

UNIVERSITETET FOR MILJØ- OG BIOVITENSKAP



Innholdsfortegnelse

1	Innledning med problemstilling	6
2	Bakgrunn/teori	8
2.1	Bakgrunn for temaet	8
2.1.1	Satsing på fornybar energi	8
2.1.2	Utvikling av strømmettet.....	9
2.1.3	Endringer i etterspørsel.....	9
2.2	Prissetting i kraftmarkedet.....	10
2.3	Prisområder.....	11
2.3.1	Systemprisen	12
3	Metode	12
3.1	Modeller	12
3.2	Modellering med SDDP	13
3.2.1	Modellens virkemåte.....	13
3.2.2	Optimering	14
3.2.3	Beskrankingene	15
3.2.4	Lastblokker	15
3.3	Fremgangsmåte.....	16
3.4	Datainnsamling.....	17
3.5	Presentasjon av resultatene.....	18
4	Data og forutsetninger	18
4.1	Forutsetninger som er felles for alle scenarier	19
4.1.1	Olje-, kull- og gasspriser	19
4.1.2	Kraftmarkedet på kontinentet	19
4.1.3	Nedbør.....	20
4.1.4	Kjernekraft i Norden.....	21
4.1.5	Fornybarsatsing i Danmark og Finland	22
4.1.1	Ny fornybar kraft etter sertifikatordningens utløp	22
4.2	Basisscenarioet (BASIC)	22
4.2.1	Etterspørsel	22
4.2.2	Overføringskapasitet	23

4.2.3	Ny fornybar energi	24
4.3	Scenario 2: Redusert etterspørsel: LOWER DEMAND (LOWDEM)	26
4.4	Scenario 3: Økt overføringskapasitet: HIGH INTERCONNECTION CAPACITY (HIGH IC).....	27
4.5	Scenario 4: Lavere vekst i fornybar kraftproduksjon: LOWER RENEWABLE PRODUCTION (LOWREN).....	28
4.6	Scenario 5: Økt overføringskapasitet, lavere fornybar produksjon og reduksjon i etterspørselen: ALL TOGETHER (ALLTO)	28
5	Resultater	28
5.1	Basisscenarioet (BASIC)	28
5.2	Redusert etterspørsel (LOWDEM).....	31
5.3	Høy overføringskapasitet (HIGH IC)	32
5.4	Redusert produksjonskapasitet (LOWREN).....	34
5.5	Lav etterspørsel, lav fornybarutbygging og høy overføringskapasitet (ALLTO)	35
5.6	Alle scenarier	36
6	Analyse/drøfting	39
6.1	Prisutviklingen i basisscenarioet	39
6.2	Pris- og markedseffekter av de ulike scenariene	39
6.2.1	Lave og ustabile priser i LOWDEM	40
6.2.2	Høyere og mer stabile priser i HIGH IC.....	40
6.2.3	El-sertifikatene gir lavere priser	41
6.2.4	Effekten av lav etterspørsel utliknes av utveksling og lavere produksjon	41
6.2.5	Om realismen i resultatene	42
6.3	Inputdataene sin betydning	43
6.4	Modellen og funksjonalitet	44
6.5	Videre studier	45
7	Konklusjon	45
	Litteratur	46
	VEDLEGG 1 Sentrale input-data	48
	VEDLEGG 2 Om ny overføringskapasitet og ny produksjonskapasitet i Norge og Sverige	53
	VEDLEGG 3 Resultater	56

Forord

Denne oppgaven er resultat av et samarbeid med Thomson Reuters og jeg vil takke SDDP-avdelingen for samarbeidet og for god støtte i arbeidet med oppgaven. Det har vært spennende å være med på å utvikle og ta i bruk en langsiktig kraftmarkedsmodell!

Videre vil jeg først og fremst takke min veileder Torjus Folsland Bolkesjø som la til rette for at jeg fikk jobbe med et så spennende tema og under så gode vilkår som jeg har hatt. Takk for god veiledning i hele prosessen!

Så vil jeg takke Joachim Jensen som gav meg en god innføring i bruken av modellverktøyet, Kristoffer Uppheim som har hjulpet meg mye med modelleringen og med behandling av resultater i Excel og Lars Olav Fosse for gode råd og veiledning gjennom hele arbeidet.

Takk til Johannes Stikbakke for gode innspill på slutten.

Oslo 14. mai 2012

Øyvind Wahl

Sammendrag

Formålet med denne oppgaven har vært å skissere mulig prisutvikling for kraft i Norden på lang sikt. Videre beskrives effektene av tre faktorer som påvirker prisen fremover: ny fornybar kraftproduksjon gjennom el-sertifikatsystemet, overføringskapasiteten mot det øvrige Europa og utviklingen i etterspørsel.

Med et tjue års perspektiv modelleres utviklingen i det nordiske kraftmarkedet ved hjelp av en langsiktig utgave av Thomson Reuters SDDP Nordic kraftsystemmodell. Det er utviklet i alt fem scenarier, ett av dem er et basisscenario som skal representere et «best guess» scenario. En del forutsetninger som legges inn i modellen er felles for alle scenarioene: noe økning i kontinentale kraftpriser og i brenselprisene, en viss effekt av klimaendringer, oppstart av to nye kjernekraftreaktorer i Finland, blant annet. For at få frem effektene av fornybarsatsing, utvekslingskapasitet og kraftforbruk, er scenariene forskjellige på disse områdene.

Resultatene viser at i basisscenarioet stiger årlig gjennomsnittspris mot 2014. Den når sitt høyeste nivå dette året med om lag 47€/MWh. Prisen synker mye i de etterfølgende årene og er på sitt laveste i 2018, hvor den går under 40€/MWh. Reduksjonen skyldes ny fornybar kraftproduksjon og oppstart av Olkilouto 3. Etter dette stiger prisen frem mot slutten av modellperioden, hvor den går opp i mot 46€/MWh, i følge modellen. Dette skyldes først og fremst ny overføringskapasitet mot utlandet og økning i etterspørselen i Norden.

Effekten av 3600MW ny overføringskapasitet er en økning i prisene på ca. 4,5€/MWh i løpet av modellperioden. 18TWh ny fornybar produksjon bidrar til rundt 4€/MWh reduksjon i prisen. Ved en årlig reduksjon i etterspørsel på rundt 0,5% vil vi nesten oppleve kollaps i nordisk kraftpris, i følge modellen. Mest stabile blir prisene i scenarioene med høy utvekslingskapasitet. Disse resultatene kommer frem gjennomsammenlikning med basisscenarioet.

Opgaven peker også på noen mer kortsiktige effekter av endringene i markedene.

Magasinkapasiteten utnyttes slik at produksjonen reduseres i påvente av nye utvekslingskabler. Dermed stiger prisene før kablene kommer. Når det forventes ny kraftproduksjon inn i systemet, blir hydroproduksjonen trappet opp slik at prisene reduseres før den nye produksjonen introduseres i markedet. Slik virker disponeringen av vannet til å jevne ut prisene mellom årene.

Siden den benyttede modellen er nyutviklet i forbindelse med denne oppgaven, så er tilnærmingen til problemstillingene bredt anlagt og ment å gi en pekepinn på om modellen gir plausible resultater. Resultatene er i tråd med liknende studier og på mange måter i tråd med forventningene. Oppgaven betyr et utgangspunkt for videre utvikling og bruk av SDDP Nordic Long Term Model.

Summary

The purpose of this study is to sketch a possible development in Nordic power prices on a long term basis and to describe the effects on the power prices from three main price drivers: new renewable production due to the electricity certificate system, interconnection capacity to Europe and power demand.

The development in the Nordic power prices market is modeled within a 20 year perspective, using the long term version of Thomson Reuters SDDP Nordic power system model. Five different scenarios are developed, of which the BASIC scenario represents a “best guess” scenario. Many assumptions are common for all the scenarios, such as an increase in continental power prices and in fuel prices, a certain effect of climate change and introduction of new nuclear power production. To be able to study the effects of new renewable production, interconnection capacity and Nordic power demand, the scenarios are different with respect to these factors.

It is shown that in the BASIC scenario, the average power price increases towards 2014. It reaches its highest level this year, with a price of 47€/MWh. The following years, the price decreases and reaches its lowest level, somewhat below 40€/MWh, in 2018. The reduction is probably caused by new renewable production capacity and opening of Olkilouto 3. The power price faces a continuous increase throughout the rest of the modeling period, reaching 46€/MWh in 2032. This is due to new interconnection capacity and a steady increase in demand.

The effect of 3600MW new transmission capacity is estimated to create a 4,5€/MWh price increase in the modeling period. 18TWh new renewable production leaves a 4€/MWh price reduction. Facing a yearly reduction of demand of 0,5%, the power price almost collapses, according to the model. The most stable prices are experienced in the scenarios with high interconnection capacity.

The study also points at a few short term price effects of market changes. Hydro power production is lowered when the market awaits new major interconnectors. A price increase is therefore observed before new interconnectors are being taken into use. The opposite effect is observed when new power production capacity is expected. Hydro power production increases in advance of such changes and power prices decrease. It seems that hydro production contributes to a stabilization of prices between years.

The model used in this study is new, and as an effect of that, the perspective of the study is broad and general. Finding out if the model seems appropriate and if the results are plausible is part of the aim of the study. The study concludes that the results are similar to other major studies and are according to our expectations. This study will mean a starting point for further development and use of the SDDP Nordic Long Term Model.

1 Innledning med problemstilling

Energi- og klimapolitikk i EU og Norden setter i stigende grad sitt preg på kraftmarkedet. Investeringer i ny fornybar produksjon og bygging av overføringskabler står sentralt og regnes som viktige elementer i utviklingen mot et bærekraftig energisystem. I januar 2012 ble et felles svensk-norsk el-sertifikatsystem satt ut i livet, med forventning om at 26,4TWh med ny fornybar kraftproduksjon skal være på plass innen utgangen av 2020. Dette medfører at behovet for nye overføringskabler blir større og nasjonale myndigheter må bestemme seg for hvor mange nye kabler som skal bygges. Med i debatten er usikkerhet om hva som skjer på etterspørselssiden. Effektivisering gjennom ny teknologi gjør at forbruket i husholdningene reduseres og i industrien går forbruket ned. Elektrifisering av transport og av petroleumsvirksomhet drar forbruket i motsatt retning.

Prisen er sentral som beslutningsgrunnlag for produsentene i kraftbransjen. De trenger tilstrekkelig høye priser for å få igjen sine investeringer. Investeringene har gjerne en avskrivningstid over flere tiår og da er samtidig forutsigbarhet omkring prisene viktig. Miljøorganisasjonene har tradisjonelt også ønsket høyere priser. De ser for seg en offensiv klimapolitikk med høye avgifter eller et stramt CO₂-kvotesystem som skyver kraftprisene oppover, forbruket nedover og gir bedre betingelser for fornybare energikilder. Den vanlige forbruker og industri som er avhengig av kraft, ønsker seg lavere og mer stabile strømpriser. De får langt på vei følge av olje- og energiminister Ola Borten Moe, som har uttalt at han ønsker større kraftoverskudd og lavere priser i Norge (Dagens Næringsliv 2011). Med andre ord kan både kraftbransjen, forbrukere og politikere være interesserte i å vite noe om utviklingen i de nordiske kraftprisene.

Kombinasjonen av energi- og miljøpolitiske målsetninger og virkemidler og et sammensatt og variert energisystem danner et komplekst bilde av et energimarked i stadig endring. Skal en analysere utviklingen må en ha gode hjelpemidler og en systematisk tilnærming. I denne oppgaven skal jeg forsøke å gjøre en slik tilnærming. Jeg vil formulere scenarier og ved hjelp av en detaljert kraftsystemmodell prøve å anslå prisutviklingen på lang sikt. For å belyse usikkerheten i slike anslag, vil jeg ta nærmere for meg betydningen av noen sentrale drivere i markedet: ny fornybar produksjon gjennom el-sertifikatsystemet, bygging av overføringskabler mot utlandet og utviklingen i etterspørselen. Jeg har formulert 2 analysetemaer for oppgaven:

- 1) Skissere prisutviklingen i det nordiske kraftmarkedet på lang sikt**
- 2) Beskrive effektene på kraftpriser i Norden av endringer i etterspørsel, overføringskapasitet og ny fornybar produksjon**

Modellen jeg bruker i oppgaven er Thomson Reuters sin SDDP Nordic energisystemmodell. En langsiktig variant av modellen er utviklet i forbindelse med oppgaven og mye av arbeidet med oppgaven ligger i valg, modellering og dokumentasjon av inputdata.

Temaet for oppgaven er omfattende, og det er valgt en slik tilnærming siden modellen er ny og studiene i stor grad vil bestå i å ta modellen i bruk, vurdere om resultatene virker rimelige og gi grunnlag for forbedringer av modellen. Dermed gjøres bredt anlagte analyser fremfor analyser av spesifikk og detaljert art. Studiene blir delvis scenarioanalyser der jeg tar utgangspunkt i et basisscenario som jeg anser som et realistisk scenario for utviklingen fremover. I andre scenarier ser jeg på alternative utviklingsbaner.

Oppgaven er bygget opp på den måten at jeg først gjør bedre rede for bakgrunnen for temaene, i lys av noen typiske trekk ved det nordiske kraftmarkedet. I metodedelene gjøres rede for SDDP-modellen sin virkemåte og jeg forklarer hvordan en kan trekke slutninger ut fra arbeidet med modellen. Ett kapittel tar for seg hvordan jeg har valgt inputdata for modellen og i et annet gjøres det detaljert greie for scenariene som brukes i analysen.

I drøftingene vil jeg komme inn på andre tilsvarende studier av det nordiske kraftmarkedet. Blant annet har Econ Poyry (2010) og Thema Consulting Group i sin rapport Challenges for The Nordic Power System forsøkt å forutse effektene av el-sertifikatordningen. Jeg vil sammenlikne deres analyser med det jeg finner i mine resultater. Videre viser jeg til liknende studier som NENA (2012) og Markedskraft (Botnen 2012) har gjort ved hjelp av andre modeller. Disse to siste rapportene er ikke offentlig tilgjengelig, så jeg tar utgangspunkt i sammendrag som er gjengitt på selskapenes hjemmesider.

Hovedfokuset i oppgaven ligger på Norge, men hele Norden er med i analysene. At hele Norden dekkes godt av modellen, bør være en stor fordel for analysene av utviklingen i Norge.

2 Bakgrunn/teori

2.1 Bakgrunn for temaet

Før 1990 var de nordiske landenes strømmarkeder basert på statlige monopoler, og landene skulle i det store og det hele være selvforsynte. Dette gav en stor overkapasitet i systemet og et potensiale for større handel. Et ønske om å oppnå en mer effektiv energisektor med lavere kostnader førte til en liberalisering av kraftmarkedene i de fleste europeiske land i løpet av 1990-tallet. Norge liberaliserte sitt marked i 1993, og i 1996 var Sverige og Norge et felles marked gjennom Nord Pool. Handel mellom landene gav lavere priser. Nord Pool omfattet etter hvert både Finland (1998) og Danmark (1999-2000), og gjennom bygging av utenlandskabler har også handelen med kontinentet økt. Dermed har nordiske priser i større grad blitt bestemt av marginalkostnaden for kullkraft.



Figur 2.1 Utviklingen i systemprisen i Norden 1996-2010 (€/MWh). Kilde: NordREG (2011)

Utviklingen i energimarkedene fremover vil skje i et samspill mellom markedsaktører og politiske myndigheter. I dag kan man trolig si at miljøargumentene veier tungt og bidrar til at politiske beslutninger preger energimarkedene. I 2008 fikk vi EU sitt 2020-mål og det legger en del rammer for det som er temaene i denne oppgaven. Litt paradoksalt så virker det ikke som om fremtiden til det «frie» energimarkedet er mer uavhengig av politiske beslutninger, kanskje tvert om. Hvordan priskurven vil se ut fremover er det imidlertid ikke opp til politikerne å bestemme og det er mange faktorer som spiller inn. Jeg vil gå dypere inn på noen av dem:

2.1.1 Satsing på fornybar energi

Politiske målsetninger og virkemidler peker i retning av en voksende andel fornybar kraftproduksjon. Den politiske satsingen på fornybar energi skal gjøre oss mindre avhengig av forurensende fossile energikilder og begrunnes derfor ofte ut fra et miljøperspektiv. Den felles svensk-norske el-sertifikatordningen ble satt i verk i januar 2012 og er et svært viktig element i denne utviklingen.

Etter ambisjonene i ordningen skal 26,4 TWh ny fornybar kraft realiseres i Norge og Sverige innen 2020 og fremdriften i systemet er sterkt politisk styrt. Hvor produksjonen kommer er imidlertid i stor grad opp til markedet og avhenger av blant annet kostnadsbildet i to landene (ER 2010:28).

Når det gjelder overgangen til fornybar energi er utfordringene for det nordiske kraftmarkedet litt annerledes enn for andre europeiske land, der ny fornybar energi erstatter fossil energi. I Norden kommer ny fornybar energi i tillegg til eksisterende vannkraft og kjernekraft (Econ Poyry 2010). En kan derfor forvente at satsingen kan få større betydning for prisene i Norden enn andre steder. I tråd med vanlig økonomisk teori bør økt tilbud av kraft bidra til å senke prisen i Norden.

Tabell 2.1 Kraftproduksjon i Norden i 2011 fordelt på kilde (TWh). Kilde: Thomson Reuters, Dansk Energi (2012)

	Norge	Sverige	Finland	Danmark	Sum
Fornybar energi	120.6	71.1	12.8	8.5	213
Kjernekraft	-	57.6	22.2	-	79.8
(Annen) termisk	3.4	15.3	35.2	23.6	77.5
Sum	124.0	144.0	70.2	32.1	370.3

2.1.2 Utvikling av strømmettet

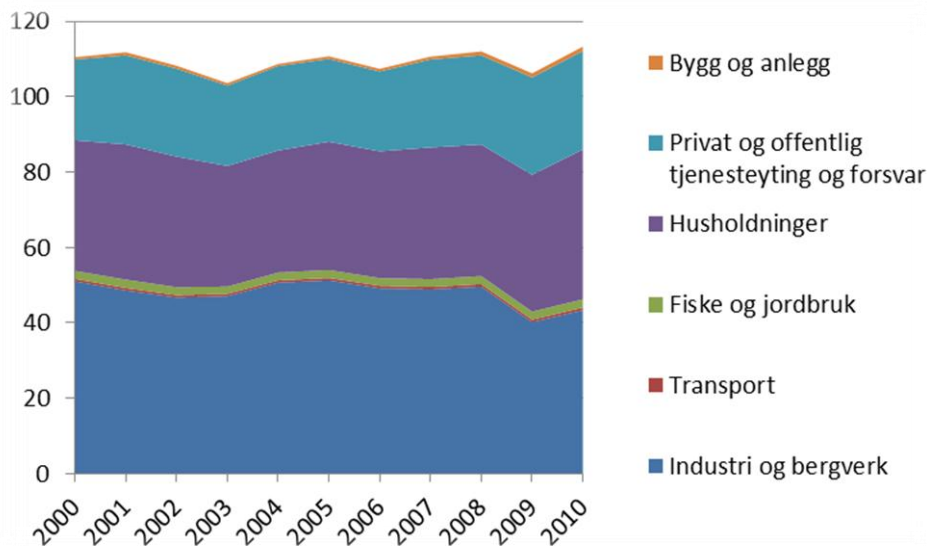
Det nordiske energisystemet er vannkraftdominert med alt det innebærer. Blant annet innebærer det at man får relativt små variasjoner i pris gjennom døgnet fordi vannkraftproduksjonen til en hver tid kan tilpasses forbruket. Et vannkraftdominert system er derfor svært fleksibelt, men kapasitetsbegrensninger i nettet er i ferd med å gjøre seg gjeldende i Norge og i Norden i større grad enn før (Statnett 2011)(1). Denne trenden kan bli styrket dersom andelen uregulert fornybar energi øker og kravet til mer fleksibilitet i systemet blir større.

Andre argumenter for mer utveksling er at et økende kraftoverskudd i Norden kan skape et behov for større eksport. Videre er det slik at man kan hente profitt ved å utnytte prisforskjellen fra time til time mellom det vannkraftdominerte nordiske systemet og det termisk dominerte europeiske systemet.

Utvekslingskabler fører til utjevning av prisene fordi eksporten vil gå til området med høyest pris. Dermed øker tilbudet i dette området og prisen går ned. I det området som eksporterer kraft vil tilbudet bli redusert og prisene stiger.

2.1.3 Endringer i etterspørsel

Forbruket av kraft endres en del fra år til år, særlig på grunnlag av temperaturforskjeller. Ser man på utviklingen i forbruket i Norge siste 10 år, kan man videre se noen andre trekk (figur 2.2). Man kan spore en nedadgående trend for forbruket i industrien, og den internasjonale finanskrisen i 2008 kan man se tydelig på figuren som en nedgang i forbruket. Dette vitner om at forbruket er knyttet til



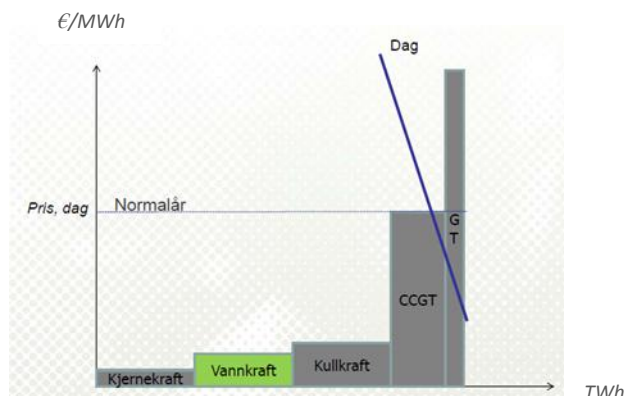
Figur 2.2 Forbruk av kraft I Norge i perioden 2000-2010 fordelt på forbruker(TWh).
Kilde: SSB

internasjonale konjunkturer. Det totale forbruket av kraft i Norge ser ikke ut til å stige nevneverdig i perioden.

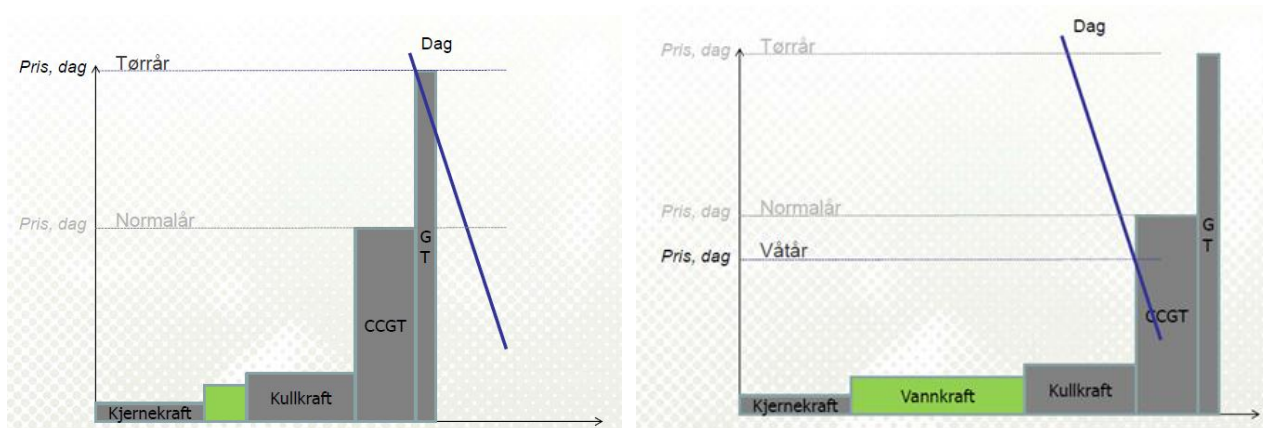
Når det gjelder kraftforbruket i Norden fremover er det omfattet av en del usikkerhet. Endringer kan skje blant annet gjennom effektivisering, på grunn av elektrifisering av transport og petroleumssektor og gjennom resesjon i kraftkrevende industri. En nedgang i etterspørsel bør i tråd med vanlig teori føre til nedgang i prisene.

2.2 Prissetting i kraftmarkedet

I et fritt marked dannes prisen ut fra tilbud og etterspørsel i markedet. Kraftsystemene i Norden er knyttet sammen, og landenes kraftsystemer er gjensidig avhengig av hverandre. Kraftprisen dannes i markedet og er basert på produksjons-, overførings- og forbruksforholdene i Norden. Kraftprisene vil av den grunn variere over tid (OED 2012)(1).



Figur 2.3 Prissettingen i et normalår. Teknologien som har marginalkostnad som ligger på marginen setter prisen Kilde: Havskjold (2010)



Figur 2.4 Prissettingen i henholdsvis tørrår og våtår. Fordi endringer i tilsiget endrer tilbudet dramatisk, så vil vi kunne se store forskjeller i pris mellom tørrår og våtår. Kilde: Havskjold (2010)

Tilsiget til vannkraftverkene er viktig for kraftprisen siden vannkraften utgjør så stor del av kraftforsyningen i Norge og i Norden. Dette illustreres i figur 2.3 og 2.4. Mer nedbør gir lavere priser fordi tilbudet økes. Mindre nedbør gir høyere pris. Dette medfører at klimatiske forhold, slik som klimaendringer, vil påvirke prisen.

Temperatur og værforhold påvirker etterspørselen i Norden og Europa på kort sikt også, og bidrar også til å påvirke kraftprisene. Spesielt vil perioder med kulde og høyt forbruk kunne gi økte kraftpriser (OED 2012)(1).

Prisene på kull og gass (i figurene er det gass som er på marginen) vil påvirke nordiske og europeiske priser, dollarkurs vil påvirke prisene fordi kull prises i dollar. Prisene på kontinentet påvirker de nordiske prisene gjennom eksport/import, og mulighetene for utveksling påvirker prisene i stor grad, slik jeg allerede har vært inne på.

Utvekslingskapasiteten sin rolle i prissettingen kan belyses ytterligere ved at kraftprisen ville være lik i hele markedet dersom man ikke hadde noen begrensninger i utveksling mellom områdene. Interne overføringslinjer er derfor avgjørende for lokale priser (OED 2012)(1). Tilstrekkelig utvekslingskapasitet vil også føre til lavere gjennomsnittspriser fordi regulerbar kraft da kan disponeres optimalt og man unngår dyr kraftproduksjon i underskuddsområder.

2.3 Prisområder

Før liberaliseringen av kraftmarkedene hadde man en felles pris innen hvert land. I en slik situasjon vil prisen ikke reflektere tilbud og etterspørsel lokalt og en kan få kapasitetsproblemer i nettet.

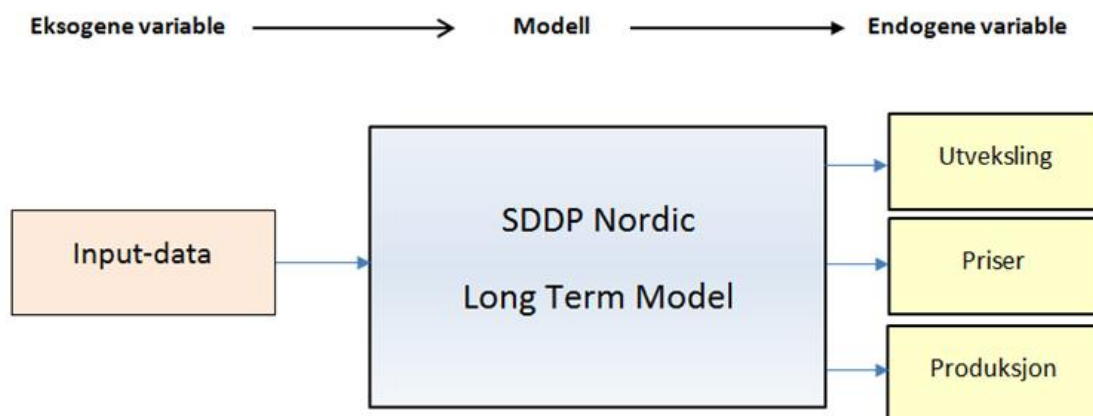
Å dele landet inn i prisområder er således en løsning for å løse problemet med flaskehalser. Prisen vil dermed gi signal til markedsaktørene om kraftsituasjonen i området.

viss etterspørselen skal dekkes. Typisk er prisen på kraft en viktig endogen variabel, med andre ord en resultatvariabel.

3.2 Modellering med SDDP

3.2.1 Modellens virkemåte

SDDP Nordic modellerer det nordiske kraftsystemet og får blant annet ut kraftpriser, utveksling og produksjon i hvert enkelt prisområde. Eksogent gitt er blant annet brenselpriser, etterspørsel, produksjonskapasitet og utvekslingskapasitet.



Figur 3.1: Enkel fremstilling av modellens slik den brukes i oppgaven. Til venstre vises de eksogene variablene som oppgaven tar for seg de partielle konsekvensene av. Mange endogene variable kan hentes ut, i oppgaven fokuseres mest på prisene.

Figur 3.1 viser svært forenklet prinsippet for SDDP-modellen. Det kan være verdt å merke seg at en rekke endogene variable kan hentes ut av modellen, men i denne oppgaven fokuserer jeg først og fremst på prisene.

Når det gjelder termisk produksjon (unntatt kjernekraft) så har alle større enheter i modellen en marginalkostnad basert på virkningsgrad og brenselpriser samt noe drifts- og vedlikeholds-kostnader. Mange termiske verk er kraftvarmeverk som ikke driftes ut fra marginalkostnaden, men styres på historiske produksjonsprofiler. Disse «produserer» dermed kraft i modellen selv ved svært lave kraftpriser.

Kjernekraftverk er modellert med lave driftskostnader og vil typisk gå som grunnlast. Tilgjengelighet er basert på historiske data. Vindkraft modelleres ut fra et antall ulike vindscenarier. Marginal kostnad for vind er lik null.

Når det gjelder vannkraften så er Norden delt inn i 16 hydrologiske regioner som er modellert med historiske nedbørsdata, andel regulerte og ikke regulerte kraftverk, magasinkapasitet og produksjonskapasitet.

En SDDP-modell (stokastisk dual dynamisk programmering) er basert på lineær programmering. Den gir en detaljert fremstilling av energisektoren hvor det antas rasjonelle aktører og full informasjon -

tradisjonelle markedsøkonomiske forutsetninger. Samtidig er den en såkalt bottom- up systemmodell der etterspørselen altså er bestemt og ikke avhenger av prisen. Prisene som modellen kommer frem til er derfor ikke markedspriser, men angir marginalkostnaden for teknologien som er på marginen ved en eksogent gitt etterspørsel. Dette likner prissettingen i et velfungerende marked.

Import og eksport med områdene utenfor Norden er modellert på en slik måte at prisene i Norden påvirkes av dette, mens prisene utenfor Norden ikke påvirkes av import/eksport.

3.2.2 Optimering

Modellen finner sin optimale løsning ved at kostnadene ved termisk energiproduksjon blir minimert. Dette gir en tilnærmet markedsløsning fordi i et fritt marked vil vannkraftoperatørene spare vann til periodene med størst etterspørsel for å få høyest pris. Dermed blir dyr termisk produksjon holdt utenfor markedet så lenge som det er mulig. Dette tilsvarer en minimering av kostnader i systemet.

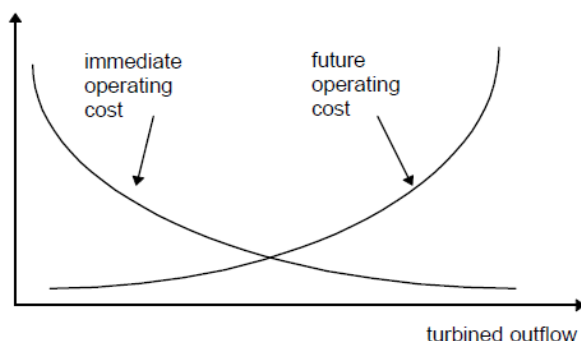
Problemet som modellen skal løse er å minimere kostnadene i dag (immediate cost function)

$ICF = C_t(U_t)$ der $C_t(U_t)$ er kostnadene i periode t ved termisk produksjon gitt vanddisponering U_t

og kostnadene i fremtiden (future cost function)

$FCF = \alpha_{t+1}(v_{t+1})$ der $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$ er kostnadene i fremtiden gitt den vannmengden som er til disposisjon v_{t+1}

v_{t+1} er avhengig av disponeringen U_t og det gjør dette til et kompleks problem (særlig når det blir mange perioder). Som man ser av figur 3.2 så vil fremtidens kostnader bli høye dersom man produserer mye vannkraft i dag. Dette skjer fordi en da i slutten av perioden må ta i bruk kraftverk med høye driftskostnader for å dekke forbruket (høyt effektbehov).



Figur 3.2: Forholdet mellom initiale kostnader og fremtidige kostnader i et vannkraftdominert system. Dersom mengden produsert vann er stor i periode 1, blir driftskostnadene store i periode 2.

I motsatt fall vil kostnadene i dag bli høye. For hvis en sparer mye vann i starten må en kompensere dette ved å produsere tilsvarende med dyr, termisk teknologi for å dekke etterspørselen.

Løsningsalgoritmen for dual dynamisk programmering fungerer ved en «forward simulation-backward recursion» prosess. Forward simulation betyr at modellen finner såkalte interessante tilstander gitt forutsetningene. De interessante tilstandene er aktuelle nivåer på magasinfyllingen i starten av perioden. I forhold til vanlig stokastisk dynamisk programmering (SDP) innebærer dette en rasjonalisering. Modellen går ikke gjennom alle mulige løsninger for hver iterasjon. De «interessante» tilstandene baseres på resultatet i forrige iterasjon.

Modellen begynner med å simulere en situasjon der en har så lave kostnader som mulig i starten av produksjonsperioden (bruker maksimalt med vannkraft). Når modellen så gjør en backward recursion finner den at en slik strategi gir svært høye fremtidige kostnader og at totalkostnadene blir høye. Ved å gjøre en ny forward simulation og bruke mindre vannkraft i starten finner modellen at fremtidige kostnader reduseres og at totalkostnadene blir lavere. Modellen søker nå å minimere summen av initielle kostnader og fremtidige kostnader. Når modellen har gjennomført så mange iterasjoner som angitt, får man blant annet en prisbane for hele modellperioden. Løsningen gir også en bane for magasinfyllingen i hele perioden.

For en situasjon med to perioder vil optimeringsbetingelsen se slik ut:

$$z_t = \text{Min } c_t(u_t) + \alpha_{t+1}(v_{t+1}) \quad \text{der } z_t \text{ er de totale kostnadene i systemet}$$

3.2.3 Beskrankingene

For å gjøre modellen realistisk må en ha en rekke beskrankninger. Typisk er vannbalansen, dvs at vannmengden er bestemt av vannet som er lagret fra forrige periode minus produsert vann minus spill pluss tilsig i perioden:

$$v_{t+1} = v_t - u_t - s_t + a_t$$

Magasinkapasiteten i en periode har en øvre grense (vannmengden som kan disponeres er begrenset):

$$v_{t+1} \leq \bar{v}$$

Generatorkapasiteten har en øvre grense (vann gjennom generatoren):

$$u_t \leq \bar{u}$$

I tillegg er det som jeg har vært inne på en rekke begrensninger på den termiske produksjon både når det gjelder kapasitet, virkningsgrad og behovet for vedlikehold.

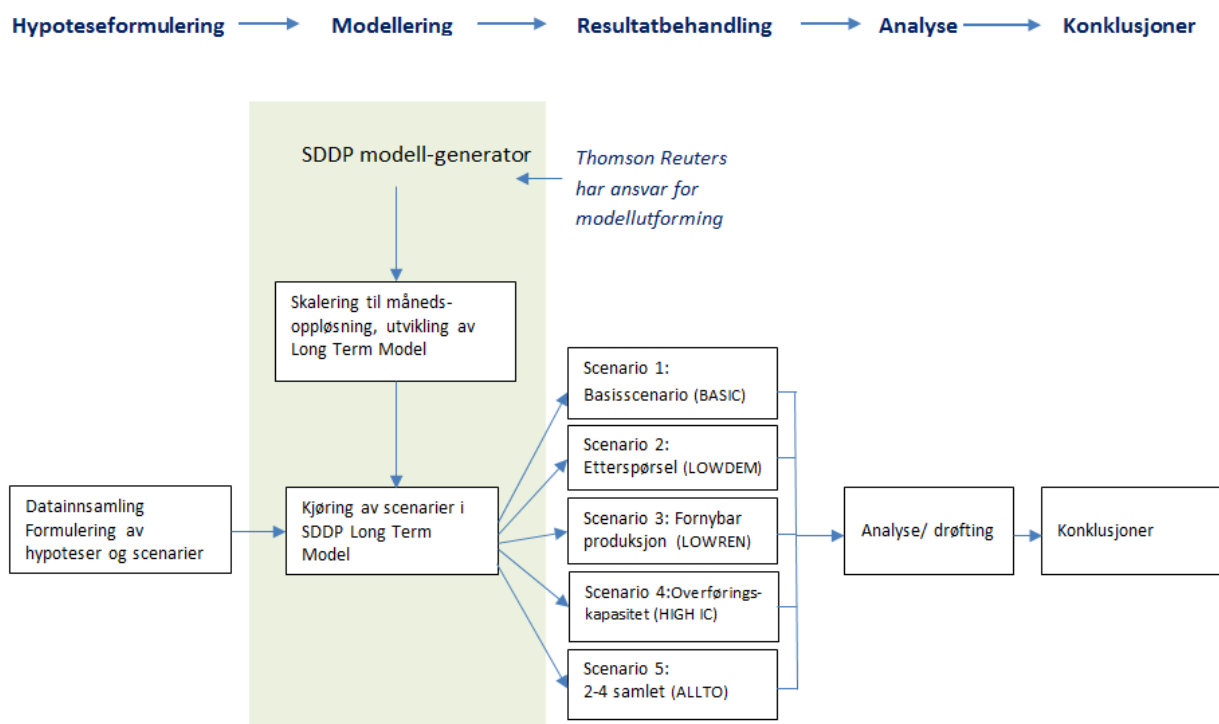
3.2.4 Lastblokker

Den langsiktige modellen har månedsoppløsning, dvs. de endogene dataene kommer som månedsgjennomsnitt. Døgnet er imidlertid delt opp i lastblokker for å få med svingningene i etterspørselen og tilbudet og dermed svingningene i prisene. Helgen er en egen lastblokk, dvs. helgen utgjør 48 timer hver uke. Perioden med høyeste forbruket («peak») utgjør 12 timer hver dag i

ukedagene eller 60 timer i uken. Perioden med lavest forbruk («off peak 1») utgjør 40 timer av uken. «Off peak 2» har noe høyere forbruk og utgjør 20 timer av uken.

3.3 Fremgangsmåte

Figur 3.3 viser skjematisk den metodiske fremgangsmåten i oppgaven. Som figuren antyder har selve utviklingen av den langsiktige modellen foregått parallelt med skrivingen. For at analysene av resultatene skal bli mest mulig entydige, er det utviklet et referansescenario som danner et utgangspunkt for analysene. Så er det laget scenarier for hvert av temaene som skal studeres, ett tema for hvert scenario. Ved å variere de eksogene anslagene på denne måten, kan man beregne alternative utviklingsbaner. Slik får man frem de partielle konsekvensene av endringer i de enkelte forutsetningene (NOU 2004:2).



Figur3.3 Framgangsmåten i oppgaven. En vesentlig del av oppgaven består i å hente inn data til modellen og å modellere de ulike scenariene. I drøftingen gjøres analyser av de enkelte scenariene og det gjøres sammenlikninger mellom dem.

En stor del av denne oppgaven består i en form for følsomhetsanalyse eller konsekvensanalyse av endringer i gitte forutsetninger. Dermed er det ikke nødvendigvis troverdigheten i scenariene som er viktigst. I en slik situasjon trenger en nemlig ikke nødvendigvis legge så mye arbeid i å fremskaffe de forutsetninger som er felles. Mest ressurser må en bruke på å fremskaffe og beskrive forutsetningene som er gjenstand for analyse.

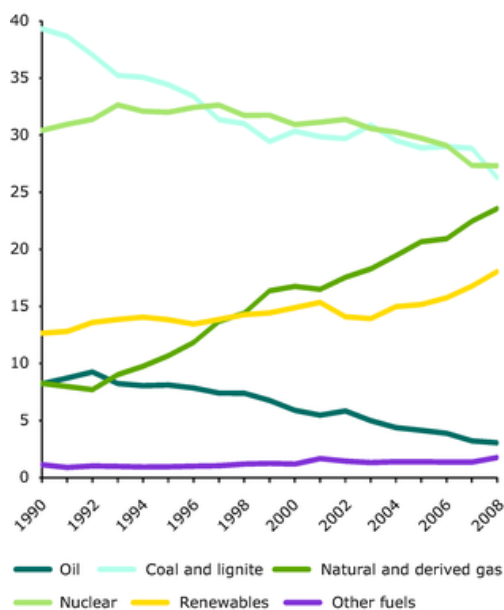
Samtidig skal jeg i oppgaven forsøke å beskrive prisutviklingen i det nordiske kraftmarkedet på lang sikt, så det blir lagt vekt på at basisscenarioet representerer min beste antakelse om hvordan utviklingen blir. Forutsetningene skal derfor være mest mulig realistiske.

3.4 Datainnsamling

Ser man på historien tyder alt på at en vil komme til å se forholdsvis raske endringer i kraftmarkedene fram mot 2035. Et eksempel er ulykken i det japanske atomkraftverket Fukushima i mars 2011, som førte til endringer i synet på kjernekraft hos europeiske politikere. I forkant av ulykken virket det som fokus på klima og CO₂-utslipp gjorde europeere mer liberale i forhold til kjernekraft, og trolig var ulykken en utløsende faktor for beslutningen om å fase ut kjernekraft i Tyskland (Teknisk ukeblad 2011)(2). Dette får konsekvenser for kraftmarkedene i Europa.

Som en del av dette ser en hvordan solkraft har endret prisbildet for tysk kraft de senere årene, og gitt betydelig lavere kraftpriser på dagtid (Renewable Energy World 2011).

På den annen side er det langsiktige trender som er tydelige. For eksempel kan en se på hvordan andelen elektrisitet produsert av gass har økt i EU siden 1990 (figur 3.2). Denne endringen kan forklares ved at gassprisene var lavere enn for kull og at det ble innført strengere miljølovgivning (EEA 2012) som rammet kull hardere. I denne perioden ble det bygget ut omfattende infrastruktur for transport av gass, som la grunnlaget for økt forbruk.



Figur 3.2: Andel av elektrisitetsproduksjon i EU fordelt på brensel. Noen langsiktige trender i energiforbruket i EU er tydelige. Kull- og oljeforbruk går ned, gasskraft og fornybar energi synes å være på vei opp. Kilde: EEA (2012)

Andre langsiktige trender er at etterspørselen i europeiske land har steget jevnt gjennom mange år og at et økende miljøfokus gir større fokus på fornybar energi, for eksempel gjennom vedtatte fornybarmål.

Langsiktige trender gjør at en kan tenke i scenarier. Et scenario som skal forutse utviklingen må bygge på en rekke forutsetninger. Når det gjelder beskrivelsen av kraftsystemet og markedene på lang sikt kan vi peke på noen avgjørende faktorer: miljøpolitikk, brenselpriser, fremtiden for kraftkrevende industri, markedsintegrasjon gjennom større utveksling av kraft samt teknologisk utvikling. I min oppgave bygger jeg forutsetningene delvis på historiske data, delvis på resultater fra andre relevante studier og delvis på anslag fra anerkjente forskningsinstitusjoner og organisasjoner.

På lengre sikt blir usikkerheten stor, og det er vanlig å skissere ulike utviklingsbaner, slik som jeg vil gjøre her.

3.5 Presentasjon av resultatene

Siden systemprisen er et mye brukt mål for prisutviklingen og et innarbeidet begrep, så brukes dette i resultatene og analysene i denne oppgaven. I modellen blir det gjort en regresjon for å beregne systemprisen, den er et produkt av prisene (P) i NO1, SE1-4 og DK1-2:

$$\text{Systempris} = 0,5 P_{\text{NO1}} + 0,1P_{\text{SE1}} + 0,1P_{\text{SE2}} + 0,1P_{\text{SE3}} + 0,1P_{\text{SE4}} + 0,05P_{\text{DK1}} + 0,05P_{\text{DK2}}$$

En del av resultatene blir presentert med øvre og nedre 10-kvantil. I en vanlig kjøring gjennomføres kjøringene med hundre ulike tilsigscenarier. 10-persentilen (lower- 10Q) representerer den banen som til enhver tid har 10 prisbaner under seg og 90-persentilen (upper -10Q) representerer banen som har 10 utviklingsbaner over seg. Persentilene viser dermed situasjonen i henholdsvis våtår og tørrår. Prisene som ellers brukes for områdeprisene eller for systemprisen er gjennomsnitt (mean) av resultatene fra 100 ulike tilsigsscenarioer.

Observerte endringer i markedet er ofte drevet av tilfeldigheter og uforutsette hendelser. Slike ting vil ikke fanges opp av modellen. Videre er resultatene fra modellen gjennomsnittverdier, så i realiteten vil en oppleve ekstreme utslag som følge av svært tørre eller våte år for eksempel. Dette tar jeg i noen grad inn i analysene ved å bruke persentilene. Uansett er det viktig å huske at simuleringene først og fremst skal vise prisutvikling relativt til andre scenarioer. Når usikkerheten er stor om inputdataene så vil resultatene også være usikre. Jeg vil derfor ikke bruke stor grad av nøyaktighet i presentasjonen av mine resultater.

Alle priser på input og i resultatene er i 2012-priser.

4 Data og forutsetninger

Mange data og forutsetninger overføres fra den kortsiktige modellen, for eksempel alle opplysninger om de enkelte kraftverkene. I dette kapitlet vil jeg presentere de data som jeg har lagt inn og som dermed representerer vurderinger av utviklingen på lang sikt. Jeg beskriver først det som er felles for alle scenariene i oppgaven. Så presenteres basisscenarioet grundig med de forutsetninger som gjøres for etterspørsel, ny fornybar kraftproduksjon og utvekslingskapasitet. I presentasjonen av de øvrige scenarioene legger jeg kun frem det som er annerledes for det gitte scenarioet.

4.1 Forutsetninger som er felles for alle scenarier

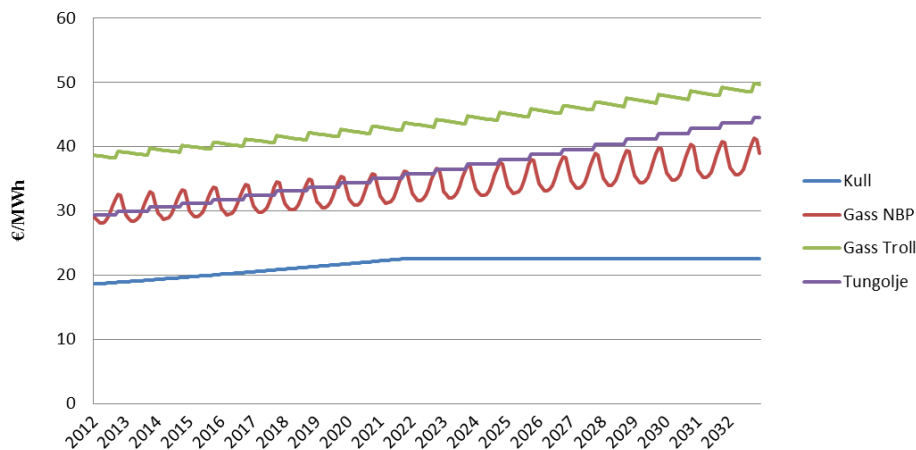
4.1.1 Olje-, kull- og gasspriser

Når det gjelder brenselpriser, tar jeg utgangspunkt i IEA (2012) sine prognoser fra rapporten World Energy Outlook 2011. Hovedscenariot i rapporten er «New Policies Scenario», så jeg referer til dette.

Når det gjelder råolje så antar IEA at gjennomsnittsprisen vil holde seg høy – nærmere 120 \$/fat i 2010-dollar (over 210 \$/fat nominelt) i et 25 års-perspektiv. De legger til grunn at produksjonskostnadene blir høyere ettersom nye ressurser er vanskeligere tilgjengelig. I modellen starter oljeprisen i 2012 på om lag 80\$. Hvis man legger til grunn IEA sine prognoser får man en årlig økning på noe under 2% i perioden.

Gassprisen er oljeindeksert, men IEA anslår mindre økning her enn for olje. På grunn av mindre CO₂-innhold kan en videre anslå prisøkningen til å bli lavere enn for olje. Når det gjelder kull anslår IEA at etterspørselen, på grunn av voksende økonomier, kommer til å øke i omlag ti år fremover. Siden vil etterspørselen stabiliseres, på et nivå rundt 17% høyere enn i dag.

På bakgrunn av dette har jeg i modellen lagt inn en økning på 2% i oljeprisene, en årlig økning på 1,2% på gassprisene og for kull en økning på 2% frem til og med 2022, deretter ingen økning (se figur 4.1).



Figur 4.1 Forutsatt utvikling i brenselprisene (€/MWh)

Det antas ingen endringer i prisene for biomasse og uran.

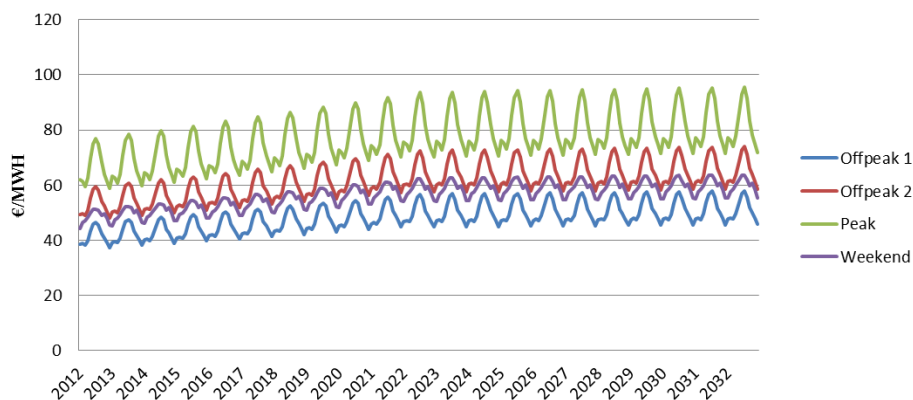
4.1.2 Kraftmarkedet på kontinentet

Kontinentalmarkedet skiller seg fra det nordiske på mange måter. For det første er det dominert av termiske kilder med store start/stopp – kostnader. Dette gir større døgnvariasjon på grunn av overproduksjon om natten. Videre er markedet mye større enn det nordiske og i modellen blir prisene på kontinentet ikke påvirket av eksport/import fra Norden. De nordiske prisene blir imidlertid påvirket av overføring til og fra kontinentet og dermed av de kontinentale prisene. Anslagene som gjøres for de kontinentale prisene vil derfor være viktige for resultatene i modellen.

Den tyske riksdagen gjorde i 2011 vedtak om at Tyskland skal fase ut kjernekraft innen 2022. Dette vil gi et lavere tilbud av strøm og burde føre til en stigning i prisene. Blant annet har Thema Consulting Group (2011) anslått prisene i Tyskland til å øke med om lag 3% årlig frem mot 2020.

I denne oppgaven vurderes prisene til å stige mindre enn dette, fordi en hittil ikke har observert denne effekten (Renewable Energy World 2011). Forklaringen er at Tyskland har satset og satser hardt på ny fornybar kraftproduksjon, særlig solkraft, og det har bidratt til å holde prisene nede.

I modellen legges derfor inn en økning på 0,5% i tyske el-priser frem til og med 2022, deretter en økning på 0,2%. I Nederland, som er påvirket av tyske priser, legger jeg inn økning på 0,4% frem til 2022, siden 0,2%. Fordelingen mellom lastblokkene og døgnprofilen er ellers overført fra kortsiktig modell. Dette gir en prisutvikling som vist i figur 4.2.

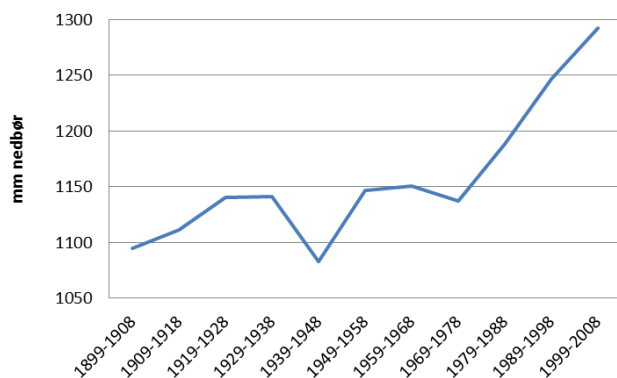


Figur 4.2 Antatt utvikling i tyske kraftpriser i modellperioden (€/MWh)

4.1.3 Nedbør

Historiske nedbørsdata fra meteorologisk institutt (SSB 2009) viser en utvikling med økende nedbør i en lengre periode i Norge, se figur 4.3. Denne utviklingen er lagt inn i modellen. Det er gjort en regresjon på de meteorologiske dataene og beregnet en årlig prosentvis økning ut fra start- og sluttverdiene i regresjonen. Deretter er det lagt inn en slik prosentvis økning fordelt på årstid i alle tilsigsseriene (se vedlegg 1 for detaljer).

Selv om tallene er hentet fra Norge er tilsvarende økning lagt til for hele Norden basert på en antakelse om at utviklingen vil være tilsvarende i hele regionen. Siden det er lagt inn en prosentvis økning, blir økningen nominelt noe større med årene, et forventet økt tilsig på 0,21TWh i 2013 og 0,22TWh i 2030. Totalt betyr dette drøyt 4TWh økning i Norden i løpet av 20-årsperioden som følge av økt nedbør.



Figur 4.3 Årlig nedbør i Norge siden 1899. Vist som gjennomsnittsverdier for hver tiårs-periode. Kilde: SSB

Figur 4.3 antyder at det ikke er urimelig å anta en prosentvis vekst (eksponentiell vekst) i modellperioden, noen vurdering av klimaeffekten på tilsig i Norden er ellers ikke gjort i oppgaven.

4.1.4 Kjernekraft i Norden

Kjernekraft vil i hovedscenariet til IEA øke med 70 prosent på verdensbasis frem til 2035. På bakgrunn av ulykken i Fukushima 2011 har IEA tatt høyde for at dette er svært usikkert og de har derfor også analysert konsekvensene av en halvering av investeringer i kjernekraft. Det er med andre ord stor usikkerhet knyttet til utviklingen innen for kjernekraft.

Når det gjelder Sverige finnes det i dag ti kjernekraftreaktorer fordelt på tre kjernekraftverk: Forsmark, Oskarshamn og Ringhals. Tidligere har riksdagen vedtatt at kjernekraft skulle fases ut innen 2010, men dette har de siden gått bort fra. I stedet er det nå åpnet for at gamle reaktorer kan erstattes med nye, blant annet under en forutsetning om at de bygges uten statlig støtte (Nordens Nyheter 2011).

Det er vanskelig å fastslå noe sikkert når det gjelder fremtiden for svensk kjernekraft, men like etter Fukushima-ulykken forsøkte miljøminister i Sverige, Andreas Carlgren, å definere status for kjernekraften i Sverige (Teknisk ukeblad 2011)(1). Han hevder Sverige ikke står overfor noen ny kjernekraft-æra, samtidig mener han at det ikke finnes noen partier som vil utvikle kjernekraften i dag, eller som tror at Sverige klarer seg uten. Med andre ord er det klare signaler på at kjernekraft har en forholdsvis sterk posisjon i Sverige. En oppgradering av gamle reaktorer er en mulighet, og det er satt ut en omfattende utredning for å analysere hva slags forutsetninger som skal være til stede for å eventuelt forlenge levetiden til de gamle reaktorene (Teknisk ukeblad 2011)(1).

Dermed virker det like sannsynlig at svenske kjernekraftreaktorer enten blir oppgraderte eller erstattet av nye reaktorer som at de bare fases ut. I modellen blir dagens kapasitet opprettholdt i hele perioden, selv om det er mer sannsynlig at kapasiteten enten økes eller blir lavere.

I Finland finnes pr i dag 4 reaktorer, to hver ved henholdsvis Loviisa og Olkilouto kraftverk. I tillegg bygges det en tredje reaktor ved Olkilouto. Den bygges for en kapasitet på 1600MW og er den eneste under bygging i Norden i dag. Dette anlegget er sterkt forsinket etter opprinnelig plan, men er nå ment å bli operativ i løpet av 2016. Nok en reaktor kan komme ved Olkilouto, men det er foreløpig ikke satt noen dato for eventuell iverksettelse av denne. I tillegg planlegges det i Finland bygging av

et helt nytt kjernekraft, kraftverket Hanhikivi i Pyhäjoki i Nord-Finland, planlagt ferdig 2020. Fennovoima har fått konsesjon for bygging av nytt anlegg med kapasitet på 1500-2500MW bestående av en eller to reaktorer.

At mange forventer synkende kraftpriser i Norden er et argument som taler for at byggingen av flere nye kjernekraftverk kan bli utsatt eller ikke satt ut i livet. Basert på dette, har jeg vurdert det som et rimelig scenario at det kommer to nye reaktorer i Finland i modellperioden, begge på 1600MW, som vist i tabell 4.1

Tabell 4.1 Kjernekraftreaktorer som forutsettes å komme i modellperioden

Reaktor	Område	Kapasitet(MW)	I drift (i modellen)
Olkilouto B3	FI	1600	01.08.2016
Hanhikivi B1	FI	1600	01.01.2021

4.1.5 Fornybarsatsing i Danmark og Finland

Det er lagt inn en jevn økning i vindkraft i Danmark (se vedlegg 1). Det danske klimaforliket fra april i år tilsier imidlertid at de anslagene som er gjort i modellen er for lave. For Finland er det ikke lagt til noen ny fornybar kraftproduksjon i modellen. Det forventes lite ny vannkraft i Finland (Motiva 2012), men for vindkraft kan trolig forventes en offensiv også her.

4.1.1 Ny fornybar kraft etter sertifikatordningens utløp

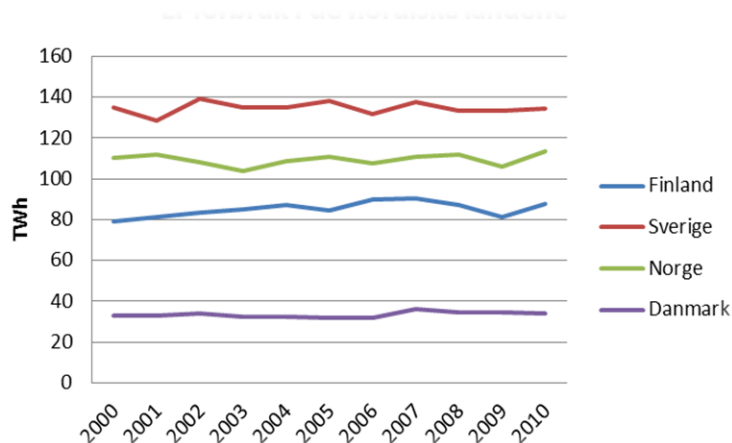
Siste året med nye el-sertifikater er 2020 og utbygging som skjer i 2020 legges inn modellen fra og med 01.01.2021. Fra og med 2022 er det så lagt inn ytterligere årlig vindkraftutbygging med 0,8 TWh årlig, fordelt etter omtrent samme fordelingsnøkkel som for sertifikatordningen (se vedlegg 1). Produksjon som fases ut i perioden antas å bli erstattet av tilsvarende produksjon.

4.2 Basisscenarioet (BASIC)

4.2.1 Etterspørsel

Energiforbruket i verden har vært jevnt stigende lenge og for Europa spår IEA fortsatt stigning i energiforbruk på 0,3% i snitt i perioden 2009-2035 i Europa. Når det gjelder el-forbruk spesielt, ser IEA for seg en økning på ca 1% i året for Europa.

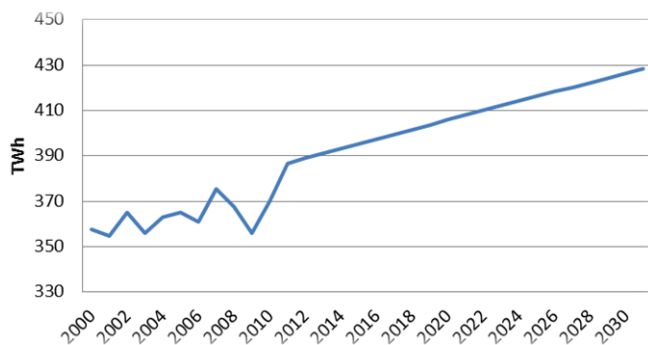
Ser man på historiske data for Norden så gir ikke de noen grunn til å anta så sterk vekst i forbruket. I perioden fra 2000 til 2010 har det totale forbruket økt fra ca. 358 TWh til drøyt 370 TWh i 2010. Det gir en årlig prosentvis økning i denne perioden på i overkant av 0,3% (se detaljer i vedlegg 1). Når det gjelder mønsteret i forbruket er det grunn til å anta at man vil få mindre peak-preg i fremtiden på grunn av «smartere nett» og at forbruket i større grad kan tilpasses produksjonen. Jeg legger derfor



Figur 4.4 El-eterspørsel i de nordiske landene (TWh/år).
Kilde: SSB, Statistics Finland, Index Mundi

inn viss en utjevning av lastblokkene gjennom å beskrive økningen med en logaritmisk funksjon. Dette gir også noe mindre sesongvarians.

I modellen legger jeg inn en vekst i forbruket på ca. 0,55% i 2013 og ender med ca. 0,45% økning 2032. det gir totalt ca. 10% økning i modellperioden (se figur 4.5).



Figur 4.5 El-forbruk slik det er modellert i BASIC (TWh/år).

Når det gjelder etterspørsel i det øvrige Europa, så er dette ikke noe modellen vurderer, overskuddsenergi i Norden blir alltid etterspurt til den prisen som gjelder i importlandet.

4.2.2 Overføringskapasitet

Econ Poyry(2010) og Thema Consulting Group har i sin rapport «Challenges for the Nordic Power System» gitt en oversikt over hvilke utenlandskabler som kan forventes bygd. Jeg har tatt utgangspunkt i deres «Politics Work»-scenario for mitt basisscenario. I basisscenarioet er det totalt lagt inn 4450 MW med ny utenlandsforbindelse, se tabell 4.2.

Tabell 4.2 Utenlandsforbindelser som er lagt inn i BASIC. Kilder: Statnett, Svenska Kraftnät, Thema Consulting Group(2010)

Forbindelse	Områder	Kapasitet (MW)	I modellen
Oppgradering DK-GE	DK1-GE	500	01.01.2013
Estlink 2	FI-EST	650	01.01.2015
SweLC	SE-LIT ¹	700	01.01.2018
Nord.Link	NO2-GE ²	1400	01.01.2020
Oppgradering DK-GE	DK1-GE	500	01.01.2020
NorNed 2	NO2-NE	700	01.01.2025

Når det gjelder kabler internt i Norden har jeg brukt Statnett og Svenska Kraftnät som kilde. Tabellen under viser hvilke oppgraderinger og nye linjer som er lagt inn i modellen.

Tabell 4.3 Nye innenlandsforbindelser og oppgraderinger som antas å komme i modellperioden. Kilder: Statnett, Svenska Kraftnät

Prosjekter	Områder	Kapasitet (MW)	I modellen
Sydvestlinken, fase 1	SE3-SE4	1200	01.01.2015
Skagerak 4	NO2-DK1	700	01.01.2015
Sydvestlinken, fase 2	NO1-SE3	1200	01.01.2015
Ørskog- Fardal Delvis helt ny linje	NO3-NO5	2500	01.01.2016
Økt trafokapasitet fra Østlandet mot Trøndelag	NO1-NO3	1200	01.01.2016
Oppgradering Lyse-Sauda-Samnanger "Vestre korridor"	NO2-NO5	2500	01.01.2022
FennoScan2	SE3-FI	600	01.01.2023
Ny linje mellom Norge og Finland	NO4-FI	600	01.01.2024

4.2.3 Ny fornybar energi

Det er den nye felles el-sertifikatordningen som legger premissene for hvordan jeg modellerer ny fornybar kraftproduksjon. Jeg følger ambisjonene i ordninger som innebærer at 2,94TWh med ny fornybar kraft skal realiseres hvert år frem til og med 2020 (OED 2010).

¹ Modellert som økt kapasitet mot Polen.

² Modellert som økt kapasitet mot Nederland. Dette gir en liten prisforskjell som jeg velger å se bort fra.

Grovoversikten over fordeling mellom land og fordeling mellom teknologi hentet fra Energimyndigheten (ER 2010:28). De forutsetter noe mer utbygging i Norge siden det svenske el-sertifikatsystemet har gitt en del vindkraftutbygging i Sverige allerede. Dermed antar de at en del bedre vindkraft-prosjekter kan realiseres i Norge og samtidig at det er en del vannkraftprosjekter i Norge som vil bli realisert fort.

	Vind	Vann	Bio
Norge:	6,5	7,0	0,5
Sverige:	6,5	0,5	5,5

Tabell 4.4 Modellert fordeling av ny fornybar kraft som følge av det felles el-sertifikatsystemet. Alle tall i TWh. Basert på ER (2010:28)

Hvor og når nye kraftanlegg bygges har betydning for prisene og i hvor stor grad en kan overføre til utlandet, og henger blant annet nøye sammen med beskaffenhets til nettet. For å si litt kort om Sverige først, så forventes mest kraftutbygging i sør, siden nettet er best utbygd der og fordi tyngden av befolkningen ligger der. Både når det gjelder vindkraft og biokraft legges derfor hovedtyngden av ny produksjon til sør i modellen. Ny vannkraft modelleres i SE3.

I Norge forventes utbyggingen i starten å ha størst omfang på sør-vestlandet siden det finnes ledig kapasitet i nettet. Så vil en få mer utbygging i Midt-Norge fordi det er størst behov for kraft der og fordi nettutbygging har prioritet i dette området. Siden kommer utbygging i Nord-Norge fordi en antar ny nettutbygging i forbindelse med økt petroleumsvirksomhet.

All utbygging av ny fornybar kraft er lagt inn som små økninger for hvert år, som for så vidt ikke er så sannsynlig. Særlig ikke for biokraft, der det er naturlig å bygge større anlegg. Siden en ikke kan vite når det bygges eller hvor det bygges, kan man likevel anta at en jevnt stigende kapasitetsøkning gir et godt nok bilde av utviklingen.

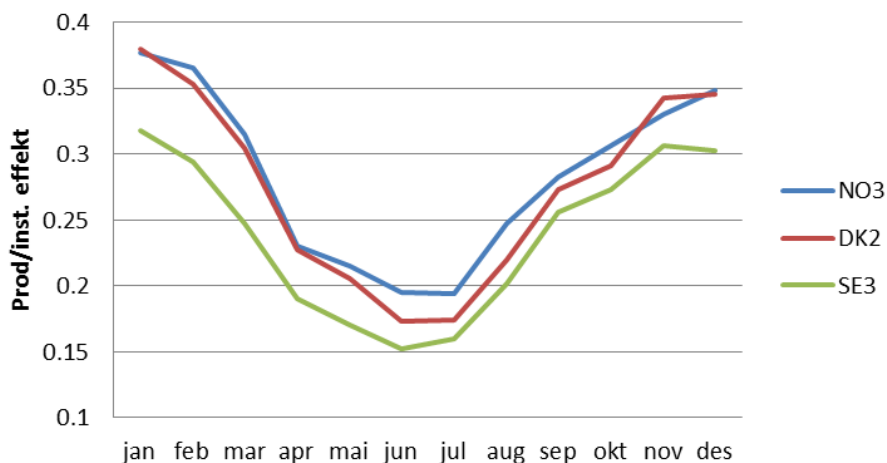
Noen flere forenklinger er gjort i forhold til modelleringen. All vannkraft er lagt inn som uregulert kraft selv om en del kan karakteriseres som magasin kraft. Vannkraften er lagt inn som økt kapasitet ut fra antatt brukstid for anleggene, selv om en del av økningen skyldes bedre effektivitet i oppgraderte anlegg.

Når det gjelder modelleringen av vindkraft er ny produksjonskapasitet lagt inn etter antatt brukstid i de ulike områdene, vist i tabell 4.5 Det er lagt inn 30 år med vindserier som er basert på vinddata fra Sverige og Danmark, siden slike data var vanskelig tilgjengelig for Norge.

Tabell 4.5 Anslått brukstid for vindkraft i alle nordiske prisområder. Norske tall basert på konsesjonssøknader, svenske og danske tall fra den kortsiktige modellen.

Område	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	SE1	SE2	SE3	SE4	DK1	DK2
Brukstid(timer)	1900	2500	2500	2900	2520	2000	2020	2050	2120	2070	2440

Samvariasjonen mellom områdene er vurdert etter den samvariasjon en finner i Sverige og Danmark og basert på dette et gjort et grovt anslag (se vedlegg 1). Man antar dermed omtrent samme vindprofil gjennom året for alle områder, eksempler på dette er vist i figur 4.6. Modellen gir utfra disse antakelsene en maksimal produksjon på 42,1% av ny installert effekt og en minimumsproduksjon på 10,5%.



Figur 4.6 Vindprofiler basert på 30 års simulerte vindserier. Viser produksjonen som andel av installert effekt for hver måned. Av lav brukstid følger derfor en vindprofil som ligger lavere.

Ifølge Seljom m.fl (2011) vil ikke klimaendringene ha store virkninger på vindressursene og det er heller ikke lagt inn noen klimaeffekt for vind i modellperioden. Detaljene i fordelingen av ny fornybar produksjon er vist i vedlegg 1 og sammenhengen mellom nettutviklingen og fornybarutbygging er ellers gjort bedre rede for i vedlegg 2 gjennom en presentasjon av Statnett og Svenska kraftnät sine vurderinger og planer.

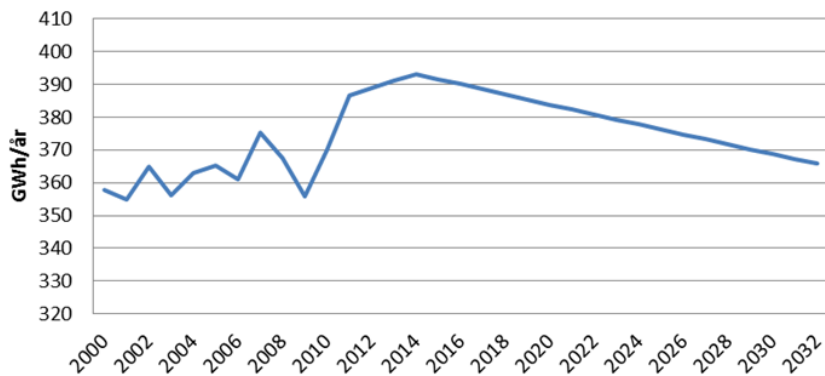
4.3 Scenario 2: Redusert etterspørsel: LOWER DEMAND (LOWDEM)

Når det gjelder utviklingen i etterspørselen er det en del samfunnstrender som drar i hver sin retning. I tabell 4.6 har jeg satt opp noen utviklingstrekk som samlet ville gi nedgang i forbruket på 23TWh i Norden fram mot 2032, det vil si ned til 365TWh, som tilsvarer nivået i 2006.

Tabell 4.7 Modellert utvikling i etterspørsel etter el i Norden i LOWDEM. Innebærer en reduksjon i etterspørselen på om lag 23 TWh i perioden 2013-2032.

Årsak	Endring frem mot 2032
Overgang til el-bil	40TWh
Elektrifisering, særlig offshore	20TWh
Effektivisering, lavere behov for strøm til oppvarming mm	-30TWh
Klimaendring, lavere behov for oppvarming	-33TWh
Resesjon i industri	-20TWh
Totalt	-23TWh

En slik reduksjon er lagt inn i LOWDEM. Det er lagt inn samme prosentvise nedgang i alle områder, totalt 6,5% fra 2013 til 2032, som vist i figur 4.7



Figur 4.7 Antatt utvikling i nordisk el-eterspørrel i LOWDEM (GWh/år)

4.4 Scenario 3: Økt overføringskapasitet: HIGH INTERCONNECTION CAPACITY (HIGH IC)

Som nevnt er det mange gode grunner for å bygge kabler. Noen årsaker til at prosjekter blir lagt på vent eller ikke gjennomføres kan være miljøhensyn, at kostnadene er store eller at det er motstand mot prisøkningen som slike kabler betyr for det nordiske kraftmarkedet. Hvilke kabelprosjekter blir realisert? Dette spørsmålet er utgangspunktet for dette scenariet og jeg gjør her den forutsetning at alle store planlagte kabelprosjekter blir gjennomført. Dette innebærer en del flere prosjekter enn det som realiseres i basisscenarioet. Dette er vist i tabell 4.7 nedenfor. Totalt innebærer HIGH IC en ekstra utvekslingskapasitet på 3600MW i løpet av perioden.

Tabell 4.7 Overføringskabler mot utlandet slik de er modellert i henholdsvis BASIC og HIGH IC

Forbindelse	Områder	Kapasitet (MW)	BASIC	HIGHIC
Oppgradering DK-GE	DK1-GE	500	01.01.2013	01.01.2013
Estlink 2	FI-EST	650	01.01.2015	01.01.2015
SweLC	SE-LIT ³	700	01.01.2018	01.01.2018
Oppgradering DK-GE	DK1-GE	500	01.01.2020	01.01.2020
Nord.Link	NO2-GE ⁴	1400	01.01.2020	01.01.2020
NorNed 2	NO2-NE	700	01.01.2025	01.01.2020
NSN	NO2-UK ⁵	1400	-	01.01.2020
Sverige-Tyskland	SE4-GE	600	-	01.01.2022
COBRA	DK1-NE ⁶	600	-	01.01.2025
NSN 2	NO2-UK	1000	-	01.01.2026

³ Modellert som økt kapasitet mot Polen.

⁴ Modellert som økt kapasitet mot Nederland. Dette gir en liten prisforskjell (ca 1€/MWh) som vi velger å se bort fra.

⁵ Modellert som økt kapasitet mot Nederland

⁶ Modellert som økt kapasitet mot Tyskland

4.5 Scenario 4: Lavere vekst i fornybar kraftproduksjon: LOWER RENEWABLE PRODUCTION (LOWREN)

Selv om el-sertifikatsystemet er satt ut i livet kan det være interessant å se på et scenario der en ikke gjennomfører ordningen fullt ut, for dermed å kunne se på effekten av el-sertifikatsystemet. Som nevnt tidligere, er alle andre forutsetninger som i basisscenarioet, men jeg velger å slutte utbyggingen av ny fornybar kraft i Norge og Sverige etter 3 år med sertifikatsystemet. Etter 3 år er ca. 8,8TWh ny fornybar kraft bygget ut, det vil si at i dette scenariet bygges det ut 17,7TWh mindre kraft enn i basisscenarioet frem til 01.01.2021.

Ny fornybar kraft er ellers lagt inn på samme måte som i BASIC, alt modelleres som ny uregulert produksjonskapasitet, og basert på brukstid er det lagt inn som økt tilsig. Økt tilsig som følge av klimaendringer er lagt inn i hele modellperioden, som i BASIC.

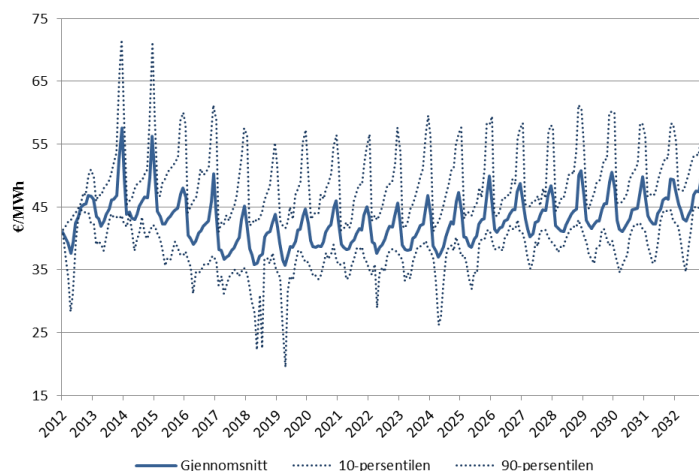
4.6 Scenario 5: Økt overføringskapasitet, lavere fornybar produksjon og reduksjon i etterspørselen: ALL TOGETHER (ALLTO)

I dette scenarioet kombineres scenario 2-4, med økt overføringkapasitet, redusert fornybarutbygging og lavere etterspørsel enn i basisscenarioet. Slik kan man se på den samlede effekten.

5 Resultater

5.1 Basisscenarioet (BASIC)

I Basisscenarioet ser man noen langsiktige trekk ved utviklingen i kraftprisen i Norden. Prisene stiger i de to første årene, siden synker prisene i takt med fornybarutbygging frem mot 2018. Så ligger årlig gjennomsnittspris stabilt rundt 43€/MWh, før den i årene 2024-26 stiger opp til rundt 45€/MWh. Resten av perioden er det en jevn, men ganske beskjeden stigning i gjennomsnittsprisene. Årlig gjennomsnittspris varierer fra 46,9€/MWh i 2014 til 39,5€/MWh i 2018.



Figur 5.1: Utviklingen i systemprisen (månedsgjennomsnitt, 10-persentil, 90-persentil) i perioden 2012-32 i BASIC (€/MWh)

Den laveste prisen for en enkelt måned får vi i juli 2019 på 35,8 €/MWh, og høyeste månedlige gjennomsnittspris oppnås allerede i mars 2014 med 57,6 €/MWh.

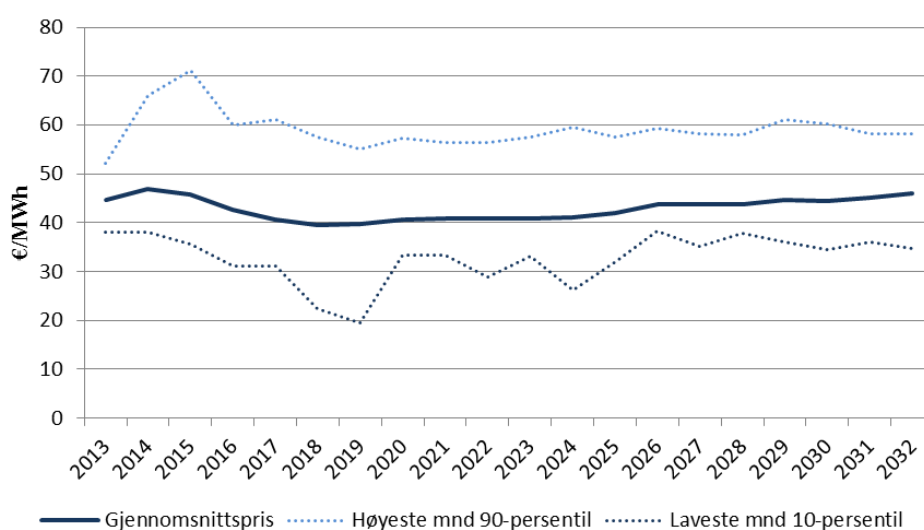
I tabell 5.1 har jeg omgjort månedsverdiene til årsgjennomsnitt. Differansen mellom denne prisen og 10-persentilen er på sitt største i 2018 med 8,0 €/MWh (se tabell 5.1). Dette betyr at dersom 2018 er et år med stort tilsig kan man forvente at prisen gjennom året ligger 8,0€/MWh høyere enn snittet.

Differansen en er på sitt minste i 2013, med 3,2€/MWh, og er også lav i flere av årene etter 2020. Differansen mellom 90-persentilen og gjennomsnittet er større enn for 10-persentilen i alle år unntatt 2018. Største differansen finner sted i 2016 med 8,3€/MWh. Den er på sitt laveste i 2013, med 4,0€/MWh, men er ikke under 5,0€/MWh i noen andre år.

Tabell 5.2 Årsgjennomsnitt for systemprisen (gjennomsnitt, 10-persentilen, 90-persentilen) i BASIC (€/MWh)

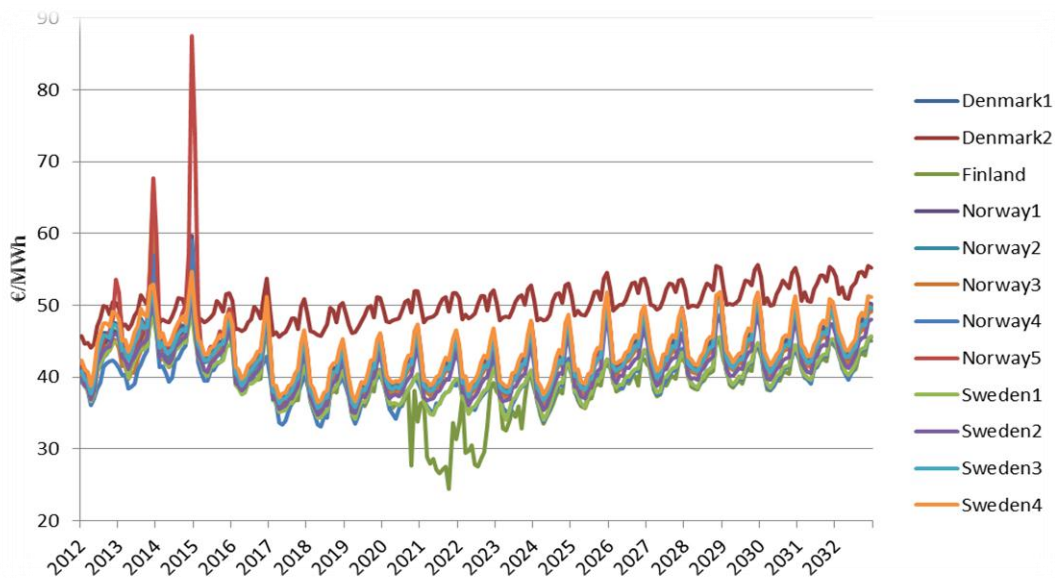
År	2013	2014	2016	2017	2018	2019	2020	2024	2025	2029	2032
Gjennomsnitt	44.8	46.9	42.7	40.6	39.5	39.7	40.7	41.0	41.9	44.7	45.9
10-persentil	41.6	41.8	35.8	34.5	31.5	33.0	35.7	35.5	36.8	39.7	41.4
90-persentil	48.8	52.8	50.9	48.0	47.3	46.6	48.1	48.7	48.4	51.3	52.1

Figur 5.2 viser ennå tydeligere i hvilke år man kan vente seg «ekstrempriser». Figuren viser høyeste og laveste pris for øvre og nedre 10-kvantilen for en måned. Om en sammenlikner med gjennomsnittsprisen så ser en at på oppsiden så er differansen stor i hele perioden, så i alle årene er det en viss sjanse for å oppleve høye priser i enkelte perioder. På nedsiden er det bare i enkeltår at det virker sannsynlig å oppleve svært lave priser.



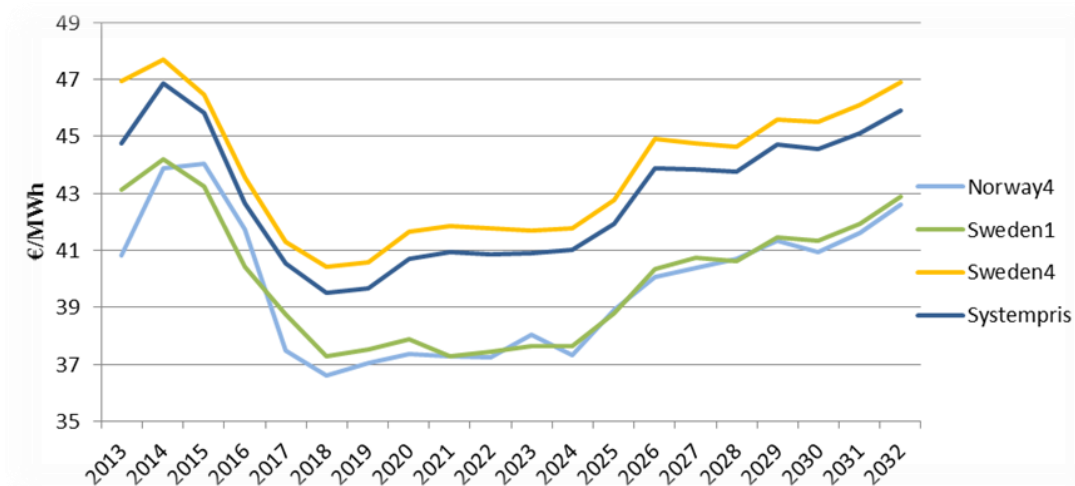
Figur 5.2 Årsgjennomsnitt for systemprisen i BASIC (gjennomsnitt, høyeste månedsverdi 90-persentil, laveste månedsverdi 10-persentil) i perioden 2012-2032 (€/MWh)

Ser man på områdeprisene så er det noen trekk som er tydelige. DK2 ligger høyere enn de andre områdene og Finland blir i perioder liggende lavere. De øvrige områdene følger samme mønsteret,



Figur 5.3 Prisutviklingen (månedsgjennomsnitt) i prisområdene i perioden 2012-2032 i basisscenariot (€/MWh)

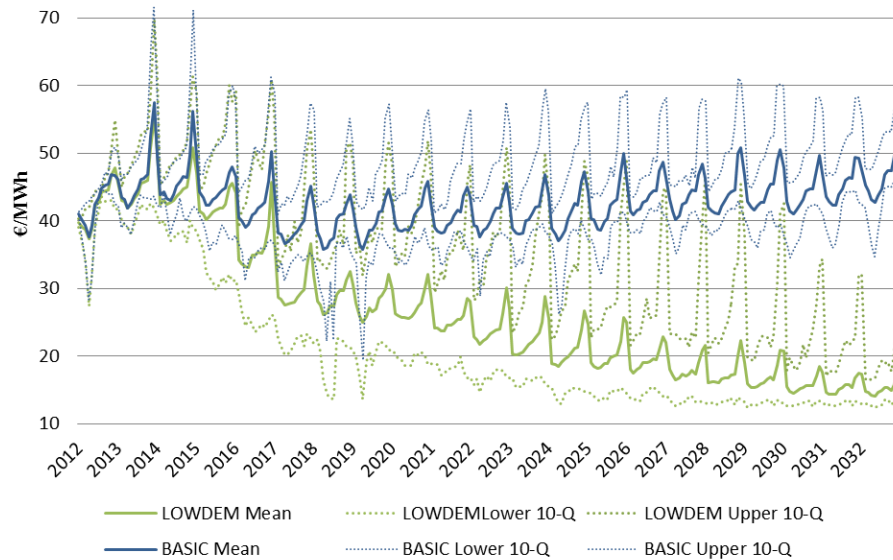
men det er likevel betydelig forskjell i prisene. Dette vises tydelig i figur 5.4. Det er forskjeller mellom de øvrige prisområdene selv om de overordnede trendene er de samme. NO4 ligger lavest, mens SE4 ligger høyest. Forskjellene varierer også fra år til år.



Figur 5.4: Prisutviklingen (årgjennomsnitt) i BASIC i utvalgte prisområder i perioden 2012-2032(€/MWh)

5.2 Redusert etterspørsel (LOWDEM)

I dette scenariet begynner etterspørselen å synke fra og med 2015, og dette kan man tydelig lese ut fra figuren som betydelig lavere priser allerede etter få år. Allerede i 2018 er systemprisen under 30€/MWh. Årlig gjennomsnittspris synker i hele modellperioden og slutter på 15,4 €/MWh i 2032.



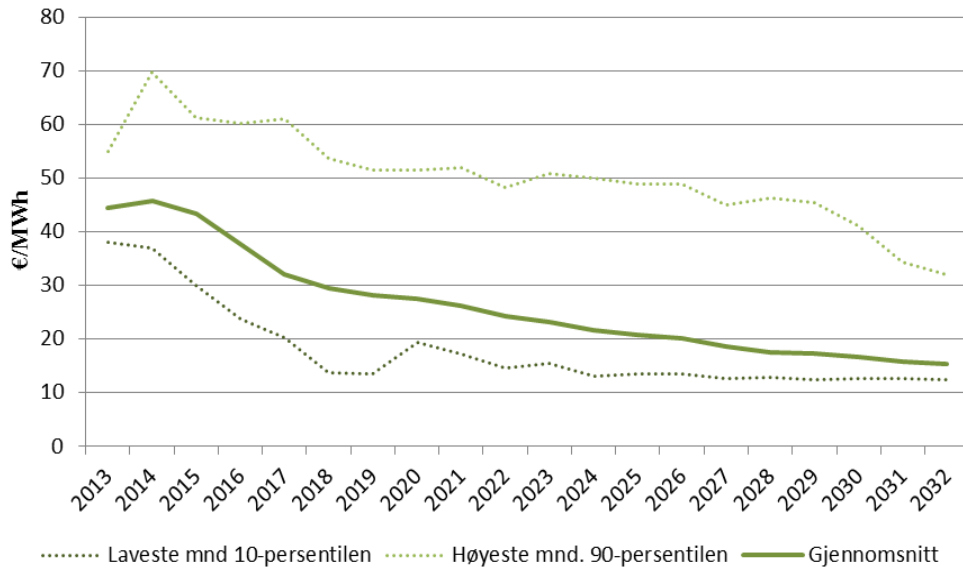
Figur 5.5: Prisutviklingen i LOWDEM og BASIC (gjennomsnitt, 10-persentilen, 90-persentilen) i perioden 2012-2032 (€/MWh)

Siden etterspørsel er eneste som skiller fra BASIC er det interessant å se hvor stor endring i prisen som følger av den reduserte etterspørselen. Tabell 5.1 viser for eksempel at i 2020 vil en reduksjon i etterspørsel på 22,0TWh, ha gitt en nedgang i pris på 13,2 €/MWh i forhold til BASIC. Altså med en faktor 0,6.

Tabell 5.2 LOWDEM sammenliknet med BASIC. Viser hvor mye lavere prisen er i LOWDEM pr TWh lavere forbruk

År	2015	2018	2020	2022	2025	2028	2030
Diff. etterspørsel (TWh)	-3.7	-14.7	-22.0	-29.2	-40.0	-50.6	-57.6
Diff. pris (€/MWh)	-2.4	-10.0	-13.2	-16.6	-21.2	-26.2	-28.0
(€/MWh)/TWh	0.65	0.68	0.60	0.57	0.53	0.52	0.49

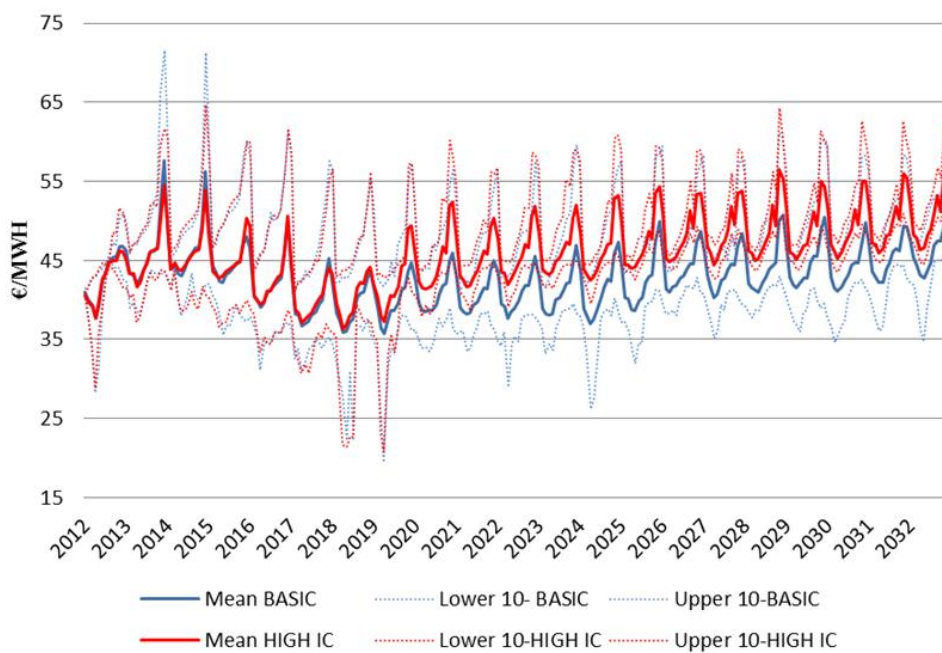
LOWDEM ser ut til å kunne gi svært varierende priser ut fra variasjon i tilsig. Tar man 2025 som eksempel vil gjennomsnittsprisen i en av månedene komme opp mot 50€/MWh i over 10 av tilsigscenariene. Som man ser på figuren er systemprisen i 2025 ellers anslått til rundt 20€/MWh i



Figur 5.6 Prisene (gjennomsnittsprisen, 10-persentilen, 90-persentilen) i LOWDEM (årgjennomsnitt) i perioden 2012-2032 (€/MWh)

gjennomsnitt.

5.3 Høy overføringskapasitet (HIGH IC)



Figur 5.7 Prisutviklingen i HIGH IC og BASIC (gjennomsnitt, 10-persentilen, 90-persentilen) i perioden 2012-2032 (€/MWh)

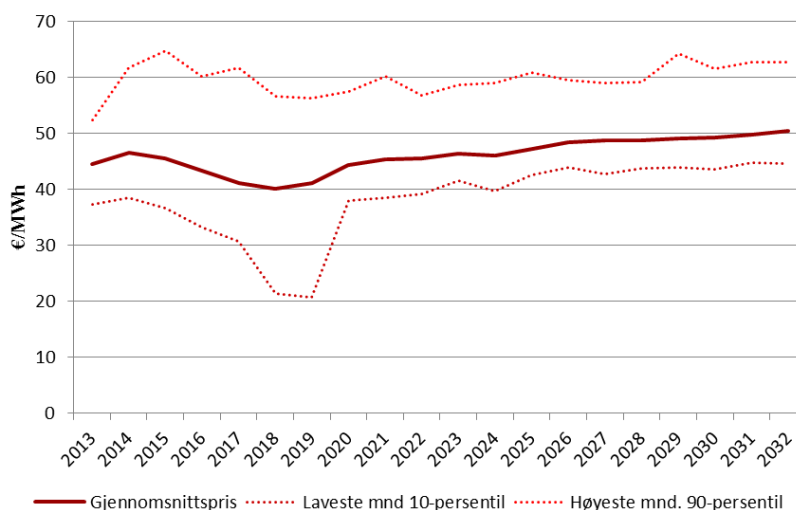
Siden det ikke er forskjell på inputsiden på BASIC og HIGH IC før 2020, er det heller ingen særlig forskjell i prisen før dette, men allerede i februar 2021 kryper prisdifferansen opp over 7€/MWh. Så ligger den lavere frem til en ny topp i desember 2028 med 7,7€/MWh.

Når det gjelder årlig gjennomsnittspris så er differansen til BASIC på sitt høyeste med 5,4€/MWh i 2023. Tabell 5.2 viser blant annet at prisene i BASIC og HIGH IC konvergerer noe på slutten av perioden. Om en sammenlikner med tabell 5.3 ser en at priseffekten av 3600MW ny overføringskapasitet er noe større (0,6€/MWh) enn priseffekten av 17,7TWh ekstra fornybar kraftproduksjon når man nærmer seg slutten av modellperioden.

Tabell 5.3 Priser i HIGH IC sammenliknet med BASIC

År	2015	2018	2020	2022	2025	2028	2030
Diff. pris (€/MWh)	-0.3	0.7	3.5	4.6	5.3	4.9	4.6
Diff. overføringskap. (GW)	0	0	2.1	2.7	2.6	3.6	3.6
(€/MWh)/GW	-	-	1.7	1.7	2.0	1.4	1.3

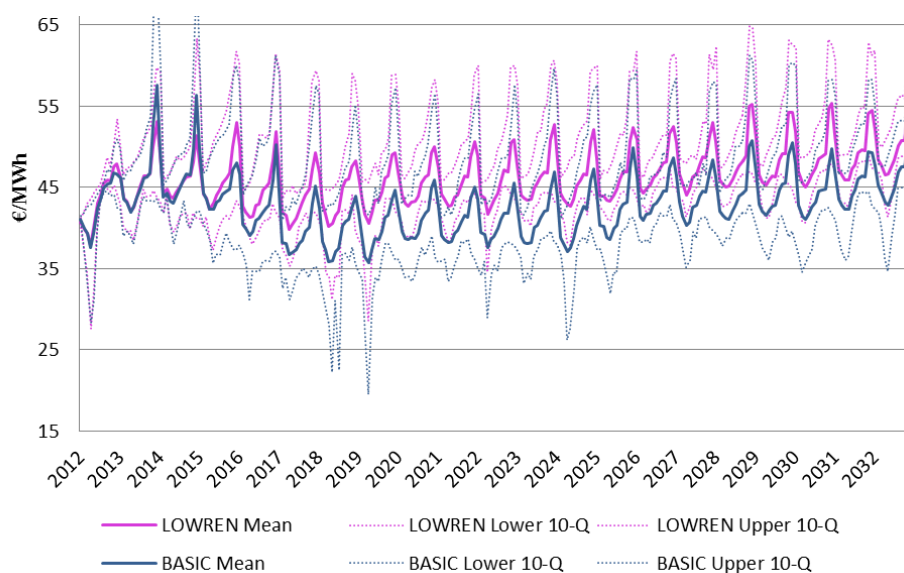
Ser man på situasjonen ved eventuelle våtår og tørrår så legger man merke til at prisene kan gå svært lavt i 2018 og 2019. Etter 2020 blir variasjonen betydelig mindre og prisutslagene er tydelig mindre enn i BASIC og LOWDEM. HIGH IC ser ut til å gi svært stabile priser.



Figur 5.8 Årsgjennomsnitt for prisene i HIGH IC (gjennomsnitt, høyeste månedsverdi 90-persentil, laveste månedsverdi 10-persentil) i perioden 2012-2032 (€/MWh)

5.4 Redusert produksjonskapasitet (LOWREN)

Også i scenariolet med mindre utbygging av fornybar energi kan en se at effekten på prisen er betydelig. Fra 2016 slutter fornybarutbyggingen i LOWREN og allerede dette året er forskjellen i årlig gjennomsnittspris i forhold til BASIC på 4,5€/MWh. Forskjellen øker med fornybarutbygging i BASIC og er på sitt største i 2023 med 5,3 €/MWh.

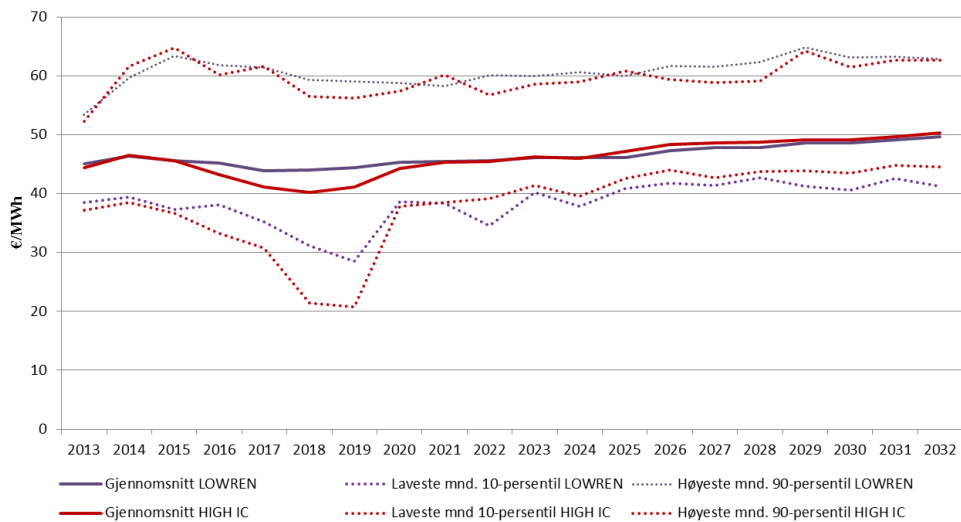


Figur 5.8 Prisutviklingen i LOWREN og BASIC (€/MWh)

Tabell 5.4 viser prisforskjellen gjennom perioden og hvor stor priseffekten av lavere utbygging er i ulike år. Den viser at de første årene gir fornybarutbyggingen stor effekt på prisen. 1TWh med ny fornybar reduserer prisene med over 0,5€/MWh. Senere i perioden ser det ut til at effekten av ny fornybar produksjon blir utliknet

Tabell 5.4: Prisene i LOWREN sammenliknet med BASIC.

År	2015	2018	2020	2022	2025	2028	2030
Diff. pris (€/MWh)	-0.2	4.5	4.6	4.7	4.2	4.1	4.1
Diff. ny fornybar (TWh)	0	8,8	14.7	17.7	17.7	17.7	17.7
(€/MWh)/TWh	-	0.51	0.31	0.27	0.24	0.23	0.23

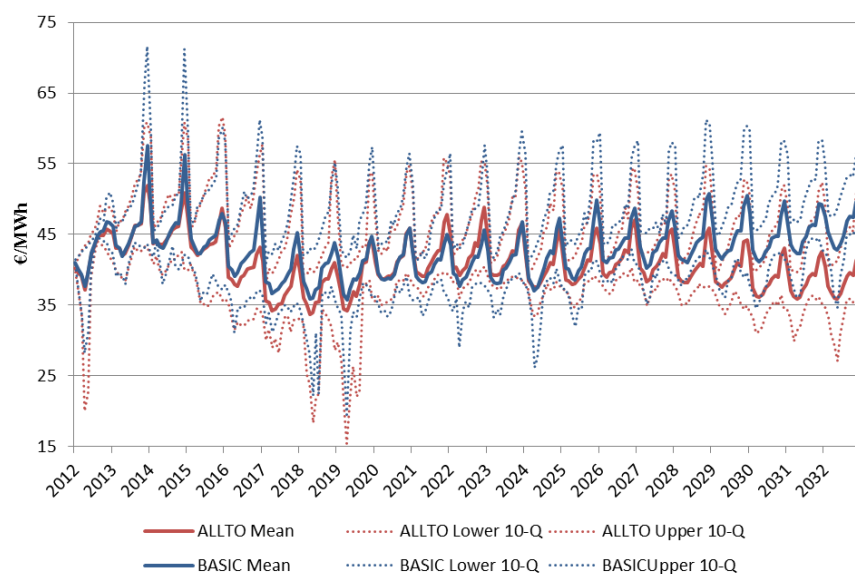


Figur 5.9 Prisutviklingen (årgjennomsnitt) i LOWREN sammenliknet med HIGH IC (gjennomsnitt, 10-persentilen, 90-persentilen) i perioden 2013-2032 (€/MWh)

Figur 5.9 viser hvor stor variasjon i prisene en kan forvente seg ved evt. tørrår og våtår. LOWREN viser mindre variasjon enn HIGH IC i starten av perioden, men etter 2020 har HIGH IC klart mindre variasjon.

5.5 Lav etterspørsel, lav fornybarutbygging og høy overføringskapasitet (ALLTO)

I ALLTO ser man en prisutvikling som lenge likner BASIC. ALLTO går lavere i perioden mellom 2015 og 2020. Etter 2020 ligger ALLTO over BASIC frem til 2025. I resten av perioden ligger ALLTO stadig lenger

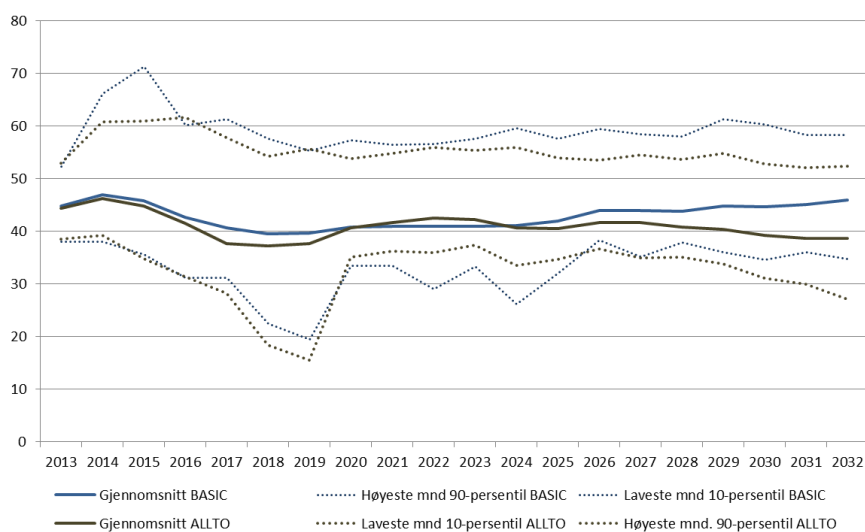


Figur 5.10 Prisutviklingen (månedsgjennomsnitt) i ALLTO sammenliknet med BASIC (gjennomsnitt, 10-persentilen, 90-persentilen) i perioden 2012-2032 (€/MWh)

Tabell 5.5 Differansen mellom ALLTO og BASIC i modellperioden

År	2013	2016	2018	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2029	2032
Diff. BASIC-ALLTO	0.4	1.3	2.3	0.1	-0.7	-1.6	-1.3	0.4	1.4	4.4	7.3

Figur 5.11 viser situasjonen i ALLTO slik den kan være ved henholdsvis våtår og tørrår. I figuren sammenlikner jeg med BASIC siden disse to scenariene følger samme utviklingsbane lenge.

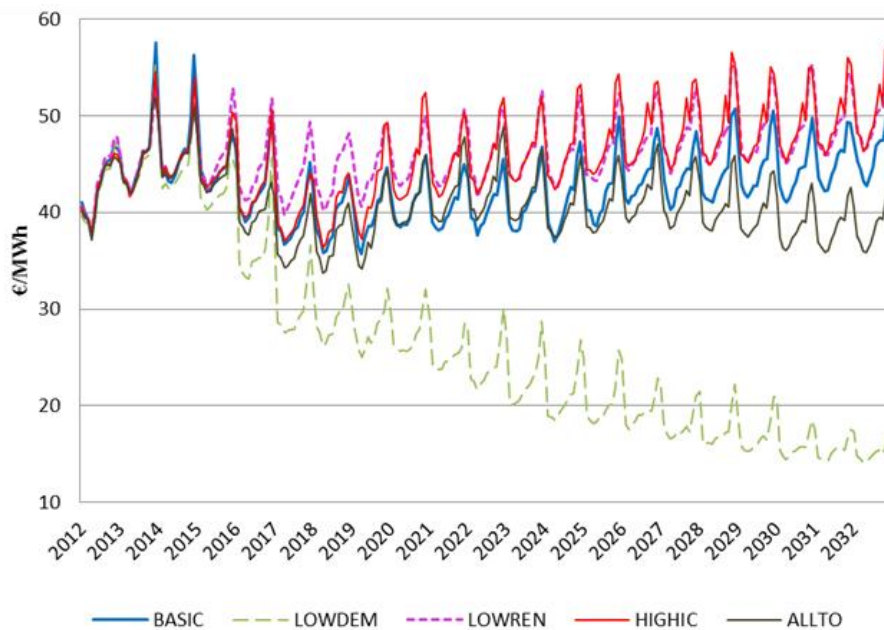


Figur 5.11 Prisutviklingen (årgjennomsnitt) i ALLTO sammenliknet med BASIC (gjennomsnitt, 10-persentilen, 90-persentilen) i perioden 2013-2032 (€/MWh)

90-persentilen går betydelig lavere enn BASIC i de første årene. Etter 2020 er det lite spredning mellom øvre og nedre 10-kvantil for ALLTO sammenliknet med BASIC, altså vil prisene være mer forutsigbare og stabile. Sannsynligheten for svært lave priser virker svært liten 2020-2028.

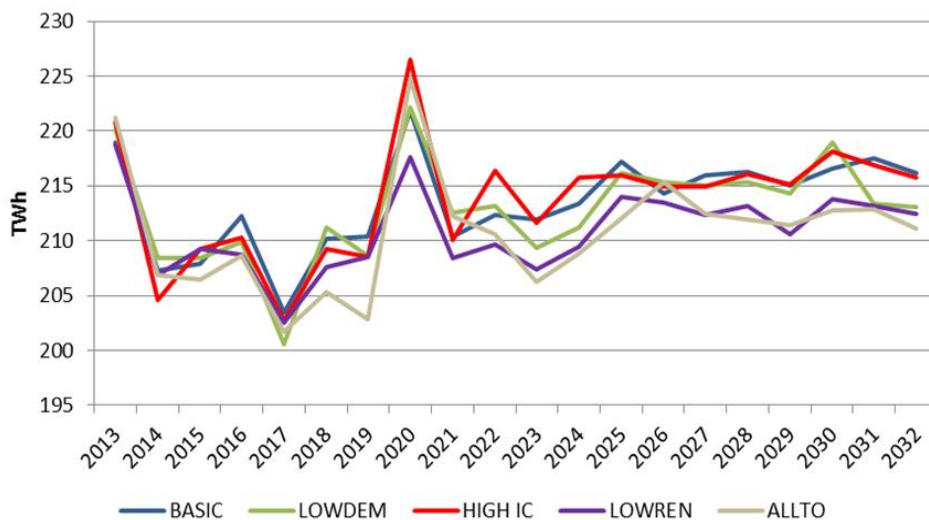
5.6 Alle scenarier

Ser man på alle scenariene samlet, så ser man at de fleste viser omtrent samme trendene når det gjelder pris. Prisene går ned til 2018-19, siden går de svakt oppover. LOWDEM skiller seg ut på grunn av svært lave priser sammenliknet med de andre scenarioene. ALLTO ligger lavt i siste del av modellperioden. HIGH IC og LOWREN ligger likt bortsett fra en periode før 2020.



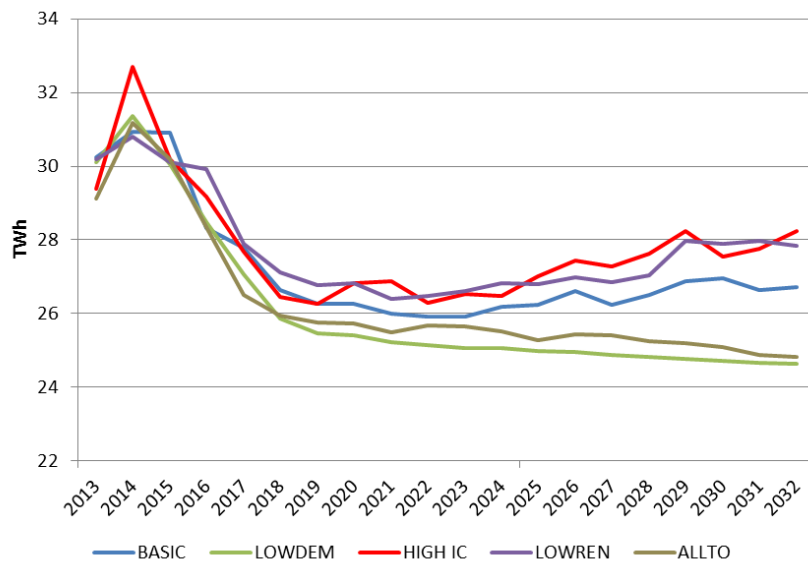
Figur 5.12: Prisutviklingen (månedsgjennomsnitt) i alle scenariene i perioden 2012-2032 (€/MWh)

Hvordan produksjonskapasiteten blir disponert, vil være viktig for å forstå prisutviklingen i scenariene. I Figur 5.13 og 5.14 viser henholdsvis hydroproduksjonen og termisk produksjon i modellperioden. Hydroproduksjonen følger samme mønster i alle scenariene. Den er høy i starten av perioden. Siden har den en bunn i 2017 og en tydelig topp i 2020. Etter dette er den stort sett stigende i hele perioden.

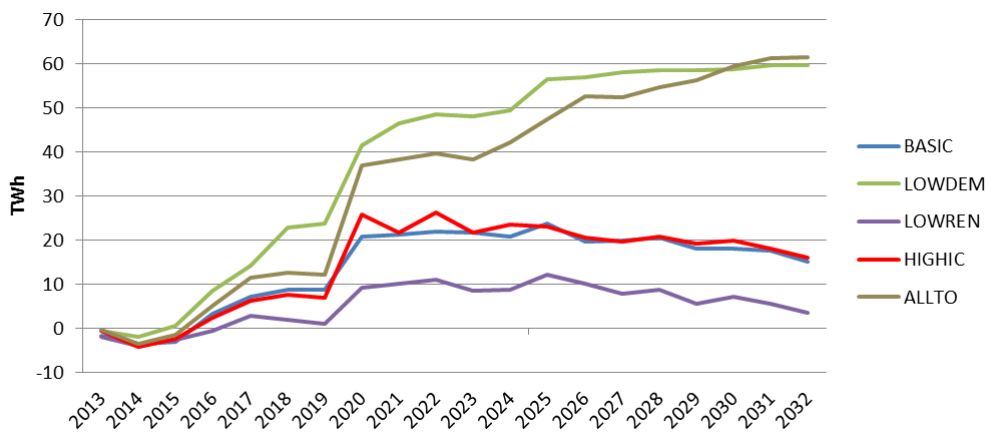


Figur 5.13 Hydroproduksjonen (årgjennomsnitt) i Norden i alle scenarier i modellperioden (TWh)

Når det gjelder den termiske produksjonen så viser den et helt annet mønster, etter en topp i 2014 synker den relativt kraftig ned mot 2019. Siden tar den seg opp igjen i noen av scenariene, men fortsetter å synke i andre scenarier.



Figur 5.14 Termisk produksjon (årgjennomsnitt) i alle scenarier i modellperioden (TWh)



Figur 5.15 Kraftbalansen i Norden (årgjennomsnitt) i alle scenariene i hele modellperioden (TWh)

Kraftbalansen er positiv i alle scenarier etter 2016. Scenariene med lav etterspørsel i Norden gir naturlig nok de største kraftoverskuddene. LOWREN ligger lavest på grunn av lavere total produksjon i dette scenariet.

6 Analyse/drøfting

6.1 Prisutviklingen i basisscenarioet

Modellperioden starter i april 2012, med svært høy magasinifilling (46%, mot normalt 32,5%). Det kan forklare hvorfor prisene er forholdsvis lave i starten, men etter hvert stiger når modellen etter hvert legger seg på normalt(gjennomsnittlig) tilsig. Svak kraftbalanse de første årene er trolig årsaken til at det i følge modellen er stor mulighet for å oppleve høye priser ved tørrår.

I takt med økende fornybarutbygging synker prisene fra 2014. Oppstart av Olkilouto 3 i 2016 bidrar trolig mye til nedgangen. Nye overføringskabler mot utlandet kommer i 2020 og er trolig hovedårsaken til at prisene stiger i resten av modellperioden. For eksempel kommer NordNed-kabelen i 2025 og ses tydelig på prisutviklingen. Jevnt økende etterspørsel i hele perioden bidrar også til prisøkning. I perioden etter 2020 er prisen mindre følsom for våtår/tørrår på grunn av større overføringskapasitet.

Hydroproduksjonen kan forklare mer om hva som skjer med prisene i perioden. Det kjøres mye hydro i 2012 og 2013 pga. høy magasinifilling våren 2012 og forventning om nedgang i priser på grunn av el-sertifikatsystemet. Dermed er det mindre produksjon i 2014 og 2015 som gir større sjans for høye priser hvis det blir tørrår.

Ellers viser hydroproduksjonen en topp **når** nye kabler kommer fordi det har blitt spart vann og er høy magasinifilling når kabelen åpnes. Videre kommer en topp **før** nye kjernekraftreaktorer åpnes fordi man forventer lavere priser og dermed kjører ned magasinene. I sum bidrar dette til at 2020 blir et år med svært høy hydroproduksjon. Vi får NordLink-kabelen dette året samtidig som Hanhikivi åpnes året etter. Disponeringene viser hvordan regulert vannkraft kan bidra til å stabilisere prisene mellom år.

Ser man på områdeprisene følger DK2 de kontinentale prisene i langt større grad enn noen av de andre prisområdene, som følge av liten utvekslingskapasitet nordover. Finland ligger klart lavere enn de andre prisområdene etter at Hanhikivi startes i 2021, men ny linje mot Sverige (SE3) i 2023 og mot Norge (NO4) i 2024 (begge med kapasitet 600MW) forårsaker at finske priser nesten kommer på nivå med det øvrige Norden ut resten av perioden.

Trolig er det avstanden til kontinentet som avgjør ulikhetene som finnes blant de øvrige prisområdene. Ny fornybar kraft senker prisene i NO4 frem mot 2018, nye utenlandskabler øker tydelig prisene i SE4 og systemprisen i 2020. Oppstart av Hanhikivi ses tydeligst som prisreduksjon i SE1. Den prisreduserende effekten av ny kabel mot Finland ses i NO4 i 2024. Finland får økte priser som følge av det samme, som er tydelig i figur 5.2. Trolig vil prisforskjeller internt fortsatt bli politisk debatt-tema fremover. Offshore vindsatsing i Danmark vil bidra til reduksjon i prisene der (særlig i DK2).

6.2 Pris- og markedseffekter av de ulike scenariene

Hva forteller de øvrige scenariene, hvor realistiske er de og hva vil dette eventuelt bety for utviklingen i Norge og Norden fremover?

6.2.1 Lave og ustabile priser i LOWDEM

For å se litt nærmere på LOWDEM først, så sender kombinasjonen av synkende etterspørsel, Olkilouto 3 og ny fornybar produksjon, gjennomsnittsprisen ned til 32.1 €/MWh allerede i 2017, i følge min modell. Nye kabler, som NordLink i 2018, stabiliserer prisen noe frem til 2021. Fortsatt synkende etterspørsel og ny kjernekraft senker prisene igjen før NorNed i 2025 stabiliserer bildet noe. Hovedtrenden er at synkende etterspørsel nærmest gir en priskollaps på sikt.

Kanskje er det ikke så «ekstremt» å anta en utvikling med en kombinasjon av ny fornybar produksjon og synkende etterspørsel. Når det gjelder produksjonen så kommer ny fornybar i tillegg til vannkraft og kjernekraft som har lave driftskostnader og som derfor i liten grad vil bli presset ut på grunn av de lavere prisene. Noe kullkraft går ut som følge av utviklingen(figur 5.14). I et fritt marked ville lavere priser gi insitament til investering i kraftkrevende industri, det vil gjøre det mindre attraktivt å drive effektivisering og det motiverer ikke for sparing. Slik sett er det mange faktorer som drar i retning av at forbruket vil snu i en situasjon med synkende priser (dette tar ikke modellen høyde for, se avsnitt 6.4.) Likevel, både produksjonen og etterspørselen er, som jeg har vært inne på, i stor grad politikkestyrt, og markedsmekanismene blir dermed delvis satt ut av spill. Dette taler for at scenarioet kan være realistisk.

Foreløpig er det ikke sterke politiske signaler som drar i retning av økt forbruk. Klimameldingen som kom i april i år, vitner heller om det motsatte. Den er ikke så offensiv på elektrifisering av sokkelen, den går inn for passivhus som standard for nye hus allerede fra 2015 og kollektivtrafikk og lavutslippsbiler står i fokus fremfor el-bil. I en situasjon med redusert forbruk og lave priser er det imidlertid trolig at forbruket vil komme sterkere på den politiske dagorden. Det er lite sannsynlig at en utvikling med lavt forbruk og lave priser fortsetter lenge, fordi vi taper store mulige eksportinntekter på det. Det samfunnsøkonomiske tapet ved lite handel blir stort og Norden har med sitt vannkraft-dominerte system muligheter til å hente store gevinster ved handel.

Selv om effekten av synkende etterspørsel virker klar når en sammenlikner med BASIC, må en huske at det er mange andre variable som endrer seg i modellperioden. Det er i så måte realistisk at økningen i overføringskapasitet minsker effekten av lavere etterspørsel. Dette vil jeg ellers se nærmere på i ALLTO-scenarioet.

6.2.2 Høyere og mer stabile priser i HIGH IC

Når det gjelder HIGH IC så øker prisene som følge av økt overføringskapasitet, som forventet. HIGH IC og BASIC er modellert helt likt frem til 2020. At det er en prisdifferanse mellom BASIC og HIGH IC allerede i 2018, kan skyldes at i High IC kommer NordLink i 2020 (i Basic kommer den i 2025) og at man øker magasinfyllingen før kabelen kommer. Så produseres mer vannkraft etter at kabelen er kommet for å gjøre seg bedre nytte av prisforskjellene mot markedet på kontinentet. At prisdifferansen er høyest i 2025 kommer trolig av at i HIGH IC-scenarioet kobles NSN2 inn i 2026. Dermed blir det lagt opp til høy magasinfylling og lavere produksjon i 2025. Prisene i BASIC og HIGH IC konvergerer noe på slutten av perioden når utvekslingskapasiteten ikke øker, mens produksjon og forbruk på sin side øker jevnt. Det kan skyldes at overføringskapasiteten relativt sett blir mindre.

HIGH IC viser svært liten varians i forhold til våtår og tørrår, som er rimelig siden en lettere kan justere tilbudet gjennom utveksling. HIGH IC er scenariet som gir mest stabile priser, så høy utveksling virker stabiliserende på prisene, slik det ser ut i mine resultater.

Energiminister Borten Moe har uttalt seg negativt til bygging av mange nye forbindelser (Dagens næringsliv 2011, Teknisk Ukeblad 2012). En utvikling med synkende priser i Norden mot 2020 taler imidlertid for at mange prosjekter blir realisert fordi økning i eksport/import vil øke inntektene til Norge. Det vil bli et sterkere politisk press i retning av økt overføringskapasitet. Dette ser det for øvrig ut som Borten Moe også tar høyde for (ABC Nyheter 2012). At de fleste prosjektene i HIGH IC blir realisert er derfor ikke helt usannsynlig, i alle fall ikke med en situasjon der en står overfor synkende etterspørselen etter kraft i Norden.

6.2.3 El-sertifikatene gir lavere priser

Når man sammenlikner LOWREN med BASIC ser man at effekten av ny fornybar kraftproduksjon er at prisene i Norden reduseres. Differansen mellom de to scenariene er på ca. 18TWh produsert kraft og prisforskjellen dette gir er noe over 4€/MWh. Denne prisforskjellen observeres allerede i 2018, med ennå 3 år igjen av sertifikatordningen (ny produksjon i 2020 er lagt inn i modellen 01.01.2021). Senere ser det ut til at effekten av ny fornybar blir utliknet av andre faktorer, slik at prisen ikke reduseres særlig mer. Trolig er det ny overføringskapasitet som endrer bildet mest.

Hydroproduksjonen holdes igjen i 2019 i vente på nye utenlandskabler og dermed blir prisene høyere dette året. Denne effekten blir trolig stor i BASIC og relativt sett ikke like stor i LOWREN siden ny, vannkraft blir modellert som run-of-river.

Kanskje kan det virke lite sannsynlig at el-sertifikatsystemet ikke blir gjennomført som planlagt, slik som LOWREN forutsetter, så i den forstand er dette et lite sannsynlig scenario som først og fremst kan brukes til å analysere effektene av sertifikatsystemet. Et annet poeng er at også Danmark og Finland ser ut til å ville satse offensivt på fornybar energi, som gjør «lav fornybar utbygging i Norden» lite sannsynlig.

Helt urealistisk er det kanskje imidlertid ikke at el-sertifikatordningen blir vanskelig å gjennomføre. Dersom en fort observerer lave priser, kan det gi press på systemet og på myndighetene som skal gjennomføre det. Uansett, om progresjonen i el-sertifikatsystemet holdes akkurat i det tempo som er forutsatt, gjenstår å se, og kommer blant annet an på konsesjonsprosessene i Norge og Sverige. Effekten av systemet kan derfor komme senere enn forutsatt i modellen.

6.2.4 Effekten av lav etterspørsel utliknes av utveksling og lavere produksjon

ALLTO viser kraftig synkende priser i perioden 2015-17. Denne perioden er interessant fordi her er det ingen forskjell i utvekslingskapasiteten. Vi ser av figur 5.10 at ALLTO i disse årene går lavere enn BASIC, som indikerer at etterspørselsreduksjonen spiller kraftigere inn på prisen enn den lavere fornybarutbyggingen. En reduksjon i etterspørselen på 0,4% (ca. 1,6TWh) årlig bidrar mer til endring i prisen enn en reduksjon i kraftutbygging med 2,94TWh årlig, slik det ser ut her. Med større utvekslingskapasitet enn i BASIC fra og med 2020, ser man at prisene i ALLTO kryper over prisene i BASIC. Det har altså stor betydning at overskuddskraften i denne perioden, som følge av lav

etterspørsel, kan eksporteres. Mot slutten av perioden viser modellen at synkende etterspørsel fører til at prisene synker kraftig også i ALLTO. Med andre ord så ser modellen ut til å vise at i et vannkraftdominert system med positiv kraftbalanse så kan reduksjon i etterspørselen se ut til å få svært stor prisreducerende effekt. I en situasjon med lave priser og stort kraftoverskudd så kan ny utvekslingskapasitet ha svært stor priseffekt.

Termisk produksjon ser ut til å følge prisutviklingen i alle scenariene, dette tyder på at den termiske produksjon ligger på marginen og dermed setter prisene i modellen, som forventet.

6.2.5 Om realismen i resultatene

Generelt vil jeg si at resultatene viser utviklingstrekk som er i tråd med hva man kunne forvente, ny fornybar kraft inn i systemet og lav etterspørsel senker prisene, høy overføringskapasitet og høy etterspørsel øker prisene. Når det gjelder bidraget fra de enkelte faktorene, så viser mine studier at både utvekslingskapasitet, etterspørsel og ny fornybar produksjon har mye å si for kraftprisene i Norden. Avhengigheten mellom dem er også tydelig i resultatene.

Når det gjelder de politiske følgene av det mine resultater viser, kan man si som Borten Moe antyder, at en politikk med utbygging av ny fornybar kraft og begrenset overføringsmulighet til utlandet vil føre til lavere kraftpriser i Norden. Det vil også føre til mer ustabile priser enn om man bygger flere utvekslingskabler. Trolig vil lave og ustabile priser på sikt skape et press på å bygge nye kabler og kanskje skape et ønske om større forbruk av kraft i Norden. Dermed kan bygging av kabler bli fremskyndet. En kan se for seg ordninger som gjør det mer gunstig med elbil for eksempel. Det kan bli fortgang når det gjelder elektrifisering av sokkelen og så videre. Dette vil dra i retning av økte priser igjen.

Det er gjort andre liknende studier av prisutviklingen i det nordiske kraftmarkedet på lang sikt. Econ Pøry (2010) og Thema Consulting Group har i sin studie Challenges for The Nordic Power Market skissert fire scenarier for utviklingen i det nordiske kraftmarkedet. I et scenario med lav vekst i etterspørselen får de priser ned mot 29 €/MWh i 2020, i scenariet med høy etterspørsel og utfasing av kjernekraft ligger prisene opp mot 76 €/MWh. De øvrige scenariene ligger mellom disse ytterpunktene. De anslår videre en forholdsvis sterk stigning i prisene frem mot 2030. En av deres konklusjoner er at prisøkning som følge av økt overføringskapasitet bare i liten grad motvirker priseffekten ved økt fornybarproduksjon. De får med andre ord ut betydelig mindre priseffekt av overføringskabler enn det jeg gjør.

Når det gjelder prisutviklingen følger vi altså samme bane, selv om utslagene er i litt forskjellig størrelse. Forskjellen kommer trolig mye an på forutsetningene. I mine studier ser det ut som at hvis man legger inn litt «ekstreme verdier» for en av variablene, så vil den stabiliserende effekten av å endre de andre variablene være stor.

NENA (2012) legger til grunn at gjennom massive subsidierte investeringer i fornybar energi kombinert med lav vekst i forbruket så vil nordisk kraftbalanse styrkes kraftig mot 2020, med stor effekt på områdeprisene. Den sterke kraftbalanse skaper insentiver til å bygge interne og eksterne

overføringslinjer for å unngå priskollaps, hevder de videre. Jeg kjenner ikke deres resultater ut over dette, da de ikke er offentlig kjent, men konklusjonene synes å være i tråd med mine.

Markedskraft (Botnen 2012) legger til grunn en liknende utvikling. Vekst i svensk kjernekraft og en offensiv satsing på vind i Finland og Danmark er noen av deres forutsetninger. Kombinert med lav etterspørselsvekst gir dette et høyt kraftoverskudd i Norden og priser som ligger i området mellom 36 og 42€/MWh mot 2020, spår de. Frem mot 2030 forventer de høyere priser, mellom 44 og 48 €/MWh.

Mine resultater er således i tråd med andre studier, som i alle fall er en indikasjon på at modellen er realistisk.

6.3 Inputdataene sin betydning

Et viktig poeng er at resultatene fra en modell alltid er en funksjon av de dataene som puttes inn. Som jeg har vært inne på i kapittel 4, så er det usikkerhet i mange av faktorene. Når det gjelder kjernekraft for eksempel, virker fremtiden svært usikker. Kanskje vil det bli mer kjernekraft i Norden hvis klima kommer i fokus i årene fremover. Dersom klima tones ned og det blir fokus på manglende sikkerhet ved eldre kjernekraftverk, kan det gå motsatt vei. Lavere priser reduserer sannsynligheten for bygging av nye reaktorer, et poeng i så måte er at Riksdagen i Sverige slo fast at det ikke gis statlig støtte til slik bygging. At mange av reaktorene er gamle, taler for at det kan komme en reduksjon i kapasiteten.

Trolig kan oppstart av Hanhikivi bli utsatt, slik at den samlede prisreduserende effekten av ny produksjon (fornybar+kjernekraft) ikke kommer like fort. En tilsvarende utsettelse på bygging av utenlandskabler vil ha motsatt effekt og senke prisene ytterligere i første del av perioden.

Prisene i Tyskland er i endring og kanskje bør både det generelle prisnivået og prisene mellom lastblokker endres til en større grad av utjevning, blant annet som følge av større innslag av solkraft.

I det store bildet kan en ikke se bort fra OPEC-landene og særlig Saudi-Arabia sine muligheter til å øke produksjonen og dermed presse ned brenselprisene. Men OPEC har hatt en forutsigbar og uendret politikk de siste årene.

En kraftig offshore vindkraftsatsing er relativt sannsynlig dersom en greier å få kostnadene ned. Dette vil trolig gi større døgnforskjeller ved at mye vindkraft kommer inn i systemet i perioder med liten etterspørsel etter kraft. Behovet for overføringskapasitet vil dermed bli større for å holde stabile priser.

Når det gjelder forutsetningene som hittil er nevnt, så er det et fellestrekk at her er det litt opp til den som bruker modellen hva slags verdier man ønsker å legge inn. På andre områder er det mer åpenbart at inputdataene er for overflatiske og bør styrkes videre. For eksempel bør klimaeffektene behandles grundigere i en langsiktig modell. I denne oppgaven bygger fremtidig klimaeffekt på historiske data, noe som trolig er for lettvinnt i et komplekst bilde.

Om en for eksempel legger til grunn resultatene til Seljom m.fl (2011) så er det et poeng at effekten av klimaendringer trolig er større enn det som er lagt inn i modellen, kanskje opp mot 10-15 TWh i tillegg frem mot 2030. Ser en på effektene av LOWREN vil økt prisforskjell da kunne utgjøre i størrelsesorden 0,2 €/MWh/TWh, dvs opp mot 2-3 €/MWh lavere.

Samme utvikling i nedbør er modellert for hele Norden, trolig bør det differensieres bedre mellom prisområder og kanskje mellom årstider.

Noe av vannkraften som bygges er regulert kraft og det blir dermed ikke helt nøyaktig å modellere alt som uregulert kraft, slik det er gjort i modellen. Prisprognosene blir noe for lave som følge av dette. På den annen side er de regulerte kraftverkene som bygges i perioden trolig ikke med særlig store magasiner. En del av produksjonsøkningen vil imidlertid komme som oppgraderinger av eksisterende regulert vannkraft, og det endrer bildet noe.

Videre er utviklingen i prisene østover et poeng som ikke er med i modellen pr i dag. Finland vil trolig i økende grad basere seg på eksport mot øst og prisene der kan således påvirke Norden. Man kan forvente endringer som følge deregulering av markedene der. Modellen leverer pr i dag gratis kraft fra Estland inn i Finland og prisene i Finland blir trolig for lave i modellen. Modellen bør derfor ha en annen form for interaksjon med Baltikum.

Sesongprofilene for vind er estimert ut fra danske og svenske data og det er gjort store forenklinger i forhold til å beregne korrelasjon. Det er gjort antakelser om at korrelasjon mellom norske områder er tilsvarende korrelasjonen mellom de svenske og danske områdene. Det er ingen døgnprofil for vind, men samme profil for alle lastblokker. Dette er forenklinger som ikke gir et helt realistisk bilde.

6.4 Modellen og funksjonalitet

Når det gjelder det modelltekniske så er dette en modell der etterspørselen etter kraft ikke blir justert etter kraftprisen, noe som gjør noen scenarier mindre sannsynlig, særlig de som har sterkt voksende eller synkende etterspørsel over mange år. I markedet ville lave priser gi investering i kraftintensiv industri og øke etterspørselen generelt.

Investeringer i kraftproduksjon gjøres heller ikke i modellen. Lave priser ville trolig gi mindre investering i ny fornybar kraft, høye priser ville gi motsatt effekt. Teknologilæring er derfor også et element som kunne involveres i modellen. Med endogene investeringer kunne en studere produksjonsmix og kraftbalanse bedre. Når det gjelder termisk produksjon så produserer mange av kraftverkene også varme (CHP) og denne produksjonen er lagt inn uten kostnad, dermed kan dette føre til lavere priser i modellen dersom kullkraft ellers ikke ville vært lønnsomt. Termisk kraftproduksjon i CHP-verk er dermed «must run» -produksjon og bidrar til større tilbud og ennå lavere priser i situasjoner der prisen allerede er lav (f.eks i LOWDEM).

I lys av teknologilæring kan en forvente synkende marginalkostnader også for termisk produksjon som isolert sett vil ha prisreduserende effekt på sikt.

Modellen virker god til både scenarioanalyser og til følsomhetsanalyser. Gjennom scenarioer kan en legge inn mange hendelser og utviklingstrekk og følge utviklingstrender gjennom mange år. Scenarioene kan brukes som utgangspunkt for følsomhetsanalyser. Nettopp det at en kan gå inn kan se på hele tidsspennet og gå inn på det tidspunktet en ønsker, er en stor fordel med en slik langsiktig modell. På den annen side vil en kortsiktig modell gi større presisjon når det gjelder variansen. Varians og sesongsvingninger kan bli mindre synlige i en langsiktig modell fordi den har månedsoppløsning og dermed resultater som representerer månedsgjennomsnitt. Modellen er veldig god på det at den kjører 100 ulike tilsigsscenarioer og belyser usikkerheten rundt tilsig.

6.5 Videre studier

For det første vil det være interessant å gå videre med modellen som er brukt i oppgaven. Mine studier er bredt anlagte og gir et bilde av utviklingen i kraftprisen i Norden og et inntrykk av ulike elementer i prisdanningen. Med noen tilpasninger av modellen ville det være interessant å gå dypere inn på effektene av nye overføringskabler, gjøre bedre analyser av hva ny fornybar kraft eller kjernekraft vil ha å si for markedet, vurdere lønnsomheten i kabel-prosjekter, se hvordan en offensiv vindkraftsatsing påvirker markedet. Hva blir forskjellen dersom ny fornybar kommer som vind i forhold til ny vannkraft? Eventuelt i samspill med kortsiktig modell kan en gå detaljert til verks for å studere prisendringer og følsomhet for endringer i tilsig med mer.

Mine studier er ikke helt sammenfallende med andre når det gjelder effektene av overføringskapasitet. Årsakene til dette bør studeres videre. Når det gjelder avhengigheten mellom Norden-interne kabler og overføringskabler mot utlandet, hva er best mix?

Etterspørselen etter kraft virker som er svært interessant moment i markedet som det knyttes stor usikkerhet til. Denne oppgaven gir et utgangspunkt for å gå nærmere inn på trender og drivere i utviklingen.

Ellers kan en gå videre å se på miljøeffektene av økt utveksling og av lavere priser på kraft. Lavere priser gir i utgangspunktet dårligere vilkår for ny fornybar kraft, i alle fall blir produsentene avhengige av støtte. Hva skjer etter sertifikatordningen? Vil kraftprodusenter være avhengig av fortsatt støtte?

7 Konklusjon

Basisscenarioet viser en økning i prisene frem til 2014. Økningen skyldes trolig at man får lave priser i 2012 fordi magasinoppløsningen er svært høy våren dette året. Den årlige gjennomsnittsprisen kommer ut på sitt høyeste allerede i 2014 med 47€/MWh. Siden viser modellen en reduksjon i nordiske kraftpriser frem mot 2018, i takt med vekst i fornybar produksjon og på grunn av oppstart av Olkilouto 3 høsten 2016. Laveste pris får en i 2018 med 39,5€/MWh. I resten av modellperioden stiger prisene nokså jevnt opp mot over 46€/MWh i 2032. Stigningen skyldes at etterspørselen stiger jevnt i perioden og at det kommer nye overføringskabler mot utlandet.

I basisscenariet anslås el-sertifikatordningen å bli gjennomført etter planen, og scenarioet LOWREN viser at en økning i fornybar kraftproduksjon på om lag 18TWh gir en reduksjon i pris på litt over

4€/MWh. HIGH IC viser at en økning i utvekslingskapasiteten på 3600MW øker prisene med omkring 4,5€/MWh i løpet av modellperioden. Et annet scenario, LOWDEM, viser at med forholdsvis moderat reduksjon i etterspørselen kan en få priser som ligger langt under basisscenarioet. Til slutt i modellperioden helt ned mot 15€/MWh. Et siste scenario, ALLTO, viser at økt overføringskapasitet endrer dette bildet fullstendig og utlikner prisen av lav etterspørsel. Det samme scenarioet viser at i en situasjon med begrenset overføringskapasitet mot utlandet vil en reduksjon i etterspørselen på 0,4% (ca. 1,6TWh) årlig bidra mer til endring i prisen enn en reduksjon i kraftutbygging med 2,94TWh årlig. De mest stabile prisene med hensyn på eventuelle våtar og tørrår finner en i scenariene med høy overføringskapasitet.

Resultatene viser også kortsiktige prisen effekter av endringer. Særlig er dette tydelig ved oppstart av nye overføringskabler. Vann holdes igjen til kabelen kommer for å få bedre pris. Motsatt er det når en venter ny kraftproduksjon. Da produseres det mer vannkraft for å hente ut en bedre pris før ny produksjon introduseres i markedet.

Modellen gir resultater som virker rimelige og de er i tråd med forventningene. Resultatene sammenfaller langt på vei med andre studier, selv om mine studier viser større effekt av utvekslingskapasitet enn andre studier.

SDDP Nordic Long Term Model virker svært egnet til scenariostudier fordi modellen håndterer stort detaljmangfold og man kan følge utviklingsbanen for energisystemet over mange år. Noen justeringer bør gjøres modellteknisk og på inputdata for å gjøre resultatene mer robuste, det gjelder blant annet hvordan den skal håndtere klimaendringer og utviklingen i markedene i Øst-Europa.

Litteratur

- ABC Nyheter (2012) *Ola Borten Moe beroliger: - Det blir ikke høyere kraftpriser* (artikkel, online, datert 01.02.2012). <http://www.abcnyheter.no/nyheter/2012/02/01/ola-borten-moe-beroliger-det-blir-ikke-hoeyere-kraftpriser>
- Botnen, Olav (2012) *Prognoser for det nordiske kraftmarkedet på lang sikt. Prisutvikling i prisområdene*. Innlegg på Montel-konferansen «Nordiske prisdrivere» 25.april 2012.
- Dansk Energi (2012) *Elproduktion og forbrug* (online pr 10.05.2012) <http://www.danskenergi.dk/AndreSider/Energifakta.aspx>
- Dagens Næringsliv(2011) *Vil ha billigere strøm*. (artikkel, online, datert 31.03.2011) <http://www.dn.no/forsiden/politikkSamfunn/article2113669.ece>
- Dagens Næringsliv (2012) - *Nok strøm til alle* (artikkel, online, datert 10.02.2012) <http://www.dn.no/energi/article2328411.ece>
- ECON Poyry (2010) *Challenges for Nordic Power System. How to handle the renewable electricity surplus*. Econ report R-2010-083
- EEA (2012) *Share of electricity production by fuel type, 1990-2008 (%)*, EU-27 (artikkel, online pr 14.04.2012). <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/share-of-electricity-production-by-4>
- Energi Norge (2012) *Systemprisen* (online pr 20.04.2012). <http://www.energifakta.no/documents/Energi/Transport/Kraftnett/Systempris.htm>

- ENTSOE (2012) *Maximum Net Transfer Capacities* (online pr 09.05.2012). http://www.svk.se/PageFiles/42146/DRAD_3-10_BILAGA9_NTC.pdf
- ER (2010:28) *Gemensamt elcertifikatsystem med Norge. Delredovisning i Uppdraget att föreslå nya kvoter mm i Elcertifikatsystemet*. Energimyndigheten.
- Havskjold, Monica (2010) *Kraftmarked og utveksling*. Foredrag i kurset Energiteknologi- og systemer (FORN200) ved UMB høsten 2010.
- IEA (2012) *World Energy Outlook 2011*. International Energy Agency.
- Motiva (2012) *Hydropower* (online pr 22.02.2012). http://www.motiva.fi/en/areas_of_operation/renewable_energy/hydropower
- NENA (2012) *Nordic Power Market. Outlook 2012-2035* (online pr 02.05.2012). <http://www.nena.no/outlook-nordic/>
- Nordens nyheter (2011) *Riksdagen åpner for å oppgradere kjernekraftverk* (online, datert 16.06.2010). <http://nordensnyheter.no/default.aspx?Id=2864>
- NordREG (2011) *Nordic Market Report 2011*. Nordic Energy Regulators. Report 3/11.
- NOU (2004:2) *Effekter og effektivitet. Effekter av statlig innsats for regional utvikling og distriktpolitiske mål*. Kommunal- og regionaldepartementet.
- OED (2010) *Grunnlagsnotat – elsertifikatkvoter* (online pr. 01.12.11). http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/Grunnlagsnotat_om_de_norske_elsertifikatkvotene.pdf
- OED (2012)(1) *Kraftmarkedet* (online pr 01.05.2012). <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/fornybar-energi/kraftmarkedet.html?id=443423>
- OED (2012)(2) *Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet* (online pr. 11.05.2012). <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/stmeld/2011-2012/meld-st-14-20112012/6/5/4.html?id=673887>
- Pereira, M, N. Campodonico og R. Kelman (1999) *Application of Stochastic Dual DP and Extensions to Hydrothermal Scheduling*. PSRI Technical Report 012/99
- Renewable Energy World (2011) *Germany Continues Exporting Electricity: Renewables Driving Down Prices Despite Closing Reactors* (artikkel, online, datert 28.09.2011). <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2011/09/germany-continues-exporting-electricity-renewables-driving-down-prices-despite-closing-reactors>
- Seljom, Pernille, Eva Rosenberg, Audun Fidje, Jan Erik Haugen, Michaela Meir, John Rekstad, Thore Jarlset (2011) *Modelling the effects of climate change on the energy system- A case study of Norway*. Energy Policy 39 (2011) 7310-7321
- Statnett (2011)(1) *Nettutviklingsplan 2011*. Statnett
- Statnett (2011)(2) *Fremtidens nett for et fremtidsrettet samfunn* (online, datert 29.11.2011) <http://www.statnett.no/no/Nyheter-og-media/Nyhetsarkiv/Nyhetsarkiv-2011/Fremtidens-nett-for-et-fremtidsrettet-samfunn/>
- Svenska Kraftnät (2011) *Investerings- og finansieringsplan för åren 2012-2014*. http://www.svk.se/Global/02_Press_Info/Pdf/110221_Investerings-och-finansieringsplan-2012-2014.pdf
- SSB (2009) *Gjennomsnittlig lufttemperatur og nedbør i ulike årstider* (tabell, online) <http://www.ssb.no/histstat/hs1994/tabeller/2-9.html>
- Teknisk Ukeblad (2011)(1) *Sveriges miljövernminister: – Ingen ny æra for kjernekraft i Sverige* (artikkel online, datert 17.03.2011). <http://www.tu.no/energi/2011/03/17/sveriges-miljovernminister--ingen-ny-ara-for-kjernekraft-i-sverige>
- Teknisk ukeblad (2011)(2) *Bør utfase kjernekraften* (artikkel, online, datert 11.05.2011). <http://www.tu.no/energi/2011/05/11/-bor-utfase-kjernekraften>
- Teknisk Ukeblad (2012) *Vil ha flere utenlandskabler og dyrere strøm* (artikkel, online, datert 16.01.01). <http://www.tu.no/energi/2012/01/16/vil-ha-flere-utenlandskabler-og-dyrere-strom>
- Thema CG (2011) *Keine Angst. Don't be afraid of German nuclear policy*. TCG Insight Nr 5-2011. http://www.t-cg.no/userfiles/file/Insight/Insight5_2011.pdf
- WEA (2012)

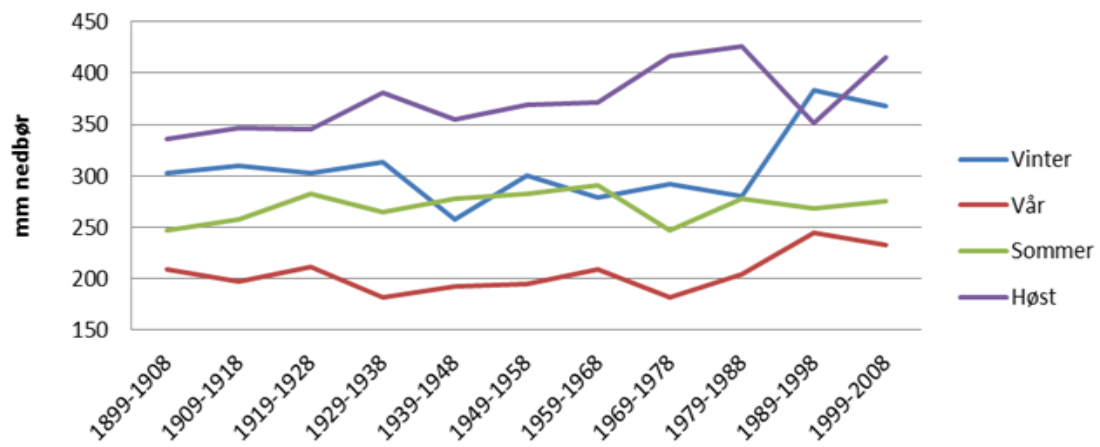
VEDLEGG 1 Sentrale input-data

Brenselpriser

Tabell V1.1: Verdier for 2012 og 2030 for noen eksogene variable i modellen

Input-variabel	Enhet	Pris 2012	Pris 2030
Biomasse	€/GJ	1.2500	1.2500
Kull	€/GJ	5.1857	6.2510
El Estland	€/MWh	0.0000	0.0000
El Tyskland Offpeak_1	€/MWh	40.4173	43.1687
El Tyskland Offpeak_2	€/MWh	51.7313	55.2530
El Tyskland Peak	€/MWh	64.6290	69.0287
El Tyskland Weekend	€/MWh	47.3221	50.5436
Gass NBP	€/GJ	8.2730	10.2544
Gass Troll	€/GJ	10.6934	13.2546
HFO	€/GJ	8.1600	11.6545
El Nederland Offpeak_1 [MWh]	€/MWh	40.6220	42.9577
El Nederland Offpeak_2 [N/A]	€/MWh	50.8915	53.8176
El Nederland Peak [MWh]	€/MWh	62.8914	66.5074
NE_Weekend [N/A]	€/MWh	47.4559	50.1844
Other [N/A]		0.0000	0.0000
PO [MWh]	€/MWh	35.0000	35.0000
RU [MWh]	€/MWh	20.0000	20.0000
Uranium [GJ]	€/GJ	0.0000	0.0000
Wind [N/A]	€/GJ	0.0000	0.0000

Nedbør

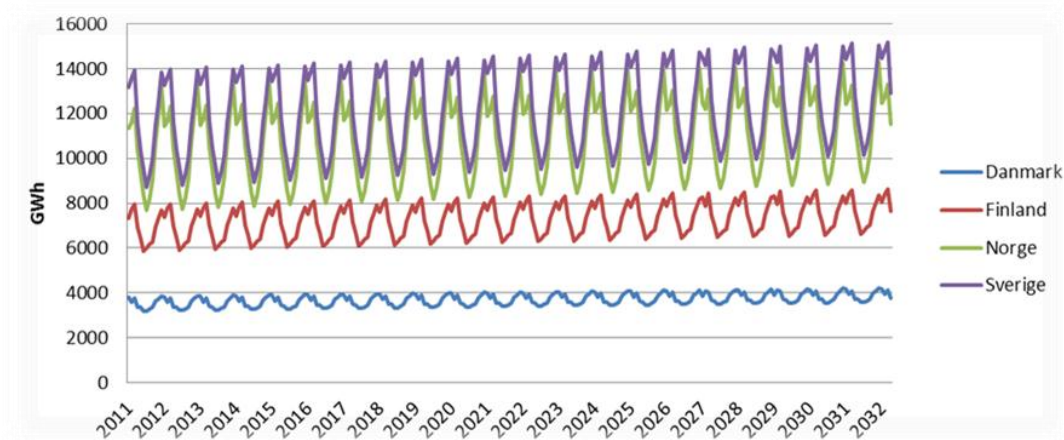


Figur V1.1 Utviklingen i nedbør i Norge siden 1899. Vist som gjennomsnittsverdier for hver tiårsperiode. Kilde: SSB

Årstid	Økning pr år(%)
Vinter	0,162
Vår	0,1147
Sommer	0,0459
Høst	0,1811

Tabell V1.2 Viser modellert årlig prosentvis økning i nedbør i modellperioden

Etterspørsel



Figur V1.2 El-forbruk i Norden slik det er modellert i perioden.
Oppgitt i GWh/mnd.

Tabell V1.3: Forbruket av strøm i Norden i perioden 2000-2010. Kilder: SSB, Statistics Finland, Index Mundi

År	Finland	Sverige	Norge	Danmark	Total	Endring (%)
2000	79 158	135100	110 494	33040	357 792	
2001	81 188	128820	111 820	32920	354 748	-0.9
2002	83 542	139180	108 243	33930	364 895	2.9
2003	85 229	134900	103 608	32410	356 147	-2.4
2004	87 041	134900	108 708	32410	363 059	1.9
2005	84 672	138100	110 728	31630	365 130	0.6
2006	90 024	131800	107 417	31680	360 921	-1.2
2007	90 374	137800	110 651	36410	375 235	4.0
2008	87 247	133600	112 021	34680	367 548	-2.0
2009	81 292	133600	106 212	34680	355 784	-3.2
2010	87 703	134500	113 598	34300	370 101	4.0

Ny fornybar produksjon

Tabell V1.4 Installert effekt for vindkraft i Danmark (MW).

	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030	2032
DK1	2926	2966	3006	3046	3246	3346	3446	3486
DK2	1001	1021	1041	1061	1161	1211	1261	1281
Totalt	3927	3987	4047	4107	4407	4557	4707	4767

Tabell V1.5 Netto økning i dansk vindkraft i perioden 2012-2032 slik det er lagt inn i modellen. Brukstid oppgitt i parentes.

Område:	Økning (MW)	Økning (TWh)	Økning (%)
DK1(2070t)	560	1.2	19.1
DK2(2440t)	280	0.7	28.0
Totalt for Danmark	840	1.8	21.4

Tabell V1.6: Korrelasjon i vindproduksjon mellom prisområdene i Norden.

	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	SE1	SE2	SE3	SE4	DK1	DK2
NO1	1	0.5606	0.5160	0.4039	0.4907	0.3595	0.5409	0.8505	0.6790	0.6271	0.5662
NO2	0.5606	1	0.8313	0.6526	0.9120	0.2941	0.3515	0.6634	0.7896	0.8975	0.8125
NO3	0.5160	0.8313	1	0.6533	0.9142	0.3110	0.3498	0.6112	0.6406	0.7472	0.6546
NO4	0.4039	0.6526	0.6533	1	0.7011	0.3366	0.2902	0.4808	0.5557	0.5892	0.5691
NO5	0.4907	0.9120	0.9142	0.7011	1	0.2628	0.3070	0.6023	0.6988	0.8068	0.7172
SE1	0.3595	0.2941	0.3110	0.3366	0.2628	1	0.7235	0.4416	0.3288	0.3051	0.2656
SE2	0.5409	0.3515	0.3498	0.2902	0.3070	0.7235	1	0.6339	0.4243	0.4270	0.3521
SE3	0.8505	0.6634	0.6112	0.4808	0.6023	0.4416	0.6339	1	0.8233	0.7689	0.6878
SE4	0.6790	0.7896	0.6406	0.5557	0.6988	0.3288	0.4243	0.8233	1	0.8822	0.9051
DK1	0.6271	0.8975	0.7472	0.5892	0.8068	0.3051	0.4270	0.7689	0.8822	1	0.9097
DK2	0.5662	0.8125	0.6546	0.5691	0.7172	0.2656	0.3521	0.6878	0.9051	0.9097	1

Tabell V1.7 Viser antatt utbygging av ny fornybar kraft i Norge i perioden 2012-2020. Totalt bygges det 14 TWh ny fornybar kraft gjennom elsertifikatsystemet i Norge.

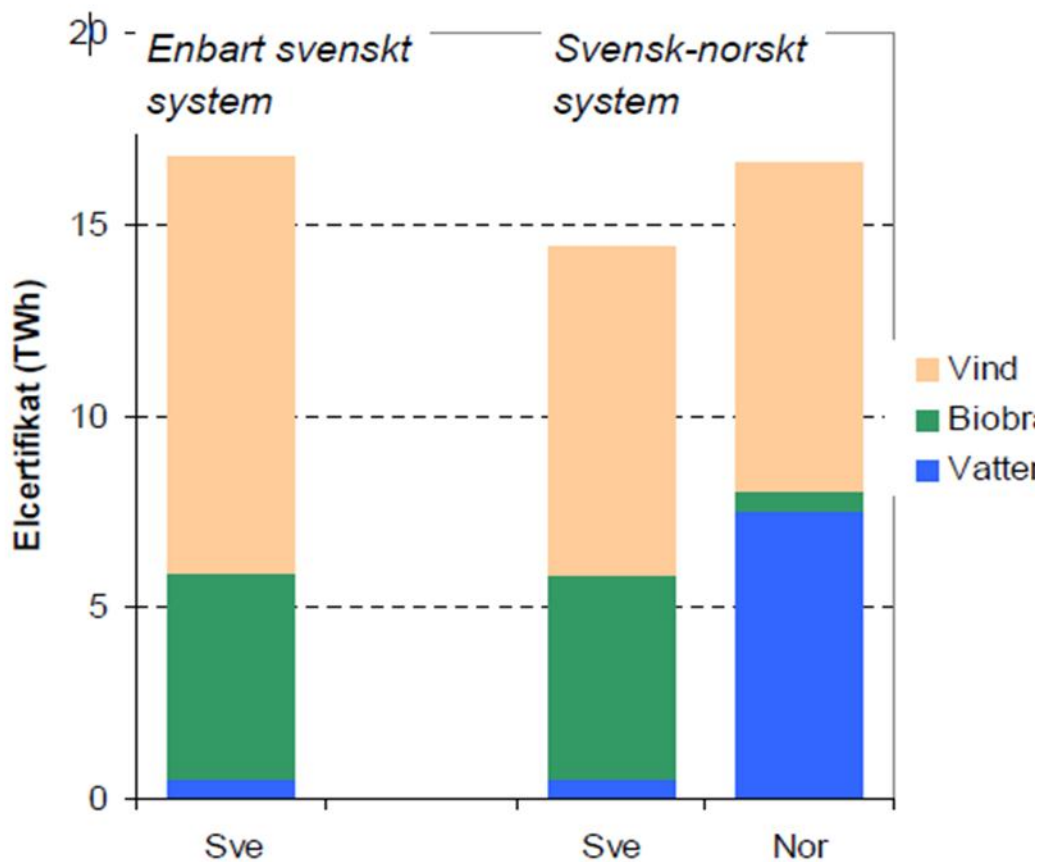
ÅR	NO1			NO2			NO3			NO4			NO5		
	Vann	Vind	Bio	Vann	Vind	Bio	Vann	Vind	Bio	Vann	Vind	Bio	Vann	Vind	Bio
2012	0.151	0.02	0.022	0.26	0.13	0.022	0.21	0.24	0.01	0.15	0.07		0.21	0.07	
2013	0.141	0.03	0.022	0.25	0.14	0.022	0.2	0.25	0.01	0.14	0.08		0.2	0.08	
2014	0.131	0.04	0.022	0.24	0.15	0.022	0.19	0.26	0.01	0.13	0.09		0.19	0.09	
2015	0.121	0.05	0.022	0.23	0.16	0.022	0.18	0.27	0.01	0.12	0.1		0.18	0.1	
2016	0.111	0.06	0.022	0.22	0.17	0.022	0.17	0.28	0.01	0.11	0.11		0.17	0.11	
2017	0.101	0.07	0.022	0.21	0.18	0.022	0.16	0.29	0.01	0.1	0.12		0.16	0.12	
2018	0.091	0.08	0.022	0.2	0.19	0.022	0.15	0.3	0.01	0.09	0.13		0.15	0.13	
2019	0.081	0.09	0.022	0.19	0.2	0.022	0.14	0.31	0.01	0.08	0.14		0.14	0.14	
2020	0.071	0.1	0.022	0.18	0.21	0.022	0.13	0.32	0.01	0.07	0.15		0.13	0.15	
Totalt	1	0.5	0.2	2	1.5	0.2	1.5	2.5	0.1	1	1	0	1.5	1	0

Tabell V1.8: Viser antatt utbygging av ny fornybar kraft i Sverige i perioden 2012-2020. Totalt bygges det 12,5 TWh ny fornybar kraft gjennom el-sertifikatsystemet i Sverige.

ÅR	SE1			SE2			SE3			SE4		
	Vann	Vind	Bio	Vann	Vind	Bio	Vann	Vind	Bio	Vann	Vind	Bio
2012		0.07	0.15	0.06	0.09	0.21		0.199	0.262		0.2	0.15
2013		0.08	0.14	0.06	0.1	0.2		0.209	0.252		0.21	0.14
2014		0.09	0.13	0.06	0.11	0.19		0.219	0.242		0.22	0.13
2015		0.1	0.12	0.06	0.12	0.18		0.229	0.232		0.23	0.12
2016		0.11	0.11	0.06	0.13	0.17		0.239	0.222		0.24	0.11
2017		0.12	0.1	0.06	0.14	0.16		0.249	0.212		0.25	0.1
2018		0.13	0.09	0.06	0.15	0.15		0.259	0.202		0.26	0.09
2019		0.14	0.08	0.06	0.16	0.14		0.269	0.192		0.27	0.08
2020		0.15	0.07	0.06	0.17	0.13		0.279	0.182		0.28	0.07
Totalt	0	1	1	0.5	1.2	1.5	0	2.15	2	0	2.15	1

VEDLEGG 2 Om ny overføringskapasitet og ny produksjonskapasitet i Norge og Sverige

Fordelingen av ny fornybar vil ha effekter på prisene i de forskjellige prisområdene. I denne oppgaven gjøres det en forholdsvis grov fordeling av hvor ny fornybar produksjon vil komme. Hvor ny fornybar kraft skal produseres er avhengig av blant annet tilgjengelige ressurser, nettkapasitet, elforbruk i området, kostnader og inntektsmuligheter. Når det gjelder de siste punktene er den viktigste antakelsen som gjøres at flere av de mest lønnsomme prosjektene i Sverige allerede er realisert, slik at det vil bli bygget ut noe mer i Norge under det felles el-sertifikatsystemet.



Figur V2.1 Utbyggingen av ny fornybar kraft i Sverige og Norge, i følge vurderinger Energimyndigheten. Denne fordelingen er brukt som utgangspunkt i modelleringen av ny fornybar kraft i dette studiet. Kilde: ER 2010:28

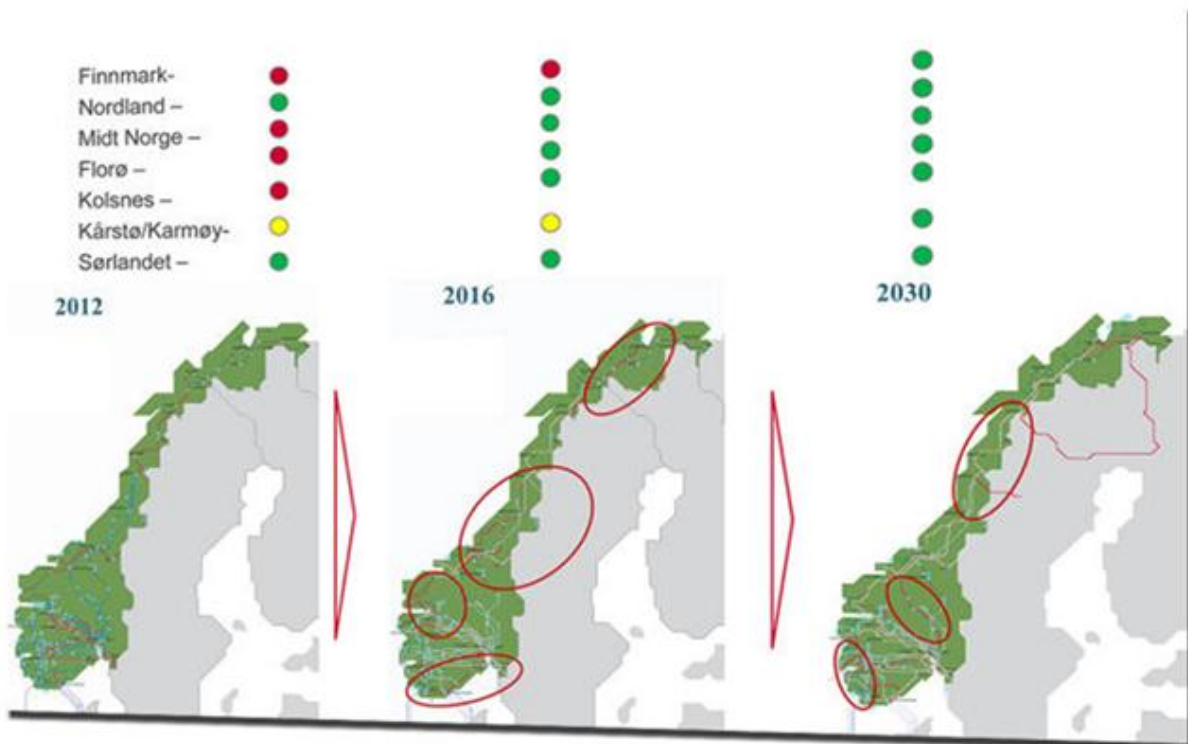
Når det gjelder de andre punktene, er det særlig vurderingene til Statnett og Svenska Kraftnät oppgaven bygger på.

For det første har Statnett planer om å investere mellom 40 og 50 milliarder i nye- og oppgraderte kraftlinjer de neste 10 årene(Statnett 2011)(1). De første storinvesteringene er de mye omdiskuterte monsternastene på Sørvestlandet, som nå er under bygging. Viktige drivere videre er å sikre god

forsyningssikkerhet i Bergensområdet og Nord-Norge, samt å bidra til likere pris mellom Midt-Norge og Sør-Norge gjennom å sikre god nettkapasitet, mener Statnett.

Betydning av å legge til rette for fornybarsatsing langs kysten fra Lindesnes til Nordkapp, både småkraft og vindkraft, samt elektrifisering av petroleumsvirksomhet og ny industriell virksomhet langs kysten, er to andre vesentlige faktorer når nettet skal utvikles og oppgraderes, sier konsernsjef i Statnett Auke Lont (Statnett 2011)(2)

De største potensialene for småkraft finnes på Vestlandet og i Nordland, hevder Statnett (2011)(1). De vil prioritere å legge til rette for satsing på slik kraftproduksjon i disse områdene. Når det gjelder vindkraft, vil Statnett prioritere å legge til rette for å etablere mye vindkraft i Midt-Norge, et underskuddsområde hvor ny kraftproduksjon er gunstig. På Sør-Vestlandet er det gode vindressurser og nettet har ledig kapasitet i dag. I Nord-Norge vil nettutviklingen primært drives av økt forbruk, men dette vil samtidig gi mulighet for vindkraftutbygging. Det er viktig at utviklingen er balansert slik at Ny kraftproduksjon i Midt-Norge vil være svært positivt for å bedre kraftbalansen i området. Statnett ønsker derfor å bidra til å legge til rette for ny produksjon gjennom å planlegge og å etablere nødvendig overføringskapasitet, hevdes det.



Figur V2.2 Status for kapasiteten til tilkobling til sentralnett i Norge ved tre ulike tidspunkt fremover.
Kilde: Statnett

Med økt fornybar kraftproduksjon blir forskjellen på tørre og våte år enda større for det norske kraftsystemet. Da er det nødvendig å øke utvekslingskapasiteten mot andre land, både for å sikre

energitilgang i tørre år og å sikre avsetning av overskuddskraft i våte år, argumenterer Statnett (2011)(1).

Bygging av nye utenlandskabler er utsatt i forhold til tidligere planer, delvis fordi en er avhengig av sterkere innenlands nett for å utnytte utenlandskablene, delvis tar konsesjonsbehandling av disse sakene lang tid.

På sikt forventes det at transportsektoren vil bli elektrifisert i stor grad, og sentralnettet vil utvikles for å muliggjøre dette. Selv om det elektriske energibehovet trolig blir moderat, kan effektbehovet bli høyt dersom hurtiglading blir utbredt.

Svenska Kraftnät gav i juni 2008 ut en rapport om storskala utbygging av vindkraft. Der er vurderingen at det behøves omfattende investeringer i stamnettet om vindkraftutbyggingen blir i størrelsesorden 10TWh. Det påpekes at treg konsesjonsprosess påvirker når ny fornybar produksjon kan realiseres og at hvor produksjonen kommer er avhengig av nettet. Om utbyggingen skal skje i nord krever det økt overføringskapasitet i nettet, om den skjer i sør settes det også krav til nettet siden vannkraft i Norrland trengs som regulerkraft.

Utformingen av nettførsterkningene avhenger også av hvor og når ny vindkraft bygges i Norge, hevdes det, og de peker på konsesjonsbehandlingene ofte tar svært lang tid på dette området (Svenska Kraftnät 2011)

Konsesjonsprosessen i Norge er mer samordnet, som kan være et fortrinn for Norge, hevder Energimyndigheten (ER 2010:28) Den norske energimyndigheten har et bedre oversyn, hevdes det, og i Norge håndteres nettoutbygging og ny kraftproduksjon i sammenheng. Dette kan være en fordel for vindkraftutbygging i Norge, hevder Energimyndigheten videre.

VEDLEGG 3 Resultater

Priser

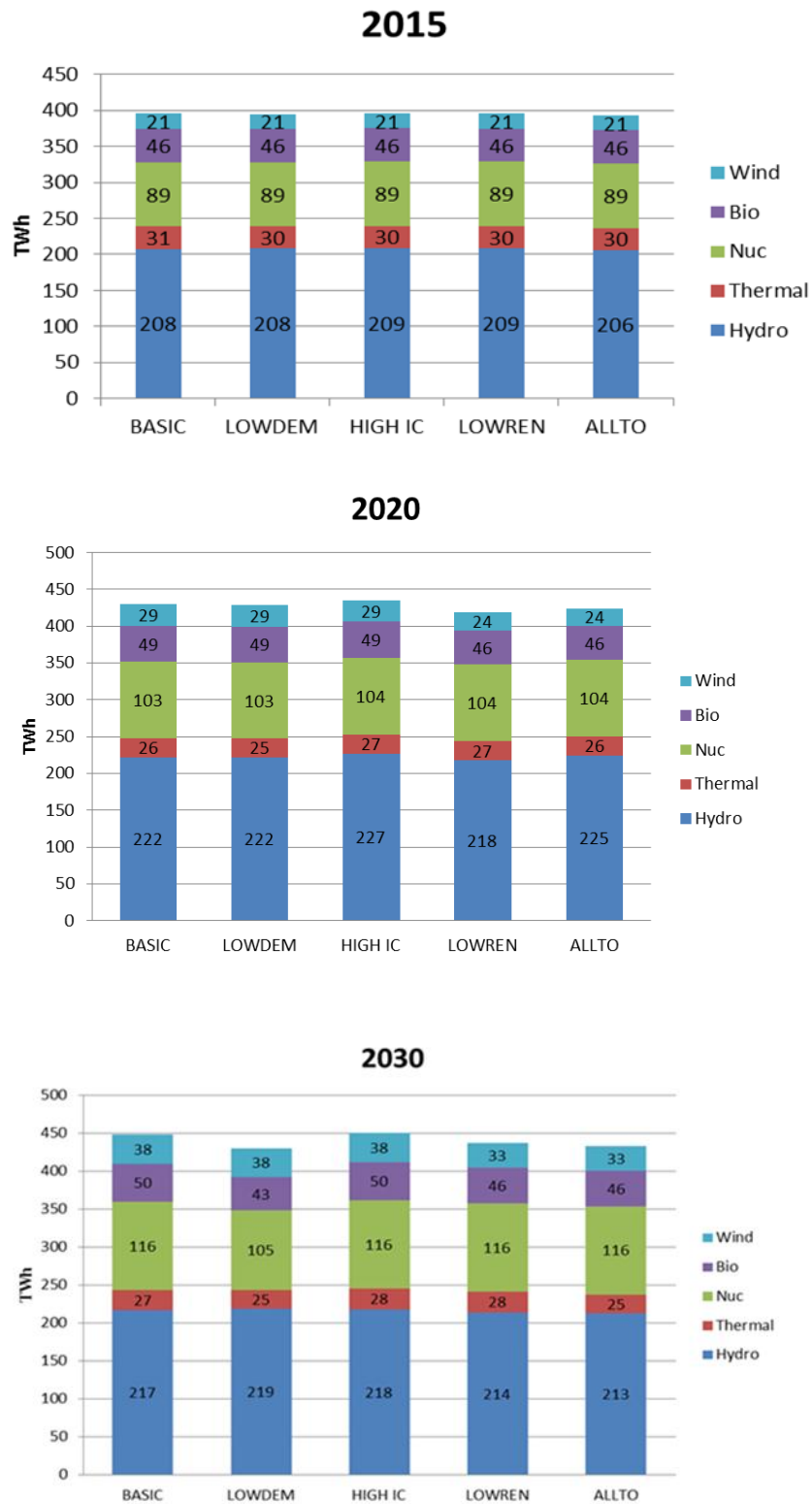
Tabell V3.1 Årlige gjennomsnittspriser i alle scenarier i perioden 2012-2032 (€/MWh)

	BASIC	LOWDEM	HIGH IC	LOWREN	ALLTO
2013	44.7661625	44.4532792	44.4395667	45.0333833	44.3480833
2014	46.8646625	45.7244417	46.5682625	46.4125208	46.1739042
2015	45.8205625	43.3949875	45.5464417	45.6048208	44.7508292
2016	42.6643167	37.6702125	43.2630625	45.1918	41.4070625
2017	40.5585625	32.0799542	41.0579917	43.9219125	37.5491
2018	39.493425	29.4897833	40.1386375	43.9978083	37.1472
2019	39.6546417	28.1611458	41.1029125	44.4333417	37.6456417
2020	40.7112333	27.495525	44.2524042	45.2917458	40.6232333
2021	40.9185583	26.2158542	45.34475	45.4780375	41.5969667
2022	40.8519583	24.2596208	45.4703	45.5802875	42.4948292
2023	40.8914917	23.0459208	46.2682	46.1685167	42.2209583
2024	41.0143042	21.6159792	46.0102708	46.1180167	40.6012125
2025	41.922875	20.6957458	47.1775333	46.1651458	40.4905083
2026	43.8821625	20.1502833	48.3575625	47.3364375	41.6498167
2027	43.843475	18.6270542	48.6371083	47.7552375	41.6171458
2028	43.7560833	17.5568833	48.6859	47.8182083	40.7905708
2029	44.6958917	17.1962958	49.12615	48.6376625	40.2715625
2030	44.5585708	16.5279	49.1923458	48.6307	39.1657083
2031	45.0992208	15.7225083	49.6745708	49.1725583	38.5965542
2032	45.9152708	15.4152958	50.3659167	49.6884042	38.6171375

Tabell V3.2 Årlige gjennomsnittspriser i BASIC (gjennomsnitt, 10-persentilen, 90-persentilen) i perioden 2013-2032 (€/MWh)

År	Gjennomsnittspris	Nedre 10-persentil	Øvre 10-persentil
2013	44.7661625	41.5646542	48.7826625
2014	46.8646625	41.8351625	52.8415833
2015	45.8205625	39.2003083	53.0760958
2016	42.6643167	35.8300125	50.9379458
2017	40.5585625	34.5057375	47.9987167
2018	39.493425	31.5191667	47.321425
2019	39.6546417	33.0300917	46.5880083
2020	40.7112333	35.691975	48.1075958
2021	40.9185583	36.4071125	47.089
2022	40.8519583	35.4495208	47.7949292
2023	40.8914917	36.6744875	47.7964375
2024	41.0143042	35.5069833	48.7469333
2025	41.922875	36.7786292	48.3973083
2026	43.8821625	39.9451833	49.5141417
2027	43.843475	39.5158208	48.9837958
2028	43.7560833	39.8505083	49.9562875
2029	44.6958917	39.6697042	51.2710833
2030	44.5585708	38.417425	51.1901792
2031	45.0992208	40.5731375	51.4019917
2032	45.9152708	41.4121583	52.070675

Produksjonsmix



Figur V3.1 Produksjonsmixen i de ulike scenariene ved tre tidspunkt i modellperioden (TWh)