

UNIVERSITETET FOR MILJØ- OG BIOVITENSKAP



Offshore vind- og bølgekraft, en kombinert park?

Offshore wind and wave power, a combined park?

Institutt for naturforvaltning

Stian Boye Skaatan

UMB 2012



FORORD

Denne masteroppgaven utført våren 2012, markerer avslutningen på en toårig mastergrad i fornybar energi ved Universitetet for miljø- og biovitenskap (UMB). Oppgavens omfang er på 30 studiepoeng og fører til tittelen Master i fornybar energi.

På grunn av min store interesse for fagfeltet vindkraft, var det naturlig for meg å velge dette som tema for masteroppgaven. At oppgaven også omhandlet bølgekraft gjorde den bare enda mer interessant, da jeg har stor tro på bølgekraft som en fremtidig bidragsyter til verdens energiproduksjon.

Studiet er utført etter idé fra professor Terje Gjengedal ved UMB, og jeg vil takke han for en interessant og fremtidsrettet oppgave. Professor Terje Gjengedal har også fungert som min veileder, og fortjener en stor takk for dyktig og kyndig veiledning gjennom hele perioden.

Ellers vil jeg takke Meteorologisk institutt ved Magnar Reistad for datagrunnlag til arbeidet med studiet, og for nyttige tips om meteorologiske forhold i norske farvann.

Til slutt må jeg takke venner og familie for å gi meg rom til å arbeide, støtte til å fullføre, og motivasjon når det trengtes. En siste takk går til medstudent Eirik Brunvatne for moralsk støtte, hyggelige luncher og nyttige innspill i arbeidet med dette studiet.

Ås, mai 2012,

Stian Boye Skaatan

SAMMENDRAG

Global oppvarming og klimatrusler som følge av økte klimagassutslipp møtes i dag med ulike virkemidler, der det viktigste virkemidlet for Europa er EUs 20-20-20 mål. Et av disse 20-20-20 målene er at 20 prosent av det totale energiforbruket skal komme fra fornybare energikilder, noe som for Norge vil si en økning fra 58,2 % til 67,5 % fornybar andel. Dette skal finansieres gjennom grønne sertifikater, som er et samarbeid mellom Norge og Sverige for å realisere en utbygging av fornybare energikilder med totalt 26,4 TWh.

Som en del av arbeidet med å realisere 26,4 TWh ny fornybar energi er det viktig å se på ressursgrunnlaget tilgjengelig i Norge, hvor på offshore vind- og bølgekraft har et betydelig potensiale. Det vil i studiet bli sett på utnyttelsen av vind- og bølgekraft i samme park for utnyttelse av energipotensialet på best mulig måte.

Dette gir problemstillingen:

- *Finnes det økonomiske insentiver for bedre utnyttelse av overføringskapasitetssystemet fra en offshore park i norske farvann som følge av en kombinasjon mellom vind- og bølgekraft?*

«Reducing Offshore Transmission Requirements by Combining Offshore Wind and Wave Farms» og «Power output variations of co-located offshore wind and wave energy converters in California» av E.D. Stoutenburg og M.Z. Jacobson og «Variability reduction through optimal combination of wind/wave resources – An Irish case study» av Fusco, Nolan og Ringwood er utgangspunktet/metodegrunnlaget for arbeidet med de innsamlede data.

Datagrunnlaget er innhentet fra meteorologisk institutt.

Det er i studiet funnet den teoretiske effekten levert fra vind- og bølgekraft, samt korrelasjonen mellom disse. Videre er det funnet den virkelige leverte effekten fra en Vestas V164-7MW turbin og et Pelamis P2 bølgekraftverk, og korrelasjonen mellom den virkelige leverte effekten. Produksjonskurver fra forskjellige kombinasjoner av vind- og bølgekraft er blitt laget for å vise den totale effektleveransen fra kombinasjonene. Tilslutt er det blitt laget optimeringskurver for å se hvor store tap som vil bli generert ved reduksjon av overføringskapasiteten.

Svaret på problemstillingen vil i henhold til dette studiet være et klart NEI, da korrelasjonen mellom vind og bølge spiller en særdeles viktig rolle med tanke på redusert overføringskapasitet. Korrelasjonen vil dermed være utslagsgivende for om det vil være lønnsomt å kombinere vind- og bølgekraft da en kombinasjonspark vil ha lavere årlig produksjon enn en ren vindkraftpark (jamfør figur 3.26).

ABSTRACT

Global warming and climate threats as a result of increased greenhouse gas emissions is today met with various instruments, whereas the most important tool for Europe is the EU's 20-20-20 goal. One of the 20-20-20 goals are that 20 percent of total energy consumption is to come from renewable energy sources. For Norway this is an increase from 58,2 % to 67,5% share of renewable energy. This will be financed through green certificates, which is a cooperation between Norway and Sweden in order to realize an expansion of renewable energy sources by a total of 26,4 TWh.

As part of the efforts to achieve 26,4 TWh of new renewable energy, it is important to look at the resources available in Norway, where the offshore wind and wave power has a significant potential. It will in this study be considered the utilization of wind and wave power in the same park for the exploitation of the energy potential the best possible way, with the following problem to be addressed:

- *Are there financial incentives for better utilization of the transmission system from an offshore farm in Norwegian waters as a result of a combination of wind and wave power?*

«*Reducing Offshore Transmission Requirements by Combining Offshore Wind and Wave Farms*» og «*Power output variations of co-located offshore wind and wave energy converters in California*» by E.D. Stoutenburg og M.Z. Jacobson and «*Variability reduction through optimal combination of wind/wave resources – An Irish case study*» by Fusco, Nolan and Ringwood are the basis/methodology for the work with collected data. All data are obtained from the Norwegian Meteorological Institute.

It is in this study found the theoretical power supplied from wind and wave power, as well as the correlation between them. Furthermore, it is found the real delivered power from Vestas V164-7MW turbine and a Pelamis P2 wave energy converter, and the correlation between the real power delivered. Production curves from different combinations of wind and wave power has been made, to show the total power supply from the combinations. Finally, it has been made optimization curves to see how large the losses will be as a function of the reduction in transmission capacity

The answer to the problem will, in accordance to this study, be a clear NO. This because the correlation between the wind and waves play a very important role in terms of reduced transmission capacity. The correlation will therefore be decisive for whether it will be profitable to combine wind and wave power, as a combination park will have a lower annual output than a pure wind farm only (se figure 3.26).

INNHALDSFORTEGNELSE

1. Innledning	1
1.1 Grønne sertifikat - elsertifikat	1
1.2 Ressurspotensialer	2
1.2.1 Vannkraft	2
1.2.2 Vindkraft	3
1.2.3 Bølgekraft	4
1.3 Avgrensninger	5
1.4 Problemstilling	6
2. Metode	8
2.1 Valg av områder	8
2.1.1 Frøyabanken	9
2.1.2 Stadthavet	9
2.1.3 Utsira Nord	10
2.1.4 Sørlige Nordsjø II	10
2.2 Data innsamling og data behandling	10
2.3 Korrelasjon og teoretisk effekt	11
2.4 Tilgjengelig teknologi og utforming av parken	14
2.4.1 Vindturbin	14
2.4.2 Bølgekraft	14
2.4.3 Kombinerte vind- og bølgekraftverk	15
2.5 Valg av teknologi	15
2.5.1 Vindturbin	16
2.5.2 Bølgekraftverk	17
2.6 Virkelige levert effekt	17
2.6.1 Vindturbin	18
2.6.2 Bølgekraftverk	20
2.7 Kapasitetsfaktor	21
2.8 Produksjonskurver	21
2.9 Kabel alternativer for kombinerte offshore vind og bølge parker	22
2.9.1 HVAC - Vekselstrøm	23
2.9.2 HVDC – Likestrøm	23
2.10 Optimaliserings metode	24

3. Resultat	26
3.1 Teoretisk effekt og korrelasjon.....	26
3.2 Virkelige resultater og korrelasjon	32
3.3 Totalproduksjon, produksjonskurver og kapasitetsfaktor (C_p).....	36
3.4 Optimalisering av overføringskapasiteten	44
4. Diskusjon	49
4.1 Teoretisk effekt og korrelasjon.....	49
4.2 Virkelige resultater og korrelasjon	50
4.3 Totalproduksjon, produksjonskurver og kapasitetsfaktor (C_p).....	51
4.4 Optimering av overføringskapasiteten	52
4.5 Konklusjon	53
4.6 Sammenligning.....	53
5. Referanser	57

FIGURLISTE

Forsidefoto hentet fra Vestas (Vestas Wind Systems A/S 2012)

Figur 1.1 Vannkraftpotensialet i Norge per 01.01.2010.....	3
Figur 1.2 Vindkart for Norge med årsmiddelvind i 80 meters høyde	4
Figur 1.3 Årlig gjennomsnittlig bølgeenergi kilowatt (kW) per meter bølgefront	5
Figur 2.1 Utdrag av plasseringene til utredningsområdene i rapporten «Havvind»	9
Figur 2.2 Skjematisk fremstilling av virkemåten til en overflate-følgende demper	15
Figur 2.3 Skjematisk fremstilling av virkemåten til et "overtopping device"	15
Figur 2.4 Utforming av parken, her med HVDC kabel løsning	16
Figur 2.5 Effektkurven til en Vestas V164-7MW turbin	18
Figur 2.6 Den egenproduserte effektkurven til Vestas V164-7 MW.....	19
Figur 2.7 Effektkurven mellom 4 m/s og 14 m/s med tilhørende trendlinje (polynom interpolasjons kurve)	19
Figur 2.8 Skjematisk fremstilling av koblingsanlegget til en HVAC forbindelse	23
Figur 2.9 Skjematisk fremstilling av koblingsanlegget til en HVAC forbindelse	24
Figur 3.1 Teoretisk bølgekraft produksjon ved de fire områdene i 2011 (kWh/m bølgefront)	28
Figur 3.2 Teoretisk vindkraft produksjon ved Frøyabanken og Stadthavet i 2011 (kWh/m ²).....	28
Figur 3.3 Teoretisk vindkraft produksjon ved Utsira Nord og Sørlege Nordsjø II i 2011 (kWh/m ²)	29
Figur 3.4 Den teoretiske effekten fra vind- og bølgekraft ved Frøyabanken	29
Figur 3.5 Den teoretiske effekten fra vind- og bølgekraft ved Stadthavet	30
Figur 3.6 Den teoretiske effekten fra vind- og bølgekraft ved Utsira Nord	30
Figur 3.7 Den teoretiske effekten fra vind- og bølgekraft ved Sørlege Nordsjø II	30
Figur 3.8 Korrelasjoner mellom de teoretiske effektene til vind- og bølgekraft ved de forskjellige områdene	31
Figur 3.9 Produksjonen til en Vestas V164-7MW vindturbin og et Pelamis P2 bølgekraftverk i 2011.....	34
Figur 3.10 Produksjonen til en Vestas V164-7MW vindturbin og et Pelamis P2 bølgekraftverk i 2011.....	34
Figur 3.11 Produksjonen til en Vestas V164-7MW vindturbin og et Pelamis P2 bølgekraftverk i 2011.....	34
Figur 3.12 Produksjonen til en Vestas V164-7MW vindturbin og et Pelamis P2 bølgekraftverk i 2011.....	35
Figur 3.13 Sammenlignende produksjon fra en Vestas V164-7MW og et Pelamis P2 bølgekraftverk for en rekke utvalgte år ved de fire utvalgte områdene	36
Figur 3.14 Produksjonskurver ved 100 % vindpark og 100 % bølgepark for Frøyabanken	38
Figur 3.15 Produksjonskurver for forskjellige kombinasjoner av vind- og bølgekraft for Frøyabanken	38
Figur 3.16 Produksjonskurver ved 100 % vindpark og 100 % bølgepark for Stadthavet	39
Figur 3.17 Produksjonskurver for forskjellige kombinasjoner av vind- og bølgekraft for Stadthavet.....	39
Figur 3.18 Produksjonskurver ved 100 % vindpark og 100 % bølgepark for Utsira Nord	40
Figur 3.19 Produksjonskurver for forskjellige kombinasjoner av vind- og bølgekraft for Utsira Nord.....	40
Figur 3.20 Produksjonskurver ved 100 % vindpark og 100 % bølgepark for Sørlege Nordsjø II	41
Figur 3.21 Produksjonskurver for forskjellige kombinasjoner av vind- og bølgekraft for Sørlege Nordsjø II.....	41
Figur 3.22 Produksjon ved forskjellige kombinasjoner av vind og bølge for Frøyabanken i 2011	42
Figur 3.23 Produksjon ved forskjellige kombinasjoner av vind og bølge for Stadthavet i 2011	42
Figur 3.24 Produksjon ved forskjellige kombinasjoner av vind og bølge for Utsira Nord i 2011	43
Figur 3.25 Produksjon ved forskjellige kombinasjoner av vind og bølge for Sørlege Nordsjø II i 2011	43

Figur 3.26 Totalproduksjonen til de fire områdene ved forskjellig kombinasjoner av vind- og bølgekraft.....	44
Figur 3.27 Optimeringskurver ved 100 % vindpark og 100 % bølgepark for Frøyabanken	45
Figur 3.28 Optimeringskurve for forskjellige kombinasjoner av vind- og bølgekraft for Frøyabanken	45
Figur 3.29 Optimeringskurver ved 100 % vindpark og 100 % bølgepark for Stadthavet	46
Figur 3.30 Optimeringskurve for forskjellige kombinasjoner av vind- og bølgekraft for Stadthavet	46
Figur 3.31 Optimeringskurver ved 100 % vindpark og 100 % bølgepark for Utsira Nord	47
Figur 3.32 Optimeringskurve for forskjellige kombinasjoner av vind- og bølgekraft for Utsira Nord.....	47
Figur 3.33 Optimeringskurver ved 100 % vindpark og 100 % bølgepark for Sørliche Nordsjø II	48
Figur 3.34 Optimeringskurve for forskjellige kombinasjoner av vind- og bølgekraft for Sørliche Nordsjø II.....	48
Figur 4.1 Produksjonskurver for California	54
Figur 4.2 Optimeringskurve for California ved 50 % vind og 50 % bølgekraft	55
Figur 4.3 Optimeringskurve for Stadthavet ved 50 % vind og 50 % bølgekraft	55

TABELLISTE

Tabell 2.1 Utdrag av en større tabell som viser teoretisk effekt(W/m) ved gitte bølgehøyder og bølgeperioder..	13
Tabell 2.2 Eksempel på en pivottabell for alle målinger ved Sørliche Nordsjø II	13
Tabell 2.3 Tekniske spesifikasjoner for en Vestas V164-7MW turbin	17
Tabell 2.4 Tekniske spesifikasjoner for et Pelamis P2 bølgekraftverk	17
Tabell 2.5 Utdrag av en større tabell som viser virkelig effekt(kW) ved gitte bølgehøyder og bølgeperioder	20
Tabell 2.6 Installert effekt og antall enheter ved forskjellige inndelinger av vind- og bølgekraft	22
Tabell 3.1 Utdrag av teoretisk bølgekraft effekt tabell, her for Frøyabanken området	26
Tabell 3.2 Utdrag av teoretisk vindkraft effekt tabell ved 100 meters (W100) høyde her for Frøyabanken.....	27
Tabell 3.3 Utdrag av effektleveransetabellen til et Pelamis P2 bølgekraftverk ved Utsira Nord	32
Tabell 3.4 Utdrag av effektleveransetabellen til en Vestas V164-7MW vindturbin ved Stadthavet.....	33
Tabell 3.5 Korrelasjoner mellom områdene og ved de forskjellige teknologiene i figur 3.13	36
Tabell 3.6 Utdrag av effektleveranse til en park bestående av 100 % vindturbiner i Frøyabankområdet	37

1. INNLEDNING

Global oppvarming og klimatrusler som følge av økte klimagassutslipp møtes i dag med ulike virkemidler. Det viktigste virkemidlet for Europa er EUs 20-20-20 mål som baserer seg på at EU og EFTA/EØS landene skal redusere CO₂-utslippene med 20 prosent, kutte 20 prosent av energiforbruket og øke andelen fornybar energi til 20 prosent av unionens samlede energiforsyning, innen 2020. Et av virkemidlene for å nå 20-20-20 målet er fornybardirektivet. Fornyardirektivet er et direktiv som har til hensikt å sikre et langsiktig samarbeid i Europa for å fremme produksjon og bruk av fornybar energi. Dette gjøres ved å etablere et felles rammeverk, samt egne nasjonale mål. Ved dette søkes å nå et felles EU-mål om at 20 prosent av det totale energiforbruket kommer fra fornybare energikilder.

Norges mål i henhold til det nye fornybardirektivet er satt til 67,5 prosent, mot 58,2 prosent i referanseåret 2005. Dette er det klart høyeste målet i Europa (Utenriksdepartementet 2011). Fornyardirektivet ble endelig vedtatt 19.12.2011 av EØS-komiteen, og trådte i kraft i EFTA/EØS den 20.12.2011 (Europaportalen 2012).

1.1 Grønne sertifikat - elsertifikat

Som følge av det nylig vedtatte fornybardirektivet, har Norges og Sveriges regjeringer kommet til enighet om en felles kraftig utbygging av ny fornybar energi på til sammen 26,4 terawattime (TWh) frem mot 2020. Begge land skal finansiere 13,2 TWh gjennom grønne sertifikater, også kalt elsertifikater. Disse elsertifikatene er et markedsbasert virkemiddel som har til hensikt å stimulere til økt satsning på fornybar energiproduksjon. Loven om elsertifikater ble vedtatt av stortinget sommeren 2011, og endelig forskrift om elsertifikater vedtatt 16.12.2011 og med tiltredelse 01.01.2012 (Olje- og energidepartementet 2011). Et elsertifikat defineres som «*et bevis utstedt av staten for at det er produsert en megawattime (MWh) fornybar elektrisk energi i henhold til lov om elsertifikater og denne forskriften*» (Olje- og energidepartementet 2011).

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) eller den svenske Energimyndigheten godkjenner kraftverk og tildeler slike sertifikater. Godkjenningen er uavhengig av om kraftverket ligger i Norge eller Sverige og hvilken type fornybar kilde som blir benyttet, og er dermed teknologi nøytral. Målet er med dette å sørge for at utbyggingen skjer der det er mest lønnsomt.

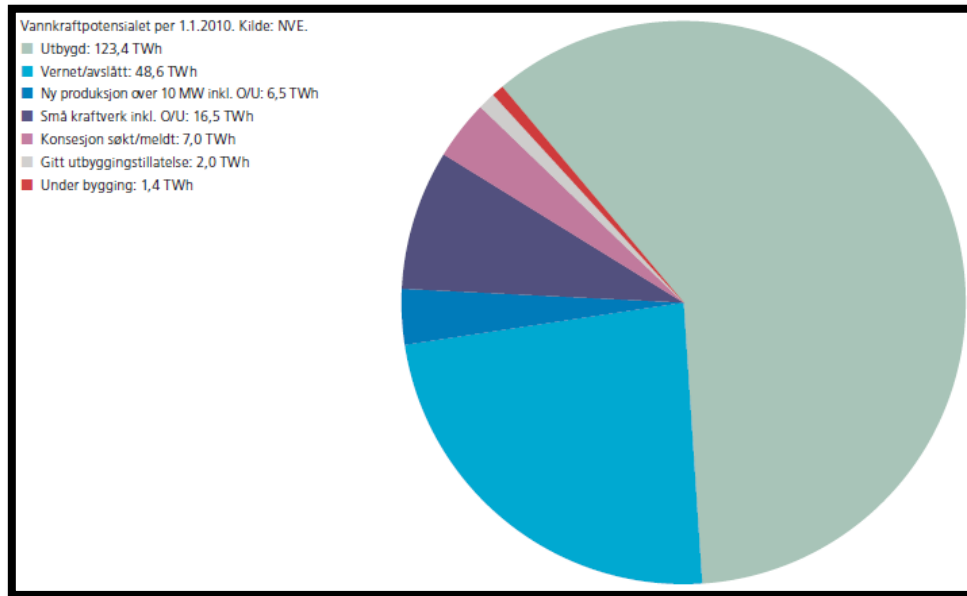
Etter at en fornybar energiprodusent har mottatt elsertifikater, kan disse selges på det åpne markedet og produsenten kan forvente høyere inntekter. Markedet vil oppstå som følge av at myndighetene pålegger strømkundene å kjøpe elsertifikater proporsjonalt med strømforbruket sitt, noe som vil skje ved at kraftleverandører legger inn kostnadene for elsertifikatene i strømprisen, og sluttbruker vil derav slippe å handle i markedet. Det er forventet at strømprisen til sluttbrukeren vil gå opp med ca. 150 kroner per år, eller 0,75 øre per kilowattime (kWh) i 2012 (Authen 2012).

1.2 Ressurspotensialer

Dersom Norge skal nå sitt mål om å bygge ut sin andel av den nye fornybare energiproduksjonen er det viktig å se på potensialene som allerede eksisterer i dag. Tre viktige energikilder vil være vann-, vind- og bølgekraft. Andre energikilder vil også ha betydning, men disse vil ikke bli diskutert i dette studiet.

1.2.1 Vannkraft

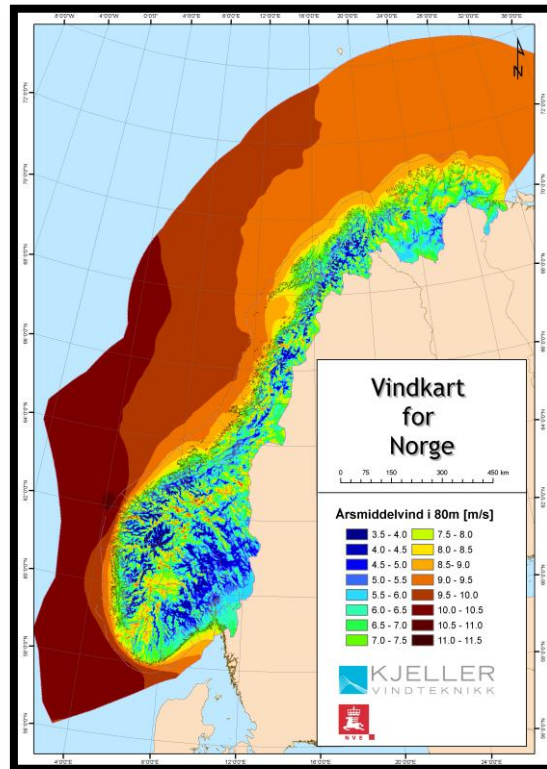
Ny utbygging av vannkraft, herunder også opprustings- og utvidelsesprosjekter (O/U), ses fra figur 1.1 å ha et stort potensiale - med totalt 33,4 TWh (NVE 2011). Et mulighetsstudie utført av Klima- og forurensningsdirektoratet med flere, konkluderte med at det innen 2025 kun vil være mulig å øke produksjonen fra vannkraft med 13 TWh (Klima- og forurensningsdirektoratet et al. 2010).



Figur 1.1 Vannkraftpotensialet i Norge per 01.01.2010 (NVE 2011)

1.2.2 Vindkraft

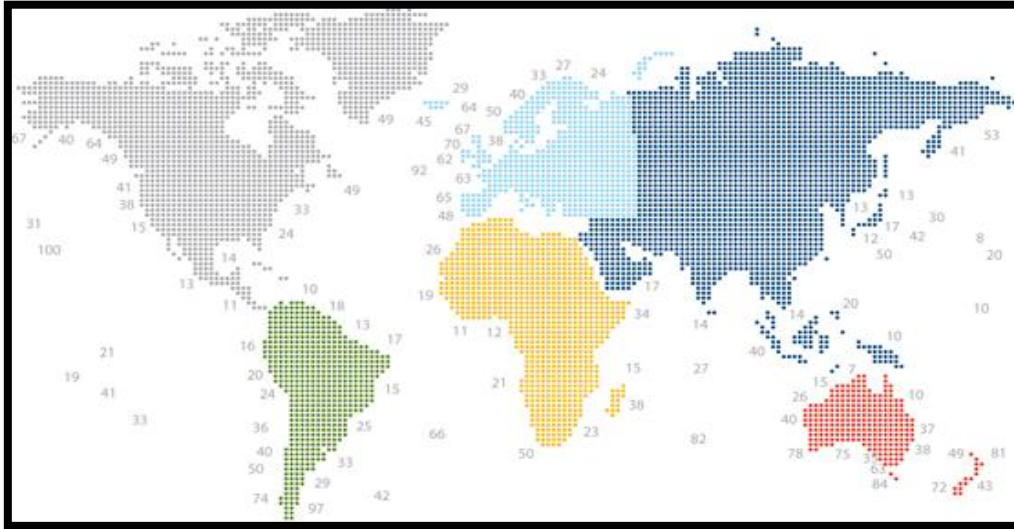
Norge har et stort potensiale innenfor vindkraft, faktisk en av Europas beste vindressurser og er dermed et av satsingsområdene for utbygging av ny fornybar energi (Klima- og forurensningsdirektoratet et al. 2010). Dessverre er ressurstilgangen mye høyere enn det som er mulig å realisere i nær fremtid. Dette fordi nesten 70 prosent av de påviste ressursene ligger i Finnmark, et fylke med lavt forbruk og lange avstander til områdene med høyere forbruk (Hofstad et al. 2005). Det som derimot er positivt er Norges enorme potensial innenfor offshore vind (figur 1.2), med et teoretisk potensiale på 1000 TWh kun ved utbygging i de kystnære områdene (60 meters dybde). Dersom det på sikt muliggjøres for flytende vindkraftverk vil man ha et teoretisk potensiale som er mange ganger så stort (Bysveen et al. 2008).



Figur 1.2 Vindkart for Norge med årsmiddelvind i 80 meters høyde (Kjeller Vindteknikk AS 2012)

1.2.3 Bølgekraft

Bølgekraft har også en viktig rolle å spille i fremtidens energiforsyning og dens potensiale er stort. Det er en mer stabil energikilde enn vindkraft på grunn av sin høye energitetthet og hyppige forekomst av bølger. Figur 1.3 viser ressursgrunnlag i verden, hvor norske farvann har store ressurser.



Figur 1.3 Årlig gjennomsnittlig bølgeenergi kilowatt (kW) per meter bølgefront (Cranegie Wave 2011)

1.3 Avgrensninger

«Norge har gode forutsetninger for å utnytte marine energiteknologier. Med marine energiteknologier menes f.eks. bølgekraft, tidevannskraft og offshore vindkraft. Potensialet er godt langs den langstrakte kysten vår, men klimatiske og værmessige utfordringer kan legge begrensninger på hvor mye som kan utnyttes. En forutsetning for å utnytte den marine energien er at det finnes kostnadseffektive og robuste teknologier tilgjengelig for å generere kraft, og at en på en effektiv måte kan få overført kraften til land. I denne oppgaven skal en se nærmere på offshore vindkraft og bølgeenergi, og vurdere både teknologi for å generere kraft, teknologi for kraftoverføring og overordnet design og drift av kraftsystem. Dette inkluderer f.eks. design og designkonsepter for turbiner, samt design av internt kraftsystem i en større park, mellom flere parker og for kraftoverføring til land. Prinsipper for styring, regulering og overvåking av turbiner og større parker, samt det totale kraftsystemet offshore og mot land, er også eksempler på viktige tema. Det kan videre være aktuelt å se på en kombinasjon av offshore vindkraft og bølgeenergi i den samme parken for å utnytte energipotensialet på en best mulig måte». Slik lyder oppgaveforslaget fra veileder, professor Terje Gjengedal. Da jeg for første gang leste denne teksten følte jeg at det var mange meget interessante oppgaver i den, men fant fort ut at det var den siste setningen om kombinerte parker for bedre utnyttelse av energipotensialet som virket som den mest interessante delen av forslaget.

For å avgrense og definere oppgaven nærmere ble det iverksatt et litteraturstudie, for å finne ut hva som var gjort av forskning på området fra før. I arbeidet med dette ble det funnet en

god del litteratur om kombinerte parker både i Irland, USA og Danmark. Det mest interessante som ble funnet var forskningen til to forskere ved Stanford University i USA med navn Eric D. Stoutenburg og Mark Z. Jacobson. Deres studie omhandler optimalisering av overføringskapasiteten til land som følge av kombinasjon vind- og bølgekraft (Stoutenburg & Jacobson 2011). De to samme forskerne har i samarbeid med Nicholas Jenkins fra Cardiff University også publisert en artikkel om variasjon i effektleveransen fra kombinerte vind- og bølgekraftparker i California (Stoutenburg et al. 2010). En Irsk case studie om variasjons reduksjon gjennom optimal kombinasjon av vind/bølge ressurser skrevet av Francesco Fusco og John V. Ringwood fra National University of Ireland Maynooth og Gary Nolan fra EirGrid plc er også funnet meget interessant (Fusco et al. 2010). I Danmark er det gjort et studie på storskala integrering av optimale kombinasjoner ved bruk av photo voltaic (PV), vindkraft og bølgekraft til kraftnettet, skrevet av H. Lund ved Aalborg University (Lund 2006). Disse fire studiene danner basis for valg av problemstilling og arbeidsmetode.

1.4 Problemstilling

Problemstilling i studiet defineres til å være;

- *Finnes det økonomiske insentiver for bedre utnyttelse av overføringskapasitetssystemet fra en offshore park i norske farvann som følge av en kombinasjon mellom vind- og bølgekraft?*

Det skal med andre ord ses på mulighetene for en reduksjon i overføringskapasiteten (P_{ut}) som følge av produksjonen fra forskjellige kombinasjoner av vindkraft (P_{vind}) og bølgekraft ($P_{bølge}$). Normalt vil man dimensjonere overføringskapasiteten til parkene etter maksimal installert effekt (formel (1)), mens det i dette studiet vil bli forsøkt å dimensjonere overføringskapasiteten til parkene etter formel (2), altså med lavere overføringskapasitet enn installert effekt.

$$P_{ut} = P_{vind} + P_{bølge} \quad (1)$$

$$P_{ut} < P_{vind} + P_{bølge} \quad (2)$$

Mer spesifikt skal det utarbeides produksjonskurver for de forskjellige kombinasjoner av vind- og bølgekraft, hvorpå det skal diskuteres om det er økonomisk realiserbart å gjennomføre en reduksjon av overføringskapasiteten for den kombinerte offshore parken. Det skal også belyses hvilket enormt potensiale vi har for utnyttelse av fornybar energi i norske farvann, ved å finne den teoretiske produksjonen ved forskjellige lokasjoner samt se hvor stor korrelasjonen er. Dette skal gjøres ved hjelp av tilgjengelige målinger/data på vind og bølge for utvalgte områder i norske farvann.

2. METODE

I dette kapitlet diskuteres hvilke metoder som er blitt brukt for å komme frem til resultatene presentert senere i rapporten. Som nevnt i innledningen er det fire kilder som er meget aktuelle for problemstillingen, og tre av dem «*Reducing Offshore Transmission Requirements by Combining Offshore Wind and Wave Farms*» og «*Power output variations of co-located offshore wind and wave energy converters in California*» av E.D. Stoutenburg og M.Z. Jacobson og «*Variability reduction through optimal combination of wind/wave resources – An Irish case study*» av Fusco, Nolan og Ringwood er utgangspunktet/metodegrunnlaget for arbeidet med de innsamlede data. All utregning og metodegrunnlag vil bli gått grundig gjennom, da artiklene nevnt ovenfor er delvis mangelfulle i sin forklaring av metode.

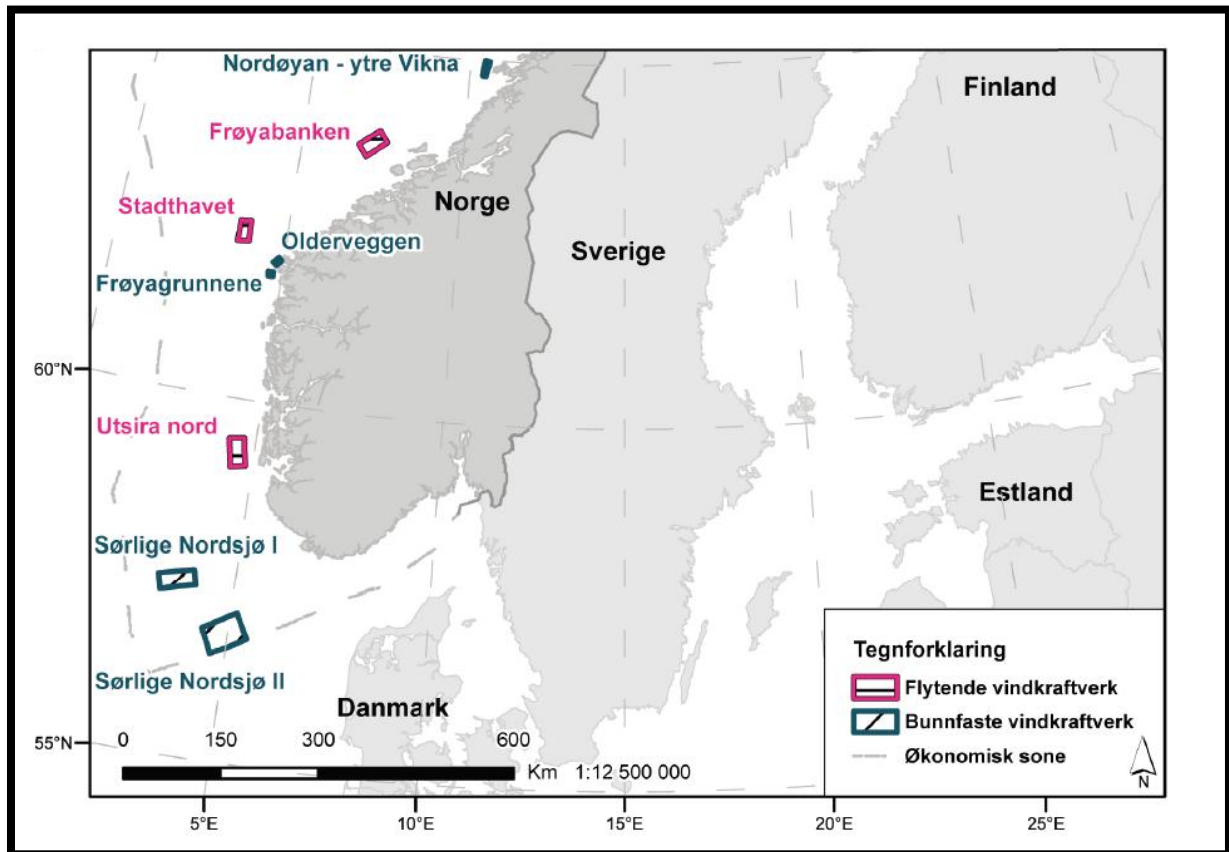
2.1 Valg av områder

I henhold til Lov om fornybar energiproduksjon til havs (Havenergilova) av 01.07.2010 kan etablering av energiproduksjon til havs i utgangspunktet kun skje i områder der staten har åpnet for søknader om konsesjon. I samme loven nevnes det også at det skal gjennomføres en statlig strategisk konsekvensutredning før det tas beslutning om åpning av områdene (Olje- og energidepartementet 2010).

NVE fikk i 2009 et oppdrag av Olje- og energidepartement (OED) om å lede en direktoratgruppe som skulle kartlegge hvilke områder som kunne være aktuelle for utbygging av offshore vindkraft, denne rapporten heter «*Havvind – forslag til utredningsområder*» (Espegren et al. 2010). I denne rapporten er det nevnt totalt 15 utredningsområder langs hele norskekysten, hvorpå fire av dem ligger på dypt hav og dermed kun er aktuelle for flytende anlegg.

Grunnet problemstillingen om kombinerte anlegg vil områder med dybde over 50 meter være mest aktuelle for dette studiet, og valget av områder falt derfor på Frøyabanken, Stadthavet, Utsira Nord, og Sørilige Nordsjø II med plasseringer som vist i figur 2.1. Andre grunner til at

valget falt på disse områdene er deres tilknytting til Sør-Norge hvor det er store vannmagasiner med reguleringssevne, og mangel på kraft som kan være med på å sikre en bedre energibalanse og til dels kraftunderskuddet i Midt-Norge (Frøyabanken).



Figur 2.1 Utdrag av plasseringene til utredningsområdene i rapporten «Havvind» (Espegren et al. 2010)

2.1.1 Frøyabanken

Med sin tilknytting til Midt-Norge er Frøyabanken et meget aktuelt område da det er kraftunderskudd i regionen. Med dybder mellom 160-314 meter er det flytende vindturbiner og flere forskjellige bølgekraftteknologier som er aktuelle her. Rapporten «Havvind – forslag til utredningsområder» antar en mulig kapasitet på 500-1500 megawatt (MW) innenfor et område på 819 km².

2.1.2 Stadthavet

Stadthavet har en av de beste vindkraftressurser i Norge og er derfor tatt med i studien. Stadthavet ligger i en region med stort kraftoverskudd, men har til gjengjeld en unik mulighet til å tilby reguleringskraft. Med den nye konsesjonsgitte kabelen mellom Sogndal og Ørskog vil også regionen ha større mulighet for å eksportere kraft ut til andre regioner med

kraftunderskudd, og det vil bli en bedre kraftbalanse i landet. Også her er det dybder som tilsier at flytende vindturbiner og flere forskjellige bølgekraftteknologier vil være de aktuelle teknologiene. Med tanke på kapasitet er det i området antatt en installasjon på 500-1500 MW innenfor et areal på 520 km².

2.1.3 Utsira Nord

Det er per i dag mye kraftkrevende industri i tilknytingsregionen og sentralnettet har til tider vært tungt belastet. Med mye reguleringskraft i regionen, samt en fremtidig kraftutveksling med Storbritannia er Utsira Nord fortsatt å anse som et aktuelt utbyggingssted for vindkraft. Dybden i området er 185-280 meter og det er derfor flytende vindturbin og flere forskjellige typer bølgekraftteknologier som er aktuelt. Med et areal på 1010 km² og en antatt mulig kapasitet på 500-1500 MW er også dette en relativt stor utbygging.

2.1.4 Sørliche Nordsjø II

Valget av Sørliche Nordsjø II begrunnes i områdets mulighet til direkte transport til Nord-Europa og dens plassering i nærhet av planlagte utvekslingsforbindelser mellom Norge og Tyskland, samt Norge og Nederland. Sørliche Nordsjø II har dybder på 50-70 meter, noe som gjør den aktuell for bunnfaste vindturbiner og flere aktuelle bølgekraftteknologier. Områdets størrelse på 2591 km² gjør at man kan bygge store parker i størrelsesorden 1000-2000 MW, noe som gir bedre sammenligningsgrunnlag med de andre valgte områdene med tilsvarende mulighet for installert effekt.

2.2 Data innsamling og data behandling

Da de fire områdene for videre studie var bestemt, ble Kjeller Vindteknikk AS og Meteorologisk Institutt (Met) kontaktet for å finne tilgjengelige vind- og bølgedata. Meteorologisk institutt hadde både vind- og bølgedata generert med numeriske modeller, mens Kjeller Vindteknikk AS kun hadde vinddata, men med bedre oppløsning. Siden et av målene var å finne produksjonskurver fra de forskjellige kombinasjonene av vind- og bølgekraft ble det klart at data måtte innhentes fra samme datagrunnlag. Valget falt på Meteorologisk institutt sine hindcastdata.

Hindcastdata er en beregning av vind og bølger bakover i tid, en hindcast beregning sies å være vellykket dersom den viser kjente stormer og ekstremvær. Hindcast modellene til

Meteorologisk institutt er en kombinert høy-oppløselig atmosfærisk nedskalering av ERA-40 og bølge hindcast basert på ERA-40 reanalysen, og dekker Barentshavet, Norskehavet og Nordsjøen med en skala på 10x10 km. Denne modellen viser seg å være en stor forbedring fra den tidligere kjente modellen ERA-40 (Reistad et al. 2011), og blir i dag brukt av NVE til utredning av vindforhold for foreslåtte områder for vindkraft i følge Magnar Reistad, Met (epost, 20.02.2012).

Da Meteorologisk institutt sine hindcastdata har en oppløsning på 10x10 km ble det valgt ut koordinater liggende i sentrum av de fire utvalgte områdene. Det ble valgt en sentrums plassering da det vil gi den best mulige tolkningen av de tiltenkte områdene. Datagrunnlaget tilsendt av Magnar Reistad ved Meteorologisk institutt er en tidsserie med 8 målinger pr dag, og strekker seg fra 1. september 1957 til 31. desember 2011. Denne tidsserien har informasjon om lufttrykk, temperatur 2 meter over havoverflaten, relativ fuktighet 2 meter over havoverflaten, regn de 3 foregående timene, vindhastighet ved 10, 50, 80, 100 og 150 meter over havoverflaten, vindretning ved 10,100 og 150 meter over havoverflaten og signifikant bølgehøyde, peak bølgeperiode og bølgeretning for totalsjøen, vind sjø og dønninger. Hele datagrunnlaget ble så lagt inn i Microsoft Excel hvor det ble regnet ut dagsgjennomsnitt, måned gjennomsnitt og årsgjennomsnitt av vindhastighet ved 10 og 100 meters høyde, samt for signifikant bølgehøyde og peak bølgeperiode for totalsjøen.

2.3 Korrelasjon og teoretisk effekt

Produksjonen fra en kombinert park vil kun være varierende dersom produksjonen fra de to forskjellige teknologiene, bølge/vind, ikke er samkjørte. Denne egenskapen kan kvantifiseres ved utregning av krysskorrelasjonen mellom to matriser bestående av teoretiske effekter, $x(k)$ og $y(k)$ (Fusco et al. 2010):

$$c(\tau) = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^{N-\tau} \frac{[x(k) - \mu_x][y(k + \tau) - \mu_y]}{\sigma_x \sigma_y} \quad (1)$$

Der μ_x og μ_y er gjennomsnittet av x og y matrisen, mens σ_x og σ_y er standardavviket til de gitte matrisene. $c(t)$ gir da en produksjonskorrelasjon mellom to signaler med en tidsforsinkelse (τ), men i dette studiet vil det kun bli sett på $c(0)$ da det er denne som viser produksjonskorrelasjonen mellom vind og bølge til samme tid. Det vil her være ønskelig med

en $c(0)$ så nært som null som mulig, da $c(0) = 0$ forteller at det er absolutt ingen korrelasjon mellom verdiene.

Beregning av korrelasjonene avhenger av å ha teoretisk effekt fra de forskjellige teknologiene tilgjengelig. For teoretisk vindkraft effekt benyttes følgende formel (Villanueva & Feijóo 2010):

$$P_{vind} = \frac{1}{2} \rho_a A^2 C_{pv} U_w^3 \rightarrow \frac{P_{vind}}{A^2} = \frac{1}{2} \rho_a C_p U_w^3 \left[\frac{W}{m^2} \right] \quad (3)$$

Der ρ_a er lufttetthet som er funnet til å være $1,247 \text{ kg/m}^3$ ved $10 \text{ }^\circ\text{C}$, U_w er vind hastighet, A^2 er areal og C_{pv} er virkningsgrad som maksimalt kan være $16/27$ ved bruk av horisontalakslede vindturbiner (HAWT) i følge Betz' lov. For teoretisk bølgekraft effekt benyttes formel (4), dersom området har harmoniske bølger med vanddybder mye større enn bølgelengden, noe som er aktuelt for de utvalgte områdene (Fusco et al. 2010):

$$P_{bølge} = \frac{\rho_w g^2 H_s^2 T_p}{32\pi} \left[\frac{W}{m} \right] \quad (4)$$

Hvor ρ_w er vannets tetthet og er funnet til 1027 kg/m^3 , g er kjent som gravitasjonskraften og er definert til $9,81 \text{ m/s}^2$, H_s er signifikant bølgehøyde og T_p er peak bølgeperiode.

Ved utregning av teoretisk bølgekraft effekt ble det benyttet to forskjellige fremgangsmåter. Den første metoden innebærer at alle celler med måledata ble regnet ut ved bruk av formel (4) slik at det ble funnet en teoretisk effekt for alle målingene. Metode nummer to gikk ut på å utarbeide en teoretisk effekt-scattertabell også her ved hjelp av formel (4), se tabell 2.1.

Tabell 2.1 Utdrag av en større tabell som viser teoretisk effekt(W/m) ved gitte bølgehøyder og bølgeperioder (tabellen i sin helhet vil kun være tilgjengelig i vedlagt CD-ROM, grunnet tabellens størrelse)

Bølgehøyde Hs (m)	Bølgeperiode Tp (s)								
	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9
0-0.5	0.03	0.09	0.15	0.22	0.28	0.34	0.40	0.46	0.52
0.5-1	0.28	0.83	1.38	1.94	2.49	3.04	3.59	4.15	4.70
1-1.5	0.77	2.30	3.84	5.38	6.91	8.45	9.98	11.52	13.06
1.5-2	1.51	4.52	7.53	10.54	13.55	16.56	19.57	22.58	25.59
2-2.5	2.49	7.47	12.44	17.42	22.40	27.37	32.35	37.33	42.31
2.5-3	3.72	11.15	18.59	26.02	33.46	40.89	48.33	55.76	63.20
3-3.5	5.19	15.58	25.96	36.34	46.73	57.11	67.50	77.88	88.27
3.5-4	6.91	20.74	34.56	48.39	62.21	76.04	89.86	103.69	117.51
4-4.5	8.88	26.64	44.39	62.15	79.91	97.67	115.42	133.18	150.94
4.5-5	11.09	33.27	55.45	77.64	99.82	122.00	144.18	166.36	188.54
5-5.5	13.55	40.65	67.74	94.84	121.94	149.04	176.13	203.23	230.33
5.5-6	16.25	48.76	81.26	113.77	146.27	178.78	211.28	243.78	276.29
6-6.5	19.20	57.60	96.01	134.41	172.81	211.22	249.62	288.02	326.43

Hver celle i tabell 2.1 ble så multiplisert med korresponderende celle i forskjellige utvalgte pivottabeller (Previsic et al. 2004). En pivottabell er en tabell som viser antall målinger med gitt bølgehøyde og bølgeperiode se eksempel tabell 2.2, og det kan skrives ut pivottabeller for hvilken som helst tidsserie som måtte ønskes.

Tabell 2.2 Eksempel på en pivottabell for alle målinger ved Sørliche Nordsjø II

Bølgehøyde Hs (m)	Bølgeperiode Tp (s)																			Totalsum	
	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21		21-22
0-0.5	57	965	1617	423	425	185	195	193	142	108	83	40	30	1	3						4467
0.5-1	70	1904	7266	8230	3932	1356	1340	854	670	491	357	235	116	67	21	9					26918
1-1.5		125	3348	10209	10665	2498	1865	1805	1446	774	409	254	122	75	39	10					33644
1.5-2			258	4643	11985	4360	1949	1165	1347	1112	533	220	140	74	41	1					27828
2-2.5			9	561	8081	5768	2946	1084	667	848	603	208	81	36	19	1				1	20913
2.5-3				27	2534	4827	4055	1469	504	364	420	242	71	12	3	1					14529
3-3.5				1	360	2262	4140	2067	616	238	224	168	71	16	5						10168
3.5-4					37	487	2573	2742	744	218	151	89	60	16	2						7119
4-4.5					3	69	937	2256	1111	217	82	59	55	15	4	2					4810
4.5-5						2	179	1232	1316	294	77	37	23	7							3167
5-5.5							11	412	1068	436	101	24	16	5							2073
5.5-6							3	70	581	499	127	42	8	7	1						1338
6-6.5								7	183	393	136	26	12	1							758
6.5-7									49	201	150	34	6	1							441
7-7.5									2	77	117	28	6	1							231
7.5-8									2	24	55	40	5								126
8-8.5										7	41	33	10	6							97
8.5-9											15	17	8	3							43
9-9.5											6	16	7								29
9.5-10											6	10	10	1							27
10-10.5												6	9								15
10.5-11												3	3	2							8
11-11.5												1	3								4
11.5-12													1	3							4
Totalsum	127	2994	12498	24094	38022	21814	20193	15356	10448	6301	3693	1832	873	349	138	24	1	158757			

2.4 Tilgjengelig teknologi og utforming av parken

For å finne ut hvilken utforming av parken man ønsker er det viktig å se på utformingsmulighetene som allerede eksisterer. Det finnes i hovedsak to forskjellige utforminger for kombinasjonsanlegg - vindturbinen festes på toppen av et stort flytende bølgekraftverk, eller vindturbiner med bølgekraftverk plassert mellom/omkring vindturbine.

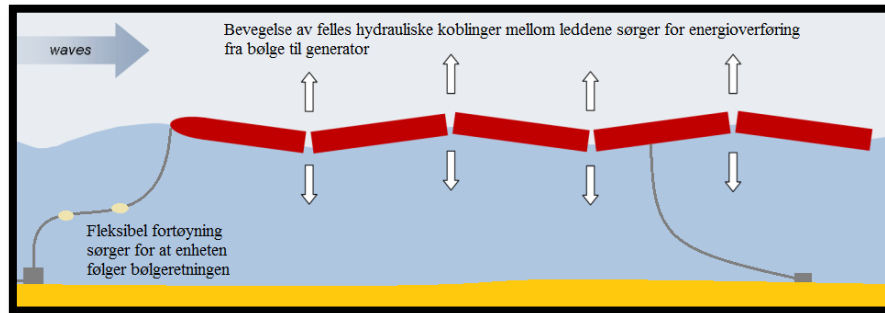
2.4.1 Vindturbin

Strømproduserende vindturbin er en meget velutprøvd og akseptert måte å utnytte vindressursene på, med en historie på over 100 år. Slike finnes i en rekke forskjellige former, men denne oppgaven vil konsentrere seg om de mest kjente produsentenes offshore vindturbiner med effekter over 5 MW.

2.4.2 Bølgekraft

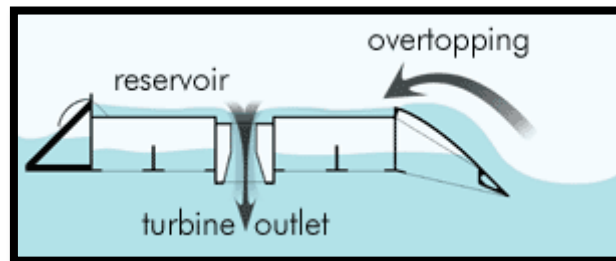
De første seriøse studiene av bølgekraft begynte på 70-tallet og tidlig 80-tallet grunnet oljekrisen, men ble senere nedprioritert da man ikke fant noen god løsning på problematikken. Det siste tiåret har derimot en del bedrifter revitalisert forskningen og prøvd å videreutvikle bølgekraftteknologien til å bli en kommersiell fornybar energikilde. Dette har gjort at det i dag finnes et utall av forskjellige bølgekraftteknologier, men de fleste benytter seg av de samme grunnprinsippene. Grunnet oppgavens omfang er det uaktuelt å se på teknologier som omhandler grunt vann og landstasjoner, og heller konsentrere studiet om teknologier beregnet for dypt hav. Det er derav tre typer teknologier som er aktuelle (U.S. Department of the Interior 2006):

1. Point-absorber/bøye: er en meget enkel teknologi der bøyen blir montert på en lineargenerator og dermed produserer energi etter hvert som bøyen går opp og ned.
2. Dempere: er en flytende enhet som fungerer parallelt med bølgens retning og effektivt rir bølgen. Bevegelser langs enhetens lengde kan selektivt benyttes til å produsere energi ved hjelp av hydrauliske pumper i leddene mellom delene (se figur 2.2).



Figur 2.2 Skjematisk fremstilling av virkemåten til en overflate-følgende demper (Pelamis wave power 2012)

3. "Overtopping devices": er en løsning som kanaliserer bølgene mot en plattform og opp i et reservoar. Fra reservoaret, som da ligger høyere enn havoverflaten, renner vannet gjennom en kaplanturbin og dermed genererer energi (se figur 2.3).



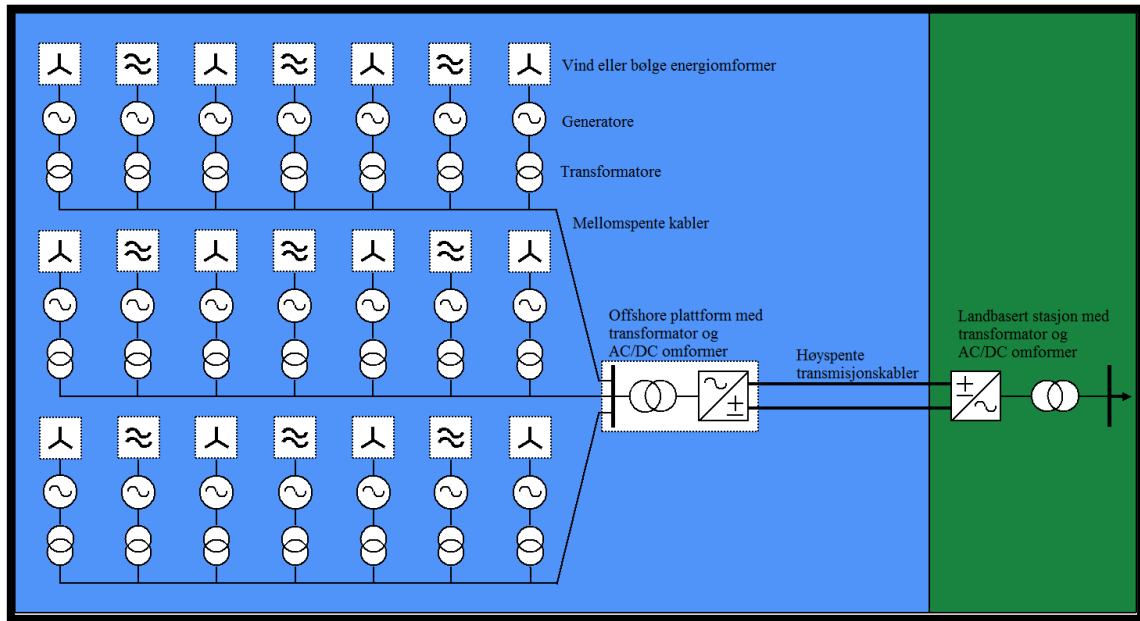
Figur 2.3 Skjematisk fremstilling av virkemåten til et "overtopping device" (Wavedragon 2005)

2.4.3 Kombinerte vind- og bølgekraftverk

En installasjon der vindturbinen og bølgekraftverket er montert på samme infrastruktur er under utvikling av noen få bedrifter, men er per i dag ikke en ferdig utviklet idé og det er kun gjort forsøk på småskalamodeller. Dette er derfor ikke en aktuell teknologi for denne oppgaven.

2.5 Valg av teknologi

Etter gjennomgang av tilgjengelige teknologier ble det klart at en utforming med separate vindturbiner og bølgekraftverk er den mest aktuelle løsningen, og parken vil da kunne få en utforming som vist i figur 2.4. Denne utformingen gjør at det blir stor valgfrihet i teknologivalget. Som nevnt i avsnitt 2.1 er det planlagt store parker i størrelsesorden 500-2000 MW fra myndighetens side, men det vil i denne oppgaven dimensjoneres for en park på 1000 MW for hver av de fire områdene. Dette for å skape et bedre sammenligningsgrunnlag mellom de forskjellige områdene nevnt i kapittel 2.1.



Figur 2.4 Utforming av parken, her med HVDC kabel løsning (Stoutenburg & Jacobson 2010)

2.5.1 Vindturbin

Grunnet parkens størrelse på 1000 MW er det ønskelig å finne turbiner med høyest mulig effekt. Dette for å begrense antall turbiner og med det minke antall fundamenter og kabler, samt redusere drift og vedlikeholdskostnader. Det finnes en rekke produsenter som leverer offshore vindturbiner over 5 MW, men valget i dette studiet falt på en Vestas V164-7MW turbin grunnet dens tilpasning mot forholdene i Nordsjøen. Dette er en turbin med 7 MW effekt og rotordiameter på 164 meter (Vestas 2012). Vestas presenterer dette som en turbin med velutprøvd teknologi og med hovedfokus på minimalt vedlikehold. Dersom vedlikehold allikevel er påkrevd skal denne være trygg, rask og kostnadseffektiv. Vestas er verdens største vindturbinprodusent, og har med sin nye V164-7MW turbin gjennomført sitt største forskning og utviklingsprosjekt gjennom tidene. Turbinen er som nevnt spesialutviklet for forholdene i Nordsjøen og har en levetid på 25 år (Vestas 2012), og er dermed meget godt egnet for dette studiet. For tekniske spesifikasjoner se tabell 2.3.

Tabell 2.3 Tekniske spesifikasjoner for en Vestas V164-7MW turbin (Vestas 2012)

Driftsdata		Elektrisk	
Nominell effekt	7 MW	Frekvens	50 Hz
Cut-in vindhastighet	4 m/s	Omformer	Fullskala omformer
Cut-out vindhastighet	25 m/s	Generator	Permanent magnet
Nominell vindhastighet	11 m/s	Nominell spenning	33-35 og 66 kV
Nominell rotorhastighet	10,5 rpm		
Rotor og blad		Vekt	
Rotor diameter	164 m	Nacelle med hub	390 ± 10 ton
Blad lengde	80 m	Blader	35 ton
Sveipe areal	21 124 m ²	Tårn	Plasserings avhengig

2.5.2 Bølgekraftverk

Som nevnt i kapittel 2.4 finnes det i dag et stort antall forskjellige teknologier på markedet, men det er kun en av dem som er i kommersiell distribusjon og det er Pelamis wave power sin enhet Pelamis P2 (World Energy Council 2010). Pelamis P2 bølgekraftverk er et resultat av mye FoU og testing gjennom mange år, og prosjektet ble påbegynt i 1998. Pelamis P2 benytter seg av teknologien «dempere» som beskrevet i kapittel 2.4.2 og ved figur 2.2. Valget av å benytte seg av Pelamis P2 var ganske enkelt da den som nevnt over er i kommersiell distribusjon og er en velprøvd teknologi. Flere av de refererte studiene benytter også Pelamis bølgekraftverk (Fusco et al. 2010; Previsic et al. 2004; Stoutenburg & Jacobson 2008). De tekniske spesifikasjonene til Pelamis P2 er listet opp under i tabell 2.4.

Tabell 2.4 Tekniske spesifikasjoner for et Pelamis P2 bølgekraftverk (Pelamis wave power 2012)

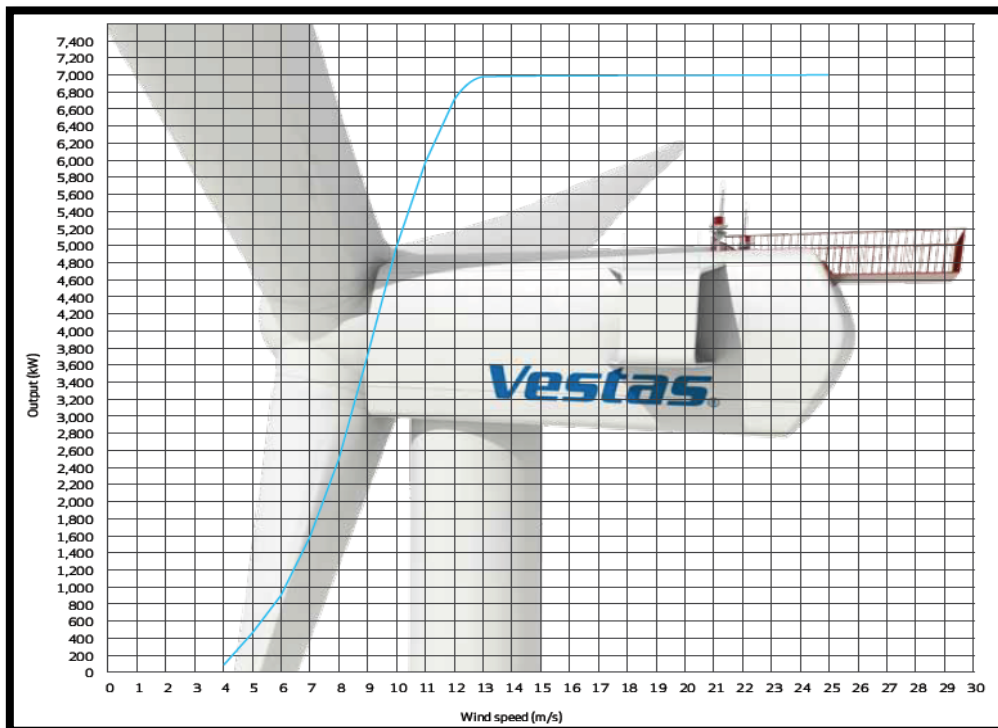
Tekniske spesifikasjoner Pelamis P2			
Effekt	750 kW	Konverterings effektivitet	~70 %
Lengde	180 m	Nominell spenning	11 kV eller 33 kV
Diameter	4,5 m	Vann dybde	> 50 m
Fortøyningsmåte	Fleksibel		

2.6 Virkelige levert effekt

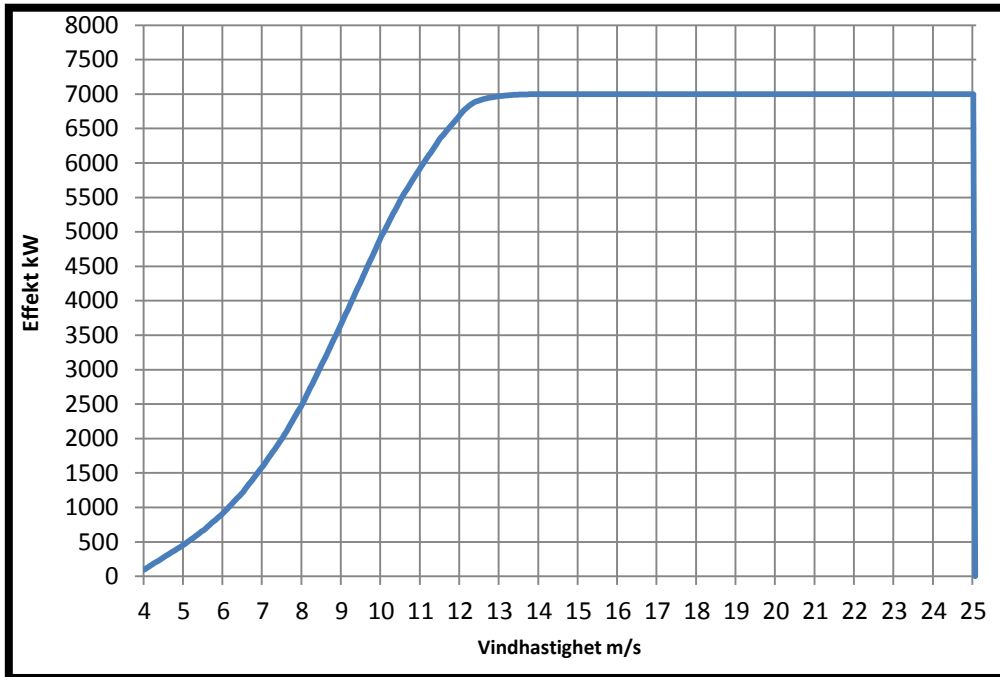
I arbeidet med datagrunnlaget var det nødvendig å regne ut den virkelige effekten fra en turbin og et bølgekraftverk, dette for å kunne lage forskjellige produksjonsmikser og dermed se hva som gir det beste alternativet.

2.6.1 Vindturbin

For å finne effektene fra en Vestas V164-7MW turbin ble det gjort en regresjonsanalyse/polynom interpolasjon av effektkurven(figur 2.5) (Ravnaas 2009). Regresjonsanalysen ble gjort i Microsoft Excel, ved at det ble laget en kopi (figur 2.6) av effektkurven (figur 2.5) med hjelp av en oppløsning på 0,05 m/s for å få den beste mulige tilpasningen til den opprinnelige effektkurven.

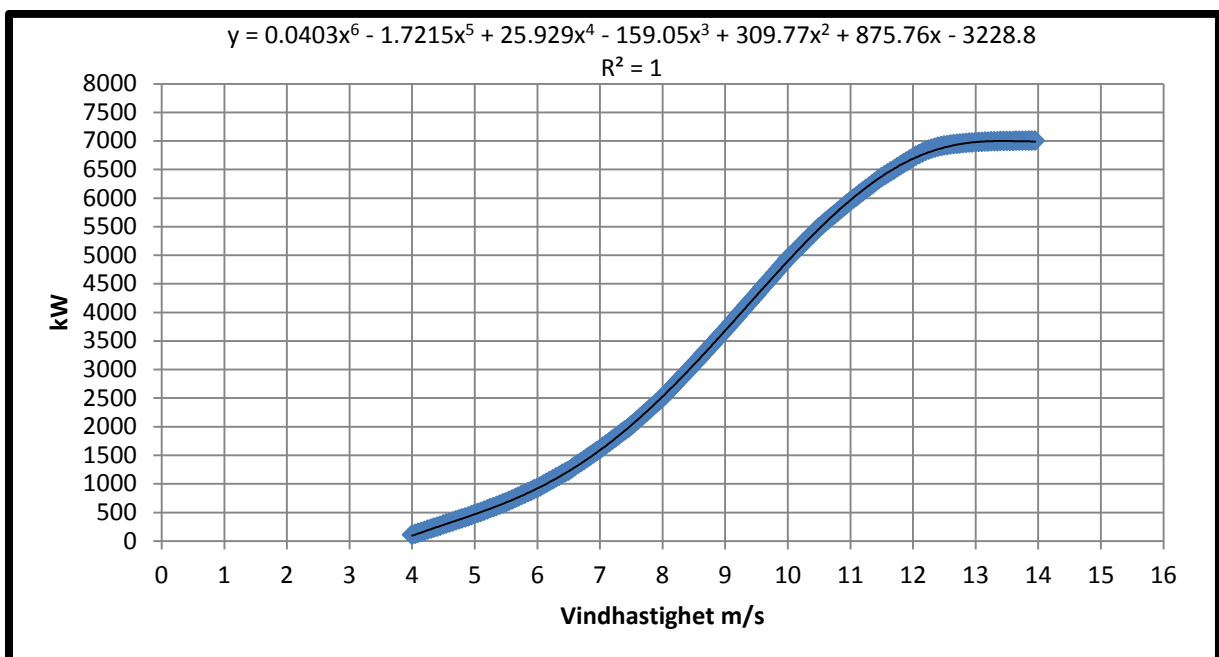


Figur 2.5 Effektkurven til en Vestas V164-7MW turbin (Vestas 2011)



Figur 2.6 Den egenproduserte effektkurven til Vestas V164-7 MW

De to effektkurvene viser null effekt for vindhastigheter under 4 m/s og over 25 m/s, samt en flat effektleveranse på 7000 kW ved vindhastigheter mellom 14 m/s og 25 m/s. Dette gjør at det er kun i området 4 m/s til 14 m/s det var nødvendig å foreta en regresjonsanalyse/polynom interpolasjon. Denne analysen ga figur 2.7.



Figur 2.7 Effektkurven mellom 4 m/s og 14 m/s med tilhørende trendlinje (polynom interpolasjons kurve)

Figur 2.7 viser en funksjon som forteller hvor stor effekt(y) som blir levert fra turbinen ved valgfrie vindhastigheter(x) mellom 4 m/s og 14 m/s. Figur 2.7 viser en $R^2 = 1$, som forteller at trendlinjen følger de utvalgte punktene fra effektkurven helt perfekt.

$$y = 0,0403x^6 - 1,7215x^5 + 25,929x^4 - 159,05x^3 + 309,77x^2 + 875,76x - 3228,8 \quad (5)$$

Videre ble alle måledata multiplisert med formelen (5) hentet fra regresjonsanalysen, og verdier under 4 m/s og over 25 m/s ble satt til 0 W, mens verdier mellom 14 m/s og 25 m/s ble satt til 7000 kW. Det ble også funnet produksjonen(kWh) fra en turbin per dag, måned og år.

2.6.2 Bølgekraftverk

Den virkelige leverte effekten fra en Pelamis P2 enhet ble beregnet etter to forskjellige metoder.

Metode 1

Metoden er basert på samme prinsipp som beskrevet i kapittel 2.3, der det ble multiplisert en effekt-scattertabell med utvalgte pivottabeller. Eneste forskjellen er at det ble benyttet en egenprodusert effekt-scattertabell (tabell 2.5) med data hentet fra Pelamis wave power og Presvisic et al., denne tabellen forteller hvor mye effekt som blir levert fra en enhet Pelamis P2 ved gitte signifikante bølgehøyder og peak bølgeperioder(Pelamis wave power 2012; Previsic et al. 2004).

Tabell 2.5 Utdrag av en større tabell som viser virkelig effekt(kW) ved gitte bølgehøyder og bølgeperioder (tabellen i sin helhet vil kun være tilgjengelig i vedlagt CD-ROM, grunnet tabellens størrelse)

Bølgehøyde Hs (m)	Bølgeperiode Tp (s)								
	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9
0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	11	27	50	62	64
1.5	0	0	0	0	26	62	112	141	143
2	0	0	0	0	66	109	199	219	225
2.5	0	0	0	7	93	171	279	342	351
3	0	0	0	91	180	246	402	424	417
3.5	0	0	0	86	211	326	484	577	568
4	0	0	105	216	326	394	632	616	583
4.5	0	0	94	233	371	467	735	744	738
5	0	0	259	364	469	539	750	750	750
5.5	0	0	428	497	566	612	750	750	750

Metode 2

På grunn av den tidskrevende prosessen med å lage pivottabeller for alle ønskelige tidsserier, ble det opprettet en pivottabell med alle målinger. Denne pivottabellen ble så benyttet til å ta ut serier der alle målinger med gitte signifikante bølgehøyder og peak bølgeperiode ble listet opp i en tabell. I denne tabellen ble det skrevet inn levert effekt fra Pelamis P2 etter den egenproduserte effekt-scattertabellen (tabell 2.5). En tabell for alle målinger med tilhørende levert effekt ble konstruert.

2.7 Kapasitetsfaktor

For å få et måltall på produktivitet uavhengig av størrelse og plassering av et kraftverk, beregnes kapasitetsfaktor (C_p). Dette er en verdi som uttrykker virkelig produksjonen (MWh) for en gitt tid i forhold til maksimal produksjon (MWh) (av installert effekt) over samme tidsperspektivet (Adaramola & Oyewola 2011).

$$C_p = \frac{\text{Produksjon (MWh)}}{\text{Installert effekt * tid (MWh)}} \quad (5)$$

2.8 Produksjonskurver

Med produksjonskurver menes et diagram som viser frekvensen av levert effekt fra kombinerte parker. Denne brukes for å se hvor stor sannsynlighet det er for at parken leverer en gitt effekt, eksempelvis 45 %, av nominell effekt. Slike produksjonskurver ble laget for forskjellige sammensetninger av vind- og bølgekraft, og med inndeling som vist i tabell 2.6.

Tabell 2.6 Installert effekt og antall enheter ved forskjellige inndelinger av vind- og bølgekraft

Prosentvis inndeling	Installert effekt vindkraft	Installert effekt bølgekraft	Antall	Antall
			vindturbiner V164-7MW	bølgekraftverk Pelamis P2
100 % vindkraft	1000 MW	0 MW	143	0
75 % vind- og 25 % bølgekraft	750 MW	250 MW	108	334
50 % vind- og 50 % bølgekraft	500 MW	500 MW	72	667
25 % vind- og 75 % bølgekraft	250 MW	750 MW	36	1000
100 % bølgekraft	0 MW	1000 MW	0	1334

For å lage produksjonskurvene ble alle virkelige leverte effekter samlet i en tabell, der de ble multiplisert med antall enheter fra hver av teknologiene ut i fra sammensetningen i tabell 2.6. Deretter ble disse addert for å finne totalt levert effekt. Resultatet er en tabell som viser den totalt leverte effekten ved hvert av måletidspunktene, og det ble fra denne tabellen registrert antall timer som lå mellom et intervall på 5 prosent av nominell effekt. Disse timene ble så dividert med totalt antall timer i måleserien for å finne sannsynligheten for eksempelvis en totalt levert effekt på 45 % av nominell effekt. Resultatet ble så presentert i figurer for å skape bedre oversikt og sammenligningsgrunnlag.

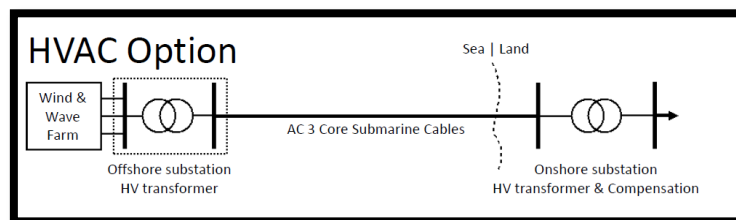
2.9 Kabel alternativer for kombinerte offshore vind og bølge parker

Som en del av oppgaven med bedre utnyttelse av overføringskapasiteten fra en kombinert offshore vind- og bølgepark, er det viktig å redegjøre for hvilke kabelalternativer som finnes og velge det beste alternativet for den aktuelle parken. Design og dimensjonering av overføringskabel har innvirkning på investeringskostnadene, vedlikeholdskostnadene, samt totalt energitap for hele parken. I en offshore vindpark står overføringssystemet for omtrent 16 % av investeringskostnadene (Morthorst et al. 2009). Det finnes ulike løsninger for undersjøisk kraftoverføring, og valg av teknologi avhenger i hovedsak av bruksområdet, overføringsavstand og overføringskapasitet.

De to tilgjengelige teknologiene er High-Voltage Alternating Current (HVAC) og High-Voltage Direct Current (HVDC). HVAC er normalt mest økonomisk lønnsom ved distanser fra 30-60 km ut fra kysten, mens HVDC brukes på lengre distanser og der det er spesielle driftsforutsetninger (Stoutenburg & Jacobson 2011).

2.9.1 HVAC - Vekselstrøm

En HVAC-kabel har stor kapasitans og vil ved store avstander levere reaktiv effekt som reduserer overføringen av aktiv effekt, dette som følge av faseforskyvningen mellom strøm og spenning. Overføringsavstanden kan økes ved å kompensere for reaktiv effekt i begge ender ved bruk av kondensatorbatterier (Olsen 2008). En skjematisk fremstilling av koblingsanlegget ved bruk av HVAC vil se ut som i figur 2.8.



Figur 2.8 Skjematisk fremstilling av koblingsanlegget til en HVAC forbindelse (Stoutenburg & Jacobson 2010)

Normal driftssituasjon for en offshore vindpark vil være at transformatoren offshore øker spenningen til 220 kilovolt (kV) før spenningen transporteres til koblingsanlegget/sentralnettet på land med hjelp av en 3-faset sjøkabel. Her er det vanlig å benytte seg av en PEX kabel (kryssbundet polyetylen). En 220 kV 3-fase sjøkabel vil ha en overføringskapasitet på omkring 285 MW (Stoutenburg & Jacobson 2011).

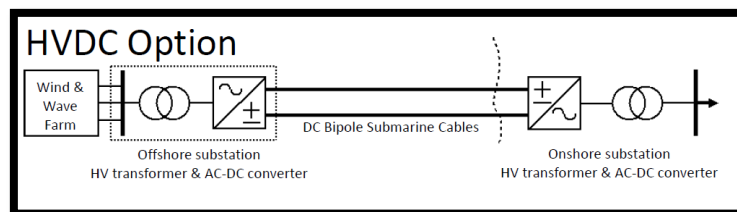
2.9.2 HVDC – Likestrøm

Det finnes to typer av HVDC overføringssystemer:

- HVDC-LCC (Line Commutated Converter)
- VSC-HVDC (Voltage Source Converter).

HVDC-LCC kalles gjerne klassisk HVDC, og benytter tyristore i omformerne og er en moden og velutprøvd teknologi. HVDC-LCC systemet setter krav til at det må benyttes et kommuterende nett, og er derfor avhengig av å ha roterende generatorer eller roterende fasekompensatorer slik at tyristorene kan slukke.

VSC-HVDC systemet er en teknologi som benytter seg av Insulated gate bipolar transistor (IGBT) omformerteknologi, noe som gjør det mulig å styre fasevinkelen og amplituden på AC-spenningen. Aktiv og reaktiv effekt kan dermed styres uavhengig av hverandre. Dette igjen vil føre til at det tilkoblede kraftsystemet (sentralnettet) kan bli mer stabilt, og gir dermed mulighet for å koble seg til svake nett, noe om er en fordel ved implementering av offshore vind- og bølgekraft. Andre positive aspekter ved bruk av VSC-HVDC systemet er at omformeranlegget er mindre, lettere og har mindre behov for vedlikehold (Olsen 2008). Den største ulempen med bruk av VSC-HVDC er at det i omformeranlegget vil komme et ekstra tap på ca. 2 prosent (Stoutenburg & Jacobson 2011).



Figur 2.9 Skjematisk fremstilling av koblingsanlegget til en HVAC forbindelse (Stoutenburg & Jacobson 2010)

Figur 2.9 viser at det ved bruk av HVDC systemet er behov for to omformerstasjoner der spenningen fra generatorene først blir omgjort ved hjelp av AC til DC omforming. Etter ilandføring gjennom HVDC-kabel må spenningen igjen bli omgjort til AC før den kan kobles på sentralnettet. For VSC-HVDC-kabelen er det utviklet en kabel med ekstrudert plastisolasjon, denne kabelen kan kun benyttes sammen med VSC teknologien da spenningen ikke veksler polaritet ved endring av effektretningen. En slik kabel vil være mer robust enn papirkabel og kan derfor legges på større dyp og ved ujevne bunn (Multiconsult 2006).

Da de utvalgte områdene i dette studiet ligger i en avstand av 45 til 234 km fra nærmeste transformatorstasjon vil det være naturlig å se på muligheten for VSC-HVDC. Andre grunner for å velge VSC-HVDC er at det ved en så stor park er viktig å ha en god samhandling med sentralnettet, noe VSC-HVDC gjør bedre enn HVAC.

2.10 Optimaliserings metode

Den optimale overføringskapasiteten blir bestemt ved å sammenligne den reduserte investeringskostnaden, som følge reduksjon i kabel dimensjon og omformeranlegg, med tapte inntekter fra energi som forblir ubenyttet. Denne ubenyttede energien vil reguleres ved hjelp

av pitch kontroll av bladene eller ved at enkelte vindturbiner slår seg av, noe som er en vanlig måte å løse overproduksjon på i dagens landbaserte vindparker. For å kunne bestemme hvor mye energi som vil gå tapt ble det laget optimeringskurver som forteller hvor mye den samlede prosentandelen av tid en park opererer ved en gitt effekt. Den optimale overføringskapasiteten finnes der marginalinntektene fra energisalg er lik marginalkostnadene til overføringskapasitetssystemet (Stoutenburg & Jacobson 2011).

3. RESULTAT

3.1 Teoretisk effekt og korrelasjon

Det har i arbeidet med utregning av teoretiske effekter blitt utarbeidet en rekke tabeller som viser den teoretiske effekten ved alle målinger, samt ved de forskjellige gjennomsnittene per dag, måned og år. Eksempler på disse tabellene kommer nedenfor (tabell 3.1 og 3.2), men da bare som utdrag grunnet tabellenes størrelse. Tabellene i sin helhet vil kun være å finne i medfølgende CD-ROM.

Tabell 3.1 Utdrag av teoretisk bølgekraft effekt tabell, her for Frøyabanken området

År	Mnd	Dag	Klokka	Hs	Tp	Teoretisk effekt (kW/m)	Dags	Dags	Teoretisk effekt (kW/m per dag)	Mnd.	Mnd.	Teoretisk effekt (kW/m per mnd.)	Årlig	Årlig	Teoretisk effekt (kW/m per år)
							GJ. Snitt Hs	GJ. Snitt Tp		GJ. Snitt Hs	GJ. Snitt Tp		GJ. Snitt Hs	GJ. Snitt Tp	
1957	9	1	6	0.9	5.2	4.14									
1957	9	1	9	0.8	5.2	3.27									
1957	9	1	12	0.8	5.2	3.27									
1957	9	1	15	0.8	5.2	3.27									
1957	9	1	18	0.8	5.7	3.59									
1957	9	1	21	0.8	5.7	3.59	0.81	5.36	3.52						
.
.
.
2011	12	31	0	3.4	13.5	153.43									
2011	12	31	3	3.2	13.5	135.91									
2011	12	31	6	3	13.5	119.45									
2011	12	31	9	2.8	13.5	104.05									
2011	12	31	12	2.6	12.3	81.74									
2011	12	31	15	2.2	9.2	43.78									
2011	12	31	18	2.4	9.2	52.10	2.8	12.1	93.26	4.429	12.48	240.76	2.907	10.76	89.46
Totalgjennomsnitt						102.64	98.74738			80.93302			65.75824		

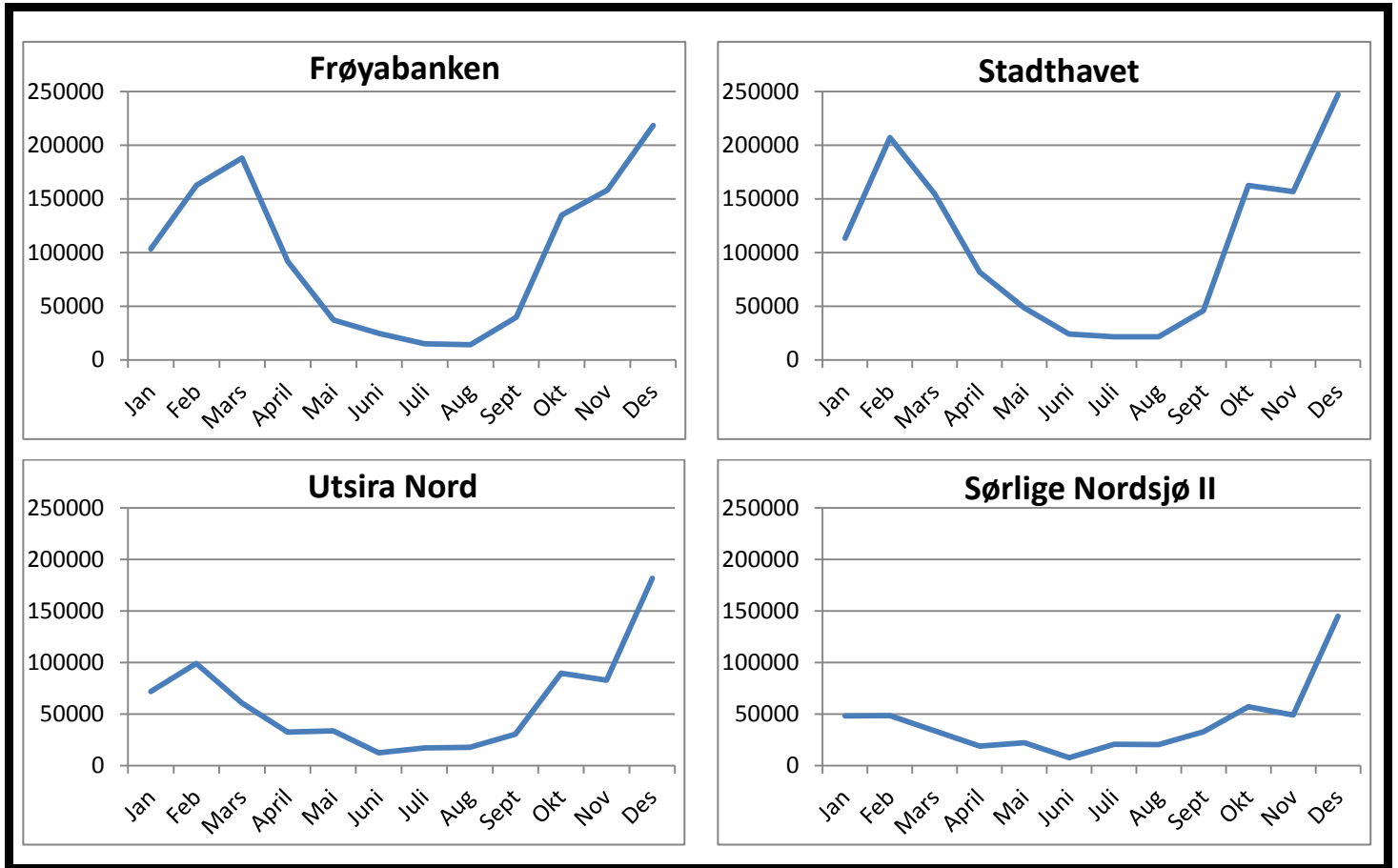
I tabell 3.1 kan det leses av totalgjennomsnittene til de teoretiske bølgekraft effektene. Her registreres det at totalgjennomsnittet faller drastisk som følge av hvilket av dags-, måneds- og årsgjennomsnitt som blir benyttet. Verdiene for totalgjennomsnitt danner også grunnlag for en sammenligning med verdiene i figur 1.3 som viser verdens bølgeenergi potensiale.fm

Tabell 3.2 Utdrag av teoretisk vindkraft effekt tabell ved 100 meters (W100) høyde her for Frøyabanken

År	Mnd	Dag	Klokka	W100 (m/s)	Teoretisk effekt W100 (W/m ²)	Dags GJ. Snitt W100	Teoretisk effekt W100 (W/m ² pr dag)	Mnd. GJ. Snitt W100	Teoretisk effekt W100 (W/m ² pr mnd.)	Årlig GJ. Snitt W100	Teoretisk effekt W100 (W/m ² pr år)
1957	9	1	6	5.5	61.47						
1957	9	1	9	5.7	68.43						
1957	9	1	12	6.9	121.38						
1957	9	1	15	3.6	17.24						
1957	9	1	18	4.1	25.47						
1957	9	1	21	3.7	18.72	4.91666	43.91				
.
.
.
2011	12	31	0	3.9	21.92						
2011	12	31	3	6	79.81						
2011	12	31	6	9.4	306.89						
2011	12	31	9	12.6	739.10						
2011	12	31	12	10	369.48						
2011	12	31	15	10.5	427.72						
2011	12	31	18	11.7	591.77	9.15714	283.71	13.19902	849.61	10.1902	390.98
Totalgjennomsnitt				9,44	630.57		548,7081		367.4751		320.5429

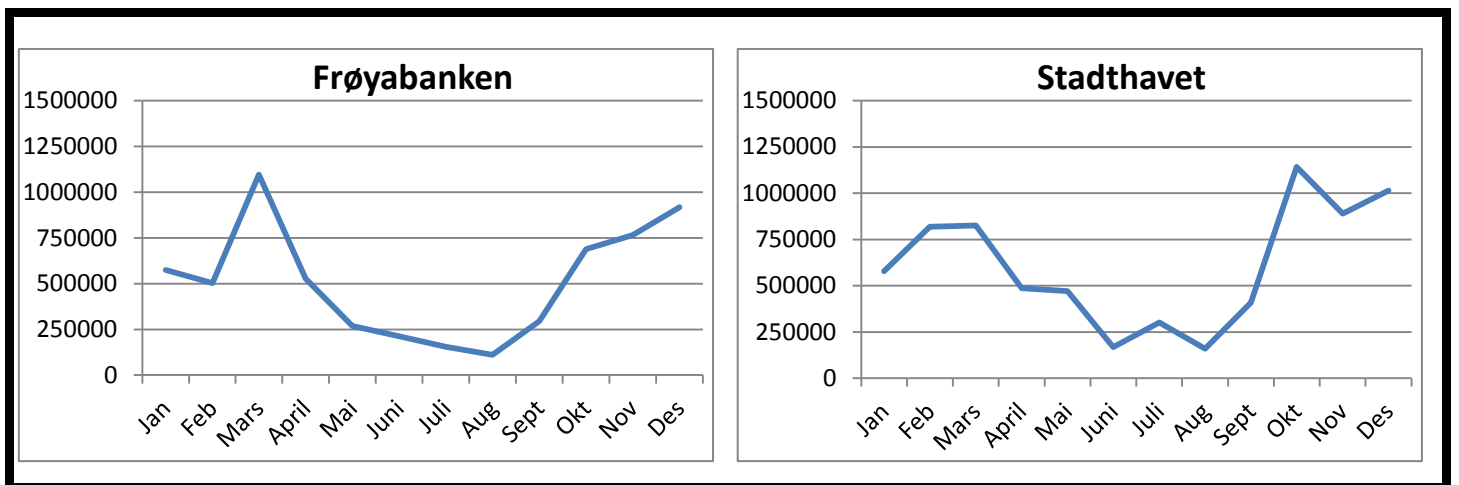
Totalgjennomsnittet i tabell 3.2, viser at det også her er en markant nedgang ut i fra grunnlaget for utregning av teoretisk vindkraft effekt.

Fra metode to i utregning av teoretisk bølgekraft effekt i kapittel 2.3 ble det laget grafer som viser den teoretiske effekten det maksimalt er mulig å hente i 2011, se figur 3.1.

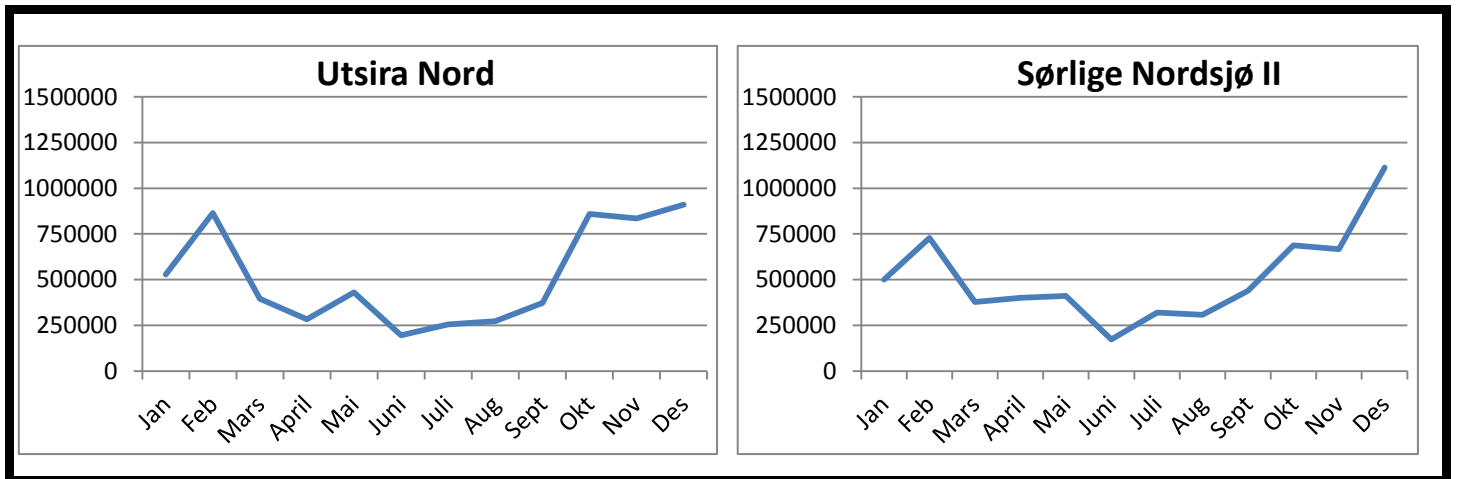


Figur 3.1 Teoretisk bølgekraft produksjon ved de fire områdene i 2011 (y aksen = kWh/m bølgefront)

Den teoretiske vindkraft produksjonen for hver av de fire områdene er presentert i figur 3.2 og 3.3, og viser summen av dagsgjennomsnittene for hver måned i 2011. Resultatet er presentert i kWh per sveipeareal (m^2) for en vindturbin.

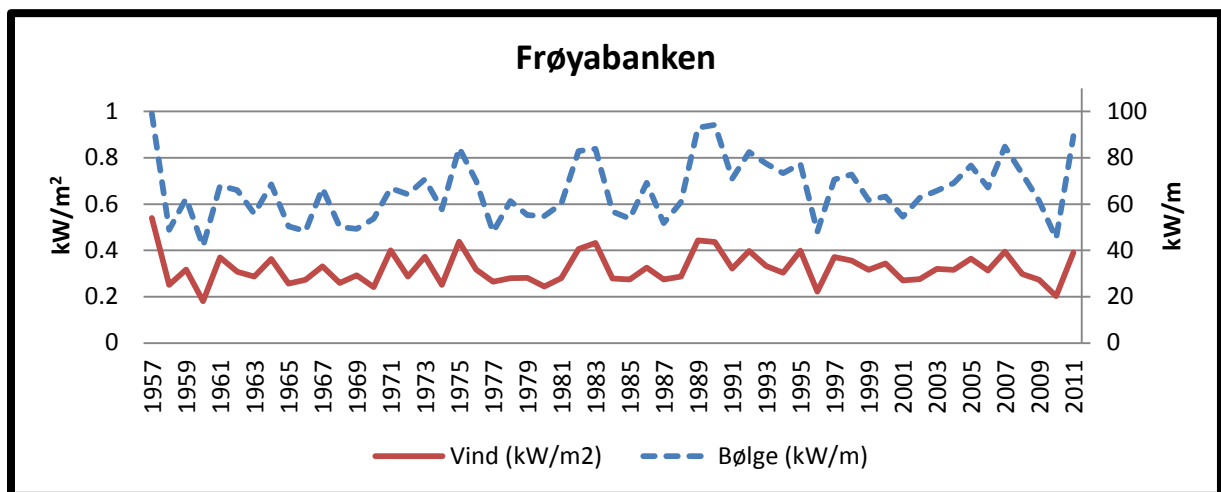


Figur 3.2 Teoretisk vindkraft produksjon ved Frøyabanken og Stadthavet i 2011 (y aksen = kWh/m²)

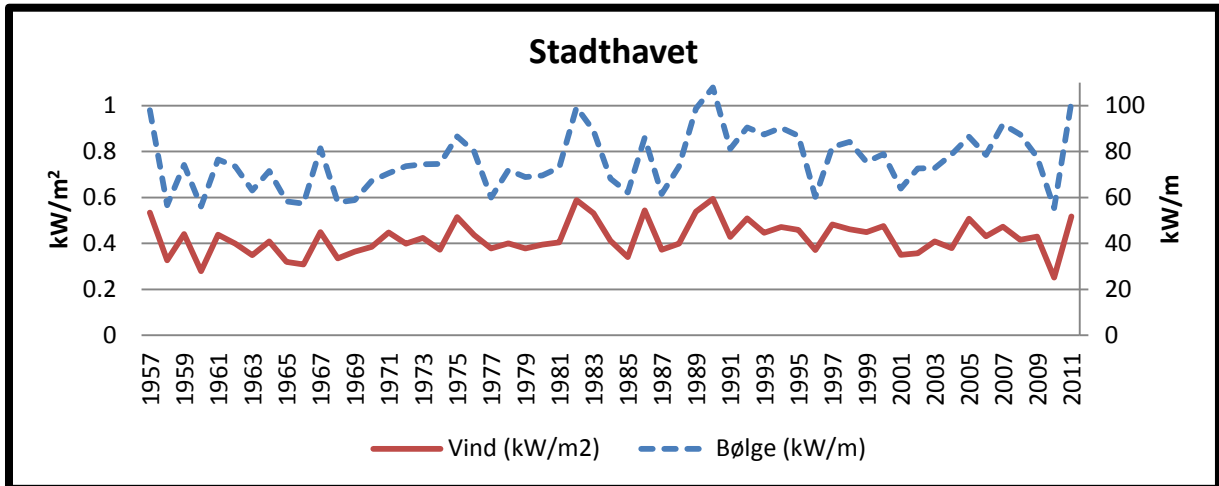


Figur 3.3 Teoretisk vindkraft produksjon ved Utsira Nord og Sørliche Nordsjø II i 2011 (y aksen = kWh/m²)

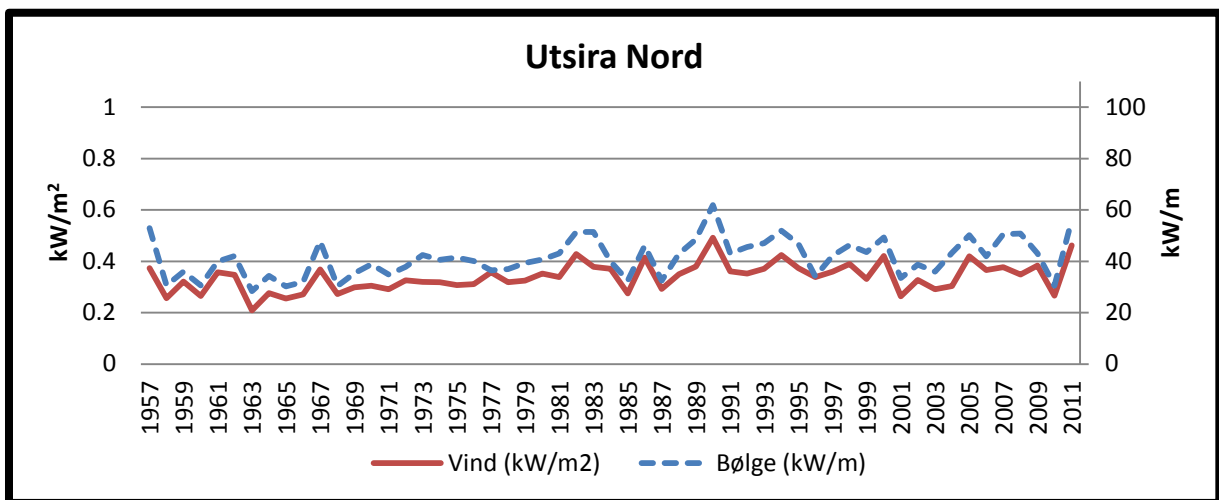
Korrelasjonen mellom teoretisk vind- og bølgekraft kommer godt frem dersom de to teoretiske effektene (årgjennomsnitt) fra hvert område plasseres i samme figur. Se figurene 3.4 til 3.7.



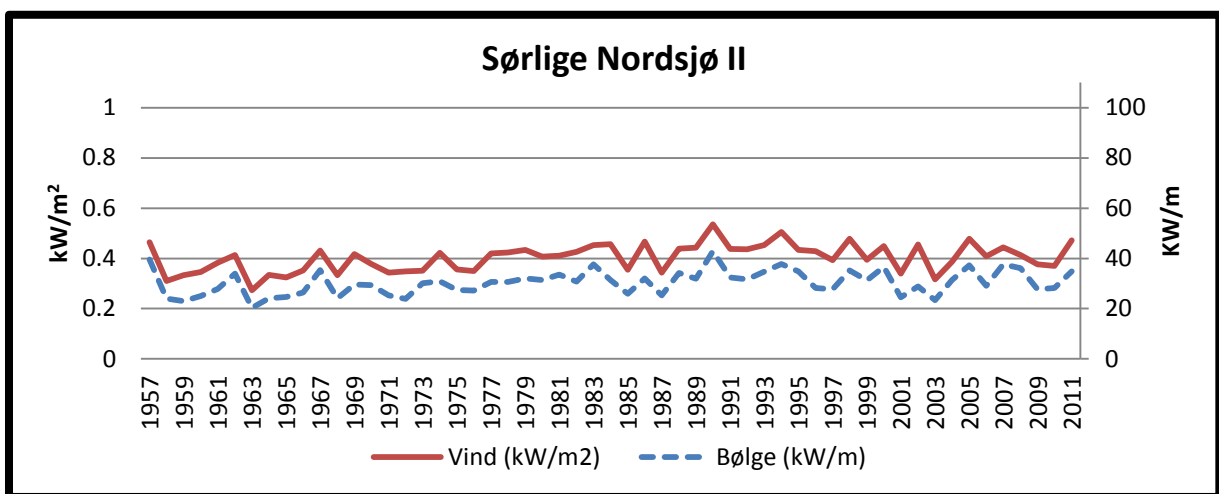
Figur 3.4 Den teoretiske effekten fra vind- og bølgekraft ved Frøyabanken



Figur 3.5 Den teoretiske effekten fra vind- og bølgekraft ved Stadthavet

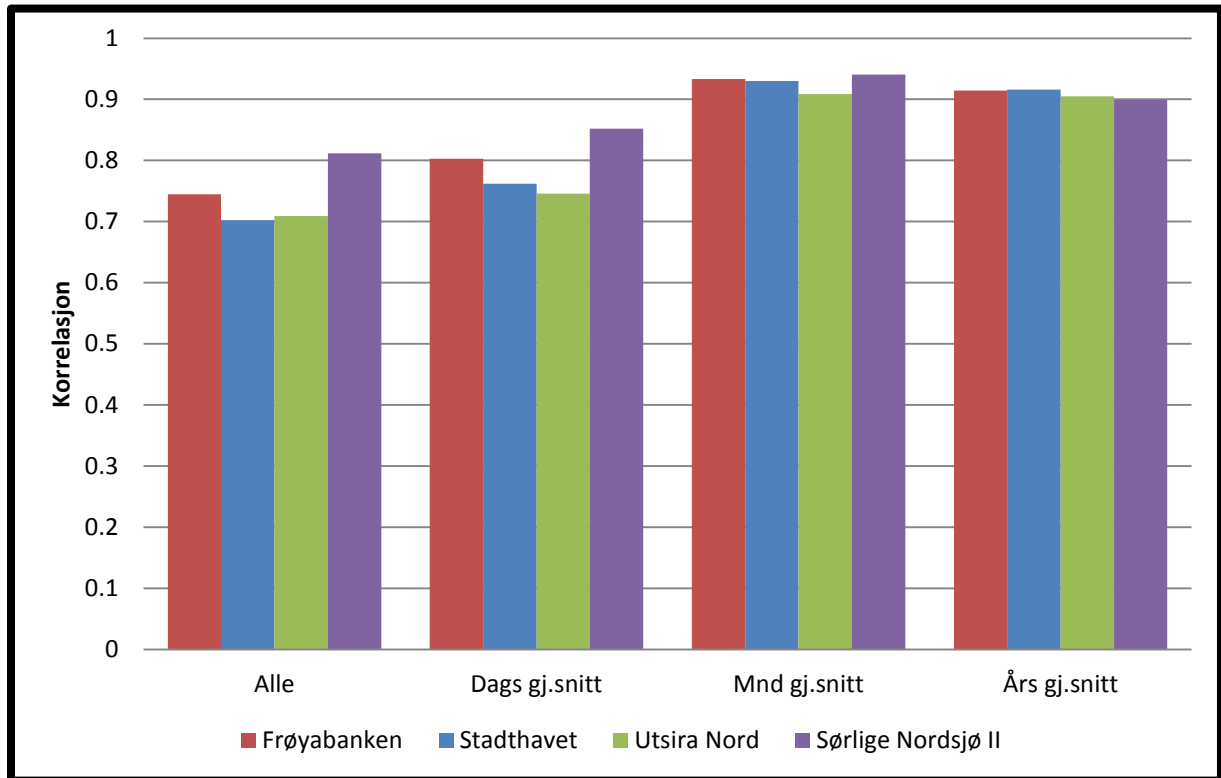


Figur 3.6 Den teoretiske effekten fra vind- og bølgekraft ved Utsira Nord



Figur 3.7 Den teoretiske effekten fra vind- og bølgekraft ved Sørlige Nordsjø II

Som vist i figurene 3.4 til 3.7 kan det synes å være korrelasjon mellom vind og bølge. Figur 3.8 bekrefter dette da figuren viser korrelasjonen mellom vind og bølge ved forskjellige gjennomsnitt av datagrunnlaget.



Figur 3.8 Korrelasjoner mellom de teoretiske effektene til vind- og bølgekraft ved de forskjellige områdene

3.2 Virkelige resultater og korrelasjon

I arbeidet med resultatene fra den virkelige effektleveransen til en Vestas V164-7MW vindturbin og et Pelamis P2 bølgekraftverk ble det nok en gang produsert alt for store tabeller til at de får plass i dette dokumentet, så eksempler på utdrag fra tabeller (tabell 3.3 og 3.4) vil bli vist nedenfor mens tabellene i sin helet vil være å finne på den medfølgende CD-ROMen.

Tabell 3.3 Utdrag av effektleveransetabellen til et Pelamis P2 bølgekraftverk ved Utsira Nord

Utsira Nord						
År	Mnd	Dag	Klokka	Hs	Tp	Effekt (kW)
1957	9	1	6	1	5.2	62
1957	9	1	9	1	5.2	62
1957	9	1	12	0.9	5.2	27
1957	9	1	15	0.9	5.2	27
1957	9	1	18	1	5.2	62
1957	9	1	21	1	5.2	62
.
.
.
2011	12	31	0	2	13.5	174
2011	12	31	3	1.9	10.2	195
2011	12	31	6	1.8	10.2	195
2011	12	31	9	2.6	5.2	246
2011	12	31	12	3.5	6.9	632
2011	12	31	15	4	7.6	744
2011	12	31	18	4.2	8.4	738
Totalgjennomsnitt						259.5754

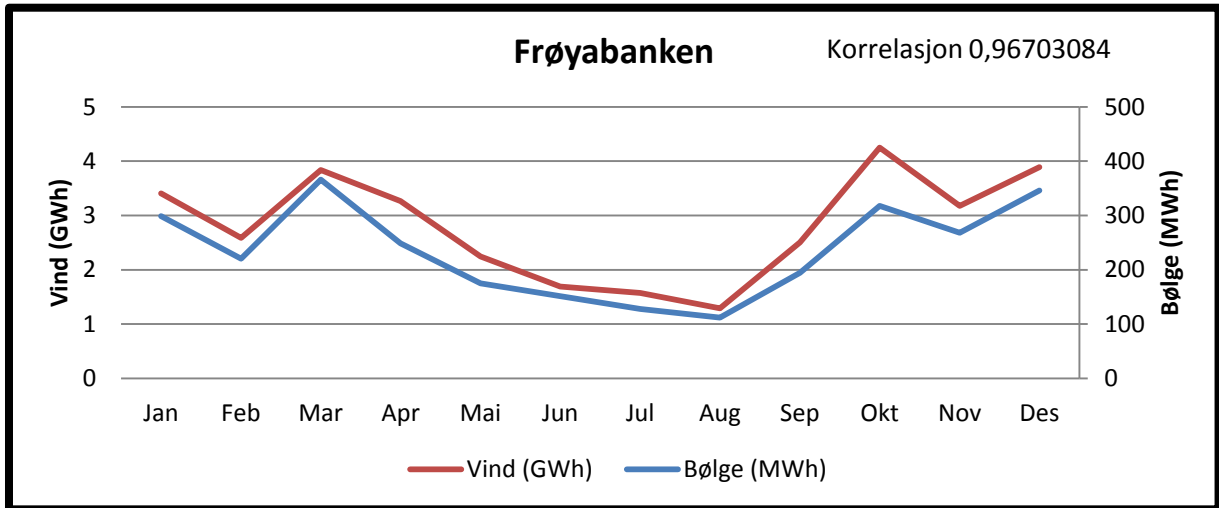
Tabell 3.3 er som kjent veldig mye lengre, og man kan enkelt lese av effektleveransen fra en Pelamis P2 enhet for det klokkeslettet som måtte være ønskelig fra 1957 til og med 2011. Det kan også lages tidsserier hvor man kan se effektleveransen over for eksempel et år.

For Vestas V164-7MW turbinene vil det også bare presenteres et utdrag av en lengre tabell som vil inneholde effektleveransen ved 100 meters høyde. Denne tabellen vil også ha utregninger for virkelig produksjon fra en Vestas V164-7MW vindturbin per dag, måned og år.

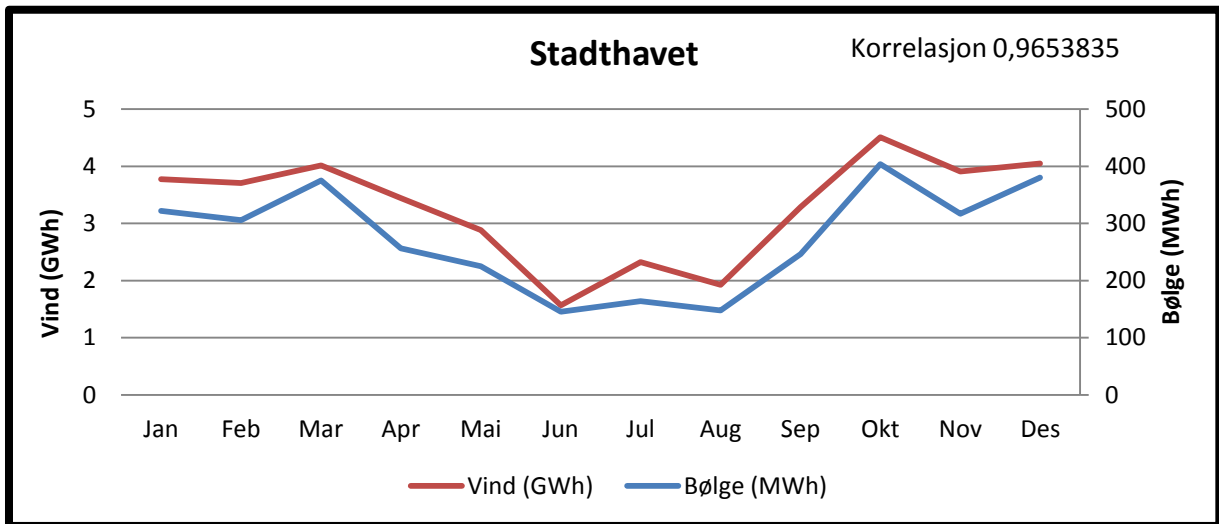
Tabell 3.4 Utdrag av effektleveransetabellen til en Vestas V164-7MW vindturbin ved Stadthavet

År	Mnd	Dag	Klokka	W10		Effekt W100 (kW)	Dags GJ. Snitt W100	Effekt W100 (kW pr dag)	Mnd. GJ. Snitt W100	Effekt W100 (kW pr mnd.)	Årlig GJ. Snitt W100	Effekt W100 (kW pr år)	Daglig produksjon (kWh pr dag)	Månedlig produksjon (kWh pr mnd.)	Årlig produksjon (kWh pr år)	
				W10	W100											
1957	9	1	6	2.2	2.2	0.00										
1957	9	1	9	4.7	5.1	507.56										
1957	9	1	12	5.2	5.7	767.19										
1957	9	1	15	5.2	5.7	767.19										
1957	9	1	18	5.9	6.5	1222.1										
1957	9	1	21	5.4	5.8	816.24	5.166	534.0					12817.07925			
.
.
.
2011	12	31	0	7.3	7.7	2219.6										
						9										
2011	12	31	3	11.1	12	6683.4										
						1										
2011	12	31	6	13.6	15.3	7000.0										
						0										
2011	12	31	9	16.9	19.2	7000.0										
						0										
2011	12	31	12	20.2	23.5	7000.0										
						0										
2011	12	31	15	21.8	25.6	0.00										
2011	12	31	18	22.1	26.2	0.00	18.5	7000	13.18	6984.54	11.18	6127.12	168000	4049230.89	39396190.	
Totalgjennomsnitt						3971.8		4108		4850.61		5341.01	98615.0239	3001556.98	35582093.	

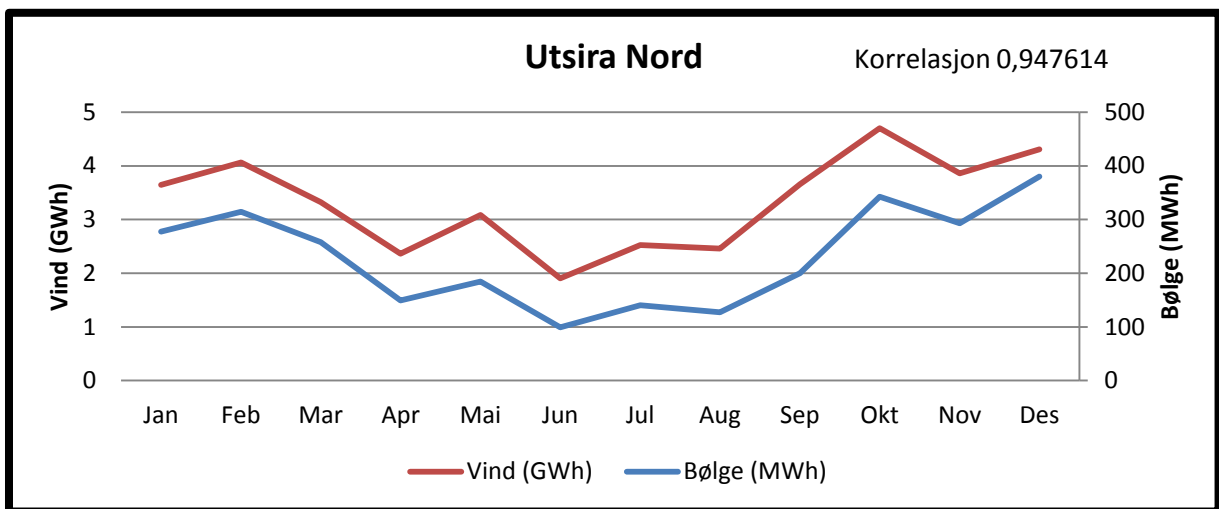
Det er viktig å legge merke til økningen i totalgjennomsnittet som følge av hva det ble valgt å ta gjennomsnittet av (dag, måned eller år). Den virkelige produksjonen for hver måned i 2011 ble trukket ut fra effektleveransetabellene (eksempel tabell 3.3. og 3.4) og er presentert i figur 3.9 til 3.12.



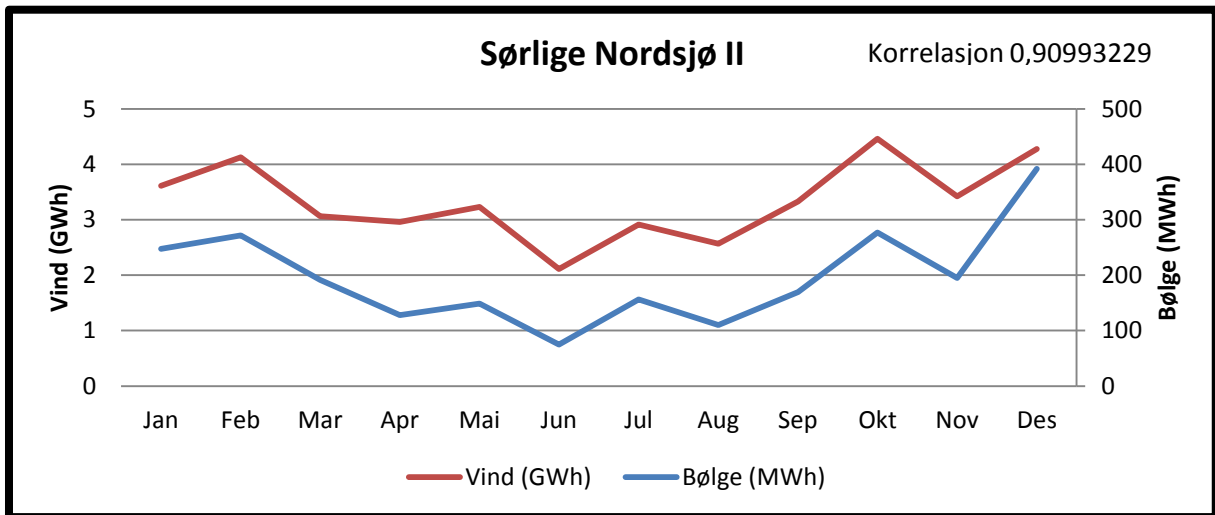
Figur 3.9 Produksjonen til en Vestas V164-7MW vindturbin og et Pelamis P2 bølgekraftverk i 2011



Figur 3.10 Produksjonen til en Vestas V164-7MW vindturbin og et Pelamis P2 bølgekraftverk i 2011



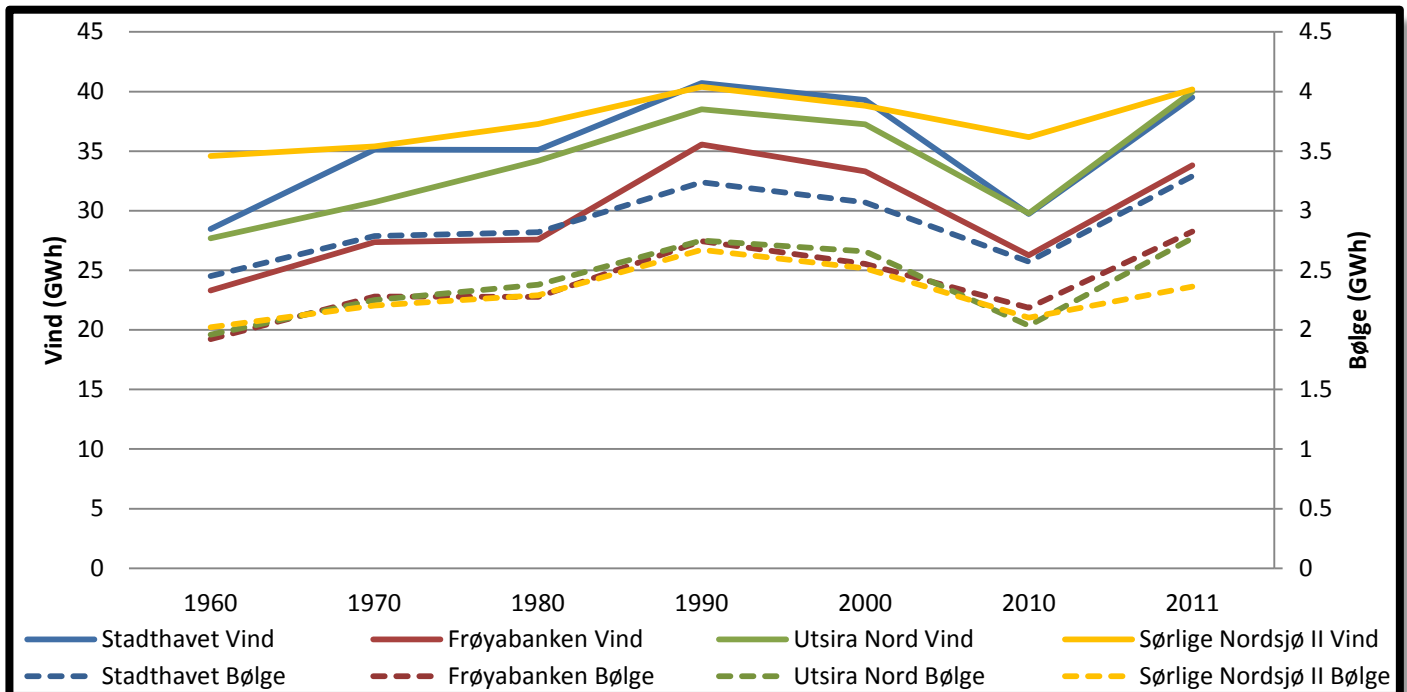
Figur 3.11 Produksjonen til en Vestas V164-7MW vindturbin og et Pelamis P2 bølgekraftverk i 2011



Figur 3.12 Produksjonen til en Vestas V164-7MW vindturbin og et Pelamis P2 bølgekraftverk i 2011

Figurene 3.9 til 3.12 viser stor korrelasjon mellom produksjonene fra de to teknologiene. Verdiene i figurene 3.9 til 3.12 er funnet på bakgrunn av dagsgjennomsnittene, og kan derfor ha noe mer korrelasjon enn om det hadde blitt brukt de opprinnelige målingene.

For å få en god sammenligning av de fire aktuelle områdene ble det laget en figur som viser årsproduksjonen fra hver av teknologiene for en rekke utvalgte år. Det er her benyttet dagsgjennomsnitt fra alle målingene for å finne totalproduksjonen for de aktuelle årene presentert i figur 3.13.



Figur 3.13 Sammenlignende produksjon fra en Vestas V164-7MW og et Pelamis P2 bølgekraftverk for en rekke utvalgte år ved de fire utvalgte områdene

Fra figur 3.13 kan det observeres stor korrelasjon mellom områdene, da grafene stort sett følger hverandre gjennom tidsserien. Dette blir bekreftet i tabell 3.5 som viser korrelasjoner mellom områdene og de forskjellige teknologiene.

Tabell 3.5 Korrelasjoner mellom områdene og ved de forskjellige teknologiene i figur 3.13

Korrelasjoner	Frøyabanken Bølge	Stadthavet Bølge	Utsira Nord Bølge	Sørlig Nordsjø II Bølge
Frøyabanken Vind	0.970590669	0.96997437	0.96891283	0.938681322
Stadthavet Vind	0.934595661	0.97087143	0.97983741	0.925974286
Utsira Nord Vind	0.965788334	0.97890496	0.98739211	0.867554801
Sørilige Nordsjø II Vind	0.959415364	0.95187484	0.9529848	0.882899143

3.3 Totalproduksjon, produksjonskurver og kapasitetsfaktor (C_p)

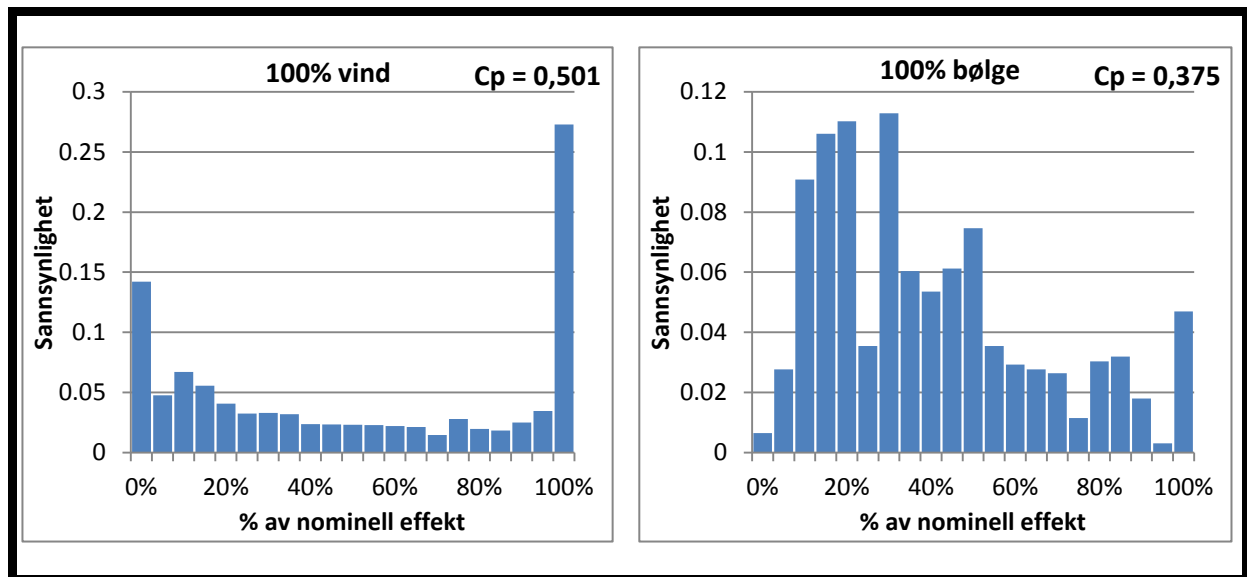
For å finne den totale leverte effekten fra parkene ved forskjellige kombinasjoner av vind- og bølgekraft ble det utarbeidet effektleveransetabeller for alle kombinasjonene beskrevet i tabell 2.6 ved de fire områdene. Nedenfor kan det sees et utdrag av en slik effektleveransetabell (tabell 3.6) utarbeidet for Frøyabankområdet, hvor det er dimensjonert for en park bestående av 100 % vindturbiner.

Tabell 3.6 Utdrag av effektleveranse til en park bestående av 100 % vindturbiner i Frøyabankområdet

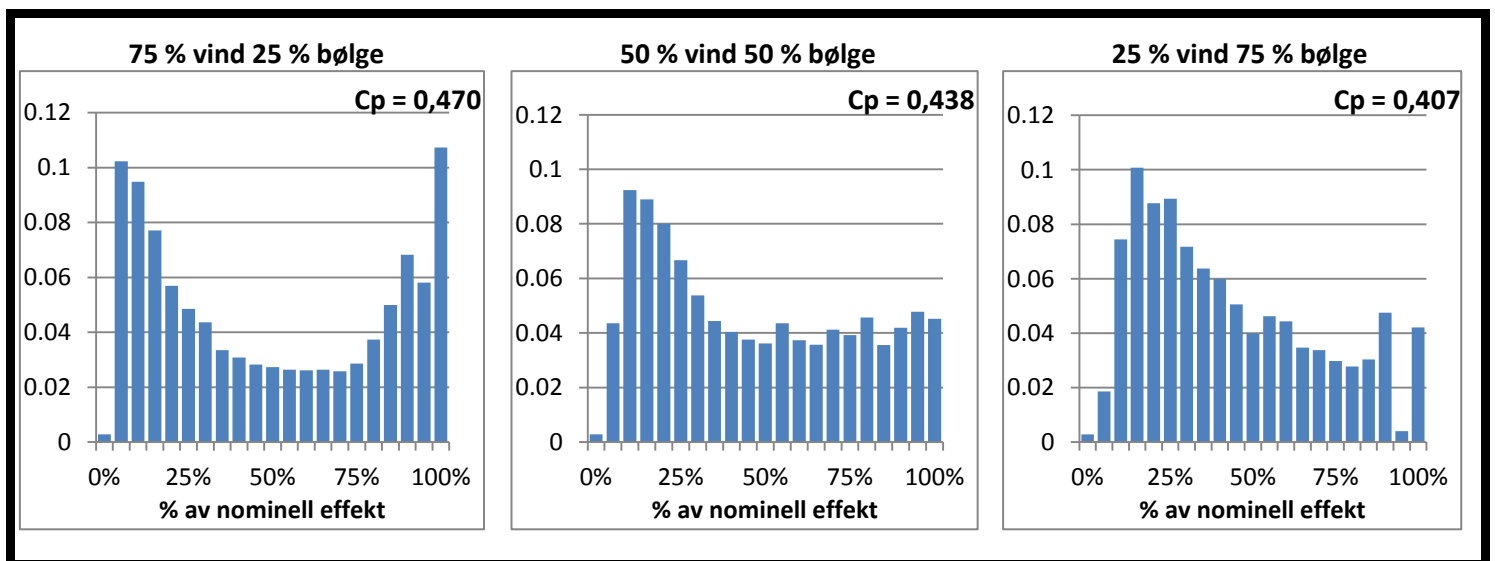
År	Mnd	Dag	Klokka	Vind		Bølge		Hele parken
				Effekt W100 (kW)	Effekt i parken (MW)	Effekt (kW)	Effekt i parken (MW)	TOTAL EFFEKT (MW)
1957	9	1	6	674.623614	96.4711768	27	0	96.4711768
1957	9	1	9	767.185706	109.707556	27	0	109.707556
				1510.61759	216.018315	27	0	216.018315
1957	9	1	12					
1957	9	1	15	0	0	27	0	0
1957	9	1	18	131.045048	18.7394418	27	0	18.7394418
1957	9	1	21	0	0	27	0	0
.
.
.
2011	12	31	0	0	0	312	0	0
2011	12	31	3	920.5168	131.633902	312	0	131.633902
2011	12	31	6	4170.80856	596.425624	312	0	596.425624
2011	12	31	9	6905.87372	987.539942	229	0	987.539942
2011	12	31	12	4895.8	700.0994	275	0	700.0994
2011	12	31	15	5461.16515	780.946616	320	0	780.946616
2011	12	31	18	6511.86232	931.196311	320	0	931.196311

Fra disse effektleveransetabellene kan det hentes ut produksjonskurver, som beskrevet i kapittel 2.8. Disse produksjonskurvene viser da sannsynligheten for at et bestemt intervall av den nominelle effekten inntreffer, samt den utregnede kapasitetsfaktoren (kapittel 2.7) for de fire områdene, og er å finne i figurene 3.14 til 3.21.

Produksjonskurver for Frøyabanken

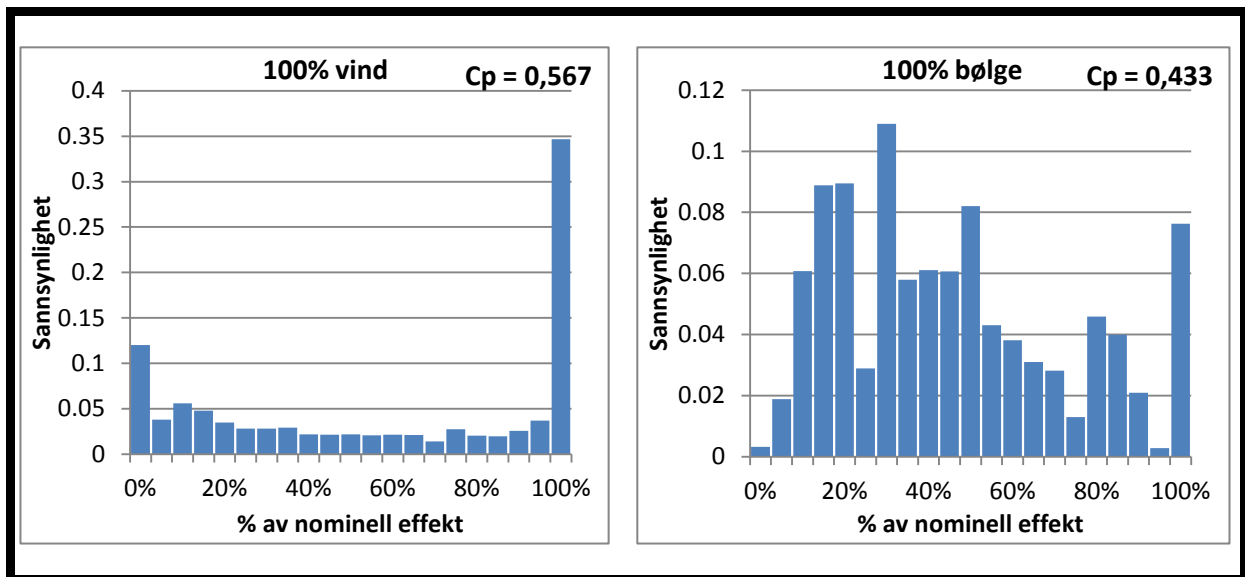


Figur 3.14 Produksjonskurver ved 100 % vindpark og 100 % bølgepark for Frøyabanken

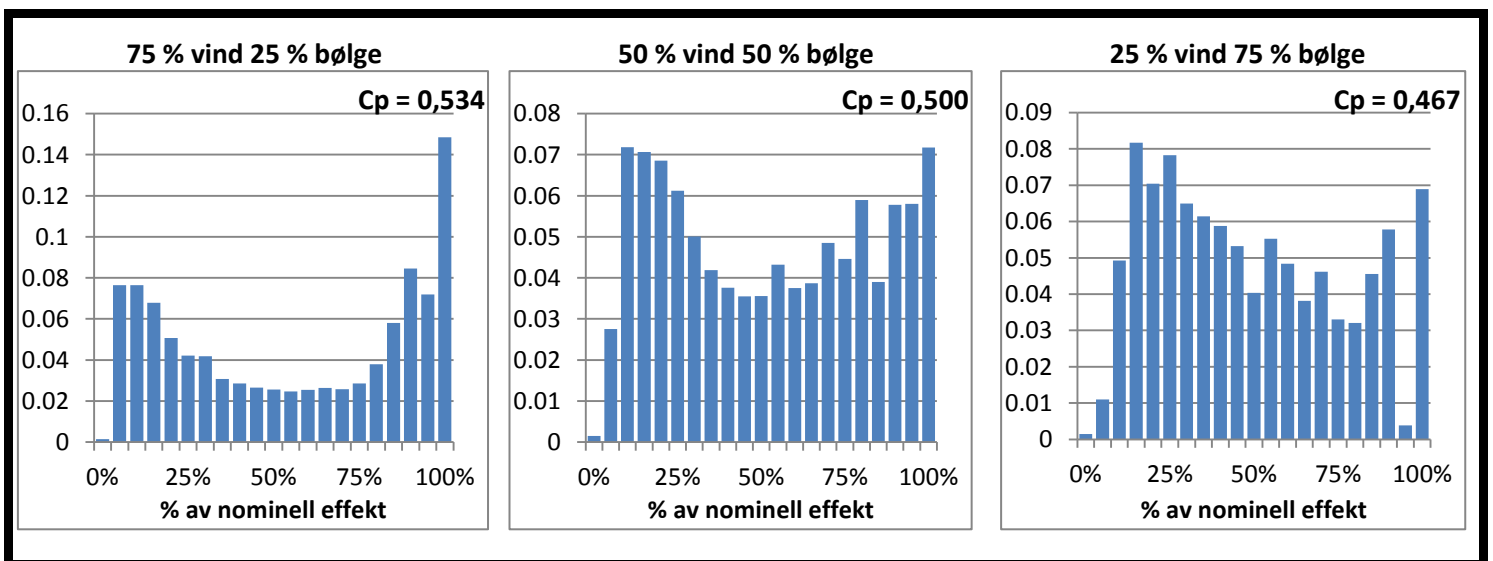


Figur 3.15 Produksjonskurver for forskjellige kombinasjoner av vind- og bølgekraft for Frøyabanken

Produksjonskurver for Stadthavet

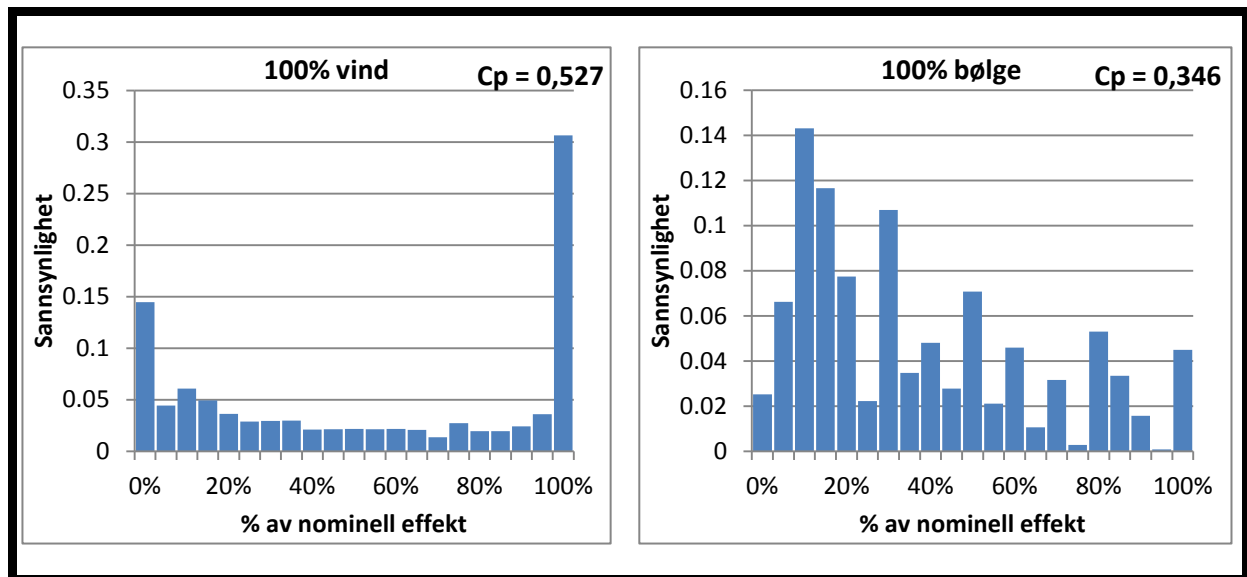


Figur 3.16 Produksjonskurver ved 100 % vindpark og 100 % bølgepark for Stadthavet

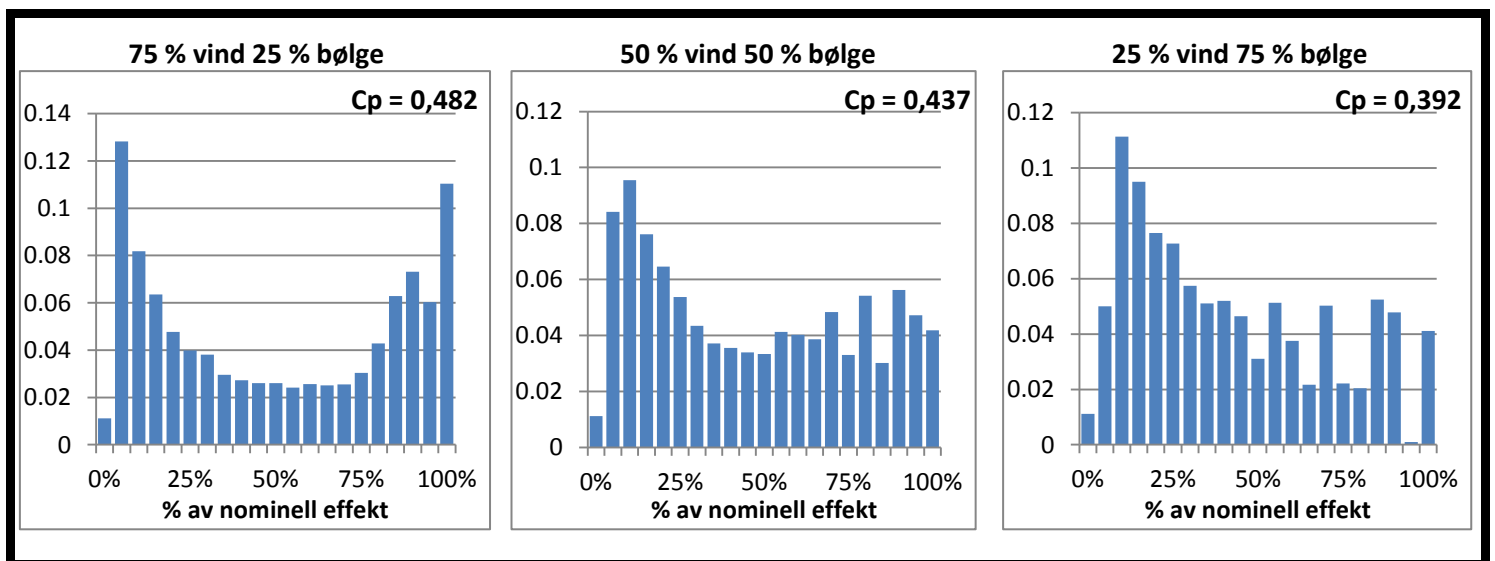


Figur 3.17 Produksjonskurver for forskjellige kombinasjoner av vind- og bølgekraft for Stadthavet

Produksjonskurver for Utsira Nord

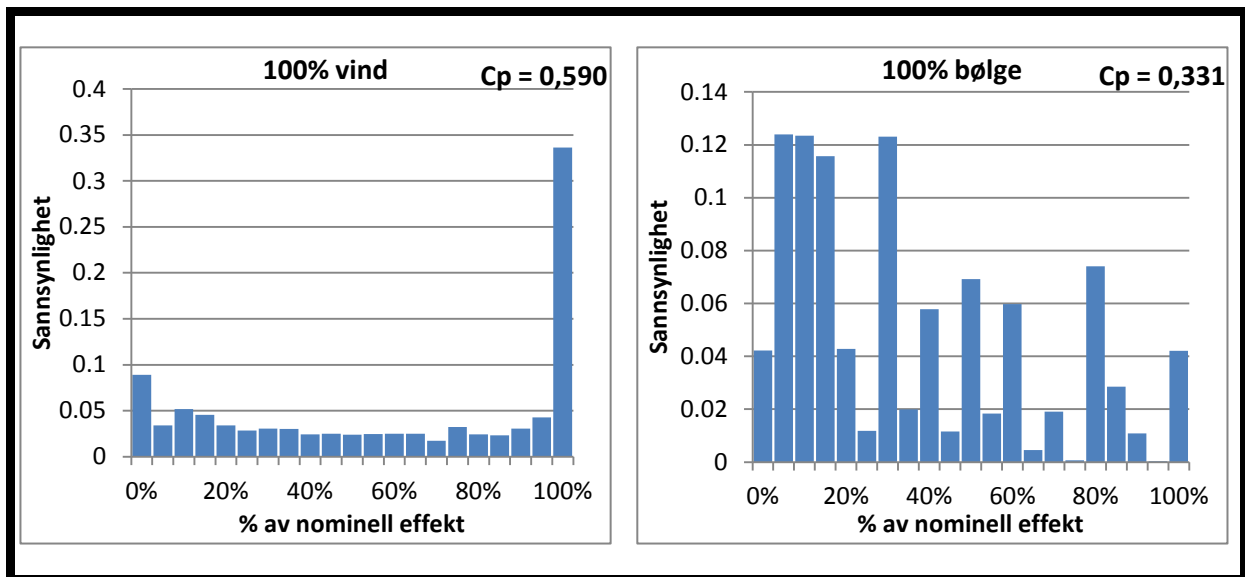


Figur 3.18 Produksjonskurver ved 100 % vindpark og 100 % bølgepark for Utsira Nord

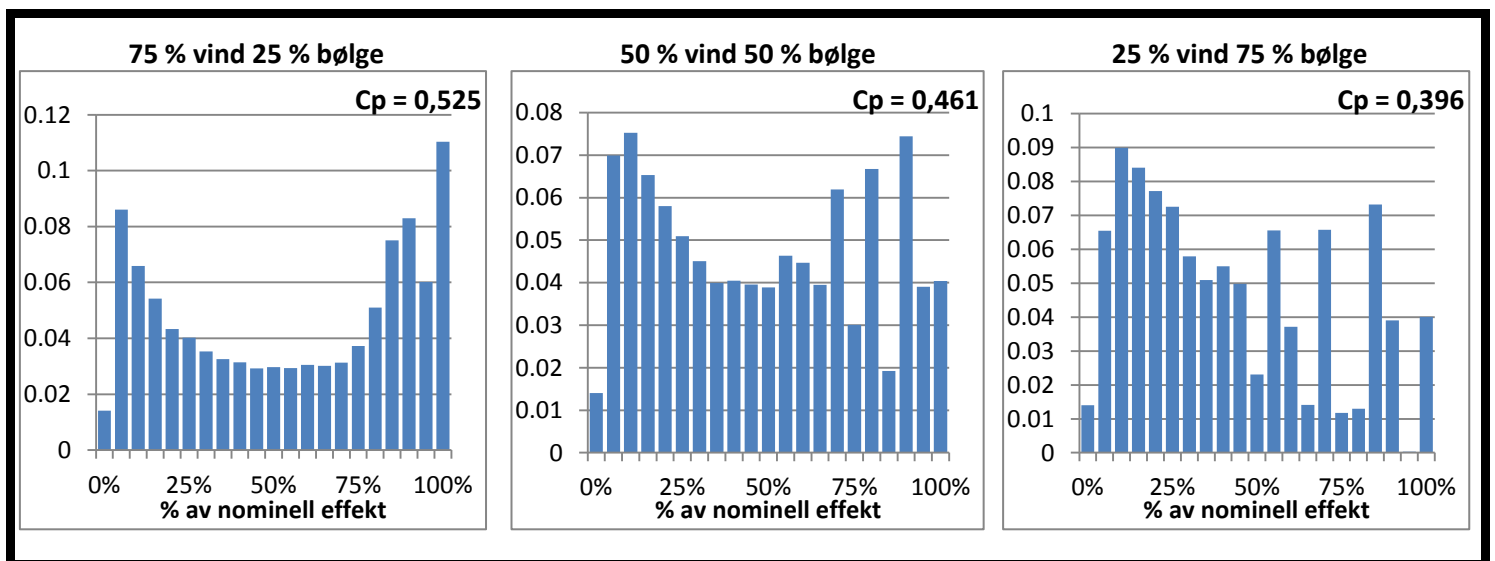


Figur 3.19 Produksjonskurver for forskjellige kombinasjoner av vind- og bølgekraft for Utsira Nord

Produksjonskurver for Sørlike Nordsjø II



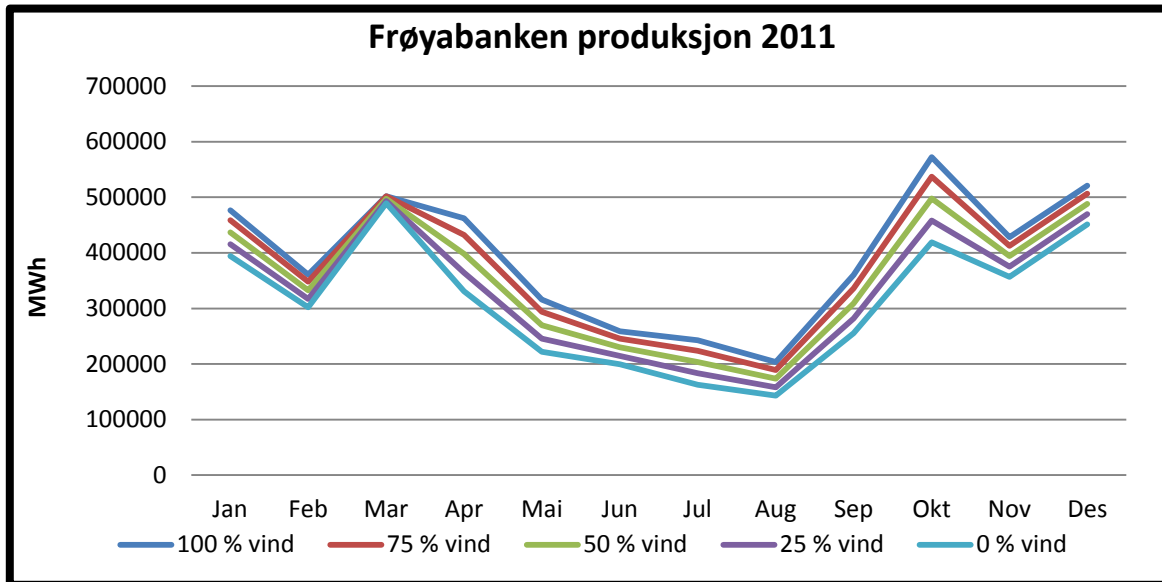
Figur 3.20 Produksjonskurver ved 100 % vindpark og 100 % bølgepark for Sørlike Nordsjø II



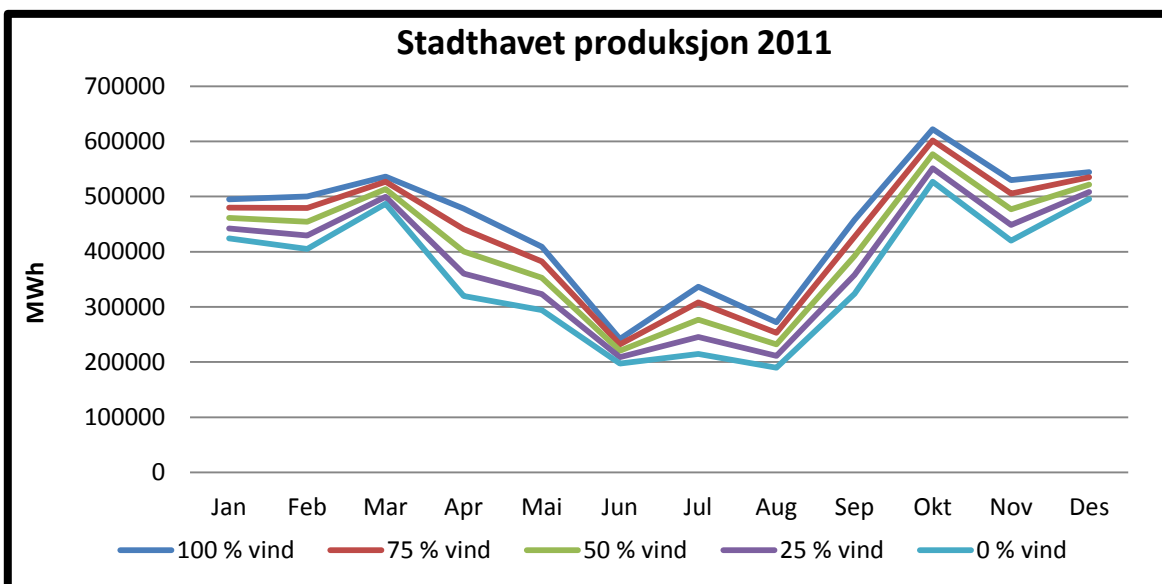
Figur 3.21 Produksjonskurver for forskjellige kombinasjoner av vind- og bølgekraft for Sørlike Nordsjø II

I figurene 3.14 til 3.21 er også kapasitetsfaktoren til alle kombinasjonene ved de fire områdene lagt inn. Disse kapasitetsfaktorene er utregnet med bruk av alle målingene, og gir dermed et godt innblikk i hvor de beste utnyttelsene av ressursene finnes.

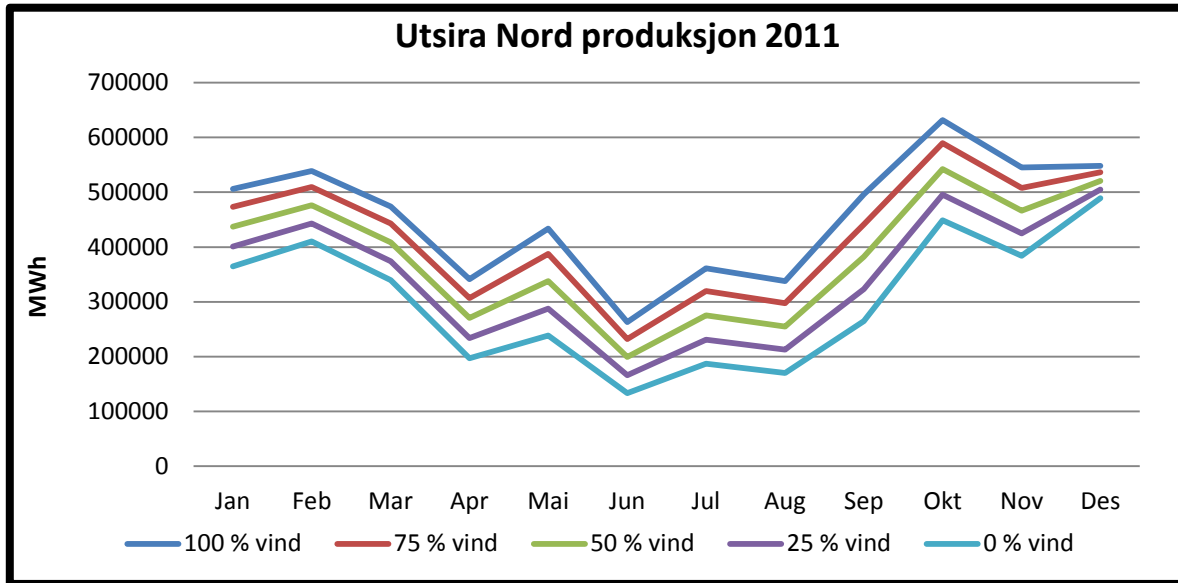
For å få en oversikt over produksjonen i 2011 ble det laget figurer som viser den totale produksjonen per måned ved de forskjellige kombinasjonene av vind- og bølgekraft, disse figurene er å finne i figur 3.22 til 3.25.



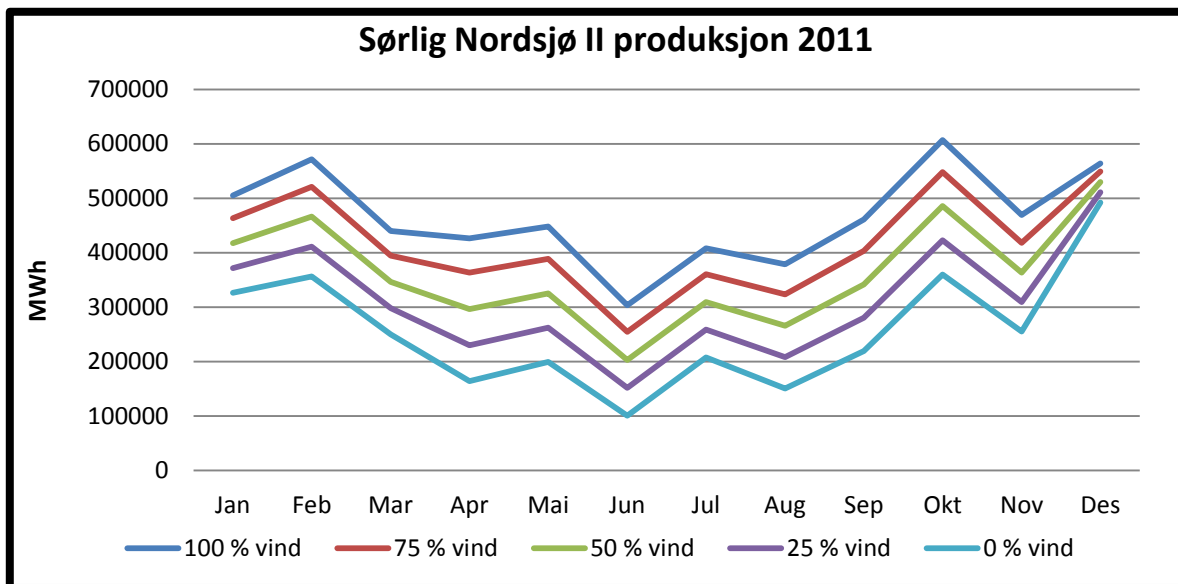
Figur 3.22 Produksjon ved forskjellige kominasjoner av vind og bølge for Frøyabanken i 2011



Figur 3.23 Produksjon ved forskjellige kominasjoner av vind og bølge for Stadthavet i 2011

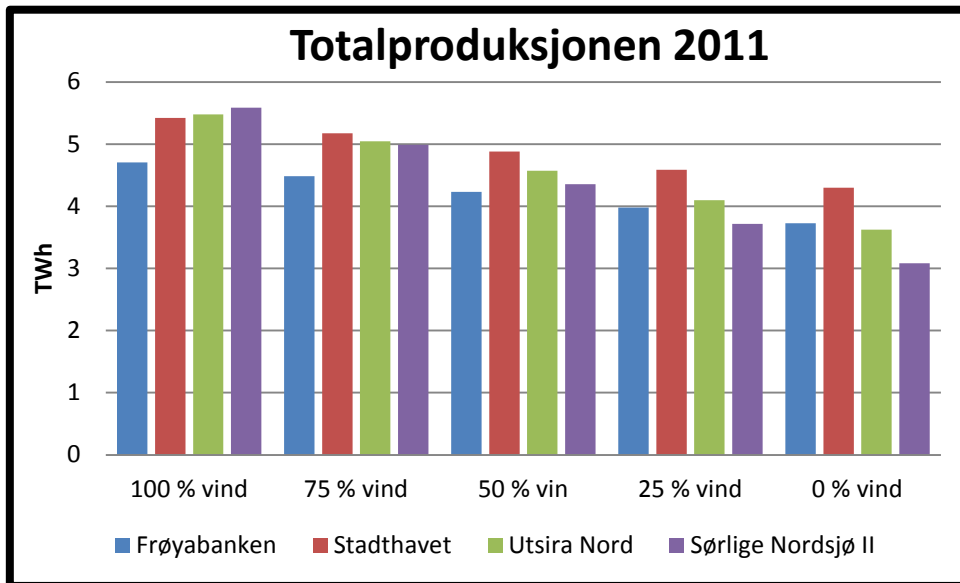


Figur 3.24 Produksjon ved forskjellige kominasjoner av vind og bølge for Utsira Nord i 2011



Figur 3.25 Produksjon ved forskjellige kominasjoner av vind og bølge for Sørlike Nordsjø II i 2011

For å få et bilde av hvor mye de forskjellige kombinasjonene av vind- og bølgekraft vil produsere over et år er det laget en figur (figur 3.26) som viser totalproduksjonen fra de fem kombinasjonene ved de fire forskjellige områdene. Fra denne figuren er det da mulig å finne hvilket av de fire områdene som gir størst produksjon. Dette vil være et nyttig verktøy når det skal bestemmes hvilken av kombinasjonene som gir den beste optimaliseringen av overføringskapasiteten.



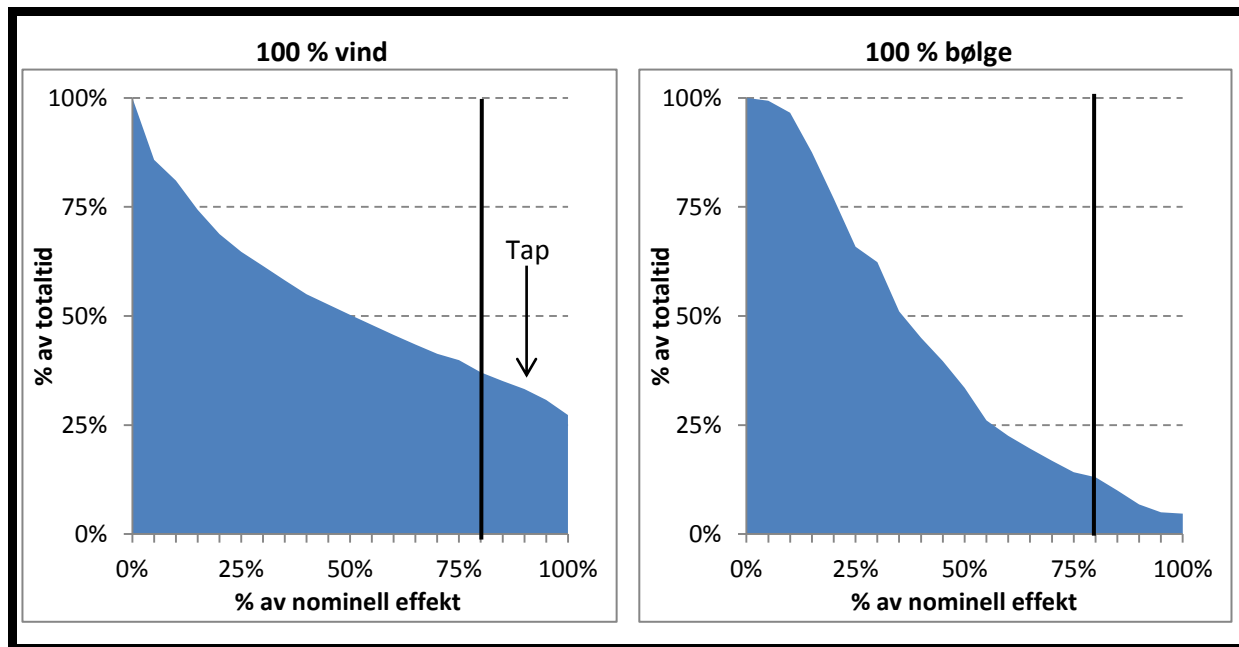
Figur 3.26 Totalproduksjonen til de fire områdene ved forskjellig kombinasjoner av vind- og bølgekraft

3.4 Optimalisering av overføringskapasiteten

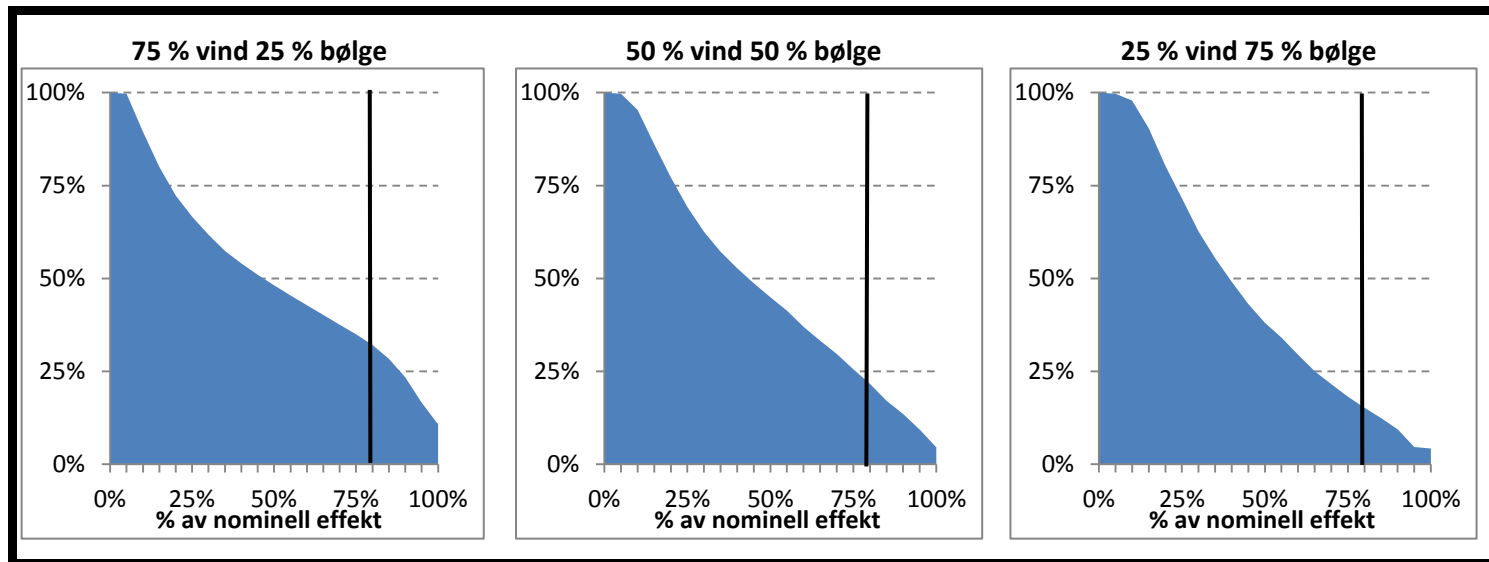
For optimalisering av overføringskapasiteten ble det i kapittel 2.9 bestemt at VSC-HVDC kabel var det beste alternativet for de planlagte parkene. I dette studiet ble det benyttet en 300 kV bipolar kabel da denne er meget godt egnet for store offshore energiparker. Dersom det skal benyttes lavere spenning vil det være nødvendig med flere kabler og omformeranlegg (Stoutenburg & Jacobson 2011).

Med tanke på at overføringskapasiteten fra den 1000 MW store parken skal reduseres, er det ved bruk av 300 kV bipolare kabler to alternativer til overføringskapasitet som gjelder, og dette er 1032 MW og 752,1 MW (ABB 2012). Optimeringskurvene (figur 3.27 til 3.34) for alle de forskjellige kombinasjonene og områdene vil derfor vise effekten fra de 1000 MW store parkene som en funksjon av tiden, og de vil ved 752,1 MW ha linjer som viser hvor mye av produksjonen som går tapt som følge av en endring av overføringskapasiteten fra 1032 MW til 752,1 MW.

Optimeringskurver for Frøyabanken

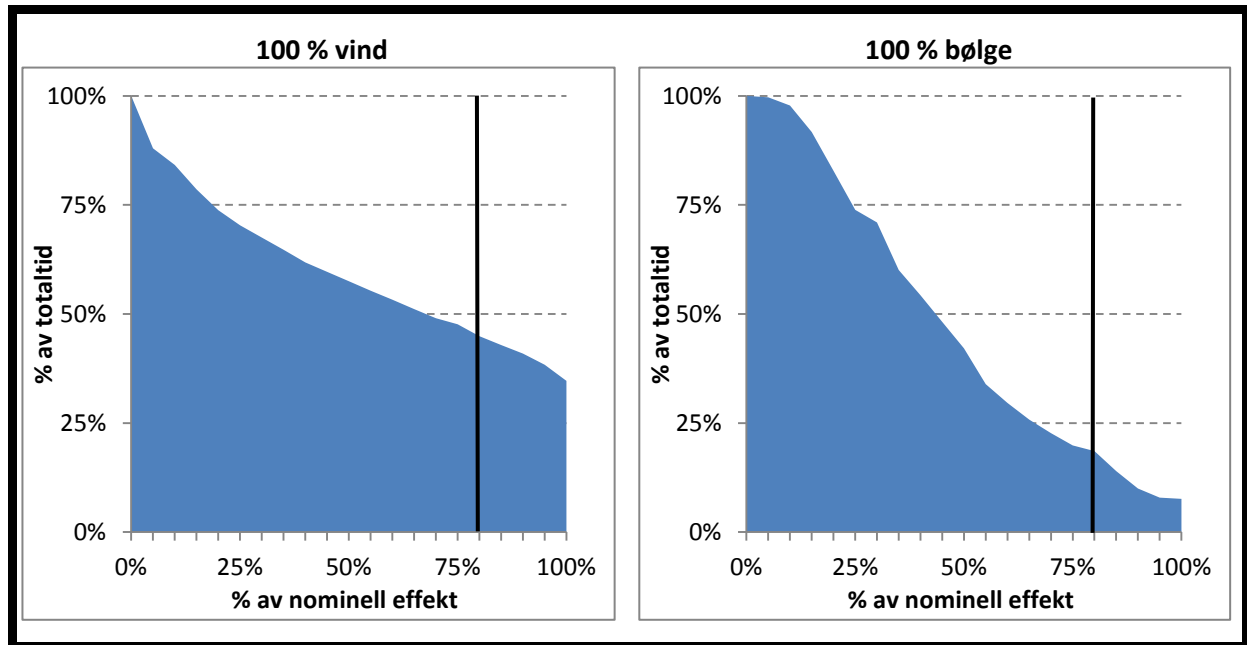


Figur 3.27 Optimeringskurver ved 100 % vindpark og 100 % bølgepark for Frøyabanken

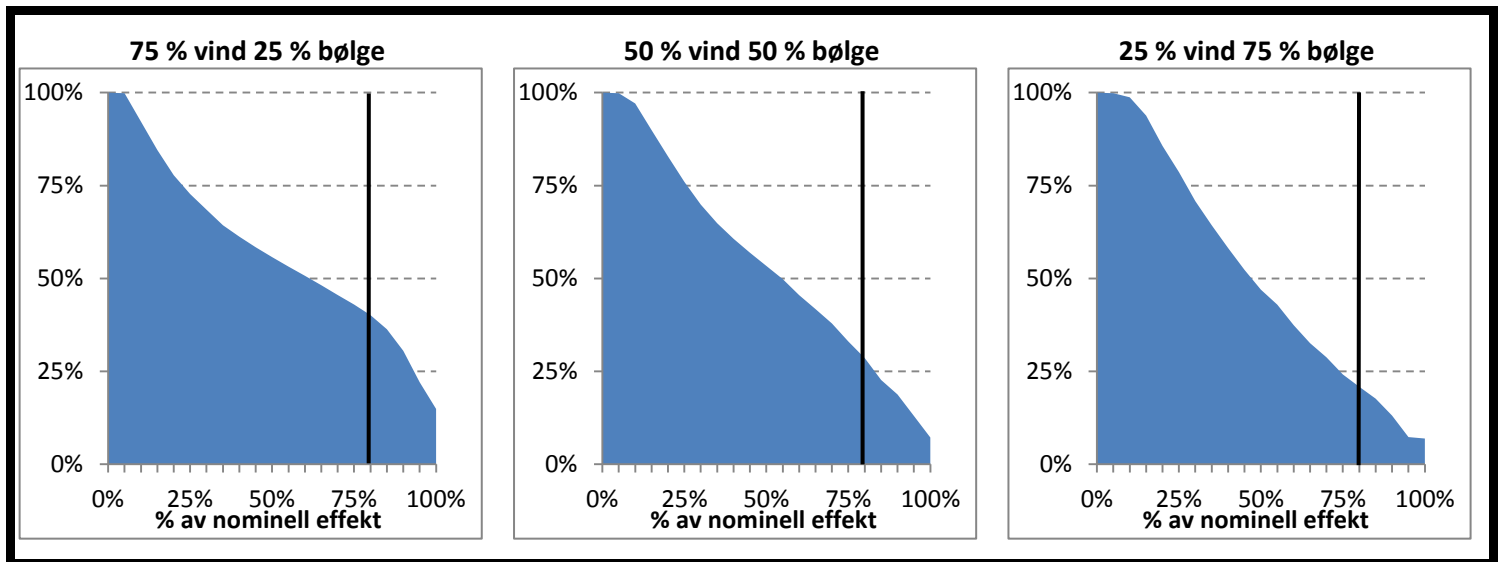


Figur 3.28 Optimeringskurve for forskjellige kombinasjoner av vind- og bølgekraft for Frøyabanken

Optimeringskurver for Stadthavet

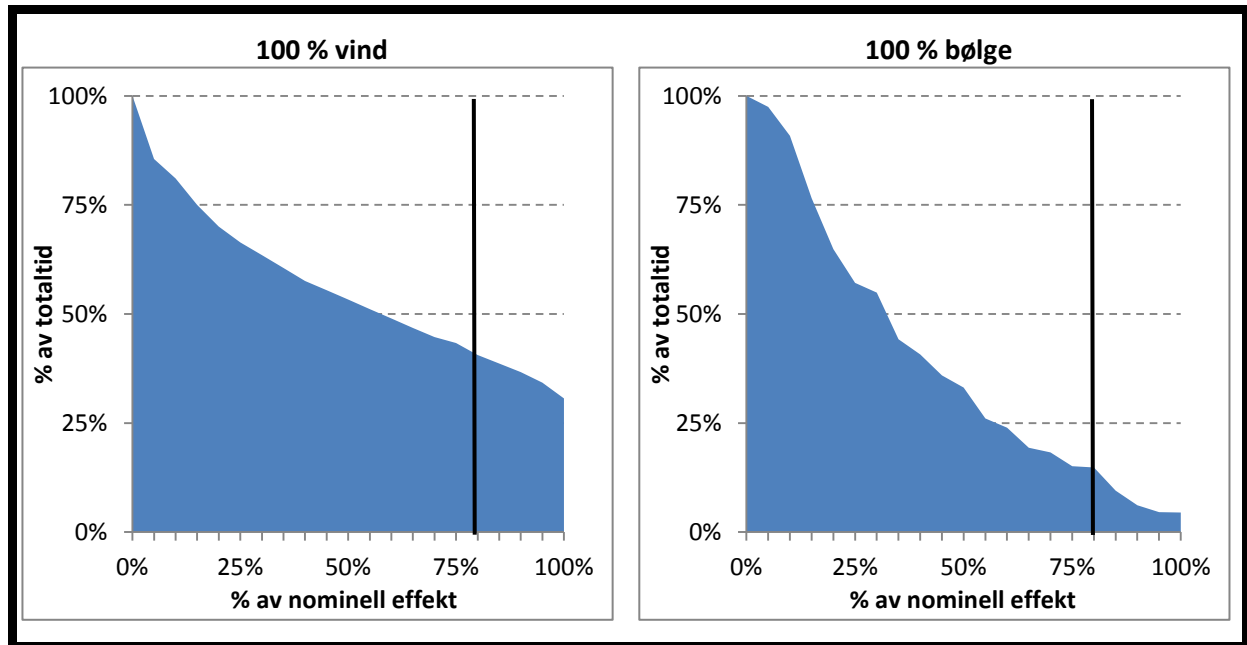


Figur 3.29 Optimeringskurver ved 100 % vindpark og 100 % bølgepark for Stadthavet

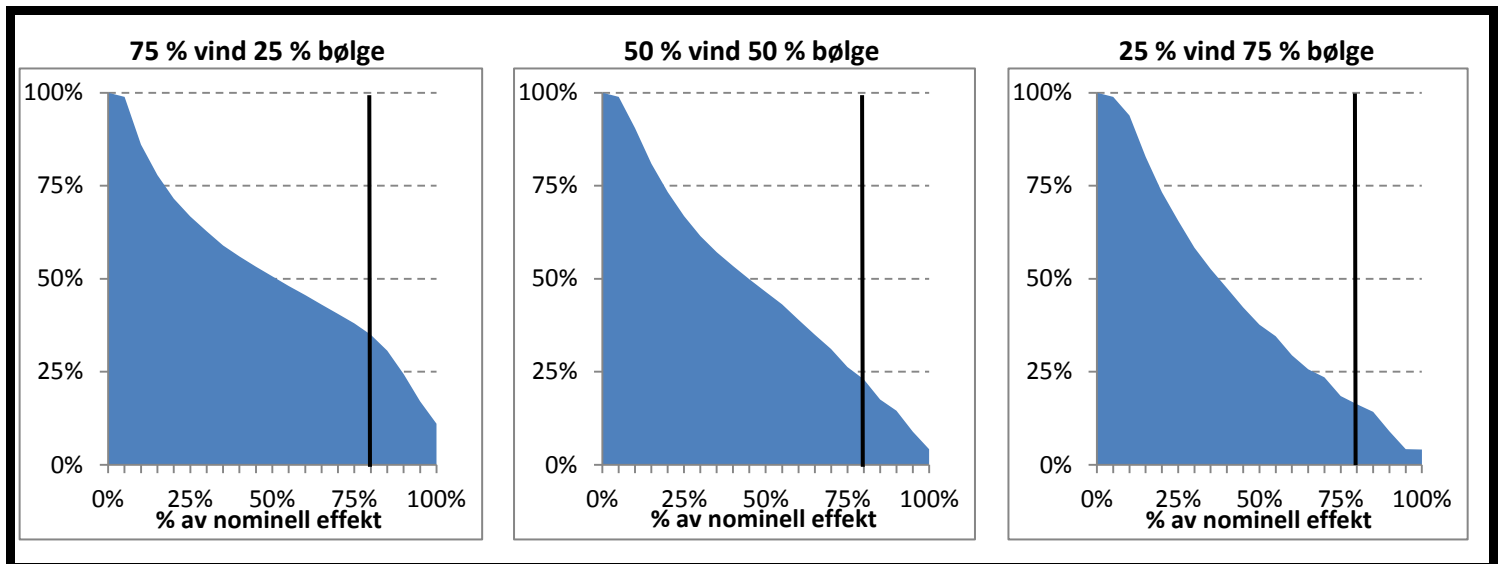


Figur 3.30 Optimeringskurve for forskjellige kombinasjoner av vind- og bølgekraft for Stadthavet

Optimeringskurver for Utsira Nord

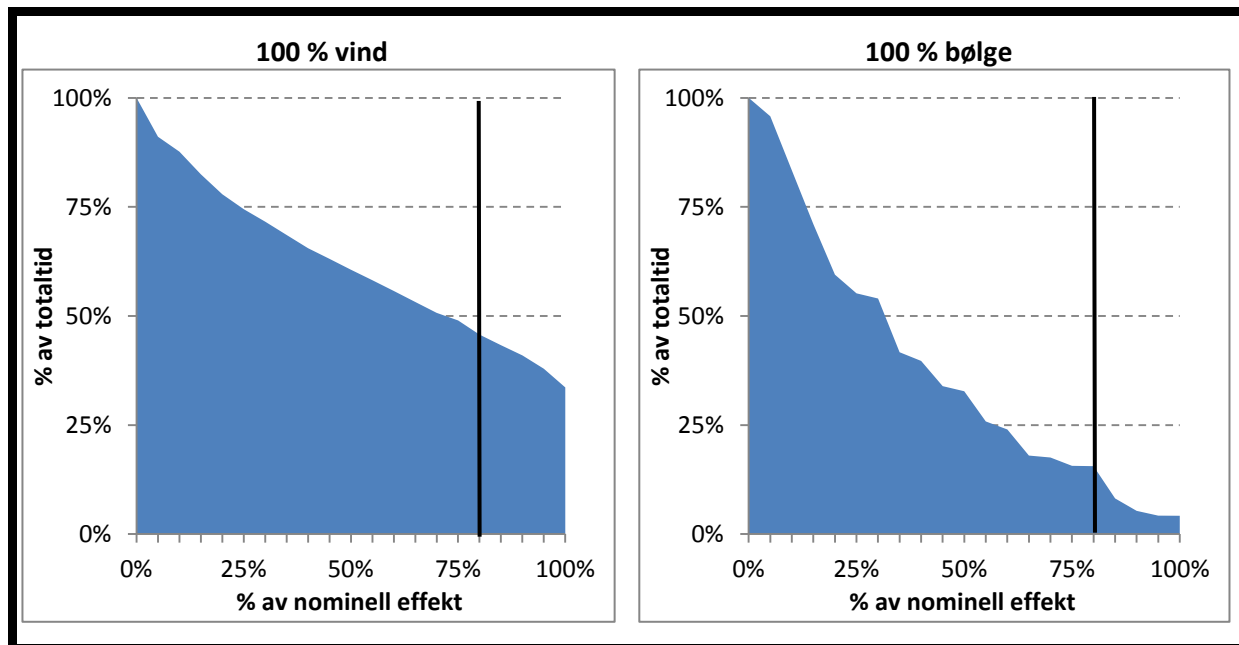


Figur 3.31 Optimeringskurver ved 100 % vindpark og 100 % bølgepark for Utsira Nord

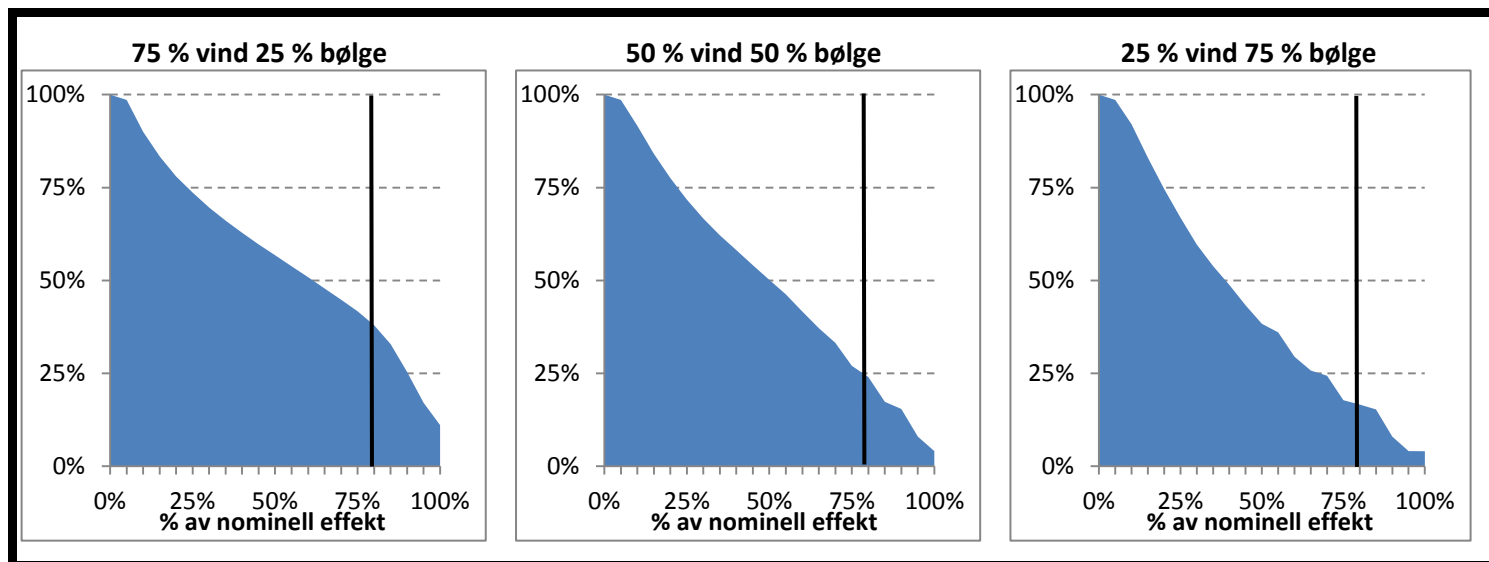


Figur 3.32 Optimeringskurve for forskjellige kombinasjoner av vind- og bølgekraft for Utsira Nord

Optimeringskurver for Sørliche Nordsjø II



Figur 3.33 Optimeringskurver ved 100 % vindpark og 100 % bølgepark for Sørliche Nordsjø II



Figur 3.34 Optimeringskurve for forskjellige kombinasjoner av vind- og bølgekraft for Sørliche Nordsjø II

4. DISKUSJON

Resultatene presentert i kapittel 3 vil i dette kapitelet bli diskutert og sammenlignet med artiklene «*Reducing Offshore Transmission Requirements by Combining Offshore Wind and Wave Farms*» av E.D. Stoutenburg og M.Z. Jacobson og «*Variability reduction through optimal combination of wind/wave resources – An Irish case study*» av Fusco, Nolan og Ringwood.

4.1 Teoretisk effekt og korrelasjon

For å sammenligne den teoretiske bølgekraft effekten fra tabell 3.1 med figur 1.3, er det viktig å ha en oversikt over totalgjennomsnittet for de fire områdene (se vedlagt CD-ROM). For Frøyabanken er totalgjennomsnittet ved alle målinger funnet til 102,64 kW/m bølgefront, mens det i figur 1.3 kan avleses en bølgeenergi på 50 kW/m bølgefront. Som vist er det en teoretisk bølgeenergi som er mye høyere enn det som er antatt for området, og det bør derfor være store muligheter for utvikling av bølgekraft.

Analyse av det laveste totalgjennomsnittet (49,99 kW/m bølgefront) av alle målingene for Sørlege Nordsjø II viser en bedre tilpasning mot figur 1.3, som viser en bølgeenergi på 38 kW/m bølgefront. Det bør også legges merke til den markante forskjellen mellom områdene. Stadthavet (113,66 kW/m) har et potensiale som er dobbelt så stort som Sørlege Nordsjø II.

En annen observasjon er den store nedgangen i teoretisk effekt som følge av hvilke gjennomsnitt (dag, måned eller år) som blir brukt. Et eksempel på dette vil være reduksjon i totalgjennomsnitt fra alle målingene til Stadthavet (113,66 kW/m) mot årgjennomsnittet til Stadthavet (76,072 kW/m). Det kan registreres en nedgang på hele 41 kW/m, og dette understreker hvor viktig det er å benytte flest mulig målinger.

Den teoretiske vindkraft effekten har også endringer dersom den sammenlignes med totalgjennomsnittet for alle målinger og årgjennomsnitt, dette gir nok en gang en indikasjon på at det er viktig å benytte seg av flest mulig målinger ved utregning av effekter og

produksjon. Høyest teoretisk vindkraft effekt ved alle målinger finnes ved Stadthavet med $790,80 \text{ W/m}^2$, mens laveste teoretiske effekt er ved Frøyabanken med $630,57 \text{ W/m}^2$.

Sammenlignes teoretisk vindkrafteffekt med teoretisk bølgekrafteffekt vises det også her at ressursene er størst ved Stadthavet. I tabell 3.2 er det funnet et totalgjennomsnitt for vindhastigheten på $9,44 \text{ m/s}$ ved Frøyabanken, noe som stemmer godt med den antatte distribusjonen fra figur 1.2. For de andre områdene stemmer også totalgjennomsnittet for vindhastighet godt med figur 1.2.

For å vise korrelasjonen mellom vind- og bølgeressursene ble det laget figurer som viser årgjennomsnittet for alle år med målinger. Av disse figurene kan det observeres at vind og bølgeressursene følger hverandre og dermed har meget høy korrelasjon. Figurene 3.4 til 3.7 gir også et innblikk i hvilke av de fire områdene som har de største ressursene individuelt sett.

For å få en bedre oversikt over hvor stor korrelasjon områdene har, ble det laget en figur som viser korrelasjonen mellom teoretisk vindkrafteffekt og teoretisk bølgekrafteffekt for alle målinger samt for de forskjellige gjennomsnittene. Figur 3.8 viser at det generelt er en meget høy korrelasjon mellom ressursene, og at korrelasjonen for måned- og årgjennomsnitt er så høy at det vil være ufornuftig å benytte seg av disse ved utregning av effekter og produksjoner videre i dette studiet. Den minste korrelasjonen som er funnet, er for alle målingene ved Stadthavet, med en korrelasjon på $0,70$, noe som kan sies å være moderat til høy korrelasjonsfaktor. Som nevnt i kapittel 2.3 vil variasjon i produksjon fra en kombinert park kun variere dersom produksjonen fra de to teknologiene ikke er samkjørte, men med bakgrunn i den observerte korrelasjonen kan det allerede nå antydes en liten variasjon i produksjonen som følge av at de teoretiske effektene fra vind og bølge virker å være samkjørte.

4.2 Virkelige resultater og korrelasjon

Fra effektleveransetabellene (tabell 3.3 og 3.4) er det laget en rekke figurer som viser produksjonen fra de to teknologiene per måned i 2011 (figur 3.9 til 3.12). Sammenlignes disse med teoretisk effektleveranse i 2011 (figur 3.1 til 3.3) ses at disse følger hverandre godt og at det ikke er den teoretiske effekten som er begrensende for produksjonen, da den maksimale produksjonen fra en Vestas V164-7MW turbin for en måned er tilnærmet 5 GWh .

Det er også i figurene 3.9 til 3.12 regnet ut korrelasjon mellom den virkelige produksjonen fra vind og bølge i 2011. Her fremkommer det at alle korrelasjonene er over 0,9, noe som er med på å bygge oppunder antagelsen om en liten variasjon i produksjonen mellom vind og bølge fra de kombinerte parkene. I figur 3.13 er det sett på produksjonen fra forskjellige år i tidsserien. Det kan også her ses meget stor korrelasjon mellom produksjonen fra vind og bølge. I tabell 3.5 fremkommer det at korrelasjonen mellom de forskjellige områdene er meget stor. Dette viser at alle parkene vil produsere samtidig og resulterer i et større behov for reguleringskraft.

4.3 Totalproduksjon, produksjonskurver og kapasitetsfaktor (C_p)

Produksjonskurven til et bølgekraftverk vil være mer samsvarende med ressursgrunnlaget enn tilfelle vil være for en vindturbin. Dette kommer av at et bølgekraftverk mangler evnen til å pitche og bremse, og vil dermed føre til at det vil bli generert energi over et bredere spekter av installert effekt. Bølgekraft kan på lik linje med vindturbiner også påvirkes av tap som følge av park-tap (wake tap) som muligens kan redusere de største effektene ved et bølgekraftverk. Det er i dette studiet sett bort fra mulige tap, både for bølgekraft og for vindturbiner. Dette for å skape et bedre sammenligningsgrunnlag mellom teknologiene, samt at det per i dag ikke finnes noen forskning på park-tap for bølgekraftverk og at det da blir feil å sammenligne med vindturbiner inkludert tap.

Produksjonskurvene presentert i kapittel 3.3 har mye til felles. Fellesnevneren for dem alle er at det observeres en markant nedgang i sannsynligheten for at 0 % av nominell effekt inntreffer ved de forskjellige kombinasjonene, noe som vil føre til en forbedret samhandling med sentralnettet. Det kan også observeres en generell utflating av figurene som følge av kombinasjonene av vind- og bølgekraft og dermed en nedgang av sannsynligheten for maksimal effektleveranse. Reduksjon i maksimal effektleveranse innebærer en potensiell besparelse ved å redusere overføringskapasiteten med kun et marginalt tap av energi.

Den utregnede kapasitetsfaktoren er også å finne i produksjonskurvene (figur 3.14 til 3.21) og forteller hvor produktiv parken er uavhengig av størrelse og plassering. Som vist i figurene er det høye kapasitetsfaktorer for alle kombinasjonene, men spesielt høye kapasitetsfaktorer for vind. Sammenlignes kapasitetsfaktorene for vind med kapasitetsfaktorene ved Danmarks

offshore vind parker (Energynumbers 2012), observeres det at alle parkene i dette studiet har høyere kapasitetsfaktor enn den høyeste i Danmark. Dette indikerer at parkene har enorme vindkraft ressurser. Forøvrig viser figurene at kapasitetsfaktorene reduseres proporsjonalt med integrasjonen av bølgekraft.

Den totale produksjonen per måned i 2011 er å finne i figurene 3.22 til 3.25. Disse viser hvordan totalproduksjonene fra parkene forandrer seg som følge av kombinasjonen av vind- og bølgekraft. Det observeres at produksjonen går ned jo mer bølgekraft som blir implementert, noe som gjør at det vil bli større tap av energi ved kombinasjonsparker enn ved en 100 % vindturbin park. Dette blir bekreftet i figur 3.26 som viser den totale produksjonen i 2011 for alle kombinasjonene i de fire områdene. For det området med minst nedgang er det registrert en nedgang på 0,2185 TWh fra 100 % vindpark til 75 % vind/ 25 % bølge park. Regnes dette om til tapte inntekter, med en gjennomsnittlig elpris for 2011 på 370,63 NOK/MWh (Nord Pool Spot 2012), resulterer dette i et direkte tap av inntekter på 80,1 millioner NOK for 2011.

4.4 Optimering av overføringskapasiteten

Optimeringskurvene presentert i kapittel 3.4 viser hvor stor andel av produksjonen som går tapt som følge av en endring av overføringskapasiteten fra 1032 MW til 752,1 MW. Det observeres at de forskjellige områdene har relativt like optimeringskurver, og alle områdene vil ved kombinasjoner med 50 % eller mer vindkraft, tape produksjon høyere enn 752,1 MW 25 % av tiden. Dette vil medføre enorme inntektstap og det vil derfor ikke være aktuelt å redusere overføringskapasiteten for disse kombinasjonene. For de to andre kombinasjonene kan det være aktuelt og redusere overføringskapasiteten med tanke på optimeringskurvene, men det vil her være store inntektstap som følge av nedgang i totalproduksjonen (figur 3.26) og det vil derfor ikke være en aktuell problemstilling.

4.5 Konklusjon

Kapitel 1.4 definerer problemstillingen til dette studiet som følger;

- *Finnes det økonomiske insentiver for bedre utnyttelse av overføringskapasitetssystemet fra en offshore park i norske farvann som følge av en kombinasjon mellom vind- og bølgekraft?*

Svaret på denne problemstillingen vil i henhold til dette studiet være et klart NEI.

Det vil ikke være økonomisk gevinst ved å installere en overføringskapasitet lavere enn totalt installert effekt. Dette fordi det i norske farvann er funnet en stor korrelasjon mellom vind- og bølgekraft, noe som gjør at produksjonen fra de to teknologiene vil skje samtidig og at det dermed fortsatt vil være effektleveranser opp mot 100 % av installert effekt.

Andre begrunnelser for dette svaret er blant annet at det ved forskjellige kombinasjoner av vind- og bølgekraft vil genereres mindre energi enn ved en park bestående av 100 % vindkraft. En park bestående av 100 % bølgekraft vil også produsere mindre energi enn en 100 % vindkraftpark og dermed også være uaktuell, jamfør figur 3.26. Andre funn som også bekrefter at det vil være økonomisk uforvarlig å redusere overføringskapasiteten for en kombinert park i norske farvann, er at det for de aktuelle områdene vil produseres høyere effekter enn den reduserte overføringskapasiteten tillater. Se figur 3.27 til 3.34 for visuell fremstilling av nominelt effekttapet.

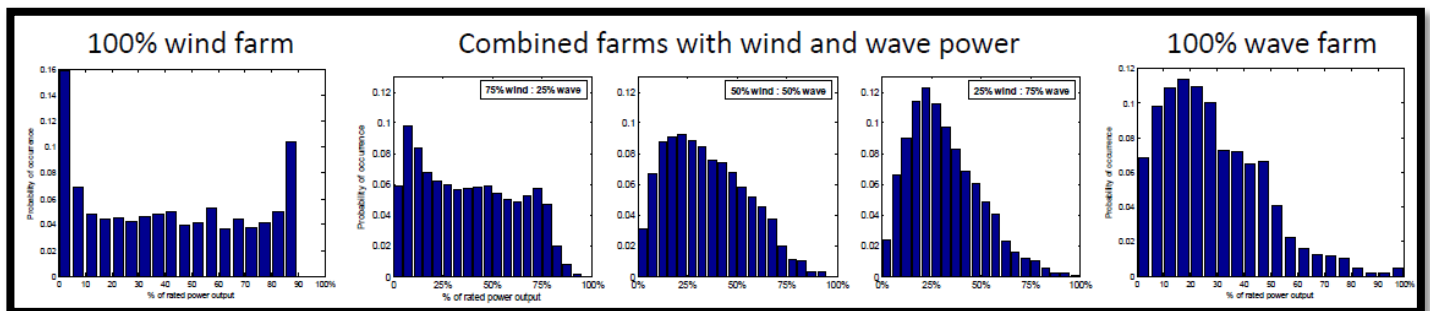
4.6 Sammenligning

Problemstillingen til studiet er hentet fra et lignende studie fortatt ved vestkysten av Amerika av Ph.D.-studenten Erik D. Stoutenburg og professor Mark Z. Jacobson. Denne artikkelen kalt «*Reducing Offshore Transmission Requirements by Combining Offshore Wind and Wave Farms*» (Stoutenburg & Jacobson 2011), konkluderer med at det vil være økonomisk forvarlig å redusere overføringskapasiteten for kombinerte parker som følge av forskjellige effektleveransekurver fra de kombinerte parkene.

Som nevnt tidligere i kapittel 2 er noe av metodegrunlaget i dette studiet hentet fra Stoutenburg og Jacobsons arbeid med artiklene «*Reducing Offshore Transmission*

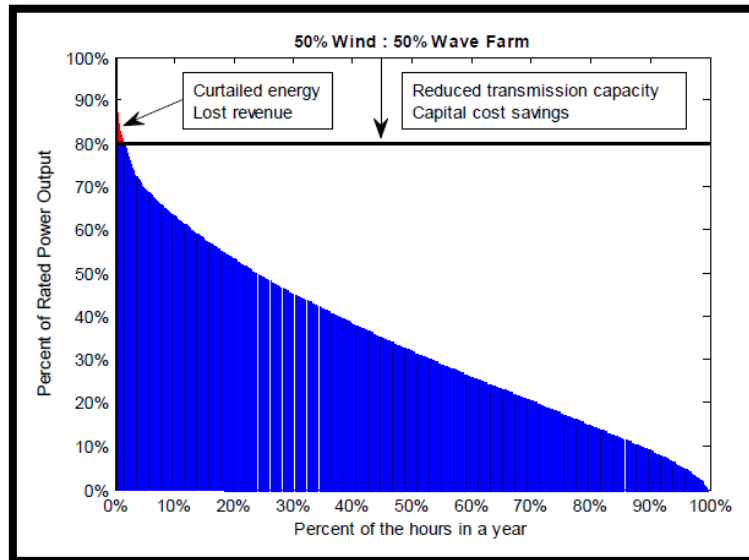
Requirements by Combining Offshore Wind and Wave Farms» og «*Power output variations of co-located offshore wind and wave energy converters in California»* (Stoutenburg et al. 2010). Dette gjør at en sammenligning med Stoutenburg og Jacobson sitt arbeid vil være en naturlig del av diskusjonen i dette studiet.

Den første betraktningen er korrelasjonen mellom vind- og bølgekraft, som i dette studiet er funnet til 0,70 – 0,81, mens den i Stoutenburg og Jacobsons artikler er funnet til 0,28 - 0,46. Dette kommer av at California ligger veldig åpent til mot Stillehavet, mens Norge ligger delvis skjermet fra Atlanterhavet, noe som igjen resulterer i at Norge stort sett vil oppleve vind og bølger samtidig. Sammenlignes produksjonskurvene for California (figur 4.1) med tilsvarende produksjonskurver i dette studiet (figur 3.14 til 3.21), tydeliggjøres det at dette studiet har funnet en mye høyere andel av effektleveranser i det øvre sjiktet av nominell effekt.

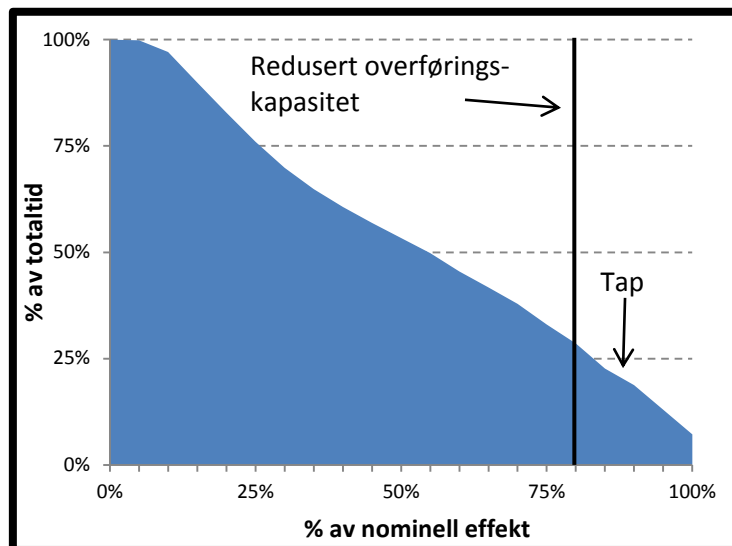


Figur 4.1 Produksjonskurver for California (Stoutenburg & Jacobson 2010)

Det neste aktuelle sammenligningstemaet er optimeringskurvene til de to studiene, hvor det i California kun er en liten andel av totaleffekten som går tapt, mens det i dette studiet viser store energitap forbundet med redusering av overføringskapasitet. Dette bekreftes av figurene 4.2 og 4.3.



Figur 4.2 Optimeringskurve for California ved 50 % vind og 50 % bølgekraft (Stoutenburg & Jacobson 2010)



Figur 4.3 Optimeringskurve for Stadthavet ved 50 % vind og 50 % bølgekraft

Noe som er viktig å ta med i sammenligningen er at det i dette studiet er tatt høyde for overføringskapasiteter på 1032 MW og 752,1 MW, mens det i Stoutenburg og Jacobson kun er en reduksjon fra 956 MW til 874 MW. Grunnen til at det er valgt forskjellige kapasiteter er at det i senere tid har blitt klargjort for overføringsspenning på 300 kV, mens den aktuelle overføringsspenningen var kun 150 kV for Stoutenburg og Jacobson. Dette gjør at Stoutenburg og Jacobson kunne foreta flere valg med tanke på utforming av overføringssystemet. De hadde med dette større valgmuligheter ved valg av kabler og omformeranlegg, samt kombinasjoner av disse. For 300 kV anlegget er det bare to valg av

omformeranlegg, som gjør at overføringskapasiteten vil være enten 1032 MW eller 752,1 MW for en 1000 MW park bestående av fornybare energikilder.

Det kan konkluderes at korrelasjonen mellom vind og bølger spiller en særdeles viktig rolle med tanke på redusert overføringskapasitet. Dette vil dermed være utslagsgivende for om det vil være lønnsomt å kombinere vind- og bølgekraft da en kombinasjonspark vil ha lavere årlig produksjon enn en ren vindkraftpark.

5. REFERANSER

- ABB. (2012). HVDC Light® Cables - Submarine and land power cables. I: *ABB* (lest 01.05.2012).
- Adaramola, M. S. & Oyewola, O. M. (2011). Evaluating the performance of wind turbines in selected locations in Oyo state, Nigeria. *Renewable Energy*, 36 (12): 3297-3304.
- Authen, M. L. (2012). *Elsertifikater for grønn kraft (pliktige grønne sertifikater)*. Tilgjengelig fra: <http://www.fornybar.no/sitepageview.aspx?sitePageID=1765> (lest 17.04.2012).
- Bysveen, S., Hoelsæter, O. H., Lier-Hansen, S., Lycke, A. S., Hatlen, S., Sønsteby, G., Aas, A. & Johansen, Ø. (2008). Vindkraft offshore – industrielle muligheter for Norge. 30. Tilgjengelig fra: <http://www.regjeringen.no/upload/OED/Rapporter/Vindkraft%20offshore%20-%20industrielle%20muligheter%20for%20Norge%20260508.pdf>.
- Cranegie Wave. (2011). *Wave Energy as a Global Energy Resource*. www.carnegiwave.com. Tilgjengelig fra: <http://www.carnegiwave.com/index.php?url=/ceto/global-wave-energy> (lest 18.04.2012).
- Energynumbers. (2012). *Capacity factors at Danish offshore wind farms*. enrgynumber.info: Energynumbers (lest 02.05.2012).
- Espegren, N. M. N., Arvid Drivenes (FD), Tale Eirum (NVE), Nils Henrik Johnson (NVE), Sigrun Kavli Mindeberg (NVE), Synnøve Lunde (KYV), Linn Silje Udem (NVE), Kirsti Veggeland (OD), Brit Veie-Rosvoll (DN) & Astrid Voksø (NVE). (2010). *HAVVIND - Forslag til utredningsområder*. Norges vassdrags- og energidirektorat. <http://www.regjeringen.no>: Norges vassdrags- og energidirektorat. 204 s.
- Europaportalen. (2012). *Fornybardirektiv 2. I: Olje- og energidepartementet (red.)*. <http://www.regjeringen.no/nb/sub/europaportalen/eos-notatbasen/notatene/2008/apr/fornybardirektiv-2.html?id=522812>: Europaportalen, (lest 17.04.2012).
- Fusco, F., Nolan, G. & Ringwood, J. V. (2010). Variability reduction through optimal combination of wind/wave resources – An Irish case study. *Energy*, 35 (1): 314-325.
- Hofstad, K., Mølmann, K. & Tallhaug, L. (2005). Vindkraftpotensialet i Norge. 17: 41. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202005/Rapport%202005/Rapp%2017-2005.pdf> (lest 18.04.2012).
- Kjeller Vindteknikk AS. (2012). *Norges vindressurser kartlagt*. www.vindteknikk.no: Kjeller Vindteknikk AS. Tilgjengelig fra: <http://www.vindteknikk.no/norges-vindressurser-kartlagt/?nav=framside> (lest 18.04.2012).
- Klima- og forurensningsdirektoratet, Norges vassdrags- og energidirektorat, Oljedirektoratet, Statistisk sentralbyrå & vegvesen, S. (2010). Klimakur 2020, tiltak og virkemidler for å nå norske klimamål mot 2020. *Klimakur 2020* (1): 316.
- Lund, H. (2006). Large-scale integration of optimal combinations of PV, wind and wave power into the electricity supply. *Renewable Energy*, 31 (4): 503-515.
- Morthorst, P. E., Auer, H., Garrad, A. & Blanco, I. (2009). *Wind Energy - The Facts Part III (The economics of wind power)*.
- Multiconsult. (2006). *Sima Samnanger 420 kV land- og sjøkabel i Hardanger (Vedlegg V1 - Skisseutredning likestrømsforbindelse)*. (Mulighetsstudei): 15.
- Nord Pool Spot. (2012). *Elspot prices*. nordpoolspot.com: Nord pool spot (lest 03.05.2012).
- NVE. (2011). *Energistatus 2010*. *Energistatus 2010*, 1: 108.

- Olje- og energidepartementet. (2010). *Lov om fornybar energiproduksjon til havs (havenergilova)*. lovdata.no.
- Olje- og energidepartementet. (2011). *FOR 2011-12-16 nr 1398: Forskrift om elsertifikater*. lovdata.no.
- Olsen, J. (2008). Offshore vindkraft - Tekniske og økonomiske vurderinger for utbygging og tilkobling. *Master energi og miljø (NTNU)*: 113.
- Pelamis wave power. (2012). www.pelamiswave.com (lest 21.04.2012).
- Previsic, M., Bedard, R., Hagerman, G. & Saddiqui, O. (2004). System level designe, Performance and costs for San Francisco California Pelamis wave power plant. *Report: E2I EPRI Global - 006A - SF*.
- Ravnaas, K. W. (2009). Optimale bud for en vindkraftpark. *Master energi og miljø (NTNU)* (1): 101.
- Reistad, M., Breivik, O., Haakenstad, H., Aarnes, O. J., Furevik, B. R. & Bidlot, J. R. (2011). A high-resolution hindcast of wind and waves for the North Sea, the Norwegian Sea, and the Barents Sea. *Journal of Geophysical Research-Oceans*, 116.
- Stoutenburg, E. & Jacobson, M. Z. (2008, Des. 15-19). *Combining Wind and Wave Energy in Offshore Power Plants*. American Geophysical Union Fall Meeting, San Francisco. 1 s.
- Stoutenburg, E. D. & Jacobson, M. Z. (2010, Sept. 20-23). *Optimizing Offshore Transmission Links for Marine Renewable Energy Farms*. MTS/IEEE Oceans, Seattle.
- Stoutenburg, E. D., Jenkins, N. & Jacobson, M. Z. (2010). Power output variations of co-located offshore wind turbines and wave energy converters in California. *Renewable Energy*, 35 (12): 2781-2791.
- Stoutenburg, E. D. & Jacobson, M. Z. (2011). Reducing Offshore Transmission Requirements by Combining Offshore Wind and Wave Farms. *Ieee Journal of Oceanic Engineering*, 36 (4): 552-561.
- U.S. Department of the Interior. (2006). *Wave Energy Potential on the U.S. Outer Continental Shelf*. U.S. Department of the Interior. <http://ocsenergy.anl.gov>.
- Utenriksdepartementet. (2011). *Samtykke til deltakelse i en beslutning i EØS-komiteen om innlemmelse i EØS-avtalen av direktiv 2009/28/EF om å fremme bruken av energi fra fornybare kilder (fornybardirektivet)*. Utenriksdepartementet. www.regjeringen.no.
- Vestas. (2011). *VI64-7MW*: www.vestas.com.
- Vestas. (2012). *Vestas VI64-7MW*. www.vestas.com: Vestas (lest 24.04.2012).
- Vestas Wind Systems A/S. (2012). *Images. I: A/S, V. W. S. (red.)*. www.vestas.com: Vestas Wind Systems A/S. Tilgjengelig fra: <http://www.vestas.com/en/media/images.aspx#Vindmoeller> (lest 10.05.2012).
- Villanueva, D. & Feijóo, A. (2010). Wind power distributions: A review of their applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14 (5): 1490-1495.
- Wavedragon. (2005). *Simple and robust construction - complex design*. www.wavedragon.net (lest 21.04.2012).
- World Energy Council. (2010). *Survey of Energy Resources 2010*. www.worldenergy.org: World Energy Council. Tilgjengelig fra: www.worldenergy.org (lest 01.02.2012).