

UNIVERSITETET FOR MILJØ- OG BIOVITENSKAP



Forord

Masteroppgaven er gjennomført ved Institutt for naturforvaltning ved Universitetet for miljø- og biovitenskap. Veileder for prosjektet er Terje Gjengedal, Professor ved Institutt for naturforvaltning.

Masteroppgave er obligatorisk for vårsemesteret i 5. Klasse, og representerer avslutningen for masterstudiet. Oppgaven hadde oppstart i januar og avslutning i mai. Den er vektet 30 studiepoeng som svarer til en arbeidsbelastning på veiledende 768 arbeidstimer.

Jeg vil takke Tobias Aigner som har gitt gode råd på veien og verdifull hjelp til vindkraftmodellering. En stor takk også til veileder Terje Gjengedal som har hjulpet meg fra start til siste slutt.

Hovedinnholdet i denne masteroppgaven er en beskrivelse av mulige utbyggingsscenarioer for offshore vind i Nordsjøen og analyser av vindproduksjonen i år 2030. Formålet er å beskrive omfanget av vindvariasjoner og sammenligne produksjonen fra ulike områder av Nordsjøen i 2030.

Ås, 15.mai 2012

Jon Gustav Kirkerud

Sammendrag

Formålet med denne oppgaven var å studere omfanget av variabel vind for forskjellige tidsperspektiver. Studien har rettet seg mot Nordsjøen i 2030 der det er et behov for å studere hvordan type reserver det vil bli behov for. Utgangspunktet var at for korte variasjoner vil raske reserver med liten energi være tilfredsstillende, mens ved variasjoner over lengre perioder vil behovet for reserver med mer energi være nødvendig. Lengre perioder med lav vind vil kreve reserver med mer energi.

Scenarioer for offshore utbygging av Nordsjøen ble laget og produksjonsdata for vindparkene ble laget ved hjelp av numeriske værdata.

Variasjoner fra time til time kan komme opp i 15 % av installert effekt for hele området og variasjonene øker sterkt når vi ser med lengre tidsavstand. For 3-timersvariasjonene de største variasjonene mellom 2,2 til 2,5 ganger så store som 1-timesvariasjonene. På 24 timer kan variasjonene være opp til 78 % av installert effekt for produksjonen fra hele Nordsjøen. For enkelte land som Belgia og Danmark kan produksjonen gå fra full til null eller omvendt på 24 timer.

I Nordsjøen er det mange av områdene som opplever perioder med svært lav eller ingen produksjon. Gjennomsnittslengden for disse periodene er rangerer fra 3 til 11 timer avhengig av hvilket nivå av lav produksjon vi ønsker å studere. Det er mange perioder med lav produksjon som er svært lange, opptil flere døgn med nesten ingen produksjon.

Effekten av å øke samarbeidet og øke overføringskapasiteten mellom land har blitt studert. En stor fordel er at timer med svært lav produksjon reduseres sterkt. Effekten av å øke samarbeide bidrar også til reduserte variasjoner for alle tidsnivåer.

Resultatene i denne oppgaven viser at storstilt utbygging av Nordsjøen 2030 krever reserver med mye energi bak. Å jevne ut produksjonen med kortsiktige reserver har liten effekt. Det største behovet er for reserver som kan være aktive lenge.

Abstract

The objective for this Master's thesis was to study the scope of wind power variation for different time scales for the North Sea in 2030, and what types of reserves that will be necessary to compensate the wind power fluctuations. It is assumed that short variations will best be balanced with fast reserves while variations with a longer time frame will be balanced with reserves with more energy. Also, long periods were studied and it was assumed that longer periods required reserves with a longer time frame.

Scenarios for the wind development in the North Sea was made and wind production data were made with a tool that was based on numerical weather predictions.

Hourly variations in wind production reached a level of 15 % of total capacity for the whole North Sea area and the variations increased strongly for the variations with a longer time frame. The maximum the wind variations exceeded the hourly variations by 2,2 to 2,5 times. The 24 hour variations for the whole North Sea data can reach levels up to 78 % of installed capacity. For some countries, such as Denmark and Belgium, the production level can change from 0 to full production in 24 hours or the other way around.

Most areas in the North Sea experience periods with low or zero wind output. The average length of these periods range from 3 to 11 hours depending on what level of low production that is studied. Many periods of long production reach up to several days.

The effect of connecting areas by increase the connection capacity has been studied. One of the main advantages with increasing the connection capacity is to hours of low production is reduced. Stronger connection also reduces variation on all time scales.

The results in this thesis shows that a major expansion of offshore wind power in the North Sea towards 2030 raise the need for reserves with much energy. To smooth out production with short term reserves has only small effect. The major need is reserves that can be activated for a long period.

Table of Contents

Forord	i
Sammendrag	ii
Abstract	iii
Kapittel 1 Innledning.....	1
1.1 Behov for reserver	1
1.2 Målformulering	1
1.3 Avgrensninger	2
1.4 Oppgavens struktur	2
Kapittel 2	3
Kapittel 2 Vindkraftutbygging i Nordsjøen – 3 scenarioer	3
2.1 Datagrunnlag og fremgangsmåte	3
2.2 Vindkraftutbygging i de ulike landene.....	4
2.2.1 Belgia	4
2.2.2 Danmark.....	4
2.2.3 Tyskland	5
2.2.4 Nederland	5
2.2.5 Norge	5
2.2.6 Storbritannia	6
2.3 Geografisk beliggenhet og spredning	6
2.4 Oppsummering av vindscenariene	8
Kapittel 3	10
Kapittel 3 Generering av vinddata	10
3.1 COSMO data.....	10
3.2 Fra vinddata til produksjonsdata	10
3.3 Aggregering av vinddata	11
Kapittel 4	13
Kapittel 4 Analyse av produksjonsserier	13
4.1 Nordsjødata	14
4.2 Korrelasjon i vindkraftproduksjon	15
4.3 Sesongvariasjoner i vindkraftproduksjon	17
4.4 Variasjoner i vindproduksjon over døgnet.....	19
4.5 Perioder med lav vindproduksjon og vindstille	20
4.5.1 Varighet av perioder med lav produksjon.....	22
4.5.2 Kan bedre forbindelser redusere perioder med lav produksjon?	23
Kapittel 5 Analyse av vindvariasjoner	24
5.1 Timevise vindvariasjoner	24
5.1.1 Timevise variasjoner for hvert enkelt land.....	26
5.2 3-timesvariasjoner.....	27
5.3 24-timesvariasjoner	29
Kapittel 6	32
Kapittel 6 Diskusjon av resultater	32
6.1 Reservebehov.....	32

6.2 Effekt av bedre forbindelser mellom områdene.....	33
Kapittel 7 Konklusjon.....	34
Kapittel 8.....	36
Kapittel 8 Videre arbeid	36
Referanser	37
Vedlegg.....	38

Kapittel 1 Innledning

I det siste tiåret har det vært en massiv utbygging av vindkraft i Nord-Europa. Ettersom gode områder på land blir brukt opp ser mange mot havet og de gode vindforholdene der. Offshore vindkraft i Nordsjøen kan være et av de viktigste bidragene til å målene om mer utslippsfrie samfunn. Aktiviteten i Nordsjøen er allerede i gang og det har blitt søkt konsesjon for prosjekter med installert effekt over 30 gigawatt og flere er under planlegging[1].

En storstilt utbygging av vindkraft i Nordsjøen vil kunne legge et stort press på kraftsystemene i Nord-Europa. Vindkraftproduksjon er varierende på alle tidsnivåer og i mange tilfeller vanskelig å forutse. Store fall eller økninger i produksjonen på kort tid vil sette fleksibiliteten til systemet på prøve. Dersom fall er vanskelig å forutse er det nødvendig med reserver som raskt kan settes inn. I tillegg er det lengre perioder der produksjonen er lav eller nær null. Dette presser frem endring i hvordan kraftsystemet designes og opereres. Siden variasjoner i vindkraft er mindre for et stort område, vil økt integrering og samarbeid mellom kraftsystemene redusere de negative effektene.

1.1 Behov for reserver

I kraftsystemet må det til enhver tid være balanse mellom forbruk og produksjon. Dersom ubalanser mellom produksjon og forbruk oppstår, må reserver settes inn for å gjenopprette balansen i systemet. Det finnes forskjellige typer reserver på kort og lengre sikt: fra roterende reserve som aktiveres raskt, til langsom reserve med lenger responstid. Av reserver med hurtig aktivering, men med kort varighet finnes teknologier som batterier og høytrykks luftlagre. Av reserver for lengre sikt finnes gasskraft, vannkraft og pumpekraft, siden disse kan være aktive for lengre perioder.

Tidsperspektivet for vindvariasjoner blir derfor viktig for bestemme hvilke typer reserver det er behov for. For eksempel vil det i lengre perioder med lite vindproduksjon bli satt krav til at det finnes tilgjengelige reserver som kan levere mye energi, ikke bare effekt. I perioder der vindkraftproduksjonen faller mye må store ressurser inn for å balansere.

1.2 Målformulering

Målet med denne oppgaven er å beskrive omfanget av vindvariasjoner på forskjellige tidsnivåer i år 2030, dette for å belyse hvilke reserver det er størst behov for. Perioder med lav produksjon har også blitt analysert. I tillegg har det blitt sett på om økt utveksling mellom områder i Nordsjøen kan redusere omfanget av variasjoner i vindkraftproduksjonen.

1.3 Avgrensninger

Denne studien ser kun på variasjon i vindkraftproduksjon. Spørsmålet om balansering er også knyttet til lastevariasjoner og det kunne derfor vært interessant å inkludere dette i et fremtidig studie.

En teknisk-økonomisk analyse for integrasjon der også økonomiske spørsmål knyttet til reserver hadde blitt diskutert kunne vært interessant, men er utenfor omfanget av denne oppgaven.

For å bedre belyse reservebehovet kunne vindprognostisering også bli tatt med. Vindvariasjoner som ikke er forutsett vil kreve at det til enhver tid er reserver med hurtig aktivering tilgjengelig. Dette er interessant, men ikke en del av dette studiet.

1.4 Oppgavens struktur

I kapittel 2 blir det laget tre scenarioer for vindkraftutbygging i hvert av landene rundt Nordsjøen: Norge, Danmark, Tyskland, Nederland, Belgia og Storbritannia. Disse er basert på eksisterende planer og rapporter som estimerer offshore vindkraftutbygging frem mot 2030. Fremgangsmåten blir forklart og scenarioene blir kommentert.

I kapittel 3 forklares modellen som er blitt brukt for å lage produksjonsdataene. Modellen produserer produksjonsdata basert på vinddata fra en numerisk værvarslingsmodell. Produksjon for hver time i et år blir beregnet og de nødvendige tidsseriene blir laget.

I kapittel 4 blir produksjonsdataene presentert og kommentert. Det blir analysert for korrelasjon mellom land, sesongvariasjoner, variasjon over døgnet og det blir sett på lengdene av perioder med lav eller ingen produksjon.

I kapittel 5 analyseres vindvariasjonene på tre forskjellig tidsnivåer: time til time, 3-timesvariasjoner og 24-timesvariasjoner.

I kapittel 6 blir resultatene diskutert og konklusjon trekkes.

I kapittel 7 diskuteres videre forskning.

Kapittel 2 Vindkraftutbygging i Nordsjøen – 3 scenarier

Tre scenarier for 2030 har blitt utviklet og de blir kalt lav, medium og høy ut ifra hvor stor den samlede installerte effekten er. Medium er ment å representere det mest sannsynlige scenarioet, mens høyt og lavt er ment å representere hva som er lavere og høyere grense for hva som er sannsynlig. I konstruksjonen av scenarioene kombineres informasjon fra ulike nasjonale rapporter som inneholder prognoser for hvor mye vind som vil være utbygd i 2030, med eksisterende planer for utbygging. Dette avsnittet vil først presentere fremgangsmåten for konstruksjon av scenarioene, deretter vil scenarioene for hvert land presenteres med en oppsummering til slutt.

2.1 Datagrunnlag og fremgangsmåte

Lokasjonene for vindparkene er hentet fra den nettbaserte databasen 4C Offshore[1]. Data ble hentet ut i mars 2012. I alt er det 202 lokasjoner. Fra databasen har det blitt hentet informasjon om geografisk beliggenhet(koordinater), installert effekt og hvilken fase prosjektet er i.

Informasjonen om installert effekt brukes som utgangspunkt for å beregne installert effekt i de forskjellige scenarioene sammen med hvilken fase prosjektet er i. Forskjellige faser i databasen er: Utviklingszone, konseptfase, "konsesjon søkt", "konsesjon gitt", "under oppføring" og "igangsatt". Prosjekter som er nærmere ferdigstilling har blitt tillagt større sjanse for å bli utbygd i full størrelse. For eksempel vil nesten alle prosjekter som har blitt tildelt konsesjon regnes som oppført i 2030 i alle scenarier, mens prosjekter i konseptfasen vil noen steder kun bli bygd i scenarioet med høy utbygging.

Tabell 2-1: Installert effekt i fire vindparker i Storbritannia scenarioene 2030 lav (L), medium (M) og høy (H). Installert effekt er oppgitt i MW.

Name	Maksimalt installert	2030 L	2030 M	2030 H	Fase
EastAngliaTwo	1200	228	780	1104	Concept/early planning
Galloper	504	100,8	352,8	504	Consent application submitted
GreaterGabbardI	504	504	504	504	Under construction
RaceBank	500	500	500	500	Consent authorised

Tabell 2-1 viser installert effekt i MW for fire vindparker i 2030. "Maksimalt installert" er referansepunktet som er hentet fra 4Coffshore-databasen. I Storbritannia er det for lavt scenario en utbyggingsgrad på 20 % for prosjekter som har søkt konsesjon og 19 % for prosjekter som er i konseptfasen. Dermed får Galloper en utbygging på 100,8 MW som er 20 % av 504 MW, mens East Anglia Two får en utbygging på 228 MW, som er 19 % av 1200 MW. På Grater Gabbard I og Race Bank vil 100% være bygget ut i alle scenarier siden disse er under bygging eller har fått konsesjon.

At prosjektets fase er med å avgjøre hvor mye som blir utbygd har betydning for balansen i den samlede utbyggingen. I det lille utvalget av

parker i eksempelet ser vi at parker sent i prosjektfasen har størst del av den samlede utbygging i det lave scenarioet. I det høye scenarioet derimot, har parker som er tidlig i prosjektfasen størst del.

2.2 Vindkraftutbygging i de ulike landene

Nedenfor vil utbyggingen i hvert land beskrives. Først forklares hvilke forutsetninger som er tatt for å estimere installert effekt i hvert land i hvert scenario. Deretter gis en kort oversikt over prosjektene i landene før nøkkeltall for de ulike scenarioene presenteres.

I arbeidet med å samle informasjon om installert effekt for hvert område er mye hentet fra prosjektet EU Tradewind[2,3]. Prosjektet tok for seg vindkraftintegrasjon i Europa og i den forbindelsen ble det laget scenarioer for vindkraftutbygging i alle landene fram mot 2030. I noen land er det brukt omtrent samme forutsetninger, mens det i andre land ble brukt andre kilder når det ble funnet nyere og mer oppdatert materiale.

2.2.1 Belgia

For høyt og medium scenario er det brukt de samme tallene for installert offshore effekt som i Tradewind[3]. Høyt scenario er fra rapporten "Energie 2030"[4], mens medium scenario er konstruert ved hjelp av lineær ekstrapolasjon av et fremtidsscenario fra rapporten "Solar Roadmap"[5]. For lavt scenario er totalkapasiteten lik installert effekt i alle eksisterende anlegg, anlegg under konstruksjon og prosjekter som har fått bevilget konsesjon.

I Belgia er det i alt 12 vindparker. 2 parker er allerede oppført, 3 er under konstruksjon, 2 har fått konsesjon og 3 er i konseptfasen. I lavt scenario er det kun 7 parker. For å få høy nok kapasitet i medium og høyt scenario ble det lagt til to områder som ikke ligger inne som aktive planer. Det ene er "zone 7" som ligger vest for eksisterende planer og et område nord for de eksisterende områdene.

Totalt vil det bygges ut 876 MW(lav), 2957 MW(medium) og 3800 MW(høy). Gjennomsnittstørrelsen på parkene er 71 MW(lav), 246 MW(medium) og 317 MW(høy). I Belgia ligger parkene tett med liten geografisk spredning.

2.2.2 Danmark

Scenarioene i Danmark er basert på rapporten "Opdatering af fremtidens havmølleplaceringer 2025"[6] som presenterer ulike utviklingsområder. Disse er utbygd med 100 %, 75 % og 50 % i høyt, medium og lavt scenario. I tillegg er prosjektet DanTysk utbygd med 100 % i høyt, 50 % i medium og 0 % i lavt scenario.

Det er totalt 17 områder som kan bli utbygd. 2 parker er oppført, 1 park er i konseptfasen og resten er utviklingsområder. Det er kun vindparker utenfor Danmarks vestkyst.

Kapasiteten i høyt, medium og lavt scenario er henholdsvis 4 338 MW, 3 296 MW og 4338 MW. Gjennomsnittstørrelsen på parkene varierer fra 141 MW(lav), 194 MW(medium) og 255 MW (høy). Parkene ligger nokså tett.

2.2.3 Tyskland

For Tyskland er det blitt brukt tall fra German Energy Agency som er gjengitt i Tradewindrapporten[3]. Alle områdene er i Nordsjøen(de i det baltiske hav er ikke inkludert).

I Tyskland er det 85 områder som er med. 2 parker er oppført, 2 er under bygging, 23 har fått konsesjon, 49 har søkt konsesjon og 9 er i konseptfasen. Det er flere prosjekter i konseptfasen som manglet data om installert effekt. Disse ble derfor ikke inkludert.

Det er i alt 26 782 MW, 23 289 MW og 18 717 MW i henholdsvis høyt, medium og lavt scenario. Gjennomsnittstørrelsen for parkene er 220 MW(lav), 274 MW(medium) og 315 MW(høy). Tyskland har stor installert effekt i alle scenarioene, men den geografiske spredningen er ikke like stor som for eksempel i Storbritannia

2.2.4 Nederland

For scenarioene for Nederland er det gjort samme forutsetninger som det er gjort i Tradewindprosjektet[3]. To dokumenter er brukt som kilde for offshorekapasiteten: "connect 6000 MW-II:Elektische infrastructuur op zee"[7] og "capacity plan 2006-2012"[8].

I Nederland er det 19 områder. 3 parker er oppført, 6 har fått konsesjon og 8 har søkt konsesjon. To utviklingsområder er også tatt med i det høye scenarioet fordi de eksisterende var for små. Det er kun vindparker utenfor kysten er tatt med. (Nederland har også offshore vindparker inne i landet)

Kapasiteten i høyt, medium og lavt scenario er henholdsvis 6 000 MW, 3 450 MW og 2 200 MW. Gjennomsnittskapasiteten for Nederland blir da 129 MW(lav), 203 MW(medium) og 316 MW(høy). Størstedelen av kapasiteten ligger utenfor vestkysten og har ikke særlig stor spredning. Tre parker ligger nær grensen til Tyskland som gjør at spredningen samlet blir større.

2.2.5 Norge

For høyt og medium scenario er det hentet data fra Tradewindprosjektet[3]. Estimatenes der som er utarbeidet av SINTEF, deler offshorekapasiteten inn i tre områder. Summen av kapasitetene for område én og to er brukt her. For lavt scenario er det kun installert en park, Hywind.

I Norge er det 21 parker fra syd i Nordsjøen helt opp til Stadt. Den nordligste parken er Stadtvind som ligger utenfor Stadt. 1 turbin er i drift(Hywind), 9 prosjekter har fått konsesjon, 7 søker konsesjon og resten er planer og utviklingsområder.

Dette gir da samlet installert effekt i høyt, medium og lavt scenario på 5570 MW, 1850 MW og 2 MW Gjennomsnittsstørrelsen på parkene er 2 MW(lav), 88 MW(medium) og 265 MW(høy). Norge har liten installert effekt i forhold til hvor stort området er. Ca. halvparten av produksjonskapasiteten er regnet å ligge i området sør for fastlandsnorges sørligste punkt.

2.2.6 Storbritannia

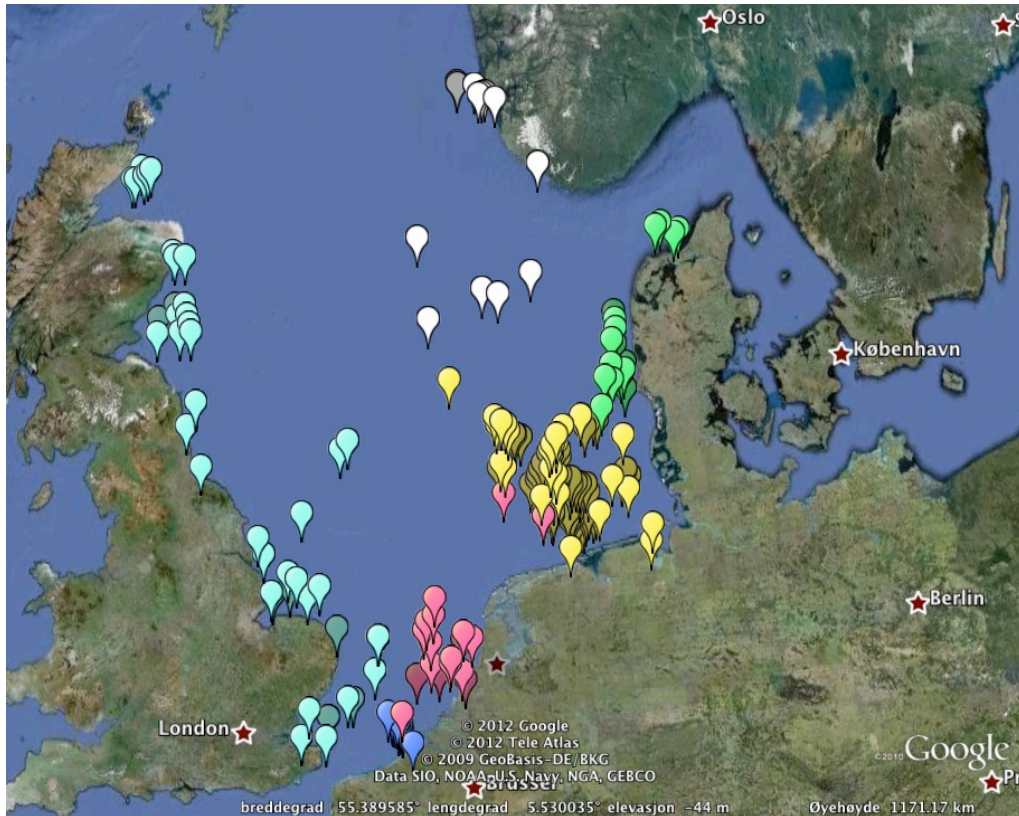
For Storbritannia er scenarioene basert på rapporten "UK future energy scenarios"[9] av National Grid. Scenarioene fra rapporten, "slow progression", "gone green" og "accelerated growth" er utgangspunkt for henholdsvis lavt, medium og høyt scenario. Videre antas det at 2/3 av utbyggingen av offshore vindkraft skjer i Nordsjøen.

Storbritannia har 48 områder utenfor østkysten. 6 parker er oppført, 5 er under oppføring, 6 prosjekter har fått konsesjon, 7 har søkt konsesjon og 24 områder er under utvikling.

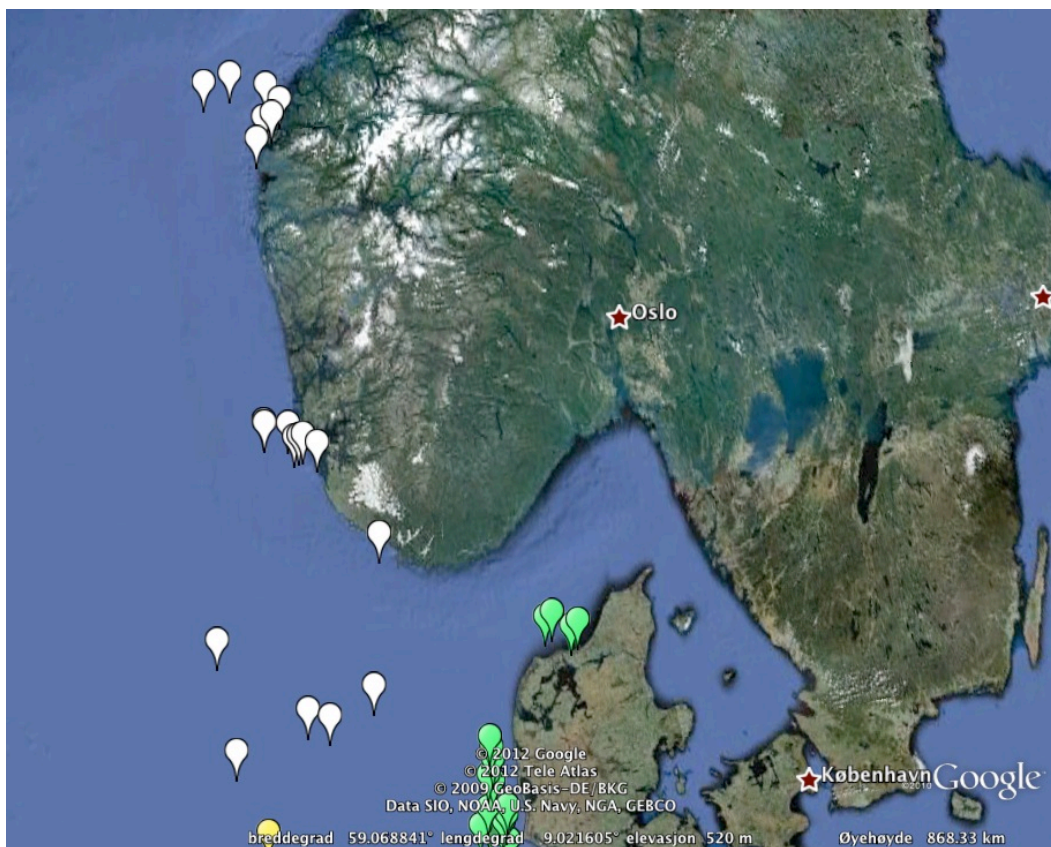
Det antas da en utbygging i Storbritannia på 33 181 MW i høyt scenario, 25 097 MW i medium scenario og 11 336 i lavt scenario. Gjennomsnittsstørrelsen på parkene er 241 MW(lav), 534 MW(medium) og 706 MW(høy). Storbritannia har stor kapasitet som er spredt over et stort område og mange store parker.

2.3 Geografisk beliggenhet og spredning

Figur 2-1 og 2-2 viser geografisk beliggenhet for vindparkene. Hver park er merket med en markør hvis farge antyder hvilket land vindparken er bygget i. Dette kartet sier ikke noe om størrelsen på parken.



Figur 2-1: Vindparker i Nordsjøen 2030. Parker i Norge er merket med hvitt, Danmark er grønt, Tyskland er gult, Nederland er rødt, Belgia er mørkeblått og Storbritannia er lyseblått. Til sammen 202 parker



Figur 2-2: Vindparker i Norge 2030 er merket med hvitt. I alt 21 vindparker i Norge

Som vi kan se av figur 2-1 er det stor forskjell på den geografiske spredningen av vindparkene. Belgia har svært liten geografisk spredning, alle parkene er samlet på et lite område. Nederland har også mye kapasitet samlet på ett sted, men har noen parker nær grensen til Tyskland som gjør at kapasiteten blir noe spredt. Tyskland har et litt større område, men har også mye mer kapasitet installert. Danmark har noe spredt kapasitet, spesielt med noen parker som ligger adskilt lengre nord. Storbritannia har stor geografisk spredning, men har stor kapasitet. Mye av kapasiteten er også samlet i store parker. Gjennomsnittsparken for Storbritannia i høyt scenario er 691 MW per park, noe som er over dobbelt så mye som noe annet land. Norge (figur 2-2) har en stor spredning på sine parker. Parkene er samlet i tre klynger: én utenfor Stadt, en utenfor Rogaland og resten er sør for fastlandsnorge. Norge har liten installert effekt.

2.4 Oppsummering av vindscenarioene

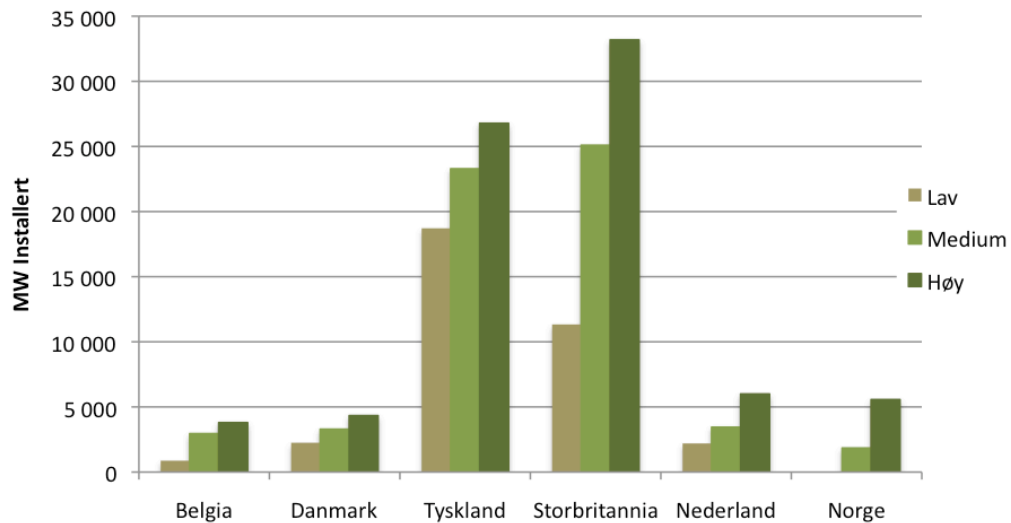
Tabell 2-2 og figur 2-3 gir et overblikk over vindkraftkapasiteten i de forskjellige landene ved de forskjellige scenarioene.

Tabell 2-2: oppsummering av vindkraftscenarioer Nordsjøen 2030

Installert effekt	2030		
	Lav	Medium	Høy
Belgia	876	2 957	3 800
Danmark	2 254	3 296	4 338
Tyskland	18 717	23 289	26 782
Storbritannia	11 336	25 097	33 181
Nederland	2 200	3 450	6 000
Norge	2	1 850	5 570
Hele Nordsjøen	35 385	59 938	79 671

Utbyggingen utgjør totalt 35 385 MW i lav, 59 938 MW i medium og 79 671 i høyt scenario. Store deler av kapasiteten er i Tyskland og Storbritannia. Dette gjør at den geografiske spredningen av kapasiteten i virkeligheten ikke er så stor. Det er forskjellig hvor mye landene øker i kapasitet fra et scenario til et annet. Danmark og Tyskland har relativt små endringer, mens Storbritannia og Norge har stor forskjell mellom lavt og høyt scenario. Balansen mellom landene endrer seg. I det lave scenarioet har Storbritannia 32 % av kapasiteten og Tyskland har 53 % av kapasiteten. I medium scenario har Storbritannia 42 % og Tyskland 39 % og i det høye scenario har Storbritannia fortsatt 42 %, mens Tyskland har en andel på 34 %. Storbritannia får mer å si for helheten og Tyskland får mindre å si. Til sammen utgjør andre land mer i de høye scenarioene. Dette gjør at spredningen derfor blir større i høyt og medium scenario enn i lavt.

Vindkraft i Nordsjøen 2030



Figur 2-3: Installert effekt i de forskjellige områdene ved de forskjellige scenarioene

Kapittel 3 Generering av vinddata

For å generere tidsserier for vindkraftproduksjon er det brukt en modell beskrevet i [10].

Modellen bruker det numeriske værmodellbaserte verktøyet COSMO EU som lager vinddata med høy oppløsning. Videre justerer modellen for navhøyde på turbinene og kalkulerer produksjon ved hjelp av en produksjonskurve.

3.1 COSMO data

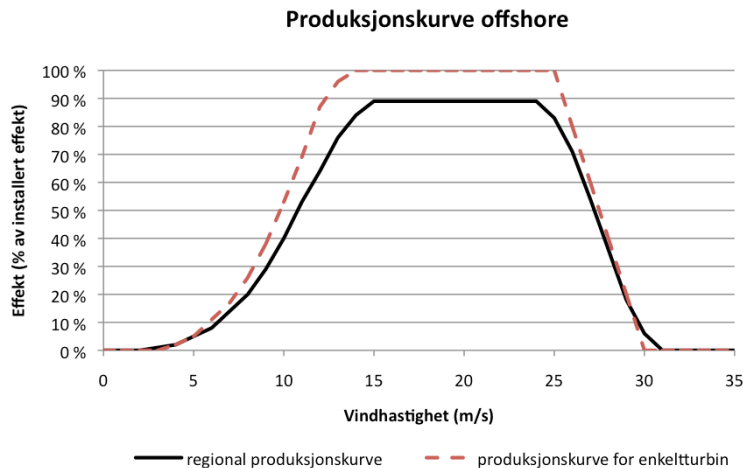
Verktøyet COSMO EU genererer vindhastigheter i 10 meters høyde for 647 x 647 punkter i hele Europa, nordkysten av Afrika og Øst-Atlanterhavet. Avstanden fra punkt til punkt er 7 km. Modellen er laget av Consortium for Small Scale Modeling som har designet flere modeller for både numeriske værmodeller og forskjellige vitenskapelige anvendelser[11]. Modellering med COSMO data har vist å gi svært høy treffsikkerhet sammenlignet med virkelig produksjon[10].

Dataserien som er brukt i denne analysen er basert på data fra 2010. Det er usikkert om 2010 er et år med høyere eller lavere produksjon enn andre år eller om det er mer eller mindre variasjoner enn andre år.

For hver vindpark blir det generert vindhastigheter for hver time i et helt år. Siden vindhastighetene fra COSMO er for 10 meters høyde brukes en skaleringsfaktor for å skalere vindhastigheten opp til turbinhøyde. Skaleringsfaktoren er en funksjon av høydeforskjellen mellom turbinhøyden og vindhastighetshøyden, og en faktor som beskriver ujevnheten i terrenget. Turbinhøyden er antatt å være 60 m og data for ujevnheter i terrenget er innebygget i modellen.

3.2 Fra vinddata til produksjonsdata

Vindkraftproduksjonen for hver park i hvert tidssteg blir kalkulert med en "ekvivalent vindproduksjonskurve" som blir beskrevet i [12].



Figur 3-1: Regional produksjonskurve og produksjonskurve for enkeltturbin for offshore vind i fremtidsscenarioer [12]

Det er flere forhold som skiller en regional produksjonskurve fra produksjonskurven for en enkeltturbin. For det første er det tatt hensyn til reduksjon i produksjon som følge av vakeeffekt. I store vindparker får turbiner som står nedstrøms i forhold til vinden et tap i produksjonen. For det andre tar produksjonskurven hensyn til at ikke alle turbinene kutter produksjonen likt som følge av høye vindhastigheter. I større parker vil ikke vindkastene treffe alle turbinene samtidig og derfor får produksjonskurven en flatere hale. For det tredje er det lagt inn en effekt av topografien der vindparken er plassert. Store forskjeller i terrenget innenfor en park vil føre til at vindhastigheten er forskjellig ved forskjellige turbiner. For offshore vindparker er denne effekten mindre. Videre er det tatt høyde for elektrisk effektivitet og tilgjengelighet. Offshore vindkraft får en lavere tilgjengelighet siden aksessen til parkene er vanskelig.

Det er også tatt høyde for fremtidig utvikling av vindturbiner. For eksempel er det antatt at fremtidens turbiner vil kunne tåle vindhastigheter opp mot 30 m/s før de kutter produksjonen.

Siden dette er en kurve som er designet for å beregne produksjon fra regioner, er det tatt høyde for utjevninger som følge av geografisk spredning over store områder. Produksjonskurven er derfor slakere frem mot maksimal produksjon. Variasjoner i vinden kan derfor være underestimert. Siden parkene offshore er store, er det riktig å bruke en kurve som iberegner tap og geografisk spredning.

3.3 Aggregering av vinddata

For hver time summeres produksjonen for hver vindpark i det enkelte land:

$$P_l^t = \sum_{p=1}^n (P_p^t)$$

Ligning 3-1

Der P_l^t er produksjonen i time t i land l. P_p^t er produksjonen i vindpark p i time t, og n er antall vindparker i land l. På samme måten lages det tidsserier for hele Nordsjøen ved at produksjonen fra alle landene aggregeres. Dette gjøres for alle scenarioer.

Produksjonsdataene for hver park er lagt sammen slik at vi får en aggregert tidsserie fra hvert land for hvert scenario. Produksjonen for alle landene er også lagt sammen slik at vi også får en aggregert tidsserie for hele Nordsjøen. Hver dataserie har 8760 punkter – en for hver time i året.

Kapittel 4 Analyse av produksjonsserier

I dette avsnittet vil Nordsjøtidsserien bli analysert for både lav, medium og høy scenario, mens tidsseriene for hvert enkelt land vil stort sett bare bli analysert i medium scenario. Når de forskjellige landene skal sammenlignes er det mest interessant å se på normaliserte tidsserier som viser produksjon i forhold til installert effekt. Disse tallene varierer svært lite.

Tabell 4-1: Statistikk for produksjonsserier(8760 timer) for alle områdene i medium scenario. Prosenttallene er oppgitt i prosent av installert effekt

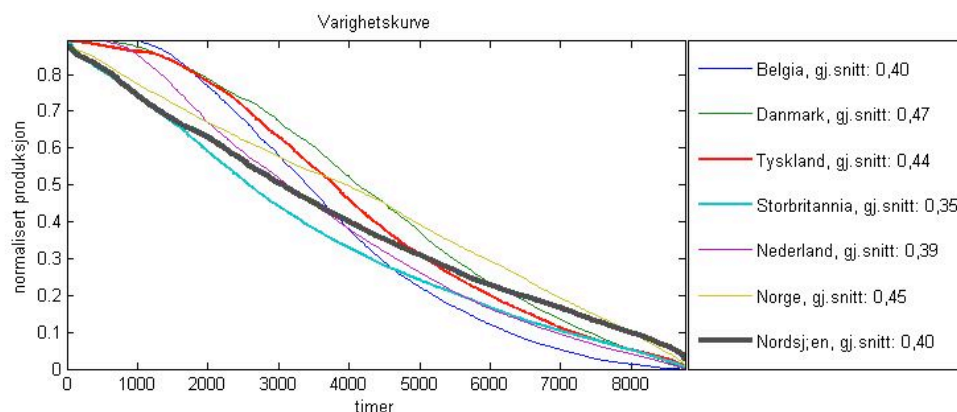
	Belgia	Danmark	Tyskland	Storbritannia	Nederland	Norge	Nordsjøen
Installert effekt (MW)	2 957	3 296	23 289	25 097	3 450	1 850	59 938
Gjennomsnitt %	39,70 %	46,90 %	44,00 %	35,30 %	39,20 %	45,00 %	40,10 %
Fullasttimer	3 474	4 106	3 854	3 092	3 437	3 941	3 509
Årsproduksjon (TWh)	10,3	13,5	89,8	77,6	11,9	7,3	210,3
Median %	31,20 %	46,80 %	39,60 %	29,10 %	33,40 %	46,30 %	36,20 %
Standardavvik %	32,90 %	30,30 %	30,50 %	25,60 %	29,30 %	24,50 %	24,00 %
min %	0,00 %	0,00 %	0,50 %	0,06 %	0,06 %	0,92 %	2,52 %
maks %	89,00 %	89,00 %	89,00 %	89,00 %	89,00 %	88,50 %	88,60 %

Tabell 4-1 viser nøkkelstatistikk for medium scenario med alle landene samt Nordsjøen som helhet. Prosenttallene er oppgitt i prosent av installert effekt.

Tallene viser betydelig forskjeller i vindressursene. Danmark har høyest gjennomsnittsproduksjon i forhold til installert effekt med 46,9 %, noe som tilsvarer litt over 4100 fullasttimer. Norge har ca. 3940 fullasttimer og Tyskland ca 3840 fullasttimer. Lavest relativ gjennomsnittproduksjon har Belgia, Nederland og Storbritannia.

Dette gir utslag på hvor mye som blir produsert i løpet av et år. Tyskland produserer mer enn Storbritannia selv om Storbritannia har høyere installert effekt. Likedan produserer Danmark mer enn Nederland.

Medianen er den midterste verdien dersom man setter alle verdiene i en tidsserie i stigende eller synkende rekkefølge som er vist i figur 4-1. Medianen er da time nr 4380. Medianverdien i forhold til gjennomsnittet forteller noe om forskjell i tettheten av dataene over og under gjennomsnittet. De fleste områder har en medianverdi under gjennomsnittet. Da er tettheten størst under gjennomsnittet og produksjonen over gjennomsnittet er mer spredt. Som vi kan se av Belgia i figur 4-1 er kurven brattere over gjennomsnittet enn under. Norge og Danmark har omtrent like høy median som gjennomsnitt og vindproduksjonen er derfor omtrent likt fordelt over og under gjennomsnittet.



Figur 4-1: Normalisert varighetskurve for medium scenario

Standardavvik forteller hva som er det gjennomsnittelige avviket fra gjennomsnittet for tidsserien og forteller hvor stabil vinden er. Et lavt standardavvik betyr at produksjonen har en sentral fordeling med mange timer nær gjennomsnittet.

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^n (P_t - \bar{P})^2}{n}}$$

Ligning 4-1

Områdene Storbritannia, Norge og Nordsjøen som helhet har lavere standardavvik i forhold til installert effekt enn de andre områdene. Belgia har høyest. Dette kan vi også se fra figur 4-1 der områdene med høyt standardavvik har brattere kurver og at produksjonen dermed er mindre sentrert rundt gjennomsnittsproduksjonen. De områdene med lavest standardavvik i forhold til installert effekt er områdene som har størst geografisk spredning. Belgia som er det minste området har størst standardavvik.

Av laveste og høyeste verdier i tidsserien kan vi også se at det er en viss utjevningseffekt når området blir større. Aggregert produksjon fra hele Nordsjøen har lavere maksimalproduksjon og høyere minimumsproduksjon i forhold til installert effekt enn hvert enkelt land for seg.

4.1 Nordsjødata

Tabell 4-2 viser nøkkeltall for dataseriene for Nordsjøen for alle scenarioene.

Tabell 4-2: Statistikk for produksjonsserier(8760 timer) for Nordsjøen i alle scenarier. Prosenttallene er oppgitt i prosent av installert effekt

	Lav	Medium	Høy
Installert effekt	35 385 MW	59 938 MW	79 671 MW
Årsproduksjon	125,9 TWh	210,3 TWh	279,5 TWh
Gjennomsnitt (MW)	14 378	24 010	31 907
Gjennomsnitt (%)	40,6 %	40,1 %	40,0 %
Standardavvik (%)	24,9 %	24,0 %	23,5 %
Minste produksjonsnivå (MW)	630 MW	1 513 MW	2 299 MW
Minste produksjonsnivå (%)	1,8 %	2,5 %	2,9 %

Gjennomsnittsproduksjonen for de tre scenarioene er omtrent den samme i forhold til installert effekt. Gjennomsnittet blir noe lavere i medium og høyt scenario som følge av at Storbritannia som har lav gjennomsnittsproduksjon får en større andel av produksjonen. Spredningen minker med i de høyere scenarioene: Standardavviket reduseres fra 24,9 % av installert effekt til 23,5 % av installert effekt. Minste produksjonsnivå øker, både MW og i prosent av installert effekt.

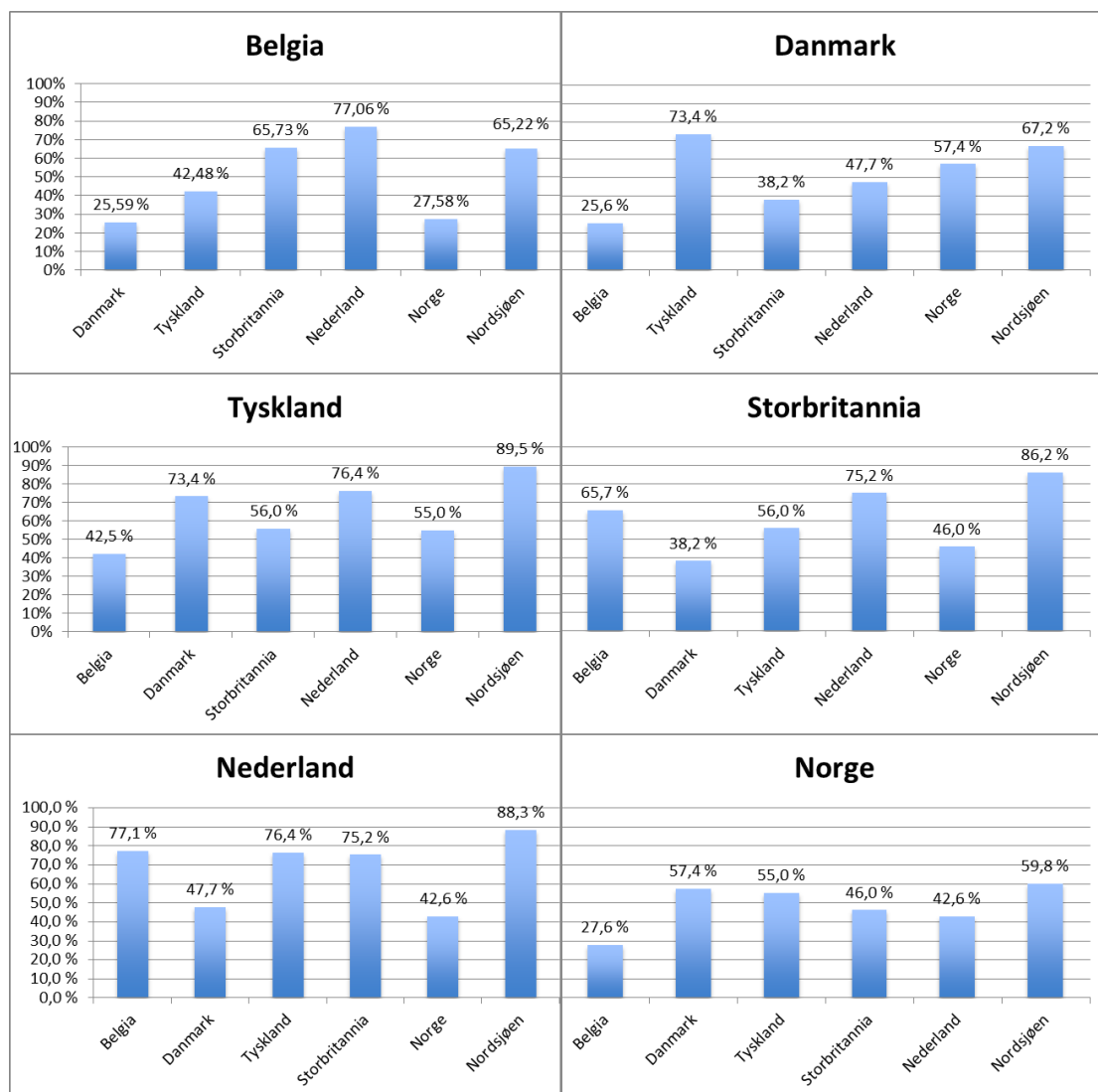
4.2 Korrelasjon i vindkraftproduksjon

Krysskorrelasjon er et mål på hvor stor samvariasjonen er mellom to tidsserier. Krysskorrelasjonen $r_{x,y}$ for tidsseriene x og y blir regnet ut i ligning 4-2:

$$r_{x,y} = \frac{\sum_{t=1}^n (x_t - \bar{x})(y_t - \bar{y})}{n\sigma_x\sigma_y} \quad \text{Ligning 4-2}$$

\bar{x} og \bar{y} er gjennomsnittsproduksjonen for tidsserie x og y. x_t og y_t er produksjonen i time t, σ_x og σ_y er standardavviket for x og y. n er antall timer i tidsserien. Krysskorrelasjonen er et tall mellom -1 og 1 der 1 er perfekt korrelasjon og -1 betyr at tidsseriene beveger seg totalt motsatt av hverandre. For vindserier betyr det at aggregert produksjon fra to områder som har lav korrelasjon vil være jevnere.

Krysskorrelasjonen mellom tidsseriene for alle områdene i medium scenario er presentert i figur 4-2.



Figur 4-2: Krysskorrelasjon mellom alle områder i medium scenario

Korrelasjon mellom vindparker avhenger sterkt av avstanden mellom vindparkene[13]. Dette ser vi også i figur 4-2. Land som ligger nær hverandre er: Danmark og Tyskland, Tyskland og Nederland, Nederland og Belgia, Belgia og Storbritannia, Nederland og Storbritannia. Alle disse par av land har høy grad av korrelasjon. Det er ikke overraskende at Belgia og Nederland er de landene som har høyest korrelasjon.

Land som ligger langt fra hverandre og har lav korrelasjon er: Danmark med Nederland, Belgia og Storbritannia og Norge med de samme landene og Tyskland og Belgia. Belgia og Danmark, og Belgia og Norge har lavest korrelasjon.

Økt overføringskapasitet og integrering mellom landene med lav korrelasjon vil bidra til mer stabil og jevn produksjon. For landene med høyere korrelasjon vil økt overføringskapasitet ikke jevne ut like mye.

Dersom hele Nordsjøen integreres kan det være fornuftig å bygge ut mer i områder der korrelasjonen med Nordsjøtidsserien er lav. Lavest er den for

Norge, Danmark og Belgia. Dette gir størst bidrag til utjevning av produksjonen.

4.3 Sesongvariasjoner i vindkraftproduksjon

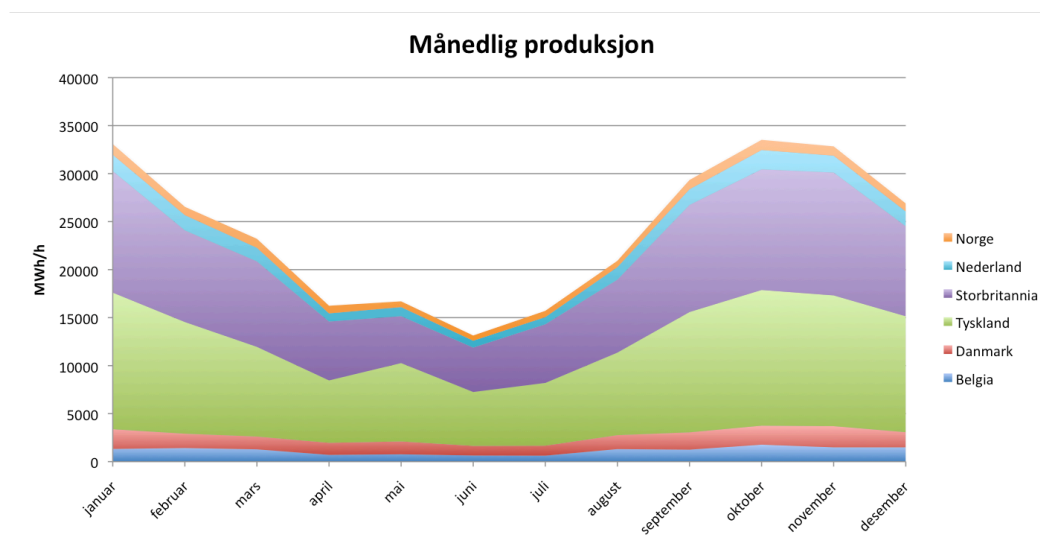
Sesongvariasjoner i vær og vind har stor innvirkning på vindkraftproduksjon. Sesongvariasjoner er viktig når vindkraft skal inn i et system med andre sesongavhengige produksjonskilder

For å fremstille sesongvariasjonene er det delt inn i 12 like lange måneder på 730 timer. Deretter er gjennomsnittsproduksjonen for hver måned blitt beregnet. Ligningen under viser utregningen av gjennomsnittet for januar og er et eksempel på utregningen av månedlig gjennomsnitt.

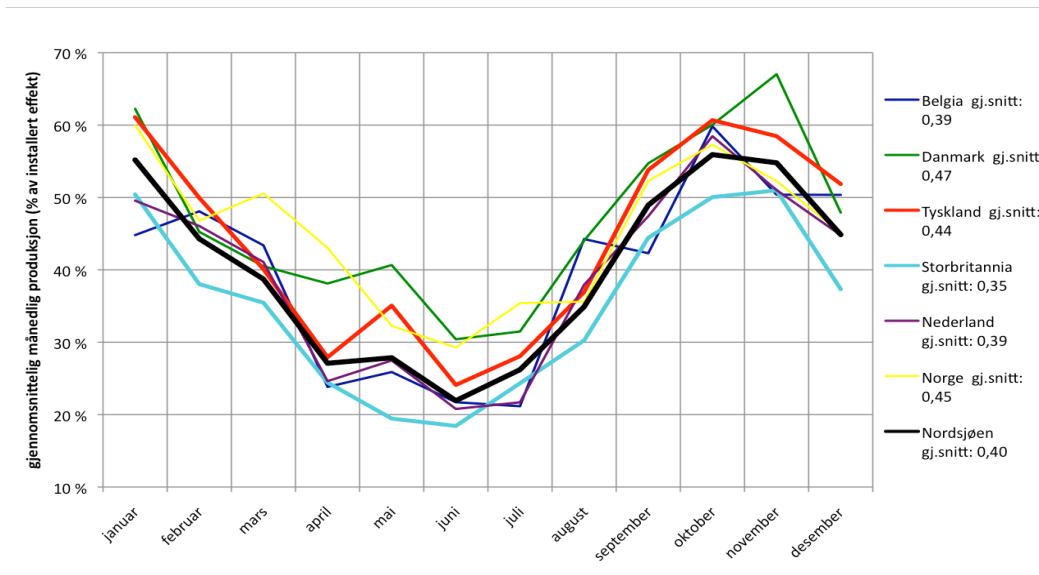
$$\bar{P}_{januar} = \frac{\sum (P_1 + P_2 + \dots + P_{730})}{730}$$

Ligning 4-3

Der \bar{P}_{januar} er gjennomsnittelig produksjons nivå for januar. P_1 , P_2 og så videre er produksjonen i for hver time i januar.



Figur 4-3: Gjennomsnittelig månedlig produksjonsnivå i Nordsjøen ved medium scenario



Figur 4-4: Gjennomsnittelig månedlig produksjonsnivå vist i prosent av installert effekt. Alle land i medium scenario

I figur 4-2 og figur 4-4 er sesongvariasjonene for hvert område fremstilt i total produksjon og normalisert i forhold til installert effekt i området. For hele Nordsjøen produseres det mer enn gjennomsnittelig fra september til februar, mens det produseres mindre enn gjennomsnittet fra mars til august. Lavest produksjon er det i juni med 22 % av installert effekt, noe som er 55 % av gjennomsnittsproduksjonen gjennom hele året. Høyest er det i oktober med 56 % av installert effekt som er 139,6 % av årlig gjennomsnitt. De forskjellige landene følger hverandre nokså likt med lavere produksjon på sommeren enn vinteren. Norge og Danmark skiller seg ut ved at de har høyere produksjon på sommeren/våren enn de andre landene.

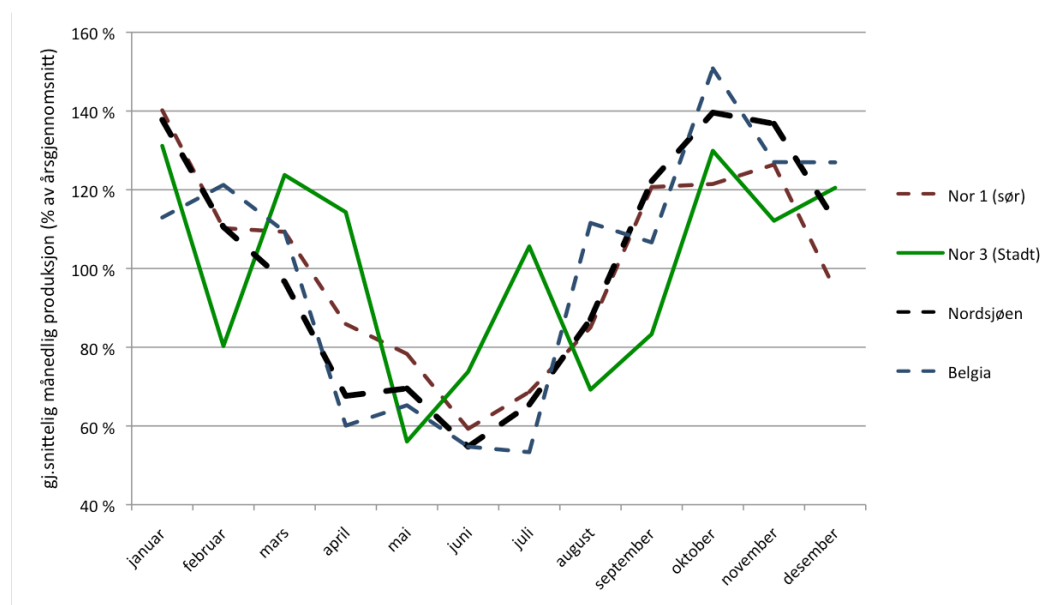
Tabell 4-3: Standardavvik og differanse mellom maks og min for gjennomsnittelig månedlig produksjon

	Belgia	Danmark	Tyskland	Storbritannia	Nederland	Norge	Nordsjøen
Standardavvik	12,5 %	11,4 %	13,0 %	11,5 %	12,1 %	9,6 %	11,8 %
Maks - Min	38,7 %	36,6 %	37,0 %	32,6 %	37,7 %	30,7 %	34,0 %

Tallene i tabell 4-3 gir et grunnlag for å sammenligne sesongvariasjonene i de forskjellige områdene. "Maks - Min" er differansen mellom måneden det produseres mest og måneden det produseres minst målt prosent av installert effekt. Standardavviket er gjennomsnittelig avvik fra gjennomsnittelig årlig produksjon, også oppgitt i prosent av installert effekt. Størst sesongvariasjon er det i Belgia, der forskjellen mellom høyest og lavest månedlig produksjon er 38,7 % av installert effekt. Standardavviket er også det høyeste. Norge har lavest sesongvariasjoner, differansen mellom høyeste og laveste måned er 30,7 % og standardavviket er 9,6 %. Storbritannia har også lite sesongvariasjoner i forhold til de andre landene.

Vi ser her at geografisk store områder har noe lavere sesongvariasjoner enn små områder. Allikevel har Nordsjøen, som er det største området, større variasjoner enn både Norge og Storbritannia. Det er også større forskjell i standardavviket mellom Norge og Nordsjøen enn mellom Nordsjøen og Belgia. Dette kan være fordi mye av produksjonen i Nordsjøen er samlet i

sør rundt Tyskland, Belgia, Nederland og sør i Storbritannia, slik at områdene som ligger nord i Storbritannia og nord i Norge har liten påvirkning på totalen. Norge og Storbritannia er langstrakte og har en jevnere geografisk fordeling av produksjonskapasiteten.



Figur 4-5: Sammenligning av gjennomsnittelig månedlig produksjon for områdene Nor 1, Nor 3, Nordsjøen og Belgia. Gjennomsnittelig månedlig produksjonsnivå er oppgitt som andel av årlig gjennomsnitt

I figur 4-5 blir to ulike områder i Norge sammenlignet med Nordsjøen som helhet og Belgia, et område som ligger langt fra Norge. Nor 1 er samlet produksjon for alle parker i Norge sør for Norges sørligste punkt, mens Nor 3 er aggregert produksjon for alle vindparkene utenfor Stadt. Gjennomsnittelig månedlig produksjon er fremstilt i forhold til gjennomsnittelig årlig produksjon. Figuren viser hvordan området Nor 3 varierer uavhengig av de andre områdene. Området sør i Norge varierer mer likt med Belgia enn det gjør med området utenfor Stadt.

Dette tyder på at sesongvariasjonene i området mellom sør i Norge og Belgia, der største delen av produksjonen i Nordsjøen er plassert, er i høy grad korrelert. Områdene lenger nord er derimot mer uavhengig. Dette forklarer hvorfor Nordsjøen har større variasjoner enn Norge og Storbritannia. Vi kan derfor ikke konkludere med at sesongvariasjoner jevnes ut med større geografisk spredning og økt overføringskapasitet vil har lite å si for utjevning av månedlige variasjoner.

4.4 Variasjoner i vindproduksjon over døgnet

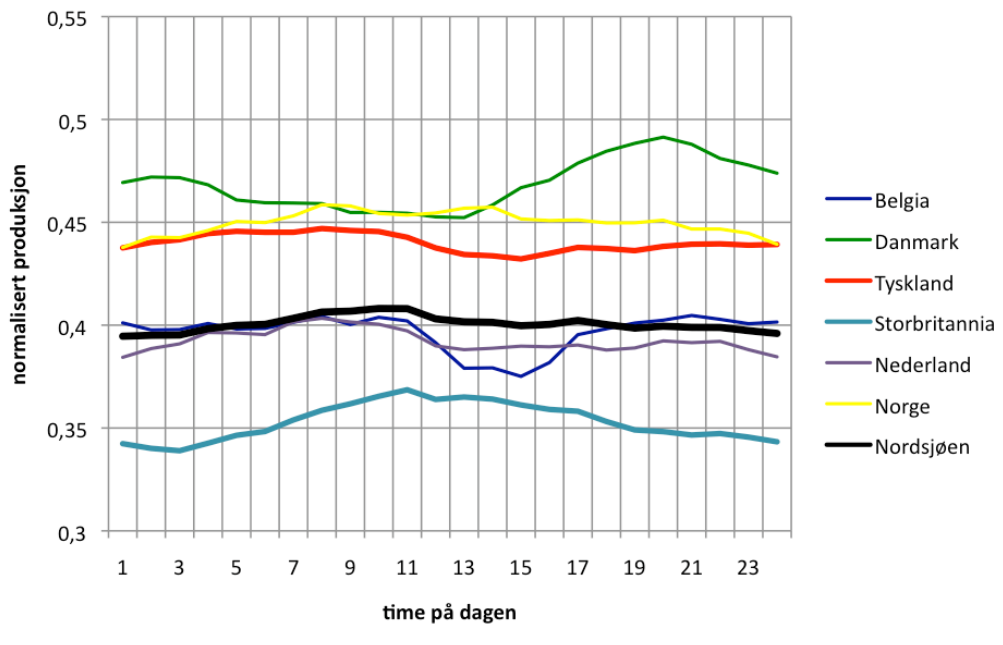
Tidsserier for hvert døgn har blitt laget og det har blitt studert hvordan time det er på døgnet påvirker vindkraftproduksjon. Tidsserien er delt inn i 365 perioder på 24 timer. De første 24 timene i tidsserien representerer 1. januar, de 24 neste er 2. januar osv. Deretter er gjennomsnittet blitt utregnet for hver time i døgnet, som vist med døgn 1:

$$\overline{P1} = \frac{(P1_{1.januar} + P1_{2.januar} + \dots + P1_{31.desember})}{365}$$

Ligning 4-4

der $\overline{P1}$ er gjennomsnittelig produksjonsnivå for time 1. $P1_{1.januar}$ er time 1 i januar og så videre.

Figur 4-6 viser produksjonen for gjennomsnittsdøgnet.



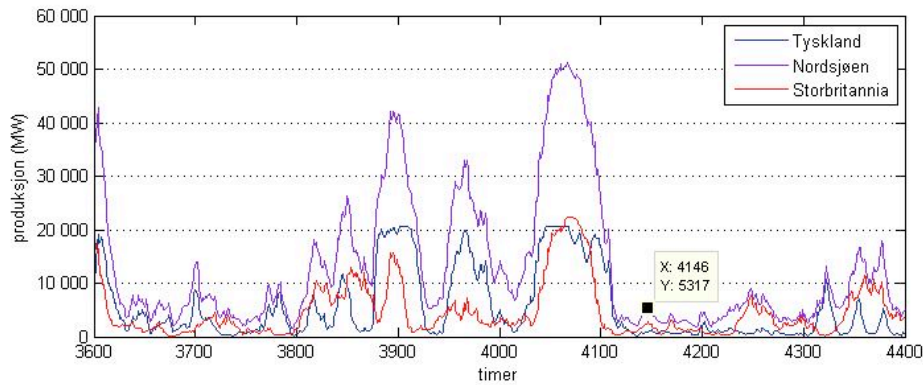
Figur 4-6: Normalisert gjennomsnittsproduksjon for hver time av døgnet. Alle land i medium scenario

Det er ikke store variasjoner i vindproduksjonen som følge av time på døgnet. Mange land har vanligvis litt lavere produksjon om natten enn om dagen. Den største variasjonen er i Danmark der produksjonen har et lite oppsving på kvelden. Variasjon skyldes først og fremst variasjon i sommermånedene juni, juli og august der produksjonen i snitt er 30 % klokken 10 på morgen og 39% klokken 21 på kvelden. Ellers er produksjonen nokså flat gjennom døgnet resten av året.

4.5 Perioder med lav vindproduksjon og vindstille

Perioder med lav produksjon er en ulempe for alle uregulerbare kilder. I disse periodene må det være tilgjengelig kapasitet av andre energikilder som kan settes inn slik at produksjonen for hele systemet er høy nok. Alternativt kan forbruk reduseres.

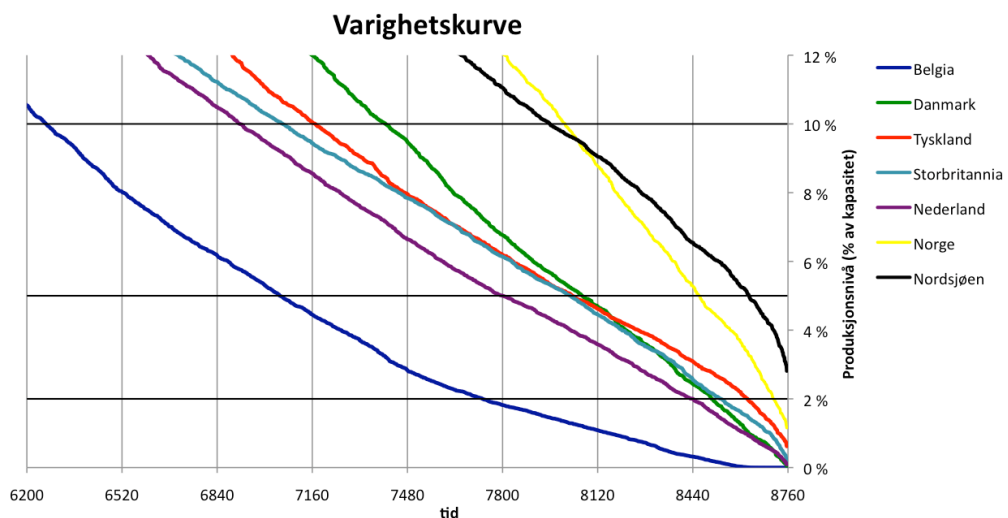
Figur 4-7 viser den kronologiske tidsserien for juni med Tyskland, Storbritannia og Nordsjøen som helhet i medium scenario.



Figur 4-7: Produksjonsserie i juni for Tyskland, Storbritannia og Nordsjøen i medium scenario

Juni, som er en av månedene med lavest gjennomsnittsproduksjon, har flere perioder nesten uten produksjon. Når det er svak produksjon i både Storbritannia og Tyskland blir produksjonen fra Nordsjøen liten. Punktet som er avmerket er en topp i den lengste perioden med lav produksjon og markerer at i time 4146 produseres det 5317 MW fra Nordsjøen, noe som tilsvarer ca 8,9 % av installert effekt. Produksjonen er under 10 % av installert effekt i 121 timer (over 5 døgn) sammenhengende. Lengden på slike perioder er viktig fordi det avgjør hvilke type ressurser som egner seg til å kompensere.

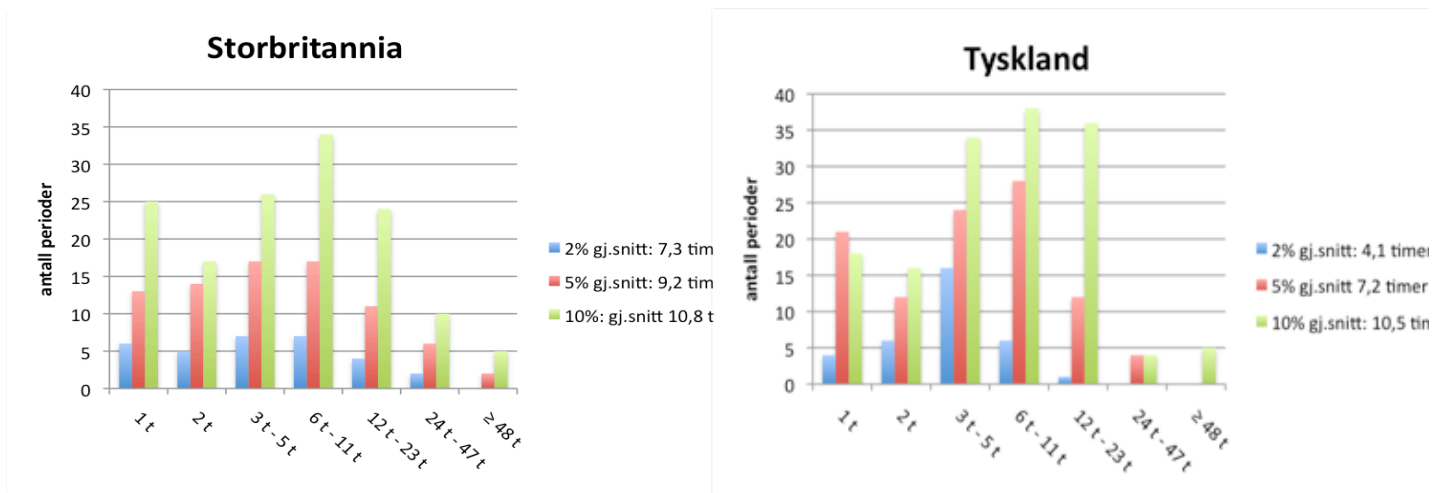
For å analysere dette nærmere brukes tre forskjellige nivåer av lav produksjon: 2 %, 5 % og 10 % av kapasitet. Dette tilsvarer ca. 5 %, 12 % og 25 % av gjennomsnittet hvis gjennomsnittet er 40 % av kapasitet. Som tidligere nevnt har Nordsjøen, Belgia og Nederland en gjennomsnittsproduksjon på ca. 40 %. Norge, Danmark og Tyskland litt over dette, mens Storbritannia produserer litt under. Det er sannsynlig at områder med lavere gjennomsnittsproduksjon har flere timer med lav produksjon.



Figur 4-8: De 2560 timene med lavest produksjon. 2 %, 5 % og 10 % av installert effekt er markert. Alle områder i medium scenario

Figur 4-8 viser halen av varighetskurven vi så i figur 4-1. Vi kan her se hvor mange timer de forskjellige områdene produserer under de ulike nivåene for lav produksjon. Belgia har klart flest timer på alle nivåene og Nederland har nest mest. Norge og Nordsjøen har færrest timer med lav produksjon – Nordsjøen har færrest timer under 2 og 5 %, mens Norge har færrest timer under 10 %. Norge og Danmark skiller seg ut ved at de har brattere kurver enn andre land. Danmark har flere timer på 2 % nivået enn både Tyskland og Storbritannia, men færre timer på 10 % nivået. Dette på tross av at Danmark er et mindre område geografisk. Storbritannia har mange timer med lav produksjon i forhold til størrelsen på området.

4.5.1 Varighet av perioder med lav produksjon



Figur 4-9: Perioder med produksjon under 2 %, 5 % og 10 % av installert effekt fordelt på varigheten for hver periode. Storbritannia og Tyskland i medium scenario

Figur 4-9 viser fordelingen av varigheten på perioder med lav produksjon for Tyskland og Storbritannia. For ingen av landene er det spesielt stor vekt av perioder med varighet på 1 eller 2 timer. Selv for perioder med produksjon så lav som 2 % av kapasitet vil de fleste av periodene ha en varighet over 3 timer.

Tabell 4-4 viser lengde for lengste periode med lav produksjon og gjennomsnittslengder for periodene.

Tabell 4-4: Lengde på perioder med lav produksjon. Lengde på lengste periode / gjennomsnittslengde på periode. Oppgitt i timer

	2 %	5 %	10 %
Belgia	58 / 6	99 / 8	122 / 10
Danmark	28 / 4	37 / 6	62 / 8
Tyskland	15 / 4	46 / 7	109 / 11
Storbritannia	39 / 7	84 / 9	177 / 11
Nederland	15 / 5	49 / 8	146 / 9
Norge	4 / 3	20 / 5	60 / 8
Nordsjøen med	0 / -	11 / 5	121 / 11

På 2 %-nivået rangerer de lengste periodene i hvert område fra 4 timer i Norge (hvis vi ser bort i fra Nordsjøen) til 58 timer for Belgia. Gjennomsnittelig lengde rangerer fra 2,6 i Norge til 7,3 timer for

Storbritannia. På 5 % nivået rangerer lengste periode seg fra 11 timer for hele Nordsjøen til 99 timer i Belgia. Gjennomsnittet for periodene rangerer fra 5,0 timer i Nordsjøen til 9,2 timer i Storbritannia. På 10 % nivået rangere lengste periode fra 60 timer i Norge til 177 timer i Storbritannia. Gjennomsnittet rangerer fra 8,2 timer i Danmark til 10,8 timer for Storbritannia.

Belgia som har klart mest timer og perioder med produksjon på 2 % og 5 %-nivået har naturlig nok de lengste periodene. Allikevel er det Storbritannia som har lengst gjennomsnittsperioder. Dette kan skyldes en kombinasjonen av at Storbritannia er et stort område og har lav gjennomsnittsproduksjon. Store områder har mindre variasjoner[13] som gjør at om produksjonen først er lav vil den vært lav en stund. Med en lav gjennomsnittsproduksjon vil naturlig nok mange av timene være med lav produksjon. Det motsatte kan vi si om Danmark som har høy gjennomsnittsproduksjon, men ikke like stor geografisk spredning. Der er det kortere perioder med lav produksjon på alle nivåene av lav produksjon. Spesielt på 10 %-nivået.

4.5.2 Kan bedre forbindelser redusere perioder med lav produksjon?

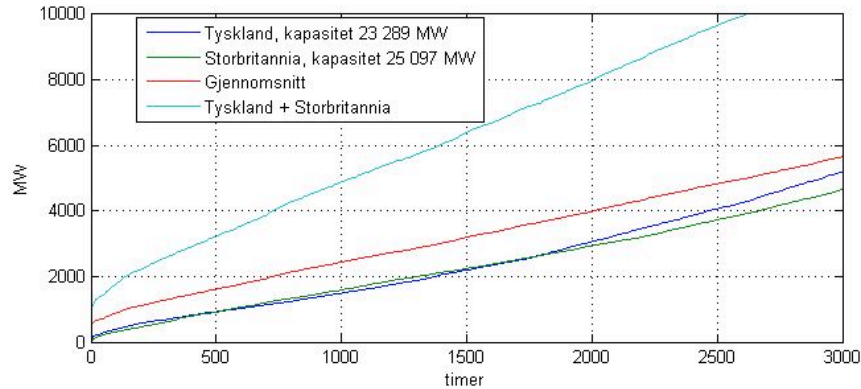
For å illustrere hvordan bedre forbindelser kan redusere problemet med lave produksjonsperioder er det blitt laget et eksempel der Tyskland og Storbritannia sees på som ett område. Nøkkeltall vises i tabell 4-5.

Tabell 4-5: Sammenligning av perioder med lav produksjon for Tyskland, Storbritannia og Tyskland og Storbritannia sett på som ett

		Tyskland (23 289 MW)	Storbritannia (25 097 MW)	Tyskland + Storbritannia (48 386 MW)
Andel av tiden	2 %	1,6 %	2,6 %	0,0 %
	5 %	8,3 %	8,4 %	2,9 %
	10 %	18,2 %	17,4 %	9,8 %
gjennomsnitt	2 %	4,1	7,3	1,0
	5 %	7,2	9,2	6,0
	10 %	10,5	10,8	8,4
lengste periode	2 %	15	39	1
	5 %	46	84	28
	10 %	109	177	69

Ved å se på Tyskland og Storbritannia som ett reduseres tiden med lav produksjon dramatisk. Timer med produksjon mindre enn 2 % av installert effekt reduseres til kun 1 time. Timer med produksjon under 5 % av installert effekt reduseres til under halvparten og timer med produksjon under 10 % av installert effekt reduseres med nesten halvparten. Reduksjonen i gjennomsnittelig varighet på perioder er også betydelige, spesielt for Storbritannia.

Figur 4-10 viser den samlede kurven for Tyskland og Storbritannia, samt en kurve der den samlede produksjonen er delt likt på to land(gjennomsnitt). Kurven som viser gjennomsnitt har hele tiden langt færre timer for hvert produksjonsnivå i forhold til kurven for Tyskland eller Storbritannia.



Figur 4-10: Sammenligning av timer med lav produksjon for Tyskland, Storbritannia, aggregert tidsserie for Tyskland og Storbritannia, og samme serie hvor produksjonen i hver time er delt på to. Tidsseriene er sortert i stigende rekkefølge

Kapittel 5 Analyse av vindvariasjoner

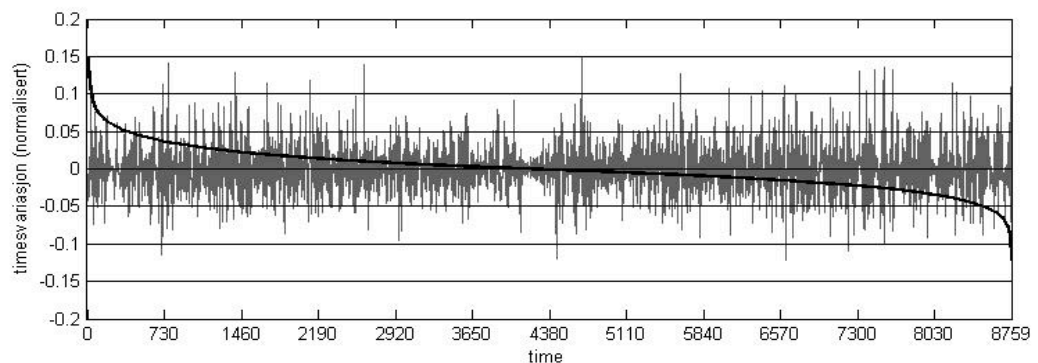
Vindvariasjoner er analysert på tre tidsnivåer: fra time til time, tretimesvariasjoner og 24-timesvariasjoner. Ved å se på langsiktigheten av variasjonene kan det bestemmes hvilke reserver som egner seg best.

5.1 Timevise vindvariasjoner

Dataserien for timevise vindvariasjoner finner vi ved å se på differansen mellom hver time og timen før:

$$\Delta P_t = P_t - P_{t-1} \quad \text{Ligning 5-1}$$

ΔP_t er variasjon i vind time t, P_t og P_{t-1} er vindproduksjon time t og timen før time t. Dette gir en dataserie på 8759 punkter for hvert område. Hvis hvert punkt deles på kapasiteten i området får vi en normalisert dataserie som er nyttig til å sammenligne områdene.



Figur 5-1: 1-timesvariasjoner i Nordsjøen høyt scenario. Normalisert tidsserie vist kronologisk og som en varighetskurve(sortert)

Figur 5-1 viser den normaliserte dataserie for Nordsjøen i høyt scenario. Dataserien er fremstilt både kronologisk og som en varighetskurve der alle

punktene er sortert i synkende rekkefølge. Over null er oppvariasjoner og under null er nedvariasjoner. En oppvariasjon er en økning i produksjon og kan føre til produksjonsoverskudd i kraftsystemet. Dette håndteres gjerne ved at andre enheter reduserer produksjonen sin. I verste fall kan vindkraft begrense produksjonen sin og det gjør at oppvariasjoner er lettere å håndtere enn nedvariasjoner. Ved store nedvariasjoner i vindkraftproduksjonen må andre produksjonsenheter produsere mer, eller forbruk må reduseres.

Vi kan se av figur 5-1 at de fleste variasjonene ligger under 10 % av kapasitet og at oppvariasjonene er større enn nedvariasjonene.

Tabell 5-1 er en oversikt over dataseriene for vindvariasjon for alle scenarioene for hele Nordsjøen.

Tabell 5-1: Nøkkeltall for timevise vindvariasjoner oppgitt i MW og som % av installert effekt. Andel av tid med store variasjoner er også presentert

Nordsjøen			
	Lav (35 385 MW)	Medium (59 938 MW)	Høy (79 671 MW)
Standardavvik (%)	3,0 %	2,7 %	2,6 %
Største økning (MW)	6 247	8 867	11 784
Største fall (MW)	-5 104	-7 284	-10 205
Største økning (%)	17,7 %	14,8 %	14,8 %
Største fall (%)	-14,4 %	-12,2 %	-12,8 %
Større enn 5 %	5,0 %	4,2 %	4,0 %
Mindre enn -5 %	4,3 %	3,1 %	2,6 %
Større enn 10 %	0,7 %	0,4 %	0,3 %
Mindre enn -10 %	0,2 %	0,0 %	0,1 %

Med høyere installert effekt går standardavviket i forhold til installert effekt ned. I forhold til installert effekt er det en endring fra 3,0 % til 2,6 %. Reduksjonen fra medium til høyt scenario er mindre, kun 1 %. Største oppvariasjon reduseres fra 17,7 % til 14,8 % fra lavt til medium og høyt scenario. Største nedvariasjon er i lavt scenario, og minste nedvariasjon er i medium scenario. I høyt scenario er den litt høyere enn i medium scenario. Antallet store variasjoner minker i scenarioene med høyere installert effekt. Oppvariasjoner som er større enn 5 % av kapasitet utgjør 5,0 % av tiden i lavt scenario og 4,0% i høyt scenario. Det er litt færre store nedvariasjoner. I lavt scenario er variasjonene mindre enn -5 % av kapasitet 4,3 % av tiden, mens det i høyt scenario er 2,6 % av tiden. Opp- og nedvariasjoner større enn 10 % av kapasitet er under 1 % av tiden i alle scenarioene.

Geografisk spredning gjør at det er relativt sett mindre vindvariasjoner i medium og høyt scenario enn i lavt. Det er mindre forskjell mellom medium og høyt scenario enn mellom lavt og medium scenario. Storbritannia, som har størst kapasitet i høyt scenario, har større relative vindvariasjoner i høyt enn i medium scenario (se vedlegg). Dette kan være på grunn av den store

forskjellen i kapasitet i de forskjellige scenarioene og at kapasitetsøkningen ikke skjer i alle parkene. Noen parker har samme kapasitet i alle scenarioene og disse vil bare utgjøre en liten del i høyt scenario. Konsekvensen av det blir at den geografiske spredningen av kapasiteten blir mindre og dermed også mindre utjevning av produksjonen.

Nedvariasjoner er betydelig mindre enn oppvariasjoner. Det ser vi både i største variasjoner og i antall ekstremvariasjoner.

5.1.1 Timevise variasjoner for hvert enkelt land

Tabell 5-2 viser statistikk for variasjoner for de forskjellige landene.

Tabell 5-2: Nøkkeltall for timevise vindvariasjoner i medium scenarioet for alle land.
Vindvariasjoner er oppgitt som % av installert effekt. Andel av tid med store variasjoner er også presentert

	Belgia (2 957 MW)	Danmark (3 296 MW)	Tyskland (23 289 MW)	Stor- britannia (25 097 MW)	Nederland (3 450 MW)	Norge (1 850 MW)
Standardavvik (%)	7,8 %	6,0 %	4,6 %	3,7 %	4,9 %	4,5 %
Største økning (%)	68,5 %	46,1 %	30,0 %	27,3 %	44,6 %	27,8 %
Største fall (%)	-59,0 %	-44,2 %	-29,2 %	-21,1 %	-28,2 %	-21,2 %
Større enn 5 %	15,7 %	13,7 %	10,7 %	7,9 %	10,6 %	10,6 %
Mindre enn -5 %	16,6 %	14,1 %	10,4 %	7,0 %	10,8 %	9,9 %
Større enn 10 %	7,9 %	5,0 %	2,8 %	1,3 %	3,0 %	2,6 %
Mindre enn -10 %	7,3 %	4,7 %	2,2 %	1,0 %	2,1 %	1,7 %

Standardavviket i forhold til installert effekt er høyere for hvert enkelt land enn for Nordsjøen totalt (2,7 %). Belgia har høyest med 7,8 % av installert effekt, mens Storbritannia har minst med 3,7 %. Norge, Tyskland og Nederland har et standardavvik mellom 4,5 og 5%, mens Danmark har 6,0 % av kapasiteten. Til at Norge har stor geografisk spredning på vindparkene har Norge et høyt standardavvik.

Det er en stor forskjell mellom landene i høyeste opp- og nedvariasjoner. Belgia har høyest verdier med 68,5 % opp og 59,0 % av kapasitet ned. Storbritannia har lavest med 27,3 % opp og 21,1 % av kapasitet ned. Norge og Tyskland har også lave verdier, mens Nederland og Danmark har en del høyere.

I flere land er det stor forskjell på største opp- og største nedvariasjon. I Nederland er største oppvariasjon 44,6 % og største nedvariasjon 28,2 %. Av variasjoner ± 10 % av kapasitet er det flere oppvariasjoner enn nedvariasjoner i samtlige land. For variasjoner ± 5 % er det noen land som har flest oppvariasjoner og noen som har flest nedvariasjoner.

5.2 3-timesvariasjoner

3-times vindvariasjoner forteller hvor mye produksjonen fra vindkraft kan endres i løpet av 3 timer. Størrelsen og hyppigheten av endringene sier noe om hvor stor evne systemet må ha til å regulere opp og ned i løpet av få timer.

Dataserien for 3-timers vindvariasjoner finner vi ved å se på differansen mellom produksjonen for hver time og for produksjonen tre timer før:

$$\Delta P_t = P_t - P_{t-3} \quad \text{Ligning 5-2}$$

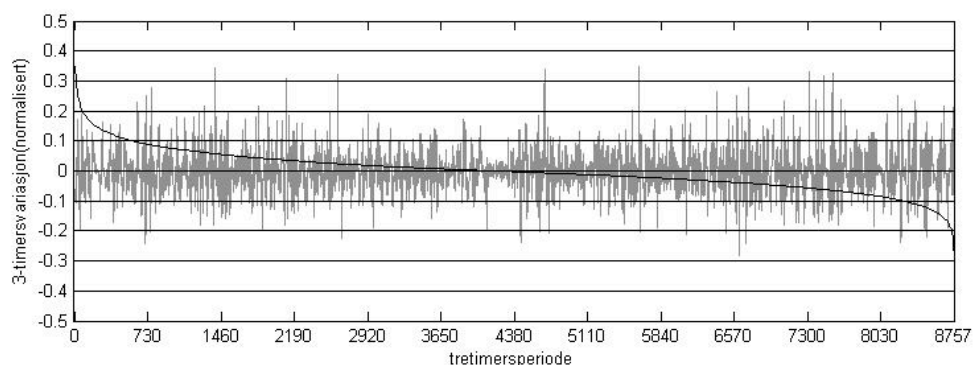
ΔP_t er variasjon i vind time t, P_t og P_{t-3} er vindproduksjon i time t og timen tre timer før time t. Dette gir en dataserie på 8757 punkter for hvert område. Hvis hvert punkt deles på kapasiteten i området får vi en normalisert dataserie som er nyttig til å sammenligne områdene.

Tabell 5-3 viser nøkkeltall for 3-timers vindvariasjoner.

Tabell 5-3: Nøkkeltall for 3-timers vindvariasjoner oppgitt i MW og som % av installert effekt. Andel av tid med store 3-timersvariasjoner er også presentert

	Nordsjøen		
	Lav (35 385 MW)	Medium (59 938 MW)	Høy (79 671 MW)
Standardavvik (%)	7,5 %	6,7 %	6,4 %
Største økning (MW)	15 223	20 979	26 629
Største fall (MW)	-11 318	-16 857	-22 507
Største økning (%)	43,0 %	35,0 %	33,4 %
Største fall (%)	-32,0 %	-28,1 %	-28,3 %
Større enn 10 %	7,9 %	6,6 %	6,1 %
Mindre enn -10 %	7,3 %	5,7 %	5,2 %
Større enn 20 %	1,5 %	0,8 %	0,7 %
Mindre enn -20 %	0,7 %	0,3 %	0,1 %

For 3-timersvariasjoner er standardavviket over dobbelt så høyt som for de timevise variasjonene. Største oppvariasjon vil være 15 GW for lavt scenario, 21 GW for medium scenario og 27 GW for høyt scenario. Dette tilsvarer 43,0 %, 35,0 % og 33,4 % av installert effekt som betyr at høyere scenarioer har en mer samlet distribusjon. Største fall er 11 GW, 17 GW og 23 GW for henholdsvis lavt, medium og høyt scenario. Dette tilsvarer 32 %, 28 % og 28 % av installert effekt. Dette er mellom 2,2 og 2,6 ganger størrelsene for 1-timesvariasjonene. Variasjonene både opp og ned vil være mindre 20 % i 98 % av året i lavt scenario og 99 % av året i medium og høyt scenario. 85 % av tiden vil variasjonene være mindre enn 10 % av kapasiteten i lavt scenario. For medium og høyt scenario vil variasjonene være under 10 % i 88 % og 89 % av tiden. Av store variasjoner er nedvariasjoner sjeldnere og mindre enn oppvariasjoner.



1
tidsserie(varighetskurve). Medium scenario

Avfigur 5-2 kan vi se at store 3-timersvariasjoner forekommer nesten hele året. I en periode i mai til juni (time 2920 til 4380) er det en periode der variasjonene holder seg under 20 % hele tiden. November (periode 7300 til 8030) har 20 perioder med variasjoner over 20% av kapasitet. Oktober har 13 perioder og desember har 11. Resten har under 10 perioder med variasjoner over 20 % av kapasitet.

Tabell 5-4: Nøkkeltall for 3-timersvariasjoner i medium scenario for alle land. Vindvariasjoner er oppgitt som % av installert effekt. Andel av tid med store variasjoner er også presentert

	Belgia (2 957 MW)	Danmark (3 296 MW)	Tyskland (23 289 MW)	Storbritannia (25 097 MW)	Nederland (3 450 MW)	Norge (1 850 MW)
Standardavvik (%)	15,8 %	13,0 %	11,3 %	8,4 %	11,0 %	9,4 %
Største økning (%)	85,1 %	68,2 %	75,0 %	45,3 %	83,3 %	50,6 %
Største fall (%)	-85,4 %	-58,1 %	-69,7 %	-39,6 %	-66,4 %	-41,3 %
Større enn 20 %	8,4 %	6,2 %	4,6 %	2,0 %	4,3 %	2,8 %
Mindre enn -20 %	8,4 %	6,0 %	4,3 %	1,5 %	3,3 %	2,1 %
Større enn 30 %	4,3 %	2,5 %	1,5 %	0,3 %	1,6 %	0,5 %
Mindre enn -30 %	3,8 %	2,0 %	1,0 %	0,3 %	0,8 %	0,2 %

3-timersvariasjoner for de ulike områdene er også store i forhold til 1-timersvariasjonene. Standardavviket øker 2 til 2,5 ganger i forhold til 1-timersvariasjonene. Også for 3-timersvariasjoner er det Belgia som har størst standardavvik i forhold til installert effekt (15,8 %), mens Storbritannia har minst (8,4 %). Danmark har nest høyest med 13,0 %, Tyskland har 11,3 %, Nederland har 11,0 % og Norge har nest lavest med 9,4 %.

For Belgia er både største opp- og nedvariasjon 85 % av installert effekt. Siden produksjonskurven er utformet slik at det maksimalt er mulig å produsere 89 % av installert effekt betyr det at Belgia nesten kan gå fra maksimal produksjon til ingen produksjon på 3 timer og omvendt. 91 % av periodene er variasjonene mindre enn 30 % av kapasiteten og i 83 % av periodene er variasjonene under 20 %. Nederland har også oppvariasjoner nær 89 % med 83,3 % som høyeste, mens største nedvariasjon er 66,4 %.

Variasjonene er større enn 30 % av kapasitet i 2 % av periodene, og variasjoner større enn 20 % forekommer under 8 % av periodene.

Tyskland har den største oppvariasjonen med 17 468 MW som er 75,0 % av kapasiteten. Variasjonene er større enn 30 % av kapasiteten under 3 % av periodene og større enn 20 % av kapasiteten i 9 % av periodene. I forhold til 1-timesvariasjonene er 3-timesvariasjonene 2,4 til 2,5 ganger så store. Dette er klart mest av alle land. Storbritannia har en høyere installert effekt, men lavere maksimalvariasjoner. Største variasjonen opp er 11 379 MW og største nedvariasjonen er 9 926 MW. Dette tilsvarer 45,3 % og 39,6 % av installert effekt. I 99 % av tiden er variasjonene under 30 % av installert effekt og 97 % av tiden er variasjonene under 20 % av installert effekt.

For Norge er største oppvariasjon 50,6 % av installert effekt, mens største nedvariasjon er 41,3 %. I 99 % av tiden er variasjonene under 30 % av kapasitet, og over 95 % av tiden er variasjonene under 20 % av kapasiteten. Danmark har større maksimalvariasjoner i forhold til kapasitet. Største oppvariasjon er 68,2 % av kapasiteten, mens største nedvariasjon er 58,1 % av kapasiteten. 96 % av tiden er variasjonene under 30 % av kapasiteten, og i 88 % av tiden er variasjonene under 20 % av kapasiteten.

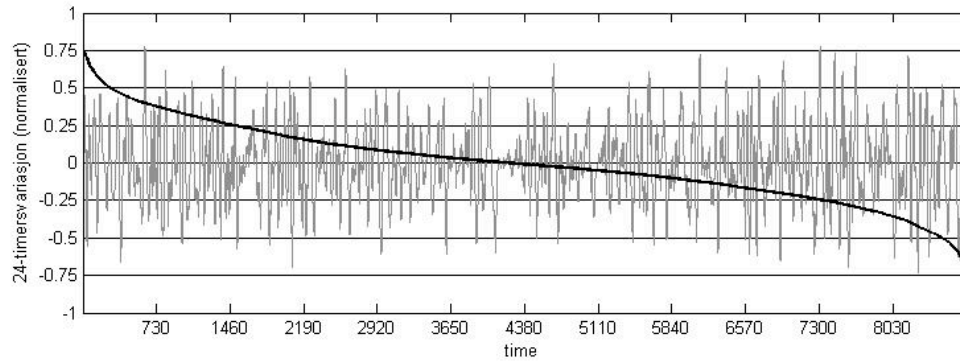
5.3 24-timesvariasjoner

24-times vindvariasjoner forteller hvor mye produksjonen fra vindkraft kan endres i løpet av ett døgn. Størrelsen og hyppigheten av endringene sier noe om hvor stor evne systemet må ha til å regulere opp og ned i lengre enn kun få timer

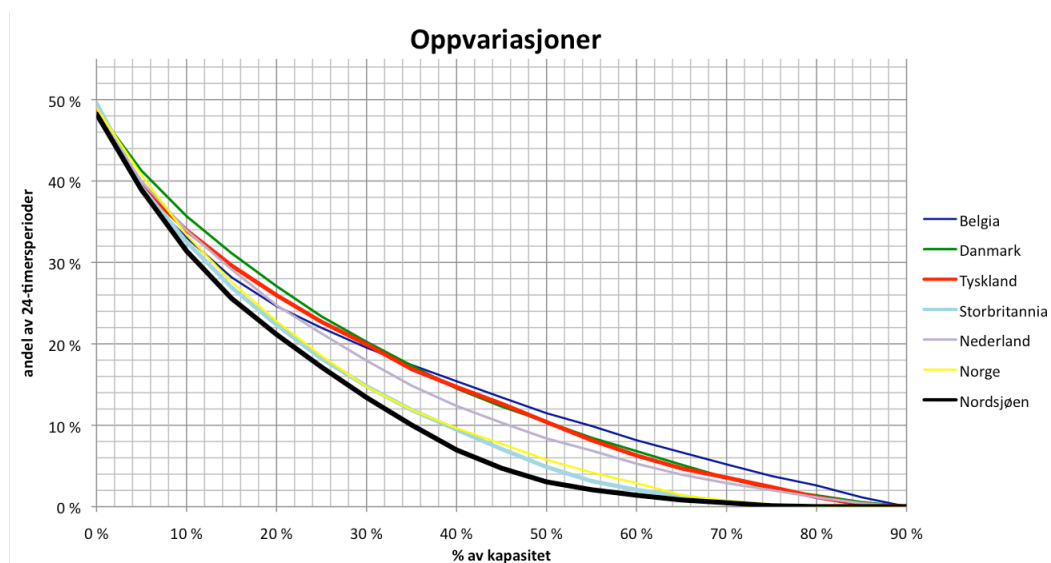
Dataserien for 24-timers vindvariasjoner finner vi ved å se på differansen mellom produksjonen for hver time og for produksjonen 24 timer før:

$$\Delta P_t = P_t - P_{t-24} \quad \text{Ligning 5-3}$$

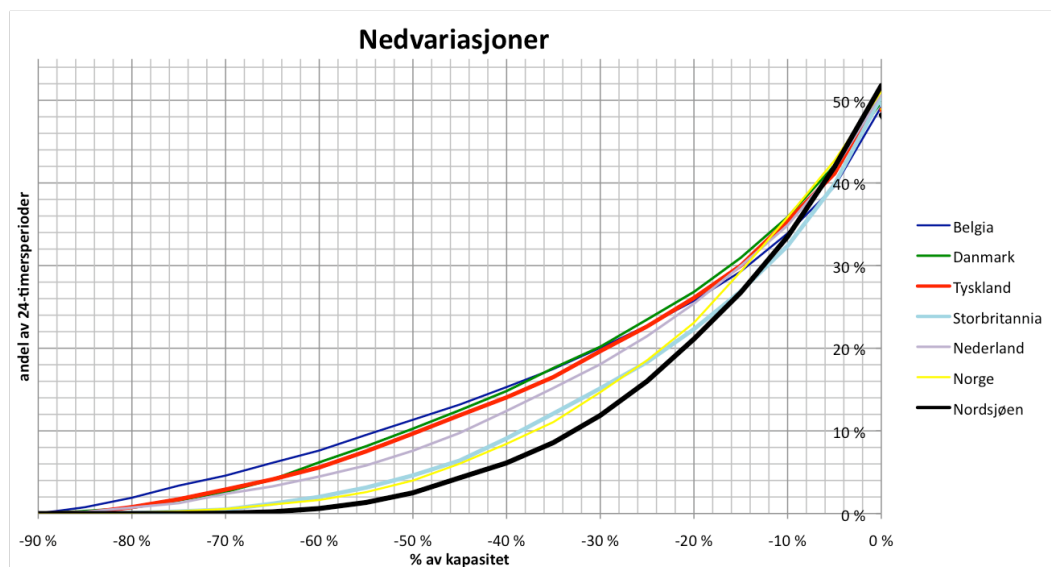
ΔP_t er variasjon i vind time t, P_t og P_{t-24} er vindproduksjon i time t og timen 24 timer før time t. Dette gir en dataserie på 8736 punkter for hvert område. For 24-timesvariasjonene analyseres kun tidsseriene som er normalisert i forhold til installert effekt og kun for medium scenario.



Figur 5-3: 24-timersvariasjoner i Nordsjøen normalisert. Kronologisk og sortert tidsserie (varighetskurve). Medium scenario



Figur 5-4: Kurven viser hvor mange prosent av 24-timersvariasjonene som er større enn gitte størrelser av variasjoner. Alle land i medium scenario



Figur 5-5: Kurven viser hvor mange prosent av 24-timersvariasjonene som er mindre enn gitte størrelser av variasjoner. Alle land i medium scenario

Figur 5-4 og figur 5-5 viser fordelingen av 24-times opp- og nedvariasjoner for alle land. Figurene viser hver sin halvpart av to forskjellige fordelinger. Den ene fordelingen viser hvor mange av periodene som har variasjoner større enn gitte nivåer av produksjon. Her er oppvariasjoner vist. Den andre fordelingen viser hvor mange av periodene variasjonene er mindre enn gitte nivåer for produksjon. Her er nedvariasjoner vist.

Belgia har størst spredning av 24-timesvariasjonene med et standardavvik på 38,3 % av installert effekt. Danmark har et standardavvik på 36,6 %, Tyskland har 36,0 %, Nederland har 33,9 % av kapasitet og Norge og Storbritannia har lavest med henholdsvis 28,8 % og 28,5 % av kapasitet. Nordsjøen totalt har minst spredning for 24-timesvariasjonene av alle med et standardavvik på 25,6 % av installert effekt.

På et døgn kan Belgia og Danmark gå fra full til ingen produksjon. Det vil si at de største 24-timesvariasjonene både opp og ned er 89 % av kapasiteten som er maksimal produksjon med forutsetningene som er tatt i denne rapporten. For Nederland er største oppvariasjon 89 % og største nedvariasjon er 88 % av kapasitet. For Tyskland er det 80 % opp og 82 % av kapasitet ned. For Norge er det 84 % opp og 84 % ned. For Storbritannia er største oppvariasjon 80 % og største nedvariasjon 82 %. For hele Nordsjøen er de største variasjonene opp 78 % av kapasiteten og største nedvariasjon 73 % av kapasiteten.

Av figur 5-4 og figur 5-5 kan vi lese sannsynligheten for store opp- og nedvariasjoner. For eksempel er det for Belgia nesten 12 % sannsynlighet for en variasjon opp større enn 50 % av kapasiteten. Det er også 11 % sannsynlighet for en variasjon ned på 50 % av kapasiteten. Til sammen er sannsynligheten 23 % for en variasjon opp eller ned over 50 % av kapasiteten. Til sammenligning er det kun 6 % sjanse for variasjoner opp eller ned større enn 50 % av kapasiteten. Tyskland har mange store variasjoner, og sannsynligheten for opp- eller nedvariasjoner større enn 50 % av kapasiteten er 20 %.

Tabell 5-5 oppsummerer nøkkeltall for 24-timesvariasjoner.

Tabell 5-5: Oppsummering av nøkkeltall for 24-timesvariasjoner

	Belgia 2 957 MW	Danmark 3 296 MW	Tyskland 23 289 MW	Storbritannia 25 097 MW	Nederland 3 450 MW	Norge 1 850 MW	Nordsjøen 59 938 MW
Standardavvik (%)	38,3 %	36,6 %	35,9 %	28,5 %	33,9 %	28,8 %	25,6 %
Største økning (%)	89,0 %	89,0 %	88,0 %	79,7 %	88,8 %	83,9 %	77,7 %
Største fall (%)	-89,0 %	-88,9 %	-86,0 %	-82,3 %	-88,2 %	-84,3 %	-73,2 %
Variasjoner ≥ 50 %	11,5 %	10,4 %	10,4 %	4,9 %	8,4 %	5,8 %	3,0 %
Variasjoner ≤ -50 %	11,3 %	10,3 %	9,7 %	4,6 %	7,6 %	4,0 %	2,5 %

Kapittel 6 Diskusjon av resultater

Produksjonen av vindkraft i 2030 kommer fra seks områder som er nokså ulike, både i installert effekt og i geografisk størrelse. Tyskland og Storbritannia er dominerende i alle scenarioene, men spredningen av kapasiteten endrer seg litt ved de forskjellige scenarioene. Dette har innvirkning på variasjonene som har blitt analysert.

Vindhastigheter fra år til år varierer og det er i dette studiet blitt sett på en begrenset periode for vinddata. Det kan være nyttig å studere for flere år, men allikevel har gode studiet gitt gode indikasjoner på problemstillingen.

Sammenligningene av scenarioene har vist høyere større fordeling av kapasiteten mellom landene fører til lavere variasjoner. Ved å se på standardavviket for tidsseriene ser vi at spredningen av produksjonen er høyest for det lave scenarioet(24,9 %) der Tyskland og Storbritannia til sammen har størst andel. I det høye scenarioet der andre land er mer representert blir standardavviket lavere(23,5 %). Ser vi på vindvariasjoner ser vi det samme: produksjonen for høyt scenario er jevnere enn for lavt scenario.

Forskjellen mellom høyt og medium scenario er derimot ikke så stor. Dette antas å komme som følge av at kapasiteten i høyt scenario kommer fra større parker. Spesielt i Storbritannia er det mange store parker i høyt scenario. Kapasitetsøkningen fra scenario til scenario ikke skjer i alle parkene. Noen parker har samme kapasitet i alle scenarioene og disse vil bare utgjøre bare en liten del i høyt scenario. Konsekvensen av det blir at den geografiske spredningen av kapasiteten blir mindre og dermed også mindre utjevning av produksjonen.

6.1 Reservebehov

Variasjoner i vindkraftproduksjon er omfattende. Vi ser på hele Nordsjøen i medium scenario: For 1-timesvariasjoner er største oppvariasjon 15 % (av kapasitet) og største nedvariasjon 12 %. 99,6 % av tiden er variasjonene innenfor ± 10 %. For medium scenario er 10 % av kapasitet 6 GW. Dersom vi øker tidsperspektivet til å se på tre timer av gangen øker maksimalverdiene 2,3 ganger til 35 % opp og 28% ned. Dette tilsvarer nesten 21 GW opp og 17 GW ned. Størst variasjoner er det om vi ser på 24-timesvariasjoner. Her er største økning 78 % og største reduksjon på 73 %. Variasjoner er innenfor ± 50 % 94,5 % av tiden. En variasjon på 50 % tilsvarer for medium scenario 30 GW.

Tallene for som er oppgitt for Nordsjøen er lavere enn for de enkelte land. For Tyskland vil største 24-timersvariasjon være på 88 % som er nær det som er mulig. Med såpass store variasjoner på spesielt 3-timesvariasjonene

og 24-timesvariasjonene reises det behov for reserver som har evne til stor og rask aktivering.

Vindkraft fra Nordsjøen har mange perioder med lav produksjon. Dersom vi ser på produksjon fra hele Nordsjøen sammen vil det ikke være noen perioder der det er helt vindstille. Derimot vil det være en del perioder med produksjon under 5 % av installert effekt og mange perioder med produksjon under 10 % av installert effekt. For periodene med produksjon under 5 % er periodene i snitt på 5 timer. For periodene som er under 10 % av installert effekt er periodene i snitt 11 timer. Det vil derfor være lite nyttig med reserver som kun kan vare i en time eller to. Behovet er derimot større for kilder som kan levere energi over en lengre perioder og ikke bare effekt.

6.2 Effekt av bedre forbindelser mellom områdene

Korrelasjonen mellom land som ligger nærmere er høy (over 70 %). Korrelasjonen er høyest mellom Nederland og Belgia. Lavest korrelasjon er det mellom Danmark og Belgia. Høyere integrering mellom disse landene vil ha størst utjevningseffekt. Det kan være fornuftig å satse mer på offshore vindkraft i Belgia, Norge og Danmark som har lav korrelasjon med produksjonen for Nordsjøen samlet.

Sesongvariasjoner i Nordsjøen er store. Differansen mellom høyeste og laveste produksjonsnivå for hver måned tilsvarer 34 % av installert effekt. Sesongvariasjonene for Nordsjøen som helhet er større enn enkeltområder som Storbritannia og Norge. Dette kommer av at sesongvariasjonene for Nordsjøen sør for Norge i høy grad er korrelert. Områdene sør i det Norske området har høyere korrelasjon i månedlig gjennomsnittsproduksjon med Belgia enn med området utenfor Stadt. Større kraftforbindelser vil derfor ikke bidra til betydelig reduksjon av sesongvariasjoner.

Variasjoner for vindkraftproduksjon i 2030 vil være omfattende. Viktige nøkkeltall for variasjonene i produksjon er sammenfattet i tabell 6-1.

Tabell 6-1: Sammenligning av områdene på de viktige punktene. Rødt markerer område med minst ønskede verdi, mens grønn markerer området med best verdi

	Belgia	Danmark	Tyskland	Stor-britannia	Nederland	Norge
Gjennomsnittsproduksjon (%)	39,7 %	46,9 %	44,0 %	35,3 %	39,2 %	45,0 %
Standardavvik (%)	32,9 %	30,3 %	30,5 %	25,6 %	29,3 %	24,5 %
Perioder med lav vind. % av tid <						
5 % av kap	19,5 %	7,9 %	8,3 %	8,4 %	11,0 %	3,4 %
2 % av kap	11,7 %	2,9 %	1,6 %	2,6 %	3,7 %	0,6 %
Timevise variasjoner opp og ned						
< ± 20 %	96,8 %	98,9 %	99,9 %	100,0 %	99,5 %	99,9 %
< ± 10 %	84,8 %	90,3 %	95,0 %	97,7 %	94,9 %	95,7 %
3-timesvariasjoner opp og ned						
< ± 20 %	83,2 %	87,8 %	91,1 %	96,5 %	92,4 %	95,1 %
< ± 30 %	91,9 %	95,5 %	97,5 %	99,4 %	97,6 %	99,3 %
24-timers variasjoner opp og ned						
< ± 50 %	77,2 %	79,3 %	79,9 %	90,5 %	84,0 %	90,2 %

For hver kategori i tabell 6-1 avgjøres hvilket område som har best og dårligst verdi. Disse sammenlignes med tidsserien for Nordsjøen i tabell 6-2.

Tabell 6-2: Sammenligning av beste å dårligste område med Nordsjøen.

		værste	Beste	Nordsjøen
Gjennomsnittsproduksjon (%)		35,3 %	46,9 %	40,1 %
Standardavvik (%)		32,9 %	24,5 %	24,0 %
Perioder med lav vind. % av tid <	5 % av kap	19,5 %	3,4 %	1,5 %
	2 % av kap	11,7 %	0,6 %	0 %
Timevise variasjoner opp og ned	< ± 20 %	96,8 %	100,0 %	100 %
	< ± 10 %	84,8 %	97,7 %	99,6 %
3-timesvariasjoner opp og ned	< ± 20 %	83,2 %	96,5 %	98,9 %
	< ± 30 %	91,9 %	99,4 %	100 %
24-timers variasjoner opp og ned	< ± 50 %	77,2 %	90,5 %	94,5 %

Bedre forbindelser og høyere integrering av kraftmarkedene fører til lavere spredning av vindkraftproduksjonen. En av de mest tydelige positive effektene er at antall timer med lav produksjon reduseres mye. For perioder med produksjon under 5 % av kapasitet reduseres andelen av tiden med over halvparten fra beste enkelte land. Fra landet med flest timer under 5 % av kapasitet vil tiden reduseres 13 ganger. Videre vil antall timevise variasjoner over 20 % av 3-times og 24-timesvariasjoner reduseres.

Kapittel 7 Konklusjon

I denne oppgaven har omfanget av variabel vind i Nordsjøen i 2030 blitt studert. Hensikten var å skape et bilde av hvordan type reserver det er behov for. Ved korte variasjoner vil raske reserver med liten energi være tilfredsstillende, mens ved lengre perioder vil behovet for reserver med mer energi være nødvendig.

Variasjoner fra time til time kan komme opp i 15 % av installert effekt for hele området og variasjonene øker sterkt når vi ser med lengre tidsavstand. For 3-timersvariasjonene de største variasjonene mellom 2,2 til 2,5 ganger så store som 1-timesvariasjonene. På 24 timer kan variasjonene være opp til 78 % av installert effekt for produksjonen fra hele Nordsjøen. For enkelte land som Belgia og Danmark kan produksjonen gå fra full til null eller omvendt på 24 timer.

I Nordsjøen er det mange av områdene som opplever perioder med svært lav eller ingen produksjon. Gjennomsnittslengden for disse periodene er rangerer fra 3 til 11 timer avhengig av hvilket nivå av lav produksjon vi ønsker å studere. Det er mange perioder med lav produksjon som er svært lange, opptil flere døgn med nesten ingen produksjon.

Effekten av å øke samarbeidet og øke overføringskapasiteten mellom land har blitt studert. En stor fordel er at timer med svært lav produksjon reduseres sterkt. Effekten av å øke samarbeide bidrar også til reduserte variasjoner for alle tidsnivåer.

Konklusjonen er at storstilt utbygging av Nordsjøen 2030 krever reserver med mye energi bak. Å jevne ut produksjonen med kortsiktige reserver har liten effekt. Det største behovet er for reserver som kan være aktive lenge.

Kapittel 8 Videre arbeid

I dette studiet har det kun blitt sett på variasjoner i vindkraft. Spørsmålet om balansering er også knyttet til lastvariasjoner. Å studert nettovariasjonene fra vindkraft og last kunne behovet for reserver blitt opplyst enda bedre. Mulig videre arbeid kan da være å analysere last og vind sammen.

I dette studiet er det heller ikke lagt vekt på hvilke teknologier som er tilgjengelig for balansering. Tekniske og økonomiske egenskaper ved forskjellige reserver kan bli kartlegges slik at systemet kan optimeres ved at riktig reserve brukes til riktig tid.

Det kan også være interessant å se på om markedsstrukturen for reserver er hensiktsmessig for en så optimal utnyttelse som mulig. Økt samarbeid mellom ulike balanseregioner kan være en problemstilling det kan forskes videre på.

Vindprognostisering er også et tema som kan belyse problemstillingen ytterligere. Hvor gode er verktøyene for å estimere kommende vindkraftproduksjon for planleggings- og driftperspektivet i bakhodet. Dersom man kan forutse enhver variasjon i produksjonen er det kun systemets opp- og nedrampingsevne som setter grenser.

Referanser

- [1] 4C Offshore Limited [online], Adresse: <http://www.4coffshore.com> [lastet mars 2012]
- [2] TradeWind, [online], Adresse: <http://www.trade-wind.eu> [Lastet mars 2012]
- [3] van der Toorn, G., 2007, *EU TradeWind Project, Work Package 2: Wind Power Scenarios, WP2.1: Wind Power Capacity Data Collection*, www.trade-wind.eu
- [4] Commission On Energy 2030, 2006, *The Belgian Energy Policy towards 2030 within a European framework*, [online], Adresse: http://www.ce2030.be/prelimrep_publ.htm [Lastet mars 2012]
- [5] G. Palmers et al. Renewable, 2004, *Energy Evolution in Belgium 1974 – 2025 : final report*, Federal Science Policy, Brussels
- [6] Energistyrelsen, 2011, *Stor-skala havmølleparker I Danmark – Opdatering af fremtidens havmølleplaceringer* [online]. Adresse: <http://www.ens.dk/da-dk/undergrundogforsyning/vedvarendeenergi/vindkraft/havvindmoeller/fremtidens%20havmoelleparker/sider/forside.aspx> [Lastet mars 2012]
- [7] Eleveld, H.F. et. al. september 2005, *Connect 6000 MW-II:Elektische infrastructuur op zee*, Kema 40510025-TDC-05-48500
- [8] Tennet, desember 2005, *Capacity plan 2006-2012*, Arnhem
- [9] National Grid, november 2011, *UK Future Energy Scenarios*, [online], Adresse: http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/86C815F5-0EAD-46B5-A580-A0A516562B3E/50819/10312_1_NG_Futureenergyscenarios_WEB1.pdf, [Lastet 29.03.2012]
- [10] T.Aigner, T. Gjengedal, "Modelling Wind power Production based on numerical prediction models and wind speed measurements", PSCC Conference 2011, Stockholm, August 2011
- [11] Consortium for Small-scale Modelling, [online], Adresse: www.cosmo-model.org, [Lastet mars 2012]
- [12] McLean, J. R. G. Hassan and Partners Ltd, 2008, *EU TradeWind Project, Work Package 2: Wind Power Scenarios, WP2.6: Equivalent Wind Power curves*, www.trade-wind.eu
- [13] Holttinen, H., 2005, *Hourly Wind Power Variations in the Nordic Countries*, John Wiley and Sons Ltd, utgitt online på adresse: www.interscience.wiley.com
- [14] Hodgetts, B., GL Garrad Hassan, 2011, *A Statistical Review of Recent Wind Speed Trends in the UK*, [Online], Adresse: www.gl-garradhassan.com

Vedlegg

Tabell A-0-1: Timevise variasjoner for alle land i alle scenarioer.

	Belgia			Danmark			Tyskland		
	lav	medium	høy	lav	medium	høy	lav	medium	høy
Kapasitet (MW)	876	2 957	3 800	2 254	3 296	4 338	18 717	23 289	26 782
Standardavvik (MW)	72	232	296	138	199	260	856	1 065	1 226
Standardavvik (%)	8,3 %	7,8 %	7,8 %	6,1 %	6,0 %	6,0 %	4,6 %	4,6 %	4,6 %
Største økning (MW)	631	2 025	2 590	1 048	1 519	1 990	5 292	6 994	8 305
Største fall (MW)	-493	-1 744	-2 364	-998	-1 457	-1 916	-5 500	-6 797	-7 787
Største økning (%)	72,0 %	68,5 %	68,2 %	46,5 %	46,1 %	45,9 %	28,3 %	30,0 %	31,0 %
Største fall (%)	-56,2 %	-59,0 %	-62,2 %	-44,3 %	-44,2 %	-44,2 %	-29,4 %	-29,2 %	-29,1 %
Timer ≥ 3σ (+ / -)	97 / 72	96 / 66	96 / 74	92 / 65	91 / 66	92 / 62	95 / 53	91 / 55	90 / 55
Timer ≥ 4σ (+ / -)	40 / 20	37 / 18	37 / 21	27 / 19	28 / 19	28 / 19	25 / 10	25 / 9	24 / 8
Timer ≥ 5σ (+ / -)	15 / 9	12 / 9	13 / 8	11 / 7	10 / 6	10 / 6	5 / 2	5 / 2	5 / 2
Timer ≥ 6σ (+ / -)	7 / 4	5 / 3	5 / 3	3 / 2	3 / 2	3 / 2	2 / 1	3 / 2	3 / 2

Tabell A-0-2: timevise variasjoner for alle land i alle scenarioer

	Storbritannia			Nederland			Norge		
	lav	medium	høy	lav	medium	høy	lav	medium	Høy
Kapasitet (MW)	11 336	25 097	33 181	2 200	3 450	6 000	2	1 850	5 570
Standardavvik (MW)	413	931	1 260	108	168	276	0	82	247
Standardavvik (%)	3,6 %	3,7 %	3,8 %	4,9 %	4,9 %	4,6 %	9,2 %	4,5 %	4,4 %
Største økning (MW)	2 315	6 851	9 654	925	1 540	2 818	1	514	1 424
Største fall (MW)	-2 611	-5 296	-7 331	-619	-974	-2 255	-1	-392	-1 219
Største økning (%)	20,4 %	27,3 %	29,1 %	42,1 %	44,6 %	47,0 %	71,9 %	27,8 %	25,6 %
Største fall (%)	-23,0 %	-21,1 %	-22,1 %	-28,1 %	-28,2 %	-37,6 %	-73,3 %	-21,2 %	-21,9 %
Timer ≥ 3σ (+ / -)	72 / 64	77 / 54	78 / 56	99 / 53	99 / 55	95 / 57	113 / 80	76 / 47	72 / 44
Timer ≥ 4σ (+ / -)	13 / 12	22 / 13	21 / 16	40 / 15	37 / 15	28 / 19	45 / 30	12 / 12	19 / 10
Timer ≥ 5σ (+ / -)	6 / 1	5 / 3	6 / 2	11 / 4	11 / 5	9 / 5	21 / 10	2 / 0	3 / 0
Timer ≥ 6σ (+ / -)	0 / 1	3 / 0	3 / 0	7 / 0	8 / 0	3 / 2	9 / 3	1 / 0	0 / 0

Tabell 0-3: Statistikk for perioder med produksjon under 2 % av installert kapasitet. Antall timer, antall perioder, gjennomsnittlig lengde for hver periode og lengden på den lengste perioden

"2 %"	Nivå (MW)	Antall timer	Antall perioder	Gj.snittelig lengde	Lengste periode
Belgia	59	1 028	168	6,1 t	58 t
Danmark	66	258	63	4,1 t	28 t
Tyskland	466	136	33	4,1 t	15 t
Storbritannia	502	226	31	7,3 t	39 t
Nederland	69	321	69	4,7 t	15 t
Norge	37	49	19	2,6 t	4 t
Nordsjøen	1199	0	0		0 t

Tabell 0-4: Statistikk for perioder med produksjon under 5 % av installert kapasitet. Antall timer, antall perioder, gjennomsnittlig lengde for hver periode og lengden på den lengste perioden

"5 %"	Nivå (MW)	Antall timer	Antall perioder	Gj.snittelig lengde	Lengste periode
Belgia	148	1 709	204	8,4 t	99 t
Danmark	165	693	121	5,7 t	37 t
Tyskland	1164	727	101	7,2 t	46 t
Storbritannia	1255	732	80	9,2 t	84 t
Nederland	173	961	127	7,6 t	49 t
Norge	93	299	57	5,2 t	20 t
Nordsjøen	2997	131	26	5,0 t	11 t

Tabell 0-5: statistikk for perioder med produksjon under 10 % av installert kapasitet. Antall timer, antall perioder, gjennomsnittlig lengde for hver periode og lengden på den lengste perioden.

"10 %"	Nivå (MW)	Antall timer	Antall perioder	Gj.snittelig lengde	Lengste periode
Belgia	296	2 495	244	10,2 t	122 t
Danmark	330	1 355	166	8,2 t	62 t
Tyskland	2329	1 591	151	10,5 t	109 t
Storbritannia	2510	1 523	141	10,8 t	177 t
Nederland	345	1 699	182	9,3 t	146 t
Norge	185	750	89	8,4 t	60 t
Nordsjøen	5994	802	75	10,7 t	121 t