

KRAFTSYSTEM OG KRAFTPRIS I NORD-EUROPA I 2030 - EFFEKTER AV OFFSHORE VINDKRAFT

ELECTRICITY SYSTEM AND ELECTRICITY PRICE IN NORTHERN EUROPE IN 2030
- THE EFFECTS OF OFFSHORE WIND POWER

ERLEND STØLE HANSEN

UNIVERSITETET FOR MILJØ- OG BIOVITENSKAP
INSTITUTT FOR NATURFORVALTNING
MASTEROPPGAVE 30 STP. 2013



Forord

Denne masteroppgaven er skrevet ved Institutt for naturforvaltning på Universitetet for miljø- og biovitenskap våren 2013.

Først og fremst vil jeg få takke min veileder, professor Torjus Folsland Bolkesjø for god og stødig veiledning under hele arbeidet.

Takk til Jon Gustav Kirkerud for bruk av produksjonsdata for offshore vindkraft som han utarbeidet i forbindelse med sin masteroppgave. Jeg vil også få takke for svar på spørsmål og tips i forbindelse med arbeidet med vinddata.

Jeg ønsker å takke Åsa Grytli Tveten for uvurderlig hjelp og støtte med Balmorel, og for at jeg fikk lov til å bruke kalibrert modell.

Ås, 14.06.2013

Erlend Støle Hansen

Innholdsfortegnelse

1. Sammendrag	3
2. Abstract	4
3. Innledning	5
4. Data og metode	8
4.1. Installert kapasitet.....	10
4.3. Onshore vind.....	13
4.4. Forbruk	14
4.5. Overføringskapasitet og nett.....	14
4.7. Brenselspriser og CO ₂ -kostnad.....	16
4.8. Balmorel	16
4.9. Analyser av resultatene.....	18
5. Resultater og diskusjon	20
5.1. Elektrisitetsbalanse i nullscenario	20
5.2. Elektrisitetsbalanse lavscenario	25
5.4. Elektrisitetsbalanse middelsscenario	27
5.6. Elektrisitetsbalanse høyscenario	29
5.7. Årlig gjennomsnittspris nullscenario	30
5.8. Årlig gjennomsnittspris lavscenario	31
5.9. Årlig gjennomsnittspris middelsscenario	31
5.10. Årlig gjennomsnittspris høyscenario	32
5.11. Prisvariasjoner over døgnet.....	33
5.13. Prisvariasjon over året.....	38
5.14. Diskusjon modellen	40
6. Konklusjon	41
7. Referanser	43
8. Tabelliste.....	45
9. Figurliste	46
10. Vedlegg 1	47

1. Sammendrag

Målet med studien har vært å analysere hvordan det Nordeuropeiske kraftsystemet reagerer på ulike scenarier med økende kapasitet for offshore vindkraft og variasjon i produksjon i 2030. Elektrisitetsbalansen, årlig gjennomsnittlig kraftpris, prisvariasjoner over døgnet og prisvariasjoner over året er analysert. Energisystemmodellen Balmorel er brukt for å simulere kraftmarkedet på timenivå i Norge, Sverige, Danmark, Finland, Tyskland og Danmark i 2030. Det er benyttet fire scenarier for ulik utbygd mengde offshore vindkraft, null-, lav-, middels og høyscenario vist i tabell 4.3.

Resultatene viser at i elektrisitetsbalansen i nullscenarioet er forbruk og produksjon i all hovedsak er på samme nivå som med tidligere studier. Simuleringene har en høyere produksjon av bioenergi og kjernekraft, og lavere fra gasskraft sammenlignet med tidligere studier. Med økende grad av offshore vindproduksjon blir annen produksjon redusert. Reduksjonen finner i hovedsak sted i produksjon fra kullkraft, bioenergi og gasskraft i den rekkefølgen. Denne reduksjonen er størst sted i landene Tyskland, Finland og Nederland. Norge og Danmark får et større kraftoverskudd som følge av mer offshore vind.

Årlig gjennomsnittlig kraftpris varierer mellom 59 til 71 €/MWh for landene i nullscenarioet. Ved økende mengde offshore vindkraft faller prisene betydelig for de nordiske landene, mens fallet er mye lavere for Nederland og Tyskland. For middelsscenario er prisfallet størst i Danmark med 20 €/MWh lavere kraftpris og minst i Tyskland og Nederland med 6,6 €/MWh lavere kraftpris.

Prisvariasjonen over døgnet endres med økende grad av offshore vindkraft. Endringen er størst i Danmark og betydelig lavere i energisystemer med regulerbar vannkraft som Norge og Sverige. Verdien av regulerbar vannkraft gir utslag i en betydelig lavere relativ prisvariasjon over døgnet. For Tyskland og Nederland er forandringen i den relative prisvariasjonen forholdsvis liten på dagtid, men øker på kvelds- og nattestid med økende grad av offshore vindkraft.

Prisvariasjon over året viser at både de ukentlige maks- og minimumsprisene er fallende med økende grad av offshore vindkraft. Minimumsprisene faller betydelig mer enn maksprisene og dette medfører også en økende differanse mellom prisene. Standardavviket er økende med økende grad av offshore vind, utenom for Norge og Sverige i høyscenarioet.

2. Abstract

The aim of the study was to analyze how the North European power system responds to various scenarios of increasing capacity for offshore wind power and variation in production in 2030. Electricity balance, annual average electricity price, price variations over a day and price variations over the year are analyzed. The energy system model Balmorel is used to simulate the electricity market on an hourly level in Norway, Sweden, Denmark, Finland, Germany and Denmark in 2030. Four scenarios were developed for different installed capacity of offshore wind energy, base-, low-, medium- and high scenario shown in table 4.3.

The results show that the electricity balance of base scenario, consumption and production are mainly the same as with previous studies. The simulations have a higher production of bioenergy and nuclear power, and lower from gas compared with previous studies. With higher installed capacity of offshore wind power, other production is decreased. The decrease is mainly from lower production of coal, bioenergy and gas in that order.

Annual average electricity price is 59 to 71 €/MWh for the countries in the base scenario. With increasing amount of offshore wind power, the electricity prices fall significantly for the Nordic countries, while the decline is much lower for the Netherlands and Germany. In middle scenario the largest fall is in Denmark (20 €/MWh), and the lowest fall is in Germany and the Netherlands by (6.6 €/MWh).

Price variation over a day changes with increasing levels of offshore wind power. The change is highest in Denmark and considerably lower in energy systems with reservoir hydropower as Norway and Sweden. The value of reservoir hydropower reflected in a significantly lower relative price variation over a day. For Germany and the Netherlands, the change in the relative price variability is relatively little during the day, but increases during the evening and nighttime with increasing levels of offshore wind power.

Price variation over the year shows that both the weekly maximum and minimum prices are falling with increasing levels of offshore wind power. Minimum prices fall significantly more than the maximum prices. This results in an increasing difference between the prices. Standard deviation is increasing with increasing levels of offshore wind, except for Norway and Sweden in high scenario.

3. Innledning

Omleggingen av kraftsystemet i Nord-Europa er i gang og det bygges og planlegges betydelig med ny fornybar produksjon i området fremover. Samtidig med denne utbyggingen skjer det en stor teknologisk utvikling og flere offshore vindparker ser dagens lys. Vindressursene er ofte bedre ute i havet og er en drivkraft for denne utviklingen. Vinden er mer stabil som følge av at den ikke støter på hindringer og gjennomsnittlig vindhastighet er ofte høyere bare noen få kilometer fra kysten.

Offshore vindkraft blir ofte ansett for å ha lavere miljøkonsekvenser enn den landbaserte vindkraften. Eksempler på dette er påvirkninger som støy, både visuell og hørbar. Areakonflikter som bruk av jordbruks- eller friluftslivsområder er andre potensielle problemer med landbasert vindkraft. Fellesnevneren for disse er «Not in my back-yard»-prinsippet; ute av syne for mennesker og konfliktnivået blir raskt mye mindre. Tilgangen på store sammenhengende områder som er egnet for vindkraft er også bedre til havs. Dette gjelder spesielt for land som Danmark, Tyskland og Nederland som har en høyere befolkningstetthet og mer knapphet på areal enn hva nordmenn er vant med. Store sammenhengende områder betyr også at det er lettere å bygge få store parker, istedenfor mange små. Disse fordelene kommer selvfølgelig med en bakside – kostnader. Det er dyrere å fundamenter og installere en vindturbin til havs enn på land. Kraften som produseres må føres i land og overføring til havs medfører høyere kostnader enn det ville gjort på land. Det er ikke heller nødvendigvis slik at nettet langs kysten er sterk nok til å takle en offshore vindpark og må muligens oppgraderes for å håndtere ny produksjon. En offshore vindturbin er ikke like lett tilgjengelig for vedlikehold og dette vil i større grad være avhengig av nøye planlegging og gode værforhold.

Vindkraft er en uregulerbar kraftproduksjon med store variasjoner i levert effekt. Ved en stor utbygging av vindkraft i landene rundt Nordsjøen, kan dette få betydelige følger for det Nordeuropeiske kraftsystemet. Den store variabiliteten i produksjonen stiller større krav til overføringsnett, tilgjengelig reservekapasitet og kan medføre endring i kraftpriser og produksjonsmiks.

Bakgrunnen for denne masteroppgaven er at det fremover mot 2030 sannsynligvis vil bygges ut betydelig med vindkraft i områdene rundt Nordsjøen. Studier viser at det er planlagt 37 GW offshore vindkraft i Europa innen utløpet av 2015 (Bilgili 2011). Av disse tallene er

omkring 26 GW i Nordsjøen eller i landene med grenser mot Nordsjøen. Allerede i 1997 fastsatte EU-kommisjonen et mål om 40 GW vindkraft i Europa innen 2010. Dette målet ble nådd i 2005, 5 år før tiden. I den samme rapporten ble satt et mål om 338 TWh ny fornybar kraftproduksjon mellom 1995 og 2010. Analyser viser at vindkraft produserte 177 TWh i 2010 og vindkraft stod dermed alene for 52 % av produksjonen i det totale målet (EWEA 2012). EUs 20-20-20-mål inkluderer en målsetting om at 20 % av unionens kraftproduksjon skal stamme fra fornybar energiproduksjon innen 2020. Tatt i betraktning de tidligere uttalte målene og vindkrafts bidrag i å nå dette, er det ikke urimelig å anta en betydelig andel vindproduksjon som en del av løsningen for å nå 20-20-20-målene. Prediksjoner viser at det i 2010 årlig ble installert 8,2 GW, herav 1,3 GW offshore vind i de 27 medlemslandene i EU. European Wind Energy Association har et uttalt mål om 180 GW vindkraft, herav 35 GW offshore i EU innen 2020. For 2030 er målsettingen 300 GW vindkraft, herav 120 GW offshore vind. 40 % av installert vindkraft antas å være offshore vind i Europa i 2030. Årlig vil det bli installert 9,6 GW offshore vind i 2030 (EWEA 2012).

En slik økning i vindkraft vil ha stor innvirkning på kraftsystemet ved at variasjonene i vindkraftproduksjonen trolig vil gi store utslag på kraftprisen. I perioder med lave vindhastigheter vil kraftprisen mest sannsynlig være betydelig høyere enn i perioder med større vindhastigheter. Disse variasjonene vil være utslagsgivende for hvordan det fremtidige kraftsystemet driftes og informasjon om kraftpriser i et slikt system vil være av stor verdi for aktører.

Denne masteroppgaven vil fokusere på å analysere offshore vindkrafts påvirkning på det Nordeuropeiske kraftsystemet. Dette vil bli gjort ved hjelp av modellanalyser i energisystemmodellen Balmorel (2011). I modellanalysene skal det brukes genererte data for offshore vindkraftproduksjon fra Jon Gustav Kirkeruds masteroppgave «Nordsjøen år 2030, variabel vindkraftproduksjon og behovet for reserver» (2012). Dataene (vindkrafteffekt og variasjon) brukes som input i Balmorel for å simulere kraftmarkedet i Nord-Europa. Resultatene fra modellanalysene skal gi kraftpriser og energimiks innenfor de ulike områdene som output.

Problemstilling:

Målet med oppgaven er å analysere hvordan kraftmarkedet i Nord-Europa vil reagere på ulike scenarioer for installert kapasitet offshore vindkraft og variasjon i produksjon i 2030, samt sammensetningen av produksjonsmiksen for området. Gjennom analysene vil det også trekkes inn verdien av regulerbar vannkraft i det Nordeuropeiske kraftsystemet.

Konkret vil det fokuseres på elektrisitetsbalansen i et nullscenario og tre scenarioer for ulik mengde utbygd offshore vindkraft. De samme scenarioene blir brukt for å vise og analysere årlig gjennomsnittlig kraftpris, prisvariasjoner over døgnet og prisvariasjon over året.

4. Data og metode

I arbeidet med denne masteroppgaven anvendes vinddata utarbeidet i forbindelse med Jon Gustav Kirkeruds masteroppgave «Nordsjøen år 2030, variabel vindkraftproduksjon og behovet for reserver». Formålet med nevnte masteroppgave var å beskrive omfanget av vindvariasjoner i 2030 for å belyse hvilke reserver det er størst behov for. Dette arbeidet ledet også frem serier med produksjonsdata for offshore vindkraft i landene rundt Nordsjøen, nærmere bestemt Norge, Danmark, Tyskland, Nederland og Storbritannia. Vinddataene er generert for offshore vindparker i Nordsjøområdet hvor lokasjonene har blitt hentet ut fra den nettbaserte databasen 4C Offshore (2013). For hver lokasjon ble det hentet ut data om geografisk plassering, installert kapasitet og hvilken fase prosjektet er i. Disse dataene støtter seg på nasjonale rapporter og publikasjoner i de ulike landene og beskrives nærmere i Kirkerud (2012). Prosjekter som har blitt gitt konsesjon eller som er i en senere fase, vil i all hovedsak bygges ut. Prosjekter i en tidligere fase tillegges ulik sannsynlighet for utbyggelse i scenarioene lav, middels og høy.

Produksjonsdataene for offshore vind som også brukes i denne masteroppgaven er generert ved hjelp av en modell som bruker et numerisk værbasert verktøy COSMO EU. Modellen genererer vinddata for 647 x 647 punkter i hele Europa, nordkysten av Afrika og det østlige Atlanterhavet og avstanden mellom punktene er 7 km. Modellen lagrer vinddata for de aktuelle lokasjonene for offshore vindparker. Deretter blir vindproduksjonsdata for offshore vindkraft generert ved å hjelp av en vindproduksjonsskurve som tar hensyn til faktorer som navhøyde for turbinene (Kirkerud 2012).

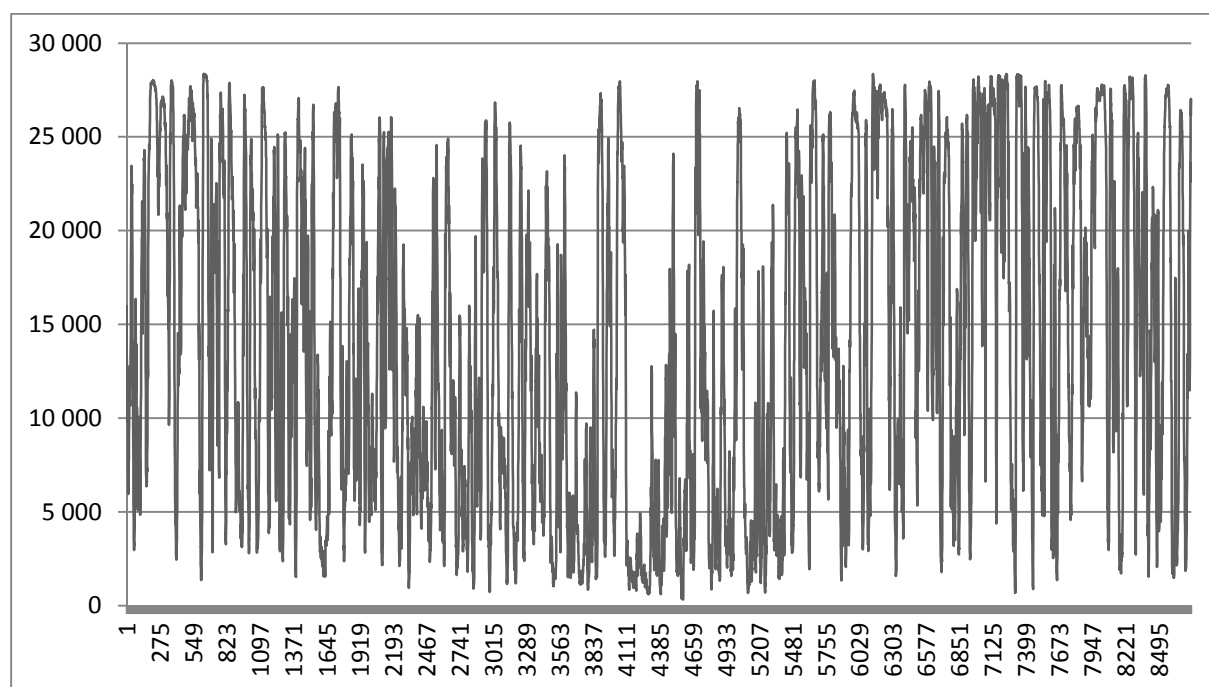
Resultatene av studien til Kirkerud (2012) viser at variasjoner fra time til time kan komme opp i 15 % av installert effekt for området. Dersom undersøkt tidsenhet økes vil også variasjonene øke sterkt. For 3-timersintervaller er variasjonen 2,2 til 2,5 ganger så store som for 1-timeintervall. Dersom tidsenheten er 24 timer kan vindvariasjonene være opptil 78 % av installert effekt for hele Nordsjøen. Land som Belgia og Danmark kan ha variasjoner fra full produksjon til null produksjon i løpet av 24 timer. Gjennomsnittslengden på perioder med lav eller ingen produksjon er også undersøkt. Denne varierer med 3 til 11 timer avhengig av hvilket nivå for lav produksjon som analyseres (2 %, 5 %, 10 % av totalt installert kapasitet) (Kirkerud 2012).

Seriene innehar produksjonsdata på områdenivå med flere områder innen hvert land. For denne masteroppgaven er produksjonsdataene for Belgia og Storbritannia utelatt på grunn av modellanalysene og hvilke land Balmorel omfatter. For de landene som er inkludert i denne oppgaven er produksjonen fra offshore vind vist i tabell 4.1.

Tabell 4.1: Produksjon (TWh) fra offshore vindkraft i de ulike scenarioene.

	Danmark	Tyskland	Nederland	Norge	Totalt
Lav	9,2	72,1	7,6	0,0	89,0
Middels	13,5	89,8	11,9	7,3	122,4
Høy	17,8	103,2	20,3	21,8	163,1

Tabellen viser mengde offshore vind basert på produksjonsdata fra Kirkerud (2012) aggregert for områdene et land og samtlige timer i løpet av året. Hoveddelen av produksjonen fra offshore vind finner vi i Tyskland med vel 73 % av produksjonen i middelsscenario. Merk for øvrig at tallene i tabell 4.1 ikke er direkte sammenlignbare med tallene i resultatkapittelet på grunn av faktorer som nettap og redusert produksjon i nullprisperioder.



Figur 4.1: Levert effekt (MW) på timenivå for samlet offshore vindkraft i Norge, Danmark, Tyskland og Nederland for middelsscenario.

Variasjonen i offshore vindproduksjonen for hele Nordsjøområdet er vist i figur 4.1. Produksjonen varierer mellom 1 % og 89 % av total installert kapasitet (31 885 MW).

Gjennomsnittet er 44 % av total installert kapasitet. Figuren viser også flere toppunkter vinteren og høsten, og noen færre på sommeren.

4.1. Installert kapasitet

Tabell 4.2: Installert kapasitet (MW) for alle teknologier i medium scenario i 2030.

Teknologi	Danmark	Finland	Tyskland	Nederland	Norge	Sverige
Kull	927	2 383	33 042	3 035	-	-
Kull CHP	2 170	-	15 024	574	-	120
Olje	579	1 200	2 608	-	-	3 688
Avfall	-	-	1 046	-	-	-
Avfall CHP	-	-	-	2 362	-	-
Gass	930	1 375	18 751	7 421	590	100
Gass CHP	837	-	6 800	9 412	-	916
Bio	432	6 092	8 972	-	-	1 094
Bio CHP	3 444	-	-	170	697	2 831
Kjernekraft	-	4 400	12 078	504	-	9 879
Uregulerbar vann	-	3 142	3 849	38	24 357	3 520
Regulerbar vann	-	-	5 478	-	34 713	12 963
Sol	-	-	54 500	201	-	-
Vind onshore	5 153	1 288	52 938	7 834	4 104	5 881
Vind offshore	3 296	-	23 289	3 450	1 850	-
Totalt	17 767	19 880	238 373	35 001	66 311	40 992

Installert kapasitet for alle teknologier i de ulike landene er vist i tabell 4.2. Dette er for medium scenario, men det er kun vindkraft kapasitetene som endres i de ulike scenarioene. For Danmark er data om installert vindkraft fra European Commission (2010). For de øvrige teknologiene er data fra Point Carbon (Tveten og Bolkesjø 2013).

I Finland er Point Carbon kilden til kapasiteter for alle teknologier bortsett fra uregulerbar vannkraft (Huertas-Hernando 2012), bioenergi (CHP) og vindkraft (European Commission 2010).

I Tyskland er European Energy Exchange kilde for alle kapasitetene utenom sol- og vindkraft (Tveten og Bolkesjø 2013). Sol- og vindkraft har betydelig utvikling i kapasitet fra basisåret og baserer seg på henholdsvis European Commission (2010) og Fraunhofer IWES (2012).

For Nederland er CBS Statline brukt som kilde for CHP gass, avfall og kull. ENTSO-E er brukt som kilder for vannkraft, kjernekraft og gasskraft (kondens). For kondensullkraft er TenneT brukt som kilde (Tveten og Bolkesjø 2013). Kapasitetene for sol- og vindkraft er hentet fra referansescenarioet i European Commission (2010).

Kapasitetene i Norge for både regulerbar og uregulerbar vannkraft er Statnett kilde. For vindkraft er NVE kilde for 2012, mens utviklingen frem til og med 2030 baserer seg på prognoser fra Point Carbon. Dette er også tilfellet for bioenergi (CHP) som har tatt frem til og med 2030 fra Point Carbon. Installert kapasitet for gasskraft er tall fra Point Carbon (Tveten og Bolkesjø 2013).

For Sverige er samtlige data om installert kapasitet fra Point Carbon (Tveten og Bolkesjø 2013).

Ved starten av arbeidet med denne masteroppgaven hadde Balmorel ingen skille mellom vindkraft offshore og onshore. For å legge offshore vindkraft til i modellen ble det opprettet egne offshore regioner som tilhørte sitt respektive land. For eksempel ble det opprettet en offshore region utenfor vestkysten av Danmark. Modellstrukturen gjør også at det må defineres et område innenfor regionen, men det er ingen praktisk skille mellom disse.

Tabell 4.3: Scenarioene for offshore vindkraft i Nordsjøen i 2030 (installert effekt i MW).

	Danmark	Tyskland	Nederland	Norge	Totalt
Lav	2254	18717	2200	0	23173
Middels	3296	23289	3450	1850	31885
Høy	4338	26782	6000	5570	42690

Tabell 4.3 viser scenarioene for installert kapasitet for offshore vindkraft som brukes i arbeidet med denne oppgaven. I tillegg til de nevnte scenarioene, er det utviklet et nullscenario som skal representere et scenario uten utbygging av offshore vindkraft i Nordsjøen.

For offshore vindkraft ble det lagt inn kapasiteter i samsvar med scenarioene for offshore vind. Dette ble gjort for landene Tyskland, Nederland, Danmark og Norge. Data for installert onshore vindkraft i de ulike landene utenom Norge og Sverige bygger på en EU-studie om utviklingen i det europeiske kraftsystemet frem mot 2030 (European Commission 2010). Denne studien skiller ikke på onshore og offshore vindkraft på installert vindkraft, men i

basisscenarioet vil 43 % av vindkraftproduksjonen i 2030 være offshore vind. Andre studier har andel offshore vind av total installert kapasitet vind som varierer mellom 18 % (Norge) og 50 % (Nederland). EWEA (2012) har tall for EU som angir 40 % av installert kapasitet vil være offshore vind i 2030.

På bakgrunn av de nevnte studiene og flere simuleringer i Balmorel, ble inndata i modellen for onshore vind satt til 70 % av kapasiteten fra European Commission (2010) for områdene Danmark1, Tyskland, Nederland og Norge 5-15. For Danmark2 er installert kapasitet satt til 90 % av opprinnelig verdi grunnet kalibreringssimuleringer som viste stor prisforskjell mellom Danmark1 og Danmark2 dersom den også var 70 %. For Norge1 og Norge2 er verdien den samme som i datagrunnlaget (Tveten og Bolkesjø 2013) grunnet stor geografisk avstand mellom Finnmark/Troms og offshore vind i Norge12. For Finland og Sverige er det heller ikke endret på vindkraftkapasiteten. I scenario lav er det for Norge ikke redusert noe på installert kapasitet onshore siden det ikke er noe offshore vind i dette scenarioet.

Tabell 4.4: Fullasttimer for offshore vind i de ulike scenarioene.

	Danmark	Tyskland	Nederland	Norge
Lav	4101	3854	3443	0
Middels	4106	3854	3438	3941
Høy	4109	3854	3383	3912

Balmorel beregner total produksjon for vind-, sol- og vannkraft ut i fra faktorene installert kapasitet og fullasttimer. Fullasttimene for offshore regionene, vist i tabell 4.4, ble beregnet på bakgrunn av produksjonsdataene brukt som forutsetninger i denne oppgaven (Kirkerud 2012). Beregningene av disse produksjonsdataene tar også hensyn til faktorer som utilgjengelighet og vedlikehold for vindturbinene. Fullasttimene endres noe for de ulike scenarioene, men i hovedsak er det små forandringer. For Tyskland var fullasttimene i kalibrert modell noe lave og ble justert opp til 1604 timer som er en gjennomsnittlig verdi for Tyskland (Fraunhofer IWES 2012).

4.3. Onshore vind

Produksjonsdataene for offshore vindkraft er basert på genererte serier for 2010. For å kunne ha representative data for samvariasjonen i vindproduksjon mellom offshore og onshore vind, er det i denne studien hentet inn observerte vinddata for 2010 for onshore vind. Sammen med de genererte vinddataene for offshore vind, utgjør dette input data for vindvariasjon i Balmorel. Datagrunnlaget for 2010 ble basert på systemoperatører i de landene som har data tilgjengelig. For Tyskland finnes det fire systemoperatører som alle rapporterer vindkraftproduksjonen innenfor sitt markedsområde.

Produksjonsdata for 2010 fra de tyske systemoperatørene Amprion, Transnet, 50hertz og TenneT (2013) ble lastet ned fra deres respektive nettside. Dataene var i all hovedsak oppgitt med fire verdier per time og disse verdiene ble aggregert opp til timenivå, som var formen dataene må ha i Balmorel. Det ble brukt de fire første verdiene som da utgjorde time 1 i sesong 1, de fire neste utgjorde time 2 i sesong 1 og slik fortsatte det for de resterende timene av året. Ved manglende data for en tidsenhet (det manglet totalt 2 verdier fordelt på alle datasettene for Tyskland), ble det lineærinterpolert mellom tidsenheten på hver sin side av den manglende verdien. TenneT er systemoperatør både for deler av Tyskland og for Nederland. Dataene skilte ikke på hvor mye som var produksjon i Tyskland og hvor mye som var Nederland. Dermed ble hele den samlede verdien brukt. Dette har lite å si for Balmorel siden det ikke er størrelsen på tallene som er interessant, men den relative forandringen fra time til time. Produksjonsdataene inneholder data for samtlige av årets 8760 timer, mens Balmorel simulerer for 8736 timer. Produksjonsseriene som ble lagt inn i Balmorel ble derfor kuttet ved slutten av seriene for de timene som overskrider 8736.

Produksjonsdata for vindkraft i Danmark ble lastet ned fra Energinet (2013). Dataene skilte mellom Vest- og Øst-Danmark og dette passer inn med hvordan modellen deler inn landet. Produksjonen var oppgitt på timenivå og dermed var ingen aggregering nødvendig for å få dataene på riktig format. Vindproduksjonsdataene for Vest-Danmark ble også brukt for alle regioner i Norge da slike data ikke er offentlig tilgjengelig i Norge. For Finland ble det brukt data for fra Elering (Estland) (2013) for variasjonen i vindkraftproduksjon. Dette er likt de løsningene som er brukt i den kalibrerte modellen av Balmorel (Tveten og Bolkesjø 2013).

4.4. Forbruk

Tabell 4.5: Elektrisitetsforbruk (TWh/år) for landene i simuleringene i 2030.

Forbruk (TWh)	Danmark	Finland	Tyskland	Nederland	Norge	Sverige
2030	36,3	89,0	579,8	125,4	137,8	152,3

Tabell 4.5 viser forbruket av elektrisitet i landene som er inkludert i modellen. For de nordiske landene er data om forbruket basert på data fra Nord Pool Spot (2013) om faktisk forbruk i 2012. Forbruket for Tyskland og Nederland baserer seg på faktisk forbruk i landene for 2012 (ENTSO-E 2013). For å fremskrive til år 2030 brukes det i modellen en lineær økning i forbruket på 0,4 % per år (Tveten og Bolkesjø 2013).

For offshore regionene er forbruket satt til 0 siden kraften skal overføres til nærmeste region og inngår i produksjonsmiksen der.

4.5. Overføringskapasitet og nett

Tabell 4.6: Overføringskapasiteter mellom land (MW) i 2030.

	Danmark	Finland	Tyskland	Nederland	Norge	Sverige
Danmark			3600		1700	2420
Finland					700	2650
Tyskland	3100			3800	2018	600
Nederland			3000		1400	
Norge	1700	700	2018	1400		5200
Sverige	2020	2650	600		5150	

Tabell 4.6 viser forutsetningene som er lagt til grunn for overføringskapasiteter mellom land i 2030. Overføringskapasiteten fra et land til et annet leses fra landet i kolonnen til venstre og til landet i øverste raden. Eksempelvis er overføringskapasiteten fra Danmark til Tyskland 3600 MW, mens fra Tyskland til Danmark er den 3100 MW. Data for overføringskapasitetene er hentet fra ENTSO-E (2013) og i Norge fra Statnett (Tveten og Bolkesjø 2013).

Oppgraderinger i nettet og planlagte utenlandskabler er tatt med i forutsetningene. Dette gir Norge betydelig større overføringskapasitet enn dagens til samtlige land som er inkludert i analysene. For øvrig ble simuleringene gjennomført før det ble allment kjent at prosjektet

Syd-Vestlinken ikke blir gjennomført. Dette prosjektet er i analysene inkludert som 1200 MW overføringskapasitet mellom Sverige og Norge i begge retninger.

For samtlige offshore regioner er det satt overføringskapasitet i samsvar med installert kapasitet for høyscenario. I Danmark er offshore regionen koblet til Danmark 1 ettersom det i scenarioene for offshore vind kun er tatt med lokasjoner utenfor vestkysten av Danmark. For Nederland og Tyskland er offshore vindparkene koblet til sitt land. Den norske offshore vindparken er knyttet til Norge12 (sydligste regionen i Norge). Opprinnelig er lokasjonene for offshore vindparkene spredt mer enn dette, fra Stadt i nord til sørlige Nordsjøen. Valget på Norge 12 er gjort med bakgrunn at en betydelig andel ligger med geografisk nærhet til Norge12. I tillegg vil dette valget kunne medføre et bedre samspill med utlandet siden Norge12 har nåværende og fremtidige planlagte kabler til utlandet.

Tapet i distribusjonsnettet innad i regioner er satt til 5 %. I arbeidet med å legge inn offshore regioner ble tapet satt tilsvarende det som lagt inn for de eksisterende regionene. For transmisjonsnettet er tapet i kalibrert modell satt til 0,1 % og det er lagt inn tilsvarende forutsetninger for offshore regionene.

Modellen inkluderer også overføringskostnader mellom regioner. Her er det lagt inn like tall for offshore regionene som for de allerede eksisterende regionene. Dette er 0,0001 €/MWh og innad i en region er tallet null. Dette vil medføre at produksjon fra offshore vind i perioder med nullpris ikke vil overføres til forbruksregionen. I praksis kan dette sees på som at det er ulønnsomt å la vindturbinene produsere kraft og dermed blir de stengt av.

4.7. Brenselspriser og CO₂-kostnad

Tabell 4.7: Forutsetninger om brenselspriser og CO₂-kostnader for ulike brenslere i 2030 (€/MWh).

Brensel	Brenselspris	CO ₂ -kostnad	Totalt
Kjernekraft	3,3	0	3,3
Gass	33,2	8,2	41,4
Kull	11,5	13,7	25,1
Lignitt	5,7	14,5	20,3
Brenselolje	69,2	11,2	80,4
Avfall	0	2,7	2,7
Flis	26,5	0	26,5
Treavfall	9,7	0	9,7

Forutsetningene om brenselspriser og CO₂-kostnad er vist i tabell 4.7. Samtlige av dataene som er brukt i analysene er fra kalibrert modell (Tveten og Bolkesjø 2013). Brensel for kjernekraft, avfall, trevirke og treavfall er det lagt til grunn samme pris i 2030 som i 2012. Prisene for de fossile brenslene baserer seg på data fra Reuters, UK energy and climate samt framskrivinger fra IEA. For lignitt er brenselsprisen satt til halvparten av kullprisen. CO₂-kostnaden tar utgangspunkt i en kvotepris på 40 €/tønne og er regnet ut i fra CO₂-utslippet til det enkelte brenselet (Tveten og Bolkesjø 2013). Utrekningene av brenselspris og CO₂-kostnad tar ikke hensyn til virkningsgrad.

4.8. Balmorel

Balmorel er en energisystemmodell som baserer seg på lineær optimalisering modellering av elektrisitets- og CHP-sektoren. Dens opprinnelse er et samarbeid mellom aktører i land rundt Østersjøen og det opprinnelige prosjektet gikk fra 1999 til 2001. Kildekoden og formålet er «open source» og modellen er fritt tilgjengelig på hjemmesiden til prosjektet. Formålet med modellen er å støtte modellering og analyser av energisektoren med fokus på elektrisitet og CHP. Modellen er skrevet i GAMS-språk (General Algebraic Modeling System) og bruker en «bottom up»-tilnærming, men har også innslag av «top-down». Den kalkulerer kostnader knyttet til drift av energisystemet og for å finne en optimal løsning minimaliserer den kostnadene for det totale energisystemet med restriksjonene tatt i betraktning. Modellen kan benyttes med investeringer i kapasiteter gitt enten eksogent eller endogent. Forbruket av kraft og varme kan bli gitt enten uelastisk eller elastisk. Den kan løses for årene frem til 2030 helt ned på timenivå. I modellen kan man legge in svært detaljerte forutsetninger som for

eksempel produksjonsteknologier (kapasiteter og priser), overføringskapasiteter og forbruk på timenivå. Dette kombinert med muligheten valgfrihet for modellen er en betydelig styrke.

Som resultater ut fra modellen kan en blant annet få:

- Kraftproduksjon årlig og timenivå fordelt på ulike teknologier.
- Priser årlig og på timenivå for ulike land og regioner.
- Import og eksport mellom regioner årlig og på timenivå og flaskehalsinntekter.
- Brenselforbruk fordelt på teknologier, tid og regioner.
- CO₂-utslipp
- Forbruk for regioner og land

Modellen strekker seg over flere land og versjonen brukt i denne oppgaven innehar 15 områder i Norge, 4 i Sverige, 2 i Danmark, og en i landene Finland, Tyskland og Nederland. I arbeidet med min masteroppgave vil noe av arbeidet gå ut på å legge til offshore regioner som skal svare til de scenarioene for offshore vind.

Balmorel gir ut en mengde resultatfiler og ved å kjøre versjonen BB3 kan man få ut priser på timenivå i 2030 for alle land og regioner i simuleringen. Modellen kjøres med forskjellige scenarioer som skal representere ulik utbyggingsgrad av offshore vindkraft i Nordsjøområdet. Scenarioene er lik de som brukes i Kirkeruds masteroppgave «Nordsjøen år 2030, variabel vindkraftproduksjon og behovet for reserver». Landene Belgia og Storbritannia er ikke inkludert i den versjonen av Balmorel brukt i denne masteroppgaven slik at den offshore vinden som ligger i disse landene blir utelatt fra simuleringene.

I versjonen av Balmorel brukt i denne oppgaven, er kapasitetene gitt eksogent. Det betyr at installert kapasitet for teknologier er gitt og modellen må forholde seg til disse. Dersom kapasitetene er gitt endogent gir det frihet til modellen for å investere i ny kapasitet dersom dette minsker de totale kostnadene ved energisystemet.

For å beregne de totale produksjonskostnadene benytter modellen seg at brenselkostnad, CO₂-kostnad, faste og variable drifts- og vedlikeholdskostnader og virkningsgrad til den enkelte teknologi. De variable kostnadene er forholdsvis like for teknologiene. Sol- og vindkraft har 0 i variable kostnader. De relativt like variable kostnadene gjør at summen av brenselpris og CO₂-pris er avgjørende for hvilke teknologier som har lavest kortsiktig marginalkostnader. Brenselpris og CO₂-kostnad dividert med virkningsgraden og de variable kostnadene utgjør en teknologisk kortsiktig marginalkostnad. Når produsenten av kraft skal by

inn sin kraft i markedet, er han villig til å produsere ved en kraftpris som er høyere enn den kortsiktige marginalkostnaden. Brenselspris og CO₂-kostnader for alle teknologier er vist tidligere i oppgaven (tabell 4.7). Virkningsgradene varierer for hver enkelt teknologi og er for omfattende å vise i denne studien. Virkningsgraden skal representere forskjellene mellom et nytt og gammelt kraftverk.

Sol- og vindkraft har svært lave kortsiktige marginalkostnader og vil produsere kraft selv ved kraftpris nær null. Av tabell 4.7 kan vi se at kjernekraft og avfall har også lav kortsiktig marginalkostnad. Deretter følger treavfall, lignitt, kull, flis, gass, mens brenselolje har høyest kortsiktig marginalkostnad. Den teknologien som produserer den siste enheten av kraft, er den teknologien som setter prisen i markedet.

De ulike scenarioene for installert offshore vindkraft fører til økende grad av produksjon med lave kortsiktige marginalkostnader. En økning i produsert kraft fra vindkraft kan føre til et skifte i teknologi som produserer den siste enheten kraft. Eksempelvis kan gasskraft være prissettende teknologi, men når mer vindkraft tilføres markedet, kan det være kullkraft som er prissettende teknologi. Dette vil kunne medføre en lavere kraftpris og en lavere produksjon fra gasskraft. Analysene av produksjonsmikser vil dermed kunne avdekke hvilke teknologier som har kortsiktige marginalkostnader nær kraftpris.

4.9. Analyser av resultatene

For elektrisitetsbalansen i nullscenarioet er det vist total årlig produksjon i 2030 for de ulike teknologiene. Resultatene presentert er hentet fra produksjon for ulike teknologier på årlig basis for hvert land. I dette scenarioet vil resultatene sammenlignes med to publikasjoner, Eurelectric (2009) *Statistics and prospects for the European electricity sector* og European Commission (2010) *EU energy trends to 2030*. Eurelectric (2009) baserer seg på statistikk for kraftsektoren for å predikere kraftsystemet fremover mot 2030. European Commission (2010) benytter modellen PRIMES for å modellere energisystemet. Den tar blant annet hensyn til EUs utslippsmål for 2020 og hva det medfører for kraftsystemet. Disse rapportene har scenarioer for utviklingen i det europeiske kraftsystemet frem mot 2030 og viser også produksjonsmikser for de ulike landene i 2030. Analysene vil vise hovedforskjeller mellom egne resultater og hva disse rapportene har for å gi en bedre forståelse av egne resultater. Deretter vil det for scenarioene lav, middels og høy vises endring i produksjon fra nullscenarioet med økende grad av offshore vind. Da vil analysene vise hvilke endringer mer

offshore vind påfører energisystemet. Herunder også hvilke teknologier som får reduksjoner i produksjonen.

Deretter blir årlig gjennomsnittlig kraftpris for de ulike scenarioene beskrevet for landene i analysene. For nullscenarioet vises kraftprisen og det er i tillegg beregnet kortsiktig marginalkostnad for et kullkraftverk gitt de forutsetningene oppgaven har. For Norge og Sverige er det små regionale forskjeller og det har dermed blitt regnet ut en gjennomsnittlig kraftpris for hele landene. Det er noen forskjeller mellom de to regionene i Danmark slik at begge blir vist i resultatene. For scenarioene lav, middels og høy beskrives endringene i årlig gjennomsnittlig kraftpris ved økende grad av offshore vind. Analysene søker å vise og kort forklare forskjeller mellom scenarioene, men også mellom landene i analysene i samme scenario.

Prisvariasjon over døgnet blir vist ved hjelp av figurer med samtlige scenarioer for et land inngår. Disse figurene er fra resultater modellen gir om priser på timenivå for hele året. Samtlige verdier for time 1 er plottet som prosent av døgngjennomsnittspris og slik fortsetter det for de resterende timene av døgnet. Ved hjelp av disse figurene kan vi analysere den relative prisen og forandringen i denne som følge av økende mengde offshore vind. Analysene fokuserer på endringer i prisprofilen i et land som følge av mer vindkraft, men også forskjellene mellom land.

Prisvariasjon over året inneholder deskriptiv statistikk av ukentlige kraftpriser. Statistikken inkluderer min- og makspris, differanse og standardavvik. Den deskriptive statistikken er utført ved hjelp av datanalyseverktøyet i Excel. De gjennomsnittlige ukesprisene er beregnet ut i fra timespriser ved hjelp av pivottabeller. Analysene fokuserer på hvordan faktorene i den deskriptive statistikken endres med økende grad av offshore vind. Forskjeller mellom land og utviklingen i faktorene vil også belyses.

5. Resultater og diskusjon

Dette kapittelet tar for seg resultatene og diskusjon fra modellsimuleringene i Balmorel. Resultatpresentasjonen fokuserer primært på produksjonsmiks og priseffekter i ulike land.

5.1. Elektrisitetsbalanse i nullscenario

I dette scenarioet er det ikke tatt med noe utbygging av offshore vind og Balmorel er kjørt uten reduksjon i onshore vind.

Tabell 5.1: Elektrisitetsbalanse for landene simulert i 2030 for nullscenario (TWh).

	Danmark	Finland	Tyskland	Nederland	Norge	Sverige
Kull	15,1	4,6	209,1	21,1	-	0,4
Avfall	-	-	8,7	10,6	-	-
Gass	5,0	-	39,3	48,5	0,3	2,7
Bio	19,1	34,7	45,9	0,8	4,2	31,5
Kjernekraft	-	34,6	93,4	3,7	-	61,0
Uregulerbar vann	-	16,7	6,4	0,1	44,6	16,7
Regulerbar vann	-	-	15,4	-	90,9	52,0
Sol	-	-	46,8	0,2	-	-
Vind	18,6	0,8	119,1	23,1	14,5	16,5
Total elektrisitetsproduksjon	57,9	91,4	584,1	108,0	154,8	180,7
Etterspørsel el	36,3	89,0	579,8	125,4	137,8	152,3
Netto import fra andre land	-19,7	-0,8	26,2	23,9	-9,3	-20,4

Av tabell 5.1 kan man se at kraftsystemet i Danmark for nullscenarioet består av kullkraft, gasskraft, bioenergi og vindkraft i 2030. Totalt blir det produsert 57,9 TWh og andelen fornybar energi er 65 %. Etterspørselen er 36,3 TWh, en god del lavere enn produksjonen, noe som fører til en stor netto krafteksport på 19,7 TWh.

I det finske kraftsystemet blir det produsert noe kullkraft og en liten mengde vind, mens hoveddelene kommer fra bioenergi, kjernekraft og uregulerbar vannkraft. Den totale produksjonen er 91,4 TWh med en fornybarandel på 57 %. Etterspørselen er 89,0 TWh og netto eksporteres det 0,8 TWh kraft.

For Tyskland er den største produksjonsmengden fra kullkraft og vindkraft. Den totale produksjonen utgjør til sammen 584,1 TWh og fornybarandelen i Tyskland er 41 %.

Etterspørselen er 579,8 TWh og Tyskland er en stor kraftimportør sammenlignet med de andre landene med en nettoimport på 26,2 TWh.

Det nederlandske kraftsystemet er gasskraft den største enkeltteknologien. På de etterfølgende trinnene er vindkraft, kullkraft og kjernekraft. Det er beskjedne mengder bioenergi, solkraft samt uregulerbar vannkraft. Totalt blir dette 108,0 TWh produksjon og andelen fornybar energi er 27 %. Etterspørselen er høyere enn produksjonen med 125,4 TWh og dette medfører også en stor nettoimport på 23,9 TWh.

I Norge dominerer vannkraften med regulerbar og uregulerbar vannkraft som de to største. Deretter følger vindkraft og bioenergi, med en liten mengde gasskraft til slutt. Den totale kraftproduksjonen er 154,5 TWh for fornybarandelen er 99,8 %.

Sveriges kraftsystem domineres av regulerbar vannkraft, kjernekraft og bioenergi.

Uregulerbar vannkraft og vindkraft produserer omtrent like mye, mens gasskraft og kullkraft er de to med lavest produksjon.

Tabell 5.2: Elektrisitetsproduksjon (TWh) i nullscenario minus data fra European Commission i 2030 (2010).

	Danmark	Finland	Tyskland	Nederland	Sverige
Kull	7,0	-4,0	-15,6	-15,0	0,1
Avfall og bio	10,8	15,5	15,1	-2,2	10,6
Gass	-2,3	-8,9	-84,4	-4,2	-2,9
Olje	-0,1	-0,1	-5,2	-1,7	-0,1
Kjernekraft	-	-3,3	93,4	-1,4	-0,9
Vannkraft	-	3,0	-2,1	0,1	0,4
Sol	-0,1	-0,1	17,5	-0,0	-0,1
Vind	1,3	-4,4	-43,7	-10,3	-0,5
Totalt	16,7	-2,3	-25,1	-34,8	6,5
Etterspørsel el	-2,8	-1,9	-1,3	2,3	9,2

Tabell 5.3: Elektrisitetsproduksjon (TWh) for landene i nullscenario minus data fra Eurelectric (2009).

	Danmark	Finland	Tyskland	Nederland	Norge	Sverige
Kull	8,1	-5,6	-10,9	-19,7	-	0,4
Avfall	-	-	-3,3	6,3	-0,1	-4,8
Gass	-9,0	-16,5	-100,7	-29,6	-15,2	-0,2
Olje	-1,0	-0,5	-4,0	-0,2	-	-0,8
Bio	19,1	34,7	4,9	-10,9	4,2	22,0
Kjernekraft	-	-21,8	93,4	-13,8	-	8,1
Vannkraft	-	2,3	-11,2	-0,0	10,0	-1,0
Sol	-	-	37,8	0,2	-	-
Vind	-4,6	-6,7	27,1	9,6	6,6	-8,5
Totalt	12,7	-14,1	33,1	-58,2	5,5	15,1
Etterspørsel el	-7,5	-19,7	26,8	-42,8	-14,8	4,8

European Commission (2010) legger til grunn et noe høyere forbruk og betydelig lavere produksjon i Danmark enn resultatene i nullscenarioet. Det er store forskjeller i produksjonen fra kullkraft og bioenergi. Publikasjonen viser en kullkraftproduksjon som er nær halvparten av det modellsimuleringene viser. Produksjonen fra bioenergi og avfall er også betydelig lavere enn det Balmoresimuleringene er.

Eurelectric (2009) legger til grunn et høyere forbruk og en lavere produksjon enn resultatene i nullscenarioet. Kullkraftproduksjonen er i den publikasjonen lavere enn resultatene her viser. Eurelectric antar i likhet med den forrige publikasjonen en høyere mengde gasskraft i Danmark.

Samlet utgjør bioenergi og kullkraft hovedforskjellen i den totale produserte mengden kraft i Danmark. Modellen velger trolig å produsere mer kraft i Danmark (til en lavere kostnad enn i naboland) for å eksportere denne. Det kan også tyde på at det er for lite installert kapasitet for gasskraft i modellen. Vindkraft har produksjon omtrent lik publikasjonene.

For Finland har resultatene for etterspørsel og total produksjon små forskjeller sammenlignet med studien fra European Commission (2010). De største forskjellene i rapporten er en betydelig høyere kull- og gasskraftproduksjon sammenlignet med Balmoresimuleringen. Rapporten har også en mye lavere produksjon fra bioenergi, mens vindkraft er større.

Resultatene i Eurelectric (2009) har en høyere produksjon og etterspørsel i 2030. Rapporten har betydelig mer kjernekraft. For øvrig har også denne rapporten mange av de samme tendensene som ble beskrevet i forrige avsnitt.

Forskjellene i resultatene og det rapportene viser er hovedsakelig gasskraft. Modellen velger ikke å kjøre gasskraft til tross for at det finnes betydelig kapasitet. Produksjonen fra bioenergi er mye lavere i den ene rapporten. Bioenergi har dermed mer fordelaktige kostnader sammenlignet med gasskraft. For øvrig ser rapportene for seg mer vindkraft og kjernekraft i Finland.

I det tyske kraftsystemet er den totale produksjonen i European Commission (2010) om lag 60 TWh høyere enn i Balmoresimuleringene, mens forbruket stemmer omtrent overens. Rapporten har ingen produksjon fra kjernekraft i Tyskland. Balmorel inneholdt ved overtakelsesdato den kjernekraften som er modellert og dette er tråd med dagens nivå. For å opprettholde et slikt nivå vil det trolig trenge investeringer. Nordic Energy Perspectives (2013) har kjernekraften som en sentral brikke i energisystemet for at de nordiske landene skal oppnå klimamålene og sine uttalte mål med hensyn til klima og energisektoren. Med dette i bakhodet er det ikke unaturlig at kjernekraft også spiller en rolle i det tyske kraftsystemet, selv om dette er i strid med dagens politiske føringer.

For gasskraft i Tyskland er det en betydelig forskjell med 84 TWh høyere produksjon i European Commission (2010). Vindkraft er omtrent 80 TWh høyere i rapporten, mens solkraft er 18 TWh lavere.

Forskjellene mellom resultatene og European Commission (2010) kan i noen grad skyldes den høye produksjonen i sistnevnte. Nullscenarioet inneholder kjernekraft og siden produksjonen i rapporten for kjernekraft er null, gir dette gir trolig også utslag i høyere produksjon fra gasskraft og vindkraft (European Commission (2010)).

Euelectric (2009) har noe lavere produksjon og tilsvarende lavere etterspørsel sammenlignet med Balmoresimuleringene. Rapporten har heller ingen kjernekraft. Denne rapporten har omtrent de samme forskjellene som forrige når det gjelder gasskraft. Utviklingen for solkraft var trolig ikke kommet så langt når Eurelectric ble utgitt og dermed er det betydelig lavere mengde solkraft i rapporten.

I Nederland er etterspørselen omtrent lik for resultatene i nullscenariet og European Commission (2010), mens produksjonen betydelig høyere i rapporten. Dette medfører en høyere produksjon fra kullkraft og vindkraft sammenlignet med Balmoresimuleringene.

Eurelectric (2009) er etterspørselen betydelig høyere sammenlignet med Balmoresimuleringene i Nederland. Den totale produksjonen har samme nivå som etterspørselen, og de største forskjellene er større produksjon fra gasskraft og vindkraft. De øvrige produksjonsteknologiene er forholdsvis lik som tidligere nevnte rapport.

Forskjellene mellom resultatene og rapportene kan forklares med at modellen velger å produsere mer kraft i andre land og la Nederland importere mer. Den til dels store forskjellen for gasskraft er lik hva som tidligere er observert, med relativt høye produksjonskostnader som gjør andre teknologier mer konkurransedyktige.

European Commission (2010) har ingen data for Norge og resultatene kan derfor ikke sammenlignes. Eurelectric (2009) oppgir en total produksjon som er noe lavere enn resultatene, mens etterspørselen er betraktelig høyere. Gasskraft har et mye større bidrag i kraftsystemet enn i Balmoresimuleringene, mens vindkraft er noe lavere i rapporten.

Vannkraftproduksjonen er 8 TWh lavere i rapporten, som også er lavere enn dagens nivå. Rapporten har noe merkelige tall som at Norge vil være nettoimportør, lavere vannkraft enn dagens nivå og meget høy gasskraftproduksjon. Resultatene viker derfor mer sannsynlige. Resultatene har relativt høy produksjon av bioenergi samt lav gasskraft. Dette stemmer dog overens med Finland, hvor bioenergi foretrekkes over gasskraft av modellen.

Etterspørselen og produksjonen i Sverige er noe lavere i European Commission (2010) sammenlignet med Balmoresimuleringene. Gasskraft har omtrent dobbelt så høy i rapporten, mens bioenergi er noe lavere.

Eurelectric (2009) har omtrent noe lavere etterspørsel og tilsvarende betydelig lavere produksjon sammenlignet med Balmoresimuleringene. Rapporten har en betydelig lavere bioenergiproduksjon og noe lavere produksjon fra kjernekraft. Vindkraft er noe høyere i rapporten enn i Balmoresimuleringene.

Rapportene har en høyere etterspørsel og produksjon i Sverige sammenlignet med resultatene. Igjen er bioenergi foretrukket av modellen som en prisgunstig produksjon og dermed

produseres det relativt mye bioenergi. Det kunne trolig også være inkludert noe større produksjon fra vindkraft i Balmorel.

Felles for for begge rapportene er at de inkluderer små mengder olje i alle land utenom Norge. Modellen velger derimot å ikke produsere noe fra oljekondens trolig på grunn av for høye kostnader.

5.2. Elektrisitetsbalanse lavscenario

Dette scenarioet har lav utbygging av offshore vindkraft (se tabell 4.3 for scenarioene). For Norge vil dette være en svært begrenset utbygging, så vindkraften i Norge er den samme som i nullalternativet.

Tabell 5.4: Endring i elektrisitetsbalanse for landene simulert for 2030 for lavscenario.

	Danmark	Finland	Tyskland	Nederland	Norge	Sverige
Kull	-0,3	-1,1	-23,2	-1,4	-	-
Avfall	-	-	-0,1	-	-	-
Gass	-	-	-4,6	-1,2	-0,2	-
Bio	-0,5	-1,4	-5,7	-	-	-0,1
Kjernekraft	-	-	-	-	-	-
Uregulerbar vann	-	-	-0,1	-	-0,1	-0,0
Regulerbar vann	-	-	-	-	-0,0	-
Sol	-	-	0,3	0,0	-	-
Vind	3,9	-	35,2	0,6	-	-
Total elektrisitetsproduksjon	3,1	-2,5	1,9	-2,0	-0,3	-0,1
Etterspørsel el	-	-	-	-	-	-
Netto import fra andre land	-3,1	2,5	-1,8	2,0	0,3	0,1

Som vist i tabell 5.4 medfører endringene lavscenario i Danmark en økning i vindkraftproduksjonen, mens noe kullkraft og bioenergi forsvinner. Kraftoverskuddet blir også større i Danmark noe som fører til økt netto eksport.

Finland er ikke inkludert i scenarioene for offshore vindkraft og dermed er det heller ingen endringer i vindkraftproduksjonen her. Som følge av mer vindkraft i andre land vil likevel noe kullkraft og bioenergi forsvinne fra produksjonen i Finland. Dette gjør også at Finland netto importerer mer kraft.

I det tyske kraftsystemet blir det produsert 35 TWh mer vindkraft samt også noe mer solkraft. Denne økte produksjonen erstatter i stor grad kullkraft, bioenergi og gasskraft. I tillegg er det noe mindre produksjon av avfall og uregulerbar vannkraft. Den totale kraftproduksjonen øker samt at Tyskland netto eksporterer mer.

Vindkraftproduksjonen i Nederland øker noe for lavscenarior offshore vindkraft og solkraft øker også marginalt. Kullkraft og gasskraft produserer mindre og totalt sett blir det 2 TWh mindre kraftproduksjon i Nederland. Dette medfører at Nederland må netto importere tilsvarende mengde mer kraft.

For Norge er det i lavscenariot ikke noe mer vindkraftproduksjon. Påvirkningen fra de andre simulerte landene medfører derimot en liten redusert produksjon for gasskraft. Den totale kraftproduksjonen blir redusert med 0,3 TWh og netto import fra andre land i simuleringene øker tilsvarende.

I Sverige er det forutsatt ingen offshore vindkraft i simuleringene og det er svært små endringer i kraftproduksjonen.

For energisystemet i landene som er simulert betyr dette at den økte produksjonen erstatter en god del fossil produksjon fra kullkraft og gasskraft. Dette er naturlig gjennom at disse teknologiene produserer på marginalen og dermed forsvinner noe av produksjonen når mer vindkraft med lave marginalkostnader blir innfaset. Det ligger også til grunn en høy CO₂-kvotepris som vil øke marginalkostnadene for fossile produksjonsteknologier. Det er ikke fullt så innlysende at såpass mye produksjon fra bioenergi vil forsvinne med økt vindkraft. Bioenergi vil i de fleste landene ha en betydelig produksjon i 2030. Deler av denne produksjonen vil ha kortsiktige marginalkostnader som ligger nært opptil kraftprisen og dermed forsvinne når mer vindkraft blir introdusert. For de øvrige teknologiene er det relativt små endringer.

5.4. Elektrisitetsbalanse middelsscenario

I middelsscenario er det middels utbygging av offshore vindkraft (tabell 4.3) og det er også dette som ansees som det mest sannsynlige scenarioet.

Tabell 5.5: Endring i elektrisitetsbalanse for landene simulert for 2030 for middelsscenario.

	Danmark	Finland	Tyskland	Nederland	Norge	Sverige
Kull	-1,0	-2,7	-36,5	-2,8	-	-
Avfall	-	-	-0,4	-	-	-
Gass	-	-	-6,4	-1,8	-0,3	-
Bio	-0,8	-4,7	-8,2	-	-	-0,1
Kjernekraft	-	-	-0,4	-0,0	-	-0,1
Uregulerbar vann	-	-	-0,2	-0,0	-0,4	-0,0
Regulerbar vann	-	-	-	-	0,0	-
Sol	-	-	0,3	0,0	-	-
Vind	7,0	-	51,4	4,4	3,8	-
Total elektrisitetsproduksjon	5,2	-7,4	-0,4	-0,2	3,2	-0,2
Etterspørsel el	-	-	-	-	-	-
Netto import fra andre land	-5,2	7,4	0,5	0,2	-3,2	0,2

For middelsscenario kan vi av tabell 5.5 se at tendensene for Danmark blir forsterket. Den økte vindkraftproduksjonen medfører en reduksjon i produksjonen for kullkraft og bioenergi.

I det finske kraftsystemet blir produksjonen av kullkraft og bioenergi redusert. Produksjonen fra vindkraft i andre simulerte land erstatter kull og bioenergi i Finland og den totale kraftproduksjonen reduseres med 7,4 TWh. Dermed øker også netto import fra andre simulerte land tilsvarende.

Offshore vindkraft medfører en betydelig økning av vindkraftproduksjonen i Tyskland. Den økte produksjonen erstatter i hovedsak kullkraft, men også noe gasskraft og bioenergi. Små mengder kraft fra avfall, kjernekraft og uregulerbar vannkraft forsvinner også. Den totale kraftproduksjonen blir litt redusert sammenlignet med nullscenarioet og dermed øker også netto import litt.

I Nederland kommer det inn mer vindkraft i dette scenarioet og også her øker solkraften sin produksjon, men det er marginalt. Den økte vindkraftproduksjonen fører til mest reduksjoner for kullkraft og gasskraft, samt små mengder kjernekraft og uregulerbar vannkraft.

Muligheten for import fra naboland øker og dette medfører en noe lavere produksjon i Nederland.

I middelsscenario er det kommet inn offshore vindkraft i det norske systemet og dermed øker vindkraftproduksjonen. Den økte kraftproduksjonen medfører en reduksjon i uregulerbar vannkraft og gasskraft. Den totale kraftproduksjonen øker med 3,2 TWh i Norge og tilsvarende mengde blir netto eksportert fra landet.

Sverige har ingen økt vindkraftproduksjon som følge av offshore vind. Virkningene fra de andre simulerte landene reduserer produksjonen fra bioenergi, kjernekraft og uregulerbar vannkraft med små mengder. Dette medfører en reduksjon av total kraftproduksjon på 0,2 TWh som igjen gjør at Sverige netto importerer tilsvarende.

Virkningene som ble observert i lavscenarioet blir forsterket i middelsscenario. Den økte vindkraften fører til mest reduksjon i produksjon for kullkraft, spesielt i Tyskland. Av andre teknologier som har en relativt stor reduksjon følger bioenergi og gasskraft. I dette scenarioet forsvinner også noe kjernekraft. Kjernekraft vil normalt ikke produsere på marginalen. En mulig forklaring på dette kan være at det er tilstrekkelig kraft i systemet fra uregulerbar vannkraft, sol- og vindkraft slik at dette presser ut kjernekraften gjennom flere tidsperioder med kraftpriser nær null. Uregulerbar vannkraft får en redusert produksjon som kan stamme fra spilling av vann. Dette skjer trolig fordi det i enkelte perioder er nok produksjon av vind- og solkraft da disse teknologiene er de eneste som har 0 i variable driftskostnader.

5.6. Elektrisitetsbalanse høyscenario

Tabell 5.6: Endring i elektrisitetsbalanse for landene simulert for 2030 for høyscenario.

	Danmark	Finland	Tyskland	Nederland	Norge	Sverige
Kull	-1,7	-4,0	-47,6	-4,5	-	-
Avfall	-	-	-0,9	-	-	-
Gass	-	-	-7,8	-2,6	-0,3	-
Bio	-1,0	-15,8	-10,7	-	-	-0,1
Kjernekraft	-	-	-1,8	-0,1	-	-1,6
Uregulerbar vann	-	-	-0,4	-0,0	-0,9	-0,0
Regulerbar vann	-	-	-	-	-0,0	-0,0
Sol	-	-	0,4	0,0	-	-
Vind	9,0	-	63,0	11,9	18,3	-
Total elektrisitetsproduksjon	6,3	-19,8	-5,7	4,1	17,0	-1,7
Etterspørsel el	-	-	-	-	-	-
Netto import fra andre land	-6,3	19,8	5,8	-4,1	-17,0	1,7

For høyscenarioet kan vi se av tabell 5.6 at vindkraftproduksjonen i Danmark øker som følge av mer offshore vindkraft. Kullkraft og bioenergi minsker produksjonen som følge av mer vind, mens den totale produksjonen i Danmark øker med 6,3 TWh og netto eksport til andre simulert land er tilsvarende.

I Finland reduseres produksjonen fra bioenergi betydelig samt at også kullkraft reduseres. Dette utgjør til sammen en reduksjon i kraftproduksjonen på 19,8 TWh som erstattes med økt netto import tilsvarende.

Det tyske kraftsystemet har i høyscenario et betydelig innslag av vindkraft med 31 % av totalproduksjonen. Som i de andre scenarioene øker også solkraften sin produksjon noe. Den økte vindkraftproduksjonen erstatter i hovedsak kullkraft. Deretter følger bioenergi, gasskraft og kjernekraft. Mindre mengder kraft fra avfall og uregulerbar vannkraft forsvinner også. Totalt blir det produsert 5,7 TWh mindre kraft i Tyskland og netto importen øker med 5,8 TWh.

I Nederland fører den økte vindkraftproduksjonen til en reduksjon i produksjonen av kullkraft og gasskraft. Solkraft øker også sin produksjonsmengde marginal som i de andre scenarioene. Det blir også en liten reduksjon i produsert mengde fra kjernekraft og uregulerbar vannkraft.

Den totale elektrisitetsproduksjonen i Nederland øker med 4,1 TWh og landet netto eksporterer tilsvarende.

For Norge vil vindkraftproduksjonen øke med 18,3 TWh sammenlignet med nullscenarioet. Denne produksjonen fører til en liten reduksjon i produksjon fra gasskraft, uregulerbar vannkraft og en svært liten reduksjon for regulerbar vannkraft. Den totale kraftproduksjonen øker med 17 TWh i Norge og tilsvarende mengde blir netto eksporten økt med.

I det svenske kraftsystemet blir det ingen endringer i vindkraftproduksjonen. Produksjonen fra kjernekraft reduseres, mens bioenergi, uregulerbar og regulerbar vannkraft reduseres med små volum. Totalt blir kraftproduksjonen redusert med 1,74 TWh og Sverige må netto øke kraftimporten tilsvarende.

5.7. Årlig gjennomsnittspris nullscenario

Tallene for årlig gjennomsnittspris er oppgitt i Euro₂₀₁₂ per MWh for hver av regionene med etterspørsel i simuleringen. Prisene er vektet likt for hver time gjennom året.

Tabell 5.7: Årlig gjennomsnittlige kraftpriser (€/MWh) i 2030 vektet for tidsenhet for land i simuleringen.

År	Danmark1	Danmark2	Finland	Tyskland	Nederland	Norge	Sverige
2030	59,2	60,6	59,0	65,7	70,8	59,2	59,1

De årlige gjennomsnittsprisene for landene simulert ligger mellom 59 og 71 €/MWh for nullscenarioet i 2030 som vist i tabell 5.7. De laveste prisene finnes i Norden, mens Tyskland og Nederland har en gjennomsnittlig kraftpris som er noe høyere. Prisene vi ser i nullscenarioet er for Norden relativt høye sammenlignet med dagens nivå. For Tyskland og Nederland ligger det også en del høyere. Dersom vi antar at kullkraft er den prissettende teknologien i markedet, vil forutsetningene om kvotepris for CO₂ ha stor betydning for kraftprisen. Kortsiktig marginalkostnad for et gjennomsnittlig kullkraftverk er beregnet til 68,6 €/MWh gitt de forutsetningene som er tatt med i analysene. Forutsetningene i modellen er at kvoteprisen skal øke fra 8 €/tonn i 2012 til 40 €/tonn i 2030. For et kullkraftverk vil denne endringen medføre en økning i kortsiktige marginalkostnader på 90 % innenfor nevnte tidsperiode. Hvis en legger til grunn en slik økning i kvoteprisen vil dette også medføre en økning i kraftprisene fra dagens nivå. Da er det også naturlig at Nederland og Tyskland har

høyere kraftpriser enn de andre landene i simuleringen på grunnlag av energisystemer som har betydelig innslag av fossil kraft.

5.8. Årlig gjennomsnittspris lavscenario

Tabell 5.8: Endring i årlig gjennomsnittlige kraftpriser (€/MWh) i 2030 vektet etter tidsenhet for lavscenario.

År	Danmark1	Danmark2	Finland	Tyskland	Nederland	Norge	Sverige
2030	-4,6	-3,4	-2,9	-3,1	-2,7	-3,0	-2,9

Som ventet er de årlige gjennomsnittsprisene lavere for lavscenario enn for nullscenarioet. Det største fallet er i Danmark1 og det laveste er i Nederland. Økningen i vindkraft påvirker alle simulerte landene og systemet som en helhet. Økt tilgjengelighet på vindkraft med kortsiktige marginalkostnader lik null, påvirker også land hvor vindkraftproduksjonen ikke blir økt. Tilfeller på dette er Finland, Norge og Sverige. Reduksjonen i kraftpris i dette scenarioet er relativt sett liten sammenlignet med de øvrige scenarioene. Forskjellen mellom landene er også mindre enn i scenarioene med enda høyere installert kapasitet for offshore vind.

5.9. Årlig gjennomsnittspris middelsscenario

Tabell 5.9: Endring i årlig gjennomsnittlige kraftpriser (€/MWh) i 2030 vektet etter tidsenhet for middelsscenario.

År	Danmark1	Danmark2	Finland	Tyskland	Nederland	Norge	Sverige
2030	-20,0	-15,8	-16,9	-6,6	-6,6	-17,3	-17,2

I middelsscenarioet faller kraftprisene enda mer og til dels betydelig for enkelte av regionene. Det største fallet er Danmark1 og det laveste er Tyskland. Dette scenarioet gir stor forskjell mellom de nordiske landene og Nederland/Tyskland i forhold til størrelsen på fallet. Gjennomsnittsprisen faller betydelig mer i de nordiske landene og dette øker forskjellene mellom prisene ytterligere. Forskjellen på energisystemet i de nordiske landene og Tyskland/Nederland er at sistnevnte fortsatt har mer fossil kraft og dette er en mulig forklaring på den tydelige prisforskjellen. Dessuten er Tyskland et markant større marked enn de andre landene og dermed ikke like følsomt for endringer i produsert mengde kraft.

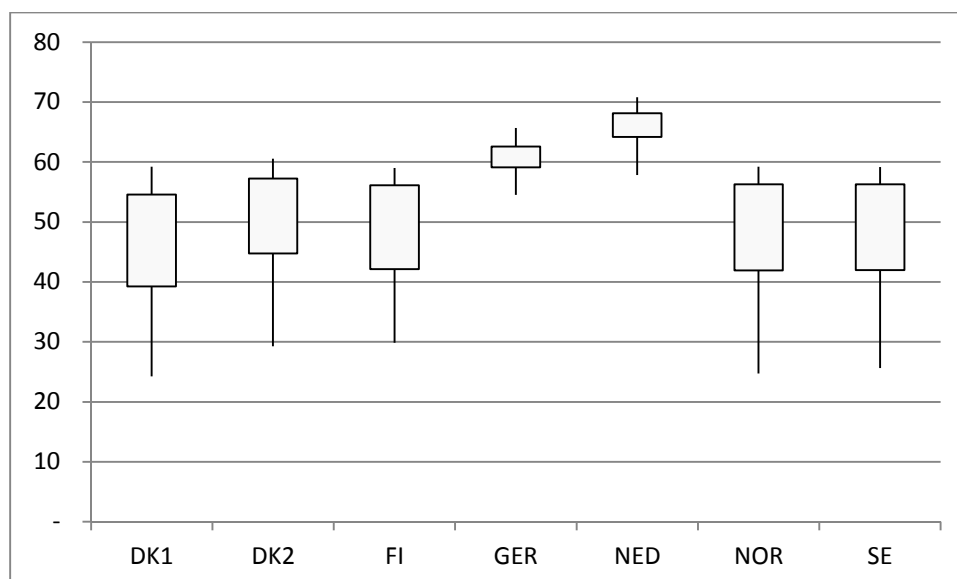
5.10. Årlig gjennomsnittspris høyscenario

Tabell 5.10: Endring i årlig gjennomsnittlige kraftpriser (€/MWh) i 2030 vektet etter tidsenhet for høyscenario.

År	Danmark1	Danmark2	Finland	Tyskland	Nederland	Norge	Sverige
2030	-34,9	-31,3	-29,1	-11,2	-13,0	-34,2	-33,6

Av tabell 5.10 kan vi se at kraftprisene faller ytterligere i høyscenarioet. I Norden betyr dette at kraftprisen blir mer enn halvert. I Tyskland og Nederland er fallet betydelig mindre. Fallet er igjen størst i Danmark1 mens det er minst i Tyskland. Med en slik prisforskjell vil det mest sannsynlig bli bygd ut betydelig ny overføringskapasitet mellom Norden og Tyskland/Nederland. Dermed ville trolig ikke prisforskjellen blitt så stor. Det er heller ikke naturlig at det ville bli bygd ut en slik overkapasitet i enkelte av de nordiske regionene uten en styrking av nettet. Med såpass stor installert kapasitet vindkraft må nettet styrkes slik at kraften kan overføres til der forbruket finner sted.

Prisfallet i dette scenarioet er såpass stort at det trolig ikke ville blitt bygd ut en slik kapasitet for vindkraft eller andre teknologier. Det er en betydelig overkapasitet i tilgjengelig produksjon og dersom en slik mengde vindkraft skal inn i systemet vil det medføre reduksjon i andre teknologier.

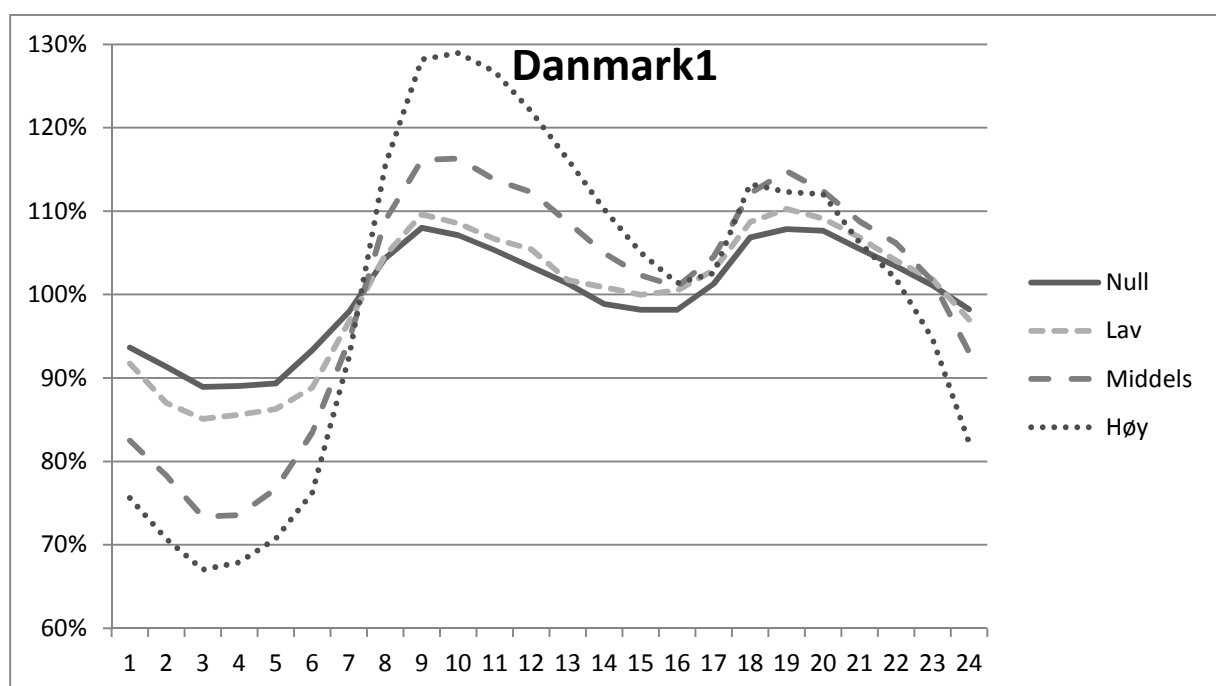


Figur 5.1: Utfallsrom for årlig gjennomsnittlig kraftpris for null-, lav-, middels- og høyscenario (€/MWh).

En grafisk fremstilling av forskjellene mellom endringene i kraftprisen i de nordiske landene og Tyskland/Nederland er vist i figur 5.1. Det øverste punktet for hvert av landene er prisen for nullscenarioet, øverste streken for lavscenario, nederste streken for middelsscenario og det nederste punktet for høyscenario.

5.11. Prisvariasjoner over døgnet

Dette kapittelet omhandler prisvariasjoner over døgnet i de ulike scenarioene. Verdiene er plottet som gjennomsnittsverdien for alle time 1 av døgnet for hele året, gjennomsnittsverdien for alle time 2 av døgnet for hele året og så videre for de resterende timene av døgnet.



Figur 5.2: Prisvariasjon for time på døgnet for Danmark1 i 2030 (100 % er døgngjennomsnittspris).

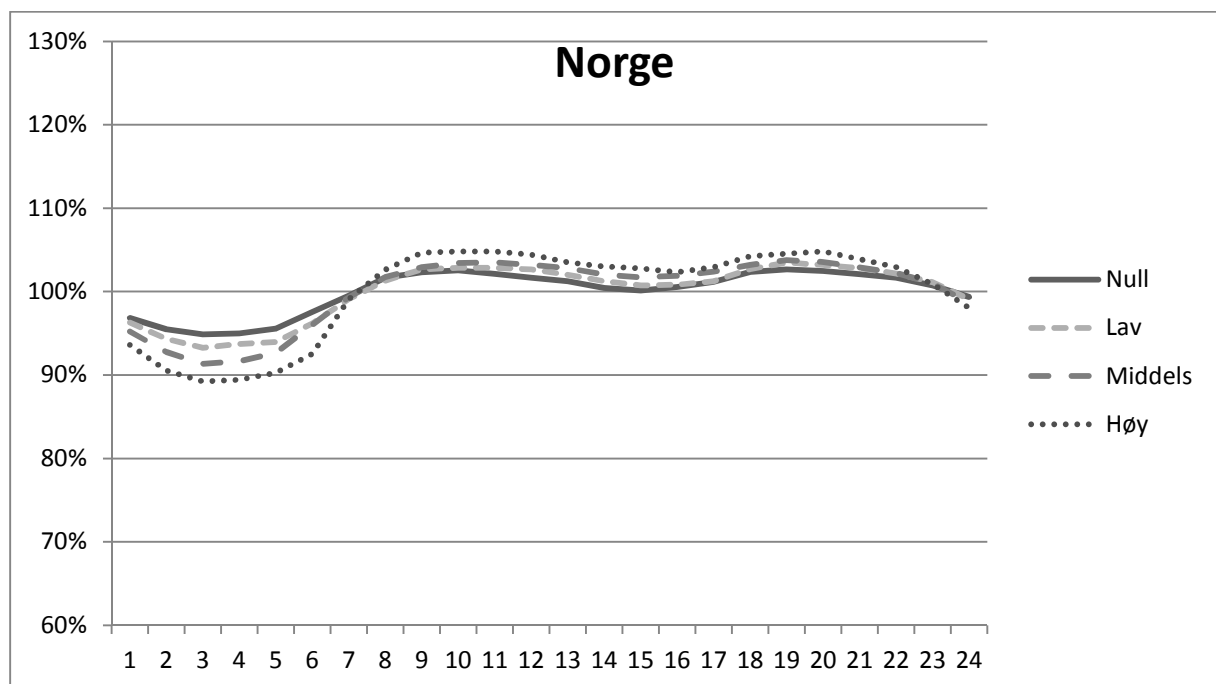
I nullscenarioet ser vi av figur 5.2 at prisen er lavest på natten i Danmark1. Prisen stiger i tråd med at folk står opp og begynner arbeidsdagen. Deretter synker prisen noe for timene midt på dagen for å så stige igjen når folk er hjemme fra jobben igjen. Det laveste punktet er time 3 med 88,9 % av årlig gjennomsnittspris, mens det høyeste punktet er time 9 med 108 %.

For de andre scenarioene viser resultatene fra modellsimuleringene at prisvariasjonen øker med økende mengde offshore vind. Lavscenarioet varierer mellom 85 % på det laveste og 110 % for det høyeste punktet. I middelsscenario varierer prisen mellom 73 % og 116 %. I høyscenarioet varierer prisen fra 67 % i time 3 og 129 % i time 10. For høyscenarioet er også

pristoppen på morgenen betydelig høyere enn på ettermiddagen. Prisvariasjonen over døgnet for Danmark2 er lignende (vedlegg 1), men er noe mindre ekstrem.

Med økende mengde offshore vindkraft i energisystemet ser vi at de relative prisene varierer betydelig mer enn i nullscenarioet. Dette gjelder spesielt for middels- og høyscenarioet. Det er viktig å notere at denne variasjonen er beskrevet som prosent av gjennomsnittsprisen. Ved lavere kraftpriser, som er tilfellet scenarioene med større mengde offshore vind, vil en forandring på for eksempel 1 €/MWh gi større prosentvis utslag enn i nullscenarioet.

Det er den relative prisvariasjonen som beskriver variasjonen i kraftprisen best og gjør de ulike scenarioene direkte sammenlignbare. Ut i fra dette ser vi en betydelig endring i variasjonen over døgnet med økende grad av installert offshore vindkraft. For Danmark1 er det i nullscenarioet to pristopper - en på morgenen og en tidlig kveld. Dette mønsteret er også tilfellet for lav- og middelsscenarioet. For høyscenarioet er morgentoppen mye høyere enn for ettermiddagen og den strekker seg også lengre utover dagen. Alle scenarioene har en bunn på natta og denne blir mer ekstrem for økende grad av offshore vindkraft. Kort sagt kan en si at prisene blir relativt sett mer ekstreme (både lavere på natta og høyere på dagen) med økende grad av offshore vindkraft. Dette vil igjen kunne påvirke forbruksmønsteret, men dette tar modellen i liten grad hensyn til.

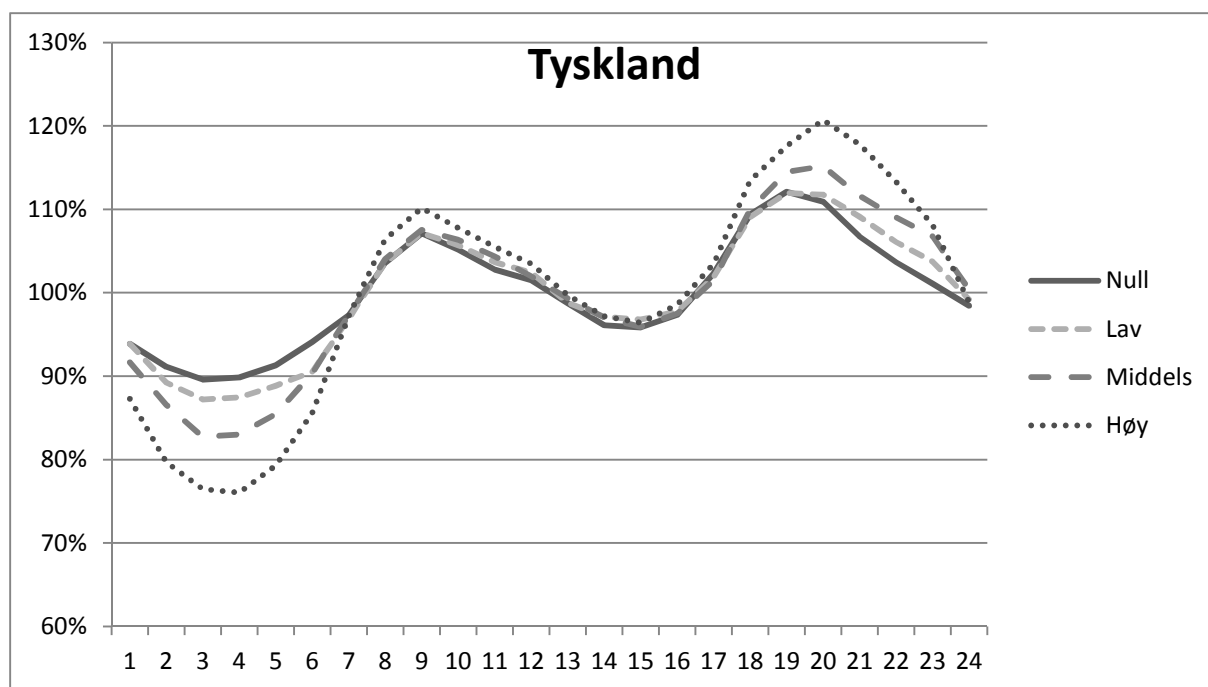


Figur 5.3: Prisvariasjon for time på døgnet for Norge i 2030 (100 % er døgngjennomsnittspris).

Av figur 5.3 kan vi se at prisvariasjonen i Norge er mindre enn i Danmark. Formen for kurvene er rimelig lik med en pristopp på morgenen og en ny ettermiddag/kveld. For nullscenarioet varierer prisen i Norge mellom 94,9 % i time 3 og 102,7 % for time 19. For lavscenarioet varierer prisene mellom 93,3 % og 103,5 %. I scenario middels er variasjonen 91,4 % til 103,8 %. For høyscenario 89,2 % til 104,8 %.

Forskjellene i prisvariasjon og døgnet mellom Danmark¹ og Norge er forholdsvis tydelige tatt i betraktning disse figurene. I Norge er det en mye mindre relativ variasjon over døgnet. Prisstrukturen er fortsatt den samme med to pristopper og en bunn på natta. Forskjellene mellom disse toppene og bunnen er betraktelig mindre. Grunnen til dette er tilgangen på den regulerbare vannkraften som har relativt lave kortsiktige marginalkostnader og kan reguleres slik som en ønsker på kort tid. Dermed vil ikke forskjellene mellom timer på døgnet med høy og lav etterspørsel bli like høy som i Danmark. En økende grad av offshore vindkraft gjør likevel at den relative prisvariasjonen øker, men dette er langt mindre enn hva som er tilfellet i Danmark¹.

Verdien av regulerbar vannkraft er dermed at en får mindre relativ variasjon over døgnet da denne produksjonen kan tilpasses etterspørselen på kort varsel. Prisprofilen for Sverige (vedlegg 1) er svært lik den norske og felles for begge lands energisystem er regulerbar vannkraft. Forskjellene blir enda tydeligere med økende grad av offshore vindkraft hvor den relative prisvariasjonen blir større for land som Danmark, Tyskland og Nederland enn for Norge/Sverige. Dermed er det i Norge og Sverige mindre viktig når på døgnet forbruket skjer. I tillegg gir den regulerbare vannkraften grunnlag for mer stabile og forutsigbare priser også med økende grad av offshore vindkraft.



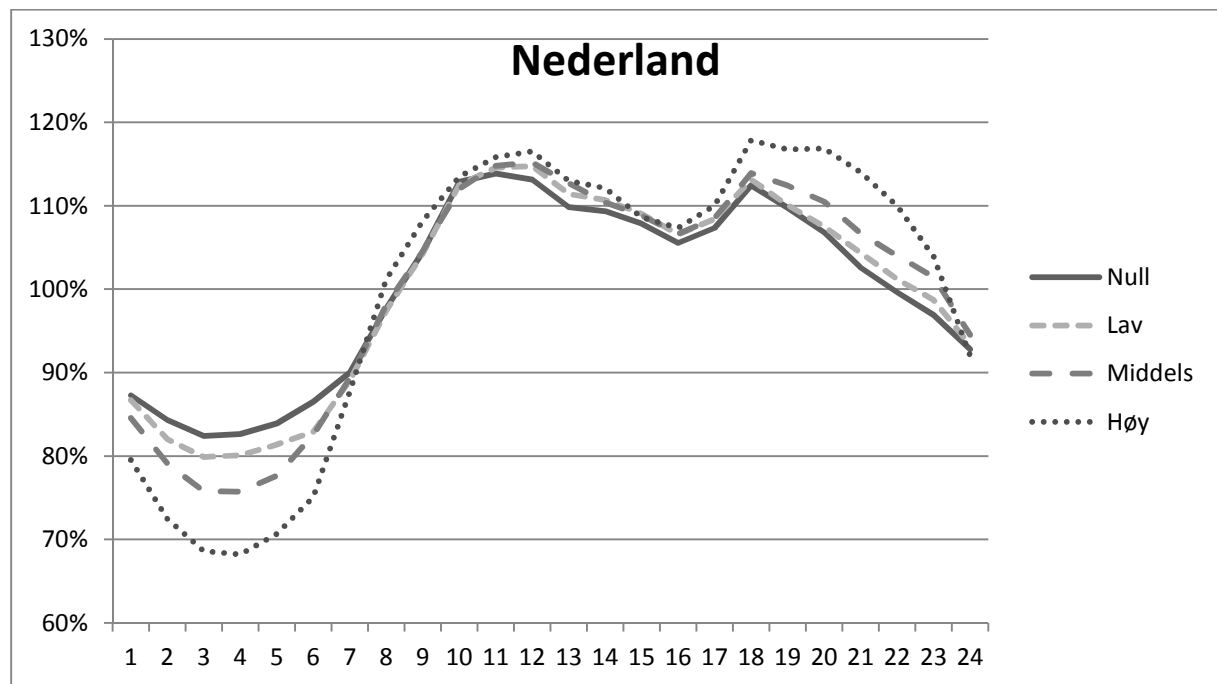
Figur 5.4: Prisvariasjon for time på døgnet for Tyskland i 2030 (100 % er døgngjennomsnittspris).

Av figur 5.4 ser vi at prisvariasjonen i Tyskland ikke påvirkes mye av de ulike scenarioene for offshore vindkraft. Prisprofilen over døgnet er noe lavere priser om natta, en pristopp på morgenen og en noe høyere pristopp på ettermiddag/kveld. I nullscenarioet varierer prisen fra 89,6 % for time 3 til 112,1 % for time 19. For lavscenario er prisvariasjonen mellom 87,2 % og 112,0 %. Middelsscenario har en prisvariasjon 82,7 % og 115,2 %, mens høyscenarioet har prisvariasjon mellom 76,1 % og 120,7 %.

Nullscenarioet for Tyskland er forholdsvis likt det som er i Danmark1 for tilsvarende scenario. Eneste forskjellen er en noe høyere pristopp på kvelden. Ved økende grad av offshore vind er den relative prisvariasjonen mindre for Tyskland enn Danmark1. Dette kan skyldes at Tyskland har en mye større etterspørsel enn Danmark1. Det kan også skyldes at den gjennomsnittlige prisen er betydelig høyere for Tyskland for høyscenarioet og dermed er den relative prisvariasjonen mindre. Den tyske relative prisvariasjonen er mindre enn for Danmark1, men den er likevel høyere enn for Norge/Sverige.

Strukturen for den tyske relative prisvariasjonen er at på dagen er det lite forskjell mellom scenarioene, mens på kvelden og natta er det en forskjell. Forskjellene mellom scenarioene blir best synlige når forbruket er enten høyest (på kvelden) eller lavest (på natta). Et termisk

basert energisystem som det tyske vil trolig også få mer ekstreme priser enn det modellen simulerer, noe som blir diskutert senere i oppgaven.



Figur 5.5: Prisvariasjon for time på døgnet for Nederland i 2030 (100 % er døgngjennomsnittspris).

For Nederland ser vi av figur 5.5 noe av de samme utslagene som for Tyskland. Prisprofilen over døgnet er dog noe annerledes med en lavere pris om natta og mindre variasjon i løpet av dagen. For nullscenariot varierer prisen mellom 82,4 % i time 3 og 113,9 i time 11. For lavscenariot er variasjonen mellom 79,9 % og 114,7 %. Middelscenarioet har en variasjon mellom 75,7 % og 115,2 %. I høyscenarioet er variasjonen mellom 68,6 % og 117,9 % og pristoppen forflytter seg fra formiddagen til sen ettermiddag.

Strukturen for den relative prisvariasjonen i Nederland er noe forskjellig fra de andre landene. Nullscenariot har lavere pris på natta enn noe annet land. Ved økende grad av offshore vind endres prisvariasjonen lite på dagtid, mens det er noe utslag på kvelden og om natta. Dette er forholdsvis likt som det som ble observert for Tyskland.

5.13. Prisvariasjon over året

Tabell 5.11: Variasjon i ukentlig kraftpris (€/MWh) for 2030.

		Null	Lav	Middels	Høy
Norge	Makspris	69,7	67,8	66,3	62,9
	Minpris	27,3	25,3	20,9	11,2
	Differanse	42,4	42,5	45,4	51,7
	Standardavvik	10,0	11,1	17,3	12,9
Danmark ¹	Makspris	68,9	65,7	62,8	54,3
	Minpris	42,1	29,4	16,7	6,7
	Differanse	26,8	36,3	46,1	47,6
	Standardavvik	6,0	8,2	11,3	13,4
Tyskland	Makspris	80,9	73,2	69,8	69,5
	Minpris	53,3	50,2	41,8	35,1
	Differanse	27,5	23,0	27,9	34,5
	Standardavvik	6,0	6,0	7,5	9,5
Nederland	Makspris	93,4	93,6	93,5	93,1
	Minpris	53,3	51,8	41,0	33,8
	Differanse	40,1	41,8	52,5	59,3
	Standardavvik	9,7	10,0	11,4	13,9
Sverige	Makspris	69,7	68,0	66,5	63,2
	Minpris	27,2	25,3	20,9	10,5
	Differanse	42,5	42,7	45,5	52,6
	Standardavvik	10,0	11,1	17,4	14,0

Av tabell 5.11 kan vi se at både maksimumsprisene og minimumsprisene i Norge blir lavere for scenarioene med høyere installert kapasitet vindkraft. Differansen øker også noe som betyr at minimumsprisene faller mer enn det maksimumsprisene gjør. Dette kan også forklares med at den økende mengden vindkraft har kortsiktige marginalkostnader lik null. Dermed vil det oftere kunne bli nullpriser som følge av stor mengde vindkraft i produksjonsmiksen.

Standardavviket øker for scenarioene null til middels, men fra middels til høy er det avtagende. Et avtagende standardavvik fra middels til høy er motsatt av hva som er tilfellet i de andre landene (utenom Sverige) og ikke det en forventer. Fellesnevneren for Norge og Sverige er den regulerbare vannkraften. En forklaring kan dermed være at regulerbar vannkraft er med på å stabilisere kraftprisen rundt gjennomsnittet på omtrent 25 €/MWh. Dette er også betydelig lavere enn gjennomsnittet i scenario middels på ca. 42 €/MWh. Slik

modellen er satt opp og produksjonskostnader er definert for de ulike teknologiene, vil det ikke oppstå negative priser. Dette kan også være med på å redusere standardavviket ettersom 0 i pris er en nedre grense.

For Norge er det verdt å merke seg forskjellene mellom scenarioene null og lav ettersom det i Norge ikke er noen forskjell i installert kapasitet vindkraft. Påvirkningen fra vindkraft i andre land i simuleringen gir likevel utslag i lavere maks- og minimumspriser, samt høyere standardavvik. Differansen forandrer seg lite.

For Danmark1 ser vi at både maks- og minimumspris er fallende med økende mengde offshore vindkraft i scenarioene null til høy. Differansen øker også og vi ser at det er minimumsprisen som faller mest. Standardavviket øker for hvert av scenarioene og er over dobbelt så høyt i høyscenarioet som i nullscenarioet. Sammenlignet med Norge har Danmark1 et større fall i prisene med økende innslag av offshore vindkraft. Standardavviket går fra å være betydelig mindre enn i Norge for lavscenario til å være større for høyscenario. Norge har tradisjonelt stor forskjell mellom prisen i en vinteruke og en sommeruke på grunn av forskjell i forbruket. Den økte mengden offshore vindkraft fører til at Danmark1 får et større standardavvik enn Norge på grunn av forskjell i vindkraftproduksjon mellom uker.

I Tyskland ser vi at maks- og minimumsprisene er jevnt over høyere enn hva som var tilfelle i Norge og Danmark1. Fra null til lavscenario faller både maks- og minimumsprisene, men maksprisen faller mest noe som gjør at differansen avtar. Standardavviket er omtrent på samme nivå. For de øvrige scenarioene er maks- og minimumsprisene fallende, mens differansen og standardavviket øker. Både maks- og minimumsprisene faller langt fra like mye som for Danmark1 og Norge, samt at differansen og standardavviket er lavere. En mulig forklaring på dette er at Norge har tradisjonelt større variasjon i pris på grunn av forskjell i forbruk mellom vinter og sommer.

Det nederlandske kraftsystemet har relativt lik minimumspris som Tyskland, men maksprisen er betydelig høyere. Maksprisen endrer seg også lite med økende grad av offshore vind, den øker faktisk litt for scenarioene lav og middels. Den stabile maksprisen og den fallende minimumsprisen gjør også at differansen øker.

Variasjonen i de svenske ukesprisene er forholdsvis lik den variasjonen som er i Norge. Maks- og minimumsprisene er fallende med økende grad av offshore vindkraft. Differansen øker noe, da spesielt for scenario middels og høy. Standardavviket er økende for scenarioene

null til middels, men i likhet med Norge faller det fra scenario middels til høy. Det at Norge og Sverige er forholdsvis like er ikke unaturlig med hensyn til den nære geografiske plasseringen og at energisystemene har en stor andel regulerbar vannkraft.

5.14. Diskusjon modellen

Modellen Balmorel har i likhet med andre modeller svakheter som er viktige å ha i bakhodet når man ser på resultatene. Et viktig punkt som er relevant for denne oppgaven er variasjonen i produksjon for termiske teknologier. Det er ingen begrensninger i modellen for hvor fort produksjonen kan reguleres opp og ned, men i virkeligheten vil dette være spesielt viktig for ekstrempunktene i pris. Dermed vil det i virkeligheten bli timer med høyere pris enn det modellen kan vise. I tillegg vil prisene ikke gå under null, som kan skje dersom det er stor produksjon av fornybar energi med feed-in støtteordninger som gjør at kraftprodusentene tjener penger selv ved negativ kraftpris.

Forsetningene som legges inn i modellen er avgjørende for hvilke resultater som kommer ut. En liten endring kan føre til store forandringer og det finnes mange usikkerhetsmomenter som for eksempel CO₂-kvotepris, kjernekraftens rolle, forbruket av elektrisitet og utviklingen i installert kapasitet for de ulike teknologiene. I datagrunnlaget for overføringskapasitet mellom Tyskland og Norge (tabell 4.6) er det angitt en for høy kapasitet sammenlignet med det som er planlagt. Denne feilen ble oppdaget for sent til at simuleringene kunne gjennomføres på nytt. Kapasiteten er likevel ikke urealistisk ettersom det er vel 600 MW for mye. Med politisk vilje er denne overføringskapasiteten ikke utenkelig i 2030. Denne oppgaven er det fokuserer på de endringene som økende grad av offshore vindkraft medfører. Ved kun å endre installert kapasitet for vindkraft endres bare ett parameter og endringene av dette vil vises relativt tydelig. I virkeligheten vil hele energisystemet reagere på endringene fortløpende og vi vil dermed ikke se like ekstreme endringer. Kunnskapen fra analysene er likevel verdifulle for å danne seg et bilde av hvilke endringer en økende mengde offshore vindkraft kan påføre energisystemet og kraftprisen i 2030. Modellen har sine svakheter, men også styrker. En av disse er å simulere kraftpriser på timenivå for hele året 2030. Dette gir et svært godt bilde av kraftsystemet, pris og prisvariasjon. Modellen inkluderer forutsetninger med svært høy detaljeringsgrad og som tidligere beskrevet innehar modellen en viss valgfrihet. Dette er en kombinasjon som gjør modellen svært godt egnet til å analysere virkninger for energisystemet for endringer i forutsetningene.

6. Konklusjon

Denne studien har analysert produksjonsmiksen, årlig gjennomsnittlig kraftpris, variasjon i kraftpris over døgnet og variasjon i kraftpris over året.

Resultatene viser at i elektrisitetsbalansen for nullscenarioet er forbruk og produksjon i all hovedsak på samme nivå som med tidligere studier. Modellen vil i enkelte land velge å produsere større mengder kraft for å eksportere til naboland som følge av reduserte totale kostnader ved energisystemet. Hovedtrekk i sammenligningen med tidligere studier er at produksjonen fra bioenergi er relativt stor i Balmoresimuleringene. Modellen velger istedenfor en lavere produksjon av gasskraft. I motsetning til i tidligere studier er det i simuleringene inkludert kjernekraft i Tyskland, mens tidligere studier har utfaset all kjernekraft i Tyskland i 2030 på bakgrunn av politiske føringer. For produksjonen for vindkraft er det vanskelig å trekke en konklusjon da størrelsen på denne varierer mye i tidligere studier og fra land til land. Modellen velger å ikke produsere noe kraft fra oljekondens, trolig på grunn av svært høye kostnader.

Med økende grad av offshore vindproduksjon blir annen produksjon redusert. Reduksjonen finner i hovedsak sted i produksjon fra kullkraft, bioenergi og gasskraft i den rekkefølgen. Denne reduksjonen er størst sted i landene Tyskland, Finland og Nederland. Norge og Danmark får et større kraftoverskudd som følge av mer offshore vind. Produksjonen fra bioenergi og kullkraft faller betydelig i Finland og medfører en økt netto import for landet. For de øvrige landene er det små eller endringer som varierer fra et scenario til et annet.

Årlig gjennomsnittlig kraftpris varierer mellom 59 til 71 €/MWh for landene i nullscenarioet. Kraftprisen er relativt jevn mellom landene, men den er noe lavere for de nordiske landene enn for Nederland og Tyskland. Ved økende mengde offshore vindkraft faller prisene betydelig for de nordiske landene, mens fallet er mye lavere for Nederland og Tyskland. For middelsscenario er prisfallet størst i Danmark¹ med 20 €/MWh lavere kraftpris og minst i Tyskland og Nederland med 6,6 €/MWh lavere kraftpris.

Prisvariasjonen over døgnet endres med økende grad av offshore vindkraft. Endringen er størst i Danmark og betydelig lavere i energisystemer med regulerbar vannkraft som Norge og Sverige. Verdien av regulerbar vannkraft gir utslag i en betydelig lavere relativ prisvariasjon over døgnet. For Tyskland og Nederland er forandringen i den relative prisvariasjonen

forholdsvis liten på dagtid, men øker på kvelds- og nattestid med økende grad av offshore vindkraft.

Prisvariasjon over året viser at både de ukentlige maks- og minimumsprisene er fallende med økende grad av offshore vindkraft. Minimumsprisene faller betydelig mer enn maksprisene og dette medfører også en økende differanse mellom prisene. Standardavviket er økende med økende grad av offshore vind, utenom for Norge og Sverige i høyscenarioet.

7. Referanser

4C Offshore (2013), tilgjengelig fra: <http://www.4coffshore.com/>

50hertz (Tyskland) (2013), *Produksjonsdata vindkraft*, tilgjengelig fra: <http://www.50hertz.com/en/1983.htm>

Amprion Tyskland) (2013), *Produksjonsdata vindkraft*, tilgjengelig fra: <http://www.amprion.net/en/wind-feed-in#>

Balmorel (2011), *Energy system model*, versjon 3.02, tilgjengelig fra: <http://www.eabalmorel.dk/>

Bilgili, M. et al. (2011), *Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart*.

Elering (Estland) (2013), *Produksjonsdata vindkraft*, tilgjengelig fra: <http://elering.ee/wind-parks/>

Energinet (Danmark) (2013), *Produksjonsdata vindkraft*, tilgjengelig fra: <http://www.energinet.dk/EN/EI/Engrosmarked/Udtraek-af-markedsdata/Sider/default.aspx>

Energistyrelsen (2013), tilgjengelig fra: http://www.ens.dk/da-DK/Info/TalOgKort/Statistik_og_noegletal/Oversigt_over_energisektoren/Stamdataregister_vindmoeller/Sider/forside.aspx

ENTSO-E (2013), *Consumption Data*, tilgjengelig fra: <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/>

Euelectric (2009), *Statistics and prospects for the European electricity sector*.

European Commission (2010), Directorate-General for Energy, *EU energy trends to 2030, update 2009*.

EWEA (European Wind Energy Association) (2012), *Pure Power – Wind energy scenarios up to 2030*

Fraunhofer ISE (2013), *Electricity production from solar and wind in Germany in 2012*, tilgjengelig fra: <http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/news/electricity-production-from-solar-and-wind-in-germany-in-2012.pdf>

Fraunhofer IWES (2012), *Wind energy report Germany 2011*

Global Wind Energy Council (2013), *Global Wind Statistics 2012*, tilgjengelig fra: http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2013/02/GWEC-PRstats-2012_english.pdf

Huertas-Hernando, D. (2012), *Hydro Potential and Barriers*

Kirkerud, J. G. (2012), *Nordsjøen år 2030, variabel vindkraftproduksjon og behovet for reserver.*

Nordic Energy Research (2013), *Nordic Energy Technology Perspectives*

Nord Pool Spot (2013), *Power system data - Consumption*, tilgjengelig fra: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Power-system-data/Consumption1/Consumption/ALL/Hourly1/>

Ravn, H. (2001), *The Balmorel Model, Theoretical Background.*

Ravn, H. (2012), *The Balmorel Model Structure.*

TenneT (Tyskland, Nederland) (2013), *Produksjonsdata vindkraft*, tilgjengelig fra: <http://www.tennetso.de/site/en/Transparency/publications/network-figures/actual-and-forecast-wind-energy-feed-in>

Tveten og Bolkesjø (2013), *Balmorel – kalibrert modell for 2012.*

VTT Technical Research Centre of Finland (VTT) (2013), *Wind energy statistics in Finland*, tilgjengelig fra: <http://www.vtt.fi/proj/windenergystatistics/index.jsp>

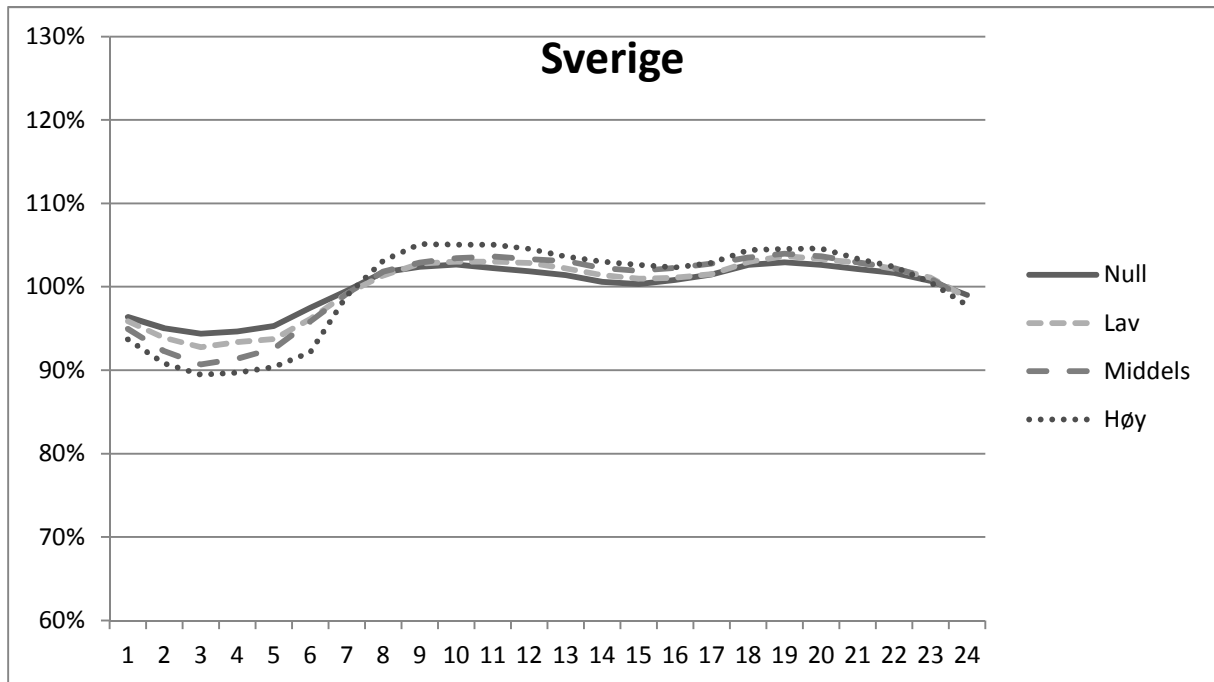
8. Tabelliste

Tabell 4.1: Produksjon (TWh) fra offshore vindkraft i de ulike scenarioene.	9
Tabell 4.2: Installert kapasitet (MW) for alle teknologier i medium scenario i 2030.	10
Tabell 4.3: Scenarioene for offshore vindkraft i Nordsjøen i 2030 (installert effekt i MW). ..	11
Tabell 4.4: Fullasttimer for offshore vind i de ulike scenarioene.	12
Tabell 4.5: Elektrisitetsforbruk (TWh/år) for landene i simuleringene i 2030.	14
Tabell 4.6: Overføringskapasiteter mellom land (MW) i 2030.	14
Tabell 4.7: Forutsetninger om brenselspriser og CO ₂ -kostnader for ulike brensler i 2030 (€/MWh).	16
Tabell 5.1: Elektrisitetsbalanse for landene simulert i 2030 for nullscenario (TWh).	20
Tabell 5.2: Elektrisitetsproduksjon (TWh) i nullscenario minus data fra European Commission i 2030 (2010).	21
Tabell 5.3: Elektrisitetsproduksjon (TWh) for landene i nullscenario minus data fra Eurelectric (2009).	22
Tabell 5.4: Endring i elektrisitetsbalanse for landene simulert for 2030 for lavscenario.	25
Tabell 5.5: Endring i elektrisitetsbalanse for landene simulert for 2030 for middelsscenario. .	27
Tabell 5.6: Endring i elektrisitetsbalanse for landene simulert for 2030 for høyscenario.	29
Tabell 5.7: Årlig gjennomsnittlige kraftpriser (€/MWh) i 2030 vektet for tidsenhet for land i simuleringen.	30
Tabell 5.8: Endring i årlig gjennomsnittlige kraftpriser (€/MWh) i 2030 vektet etter tidsenhet for lavscenario.	31
Tabell 5.9: Endring i årlig gjennomsnittlige kraftpriser (€/MWh) i 2030 vektet etter tidsenhet for middelsscenario.	31
Tabell 5.10: Endring i årlig gjennomsnittlige kraftpriser (€/MWh) i 2030 vektet etter tidsenhet for høyscenario.	32
Tabell 5.11: Variasjon i ukentlig kraftpris (€/MWh) for 2030.	38

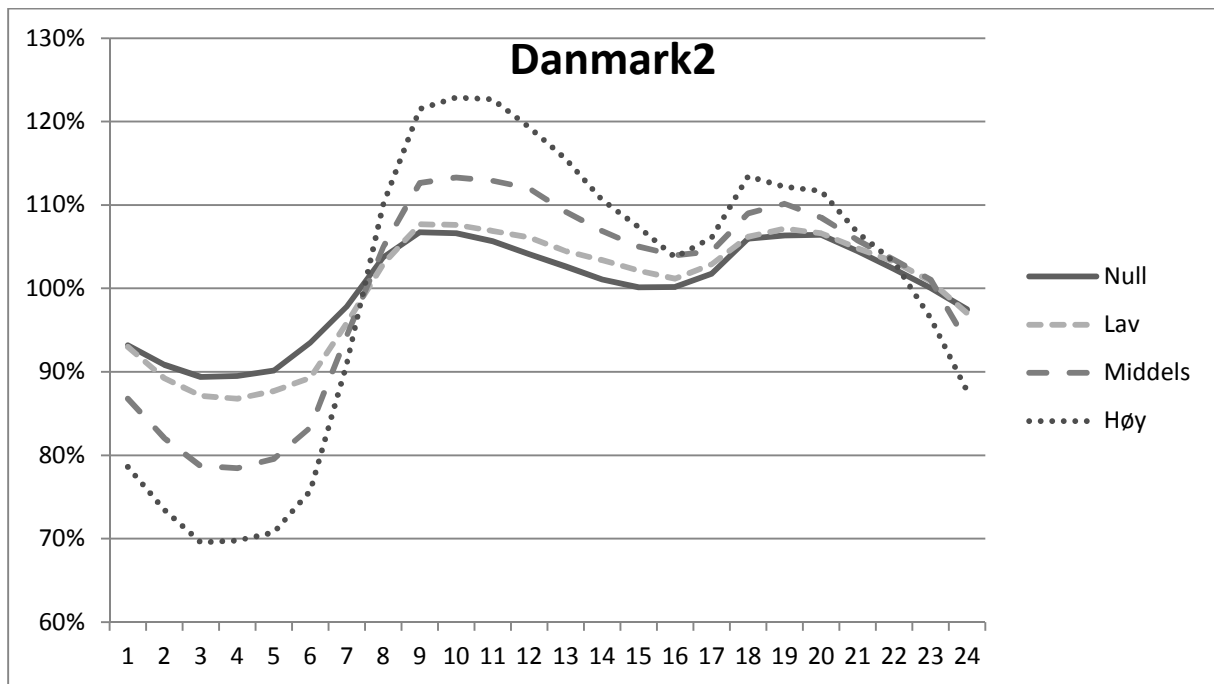
9. Figurliste

Figur 4.1: Levert effekt (MW) på timenivå for samlet offshore vindkraft i Norge, Danmark, Tyskland og Nederland for middelsscenario.	9
Figur 5.1: Utfallsrom for årlig gjennomsnittlig kraftpris for null-, lav-, middels- og høyscenario (€/MWh).	32
Figur 5.2: Prisvariasjon for time på døgnet for Danmark1 i 2030 (100 % er døgngjennomsnittspris).	33
Figur 5.3: Prisvariasjon for time på døgnet for Norge i 2030 (100 % er døgngjennomsnittspris).	34
Figur 5.4: Prisvariasjon for time på døgnet for Tyskland i 2030 (100 % er døgngjennomsnittspris).	36
Figur 5.5: Prisvariasjon for time på døgnet for Nederland i 2030 (100 % er døgngjennomsnittspris).	37
Figur 10.1: Prisvariasjon for time på døgnet for Sverige i 2030 (100 % er døgngjennomsnittspris).	47
Figur 10.2: Prisvariasjon for time på døgnet for Danmark2 i 2030 (100 % er døgngjennomsnittspris).	47
Figur 10.3: Prisvariasjon for time på døgnet for Finland i 2030 (100 % er døgngjennomsnittspris).	48

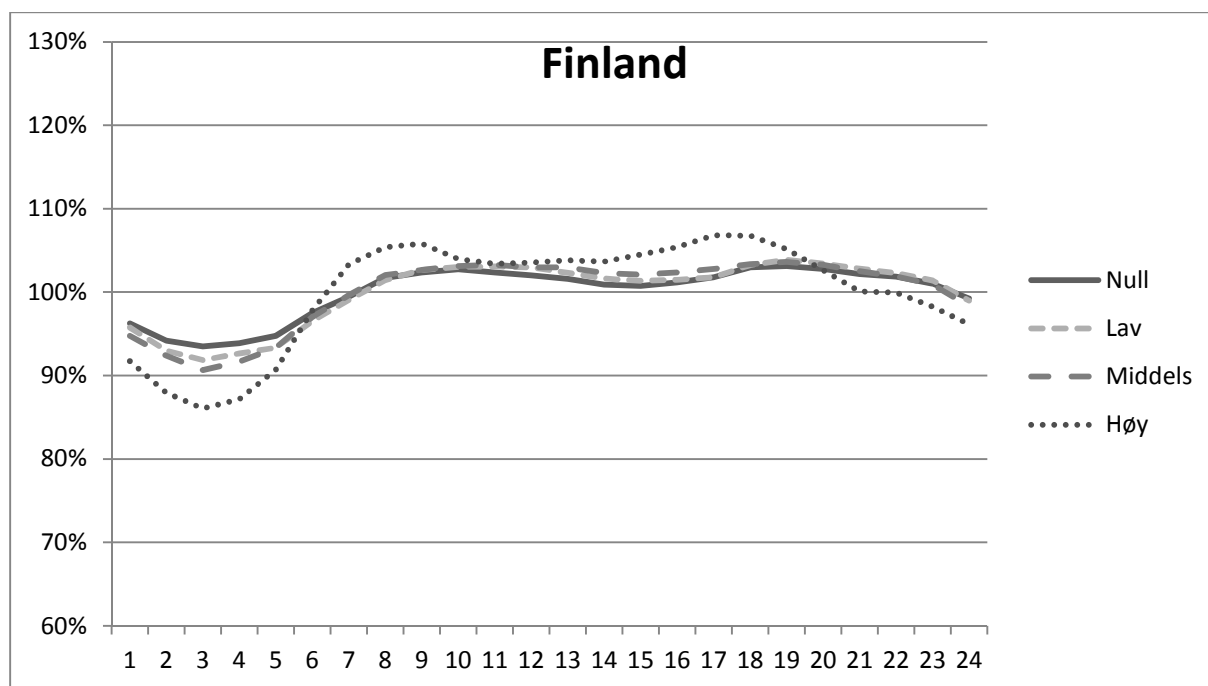
10. Vedlegg 1



Figur 10.1: Prisvariasjon for time på døgnet for Sverige i 2030 (100 % er døgngjennomsnittspris).



Figur 10.2: Prisvariasjon for time på døgnet for Danmark2 i 2030 (100 % er døgngjennomsnittspris).



Figur 10.3: Prisvariasjon for time på døgnet for Finland i 2030 (100 % er døgngjennomsnittspris).