UPPSALA UNIVERSITET

ISRN UTH-INGUTB-EX-E-2025/007-SE

Examensarbete 15 hp

Mars 2025

Optimering av rotorresistans för balans mellan stabilitet och ekonomisk hållbarhet i en elektrisk maskin för ett CRAFT-vindkraftverk

Jakob Nordin & Alexander Stenberg

Högskoleingenjörsprogrammet i elektroteknik

Rotor resistance optimization for balance between stability and economic sustainability in an electrical machine for a CRAFT-wind turbine

Jakob Nordin & Alexander Stenberg

Abstract

With the growing demand for renewable energy, floating offshore wind turbines such as the CRAFT model demonstrate significant potential. Offshore installations benefit from more stable wind profiles and generally higher wind speeds compared to onshore sites.

This study investigates the influence of varying rotor resistance values on both dynamic performances, primarily system stability and economic implications in a secondary asynchronous machine. Simulations were conducted in MATLAB under wind speeds of 5, 8, and 10 m/s, revealing how rotor resistance affects the system under different conditions.

The results show that higher rotor resistance improves stability, as electrical and mechanical torque curves remain more in phase. However, this comes at the cost of increased rotor losses, leading to reduced efficiency. For example, annual energy production decreased from 9.1% for a rotor resistance of 0.16 Ω to only 0.89% for 0.02 Ω.

From a mechanical cost perspective, the influence of rotor resistance on the dimensioning and cost of the rotor shaft was almost negligible. Similarly, the Cost Of Energy Comparison (COEC) remained nearly constant across resistance values and windspeed, indicating that rotor resistance has limited economic impact in this regard. Nonetheless, the overall COEC values obtained were very low, suggesting favorable cost margins for the studied configuration.

It can be concluded that a lower rotor resistance is affecting the system through higher risk of instability but with lower energy losses and higher efficiency, while higher values increase stability but with the side effect of higher losses. Meaning for a real-world application, it will be a tradeoff between stability and energy losses.

Potential for future work includes the development of a closed-loop control system using PID regulation for dynamic rotor resistance adjustment, as well as improved modelling of turbine dynamics and flow interactions. Furthermore, a more comprehensive economic model is suggested, incorporating additional system losses and components to enhance the realism of CAPEX, OPEX, and COEC estimations. These improvements would allow for a more accurate and practical evaluation of system performance and cost-efficiency.

Teknisk-naturvetenskapliga fakulteten

Uppsala universitet, Utgivningsort Uppsala/Visby

Handledare: Izabella Simonsson Ämnesgranskare: Hans Bernhoff

Examinator: Andrej Savin

Populärvetenskaplig sammanfattning

I takt med att världens energibehov ökar spelar förnybara energikällor en allt viktigare roll för att minska användningen av fossila bränslen. Förbränning av fossila bränslen bidrar nämligen till ökade utsläpp av växthusgaser och luftföroreningar, vilket driver klimatförändringarna. Bland de förnybara alternativen har vindkraft blivit en kostnadseffektiv och lovande metod för energiproduktion.

I detta arbete studeras en ny vindkraftsmodell som kallas CRAFT (Counter Rotating Axis Floating Turbine), framtagen av företaget World Wide Wind i samarbete med Uppsala universitet. Modellen består av två vertikalaxlade turbiner placerade ovanpå varandra, där turbinerna roterar i motsatta riktningar. Denna kontrarotation gör energiutvinningen mer effektiv. Tack vare designen kan CRAFT placeras i offshore-miljöer där traditionella vindkraftverk inte kan byggas. Där ute till havs är vinden starkare, och man undviker dessutom ofta problem med exempelvis bygglov.

Genom simuleringar i MATLAB och Simulink, med varierande vindhastigheter och olika val av rotorresistans, visar resultaten att högre resistansvärden ger ett stabilare system men leder till större energiförluster. Det handlar därför om att hitta en balans — en ”trade-off” — mellan stabilitet och effektivitet, beroende på vilka krav man ställer på CRAFT i verkliga förhållanden. Valet av rotorresistans påverkar däremot inte kostnaden för rotoraxeln eller den totala energiproduktionen i någon större utsträckning.

Studien har bidragit med viktiga framsteg mot att göra CRAFT redo för verklig användning. Om flera av dessa vindkraftverk placeras offshore kan de enskilt producera cirka 96 000 MWh per år, vilket räcker för att försörja ungefär 4 800 svenska hushåll. Med sin innovativa teknologi och nominella effekt på 24 MW tar CRAFT oss ett steg närmare en hållbar framtid utan fossila bränslen.

Teknisk-naturvetenskapliga fakulteten

Uppsala universitet, Utgivningsort Uppsala/Visby

Handledare: Izabella Simonsson Ämnesgranskare: Hans Bernhoff

Examinator: Andrej Savin

Tack

Vi vill rikta ett stort tack till Hans Bernhoff, vår ämnesgranskare, för den möjlighet och utmaning som detta projekt har inneburit genom Uppsala universitet. Hans kunnighet och engagemang har varit ovärderliga under arbetets gång. Vi vill även tacka Izabella Simonsson för hennes värdefulla handledning och stöd genom hela processen.

Uppsala, Mars 2025

Jakob Nordin & Alexander Stenberg

Teknisk-naturvetenskapliga fakulteten

Uppsala universitet, Utgivningsort Uppsala/Visby

Handledare: Izabella Simonsson Ämnesgranskare: Hans Bernhoff

Examinator: Andrej Savin

Akronymer

CRAFT	Counter Rotating Axis Floating Turbine
CAPEX	Capital Expenditures
OPEX	Operational Expenditures
COEC	Cost Of Energy Comparison
EMK	Elektromotorisk kraft
TI	Turbulensintensitet
TSR	Tip Speed Ratio

Nomenklatur

C_p	Effektkoefficient
E_2	Inducerad spänning i rotorn
E_t	Producerad elektricitet under 12 månader
f	Frekvens
I_t	Investeringskostnad år t
n_r	Rotorns hastighet
n_s	Synkront varvtal
O_t	Operativ kostnad år t
P_{mek}	Mekanisk effekt
P_v	Vindeffekt
R_r	Rotorresistans
$T_{Förskjutning}$	Tidsförskjutning mellan undre och övre turbin
T_{em}	Elektriskt moment
T_{mek}	Mekaniskt moment
T_p	Vridmoment primärgenerator
T_s	Vridmoment sekundärmaskin
X_{eq}	Ekvivalent rotorreaktans
X_r	Rotorreaktans
Z_r	Rotorimpedans

s_0	Stationär eftersläpning
s_{max}	Eftersläpning vid maximalt moment
t_1	Tidpunkt vinden träffar undre turbinen
t_2	Tidpunkt vinden träffar övre turbinen
$v_{mean}, \bar{v}$	Vindmedelhastighet
z_0	Skrovlighetslängd
z_r	Referenshöjd
σ_v	Standardavvikelse för vinden
Δd	Skillnad i sträcka mellan t_2 och t_1
Δt	Tidssteg
A	Turbinens svepta area
d(t)	Sträcka som vinden färdas
ρ	Densitet för ett valt material
J	Tröghetsmoment
M	Massa
P	Effekt
$P(t)$	Momentan effekt vid tidpunkt t
R	Resistans
S	Eftersläpning
p	Poltal
q	Diskonteringsränta
s	Eftersläpning
v	Vindhastighet
W	Livslängd för CRAFT
z	Höjd
η	Verkningsgrad
τ	Vridmoment
ω	Vinkelhastighet
$\dot{\omega}$	Vinkelacceleration

Innehållsförteckning

Kapitel 1 10
Introduktion 10
Bakgrund 10
1.1 Mål och Frågeställningar 11
1.2 Avgränsningar 11
Teori 12
2.1 Vindkraft samt Offshore teknologi 12
2.1.1 *Vindkraftverk och dess energikonvertering* 12
2.1.2 *Jämförelse med Offshore och landbaserad vindkraft* 12
2.1.3 C*RAFT modellen* 12
2.1.4 Turbulensintensitet 14
2.1.5 Vindhastighetsvariationer med höjd och tid 14
2.2 Elektromagnetisk teori samt roterande elektriska maskiner 15
2.2.1 *Synkrongenerator* 15
2.2.2 Asynkron maskin 16
2.2.3 Maskinparametrar 16
2.3 Turbin ekvationer 17
2.3.1 Vindeffekt 17
2.3.2 Rotationshastighet för turbiner 18
2.3.3 Tröghetsmoment 18
2.3.4 Vridmoment 18
2.3.5 Vinkelhastighet 19
2.3.6 Tip-Speed Ratio 19
2.3.7 Förluster 20
2.3.8 Effektbalans mellan sekundärmaskin och primärgenerator 20
2.4.1 CAPEX 21
2.4.2 OPEX 21
2.4.2 LCOE 21
Metod 22
3.1 Översikt av arbetsgång 22
3.1.2 Mjukvara 22
3.2 Turbinmodell 22
3.2.1 Modell av sekundärmaskin 22

3.3 Stationär analys 23
3.3.1 Stationär systemmodell och definitioner 23
3.3.2 Momentbalans och elektromekanisk modell 23
3.4 Dynamisk modellering 24
3.4.1 Fysikalisk bakgrund och antaganden 24
3.4.2 Vindmodell och momentkalkylering 26
3.4.3 Modellering i Simulink 26
3.5 Förlustberäkning 27
3.6 Uppskattning av kylbehov 28
Resultat 29
4.1 Tidsvindserier 29
4.2 Stationär jämnvikt och initialvillkor 30
4.3 Dynamisk respons vid olika vindfall 32
4.4 Kylbehov sekundärmaskin 34
5.1 Ekonomiska modeller 36
5.1.1 CAPEX 36
5.1.2 OPEX 37
5.1.3 Levelized Cost of Energy 38
5.2 Ekonomiska resultat 39
5.2.1 CAPEX (Axelkostnad) 39
5.2.2 OPEX (Energiförluster) 40
5.3.3 Cost Of Energy Comparison 41
Diskussion 42
6.1 Parameter och modellanalys 42
6.2 Vindtidsserier 42
6.3 Stationär analys 43
6.3.1 Modellering 43
6.4 Dynamisk respons vid olika driftfall 43
6.4.1 Momentbalansens dynamiska påverkan på stabilitet 43
6.4.2 Utveckling av eftersläpning och rotoreffektförlust 44
6.5 Ekonomisk analys 44
6.5.1 Översikt 44
6.5.2 Ekonomiska resultat 45
Slutsats 47
Framtida arbete 48

Utveckling av ekonomiska modeller 48
Referenser 49
Appendix 52
A.1 Standardparametrar 52
A.2 Test Vindmodell 52
A.3 Vindmodell 53
A.4 Stationära tester 54
A.5 Simulink 55
A.6 Moment 56

Kapitel 1

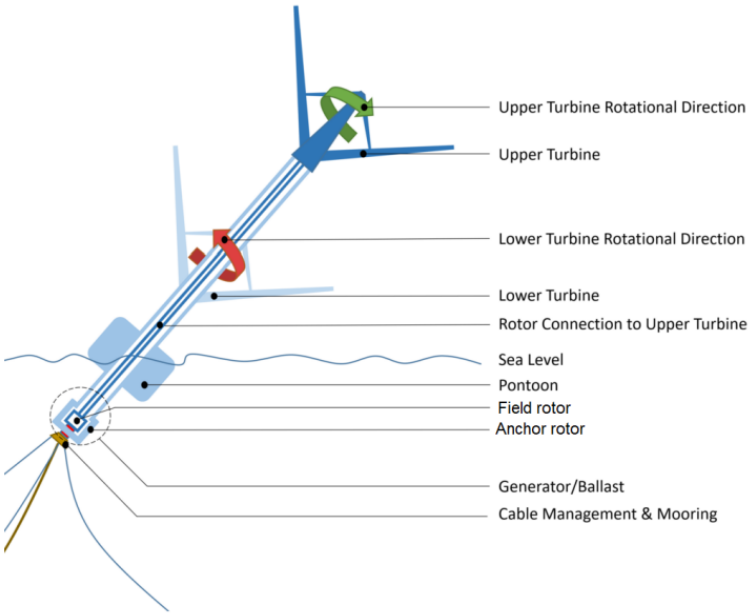
Introduktion

Bakgrund

Vindkraft är till denna dag en av de snabbaste växande källorna till förnybar energi och har en stor centrerad roll i den nutida energiomställningen från fossila bränslen [1]. Dessa Offshore-vindkraftverk har speciella fördelar i jämförelsen med landbaserade vindkraftverk, exempelvis med högre vindhastigheter, jämnare förhållanden, vilket i sin tur kan generera potentiellt högre elproduktion. Detta samtidigt som det även står för komplikationer där anläggningsinstallationer samt underhållskostnader stiger, där även de tekniska kraven ökar på grund av hantering av extrema förhållanden ute till havs [2].

Ett relativt nytt och innovativt koncept inom Offshore-vindkraftverk är CRAFT-modellen (Counter Rotating Axis Floating Turbine) skapat och framtaget av Hans Bernhoff i samarbete med det norska bolaget World Wide Wind, denna verkar genom att två olika turbiner som i sin tur består av trebladade turbiner samverkandes genom att rotera i olika riktningar. Dessa turbiner placeras i sin tur i en vertikal följd av varandra där ena är över den andre, detta för att generera en mer effektiv utvinning av energi, då systemets mekaniska belastning minskar och leder till en förbättring av det aerodynamiska beteendet [2], se Figur 1.

***Figur 1**. Överblick av CRAFT systemet [12]*



Dessa två turbiner ger två frihetsgrader som leder till ett behov av två olika elektriska maskiner för att styrningen skall fungera. En primärgenerator och en sekundärmaskin. Primärgeneratorns syfte är att utnyttja den motroterande rörelsen mellan dessa två turbiner. Genom då en koppling mellan övre turbinen med primärgeneratorns rotor och den nedre turbinen till dess stator, är det då möjligt att få en dubblering av det relativa vridmomentet. Den sekundära maskinen styr endast den övre turbinen. Rotorn i

sekundärmaskinen är ansluten till den inre axeln samt att dess stator är stationär. Detta har då innebörden av att primärgeneratorn roterar med dubbla turbinens hastighet medan sekundärmaskinen endast roterar i samma hastighet som den övre turbinen. I samband med detta spelar rotorresistansen i sekundärmaskinen en avgörande roll för att säkerställa en optimal och säker drift [3]. Genom väl optimering av denna rotorresistans kan man påverka överföringen av energi samt en övergripande verkningsgrad av systemet [4]. Denna optimering leder till en stor påverkan av överföringen av energi samt har en större betydelse för att maximera produktionen av elektricitet för att vidare minimera Cost Of Energy Comparison (COEC). Vilket är en tongivande del för den ekonomiska hållbarheten i dessa Offshorevindkraftsprojekt [5].

1.1 Mål och Frågeställningar

Målet med denna studie är att analysera hur rotorresistansen R_r i en sekundär asynkronmaskin påverkar verkningsgrad, förluster och dynamisk stabilitet i ett CRAFT-vindkraftverk. Fokuset är på att utföra simuleringar för turbinsystemets mekaniska och elektriska beteende under turbulenta driftförhållanden med fysikaliskt baserade och tidsdiskreta simuleringar.

Påverkan från vinden modelleras med höjdjusterad, tidsförskjuten vindturbulens som matas in till sekundärmaskinen, och rotorresistansens inverkan studeras genom variationer i eftersläpning, elektromagnetiskt moment, kopparförluster samt vinkelhastighet. Huvudfokuset ligger på att identifiera ett lämpligt intervall för rotorresistansen (R_r) som möjliggör stabil och energieffektiv drift.

- Hur påverkar olika värden på rotorresistansen R_r verkningsgraden i sekundärmaskinen vid tre vindhastigheter (5, 8, 10) [m/s]?
- Hur varierar rotorförluster över tid, hur dämpas denna genom val av R_r?
- Hur stora blir kostnaderna för COEC baserat på de beräknade rotorförlusterna för val av R_r?

1.2 Avgränsningar

För att säkerställa en fokuserad och genomförbar studie har följande avgränsningar fastställts:

- **Teknisk avgränsning:** Maskinens elektromagnetiska beteende modelleras förenklat med standardiserade maskinparametrar, och en förenklad mekanisk modell används utan hänsyn till exempelvis aerodynamiska bladdynamik, mekaniska förluster eller axelutmattning.
- **Metodisk avgränsning**: Studien bygger enbart på simuleringar och teoretiska beräkningar. Inga fysiska tester eller mätningar utförs. Turbulensintensitet hanteras som en förenklad parameter för variation i moment. Vindhastigheten modelleras som en höjdjusterad och turbulent varierande tidsserie.
- **Ekonomisk avgränsning**: Ekonomisk analys begränsas till CAPEX som endast avser axelkostnader, OPEX som avser rotorförlusterna och COEC kopplat till sekundärmaskinen som är beroende av rotorförluster och axelkostnader. Övriga systemkostnader såsom turbinkomponenter, transformatorer och överordnade systemdelar inkluderas inte.

Kapitel 2

Teori

2.1 Vindkraft samt Offshore teknologi

2.1.1 Vindkraftverk och dess energikonvertering

I takt med att hållbara energikällor blir allt viktigare har många aktörer vänt sig till vindkraft — en förnybar energikälla med väldigt låg klimatpåverkan [6]. Idag står vindkraften för cirka 19 % av Europas elförbrukning [7]. Principen bakom vindkraft är att omvandla vindens kinetiska energi till elektricitet. På toppen av vindkraftverket sitter vanligtvis två eller tre blad, fästa i ett nav som är kopplat till en turbinaxel och en generator. När vinden blåser börjar bladen rotera, vilket får turbinaxeln att rotera och skapa mekanisk rörelseenergi. Denna energiform omvandlas sedan till elektricitet i generatorn som sitter längst ner i vindkraftverket. Den producerade elektriciteten leds ut till elnätet via en transformator, som anpassar spänningen till rätt nivå innan användning. Vindkraftverkens storlek varierar, men de är oftast mellan 180 och 220 meter höga. Ett vindkraftverk med en höjd på 240 meter kan generera en effekt på cirka 6,5 megawatt (MW). För att sätta det i perspektiv, använder en genomsnittlig villa i Sverige ungefär 20 000 kWh per år. Framtidsutsikterna för vindkraften ser goda ut, de planeras för ytterligare utbyggnad inom snar framtid. Mestadels för att produktionskostnaderna sjunkit vilket idag gör vindkraften konkurrenskraftig även utan subventioner [11]. Kostnaden för att bygga ett sådant vindkraftverk ligger runt 75 miljoner svenska kronor (MSEK), vilket gör vindkraft till en av de mest kostnadseffektiva energikällorna jämfört med sol, vatten, kärnkraft och kraftvärme [8].

2.1.2 Jämförelse med Offshore och landbaserad vindkraft

Havsbaserad vindkraft har funnits under ett antal år, dock är CRAFT-vindkraftverket revolutionerade i sitt slag. En stor orsak till att havsbaserad vindkraft är mer användbart än traditionell på land är till stor del på grund av det mer konstanta flödet av vind. I dagsläget är vindkraftverken ute till havs förankrande till botten med ett maximalt djup av ca 50-70m, vilket gör det i princip omöjligt att placera dessa kraftparker långt ut till havs [9]. Konceptet handlar i grund och botten om att ha flytande vindkraftsparker. Detta i sin tur leder till att dessa vindkraftsparker kan placeras långt ut till havs där vinden oftast är betydligt starkare än in mot kusten. Vid Offshore placering av vindkraft kan även parkerna byggas större till följd av att man inte behöver ta hänsyn till närboende och eventuella hinder som finns på land. Även fast Offshore placering av vindkraft har enorm potential finns det fortsatt stora komplikationer med tillstånd. I många fall är det Försvarsmakten som säger nej och att processerna ofta tar lång tid, vilket skapar stor osäkerhet för företag som vill investera och utveckla detta koncept.

2.1.3 CRAFT- modellen

Modellen är utformad för att möjliggöra vindkraft på djupt vatten, där traditionella metoder med förankring inte är möjliga. CRAFT-vindkraftverket består av två trebladiga turbiner som är monterade längs ett vertikalt torn. Vid havsytan finns ett flytelement, och under havsytan finns ballasten som rymmer generatorn, rotorn, statorn samt kabelhantering [12]. Syftet är att den övre och den undre turbinen ska rotera med samma vinkelhastighet, men i motsatta riktningar, för att maximera vindupptaget. Genom denna motsatta rotation ska den ena turbinen rotera statorn och den andra rotorn.

Rotorn består av antingen permanentmagneter eller elektromagneter, som skapar ett tidsvarierande magnetfält när vinden får rotorn att rotera. Beroende på rotorns rörelse kommer detta magnetfält ständigt att variera i riktning och intensitet. Eftersom rotor och stator roterar i motsatta riktningar blir den relativa hastigheten mellan dessa dubbelt så hög. Detta leder till ett snabbare föränderligt magnetfält [12].

Statorn består av kopparlindningar, lindade som spolar. När det tidsvarierande magnetfältet från rotorn förflyttar sig över statorns lindningar, förändras magnetflödet genom dessa. Enligt Faradays

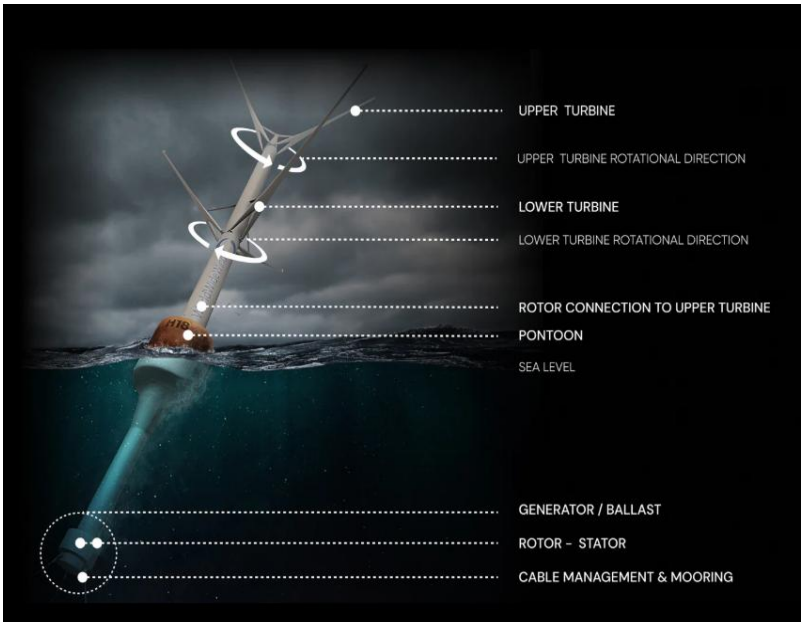
induktionslag, som beskrivs i ekvation (2.1), kommer detta att inducera en elektrisk ström i statorn enligt följande:

$$V = -N\frac{d\varphi}{dt} \tag{2.1}$$

På så sätt kan generatorn omvandla vindens kinetiska energi till elektricitet. Att ha två motroterande turbiner kopplade till samma generator kan dock orsaka komplikationer, särskilt om vindkast får turbinerna att komma ur balans i förhållande till varandras rotationshastigheter. Därför ska en sekundär elektrisk maskin implementeras för att styra den ena turbinen så att den hela tiden följer rotationshastigheten hos den andra turbinen.

Om nedre turbinen roterar för snabbt i förhållande till den övre turbinen kan maskinen använda regenerativ bromsning för att minska hastigheten. Maskinen kan även agera som en motor för att accelerera turbinen tills den når samma rotationshastighet som den övre turbinen [12].

Ballasten under havsytan fungerar som förankring för modellen utan att kräva fysisk kontakt med botten. Tyngden från denna säkerställer att vindkraftverket har en fixerad position ute till havs.



***Figur 2**. Överblick av CRAFT systemet [13]*

2.1.4 Turbulensintensitet

Turbilensintensitet är ett mått på hur mycket vindhastigheten varierar kring sitt medelvärde under en given tidsperiod. Detta är en mycket viktig faktor inom vindkraften, då en ökad turbulens resulterar i kraftigare momentvariationer på turbinen. Dessa variationer överförs direkt via den kopplade generatorn och påverkar dess elektriska och termiska belastning. Turbulensintensitet definieras enligt (2.2) och kommer att förkortas TI [15].

$$TI = \frac{\sigma_v}{\bar{v}} \tag{2.2}$$

Där σ_v är standardavvikelsen i vindhastigheten samt $\bar{v}$ som är medelvindhastigheten under mätperioden.

Där standardavvikelsens härledning visas genom ekvation (2.3):

$$\sigma_v = \sqrt{\frac{1}{N-1}\sum_{i=1}^{N}(v_i - \bar{v})^2} \tag{2.3}$$

Där v_i är det i:te uppmätta värdet av vindhastigheten och $\bar{v}$ är medelvärdet.

I områden med hög turbulens, exempelvis i kuperad terräng eller nära hinder, kan TI-värdet ligga runt 20–25%, medan i öppna landskap ofta ligger lägre, omkring 10–15% [15].

2.1.5 Vindhastighetsvariationer med höjd och tid

Eftersom den genomsnittliga vindhastigheten ökar med höjden innebär det, i fallet med CRAFT-modellen, att den övre och nedre turbinen kommer att utsättas för olika vindhastigheter [15]. Detta beteende kan modelleras med hjälp av den logaritmiska vindprofilen, som beskrivs i ekvation (2.4). Ekvationen uttrycker hur den horisontella vindhastigheten vid en viss höjd (z) kan härledas från en referenshöjd (z_r) enligt:

$$\frac{v(z)}{v(z_r)} = \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \tag{2.4}$$

I ekvationen betecknar v vindhastigheten och z_0 den så kallade skrovlighetslängden, som representerar markytans ojämnhet för den aktuella terrängen.

I boken *Wind energy explained* [15] presenteras det flertal approximationer för olika ytors skrovlighetslängder, som visas i Tabell 2.1 nedan:

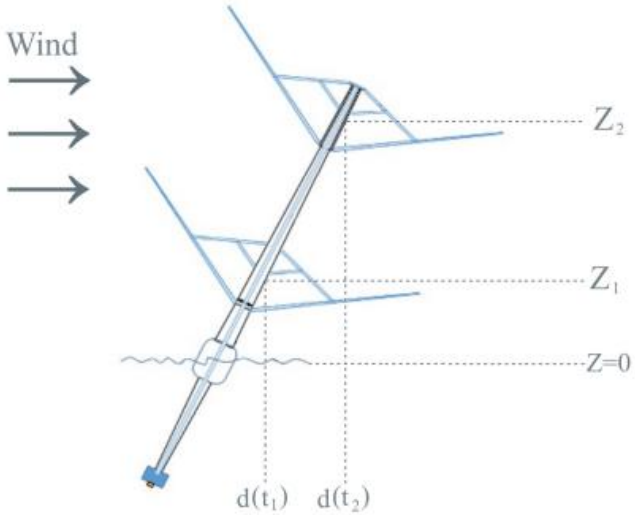
***Tabell 2.1**. Approximerade skrovlängder för olika typer av terräng [15]*

Terrain description	$z_0[mm]$
Very smooth, ice or mud	0.01
Calm open sea	0.20
Blown sea	0.50
Snow surface	3.00
Lawn grass	8.00
Rough pasture	10.00
Fallow field	30.00
Crops	50.00
Few trees	100.00
Many trees, hedges, few buildings	250.00
Forest and woodlands	500.00
Suburbs	1500.00
Centers of cities with tall buildings	3000.00

Vid simuleringar av vindförhållanden måste även tidsfördröjningen mellan turbinerna beaktas. Eftersom tornet är lutat kommer vinden att nå den nedre turbinen före den övre. Denna tidsförskjutning kan beräknas med hjälp av följande relation:

$$T_{förskjutning} = \frac{\Delta \mathrm{d}}{v_{mean}} \tag{2.5}$$

Där Δd är avståndsskillnaden mellan vindens träffpunkt på respektive turbin, uttryckt som $d(t_2) - d(t_1)$, och v_m är den antagna medelvindhastigheten. Denna beräkning möjliggör synkronisering av den simulerade vindvektorn mellan den undre och övre turbinen, detta kan observeras i Figur 3.



Figur 3. *Illustration av vertikal och horisontell skillnad mellan turbinerna för att modifiera vindvektorn i simulering*

2.2 Elektromagnetisk teori samt roterande elektriska maskiner

2.2.1 Synkrongenerator

Konvertering av den mekaniska effekten till elektrisk effekt med hjälp av en växelströmsmaskin vid namn synkrongenerator eller alternator. I det fall maskinen kan användas för att göra om elektrisk energi till mekanisk energi kallas den för synkronmotor [4].

Vid verkan som en synkrongenerator finns det fundamentala principer som möjliggör detta. Inledningsvis så utnyttjar den Faradays induktionslag som beskriver hur en tidsvarierande magnetisk flödestäthet inducerar en elektromotorisk kraft (EMK) i en ledare. Vidare då en mekanisk kraft driver generatorns rotor och roterar dess magnetfält relativt statorn som i sin tur leder till en sinusformad växelspänning i statorlindningarna [4].

En synkrongenerator består av en rotor som innehåller fältlindningar eller permanentmagneter (PM) som genererar det elektriska fältet. Detta fungerar genom att rotorns lindningar matas med en DC-källa från ett exitactionsystem som leder till att ett magnetfält produceras runtomkring den. Vidare då när rotorn roterar, roterar även det magnetiska flödet, detta ger då upphov till strömflöde genom statorspolar där statorn består av trefaslindningar där den inducerade växelspänningen genereras när rotorns magnetfält

passerar genom statorns ledare. Vid rotation av rotorn, följer det magnetiska flödet med och skär statorlindningarna, vilket kan i sin tur generera en ström i dem om de är anslutna till en elektrisk last. På detta sätt möjliggör då synkrongeneratorn en stabil och effektiv generering av växelspänning.

Ankarströmmen alstrar då ett synkront roterade varvtal roterande flödesväg, där sambandet mellan synkront varvtal n_s , nätfrekvens f_1 samt poltal p kan beskrivas enligt ekvation (2.6).

$$n_s = \frac{2}{p} f \tag{2.6}$$

2.2.2 Asynkronmaskin

Asynkromaskinen har möjlighet att utnyttjas som både generatorer och motor. Den är alltså kompatibel med att både konvertera mekanisk energi till elektrisk och vice versa. Asynkromaskinen eller induktionsmaskinen är det överlägset mest förekommande av alla befintliga roterande elektriska maskiner. Asynkron kommer ifrån att rotorns magnetfält kan rotera med en annan hastighet än statorn, vilket gör det möjligt för axelns rotor att rotera med ett annat varvtal kontra det synkrona varvtalet. Denna skillnad kallas eftersläpning [16].

Den mest vanliga asynkromaskinen består av en rotor och en stator, rotorns magnetiseringsström induceras från statorn och kräver inga extra komponenter för energiöverföring till rotorn. Detta gör att asynkronmotorns konstruktion är mycket robust men även enkel [16]. Genom matning av de tre lindningsparen i statorn med en trefasväxelspänning blir dessa till elektromagneter, vilket ger upphov till ett roterande magnetfält. Detta fält, skär igenom rotorledarna som är stationära och inducerar en elektromotorisk kraft (EMK) [16].

Vid strömflöde genom rotorledarna ger detta ett upphov till ett magnetfält runtomkring de, vilket leder till rotation av rotorn. Rotorn startar då accelerationen når en upp till synkron hastighet, i fallet om rotorn skulle ha synkron hastighet, skulle den rörelse mellan rotorn och statorn inte elimineras. Detta förhindrat då induktionen av elektromagnetisk kraft som vidare skulle stoppa momentproduktionen för maskinen [16].

Om en rotor med ett visst varvtal (n_r) som avviker från det synkrona varvtalet uppstår en rotation mot det synkrona varvtalet. Till följd av detta kan därför eftersläpningen s beskrivas enligt ekvation (2.7), där (n_s) är det synkrona varvtalet och (n_r) som är rotorns hastighet.

$$s = \frac{n_s - n_r}{n_s} \tag{2.7}$$

Där rotorströmmar samt moment endast kan alstras om $n \neq n_s$ [16]. Vid tomgång är eftersläpningen noll, medan den ökar under högre last. Med denna princip så uppnås en självreglerande momentkurva som gör maskinen lämpad för varierande driftförhållanden.

2.2.3 Maskinparametrar

Rotorresistansen betecknad R_r, är en avgörande parameter som har en direkt påverkan på hur maskinen uppför sig vid olika driftförhållanden. Resistansen i rotorlindningarna styr hur mycket av den inducerade strömmen som kommer omvandlas till mekanisk effekt och hur mycket av denna effekt som förloras i värmeutveckling [16].

Den totala impedansen i rotorn ges av ekvation (2.8):

$$Z_r = R_r + jX_r \tag{2.8}$$

Där R_r motsvarar rotorresistans och X_r rotorreaktans. Då den inducerade spänningen och impedansen påverkar R_r hur stor ström som flödar i rotorn och därmed hur mycket vridmoment som genereras [16].

Vidare så påverkar rotorresistansen eftersläpningsbeteendet och därav maskinens prestanda. Det elektriska momentet i en asynkron maskin kan beskrivas enligt ekvation (2.9):

$$T = \frac{3}{\omega_s} \cdot \frac{R_2 * s}{\left(\frac{R_r}{s}\right)^2 + (X)^2} \cdot E^2 \tag{2.9}$$

Från (2.4) framgår det att vridmomentet är proportionellt mot både rotorresistansen och eftersläpningen. Detta innebär att ett högre motstånd genererar ett större moment vid högre eftersläpningsvärden. Den eftersläpning vid vilket det maximala momentet uppstår är relaterad till motståndet enligt ekvation (2.10) nedan:

$$s_{max} = \frac{R_r}{X_r} \tag{2.10}$$

Detta innebär att med högre R_r, sker momentmaximum vid större eftersläpning. Det gör att maskinen kan uppnå bättre startmoment, men samtidigt förskjuts dess verkningsgradsmässiga driftpunkt bort från optimalt område. [16].

Verkningsgraden i en asynkronmaskin definieras som det förhållande mellan den utgående mekaniska effekten P_{ut} och den totala elektriska ingångs effekten P_{in}. Kvoten emellan dessa ger en indikation hur effektivt maskinen omvandlar den elektriska energin till mekaniskt arbete och kan uttryckas enligt ekvation (2.11):

$$\eta = \frac{P_{ut}}{P_{in}} \frac{P_{in} - P_{cu} - P_{järn} - P_{mek}}{P_{in}} \tag{2.11}$$

Där P_{cu} representerar förluster i form av kopparförluster i rotorn, $P_{järn}$ står för järnförluster i stator samt rotor och P_{mek} avser mekaniska förlusterna så som friktion och ventilation [16].

2.3 Turbinekvationer

2.3.1 Vindeffekt

Ute till havs har vinden mer jämn och intensivt flöde än vid land. Till följd av att den kan flöda obehindrat utan att störas av exempelvis skog, byggnader med mera. Genom att ta derivatan av vindens kinetiska energi som lyder enligt ekvation (2.12)

$$E_K = \frac{1}{2} m v^2 \tag{2.12}$$

kan man få ut vindens kraft. Kraften i vinden noteras här som (P_v) och kommer att beskrivas enligt ekvation (2.3) tillsammans med ekvation (2.2) [17].

$$P_v = \frac{d}{dt} E_K = \frac{d}{dt}\left(\frac{1}{2} m v^2\right) = \frac{1}{2} C_p A v^3 \tag{2.13}$$

I ekvation (2.13) beskrivs P_v i watts [W], ρ som luftens densitet [kg/m^3], A är tvärsnittsarean av objektet som vinden interagerar med i [m^2], C_p effektkoefficient av vindturbinen och v som motsvarar vindens hastighet i [m/s].

2.3.2 Rotationshastighet för turbiner

Vinkelhastigheten ($\dot{\omega}$) beror av tröghetsmomentet (I) och summan av det tillämpade momentet (T) som beskrives av Eulers andra lag i ekvation (2.14) [18].

$$\sum \mathrm{T} = \mathrm{I}\,\dot{\omega} \tag{2.14}$$

Vinkelhastigheten (ω) av den undre turbinen påverkas av vinden och den primära generatorn, medan vinkelhastigheten av den övre turbinen påverkas av primärgeneratorn, sekundärgeneratorn och vinden. Enligt ekvation (2.15) som beskriver hur effekten relaterar till vridmoment och vinkelhastigheten. Detta ger upphov till ekvationssystemet (2.15).

$$\begin{cases} \dot{\omega_2} = \frac{P_{m2}}{\omega_2 J_2} + \frac{\mathrm{T}_{primär}}{J_2} + \frac{\mathrm{T}_{sekundär}}{I_2} \\ \dot{\omega_1} = \frac{P_{m1}}{\omega_1 J_1} - \frac{\mathrm{T}_{primär}}{J_1} \end{cases} \tag{2.15}$$

2.3.3 Tröghetsmoment

Hos roterande objekt är tröghetsmoment en fundamental fysikalisk egenskap. Tröghetsmomentet är ett kvantitativt mått på en stel kropps motstånd mot förändring av sin rotationsrörelse. Det beskriver alltså hur mycket vridmoment som behövs för att accelerera en stel kropp till en specifik vinkelhastighet [19]. Ekvation (2.16) beskriver den allmänna formeln för tröghetsmomentet hos en stel kropp.

$$J = \sum_i m_i r_i^2 \tag{2.16}$$

Bokstäverna m_i och r_i beskriver små element av massan [kg] respektive avståndet till rotationsaxeln [m]. Genom att multiplicera m_i och r_i med varandra och addera dessa värden får man ut objektets tröghetsmoment. Tröghetsmomentet beskrivs i enheten [kgm^2] [19].

2.3.4 Vridmoment

Vridmoment τ är ett mått på en krafts förmåga att vrida ett objekt kring en specifik axel. Det representerar den vridande effekt som en kraft utövar på ett objekt och anges i enheten Newtonmeter [Nm]. Vridmomentet definieras enligt ekvation (2.17) nedan där r är avståndet mellan rotationsaxel och kraftens angreppspunkt, F är kraftens storlek och θ som är vinkeln mellan kraftens riktning och hävarmen [19].

$$\tau = \mathrm{r} \cdot \mathrm{F} \cdot \sin(\theta) \tag{2.17}$$

Vridmomentet är avgörande för att förstå hur krafter överförs i roterande maskiner. I elektriska maskiner bestämmer det applicerande momentet hur mycket elektrisk energi som kan omvandlas från eller till

mekanisk energi. Förhållandet mellan vridmoment och rotationshastighet är direkt kopplad till effektutvecklingen enligt ekvation (2.18) nedan:

$$P = r \cdot \omega \tag{2.18}$$

Där P är den mekaniska effekten i watt [W] och vinkelhastigheten ω i radianer per sekund [rad/s].

2.3.5 Vinkelhastighet

Vinkelhastighet är en fysikalisk storhet som beskriver hur snabbt ett objekt roterar kring en given axel. Storheten anger alltså hur mycket ett objekt vrider sig runt en axel per tidsenhet. Oftast används den grekiska bokstaven ”omega” (ω) för att beskriva detta med enheten radianer per sekund [rad/s]. Inom vindkraft spelar vinkelhastighet en central roll eftersom det är från turbinernas rotation som elektriciteten skapas. Då turbinerna snurrar i en cirkulär rörelse med periodtid T som motsvarar ett helt varv, kan frekvensen f beskrivas matematiskt enligt ekvation (2.19).

$$f = \frac{1}{T} \tag{2.19}$$

Där f anger antalet varv per tidsenhet i enheten [Hz] som beror på periodtiden T. Omkretsen för ett helt varv motsvarar 2π och därför kan vinkelhastigheten beskrivas enligt ekvation (2.20).

$$\omega = \frac{2 \cdot \pi}{T} = 2 \cdot \pi \cdot f \tag{2.20}$$

Vid cirkulär rörelse med konstant hastighet v fås följande ekvation (2.21).

$$v = \frac{2 \cdot \pi \cdot r}{T} = 2 \cdot \pi \cdot r \cdot f = \omega \cdot r \tag{2.21}$$

Där v och r står för hastigheten i [m/s] respektive radien på den cirkulära banan som objektet rör sig längs [19].

2.3.6 Tip-Speed Ratio

Tip-Speed Ratio (TSR) är förhållandet mellan hastigheten vid bladspetsen på turbinen och den omgivande vindhastigheten [20]. Förhållandet beskrivs enligt ekvation (2.22) nedan:

$$\lambda = \frac{\omega \cdot R}{v} \tag{2.22}$$

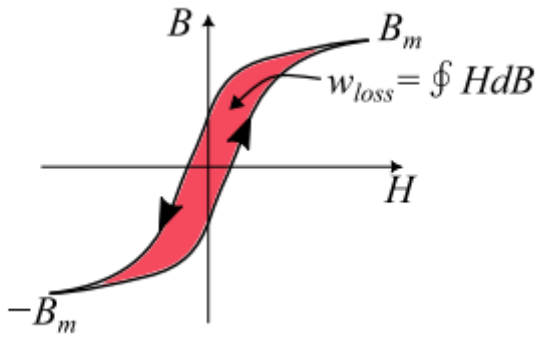
TSR betecknas med lambda (λ), ω är den mekaniska vinkelhastigheten av den övre turbinen i [rad/s], radien på turbinen betecknas som R och vindhastigheten som v. Att dimensionera TSR är av yttersta vikt för att optimera energiupptagning och minska mekanisk belastning på vindkraftverket. Sedermera finns det en tröskelnivå som inte får överstigas, då det kan kompromissa med stabiliteten av turbinen [20].

2.3.7 Förluster

Precis som för vilken annan elektrisk maskin som helst har även CRAFT-modellen förluster. Det finns flera typer av huvudsakliga förluster som uppkommer internt, koppar, värme och järnförluster. Dessa har en direkt påverkan på maskinens verkningsgrad och belastning och är en väsentlig del i analys och dimensionering av komponenter [25]. Kopparförluster som även kallas för resistiva förluster uppkommer i kopparlindningarna i rotorn [22]. De uppstår genom strömmens väg genom lindningarnas resistans och kan beskrivas enligt ekvation (2.20). Där R_r förklarar rotorresistansens storlek och I_r strömmen som passerar genom resistansen [22].

$$P_{cu,rotor}(t) = R_r \cdot I_r^2(t) \tag{2.23}$$

Järnförluster kan delas in i två delar, virvelströmmar och hysteresförluster i statorn. När ett ferromagnetiskt material såsom järn utsätts för ett tidsvarierande magnetfält så uppstår hysteresförluster. Vid varje cykel av magnetiseringen respektive avmagnetiseringen uppkommer energiförluster [21]. Till följd av att materialet i detta fall järn, inte har ett linjärt samband mellan magnetfältstyrkan [H] och den magnetiska flödestätheten [B]. Bilden nedan visar en hystereskurva i ett B-H diagram. Arean innanför kurvan representerar den energi som går förlorad för varje cykel.



***Figur 4**. Kurva för hysteresförluster under en cykel [21]*

Virvelströmmar uppstår när en elektriskt ledande kropp utsätts för ett tidsvarierande magnetfält. Enligt Faradays induktionslag induceras då cirkulära strömmar inne i materialet, vilka kallas virvelströmmar [25]. Dessa strömmar ger i sin tur upphov till egna magnetfält som motverkar förändringen i det ursprungliga magnetfältet, i enlighet med Lenz lag. Denna effekt leder till energiförluster i form av värme i det ledande materialet.

2.3.8 Effektbalans mellan sekundärmaskin och primärgenerator

CRAFT-konceptet bygger på kontraroterande vindturbiner med två separata turbinblad som roterar i motsatta riktningar. Dessa turbiner är mekaniskt kopplade till varsin elektrisk maskin, den nedre till primärgeneratorn som är huvuddelen av elproduktionen, medan den övre är kopplad till en sekundärmaskin, vars uppgift är att reglera rotationshastigheten i systemet för att säkerställa den mekaniska jämnvikten.

För ett fungerande kontraroterande system krävs det att det uppstår en balans i det vridmoment som genereras och absorberas av de båda maskinerna. Balansen är en förutsättning för att upprätthålla ett

stabilt rotationsläge och därmed undvika överbelastning eller mekanisk instabilitet. Den mekaniska effektbalansen kan utryckas genom ekvation (2.24) nedan.

$$P_{mek,tot} = T_{primär} * \omega_{primär} + T_{sekundär} * \omega_{sekundär} \tag{2.24}$$

Där T är vridmomentet och ω vinkelhastighet för respektive maskin. Detta totala vridmoment eftersträvas att hålla i jämnvikt så att summan av krafterna på det gemensamma axelsystemet inte orsakar acceleration. Enligt [12] sker detta i CRAFT-konceptet genom elektrisk reglering av momentet i sekundärmaskinen. Denna maskin är inte primärt för elgenerering utan för att tillföra ett motmoment som leder till att primärgeneratorn kan arbeta vid optimal rotationshastighet och i sin tur leverera el med hög verkningsgrad.

Den sekundärmaskin som används i CRAFT är vanligtvis en asynkron maskin. Som tidigare nämnts (avsnitt 2.2.5), påverkar rotorresistansen i en sådan maskin dess momentutveckling och därmed också hur effektivt den kan bidra till balans i systemet. En högre resistans förbättrar styrbarheten och därmed momentregleringen, men ökar samtidigt kopparförlusterna, vilket sänker verkningsgraden. Därför blir optimering av rotorresistansen en central del i att upprätthålla både mekanisk stabilitet och energieffektivitet i systemet.

2.4.1 CAPEX

CAPEX är en initial kapitalinvestering för ett projekt och har innebörden av alla kostnader som krävs för att bygga samt installera anläggningen. Ett exempel är CAPEX på inköp av olika utrustning, byggnadsarbeten, projektering samt installation [29].

2.4.2 OPEX

OPEX beskrivs som de löpande underhåll och driftkostnaderna som uppstår under anläggningens totala livslängd. Typiska OPEX kostnader innehåller reparationer, personal, försäkringar samt förbrukning av energi [30].

2.4.2 Levelized Cost Of Energy

Detta är ett nyckeltal som inom ekonomin beskriver den genomsnittliga kostnaden per producerad energienhet under en hel livslängd av en anläggning. LCOE tas fram genom beräkning av att fördela summan av CAPEX samt alla framtida OPEX över den totala mängd av energi som anläggningen förväntas producera. Måttet av detta används ofta för att jämföra olika teknikers lönsamhet [31].

Kapitel 3

Metod

3.1 Översikt av arbetsgång

Arbetet syftar på att utföra en modellering samt analys av en sekundär asynkronmaskin i ett CRAFT-vindkraftverk med övervägande fokus på hur dess rotorresistans R_r påverkar systemets momentutveckling, vinkelhastighet samt stabilitet. Den centrala delen i modellen är den mekaniska kopplingen mellan de två turbinerna på samma axelparti men vid olika höjd, där den undre turbinen är ansluten till en asynkronmaskin och den övre till en synkronmaskin via en växelriktare.

Modellen är uppdelad i två delar. Den första delen antas systemet befinna sig i ett stationärt jämnviktsläge, där vinkelaccelerationerna är lika med noll. Vidare kan då en analytisk formulering av ekvationssystem som sammankopplar vinkelhastigheter, turbinmoment, eftersläpning samt elektromagnetiskt motmoment från den sekundära asynkromaskinen. Vid den andra delen kommer modellen att övergå till en tidsdiskret dynamisk simulering, där variation av vindtillstånd och momentobalanser simuleras för att vidare kunna analysera sekundärasynkronmaskinens förmåga att reglera över tid. Genom variation av rotorresistansen undersöks dess inverkan på maskinens dynamiska respons och även systemets stabilitet.

3.1.2 Mjukvara

För att kunna utföra beräkningar och simuleringar kommer programvaran MATLAB R2024b att användas. Projektgruppen bakom denna text har tidigare kunskaper inom programmet, vilket underlättar arbetet. Detta skapar i sin tur en solid grund för framtida vidareutveckling av simuleringarna.

3.2 Turbinmodell

3.2.1 Modell av sekundärmaskin

Sekundärmaskinen kommer att modelleras som en ideal trefas asynkronmaskin med spänningsmatning via rotorn. Statorn kan ses som ideal, med konstant frekvens och spänningsförhållanden. Fokuset kommer naturligt att falla på rotorns parametrar, där stor uppmärksamhet går till rotorresistansen R_r som är den primära styrparametern i denna studie.

Antaganden som ligger till grund för maskinmodellen är följande:

- Magnetiseringsreaktansen X_m negligeras och antas vara inkluderad i X_{eq}
- Spänningen i rotorn E_2 antas idealt inducerad
- Järnförluster i rotorn ignoreras.
- Rotorströmmen varierar indirekt genom eftersläpningens påverkan
- Statorförluster antas vara 1% av märkeffekt vid nominellt driftfall, fördelade jämnt mellan:
    - $P_{Cu,stator} \propto I^2$
    - $P_{Fe,stator} \propto \omega^2$

3.3 Stationär analys

Denna stationära analys utgör en grundlig del av modelleringen och har ett syfte att identifiera ett stationärt jämviktstillstånd där samtliga vinkelaccelerationer är noll. Det representerar då i sin tur ett balanserat mekaniskt system, där momenten från vinden som verkar på turbinerna exakt motverkas av respektive maskins momentutveckling. Från detta är målet att utifrån fysikaliska samband formulera ett slutet ekvationssystem samt bestämma eftersläpningen där balans uppstår. Detta utgör även en viktig referenspunkt för senare dynamiska simuleringar för vindserier över tid.

3.3.1 Stationär systemmodell och definitioner

Systemet består av två turbiner monterade enligt CRAFT-princip, där den övre är kopplad till en sekundär asynkronmaskin och den undre turbinen kopplad till primärmaskinen via växelriktare. Vinkelhastigheterna uppfyller sambandet enligt ekvation (3.1) där ω_1 besrkiver den övre turbinen och ω_2 den undre turbinens vinkelhastighet. Dessa är sedan kopplade genom den synkrona elektriska hastigheten ω_s.

$$\omega_1 + \omega_2 = \omega_s \tag{3.1}$$

Den asynkrona sekundärmaskinens eftersläpning definieras enligt ekvation (3.2) nedan:

$$s = \frac{\omega_2 - \omega_a}{\omega_2} \rightarrow \omega_2 = \frac{\omega_a}{1-s}, \ \ \omega_1 = \omega_s - \omega_2 \tag{3.2}$$

Där $\omega_a = \frac{\omega_s}{2}$ är synkronmaskinens magnetfältshastighet, utifrån antagandet om att det är halva synkronhastigheten som är ett nominellt driftläge.

3.3.2 Momentbalans och elektromekanisk modell

Vid stationärt jämnviktsläge där $\dot{w}_1 = \dot{w}_2 = 0$ gäller att det totala mekaniska momentet från vinden balanseras exakt av det elektromekaniska momentet från sekundärmaskinen:

$$T_s = \frac{P_{lower}}{\omega_1} + \frac{P_{upper}}{\omega_2} \tag{3.3}$$

Där P_{lower} och P_{upper} är extraherade effekten från vinden på undre respektive övre turbin. Det elektromagnetiska momentet i en trefas asynkronmaskin ges av ekvation (2.9). Genom uttrycken av eftersläpning för ω_1 och ω_2 kan systemet reduceras med en funktion av eftersläpning enligt ekvation (3.3):

$$F(s) = T_s(s) - T_{mek}(s) = 0 \tag{3.4}$$

$$T_{mek}(s) = \frac{P_{lower}}{\omega_1(s)} + \frac{P_{upper}}{\omega_{2(s)}} \tag{3.3}$$

Dessa momentkurvor jämförs vidare visuellt för att kunna identifiera eventuella punkter där:

$$T_{em}(s) = T_{mek}(s) \tag{3.5}$$

Skärningspunkten indikerar ett eftersläpningsvärde där det stationära jämnviktillståndet uppfylls. Den exakta eftersläpningslösningen s_0 beräknas numeriskt med hjälp av MATLAB-funktion ***fsolve,*** där funktionen (3.4) definierar nollpunkten:

$$F(s) = T_{em}(s) - T_{mek}(s) = 0 \tag{3.4}$$

Detta används för att identifiera driftpunkten i systemet, det moment som sekundärmaskinen behöver utveckla. Dessa storheter visualiseras i simuleringar i form av graf och tabell där:

1. **Momentkurva**: Jämförelse mellan $T_{em}(s)$ och $T_{mek}(s)$, vilket påvisar var systemet är i stationär jämnvikt för olika variationer av R_r samt olika vindhastigheter.
2. **Tabell**: Stationära eftersläpningsvärden för olika R_r samt olika vindhastigheter.

3.4 Dynamisk modellering

Dynamiken för turbinerna i CRAFT-vindkraftverket beskrivs med hjälp av Newtons andra lag för rotation, där den övre och undre turbinernas momentbidrag beaktas. Båda turbinerna antas ha tröghetsmoment J_s samt J_p, som i denna modellering anpassas och förenklas för att uppnå valida simuleringar. Rotationsenergin förändras sedan som funktion av tillförd och borttagen effekt. Analysens mål är att analyser hur den övre turbinen reagerar på varierande vindhastighet, samt hur val av rotorresistans R_r påverkar vinkelhastighet, eftersläpning, elektromagnetiskt moment och effektförlust i rotorn. Modellen fokuserar på sekundärasynkronmaskinens fysiska respons under turbulenta förhållanden och en modell är uppbyggd i Simulink utifrån momentbalans.

3.4.1 Fysikalisk bakgrund och antaganden

För den undre turbinen (ω_1):

$$J_p \cdot \dot{\omega}_1 = \frac{P_{lower}}{\omega_1} - T_p \tag{3.6}$$

För den övre turbinen (ω_2):

$$J_s \cdot \dot{\omega}_2 = \frac{P_{upper}}{\omega_2} + T_p - T_s \tag{3.7}$$

Ett av grundantagandena i CRAFT-systemet är att den totala rotationshastigheten är konstant:

$$\omega_1(t) + \omega_2(t) = \omega_s(t) \rightarrow \dot{\omega}_1(t) = -\dot{\omega}_2(t) \tag{3.8}$$

Genom att summera (3.6) med (3.7) samt tar hänsyn till (3.8) fås följande ekvationer fram:

$$J_p \cdot \dot{\omega}_{1} + J_s \cdot \dot{\omega}_2 = \frac{P_{upper}}{\omega_2} + \frac{P_{lower}}{\omega_1} - T_s \tag{3.9}$$

$$J_p(-\dot{\omega}_2) + J_s \cdot \dot{\omega}_2 \text{ (Bortfaller)} \tag{3.10}$$

Då vi beaktar systemet samlat kring ω_2 fås följande ekvation:

$$(J_s - J_p)\dot{\omega}_2 = \frac{P_{upper}}{\omega_2} + \frac{P_{lower}}{\omega_1} - T_s \tag{3.11}$$

Den övre och den undre turbinen tilldelas olika tröghetsmoment J_s och J_p, där J_p representerar övre turbinens tröghetsmoment och $J_s$är relaterad till den undre nätkopplade turbinen. Sedan införs ett vilket bygger på att effekter på ω_1 räknas om till påverkan på ω_2 genom relationen i (3.1).

Initiala värdet $\omega_2(t)$ bestäms utifrån ett stationärt eftersläpningsvärde s_0 , beräknat från jämnvikten mellan det elektromagnetiska momentet och det mekaniska momentet från vinden. Detta ger modellen en fysikalisk rimlig jämviktspunkt att utgå ifrån.

Då eftersom vinden har variation med höjd, samt av orsak av eventuell reglerstrategiskillnad mellan turbinerna, antas det mekaniska momentet skilja sig mellan övre och undre turbin. Detta ger i sin tur upphov till en symmetrisk belastning på axeln, vilket kommer att påverka det totala vridmomentet som måste balanseras av sekundärmaskinen.

För hopkoppling av modellens dynamik med den verkliga synkrona referensramen utnyttjas nätets synkrona vinkelhastighet $w_s = 2\pi f$ där $f = 50Hz$, då turbinerna motroterar med lika stort bidrag antas turbinerna arbeta vid nominell hastighet, enligt ekvation (3.2):

$$w_a = \omega_1 = \omega_2 = \frac{\omega_s}{2} \tag{3.2}$$

3.4.2 Vindmodell och momentkalkylering

Vindhastigheten för vardera turbin beräknas med höjdjusterad logaritmisk profil där den tar hänsyn till vindens skjuvprofil beroende på höjden över marken. Samt tidsfördröjning enligt ekvation (2.4):

$$\frac{v(z)}{v(z_r)} = \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \tag{2.4}$$

$v(z)$ är den aktuella hastigheten av vinden på höjden z, och z_0 motsvarar längden av skrovlighet där till sist z_r motsvarar höjdreferensen. Med z_0 = 0.0005m valt på grund av att representera ”blown sea”, vilket motsvarar offshore-förhållanden med en låg markfriktion. Vinden fluktuerar med en antagen TI = 20%, och utnyttjas vid beräkning av vindeffekten enligt ekvation (2.13):

$$P(t) = \frac{1}{2}\rho C_p A v(t)^3 \tag{2.13}$$

Det mekaniska momentet ges av:

$$T_{mek}(t) = \frac{P(t)}{\omega(t)} \tag{3.12}$$

Då vetskapen att turbinerna arbetar i motsatt riktning i CRAFT-vindkraftverket där $\omega_1 + \omega_2 = \omega_s$, kan respektive vinkelhastighet beräknas. Detta gör att respektive moment för turbinerna kan beräknas utifrån deras respektive vindprofil och vinkelhastighet.

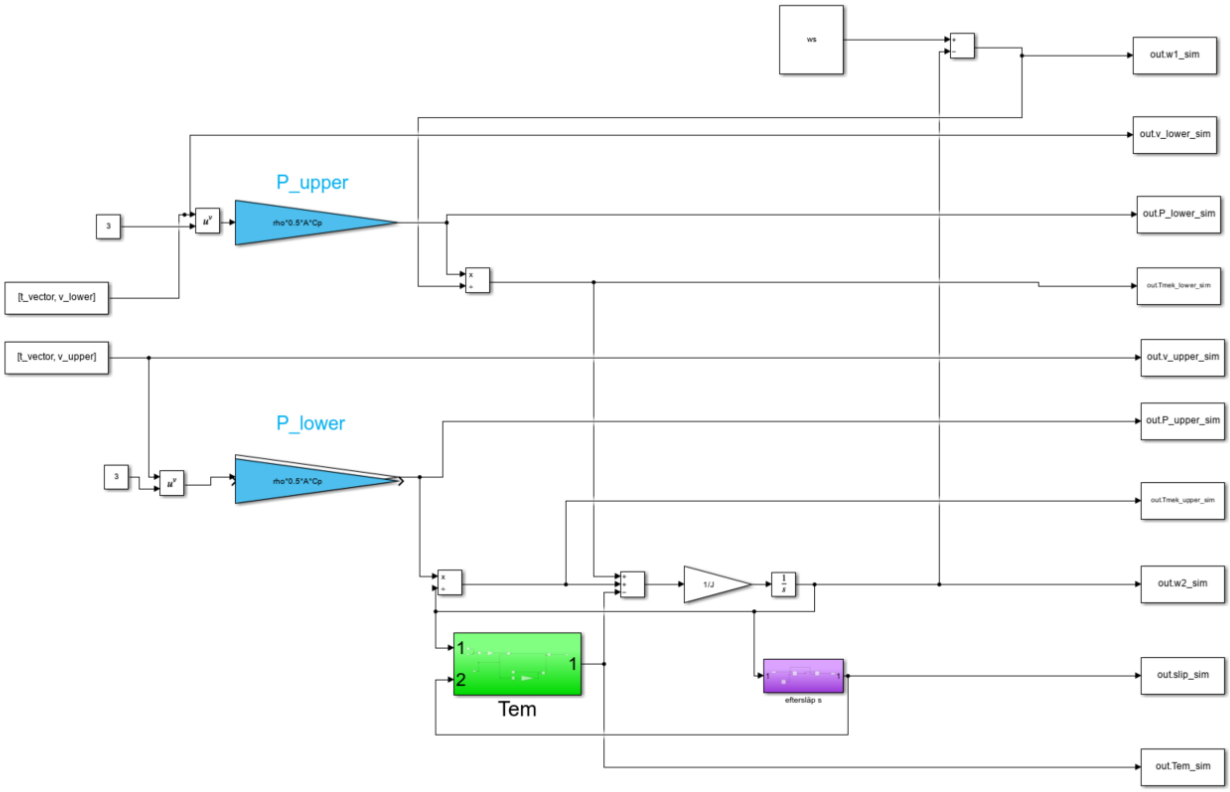
3.4.4 Modellering i Simulink

Implementation av modellen har utförts i Simulink som kan observeras i Figur 5 , där de fysikaliska sambanden mellan turbinernas aerodynamiska moment, rotordynamiken och sekundärmaskinens elektromagnetiska moment. Utifrån vindprofiler hämtade från MATLAB funktionen ***Vindmodell.m*** som i nästa steg levereras till Simulink-modellen som tidsdiskreta serier för vindhastighet för respektive turbin. Dessa transformeras till effekt enligt ekvation (2.13) och därefter till mekaniskt moment enligt (3.12). Denna genererar i sin tur momentkomponenter $T_{mek,upper}(t)$ och $T_{mek,lower}(t)$ vilket summeras och balanseras mot det elektromagnetiska momentet $T_{em}(t)$.

Momentbalansen implementeras enligt följande:

$$\left(J_s + J_p\right) \cdot \frac{d\omega_2(t)}{dt} = T_{mek,upper}(t) + T_{mek,lower}(t) - T_{em}(t)$$

Relationen modelleras med ett summationsblock följt av en gain $\frac{1}{(J_s+J_p)}$ samt en integrator vilket åstadkommer $\omega_2(t)$. Utifrån detta beräknas eftersläpning enligt:



$$s(t) = \frac{\omega_2(t) - \omega_a}{\omega_2(t)}$$

***Figur 5**. Enkel Simulink-modell för systemet*

3.5 Förlustberäkning

I studien kommer endast elektriska förluster som uppstår i sekundärmaskinens rotor att modelleras, det vill säga i den övre turbinen. Den undre turbinen anses vara direkt nätkopplad och saknar reglerbar rotorresistans, och inkluderas därav inte i förlustberäkning. Då syftet med modellen är att studera hur R_r påverkar dynamiken och förluster, fokuseras endast på där R_r har effekt. Övriga systemförluster som statorlindningar, transformatorer eller kraftelektronik förutsätts var konstanta och utesluts från analysen.

Kopparförluster i rotorn beräknas enligt förenklad modell där eftersläpningen s(t) antas vara proportionell mot strömmen i rotorlindningen. Då den elektriska kopparförlusten i rotorn kan beskrivas approximativt till $P_{cu}(t) = I^2(t) \cdot R_r$, där $I^2(t) \propto s(t) \cdot P_{in}(t)$, momentana förlusteffekten blir då enligt ekvation (3.13):

$$P_{cu}(t) = s(t) \cdot T_{mek,upper}(t) \cdot \omega_2(t) \tag{3.13}$$

Detta påvisar hur beräkningar av de dynamiska förlusterna i varje tidssteg, där jämförelser av förlustnivåer för olika värden av R_r samt olika vindförhållanden. Metoden har inget krav på att ström eller spänning direkt beräknas, utan bygger på konceptet att eftersläpningen fungerar som en representativ indikator för rotorförlust i asynkrona sekundärmaskinen.

3.6 Uppskattning av kylbehov

Vid bedömning av sekundärmaskinens kylbehov utnyttjades den beräknade rotorförlusten $P_{cu}(t)$, som i ett tidigare skede simulerats för olika värden av R_r samt olika vindhastigheter. I denna enkla modell representerar dessa effektförluster i rotorn den värme som behöver bortföras via kylning för att undvika denna upphettning, detta enligt ekvation (3.13). Tidsupplösningen för simuleringen är 0.1 [s] samt en simuleringstid på 100 [s].

Medelvärdet för simuleringen för varje kombination av vindhastigheten och R_r beräknas enligt ekvation (3.14):

$$\bar{P}_{cu} = \frac{1}{T_{sim}} \int_0^{T_{sim}} P_{cu}(t)\, dt \tag{3.14}$$

Vidare i resultatet kommer de framtagna värdena uttryckas i kilowatt [kW] och påvisas som ett mått av kylbehovet i den sekundära asynkromaskinen. Vi gör antagandet att förlusterna övergår till nästan 100% i värme, detta motsvarar då denna värmeeffekt som kylsystemet behöver handskas med. Värdena av förlusteffekt sammanfattas i tabell 4.1 i Kapitel 4, och används senare i den ekonomiska aspekten i kapitel 5 som grund för OPEX och COEC.

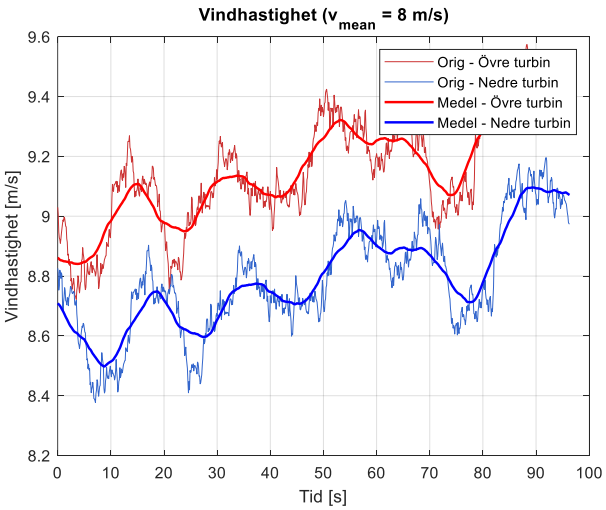
Kapitel 4

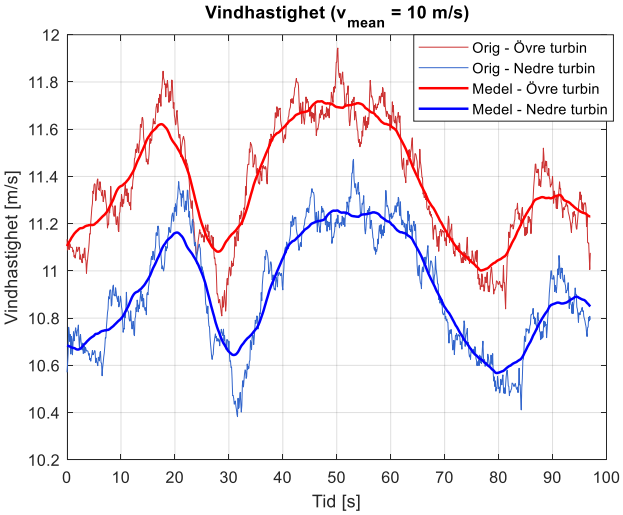
Resultat

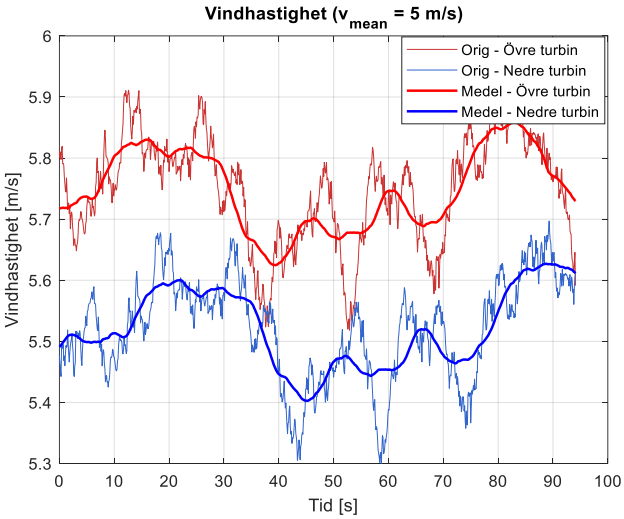
4.1 Tidsvindserier

Indata till simuleringen har skapats utifrån en logaritmisk höjdprofil med turbulent variation och tidsförskjutning mellan turbinerna. Figurerna 4.1, 4.2 och 4.3 påvisar de resulterande tidserierna vid tre randomiserade vindtidsserier. För varje fall illustreras den ursprungliga, turbulenta serien samt en medelervärdeskurva för respektive vindfall.

***Figur 4.1, 4.2 och 4.3**. Jämförelse av original och glidande medelvärde av olika tidsvindserier.*



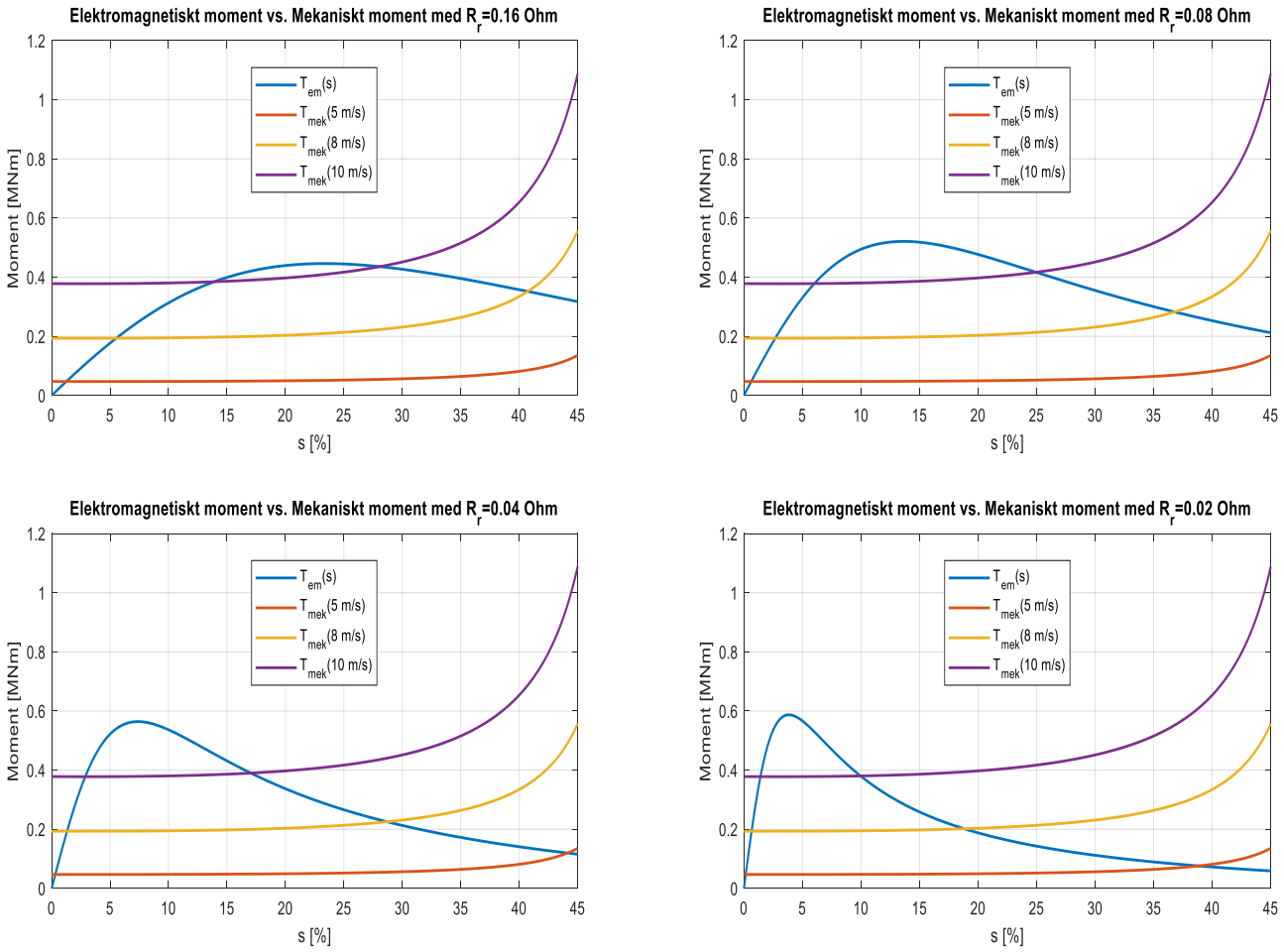




4.2 Stationär jämnvikt och initialvillkor

Jämförelse mellan elektromagnetiskt moment och mekaniskt moment som en funktion av eftersläpning för olika vindhastigheter. Vardera grafer representerar ett specifikt satt värde på rotorresistansen R_r. Skärningspunkten mellan det elektromagnetiska momentet och det mekaniska momentet representerar ett stationärt driftläge där $T_{em}(s) = T_{mek}(S)$. Detta är vidare en grund för att utföra den dynamiska analysen.

Figur 4.4 *Elektromagnetiskt moment vs Mekaniskt moment med olika rotorresistanser R_r.*



Tabell 4.1, 4.2, 4.3 och 4.4: *Stationära eftersläpningsvärden för varierande R_r samt vindhastigheter.*

Vindhastighet [m/s]	$R_r[\Omega]$	s0 [%]
5		0,16
8	0,02	0,65
10		1,41

Vindhastighet [m/s]	$R_r[\Omega]$	s0 [%]
5		0,31
8	0,04	1,32
10		2,89

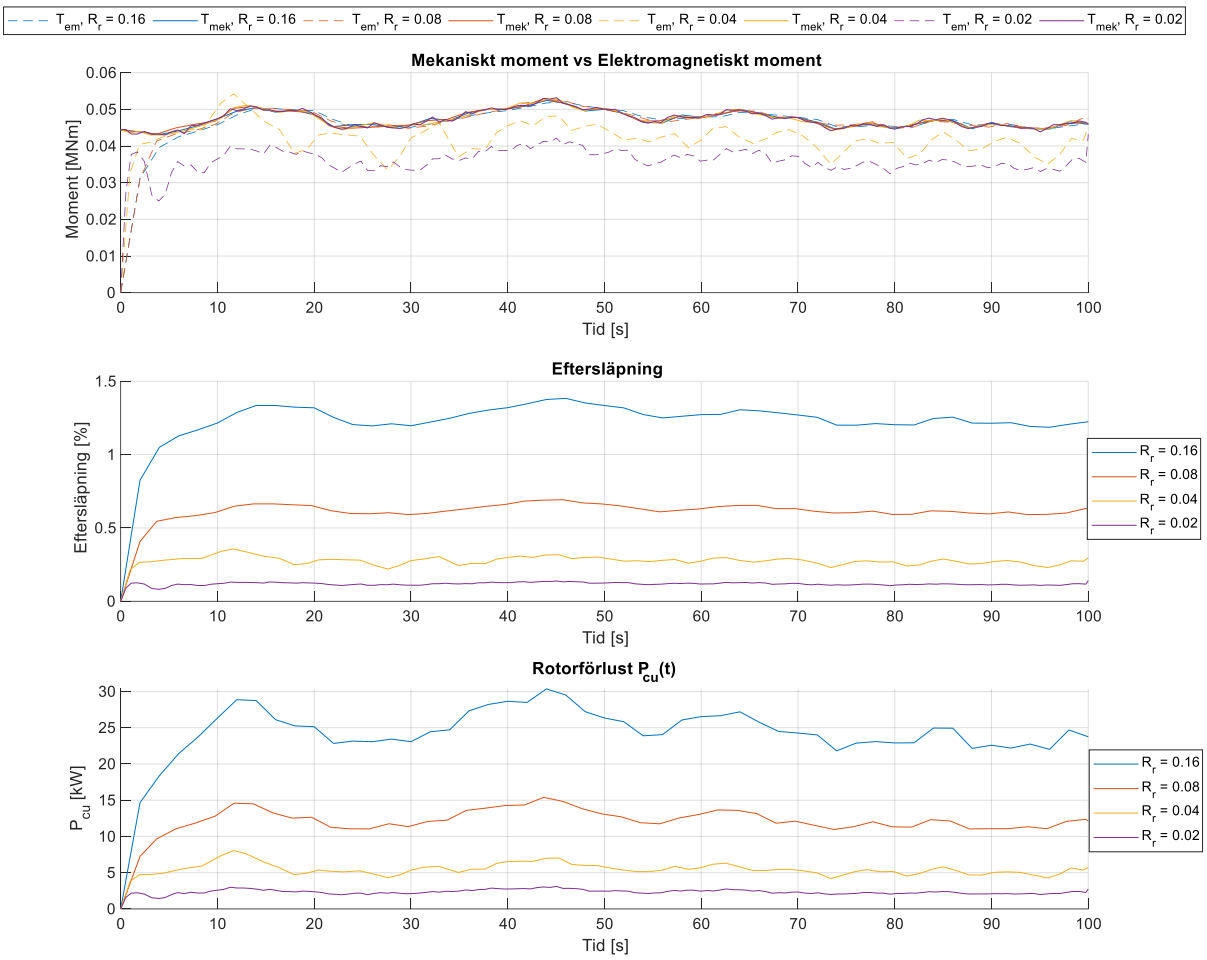
Vindhastighet [m/s]	$R_r[\Omega]$	s0 [%]
5		0,62
8	0,08	2,29
10		6,02

Vindhastighet [m/s]	$R_r[\Omega]$	s0 [%]
5		1,26
8	0,16	5,53
10		13,9

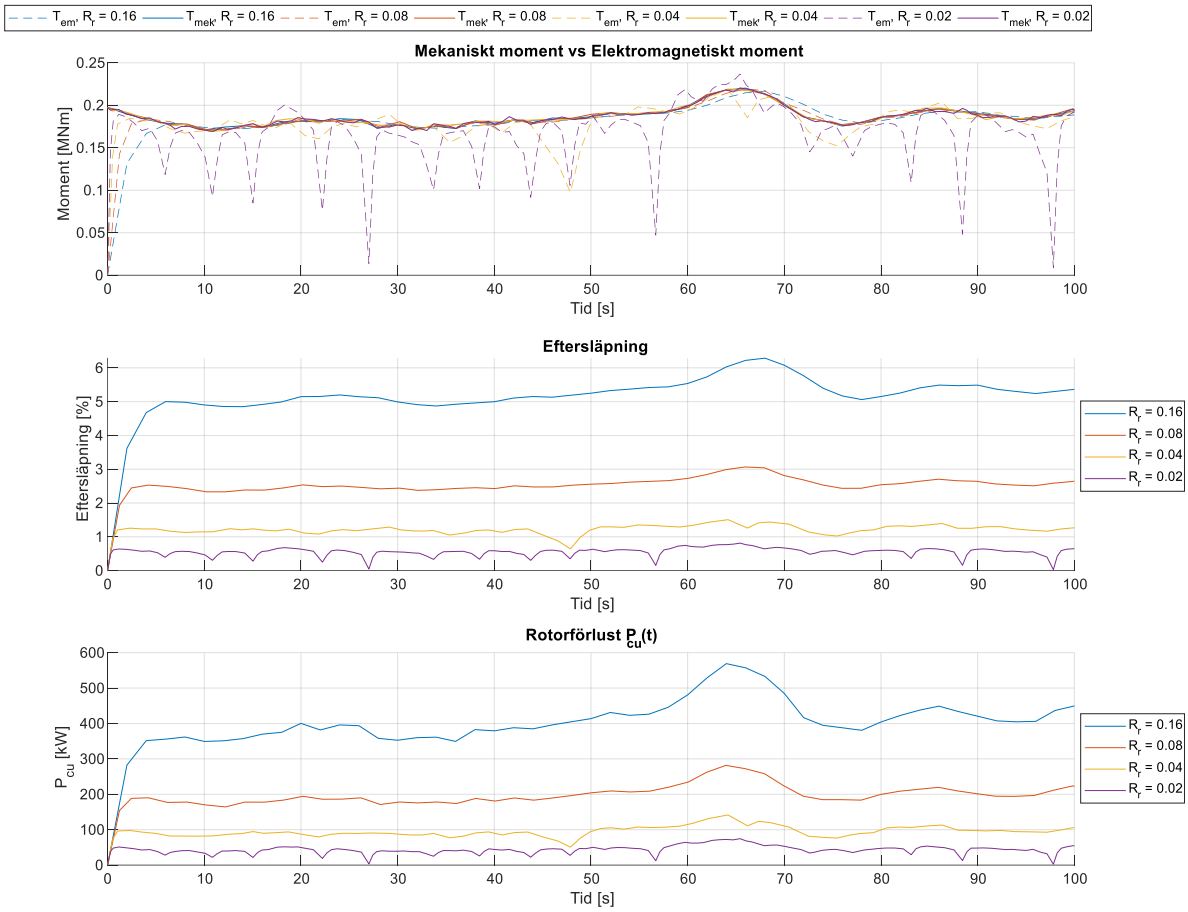
4.3 Dynamisk respons vid olika vindfall

Figur 4.5: Vid 5 [m/s] är den tillförda effekten begränsad, detta ger upphov till relativt små moment. Trots detta uppvisar modellen god stabilitet, där det elektromagnetiska momentet snabbt närmar sig det mekaniska momentet för samtliga resistansvärden R_r. Vid högre värden av R_r kan man observera ett mer tydligt eftersläpningsutrymme och ökade försluter i rotorlindningarna. Man kan tydligt se skillnaden mellan eftersläpning, vilket antyder att även vid låg påverkan av effekt är R_r avgörande för både verkningsgrad och värmeförluster.

Figur 4.5 *Dynamisk respons vid vindhastighet 5[m/s]*

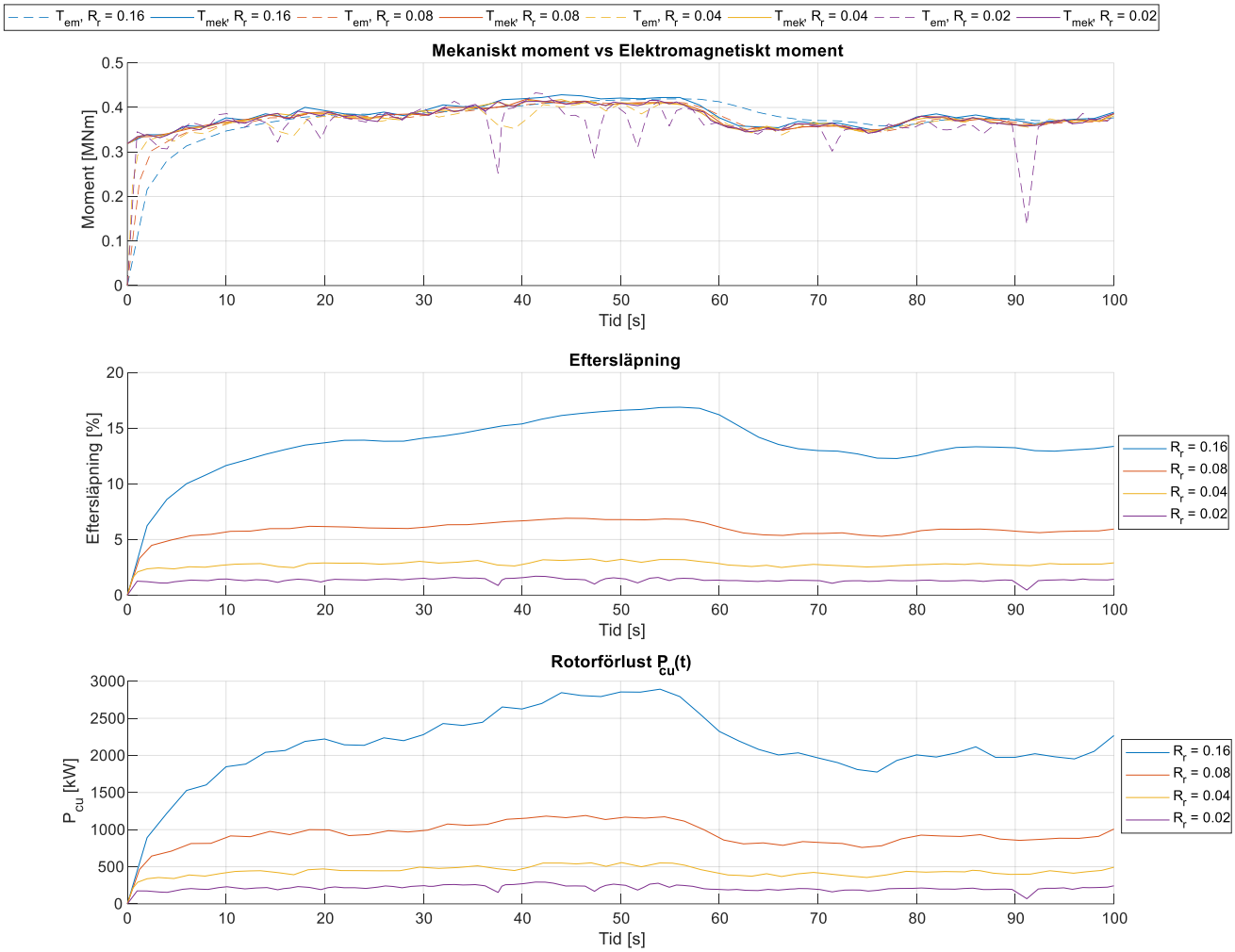


Figur 4.6: Vid 8 [m/s] kan man observera instabilitet för de lägre värdena av R_r, speciellt $R_r = 0.02\Omega$, där momentkurvan påverkar att eftersläpningen faller utanför det stabila driftområdet. Detta genererar kraftiga avvikelser i momentbalans och leder till ett fluktuerande eftersläpningsvärde, vilket orsakar tillfälliga förluster i rotorn. R_r med högre värden påvisar ett mer stabilt beteende, men samtidigt även större rotorförluster.



Figur 4.6 *Dynamisk respons vid vindhastighet 8[m/s]*

Figur 4.7: Vid 10 [m/s] är kravet för det elektromagnetiska momentet högre, detta för att kunna balansera den tillförda energin. Detta uppnås genom att modellen accepterar ett högre eftersläpningsvärde, vilket i sin tur resulterar i ett återvändande stabilt system även vid lägre R_r. Detta leder i sin tur till att rotorströmmarna ökar och därmed den elektriska förlusten i rotorn ökar signifikant, vilket kan observeras för de högre värdena för R_r, speciellt vid $R_r = 0.16\Omega$, där förlusterna temporärt kan nå höjder som 3MW. Detta påvisar sambandet mellan val av R_r samt kylbehov i höglastfall.



Figur 4.7 *Dynamisk respons vid vindhastighet 10[m/s]*

4.4 Kylbehov sekundärmaskin

Tabell 4.2: Resultaten påvisar tydligt att effektförlusterna ökar med både ökning av R_r, samt ökningen av medelvindhastighet. Förlusterna skalar men en ungefärlighet linjärt med R_r, men på grund av den kubiska påverkan av vindhastigheterna i vindkraftseffekten, leder det även till en markant ökning av värmeeffekten. Vid $v_{mean} = 10$ [m/s] samt $R_r = 0.16$ [Ω] kan observation om att P_{cu} uppgår till dryga 2000 [KW], vilket är över 9% av turbinens nominella effekt. Dessa värden ger en generell och översiktlig uppskattning av kylstrategi, samt kan utnyttjas för grov dimensionering av aktiv kylning eller värmeväxlare.

Tabell 4.5: *Stationära eftersläpningsvärden för varierande R_r samt vindhastigheter*

Vindhastigheter[m/s]	R_r *[Ω]*	$P_{cu}(t)$ *[kW]*	$\eta_{förlust}$ *[%]*
5	0.02	~2.6	0,01
	0.04	~6.6	0,03
	0.08	~11	0,05
	0.16	~23	0,10
8	0.02	~47	0,20
	0.04	~99	0,41
	0.08	~206	0,86
	0.16	~425	1,77
10	0.02	~214	0,089
	0.04	~437	1,83
	0.08	~949	3,96
	0.16	~2184	9,1

Kapitel 5

Ekonomisk analys

5.1 Ekonomiska modeller

5.1.1 CAPEX

För att förstå de ekonomiska investeringsaspekterna av CRAFT-modellen används begreppet CAPEX – Capital Expenditures – vilket avser de likvida medel som krävs för att förvärva, uppgradera eller investera i fysiska tillgångar [23]. I denna rapport används CAPEX inte för att uppskatta kostnaden för hela turbinen, utan som ett analytiskt verktyg för att kvantitativt utvärdera hur olika rotorresistanser påverkar den mekaniska belastningen på rotoraxeln. Detta i sin tur påverkar materielbehovet och därmed kostnaden för rotoraxeln.

En ökning av rotorresistansen i den asynkrona sekundärmaskinen leder till ett högre bromsmoment, vilket ökar det överförda mekaniska momentet till rotoraxeln. För att säkerställa att axeln klarar detta krävs dimensionering för att uppnå både mekanisk hållfasthet och optimal materialanvändning.

Rotoraxeln i CRAFT-konceptet antas vara ett ihåligt rör. I denna analys hålls ytterradien konstant, medan väggtjockleken betraktas som den parameter som ska dimensioneras. Det maximala mekaniska momentet T_{max}, som tas fram genom simuleringar, används för att beräkna den nödvändiga tjockleken utifrån hållfasthetskrav.

Genom simuleringar med det maximala mekaniska momentet som uppstår kommer följande ekvation att användas för den maximala skjuvspänningen för röret:

$$\delta = \frac{T_{max} \cdot r_0}{J} \tag{5.1}$$

- δ är den maximalt tillåtna skjuvspänningen och hålls konstant på 10 [MPa], med säkerhetsfaktorer inkluderade
- T_{max} är det maximala mekaniska momentet som tas ut från simuleringarna
- r_0 är ytterradien på röret som hålls kontant med ett värde av 1,32 [m]
- J är det polära tröghetsmomentet för ett ihåligt rör

Följande ekvation beskriver det polära tröghetsmomentet J för ett ihåligt rör:

$$J = \frac{\pi}{2}\left(r_0^4 - r_i^4\right) = \frac{\pi}{2}\left(r_0^4 - (r_0 - t)^4\right) \tag{5.2}$$

Till följd av att $r_i = r_0 - t$, där r_i är innerradien på röret.

- t är tjockleken på väggen som skall dimensioneras [m]

Genom att utveckla termen $(r_0 - t)^4$ och anta att $t \ll r_0$ försummas alla termer som innehåller $t^2, t^3\ samt\ t^4$. Därför approximeras termen enligt följande: $(r_0 - t)^4 \approx\ r_0^4 - 4r_0^3 t$ och ekvation (5.2) blir enligt följande:

$$J = \frac{\pi}{2}\left(r_0^4 - (r_0^4 - 4r_0^3 t)\right) = 2\pi \cdot r_0^3 t$$

Genom att kombinera ekvation (5.1) samt (5.2) fås följande ekvation:

$$\delta = \frac{T_{max} \cdot r_0}{2\pi \cdot r_0^3 t} \tag{5.3}$$

Genom att lösa t ensamt blir uttrycket enligt följande:

$$t = \frac{T_{max} \cdot r_0}{2\pi \cdot r_0^3 \delta} \tag{5.4}$$

Vid utlöst t kommer följande ekvation att användas för att beräkna volymen:

$$V = \pi \cdot (r_0^2 - (r_0 - t)^2) \cdot L \tag{5.5}$$

- L är längden på rotoraxeln och bestäms till 115 [m]

Massan (M) för röret kan därefter beräknas med hjälp av följande ekvation:

$$M = \rho \cdot V \tag{5.6}$$

- Där ρ är densiteten för materialet som bestäms till aluminium och är $2700\ \frac{kg}{m^3}$

Slutligen kan kostnaden för axeln beräknas med hjälp av ekvation (5.6) enligt:

$$Axelkostnad = M \cdot K \tag{5.7}$$

- K står för aluminiumkostnaden per kg och är $24\ SEK\frac{kg}{m}$ [24]

5.1.2 OPEX

OPEX och CAPEX är nära kopplade till varandra. Till skillnad från CAPEX, som avser de initiala investeringskostnaderna, behandlar OPEX de operativa kostnaderna – det vill säga de löpande kostnader som företaget ådrar sig genom den dagliga verksamheten. OPEX står för *Operational Expenditures*.

För CRAFT-modellen, som är avsedd att placeras långt ute till havs, blir OPEX, precis som CAPEX, ett centralt ekonomiskt mått för att bedöma projektets långsiktiga hållbarhet [26]. Till följd av exponeringen

för tuffa marina miljöer kommer CRAFT-modellen att kräva ett betydande och regelbundet underhåll, vilket kan leda till högre OPEX jämfört med modeller som placeras närmare land eller i mer skyddade vatten.

För att underlätta beräkningarna för OPEX i CRAFT-modellen kommer denna rapport endast att behandla den som en förlust av energi. OPEX kommer således att behandlas som rotorförlusterna i sekundärmaskinen. Till följd av att maskinen är en asynkron kommer rotorförlusterna att vara direkt proportionella mot eftersläpningen i systemet. I varje tidssteg i simuleringen kommer det att svara mot ett specifikt mekaniskt moment, en eftersläpning och därmed en momentan effektförlust med hjälp av ekvation (3.1).

Eftersom rotorresistansen har en direkt inverkan på eftersläpningen, kommer variationer i resistansen att analyseras i simuleringar, vilket kommer påverka olika OPEX-nivåer. Detta möjliggör att kvantitativt koppla effektförlusterna till sekundärmaskinens elektriska beteende och därmed koppla teknisk prestanda till ekonomisk påverkan.

Antaganden:

- Kostnad för rotorförluster: 1 SEK/kWh

Genom simuleringen som visar rotorförluster vid olika tidpunkter kommer följande ekvation att användas för att få ut den totala energiförlusten:

$$E = \int_{t_1}^{t_2} P(t)\, dt \tag{5.8}$$

Där E motsvarar den totala energiförlusten, t_1 och t_2 motsvarar start- och sluttid för tidsintervallet som simuleringen omfattar och P(t) är den momentana effektförlusten vid varje tidpunkt.

Slutligen kan därmed kostnaderna för rotorförlusterna beskrivas enligt följande ekvation:

$$Kostnad\ för\ energiförlust = E \cdot 1\ SEK/kWh \tag{5.9}$$

5.1.3 Levelized Cost of Energy

Levelized Cost of Energy, förkortat LCOE, är inom denna studie ett ekonomiskt mått för att definiera den totala kostnaden för CRAFT-modellen i kontrast till den elektricitet som kommer att produceras under dess livslängd [27].

I denna studie kommer en förenklad tillämpning av LCOE att appliceras som kallas för COEC. Det står för Cost Of Energy Comparison. Den är relaterad till LCOE och används på ett liknande sätt, men avser endast de kostnader kopplade till studiens avgränsningar. Fokus för COEC ligger uteslutande på två parametrar.

- Kapitalkostnaden för rotoraxeln. Vars tjocklek dimensioneras utifrån det maximala vridmomentet, som i sin tur påverkas av rotorresistansen.
- Energiförluster som uppstår i rotorn. Även denna påverkas av rotorresistansen samt eftersläpningen och kommer därför ha en direkt inverkan på den levererade energin E_t.

Den förenklade COEC ekvationen blir då enligt följande:

$$COEC_{rotor} = \frac{I_{Axel}}{E_t} \tag{5.10}$$

$$\text{Där } E_t = Energiproduktion\ (MWh) - Effektförluster\ i\ rotorn\ (MWh) \tag{5.11}$$

- I_{Axel} står för investeringskostnaden för axeln som beror på maximalt mekaniskt moment, tjocklek samt rotorresistans
- E_t står för den årliga nettoenergin efter effektförluster i rotorn, där årlig produktion antas vara 96 000 MWh vid 4 000 drifttimmar
- $Effektförlusterna$ i rotorn från simuleringarna kommer uppskattas till 4 000 drifttimmar vid respektive vind- och rotorresistansfall

5.2 Ekonomiska resultat

5.2.1 CAPEX (Axelkostnad)

Eftersom ett givet intervall för rotorresistansen på [0,02; 0,16] [Ω] kommer dessa resistanser att användas i resultatdelen med en minskning av en faktor två. Det innebär alltså att följande resistansvärden kommer att användas [0,16; 0,08; 0,04 samt 0,02] [Ω]. Till följd av att tre olika vindfall (5, 8 och 10) [m/s] användas i simuleringarna kommer varje resistans att testas i respektive vindfall.

***Tabell 5.2.1**. Axelkostnad med en rotorresistans på 0,16 [Ω]*

Vindhastighet [m/s]	R_r[Ω]	T_{max}[MNm]	Väggtjocklek [mm]	Total massa [kg]	Axelkostnad [SEK]
5		0,05	0,454	1 169	28 053
8	0,16	0,215	1,9648	5 056	121 343
10		0,413	3,7697	9 694	232 655

***Tabell 5.2.2**. Axelkostnad med en rotorresistans på 0,08 [Ω]*

Vindhastighet [m/s]	R_r[Ω]	T_{max}[MNm]	Väggtjocklek [mm]	Total massa [kg]	Axelkostnad [SEK]
5		0,053	0,4814	1 239	29 746
8	0,08	0,205	1,8698	4 812	115 481
10		0,425	3,8839	9 987	239 692

***Tabell 5.2.3**. Axelkostnad med en rotorresistans på 0,04 [Ω]*

Vindhastighet [m/s]	R_r[Ω]	T_{max}[MNm]	Väggtjocklek [mm]	Total massa [kg]	Axelkostnad [SEK]
5		0,052	0,4759	1 225	29 408
8	0,04	0,215	1,9593	5 042	121 005
10		0,42	3,8391	9 872	236 933

***Tabell 5.2.4**. Axelkostnad med en rotorresistans på 0,02 [Ω]*

Vindhastighet [m/s]	$R_r[\Omega]$	$T_{max}[MNm]$	Väggtjocklek [mm]	Total massa [kg]	Axelkostnad [SEK]
5		0,052	0,4759	1 225	29 408
8	0,02	0,215	1,9593	5 042	121 005
10		0,42	3,8391	9 872	236 933

5.2.2 OPEX (Energiförluster)

På samma sätt som för CAPEX visar tabellerna nedan (5.3.1–5.3.4) resultatet av kostnaderna för energiförlusterna i respektive resistans- och vindfall.

***Tabell 5.3.1**. Kostnad för energiförluster med en rotorresistans på 0,16 [Ω]*

Vindhastighet [m/s]	$R_r[\Omega]$	Energiförlust per 4 000h [kWh]	Eftersläpning [%]	Kostnad [SEK]
5		92 000	1,25	92 000
8	0,16	1 700 000	5,29	1 700 000
10		8 736 000	14,1	8 736 000

***Tabell 5.3.2**. Kostnad för energiförluster med en rotorresistans på 0,08 [Ω]*

Vindhastighet [m/s]	$R_r[\Omega]$	Energiförlust per 4 000h [kWh]	Eftersläpning [%]	Kostnad [SEK]
5		44 000	0,62	44 000
8	0,08	824 000	2,57	824 000
10		3 796 000	6,1	3 796 000

***Tabell 5.3.3**. Kostnad för energiförluster med en rotorresistans på 0,04 [Ω]*

Vindhastighet [m/s]	$R_r[\Omega]$	Energiförlust per 4 000h [kWh]	Eftersläpning [%]	Kostnad [SEK]
5		26 400	0,27	26 400
8	0,04	396 000	1,25	396 000
10		1 748 000	2,8	1 748 000

***Tabell 5.3.4**. Kostnad för energiförluster med en rotorresistans på 0,02 [Ω]*

Vindhastighet [m/s]	$R_r[\Omega]$	Energiförlust per 4 000h [kWh]	Eftersläpning [%]	Kostnad [SEK]
5		10 400	0,11	10 400
8	0,02	188 000	0,57	188 000
10		856 000	1,47	856 000

5.3.3 Cost Of Energy Comparison

I tabellerna nedan (Tabell 5.3.1–5.3.4) presenteras kostnadsberäkningar för COEC (Cost Of Energy Comparison) baserat på ekvation (5.9). Beräkningarna har utförts med rotorresistansvärden inom intervallet [0,02; 0,04; 0,08; 0,16] Ω. För varje resistansvärde har en axelkostnad samt effektförlust tagits fram baserat på samtliga vindfall vid 5, 8 och 10 m/s med en tidsserie. Detta resulterar i fyra separata tabeller – en för varje analyserat rotorresistansvärde – vilket möjliggör en jämförande analys av hur förändringar i resistansen påverkar den totala energikostnaden.

Vindhastighet [m/s]	$R_r[\Omega]$	Årlig energi per 4 000h [MWh]	Energiförlust per 4 000h [MWh]	Axelkostnad [SEK]	COEC [SEK/MWh]
5	0,16	96 000	92	28 053	0,29
8		96 000	1 700	121 343	1,29
10		96 000	8 736	232 655	2,67

***Tabell 5.4.1**. Resultat för COEC med rotorresistans på 0,16 [Ω]*

Vindhastighet [m/s]	$R_r[\Omega]$	Årlig energi per 4 000h [MWh]	Energiförlust per 4 000h [MWh]	Axelkostnad [SEK]	COEC [SEK/MWh]
5	0,08	96 000	44	29 746	0,31
8		96 000	824	115 481	1,21
10		96 000	3 796	239 692	2,60

***Tabell 5.4.2**. Resultat för COEC med rotorresistans på 0,08 [Ω]*

Vindhastighet [m/s]	$R_r[\Omega]$	Årlig energi per 4 000h [MWh]	Energiförlust per 4 000h [MWh]	Axelkostnad [SEK]	COEC [SEK/MWh]
5	0,04	96 000	26,4	29 408	0,31
8		96 000	396	121 005	1,27
10		96 000	1 748	236 933	2,51

***Tabell 5.4.3**. Resultat för COEC med rotorresistans på 0,04 [Ω]*

Vindhastighet [m/s]	$R_r[\Omega]$	Årlig energi per 4 000h [MWh]	Energiförlust per 4 000h [MWh]	Axelkostnad [SEK]	COEC [SEK/MWh]
5	0,02	96 000	10,4	29 408	0,31
8		96 000	188	121 005	1,26
10		96 000	856	236 933	2,49

***Tabell 5.4.4**. Resultat för COEC med rotorresistans på 0,02 [Ω]*

Kapitel 6

Diskussion

6.1 Parameter och modellanalys

Denna studie har inneburit flertal antaganden och förenklingar för att möjliggöra analys av dynamiken och förluster av systemet. Det med centrala antagandena har handlat om turbinernas samverkan, konstruktion av maskinmodellen och även hur tröghet och förluster behandlas.

Ett av de viktigaste antaganden har varit den totala hastigheten av rotationen enligt ekvation (3.1). Detta gjordes för att vi utgår från en idealiserad överföring av kraft mellan de två motroterande turbinerna. Detta skulle i verkliga system skulle denna koppling tillåta i viss mån en viss flexibilitet eller reglerbarhet mellan turbinerna, beroende på utformning rent mekaniskt samt styrsystemet. Men detta antagande är dock rimligt för att kunna utföra en analys på den dynamiska responsen utan att vara i behov av att göra modellering av hela drivlinan.

Tröghetsmoment för respektive turbin har antagits lika för övre och undre turbinen, alternativt summerats till ett effektivt tröghetsmoment. Detta underlättade simuleringsmodellen avsevärt, men påverkar dock skillnader i massa -, olika geometrier samt monteringspunkter. Handledaren påpekade att utformningen av axeln (exempelvis turbinens ballast och flottör) gör att skillnaderna för J_s och J_p är tydligt märkbara. Detta kan ses som en relevant utformning för vidare utveckling av modellen.

Maskinparametrarna för modellen utgår från ett idealiskt elektromagnetiskt moment, där spänningen E_2 samt rotorreaktansen X_{eq} hålls konstanta. Detta menas med att olika variationer i exempelvis temperatur eller kraftelektronikens reglering inte tas i beaktning i den storleken den möjligtvis bör gjort, vilken störst sannolikt då har en påverkan momentkurvans lutning vid större eftersläpningsvärden. Men i stället har man då kunnat generera en tydlig koppling mellan R_r, eftersläpning samt moment i analysen.

6.2 Vindtidsserier

Vid generering av tidsvindsserierna användes som nämnt logaritmisk profil samt Gaussisk störning, detta medför en rimlig fysikalisk presentation av flödet av vind. Då med inkludering av lutningsvinkel samt få ut en tidsfördröjning Δd mellan undre och övre turbinen, får man en verklig dynamik till modellen. I figurerna 4.1, 4.2 och 4.3 går det direkt att se att den övre turbinen utsätts för högre vindhastigheter. Detta ger påverkan på systemets momentbalans men även påverkan på eftersläpningen på sekundärmaskinen. Filterting av vindsserierna med glidande medelvärde minskade det numeriska bruset, som gav mer mjuka och jämnade kurvor. I denna del modellerades endast tidsförskjutning samt höjdskillnad och man tog inte hänsyn till omgivning eller exempelvis vindens laterala struktur, detta ansågs rimligt för modellen men bör tas hänsyn till i framtida studier.

6.3 Stationär analys

6.3.1 Modellering

Användningen av den icke-linjära lösningsfunktionen ***fsolve i MATLAB*** utnyttjades för att hitta eftersläpningsvärdet som löser när $T_{em}(s) = T_{mek}(s)$ och detta för att säkerställa att simuleringen initieras i ett fysiskt jämviktstillstånd. Man minskar då riskerna för feluppskattningar av initialvärden eller andra osäkra randvillkor. Detta är väldigt värdefullt i ett icke-linjärt system där flera parametrar är okända och samverkar, i detta fall med det elektromagnetiska parametrarna samt aerodynamiska lasten.

Beräknade värdena i tabellerna ***4.1, 4.2, 4.3 och 4.4*** kan man observera att s_0 tydligt visar att högre värde av rotorresistansen genererar en högre eftersläpning, där detta stämmer överens med teorin för asynkromaskinen där högt R_r förflyttar toppmomentet mot en större eftersläpning, vilket också säger att maskinen är i behov av större hastighet mellan rotor och fält för att kunna utveckla fullt moment. Detta är en bra förklaring till varför lägre värden av R_r ger lägre stationära jämnvikstfall med lägre s_0 och i sin tur högre verkningsgrad, men även påtagligt sämre reglerbarhet och ett svagare moment vid start av maskinen.

Modellen visar vid låga R_r att den har egenskaperna att konvergera till sina stationära lösningar för alla vindfall. Det tyder på en robust numerisk modell även vid närheten av mindre stabila punkter, dock ligger dessa punkter närmre mer utslätade områdena som kan innebära sämre transienta egenskaper.

I det fall om ett stationärt eftersläpningsvärde inte kunnat hittats, har det innebörden av att maskinen inte har kapacitet till att möta det behov av moment som lasten kräver, detta skulle kunna inträffa vid exempelvis högre hastigheter. Detta scenario skulle då kunna motsvara att maskinen inte kan starta, eller arbetar i det ostabila området över kippmomentet. Lösningsmetodiken för detta hade exempelvis kunna vart justering av maskinparametrarna, men även det reglerande styrsystemet.

6.4 Dynamisk respons vid olika driftfall

Dynamiska simuleringarna i avsnitt 4.2 visar hur systemet responderar på olika vindar beroende av tiden för olika rotorresistanser R_r vid 5, 8 och 10 [m/s] i vindhastighet, Denna modell grundar sig i en icke linjär momentbalans, där övre turbinens rörelse påverkas av summan av den undre och den övres moment och motverkas av det elektromagnetiska momentet från den asynkrona sekundärmaskinen.

6.4.1 Momentbalansens dynamiska påverkan på stabilitet

Från observationer av figur 4.5, 5.6 och 4.7 visar det att $T_{em}(t)$ förmår att följa $T_{mek}(t)$ relativt för alla tre vindfall, men att kvaliteten direkt påverkas av R_r.

För låga R_r (exempelvis $R_r = 0.02$ [Ω]) kan det observeras att det tenderar till transienta översvängningar samt olika avvikelser i form av oscillationer, och detta speciellt vid de högre vindhastigheterna 10 och 8 [m/s]. Dessa avvikelser är sannolikt ett resultat av de låga R_r värdena, som genererar en spetsig momentkaraktär med lägre dämpning runtomkring driftpunkterna.

För högre R_r, (exempelvis $R_r = 0.08$ och $R_r = 0.16$ [Ω], tenderar dessa avvikelser att dämpas mycket. Detta är ett tecken på att maskinen har en mer stabilare samt trögare dynamik. Detta framhäver indikationer på ett mer över dämpat system, där man kan justera eftersläpningen kontinuerligt även utan påtaglig variation i det inducerade momentet.

Vid figur 4.6 samt 4.7 uppvisar modellen ett instabilt dynamiskt beteende för $R_r = 0{,}02\Omega$. Dessa påtagliga oscillationsvariationer i både $T_{em}(t), s(t)$ och $P_{cu}(t)$ relaterar till ett tillstånd där maskinen har

problem med att dämpa svängningar. Det går att dra sammanhängande slutsatser om att det elektriska momentet vid låga R_r inte har kapacitet till tillräcklig momentstigning runt denna arbetspunkt, detta resulterar då i sin tur till mindre variationer i eftersläpning eller vindmoment.

Vidare tankegång går till att systemet befinner sig nära ett instabilt jämnviktsläge, då inkludering av någon yttre reglering tillämpas, får det mekaniska och elektriska systemet problem med att återhämta sig från mindre störningar, vilket visualiseras som dessa periodiska svängningar över tid. Dessa typer av oscillationer i detta system är inte önskade, då den orsakar onödig stress rent termiskt på rotorledarna. Resultatet pekar då på att även om lägre R_r värden ger lägre förluster i teorin, kan det då även orsaka sämre total prestanda i verkliga tillämpningar.

6.4.2 Utveckling av eftersläpning och rotoreffektförlust

Observation av en korrelation mellan eftersläpningen $s(t)$ och R_r, vilket styrker teorin med asynkronmaskinens karakteristiska momentkurva, där ökning av R_r leder till en förskjutning av toppmomentet mot högre eftersläpning.

För 5 [m/s] uppgår nivåerna för eftersläpning relativt upp från cirka 0,2% till cirka 1,3%. Medan för 8 [m/s] så ökar eftersläpningsvärdena från cirka 0,5% till cirka 5,5% och vid 10 [m/s] ännu mer ökning, upp till höga 16~17%.

Det är dock viktigt att ta stabiliteten i beaktning, då eftersläpningen $s(t)$ är helt avgörande för reglerbarheten av systemet. Vid kombination av höga vindhastigheter och låga R_r, börjar $s(t)$ visa på variationer och störningar, vilket kan antyda på att systemet är i instabilt driftläge eller åtminstone börjar närma sig. Detta är i linje med tidigare momentkurvor där låga R_r, ger en brantare lutning kring driftpunkten, där även mindre variationer i lastmomentet leder till oscillationer i $T_{em}(t)$.

6.5 Ekonomisk analys

6.5.1 Översikt

Innan resultaten från den ekonomiska aspekten av CRAFT-vindkraftverket tolkas är det viktigt att notera de förenklingar och antagandet som gjorts under studiens gång. Vid analys av CAPEX-kostnader omfattar det endast materialkostnaden för rotoraxeln. Avgränsningen i detta perspektiv valdes för att tydligt kunna se hur olika rotorresistanser påverkar det maximala mekaniska momentet i simuleringarna, och därmed det mekaniska kravet som ställes på rotoraxeln. Axeln har modellerats som ett fast ihåligt rör med en satt ytterradie, där tjockleken på mellan innerradie och ytterradie skulle dimensioneras. Externa kostnader såsom tillverkning, licenser, installation eller transport har inte tagits i beaktning. Vilket belyser att modellen endast fungerar som ett analytiskt verktyg för att kvantifiera hur olika rotorresistanser påverkar belastningen.

För OPEX, det vill säga driftkostnaderna har det precis som CAPEX modellerats som en förenkling, där analysen endast tar hänsyn till rotorförlusterna i sekundärmaskinen. Dessa har kvantifierats genom simuleringar med olika rotorresistanser och vindhastigheter, där energiförlusterna har varit direkt proportionerliga mot eftersläpningen i sekundärmaskinen. Antagandet om att kostnaden för energiförlusterna uppgår till 1 [SEK/kWh] syftar till att ge en ekonomisk påverkan av den reducerande årliga energiproduktionen på 96 000 MWh, baserat på 4 000 drifttimmar. Eftersom kostnaden per kilowattimme kan variera beroende på exempelvis elpris och marknadsfaktorer är det beräknade värdet endast indikativt.

Gällande COEC har även där en förenklad modell använts. Till följd av att avgränsningarna för arbetet har varit att analysera rotorresistansens inverkan på den asynkrona sekundärmaskinen. Eftersom rotoraxeln är direkt kopplat till denna, precis som rotorförlusterna har modellen avgränsats till att endast betrakta dessa två parametrar. Nettoenergiproduktionen beräknades genom att subtrahera rotorförlusterna från den antagna produktionen om 96 000 MWh vid 4 000 drifttimmar. Även fast modellen är förenklad tillåter den en direkt analys av rotorresistansens påverkan på kostnaden per producerad MWh.

För både OPEX och COEC är det viktigt att notera att de simulerade effektförlusterna i rotorn gjordes under 100 sekunder i respektive vind- och rotorresistansfall. För att kunna jämföra de simulerade energiförlusterna med den nominella antagna energiproduktionen per år har även 4 000 drifttimmar använts här. Det är en ytterst förenklad modell eftersom detta antagande skulle innebära att effektförlusterna vore konstanta under 4 000 drifttimmar med det simulerade värdet i MATLAB. I verkligheten är så inte fallet, eftersom medelvindhastigheten inte är konstant under så långa driftstider. Därmed är värdena för OPEX och COEC inte helt korrekta utifrån ett verklighetsperspektiv, men tillräckligt för att kunna göra en godtycklig jämförelse med liknade applikationer.

6.5.2 Ekonomiska resultat

Resultaten från dimensioneringen av rotoraxeln, som redovisas i tabellerna 5.2.1–5.2.4, visar att det maximala mekaniska momentet som uppstår i simuleringarna är mycket snarlikt mellan de olika kombinationerna av vindhastighet och rotorresistans. Skillnaderna i moment uppgår endast till några enstaka tusendelar, vilket innebär att påverkan på den erforderliga väggtjockleken hos den ihåliga axelkonstruktionen är försumbar. Som en direkt följd är även materialkostnaden – som representerar den analyserade delen av CAPEX – i stort sett konstant oavsett valt resistansvärde. Detta tyder på att rotorresistansen, ur ett mekaniskt perspektiv, inte har någon signifikant inverkan på dimensioneringen av rotoraxeln i den aktuella konfigurationen.

Det bör dock understrykas att de använda vindhastigheterna (5, 8 och 10 m/s) är att betrakta som relativt låga i jämförelse med vad som typiskt kan uppnås i offshore-miljöer. Låga vindhastigheter resulterar i lägre vinkelhastigheter hos turbinen, vilket i sin tur begränsar det mekaniska momentet. Detta kan förklara varför skillnaderna i dimensioneringsmoment mellan olika rotorresistanser blir så små. I resultaten kan dock en viss kostnadsökning observeras med stigande vindhastighet, vilket är förväntat då högre vindstyrkor leder till större belastning på axeln.

Utifrån dessa förutsättningar och simuleringsresultat kan det konstateras att rotorresistansen inte utgör en avgörande parameter för investeringskostnaden kopplad till rotoraxelns mekaniska dimensionering. För att möjliggöra tydligare skillnader i resultaten skulle en större variation i både rotorresistans och vindhastighet behöva analyseras, eftersom det mekaniska momentet ökar i takt med vindstyrkan.

Resultaten för energiförlusterna, som redovisas i tabellerna 5.3.1–5.3.4, visar att skillnaderna i kostnader mellan de olika vindhastigheterna och rotorresistansvärdena är avsevärt större än de som observerades vid dimensioneringen av rotoraxeln. Detta indikerar att rotorresistansen har en betydligt större påverkan ur ett driftskostnadsperspektiv (OPEX) än ur ett investeringsperspektiv (CAPEX).

Framför allt visar fallen med R_r = 0,08 Ω och 0,16 Ω tydligt högre energiförluster, vilket kan förklaras av den ökade eftersläpningen, som är direkt proportionerlig mot rotorförlusterna. Vilket innebär att högre R_s

resulterar i ökade kostnader för energiförluster. Däremot uppvisar systemet en mer stabil drift vid högre rotorresistans, eftersom det elektriska momentet bättre följer det mekaniska. Detta minskar fasavvikelsen mellan momenten och förbättrar den dynamiska stabiliteten.

Sammanfattningsvis innebär detta att högre rotorresistansvärden, trots sina ökade energiförluster, kan vara att föredra ur ett stabilitetsperspektiv. Det bör dock betonas att de simulerade rotorförlusterna endast utgör en begränsad del av de totala förlusterna i hela CRAFT-modellen. Den verkliga kostnaden för energiförluster i hela systemet skulle därför vara avsevärt högre än vad som beräknats här. Trots denna förenkling ger resultaten värdefulla insikter i hur rotorresistansen påverkar förlustbilden vid varierande driftförhållanden hos en asynkron sekundärmaskin.

För COEC, där resultaten redovisas i tabellerna (5.4.1–5.4.4), visar att kostnadsskillnaderna mellan de olika kombinerade fallen är marginella. Detta kan till stor del beskrivas med kostnaden för rotoraxeln, som är en dominerade term i formeln för COEC. Eftersom den förenklade modellen bygger på CAPEX och nettoenergiproduktion, blir resultatet starkt påverkat av parametrar som inte varierar nämnbart i denna analys. Målet med COEC är att få en så liten kostnad som möjligt, eftersom denna påvisar vad det kostar per producerad megawattimme. I denna ekonomiska beräkning påvisar rotorresistansen ingen märkbar skillnad mellan fallen, kostnaden stiger med högre vindhastigheter, vilket är väntat eftersom förlusterna blir högre oavsett rotorresistans. Vid 5 m/s för samtliga R_r ligger den genomsnittliga COEC på $0{,}000305\ SEK/kWh$, för 8 m/s är den $0{,}0013$ [SEK/KWh] samt vid 10 m/s är den $0{,}0026$ [SEK/KWh]. För att sätta det i korrelation är det genomsnittliga priset för Sveriges alla elområden mellan 1–24 maj 2025 på $0{,}375$ [SEK/KWh] [28]. Det innebär att, för vindfallen (5, 8 och 10 m/s) är den genomsnittliga COEC på 0,08%, 0,35% samt $0{,}69\%$ i förhållande till det genomsnittliga elpriset per kilowattimme. Konklusionen av detta är att den beräknade COEC är väldigt låg, vilket är att föredra eftersom det påvisar att systemet har goda kostnadsmarginaler. Det skall dock noteras att modellen för COEC är förenklad och att det finns flertalet parametrar som inte tagits i beaktning i form av total investeringskostnad för CRAFT-modellen, såsom förväntad livslängd och diskonteringsränta. Trots detta ger modellen en användbar indikation på hur rotorresistansen påverkar kostnadseffektiviteten i den asynkrona sekundärmaskinen inom ramen för studiens avgränsningar.

Slutsats

Målet med denna studie har varit att göra an analys av hur rotorresistansen R_r i en sekundärasynkron maskin och hur denna parameter påverkar verkningsgrad, förlustbildning i rotorn samt stabilitet för ett CRAFT-vindkraftverk beläget offshore med olika vindhastigheter. För att uppnå målet utformades en modell i Simulink, där stationära samt dynamiska simuleringar genomfördes. Denna modell tar hänsyn till aerodynamiskt genererat moment, elektromagnetiskt motmoment från en sekundär asynkronmaskin samt rotationsdynamik för CRAFT- turbinen.

Utifrån den stationära analysen konstaterades det att en ökad rotorresistans förskjuter det elektromagnetiska toppmomentet till ett ökat eftersläpningsvärde, vilket är i linje med teorin för en asynkronmaskin. Med hjälp av en numerisk lösning för $T_{em}(s) = T_{mek}(s)$ kunde ett stationärt jämviktstillstånd hittas för de olika vindserierna (5, 8 och 10 [m/s]).

Vidare till den dynamiska analysen, så utfördes en undersökning på den tidsberoende responsen vid de tre olika vindfallen. Där realiserades systemets beteende vid olika R_r. Resultaten påvisar att för lägre värden av R_r minskar de elektriska förlusterna i rotorn, men detta på en bekostnad av stabil drift där speciellt vid 8 [m/s]. Det oscillerande momentet samt eftersläpning påvisar på att systemet riskerar att falla ur sin jämnviktposition. Vid de högre värdena är det mer kontrollerad respons men samtidigt som nivåerna av förluster ökar, men hålls på en hanterbar nivå.

Konstaterande av att det existerar en relation mellan termisk prestanda och stabildrift är klar. Där en lägre R_r i det hela ger lägre förluster men kan inte garantera jämvikt och en stabil respons. Med högre värden får man ett större arbetsområde men resulterar i större värmeförluster, vilket måste tas hänsyn i dimensionering av kylsystemet.

Den ekonomiska aspekten av systemet påvisar det beräknade rotorresistansintervallets goda ekonomiska resultat. Kostnaden för rotoraxel och COEC ligger på jämna och låga nivåer, vilket är att föredra för att optimera kostnadseffektiviteten i allra högsta grad. Kostnaderna för energiförlusterna sköt i väg vid högre R_r, men i gengäld får man ett elektriskt och mekaniskt moment som följer varandra. Vilket bidrar till högre stabilitet och mindre belastning på systemet, vilket ökar livslängd och säker drift. Det innebär att det blir en ”trade off” för hur stora kostnader man faktiskt kan acceptera vid högre R_r gällande energiförluster men bättre stabilitet, kontra lägre R_r med lägre kostnader men sämre stabilitet. Det beror på vilka krav som finns på applikationen tillsammans med ekonomiska kalkyler för projektet.

Framtida arbete

Optimering av reglersystemet

Ett naturligt utvecklingssteg är att uppgradera reglersystemet från en öppen-loop till en stängd-loop, där ett PID- reglerat system för att kunna dynamiskt justera rotorresistansen, momentet i lasten som då baserats på eftersläpningen eller vinkelhastighet av turbinerna, detta för att vidare kunna finna hitta ett mer optimalt intervall för R_r. Utveckling av automatisk frånkoppling vid vindhastigheter som är för låga eller höga för att efterlikna verkliga driftscenarion.

Vidare utveckling av relationen mellan primärgeneratorn och sekundärmaskinen, där en optimering av styrningen utifrån vindprofilen på respektive höjd. Detta skulle ge en mer verklighetsbaserad bild av hur vindens variation förändras över tid.

Fysikaliska modellen

Denna studie genomfördes med antagande av att turbinerna var idealiserade kraftkällor med en enkel metod för beräkning av det tillförda mekaniska momentet. En vidare utveckling hade vart att inkludera en mer detaljrik modell av flödet. Detta genom att ta beaktning av aerodynamiska förluster exempelvis över rotorbladen även samspelet mellan turbinernas flöde av luft. I detta arbete har förenklade antaganden om respektive tröghetsmoment för turbinerna antagits till en totalsumma. I denna del hade det varit i fördel att ha en mer detaljfokusering på delkomponenter så som axel, ballast, vingar och nav och utifrån det få en mer korrekt uppskattning respektive tröghetsmoment för turbinerna.

Utveckling av ekonomiska modeller

De ekonomiska modeller som använts i denna studie har varit förenklade och fokuserat på rotorresistansens inverkan på den asynkrona sekundärmaskinen. En naturlig vidareutveckling vore att bredda analysen genom att inkludera ett större intervall av vindhastigheter. Detta skulle potentiellt kunna tydliggöra kostnadsskillnader mellan olika resistansvärden och därmed ge en mer nyanserad bild av kapitalutgifterna (CAPEX).

För att öka modellens realism bör även fler komponenter och variabler inkluderas, till exempel andra delar av turbinsystemet, vilket skulle ge en mer representativ uppskattning av den totala investeringskostnaden för hela CRAFT-modellen.

I nuvarande modell av OPEX beaktas endast rotorförluster i den asynkrona sekundärmaskinen, vilket inte ger en heltäckande bild av de verkliga driftkostnaderna. I ett verkligt system förekommer flera andra förlustmekanismer, såsom statorförluster, järnförluster (inklusive hysteres- och virvelströmsförluster), värmeförluster samt transformatorförluster. En framtida utvidgning bör därför inkludera dessa faktorer för att förbättra modellens realism och användbarhet.

En mer omfattande förlustmodell skulle också leda till en mer tillförlitlig uppskattning av den netto producerade energin, vilket i sin tur förbättrar precisionen i COEC-beräkningen. Det skulle göra resultaten mer jämförbara med verkliga anläggningar och ge en bättre grund för ekonomisk beslutsfattning.

Referenser

[1] "Renewable Energy Market Update," Jun. 2023. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/63c14514-6833-4cd8-ac53-f9918c2e4cd9/RenewableEnergyMarketUpdate_June2023.pdf

[2]J. Bosch, I. Staffell, and A. D. Hawkes, "Temporally explicit and spatially resolved global offshore wind energy potentials," *Energy*, vol. 163, pp. 766–781, Nov. 2018, doi: https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.08.153.

[3] Izabella Simonsson, S. Eriksson, and H. Bernhoff, "Design and Simulation study of 40 MW PM Generator for the CRAFT," *Journal of Physics Conference Series*, vol. 2626, no. 1, pp. 012010–012010, Oct. 2023, doi: https://doi.org/10.1088/1742-6596/2626/1/012010.

[4] "Electrical Machines," Cambridge University Press, p.501-504, 722-726, 712-713, 616-617, 2018 https://books.google.se/books?hl=sv&lr=&id=nk9bDwAAQBAJ&oi=fnd&pg=PR21&dq=S.+K.+Sahdev&ots=tHiTHJxLrv&sig=2qXixkHHxRQwPktkXFP0ILWlrSU&redir_esc=y#v=onepage&q=S.%20K.%20Sahdev&f=false

[5] Asami Miketa, Francisco Boshel, "SMART ELECTRIFICATION WITH RENEWABLES Driving the transformation of energy services Citation," 2022. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Feb/IRENA_Smart-Electrification_Renewables_2022.pdf

[6] Naturvårdsverket, "Vindkraft," *www.naturvardsverket.se*. https://www.naturvardsverket.se/amnesomraden/vindkraft/

[7] "Vindkraft – vindkraftverk," *Vattenfall*. https://group.vattenfall.com/se/var-verksamhet/vara-energislag/vindkraft

[8] "Vindkraft | Hur fungerar vindkraftverk? - eon.se," *www.eon.se*. https://www.eon.se/om-e-on/energikaellor/vindkraft

[9] "Havsbaserad vindkraft - Energiföretagen Sverige," *Energiföretagen*. https://www.energiforetagen.se/energifakta/elsystemet/produktion/vindkraft/havsbaserad-vindkraft/

[10] "Vindkraft - Energiföretagen Sverige," *www.energiforetagen.se*. https://www.energiforetagen.se/energifakta/elsystemet/produktion/vindkraft/

[11] "Normal elförbrukning och elkostnad för villa | Energimarknadsbyrån," *Energimarknadsbyrån*, 2018. https://www.energimarknadsbyran.se/el/dina-avtal-och-kostnader/elkostnader/elforbrukning/normal-elforbrukning-och-elkostnad-for-villa/

[12] Izabella Simonsson, Hans Bernhoff, S. Eriksson, and H. Bernhoff, "Design and Simulation study of 40 MW PM Generator for the CRAFT," *Journal of Physics Conference Series*, vol. 2626, no. 1, pp. 012010–012010, Oct. 2023, doi: https://doi.org/10.1088/1742-6596/2626/1/012010.

[13] "Technology," *World Wide Wind*, Mar. 25, 2024. https://worldwidewind.no/pages/technology

[14] Liang L, Liu Y, Yuan Z and Gao Y 2019 Dynamic and structural performances of offshore floating wind turbines in turbulent wind flow Ocean Eng. **179** 92- 103.

[15] Manwell J.F, Mcgowan J.G, Rogers A.L. Wind Energy Explained: Theory, Design and Application Second Edition. 2nd ed. John Wiley Sons Ltd.; 2009.

[16] Bernhoff H 2023 Roterande Elektriska Maskiner, Kph Print AB, Uppsala 2023.

[17] D. Kasper, "Wind Energy and Power Calculations | EM SC 470: Applied Sustainability in Contemporary Culture," *www.e-education.psu.edu*, 2023. https://www.e-education.psu.edu/emsc297/node/649

[18] University of Guelph. Torque and Rotational Motion Tutorial [internet]. Canada, Department of Physics. Available from: https://www.physics. uoguelph.ca/torque-and-rotational-motion-tutorial.

[19] Nordling C and Österman J. Physics Handbook for science and engineering. 8th ed. Lund, Sweden: Studentlitteratur AB; 2006.

[20] Beig A.R and Muyeen S.M. 4 - Wind energy [internet] Electric Renewable Energy Systems, Academic Press; 2016. p.60-77 [cited 7 Jan 2024]. Available from: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/ B9780128044483000049.

[21] G. Mörée and M. Leijon, "Iron loss models: A review of simplified models of magnetization losses in electrical machines," *Journal of Magnetism and Magnetic Materials*, vol. 609, p. 172163, Nov. 2024, doi: https://doi.org/10.1016/j.jmmm.2024.172163.

[22] McDonald, A., & Carroll, J. (2016). Design of generators for offshore wind turbines. In Elsevier eBooks (pp. 159–192). https://doi.org/10.1016/b978-0-08-100779-2.00008-8

[23] Kikuchi, Y., & Ishihara, T. (2023). Assessment of capital expenditure for fixed-bottom offshore wind farms using probabilistic engineering cost model. Applied Energy, 341, 120912. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120912

[24] "Aluminium - följ kursutveckling på B-ALUM-3M - Råvarupriser Di," *Dagens industri*, May 23, 2025. https://www.di.se/ravaror/ah3m-1165428/ (accessed May 25, 2025).

[25] A. Krings, "Iron Losses in Electrical Machines — Influence of Material Properties, Manufacturing

Processes, and Inverter Operation," *https://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:717326/FULLTEXT01.pdf*, 2014.

[26] I. Mishra and M. Chetan, "Active load control applied to upscaled wind turbines: Design and cost impacts," Renewable Energy, vol. 251, p. 123411, May 2025, doi: https://doi.org/10.1016/j.renene.2025.123411.

[27] *A A M Sayigh, Comprehensive renewable energy. Amsterdam: Elevier, 2012.* https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780080878720002158#s0490

[28] "Elpriser idag - Dagens spotpris på el l Vattenfall," *Vattenfall.se*, 2025. https://www.vattenfall.se/elavtal/elpriser/ (accessed May 25, 2025). https://www.vattenfall.se/elavtal/elpriser/

[29] "CAPEX (Capital Expenditures) - definition," Www.uc.se, May 19, 2025. https://www.uc.se/hjalp--kontakt/foretagsvardering/vad-ar-definitionen-av-capex (accessed Jun. 10, 2025).

[30] "Vad är OPEX? (Driftkostnad) Ekonomi | Ekonomikunskap," Ekonomikunskap, Aug. 29, 2024. https://ekonomikunskap.se/begrepp-nyckeltal/opex/

[31] CFI team, "Levelized Cost of Energy (LCOE)," *Corporate Finance Institute*, 2025. https://corporatefinanceinstitute.com/resources/valuation/levelized-cost-of-energy-LCOE/

Appendix

A.1

```
% Datum: 15/05-2025
% Description: Standardparametrar


%Turbinparametrar
nabla = 6; %TSR
rho = 1.1225;% [kg/m^3] luftdensitet
R = 115; % Radie på Turbinen kanske för hög?
A = pi * R^2; % svepta Areann
Cp = 0.45; % Effektkoefiicient
ws = 2*pi*50/2; %antag 4 poler jalla
wa = ws/2; %Antager (8 poler?) pga halva nominella varvtalet
J=7.52e4; %Tröghetsmoment  [kg·m^2]

v_mean = 10;
v_mean_vec=[5 8 10];

% === Maskinparametrar ===
%Rr = 0.16      % Rotorresistans
Rr_vec = [0.16 0.08 0.04 0.02];
E2 = 4000;      % Rotor-EMF
Xeq = 0.5;     % Reaktans

%Antaganden
% I CRAFT-konfigurationen antar vi att ω1 + ω2 = ωs.
% I jämvikt: ω1 = ω2 = ωs / 2 = wa
```

A.2

```
% Datum: 15/05-2025
% Description: Test_vindmodell

T=100
for v_mean = [5, 8, 10]

    [t_vector, v_upper, v_lower] = Vindmodell(v_mean, T)
    window = 100; % antal tidssteg (~10 sekunder om dt = 0.1 s)
    v_upper_smooth = movmean(v_upper, window);
    v_lower_smooth = movmean(v_lower, window);

    % %% Plot vindserier
    % figure;
    % plot(t_vector, v_lower, 'b', 'DisplayName', 'Nedre turbin'); hold on;
    % plot(t_vector, v_upper, 'r', 'DisplayName', 'Övre turbin');
    % xlabel('Tid [s]');
    % ylabel('Vindhastighet [m/s]');
    % title('Vindhastighet vid övre och undre turbin');
    % legend; grid on;

    figure;
    plot(t_vector, v_upper, ':', 'Color', [0.8 0.2 0.2], 'DisplayName', 'Original -
Övre turbin'); hold on;
```

```
    plot(t_vector, v_lower, ':', 'Color', [0.2 0.4 0.8], 'DisplayName', 'Original -
Nedre turbin');
    plot(t_vector, v_upper_smooth, 'r', 'LineWidth', 1.5, 'DisplayName', 'Moving
average - Övre turbin');
    plot(t_vector, v_lower_smooth, 'b', 'LineWidth', 1.5, 'DisplayName', 'Moving
average - Nedre turbin');
    xlabel('Tid [s]');
    ylabel('Vindhastighet [m/s]');
    title(['Vindhastighet (v_{mean} = ' num2str(v_mean) ' m/s)']);
    legend; grid on;

end
```

A.3

```
% Datum: 15/05-2025
% Description: Vindmodell


function [t_vector, v_upper, v_lower, v_lower_stat, v_upper_stat] =
Vindmodell(v_mean, tid)


%% Vindprofilgenerator med höjdjustering och tidsfördröjning
% Syfte: Generera realistiska vindtidsserier för övre och undre turbin
% med hänsyn till logaritmisk höjdprofil, turbulensintensitet och tidsfördröjning.

%% Parametrar
dt = 0.1;                   % Tidssteg (s)
T_total = tid;             % Total tid (s)
N = round(T_total / dt);    % Antal tidpunkter
TI = 0.2;                  % Turbulensintensitet
z0 = 0.0005;               % Blown sea - ytjämnhet (m)
z_ref = 30;                % Referenshöjd (m)
height_lower = 90;         % Höjd för nedre turbin (m)
height_upper = 148;        % Höjd för övre turbin (m)
tilt_angle = 30 * pi/180; % Tornets lutning (rad)

%% Vindserie vid referenshöjd
sigma = TI * v_mean;
v_base = v_mean + sigma * randn(N, 1); % Gaussian brus

%% Filtrering (glidmedelvärde)
v_filtered = movmean(v_base, 100); % ~10 sekunders filter

%% Höjdjustering enligt logaritmisk profil
v_lower = v_filtered .* log(height_lower / z0) ./ log(z_ref / z0);
v_upper = v_filtered .* log(height_upper / z0) ./ log(z_ref / z0);
v_lower_stat = v_mean * log(height_lower / z0) / log(z_ref / z0);
v_upper_stat = v_mean * log(height_upper / z0) / log(z_ref / z0);

%% Tidsfördröjning mellan turbiner
distance = sin(tilt_angle) * (height_upper - height_lower); % horisontell
förskjutning
time_delay = round(distance / mean(v_filtered) / dt); % i antal tidssteg

% Justera längd för tidsfördröjning
v_lower = v_lower(1:end - time_delay);
v_upper = v_upper(time_delay + 1:end);
t_vector = (0:length(v_lower)-1)' * dt;
```

A.4

```
% Description: Stationära tester

close all;
standardparametrar;
T_sim = 100;
n = 1000;

s_v = linspace(0, 0.45, n); % rimligt intevall för eftersläpning för våra antaganden
w2_vec = s_v *0;
w1_vec = s_v *0;
Ts_vec = s_v *0;
Tmek_vec =s_v *0;
Tmek_upper_vec = s_v*0;
Tmek_lower_vec = s_v*0;
figure;
for n = 1:length(Rr_vec)
    Rr=Rr_vec(n)
    for i = 1:length(s_v)
            s = s_v(i);
            w2 = wa/(1-s);
            w1 = ws-w2;
            Ts = (3/w2)*(Rr*s*E2^2)/((Rr)^2+(s^2)*Xeq^2);
            w2_vec(i)= w2;
            w1_vec(i) = w1;
            Ts_vec(i) = Ts;
    end
    Tmek_tot=0*[1;1;1]*[Ts_vec];
    for k=1:3
        v_mean=v_mean_vec(k)
        [~, ~, ~, v_lower_stat, v_upper_stat] = Vindmodell(v_mean, T_sim)
        P_u = 0.5 * rho * A * v_upper_stat^3 * Cp% Vindeffekt för övre turbin vid
viss hastighet
        P_l = 0.5 * rho * A * v_lower_stat^3 * Cp % Vindeffekt för undre turbin vid
0,9 av v_u
        for i = 1:length(s_v)
            s = s_v(i);
            w2 = wa/(1-s);
            w1 = ws-w2;
            Tmek = P_l/w1 + P_u/w2;
            Tmek_vec(i) = Tmek;

        end
        Tmek_list{k}=Tmek_vec;
    end
    subplot(2, 2, n)
    plot(s_v*100, Ts_vec/1e6, s_v*100, Tmek_list{1}/1e6,s_v*100,
Tmek_list{2}/1e6,s_v*100, Tmek_list{3}/1e6, 'LineWidth', 1.5);
    xlabel(' s [%] ');
    ylabel('Moment [MNm]');
    title(['Elektromagnetiskt moment vs. Mekaniskt moment med R_{r}=',num2str(Rr,3),
...
            ' Ohm']);
    legend('T_{em}(s)', 'T_{mek}(5 m/s)','T_{mek}(8 m/s)','T_{mek}(10 m/s)',
'Location', 'Best');
    grid on;

end
```

A.5

```
% Datum: 15/05-2025
% Description: Simuleringar utifrån Simulink


clear;
standardparametrar;
T_sim =100 ;


[t_vector, v_upper, v_lower] = Vindmodell(v_mean, 2*T_sim);
w2_initial = wa;%/(1-s0);
colors = lines(length(Rr_vec));
for i=1:length(Rr_vec)
    Rr=Rr_vec(i)
    simout = sim("Test_1_sim");
    t_vec_sim = get(simout, 'tout');
    v_upper_sim = get(simout, 'v_upper_sim');
    P_upper_sim = get(simout, "P_upper_sim");
    P_lower_sim = get(simout, "P_lower_sim");
    Tem_sim = get(simout, "Tem_sim");
    w2_sim = get(simout, "w2_sim");
    Tmek_upper_sim = get(simout,"Tmek_upper_sim");
    Tmek_lower_sim = get(simout,"Tmek_lower_sim");
    Tmek_sim=Tmek_lower_sim+Tmek_upper_sim;
    w1_sim = get(simout,"w1_sim");
    slip_sim = get(simout, "slip_sim");
    % rotorförluster i sekundärmaskinen
    Pin_sek = Tmek_upper_sim .* w2_sim;
    P_cu_rotor = slip_sim .* Pin_sek;

    %smoothing

    window = 80;
    Tem_smooth    = movmean(Tem_sim, window);
    Tmek_smooth   = movmean(Tmek_sim, window);
    slip_smooth   = movmean(slip_sim, window);
    Pcu_smooth    = movmean(P_cu_rotor, window);



    t_list{i}=t_vec_sim;
    Tem_list{i}=Tem_sim;
    Tmek_list{i}=Tmek_sim;
    slip_list{i}=slip_sim;
    P_cu_list{i}=P_cu_rotor;
end

colors = lines(length(Rr_vec));  % valfri färgskala

figure;

% === Subplot 1: Moment ===
subplot(3,1,1); hold on;
for i=1:length(Rr_vec)
    plot(t_list{i}, Tem_list{i}/1e6, '--', 'Color', colors(i,:), ...
```

```
        'DisplayName', ['T_{em}, R_r = ' num2str(Rr_vec(i))]);
    plot(t_list{i}, Tmek_list{i}/1e6, '-', 'Color', colors(i,:), ...
        'DisplayName', ['T_{mek}, R_r = ' num2str(Rr_vec(i))]);
end
title('Mekaniskt moment vs Elektromagnetiskt moment');
xlabel('Tid [s]');
ylabel('Moment [MNm]');
legend('Location', 'EastOutside');
grid on;

% === Subplot 2: Eftersläpning ===
subplot(3,1,2); hold on;
for i=1:length(Rr_vec)
    plot(t_list{i}, slip_list{i} * 100, 'Color', colors(i,:), ...
        'DisplayName', ['R_r = ' num2str(Rr_vec(i))]);
end
title('Eftersläpning');
xlabel('Tid [s]');
ylabel('Eftersläpning [%]');
legend('Location', 'EastOutside');
grid on;

% === Subplot 3: Rotorförlust ===
subplot(3,1,3); hold on;
for i=1:length(Rr_vec)
    plot(t_list{i}, P_cu_list{i}/1e3, 'Color', colors(i,:), ...
        'DisplayName', ['R_r = ' num2str(Rr_vec(i))]);
end
title('Rotorförlust P_{cu}(t)');
xlabel('Tid [s]');
ylabel('P_{cu} [kW]');
legend('Location', 'EastOutside');
grid on;

% === Medelvärden av Pcu och slip ===
fprintf('\nMedelvärden:\n');
fprintf('------------------------------\n');
fprintf('R_r [Ohm]    P_cu [kW]     Slip [%%]\n');
fprintf('------------------------------\n');

for i = 1:length(Rr_vec)
    medel_Pcu_kW = mean(P_cu_list{i}) / 1000;
    medel_Slip = mean(slip_list{i}) * 100; % konvertera till %
    fprintf('%.3f         %.2f          %.2f\n', Rr_vec(i), medel_Pcu_kW,
medel_Slip);
end
```

A.6

```
% Datum: 15/05-2025
% Description: Moment
function T = Moment(s_v)
standardparametrar
[~, ~, ~, v_lower_stat, v_upper_stat] = Vindmodell(v_mean, 0.2);
P_u = 0.5 * rho * A* v_upper_stat^3 * Cp;% Vindeffekt för övre turbin
P_l = 0.5 * rho * A * v_lower_stat^3 * Cp; % Vindeffekt för undre turbin


w2_vec = s_v *0;
w1_vec = s_v *0;
Ts_vec = s_v *0;
```

```
Tmek_vec =s_v *0;

for i = 1:length(s_v)
    s = s_v(i);
    w2 = wa/(1-s);
    w1 = ws-w2;
    Ts =(3/w2)*(Rr*s*E2^2)/((Rr)^2+(s^2)*Xeq^2);
    %Ts = (3/w2)*((Rr/s)*E2^2)/((Rr/s)^2+Xeq^2);
    Tmek = P_l/w1 + P_u/w2;
    w2_vec(i)= w2;
    w1_vec(i) = w1;
    Ts_vec(i) = Ts;
    Tmek_vec(i) = Tmek;
end

T = Ts_vec-Tmek_vec;
```