

Analys av modeller för simulering av nedstyrning av aktiv effekt i vindkraftsanläggningar



Emil Andersson

Division of Industrial Electrical Engineering and Automation
Faculty of Engineering, Lund University

Analys av modeller för simulering av nedstyrning av aktiv effekt i vindkraftsanläggningar

Emil Andersson

vt 2015

Handledare: Jörgen Svensson, Lunds tekniska högskola
Examinator: Olof Samuelsson, Lunds tekniska högskola

Sammanfattning

Vindkraftens utbyggnad kommer leda till att det i framtiden kommer ställas högre krav på nedstyrning av den aktiva effekten i vindkraftsanläggningar. Denna rapport tar upp hur elproduktionen påverkas vid nedstyrning. Det är inte alltid självklart hur en anläggning påverkas då det är faktorer som turbinlayout, vindriktning och vindhastighet som spelar in.

För att kunna modellera nedreglering av den aktiva effekten har arbetet delvis gått ut på att skapa en aerodynamisk modell av Siemens SWT-2.3-93. Turbinen används i bl. a. anläggningarna Rödsand 2 i Danmark som ägs av E.ON och Lillgrund i Sverige som ägs av Vattenfall. Vidare utvecklades ett program för att kunna genomföra validering av wake-modeller och för att simulera nedstyrning av den aktiva effekten. Wake-modellerna som valideras i rapporten är N.O. Jensens wake-modell och Larsens wake-modell. Valideringen gjordes mot data från Rödsand 2.

Resultaten visar att wake-modellerna kan beräkna produktionen för en större vindkraftsanläggning med liten felaktighet. Däremot blir felaktigheten vid beräkning av produktionen för enskilda turbiner i anläggningen större. Om modellerna ska användas för simulering i realtid måste de anpassas så att de blir tidsberoende.

En av de större utmaningarna är att utveckla vädermodellerna så att produktionsprognoserna blir bättre. Avvikelser på grund av felprognostisering kan vara så stora som $\pm 19\%$ av den installerade vindkraftseffekten i Sverige. En metod för att gardera sig mot felprognostisering är att man tillåter anläggningar att inte alltid producera maximalt utan att det lämnas en marginal för tillfällig uppreglering vid behov.

Abstract

The expansion of wind power will lead to higher demands on downward regulation of active power in wind power plants. This report treats how the production of electricity is affected by downward regulation. It is not trivial how a wind power plant reacts since factors like turbine layout, wind direction and wind speed have an impact.

To be able to model downward regulation of the active power the work has partly been to create an aerodynamic model of a Siemens SWT-2.3-93 turbine. The turbine is used in large wind power plants as Rödsand 2 in Denmark, owned by E.ON, and Lillgrund in Sweden, owned by Vattenfall. Later in the project a program was developed to validate wake models and to simulate downward regulation of the active power. The wake models used was N.O. Jensen's wake model and Larsen's wake model. The validation was made with data from Rödsand 2.

The results show that the wake models are able to calculate the production of a large wind power plant with small errors. Though, the errors are larger for single turbines in the plant. If the models were to be used in real-time simulations they must be adapted to be time dependent.

One of the biggest challenges is to develop the weather models used to make production forecasts. The deviations of inaccurate forecasts in Sweden are as big as $\pm 19\%$ of the installed wind power. A method to cover for inaccurate forecasts is to allow wind power plants to produce lower than maximum power available so there is a margin for upward regulation if necessary.

Förord

Denna rapport är ett resultat av mitt examensarbete som utfördes under våren 2015 på institutionen för industriell elektroteknik och automation vid Lunds tekniska högskola. Jag vill tacka min handledare Jörgen Svensson för att ha väglett och inspirerat mig i mitt arbete och för att ha bidragit med värdefull kunskap. Jag vill också tacka Pia Lanken, Bjarne Haxgart och Jakob Køster på E.ON för att bistått med data och för att ha arrangerat studiebesök på Rödsand 2.

Emil Andersson

Lund, den 3 juni 2015

Innehåll

1. Introduktion.....	1
1.1 Bakgrund	1
1.2 Mål och syfte.....	1
1.3 Översikt	1
1.4 Avgränsningar	2
2. Vindens egenskaper och beräkning av elproduktion	3
2.1 Vindens energinnehåll.....	3
2.2 Vertikal vindprofil.....	4
2.2.1 Exempel	5
2.3 Turbulens.....	5
2.4 Vindriktning	6
2.5 Förluster i vindkraftsanläggningar	7
2.6 Tillämpningar av wake-modellering	8
2.6.1 Projektering.....	8
2.6.2 Drift och underhåll.....	9
2.6.3 Prognos	9
2.6.4 Behov och utmaningar vid wake-modellering.....	10
3. Aerodynamik.....	11
3.1 Impulsteorin (Momentum Theory).....	11
3.1.1 Effektkoefficienten, C_p	12
3.1.2 Dragkoefficienten, C_t	12
3.2 Bladelementteorin (Blade Element Theory).....	12
3.2.1 Krafter verkandes på ett bladelement	13
3.2.2 Lyft- och dragkoefficienterna	14
3.3 Kombination av bladelementteorin och impulsteorin (Blade Element Momentum Theory)	14
3.3.1 Prandtls korrektionsfaktor.....	15
3.3.2 Optimal bladdesign.....	16

3.4 Aerodynamisk modell: Siemens SWT–2.3–93	17
3.4.1 Bladprofiler	17
3.4.2 Bladets dimensioner	17
3.4.3 Bladets vridning	19
3.4.4 Slutlig modell	20
4. Wake-modellering	23
4.1 Modeller	23
4.1.1 N.O. Jensens wake modell	23
4.1.2 G.C. Larsens wake modell	24
4.2 Medelhastighet över rotorn	26
4.3 Turbininducerad turbulens	27
4.3.1 Larsens modell	27
4.3.2 Återhämtningskonstanten, k	27
4.4 Wake-effekt i vindkraftsanläggningar	28
4.5 Implementering av modeller	29
5. Validering	30
5.1 Rödsand 2	30
5.2 Larsens turbulensmodell	30
5.2.1 Turbinavstånd $6D$	31
5.2.2 Turbinavstånd $10D$	32
5.3 Wake-modeller	33
5.3.1 Turbinavstånd $6D$	34
5.3.2 Turbinavstånd $10D$	34
5.3.2 Validering av produktionssimulering – Rödsand 2	35
6. Simulering - nedreglering av aktiv effekt	38
6.1 Simulering av turbinrad	38
6.2 Simulering av Rödsand 2	39
7. Diskussion och slutsatser	42
7.1 Tillämpningar	42
7.2 Framtidsutsikter	43
8. Referenser	44

1. Introduktion

1.1 Bakgrund

Med vindkraftens ökande i elnätet kommer det bli alltmer nödvändigt att styra vindkraftens produktion mot efterfrågan. Att kunna förutspå hur olika styrningsmetoder påverkar större vindkraftsanläggningar aerodynamiskt blir därför en viktigare del för att klara produktionsmålen. För att kunna hantera denna utveckling krävs modeller som kan simulera olika scenarier och hjälper till att göra välgrundade beslut. Att titta på styrningsmetoder redan på designnivå kommer att vara väsentligt i framtiden.

1.2 Mål och syfte

Arbetet går ut på att utveckla ett program som ska kunna simulera den s.k. wake-effekten i vindkraftsanläggningar. Det ska gå att simulera hur nedstyrning av den aktiva effekten påverkar den totala produktionen. Det ska vara möjligt att beräkna den aktuella produktionen och jämföra med data från anläggningens SCADA-system. Vid nedstyrning av effekten eller driftstopp ska programmet kunna beräkna den förlorade produktionen. Arbetet förväntas bidra till ökad förståelse för vindkraftsparkers dynamik. Den vetenskapliga grundarbetet bygger på är modeller som idag används i etablerade simuleringsverktyg för vindkraftsanläggningar. I projektet kommer två wake-modeller att förklaras och implementeras i programmet. De två modellerna är N.O. Jensens wake-modell och C.G. Larsens wake-modell. Syftet med projektet är att programmet som utvecklas ska kunna användas av industrin för att underlätta styrning av produktion samt ha uppsyn över avvikelser i produktionen.

1.3 Översikt

Rapporten börjar övergripande med kapitel två som handlar om vindens egenskaper och beräkning av elproduktion i vindkraftsanläggningar. Här nämns även vilka tillämpningar som wake-modellering kan användas till. I kapitel tre behandlas den förenklade teorin som utnyttjas vid preliminär design av vindturbiner. Sedan används teorierna tillsammans med *reversed engineering* för att återskapa en aerodynamisk modell av en Siemens SWT-2.3-93 turbin. Wake-modellerna som implementerats i programmet beskrivs i kapitel fyra. Validering av modellerna utförs i kapitel fem med det utvecklade programmet och jämförs med data från Rödsand 2. Kapitel sex visar effekterna vid nedstyrning av den aktiva effekten i en vindkraftsanläggning. Slutligen diskuteras resultaten och vilka användningsområden som är lämpliga att utnyttja programmet till samt utvecklingspotentialen. De flesta av

illustrationerna i rapporten är skapade på egen hand för att ge rapporten ett seriöst intryck.

1.4 Avgränsningar

I projektet så kommer en modell av ett vanligt förekommande vindkraftverk – Siemens SWT–2.3–93 att skapas så att nedreglering av den aktiva effekten kan simuleras. Stort fokus kommer att ligga på att implementera wake-modellerna i programmet för att kunna simulera hur nedreglering påverkar en hel anläggning. De implementerade modellerna utvärderas mot insamlad data från Rödsand 2 och slutligen simuleras nedreglering genom pitching av bladen på turbinerna. Mjukvaran kommer inte att ha möjlighet att läsa in data från SCADA-systemet i realtid. Däremot kommer det vara möjligt att läsa in filer för analys av äldre data.

2. Vindens egenskaper och beräkning av elproduktion

Vid design av vindkraftsanläggningar är det viktigt att ha kännedom om vindens karaktär för den aktuella plats där anläggningen ska uppföras. Vindhastighetens distribution används vid val av turbin och vindens riktning kan vara avgörande om platsen är omgiven av olika hinder. Informationen används till att göra beräkningar på förväntad produktion och för att bedöma anläggningens livslängd för att kunna göra lönsamhetskalkyler (Manwell et al., 2009).

2.1 Vindens energiinnehåll

Den kinetiska effekten i vinden beräknas med följande formel,

$$P = \frac{1}{2} \dot{m} U^2 = \frac{1}{2} \rho A U^3 \quad (2.1)$$

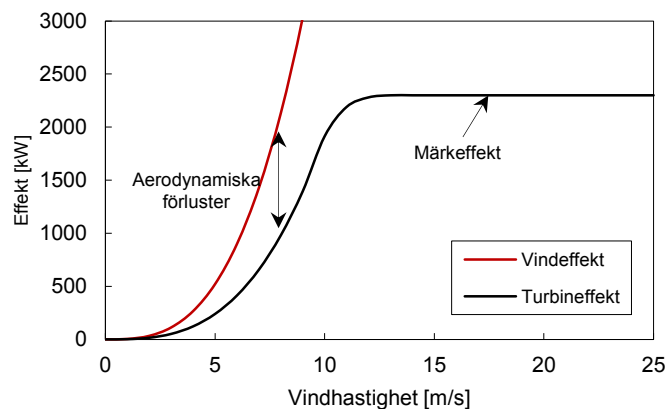
där,

$$\dot{m} = \rho A U \quad (2.2)$$

ρ är densiteten, A är rotorarean och U är vindhastigheten. Energin i vinden beräknas genom att effekten integreras över tid.

$$E = \int P dt \quad (2.3)$$

All energi i vinden kan inte omvandlas till elektrisk energi av en turbin. I så fall hade vindhastigheten varit noll precis bakom rotorn vilket är omöjligt om massflödet ska vara större än noll. I figur 2.1 visas skillnaden mellan vindens effekt och effekten för en turbin vid olika vindhastigheter.



Figur 2.1 Vindens effekt och effektkurvan för en generell turbin med avseende på vindhastigheten.

2.2 Vertikal vindprofil

Vindhastighetens medelvärde ökar med höjden ovan mark. Ökningen är beroende av terrängen. Ett vanligt förekommande antagande vid studier av vindens vertikala profil är att profilen är logaritmisk (Manwell et al., 2009). Modellen som då används kallas för ”log-lagen” (eng. log law) och ser ut enligt följande,

$$U(z) = \frac{u^*}{\kappa} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (2.4)$$

där U är hastigheten på höjden z , u^* är friktionshastigheten, κ är von Karmans konstant och z_0 är terrängens ytråhetslängd. Ofta används log lagen för att extrapolera vindhastigheten från en referenshöjd z_r till en annan höjd z (Manwell et al., 2009). Då används följande förhållande,

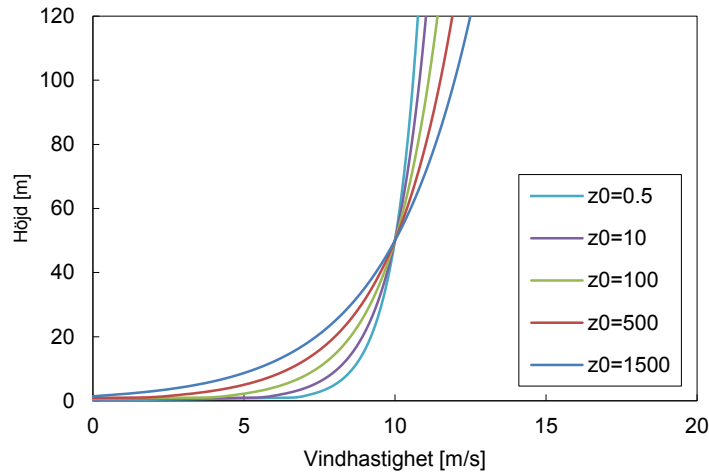
$$U(z)/U(z_r) = \ln\left(\frac{z}{z_0}\right)/\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right) \quad (2.5)$$

Ytråhetslängden, z_0 , (eng. surface roughness length) för olika terrängar visas i tabell 2.1.

Tabell 2.1 Ytråhetslängd för olika terrängar (Manwell et al., 2009).

Terräng	z_0 [mm]
Lugnt, öppet hav	0.20
Blåsigtt hav	0.50
Betesmark	10.00
Få träd	100.00
Skog	500.00
Förort	1500.00

Den vertikala profilen är viktig att beakta exempelvis då beslut ska fattas om att investera i högre torn till vindkraftverk. Hastigheten ökar mer med höjden vid en längre ytråhetslängd, dvs. att det kan bli mer lönsamt att investera i högre torn eftersom medelhastigheten blir högre vilket ökar elproduktionen. I figur 2.2 visas profilen för olika ytråhetslängder med en referenshastighet 10 m/s på 50 meters höjd.



Figur 2.2 Vindhastighetens vertikala profil för olika ytråhetslängder, z_0 .

2.2.1 Exempel

För att visa betydelsen av tornhöjden på ett vindkraftverk genomförs ett räkneexempel. Referenshöjden z_r är 70 m och vindhastighetsökningen ΔU ska beräknas när tornhöjden ökar med 10 m till 80 m. Beräkningarna görs för ett vindkraftverk på land där ytråhetslängden z_0 kan antas vara den för betesmark. Värdet på z_0 läses av i tabell 2.1 och är 10.00 mm. Vindhastighetsökningen beräknas med ekv. (2.5) och blir för dessa data,

$$\Delta U = \frac{U(80)}{U(70)} - 1 = \frac{\ln(80/0.010)}{\ln(70/0.010)} - 1 = 0.015$$

Vindhastigheten ökar med 1.5 % om tornhöjden ökar från 70 till 80 m. Eftersom effekten är proportionell mot vindhastigheten i kubik blir effektökningen i det här fallet $\Delta P = 4.6 \%$. Om samma beräkningar görs för ett vindkraftverk till havs med ytråhetslängden $z_0 = 0.5$ mm blir $\Delta U = 1.1 \%$ och $\Delta P = 3.4 \%$. Det är tydligt att tornhöjden har större påverkan på land än till havs. Däremot behöver vindkraftverk på land oftast ha högre torn än till havs för att medelvindhastigheten är lägre på land. Effektökningen kan vid första anblick verka liten men räknat på att livslängden är 20-25 år för en vindkraftsanläggning är detta en faktor som borde tas med i lönsamhetskalkylen.

2.3 Turbulens

Vindhastigheten varierar hela tiden runt sitt medelvärde på grund av turbulens. Det vanligaste måttet på turbulens är turbulensintensitet. Det är definierat som förhållandet mellan vindhastighetens standardavvikelse och medelvindhastigheten. Både medelvind och standardavvikelse mäts över perioder som är längre än de turbulenta fluktuationerna men kortare perioder än ett dygn så att dygnsvariationerna inte påverkar mätningen. Tidsperioden man mäter över är enligt

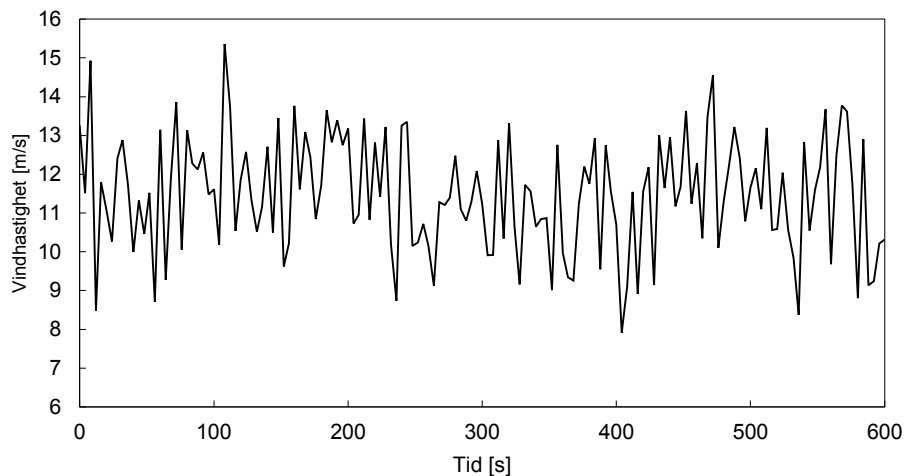
konvention i vindkraftsbranschen vanligtvis tio minuter. Det är sällan tidsperioderna överstiger en timme och då är det vanligtvis mätningar som utförs under flera år för att utvärdera vindläget inför byggnation av en vindkraftsanläggning. Samplingsfrekvensen brukar åtminstone vara en gång per sekund (1 Hz) (Manwell et al., 2009). Turbulensintensiteten, TI , definieras av,

$$TI = \frac{\sigma_u}{U} \quad (2.6)$$

där σ_u är standardavvikelsen som ges av,

$$\sigma_u = \sqrt{\frac{1}{N_s-1} \sum_{i=1}^{N_s} (u_i - U)^2} \quad (2.7)$$

Inom vilket intervall turbulensintensiteten ligger beror delvis på terrängen. De är ytråhetslängden som bestämmer lägsta värdet på turbulensintensiteten. De högsta värdena inträffar vid de lägsta vindhastigheterna (Manwell et al., 2009). Figur 2.3 visar exempel på vinddata med samplingsfrekvens 0.25 Hz. Data har ett medelvärde på 11.4 m/s och en standardavvikelse på 1.51 m/s. Således är turbulensintensiteten 13 %.

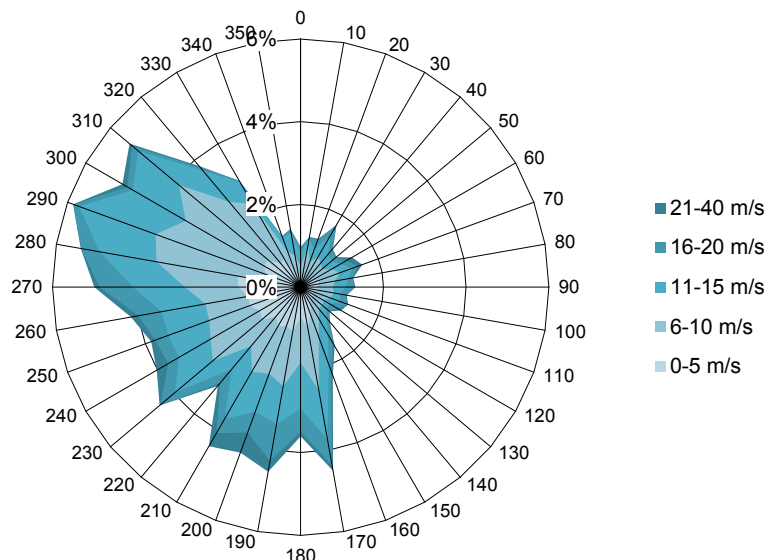


Figur 2.3 Exempel på vinddata över ett tiominutersintervall.

2.4 Vindriktning

I anläggningar som innehåller fler än ett vindkraftverk eller är omgivet av andra hinder i vissa vindriktningar är det nödvändigt att göra ett vindrosdiagram för att se i vilken vindriktning det blåser mest. Anläggningens layout kan vara avgörande för hur mycket vindkraftverken skuggar varandra. Fenomenet när vindkraftverken skuggar varandra kallas wake-effekten och beskrivs mer utförligt i kapitel fyra. Vindrosen går att utveckla till en energiros för att se vilken riktning som är mest energirik. När man skapar ett energirosdiagram är det viktigt att man använder effektkurvan för det

vindkraftverk som är tänkt att användas i projektet för att inte få ett missvisande resultat. Ett exempel av ett vindrosdiagram visas i figur 2.4.



Figur 2.4 Exempel på ett vindrosdiagram. Radialaxeln visar hur många procent av tiden det blåser i en viss vindriktning. Vindhastigheterna är uppdelade i intervall som representeras av olika färger.

2.5 Förluster i vindkraftsanläggningar

Utöver de aerodynamiska förluster och förluster i drivlinan och generatoren hos ett vindkraftverk förekommer även förluster på anläggningsnivå. Förlusterna beror av bl. a. smutsiga blad, isbildning, de interna och externa näten, wake-effekten och turbinernas tillgänglighet. Tillgänglighetsförluster definieras av hur mycket ett vindkraftverk inte producerar p.g.a. driftstopp. Driftstoppen i sin tur kan vara både planerade och oplanerade. I tabell 2.2 visas uppskattade värden för förlusterna i vindkraftsanläggningen Rödsand 2 i Danmark. De externa kabelförlusterna är 0,0 % eftersom det är Energinet.dk, TSO (Transmission system operator) i Danmark, som ansvarar för överföring från anläggningens transformatorstation till det landbaserade nätet.

Tabell 2.2 Approximativa förluster för Rödsand 2 (Svensson, 2013).

Förluster	
Smutsiga blad och isbildning	-1 %
Interna kabelförluster	-1,5 %
Externa kabelförluster	0,0 %
Wake-förluster	-12,4 %
Turbinernas tillgänglighet	-3 %

Anläggningens totala verkningsgrad (eng. array efficiency) definieras som (Manwell et al., 2009),

$$\eta_{tot} = \frac{\text{Årlig energi för hela anläggningen}}{(\text{Årlig energi för en isolerad turbin})(\text{Antal turbiner})} \quad (2.8)$$

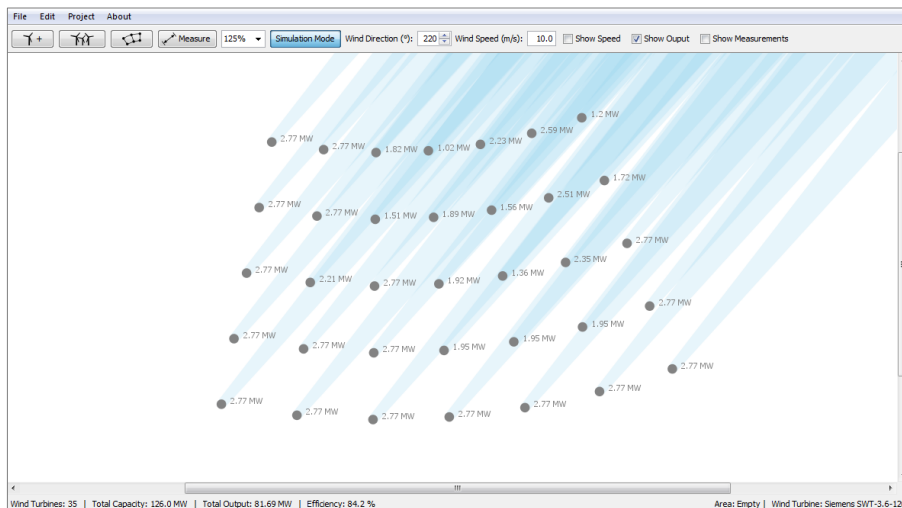
Med förlusterna i tabell 2.2 blir den totala verkningsgraden för Rödsand 2 82,9 % där wake-effekten står för det största bidraget.

2.6 Tillämpningar av wake-modellering

Användningsområdena för wake-modellering kan delas in i tre kategorier; projektering, drift och underhåll och prognostisering. Wake-effekten, som står för de största förlusterna i en vindkraftsanläggning, är främst beroende av vindriktning och avståndet mellan turbinerna. Därför är det viktigt att man tar hänsyn till den redan i projekteringsfasen. Beräkning av wake-effekten är också väsentlig för drift och underhåll, mer specifikt vid nedreglering av den aktiva effekten.

2.6.1 Projektering

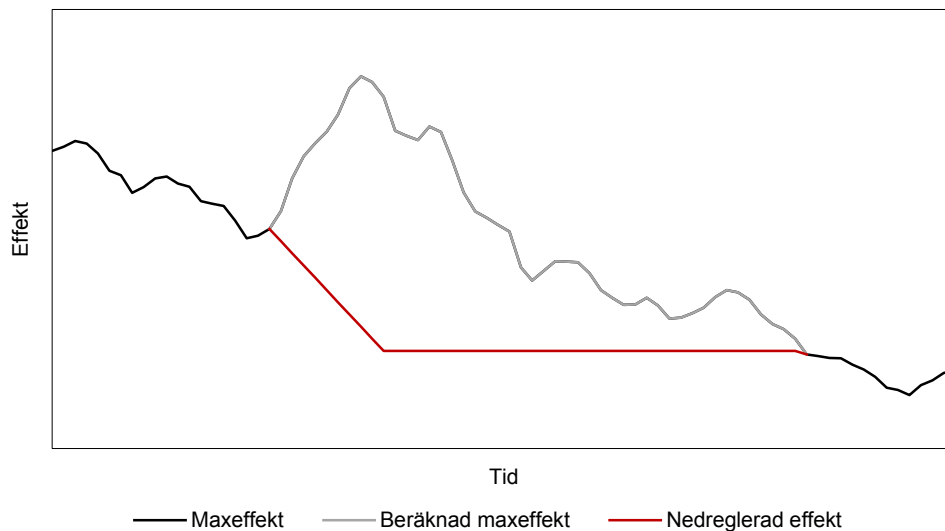
Redan i projekteringsfasen är det viktigt att bestämma optimal layout för att minska wake-påverkan av turbinerna och på sätt öka anläggningens produktion. Det finns ett antal kommersiella program som kan simulera wake-effekten och andra förluster. Ett av de mest välkända är windPRO som utvecklats av EMD International A/S. På Lunds tekniska högskola används ett program, WPP (Wind Power Plant) Designer, som tillåter studenter designa sina egna vindkraftsanläggningar med ett interaktivt grafiskt användargränssnitt. Med enkla indata kan man simulera wake-effekten i en specifik vindriktning och vindhastighet. Det är även möjligt att beräkna den årliga produktionen för en anläggning, inkluderat wake-effekten, om det finns tillgänglig vinddata. Programmet började jag utveckla under tiden jag läste kursen och det lade grunden för arbetet i denna rapport.



Figur 2.5 Skärmdump av wake-simuleringsprogrammet WPP Designer som används i kursen Vindkraftssystem på Lunds tekniska högskola.

2.6.2 Drift och underhåll

Vad gäller drift och underhåll är wake-modellering väsentlig när nedreglering simuleras och eventuellt för att avgöra om ett vindkraftverk avviker från sin normala produktion, dvs. avviker från vind-effektkurvan. Vid nedreglering kan det vara av intresse att veta marginalen till maximal produktion så man är medveten om hur stor uppreglring som är möjlig eller om effekten är på väg att sjunka lägre än den aktuella nivån. Det är möjligt att i realtid simulera wake-effekten eftersom beräkningarna utförs relativt snabbt. Det som måste ingå i modellen då är tidsaspekten. I denna rapport undersöks enbart statistiska modeller, men det är möjligt att utveckla de till att vara tidsberoende. I figur 2.6 illustreras den information som wake-modellering kan bidra med vid nedreglering.



Figur 2.6 Illustration av nedreglering. Den grå kurvan för den beräknade maxeffekten är information som vanligtvis inte finns tillgänglig med hänsyn till wake-effekten.

2.6.3 Prognos

För korta tidsperioder på ett fåtal timmar baseras vindprognoser inte på vädermodeller. Istället används statistiska modeller eftersom de ger bättre noggrannhet relativt vädermodellerna. En modell som används flitigt är den så kallade persistensmodellen. Den antar att produktionen för de kommande timmarna kommer att vara den samma som i nuläget. Svenska kraftnät beräknade för 2011 standardavvikelsen för skillnaden mellan produktionsplanen för den aggregerade vindkraften i Sverige och verkligt utfall. Resultatet uppgick till 4,2 % av installerad vindkraftseffekt. Maximal skillnad beräknades till +18,7 % respektive -19,2 % och medelvärdet för felet var -0,01 % (Svenska Kraftnät, 2013). Den förväntade utbyggnaden av vindkraft i Sverige 2015 skulle innebära att den totala vindkraftseffekten

uppgår till ungefär 6000 MW (Svensk Vindenergi, 2015). Det innebär att produktionen maximalt kan avvika ± 1200 MW vilket motsvarar effekten hos en av de största kärnkraftsreaktorerna i Sverige. Nedreglering är en relativt enkel åtgärd. Det är svårare att kompensera för effektbortfall eftersom en uppreglering kräver att den aktiva effekten redan är nedreglerad. Wake-modellering är av betydelse i prognoser för att simulera hur stor påverkan nedreglering får i enskilda anläggningar. Informationen kan sedan användas till att bedöma om en nedreglering är möjlig med avseende på de förväntade vindförhållandena.

2.6.4 Behov och utmaningar vid wake-modellering

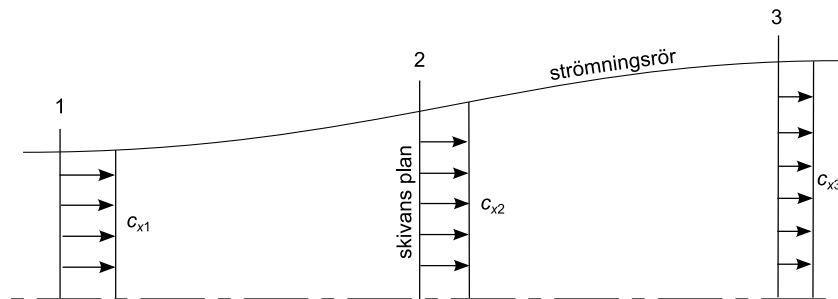
Om nedreglering ska kunna simuleras krävs noggranna modeller för den aktuella turbinen. När en turbin reglerar den aktiva effekten aerodynamiskt påverkar den även vaken bakom sig vilket i sin tur påverkar andra turbiner i en anläggning. Det är viktigt att modellen av turbinen är testad mot verkliga data så att rätt parametrar används i wake-modellerna. Det finns i övrigt parametrar som går att justera efter en specifik anläggning så det är möjligt för wake-modellerna att ge relativt noggranna resultat. Det mest komplexa i simuleringarna är att förutspå väderförändringar. En slutsats som kan dras från avsnitt 2.6.3 är att dagens vädermodeller inte är tillräckligt noggranna på kort sikt då man istället använder statistiska modeller.

3. Aerodynamik

När den aktiva uteffekten från en turbin ska regleras aerodynamiskt är det viktigt att det utförs tester för att det ska gå att modellera vad som händer med luftflödet och turbinen. Krafterna som verkar på turbinens blad ändras vid förändrade driftförhållanden. Detta påverkar inte enbart den enskilda turbinens effektuttag, utan kan även påverka de omkringliggande turbinerna. I detta kapitel beskrivs de grundläggande teorierna bakom turbindesign och det avslutas med att en aerodynamisk modell av Siemens SWT-2.3-93 tas fram.

3.1 Impulsteorin (Momentum Theory)

För att enkelt kunna modellera strömningen genom rotorn på en turbin ersätts rotorn av en skiva (eng. actuator disc). Ett antal antagande måste göras för att förenkla analysen. Strömningen måste vara likformig och inkompressibel. Ingen rotation får förekomma vid skivan och strömningen i det tänkta ”strömningsrör” måste vara kontinuerligt. För mer bakgrund till antagandena och härledning se Dixon och Hall (2010, s. 364-367). En skiss av strömningsmodellen visas i figur 3.1.



Figur 3.1 Skiss av strömningsmodellen i impulsteorin.

Luften som närmar sig skivan utsätts för ett motstånd. Detta motstånd reducerar hastigheten på strömningen vilket medför en tryckökning då stagnationstrycket antas vara konstant vid inkompressibel strömning, dvs. att densiteten är konstant. Över skivans plan sker ett hastigt tryckfall vilket resulterar i en kraft som verkar axiellt på skivan. Den axiella kraften är,

$$X = \dot{m}(c_{x1} - c_{x3}) = \rho c_{x2} A_2 (c_{x1} - c_{x3}). \quad (3.1)$$

där \dot{m} är massflödet, ρ är luftens densitet, A_2 är skivans tvärsnittsarea, c_{x1} är vindhastigheten uppströms skivan, c_{x2} vindhastigheten i skivans plan och c_{x3} vindhastigheten nedströms skivan. Effekten som extraheras av turbinen är således,

$$P = X c_{x2} = \rho A_2 c_{x2}^2 (c_{x1} - c_{x3}). \quad (3.2)$$

Betz (refererad i Dixon & Hall, 2010) visade att hastigheten i skivans plan är medelhastigheten av hastigheterna långt uppströms och långt nedströms. Dixon och Hall (2010, s. 366) är noga med att poängtera att ingen hänsyn har tagits till att strömningen bakom rotorn blandas med omgivningen, vilket hade påverkat resultatet.

$$c_{x2} = \frac{1}{2}(c_{x1} + c_{x3}). \quad (3.3)$$

Effekten uttryckt i enbart hastigheten uppströms och i skivans plan blir med ekvation (3.3),

$$P = 2\rho A_2 c_{x2}^2 (c_{x1} - c_{x2}). \quad (3.4)$$

Den så kallade axiella induktionsfaktorn a definieras som,

$$a = (c_{x1} - c_{x2})/c_{x1}. \quad (3.5)$$

Införs denna i ekvation (3.4) för effekten fås,

$$P = 2\rho A_2 c_{x1}^3 a(1 - a)^2. \quad (3.6)$$

3.1.1 Effektkoefficienten, C_p

Effektkoefficienten, C_p , definieras som förhållandet mellan effekten extraherad av turbinen och vindens kinetiska effekt genom samma area som rotorn,

$$C_p = \frac{P}{P_0} = \frac{2\rho A_2 c_{x1}^3 a(1-a)^2}{1/2\rho A_2 c_{x1}^3} = 4a(1 - a)^2. \quad (3.7)$$

Det maximala värdet på C_p också kallat Betz lag fås vid $a = 1/3$ och är,

$$C_{p,max} = 16/27 = 0.593. \quad (3.8)$$

3.1.2 Dragkoefficienten, C_t

Den axiella kraftkoefficienten eller dragkoefficienten, C_t , definieras som,

$$C_t = X / \left(\frac{1}{2} \rho c_{x1}^2 A_2 \right) = 4a(1 - a). \quad (3.9)$$

Resultaten ovan gäller för en ideal turbin men de är fortfarande att betrakta som användbara approximationer (Dixon & Hall, 2010, s. 365).

3.2 Bladelementteorin (Blade Element Theory)

Den grundläggande teorin för vingar och propellrar utvecklades av Glauert (refererad i Dixon & Hall, 2010) på 1930-talet. Teorin är generaliserad för att kunna appliceras på vindturbiner och används än idag i designprocessen. Något som teorin inte tar hänsyn till är strömningens variation som beror på turbinens blad som stör flödet periodiskt. Det är möjligt att komplementera Glauerts teori

så att den tar hänsyn till ett begränsat antal blad, den enklaste och mest använda kompenseringen är Prandlts korrektionsfaktor (Dixon & Hall, 2010, s. 373).

3.2.1 Krafter verkandes på ett bladelement

Den resulterande kraften som verkar på ett blad element kan delas upp i två komponenter. Den ena är lyftkraften L och den andra är dragkraften D . Enligt konvention är lyftkraften och dragkraften riktad vinkelrät respektive parallellt mot den relativa vindhastigheten w . Projiceras resultanten istället på bladets rotationsriktning fås den kraft som bidrar till turbinens effektuttag. Kraften på bladelementet per längdenhet i rotationsriktningen är,

$$Y = L \sin \varphi - D \cos \varphi, \quad (3.10)$$

Kraften på bladelementet per längdenhet i axiell riktning är,

$$X = L \cos \varphi + D \sin \varphi, \quad (3.11)$$

Den inkrementella axiella kraften på ett bladelement kan skrivas som,

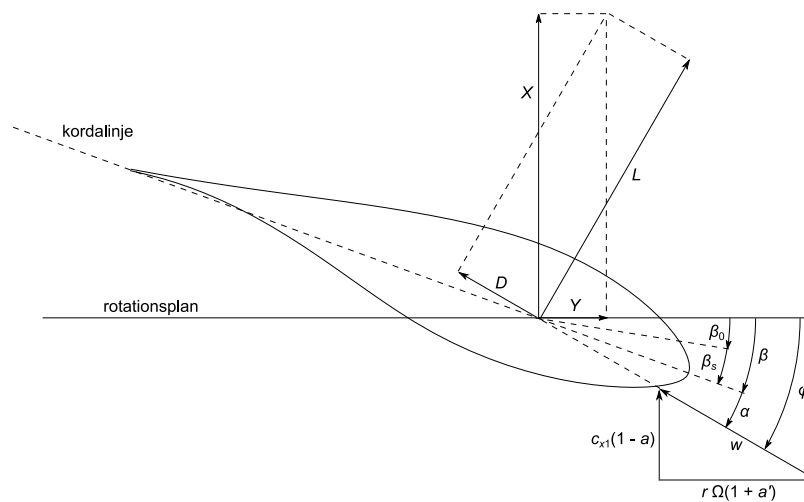
$$dX = Xdr = 4\pi\rho a(1-a)rc_{x1}^2 dr, \quad (3.12a)$$

och det inkrementella vridmomentet som verkar på turbinens axel är,

$$d\tau = Yrdr = 4\pi\rho\Omega c_{x1}(1-a)a'r^3 dr, \quad (3.13a)$$

Det inkrementella effektbidraget från bladelementet är,

$$dP = \Omega d\tau \quad (3.14)$$



Figur 3.2 Krafter verkandes på ett bladelement.

Figur 3.2 visar ett bladelement på radien r som rör sig åt höger tillsammans med hastighetsvektorerna. Bladet har en korda l och roterar med

vinkelhastigheten Ω . Pitchvinkeln β på radien r är definierad som vinkeln mellan rotationsplanet och kordalinjen. Axialhastigheten är den samma från impulsteorin från föregående avsnitt, $c_{x2} = c_{x1}(1 - a)$, vinkelrät mot rotationsplanet. Den tangentiella induktionsfaktor a' ger ett positivt bidrag till rotationshastigheten på grund av att strömningen i rotationsplanet kommer ha en motsatt rotation till bladen. En djupare förklaring ges av Dixon och Hall (2010, s. 374-375). Vinkeln för den relativa vindhastigheten φ är summan av pitchvinkeln β och infallsvinkeln α ,

$$\varphi = \alpha + \beta. \quad (3.15)$$

Från figur 3.2 kan följande förhållande bestämmas,

$$\sin \varphi = c_{x2}/w = c_{x1}(1 - a)/w, \quad (3.16)$$

$$\cos \varphi = \Omega r(1 + a')/w, \quad (3.17)$$

$$\tan \varphi = \frac{c_{x1}}{\Omega r} \left(\frac{1-a}{1+a'} \right), \quad (3.18)$$

3.2.2 Lyft- och dragkoefficienterna

Lyft- och dragkraften kan uttryckas dimensionslöst i lyft- respektive dragkoefficienter som definieras,

$$C_L(\alpha) = L / \left(\frac{1}{2} \rho w^2 l \right), \quad (3.19)$$

$$C_D(\alpha) = D / \left(\frac{1}{2} \rho w^2 l \right), \quad (3.20)$$

där w är den relativa vindhastigheten och l är bladelementets korda. Koefficienterna är funktioner av infallsvinkeln α , bladets geometri och Reynolds tal som definieras,

$$\text{Re} = \frac{wl}{\nu}, \quad (3.21)$$

där ν är den kinetiska viskositeten.

3.3 Kombination av bladelementteorin och impulsteorin (Blade Element Momentum Theory)

Om impulsteorin och bladelementteorin kopplas samman går det att härleda ekvationer för a och a' . Dessa är,

$$a/(1 - a) = \lambda(\cos \varphi + \varepsilon \sin \varphi) / \sin^2 \varphi, \quad (3.22a)$$

$$a'/(1 + a') = \lambda(\sin \varphi - \varepsilon \cos \varphi) / (\sin \varphi \cos \varphi), \quad (3.23a)$$

$$\varepsilon = C_D/C_L, \quad (3.24)$$

$$\lambda = ZlC_L/(8\pi r), \quad (3.25)$$

där λ är en dimensionslös parameter kallad bladbelastningskoefficienten (eng. blade loading coefficient). För fullständig härledning se Dixon och Hall (2010, s. 378-379). Ekvationerna ovan går att lösa för en given pitchvinkel β genom iteration. Algoritmen som Glauert tog fram för bestämning av a och a' är stegvis beskriven i tabell 3.3.

Tabell 3.1 Algoritm för beräkning av a och a' (Dixon & Hall, 2010, s. 381).

Steg	Åtgärd
1	Börja med att välja $a = a' = 0$
2	Beräkna vinkeln φ med ekv. (3.10)
3	Beräkna den lokala infallsvinkeln $\alpha = \varphi - \beta$
4	Bestäm C_L och C_D från tabeller eller formler
5	Beräkna nya a och a'
6	Om värdena konvergerar gå till steg 7, annars gå till steg 2
7	Beräkna lokala krafter på bladelementet

3.3.1 Prandtls korrektionsfaktor

När ett blad på en turbin passerar en fix punkt i strömningsfältet kommer hastigheten i punkten att variera över tid. Resultatet av detta fenomen är att nettoimpulsen reduceras och således nettoeffekten som turbinen extraherar. Detta inkluderas i teorin genom att införa korrektionsfaktorn F , som utvecklades av Prandtl (Dixon & Hall, 2010, s. 385). Korrektionsfaktorn är,

$$F = \left(\frac{2}{\pi}\right) \arccos \left[\exp \left(- \left\{ \frac{(Z/2)[1-r/R]}{(r/R) \sin \varphi} \right\} \right) \right], \quad (3.26)$$

där Z är bladantalet, φ vinkeln för den relativa vindhastigheten och r/R positionen på bladet. Längst ut på bladet, $r/R = 1$, blir korrektionsfaktorn, $F = 0$. Detta beror på att tryckskillnaden mellan ovansidan och undersidan på bladet försöker jämnas ut, vilket minskar lyftkraften (Manwell, McGowan & Rogers, 2009, s. 127-128). Korrektionsfaktorn multipliceras direkt med kraftekvationerna från Glauerts teori som blir,

$$dX = 4\pi\rho a(1-a)rc_{x1}^2 F dr, \quad (3.12b)$$

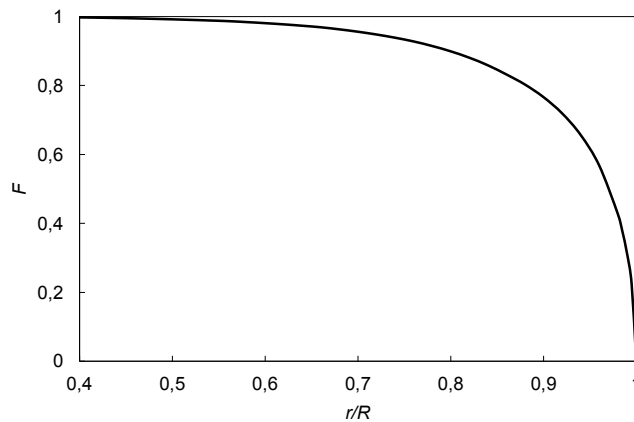
$$d\tau = 4\pi\rho\Omega c_{x1}(1-a)a'Fr^3 dr, \quad (3.13b)$$

Ekvationerna för a och a' påverkas på följande sätt,

$$a/(1-a) = \lambda(\cos \varphi + \varepsilon \sin \varphi)/(F \sin^2 \varphi), \quad (3.22b)$$

$$a'/(1+a') = \lambda(\sin \varphi - \varepsilon \cos \varphi)/(F \sin \varphi \cos \varphi), \quad (3.23b)$$

Figur 3.3 visar hur Prandtls korrektionsfaktor varierar med positionen på bladet för en turbin med tre blad.



Figur 3.3 Prandtls korrektionsfaktor vid olika positioner på bladet.

3.3.2 Optimal bladdesign

Glauerts enkla men kraftfulla metod ger noggranna resultat för en preliminär rotordesign. För att hitta optimal bladdesign införs en ny dimensionslös parameter (eng. tip-speed ratio) som är förhållandet mellan bladspetsens hastighet och den axiella vindhastigheten. Den definieras som,

$$J = \frac{\Omega R}{c_{x1}}. \quad (3.27)$$

Parametern är viktig ur designsynpunkt då den har stor inverkan på a och a' . Det lokala hastighetsförhållandet är proportionellt mot radien och definieras,

$$j = \left(\frac{r}{R}\right) J. \quad (3.28)$$

Maximering av effektuttaget görs genom att produkten $(1 - a)a'$ från ekvation (3.13a) maximeras. Vid maximalt effektuttag blir den optimala bladbelastningskoefficienten,

$$\lambda = \frac{ZlC_L}{8\pi r} = 1 - \cos \varphi. \quad (3.29)$$

Slutligen kopplas det lokala hastighetsförhållandet j och bladbelastningskoefficienten för att ge en ekvation som beskriver den optimala produkten $j\lambda$ för ett bladelement,

$$j\lambda = \frac{\sin \varphi (2 \cos \varphi - 1)}{1 + 2 \cos \varphi}. \quad (3.30)$$

För ett givet bladspets-hastighetsförhållande finns en optimal vinkel φ och därmed en optimal faktor lC_L . Vid härledning av ekvationerna har det antagits att $C_D = 0$. För fullständig härledning se Dixon och Hall (2010, s. 393-395).

3.4 Aerodynamisk modell: Siemens SWT–2.3–93

En vanligt förekommande turbin både i landbaserade och havsbaserade vindkraftsanläggningar är Siemens SWT–2.3–93. Mer specifikt används den i vindkraftsanläggningarna Lillgrund utanför Klagshamn, Sverige, och Rödsand 2 utanför Rödbyhamn, Danmark. Eftersom wake-modellerna som beskrivs i kapitel fyra senare kommer att valideras mot data från Rödsand 2 är det därför lämpligt att skapa en aerodynamisk modell av denna turbintyp. Metoden som används är så kallad *reversed engineering* där information från öppna källor används i så stor utsträckning som möjligt och för information som saknas måste antaganden göras.

3.4.1 Bladprofiler

Bladprofilerna som används till Siemens SWT–2.3–93 tillhör familjerna NACA 63-xxx och FFA-xxx (Siemens, 2015). FFA-profilerna är utvecklade vid Flygtekniska försöksanstalten (FFA) som upphörde den 31 december 2000 när Totalförsvarets forskningsinstitut (FOI) bildades (Wikipedia, 2015). NACA-profilerna är utvecklade av National Advisory Committee for Aeronautics (NACA) som var föregångaren till National Aeronautics and Space Administration (NASA). Serien FFA-W3 består av bladprofiler designade för att användas till pitchreglerade turbiner. Bladprofilerna har förhållande mellan tjocklek och korda som varierar mellan 19.5 % och 36 %. Den smalaste profilen, FFA–W3–195, är en interpolation mellan den tjockare FFA–W3–211-profilen och NACA 63–618. För bladprofiler smalare än 18 % rekommenderas NACA 63–600-serien (Björck 1990). Med denna information är därför ett rimligt antagande att Siemens har valt att använda denna uppsättning av bladprofiler till denna turbin.

3.4.2 Bladets dimensioner

Informationen om hur bladet på Siemens SWT–2.3–93 är designat är begränsad. Därför måste en del antagande göras. I tabell 3.2 visas den information om bladet som ges av Siemens (2015).

Bladlängd	45 m
Spetskorda	0.8 m
Rotkorda	3.5 m

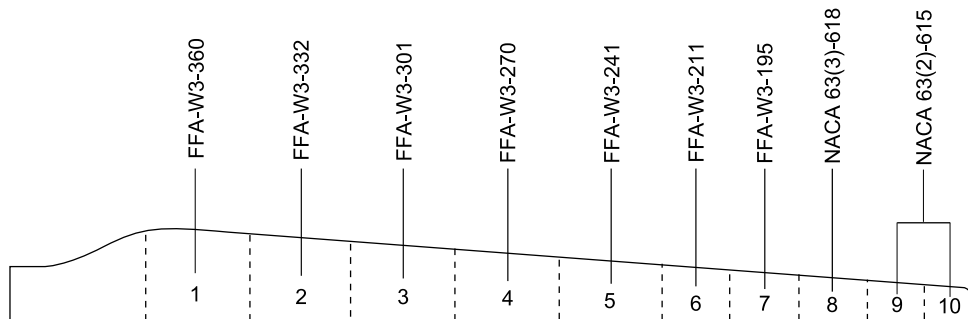
För att förenkla beräkningarna görs antagandet att kordan och tjockleken minskar linjärt med radien. Antagandet om att kordan har en konstant

minskning kan för övrigt styrkas med figur 3.4. I figuren går det även att urskilja att den längsta kordan finns på radieförhållandet $r/R \approx 0.2$.



Figur 3.4 Fotografi på en Siemens SWT-2.3-93 bakifrån under drift.

I FFA-W3-serien ingår sju bladprofiler inklusive den som är framtagen med interpolation. Dessutom används de två NACA 63-600-profilerna längst ut på bladet. Totalt placeras nio profiler ut på bladet så att tjockleken minskar linjärt. Figur 3.5 visar fördelningen av profiler tillsammans med de sektioner i vilka profilernas respektive egenskaper ska gälla. Eftersom Prandlts korrektionsfaktor minskar drastiskt längst ut på bladet har sektorn för NACA 63-615 delats upp i två för att ge ett bättre medelvärde.



Figur 3.5 Bladsektioner med respektive bladprofil.

Värden på C_L och C_D vid olika infallsvinklar för bladprofilerna togs fram med programmet XFOil. Det utvecklades på MIT för design och analys av bladprofiler under subsoniska förhållanden (Drela & Youngren, 2001). Data för bladets dimensioner som används i beräkningarna redovisas i tabell 3.3.

Tabell 3.3 Dimensioner för respektive sektion på bladet.

Sektion	Bladprofil	Medelradie, r [m]	Sektionslängd [m]	Korda, l [m]
1	FFA-W3-360	9.00	5.00	3.33
2	FFA-W3-332	14.00	5.00	2.99
3	FFA-W3-301	19.00	5.00	2.66
4	FFA-W3-270	24.00	5.00	2.32
5	FFA-W3-241	29.00	5.00	1.98
6	FFA-W3-211	33.17	3.33	1.70
7	FFA-W3-195	36.50	3.33	1.48
8	NACA 63(3)-618	38.17	3.33	1.36
9	NACA 63(2)-615	42.75	2.5	1.05
10	NACA 63(2)-615	45.25	2.5	0.88

3.4.3 Bladets vridning

För att hitta det optimala bladet måste varje sektion vridas en specifik vinkel. Vinkeln som varje sektion vrids kallas för sektionspitchvinkeln β_s och är en komponent av den totala pitchvinkeln,

$$\beta = \beta_0 + \beta_s, \quad (3.31)$$

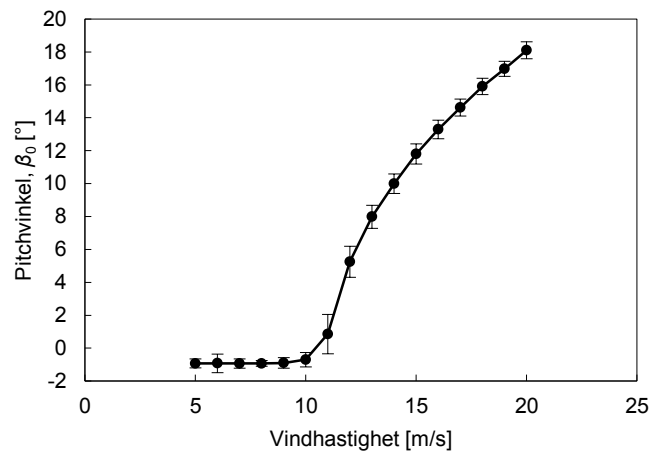
där β_0 är vinkeln som regleras av turbinen när märkeffekten har uppnåtts. Den optimala vridningen för varje sektion beräknas med teorin från avsnitt 3.3. Förhållandet mellan spets- och vindhastighet som kommer användas vid designen är $J = 8.8$. Förhållandet är framräknat med hjälp av data från vindkraftsanläggningen Rödsand 2 och gäller för vindhastigheter på omkring 8 m/s. Resultatet visas i tabell 3.4.

Tabell 3.4 Resultat för optimalt blad.

Sektion	j	φ [°]	C_L	α [°]	β [°]
1	1.703	20.28	1.403	6.55	13.73
2	2.649	13.79	1.129	5.18	8.61
3	3.596	10.36	0.977	4.26	6.10
4	4.542	8.28	0.903	4.05	4.23
5	5.488	6.88	0.884	3.93	2.95
6	6.277	6.03	0.906	4.18	1.85
7	6.908	5.49	0.951	4.05	1.45
8	7.224	5.25	0.986	3.79	1.46
9	8.090	4.70	1.143	5.36	-0.66
10	8.563	4.44	1.287	6.95	-2.51

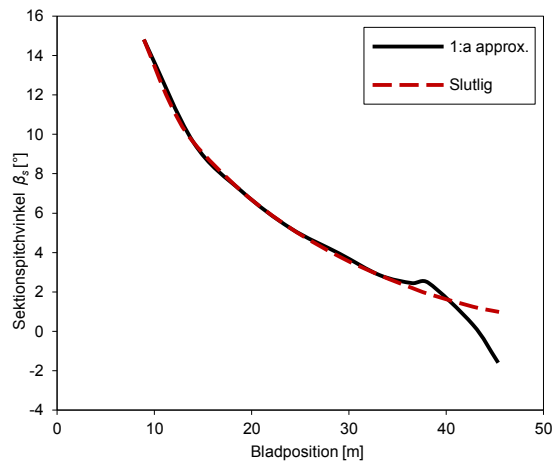
Resultaten i tabell 3.4 gäller under ideala förhållanden dvs. $C_D = 0$ och Prandtls korrektionsfaktor $F = 1$. En simulering utförs med ett egenutvecklat program och värdena i tabell 3.2 som utgångspunkt. Här tillåts också att $C_D > 0$ och $F \leq 1$. Resultatet visar att värdena för sektionerna 1-7 stämmer bra överens med den första approximationen. För sektionerna 8-10 blir resultatet bättre för vinklar β nära 0° . Det föreslås därför att bladets vridning beskrivs av en

kontinuerlig funktion som innehåller värdena för sektionerna 1-7 och som går mot värdet 0° vid sektionerna 8-10.



Figur 3.6 Pitchvinkel för Siemens SWT-2.3-93 vid olika vindhastigheter (Data från Rödsand 2).

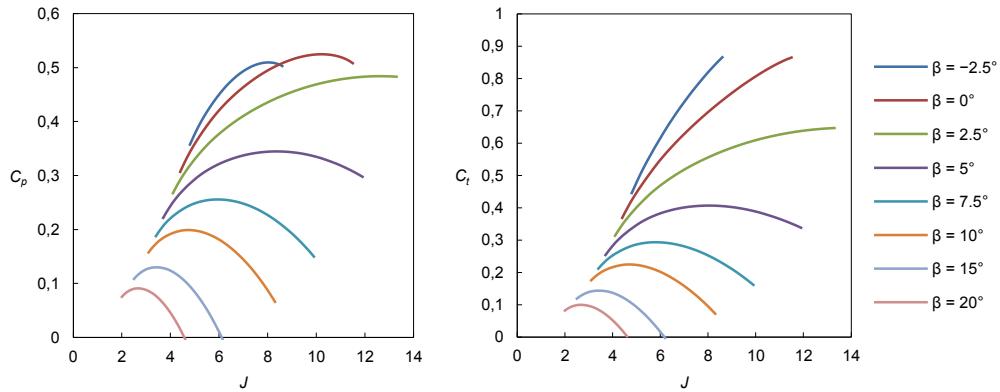
Data från Rödsand 2 visar att bladets pitchvinkel β_0 för hastigheter lägre än 9 m/s är -1° , se figur 3.6. Det innebär att sektionpitchvinkeln $\beta_s = \beta + 1$. Den kontinuerliga funktion som definierar bladets vridning beskrivs av en andra ordningens Bezierkurva med nodpunkterna (9.0, 14.7), (15.5, 4.5) och (42.25, 1.0). Skillnaden mellan den första approximationen och slutlig vridning visas i figur 3.7.



Figur 3.7 Sektionspitchvinkeln som funktion av positionen på bladet.

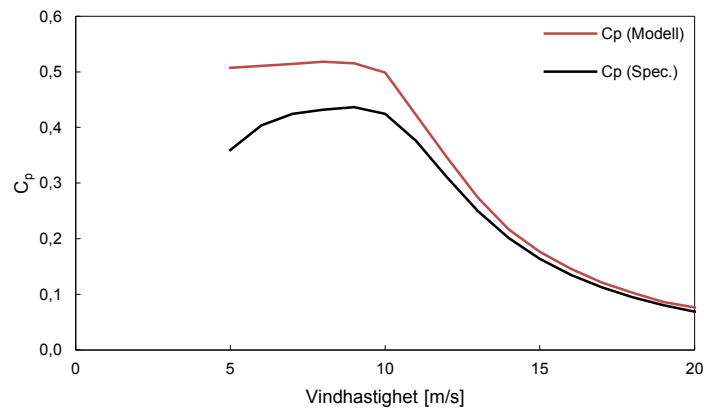
3.4.4 Slutlig modell

Modellen för bladet är nu fullständig. Genom att använda Glauerts teori och variera spets-vindhastighetsförhållandet och pitchvinkeln kan C_p - och C_T -kurvor framställas. Kurvorna visas i figur 3.8 som funktioner av pitchvinkel β och spets-vindhastighetsförhållande J .

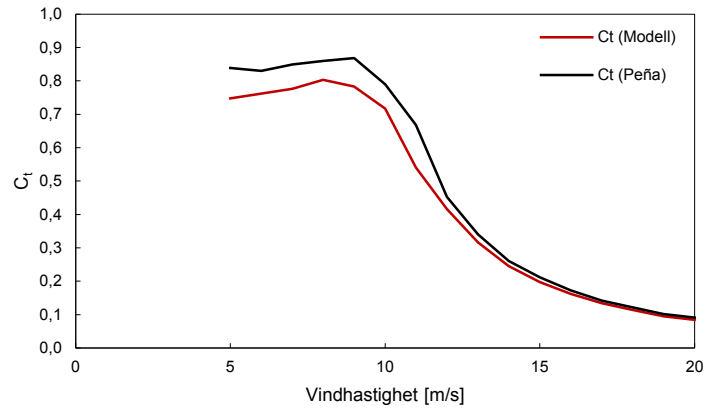


Figur 3.8 C_p -kurvor (vänster) och C_t -kurvor (höger) vid olika pitchvinkel som funktion av spetsvindhastighetsförhållandet.

Skillnaderna mellan modellens och tillverkarens C_p -kurvor under normala driftsförhållanden visas i figur 3.9. En jämförelse av modellens C_t -kurva och en kurva hämtad ur Peña et al. (2013) visas i figur 3.10. Den modellerade C_p -kurvan har betydligt högre värden än tillverkarens specifikation (Siemens, 2009) vid vindhastigheter mindre än 11 m/s. Det ska dock poängteras att den modellerade C_p -kurvan inte har några förluster i drivlinan och generatorm inräknat. Vad gäller den modellerade C_t -kurvan så underskattar den dragkoefficienten jämfört med kurvan från Peña.



Figur 3.9 Jämförelse av modellerad C_p -kurva och C_p -kurvan enligt tillverkarens specifikation (Siemens, 2009).



Figur 3.10 Jämförelse modellerad C_t -kurva och C_t -kurva ur Peña et al. (2013).

När modellen används till simuleringarna i senare kapitel kommer ändringar av C_p och C_t att räknas ut som ett förhållande som kan multipliceras med de korrekta värdena från tillverkarens kurvor. Om det antas att verkningsgraderna för drivlinan och generatoren inte ändras anmärkningsvärt när turbinen ändrar pitchvinkeln väntas dessa ta ut varandra och den nya effektkoefficienten blir,

$$\eta_d \eta_g C_{p2} = \frac{C_{p2,modell}}{C_{p1,modell}} \eta_d \eta_g C_{p1,tillverkare} \quad (3.32)$$

där η_d är verkningsgraden för drivlinan och η_g verkningsgraden för generatoren.

4. Wake-modellering

Det har tidigare konstaterats att det är väsentligt att kunna modellera wake-effekten p.g.a. dess stora inverkan. I detta kapitel beskrivs två wake-modeller används flitigt i diverse wake-simuleringsprogram. Turbulensen har betydelse för wake-effekten och för att modellera den används Larsens turbulensmodell.

4.1 Modeller

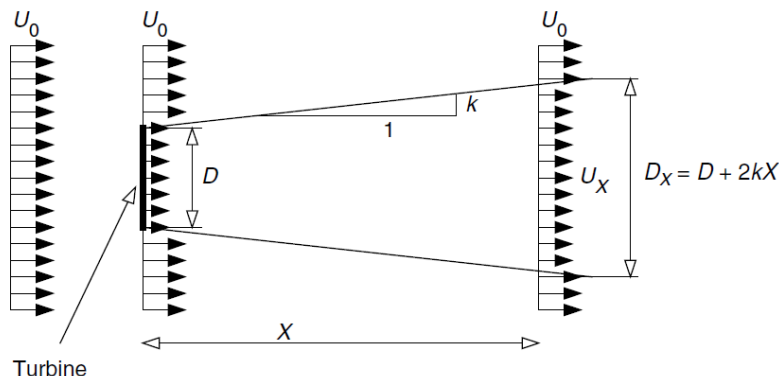
4.1.1 N.O. Jensens wake modell

N.O. Jensens wake modell utvecklades först av Jensen (1983). Jensen antar att vaken bakom en turbin expanderar linjärt som funktion av avståndet nedströms. Utgångspunkten i modellen är att rörelsemängden bevaras. Hastighetsprofilen i vaken är konstant till skillnad från andra wake-modeller som Larsen (1988) och Ainslie (1988) som har hastighetsprofiler med gaussiskt utseende.

Katic (1986) utvecklade Jensens modell så att den tar hänsyn till turbinens dragkoefficient, C_t . Därför är modellen i viss litteratur uppkallad efter Katic. Modellens syfte är att uppskatta vindens energiinnehåll och inte att beskriva hastighetsfältet i vaken. Den förenklade hastighetsprofilen medför att hastigheten nära rotorn blir felaktig jämfört med mätdata. Enligt Katic ger modellen bäst resultat om den justeras för avstånd större fyra rotordiametrar efter turbinen. Vakens bredd bestäms av,

$$D_w = D + 2kx \quad (4.1)$$

där D är turbinens rotordiameter, k är vakens återhämtningskonstant (eng. wake decay constant) och x är avståndet bakom turbinen. EMD, företaget som står bakom simuleringsprogrammet WindPro, rekommenderar i sin användarmanual $k = 0.04$ för havsbaserade vindkraftsanläggningar och $k = 0.075$ för landbaserade anläggningar (Nielsen et al., 2010).



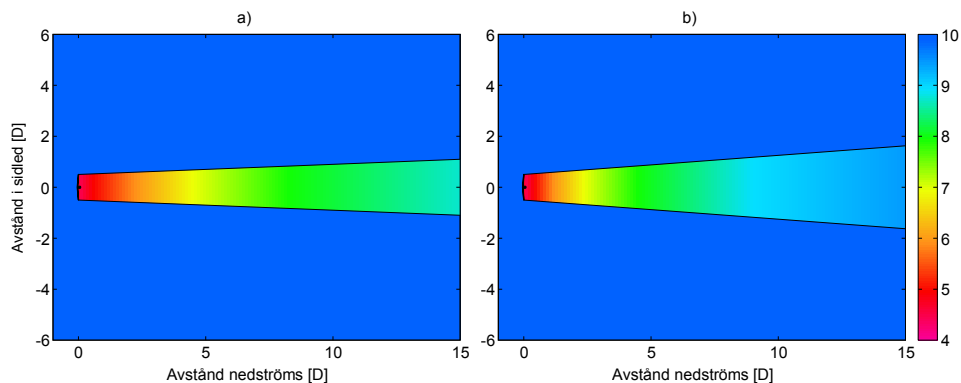
Figur 4.1. Schematisk bild av N.O. Jensens wake modell (Manwell et al., 2009, s. 427).

Hastighetsminskningen på avståndet x bakom turbinen med notation enligt figur 4.1 ges av,

$$1 - \frac{U_x}{U_0} = \frac{1 - \sqrt{1 - C_t}}{\left(1 + \frac{2kx}{D}\right)^2} \quad (4.2)$$

där U_0 är friströmshastigheten, U_x hastigheten i vaken på avståndet x nedströms, C_t turbinens dragkoefficient, k återhämtningskonstanten och D turbinens rotordiameter.

Figur 4.2 visar hur återhämtningskonstanten k påverkar hastighetsfältet i vaken efter en Siemens 2.3–93 turbin. Friströmshastigheten i det här scenariot är 10 m/s, vilket för den valda turbinen innebär att dragkoefficienten C_t är lika med 0.79. Det syns tydligt att värdet på k påverkar både hastighetsåterhämtningen och tillväxten på vakens bredd.



Figur 4.2. Hastighetsfältet i N.O. Jensens wake modell för olika återhämtningskonstanter k vid 10 m/s
a) $k = 0.04$ b) $k = 0.075$.

4.1.2 G.C. Larsens wake modell

Modellen baseras på Prandtls ekvationer för turbulenta gränsskikt och har en sluten lösning för vakens bredd och medelhastighetsprofilen i vaken. Vindskjuvning försummas vilket möjliggör att modellen kan uttryckas i cylindriska koordinater. Flödet antas vara stationärt och inkompressibelt.

Larsen (1988) visar både en första och andra ordningens approximation till gränsskiktsekvationerna. Här behandlas enbart den första ordningens lösning, vilken ger följande ekvation för hastighetsminskningen,

$$\Delta U(x,r) = -\frac{U_0}{9} (C_t A(x+x_0)^{-2})^{\frac{1}{3}} \left[r^{\frac{3}{2}} (3c_1^2 C_t A(x+x_0))^{-\frac{1}{2}} - \left(\frac{35}{2\pi} \right)^{\frac{3}{10}} (3c_1^2)^{-\frac{1}{5}} \right]^2 \quad (4.3)$$

Vakens radie på avståndet x ges av,

$$R_w(x) = \left(\frac{35}{2\pi} \right)^{\frac{1}{5}} (3c_1^2)^{\frac{1}{5}} (C_t A(x+x_0))^{\frac{1}{3}} \quad (4.4)$$

Konstanten c_1 är relaterad till Prandtls blandningslängd (eng. Prandtl's mixing length) och ges av,

$$c_1 = \left(\frac{D_{\text{eff}}}{2} \right)^{\frac{5}{2}} \left(\frac{105}{2\pi} \right)^{-\frac{1}{2}} (C_t A x_0)^{-\frac{5}{6}} \quad (4.5)$$

Avståndet till rotorn i det givna koordinatsystemet, x_0 , ges av,

$$x_0 = 9.5D \left[\left(\frac{2R_{9.5}}{D_{\text{eff}}} \right)^3 - 1 \right]^{-1} \quad (4.6)$$

Den effektiva rotordiametern ges av,

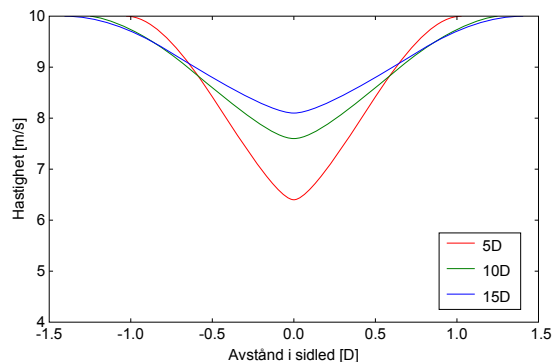
$$D_{\text{eff}} = D \sqrt{\frac{1 + \sqrt{1 - C_t}}{2\sqrt{1 - C_t}}} \quad (4.7)$$

Vakens radie på avståndet 9.5 rotordiameterar efter rotorn, $R_{9.5}$,

$$R_{9.5} = 0.5[R_{\text{nb}} + \min(H, R_{\text{nb}})] \quad (4.8)$$

$$R_{\text{nb}} = \max(1.08D, 1.08D + 21.7D(I_a - 0.05)) \quad (4.9)$$

Ekvationerna (4.5) - (4.9) kommer från European Wind turbine standards II (Dekker & Pierik 1999, refererad i Renkema 2007, s. 7-8). Figur 4.3 visar hastighetsprofilen vid olika avstånd från turbinens rotor. Friströmshastigheten är 10 m/s och tubulensintensiteten $I_a = 0.08$.



Figur 4.3. Hastighetsprofiler i G.C. Larsens wake modell med $U_0 = 10$ m/s, $I_a = 0.08$ vid 5, 10 och 15 rotordiametrar nedströms.

Figur 4.4 visar hur turbulensintensiteten I_a påverkar hastighetsfältet i G.C. Larsens wake modell efter en Siemens SWT-2.3-93 turbin. Scenariot är det samma som i föregående avsnitt med friströmshastigheten 10 m/s och $C_t = 0.79$. Turbulensintensiteten påverkar vakens expansion och hastighetens återhämtning samt hastighetsminskningen strax efter rotorn. För den högre turbulensintensiteten blir vaken bredare och hastighetsåterhämtningen sker i snabbare takt.

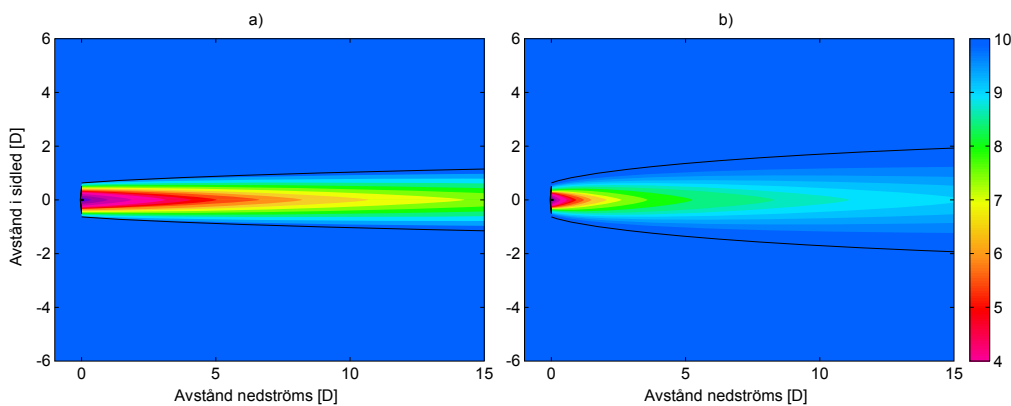


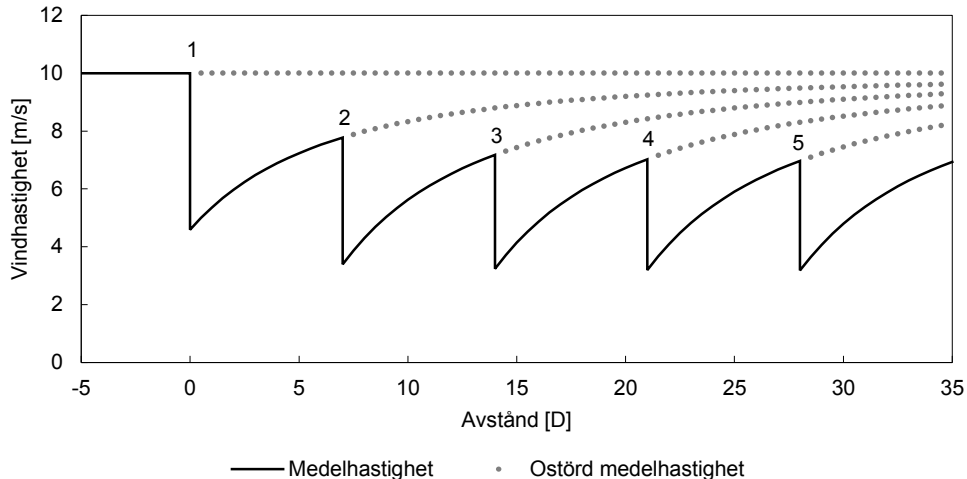
Figure 4.4. Hastighetsfältet i G.C. Larsens wake modell för olika turbulensintensiteter I_a vid 10 m/s
a) $I_a = 0.06$ b) $I_a = 0.12$.

4.2 Medelhastighet över rotorn

Eftersom effektkurvan för ett vindkraftverk ges som funktion av en enhetlig vindhastighet måste medelhastigheten över rotorn kunna beräknas. Om en turbin påverkas av mer än en vak hanteras det i samma ekvation.

$$\left(1 - \frac{U_m}{U_0}\right)^2 = \sum_{i=1}^n \frac{1}{A} \int \left(1 - \frac{U_{x,r}}{U_0}\right)^2 dA_i \quad (4.10)$$

där U_m är medelhastigheten över rotorn, U_0 är friströmshastigheten, n är antalet vakar, A är turbinens rotorarea, A_i är vakens tvärsnittsarea som överlappar rotorn och $U_{x,r}$ är hastigheten i vaken på avståndet x nedströms och radien r från vakens symmetrilinje.



Figur 4.5 Illustration av medelhastigheten i en rad med fem turbiner parallell med vindriktningen. Den heldragna kurvan visar den faktiska hastigheten och hastighetsminskningen efter varje turbin. De streckade linjerna visar hur hastigheten hade ökat utan att bli störd av nästa turbin.

4.3 Turbininducerad turbulens

Utöver den omgivande turbulensen tillkommer den så kallade turbininducerade turbulensen (eng. wake added turbulence). Efter varje rotor som vinden passerar kommer turbulensen att öka i vaken bakom den. Det innebär att turbulensintensiteten kommer att öka succesivt längre in i anläggningen sett från vindriktningen.

4.3.1 Larsens modell

Modellen baseras på antagande att enbart ytskiktets- och vindskjuvningsmekanismer bidrar till turbulensutvecklingen (Renkema 2007, s. 14). Den totala turbulensintensiteten i vaken är,

$$I_{tot}^2 = I_a^2 + I_w^2 \quad (4.11)$$

där I_a är den omgivande turbulensintensiteten och I_w är den turbininducerade turbulensen. Turbulensintensiteten som induceras av turbinen ges av,

$$I_w = 0.29 \left(\frac{x}{D}\right)^{-1/3} \sqrt{1 - \sqrt{1 - C_t}} \quad (4.12)$$

4.3.2 Återhämtningskonstanten, k

Som tidigare nämnts beskriver återhämtningskonstanten vakens expansion och således vindhastighetens återhämtning bakom en turbin. Enligt Peña et al.

(2013, s. 5-6) är återhämtningskonstanten relaterad till den atmosfäriska turbulensen och föreslår,

$$k = \frac{u_*}{u_h}, \quad (4.13)$$

där u_* är friktionshastigheten och u_h är vindhastigheten på hubbhöjden. Det går att uttrycka återhämtningskonstanten som funktion av turbulensintensiteten, $TI = \sigma_u/u$, genom antagandet att $\sigma_u = 2.5u_*$. Ekv. (4.13) kan då skrivas som,

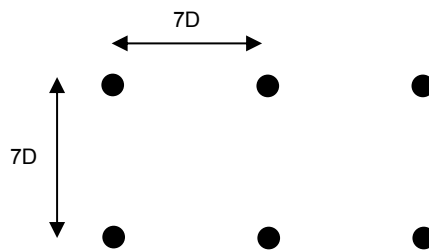
$$k = 0.4TI. \quad (4.14)$$

Denna ekvation gör det möjligt att använda Larsens turbulensmodell tillsammans med Jensens wake modell.

4.4 Wake-effekt i vindkraftsanläggningar

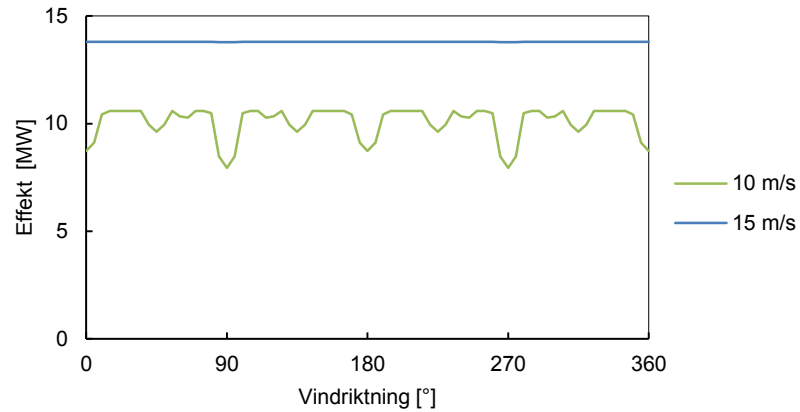
Wake-effekten i en vindkraftsanläggning med fler än ett vindkraftverk varierar framför allt med vindriktningen. Hur mycket den varierar beror dels på hur vindkraftverken är placerade i förhållande till varandra. Den kan också variera beroende på vilka driftförhållanden som råder. Med driftförhållanden menas bland annat om ett eller flera verk är avstängda eller om verken av någon anledning avviker från normala driftförhållanden t.ex. om den aktiva effekten styrts ner aerodynamiskt.

Nedan i figur 4.6 visas ett exempel med en vindkraftsanläggning bestående av sex vindkraftverk av typen Siemens SWT-2.3-93 med två rader och tre kolumner. De vertikala och horisontella avstånden är sju rotordiametrar mellan turbinerna.



Figur 4.6 Placering av vindkraftverk för exemplifiering av wake-effekten.

Figur 4.7 visar den aktiva effekten ut från anläggningen vid vindhastigheterna 10 m/s och 15 m/s i alla vindriktningar. När alla turbiner har nått märkeffekt vid 15 m/s har wake-effekten inte längre någon inverkan.



Figur 4.7 Illustration av hur wake-effekten påverkar den aktiva effekten.

Vid 10 m/s syns wake-effektens påverkan tydligt. I extremfallen när det blåser med nordlig, sydlig, västlig eller östlig vind kan den totala uteffekten från anläggningen sjunka mellan 20 och 25 % jämfört med övriga vindriktningar och detta vid oförändrad vindhastighet.

4.5 Implementering av modeller

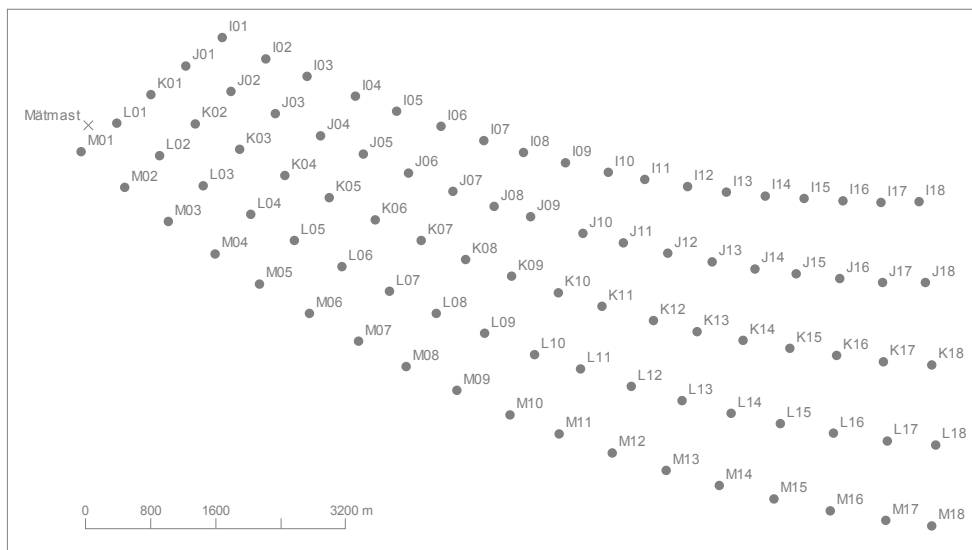
Teorin från kapitel tre och fyra har implementerats i ett program för att kunna validera modellerna och simulera nedstyrning av aktiv effekt i en vindkraftsanläggning. Programmet ska med enkla indata som vindhastighet, vindriktning och vindriktningens standardavvikelse, under en given tidsperiod, snabbt beräkna medeleffekten ut från vindkraftsanläggningen. Inom ramen för det här arbetet kommer programmet inte att ha ett grafiskt användargränssnitt.

5. Validering

I detta kapitel genomförs validering av turbulensmodellen och wake-modellerna som beskrevs i förra kapitlet. Ett mål med valideringen är att se vilken av wake-modellerna som beräknar förlusterna med minst felaktighet. För Larsens turbulensmodell görs ingen jämförelse eftersom detta är den enda modell som valts att ta med i rapporten.

5.1 Rödsand 2

Mellan Rödbyhamn och Gedser är den havsbaserade vindkraftsanläggningen Rödsand 2 belägen tillsammans med sin granne Nysted Havmöllepark. Med sina 90 vindkraftverk och en total effekt på 207 MW producerar Rödsand 2 årligen 800 GWh. Vindkraftverken är placerade i fem rader som innehåller 18 turbiner vardera. Avstånden mellan raderna är 700-900 meter och mellan turbinerna varierar avstånden mellan 500 och 600 meter. Totalt upptar anläggningen en yta på 34 km² (E.ON, 2012). Raderna är namngivna I-M och kolumnerna är numrerade 1-18. Layouten visas i figur 5.1.



Figur 5.1 Turbinlayout för Rödsand 2.

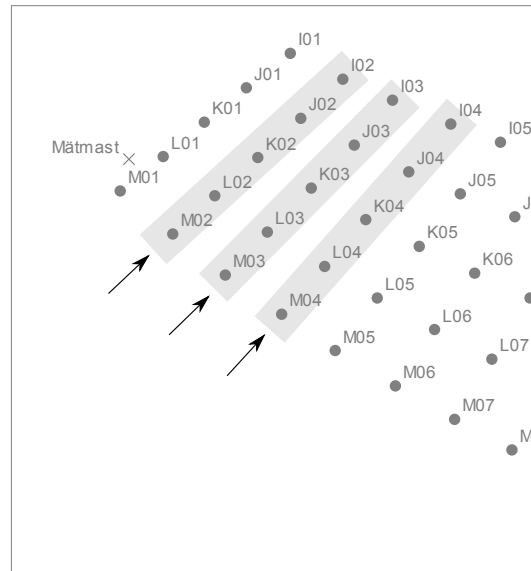
5.2 Larsens turbulensmodell

Valideringen av turbulensmodellen görs mot data från Rödsand 2. Simuleringarna delas upp i två scenarier för avstånden sex och tio rotordiametrar mellan turbinerna. Vindriktningen mäts tillsammans med standardavvikelse av mätmasten. Vinden antas vara normalfördelad under ett tiominutersintervall. Simuleringar görs med en upplösning på 0.1° och resultaten viktas med fördelningskurvan för den aktuella normalfördelningen av vindriktningen.

Turbulensintensiteten mäts av respektive turbin. Simuleringarna är uppdelade i fyra intervaller om 2 m/s för respektive scenario.

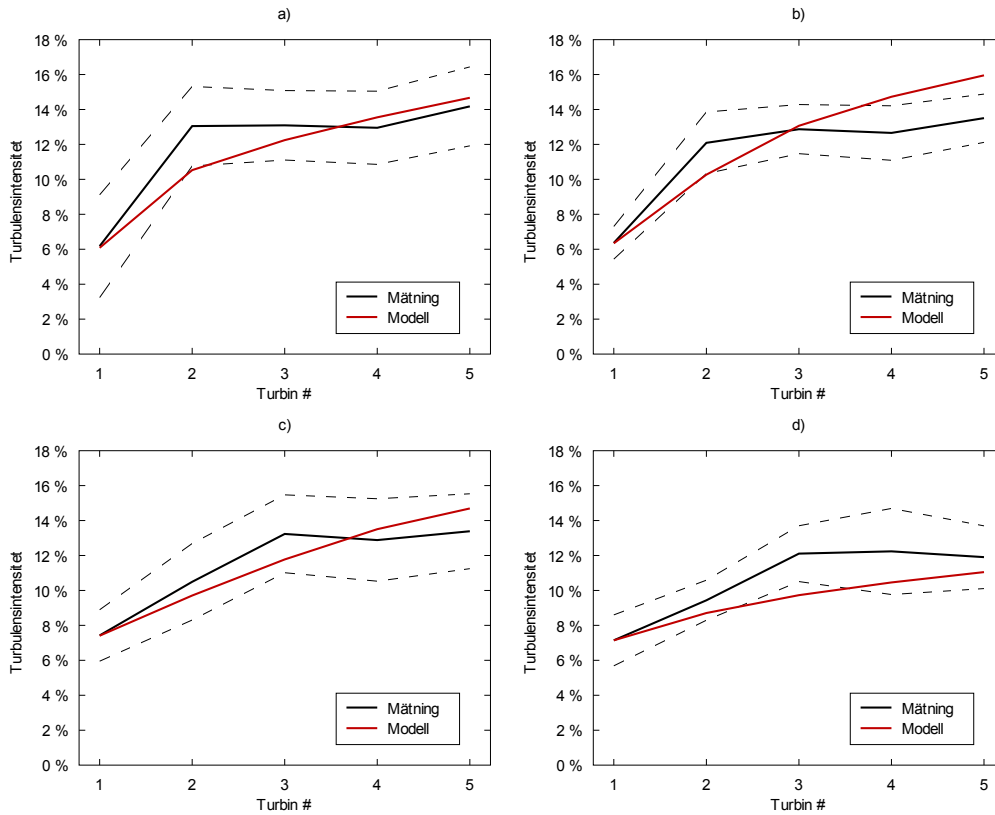
5.2.1 Turbinavstånd 6D

Turbulenssimuleringarna för radavståndet sex rotordiametrar utförs på turbinerna i kolumnerna 2, 3 och 4. Medelvindriktningen tillåts variera $\pm 2^\circ$ omkring riktningen parallell med respektive kolumn. De berörda turbinerna är markerade i figur 5.2.



Figur 5.2 Turbiner i kolumnerna 2, 3 och 4 med radavstånd ca 6D.

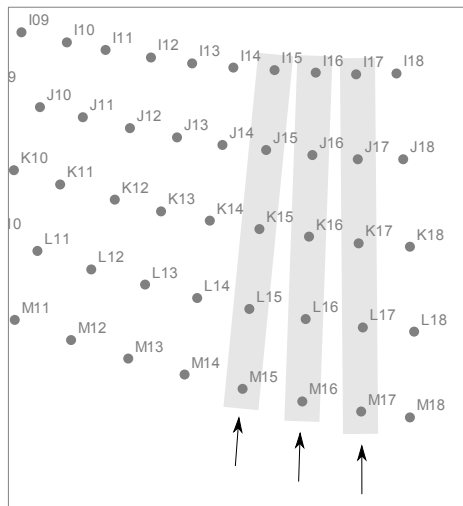
Resultaten för simuleringar vid olika vindhastighet visas i figur 5.3. Modellen lyckas uppskatta den turbininducerade turbulensen inom felmarginalerna med några få undantag. Enligt data hamnar turbulensintensiteten på en jämviktsnivå omkring 12-13 % i respektive intervall vilket tyder på att dragkoefficienten inte verkar ha någon större påverkan. Om turbulensen hade modellerats för fler än fem turbiner i samma kolumn hade modellen troligtvis överskattat intensiteten för de sista turbinerna. Faktorer som påverkar resultaten är vindriktningen och dess standardavvikelse som mäts av mätmasten. Dessa två värden kan variera lokalt även om mätmasten står relativt nära turbinerna i simuleringarna. En annan faktor som påverkar är om turbinerna inte står helt riktade i vindriktningen. Detta kallas, på engelska, för *yaw misalignment* vilket påverkar turbinens dragkoefficient C_t och således enligt Larsens modell också turbulensutvecklingen i anläggningen.



Figur 5.3 Jämförelse av uppmätt och modellerad turbulensintensitet för sex rotordiametrars turbinavstånd vid olika vindhastigheter a) 8-10 m/s b) 10-12 m/s c) 12-14 m/s och d) 14-16 m/s.

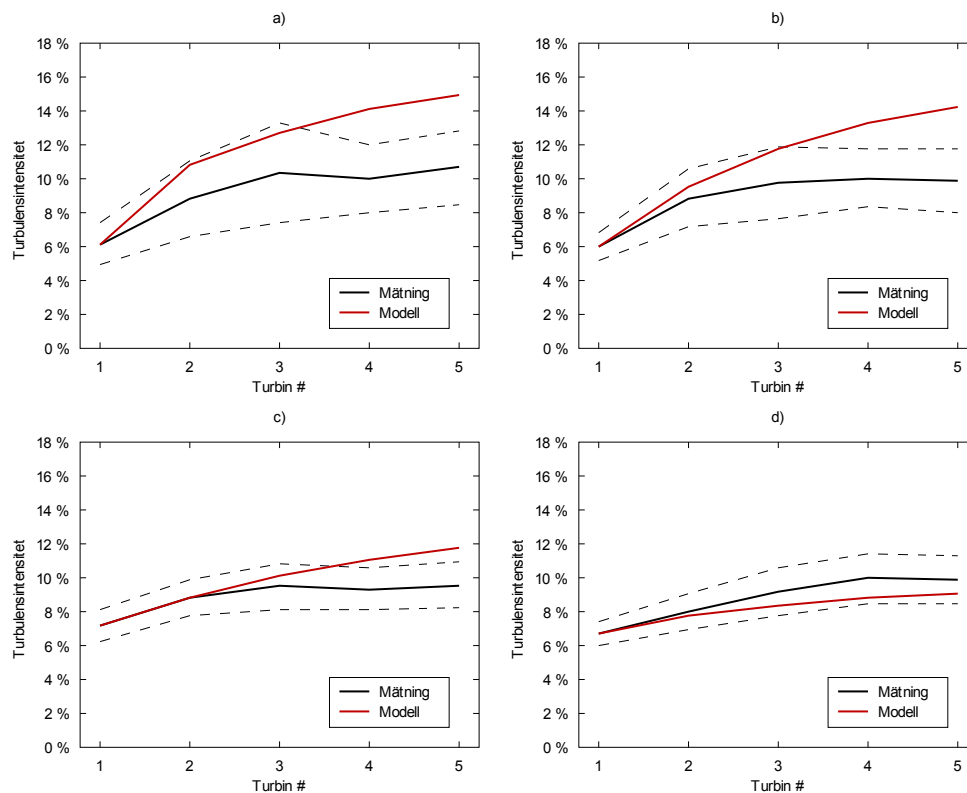
5.2.2 Turbinavstånd 10D

Simuleringarna för radavståndet tio rotordiametrar utförs på turbinerna i kolumnerna 15, 16 och 17. Medelvindriktningen tillåts som tidigare variera $\pm 2^\circ$ omkring riktningen parallell med respektive kolumn. De berörda turbinerna är markerade i figur 5.4.



Figur 5.4 Turbiner i kolumnerna 15, 16 och 17 med radavstånd ca 10D.

Resultaten för simuleringarna vid tio rotordiametrars radavstånd överskattas vid de lägre vindhastigheterna. Det är enbart turbulensintensiteten vid de tre första turbinerna som ligger inom felmarginalen. I fall d) ligger däremot intensiteten vid alla turbiner inom felmarginalen. Likt det förra scenariot med sex rotordiametrars radavstånd når intensiteten ett jämviktsläge som i det här scenariot är något lägre, 9-10 %. Enligt data verkar det som att turbulensintensiteten är mer beroende av radavståndet än dragkoefficienten. I detta scenario är de simulerade turbinerna placerade betydligt längre ifrån mätmasten vilket kan betyda att vindriktningen inte är helt korrekt. Resultaten visas i figur 5.5.



Figur 5.5 Jämförelse av uppmätt och modellerad turbulensintensitet för tio rotordiametrars turbinavstånd vid olika vindhastigheter a) 8-10 m/s b) 10-12 m/s c) 12-14 m/s och d) 14-16 m/s.

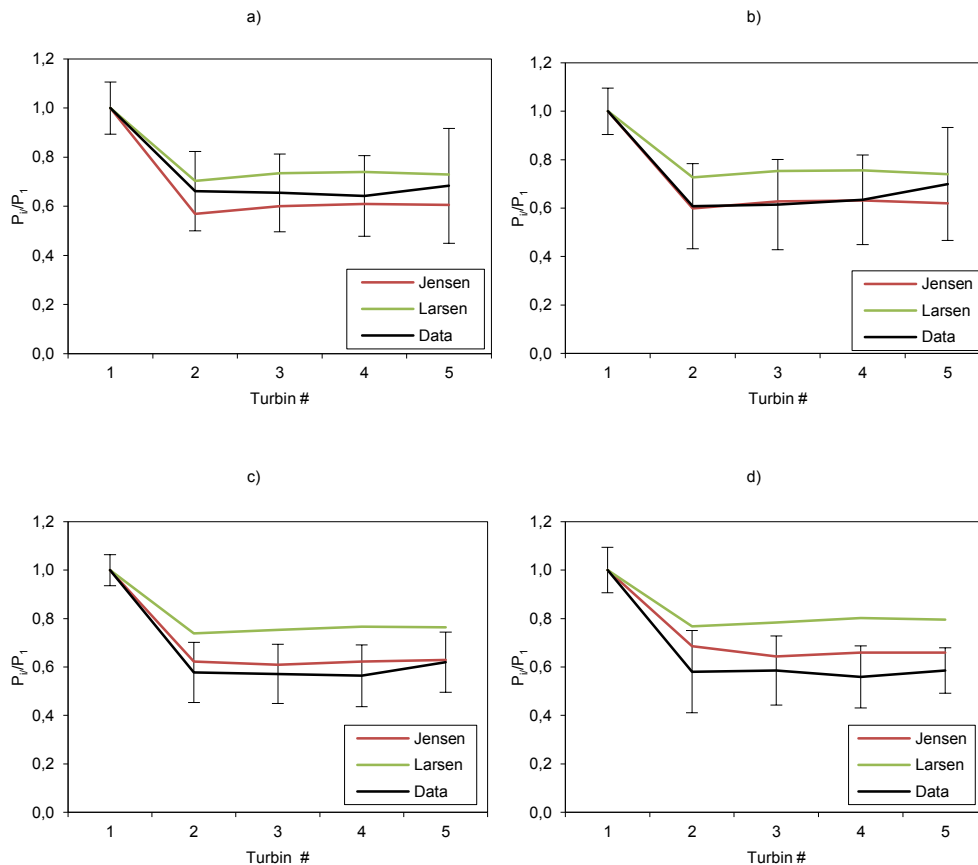
5.3 Wake-modeller

Jensens och Larsens wake-modeller valideras mot data från Rödsand 2 i detta avsnitt. Precis som för turbulensmodellen görs simuleringar för sex och tio rotordiametrars avstånd mellan turbinerna. Vindriktningen och dess standardavvikelse är uppmätt av mätmasten. Den aktiva effekten och vindhastigheten mäts av respektive turbin. Simuleringarna är uppdelade i fyra intervaller från 7 till 11 m/s. Intervallerna är 1 m/s så det antas att vind-effektkurvan kan linjäriseras inom varje intervall. Vindhastigheten och den aktiva effekten antas därför

vara konstanta under en tiominutersperiod. Vindriktningen antas, precis som i valideringen för turbulensmodellen, vara normalfördelad.

5.3.1 Turbinavstånd 6D

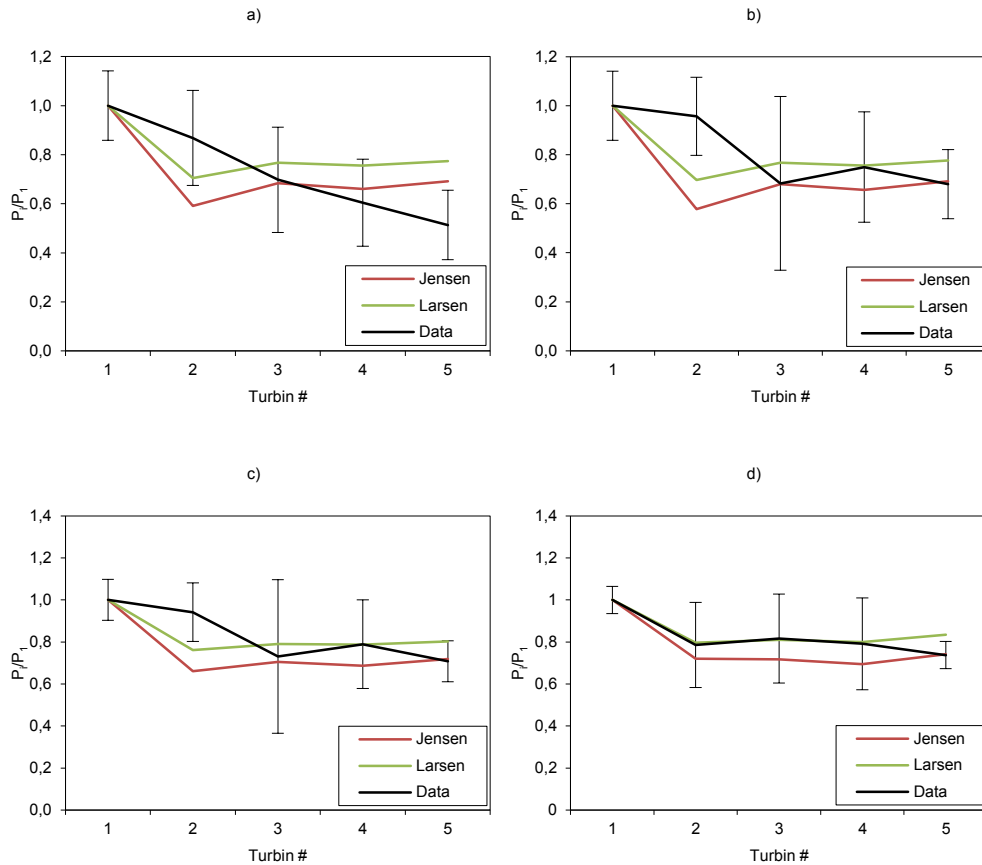
Simuleringarna utförs på samma turbiner som för turbulensvalideringen vid sex rotordiametrars radavstånd, se figur 5.2. Resultaten visar att Jensens wake-modell uppskattar förlusterna inom felmarginalerna i samtliga fall. Larsens wake-modell underskattar däremot förlusterna i samtliga fall och ligger utanför felmarginalen i fall c) och d). Resultaten visas i figur 5.6.



Figur 5.6 Wake-förluster för turbiner i kolumnerna 2, 3 och 4 vid olika vindhastighet a) 7-8 m/s, b) 8-9 m/s, c) 9-10 m/s och d) 10-11 m/s.

5.3.2 Turbinavstånd 10D

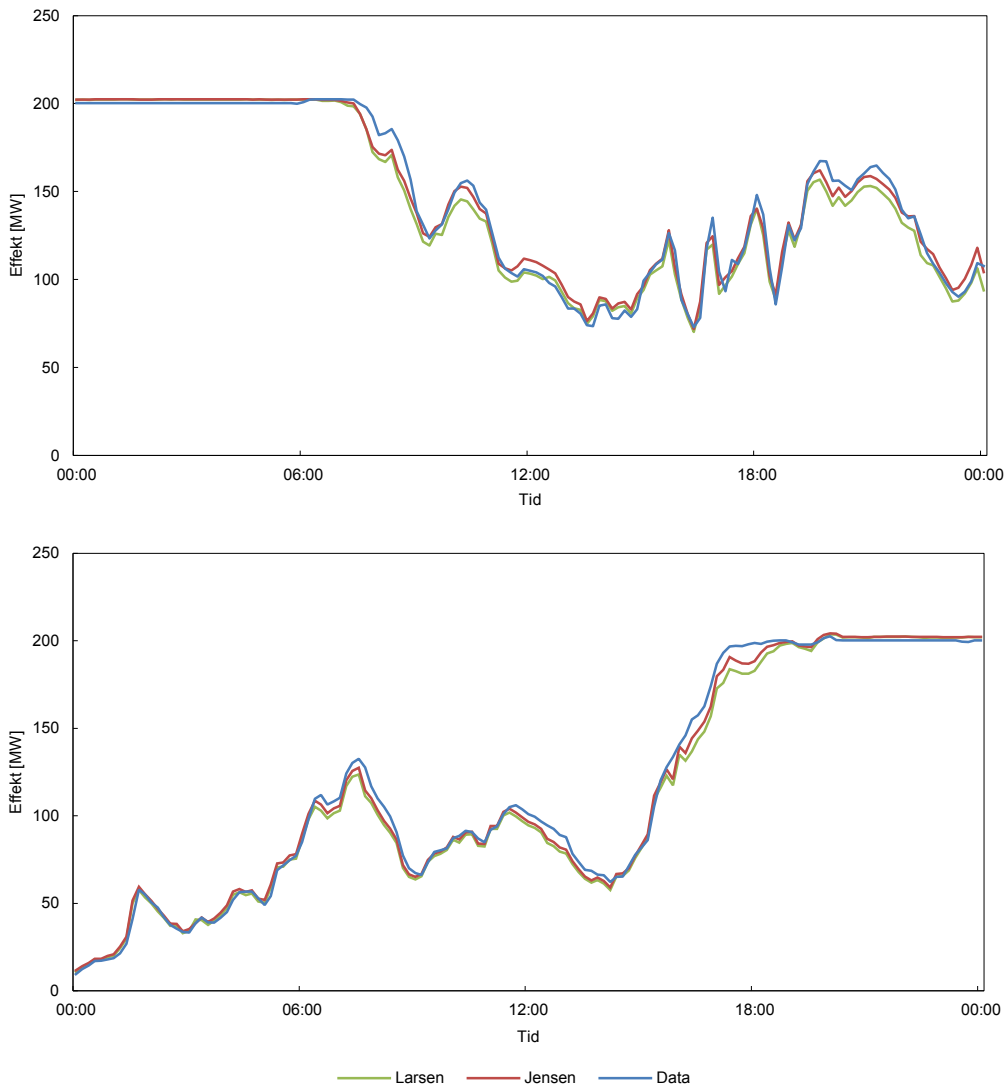
Simuleringarna utförs på turbinerna markerade i figur 5.4. Resultaten visar att ingen av modellerna uppskattar förlusterna helt inom felmarginalerna för de tre första fallen a) – c). Däremot uppskattar bägge modellerna förlusterna belåtet i fall d) och Larsens wake-modell är väldigt noggrann för de fyra första turbinerna. Viktigt att beakta i detta scenario precis som för turbulensintensiteten är att turbinerna är placerade långt ifrån mätmasten vilket gör att resultaten kan ses som mindre trovärdiga. Resultaten visas i figur 5.7.



Figur 5.7 Wake-förluster för turbiner i kolumnerna 15, 16 och 17 vid olika vindhastighet a) 7-8 m/s, b) 8-9 m/s, c) 9-10 m/s och d) 10-11 m/s.

5.3.2 Validering av produktionssimulering – Rödsand 2

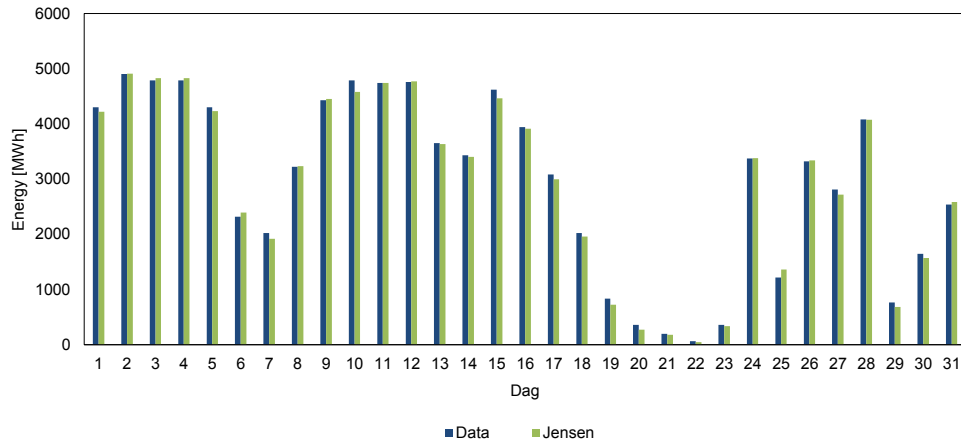
I denna del valideras simuleringar av produktionen för hela anläggningen Rödsand 2. Simuleringarna tar hänsyn till att friströmshastigheten inte är den samma över hela anläggningen. Det innebär att vindkraftverk som inte påverkas av wake-effekten producerar lika mycket i simuleringarna som i data. I simuleringarna för Rödsand 2 är det maximalt 20 % av turbinerna inte är påverkade av wake-effekten. Effekten för de resterande turbinerna beräknas med modellerna som beskrevs i förra kapitlet. Momentant antas vindriktningen i hela anläggningen vara den samma. Vindriktningarna med standardavvikelser som används i simuleringarna är uppmätta av mätmasten. I figur 5.8 visas simuleringar av uteffekten för hela anläggningen för två olika dygn. Effekten i varje mätpunkt är ett medelvärde över tio minuter.



Figur 5.8 Jämförelse av summerad medeleffekt för hela Rödstrand 2 och simulerad medeleffekt i tiominutersintervall för två olika dygn.

Resultaten från simuleringarna i figur 5.8 ligger väldigt nära data och det är ingen större skillnad mellan modellerna. Simuleringarna tenderar att underskatta mer än de överskattar medeleffekten. I allmänhet är felen för modellerna inte större än 10 % för vindhastigheter högre än 5 m/s. Vid lägre vindhastighet har modellerna svårt att bedöma vilka turbiner som producerar och inte. Det ska nämnas att medeleffekten är summan av uteffekten från alla turbiner. Ingen borträkning av kabelförluster är gjorda vare sig från data eller simuleringar.

Simuleringar utfördes för en hel månad för att ge en bild av hur modellerna presterar över ett längre tidsperspektiv. Resultatet redovisas i figur 5.9 i form av den ackumulerade energin per dygn. Simuleringarna utfördes enbart med Jensens wake-modell eftersom Larsens wake-modell är mer tidskrävande och resultaten blir likvärdiga vilket kan styrkas med resultaten i figur 5.8. Resultaten nedan visar att energin under ett dygn kan beräknas väldigt noggrant om vindhastighet och vindriktning är kända.



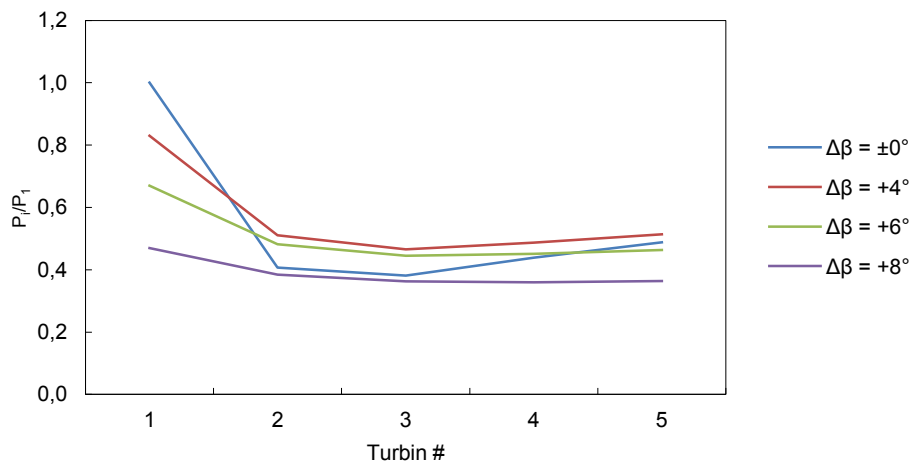
Figur 5.9 Jämförelse av ackumulerad energi och simulerad energi per dygn under en månad för Rödsand 2.

6. Simulering - nedreglering av aktiv effekt

I detta kapitel redovisas resultatet när man kopplar samman teorierna från kapitel tre och fyra. Det som simuleras är vad som händer med turbinernas aktiva effekt när pitchvinkeln ändras och hur detta ger upphov till att wake-effekten ändras. I simuleringarna används endast Jensens wake-modell för att det inte är modellernas skillnader som ska belysas. Jensens wake-modell valdes på grund av att den gav bäst resultat i valideringen.

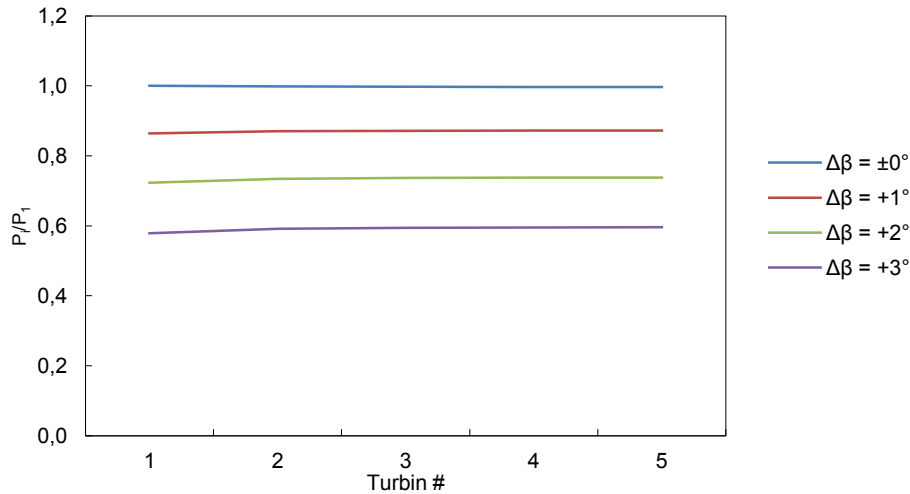
6.1 Simulering av turbinrad

Nedreglering av den aktiva effekten simuleras i en turbinrad där turbinerna har avståndet sex rotordiameterar mellan varandra. Vindens riktning är parallell med raden samt att vindens standardavvikelse är noll, dvs. resultaten visar momentan uteffekt från turbinerna. Simuleringar utförs med vindhastigheterna 10 m/s och 15 m/s. Pitchvinklarna som simuleras vid de olika vindhastigheterna är valda så att effektändringarna för de olika fallen blir tydliga. I figur 6.1 visas resultaten för scenariot med vindhastigheten 10 m/s. Vid pitchvinkeländringarna $+4^\circ$ och $+6^\circ$ producerar turbinerna 2-5 mer än normalfallet $\Delta\beta = \pm 0^\circ$ vilket är ett resultat av att dragkoefficienten C_t minskar för samtliga turbiner och hastighetsåterhämtningen mellan turbinerna sker fortare. Effekten i figur 6.1 och 6.2 för samtliga turbiner är normerad efter första turbinen i raden vid normalfallet.



Figur 6.1 Nedreglering av aktiv effekt vid 10 m/s i en turbinrad med sex rotordiameterars avstånd vid olika pitchvinkel.

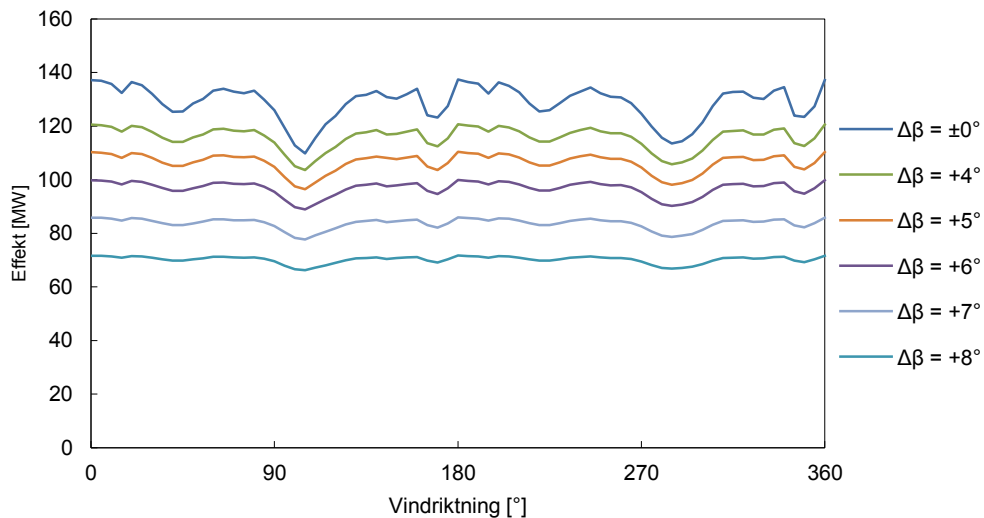
I figur 6.2 visas resultaten för simuleringarna vid 15 m/s. För pitchvinkeländringarna i det här scenariot minskar uteffekten från alla turbiner i raden lika mycket. Turbinerna som är påverkade av wake-effekten producerar lika mycket som den opåverkade turbinen som beror av att C_t är väldigt låg.



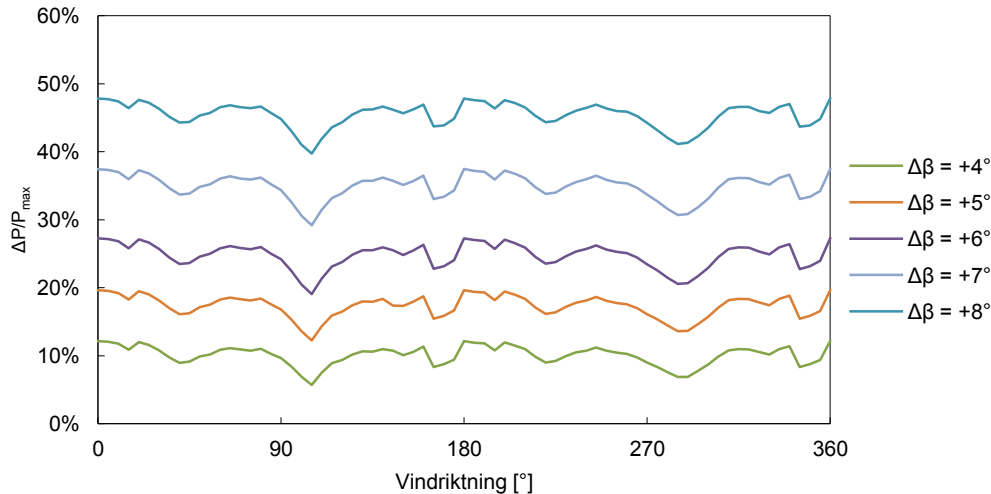
Figur 6.2 Nedreglering av aktiv effekt vid 15 m/s i en turbinrad med sex rotordiametrars avstånd vid olika pitchvinkel.

6.2 Simulering av Rödsand 2

Till simuleringarna för Rödsand 2 används turbinlayouten som visas i figur 5.1. Simuleringar utförs i alla vindriktningar och vid två olika vindhastigheter, 10 och 15 m/s. Pitchvinkeln i diagrammen är definierad som ökningen av designpitchvinkeln. I figur 6.3 redovisas resultaten från simuleringarna vid 10 m/s. För att visa ändringar av den aktiva effekten för hela anläggningen i storleksordningen 10 % börjar simuleringen av nedregleringen vid $\Delta\beta = +4^\circ$ och ökar därefter med 1° per simulering. I figur 6.4 visas den procentuella nedregleringen.



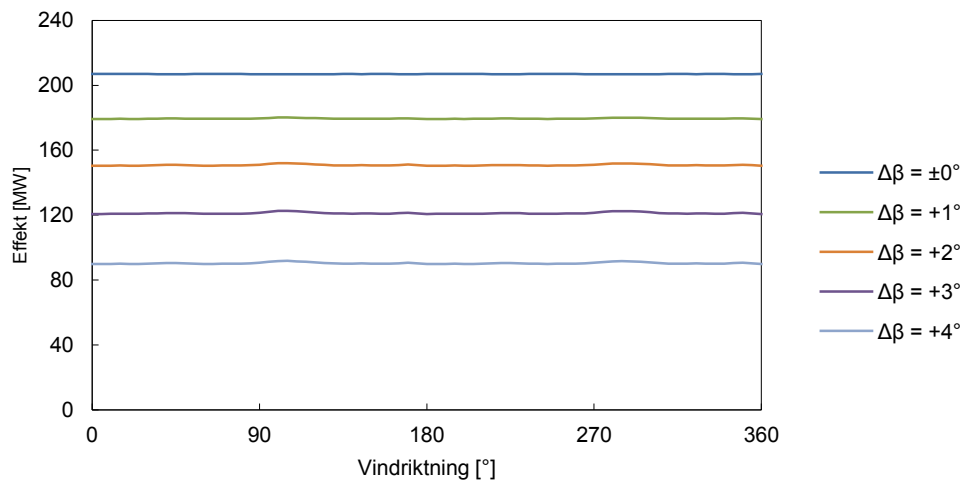
Figur 6.3 Total aktiv effekt ut från anläggningen vid olika ändringar av pitchvinkel och vindriktning vid 10 m/s.



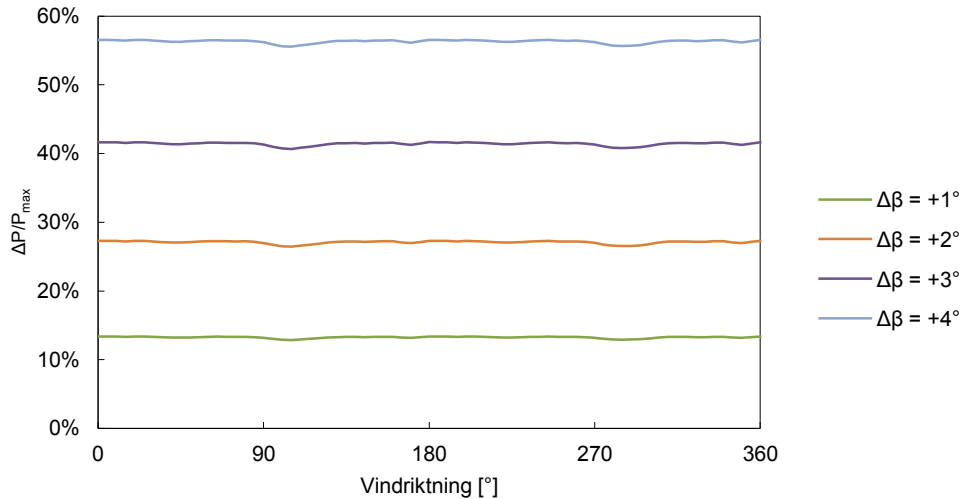
Figur 6.4 Procentuell effektändring i hela anläggningen vid olika ändringar av pitchvinkeln och vindriktning vid 10 m/s.

Turbinerna reagerar med litet utslag vid pitchvinkeländringar mindre än $+4^\circ$. Det beror på att turbinerna arbetar i ett område där gradienten på $C_p(\beta)$ -kurvan är liten. Det är tydligt att wake-effekten varierar med vindriktningen vilket gör reglering mer komplex. Vid stora ändringar av pitchvinkeln blir wake-effektens beroende av vindriktningen mindre som är ett resultat av att C_t minskar vilket påverkar hastighetsåterhämtningen i vakarna positivt.

Resultaten från simuleringarna vid vindhastigheten 15 m/s visas i figur 6.5. Den aktiva effekten är känsligare för pitchvinkeländringar då turbinerna befinner sig i märkeffektsområdet. Simuleringarna av nedregleringen börjar redan vid $\Delta\beta = +1^\circ$ och ökar därefter med 1° per simulering. Den procentuella nedregleringen visas i figur 6.6.



Figur 6.5 Total aktiv effekt ut från anläggningen vid olika ändringar av pitchvinkel och vindriktning vid 15 m/s.



Figur 6.6 Procentuell effektändring i hela anläggningen vid olika ändringar av pitchvinkeln och vindriktning vid 10 m/s.

Turbinerna reagerar med större utslag vid mindre pitchvinkeländringar. Detta beror på att turbinerna arbetar i märkeffektsområdet där gradienten på $C_p(\beta)$ -kurvan är större än vid 10 m/s. En tydlig skillnad från 10 m/s-fallet är att effekten inte varierar med vindriktningen vilket förenklar regleringen. Det beror delvis på att C_t har ett lågt värde vid 15 m/s vilket har stor verkan på vakarnas hastighetsåterhämtning. En annan faktor som spelar in är vindhastigheten måste sjunka till 13 m/s för att uteffekten ska bli lägre än märkeffekten.

7. Diskussion och slutsatser

7.1 Tillämpningar

Wake-modellerna som studerats i denna rapport kan beräkna produktionen i en stor vindkraftsanläggning med väldigt liten felaktighet. Det betyder att modellerna med fördel kan användas i projekteringsfasen för att beräkna årlig produktion och lönsamhet.

Vad gäller nedreglering av den aktiva effekten är viktigt att turbinmodellen stämmer väl överens med verkligheten för att även simuleringar av nedreglering ska ge goda resultat. Turbinmodellen som skapades i denna rapport är inte validerad men den förväntas ge en god bild av hur wake-effekten påverkas vid nedreglering. Modellen kan och borde vidareutvecklas. Än bättre är att data från tillverkaren används i framtida studier.

Felen som tar ut varandra på anläggningsnivå är större för respektive turbin. Många av felen på turbinnivå kan bero på att vindriktningen för hela anläggningen inte har uppmätts helt korrekt då mätmasten är placerad i ena änden. Eftersom nacellernas riktning inte alltid överensstämmer helt med vindriktningen uppmätt av mätmasten i data från Rödsand 2 är det svårt att avgöra hur det egentligen blåser. Dessa fel kan bero på att nacellens position inte är korrekt kalibrerad för respektive turbin eller också varierar vindriktningen kraftigt inom anläggningen. Det kan därmed vara svårt att använda modellerna för att bedöma om någon turbin inte producerar enligt specifikation.

Om modellerna används för att prognostisera produktion är det vädermodellerna som är den stora utmaningen. Det blir allt viktigare med noggrannare vädermodeller och statistiska modeller med tanke på hur stora effekter felprognostisering kommer att få i framtiden med vindkraftens utbyggnad. En metod för att gardera sig mot felprognostisering är att man tillåter anläggningar att inte alltid producera maximalt utan det lämnas en marginal för tillfällig uppreglering vid behov.

7.2 Framtidsutsikter

Trots komplexiteten finns det fördelar med att reglera ner effekten på många turbiner än att stänga ner några och låta resten operera normalt. Om effekten regleras ner lite grand på många turbiner går det snabbt att styra upp effekten utifall vindhastigheten plötsligt skulle minska. Det har även visats i rapporten att vindriktningen kan göra att effekten minskar p.g.a. wake-effekten. Det kommer krävas reglersystem som tar hänsyn till wake-effekten för att i förväg veta hur nedreglering påverkar hela anläggningen. Om wake-modellerna ska användas i realtid måste de anpassas så att de blir tidsberoende. Avstånden i en vindkraftsanläggning är stora vilket innebär att tidsskalorna kan variera kraftigt. Det kan vara tal om flera minuter innan man ser att wake-effekterna vid en nedreglering gör någon skillnad. Om det ska vara möjligt att gardera sig mot plötsliga effektbortfall är det nödvändigt att ha marginaler i produktionen och för att hela tiden vara medveten om marginalerna krävs pålitliga modeller.

8. Referenser

Ainslie, J.F. (1988). Calculating the flowfield in the wake of wind turbines. *Journal of wind Engineering and Industrial Aerodynamics*.

Björck, A. (1990). *Coordinates and calculations for the FFA-W1-xxx, FFA-W2-xxx and FFA-W3-xxx series of airfoils for horizontal axis wind turbines*. Stockholm: Flygtekniska försöksanstalten.

Dixon, S.L. och Hall, C.A. (2010). (6. uppl.). *Fluid mechanics and thermodynamics of turbomachinery*. Butterworth-Heinemann.

Drela, M. och Youngren, H. (2001). *XFOIL 6.9 User Primer*. [Elektronisk]. Tillgänglig: http://web.mit.edu/aeroutil_v1.0/xfoil_doc.txt [2015-05-07]

E.ON. (2012). *Rödsand 2 – en havsbaserad jätte*. [Elektronisk]. Tillgänglig: <http://www.eon.se/om-eon/Om-energi/Energikallor/Vindkraft/Rodsand-2/Om-Rodsand-2/> [2015-05-18]

González-Longatt, F., Wall P. och Terzija V. (2011). Wake effect in wind farm performance: Steady-state and dynamic behavior. *Renewable energy*.

Katic, I., Højstrup, J. och Jensen, N.O. (1986). A simple model for cluster efficiency. *European Wind Energy Association Conference and Exhibition*.

Jensen, N.O. (1983). *A note on wind generator interaction*. Roskilde: Risø National Laboratory.

Larsen, G.C. (1988). *A simple wake calculation procedure*. Roskilde: Risø National Laboratory.

Manwell J.F., McGowan J.G. & Rogers A.L. (2009). (2. uppl.). *Wind energy explained: theory, design and application*. West Sussex: John Wiley & Sons Ltd.

Nielsen, P. et al. (2010). (3. uppl.). *WindPro 2.7 User Guide*. Aalborg: EMD International A/S.

Peña, A., Réthoré, P.-E., Hasager, C.B. och Hansen K.S. (2013). Results of wake simulations at the Horns Rev I and Lillgrund wind farms using the modified Park model. Roskilde: Technical University of Denmark.

Renkema, D. (2007). Validation of wind turbine wake models: Using wind farm data and wind tunnel measurements. Mastersuppsats, Delft University of Technology.

Siemens (2009). Outstanding efficiency: Siemens Wind Turbine SWT-2.3-93. Erlangen: Siemens AG.

Siemens (2015). Wind Turbine SWT-2.3-93: Technical specification. [Elektronisk]. Tillgänglig: <http://www.energy.siemens.com/hq/en/renewable-energy/wind->

power/platforms/g2-plattform/wind-turbine-swt-2-3-93.htm#content=Technical%20Specification [2015-03-27]

Svenska Kraftnät (2013). *Integrering av vindkraft*. Sundbyberg: Svenska Kraftnät.

Svensk Vindenergi (2015). Vindkraftstatistik och prognos [PowerPoint-presentation]. Tillgänglig: <http://www.vindkraftsbranschen.se/wp-content/uploads/2015/02/Statistik-vindkraft-kvartal-4-2014-20150213.pdf> [2015-05-29]

Svensson, J. (2013). PowerPoint-presentation från kursen i Vindkraftssystem vid LTH. [PowerPoint-presentation].

Wikipedia (2015). Flygtekniska försöksanstalten. [Elektronisk]. Tillgänglig: http://sv.wikipedia.org/wiki/Flygtekniska_f%C3%B6rs%C3%B6ksanstalten [2015-05-15]