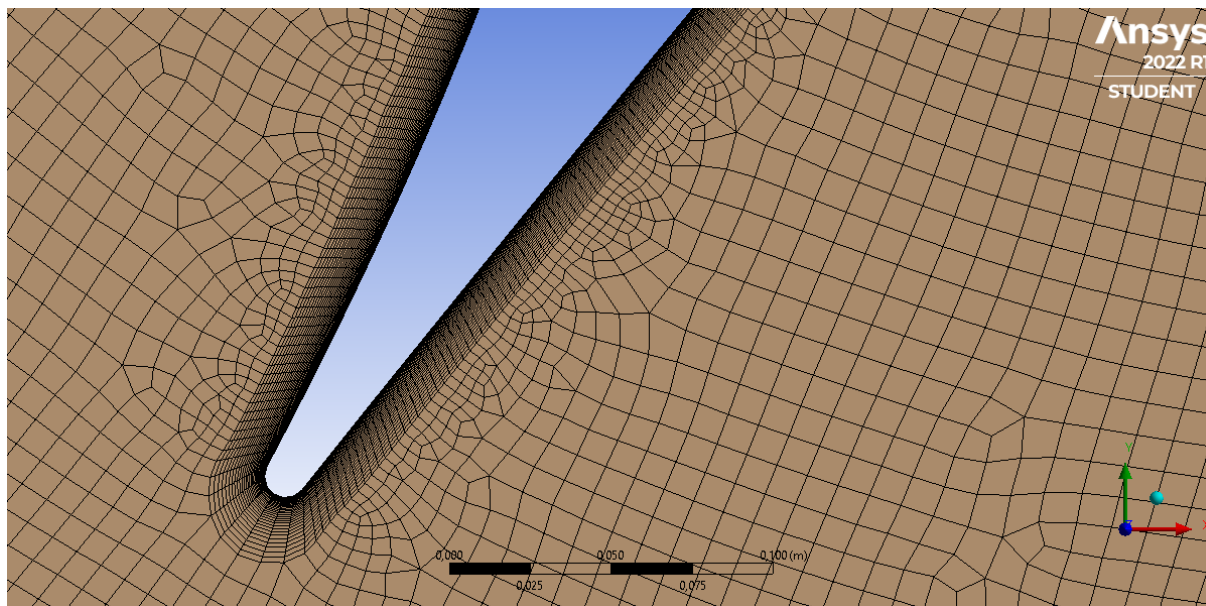
Obr. 0.1 Rozměry 2D modelu

Dalším krokem bylo vygenerování sítě. Byli vytvořeny 3 zóny, přičemž jedna (na obr. 0.1 hnědá) rotuje a ostatní dvě jsou stacionární. Tato metoda je známa pod názvem „sliding mesh“. Jednotlivé oblasti se také liší hustotou prvků, zatímco oblasti v blízkosti profilů mají vysokou hustotu buněk (velikost buňky 0,01 m), oblasti vzdálené (na obr. 0.1 zelená) jsou poměrně řídké (velikost buňky 0,35 m). Aby byli co nejlépe zachyceny silové účinky působící na profily, byl u nich nastaven maximální počet vrstev na hodnotu 30 s růstem 1,05. Celková síť se pak skládala z 510 162 buněk<sup>31</sup> s maximální šikmostí (z angl. „skewness“) 0,77.



Obr. 0.2 Síť 2D modelu (širší pohled)

<sup>31</sup> Studentská verze má omezení na 512 000 buněk

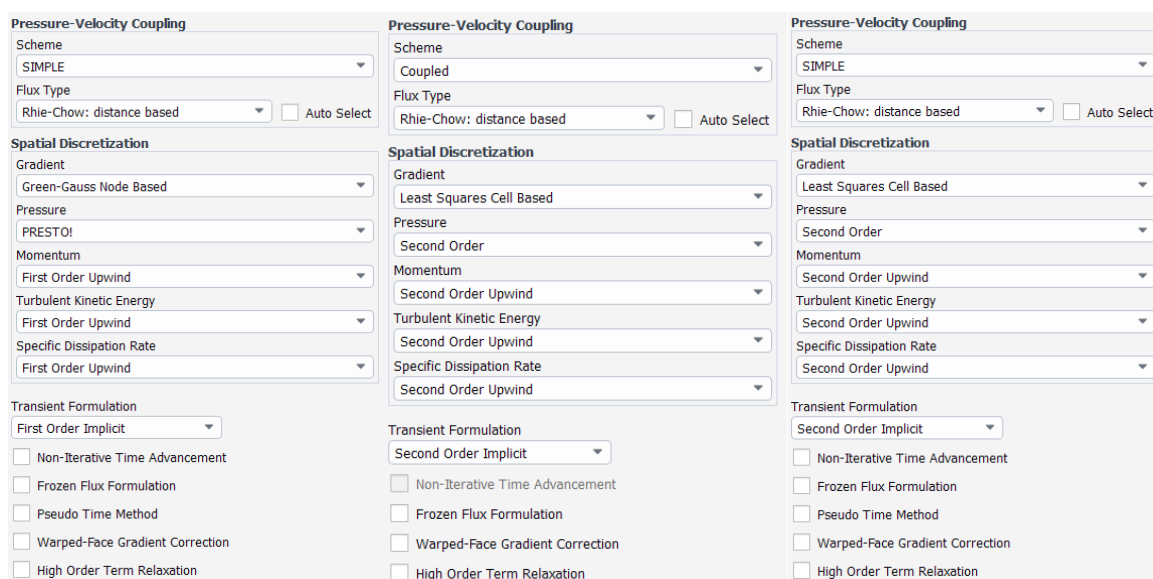


**Obr. 0.3** Síť 2D modelu (pohled na konec profilu lopatky)

Pro řešení nestacionární úlohy byl vybrán model viskozity SST  $k-\omega$ . Na základě střední teploty v České republice byla zvolena hustota vzduchu  $\rho = 1,25 \text{ kg/m}^3$  a dynamická viskozita vzduchu  $\eta = 1,7691 \cdot 10^{-5} \text{ kg/(m} \cdot \text{s)}$ . Pro hnědou oblast byl nastaven rotační pohyb (angl. „*mesh motion*“) kolem středu rotoru (viz tab. 0.1). Okrajové podmínky jsou shrnuty v následujících bodech:

- pro rychlostní vstup (levá hrana) byla nastavena rychlost (viz tab. 0.1) a atmosférický tlak
- pro tlakový výstup (pravá hrana) byl nastaven atmosférický tlak
- pro stěny profilů byla nastavena podmínka pohybující stěny (z angl. „*moving wall*“) s ulpíváním na stěně
- pro sloup a okraje (horní a dolní hrana) byla nastavena podmínka statické stěny s ulpíváním na stěně

Metody řešení byly vybrány na základě nejmenší odchylky od předpokládaného výsledku. Nejlepší se zdálo nastavení na obr. 0.4 vlevo.



**Obr. 0.4** Porovnávané metody řešení dané 2D simulace



Inicializace řešení byla provedena standardní, počítaná z rychlostního vstupu. Časový krok byl určen podle vztahu

$$\text{časový krok} = \frac{1}{360 \cdot 2 \cdot \pi \cdot \omega},$$

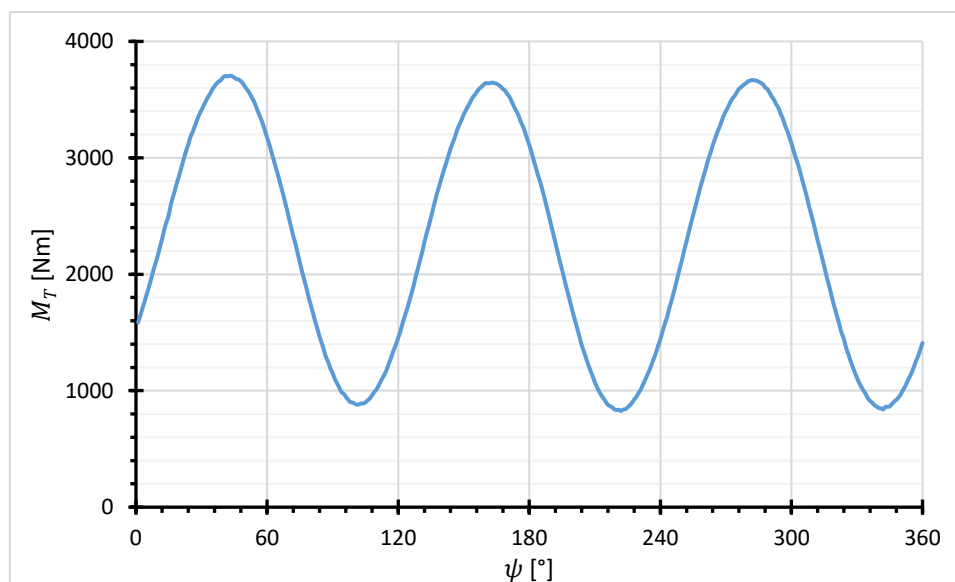
jeden krok tedy odpovídá pootočení o  $1^\circ$ . Počet kroků byl pro určitý součinitel rychloběžnosti nastaven na začátku na 1 080 (tzn. 3 otáčky), aby došlo k ustálení výsledků. Pro další  $\lambda$  už stačilo pouze 720 kroků (tedy 2 otáčky). Maximální počet iterací byl nastaven na 80, výsledek však vždy konvergoval dříve (kolem 30–40 iterací).

**Tab. 0.1** Hodnoty veličin pro různé součinitele rychloběžnosti

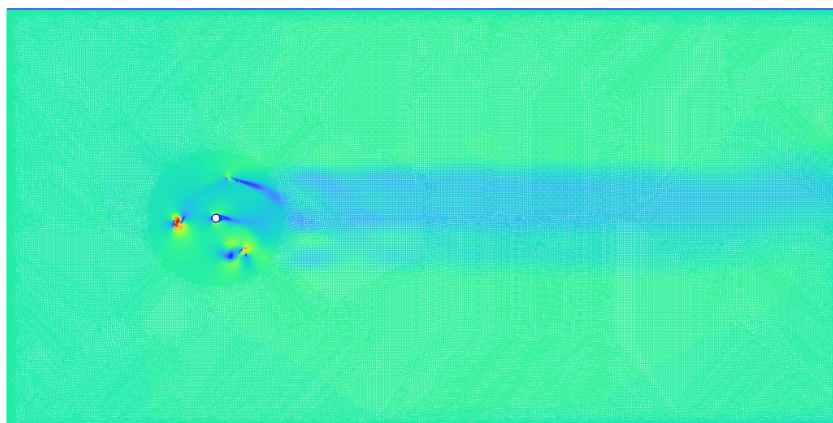
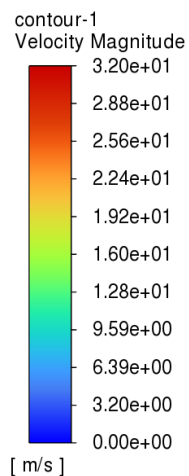
$\lambda$ [–]	$U$ [m/s]	$\omega$ [rad/s]	časový krok [s]	počet kroků [–]
1,0	11	1,3750	0,0126933	1 080
1,5	11	2,0625	0,0084622	720
2,0	11	2,7500	0,0063467	720
2,5	11	3,4375	0,0050773	720
3,0	11	4,1250	0,0042311	720
3,5	11	4,8125	0,0036267	720
4,0	11	5,5000	0,0031733	720

Simulace tedy byla provedena postupně pro všechny součinitele rychloběžnosti uvedené v tabulce, přičemž byl monitorován točivý moment rotoru. U poslední otáčky každého  $\lambda$  byla určena průměrná hodnota točivého momentu a hodnota výkonového koeficientu byla pak určena za vztahu

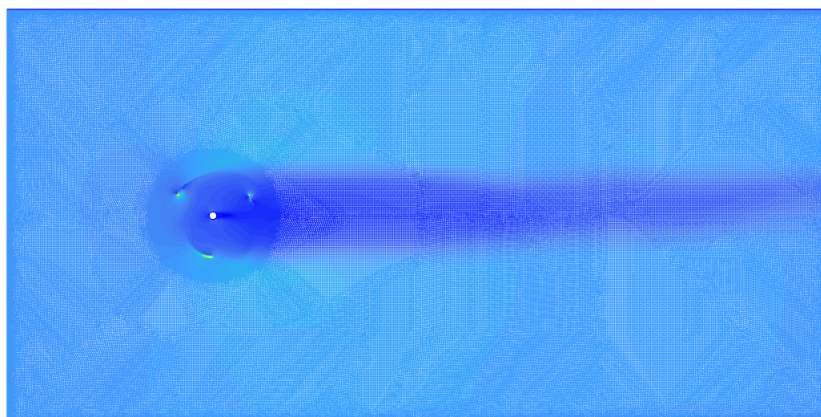
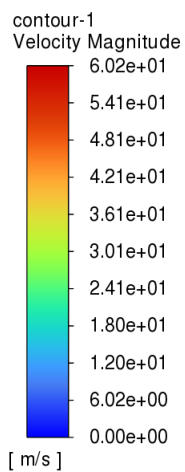
$$C_p(\lambda) = \frac{\overline{M_T} \cdot \omega}{r \cdot \rho \cdot U^3}.$$



**Obr. 0.5** Průběh točivého momentu pro 1 otáčku rotoru při  $\lambda = 2,5$



**Obr. 0.6** Rozložení rychlosti pro  $\lambda = 1,5$



**Obr. 0.7** Rozložení rychlosti pro  $\lambda = 2,5$

## C. Zdrojový kód skriptu pro výpočet průměrného výkonu turbíny

```
clear all
clc
%% Zjištěné hodnoty
k = 1.98; % tvarový parametr
q = 6; % rozměrový parametr
%% Tabulka
U_P = (3:1:13);
P = [1884.1, 4522.5, 8820.1, 15373.2, 24784, 37365, 53372, 73523,
92102, 100000, 100000];
%% Počáteční parametry
N_B = 1000; % počet částí
U = (0:(1/N_B):26); % vektor rychlosti větru
Pvs = 0; % průměrný výkon turbíny za období
j = 2;
%% Výpočet
while U(j) < 26
    if U(j) < 3
        Pw = 0;
    elseif U(j) >= 13
        Pw = 100000;
    elseif U(j) == 3
        Pw = 1884.1;
    else
        Pw = interp1(U_P, P, (U(j-1) + U(j))/2, 'linear');
    end
    Pws = (exp(-(U(j-1)/q)^k) - exp(-(U(j)/q)^k)) * Pw;
    Pvs = Pvs + Pws;
    j = j + 1;
end
```