

EFFEKTER AV KRAFTUTVEKSLING MELLOM NORGE OG TYSKLAND - EN MODELLANALYSE AV DET NORD-EUROPEISKE KRAFTMARKEDET MOT 2030

THE EFFECTS FROM POWER EXCHANGE BETWEEN NORWAY AND GERMANY - A
MODEL ANALYSIS OF THE NORTH EUROPEAN POWER MARKET TOWARDS 2030

SEAN NIKOLAI HALDANE

UNIVERSITETET FOR MILJØ- OG BIOVITENSKAP

INSTITUTT FOR NATURFORVALTNING
MASTEROPPGAVE 30 STP. 2013



Forord

Denne masteroppgaven markerer slutten på mitt masterstudium i fornybar energi ved Universitetet for miljø- og biovitenskap (UMB). Oppgaven tilsvarer 30 studiepoeng og ble skrevet på våren 2013.

Først og fremst vil jeg takke min veileder, Torjus Folsland Bolkesjø for en meget interessant problemstilling og god støtte gjennom hele prosessen.

Videre vil jeg takke Åsa Grytli Tveten for all bistand hun har gitt under arbeidet med modellen. Jeg vil også takke Kari Sverstad for hennes støtte med ferdigstillingen av oppgaven.

Til slutt rettes en takk til studentene her ved agrarmetropolen som har gjort mine fem år her ved UMB til en fantastisk tid.

Mai 2013, Ås

Sean Nikolai Haldane

Sammendrag

Det er ventet en større omlegging av kraftsystemet i de kommende årene. Ny fornybar kapasitet skal opprettes og klimagassutslippene skal kuttes. Ønsket om en utvidet kraftregion har ført til planer for flere utenlandsforbindelser. Med flere forbindelser kan man i større grad utnytte de komplementære egenskaper i fra de ulike områdene. Norge har blitt utpekt som en viktig partner for Europa, og kan bidra som effektreserve og tilføre reguleringskapasitet.

Formålet med dette studiet er å undersøke effekten utenlandsforbindelsen mellom Norge og Tyskland vil ha på kraftmarkedet. Effekten beskrives ved fire ulike scenarier for utvekslingskapasitet på henholdsvis 0-, 1400-, 2800- og 5600 MW. Energisystemmodellen Balmorel er benyttet til å simulere utviklingen fram til 2030. Balmorel er en lineær programmeringsmodell, kjørt i GAMS sitt programmeringsspråk. Utviklingen er basert på prognoser for kapasitetsutvikling i de ulike landene.

Resultatene fra analysen tyder på at en forbindelse vil øke elprisen i det norske kraftmarkedet. Gjennomsnittsprisen i Norge vil ha steget med 3,43 øre/kWh i 2030 som følge av den planlagte utvekslingskapasiteten på 1400 MW. Denne økningen vil være enda mer markant ved høyere utvekslingskapasitet. Påvirkningen på volatiliteten i prisen er ikke like entydig, men økt utvekslingskapasitet vil høyst sannsynlig bidra til større forskjeller mellom lavlast- og høylastperioder.

Produksjonen i Norge er forventet å øke med 25- til 27 TWh i 2030. Den nye produksjonen består hovedsakelig av elvekraft og vindkraft. Dette vil bidra til å øke andelen uregulerbar kraft, og føre til et kraftoverskudd. Med økt utvekslingskapasitet øker også andelen gasskraftproduksjon, som vil innebære større klimagassutslipp for Norge. Eksporten øker derimot mer enn det gasskraftproduksjonen gjør, og vil potensielt føre til at fornybar produksjon fra Norge erstatter fossil produksjon i Tyskland.

Flaskehalsinntektene er beregnet for de ulike scenariene og diskontert med ulik rente. Med den antatte kostnaden til den norsk-tyske forbindelsen, ser kabelen ikke ut til å være lønnsom. Resultatet i dette studiet kan være noe misvisende da faktorer som kapasitetsutfall og våtår og tørrår ikke er med i modelleringen. Dette vil endre inntektsbildet, og lønnsomheten til forbindelsen vil bedres.

Summary

A large reorganization of the power system is expected in the coming years. New renewable capacity will be established and emissions must be cut. The objective of an extended power region has led to plans for new interconnectors, which can exploit the complementary characteristics of the different areas. Norway has been pointed out as an important partner for Europe to play a vital role in providing reserve power that can contribute to improved regulatory capacity.

The purpose of this study is to investigate the effect an interconnection between Norway and Germany will have on the electricity market. This effect is described by four different scenarios of exchange capacity respected by 0 -, 1400 -, 2800 - and 5600 MW. The energy systems model Balmorel is used to simulate the development up to 2030. Balmorel is a linear programming model, run in GAMS's programming language. The development is based on forecasts for capacity development in the different countries.

The results from the analysis indicate that an interconnector will have an effect on the price in the Norwegian electricity market. The average price in Norway will increase by 3,43 øre/kWh as a result of the planned exchange capacity of 1400 MW. This increase will be even more distinct at a higher exchange capacity. The impact on the volatility in the price is not as clear, but an increased exchange capacity will likely contribute to greater differences between base load and peak load periods.

Production in Norway is expected to increase by 25 - to 27 TWh in 2030. The new production comes mainly from run of river power and wind power. This will contribute to increase the proportion of unregulated power, and lead to a surplus of power production. With increased exchange capacity, gas production increases which will mean higher greenhouse gas emissions for Norway. The power export increases however more than the gas production does, and Norwegian export will potentially contribute to replaces fossil power in Germany with renewable energy, and lower the emissions.

The congestion revenues is calculated for all the different scenarios and discounted with different rates. At the expected cost of the cable, the Norwegian-German interconnection does not seem to be profitable. The results in this study may be misleading as factors such as capacity fallout and price differences between wet and dry years are not included in the modeling. This will change the future income from the interconnection and the profitability will be improved.

Innholdsfortegnelse

Forord	1
Sammendrag.....	2
Summary	3
Figuroversikt	6
Tabelloversikt.....	7
1. Innledning	8
1.1 Problemstilling	9
2. Bakgrunn	10
2.1 Mål for forbindelsen.....	10
2.2 Geografisk område	10
3. Teori	13
3.1 Marginalkostnadsprising	13
3.2 Prisdannelse i elektrisitetsmarkedet	14
3.3 Termisk mot vannkraftbasert system	14
3.4 Flaskehalsinntekter.....	15
4. Metode	17
4.1 Litteratur.....	17
4.2 Modell	17
4.3 Data	19
4.3.1 Kapasitetsdata for produksjonsteknologier	20
4.3.3 Fullasttimer.....	26
4.3.4 Variasjon i vindkraftproduksjon.....	26
4.3.5 Etterspørsel.....	26
4.3.6 Brenselspriser	27
5. Resultater	28
5.1 Resultater for grunnscenariet.....	28

5.2 Scenarier for direkte utveksling mellom Norge og Tyskland	31
5.2.1 Estimerte flaskehalsinntekter	37
6. Diskusjon.....	39
6.1 Modell	39
6.2 Pris.....	39
6.3 Produksjon.....	41
6.4 Import og eksport	42
6.5 Flaskehalsinntekter.....	42
6.6 Ringvirkninger av kabel	43
7. Konklusjon.....	45
Referanseliste	46
Vedlegg A	52
Vedlegg B.....	55

Figuroversikt

Figur 1.1: Eksisterende og planlagte utenlandsforbindelser fra Sør-Norge i 2011 (Statnett 2011 (A)).....	9
Figur 2.1: Trasé til den norsk-tyske utenlandsforbindelsen NORD.LINK (Prognos 2013) ...	10
Figur 2.2: Prisvariasjon for Oslo, Tyskland, Nederland og Storbritannia vist ved gjennomsnittspris per uke for årene 2002-2011 (Regjeringen 2012(A)).	11
Figur 2.3: Oslo, Tyskland og Sverige sitt gjennomsnittlige prismønster innenfor en uke for årene 2002-2011 (Regjeringen 2012(A)).	12
Figur 3.1: Kortsiktig marginalkostnadskurve i et termisk energisystem (Wangensteen, I. 2007)	13
Figur 3.2: Handel mellom vannkraft og termisk med magasinskranke (Førsund, F. R. 2007).	15
Figur 3.3: Illustrasjon av flaskehalsinntekter (Regjeringen 2012).....	16
Figur 4.1: Inndeling av land og regioner i modellen (Tveten, Å.G. 2013)	18
Figur 5.1: Prismønsteret for elektrisitet i Norge og Tyskland som et gjennomsnitt av alle uker i året i €/MWh	29
Figur 5.2: Prismønsteret for elektrisitet i Norge og Tyskland som et gjennomsnitt av alle uker i 2020 for alle scenariene i €/MWh.....	32
Figur 5.3: Prismønsteret for elektrisitet i Norge og Tyskland som et gjennomsnitt av alle uker i 2025 for alle scenariene i €/MWh.....	33
Figur 5.4: Prismønsteret for elektrisitet i Norge og Tyskland som et gjennomsnitt av alle uker i 2030 for alle scenariene i €/MWh.....	33
Figur 5.5: Gjennomsnittsprisen for hver uke i 2030 i €/MWh.....	35
Figur 5.6: Produksjon fra kondensanlegg basert på naturgass i Norge for de forskjellige scenariene i GWh	36

Tabelloversikt

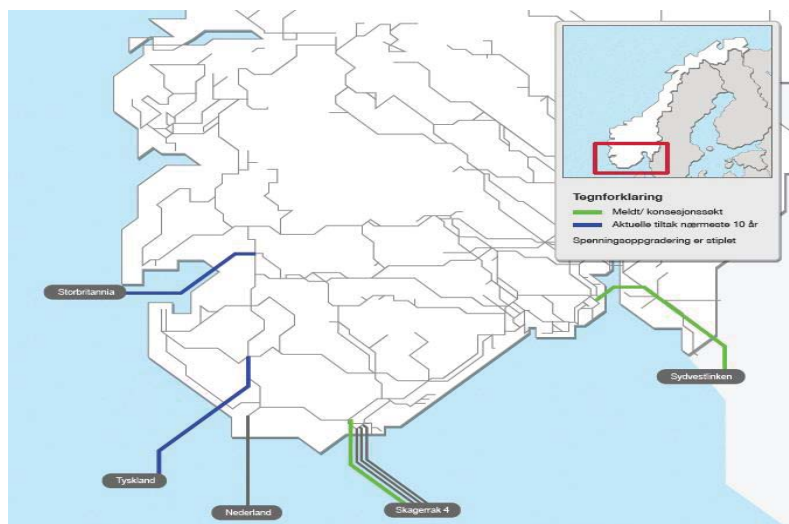
Tabell 2.1: Produksjonsmiksen i de ulike landene i modellen	12
Tabell 4.1: Forventet kapasitetsutvikling til de fornybare teknologiene i Tyskland	21
Tabell 4.2: Forventet kapasitetsutvikling til kjernekraft i Tyskland	21
Tabell 4.3: Forventet kapasitetsutvikling til kraftvarmeverk i Tyskland	22
Tabell 4.4: Forventet kapasitetsutvikling til kondensanlegg i Tyskland	23
Tabell 4.5: Forventet kapasitetsutvikling til de fornybare teknologiene i Nederland	24
Tabell 4.6: Forventet kapasitetsutvikling til kraftvarmeverk i Nederland	25
Tabell 4.7: Forventet kapasitetsutvikling til kondensanlegg i Nederland	26
Tabell 4.8: Brenselspriser i $\text{€}_{(2012)}/\text{GJ}$	27
Tabell 5.1: Årlig gjennomsnittspris i Norge og Tyskland og differansen mellom landene i $\text{€}/\text{MWh}$	28
Tabell 5.2: Den kortsiktige marginalkostnaden til kull- og gasskraftverk (inkl. CO_2 , ekl. O&M) i $\text{€}/\text{MWh}$	29
Tabell 5.3: Produksjon fra ulike teknologier i Norge i grunnscenariet (GWh).....	30
Tabell 5.4: Etterspørsel og produksjon fra ulike teknologier i alle land i grunnscenariet for 2020, 2025 og 2030 (GWh).	31
Tabell 5.5: Årlig gjennomsnittspris i Norge og Tyskland og differansen mellom landene for alle scenariene i $\text{€}/\text{MWh}$	32
Tabell 5.6: Minimums- og maksimumspris i gjennomsnittsuken og differansen i $\text{€}/\text{MWh}$ og standardavviket og variansen til prisen i hver femte time over året for årene 2020, 2025 og 2030 for de ulike scenariene.	35
Tabell 5.7: Import og eksport for Norge ved de ulike scenariene i GWh	36
Tabell 5.8: Flaskehalsinntekter i mill. €	37
Tabell 5.9: Diskonterte flaskehalsinntekter for de ulike scenariene til ulik diskonteringsrente over 40 år.....	38

1. Innledning

I løpet av de siste tiårene har fokuset på forsyningssikkerhet og utbygging av fornybar energi i Europa økt. Med flere direktiver, som blant annet Fornybardirektivet (European Union 2009), har EU satt fokus på å få ned klimagassutslipp ved omlegging av energisektoren. Ambisiøse mål for ny fornybar elproduksjon vil føre til helt nye utfordringer i energisystemet. Ny uregulerbar kraft, i form av vind og sol, vil føre til store effektsvingninger på kort tid. De store termiske energisystemene i Europa er kostbare å regulere raskt, og behovet for billig reguleringskapasitet vil dermed øke. Fokuset på forsyningssikkerhet vil bli enda viktigere, og balansebehovet øker. Det har gjort at Europa ønsker å knytte sammen et større geografisk el-område for å dra nytte av de komplementære egenskapene.

Et felles norsk-svensk elsertifikatmarked ble innført i januar 2012. Målet med sertifikatordningen er å fase inn 26,4 TWh med ny fornybar el-produksjon (Regjeringen 2011). Denne kapasiteten skal komme i Norge og Sverige, og vil kunne føre til kraftoverskudd i det nordiske kraftmarkedet. For ikke å presse prisene ned, er det viktig å få vekst i forbruket, for å ta imot den nye produksjonen. Her kan eksport av elektrisitet ha en viktig rolle.

Norden og Norge har store mengder magasinkapasitet som er billig å regulere. Det gjør dem til en interessant aktør for Nord-Europa, som ønsker å utnytte forskjellene mellom sitt termiske system som er kostbart å regulere og Nordens vannkraftbasert system. Ønsket om større tilknytning har ført til flere planer for utvekslingskapasitet mellom Norge og kontinentet. I dag eksisterer det allerede flere kabler, blant annet til Sverige, Danmark og Nederland, som vist i figur 1.1. Utvekslingskapasiteten ut av Sør-Norge er i dag på 3700 MW, fordelt på 700 MW mot Nederland, 950 MW mot Danmark og 2050 MW mot Sverige, ved normal drift. I tillegg er det en kapasitet på mellom 1400 og 1700 MW mot Sverige, 120 MW mot Finland og 50 MW mot Russland fra andre deler av Norge. Flere nye kabler er prosjektert, blant annet er en ny forbindelse til Nederland og en til Storbritannia under utarbeidelse (Statnett 2011(A)).



Figur 1.1: Eksisterende og planlagte utenlandsforbindelser fra Sør-Norge i 2011 (Statnett 2011 (A))

Planene for utenlandsforbindelsen NORD.LINK mellom Sør-Norge og Tyskland har kommet relativt langt. Statnett og de tyske samarbeidspartnerne KfW og nettselskapet TenneT TSO GmbH har inngått en formell avtale og håpet er at forbindelsen vil stå ferdig i slutten av 2018 (Statnett 2012). En slik forbindelse vil kunne ta unna noe av effektsvingningene som vil oppstå som konsekvens av den store utbyggingen av vindkraft i Nordsjøområdet.

1.1 Problemstilling

I denne masteroppgave vil effekten NORD.LINK har på det norske kraftsystemet bli utredet.

Problemstilling:

Hvordan påvirkes kraftmarkedet i Norge, i form av priser og produksjon ved ulik utvekslingskapasitet mellom Tyskland og Norge?

Hvilke flaskehalsinntekter kan forventes fra utenlandsforbindelsen?

Analyseverktøyet Balmorel blir benyttet til analysene. Dette er en bottom-up modell laget for å modellere endringer i energisystemet. Modellen omfatter landene Norge, Tyskland, Nederland, Sverige, Danmark og Finland. Oppgavens fokus vil være å oppdatere modellens antakelser om framtidig utvikling av kapasitet, etterspørsel og brenselpriser i landene Tyskland og Nederland, og analysering av resultatene for Norge. Oppgaven analyserer utviklingen fra til 2030, basert på eksogent gitte data for kapasitet og etterspørsel. Forutsetninger for utviklingen av produksjonskapasiteter og forbruk er basert på et litteraturstudium.

2. Bakgrunn

2.1 Mål for forbindelsen

En utenlandsforbindelse mellom Sør-Norge og Nord-Tyskland vil knytte sammen de respektive regionene for utveksling av elektrisitet. Dette vil åpne muligheten for å benytte seg av de komparative fortrinnene de ulike kraftsystemene har. Forbindelsen NORD.LINK er planlagt å ha en effekt på 1400 MW, og vil være en 640 km lang high voltage DC utvekslingskabel. Forbindelsen har som hensikt å støtte opp under målene om økt produksjon av fornybar energi og å stabilisere prisene (Statnett 2011(B)). Traséen er planlagt å gå fra Tonstad i Sør-Norge til Brünsbützel i Schleswig-Holstein, som vist på figur 2.1.



Figur 2.1: Trasé til den norsk-tyske utenlandsforbindelsen NORD.LINK (Prognos 2013)

NORD.LINK er et samarbeid mellom Statnett på norsk side og den tyske statseide banken KfW og nettselskapet TenneT TSO GmbH på tysk side. Kabelen vil ha 50/50 eierskap mellom de to landene, med 50 % eierandel hos Statnett og 50 % fordelt mellom de to tyske selskapene. Målet er at forbindelsen skal være klar for drift ved slutten av 2018, og er antatt å ha en kostnad på mellom 1,5 til 2 milliarder euro (Statnett 2012).

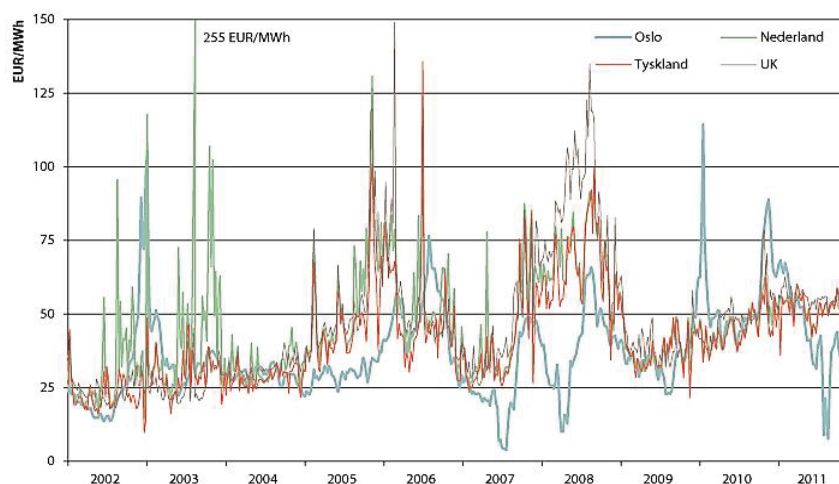
2.2 Geografisk område

Dette studiet har Norge, Finland, Sverige, Danmark, Nederland og Tyskland som undersøkelsesområdet. Disse landene kan deles inn i to grupper, hvor Norge, Finland og Sverige danner den ene og Danmark, Nederland og Tyskland danner den andre.

Den nordlige gruppen domineres av en stor andel vannkraft i elektrisitetsforsyningen. Dette gir billigere reguleringsevne, ettersom kostnaden av å øke produksjonen er lav.

Prisforskjellene mellom topplast og grunnlast er derfor lave. Ettersom systemet er så sterkt

tilknyttet vannkraft, vil tilsig være av avgjørende betydning. Variasjonene i pris mellom sesongene er store, samt mellom våtår og tørrår. Dette er illustrert i figur 2.2 som viser prisstrukturen i Oslo, Tyskland, Nederland og Storbritannia i perioden 2002-2011.



Figur 2.2: Prisvariasjon for Oslo, Tyskland, Nederland og Storbritannia vist ved gjennomsnittspris per uke for årene 2002-2011 (Regjeringen 2012(A)).

I Norge kommer tilnærmet all elektrisitetsproduksjon fra vannkraftverk, som vist i tabell 2.1. Hvor mye som produseres varierer mellom årene, ettersom produksjonen er sterkt korrelert med tilsiget. Tidligere på 2000-tallet besto elektrisitetsproduksjonen i Norge av opp mot 100 % vannkraft (Regjeringen 2012(B)). Etter den tid har Kårstø og Mongstad blitt etablert, og flere nye vindparker blir stadig opprettet. Det har gjort at andelen vannkraft går ned, mens andelen vindkraft og gasskraft har økt noe.

Sverige har også en stor andel vannkraft, og Finland har noe. Ved siden av vannkraften har Sverige og Finland mye termisk kraftproduksjon i form av kjernekraft og gass- og kullkraftverk, som vist i tabell 2.1. Sverige satser sammen med Norge på utbygging av ny fornybar kapasitet og vil dermed øke sin andel av vind- og vannkraft framover (Regjeringen 2011). I Finland er et nytt kjernekraftverk på 1600 MW under utbygging og vil øke landets andel kjernekraft betraktelig (Nilsen, J. 2013). Som del av EU er de også forpliktet til å øke sin fornybarandel (European Union 2009).

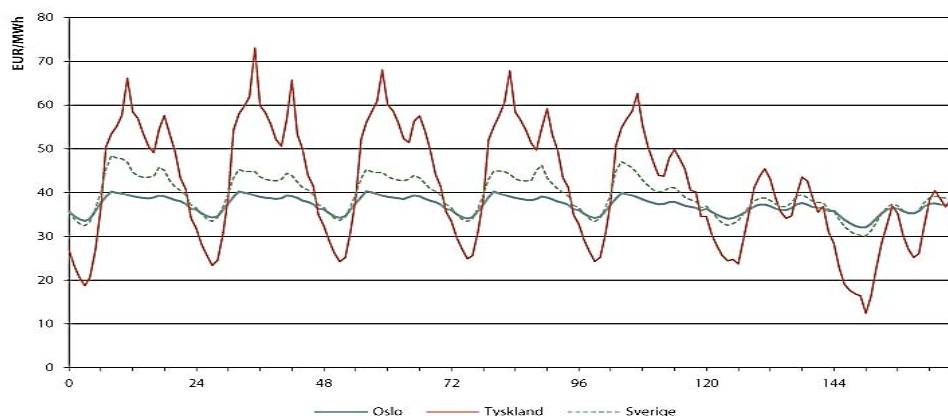
Den sørlige gruppen med Danmark, Nederland og Tyskland domineres i dag av termisk elproduksjon. Det danske elektrisitetsmarkedet består av kraftvarmeverk som basis, samt mye vindkraft, som vist i tabell 2.1. I Nederland er det hovedsakelig gass og kull som danner elektrisitetsproduksjonen (IEA 2012). Tyskland har en stor termisk produksjon representert ved ulike typer kullkraft. Av tabell 2.1 kan man se at 80 % av elektrisitetsproduksjonen

kommer fra fossile kilder, hvorav 22 % er kjernekraft. De resterende 20 prosentene er fordelt på ulike fornybare energier. Vindkraftkapasiteten i Tyskland har økt drastisk de siste årene (Windmonitor 2013), og det samme har også solcellekapasiteten (BSW-Solar 2012) og er antatt å fortsette å øke.

Tabell 2.1: Produksjonsmiksen i de ulike landene i modellen

	Norge ¹	Sverige ²	Finland ³	Danmark ⁴	Tyskland ⁵	Nederland ⁶
Kjernekraft	0 %	39 %	32 %	0 %	22 %	0 %
Termisk	4 %	11 %	50 %	79 %	58 %	88 %
Vannkraft	95 %	47 %	17 %	0 %	4 %	0 %
Vindkraft	1 %	4 %	1 %	21 %	6 %	4 %
Annen fornybar	0 %	0 %	0 %	0 %	9 %	8 %

I kraftmarkeder dominert av termisk produksjon, blir prisene satt av marginalkostnaden til kraftverket som ligger på marginen i den gitte etterspørselen (Wangensteen, I. 2007). Når forbruket øker må ny produksjon tilføres. Prisforskjellen mellom grunnlast og topplast kommer av ulik produksjonsteknologi med ulik marginalkostnad. Disse forskjellene er store i det termiske kraftmarkedet. Dette gjør at de termiske systemene har en mye større volatilitet over døgnet enn det et vannkraftbasert system har, som vist i figur 2.3.



Figur 2.3: Oslo, Tyskland og Sverige sitt gjennomsnittlige prismønster innenfor en uke for årene 2002-2011 (Regjeringen 2012(A)).

¹ Produksjonsmiksen som gjennomsnitt av årene 2010-2011 (SSB 2013), (NVE 2011)

² Produksjonsmiksen som gjennomsnitt av årene 2011-2012 (Energimyndigheten 2013)

³ Produksjonsmiksen i året 2010 (Statistics Finland 2012)

⁴ Produksjonsmiksen som gjennomsnitt av årene 2010-2011 (Energinet 2012)

⁵ Produksjonsmiksen i året 2010 (Thema-energie 2011)

⁶ Produksjonsmiksen som gjennomsnitt av årene 2010-2011 (CBS 2012)

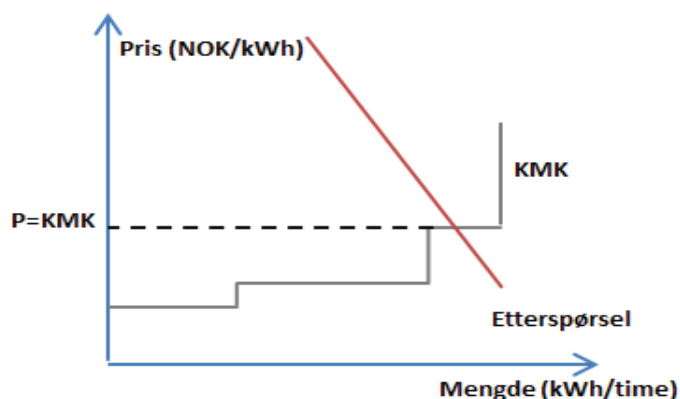
3. Teori

3.1 Marginalkostnadsprising

Marginalkostnadsprising innebærer at prisen settes lik kostnaden av å tilby en enhet ekstra. Når konsumenten står overfor den sanne verdien til den marginale enheten, vil konsumenten matche kostnaden mot sin marginale betalingsvilje og slik danne en optimal markedsløsning. Man skiller mellom langsiktig- og kortsiktig marginalkostnader. Kortsiktige marginalkostnader (KMK) er kostnadene av å øke produksjonen med én marginal enhet. Altså endringen av totalkostnaden ved en ekstra enhet produsert, eller kostnaden av å kjøpe en enhet ekstra av et gode. For de langsiktige marginalkostnadene (LMK) er alle kostnadene variable og kan endres, og man må også ta hensyn til investeringskostnader (Wangensteen, I. 2007). For elektrisitet brukes lasten som enhet, og endringen i totalkostnaden for den kortsiktige marginalkostnaden settes av en ekstra kWh ved et gitt tidspunkt.

Merit order-kurven er en måte å sortere lasten. Den billigste enheten vil gå først, så følger de resterende i trinnvis rekkefølge etter kostnad ved økt last. Hver enhet er antatt å ha en konstant marginalkostnad under merit order. Med forenklingen om konstant marginalkostnad, samt at oppstartskostnader og restriksjoner ikke inkluderes, muliggjøres operasjonsplanlegging uten å ta med tidsmessige begrensninger (Wangensteen, I. 2007).

Figur 3.1 viser en framstilling av en kortsiktig marginalkostnadskurve som en funksjon av output i et kraftsystem. Etterspørselen vil flytte seg mellom perioder med høy last og lav last og slik skape ulike priser mellom ulike perioder, enten over døgnet eller over året.



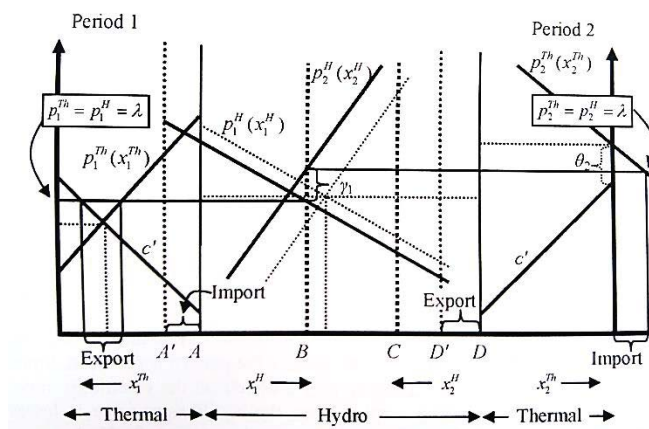
Figur 3.1: Kortsiktig marginalkostnadskurve i et termisk energisystem (Wangensteen, I. 2007)

3.2 Prisdannelse i elektrisitetmarkedet

I el-markedet tilbyr produsentene fysisk leveranse ved mengde og pris 24 timer før den aktuelle leveransen. Tilbudet fra alle produsenter optimaliseres så mot antatt etterspørsel for neste dag og danner slik systemprisen, den ubeskrankede prisen i Elspot. Likevekten mellom tilbud og etterspørsel danner prisen for hver time og er referanseprisen for den fysiske handelen (Wangensteen, I. 2007). Ettersom det er på timesbasis prisene blir satt, er det nødvendig å ha en modell som oppgir priser på timesbasis for å få et realistisk bilde av utveksling.

3.3 Termisk mot vannkraftbasert system

Prissettingen i termiske og vannkraftbaserte energisystemer er svært forskjellig. Kraftprisene i Norge settes av vannverdien til systemet, dvs. forventningsverdien til vannet, ettersom vannkraftproduksjon har svært lav kortsiktig marginalkostnad. I et termisk kraftsystem, som i Nederland og Tyskland, settes prisene av marginalkostnadene til de termiske produsentene, som vist i figur 3.1. Ved en sammenkobling av disse to systemene vil man få et annet system. Førsund (2007) illustrerer hvordan et termisk og et vannkraftdominert system vil fungere sammen. Figur 3.2 viser et såkalt badekardiagram for systemet ved optimalisering av ressursbruk i to perioder. Området AD er det vannkraftbaserte systemet, og ytterkantene på hver side er det termiske utvekslingsområdet. Tilgjengelig vann i periode 1 er indikert med AC og i periode 2 CD. Mengden BC kan lagres fra periode 1, for så å kunne brukes i periode 2. Betegnelsen c' indikerer marginalkostnaden i det termiske systemet og p_1 indikerer etterspørselen i periode 1, hvor H står for etterspørselen i vannkraftområdet og T_h står for etterspørselen i det termiske området. De tynne, stiplede linjene indikerer den nasjonale løsningen om det ikke hadde vært utveksling. Badekarveggen fra vannkraftsystemet i periode 1 (A) flyttes til venstre lik importmengden til A' og skifter slik også etterspørselen i periode en (p_1^H) parallelt innover. Det samme skjer for periode 2 hvor det eksporteres, og veggen flyttes inn fra D til D'. Ettersom likevekten faller utenfor maksimal lagringsevne BC, får vi en skranke ($\hat{y}_1$) på magasinet og ulik pris i de to periodene. Det samme kunne vært gjort for overføring, for slik å skape ulik pris mellom områdene.



Figur 3.2: Handel mellom vannkraft og termisk med magasinskranke (Førsund, F. R. 2007).

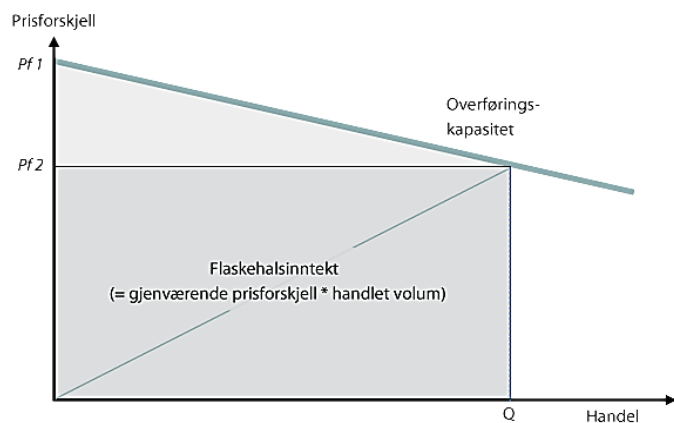
I et slikt system eksisterer det flere skranke alt fra produksjons-, kapasitets-, magasin-, overføringsskranke osv.. Skranke i systemet utgjør samfunnsøkonomiske tap og er derfor lite ønskelig. Det kan derimot være optimalt å drifte systemet med noen skranke, ettersom kostnaden ved å fjerne alle skrankene ville være større enn gevinsten av et system uten skranke (Førsund, F. R. 2007).

Begge systemene tilbyr samme vare, så det som skaper prisforskjellene er ulik teknologi, kostnadssammensetning og reguleringsevne av kapasiteten på tilbudssiden. På etterspørselssiden vil faktorer som ulike substitusjonsmuligheter, geografiske faktorer som temperatur og sosiale faktorer som økonomi innvirkning. Dette gjør at handel blir av interesse.

3.4 Flaskehalsinntekter

Flaskehalsinntekter oppstår når det er prisforskjeller mellom områder, og utvekslingskapasiteten i nettet mellom områdene ikke er stor nok til å utlikne disse forskjellene (Bartnes, G. 2009). I høyprisområdet vil man importere kraft helt til prisen er lik marginalkostnaden i område eller til det nås en kapasitetsgrense i nettet. Dette vil gjøre at prisene utjevnes i de ulike områdene, og uten noen skranke ville de hatt samme pris. Når det eksporteres, tjener produsentene mer på eksporten enn det konsumentene taper på prisøkningen som oppstår, ettersom produksjonen er større enn forbruket. I den motsatte situasjon, når det importeres, vil konsumentene tjene relativt mer enn produsentene taper, ettersom forbruket er større enn produksjonen. Det vil derfor være en netto gevinst i begge situasjoner (Regjeringen 2012). Forskjellen i pris mellom import- og eksportområdet utgjør flaskehalsinntektene, som vist i figur 3.3. Pf 1 er prisforskjellen uten handel. Med øket handel reduseres prisforskjellene, og i Q har vi en prisforskjell på Pf 2. Ved den angitte

overføringskapasiteten vil reduksjonen i produksjonskostnader være lik hele arealet under den fallende linjen. Flaskehalsinntekten er overføringsvolumet multiplisert med Pf 2. Den øverste trekantens areal tilfaller konsumentene og kraftprodusentene.



Figur 3.3: Illustrasjon av flaskehalsinntekter (Regjeringen 2012)

4. Metode

Dette kapittelet tar for seg metoden brukt under innsamling og bearbeidelse av materialet benyttet til å frembringe resultatene i studiet.

4.1 Litteratur

Det eksisterer mye litteratur av ulik kvalitet for både det tyske og det nederlandske energisystemet. Studiet har tatt utgangspunkt i flere store rapporter som omhandler utviklingen i energisystemet i de respektive landene. Litteraturen er hentet fra kilder på internett, samt ulike fagbøker benyttet under framstilling av den teoretiske bakgrunnen. Litteraturen består hovedsakelig av vitenskapelige artikler og rapporter framstilt av ulike departement, direktorat og byråer. Gjennomgang av referansene i artikler og rapporter har gitt opphav til ny litteratur, og ført til at de har blitt forkastet på grunn av svak forankring.

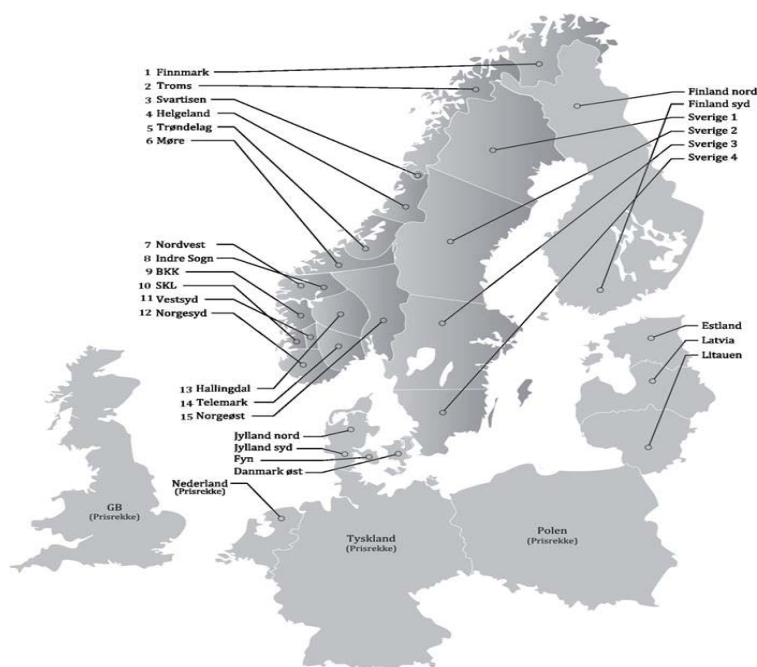
4.2 Modell

Studiet er et simuleringsstudium, dvs. at det benyttes en formalisert modell for å skape et forenklet bilde av virkeligheten som man ønsker å studere. Det kan benyttes matematiske likninger eller ulike dataprogram i slike studier. Slike modeller kan benyttes for å lage tidsseriedata som skaper et bilde av framtidig utvikling. Modellene har også den mulighet at parametere kan endres, for slik å analysere konsekvensen det har på resultatene. Det er viktig å nevne at slike modeller ikke gir et fullstendig bilde av virkeligheten, men heller et kunstig bilde skapt på bakgrunn av de forutsetningene lagt i modellen. (Johannessen, A., Tufte, P. A. & Christoffersen L. 2010).

Studiet har benyttet energimodellen Balmorel (Balmorel 2011). Modellen ble opprettet i perioden 1999 til 2000 og har som hensikt å modellere kraft- og kraftvarmesektoren (Ravn, H. 2001). Modellen har åpen kildekode og er tilgjengelig fra balmorel.com. I dette studiet benyttes en versjon videreutviklet ved Institutt for naturforvaltning ved Universitetet for miljø- og biovitenskap (av doktorgradsstipendiat Åsa Grytli Tveten). Balmorel er en lineær programmeringsmodell med en bottom-up tilnærming, men inneholder også elementer av top-down. Fordelen med en lineærprogrammerings modell er at den tilbyr en oversiktlig og effektiv løsning. Lineær programmering har som prinsipp å optimere en funksjon, begrenset av ulike skranker definert ved likninger. En lineær modell inneholder de vitale karakteristikkene til en teoretisk modell, men kan også samtidig behandle empiriske observasjoner. Modellen kan bruke både eksogent og endogent gitte investeringer i ny

kapasitet, men i dette studiet er dataene eksogent gitt i modellen. Balmorel kjøres gjennom programmeringsspråket i GAMS (Ravn, H. 2001).

Modellen er opptelt i ulike land som består av regioner som igjen består av områder, og er illustrert i figur 4.1. Finland, Tyskland og Nederland består kun av én region med et område. Norge er delt inn i 15 regioner som alle har et område. Sverige har fire regioner, igjen med et område per region, og Danmark har to. Tyskland og Nederland har også hver sin region lagt til, som fungerer som en ren produksjonsregion for offshore vind. Grunnen til at regionene ikke deles opp i flere områder i dette studiet, er at det kun ses på elektrisitetsmarkedet, og områdene benyttes for å avgrense varmemarkedene. For hver region defineres kapasitet for ulike teknologier og utvekslingskapasitet mellom regionene.



Figur 4.1: Inndeling av land og regioner i modellen (Tveten, Å.G. 2013)

Tid deles i år, sesonger og timer. I dette studiet er modellen kjørt for alle år, altså 2012 til 2030. Et år er delt i 52 sesonger, altså en sesong per uke. Sesongene er igjen delt opp i 168 timer, hvor hver femte time simuleres. Dette for ikke å gjøre modellen for stor, og korte ned på simuleringstiden. Tapet av ikke å simulere alle timene er svært lite, ettersom en simulering av hver femte time vil gi en god representasjon av produksjon og forbruk.

Løsningen på modellen dannes av å løse ett lineært optimaliseringsproblem. Det kan enten være gitt som en rekke funksjoner som skal minimeres, eks. kostnader, eller som skal maksimeres, eks. inntekter. Det er en rekke fysiske begrensninger, spesifisert i tid og rom,

som må overholdes for å komme fram til rett løsning. Verdiene av de endogene variablene i Balmorel-modellen må overholde de fysiske og økonomiske prinsippene. Transmisjons- og distribusjonsbegrensningene må også tilfredsstilles, sammen med balanse mellom tilbud og etterspørsel (Ravn, H. 2001). Løsningen vil generere priser for de ulike områdene til de ulike tidene og anvendelse av hver teknologi.

4.3 Data

Studiet bygger på nasjonale data for flere aspekter ved utviklingen i kraftsystemene i Tyskland og Nederland. Det var behov for prognosedata på kapasitet, kostnader og etterspørsel. Dataen er framtidsdata hentet fra prognoser og scenarier for energiutviklingen i de respektive landene. De ulike prognoser har ulike tidsperspektiv, fra de fram mot 2020 til de mot 2050. De har også ulik utgivelsestidspunkt, og de nyeste har det naturligvis blitt lagt mest vekt på.

Balmorel benytter flere inc-filer hvor ulik parametere spesifiseres. Med modellen fulgte komplette inc-filer, men av ulik kvalitet. Det var nødvendig å endre land, regioner og områder som skulle inkluderes. Alle kapasitetsdataene for de ulike produksjonsteknologiene i Tyskland og Nederland måtte oppdateres. Enkelte tall på fullasttimer ble også justert. Det samme gjaldt utviklingen i etterspørselen. Utvekslingskapasiteten mellom de forskjellige regionene er også oppdatert. Brenselsprisene for kjernekraft, kull, lignitt og naturgass er også alle endret. Variasjon i etterspørsel etter elektrisitet og variasjon i vindkraftproduksjon måtte også legges til for de nye regionene. De andre landene, samt andre faktorer nødvendig i modellen, har blitt oppdatert av Åsa Grytil Tveten og gjort tilgjengelig for bruk i dette studiet.

Landet «THRIDCOUNTRIES» ble inkludert med en region og et område. Dette for å åpne mulighet for eksport og import mellom landene i modellen og tilgrensende land.

Uttekslingskapasiteten er lik den akkumulerte kapasiteten til alle de tilgrensende landene som ikke er med i modellen. Utvekslingskapasiteten fra Tyskland og til «Tredjeland» er på 13350 MW og til Tyskland 9000 MW. For Nederland er det en kapasitet på 3690 begge veier (European Union 2011). Produksjonskapasiteten i landet er satt til ti ganger maksimal utvekslingskapasitet. All kapasitet er satt til å være kullkraft, og er på 170400 MW. Etterspørselen i «Tredjeland» er satt til 170 TWh, som er 400 MW mindre enn produksjonskapasiteten. Dette er fiktive tall, satt for å skape en import og eksport i regionen.

Det er lagt til to nye regioner, GermanyQ og NetherlandsQ, med tilhørende områder GermanyQA og NetherlandsQA. Dette for å kunne skille mellom offshore og onshore

vindkraftproduksjon. Disse regionene har null etterspørsel og er kun rene eksportregioner. Derfor er utvekslingskapasiteten mellom regionene i landet satt lik maksimalkapasiteten til offshore vindkraft.

4.3.1 Kapasitetsdata for produksjonsteknologier

Produksjonskapasiteten for hvert land er delt opp i de ulike teknologiene som måtte eksistere. Disse er igjen delt opp for å kunne skille mellom ulik effekt og kostnader ved anleggene. Teknologiene har ikke en prognose for kapasitetsutviklingen, og denne må derfor legges til. Kapasitetsutviklingen er satt på basis av gjennomgått tilgjengelig litteratur, og egne scenarier er lagt etter en vurdering av påliteligheten til kildene.

4.3.1.1 Tyskland

4.3.1.1.1 Fornybare energier

Kapasiteten i litteraturen oppgis som oftest for hvert femte år, derfor benyttes en vekstrate mellom intervallene for å nå angitte kapasitetsnivå. Tabell 4.1 viser forutsatt utvikling av fornybar kapasitet i Tyskland for utvalgte år.

Elvekraftkapasiteten i Tyskland var på 2632 MW i 2012 (EEX 2013). For årene 2012 til 2020 blir det benyttet en vekstrate på 6,0 % per år for elvekraft, og fra 2020 til 2030 blir det benyttet en vekstrate på 0,27 % for å sette kapasiteten (Papageorgi, A., Lipponen, J. & Genachte, A.B. 2009). Magasinkraft er oppdelt i 10 teknologinivå. Alle har en kapasitet på 548 MW i 2012 (EEX 2013), og vil følge samme utviklingstrend. Fram til 2020 vokser kapasiteten med 5 % i året og etter 2020 er veksten på 0,4 % ((Molly, J.P. et al. 2010)(Papageorgi, A., Lipponen, J. & Genachte, A.B. 2009)). Vindkraft er oppdelt i onshore og offshore, hvor offshore har blitt lagt til i dette studiet. I 2012 var det en onshore vindkraftkapasitet på 30042 MW (Fried, L. 2013). Veksten til onshore vindkraft er satt til 4,0 % per år for 2012 til 2015. Fra 2015 til 2020 er veksten på 0,26 % per år, og for årene 2020 til 2025 er veksten på 1,1 %. Etter 2025 vil ikke kapasiteten vokse mer (Schlesinger, M. et al. 2011). For offshore vind er det lagt inn en bestemt kapasitet for hvert år. Denne er satt med grunnlag i trenden som er antatt for offshore vindkraft fra Grave, K., Paulus, M. & Lindenberger, D. (2012) fram til 2020, og Schlesinger, M. et al. (2011) etter 2020. Solcellekapasiteten i Tyskland har hatt en eksplosiv utvikling, og prognosen for solceller ligger allerede bak dagens nivå på 32400 MW (Burger, B. 2013). I dette studiet har kapasitetsprognosen fra Schlesinger, M. et al. (2011) blitt brukt til å finne en vekstrate over alle år. Denne er på 2,29 % per år.

Tabell 4.1: Forventet kapasitetsutvikling til de fornybare teknologiene i Tyskland

	Kapasitet i MW				
Teknologi	2012	2015	2020	2025	2030
<i>Elvekraft</i>	2 632	2 957	4 000	4 057	4 100
<i>Magasinkraft</i>	5 478	6 341	8 000	8 243	8 500
<i>Vind onshore</i>	30 042	33 600	34 000	35 800	35 800
<i>Vind offshore</i>	500	2 500	9 000	12 000	16 700
<i>Solcelle</i>	32 400	34 676	38 830	43 481	48 690

4.3.1.1.2 Kjernekraft

Det antas ingen endring i kapasiteten til kjernekraft fra til 2015. Fra 2016 vil kapasiteten være redusert til 10800 MW, og fra 2018 reduseres kapasiteten ytterligere til 9500 MW. I 2020 er kapasiteten på 8100 MW, og fra 2021 til 2024 er kapasiteten redusert til 400 MW for alle år (Knopf, B. et al. 2012). Fra 2025 vil all kjernekraft være faset ut (Schlesinger, M. et al. 2011). Utviklingen til kjernekraft er vist i tabell 4.2.

Tabell 4.2: Forventet kapasitetsutvikling til kjernekraft i Tyskland

	Kapasitet i MW				
Teknologi	2012	2015	2020	2025	2030
<i>Kjernekraft</i>	12 078	12 078	8 100	0	0

4.3.1.1.3 Kraftvarme

Kraftvarmekapasiteten i Tyskland består av fem ulike teknologier; biomasse, avfall, naturgass, kull og lignitt, og er oppgitt i tabell 4.3. I modellen er det ingen kapasitet for kraftvarme fra avfallsforbrenning, ettersom alt er samlet på biomasse. I dette studiet har teknologiene blitt adskilt, begge med fire trinn som har ulike variabler for effekt og kostnader. Biomassekapasiteten i 2012 på 5152 MW (EEX 2013) er i dette studiet fordelt likt mellom biomasse og avfall. I rapporten til Molly, J.P. et al. (2010) oppgis det en kapasitet for andre kraftvarmeverk. Denne antas å bestå av biomasse og avfall. Denne kapasiteten er på 6700 MW i år 2020, og blir lagt til grunn for utviklingen i dette studiet. Det antas en sterkere vekst for biomasse enn for avfall og 3660 MW av de 6700 vil være biomasse, mens 3040 vil være avfall. All ny kapasitet kommer på nivå 1, og det vil være en gradvis overgang av kapasitet fra høyere nivåer til lavere. Veksten fra 2020 til 2030 følger veksten til biomasse fra rapporten til

Grave, K., Paulus, M. & Lindenberger, D. (2012). Kapasiteten oppgitt i denne rapporten, må ses i sammenheng med biomasse brukt i kondensanlegg. For avfall benyttes en vekst på 1,0 % for alle år mellom 2020 og 2030. For biomasse blir kapasitetsutviklingen opp til 2020 lagt til grunn for fordelingen av kapasiteten mellom kraftvarme og kondensanlegg. Dette gir kraftvarme basert på biomasse en vekst på 3,6 % mellom 2020 og 2025, og en vekst på 5,2 % mellom 2025 og 2030.

Kapasiteten til kraftvarmeverk basert på naturgass er på 6800 MW i 2012 (EEX 2013). All ny kapasitet vil komme på nivå 1 og følger utviklingen antatt i Molly, J.P. et al. (2010). For årene 2020 til 2030 er det antatt i dette studiet en tilnærmet konstant kapasitet. Denne utviklingen er et resultat av en kombinasjon av sammenlikning av kapasitetsutviklingen for kraftvarme og kondensanlegg (Schlesinger, M. et al. 2011). Det vil også være en overføring av kapasitet til lavere nivåer gjennom årene, slik det er antatt for alle teknologier.

For kraftvarme basert på kull, er kapasiteten på 16000 MW i 2012 (Molly, J.P. et al. 2010). Det er ventet at kapasiteten vil vokse noe mot 2015 hvor trenden snur og kapasiteten reduseres over de neste årene. For årene 2020 til 2030 benyttes trenden fra de foregående årene i kombinasjon med totalkapasiteten til kull beskrevet i av Schlesinger, M. et al. (2011) til fordeling mellom kraftvarme og kondens. Den samme framgangsmåten er benyttet for å bestemme kapasiteten til kraftvarmeverk basert på lignitt.

Tabell 4.3: Forventet kapasitetsutvikling til kraftvarmeverk i Tyskland

Teknologi	Kapasitet i MW				
	2012	2015	2020	2025	2030
<i>Biomasse</i>	2 576	3 087	3 660	3 869	4 242
<i>Avfall</i>	2576	2 888	3 040	3 064	3 089
<i>Naturgass</i>	6 800	7 293	7 216	7 234	7 253
<i>Kull</i>	16 000	18 900	11 146	9 661	3 800
<i>Lignitt</i>	11 700	12 094	11 910	9 011	7120

4.3.1.1.4 Kondensanlegg

Kapasitetsutviklingen til de ulike kondenssteknologiene er alle oppgitt i tabell 4.4. Kapasiteten til fyringsolje er på 2608 MW i 2012 (EEX 2013). Fram til 2015 vil kapasiteten reduseres kraftig, for så å avta i noe lavere tempo fra til 2025. Etter 2025 vil kapasiteten holde seg på samme nivå (Schlesinger, M. et al. 2011).

Kapasiteten til kullkraftverk i 2012 er på 14936 MW (EEX 2013). Kapasitetsutviklingen fram til 2020 er basert på Molly, J.P. et al. (2010). Nivå 1 vil holde seg likt til 2015, mens de andre reduseres med 10-, og 20 prosent. Etter 2015 vil alle nivåene oppleve en reduksjon.

Utviklingen etter 2020 er en kombinasjon av kapasitetsfordelingen mellom kraftvarme og kondenskraftverk brukt til å fordele totalkapasiteten for årene fram til 2030 (Schlesinger, M. et al. (2011)).

Kapasiteten til avfall i 2012 er på 1046 MW (EEX 2013). Utviklingen fram til 2030 er satt med basis i tall hentet fra Papageorgi, A., Lipponen, J. & Genachte, A.B. (2009) og Schlesinger, M. et al. (2011).

Lignitt har en kapasitet på 18106 MW i 2012 (EEX 2013). Alle nivåene opplever en reduksjon, og de laveste nivåene opplever størst reduksjon fram til 2020 (Molly, J.P. et al. 2010). For årene 2020 til 2030 blir fordelingen mellom kondens og kraftvarme, samt tall for totalkapasitet hentet fra Schlesinger, M. et al. (2011) brukt til å sette kapasiteten.

Naturgass har en kapasitet på 18751 MW i 2012 (EEX 2013). Den forventede kapasiteten fra til 2020 bygger på tall fra Molly, J.P. et al. (2010), og mellom 2020 og 2030 benyttes Schlesinger, M. et al. (2011) til en fordeling av kapasiteten til naturgass mellom kraftvarme og kondens.

Kapasiteten til biomasse i 2012 er på 3989 MW (EEX 2013). Kapasitetsutviklingen fram til 2030 er satt med basis i tall hentet fra dena (2010) og Grave, K., Paulus, M., & Lindenberger, D. (2012)

Tabell 4.4: Forventet kapasitetsutvikling til kondensanlegg i Tyskland

Teknologi	Kapasitet i MW				
	2012	2015	2020	2025	2030
<i>Fyringsolje</i>	2 608	705	597	400	400
<i>Kull</i>	14 936	12 165	9 339	8 972	4 426
<i>Avfall</i>	1 046	1 327	1 685	1 800	1 925
<i>Lignitt</i>	18 106	14 133	11 786	6 950	5 021
<i>Naturgass</i>	18 751	14 052	23 008	36 182	41 680
<i>Biomasse</i>	3 989	4 077	4 240	4 332	4 459

4.3.1.2 Nederland

4.3.1.2.1 Fornybare teknologier

Kapasiteten til elvekraft i Nederland har en svak vekst mot 2030. Den vil vokse fra den opprinnelige kapasiteten på 38 MW i 2012 (Entsoe 2013(A)), til en kapasitet på 41 MW i 2018, hvor den forblir ut analyseperioden ((Rosende, D. et al. 2010)(Fürsch, M. et al. 2011)). I 2012 hadde onshore vindkraft en installert kapasitet på 2391 MW (Wilkes, J. & Moccia, J. 2013). Onshore vindkraft benytter en vekst på 9 % per år for årene 2012 til 2020, og for årene 2021 til 2030 settes en vekst på 0,57 % (Fürsch, M. et al. 2011). For offshore vindkraft er kapasiteten satt trinnvis etter trenden for utvikling angitt i Rosende, D. et al. (2010) og Fürsch (2011) mot 2020. Kapasiteten i 2030 settes etter Eneco (2009) som legger til grunn en mye lavere vekst enn Fürsch (2011). Kapasiteten til solceller er satt til 71 MW i 2012 (CertiQ 2012). I dette studiet legges trenden fra nasjonal måloppnåelsesscenariet fram til 2020 (Rosende, D. 2010) til grunn for utviklingen hos solceller. Veksten etter 2020 antas å følge trenden fra de foregående årene, dvs. en avtagende vekst. Det legges til grunn en vekst på 10 % fram til 2025 og 5 % fra 2025 til 2030. Kapasiteten til de ulike fornybare teknologiene i Nederland er alle oppgitt i tabell 4.5.

Tabell 4.5: Forventet kapasitetsutvikling til de fornybare teknologiene i Nederland

Teknologi	Kapasitet i MW				
	2012	2015	2020	2025	2030
Elvekraft	38	40	41	41	41
Vind onshore	2 391	3 096	4 610	4 743	4 860
Vind offshore	560	2 000	7 150	8 400	10 000
Solcelle	71	1 000	4 146	6 677	8 522

4.3.1.2.2 Kjernekraft

I Nederland vil kjernekraftkapasiteten være 480 MW i alle år (Papageorgi, A., Lipponen, J. & Genachte, A.B. 2009).

5.3.1.2.3 Kraftvarme

I tabell 4.6 finner man kapasiteten til ulike kraftvarme teknologier i Nederland. Kapasiteten til kraftvarmeverk basert på biomasse er satt til 400 MW i 2012. Den vil holde seg på samme nivå til 2020, da den øker med 40 MW. I 2030 vil den øke med ytterligere 50 MW og havne på en totalkapasitet på 490 MW (Fürsch, M. et al. 2011).

For kraftvarme fra avfall er kapasiteten satt til 485 MW i 2012. Denne kapasiteten vil vokse til 715 MW i 2030 (Rödel, J.G. et al. 2008).

Naturgass har en kapasitet på 9412 MW i 2012 (COGEN Europe 2013). Kapasitetsutviklingen fram til 2030 er satt på basis av tall hentet fra Fürsch, M. et al. (2011) som vil gi en reduksjon i kapasiteten i alle nivåene.

Kullkraftvarmeverk har en kapasitet på 574 MW i 2012 (COGEN Europe 2013). For utviklingen i årene 2013 til 2030 benyttes prognosene fra Fürsch, M. et al. (2011).

Tabell 4.6: Forventet kapasitetsutvikling til kraftvarmeverk i Nederland

Teknologi	Kapasitet i MW				
	2012	2015	2020	2025	2030
<i>Avfall</i>	485	622	785	1 150	1 200
<i>Biomasse</i>	400	400	440	440	490
<i>Naturgass</i>	9 412	8 989	8 361	4 217	2 791
<i>Kull</i>	574	716	1 105	898	741

4.3.1.2.4 Kondensanlegg

Prognosen for framtidig utvikling av kapasiteten til alle kondenssteknologiene, er satt på basis av Fürsch, M. et al. (2011) for alle år. Fyringsolje er lagt til som teknologi for Nederland i modellen. I 2012 er kapasiteten på 100 MW. Kapasiteten vil vokse til 263 i 2020 før trenden snur og all kapasitet vil være utfaset innen 2029.

Kullkraftverk har en kapasiteten på 3035 MW i 2012. Alle nivåene vil oppleve en reduksjon. Denne reduksjonen er minimal fram mot 2020, for så å bli betydelig i perioden 2020 til 2030.

Naturgass har en kapasitet på 7421 MW i 2012. Naturgass vil oppleve en liten vekst i kapasiteten fram mot 2030 i alle nivåene.

I modellen er ikke biomassekraftverk tatt med for Nederland. I dette studiet blir denne teknologien benyttet. Fra 2012 til 2019 er kapasiteten på 300 MW, og fra 2020 til 2029 er kapasiteten på 320 MW. I 2030 fases 70 MW ut, og vi har en kapasitet på 250 MW. De ulike kapasitetene er alle vist i tabell 4.7.

Tabell 4.7: Forventet kapasitetsutvikling til kondensanlegg i Nederland

Teknologi	Kapasitet i MW				
	2012	2015	2020	2025	2030
<i>Fyringsolje</i>	100	154	360	210	0
<i>Kull</i>	3 035	2 991	2 921	1 460	880
<i>Naturgass</i>	7 421	7 445	7 741	8 726	10 750
<i>Biomasse</i>	300	300	320	320	250

4.3.3 Fullasttimer

Fullasttimer er et tall på antall timer full produksjon, satt for å kunne estimere totalproduksjonen til de ulike fornybare teknologiene. Fullasttimene for regulerbar vannkraft er antatt å være 3814 timer for Nederland og Tyskland (Schlesinger, M. et al. (2011).

Fullasttimene for offshore regionene er ventet å være 3500 timer. I Tyskland er fullasttimer for onshore vind satt til 2000 timer (jmf Schlesinger, M. et al. 2011). De resterende fullasttimene er ikke justert for dette studiet.

4.3.4 Variasjon i vindkraftproduksjon

For onshore vindkraftproduksjon er variasjonen over året satt etter TenneT (2013) i Tyskland, og Nederland etter Amprion (2013). Variasjon i offshore vindkraftproduksjon for Tyskland og Nederland er satt etter tall fått fra Kirkerud (2012) produsert i forbindelse med hans masteroppgavearbeid.

4.3.5 Etterspørsel

I 2012 er det en etterspørsel på 539,6 TWh i Tyskland (Entsoe 2013(B)). Etterspørselen i Tyskland vil minske i følge de fleste rapporter. I dette studiet har tall fra Nagl, S. et al. (2011) gitt basis for utviklingen. Her har snittet for mulige scenarier av etterspørslene blitt brukt. I 2020 er snittet på 495,7 TWh og gir en årlig reduksjon på 1,055 %. I 2030 er snittet 468,1 TWh og en årlig reduksjon på 0,572 %.

I Nederland antas det at etterspørslene øker fra 116, 7 TWh (Entsoe 2013(B)) i 2012 med en årlig vekstrate på 1,5 % fram mot 2020, og 0,8 % etter 2020. Den forutsatte forbruksveksten er basert på den Broek, M.v., Faaij, A. & Turkenburg, W. (2007). Med denne veksten er etterspørselen 131.4 TWh i 2020 og 142.3 TWh i 2030.

4.3.6 Brenselspriser

Brenselsprisene for kjernekraft er satt i henhold til den Broek, M.v., Faaij, A. & Turkenburg, W. (2007). Prisen er korrigert for vekst i konsumprisindeksen for å få sammenliknbare priser. Prisen på naturgass er hentet fra Schlesinger, M. et al. (2011) og er konvertert fra ct/kWh til €/GJ. Fastsettelse av prisen på kull er gjort på grunnlag av prisutviklingen gitt i Schlesinger, M. et al. (2011). Her er prisen oppgitt i €/t, og er konvertert til €/MWh ved hjelp av (NVE 2009). Brenselsprisen for lignitt er fastsatt på basis av tall hentet fra Lindenberger, D. et al. (2006). Prisene er oppgitt i 2000 € og konvertert til 2012 € ved hjelp av en indeksekalkulator (Grundeigentümerverband Hamburg 2013). Prisen på biomasse er hentet fra (Hofstad, K. 2011), og prisen på fyringsolje er fått av Åsa Grytli Tveten, og er satt på basis av Thomson reuters. Prisen på CO₂ bygger på prisantagelsen i Schlesinger, M. et al. (2011) sin rapport. Avfall, vind, vann og sol har ikke brenselkostnader, og det settes derfor en kostnad lik 0 for alle år. Alle brenselsprisene er å finne i tabell 4.8.

Tabell 4.8: Brenselspriser i €₍₂₀₁₂₎/GJ

Teknologi	Pris i €/GJ				
	2012	2015	2020	2025	2030
Kjernekraft	0,93	1,09	1,42	1,45	1,49
Naturgass	6,78	6,67	6,39	6,94	7,22
Kull	2,60	3,25	3,06	3,21	3,29
Lignitt	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Fyringsolje	16,04	16,46	16,88	18,19	19,22
Avfall	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomasse	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35
CO ₂ -avgift(€ ₂₀₁₂ /t CO ₂)	8,00	20,00	30,00	35,00	40,00

5. Resultater

Effekten av den norsk-tyske utenlandsforbindelsen blir i dette studiet framstilt ved fire scenarier. Grunnscenariet vil beskrive utviklingen i Norge uten en forbindelse. Dette scenariet vil måles opp mot scenarier med utvekslingskapasitet på 1400 MW, 2800 MW og 5600 MW. Alle scenariene vil benytte samme forbruks- og kapasitetsutvikling. Den eneste faktoren som endres er utvekslingskapasiteten, for slik å kunne studere effekten denne vil gjøre på det norske kraftsystemet.

5.1 Resultater for grunnscenariet

Prisene i Norge og Tyskland dannes som et resultat av likevekt mellom tilbud og etterspørsel for hver time, gitt kapasiteten i systemet. I dette scenariet er det ingen direkte utvekslingsforbindelse mellom de to landene, men markedene vil påvirke hverandre indirekte via andre land som Danmark, Sverige og Nederland. Tabell 5.1 viser den årlig gjennomsnittsprisen i Norge og Tyskland for alle år, og differansen mellom disse.

Gjennomsnittsprisen i Tyskland ligger over den norske i alle år, men forskjellen i pris varierer med årene. Tyskland vil, i følge modellresultatene, oppleve en stigende pris fram mot 2021, hvor prisen flater ut og ender på 59,13 €/MWh i 2030. I Norge har ikke prisprognosen en like tydelig trend. I perioden 2012 til 2020 vil prisen svinge noe mellom årene, men etter 2020 vil prisen jevne seg ut. Prisforskjellen mellom landene øker gjennom analyseperioden og ender på en prisforskjell på 8,87 €/MWh i 2030.

Tabell 5.1: Årlig gjennomsnittspris i Norge og Tyskland og differansen mellom landene i €/MWh

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Tyskland	41,09	42,71	46,74	49,99	51,64	51,05	51,63	51,37	51,67	57,97	58,80	58,94	58,82	58,30	58,60	59,09	59,34	59,46	59,13
Norge	38,82	42,21	45,90	49,44	50,80	47,54	47,83	48,19	49,07	50,72	50,93	51,03	51,20	52,80	52,69	52,59	51,99	51,35	50,26
Diff.	2,27	0,50	0,84	0,55	0,84	3,51	3,80	3,18	2,60	7,25	7,87	7,91	7,62	5,50	5,91	6,50	7,35	8,11	8,87

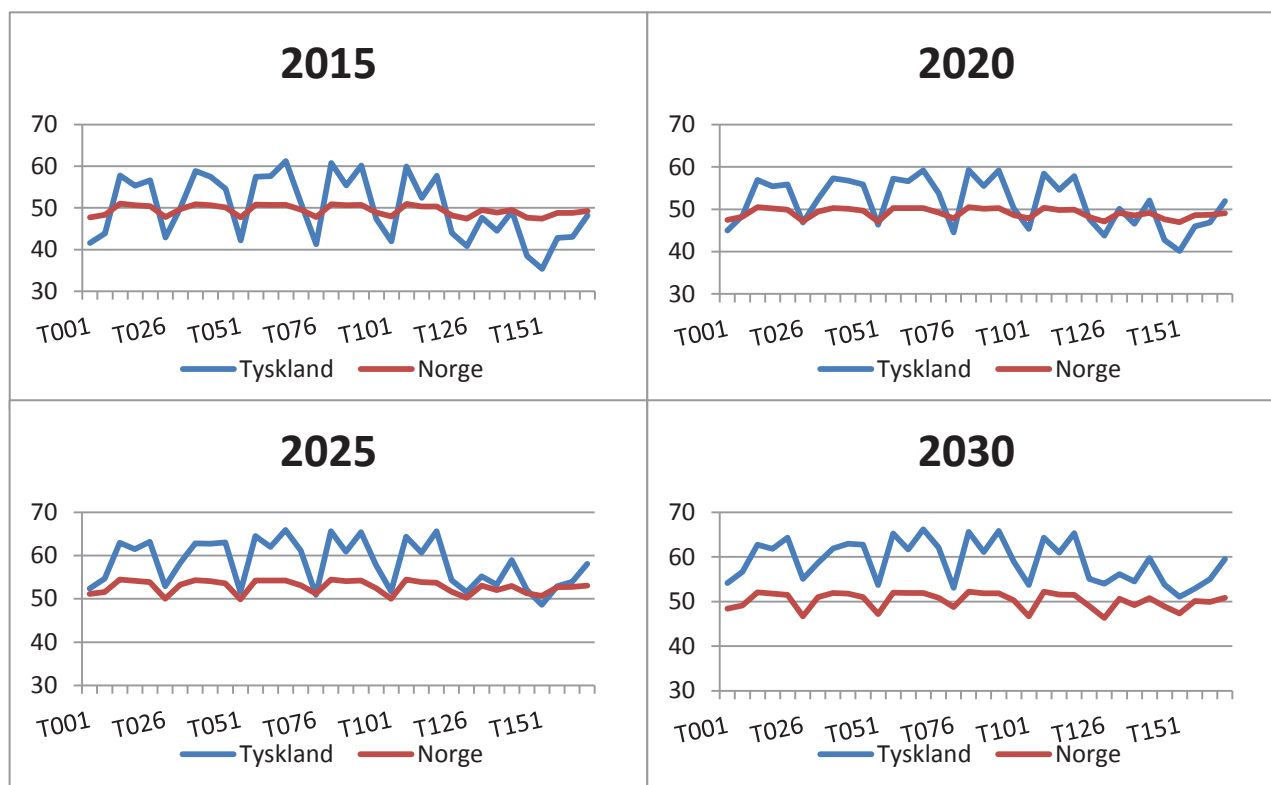
Prisen settes på basis av marginalkostnaden til produsentene. Tabell 5.2 viser den kortsiktige marginalkostnaden til kull- og gasskraftverk inkludert CO₂-kvoteprisen, men uten drifts og vedlikeholdskostnader. Med de forutsetningene som er lagt til grunn her vil marginalkostnaden til kullkraftverk stige drastisk de første 5 årene, med over 10 €/MWh, og vil stige med ytterligere 14 €/MWh før slutten av analyseperioden. Gasskraft har en mye høyere marginalkostnad i starten av analyseperioden enn kullkraft, men vil ikke oppleve samme økning. Kostnadsforskjellen reduseres mye, men kullkraft vil ha den laveste marginalkostnaden gjennom hele perioden. Økningen i pris følger samme utviklingen som marginalkostnaden til termiske kraftverk. Kullkraft har en lavere kostnad enn

gjennomsnittsprisen i starten av analyseperioden, men vil utover i perioden overstige gjennomsnittsprisen. Det tyder på grunnlasten nå dannes av andre teknologier.

Tabell 5.2: Den kortsiktige marginalkostnaden til kull- og gasskraftverk (inkl. CO₂, ekl. O&M) i €/MWh

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kull	31,06	36,37	41,72	47,58	49,75	51,14	52,34	53,45	54,51	55,03	56,10	57,17	58,24	60,36	61,48	62,72	63,69	64,75	65,48
Gass	52,12	53,47	54,82	56,19	56,58	56,97	57,37	57,77	58,29	59,53	60,78	62,05	63,33	64,34	65,15	65,96	66,78	67,60	68,39

Figur 5.1 viser prismønsteret over en gjennomsnittsuke for årene 2015, 2020, 2025 og 2030 i €/MWh. Prismønsteret for gjennomsnittsuken er et resultat av gjennomsnittet i alle regionene i Norge, og gjennomsnittet av like timer i uken. Av figuren ser man to svært ulike mønstre, hvor Norge har en lav variasjon i pris mellom lavlast- og høylastperioder mot de tyske prisene som varierer mye gjennom uken og dagen. Mønsteret i Norge vil i følge modellresultatene bli mer volatil utover i analyseperioden, og prisforskjellen mellom natt og dag er mye tydeligere i 2030 enn den var i 2015. Gjennomsnittsprisen har ikke de store endringene, men vil øke noe mot 2025, for så å avta. I Tyskland er det en større forskjell mellom årene. Både volatiliteten og gjennomsnittsprisen endrer seg mellom årene.



Figur 5.1: Prismønsteret for elektrisitet i Norge og Tyskland som et gjennomsnitt av alle uker i året i €/MWh

Elektrisitetsproduksjonen i Norge forventes å øke kraftig mot 2030, og i dette studiet er det estimert at produksjonen kommer til å ha øket med nesten 24.5 TWh i 2030, som vist i tabell

5.3. Vannkraft vil fremdeles stå for hovedandelen av produksjonen, men både vindkraft og kraftvarme basert på biomasse øker sin andel. Den nye vannkraften kommer som elvekraft og vil bidra med 7,5 ekstra TWh i 2030. Vindkraften vil øke fra sine 1,3 TWh i 2012 til 14,7 i 2030 og sammen med elvekraften bidrar vindkraften til å øke mengden uregulerbar kraft. Magasinkraften vil holde seg på et jevnt nivå, rundt 90,9 TWh, og vil hjelpe til med å stabilisere systemet.

Tabell 5.3: Produksjon fra ulike teknologier i Norge i grunnscenariet (GWh).

	Kraftvarme (Biomasse)	Kondenskraft (Naturgass)	Elvekraft	Magasinkraft	Vindkraft	Totalproduksjon
2012	0	851	37 247	90 911	1 371	130 380
2014	463	2 837	38 091	90 910	2 823	135 124
2016	927	3 820	38 934	90 910	4 274	138 865
2018	1 390	2 822	39 778	90 911	5 725	140 626
2020	1 854	3 210	40 619	90 911	7 176	143 770
2022	2 317	3 233	41 456	90 911	8 628	146 544
2024	2 781	1 981	42 303	90 910	10 079	148 054
2026	3 244	2 057	43 139	90 910	11 530	150 880
2028	3 708	1 272	43 963	90 910	12 981	152 835
2030	4 171	502	44 776	90 911	14 433	154 793

Produksjonsmiksen i Danmark, Finland, Tyskland, Nederland, Norge og Sverige er vist i tabell 5.4. I alle landene vil fornybarproduksjonen øke og vindkraft kommer til å stå for en betydelig del av økningen. De fleste landene opplever også en nedgang i termisk produksjon. Ettersom den termiske produksjonen omfatter både kraftvarme og kondenskraft fra ulike teknologier, samt solcelleproduksjon, er det vanskelig å si hvordan teknologiene påvirkes, annet enn som gruppe. I alle land bortsett fra Tyskland er det forutsatt økt etterspørsel. Produksjonen er forventet å øke i Danmark, Norge og Sverige, mens for de andre tre landene vil den reduseres. Både Finland og Nederland vil være netto importører ettersom de har et lavere produksjonsnivå enn forbruk.

Tabell 5.4: Etterspørsel og produksjon fra ulike teknologier i alle land i grunnscenariet for 2020, 2025 og 2030 (GWh).

	År	Kjernekraft	Annen termisk	- hvorav sol	Vannkraft	Vindkraft	Totalproduksjon	Etterspørsel
Danmark	2020	0	32685	0	0	15049	47734	34872
	2025	0	34791	0	0	18628	53420	35575
	2030	0	36376	0	0	19238	55614	36293
Finland	2020	34586	35491	0	16657	763	87497	85552
	2025	34586	34378	0	16683	763	86411	87277
	2030	34586	32741	0	16710	763	84800	89037
Tyskland	2020	62646	332755	33588	29317	99500	524217	495733
	2025	0	366082	37611	30156	113600	509838	481719
	2030	0	330966	42117	30952	130050	491968	468100
Nederland	2020	3522	73034	3586	70	34909	111535	131427
	2025	3522	60382	5776	70	39569	103543	136769
	2030	3522	57924	7371	70	45420	106936	142328
Norge	2020	0	5064	0	131529	7176	143770	129270
	2025	0	5487	0	133634	10805	149926	131876
	2030	0	4673	0	135687	14433	154793	134535
Sverige	2020	61011	21775	0	67961	11060	161806	146320
	2025	61011	28152	0	68327	13685	171175	149270
	2030	61011	34521	0	68670	16310	180512	152279

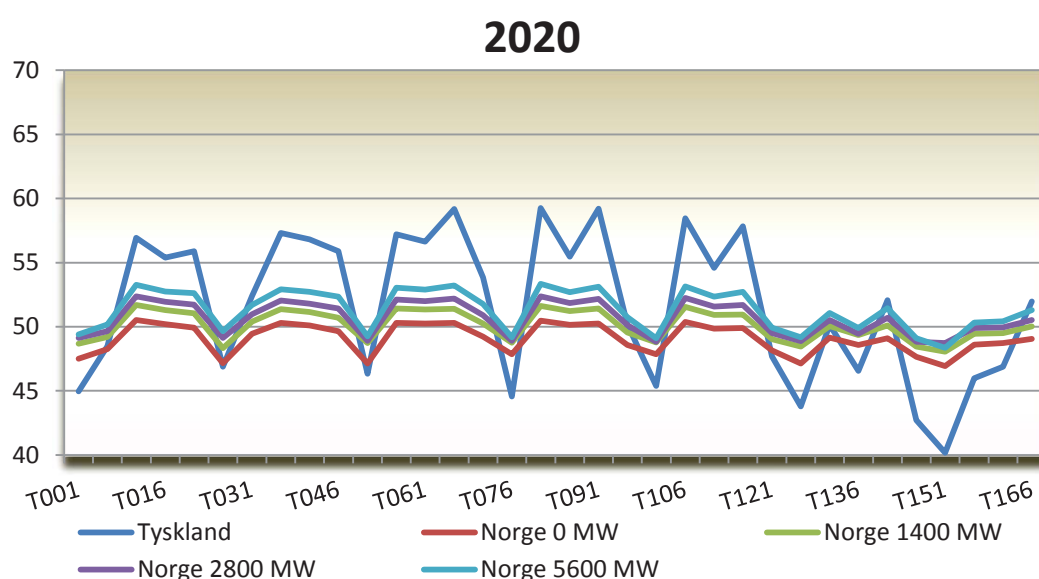
5.2 Scenarier for direkte utveksling mellom Norge og Tyskland

Ved introduksjon av utenlandsforbindelsen mellom Sør-Norge og Tyskland, indikerer modellanalysen at prisene i Norge vil påvirkes relativt mye. I tabell 5.5 vises de årlige gjennomsnittsprisene for Norge og Tyskland og differansen mellom disse for de ulike scenariene. Tabellen viser prisen i annethvert år fram til 2025, og for alle år videre ut analyseperioden. I alle scenariene vil prisen være lik fram til 2019, da forbindelsen åpnes for drift. Prisen i Tyskland øker med rundt 10 €/MWh fra 2012 til 2016, med de forutsetningene om kraftig økning i brenselprisene som er lagt til grunn. Mellom 2016 og 2020 vil det ikke være den store endringen i prisen, men i 2020 øker prisen med 7 €/MWh, muligens som konsekvens av forutsetningene til produksjonskapasiteten som endres i 2020. Ut resten av analyseperioden vil den tyske prisen ligge på rundt 58-59 €/MWh. Prisen i Tyskland påvirkes i liten grad av økt utvekslingskapasitet og har kun en forskjell på noen cent mellom de ulike scenariene. De norske prisene stimuleres i større grad av den økte kapasiteten, og øker for alle år og med økende utveksling. Den norske prisen er forventet å stige med over 10 €/MWh fram til 2016, hvor den snur og i perioden 2016 til 2018 reduseres prisen med 3 €. Fra 2019 vil gjennomsnittsprisen variere med scenariet. De tre scenariene med ulik utvekslingskapasitet har nesten lik utviklingstrend, med den forskjell i mer markant økning ved økt utvekslingskapasitet. Forskjellen i gjennomsnittspris mellom landene minsker for hvert utvekslingstrinn. Forskjellen på 8,87 €/MWh i 2030 uten en forbindelse, vil være redusert til 1,77 €/MWh med en forbindelse på 5600 MW.

Tabell 5.5: Årlig gjennomsnittspris i Norge og Tyskland og differansen mellom landene for alle scenariene i €/MWh

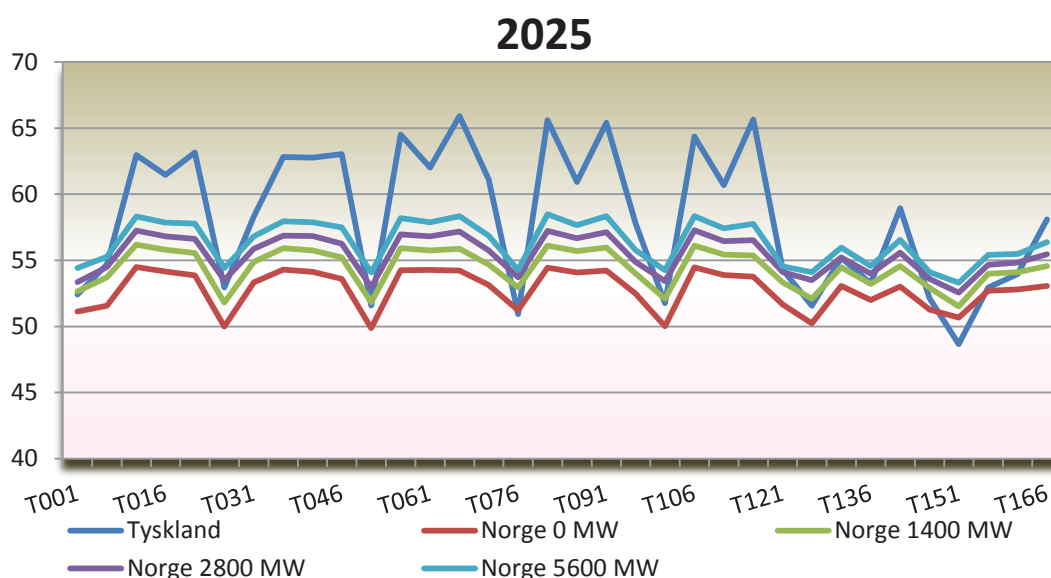
		2013	2015	2017	2019	2021	2023	2025	2026	2027	2028	2029	2030
0 MW	Tyskland	42,71	49,99	51,05	51,37	57,97	58,94	58,30	58,60	59,09	59,34	59,46	59,13
	Norge	42,21	49,44	47,54	48,19	50,72	51,03	52,80	52,69	52,59	51,99	51,35	50,26
	Diff.	0,50	0,55	3,51	3,18	7,25	7,91	5,50	5,91	6,50	7,35	8,11	8,87
1400 MW	Tyskland	42,71	49,99	51,05	51,11	57,44	58,45	58,12	58,39	58,90	59,15	59,36	59,08
	Norge	42,21	49,44	47,54	49,22	52,65	53,09	54,41	54,65	54,84	54,95	55,09	54,77
	Diff.	0,50	0,55	3,51	1,89	4,79	5,36	3,71	3,74	4,06	4,20	4,27	4,31
2800 MW	Tyskland	42,71	49,99	51,05	51,01	57,13	57,98	57,90	58,17	58,74	59,01	59,22	59,05
	Norge	42,21	49,44	47,54	49,89	53,97	54,45	55,42	55,62	55,90	56,03	56,20	56,09
	Diff.	0,50	0,55	3,51	1,12	3,16	3,53	2,48	2,55	2,84	2,98	3,02	2,96
5600 MW	Tyskland	42,71	49,99	51,05	51,02	56,62	57,66	57,72	58,03	58,49	58,81	58,91	58,82
	Norge	42,21	49,44	47,54	50,78	55,11	55,93	56,36	56,56	56,88	57,07	57,09	57,05
	Diff.	0,50	0,55	3,51	0,24	1,51	1,73	1,36	1,47	1,61	1,74	1,82	1,77

Figur 5.2 viser forskjellen i prismønsteret over en gjennomsnittssuke for Norge og Tyskland i 2020 for alle scenariene. Framgangsmåten for utregning av gjennomsnittssuken er den samme som er brukt for figur 5.1. Ettersom det tyske markedet er så stort, vil ikke dette markedet bli påvirket i særlig grad, bare i enkelte lavlast- og høylastperioder gir det et lite utslag. For Norge vil en forbindelse bidra til å øke prisene i alle timer. Ved en kapasitet på 1400 MW vil mønsteret være omtrent det samme som i grunnscenariet, men forskjøvet parallelt opp med noen €/MWh. For de øvrige scenariene viser figuren en økt forskjellen mellom lavlast- og høylastperioder med økt utvekslingskapasitet. Lavlasttimene vil være på omtrent samme nivå, men i timene med høy last vil prisen øke med økt utvekslingskapasitet. Tyskland vil ha lavere priser om natten og i store deler av helgen enn Norge, men opplever mye høyere priser på dagtid i ukedagene.



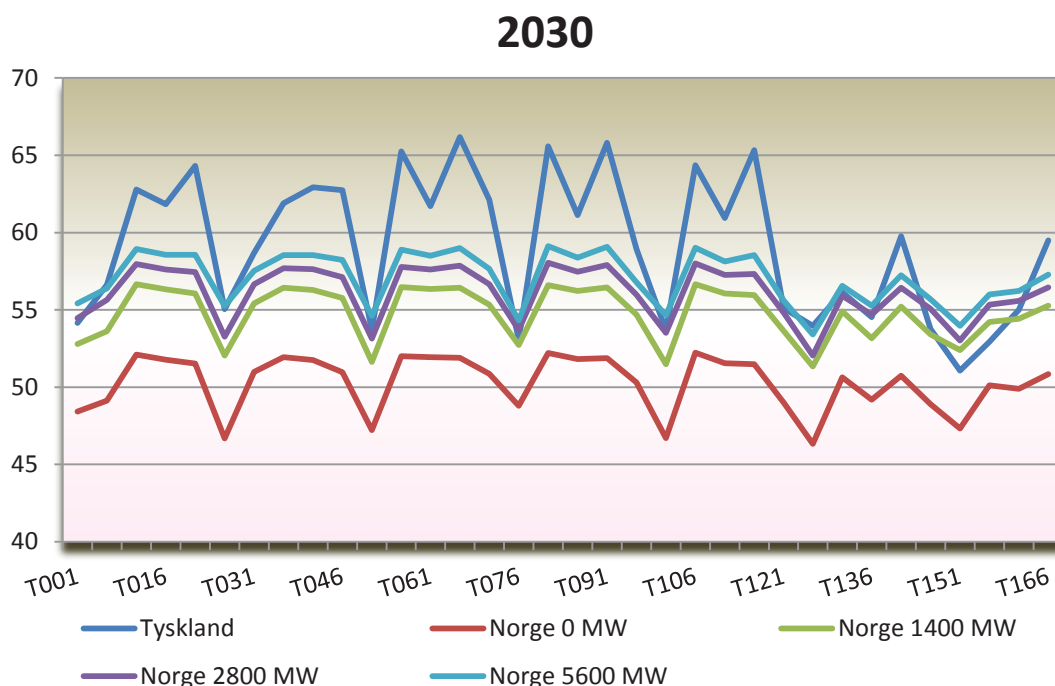
Figur 5.2: Prismønsteret for elektrisitet i Norge og Tyskland som et gjennomsnitt av alle uker i 2020 for alle scenariene i €/MWh

Figur 5.3 viser prismønsteret i for gjennomsnittsuken i 2025. Tyskland vil ha omtrent samme prismønster, men nå rundt en høyere gjennomsnittspris. De norske prisene har også steget og overskrider 50 €/MWh i omtrent alle timer, hvor den i 2020 kun gjorde dette i enkelte høylasttimer. Mønsteret i Norge har også endret seg noe fra 2020. Lavlasttimene sammenfaller ikke mellom de ulike scenariene til samme grad nå. Prisforskjellen mellom høylast- og lavlastperioder er omtrent lik for alle scenariene, og det er kun parallell forflytning av kurven ved økt kapasitet.



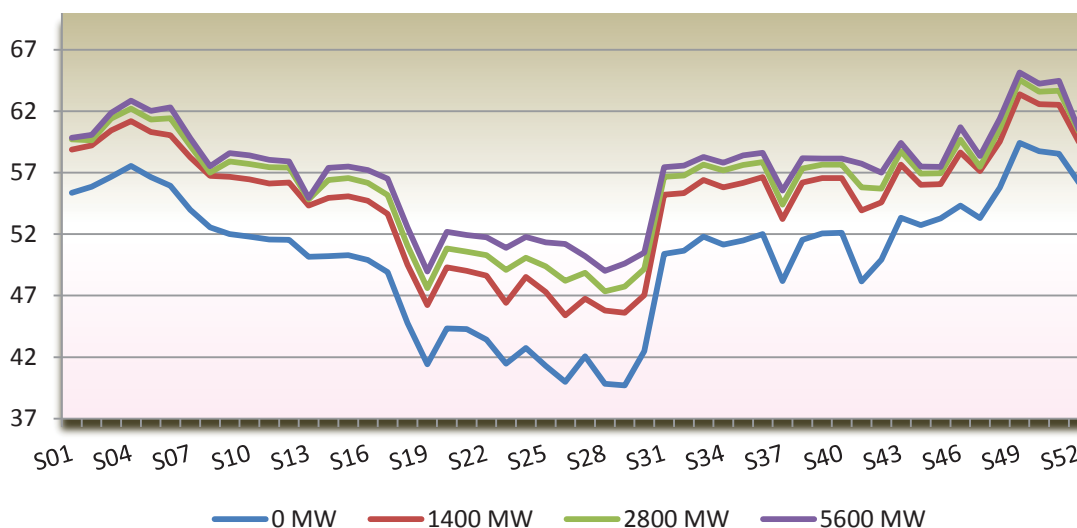
Figur 5.3: Prismønsteret for elektrisitet i Norge og Tyskland som et gjennomsnitt av alle uker i 2025 for alle scenariene i €/MWh

Prismønsteret for en gjennomsnittsuke i 2030 er vist i figur 5.4. Den største prisforskjellen mellom grunnsценariet og de ulike utvekslingsscenariene er i 2030. De tyske prisene har steget ytterligere og ligger nå over de norske i de fleste timer. Lavlasttimene ligger nå omtrent på samme nivå som de norske, slik at de er ingen nytte av billig import på natten. Volatiliteten i den norske prisen endrer seg ikke betydelig mellom de ulike scenariene. Derimot vil prisene ligge høyere ved hver økning av utvekslingskapasitet.



Figur 5.4: Prismønstret for elektrisitet i Norge og Tyskland som et gjennomsnitt av alle uker i 2030 for alle scenariene i €/MWh

Prisen varierer mye mellom sesonger, noe som er illustrert i figur 5.5. Figuren viser gjennomsnittsprisen i hver uke gjennom året 2030 for alle scenariene. Grunnscenariet, vist ved den blå linjen, ligger nederst og danner sammenlikningsgrunnlaget med de andre scenariene. I de første og siste ukene av året er forskjellen mellom grunnscenariet og de andre scenariene minst. Den forskjellen øker mot sommersesongen, for så å reduseres igjen. Med en utvekslingskapasitet på 1400 MW ser prisen ut til å øke omtrent likt i alle sesonger, med unntak av noe større økning på sommeren. En større utvekslingskapasitet ser det ut til å gi en utjevne effekt. Prisene vil fortsatt øke for alle sesonger, men sommersesongen opplever en mer markant økning i pris. Ved de høye utvekslingsscenariene kommer også nye bunner, som bl.a. er tydelig i uke 8 og 13. Grunnen til dette og at kurven ikke er glattere, er vindkraftproduksjon som i enkelte perioder vil endre prisbildet betydelig.



Figur 5.5: Gjennomsnittsprisen for hver uke i 2030 i €/MWh

Tabell 5.6 viser minimums- og maksimumsprisen i gjennomsnittsuken og differansen mellom disse i €/MWh, samt standardavviket og variansen til alle prisene i Norge i årene 2020, 2025 og 2030. Variasjonen mellom makspris og minpris ser ut til å øke med økt utvekslingskapasitet. Unntaket er i 2030 for scenariet med en kapasitet på 5600 MW hvor differansen går ned sammenliknet med alle de andre scenariene. Standardavviket og variansen er utregnet ved hjelp av deskriptiv statistikk i excel av alle prisene i året. Både standardavviket og variansen går ned, noe som tilsier at variasjonen i prisen gjennom året går ned, og det blir en jevnere pris.

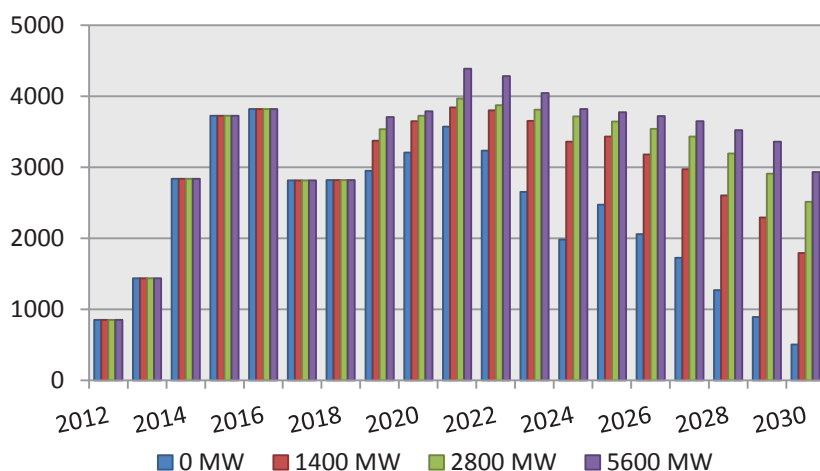
Tabell 5.6: Minimums- og maksimumspris i gjennomsnittsuken og differansen i €/MWh og standardavviket og variansen til prisen i hver femte time over året for årene 2020, 2025 og 2030 for de ulike scenariene.

	0 MW			1400 MW			2800 MW			5600 MW		
	2020	2025	2030	2020	2025	2030	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Maks	50,52	54,48	52,23	51,69	56,19	56,67	52,38	57,27	58,04	53,33	58,48	58,48
Min	46,92	49,86	46,32	48,06	51,52	51,34	48,74	52,56	52,03	48,34	53,31	53,31
Diff	3,60	4,62	5,90	3,63	4,67	5,33	3,64	4,71	6,00	4,99	5,17	5,17
Standardavvik	4,95	5,92	7,05	4,63	5,41	6,56	4,61	5,07	6,34	4,51	4,84	5,73
Utvalgsvarians	24,50	35,10	49,66	21,43	29,32	43,05	21,23	25,73	40,13	20,38	23,38	32,78

Totalproduksjonen i Norge vil variere noe mellom scenariene. Produksjonen vil være lik for alle scenariene fram til 2019, da produksjonsmengden vil øke med økt utvekslingskapasitet. Forskjellen i produksjon kommer i all hovedsak av forskjell i produksjon fra kondensanlegg basert på naturgass. Både vindkraft og kraftvarmeproduksjon basert på biomasse vil ha lik produksjonsutvikling i alle scenariene. Vannkraft har en minimal forskjell på noen MWh

mellom scenariene for noen av årene, men den store forskjellen kommer av produksjon fra kondensanlegg, som vist i figur 5.6.

Totalproduksjonen endres noe mellom de ulike utvekslingskapasitetsscenariene. På det meste er det opp mot 2,5 TWh i forskjell mellom grunnscenariet og scenariet med 5600 MW. Denne ulikheten kommer fra forskjell i produksjonen fra naturgass. Denne produksjonen øker med økende utvekslingskapasitet, som vist i figur 5.6.



Figur 5.6: Produksjon fra kondensanlegg basert på naturgass i Norge for de forskjellige scenariene i GWh

Produksjonen i de andre landene i modellen for de ulike scenariene, er å finne i vedlegg A. Totalproduksjonen endres noe med økt utvekslingskapasitet og skjer i all hovedsak som konsekvens av endret termisk produksjon. Mens Norge vil øke sin produksjon ved økt utvekslingskapasitet, reduseres produksjonen i Tyskland i de fleste årene. De nordiske landene ser ut til å øke sin produksjon, mens både Tyskland og Nederland vil produsere mindre.

Tabell 5.7 viser eksporten og importen for Norge i årene 2020, 2025 og 2030 i GWh. Den viser en tydelig overvekt av eksport fra Norge i alle scenarier. Eksporten vil øke utover i perioden, mens importen reduseres. Denne trenden er lik i alle scenariene.

Tabell 5.7: Import og eksport for Norge ved de ulike scenariene i GWh

	1400 MW		2800 MW		5600 MW	
	Import	Eksport	Import	Eksport	Import	Eksport
2020	2 472	8 071	5 149	14 368	9 696	23 452
2025	1 825	8 757	4 107	15 352	7 460	24 356
2030	1 346	9 889	3 154	17 087	5 817	25 446

Eksporten og importen mellom Norge og Tyskland er modellert for alle år, og en sesongprofil for utveksling ved ulik kapasitet i år 2025 er vist i vedlegg B.

I scenariet med 1400 MW, eksporteres det for fullt på slutten av våren og i sommersesongen, mens i vinterhalvåret er det større variasjon mellom import og eksport. Størsteparten av utvekslingen benytter full effekt på kabelen, både for eksport og import. Scenariet med 2800 MW har større variasjon og færre timer med full eksport. Samme trenden gjelder også for dette scenariet, med lav import om sommeren og mer på vinteren. I dette scenariet er det flere timer som ikke benytter full import eller eksport. Dette skjer som konsekvens av at markedene utliknes og får samme pris. Det siste scenariet med 5800 MW har større variasjon, både mellom import og eksport og effekt overført. Antallet timer med full eksport er mye mindre, og det er kun om våren og sommeren det er lengre perioder med full utveksling. Det er også flere timer med import, men det er svært få timer med full effekt.

5.2.1 Estimerte flaskehalsinntekter

I tabell 5.8 vises estimerte flaskehalsinntektene i hvert år for de ulike scenariene i €.

Flaskehalsinntektene er hentet fra modellresultatene og er et resultat av prisforskjellen og overført mengde i alle timer, minus kostnadene ved overføring. Det er ikke tatt hensyn til tap ved overføring under modelleringen av flaskehalsinntektene. Scenariet med 1400 MW har en gjennomsnittlig årlig inntekt på 77,5 mill., mens 2800 MW har en på 113,5 mill. og 5600 MW en på 30,0 mill. €. Scenariet med en kapasitet på 2800 MW vil ha den største flaskehalsinntekten, med 1362,9 mill. €, scenariet med 1400 MW vil ha en inntekt på 931,1 mill. € og 5600 MW scenariet vil ha den laveste med 360,0 mill. € i løpet av analyseperioden.

Tabell 5.8: Flaskehalsinntekter i mill. €

	Totale flaskehalsinntekter per år		
	1400 MW	2800 MW	5600 MW
2019	75,7	121,6	29,3
2020	70,7	114,0	21,8
2021	86,0	124,8	40,6
2022	90,1	128,2	43,0
2023	89,2	127,4	44,7
2024	85,4	126,0	43,2
2025	70,0	101,4	19,7
2026	68,7	100,8	19,7
2027	72,2	105,3	22,0
2028	74,1	106,6	24,0
2029	74,1	104,2	25,8
2030	74,9	102,5	26,2

De diskonterte totale flaksehalsinntektene, vist i tabell 5.9, er målt for en førtiårsperiode og med ulik diskonteringsrente. Inntekten i årene etter analyseperiodens slutt er satt lik det siste året, altså 2030.

Tabell 5.9: Diskonterte flaskehalsinntekter for de ulike scenariene til ulik diskonteringsrente over 40 år

	1400 MW	2800 MW	5600 MW
3 %	1 760	2 488	647
5 %	1 313	1 869	489
7 %	1 024	1 469	386
9 %	830	1 198	316

6. Diskusjon

6.1 Modell

I et modellstudium er resultatene svært avhengige av hvilke forutsetninger som legges inn i modellen. Resultatene fra simuleringen vil være gitt det grunnlaget som er lagt i modellen og vil være følsomme for endringer i modellens data. All data for forbruk og kapasitet er lagt inn som eksogent bestemte enheter. Dette er lagt inn med basis i prognoser og scenarier fra annen litteratur. Data for samme faktor varierer mye mellom kilder, noe som er naturlig ettersom dette er usikre framtidsdata. Dette gjør også resultatet avhengig av de antagelsene gjort ved input av data. En faktor som vil ha stor betydning på resultatet er tilsiget. Det er kun modellert for et normalt tilsigsår, og resultat ville vært annerledes med et annet tilsigsscenario.

Brenselsprisene og kvoteprisen på CO₂ vil også være blant de faktorene som påvirker resultatene mest. Det er ikke gjort noen følsomhetsanalyse av data i modellen, med unntak av kapasitet på utenlandsforbindelsen. Ved endring av flere faktorer er det vanskelig å forklare endring i resultater, ettersom det ikke er mulig å si hvilken faktor som fører til endringene. Ettersom målet med dette studiet var å se på effekten av utenlandsforbindelsen, er det kun kapasiteten på denne som er endret.

Analysen benytter eksogent gitte investeringer, noe som kan føre til over- eller underestimering av produksjonen fra enkelte teknologier. Med høyere pris vil det investeres mer kapasitet, noe som igjen vil redusere prisen. Selv om produksjonskostnadene for enkelte teknologier er svært lave, vil investeringen kunne være svært høy. Teknologier som kraftvarme fra biomasse i Norge er et eksempel på dette. Produksjonskostnaden ligger under prisen på elektrisitet og anleggene vil produsere maks, men med en lav pris er det høyst sannsynlig at anleggene ikke ville ha blitt bygd ettersom inntektene ikke vil kunne dekke investeringskostnadene. Det er derfor naturlig å anta at en større variasjon i kapasitet mellom scenariene, enn det dette studiet gjør. Prisforskjellen mellom scenariene ville sannsynligvis vært lavere som konsekvens av endret kapasitetsutvikling. En annen modellbegrensning som bør nevnes, er at modellen ikke tar hensyn til ramp up og ramp down kostnader.

6.2 Pris

Prisen i Norge forventes å stige mye for alle scenariene. Grunnscenariet vil ha en prisøkning på litt over 11 €/MWh, og scenariet med størst utvekslingskapasitet vil ha en prisøkning på litt over 18 €/MWh. Selv om kraftoverskuddet går opp, så går gjennomsnittsprisen også opp. Hovedårsaken er den forventede økningen i brenselspriser og CO₂-kvoteprisen lagt i

modellen, vil føre til høyere marginalkostnader. Prisen på kontinentet settes av marginalkostnaden til de termiske produsentene, og med økt utvekslingskapasitet setter disse prisen i Norge i flere timer også. En annen faktor kan være at det meste av den nye produksjonen kommer i form av uregulerbar kraft, som ikke kan lagres til perioder med stort forbruk, og vil slik presse prisene ned i de periodene det produseres. Det vil føre til flere timer med svært lave priser, men gasskraft og kontinentet setter prisen i flere timer, noe som kjører prisen opp.

Norge kommer ikke til å oppleve samme prissvingningene over døgnet som Tyskland, men disse vil bli mer markante med økt utvekslingskapasitet, ettersom det tyske markedet vil være prissetter i flere og flere timer. Volatiliteten i prisen ser ut til å øke med økt utvekslingskapasitet. Forskjellen mellom minimums- og maksimumsprisen øker med økende kapasitet, med unntak av 2030 med 5600 MW. Dette tyder på økende forskjeller mellom natt og dag som konsekvens av økt kapasitet. Derimot reduseres spredningen i pris gjennom året, vist ved standardavviket og variansen. Dette er et mål på spredningen i utvalget, som her er prisene i Norge i årene, 2020, 2025 og 2030. Variansen og standardavviket sier lite om volatiliteten i prisen gjennom dagen, men viser spredningen i pris i året. Med økt utvekslingskapasitet vil denne spredningen reduseres. Dette kan forklares med reduserte forskjeller mellom sesongene, og færre timer med ekstrempriser. Sesongvariasjonen i Norge reduseres noe, og det kan forventes at forskjellen mellom ulike tilsigsår vil reduseres.

I rapporten til Taule (2012) presenteres det to utvekslingskapasitetsscenarier, et med forbindelser til Tyskland og Storbritannia på 1400 MW hver, og et med 1000 MW ekstra til Tyskland samt en ny forbindelse til Nederland på 700 MW. For begge utvekslingsscenariene er det fire kombinasjoner av kraftbalanse og mengde uregulerbar produksjon. Scenariet som stemmer best med forutsetningene i dette studiet er scenariet med høyt kraftoverskudd, mye uregulerbar produksjon og høye brenselpriser. Dette scenariet anslår en økning i den norske el-prisen på 4,6 øre/kWh med en kapasitet på 2800 MW til kontinentet, og en økning på 6,0 øre/kWh med 4500 MW i 2020 (Taule, H. et al. 2012).

I dette studiet forventes det en prisøkning på 0,79 øre/kWh med 1400 MW, 1,12 øre/kWh med 2800 MW og 1,72 øre/kWh med 5600 MW i 2020 (omregnet fra €/MWh til øre/kWh med dagens eurokurs på 7,6 (Norges bank 2013)). Dette ligger et stykke under det anslått i rapporten til Taule. Forskjellen er tydeligere i 2030, hvor en forbindelse på 1400 MW vil utgjøre en prisforskjell på 3,43 øre/kWh. De påfølgende to scenariene vil føre til en

prisøkning på henholdsvis 4,43- og 5,16 øre/kWh. Taules rapport åpner for utveksling på et mye tidligere tidspunkt enn antatt i dette studiet. Med økende prisforskjeller utover i analyseperioden kan prisforskjellene i 2030 i dette studiet være et bedre sammenlikningsgrunnlag mot Taules priser for 2020. Da ser vi at økningen i prisen stemmer bedre. Både prisstrukturen over uken og prisnivået til scenariet overskudd og høy fleksibilitet stemmer nesten eksakt med det som er resultatet i dette studiet. I dette studiet forventes det en pris på 38 øre/kWh i 2020, noe som er 1 øre/kWh mer enn det Taule antar. Derimot ligger den tyske prisen 7 øre over de 39 øre/kWh som simulert i dette studiet. I liket med denne analysen vil man ikke oppleve tyske priser i Norge, dog gjennomsnittsprisen i scenariet med 5600 MW vil ligge tett opptil den tyske prisen.

I Midttun, Ruohonen og Piria sitt paper fra 2012 visers en forventet framtidspris med og uten nye utenlandsforbindelser og for ulike tilsigsalternativer. Prisen forventes å ligge på litt over 50 €/MWh med nye forbindelser, og litt under uten nye forbindelser i et normalt tilsigsår.

Dette er omtrent samme framtidspris som forventes i dette studiets scenariet uten en forbindelse. Forskjellen med og uten en forbindelse er mer markant i denne analysen enn det antatt i papertet (Midttun, A., Ruohonen, T. & Piria, R. 2012).

I masteroppgaven til Wahl fra 2012 predikeres de framtidige kraftpriser ved hjelp av Thomson Reuters SDDP Nordic kraftsystemmodell. Selv om prognosene for gjennomsnittet i de første årene stemmer godt overens med resultatet fra dette studiet, så forventes det en ulik utvikling etter 2016. Wahl predikerer en nedgang i prisen, med unntak av en liten økning mot slutten av 2020-tallet. I dette studiet forventes prisen å stige for så og flate ut, og grunnscenariet vil oppleve en prisreduksjon mot slutten av 2020-tallet. Wahl har lagt til grunn 1400 MW utveksling til Tyskland og ved sammenlikning med resultatet for 1400 MW scenariet i dette studiet med gjennomsnittscenariet i hans, vil prisen ligge 10-15 €/MWh over i dette studiet. Derimot ligger forutsatte brenselspriser rundt 10 €/MWh over i dette studiet, noe som forklarer mye av prisforskjellen.

6.3 Produksjon

Produksjonen i Norge er antatt å øke med 24,4 TWh for grunnscenariet til 26,9 TWh for scenariet med 5600 MW. Produksjonsøkningen kommer i form av 13 TWh vindkraft, 7,5 TWh elvekraft og 4,2 TWh kraftvarme fra biomasse. Alle disse har en jevnt økende produksjon. Gasskraft har også en viktig rolle i framtidens norske elektrisitetsmarked, men produksjonsmengden varierer mye mellom årene. Gasskraft har en høy marginalkostnad

under forutsetningene i dette studiet og vil derfor være prissetter i timene den produseres. Forskjellen på 2,5 TWh mellom grunnscenariet og toppscenariet består i all hovedsak av gasskraft. Det innebærer at økt eksport vil føre til økt utnyttelse av fossilproduksjon i Norge. Visjonen om at Norge skal levere "grønn" energi til Europa samsvarer ikke med resultatet. Økt utveksling vil føre til økt produksjon av gasskraft og dermed også øket klimagassutslipp. Derimot vil nettoeksporten øke til 19,6 TWh for scenariet med 5600 MW i 2030, mens forskjellen i gasskraft er på 2,4 TWh. Det betyr at 17,2 TWh av nettoeksporten vil komme fra fornybare energikilder og slik utgjøre et positivt bidrag på klimagassutslippene totalt, om denne erstatter fossilproduksjon.

6.4 Import og eksport

Det er en betydelig nettoeksport fra Norge i alle scenariene. Det er naturlig ettersom den tyske gjennomsnittsprisen er høyere enn den norske. Unntaket er nattetid da Tyskland kan tilbyr billig kraft. Mens eksporten vil øke fra 2020 til 2030, vil importen reduseres. Dette kommer av økt kraftoverskudd i Norden, noe som fører til større eksport og lavere behov for import.

Både for scenariet med 1400 MW og 2800 MW vil det for de fleste timer gå full effekt mellom landene. Dette indikerer at markedene ikke har nådd likevekt og det er en flaskehalseffekt på kabelen. For toppscenariet med 5600 MW derimot vil flere av timene ikke ha full effekt. Markedene har her oppnådd likevekt og vil ha samme pris. Likevekten dannes mellom det tyske markedet og modellens prisregion 12 i Norge. Slik vil det fortsatt være prisforskjell mellom Norge og Tyskland, men nå som konsekvens av flaskehalser i det norske nettet.

6.5 Flaskehalsinntekter

Utenlandsforbindelsen er antatt å ha en kostnad på mellom 1,5 til 2 milliarder euro (Statnett 2012), noe som overstiger flaskehalsinntektene for de første elleve årene for alle scenariene, selv før diskontering. Kostnaden er for en kabel på 1400 MW og større kapasitet vil trolig medføre større kostnader. Resultatene fra modellen tyder derfor på at forbindelsen vil være ulønnsom i analyseperioden uansett scenario og diskonteringsrente. Det er derimot flere momenter som modellen ikke tar hensyn til som vil påvirke flaskehalsinntektene. Eksempler på det kan være utfall av kjernekraft i Sverige, som vil presse prisen opp i Norge. De samme gjelder også for utfall av produksjonskapasitet på kontinentet. Dette vil kunne føre til lengre perioder med en anstrengt prissituasjon, noe en forbindelse vil dra nytte av. Modellen gjør heller ikke forskjell på våtår og tørrår. Magasinfyllingsgraden vil endre prisen for hele

sesonger og år. Ettersom flaskehalsinntekten er et produkt av prisforskjell mellom markeder og mengde overført, vil inntekten øke med økte prisforskjeller. Det europeiske kraftmarkedet påvirkes av flere økonomiske insentiver som blant annet CO₂-kvotemarkedet. Endring i dette markedet vil påvirke elprisene og slik kunne øke forskjellen mellom det norske og tyske markedet.

Inntekten fra forbindelsen er bare modellert for de første 11 årene, og en kabel har en antatt levetid på over 40 år (Statnett 2004). Den vil dermed fortsette å generere inntekter etter analyseperiodens slutt. Disse inntektene må diskonteres for å kunne sammenliknes med kostnaden til kabelen. Det medfører at framtidig inntekter vil ha en lavere nåverdi. Den diskonterte flaskehalsinntekten til scenariet med 5600 MW i utvekslingskapasitet, vil aldri overgå kabelkostnaden uansett diskonteringsrente og nettonåverdien til en investering er derfor negativ ved alle diskonteringsrenter. 2800 MW scenariet vil ha de høyeste inntektene, fra 2,5- til 1,2 mrd. med diskonteringsrente fra 3 % til 9 %. Kostnaden til en kabel på 2800 MW er ukjent, men vil sannsynligvis ligge over kostnadsanslaget på 1,5 til 2 mrd. € for NORD.LINK. Den eneste diskonteringsrenten som gir en positiv nettonåverdi innenfor dette intervallet i 1400 MW scenariet, er 3 % diskonteringsrente, som gir en inntekt på 1,8 mrd.

I dette studiet anslås den årlige norske andelen av flaskehalsinntektene å være på henholdsvis 472-, 654- og 224 millioner kroner. Det er ikke totalt ulikt det anslått i Taule sin rapport, dog deres toppscenario ligger en del over det dette studiet estimerer. Derimot ligger alle de andre scenariene under det anslått i dette studiet.

I Aaheim sin masteroppgave beregner han flaskehalsinntekter fra en forbindelse på 700 MW basert på future priser for Norge og Tyskland. Det anslås at forbindelsen vil ha en årlig forventet inntekt på 781 millioner kroner, 191 millioner mer enn det som er anslått i dette studiet, og med halve utvekslingskapasiteten. Metoden for estimeringen er derimot svært forskjellig og kan forklare mye av den store forskjellen.

6.6 Ringvirkninger av kabel

En utenlandsforbindelse med Tyskland vil føre til både positive og negative effekter. I anstrengte kraftsituasjoner med lav magasinfyllding er Norge avhengig av forbindelser med andre land. Om vinteren i tørrår har prisene gått drastisk opp, og forsyningssikkerheten har stått i fare. Med en forbindelse vil kontinentet kunne jevne ut prisvariasjonen mellom sesongene, og øke forsyningssikkerheten.

Med økt utveksling vil nettet oppleve større utfordringer, ettersom flyten i systemet vil endres med import og eksport. Viktigheten av et godt sentralnett for å flytte produksjonen dit forbruket er, vil øke.

Naturinngrepet fra selve forbindelsen vil være minimalt. Kabelen vil ligge på sjøbunnen og vil ikke utgjøre noe større inngrep. Den påvirkningen som kommer av forbindelsen, vil være transformatorstasjonene som tilknytter kabelen til nettet på land. Disse vil kreve areal og i så måte utgjøre et inngrep. Indirekte vil forbindelsen også kreve en forsterkning av sentralnettet rundt tilknytningspunktet, for slik å kunne føre strømmen til forbruksområder. Disse inngrepene vil være større og potensielt mer kontroversielle.

Selv om en forbindelse vil medføre opptil 2,4 ekstra TWh med gasskraft for scenariet med størst utvekslingskapasitet, vil den eksportere 25,5 TWh i samme scenariet. Det innebærer at fornybar vind- og vannkraft vil kunne bidra til å redusere produksjonen av fossile energikilder i Tyskland, og slik også redusere utslippet av klimagasser.

Som konsekvens av økonomiske insentiver og mål om økt fornybarandel, vil Norge få et kraftoverskudd i årene framover. Med mye ny uregulerbar kraft er behovet for kilder til å ta imot denne produksjonen avgjørende. I nettet må det alltid være balanse mellom produksjon og forbruk ellers vil det bryte sammen. I perioder med mye vind og elvekraft kan produksjonen kunne overstige forbruket, og konsekvensen er at man må slippe vann gjennom og stenge vindturbinene. Dette er en lite ønskelig situasjon og vil utgjøre et samfunnsøkonomisk tap. Med tilknytning til nye forbruksområder vil produksjonsoverskuddet kunne eksporteres, og slik bidra til økt nytte.

7. Konklusjon

Resultatene fra analysen viser tydelig at prisene i Norge vil øke uansett utvekslingskapasitet. Hovedårsaken til denne økningen ligger i forventningen om økte brenselpriser og CO₂-kvotepriser. Om prisen i Norge uten en forbindelse vil stige eller synke, er det knyttet større usikkerhet til. Endringer i produksjonskapasitet, forbruk og brenselpriser er blant de mest sentrale faktorene for den generelle prisutviklingen.

Påvirkningen på prisene i norske kraftmarkedet som konsekvens av utenlandsforbindelsen mellom Norge og Tyskland, blir tydeligere utover i analyseperioden og gir en forskjell på 3,43øre/kWh i 2030 med en utvekslingskapasitet på 1400 MW. Forskjellen mellom minimums- og maksimumspris i gjennomsnittsukken øker også med økt utvekslingskapasitet, noe som tyder på økt volatilitet i prisen. Utveksling ser ikke ut til å ha den store effekten på sesongvariasjoner, men vil redusere spredningen av prisen gjennom året.

Det forventes en økning i både produksjon og forbruk, hvor det meste av den nye produksjonen vil komme i form av uregulerbar fornybar kraft. Utveksling med kontinentet vil bidra til å balansere markedet i perioder med mye uregulerbar produksjon. Det vil også potensielt kunne bidra til å stabilisere markedet i tørrår og våtår.

NORD.LINK er antatt å ha en kostnad på 1,5 til 2 milliarder euro. I denne analysen estimeres samlet flaskehalsinntekt til 1,8 milliarder for 40 år med en diskonteringsrente på 3 %. Med en diskonteringsrente på over 3 % blir flaskehalsinntektene lavere enn 1,5 milliarder, og forbindelsen vil ha en negativ netto nåverdi. Som nevnt i diskusjonen er den estimerte flaskehalsinntekten antagelig et underestimat siden modellen ikke tar hensyn til ekstremsituasjoner som kapasitetsutfall og tørr- og våtår. Med modellens antagelse om flaskehalsinntekt og de utenforliggende faktorene, vil kabelens inntekter sannsynligvis overgå kostnadene.

Balmorel har vært et svært nyttig modelleringsverktøy og kan bidra til å belyse flere effekter av ulik utvekslingskapasitet. Resultatgrunnlaget fra modellen er endeløst, og kun enkelte momenter har vært blitt belyst i dette studiet. Modellen kan benyttes til å undersøke flere sentrale spørsmål knyttet til energisystemet, og tilrådes som et nyttig simuleringsverktøy.

Referanseliste

Aasheim, A.T. (2010). *Vil en kraftkabel for kraftutveksling mellom Norge og Tyskland være lønnsom?* Masteroppgave ved Norges Handelshøyskolen (NHH)

Amprion. (2013). *Wind feed-in*. Data fra 2012. Tilgjengelig fra:

<http://www.amprion.net/en/wind-feed-in#>

Balmorel. (2011). *Download model*. Balmorel 3.02. Tilgjengelig fra:

http://www.eabalmorel.dk/index.php?option=com_content&view=article&id=13&Itemid=4

Bartnes, G. (2009). *Hvor skal vindkraften plasseres? En modellanalyse av optimale investeringer i vindkraft i Norge*. Masteroppgave ved Universitetet i Oslo.

BSW-Solar. (2012). *Statistic data on the German Solar power (photovoltaic) industry*.

German Solar Industry Association (BSW-Solar). Tilgjengelig fra:

http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/BSW_facts_solarpower_en.pdf

Burger, B. (2013). *Electricity production from solar and wind in Germany in 2012*.

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. 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>

CBS. (2012). *Less electricity produced*. Tilgjengelig fra: [http://www.cbs.nl/en-](http://www.cbs.nl/en-GB/menu/themas/industrie-energie/publicaties/artikelen/archief/2012/2012-3739-wm.htm?RefererType=RSSItem)

[GB/menu/themas/industrie-energie/publicaties/artikelen/archief/2012/2012-3739-wm.htm?RefererType=RSSItem](http://www.cbs.nl/en-GB/menu/themas/industrie-energie/publicaties/artikelen/archief/2012/2012-3739-wm.htm?RefererType=RSSItem)

CertiQ. (2012). *Annual statistical overview CertiQ 2012*. Statistical overviews. Tilgjengelig

fra: [http://www.certiql.nl/binaries/content/assets/certiqonline/statistische-](http://www.certiql.nl/binaries/content/assets/certiqonline/statistische-overzichten/2012/engels/2012-jaaroverzicht_engels.pdf)

[overzichten/2012/engels/2012-jaaroverzicht_engels.pdf](http://www.certiql.nl/binaries/content/assets/certiqonline/statistische-overzichten/2012/engels/2012-jaaroverzicht_engels.pdf)

COGEN Europe. (2013). *European Cogeneration Review – The Netherlands*. Tilgjengelig fra:

http://www.cogeneurope.eu/medialibrary/2013/01/08/f99f1a68/Netherlands_ECR_preview.pdf

den Broek, M.v., Faaij, A. & Turkenburg, W. (2007). *Planning for an electricity sector with carbon capture and storage- Case of the Netherlands*. Department of Science, Technology

and Society, Copernicus Institute for Sustainable Development and Innovation, Utrecht University. *International journal of greenhouse gas control* 2 (2008) 105 – 129

dena. (2010). *Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung)*. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

EEX. (2013). *Welcome to the EEX Transparency Platform*. Tilgjengelig fra: <http://www.transparency.eex.com/en/Voluntary%20Commitment%20of%20the%20Market%20Participants/Power%20generation/available-generation-capacity>

Eneco. (2009). *Offshore wind*. Eneco Corporate. Tilgjengelig fra: http://www.eneco.com/Media/wind_file/windenergy/Pages/Offshorewind.aspx

Energimyndigheten. (2013). *Eltillförsel och elanvändning i Sverige 2011 och 2012, TWh*. Tilgjengelig fra: <http://energimyndigheten.se/Global/Press/Pressmeddelanden/Kopia%20av%20El%c3%a5ret%202012.pdf>

Energinet. (2012). *Elproduktion og –forbrug*. Tilgjengelig fra: <http://energinet.dk/DA/KLIMA-OG-MILJOE/Elsektorens-miljoepaavirkninger/Elproduktion-i-Danmark/Sider/Elproduktion-og-forbrug.aspx>

Entsoe. (2013(A)). *Country Data Packages*. Net generating capacities and inventory. Netherlands. Tilgjengelig fra: <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/country-packages/>

Entsoe. (2013(B)). *Consumption Data*. Tilgjengelig fra: <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/>

European Union. (2009). *Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources*. European Parliament; and Council of the European Union. Tilgjengelig fra: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=Oj:L:2009:140:0016:0062:en:PDF>

European Union. (2011). *Energy infrastructure - priorities for 2020 and beyond —A Blueprint for an integrated European energy network*. The European Commission's Directorate-General for Energy.

- Fried, L. (2013). *Global wind statistics 2012*. Global Wind Energy Council GWEC.
Tilgjengelig fra: http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2013/02/GWEC-PRstats-2012_english.pdf
- Fürsch, M. et al. (2011). *Roadmap 2050 – a closer look. Cost-efficient RES-E penetration and the role of grid extensions*. Institute of Energy Economics at the University of Cologne
- Førsund, F. R. (2007). *Hydropower Economics*. Springer forlag
- Grave, K., Paulus, M. & Lindenberger, D. (2012). *A method for estimating security of electricity supply from intermittent sources: Scenarios for Germany until 2030*. Energy Policy 46 (2012) 193–202. Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI)
- Grundeigentümerverband Hamburg. (2013). *Indexrechner*. Tilgjengelig fra: <http://www.grundeigentuemerverband.de/index.php?plugin=indexrechner>
- Hofstad, K. (2011). *Kostnader ved produksjon av kraft og varme*. Håndbok 1, 2011. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202011/H%C3%A5ndbok%202011/h%C3%A5ndbok1-11.pdf>
- IEA. (2012). *Oil & Gas Security – Emergency Response of IEA Countries*. International Energy Agency. Tilgjengelig fra: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Oil&GasSecurityNL2012.pdf>
- Johannessen, A., Tufte P. A. & Christoffersen L. (2010). *Introduksjon til samfunnsvitenskapelig metode*. Utgave 4. Abstrakt forlag
- Kirkerud, J.G. (2012). *Nordsjøen 2030, variabel vindkraftproduksjon og behovet for reserver*. Masteroppgave ved Norwegian University of Life Sciences (UMB). Tilgjengelig fra: http://brage.bibsys.no/umb/handle/URN:NBN:no-bibsys_brage_31302
- Knopf, B. et al. (2012). *Germany's nuclear phase-out: Impacts on electricity prices, CO₂ emissions and on Europe*. Potsdam Institute for Climate Impact Research
- Lindenberger, D. et al. (2006). *Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und – nachfrage: Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030*. EWI. Prognos

- Midttun, A., Ruohonen, T. & Piria, R. (2012). *Norway and the North Sea Grid*. SEFEP working paper 2012-1
- Molly, J.P. et al. (2010). *dena Grid Study II. Integration of Renewable Energy Sources in the German Power Supply System from 2015-2020 with an Outlook to 2025*. Utarbeidet av: Consortium 50Hertz Transmission / Amprion / DEWI / EnBW Transportnetze / EWI / Fraunhofer IWES / TenneT
- Nagl, S. et al. (2011). *Energy policy scenarios to reach challenging climate protection targets in the German Electricity sector until 2050*. Institute of Energy Economics, University of Cologne. Utilities Policy 19 (2011) 185-192
- Nilsen, J. (2013). *Finsk kjernekraftreaktor sju år forsinket*. Teknisk ukeblad. Tilgjengelig fra: <http://www.tu.no/energi/2013/02/15/finsk-kjernekraftreaktor-sju-ar-forsinket>
- Norges bank. (2013). *Valutakurs for euro(EUR)*. Tilgjengelig fra: <http://www.norges-bank.no/valutakurser/eur>
- NVE. (2009). *NVE Energidager – Fagseksjon eiendom*. Aspelin Ramm
- NVE. (2011). *Energi i Norge – Produksjon og forbruk av elektrisk kraft i 2010*. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/Global/Energi/Analyser/Energi%20i%20Norge%20folder/FOLDN2011.pdf>
- Papageorgi, A., Lipponen, J. & Genachte, A.B. (2009). *Statistics and prospects for the European electricity sector (1980-2000, 2004, 2005, 2006 2010-2030) – (Eurprog 2008)*. 36th Edition. EURPROG Network of Experts. Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC
- Prognos. (2013). *NORD.LINK – ein Seekabel verbindet Strom aus Wind und Wasser*. Tilgjengelig fra: <http://www.prognos.com/index.php?id=788>
- Ravn, H. (2001). *Balmorel: A Model for Analyses of the Electricity and CHP Markets in the Baltic Sea Region*. Balmorel Project
- Ravn, H. (2011). *The Balmorel Model Structure*. Balmorel Project
- Regjeringen. (2011). *Avtale mellom Kongeriket Norges regjering og Kongeriket Sveriges regjering om et felles marked for elsertifikater*. Tilgjengelig fra:

http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/EV/063-2011-Avtale_elsertifikater_endelig.pdf

Regjeringen. (2012(A)). *Energiutredningen – verdiskaping, forsyningssikkerhet og miljø*.

NOU 2012: 9. Tilgjengelig fra: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/2012/nou-2012-9/15/4.html?id=675628>

Regjeringen. (2012(B)). *Kraftforsyning*. Tilgjengelig fra:

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/nhd/tema/norsk-naringsliv/kraftforsyning-.html?id=482103>

Rosende, D. et al. (2010). *Renewable Energy Industry Roadmap for the Netherlands*.

Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research, Karlsruhe

Rödel, J.G. et al. (2008). *Ecology, economy and security of supply of the Dutch electricity supply system: A scenario based future analysis*. Technische Universiteit Delft

Schlesinger, M. et al. (2011). *Energieszenarien 2011*. Projekt Nr. 12/10 des

Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Prognos AG. EWI. GWS

SSB. (2013). *Elektrisitet, årstal, 2011*. Tilgjengelig fra: <http://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitetaar/aar/2013-03-20?fane=tabell&sort=nummer&tabell=104208>

Statistics Finland. (2012). *Production of energy and use of fossil fuels in decline in 2011*.

Tilgjengelig fra: http://www.stat.fi/til/salatuo/2011/salatuo_2011_2012-10-16_tie_001_en.html

Statnett. (2004). *Samfunnsøkonomi*. Dok. id: 294977. Tilgjengelig fra:

[http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Kabel%20til%20Nederland%20\(NorNed\)/Dokumentliste/Konsesjonss%C3%B8knad%20og%20konsekvensutredning/Samfunns%C3%B8konomi.pdf](http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Kabel%20til%20Nederland%20(NorNed)/Dokumentliste/Konsesjonss%C3%B8knad%20og%20konsekvensutredning/Samfunns%C3%B8konomi.pdf)

Statnett. (2011(A)). *Nettutviklingsplan 2011 - Nasjonal plan for neste generasjon kraftnett*.

Tilgjengelig fra:

<http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Nettutviklingsplaner/Nettutviklingsplan%202011.pdf>

Statnett. (2011(B)). *Nord.Link to enter second stage of German licensing process*.

Tilgjengelig fra:

[http://www.statnett.no/en/News/News-archive-Temp/News-archive-2011/NordLink-to-enter-second-stage-of-German-licensing-process-/](http://www.statnett.no/en/News/News-archive-Temp/News-archive-2011/NordLink-to-enter-second-stage-of-German-licensing-process/)

Statnett. (2012). *Sjøkabel mellom Norge og Tyskland: Samarbeidsavtale inngått om storskala kabelprosjekt*. Tilgjengelig fra:

<http://www.statnett.no/no/Nyheter-og-media/Nyhetsarkiv/Nyhetsarkiv-2012/Sjokabel-mellom-Norge-og-Tyskland-Samarbeidsavtale-inngatt-om-storskala-kabelprosjekt/>

Taule, H. et al. (2012). *FORNYBARUTBYGGING OG MELLOMLANDS-FORBINDELSER MOT 2020*. Rapport 2012-5. Thema consulting group

TenneT. (2013). *Actual and forecast wind energy feed-in*. Data fra 2012. Tilgjengelig fra:

<http://www.tennetso.de/site/en/Transparency/publications/network-figures/actual-and-forecast-wind-energy-feed-in>

Thema-energie. (2011). *Bruttostromerzeugung in Deutschland*. Tilgjengelig fra:

<http://www.thema-energie.de/energie-im-ueberblick/daten-fakten/statistiken/energieerzeugung/bruttostromerzeugung-in-deutschland.html>

Tveten, Å.G. (2013). *BALMOREL- En energimarkedsmoell for Nord Europa*. Presentasjon 05.03-13 ved UMB

Wahl, Ø. (2012). *Effekter på nordiske kraftpriser av endringer i overføringskapasitet, etterspørsel og ny fornybar kraftproduksjon på lang sikt*. Masteroppgave ved Universitetet for miljø- og biovitenskap (UMB)

Wangenstein, I. (2007). *Power System Economics- the Nordic Electricity Market*. Tapir academic press

Wilkes, J. & Moccia, J. (2013). *Wind in power - 2012 European statistics*. The European Wind energy association EWEA. Tilgjengelig fra:

http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/Wind_in_power_annual_statistics_2012.pdf

Windmonitor. (2013). *Installed wind turbine capacity in Germany*. Tilgjengelig fra:

http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=363&lang=en

Vedlegg A

Vedlegg A viser produksjonen i de ulike landene i modellen ved ulik utvekslingskapasitet. Produksjonen blir vist i årene 2020, 2025 og 2030 for de ulike teknologiene

Danmark	Teknologi	0 MW	1400 MW	2800 MW	5600 MW
2020	Kjernekraft	0	0	0	0
2025	Kjernekraft	0	0	0	0
2030	Kjernekraft	0	0	0	0
2020	Annen termisk	32685	32889	32952	33056
2025	Annen termisk	34791	35111	35282	35472
2030	Annen termisk	36376	36681	36816	37089
2020	Hydro	0	0	0	0
2025	Hydro	0	0	0	0
2030	Hydro	0	0	0	0
2020	Vind	15049	15049	15049	15049
2025	Vind	18628	18628	18628	18628
2030	Vind	19238	19238	19238	19238
2020	Totalproduksjon	47734	47939	48002	48106
2025	Totalproduksjon	53420	53739	53910	54100
2030	Totalproduksjon	55614	55918	56054	56327
2020	Etterspørsel	34872	34872	34872	34872
2025	Etterspørsel	35575	35575	35575	35575
2030	Etterspørsel	36293	36293	36293	36293

Finland	Teknologi	0 MW	1400 MW	2800 MW	5600 MW
2020	Kjernekraft	34586	34586	34586	34586
2025	Kjernekraft	34586	34586	34586	34586
2030	Kjernekraft	34586	34586	34586	34586
2020	Annen termisk	35491	36295	36661	37105
2025	Annen termisk	34378	35454	36245	36908
2030	Annen termisk	32741	33544	34130	34767
2020	Hydro	16657	16657	16657	16657
2025	Hydro	16683	16683	16683	16683
2030	Hydro	16710	16710	16710	16710
2020	Vind	763	763	763	763
2025	Vind	763	763	763	763
2030	Vind	763	763	763	763
2020	Totalproduksjon	87497	88300	88666	89110
2025	Totalproduksjon	86411	87486	88278	88941
2030	Totalproduksjon	84800	85603	86190	86826
2020	Etterspørsel	85552	85552	85552	85552
2025	Etterspørsel	87277	87277	87277	87277
2030	Etterspørsel	89037	89037	89037	89037

Tyskland	Teknologi	0 MW	1400 MW	2800 MW	5600 MW
2020	Kjernekraft	62646	62646	62646	62646
2025	Kjernekraft	0	0	0	0
2030	Kjernekraft	0	0	0	0
2020	Annen termisk	332755	332037	332113	332183
2025	Annen termisk	366082	364893	364465	364172
2030	Annen termisk	330966	329171	328378	327716
2020	Hydro	29317	29326	29336	29348
2025	Hydro	30156	30161	30170	30174
2030	Hydro	30952	30960	30966	30966
2020	Vind	99500	99500	99500	99500
2025	Vind	113600	113600	113600	113600
2030	Vind	130050	130050	130050	130050
2020	Totalproduksjon	524217	523508	523594	523677
2025	Totalproduksjon	509838	508654	508235	507946
2030	Totalproduksjon	491968	490181	489394	488733
2020	Etterspørsel	495733	495733	495733	495733
2025	Etterspørsel	481719	481719	481719	481719
2030	Etterspørsel	468100	468100	468100	468100

Nederland	Teknologi	0 MW	1400 MW	2800 MW	5600 MW
2020	Kjernekraft	3522	3522	3522	3522
2025	Kjernekraft	3522	3522	3522	3522
2030	Kjernekraft	3522	3522	3522	3522
2020	Annen termisk	73034	71907	70977	70047
2025	Annen termisk	60382	59075	58217	57507
2030	Annen termisk	57924	57132	56353	55662
2020	Hydro	70	70	70	70
2025	Hydro	70	70	70	70
2030	Hydro	70	70	70	70
2020	Vind	34909	34909	34909	34909
2025	Vind	39569	39569	39569	39569
2030	Vind	45420	45420	45420	45420
2020	Totalproduksjon	111535	110408	109478	108548
2025	Totalproduksjon	103543	102236	101378	100668
2030	Totalproduksjon	106936	106144	105365	104674
2020	Etterspørsel	131427	131427	131427	131427
2025	Etterspørsel	136769	136769	136769	136769
2030	Etterspørsel	142328	142328	142328	142328

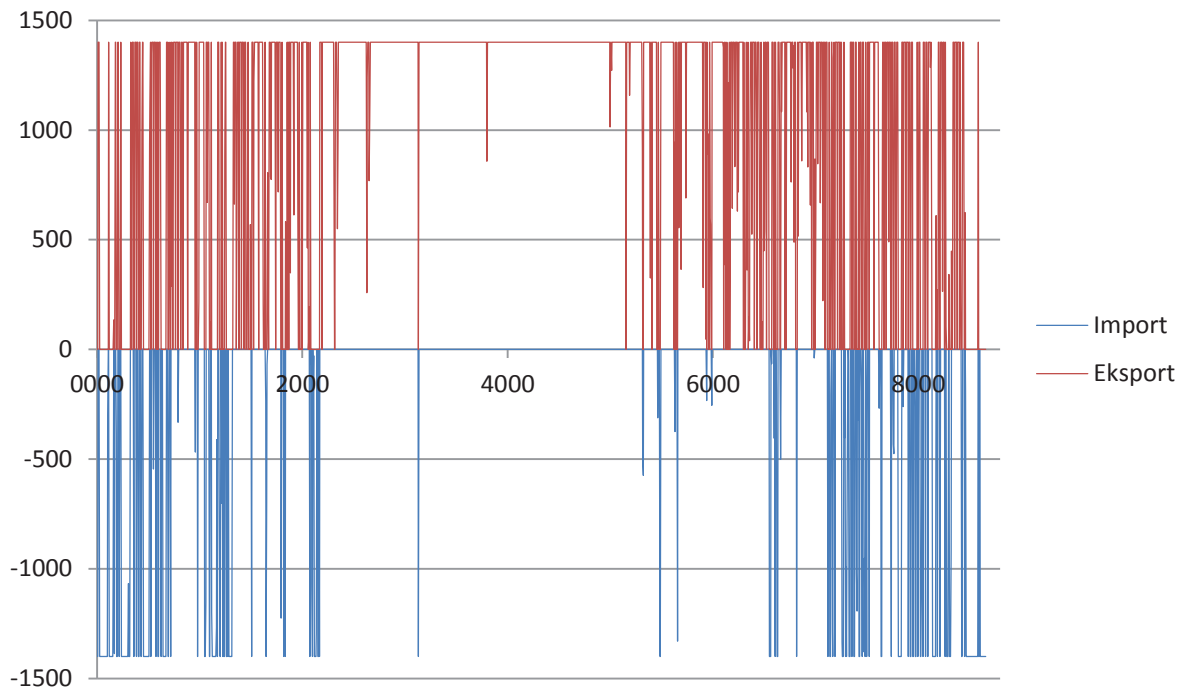
Norge	Teknologi	0 MW	1400 MW	2800 MW	5600 MW
2020	Kjernekraft	0	0	0	0
2025	Kjernekraft	0	0	0	0
2030	Kjernekraft	0	0	0	0
2020	Annen termisk	5064	5503	5582	5645
2025	Annen termisk	5487	6445	6655	6788
2030	Annen termisk	4673	5966	6685	7105
2020	Hydro	131529	131529	131529	131474
2025	Hydro	133634	133635	133633	133621
2030	Hydro	135687	135712	135708	133621
2020	Vind	7176	7176	7176	7176
2025	Vind	10805	10805	10805	10805
2030	Vind	14433	14433	14433	14433
2020	Totalproduksjon	143770	144209	144287	144296
2025	Totalproduksjon	149926	150885	151093	151214
2030	Totalproduksjon	154793	156110	134535	157237
2020	Etterspørsel	129270	129270	129270	129270
2025	Etterspørsel	131876	131876	131876	131876
2030	Etterspørsel	134535	134535	134535	134535

Sverige	Teknologi	0 MW	1400 MW	2800 MW	5600 MW
2020	Kjernekraft	61011	61011	61011	61011
2025	Kjernekraft	61011	61011	61011	61011
2030	Kjernekraft	61011	61011	61011	61011
2020	Annen termisk	21775	21772	21769	21769
2025	Annen termisk	28152	28150	28157	28162
2030	Annen termisk	34521	34521	34527	34534
2020	Hydro	67961	67961	67961	67961
2025	Hydro	68327	68330	68330	68330
2030	Hydro	68670	68685	68691	68690
2020	Vind	11060	11060	11060	11060
2025	Vind	13685	13685	13685	13685
2030	Vind	16310	16310	16310	16310
2020	Totalproduksjon	161806	161803	161800	161800
2025	Totalproduksjon	171175	171175	171183	171188
2030	Totalproduksjon	180512	180527	180539	180545
2020	Etterspørsel	146320	146320	146320	146320
2025	Etterspørsel	149270	149270	149270	149270
2030	Etterspørsel	152279	152279	152279	152279

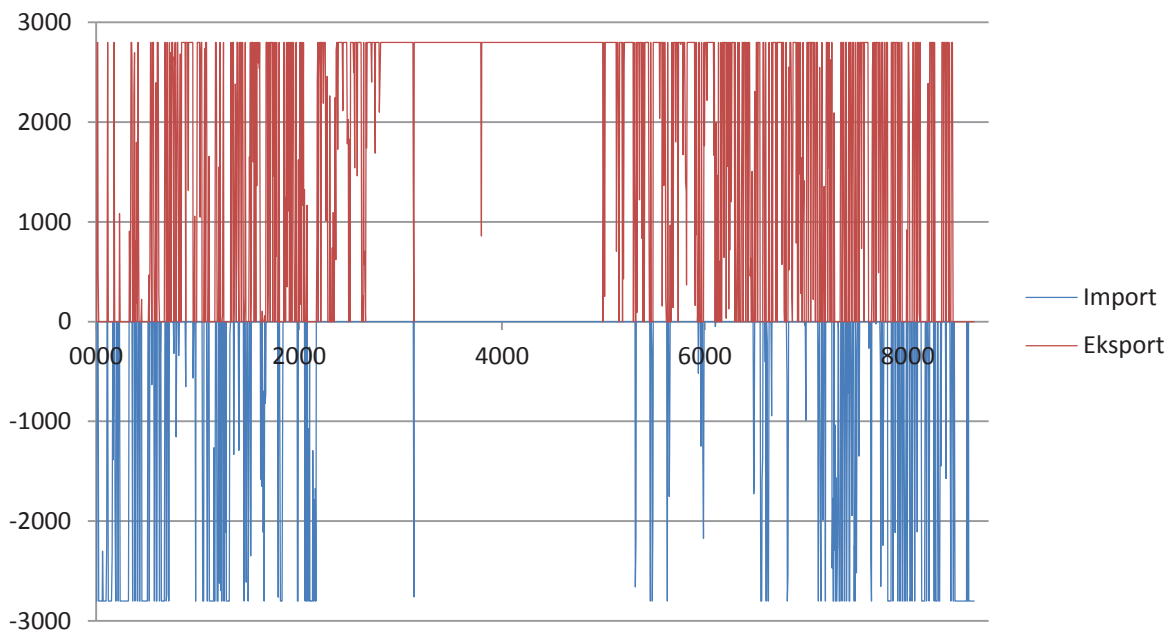
Vedlegg B

Vedlegg B viser eksport og importprofilen i 2025 for de forskjellige utvekslingsscenariene målt i MW.

1400 MW.



2800 MW.



5600 MW.

