



NORGES HANDELSHØYSKOLE

Bergen, høsten 2010

Utredning i fordypnings-/spesialfagområde: Energy, Natural Resources and the Environment (ENE)

Veileder: Lars Mathiesen

Hva er konsekvensene for kraftmarkedet i Norge ved innføring av et marked for grønne sertifikater?

Av:

Thomas Hansson og Einar Wisth Øydgard

Dette selvstendige arbeidet er gjennomført som ledd i masterstudiet i økonomi- og administrasjon ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at Høyskolen inntår for de metoder som er anvendt, de resultater som er fremkommet eller de konklusjoner som er trukket i arbeidet.

1 Executive summary

Norge og Sverige har nå undertegnet en endelig avtale om innføring av et felles norsk-svensk marked for grønne sertifikater. Denne utredningen tar for seg innføring av et slikt grønt sertifikatmarked i Norge, og hvilke konsekvenser dette vil ha for kraftmarkedet. Det redegjøres for konsekvensene på pris, handel av kraft, volatilitet, produksjon og samfunnsøkonomisk nytte.

Utredningen starter med å gi en beskrivelse av hvordan grønne sertifikater fungerer. Deretter presenteres fornybare energikilder og kraftmarkedet, før det gis en beskrivelse av modellverktøyet som benyttes i analysen. Gjennom å sammenligne ulike scenarioer, utføres det en konsekvensanalyse av sertifikatordningen. I analysen presenteres et basescenario for hvordan kraftmarkedet i 2025 vil se ut uten en sertifikatordning. Dette scenarioet sammenlignes med to andre scenarioer, ett med en realistisk økning i fornybar kraftproduksjon og ett med en stor økning i fornybar kraftproduksjon.

Resultatene viser at grønne sertifikater fører til en kapasitetsøkning i kraftproduksjonen, og at dette, selv med økt overføringskapasitet til utlandet, fører til lavere kraftpriser i Norge. Det blir en kraftig vridning i velferdsgevinsten fra kraftprodusenter til konsumenter. Den totale effekten av grønne sertifikater gir en samfunnsøkonomisk gevinst for Norge som helhet, men staten vil få reduserte inntekter gjennom sitt eierskap i kraftproduksjonen og gjennom tapte skatteinntekter fra produsentene. Grønne sertifikater ser ikke ut til å ha noen spesiell innvirking på produksjonsmønster eller prisvolatilitet i Norge, og vil heller ikke være en løsning for å unngå høye priser i år med lite nedbør. Norge vil, selv med en sertifikatordning, være svært påvirkelig for varierende nedbørsmengder.

Innholdsfortegnelse

1	Executive summary	2
---	-------------------------	---

Innledning

2	Forord	7
2.1	Problemstilling og struktur	7
3	Bakgrunn	8

Teoretisk presentasjon

4	Grønne sertifikater	10
4.1	Hva er grønne sertifikater?	10
4.2	Prisdannelse for sertifikater	11
4.2.1	Tilbud og etterspørsel	12
4.3	Grønne sertifikater og andre støtteordninger	12
4.3.1	Grønne sertifikater og CO ₂ -kvote systemet	13
4.4	Erfaringer fra sertifikatmarkedet i Sverige	13
5	Nye fornybare energikilder	18
5.1	Fornybar energi i Norge	18
5.2	Teoretisk og realistisk utbyggbart potensial	19
5.3	Vindkraft	20
5.4	Vannkraft/Småkraft	21
6	Kraftmarkedet	23
6.1	Produksjon	23
6.2	Forbruk	25
6.3	Transport	26
6.4	Prisdannelse	26
6.5	Faktorer som påvirker systemprisen	29

Modellpresentasjon

7	Likevekt i vannkraftdominerte markeder	31
7.1	Markedet <i>før</i> innføring av grønne sertifikater	31
7.2	Markedet <i>etter</i> innføring av grønne sertifikater	33
8	ECON BID – Prisstrukturmodell	37
8.1	Introduksjon.....	37
8.2	Oppbygging av modellen	38
8.2.1	Prisområder	38
8.2.2	Vannkraft.....	38
8.2.3	Termiske Kraftverk	39
8.2.4	Etterspørsel	39
8.2.5	Nettverk.....	39
8.3	Kjøring av modellen	40
8.4	Markedsklarering.....	41

Analyse - Scenarioer

9	Introduksjon til scenarioer	43
9.1	Basescenario: Uten grønne sertifikater.....	45
9.2	Scenario 1 – Realistisk vekst ved grønne sertifikater	49
9.3	Scenario 2 – Høy vekst ved grønne sertifikater	50
10	Resultater Scenario 1	51
10.1	Pris.....	51
10.2	Våte og tørre år	53
10.2.1	Vått år	53
10.2.2	Tørt år	55
10.3	Prisvolatilitet	57
10.4	Produksjon	58
10.5	Handel	59
10.6	Samfunnsøkonomisk nytte	60
11	Resultater Scenario 2	62
11.1	Pris.....	62
11.2	Våte og tørre år	64

11.2.1	Tørt år	64
11.2.2	Vått år	65
11.3	Prisvolatilitet	66
11.4	Produksjon	67
11.5	Handel	68
11.6	Samfunnsøkonomisk nytte	69
12	Incentiver til utbygging i virkeligheten	70

Oppsummering

13	Konklusjon	72
14	Kritikk av modellen	74
15	Appendiks	75
15.1	Del A – Figurer	75
15.1.1	Basescenario	75
15.1.2	Scenario 1	77
15.1.3	Scenario 2	79
15.2	Del B – Tabeller	82
15.2.1	Basescenario	82
15.2.2	Scenario 1	82
15.2.3	Scenario 2	83
16	Litteraturliste	84

Figur- og tabelloversikt

Figur 1:	Hvordan sertifikatordningen vil fungere	11
Figur 2:	Prisutviklingen for grønne sertifikater i Sverige (i SEK/MWh)	17
Figur 3:	Systempris – Nord Pool elspotmarked 1993-2007	24
Figur 4:	Systemprisutvikling dag for dag i år 2010	25
Figur 5:	Et bud foretatt av en kraftprodusent som både produserer og leverer strøm	27
Figur 6:	Hvordan systemprisen blir beregnet	28
Figur 7:	Illustrert oversikt over likevekten i kraftmarkedet i en to-periode modell	33
Figur 8:	Effektene på kraftmarkedet ved en innføring av grønne sertifikater	36
Figur 9:	En illustrasjon av BID-modellen	38

Figur 10: 52 ulike vannverdikurver over et år for et enkelt magasin.....	41
Figur 11: Hvordan BID simulerer tilbudet fra vannkraftprodusentene	42
Figur 12: Gjennomsnittlig pris pr uke uten grønne sertifikater, i øre/KWh.....	47
Figur 13: Gjennomsnittlig pris pr time for en uke, i øre/KWh	48
Figur 14: Systempris i et normalt år med og uten grønne sertifikater.	52
Figur 15: Systempris i Finnmark i et normalt år, i øre/KWh.	53
Figur 16: Prisoversikt i et vått år med og uten grønne sertifikater, i øre/KWh.	54
Figur 17: Prisoversikt i tørt år med og uten grønne sertifikater.	55
Figur 18: Gjennomsnittlig pris pr uke i et tørt år for Norge, Danmark og Nederland.	56
Figur 19: Timespris på elektrisk kraft med og uten innføring av en sertifikatordning.	57
Figur 20: Systemprisen i år 2025 med og uten grønne sertifikater.	62
Figur 21: Systempris i Finnmark med og uten grønne sertifikater	63
Figur 22: Systemprisen i et tørt år med og uten grønne sertifikater.	64
Figur 23: Prisoversikt i et vått år med og uten grønne sertifikater.....	65
Figur 24: Timespris på elektrisk kraft med og uten grønne sertifikater.	67

Tabell 1: Sveriges kvoter fra 2003 – 2035.	15
Tabell 2: Oversikt over vann- og vindkraft som kan komme i Norge, målt i effekt (MW).....	43
Tabell 3: Oversikt over kapasiteten i nettet i dag samt planlagt og vurdert utbygging.	44
Tabell 4: Oversikt over produksjon fra forskjellige kilder i et normalår, i TWh.....	48
Tabell 5: Totalt installert effekt med vindkraft i forskjellige regioner i Scenario 1, i MW.....	49
Tabell 6: Totalt installert effekt med vindkraft i forskjellige regioner i Scenario 2, i MW.....	50
Tabell 7: Gjennomsnittspris for alle prisområder i et normalt år, målt i øre/KWh.	53
Tabell 8: Produksjon i forskjellige år, målt i TWh.....	55
Tabell 9: Gjennomsnittspriser i et vått år.	56
Tabell 10: Gjennomsnittspriser i et tørt år.....	57
Tabell 11: Oversikt over elektrisitetsproduksjon i Norge i basescenario og Scenario 1.....	58
Tabell 12: Fordeling mellom magasinkraftverk og elvekraftverk	59
Tabell 13: Oversikt over handel med utlandet i et normalår, i TWh.	59
Tabell 14: Handel med utlandet i et tørt år, målt i TWh.....	60
Tabell 15: Endring i samfunnsøkonomisk nytte fra basescenario til Scenario 1.....	61
Tabell 16: Gjennomsnittspriser pr år for Scenario 2, i øre/KWh.	63
Tabell 17: Gjennomsnittspriser for hvert område i et tørt år.	65
Tabell 18: Produksjon i forskjellige typer år, målt i TWh.	66
Tabell 19: Gjennomsnittspris for hvert prisområde i et vått år i Scenario 2.	66
Tabell 20: Produksjon i et normalt år med og uten grønne sertifikater i TWh.....	67
Tabell 21: Inndeling mellom produksjon fra magasinkraftverk og elvekraftverk.....	68
Tabell 22: Oversikt over handel med utlandet i et normalår, i TWh.	68
Tabell 23: Oversikt over handel med utlandet i et tørt år, i TWh	69
Tabell 24: Endring i samfunnsøkonomisk nytte fra Base til Scenario 2	69

Innledning

2 Forord

I Stockholm 08.12.2010 ble det klart at Norge og Sverige er enige om et felles sertifikatmarked som skal settes i drift fra og med 1.1.2012. Et slikt marked er sett på som et virkemiddel for å fremme investering i fornybar energi, og som et tiltak mot klimaproblemene verden står ovenfor. Vi har med interesse fulgt diskusjonen rundt innføringen av en slik ordning, og har registrert at ordningen både hylles og kritiseres. Både politikere og miljøvernorganisasjoner er svært positive til innføring av sertifikatordningen, mens flere fagpersoner har uttalt seg negativt. Vi håper at denne utredningen vil være et konstruktivt bidrag til denne debatten.

Utredningen skal gi et realistisk bilde av kraftmarkedet. Kompleksiteten i kraftmarkedet gjør det likevel vanskelig å finne en modell som tar hensyn til alle faktorer, og som simulerer virkeligheten for aktørene i markedet på en god måte. Det har også vært utfordrende å anslå hvor stor kraftutbyggingen vil bli de kommende årene, siden informasjon om de ulike prosjektene ikke er offentlig.

Oppgaven er skrevet i samarbeid med Statnett. På veien har vi fått uvurderlig hjelp av Line Monsbakken og Trond A. Jensen hos Statnett, samt gode innspill fra vår veileder, Professor Lars Mathiesen. Vi retter en stor takk til alle som har bidratt til det endelige resultatet.

2.1 Problemstilling og struktur

Problemstilling i denne utredningen er: *Hva er konsekvensene for kraftmarkedet i Norge ved innføring av et marked for grønne sertifikater.*

Utredningen redegjør for hvordan kraftprisen, handel av kraft, prisvolatiliteten, produksjonen og den samfunnsøkonomiske nytten påvirkes av en slik ordning. I oppgaven presenteres først grønne sertifikater og hvordan en slik ordning fungerer. Deretter presenteres kilder til fornybar energi, med et fokus på de energikildene som, basert på tall fra NVE, vil bli satset på som følge av sertifikatordningen. Det gis så en grundig innføring i kraftmarkedet, før modellverktøyet som blir benyttet i analysen introduseres.

Konsekvensene av sertifikatordningen analyseres deretter gjennom å sammenligne ulike scenarioer, før utredningens resultater til slutt blir presentert i konklusjonen.

3 Bakgrunn

Verden står ovenfor store utfordringer, både med tanke på energibehov og klimatrusselen. De siste årene har fokuset rundt disse temaene vokst kraftig, og nå er energispørsmål, kraftpriser, smeltende isbreer og temperaturøkning på grunn av CO₂ utslipp daglig i nyhetsbildet. Både politikere, media og forskere forsøker å fokusere på løsninger, men en global avtale for å løse disse problemene synes å ligge langt inn i fremtiden, hvis det i det hele tatt er mulig å komme til en slik avtale.

Samtidig tas det mange små grep for å finne løsninger. Siden en global klimaavtale ser ut til å være vanskelig å bli enig om, tas det i større grad regionale/lokale initiativ for å møte klimaproblemene. De europeiske landene har de siste årene blitt foregangsfigurer i dette arbeidet, ved å sette seg ambisiøse mål for utslippsreduksjoner og utbygging av fornybar energiproduksjon. I april 2009 vedtok medlemslandene EUs Fornybardirektiv.¹ Her forpliktet medlemslandene seg til å øke andelen kraft fra fornybare energikilder, til 22,1 % av totalforbruket i 2010. I 2008 ble de såkalte 20-20-20-målene vedtatt i EU. Disse sier at 20 % av energiproduksjonen skal være fra fornybare kilder, at man skal oppnå 20 % økt energieffektivitet, og at klimagassutslipp skal reduseres med 20 % innen 2020.

Det forventes at Fornybardirektivet tas inn i EØS-avtalen, som Norge er en del av, i løpet av 2011/2012. Det forhandles nå med EU om hvilket mål Norge må sette seg for økning i fornybar andel i energiforbruket.² I tillegg har Norge satt egne ambisiøse mål om utslippsreduksjoner og økning i fornybar energiproduksjon. I januar 2008 ble de fleste partiene på Stortinget enig om Klimaforliket,³ en bred politisk avtale om hvordan Norge skal håndtere klimaproblematikken. Av Klimaforliket fremgår det at Norge innen 2012 skal kutte utslippene tilsvarende 30 % av Norges totale utslipp i 1990. Det fremgår også at det skal gjennomføres reduksjoner i de norske klimagassutslippene på 15-17 millioner tonn CO₂-ekvivalenter innen 2020, og at Norge skal bli karbonnøytralt innen 2030.

I forliket ble det også bestemt å gjenoppta forhandlinger med Sverige om et felles grønt sertifikatmarked. Formålet med et grønt sertifikatmarked er å fremme klima- og miljømål så vel som forsyningssikkerhet. Måten sertifikatordningen bidrar til å nå disse målene på, er at den fremmer investeringer i fornybar energi.

I tillegg til klimaproblemene står verden ovenfor en stor utfordring med tanke på energiforsyning. Det er antatt at verdens befolkning vil vokse fra dagens 6,9 milliarder til 9 milliarder mennesker innen 2050⁴. Det medfører et økende behov for energi, og

¹ <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:DA:PDF>

² <http://www.regjeringen.no/nb/sub/europaportalen/eos-notatbasen/notatene/2008/apr/fornybardirektiv-2.html?id=522812>

³ http://www.regjeringen.no/upload/MD/Vedlegg/Klima/avtale_klimameldingen.pdf

⁴ <http://www.un.org/News/Press/docs//2007/pop952.doc.htm>

International Energy Agency (IEA),⁵ anslår at energibehovet totalt vil dobles fra dagens nivå. I dag står fossile energikilder for 90 % av verdens energiproduksjon. Samtidig med at det er ønskelig å redusere bruken av fossile energikilder på grunn av klimaendringene, kommer altså energiforbruket til å øke voldsomt. Det medfører at det er nødvendig med en massiv produksjonsøkning fra andre energikilder som kjernekraft og fornybar energi. Problemet i dag er at flere av de fornybare teknologiene ikke er lønnsomme, og dermed avhengige av støtte. For å utvikle og forbedre fornybare teknologier, og komme i gang med en storstilt utbygging, må det brukes virkemidler som medfører at det blir investert i fornybar energi allerede nå. Grønne sertifikater er et slikt virkemiddel.

⁵ <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/07/2>

Teoretisk presentasjon

4 Grønne sertifikater

I denne delen presenteres det hva grønne sertifikater er, og hvordan en slik ordning fungerer. Det ses på prisdannelsen for sertifikatene, da denne er svært viktig for hvordan kraftprisen påvirkes ved innføring av en sertifikatordning. Det blir også gjort en sammenligning av grønne sertifikater og andre støtteordninger.

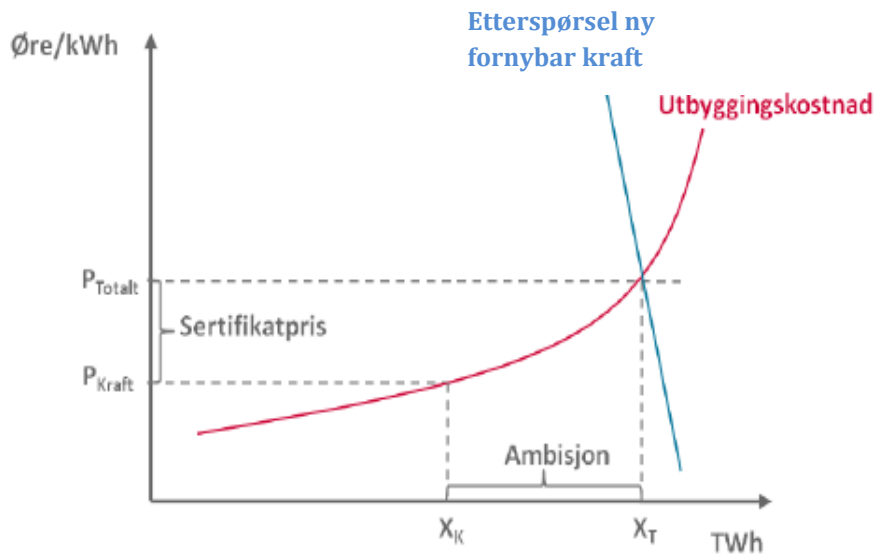
4.1 Hva er grønne sertifikater?

Grønne sertifikater er en markedsbasert støtteordning for fornybar energiproduksjon. De fornybare energikildene som inngår i en slik ordning er vindkraft, bølgekraft, solenergi, småskala vannkraft, bioenergi, geotermisk energi og tidevannskraft.

Sertifikatene er et bevis på at en viss mengde kraft fra fornybare energikilder er produsert, og kan sammenlignes med et omsettelig verdipapir. Sertifikatordningen fungerer slik at produsenter av ny fornybar energi som er omfattet av ordningen, vil få utstedt et sertifikat per megawattime (MWh) ny ren energi produsert. Myndighetene setter et ambisjonsnivå på den mengden strøm de ønsker skal komme fra nye fornybare energikilder, og vil ut fra dette sette en årlig sertifikatkvoteplikt. Denne kvoteplikten betyr at konsumenter må kjøpe grønne sertifikater tilsvarende en prosentandel av det totale strømforbruket. Siden ordningen vil være obligatorisk for forbrukerne, vil det skape en etterspørsel etter sertifikater. Salg av sertifikater gir de berettigede produsentene ekstra inntekter til å dekke kostnader som ellers ikke ville blitt dekket inn av systemprisen på kraft.

Ordningen skal være teknologinøytral, og alle typer fornybar energiproduksjon skal innlemmes i ordningen med unntak av eksisterende vannkraftproduksjon. Dette er fordi storskala vannkraft er en moden teknologi som allerede er lønnsom uten ekstra støtte. Med teknologinøytralitet vil de mest lønnsomme prosjektene bli valgt, uavhengig av energikilde. Det antas at det er ubetydelige variable kostnader for ny fornybar energi, men at det er stigende marginalkostnader på lang sikt fordi investeringskostnadene stiger etter hvert som de beste ressursene utnyttes og dyrere produksjonsteknologier må tas i bruk.

4.2 Prisdannelse for sertifikater



Figur 1: Sertifikatordningen vil fungere slik at de billigste alternativene blir bygget ut først. Ambisjonsnivået og kostnadene for å bygge ut nye fornybare kilder, vil avgjøre hvilket nivå sertifikatprisen legger seg på.

Sertifikatprisen blir bestemt ut fra tilbud og etterspørsel i markedet. Figur 1 viser hvordan prisdannelsen foregår. I utgangspunktet er det en pris på elektrisk kraft, P_{kraft} , og et tilbud av nye fornybare energikilder, sortert etter stigende utbyggings/investeringskostnader, gitt ved kurven "Utbyggingskostnad". Myndighetene setter et ambisjonsmål for antall TWh ny fornybar kraft som skal bygges ut i sertifikatperioden, og det introduseres en pliktig etterspørsel etter ny fornybar kraft, vist ved etterspørselskurven i figuren. Sertifikatprisen er gitt ved avstanden mellom P_{totalt} og P_{kraft} , og må stige til det nivået hvor tilbud møter etterspørsel og ambisjonsnivået er oppnådd.

Sertifikatberettigede produsenter får en ekstraintekt ved salg av sin produksjon, illustrert ved sertifikatprisen i figuren. De sertifikatberettigede produsentene mottar P_{Totalt} , som utgjør summen av kraftprisen (P_{kraft}) og sertifikatprisen, pr enhet solgt. Sertifikatene vil altså fungere som en form for subsidie for produsenter av ny fornybar kraft, mens for forbrukerne som er sertifikatpliktige vil ordningen bli synonymt med en avgift på bruk av strøm. Kraftproduksjonen i sertifikatperioden vil øke i henhold til ambisjonsnivået satt av myndighetene (i Figur 1 fra X_K til X_T). Ettersom ulike prosjekter står ovenfor ulike utbyggingskostnader, vil en slik markedsbasert ordning sørge for at de mest lønnsomme prosjektene blir bygget ut, og dermed maksimere den samfunnsøkonomiske nytten. I teorien vil man da følge en merit-order kurve hvor dyrere og dyrere prosjekter blir bygget ut etter hvert som kvoteplikten blir større. Sertifikatprisen vil representere marginalkostnaden til siste prosjekt.

Det vil allikevel være slik at noen sertifikatberettigede prosjekter kan være lønnsomme også uten denne støtteordningen. Når de allikevel mottar støtte, oppstår det et

samfunnsøkonomisk tap, og dette gratispassasjerproblemet er en av kritikkene mot grønne sertifikater.

4.2.1 Tilbud og etterspørsel

Det spesielle med sertifikatmarkedet er at etterspørselen bestemmes av myndighetene. Dermed blir etterspørselen etter sertifikater tilnærmet uelastisk. Avhengig av hvor stort ambisjonsnivået er vil man sette en årlig kvoteplikt, mest sannsynlig gjennom en prosentsats, som akkumulert vil gjøre at målet nås i sluttåret. Det vil si at man for eksempel kan starte med en kvoteplikt på 4-5 %, og øke denne gradvis slik at kapasiteten over tid kan bygges opp til å dekke ambisjonsnivået. Kvoteplikten vil baseres på en forventet kapasitets- og produksjonsutvidelse, men her ligger også et usikkerhetsmoment. I tillegg til økonomi vil vær-situasjonen ha svært mye å si for hvilke mengder kraft som årlig kan bli produsert fra disse nye kildene. Det antas i det følgende at ny produksjonskapasitet kommer fra vindkraft og små vannkraftverk. I et tørt år nedbørsmessig hvor det samtidig blåser lite, vil det kunne bli store svinginger i sertifikatprisen, da tilbudet av ny fornybar kraft kan vise seg å bli for lite i forhold til den pliktige etterspørselen. På samme måte kan et vått år slå ut i motsatt retning. Det er derfor viktig å nøye vurdere hvor stor kvoteplikten skal settes, fordi en altfor høy eller lav kvoteplikt vil få store konsekvenser i sertifikatmarkedet. Det er også mulig å sette en minimumspris på sertifikatene, noe som kan bidra til å øke sikkerheten for investorer, ved at de har en nedre grense å forholde seg til med tanke på inntekter.

Et tiltak som skal motvirke store svinginger i sertifikatprisen er at det er tillatt for produsentene å spare på sertifikater som er utstedt. Dette vil de kunne gjøre i påvente av høyere priser i sertifikatmarkedet. Hvis mange produsenter velger å holde tilbake sertifikater vil tilbudet bli mindre, og prisen vil stige.

For husholdninger og andre små konsumenter vil strømlleverandørene ta seg av kjøp av sertifikater, for så å legge et påslag på kraftprisen til sine kunder. For å sikre at kvoteplikten oppfylles, påløper det en avgift for de som ikke har oppfylt sin andel i slutten av året. Kvotepliktavgiften er i Sverige satt til 150 % av gjennomsnittsprisen på sertifikatene gjennom det foregående året, og det forventes at dette vil bli gjort på samme måte i et norsk-svensk marked.

4.3 Grønne sertifikater og andre støtteordninger

Sammenlignet med andre støtteordninger, som innmatingstariffer eller produksjonsstøtte, er fordelene med grønne sertifikater at de sikrer at det, i teorien, er de mest kostnadseffektive prosjektene som blir satt i drift. Samtidig vil en markedsbasert ordning innebære svinginger i sertifikatprisen. Dette kan være med på å skape usikkerhet blant de som vil investere i prosjektene. Det er mulig å innføre en minstepris på sertifikatene, som vil redusere denne usikkerheten noe. Et fast beløp pr KWh, eller en fast støtte per prosjekt vil være lettere å forholde seg til for investorer med tanke på forutsigbarhet, men slike faste

ordninger vil ikke alltid sørge for at det er de mest kostnadseffektive løsningene blir valgt. Den totale samfunnsøkonomiske gevinsten kan derfor bli lavere ved ordninger med fast støtte, enn gjennom en sertifikatordning.

Teknologiutvikling er også en effekt man håper å oppnå med en sertifikatordning, men basert på erfaringer fra Sverige ser det ut til at det er de kjente og godt utviklede teknologiene som først og fremst blir utnyttet i en slik ordning. Skulle man ønske å forbedre umodne teknologier, som for eksempel bølgekraft, bør det derfor vurderes egne støtteordninger for disse på siden av sertifikatsystemet.

4.3.1 Grønne sertifikater og CO₂-kvote systemet

Et av hovedmålene med innføringen av sertifikatordningen er å fremme klima- og miljømål.⁶ Dette er også målsettingen for det europeiske CO₂-kvotesystemet. I et CO₂-kvotemarked blir det fastsatt en øvre grense for totale CO₂-utslipp innenfor kvotehandelsområdet. Produsenter som er omfattet av ordningen blir tildelt en andel kvoter etter bestemte regler, og må kjøpe kvoter i markedet hvis de skulle ha utslipp som ikke dekkes av de tildelte kvotene. Det oppstår dermed et marked for utslippskvoter, og prisen på CO₂-kvotene vil reflektere tilbudet og etterspørselen i markedet. De aktørene som kan redusere sine utslipp til en lavere kostnad enn prisen på utslippskvoter vil selge CO₂-kvoter i markedet, mens aktørene som står ovenfor høyere kostnader enn prisen på CO₂-kvoter vil la være å redusere sine utslipp og heller kjøpe utslippskvoter. Et internasjonalt kvotemarked for klimagassutslipp vil dermed bidra til at reduksjonen i de totale klimagassutslippene gjøres der det er billigst. Dette vil være hos de aktørene som står overfor de laveste marginale reduksjonskostnadene for utslipp.

Det grønne sertifikatmarkedet vil bidra til økt produksjon fra fornybare energikilder. Hvis den økte fornybare produksjonen erstatter CO₂-avgiftspliktig kraftproduksjon, vil etterspørselen etter CO₂-kvoter reduseres. Siden den totale mengden tillatte klimagassutslipp er fastsatt av myndighetene, uavhengig av en eventuell økning i andelen fornybar produksjon, bidrar det grønne sertifikatmarkedet til å redusere prisen på CO₂-kvotene. Det vil si at kostnadene ved utslipp av klimagassutslipp blir mindre, og den intenderte effekten av CO₂-kvotesystemet reduseres som følge av det grønne sertifikatmarkedet.

4.4 Erfaringer fra sertifikatmarkedet i Sverige

I denne delen presenteres erfaringer fra sertifikatmarkedet i Sverige, som siden 2003 har operert med et nasjonalt grønt sertifikatmarked. Dette vil nå utvides til også å omfatte Norge fra 1.januar 2012, og det er derfor interessant å se hvordan markedet har fungert i Sverige, både gjennom prisutvikling og hvor mye fornybar energi som har blitt bygget ut. Det

⁶ <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/pressemeldinger/2009/enige-om-prinsippene-for-felles-elsertif.html?id=575821>

forventes at rammevilkårene i den felles ordningen vil bli videreført når Norge blir innlemmet i sertifikatordningen.

Det nasjonale sertifikatmarkedet er et sentralt virkemiddel i energi- og klimapolitikken i Sverige, og gir i dag stabile og gode rammevilkår for betydelige investeringer i fornybar energi. Målene for fornybar energi er på svensk side avklart gjennom EUs fornybardirektiv hvor Sverige har fått et fornybarmål på 49 prosent. I mars 2009 la Riksdagen frem to proposisjoner som til sammen utgjør *"En sammanhållen klima- och energipolitik"*,⁷ hvor regjeringen foreslo at andelen fra fornybar energi i det totale energiforbruket i år 2020 bør være på minst 50 prosent. Sertifikatmarkedet er et viktig virkemiddel for å oppfylle kravet fra fornybardirektivet. Ambisjonsnivået i den svenske sertifikatordningen er å øke ny fornybar energiproduksjon med 25 TWh fra 2002-nivå innen 2020.

I Sverige tildeles all godkjent fornybar elektrisitetsproduksjon et sertifikat for hver MWh produsert elektrisitet. Vindkraft, solenergi, bølgekraft, geotermisk energi, bioenergi, torv i varmekraft og vannkraft er energikildene som er berettiget til grønne sertifikater. Når det gjelder vannkraft, er utstedelsen av sertifikatene begrenset. Av gjeldende produsenter er det kun småskala vannkraft (småkraftverk) som ved utgangen av 2003 hadde en installert effekt på høyst 1500 KW som er inkludert. Annen vannkraft som er sertifikatberettiget, er nye vannkraftanlegg, gjenopprettet produksjon fra nedlagte anlegg og produksjon i anlegg som ikke kvalifiserer for langsiktig lønnsom produksjon. Produsentene tildeles sertifikater for 15 år.

Tabell 1 viser hva sertifikatkvoteplikten er år for år frem til år 2035, hvor målet om 25 TWh nås i år 2020. Sertifikatkvoteplikten er stigende frem til år 2020, hvor pliktig produksjon fra nye fornybare energikilder skal være på 19,5 prosent. Deretter reduseres kvoteplikten i takt med produsentene som ikke mottar sertifikater lengre enn til 2035, hvor sertifikatmarkedet opphører. Det er verdt å merke seg at store deler av kraftintensiv industri er unntatt sertifikatkvoteplikt, for å opprettholde konkurranseevnen i sine markeder. Det antas at dette også vil gjelde i Norge når det felles markedet starter opp.

Tabell 1 viser også at svensk sertifikatberettiget energiproduksjon skal nå 11,84 TWh i løpet av 2011. Det vil si at når det inngås et felles svensk/norsk sertifikatmarked vil det gjenstå 13,16 TWh i 2012 for at Sverige skal nå sitt mål om 25TWh innen 2020. Den felles avtalen innebærer at Norge skal ta på seg samme forpliktelse som Sverige fra 2012 når det gjelder utbygging. Totalt vil det da bygges ut minimum 26, 32 TWh som et resultat av det felles sertifikatmarkedet.

⁷ <http://www.sweden.gov.se/sb/d/11547/a/122778>

År	Kvot	Prognos av ny fornybar el (akkumulert) [TWh]	Verklige utfall (akkumulert økning) [TWh]
2003	0,074	–	1,96
2004	0,081	–	4,55
2005	0,104	–	4,80
2006	0,126	–	5,66
2007	0,151	–	6,76
2008	0,163	–	8,54
2009	0,170	9,31	9,06
2010	0,179	10,81	
2011	0,179	11,84	
2012	0,179	12,94	
2013	0,135	14,80	
2014	0,142	16,26	
2015	0,143	17,71	
2016	0,144	19,17	
2017	0,152	20,63	
2018	0,168	22,09	
2019	0,181	23,54	
2020	0,195	25,00	
2021	0,19	25,00	
2022	0,18	25,00	
2023	0,17	25,00	
2024	0,161	25,00	
2025	0,149	25,00	
2026	0,137	25,00	
2027	0,124	25,00	
2028	0,107	25,00	
2029	0,092	25,00	
2030	0,076	25,00	
2031	0,061	25,00	
2032	0,045	25,00	
2033	0,028	25,00	
2034	0,012	25,00	
2035	0,008	25,00	

Tabell 1: Sveriges kvoter fra 2003 – 2035.⁸

For at alle de ulike aktørene skal opprettholde sin sertifikatplikt, kontrollerer de svenske energimyndighetene hvert år at sertifikatkvoteplikten er oppfylt. Salg og forbruk som ligger til grunn for siste års forbruk må da senest deklarerer 1.mars, og siste frist for kjøp av sertifikater er 31.mars. Dersom en aktør ikke har kjøpt sertifikater tilsvarende andelskravet, vil de bli ilagt en kvotepliktsavgift. Denne kvotepliktsavgiften var først en fastsatt sum som ble satt for å hindre ekstreme priser i det umodne markedet. Dette ble i praksis et pristak

⁸ Svenske energimyndigheter, Elcertifikatsystemet 2010.

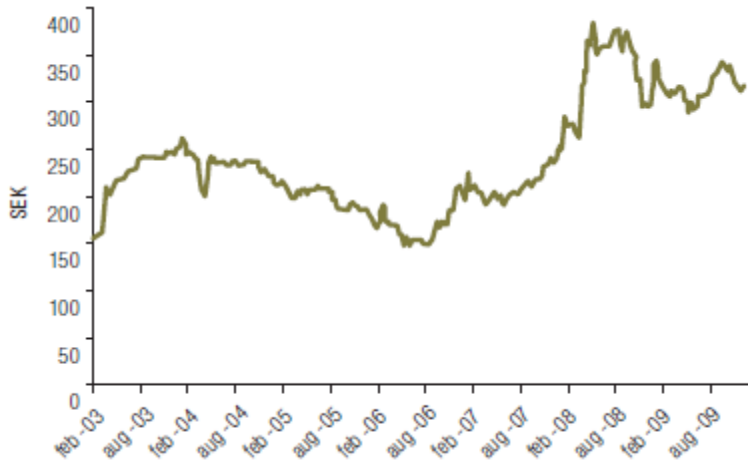
satt av myndighetene, og i 2005 ble avgiften i stedet satt til 150 prosent av volumvektet gjennomsnittspris fra 1.april i beregningsåret frem til 31.mars det påfølgende året.⁹

Sverige har altså lyktes med å innføre mer fornybar energi gjennom sertifikatmarkedet, men erfaringene har ikke bare vært positive. Da sertifikatordningen ble implementert, tok det en liten stund før markedet tilpasset seg. Det ble utstedt flere sertifikater enn forventet, og myndighetene så at kvoteplikten de hadde satt var for lav. Tilbudet var dermed for høyt sammenlignet med etterspørselen og prisene ble lavere enn forventet. En av grunnene til dette var at mange produsenter hadde unnlatt å investere i nye anlegg i påvente av de grønne sertifikatene. Dermed kom veldig mange på banen så fort sertifikatordningen var på plass. I tillegg gikk mange varmekraftanlegg over fra fossilt brensel til biobrensel. Siden disse produksjonsanleggene var på plass allerede, gikk denne overgangen veldig fort.

I rammevilkårene ble det lagt opp til at produsenter som ikke selger hele sin andel sertifikater, kunne spare resterende sertifikater til senere år, og det var nettopp dette som skjedde. Det akkumulerte antallet utstedte sertifikater holdt seg høyere enn etterspørselen, og det ble solgt færre sertifikater enn det som ble utstedt. Produsentene valgte å spare sertifikatene i påvente av høyere priser. Dette er et viktig element når sertifikatplikten i det felles markedet skal bestemmes, hvor det blant annet er gitt ut mange konsesjoner til vindkraftprosjekter som ikke er påbegynt enda. Antall konsesjoner som er gitt, må tas hensyn til når det årlige sertifikatkravet skal settes.

Prisutviklingen i Sverige fra oppstarten er vist i Figur 2. Prisene steg litt i starten, for så å falle kontinuerlig fra januar 2005 frem til 2006. De svenske myndighetene økte kvoteplikten for å begrense overskuddet av sertifikater i markedet, og 2006 ble det første året hvor antall solgte sertifikater oversteg antallet som ble utstedt det året. Prisene begynte deretter å stige igjen, noe som tydet på at de billigste prosjektene var bygget ut og at det måtte investeres i dyrere prosjekter. Siden det var veldig mange rimelige kraftvarmeverk tilgjengelige da sertifikatmarkedet startet, dekket disse det meste av etterspørselen etter den nye fornybare energien. Store vindkraftprosjekter har derfor foreløpig vært for dyrt sammenlignet med andre fornybare energikilder, og vindkraft står fortsatt bare for 1 % av den totale energiproduksjonen i Sverige, tilsvarende ca 2,5 TWh.

⁹ Svenske energimyndighetene, Elcertifikatsystemet 2010.



Figur 2: Prisutviklingen for grønne sertifikater i Sverige (i SEK/MWh)

Erfaringene fra Sverige blir svært viktige når det norsk-svenske sertifikatmarkedet skal implementeres. Markedet har vært operativt siden 2003, og de oppstartsproblemene Sverige opplevde blir forhåpentligvis tatt hensyn til når det felles markedet starter opp. Hvordan prisen på sertifikatene påvirkes av at Norge kommer med i markedet gjenstår å se. Mye tyder på at mange av de nye investeringene blir gjort i Norge på grunn av en del rimelig vannkraftpotensial. Det er også gunstigere vindforhold i Norge, noe som øker lønnsomheten av en vindmøllepark. Dette kan føre til at en større andel av vindkraftproduksjonen vil bli bygget ut i Norge.

5 Nye fornybare energikilder

Denne delen gir en presentasjon av hva som ligger i begrepet nye fornybare energikilder, og forklarer hvordan disse kan utnyttes for å møte energibehovet i fremtiden. For å se på et marked for grønne sertifikater er det viktig å vite hva som er dekket av ordningen, potensialet for disse kildene og effektene av å introdusere disse i produksjonsmiksen.

5.1 Fornybar energi i Norge

Fornybar energi kan beskrives som energi som utnyttes ved å benytte ressurser som ikke tømmes og som ikke gir skadelige miljøeffekter. Motsetningen er fossile energikilder som kull, olje og gass. Selv om det fortsatt finnes store reserver igjen i verden av de fossile ressursene, er det klart at dersom energiforbruket fortsetter å vokse, og det ikke skiftes over til mer fornybar produksjon, vil de fossile kildene brukes opp en gang i fremtiden.

Norge er i en unik situasjon hvor nesten all elektrisitet blir produsert fra fornybar vannkraft. 99 % av kraftproduksjonen kommer fra denne kilden. I tillegg brukes elektrisiteten til oppvarming av bygningsmassen, noe som gjør at Norge er lite avhengig av fossile energikilder. På grunn av verving av vassdrag og en storstilt utbygging gjennom hele 1900-tallet har Norge i stor grad utnyttet de beste ressursene for store produksjonsanlegg for vannkraft. Det er allikevel et mål fra politikernes side å utnytte mer av de fornybare ressursene i Norge. Selv om Norge dekker sitt kraftbehov med dagens forbruk, vil behovet i fremtiden være større. I tillegg fører klimautfordringene og en økende etterspørsel etter energi i verden til at man må satse på fornybare energikilder for å løse fremtidens utfordringer. Satsing på grønn teknologi kan være med på å skape nye arbeidsplasser og inntekter for Norge. Når det i denne oppgaven vises til nye fornybare energikilder, vil det begrepet dekke alle fornybare kilder utenom vannkraft fra magasin som allerede er bygget ut.

Av de fornybare energikildene er solenergi, bioenergi, vannkraft og vindkraft de best utviklede teknologisk sett, og de som er mest aktuelle for storskala produksjon. Bølgekraft, tidevannskraft og geotermisk energi er ennå på et så tidlig stadium at det ikke vil lønne seg å sette i gang store prosjekter. Norge har en lang kystlinje som gir gode muligheter for vindkraftproduksjon, i tillegg er Norges topografi preget av høye fjell, innsjøer og mange elver, noe som gir utmerkede forhold for utbygging av vannkraft.

På grunn av den nordlige beliggenheten er det lite potensial for å bruke solenergi i Norge, og på grunn av elektrisitetens dominans til oppvarming har heller ikke bioenergi og fjernvarme vært noe satsingsområde. Selv om Norge har bygget ut mye vannkraft og brukt opp de beste lokalitetene for store magasinanlegg, finnes det et stort antall mindre elver og bekker som kan brukes til uregulert vannkraftproduksjon. Denne typen produksjon går under

betegnelsen småkraftverk, og inkluderer vannkraftanlegg med en installert effekt på maksimalt 10 MW pr år.

I denne utredningen antas det at vannkraft, gjennom småkraftanlegg samt opprusting og utvidelse av eksisterende anlegg, og vindkraft vil være de teknologiene som blir utnyttet gjennom en sertifikatordning. Det fokuseres derfor på vannkraft og vindkraft, og det gis en nærmere beskrivelse av hvordan disse teknologiene fungerer. Som nevnt er det stort potensial for vannkraft og vindkraft, men samtidig er det mange begrensinger på hvor mye av dette potensialet som kan utnyttes. Videre utdypes forskjellene mellom teoretisk potensial og realistisk utbyggbart potensial.

5.2 Teoretisk og realistisk utbyggbart potensial

Teoretisk potensial beregnes ut ifra hvor mye som finnes av hver ressurs. Norge har for eksempel en kyststripe som er over 200 mil lang, og en gjennomsnittlig vindhastighet på 6 m/s. Dermed blir det et enormt teoretisk potensial for vindkraft i Norge på flere tusen TWh i året. På grunn av de mange innsjøene og elvene i Norge er det teoretiske potensialet 600 TWh for vannkraft. Solen er et annet eksempel på teoretisk potensial, hvor energien fra denne, hvis den ble fullt utnyttet, kunne dekket verdens energibehov 15000 ganger. Som man skjønner fins det teoretisk mer enn nok energi både i Norge og verden til å dekke energibehovet. Dessverre er det mange hindringer i veien for å utnytte mesteparten av dette potensialet.

Tekniske begrensinger er en av årsakene til at det teoretiske potensialet ikke nås. Dette kan for eksempel være at vindmøller ikke klarer å produsere elektrisitet når vinden blir for kraftig. Det er også slik at teknologien ikke klarer å fange opp hele energipotensialet i verken vannkraft- eller vindkraftproduksjon. For vannkraft er det slik at deler av vannet renner igjennom anlegget uten å bidra til å drive turbinen, mens for vindkraft vil noe av vinden blåse forbi rotorbladene til vindmøllene, og ikke bidra til produksjon. Allerede her reduseres muligheten til å utnytte det teoretiske potensialet kraftig. For vindkraft er det også slik at de ikke kan plasseres for tett, eksperter mener at avstanden mellom hver vindmølle må være på omtrent fem ganger diameteren av rotorbladene for å kunne utnyttes optimalt.

Det er også miljømessige og sosiale barrierer. Norge har allerede vernet områder hvor det er et utbyggbart vannkraftpotensial på ca 44 TWh på grunn av hensynet til naturen.

Naturreseverter og andre verdifulle område blir skånet mot kraftproduksjon, og dette er enda en hindring for å utnytte det teoretiske potensialet. I tillegg er det ofte lokal motstand mot kraftutbygging i områder hvor det bor mennesker. Folk vil ikke ha vindmøller utenfor vinduet sitt eller la elvene forsvinne.

Til slutt vil økonomi og praktiske hensyn begrense utbygging. Det er ikke alle steder det er mulig å komme til med en vindmølle eller en vannturbin, og for at det skal bygges ut produksjonsanlegg må det være lønnsomt å drive det. Når det vurderes hva som kan komme

av ny kraftproduksjon, snakkes det derfor gjerne om teknisk/økonomisk realiserbart potensial.

5.3 Vindkraft

Det skilles ofte mellom to typer vindkraft, onshore og offshore. Onshore er en forholdsvis moden teknologi, mens offshore vindkraft fremdeles er i oppstartsfasen og er avhengig av store subsidier. I dag produseres det i underkant av 1 TWh elektrisitet fra onshore vindkraft i Norge, men det store potensialet gjør at det kan komme til å bli en betydelig utbygging av denne typen kraft i tiden som kommer. Dette er selvfølgelig avhengig av at det blir innført en gunstig støtteordning, som grønne sertifikater, som gjør vindkraft økonomisk lønnsomt også her i Norge. Som nevnt er det teoretiske potensialet for vindkraft i Norge veldig stort, men det er vanskelig å anslå hva som kan være et realistisk potensial for utbygging. Et anslag som har vært nevnt av Norges Vassdrags og Energidirektorat (NVE) er 20 TWh i løpet av de neste 10-20 årene.

Hva angår kostnadene relatert til vindkraft, er disse kjennetegnet ved høye investeringskostnader og lave driftskostnader. For onshore vindkraft er kostnaden for hver MW installert kapasitet beregnet til 12,6 MNOK, mens driftskostnadene vil ligge på rundt 10-12 øre per kWh.¹⁰ For offshore vindkraft er kostnadene beregnet til å være det dobbelte av onshore, men dette avhenger igjen av havdybde og avstand fra land.

For at onshore vindkraft skal være økonomisk lønnsomt i Norge må vindkraftprodusentene være sikret en pris på 60 øre/kWh eller mer.¹¹ Det gjenstår likevel å se i hvor stor grad det blir bygget ut storskala vindkraft i tiden som kommer, selv om kostnadene skulle bli dekket inn. Vindkraftanleggene må også vinne aksept blant befolkningen. "Ikke i min bakgård" er ett uttrykk som ofte brukes i relasjon til utbygging av større vindkraftprosjekter. Dette referer til at mange er positive til utbygging av vindkraft generelt, men ikke hvis det skjer i nærheten av dem. En undersøkelse foretatt av Enova¹² viser likevel at syv av ti som bor i nærheten av områder hvor det er blitt bygget ut vindkraft, er positive til vindkraftanlegget. Disse erfaringene samt en vindkraftvennlig politikk vil være svært viktig i årene fremover for at vindkraft skal kommersialiseres også i Norge

Statnett sine beregninger for gjennomsnittlig antall produksjonstimer i løpet et år for vindmøller¹³ er benyttet i utredningen. En gjennomsnittlig vindmølle vil dermed ha 2500 produksjonstimer i løpet av et år, slik at det trengs 400 MW for å produsere 1 TWh i Norge. Offshore vindkraft er fremdeles så tidlig i sin utviklingsfase og kostnadene er så høye, at en

¹⁰ www.vindkraft.no, 2009 (polytec)

¹¹ Polytec: Survey of industrial opportunities within the wind energy supply chain

¹² <http://www.tu.no/energi/article221793.ece>

¹³ Nettutviklingsplanen 2010, Statnett

utbygging i stor skala innen 2025 ses på som svært usannsynlig. Offshore vindkraft er derfor utelukket i scenarioene.

5.4 Vannkraft/Småkraft

Norge har allerede utnyttet mye av det teoretisk/økonomiske potensialet for storskala vannkraft. Det totale utbyggbare potensialet ble i 2008 beregnet til 205 TWh,¹⁴ mens utbygget produksjonskapasitet nå er ca 123 TWh. I tillegg er kapasitet tilsvarende 44,2 TWh i vernede områder, et tall som stadig øker. Gjenværende utbyggbart potensial er fordelt på 15,4 TWh opprusting/utvidelse (O&U) og 23,8 TWh ved små kraftverk.¹⁵ Av dette er det igjen mye som ikke kan bygges ut på grunn av lokale forhold, eierskap, politiske beslutninger og andre årsaker. Et mer realistisk anslag for små kraftverk er ca 10 TWh, og 2-8 TWh gjennom O&U. Her spriker anslagene mye, og dette skyldes hovedsakelig miljøhensyn. For å oppgradere eksisterende anlegg kreves det også at produksjonen stanses i lange perioder, og denne kostnaden må også tas med i beregningen når slike tiltak skal vurderes.

Små kraftverk deles gjerne inn i tre kategorier, sortert etter størrelse:

Mikrokraftverk: Under 100 kW

Minikraftverk: 100 kW - 1000 kW

Småkraftverk: 1000 kW - 10 000 kW

Anleggene bygges gjerne ut i samarbeid mellom grunneiere og selskaper som spesialiserer seg på denne typen produksjon. Her er også større kraftselskaper inne på eiersiden. Småkraft A/S er for eksempel eid av Agder Energi, BKK og Statkraft. Det antas at mye av det utbyggbare potensialet for småkraft ligger på privat grunn. Produksjonen foregår hovedsakelig i sommerhalvåret, fordi mange av elvene enten er frosset eller har svært lav vannføring på vinteren. De største av disse anleggene kan ha en viss kortsiktig lagringskapasitet, men hovedsakelig sorteres småkraft under uregulerbar produksjon. Det vil si at produksjonen styres av tilsiget og vannføringen i elven til en hver tid, både gjennom natt og dag. I perioder med mye vann vil produksjonen gå inn som basislast, det vil si kraftproduksjon som skal dekke et minimumsforbruk og som alltid må være der. Potensialet for vannkraft er beregnet med en øvre investeringsgrense på 3 kr/KWh.¹⁶ Det antas at en del av dette potensialet er lønnsomt uten noen form for støtteordning, men skal potensialet utnyttes i stor grad, er produsentene avhengig av støtte for å dekke investeringskostnader som gjør mange prosjekter ulønnsomme til dagens strømpriser.

¹⁴ <http://www.fornybar.no/sitepageview.aspx?sitePageID=1855>

¹⁵ <http://www.nve.no/no/Energi1/Fornybar-energi/Vannkraft/Ressurskartlegging/>

¹⁶ <http://kraftkartet.no/default.asp?gruppe=3101>

Når det gjelder driftstid for småkraftverk, er det også her benyttet Statnett sine beregninger, på 3000 timer pr år for småkraftverk.¹⁷

¹⁷ Nettutviklingsplanen 2010, Statnett

6 Kraftmarkedet

Et viktig element når det snakkes om innføring av et marked for grønne sertifikater, er forståelsen av hvordan kraftmarkedet fungerer. I denne delen av utredningen gis det derfor en grundig gjennomgang av de ulike segmentene som sammen utgjør det norske kraftmarkedet. Sentralt i denne sammenhengen er hvordan systemprisen blir dannet og hvilke drivere som ligger bak denne. Prisdannelsen blir forklart nærmere i denne delen.

Norge er et land rikt på naturressurser. Allerede sent 1800-tallet begynte man å utnytte kraften som lå i norske vannfall til å generere elektrisitet. Denne kraften forsynte videre industri og husholdninger med elektrisitet i mangfoldige år. Da det første vannkraftsbaserte elektrisitetsverket i Oslo, Hammeren i Maridalen, ble bygget og satt i drift i år 1900, ble det sagt at "nå er byen sikret strøm for alle tider". I løpet av 1900-tallet har imidlertid forbruket økt så mye at verkets årsproduksjon kun er tilstrekkelig til å dekke hovedstadens døgnforbruk en sommerdag i juli. Utbyggingen av vannkraft fortsatte hele 1900-tallet for å holde tritt med det økende forbruket, og den dag i dag består norsk kraftproduksjon nesten utelukkende av vannkraft.

Økt kraftproduksjon førte også til økt behov for bedre infrastruktur, og i løpet av det siste århundret er det blitt bygget ut et landsomfattende nettverk som distribuerer strøm fra de store kraftprodusentene ut til byer og små bygder rundt om i landet. Ansvarlig for at det norske nettverket skal fungere optimalt er det statlig eide selskapet Statnett som opererer som systemoperatør. Prisdannelsen og balansen mellom tilbud og etterspørsel ivaretas på den nordiske kraftbørsen Nord Pool som ble startet etter dereguleringen av det norske kraftmarkedet i 1991.

6.1 Produksjon

Produksjon av kraft skjer til alle døgnets tider og kommer fra ulike energikilder. I følge Olje og Energidepartementet(OED) er det nærmere 200 selskaper som produserer kraft i Norge, hvor de 10 største selskapene står for nesten 70 prosent av total produksjonskapasitet.¹⁸ Størsteparten av produsentene i Norge opererer både som kraftprodusent og leverandør til sluttbruker. Forskjellen mellom leverandører og produsenter er at som produsent må man ha et eget produksjonsanlegg og produsere fysisk kraft selv, mens man som leverandør kjøper kraften fra andre produsenter for så å videreformidle denne kraften til sluttbrukere. Som et eksempel er Agder Energi et typisk selskap som både produserer og leverer, mens NorgesEnergi er et selskap som kun opererer som leverandør.

I sammenheng med en grønn sertifikatordning er det interessant å se på hvem som vil være aktører i dette markedet. Det antas at tilbudet vil komme fra vannkraft og vindkraft, og at

¹⁸ <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/fornybar-energi/kraftmarkedet.html?id=443423>

spesielt vannkraften vil komme fra små kraftverk. Her er mye av ressursene lokalisert på privat grunn, med mange forskjellige eiere involvert. Per november 2010 er det over 300 forskjellige selskaper/eiere som har fått konsesjon for utbygging av vannkraft. For vindkraft har 32 selskaper fått tildelt konsesjon, mens ytterlige 15-20 selskaper har søknader under behandling. Det tyder på at det vil bli mange nye produsenter med små markedsandeler som kommer inn i markedet som følge av en sertifikatordning. Eksisterende produsenter av kraft vil ha incentiver til å posisjonere seg i dette markedet for å være med å styre utviklingen slik at de ikke kommer ufordelaktig ut. Produsenter vil ikke motta sertifikater for produksjon som allerede er bygget ut i dag, og et økt tilbud av kraft vil kunne føre til reduserte priser for eksisterende produsenter. Det betyr at det kan bli en utvikling hvor store eksisterende produsenter kjøper seg inn i flere mindre prosjekter for å få sin andel av inntektene fra en sertifikatordning. Her er det altså incentiver for strategisk oppførsel, og det diskuteres mer rundt denne problemstillingen i analysedelen.

Norge befinner seg i en unik situasjon hvor 99 prosent av kraftproduksjonen i et normalår kommer fra vannkraft.¹⁹ Det at så mye av produksjonen kommer fra nettopp vannkraft gjør Norge sårbare for store endringer i nedbørsmengder, og prisen blir betraktelig høyere i år med lite nedbør, sammenlignet med år med mye nedbør. Figur 3 viser variasjoner i systemprisen fra 1993-2007. Kraftprisen har vært temmelig stabil frem til 2002 hvor prisen stiger betraktelig. Kalde vintre i kombinasjon med lav fyllingsgrad i vannmagasinene er ofte grunnen til at systemprisen stiger så mye i enkelte år. Høsten 2002 var et av disse årene hvor det var en betydelig svikt i tilsiget til vannmagasinene og prisene ble svært høye i januar 2003.

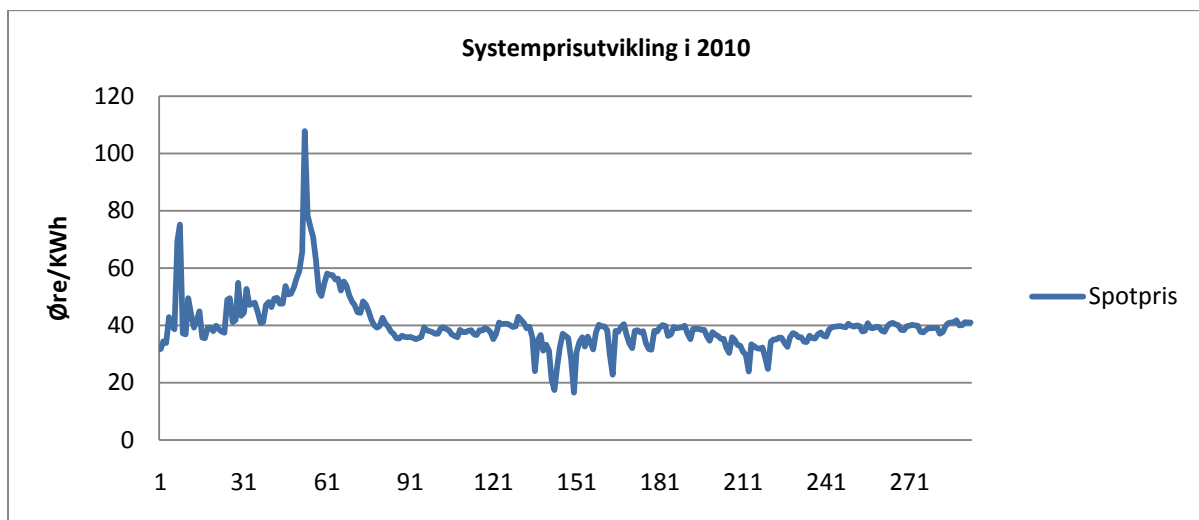


Figur 3: Systempris – Nord Pool elspotmarked 1993-2007

19

<http://www.regjeringen.no/en/dep/oed/Ryddemappe/oed/norsk/aktuelt/pressesenter/Vannkraftproduksjon-i-Norge.html?id=416424>

Prisene i Figur 3 skjuler imidlertid store variasjoner innad uken, samt innenfor ett døgn. Utviklingen innad i ett år vises på en oversikt fra 2010 i Figur 4. Denne figuren viser hvordan prisen varierer fra måned til måned og også fra dag til dag. Systemprisen stiger fra 40 øre/KWh til over 70 øre/KWh i løpet av noen få dager i januar. I månedsskiftet februar/mars er det også en ekstrem prisvekst hvor systemprisen ender over 100 øre/KWh. Dette er ekstremtilfeller hvor forbruket har vært svært høyt, kombinert med redusert produksjonskapasitet og begrenset overføringskapasitet til områder med kraftunderskudd. Norge består nå av fem ulike prisområder, hvor prisforskjellen mellom områdene i visse tilfeller har vært ekstremt stor.



Figur 4: Systemprisutvikling dag for dag i år 2010

Tendensene er stort sett like hvert år, hvor prisene stiger mye om vinteren for så å synke igjen om sommeren. Dette skyldes hovedsaklig vannkraftens produksjonsegenskaper og tilsigsmønsteret i Norge, hvor vannmagasinene fylles opp under snøsmeltingen om våren og sommeren, og tømmes igjen om vinteren når nedbøren kommer i form av snø. I tillegg er etterspørselen høyere om vinteren på grunn av behovet for oppvarming og lys. Det er verdt å merke seg i denne sammenhengen at vindkraft har et motsatt produksjonsmønster. Vindmøller produserer mest kraft når det er gode vindforhold, og de beste vindforholdene er om høsten og vinteren. Altså kan økt utbygging av vindkraft jevne ut noen av prissvingningene som er synlige i Figur 4. Et av momentene det skal fokuseres på i analysedelen er om en innføring av grønne sertifikater vil ha innvirkning på prisvolatiliteten, og bidra til mer stabile priser i Norge.

6.2 Forbruk

Selv om produksjonen i Norge består av 99 prosent vannkraft, betyr ikke dette at forbruket kun består av vannkraft. Norge veksler mellom å være netto kraftimportør og netto krafteksportør, sterkt avhengig av nedbørsmengdene i det aktuelle året.

Utenlandsforbindelsene mellom de nordiske landene, i tillegg til blant annet Tyskland og

Nederland, fører til at prisene på norsk strøm jevnes ut i takt med nabolandenes prisutvikling, og volatiliteten i kraftprisen reduseres. Dette fører igjen til at mye av vannkraftproduksjonen i Norge eksporteres når kraftprisen er lav og magasinene er fulle, mot at det importeres kraft fra utlandet når prisene er høyere. Kraften som importeres fra utlandet består da av vannkraft, vindkraft og annen fornybar energi – samt gasskraft, kullkraft og kjernekraft.

Det skilles ofte mellom to ulike typer sluttbrukere i kraftmarkedet. Store sluttbrukere er ofte store aktører innen industri som kjøper kraft direkte i engrosmarkedet. Disse sluttbrukerne inngår ofte egne kontrakter som går over mange år, og som sikrer dem en fast strømpris. Små sluttbrukere, som husholdninger, kjøper kraft gjennom leverandørselskaper. Små sluttbrukere har som regel avtaler som følger spotprisutviklingen på Nord Pool. Det finnes også muligheter for å inngå avtaler om fastpris for små sluttbrukere, men dette er i mindre grad vanlig i Norge.

6.3 Transport

Strømmen som mates inn i systemet må også brukes, og det er her begrepet om kraftbalanse er viktig. Hovedprinsippet bak kraftbalansen er at det må produseres like mye som det brukes til enhver tid. Dersom dette ikke er tilfellet må kraft enten importeres eller eksporteres. Dette legger igjen grunnlaget for om Norge er nettoimportør eller nettoeksportør i løpet av et år. Den langsiktige kraftbalansen er definert som forholdet mellom produksjon og samlet forbruk i løpet av et år, mens den kortsiktige kraftbalansen ofte omtales som effektbalansen. Denne gir forholdet mellom produksjon og bruk på et konkret tidspunkt. I Norge har maksimallasten i en vanlig driftstime, altså den samlede mengden strøm som blir brukt på en gang, økt år etter år. Rekordene ble satt i januar 2010, på 23 994 MW. Det har skjedd uten spesielt store oppgraderinger i verken produksjons- eller overføringskapasitet. Økende belastning på nettet kan føre til fremtidige driftsforstyrrelser eller i verste fall strømbrydd. Dette vil være aktuelt i forhold til grønne sertifikater, i og med at innføringen av et sertifikatmarked vil føre til ny produksjon av fornybar kraft som igjen kan plasseres der det er behov. En forutsetning for å oppnå kraftbalanse er et velfungerende marked for omsetning av kraft.

6.4 Prisdannelse

I Norden skjer omsetning av ulike kraftkontrakter på Nord Pool. Dette er en kraftbørs hvor kraftprodusenter, kraftleverandører og store industrikunder kjøper og selger kraftkontrakter. Det kan være fysiske kontrakter (Nord Pool Spot AS) eller rent finansielle kontrakter (Nord Pool ASA²⁰). Nord Pool driver i tillegg med clearing, det vil si at de trer inn i

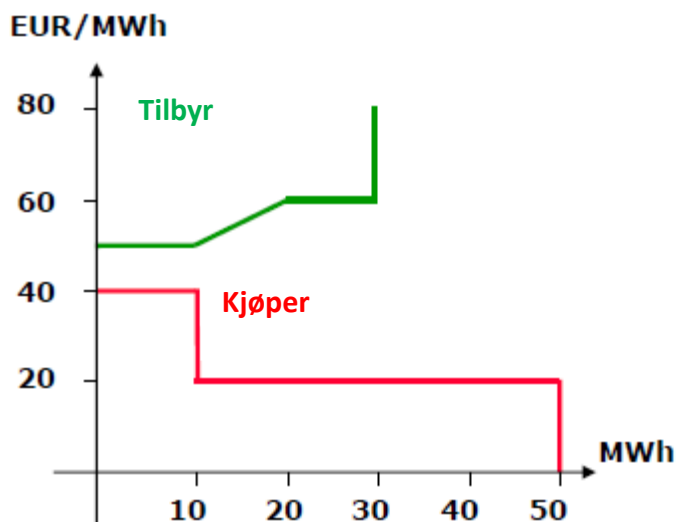
²⁰ Nord Pool ASA er nå kjøpt opp av Nasdaq OMX.

avtaler som kontraktsmotpart og garanterer oppgjør dersom det ikke er noen i markedet som gjør det.

Markedsprisen for kraft varierer og gjenspeiler forbruks-, produksjons- og overføringsforholdene i det nordiske kraftmarkedet. Store variasjoner i pris har ført til stor usikkerhet knyttet til lønnsomheten og utgiftene til de ulike aktørene. For å redusere denne risikoen er det mulig å inngå langsiktige finansielle kontrakter. For produsenter og store forbrukere kan det være aktuelt å inngå bilaterale avtaler.

På Nord Pool Spot fastsettes systemprisen for hver time i det fysiske markedet for Norge, Sverige, Danmark og Finland. Denne prisen fungerer videre som en prisreferanse for annen krafthandel på børsen. For at et bud skal gå igjennom og gjelde for neste dag må budet komme inn før klokka 12.00 dagen før, og dette gjelder både ved kjøp og salg. Aktørene legger inn spesifikke bud for hver time det neste døgnet.

I Figur 5 er det tatt utgangspunkt i et bud for en spesifikk time, for en kraftprodusent som i tillegg til å produsere kraft også leverer kraft til egne kunder. Samlet etterspør kundene til produsenten 50 MWh for denne timen, mens produsentens totale produksjonskapasitet er på 80 MWh.



Figur 5: Et bud foretatt av en kraftprodusent som både produserer og selger strøm. Budet gjelder for en spesifikk time neste døgnet.

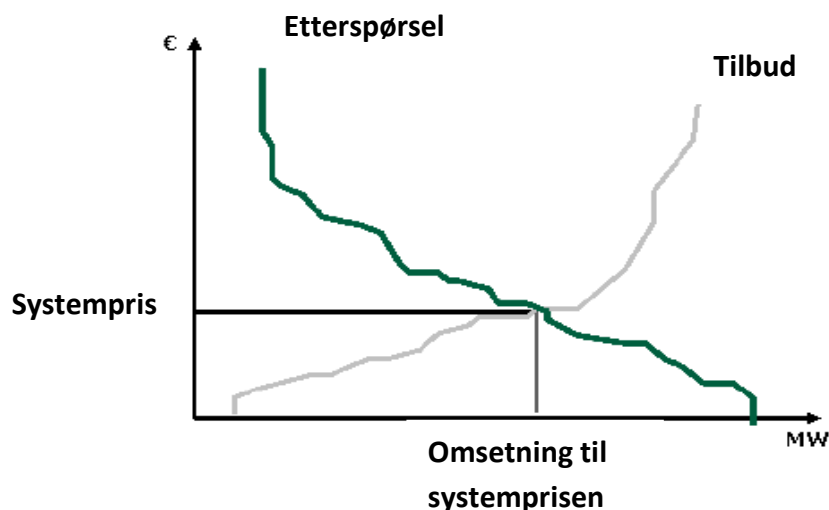
Kraftprodusenten bruker børsen for å bestemme hvor mye den skal tilby og hvor mye den skal kjøpe til de ulike systemprisene. 50 MWh som kraftprodusentens kunder etterspør må uansett leveres. Dersom prisen blir på:

- 20 EUR/MWh eller mindre, vil kraftleverandøren kjøpe 50 MWh på børsen og ikke produsere noe selv.
- Over 20 EUR/MWh til 40 EUR/MWh, vil kraftleverandøren kjøpe 10 MWh og produserer 40 MWh til egne kunder.
- 50 EUR/MWh, vil kraftleverandøren selge 10 MWh på børsen og produsere 50 MWh.

- 50 EUR/MWh til 60 EUR/MWh, vil kraftleverandøren selge kraft i markedet tilsvarende verdien av grafen og produsere 50 MWh.
- 60 EUR/MWh eller mer, så vil kraftleverandøren velge å produsere til full kapasitet og selge 30 MWh i markedet i tillegg til å levere 50 MWh til sine kunder.

Figur 5 viser prinsippene bak hvordan produsenter får budene sine akseptert på Nord pool, hvor den grønne kurven (Tilbyr) representerer mengden kraft en produsent tilbyr til en gitt pris, og den røde kurven (Kjøper) representerer hva produsenten etterspør.

Andre kraftprodusenter vil legge inn tilsvarende bud for hvor mye kraft de vil selge, og til hvilken pris de vil gjøre det. Kraftleverandører og andre interessenter som handler på børsen, vil legge inn hvor mye de vil kjøpe til en gitt pris. Det Nord Pool gjør videre er å aggregere alle budene som er kommet inn for hver time, og beregner systemprisen. Det produsentene tilbyr utgjør tilbudskurven, mens det kraftleverandørene vil kjøpe utgjør etterspørselskurven. Begge kurvene er illustrert under i Figur 6.



Figur 6: Hvordan systemprisen blir beregnet.

Figur 6 viser hvordan systemprisen blir beregnet for hele markedet. Dersom det var et perfekt marked hvor kraften fløt fritt i hele nettverket, ville strømprisen vært lik i alle områder og i de nordiske landene, men slik er det ikke. De nordiske landene er delt opp i ulike prisområder basert på hvor det finnes overføringsbegrensinger i nettet. I tillegg fungerer landegrensene som grense for prisområder. Overføringsbegrensingene, ofte kalt flaskehals, fører til at det blir høyere kraftpriser der det er mangel på kraft og lavere priser hvor det er et overskudd av kraft.

Et bedre utviklet nettverk med større kapasitet vil føre til mindre prisforskjeller mellom de ulike områdene. De ulike aktørene som gir bud til Nord Pool, må spesifisere hvilket område budet gjelder, slik at Nord Pool deretter kan beregne en pris for hvert område. Denne

formen for markedssplitting gjør at Nord Pool kan ta hensyn til flaskehalsene i nettverket og tilpasse de ulike områdene ved at prisen settes opp i områder hvor det er underskudd på kraft. Aktørene vil da produsere mer og kjøpe mindre i dette området og motsatt der det er overskudd av kraft. Ser man på kraftflyten vil det flyte mer kraft fra de områdene med mye produksjon til de med lite.

6.5 Faktorer som påvirker systemprisen

Temperaturforhold

I Norden, og spesielt i Norge, foregår oppvarming av boliger ved hjelp av elektrisitet. Temperaturforholdene vil ha en direkte innvirkning på hvor mye elektrisitet som brukes fordi etterspørselen etter elektrisitet øker når det blir kaldt. Prisene blir høyere om vinteren grunnet at dyrere produksjonskapasitet må tas i bruk for å dekke etterspørselen og at fyllingsgraden i magasinene er lav, mens prisene blir lavere som sommeren på grunn av høyere temperaturer, høy fyllingsgrad og lavere etterspørsel.

Økonomisk utvikling og handel

Generelle økonomiske svinginger som oppgangs- og nedgangstider, vil ha innvirkning på kraftbruken. Nedgangstider fører til redusert etterspørsel etter kraft og reduserte kraftpriser, og motsatt for oppgangstider. Et forbedret nettverk mellom de nordiske landene og Europa vil føre til reduserte flaskehals og mer stabile priser. Mer handel med for eksempel Tyskland, som får det meste av kraften sin fra termiske anlegg, kan bidra til lavere priser om natten hvor kraften er billig i Tyskland. Motsatt kan Tyskland dra nytte av lave priser på vannkraft om dagen i og med prisen er mye høyere i topplasttimene i Tyskland enn i Norden.

Pris på fossile energikilder

Prisen på innsatsfaktorene til olje- kull- og gasskraft, som brukes til å generere mye av elektrisiteten rundt om i Europa, er en viktig driver av den nordiske systemprisen. Prisen på brenselet bestemmer i stor grad hvor mye elektrisk kraft som produseres i Europa og indirekte hvor mye som eksporteres og importeres til Norden.

Nedbørsmengder

Nedbørsmengde er en avgjørende prisfaktor i et vannkraftbasert marked. Mye nedbør gir økt produksjon, lavere priser, og vil føre til mer krafteksport til utlandet. Lite tilsig i magasinene vil ha en motsatt effekt og resultere i høyere priser og mer import fra utlandet.

Produksjonskapasitet

Hvor mye kraft som kan produseres i Norden, vil selvfølgelig også være en avgjørende faktor for prisutviklingen. Dersom produksjonskapasiteten økes, vil tilbudet av kraft øke, noe som

igjen vil hjelpe til med å holde prisene nede. Produksjonskapasiteten må forbedres for at prisene skal holde seg på dagens nivå, så lenge det forventes at kraftforbruket vil øke over tid.

CO₂- kvotepriser

I januar 2005 ble det innført kvoter på CO₂-utslipp i EU. Hver bedrift som slipper ut en viss mengde CO₂, er avhengig av å kjøpe kvoter tilsvarende det utslippet som bedriften slipper ut. Antall kvoter i markedet bestemmes av EU, og prisen på kvotene blir da formet av tilbud og etterspørsel. Kraftverk som bruker innsatsfaktorer som for eksempel kull som har høy CO₂ forurensing, får en betydelig merkostnad i form av kvotekjøp, og dersom prisen på kvotene fører til at det ikke er lønnsomt å produsere lenger, kan dette føre til at kraftverket må legges ned. Effekten av nedleggelse vil være redusert tilbud, høyere kraftpriser i Europa og mer etterspørsel etter nordisk kraft.

Modellpresentasjon

7 Likevekt i vannkraftdominerte markeder

7.1 Markedet før innføring av grønne sertifikater

Modellen²¹ som brukes for å se på de teoretiske effektene av å benytte et sertifikatmarked er en to-periode modell. Året deles inn i en lavlastdel, $t=1$, som representerer sommerhalvåret, og en høylastdel, $t=2$, som representerer vinterhalvåret. Dette reflekterer situasjonen i Norge godt, hvor forbruket er høyt gjennom den kalde vinteren på grunn av oppvarming av boliger. Modellen representerer et normalår, og periode 1 begynner i mai og varer frem til november, mens høylastdelen går fra november til og med april. Fordelingen skjer kun mellom periode 1 og 2. Modellen viser et marked hvor det kun er vannkraft i elektrisitetsproduksjonen. I Norge vil dette være nesten likt virkeligheten, men det totale forbruket vil også bestå av en importandel. Dette trenger ikke nødvendigvis komme fra vannkraft, og vil i virkeligheten gjøre at elektrisitetsprisen også vil preges av prisen på fossile brennstoffer og CO₂-priser.

Først ses det på kraftmarkedet slik det fungerer i dag, før grønne sertifikater blir implementert. Produsenter av kraft selger denne på en kraftbørs, hvor leverandører kjøper kraft og selger videre til husholdninger og andre mindre konsumenter. Etterspørselen etter kraft er gitt ved $P_t(q_t)$, hvor $P' < 0$. Profittfunksjonen til rene leverandører er gitt ved ligning 7.1.

$$[7.1] \pi^l = \sum_{t=1,2} P_t * q_t - \sum_t p_t^{EL} * x_t$$

Hvor

π^l = profitt til leverandører

P_t = pris til konsumenter

q_t = mengde strøm solgt til konsumenter

p_t^{EL} = pris fra produsent

x_t = mengde strøm kjøpt fra produsent

Produksjon må tilsvare etterspørselen i begge perioder, siden strøm er en momentanvare som ikke kan lagres, så $q_t = x_t = 1, 2$. Leverandørene selger videre all kraft de kjøper.

Produsentene av kraft vil maksimere sin profitt basert på systemprisen. Begrensingen på produksjonen er gitt av tilsiget W , slik at produsentene ikke kan bruke mer vann til

²¹ Modellen er nøye beskrevet av Finn Førsvund i boken *Hydropower Economics*, og også brukt i flere andre papirer

produksjon enn årlig tilsig, dvs. $x_t \leq W$. Det antas at det ikke er variable kostnader i produksjonen.

Produsentene får da en profittfunksjon som vist i ligning 7.2;

$$[7.2] \pi^x = \sum_{t=1,2} p_t^{EL} * x_t$$

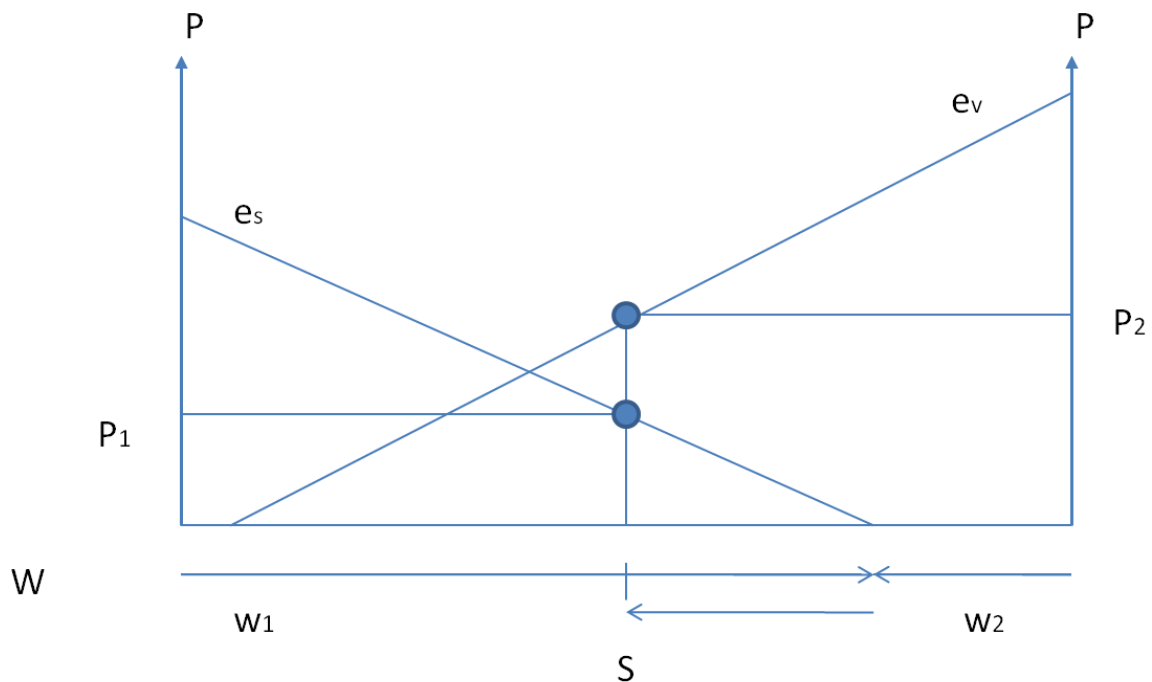
Hvor

$$p_t^{EL} = \text{pris fra produsent}$$

$$x_t = \text{mengde strøm produsert}$$

Likevekten i markedet illustreres grafisk i Figur 7, som viser etterspørselen i to perioder, $t= 1,2$. Periode 1 er representert på venstre side, og periode 2 på høyre side. Det er et usikkerhetsmoment i tilsiget og hvor stort dette er, men størstedelen av tilsiget kommer i periode 1, altså sommerhalvåret. I figuren er det valgt en tilfeldig tilsigsmengde, men tilsiget vil variere fra år til år avhengig av nedbørsmengden. Tilpasningen vil være begrenset av lagringsmuligheten mellom periodene. På x-aksen ses den totale mengden vann tilgjengelig for produksjon, og denne avhenger av tilsiget til magasinene. Pilen merket w_1 representerer tilsiget om sommeren, mens w_2 representerer tilsiget om vinteren. S angir mengden vann som kan lagres. Det totale tilsiget er gitt ved $w_1 + w_2 = W$. Forbruket om vinteren vil være $w_2 + S$, mens om sommeren vil det være $w_1 - S$. Det forutsettes altså ingen variable driftskostnader, og at det er vannverdien som bestemmer tilbudet.

Y-aksene viser prisen, og etterspørselskurvene er gitt ved de fallende kurvene fra hver av de to vertikale aksene, merket $e(s)$ og $e(v)$. Fordi det brukes mer enn tilsiget i periode 2, må det lagres noe vann fra periode 1. Dermed blir likevekten i det punktet hvor både tilsiget og lagret vann er benyttet i periode 2.



Figur 7: Illustrert oversikt over likevekten i kraftmarkedet i en to-periode modell. Fordi tilsiget om vinteren er for lavt til å dekke etterspørselen etter kraft, er produsentene avhengig av å lagre noe av vannet som siger inn i magasinene om sommeren. Lagringskapasiteten vil begrense tilpasningen, og det er ikke mulig å lagre nok vann til å nå den optimale likevekten som ville gitt like priser i begge perioder. Dermed får man høyere pris om vinteren, og tilhørende lavere pris om sommeren.

Vannverdien er alternativinntekten til vannet i magasinet. Ved å anslå hva de kan få for vannet i neste periode, kan produsentene finne en mengde strøm de ønsker å produsere i den første perioden. Produsentene vil produsere helt til prisen i dag er lik vannverdien i morgen. Er det lite vann i magasinet blir vannverdien høy, siden produsentene vet at det ikke blir høy fyllingsgrad i morgen. Hvis magasinet er fullt, vil verdien av å spare mer vann være lik 0. Det vil produseres også til svært lave priser siden det er bedre å selge med lav profitt, enn at vannet går til spille.

7.2 Markedet etter innføring av grønne sertifikater

Det ses nå på hva som skjer når man innfører et marked for grønne sertifikater. Det antas altså at ny produksjon av fornybar energi ikke er lønnsom ved dagens prisnivå, og at produsentene er avhengig av ekstra støtte for å sette i gang slik produksjon. De grønne sertifikatene vil gi produsenter av ny fornybar energi en ekstra inntekt i tillegg til systemprisen, og på lang sikt vil dette være nok til å dekke kostnadene. På kort sikt vil svinginger i prisen kunne føre til at produsentene i perioder opplever tap. Selv med fallende priser vil ikke eksisterende produsenter redusere sin produksjon nevneverdig, siden deres investeringskostnader er sunk cost, og man i tillegg har muligheter til å skaffe seg grønne sertifikater gjennom en eventuell opprusting og produksjonsøkning.

Det kommer nå inn en ny type produsent, nemlig dem som produserer ny fornybar energi. Disse står for en total produksjon y_t , som er sertifikatberettiget. Produksjonen kommer fra kilder som ikke har reguleringskapasitet, slik som vindkraft og småkraftverk. Årlig produksjon for disse produsentene blir dermed eksogent gitt. Konsumentene blir nå pålagt å kjøpe grønne sertifikater tilsvarende en andel α av sitt forbruk. Andelen settes av myndighetene for hvert år. Siden denne andelen av forbruket vil måtte komme fra sertifikatberettigede produsenter, vil $y_1 + y_2 = \alpha(q_1 + q_2)$.

Leverandørene vil være de som i praksis kjøper sertifikatene, og de vil legge dette beløpet på systemprisen. Selv om grønne sertifikater og strøm selges som to forskjellige enheter vil leverandørens kunder, for eksempel en husholdning, oppleve kun én pris P_t hvor $P_t = p^{EL} + \alpha p^{GS}$. Prisen på sertifikatene blir fastsatt i et eget marked, og avhenger som forklart tidligere i Figur 1, av sertifikatkravet fra myndighetene. Dette kravet vil indirekte styre etterspørselen. Leverandørene, som nå må kjøpe inn strøm fra to typer produsenter, har følgende profittfunksjon;

$$[7.3] \pi^l = \sum_t P_t * q_t - \sum_t p_t^{EL} * x_t - \sum_t (p_t^{EL} + p_t^{GS}) y_t$$

Hvor

$\pi^l =$ profitt til leverandører

$P_t =$ pris til konsumenter

$q_t =$ mengde strøm solgt til konsumenter

$p_t^{EL} =$ systempris på strøm

$x_t =$ mengde strøm produsert fra gamle produsenter

$p_t^{GS} =$ pris på grønne sertifikater

$y_t =$ mengde strøm fra sertifikatberettigede produsenter

For de nye produsentene vil det være betydelige investeringskostnader som må dekkes inn av sertifikatprisen og systemprisen. Det forutsettes at heller ikke disse produsentene har vesentlige variable driftskostnader, men at det er stigende langsiktige grensekostnader på grunn av økende investeringskostnader for nye fornybare energikilder.

Investeringskostnaden vil dermed være avgjørende for hvilke teknologier og ressurser som blir bygget ut. Det forutsettes at småkraft har den laveste investeringskostnaden, at vindkraft har de høyeste investeringskostnadene, og at prosjektene bygges ut i stigende rekkefølge basert på hvor de beste ressursene befinner seg.

De nye fornybare produsentene får da følgende profittfunksjon;

$$[7.4] \quad \pi^g = \sum_{t=1,2} (p_t^{EL} + p_t^{GS}) y_t - IK$$

Hvor

p_t^{EL} = systempris på strøm

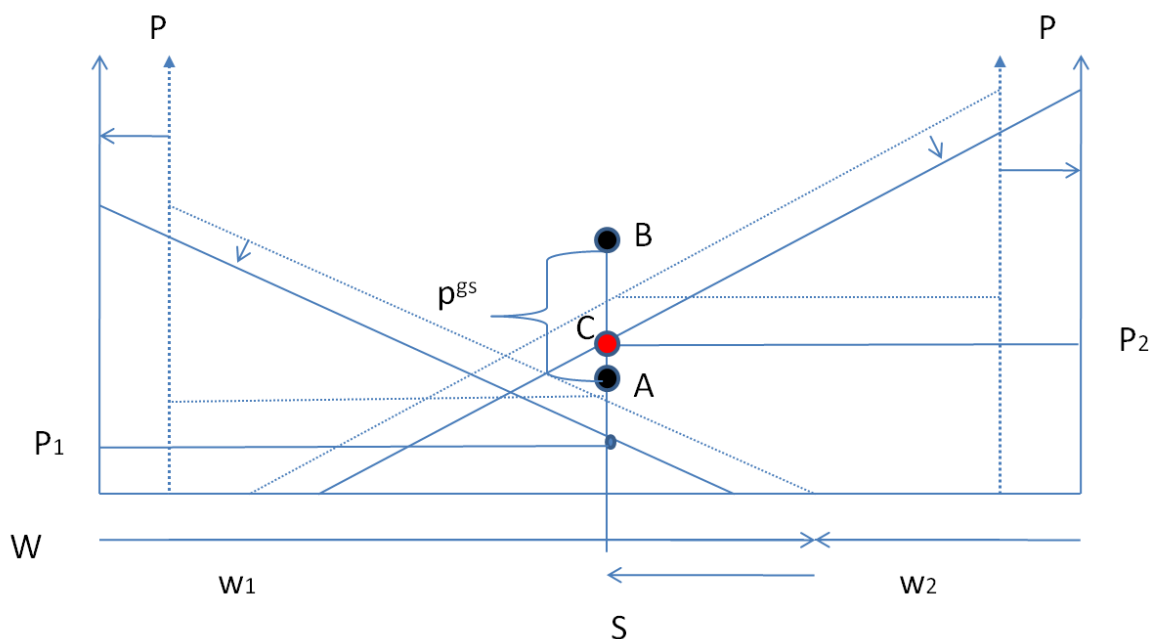
p_t^{GS} = pris på grønne sertifikater

y_t = mengde strøm fra sertifikatberettigede produsenter

IK = investeringskostnader

Begrensingen på produksjonen vil være gitt ved utbygget kapasitet Y , så $y_t \leq Y$, og det vil investeres i ny fornybar produksjonskapasitet inntil summen av sertifikatprisen og kraftprisen tilsvarer grensekostnaden for den gjeldende teknologien. I denne utredningen antas det at grensekostnaden for vindkraft på land vil være avgjørende for sertifikatprisen, siden det ikke er gitt konsesjoner til nok småkraftverk til å kunne nå ambisjonsnivået til myndighetene.

Figur 8 illustrerer hva som skjer når sertifikatmarkedet innføres. Det ses nå kun på endringer for vinterhalvåret, $t = 2$, men effektene vil være tilsvarende i periode 1 også. De stiplede linjene representerer likevekten før innføring av grønne sertifikater. Pilene viser hvordan kurvene forskyves som en følge av sertifikatordningen. Når grønne sertifikater innføres, øker mengden tilgjengelig kraft i markedet. Da vil de vertikale aksene skifte utover i hver sin retning, slik at etterspørselskurvene fra både høyre og venstre også vil skifte utover. Mer vannkraft vil føre til at den totale mengden tilgjengelig vann blir større. Vindkraften vil også gi et større volum med kraft i vinterhalvåret siden vinden blåser året rundt. Ny utbygget vannkraft, hovedsakelig i form av småkraftverk uten lagringskapasitet, vil i mindre grad bidra til en volumøkning i vinterhalvåret.



Figur 8: Figuren viser effektene på kraftmarkedet ved en innføring av grønne sertifikater. Når tilgjengelig mengde kraft øker, vil prisen synke. Dermed blir det en ny tilpasning hvor eksisterende produsenter får en lavere pris enn konsumentene betaler, mens nye produsenter mottar både systemprisen og sertifikatprisen, og får dermed dekket sine kostnader.

Siden etterspørselskurvene skifter nedover vil krysningpunktet ligge på et lavere nivå enn før, og det samme gjelder da for prisen. Det blir en ny tilpasning med lavere priser for forbrukerne, og hvor de eksisterende produsentene får mindre inntekter enn før en sertifikatordning. Eksisterende produsenter ender opp i A, siden de fortsatt bare får systemprisen (p^{EL}) for elektrisitet. Plasseringen i figuren, hvor A er lavere enn C, er ikke nøyaktig beregnet, men illustrerer at produsentene står ovenfor en lavere pris enn konsumentene. Konsumentene må betale en pris P_2 som altså består av systemprisen og et påslag for grønne sertifikater, αp^{GS} , og ender opp i punktet C. Nye produsenter mottar både sertifikatpris (p^{GS}) og systemprisen (p^{EL}) for hele sin produksjon, og ender dermed opp i B. Hvor høyt dette punktet ligger avhenger av sertifikatprisen, og er i denne figuren ikke illustrert som en nøyaktig beregnet pris. Hovedpoenget er at den blir liggende på et punkt som er høyere enn prisen konsumentene betaler.

Teorien sier altså at ordningen med sertifikater vil føre til at det blir lavere priser for forbrukerne, samtidig som mengden fornybar kraft i Norge øker. De eksisterende produsentene av kraft, som får reduserte inntekter, kommer dårligst ut etter en slik ordning. Det vil igjen slå ut på den samfunnsøkonomiske nytten, fordi det offentlige eier en stor del av norsk kraftproduksjon. Reduserte inntekter for produsentene vil derfor gjenspeile seg i tapte inntekter for kommuner og staten.

8 ECON BID – Prisstrukturmodell

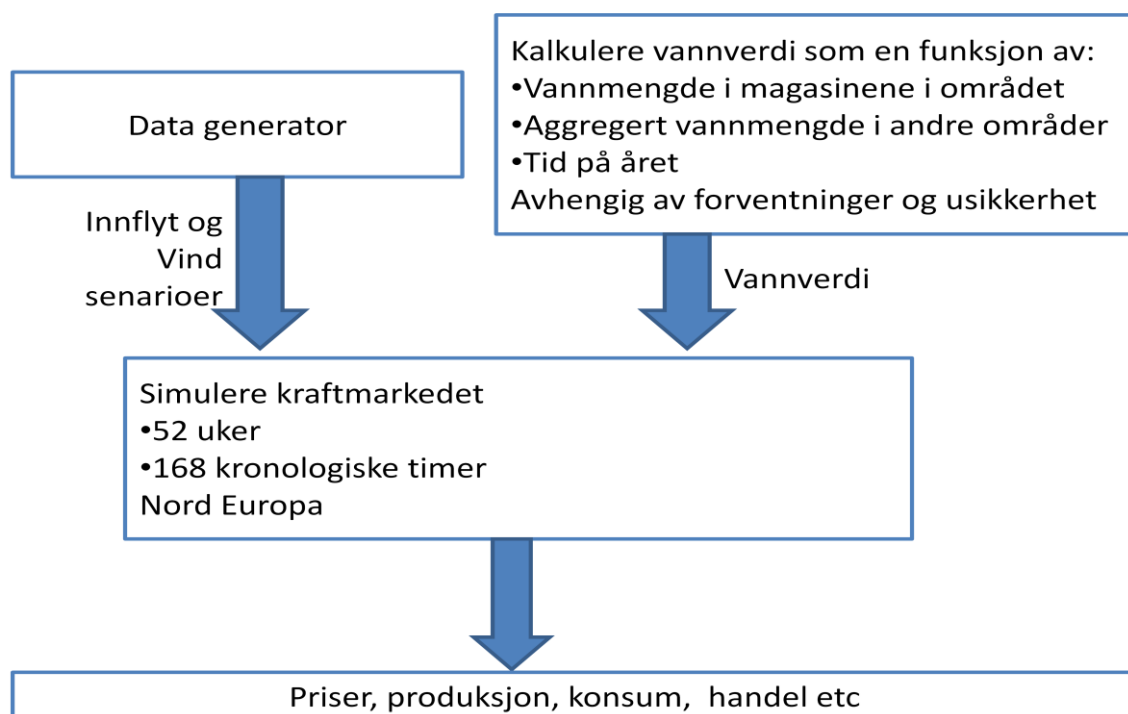
8.1 Introduksjon

BID-modellen²² er benyttet for å analysere mulige konsekvenser ved innføring av et marked for grønne sertifikater i Norge. Modellen er en kraftmarkedsmodell, og er designet av Statnett og Econ Pöyry, og gir mulighet for å analysere og forstå virkemåten til kraftsystemene i Nord- og Sentral-Europa i dag og i fremtiden. Modellen er svært detaljert og tar hensyn til faktorer som for eksempel overføringskapasitet, produksjonskapasitet i forskjellige prisområder og oljepris. Spesielt fokus i modellen er lagt på forståelsen av prisstrukturen i de ulike prisområdene i hvert land. Hvert område oppnår en pris på kraft avhengig av tilbud, etterspørsel og overføringskapasitet. Modellen fanger også opp samspillet mellom vannkraft, vindkraft og termisk kraft, og det faktum at alle har ulike produksjonsegenskaper.

BID-modellen kalkulerer skjæringspunktet mellom tilbud og etterspørsel i hvert regionale område, korrigert for handel mellom områdene, for så å beregne en pris. For hvert område er det spesifiserte etterspørselskurver for et antall konsumentgrupper. Tilbudskurven er konstruert som en merit-order kurve hvor produsentene med lavest grensekostnad produserer først, og det blir produsert til det punktet hvor tilbuds- og etterspørselskurvene krysser hverandre. En av de største styrkene med BID-modellen er hvordan den beregner tilbudet fra de regulerte vannkraftverkene. Det modellen gjør er å beregne en vannverdi for alle magasinene som er lagt inn i modellen. Denne vannverdien brukes i beregningen av hvor mye vann som skal brukes til produksjon, og hvor mye som skal lagres. Dersom det forventes at prisene på elektrisitet skal stige i tiden fremover, vil verdien på vannet i morgen være høyere enn i dag, og flere av kraftverkene vil velge å lagre vann.

Simuleringen som blir gjort i modellen beregner en pris per time for 168 etterfølgende timer av gangen, og gjentar prosessen til den har beregnet en timespris for alle timene i året. Denne prosessen gjør at modellen kan ta hensyn til oppstartskostnader til termiske kraftverk og uregelmessige vindforhold i løpet av uken. Figur 9 viser hovedelementene i hvordan BID-modellen foretar sine beregninger. Beregning av vannverdi er vist i øvre høyre hjørne i figuren.

²² http://www.econ.no/modules/module_123/proxy.asp?D=2&C=147&I=683



Figur 9: En illustrasjon av BID-modellen og hvordan den behandler vann, vind og andre typer produksjon. Modellen simulerer kraftmarkedet, for så å komme frem til en realistisk beregning på hva prisen kommer til å bli.

8.2 Oppbygging av modellen

8.2.1 Prisområder

BID-modellen tar for seg de nordiske landene unntatt Island, Tyskland, Holland, Storbritannia, Belgia, Frankrike, Sveits og Østerrike. Norge er videre delt opp i syv prisområder, Sverige delt opp i fire og Danmark i to ulike prisområder. Dette er basert på sannsynlig utvikling for prisområder i de ulike landene i nær fremtid. Sverige tar for eksempel sikte på å innføre fire prisområder fra og med juli 2011.²³ Kraftflyt på tvers av land og områder blir tatt hensyn til, og inkludert i beregningen av resultatene. Overføringskapasiteten mellom områdene vil derfor være avgjørende for den endelige prisen i hvert område.

8.2.2 Vannkraft

BID-modellen simulerer hvordan vannkraft blir priset og operert i markedet. Vannkraften deles i to: den som er generert av kraftstasjoner som kan regulere produksjonen, og den som er generert av uregulerbar kraft, altså fra kraftstasjoner som ikke har noen lagringsmuligheter. Delingen blir gjort for at produsenter som har magasinkapasitet skal kunne velge om de vil produsere eller ikke. Avgjørelsen avhenger igjen av hvilken verdi produsentene tror vannet vil få i tiden fremover. Videre fungerer det slik at alle de

²³ Nettutviklingsplan, Statnett

regulerbare vannmagasinene blir aggregert til ett reservoar for hvert område, og dette blir i modellen ansett som et lager av kraft, og ikke av vann. Hvert vannreservoar i de ulike områdene inneholder derfor en viss andel kraft (lagring i TWh og tilsig i GWh per periode).

Hvilken informasjon som er tilgjengelig for vannkraftprodusentene er et annet moment som det er blitt lagt vekt på i modelleringen. De første ukene frem i tid vil produsentene basere seg på værmeldinger, siste tilsigsdata og kunnskap om snø- og vannivåer når de anslår det forventede tilsiget. Lenger frem i tid vil de basere seg på historiske data fra de siste femti årene. Det er altså med en viss usikkerhet at vannkraftprodusentene i modellen bestemmer hvor mye elektrisitet de vil produsere. Dette skal i størst mulig grad representere metodikken som brukes av vannkraftprodusenter i virkeligheten. Det er mulig å lage gode prognoser et par uker frem i tid, men lenger frem i tid enn dette vil historiske data være det beste grunnlaget for å anslå tilsig og vannverdi.

Det er også mulig å velge ut spesifikke årlige tilsig til inndataene, og la modellen kjøres med tilsigsdata for et historisk vått eller tørt år. Siden vannverdiberegninger og prisoptimalisering skjer for kun en uke av gangen vil det fortsatt være usikkerhet angående tilsiget for produsentene når de ser langt frem i tid. Det betyr at produsentene vil kunne vite at de får lite tilsig under vårflommen basert på at det er lite snø i et tørt år, men de vil fortsatt ikke kunne si noe om nedbørsmengdene på høsten eller gjennom sommeren før de er i den perioden det er snakk om.

8.2.3 Termiske Kraftverk

For å beregne produksjonen fra de ulike kraftverkene i de ulike områdene, tar BID-modellen for seg hver type kraftverk. Det kan for eksempel være gasskraftverk bygget etter 1990, eller kullkraftverk bygget før 1980. Årsaken til denne sorteringen er at det er forskjellige kostnadsnivåer og forskjellige effektivitet i produksjonen i de ulike anleggene. Et nytt kullkraftverk produserer mer elektrisitet pr tonn kull enn et gammelt kraftverk. Hver kraftverkstype har en spesifisert kapasitet og grensekostnad innenfor hvert område, hvor grensekostnaden er bygget opp av flere komponenter som effektivitet, brenselskostnad, transportkostnad for drivstoff og driftskostnader. Det spesifiseres deretter hvor mye som produseres i hvert område, og dette går inn som en del av det samlede tilbudet.

8.2.4 Etterspørsel

Modellen har fem ulike etterspørselgrupper; husholdninger, kraftintensiv industri, kommersiell- og servicesektor, annen industri og elkjeloppvarming (electric boilers). Hver gruppe vil ha en spesifikk etterspørsel basert på sannsynlig forbruksutvikling. Det er lagt til grunn at etterspørselen på kort sikt er uelastisk. Forbruket ligger dermed på et fast nivå i alle scenarioene, og vil ikke variere med kraftprisen.

8.2.5 Nettverk

Mellom de ulike områdene i modellen vil det alltid være begrensinger på overføringskapasitet som skal gjenspeile de reelle flaskehalsene i sentralnettet. For å få frem

dette spesifiseres overføringskapasitet mellom hvert område. Kostnad, tilgjengelig kapasitet og eventuelle tap på strekningen oppgis i modellen. BID-modellen tillater tre typer inter-regional overføring. Den første og mest vanlige er overføring på grunn av prisdifferanse. Den andre som kan inkluderes er fast overføring mellom områder (land), hvor det foreligger en bindende kontrakt om hvor mye som skal overføres. Det åpnes også for en kombinasjon av disse hvor det først allokeres etter det som allerede er bestemt skal overføres, før den resterende kapasiteten åpnes for handel basert på pris. Modellen bruker et nodesystem, det vil si at overføringene mellom hvert område er gitt av én linje som tilsvarer hele overføringskapasiteten. Dette gjenspeiler ikke nødvendigvis helt nøyaktig virkeligheten eller reelle flaskehals, men gir et godt utgangspunkt for å se tilpasningen og handel mellom de ulike områdene.

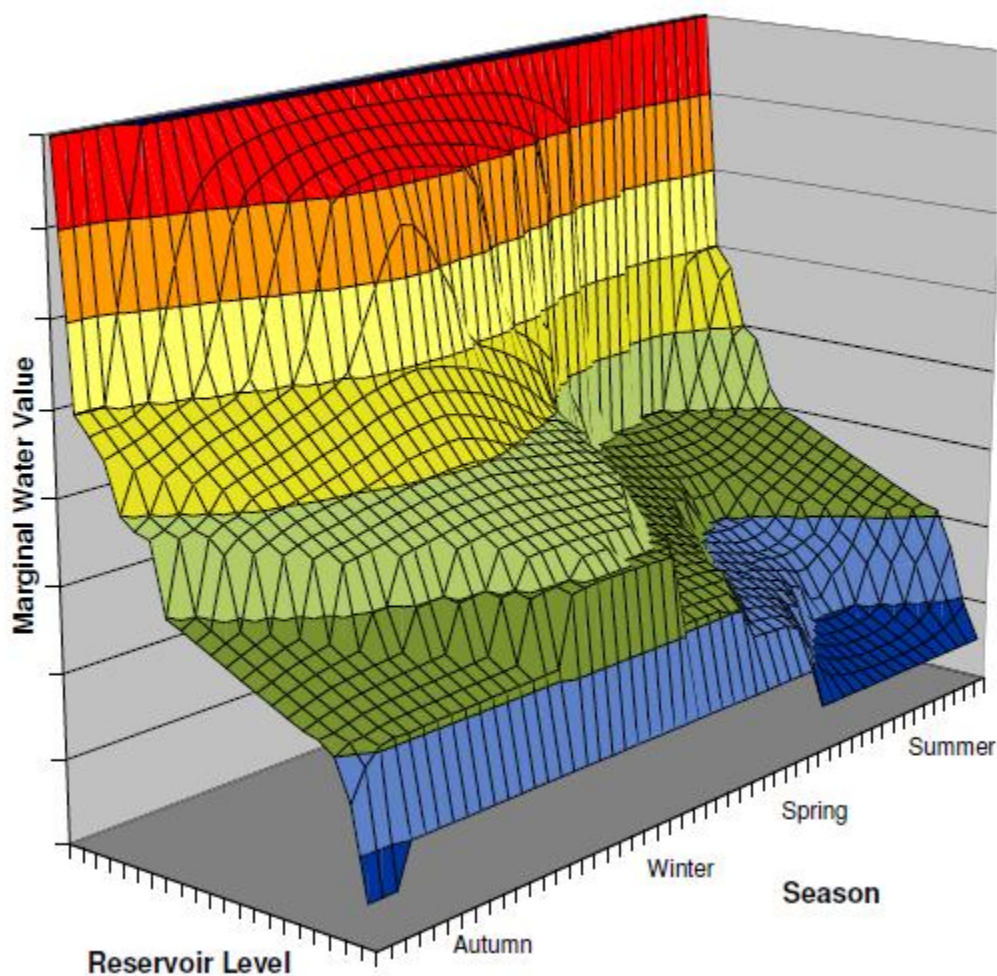
8.3 Kjøring av modellen

BID-modellen beregner en klarering i markedet i de ulike områdene basert på tilbud og etterspørsel. Det at de nordiske regionene, i tillegg til flere av de nordeuropeiske landene, er basert på eller kraftig påvirket av vannkraft, reflekteres i hvordan modellen er bygget opp. I simuleringen blir alle budene fra de ulike energiprodusentene gjennomgått, og hva som aksepteres og hvem som tilbyr strøm til de ulike markedsprisene er avhengig av grensekostnaden til de ulike produsentene.

For vannkraftprodusentene er det vannverdien som blir avgjørende for budene. Modellen beregner vannverdier for hele spekteret av ulike fyllingsgrader som kan forekomme i hver periode. Kort sagt vil den optimale produksjonsmengden være i det punktet hvor verdien av å bruke vann til produksjon er lik verdien av å lagre det. Er det høy fyllingsgrad i magasinet vil vannverdien være lav, mens for lav fyllingsgrad vil vannverdiene være høye. Dette vil avgjøre størrelsen på budene fra vannkraftprodusentene, og til hvilken pris de er villig til å produsere elektrisitet.

I beregningene av vannverdi tas det utgangspunkt i at for den kommende perioden er det kun to mulige valgmuligheter. Enten spares vannet til en senere periode eller så velger produsentene å bruke det til produksjon.²⁴ Utvikling av vannverdien for en gitt fyllingsgrad vil variere for ulike uker og sesonger, hvor den vil reflektere faktorer som etterspørsel, tilgjengelighet av termisk kraft og mengde innflyt. Figur 10 viser hvordan vannverdien varierer i løpet av et år, hvor de ulike kurvene representerer forskjellige lagernivåer/fyllingsgrader.

²⁴ Bevisst spill av vann uten at reservoaret er fullt er ikke tillatt, og er dermed ikke sett på som et alternativ.



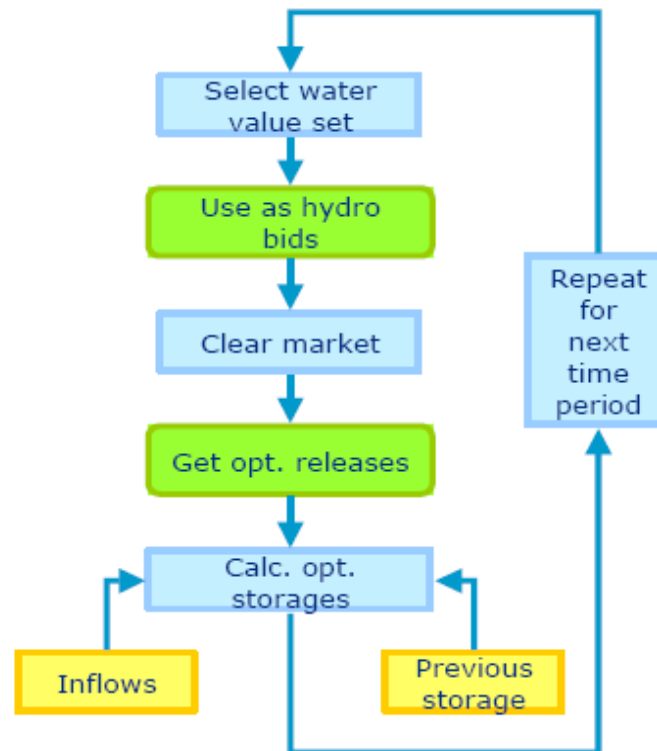
Figur 10: 52 ulike vannverdikurver over et år for et enkelt magasin.

8.4 Markedsklarering

I simuleringen beregner modellen den optimale prisen for en uke av gangen. Dette gjør det mulig for modellen å beregne stopp/start kostnader knyttet til de termiske kraftverkene. Det fungerer slik at når det er mindre etterspørsel etter energi, for eksempel om natten, vil kapasiteten bli slått av dersom kostnaden ved å kjøre kraftverket og selge til lave kraftpriser, overstiger kostnaden ved å slå det av og deretter på igjen.

Når tilbudet fra vannkraften skal beregnes, er det første steget i prosessen å finne fyllingsgraden i år T. Dette gjøres som nevnt i avsnittet om kjøring av modellen, ved at man tar utgangspunkt i en mer eller mindre kjent tilstand og beregner seg bakover fra dette tidspunktet. BID bruker vannverdiene for å finne optimal produksjon og deretter blir det lagt inn bud i markedet og markedet klareres. Reservoarene slipper da ut den ønskede mengden,

og basert på forrige periodes fyllingsgrad, utslipp og innflyt, blir ny fyllingsgrad beregnet. Dette blir repetert for hver periode i analysen som vist i Figur 11.



Figur 11: Hvordan BID simulerer tilbudet fra vannkraftprodusentene

I BID-modellen spesifiseres prisen for grønne sertifikater for det året man ser på, og denne vil påvirke hvordan sluttprisen blir for de ulike konsumentene. Prisen for grønne sertifikater ganget med andelskravet til de ulike konsumentgruppene blir lagt til sluttprisen.

I simuleringen beregnes budene fra vannkraftverkene og de andre produsentene for hvert område, og tilbudet tilpasses til etterspørselen. For en gitt periode, med gitt grensekostnad for kraftverkene og de marginale vannverdiene, vil modellen finne det skjæringspunktet mellom tilbud og etterspørsel som maksimerer den totale samfunnsøkonomiske gevinsten. I tillegg vil modellen ha tatt hensyn til kapasiteten mellom områdene. Pris, produksjon, handel, etterspørsel og mer kan da hentes ut fra modellen.

Analyse - Scenarier

9 Introduksjon til scenarier

I analysen ses det på fremtidsscenarioer for år 2025, hvor en sertifikatordning vil være på vei til å avsluttes og det vil være mulig å se de totale effektene av ordningen. Måten resultatene vil vises på er ved å se på to scenarier som er mulige utfall av en sertifikatordning, og sammenligne disse med et basescenario hvor det er forutsatt at det ikke er innført grønne sertifikater.

Tall angående nettkapasitet og potensiell utbygging er basert på informasjon fra Statnett²⁵ og NVE.²⁶ Tabell 2 viser at det er, pr 01.08.2010, 980 MW ny vannkraft under bygging, men ingen vindkraft. Derimot står mange prosjekter som allerede har fått konsesjon på vent. 1183 MW vannkraft og 2777 MW vindkraft er klarert for utbygging. Dette kan tyde på at produsentene nå påventer hva som skjer med støtteordninger for ny fornybar kraftproduksjon, og at usikkerhet rundt dette gjør at mange venter med å starte utbygging. Flesteparten av disse prosjektene er ikke lønnsomme uten en støtteordning. Grønne sertifikater vil derfor gi et incentiv til å sette i gang utbygging. I tillegg til godkjente prosjekter har det blitt søkt om 2989 MW vannkraft og 3853 MW vindkraft. Det er altså stort teknisk/økonomisk realiserbart potensial som kan bygges ut i Norge hvis noen er villig til å gjøre dette. Tabell 2 viser en oversikt over hva som er under bygging og hva som er godkjent og søkt om av ny kraftproduksjon i Norge.

Kraftutbygging						
	Under bygging		Godkjent		Søkt	
	Vann	Vind	Vann	Vind	Vann	Vind
Finnmark	0	0	5	200	1	485
Nord-Norge	288	0	151	517	727	1401
Midt-Norge	228	0	411	1329	384	1314
Vest-Norge	203	0	111	49	420	65
Sør-Norge	158	0	418	682	1080	588
Øst og Sentral	103	0	87	0	377	0
Totalt	980	0	1183	2777	2989	3853

Tabell 2: Oversikt over vann- og vindkraft som kan komme i Norge, målt i effekt (MW).

Mange av disse prosjektene er avhengig av et forsterket sentralnett og regionalnett i sine områder for å bli bygget ut. Statnett har for eksempel sagt foreløpig nei til å sette i gang ny kraftproduksjon på deler av Vestlandet, frem til sentralnettet er forsterket gjennom Sima-Samnanger utbyggingen. Tabell 3 viser hvor mye ledig kapasitet det er i de forskjellige

²⁵ Nettutviklingsplanen 2010, Statnett

²⁶ <http://nve.no/no/Energi1/Fornybar-energi/>

regionene, samt hva som er planlagt av utvidelser i sentralnettet de kommende årene. I tabellen er fylkesinndelingen ca slik: Nord-Norge tilsvarer Troms og Nordland, Midt-Norge er trøndelagsfylkene og Møre og Romsdal, Vest-Norge er Sogn og Fjordane og Hordaland, Sør-Norge består av Rogaland og Agderfylkene, Sentral-Norge av Buskerud og Telemark, og Østlandet dekker resterende fylker. Grensene for disse områdene, som er prisområder i modellen, følger ikke nøyaktig fylkesgrensene.

	Nettkapasitet			
	Ledig	Realistisk utbygging	Vurdert	Totalt
Finnmark	100	50	1050	1200
Nord-Norge	900	600	1050	2550
Midt-Norge	1900	1150	1200	4250
Vest-Norge	700	1000	0	1700
Sør-Norge	1100	0	0	1100
Øst og Sentral	500	0	0	500
Totalt	5200	2800	3300	11300

Tabell 3: Oversikt over kapasiteten i nettet i dag samt planlagt og vurdert utbygging.²⁷ Tall i MW.

I tallene for realistisk utbygging inngår kjente prosjekter som Sima-Samnanger og Ørskog-Fardal. Som kjent er dette omstridte prosjekter, og det er kraftig lokal motstand i områder hvor det planlegges store forsterkinger i sentralnettet. Dette kan forsinke både nettforsterking og kraftutbygging, noe som gjør at det ikke legges inn store kapasitetsutvidelser i sentralnettet i modellen. Det mest aktuelle nettforsterkingsprosjektet vil i så fall være en ny ledning i Nord-Norge som strekker seg opp til Finnmark, men foreløpig er Statnett langt unna en startdato for utbygging av en slik ledning. Det er derfor realistisk utbygging i Tabell 3, som er prioriterte prosjekter hos Statnett de kommende årene, som er lagt til grunn for nettkapasiteten i scenarioene.

Det er mange forskjellige selskaper som har søkt og fått konsesjon for utbygging av ny fornybar kraft. I NVEs oversikt finnes det både eksisterende kraftprodusenter og nye selskaper. For å få til den utbyggingen som politikerne ønsker, er man avhengig av at de som har mulighet til å motta sertifikater faktisk gjennomfører de prosjektene de planlegger og har fått konsesjon for. Hvis produsenter ikke tror de tjener på en slik ordning vil de trolig ikke gjennomføre utbygging. Resultatene fra analysen vil gi indikasjoner på velferdsfordelingen som følge av en innføring av grønne sertifikater, og dette vil også kunne påvirke innehaverne av konsesjoner. Det kan tenkes at store vannkraftprodusenter ikke ønsker å bidra til en utvikling som fører til at kraftprisen faller, noe som vil gi reduserte inntekter for disse produsentene. Samtidig vil eierskap i prosjekter som gir rett til sertifikater gi inntekter som kan bli høyere enn det produsentene ellers ville mottatt.

Forutsetningene for hvert scenario er lagt inn i BID-modellen som blir benyttet i analysen, og resultatene vil være basert på disse. Dette vil gi et godt perspektiv på hvilken effekt

²⁷ Tallene er hentet fra Statnett sin Nettutviklingsplan for 2010

sertifikatene vil ha på kraftprisen og kraftmarkedet. Det viktigste er allikevel ikke å spå kraftpris eller antall KWh utbygget kraft helt nøyaktig, men å vise effektene ved ulike scenarioer og hvordan disse samsvarer med teori om emnet.

9.1 Basescenario: Uten grønne sertifikater

Referansescenarioet som benyttes er et scenario hvor det ikke blir innført en ordning med grønne sertifikater. Det antas her at produksjon som ville vært avhengig av en slik støtteordning ikke blir bygget ut i Norge i stor skala. Det som kommer av ny kraftproduksjon er små vannkraftprosjekter som er lønnsomme uten en støtteordning, og som dermed ville vært gratispassasjerer ved innføring av grønne sertifikater. Kapasiteten i Norge vil i dette scenarioet øke med 5-6 TWh. Dette er en forsiktig tilnærming som samsvarer med den økende kapasiteten fra de siste årene, hvor det har kommet inn noe vindkraft og småkraft i markedet, men hvor det ellers har vært lite kapasitetsutvidelser i norsk kraftproduksjon. I tillegg er det forutsatt at det ikke bygges ut mer gasskraftproduksjon i Norge. Myndighetene i Norge har vist en generell uvilje til kraftproduksjon fra gass, og diskusjonene rundt rensing av utslipp og bruk av mobile gasskraftverk gjør at dette anses som en realistisk forutsetning.

Når det gjelder overføringskapasitet til utlandet, er det lagt inn at det legges nye kabler til Danmark og Nederland slik at kapasiteten øker med 700 MW mot begge land. Disse prosjektene er realistiske med tanke på hvor langt man har kommet i planleggingsfasen. Det forutsettes at ingen andre prosjekter for å øke tilknytningen til utlandet blir gjennomført innen 2025. Prosjektet som ligger lengst frem i køen etter de som er nevnt ovenfor er en tilknytning til Tyskland, men her jobber Statnett fortsatt med to parallelle prosjekter som enda er på et tidlig stadium. I og med at Statnett enda ikke har bestemt seg for et prosjekt de vil gå videre med, anses det som urealistisk at denne tilknytningen vil være oppe å gå i den aktuelle tidsperioden.

Når det gjelder andre faktorer som påvirker prissettingen, er det slik at prisen på fossile kilder vil ha mye å si for kraftprisen i andre land i Europa, noe som igjen vil påvirke Norge. I scenarioene opereres det med en fast oljepris på 107 USD per fat.²⁸ Bakgrunnen for denne prisen er at etterspørselen etter olje er antatt fortsatt å være høy i mange år fremover, og at behovet for energi i land som Kina og India stadig er voksende. I tillegg fortsetter arbeidet for å få en enighet om klimaavtaler som vil begrense bruk av fossile energikilder, blant annet gjennom avgifter og andre prisvirkemidler. En høy oljepris vil i modellen føre til at kraftprisen stiger, siden kraftproduksjon i land med høy andel av fossile energikilder vil bli dyrere.

I EU har man et marked for CO₂-kvoter som nå har tatt seg opp igjen, etter at man opplevde stort overskudd av kvoter og nullpriser på disse i etterkant av finanskrisen høsten 2008 og

²⁸ Statnett scenario for vind og vekst

våren 2009. Prisnivået ligger nå, i november 2010, rundt 15 EUR pr kvote.²⁹ Mange forventer en høyere pris på slike kvoter i årene fremover, men dagens pris settes som kvotepris i alle scenarioene. Dermed blir effekten på strømprisen fra CO₂-kvoter og prisen på fossile kilder lik i alle scenarioer. Dette vil gjøre det enklere å se den direkte effekten av de grønne sertifikatene. En høyere kvotepris ville i modellen ført til høyere strømpris fordi kraftproduksjon med fossile kilder vil bli dyrere. Dette kunne igjen gitt incentiver til å sette i gang fornybar kraftproduksjon. Samtidig vil grønne sertifikater implisitt kunne føre til en reduksjon i kvoteprisen ved at ordningen medfører mer produksjon fra utslippsfrie kilder, noe som ville redusert etterspørselen etter CO₂-kvoter. Denne effekten vil ikke komme frem i modellen, og i analysen betyr dette at kraftproduksjon i land med høy andel av fossile kilder som for eksempel Tyskland, Nederland og Danmark, blir noe dyrere. Det betyr videre at vannkraftproduksjon, med sine lave produksjonskostnader, blir enda mer etterspurt. Anslaget på kvotepris er kanskje forsiktig, men denne tilnærmingen velges siden spekulering i brenselpriser og CO₂-priser mange år frem i tid har vist seg å være svært usikkert.

Også når det gjelder forbruket, og dermed etterspørselen, er det mange antagelser om hvordan dette vil utvikle seg i årene fremover. Innen Kraftintensiv industri(KII) har man i mange år hatt spesielle kontrakter som garanterer strøm til svært lave priser. Disse kontraktene går nå ut, og det er ennå usikkert hva som vil skje her. En del aktører har fått nye kontrakter, men situasjonen er spesielt usikker etter 2020.³⁰ Industrien argumenterer og truer med nedleggelse hvis den må kjøpe kraft til markedspris, noe som vil kunne redusere etterspørselen etter kraft. I tillegg vil den makroøkonomiske situasjonen ha mye å si for produksjonsnivået. Gode tider i økonomien betyr høy produksjon og høyt forbruk av strøm, og motsatt i dårlige tider. Denne effekten er nok større i utlandet enn i Norge, men også her påvirkes spesielt eksportsektoren av svinginger i etterspørselen. Fordi det er så stor usikkerhet her er det valgt en forsiktig linje, og det legges inn en etterspørsel i KII rundt dagens nivå, med en liten økning pr år. KII er fritatt fra sertifikatplikten i Sverige, og fritaket gjelder også for KII i Norge i modellen.

I husholdningene er det også mange faktorer som spiller inn på forbruksveksten. Økningen i folketallet, aktiviteten i økonomien og kraftprisene er alle faktorer som påvirker forbruket av strøm i årene fremover. Siden 1990 har det vært en gjennomsnittlig økning i forbruket på ca 1 % per år.³¹ Samtidig er det en satsing i EU og fra myndighetene på energieffektivisering(ENØK) for å redusere forbruket i Norge og EU. Klimaendringer spås også å påvirke forbruket ved at det blir høyere gjennomsnittstemperaturer i Norge,³² noe som reduserer behovet for oppvarming. Det er derfor lagt inn et forsiktig estimat på 0,5 % pr

²⁹ <http://www.nasdaqomxcommodities.com/trading/marketprices/history/>

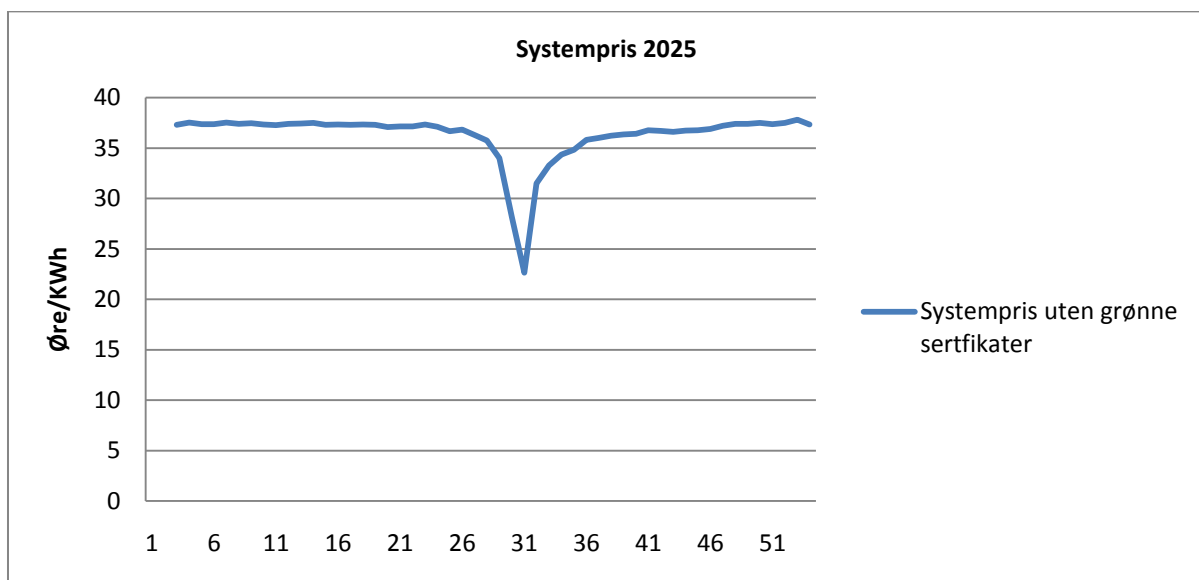
³⁰ <http://www.regjeringen.no/nb/dep/nhd/pressesenter/fakta-ark/garantiordningen-for-kraftintensiv-indus.html?id=614359>

³¹ <http://www.ssb.no/emner/10/08/10/elektrisitetaar/tab-2010-05-26-08.html>

³² <http://www.regjeringen.no/nb/dep/md/kampanjer/klimatilpasning-norge-2/temperatur--og-nedborendringer-2050-og-2.html?id=609105>

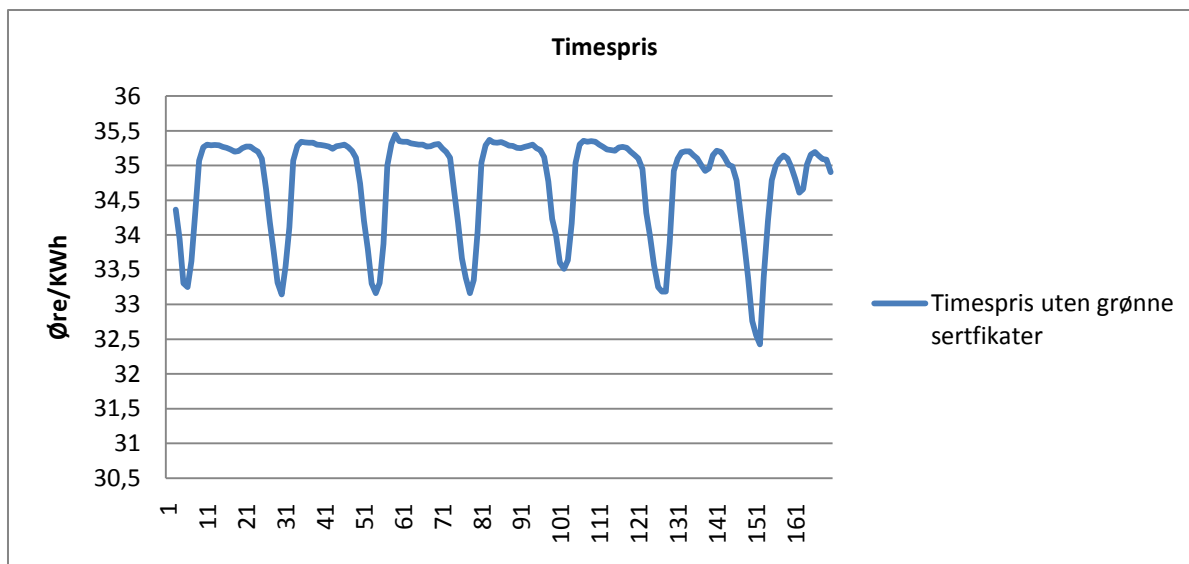
år. Totalt forbruk blir dermed 141 TWh i 2025 i modellen, og bruttoforbruket har da økt med 12 TWh fra 2008-nivå.

Siden modellen er statisk må verdier som oljepris, sertifikatpris og etterspørsel legges inn som konstanter. Dette er selvfølgelig en svakhet ved modellen, og gjør at man kun får et øyeblikksbilde av kraftmarkedet. Samtidig blir det lettere å se effektene av sertifikatordningen, ved at endringene i pris og produksjon ikke blir et resultat av flere faktorer. En høyere oljepris fra et scenario til et annet ville gjort det vanskeligere å tolke den nøyaktige effekten av grønne sertifikater. Resultatene fra basescenarioet, som vil være et referansescenario, vil først bli presentert kort grafisk. Videre vil disse resultatene diskuteres når tallene sammenlignes med Scenario 1 og 2, som inkluderer grønne sertifikater.



Figur 12: Gjennomsnittlig pris pr uke uten grønne sertifikater, i øre/KWh

Figur 12 viser en oversikt over gjennomsnittlige priser pr uke i basescenarioet. Gjennomsnittsprisen for alle områder er for et år 36,20 øre/KWh. Prisen ligger stabilt frem til uke 26, hvor den begynner å falle kraftig. Dette skjer fordi produsentene får store mengder vann inn i magasinene fra snøsmeltingen på våren, og siden det er kapasitetsbegrensninger på magasinene må det produseres mye i denne perioden. Den begrensede kapasiteten i overføringsnett til utlandet bidrar også til at prisen faller kraftig i denne perioden.



Figur 13: Gjennomsnittlig pris pr time for en uke, i øre/KWh

Figur 13 viser hvordan prisen svinger over døgnet i løpet av en gjennomsnittsuke. Det er billigere på natten enn på dagen, med laveste nivå rundt kl 03.00. Dette skyldes at forbruket blir svært lavt på natten, i tillegg til at det kan importeres billig strøm fra utlandet der termiske kraftverk går som basislast i nettet. Dette benytter Norge seg av ved å stanse vannkraftproduksjon, og importere billig kraft fra utlandet i stedet.

	Sør Norge	Sentral Norge	Vestlandet	Østlandet	Midt Norge	Nord Norge	Finnmark	Total
Kjernekraft	-	-	-	-	-	-	-	-
Kull	0.0	-	0.0	0.0	-	-	-	0.1
Gass	-	-	1.3	-	0.7	-	1.7	3.6
Olje	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	-	0.4
Vannkraft	19.3	25.2	36.1	10.2	12.3	23.2	3.5	129.7
Vindkraft	0.5	-	0.5	-	-	-	-	1.0
Bioenergi	0.1	-	0.4	1.5	0.5	-	0.0	2.5
Avfall	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	0.1
Total	19.9	25.3	38.4	11.9	13.5	23.2	5.2	137.3

Tabell 4: Oversikt over produksjon fra forskjellige kilder i et normalår, i TWh.

Tabell 4 viser en oversikt over kilder til elektrisitetsproduksjon i basescenarioet og hvor mye hver av dem leverer pr år. Vannkraft er den dominerende produksjonskilden, mens andre kilder gir minimale bidrag til kraftproduksjonen i Norge. 137 TWh er hva det antas at den totale produksjonen ville blitt i et normalår uten en støtteordning.

9.2 Scenario 1 – Realistisk vekst ved grønne sertifikater

I dette scenarioet fører en ordning med grønne sertifikater til at det store potensialet for utbygging av kraftproduksjon i Norge blir godt utnyttet. Det forutsettes at prosjekter som allerede er under bygging, i tillegg til konsesjonsgitte prosjekter blir gjennomført. Dette innebærer ca 8 TWh med ny vannkraft, og ca 6 TWh med vindkraft, en total utbygging på ca 14 TWh i Norge. Vindkraftproduksjonen vil komme flere steder langs kysten, men hovedandelen vil bli bygget ut i Midt-Norge og i Sør-Norge (spesielt Rogaland) der ressursene er best og det er mest tilgjengelig areal. Andelen som kommer i Nord-Norge vil hovedsaklig komme i Nordland og Troms.

Sør-Norge	Sentral-Norge	Vest-Norge	Østlandet	Midt-Norge	Nord-Norge	Finnmark
682	0	49	0	1329	517	200

Tabell 5: Totalt installert effekt med vindkraft i forskjellige regioner i Scenario 1, i MW.

Marginalkostnaden til vindkraft på land antas å bli en nedre grense for sertifikatprisen, og prisen er satt til 250 NOK/MWh. Dette er i følge Norwea³³ en sertifikatpris som vil være høy nok til å sette i gang store vindkraftprosjekter i Norge. Økningen i vannkraftproduksjon antas det vil komme gjennom småkraftverk, samt noe opprusting og utvidelse av eksisterende kraftverk. Dette vil i modellen føre til både noe mer produksjon fra magasinkraftverk og noe fra uregulerbare kraftverk(elvekraft).

Hva angår utenlandsforbindelser legges det til grunn de samme forbindelsene som i basescenarioet, siden mulige nye prosjekter som kabel til Tyskland og England som sagt kun er tidlig i planleggingsstadiet. Ellers er forutsetninger for pris på fossile brennstoffer og forbruksøkning like som i basescenarioet.

Prosentkravet for forbrukerne for grønne sertifikater er lagt inn med 15 %. Det betyr at det må kjøpes sertifikater tilsvarende 15 % av forbruket, og prisen for sertifikatene vil bli integrert i kraftprisen i modellen. Basert på tall fra Sverige³⁴ er det ikke grunnlag for å tro at andelskravet vil være noe særlig høyere enn dette mot slutten av en sertifikatordning. Et høyere prosentkrav vil kunne føre til at prisen på kraft vil stige som følge av en sertifikatordning, fordi påslaget på systemprisen fra sertifikatene vil bli høyere enn effekten på kraftprisen av mer tilgjengelig kraft i markedet. Kraftintensiv industri er unntatt fra sertifikatplikten, da det anses som realistisk at dette blir gjort for å opprettholde konkurransevnen. I tillegg er som påpekt tidligere KII fritatt for sertifikatplikten i Sverige i dagens ordning.

³³ Samtale med Andreas Aasheim, rådgiver i Norwea, 10.09.2010

³⁴ Se Tabell 1: Sveriges kvoter fra 2003 – 2035.

9.3 Scenario 2 – Høy vekst ved grønne sertifikater

Det er også en mulighet for at myndighetene gjør en bedre jobb med å legge til rette for at utbygging av ny fornybar energi går problemfritt. Dette kan for eksempel skje hvis fokuset rundt fornybardirektivet og klimaproblemet øker. Det forutsettes at konsesjonsprosessen går kjapt for de prosjekter som allerede nå har søkt konsesjon, og at prosjekter blir godkjent der det finnes kapasitet i sentralnettet. Det tas derfor med en andel av søkte prosjekter i tillegg til de som allerede har fått konsesjon. Det justeres for områder som ikke kommer til å ha kapasitet i nettet, men det blir likevel en betydelig utbygging av kraft totalt i Norge. Prosjekter som kun er meldt inn til NVE tas ikke hensyn til, da det forutsettes at disse prosjektene ikke vil bli klare i løpet av den aktuelle tidsperioden. Uansett vil det bli bygget ut en betydelig mengde kraftproduksjon, til sammen ca. 26,5 TWh i Norge. Dette vil være ca 16,5 TWh installert vindkraft, samt 10 TWh småkraft/vannkraft. Vannkraften vil også her fordele seg på både regulerbar og uregulerbar kraft.

Sør-Norge	Sentral-Norge	Vest-Norge	Østlandet	Midt-Norge	Nord-Norge	Finmark
1270	0	114	0	2643	1918	685

Tabell 6: Totalt installert effekt med vindkraft i forskjellige regioner i Scenario 2, i MW.

Dette er det minst realistiske scenarioet, men samtidig er det verdt å se hva en eventuell storskala utbygging vil ha å si for Norge, spesielt hvis det ikke bygges ut nok overføringskapasitet til utlandet. Det er i teorien godt mulig å bygge ut 25-30 TWh i Norge gjennom en sertifikatordning, og det er allerede søkt om konsesjon for nok prosjekter til at dette kan gjennomføres. Det kan dog ikke påregnes at alle disse får tildelt konsesjon i virkeligheten. Også i dette scenarioet benyttes det et sertifikatkrav på 15 % og en sertifikatpris på 250 NOK/MWh. Det er usikkert om denne prisen er tilstrekkelig til å realisere en så stor utbygging, men det antas fortsatt at sertifikatprisen er høy nok til å stimulere til økt vindkraftproduksjon. I modellen ville en høyere sertifikatpris kun resulterte i et større påslag på kraftprisen, da utbygd kapasitet ikke vil variere med sertifikatprisen³⁵ etter at kapasiteten er spesifisert i inndataene.

³⁵ Vi har lagt til grunn at en sertifikatpris på 250 NOK er tilstrekkelig til utbygging av vindkraft, og har derfor brukt denne som en fast sertifikatpris i både Scenario 1 og 2. Vi bruker tall fra NVE sin konsesjonsbehandling til å vurdere hvor mye vindkraft som kan bygges ut.

10 Resultater Scenario 1

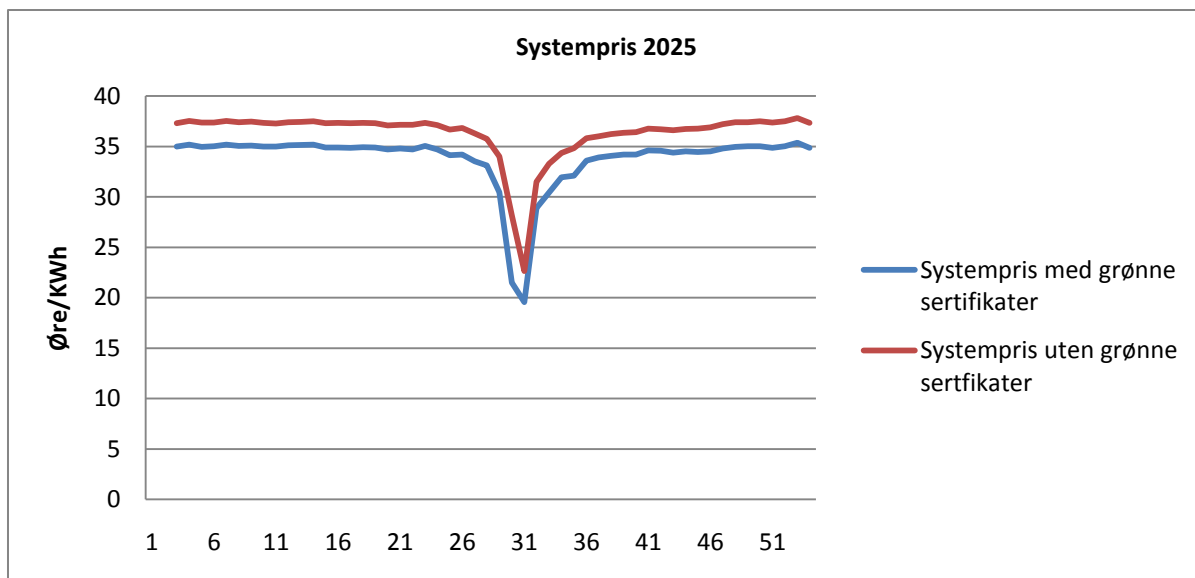
Forutsetningene som beskrevet tidligere for Scenario 1 er lagt inn i BID-modellen, og det er i tillegg kjørt flere simuleringer med forskjellige tilsig for å se på forskjeller mellom våte, tørre og normale år. Dette gir et bilde av hvordan kraftmarkedet kan se ut som et resultat av sertifikatordningen. Det vil ses på resultater for pris, produksjon, våte og tørre år, handel og samfunnsøkonomisk nytte. Det vil først gis en oversikt over de forskjellige resultatene, før hver effekt analyseres. I utgangspunktet ses det på et normalår med tanke på nedbørsmengde, men det vil trekkes inn resultater fra våte og tørre år der det er naturlig. I figurene vil grafene kalt "systempris uten grønne sertifikater" referere til prisen i basescenarioet.

10.1 Pris

Grønne sertifikater fører altså til en økning i produksjonskapasitet for kraft. Systemprisen i modellen beregnes som vist i delen om elektrisitetsmarkedet, og i tillegg vil prisen for grønne sertifikater komme som et påslag på denne, i tillegg til elavgift og moms. I de grafiske fremstillingene er det beregnet et gjennomsnitt av prisen i de forskjellige prisområdene unntatt Finnmark. Dette er gjort fordi resultatene fra Finnmark viser avvik fra de resterende prisområdene i flere av simuleringene. De resterende prisområdene har tilnærmet like priser gjennom året, og en gjennomsnittlig kraftpris for disse områdene viser derfor godt hva som skje i de ulike tilfellene. Der det er naturlig vil resultatene for Finnmark presenteres i en egen graf, slik at også disse resultatene kommer godt frem.

Modellen gir resultater som vist i Figur 14³⁶ med og uten grønne sertifikater. Prisene er vist med en gjennomsnittspris for hver uke.

³⁶ Se appendiks for systemprisutviklingen for hvert område.



Figur 14: Systempris i et normalt år med og uten grønne sertifikater.

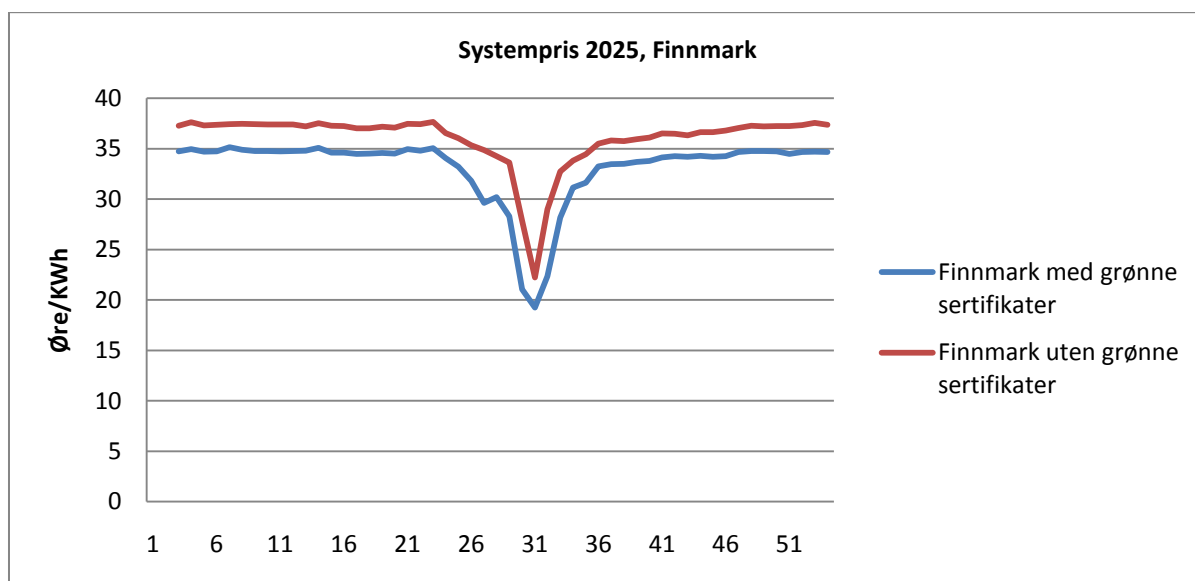
I forhold til basescenarioet er systemprisen i Scenario 1 lavere gjennom hele året. Det faktum at systemprisen synker anses som et av de viktigste resultatene av en sertifikatordning. Dette resultatet er i henhold til teorien, hvor tilbudseffekten er så stor at den totale strømprisen synker, selv med en økning i krafteksport og med påslaget på prisen på grunn av sertifikatene. Prisfallet vil først og fremst gagne konsumentene som får lavere pris på strømmen de bruker.

Systemprisen er som sagt beregnet som et gjennomsnitt av de seks sørligste prisområdene. Mellom disse prisområdene er det små forskjeller, men Nord-Norge og Midt-Norge opplever litt lavere priser enn de andre områdene i deler av året. Dette skyldes at en stor andel av ny produksjonskapasitet er antatt å komme i Nord- og Midt-Norge, samt at overføringskapasiteten til de andre områdene ikke er stor nok til å jevne ut prisene helt.

Det er en markant nedgang i systemprisen fra uke 22 frem til uke 29, der den begynner å stige igjen og kommer tilbake til gammelt nivå rundt uke 36. Dette er i perioden mai/juni – august/september, og sammenfaller med snøsmeltingen. Prisfallet skyldes altså at magasinene fylles opp i denne perioden, og at produsentene derfor velger å produsere mer kraft. Dette viser at med både vindkraft som produserer så lenge det blåser, og mer kraftproduksjon fra vannkraft, får man et stort kraftoverskudd i perioden med mest snøsmelting. Kurvene er så godt som like som i basescenarioet, den eneste forskjellen er at prisen ligger noe lavere gjennom hele året. Det ser ut til at en sertifikatordning ikke har noen annen effekt på prisen enn at den blir lavere i alle perioder på grunn av økt produksjon.

Det eneste prisområdet som er forskjellig fra de andre er Finnmark. Figur 15 viser at prisen faller forttere og stiger igjen senere, enn for de andre områdene. Overføringskapasiteten mellom Finnmark og Nordland er dårlig, så prisforskjellen mellom Finnmark og de andre områdene skyldes det lave forbruket i Finnmark. Siden det ikke er mulig å transportere

kraftoverskuddet til områdene i sør, vil prisene synke. Grafens bunnpunkt er likt som i de andre områdene, rett i underkant av 20 øre/KWh.



Figur 15: Systempris i Finnmark i et normalt år, i øre/KWh.

Gjennomsnittsprisen for de ulike områdene er vist i Tabell 7. Prisene ligger i gjennomsnitt ca 2,50 øre/KWh lavere i Scenario 1 i forhold til basescenarioet.

	Sør-Norge	Sentral-Norge	Vestlandet	Østlandet	Midt-Norge	Nord-Norge	Finnmark
Scenario 1	33.90	33.90	33.70	34.20	33.70	33.20	33.10
Basescenario	36.37	36.38	36.23	36.64	36.30	35.77	36.00
Differanse	2.47	2.48	2.53	2.44	2.60	2.57	2.90

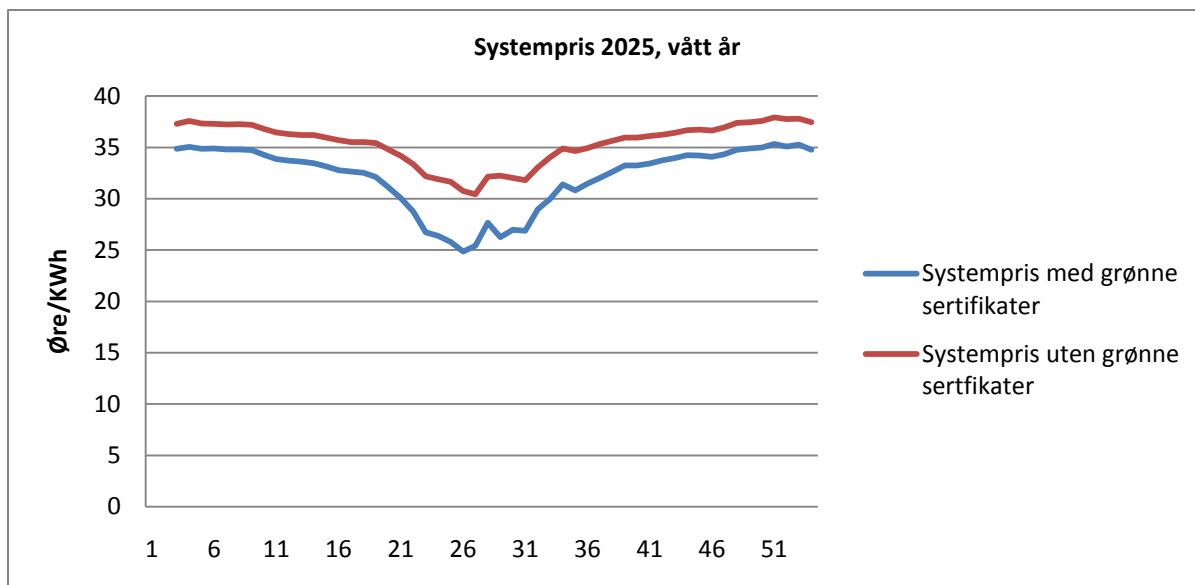
Tabell 7: Gjennomsnittspris for alle prisområder i et normalt år, målt i øre/KWh.

10.2 Våte og tørre år

10.2.1 Vått år

I dagens marked er det store sprik mellom våte og tørre år med tanke på produksjon, og dermed også om Norge er netto eksportør eller netto importør av kraft. Med grønne sertifikater er målet å oppnå produksjon fra nye fornybare energikilder. Dette vil supplere vannkraft fra magasin. Det ses derfor på om sertifikatordningen kan bidra til å jevne ut forskjellene mellom år med mye og lite nedbør, og om grønne sertifikater fører til endringer i produksjonen i slike ekstreme år. Figur 16³⁷ viser systemprisen i et vått år.

³⁷ Se appendiks for systemprisutviklingen for hvert område.



Figur 16: Prisoversikt i et vått år med og uten grønne sertifikater, i øre/KWh.

Det er en viss forskjell mellom basescenarioet og Scenario 1 i det våte året. Prisen er generelt lavere gjennom hele året, men kurven for Scenario 1 har et brattere fall, og prisetallet mellom vinter og sommer er større, ca 3 øre/KWh større prisforskjell. Prisetallet skyldes at det er overkapasitet under snøsmeltingen ved at man produserer vindkraft samtidig med at magasinene fylles helt opp og elvekraftverk produserer med full kapasitet. Grønne sertifikater har altså en innvirkning på hva som skjer i våte år, ved at produksjonen øker og at prisene synker mer mellom periodene enn uten en slik ordning.

Det er også interessant å se at prisetallet på sommeren er mindre bratt i våte år enn i normalår, da det vil være mer tilsig i magasinene i våte år. Dette skyldes at produsentene tidlig er klar over at de vil få inn mye vann, siden de ut fra snømengden kan beregne et forventet tilsig under vårflommen. Kraftprodusentene velger å produsere mer allerede tidlig på året, og dette fører til at prisene begynner å synke tidligere enn i et normalår. Denne trenden observeres både i basescenarioet og i Scenario 1.

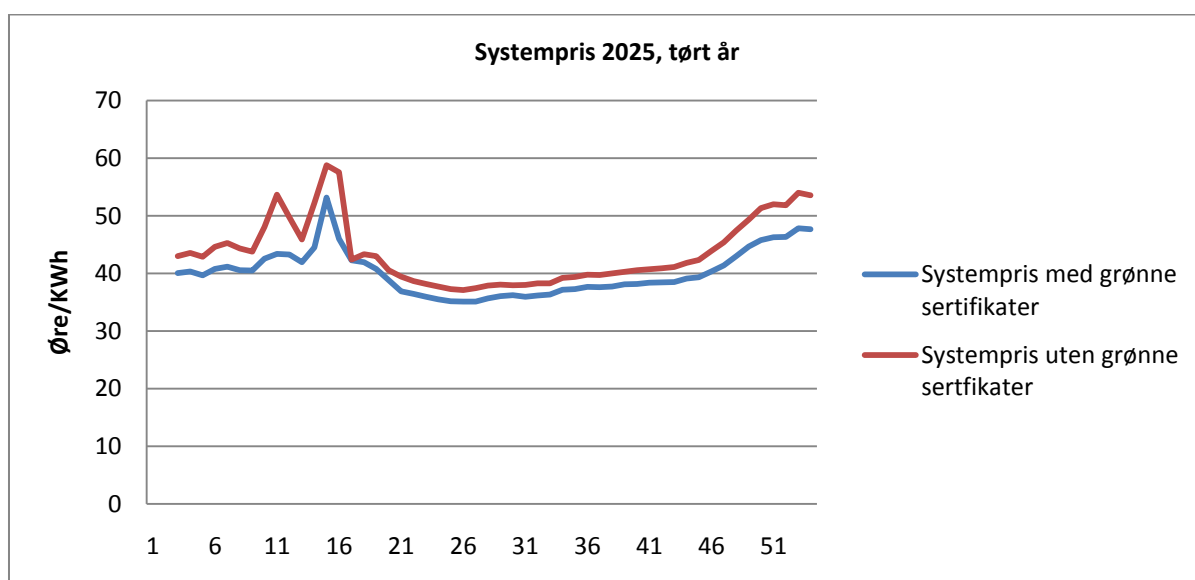
Hydrologisk sett er det få endringer mellom basescenario og Scenario 1. I modellen er det valgt ut 3 forskjellige tilsigberegninger som representerer hvert sitt år, basert på historiske data fra de siste 25 årene. Endringen i tilsiget fra normalår til vått år er ca +15 prosent, og fra normalår til tørt år ca -20 %. Endringen er lik for alle regioner, så det er ikke justert for forskjeller mellom landsdelene i værforhold gjennom året. Produksjonen i våte og tørre år i forhold til normalåret forblir cirka den samme med en grønn sertifikatordning som i basescenarioet. Resultatene er vist i Tabell 8.

	Normalår	Vått år	Tørt år	% Vått år	% Tørt år
Basescenario	137,3	152,8	121	+11 %	-12 %
Scenario 1	146,5	162,3	130,2	+11 %	- 11 %

Tabell 8: Produksjon i forskjellige år, målt i TWh. Prosentvise endringer fra vått/tørt opp mot normalår.

10.2.2 Tørt år

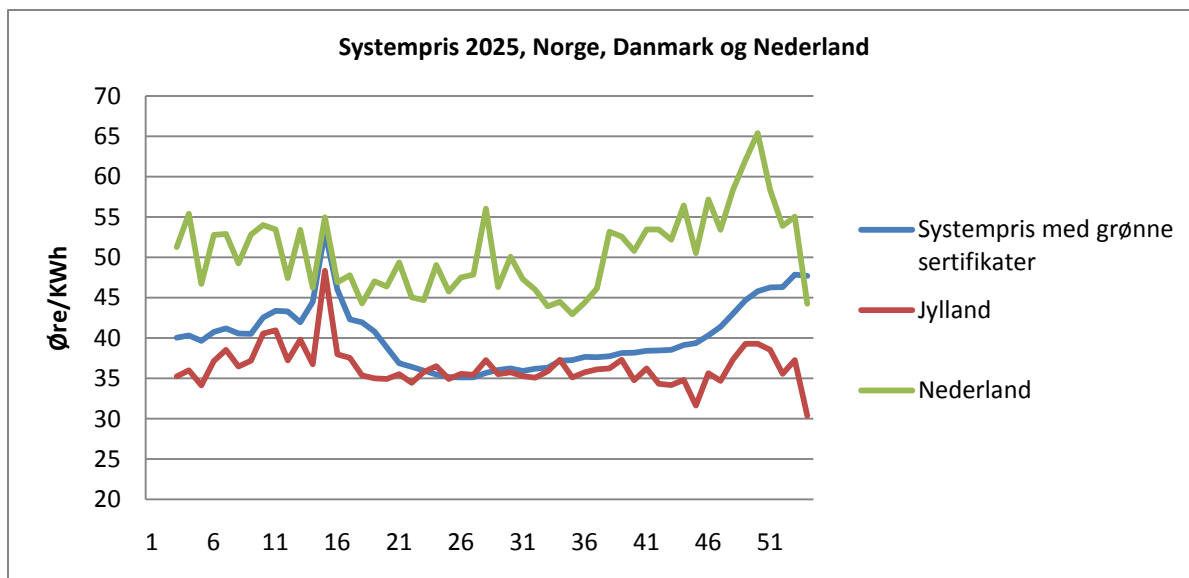
Figur 17³⁸ viser at det er store forskjeller i prisstruktur mellom våte og tørre år. I et vått år blir det store utslag på prisen i hele perioden med snøsmelting, mens i tørre år vil forventningen om lav magasinbefylling senere på året føre til mindre produksjon i starten av året, noe som presser prisene oppover tidligere. Prisene er også på sitt laveste nivå tidligere på året i tørre år enn i våte år.



Figur 17: Prisoversikt i tørt år med og uten grønne sertifikater.

Situasjonen i Figur 17 viser igjen at det hovedsakelig er lavere pris gjennom hele året som utgjør noen forskjell mellom basescenarioet og Scenario 1. Trenden for når prisen faller og stiger er lik. Den store prisøkningen i både basescenarioet og i Scenario 1 mot slutten av vinteren skyldes hovedsakelig at innenlands produksjon ikke klarer å holde tritt med forbruket, og det må importeres fra utlandet. Prisøkningen i uke 10-13 henger dermed tett sammen med systemprisen i Danmark og Nederland, noe Figur 18 viser. Her er det tydelig at den norske prisen er sterkt korrelert med de utenlandske prisene i tider hvor det er høyt forbruk og begrenset produksjon. Eksemplet i Figur 18 er tatt fra Scenario 1, men tilsvarende korrelasjon mellom de norske prisene og prisene i utlandet finnes også i basescenarioet.

³⁸ Se appendiks for systemprisutviklingen for hvert område.



Figur 18: Gjennomsnittlig pris pr uke i et tørt år for Norge, Danmark og Nederland.

I basescenarioet får Finnmark et så stort underskudd på kraft i et tørt år at prisen stiger helt opp til 4 kr/KWh i en kort periode i uke 10 – 13.³⁹ I Scenario 1 øker produksjonen nok til at disse ekstreme pristoppene unngås og systemprisen utvikler seg veldig likt som i de andre norske områdene.

Siden det antas at vannkraft vil stå for en stor andel av ny produksjonskapasitet vil våte år fortsatt føre til en stor produksjonsøkning, siden det vil være større tilgang på den viktigste innsatsfaktoren. Vindkraft ser ut til å utgjøre en for liten del av produksjonsmiksen til å utgjøre noen stor forskjell mellom de to scenarioene. En ordning med grønne sertifikater med en realistisk utbygging av kraft vil dermed gi noe større prisutslag mellom periodene, men ellers ikke forandre dagens situasjon noe særlig bortsett fra at det importeres litt mindre kraft i tørre år og eksporteres enda mer i våte år.

Gjennomsnittsprisene for vått og tørt år er gitt i Tabell 9 og Tabell 10, hvor forskjellen mellom basescenarioet og Scenario 1 stort sett ligger i underkant av 3,50 øre/KWh i begge simuleringene. Forskjellen på 31 øre/KWh i et tørt år i Finnmark i Tabell 10 er ganske betydelig og en forbedring enten ved mer produksjon eller bedre overføringskapasitet synes svært nødvendig. Prisnivået ligger i våte år på 75 % av det i tørre år i basescenarioet, mens det ligger på 79 % i Scenario 1. Justert for Finnmark holder dette forholdet seg likt i begge scenarioer på 75 %.

	Sør-Norge	Sentral Norge	Vestlandet	Østlandet	Midt-Norge	Nord-Norge	Finnmark
Scenario 1	32.21	32.20	31.97	32.49	32.04	31.76	31.87
Basescenario	35.49	35.48	35.25	35.79	35.44	35.12	35.59
Differanse	3.28	3.29	3.28	3.30	3.40	3.36	3.72

Tabell 9: Gjennomsnittspriser i et vått år.

³⁹ Se appendiks for systemprisutviklingen i Finnmark.

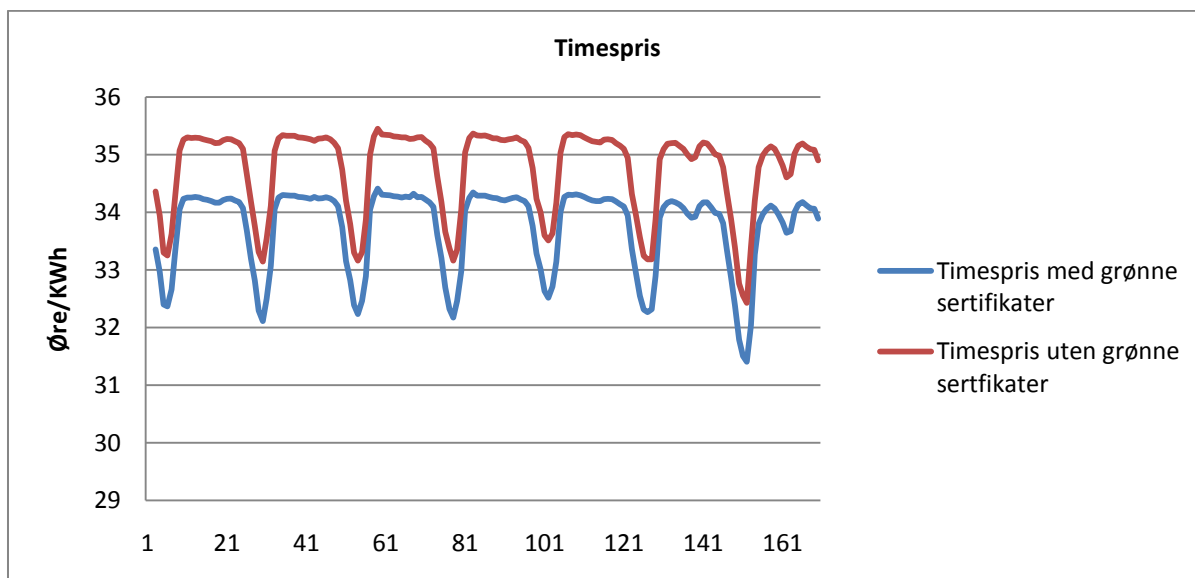
	Sør-Norge	Sentral-Norge	Vestlandet	Østlandet	Midt-Norge	Nord-Norge	Finnmark
Scenario 1	40.19	40.29	40.11	40.60	40.12	39.82	40.42
Basescenario	43.51	43.77	43.60	44.09	43.79	43.42	71.45
Differanse	3.33	3.48	3.49	3.49	3.67	3.60	31.02

Tabell 10: gjennomsnittspriser i et tørt år

10.3 Prisvolatilitet

Det ses også på om en sertifikatordning påvirker prisen på andre måter. I Norge er det i utgangspunktet en ganske stabil kraftpris gjennom døgnet siden mesteparten av produksjonen kan stenges av når forbruket er lavt om natten. I Europa er det store svinginger i prisen gjennom døgnet, siden kostnadene ved å starte og stoppe produksjonen av termiske kraftverk er større enn å selge til kraftig reduserte priser om natten når etterspørselen synker. Dermed går produksjonen selv om etterspørselen er lav.

Med grønne sertifikater økes produksjonen av uregulerbar kraft. Vindkraft- og småkraftverk produserer hele tiden så lenge det blåser og så lenge vannet renner i elver/bekker. Dermed produseres det kraft også når det ikke er like stort behov for den. Dette kan vise seg i utslag på prisen ved at forskjellen mellom natt og dag blir større. Prisene time for time, med og uten en sertifikatordning, er vist i Figur 19.⁴⁰



Figur 19: Timespris på elektrisk kraft med og uten innføring av en sertifikatordning.

⁴⁰ Se appendiks for prisen time for time for hvert område.

Det er et utslag på 2-2,5 øre/kWh for basescenarioet. I Scenario 1, med grønne sertifikater, er volatiliteten på timebasis så godt som lik som i basescenarioet, den eneste forskjellen er at prisene er lavere i Scenario 1. Prisvolatiliteten vil dermed ikke reduseres som følge av innføringen av de grønne sertifikatene.

I Scenario 1 ligger det mer uregulerbar kraft til grunn i produksjonsmiksen, og det var forventet å se større volatilitet i dette scenarioet, men dette er ikke tilfelle. Svingingene er noe større i Sør-Norge,⁴¹ noe som kan ha sammenheng med at tilkoblingen til Nederland og Danmark er i dette området og at eksporten herfra fører til noe høyere priser på dagtid.

Så lenge økningen i ny fornybar energiproduksjon i Norge er begrenset som i dette scenarioet vil grønne sertifikater ikke påvirke svingingene i kraftpris gjennom døgnet i nevneverdig grad. I tillegg har prisstrukturen gjennom året heller ikke forandret seg i særlig stor grad i Scenario 1. Utviklingen med en tydelig reduksjon i pris under snøsmeltingen var til stede både i scenarioet med og uten grønne sertifikater. Det er dermed ikke grunnlag for å si at grønne sertifikater påvirker volatiliteten i kraftprisen.

10.4 Produksjon

Det er også interessant å se på hvordan produksjonen forandrer seg når det kommer til nye kilder til elektrisitet i systemet. Fossile energikilder er nesten ikke i bruk i Norge, så først og fremst ses det på hvordan de nåværende vannkraftprodusentene tilpasser seg. De variable produksjonskostnadene relatert til vannkraftproduksjon er så godt som ubetydelige, slik at det forventes at disse produsentene ikke reduserer sin produksjon selv med fallende priser.

Produksjonsendringene fra basescenarioet til Scenario 1 er gitt i Tabell 11.⁴²

Gasskraftproduksjonen er ikke vist i tabellen, men holder seg lik som i basescenarioet. Det samme gjelder produksjon fra andre små energikilder.

	Produksjon Scenario 1	Produksjon Basescenario	Endring
Vannkraft	133.2	129.7	3.5
Vindkraft	6.7	1.0	5.7
Bioenergi	2.5	2.5	-
Total	146.5	137.3	9.2

Tabell 11: Oversikt over elektrisitetsproduksjon i Norge i basescenario og Scenario 1, målt i TWh

Når det gjelder vannkraftproduksjon må det her ses litt bak tallene. Småkraftverk er uten magasinkapasitet og mottar grønne sertifikater. De store vannkraftverkene som allerede eksisterer mottar ikke slik støtte med unntak av nye utvidelser i produksjonskapasitet som

⁴¹ Se appendiks for systemprisutviklingen for Sør-Norge

⁴² Se appendiks for tabell med fullstendig produksjon for hvert område.

følge av oppgradering av rør, turbiner etc. I Tabell 12 er produksjonen av regulerbar og uregulerbar kraft med og uten grønne sertifikater illustrert.

	Produksjon Scenario 1	Produksjon Basescenario	Endring
Vannmagasin	97.8	95.5	2.25
Elvekraft	35.4	34.2	1.21

Tabell 12: Fordeling mellom magasinkraftverk og elvekraftverk med og uten grønne sertifikater, målt i TWh.

Det er en liten økning i produksjonen både fra magasinkraftverk og elvekraftverk. Småkraftverk ligger inne i den siste kategorien. Merk at større elvekraftverk også kan ha en viss lagringsmulighet på kort sikt, og at all produksjon i kategorien elvekraft ikke er ny sertifikatberettiget produksjon. I dette scenarioet reduserer ikke de eksisterende produsentene sin produksjon som følge av sertifikatordningen.

10.5 Handel

Norge har i dag direkte krafthandel med Nederland, Danmark, Sverige og Finland. I alle scenarioer ligger det inne en utvidelse av forbindelsene til Danmark og Nederland. Dette er to prosjekter som er nær ved å bli satt i gang, og som mest sannsynlig vil komme på plass uavhengig av en sertifikatordning. Norge eksporterer kraft om dagen og importerer om natten, og har på 2000-tallet vært nettoeksportør av kraft i et normalår. Handel til Nederland og Danmark skjer via Sør-Norge, og til Sverige via Øst-, Midt- og Nord-Norge. Forbindelsen til Finland ligger i Finnmark, og volumene her er svært små. Alle overføringstall er fratrukket tap i overføring.

I handelsbalansen for kraft i basescenarioet er handelsoverskuddet til Nederland på 9,1 TWh. Netto eksport til Danmark er 0,1 TWh, mens det importeres 14,1 TWh fra Sverige. Import fra Finland er på 0,1 TWh. Det betyr at med forbruksøkningen i årene frem til 2025 blir Norge nettoimportør av kraft i et normalår, med et underskudd på 5 TWh.

	Danmark	Sverige	Nederland	Finland	Totalt
Basescenario	0,1	-14,1	9,1	-0,1	-5
Scenario 1	1,8	-7,7	10,5	0,1	4,7

Tabell 13: Oversikt over handel med utlandet i et normalår, i TWh.

Etter kjøring av Scenario 1, som innebærer en produksjonsøkning i Norge, har eksporten økt noe. Ny eksport til Nederland er 10,5 TWh, og det eksporteres 1,8 TWh til Danmark. Importen fra Sverige har sunket til 7,7 TWh, og import fra Finland er snudd til eksport på 0,1 TWh. Norge blir etter ordningen med sertifikater netto eksportør av kraft. Handelsbalansen for Norge er nå på +4,7 TWh, noe som innebærer en økning på 9,7 TWh fra basescenarioet. Grønne sertifikater ser altså ut til å medføre at Norge øker sin eksport i normalår, og skifter status fra netto importør til netto eksportør av kraft.

Det er også interessant å se på om Norge har mulighet til å forandre på situasjonen som oppstår i tørre år. I dag er Norge netto importør i tørre år, siden produksjonen her hjemme er for lav til å dekke etterspørselen. I basescenarioet er eksporten til Nederland i et tørt år redusert til 6,4 TWh, mens det nå importeres 3,9 TWh fra Danmark. Årsaken til at det fortsetter å eksporteres til Nederland selv med kraftunderskudd er at Nederland har nesten all sin produksjon fra fossile kilder(gass og kull), og så lenge prisene på innsatsfaktorene er forholdsvis høye vil Norge tjene på å eksportere til Nederland og importere billigere strøm fra kjernekraftverk og vannkraftverk i Sverige. Importen fra Sverige har her steget til 22,7 TWh. Det må her nevnes at Sverige ikke er simulert med et tørt år samtidig som Norge. Dette er en svakhet i modellen, fordi det er påvist at det er en positiv korrelasjon mellom Sør-Norge og Sør-Sverige når det gjelder nedbørsmengder. Import fra Finland er på 0,6 TWh, og det totale underskuddet på handelsbalansen er på 20,8 TWh.

	Danmark	Sverige	Nederland	Finland	Totalt
Basescenario	-3,9	-22,7	6,4	-0,6	-20,8
Scenario 1	-2,1	-17,7	8,6	-0,4	-11,6

Tabell 14: Handel med utlandet i et tørt år, målt i TWh

I Scenario 1 synker importen fra Sverige til 17,7 TWh, mens eksporten til Nederland stiger til 8,6 TWh. Importen fra Danmark er redusert til 2,1 TWh, og import fra Finland 0,4 TWh. Norge reduserer altså underskuddet på handelsbalansen for kraft til 11,6 TWh ved å innføre grønne sertifikater i et tørt år, men Norge blir fortsatt kraftig påvirket av reduserte nedbørsmengder.

I et vått år blir netto eksport for Norge 20,5 TWh i Scenario 1 med grønne sertifikater, mot 11,1 TWh i basescenarioet. I Scenario 1 er Norge netto eksportør til alle naboland i et vått år. Dette samsvarer med resultatene fra normalåret, hvor eksporten øker etter en sertifikatordning.

10.6 Samfunnsøkonomisk nytte

Det har vært diskusjon rundt hvorvidt Norge vil tjene eller tape på å innføre en sertifikatordning. Dette vil selvfølgelig avhenge av forutsetningene og hva prisen for strøm og grønne sertifikater ender på. Først og fremst viser resultatene at det blir en stor velferdsvidning fra produsenter til konsumenter. Lavere kraftpris fører til en økning i konsumentoverskuddet på over 3,3 milliarder kroner. Samtidig opplever produsentene totalt en reduksjon i sitt overskudd på ca 0,5 milliarder kroner. Dette er et interessant resultat, siden det er produsentene som øker tilbudet av kraft som er den direkte årsaken til velferdsvidningen. Produsentenes velferdstap vil diskuteres mer utfyllende i kapittel 12.

I teoridelen ble det antatt at en sertifikatordning ville føre til et samfunnsøkonomisk tap for eksisterende produsenter som fikk en lavere pris i markedet, mens konsumentene ville tjene

på en sertifikatordning så lenge andelskravet ikke var for høyt. Resultatene fra BID-modellen, med endringene fra basescenarioet til Scenario 1, viser følgende tall:

	Sør	Sentral	Vest	Nord	Midt	Nord	Finnmark	Norge
Produsentoverskudd	59	-442	-750	-249	811	27	29	-515
Konsumentoverskudd	311	363	709	826	571	369	176	3325
Flaskehalsinntekter	289	6	0	-26	-37	-21	7	218
Leverandøroverskudd	0	0	0	0	0	0	0	0
Elavgift og moms	18	27	25	57	21	17	3	169
Total endring samf.øk.nytte								3198

Tabell 15: Endring i samfunnsøkonomisk nytte fra basescenario til Scenario 1, i millioner kroner

Flaskehalsinntekter er overskudd fra handel med utlandet, og går direkte til systemoperatør som er heleid av staten. Økningen i eksport gir også ca 0,2 milliarder kroner ekstra til staten. Elavgift og moms vil være inntekt for det offentlige. Samtidig har det offentlige eierinteresser i mange kraftselskaper, slik at reduserte inntekter for produsentene også går ut over skattebetalerne gjennom reduserte inntekter for kommune og stat i form av redusert utbytte og reduserte skatteinntekter fra kraftselskapene. Eksakt hva dette tapet her vil beløpe seg på er vanskelig å beregne, da eierandelene i kraftselskapene er ukjente. Tapet vil virke negativt inn på det samfunnsøkonomiske overskuddet i tabellen.

Innføring av grønne sertifikater gir altså, med forutsetningene som er tatt, en økning i samfunnsøkonomisk overskudd for Norge på 3,2 milliarder NOK pr år i et normalår. Konsumentoverskuddet som følge av lavere priser er mye større enn tapet produsentene opplever som en følge av ordningen. Staten får en inntektsøkning gjennom moms- og flaskehalsinntekter(handel), men kan allikevel tape på en sertifikatordning siden de har eierandeler i mange av kraftselskapene som får reduserte inntekter. Konsumentoverskuddet er likevel så stort, at alt i alt vil altså innføring av en slik ordning føre til en positiv gevinst for samfunnet.

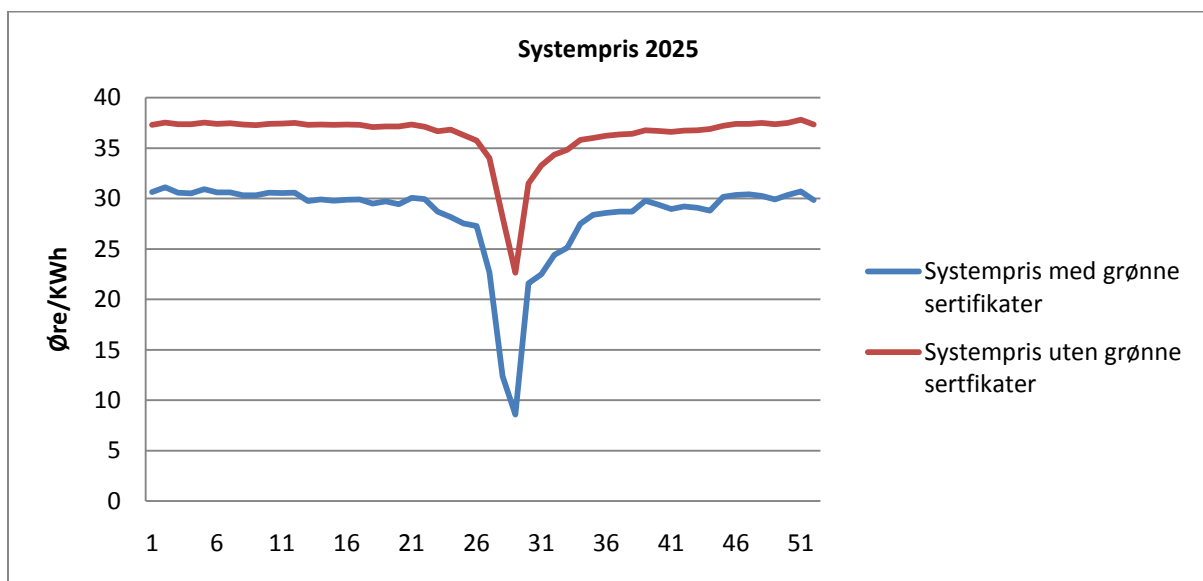
11 Resultater Scenario 2

I dette scenarioet er det, som i Scenario 1, kjørt flere simuleringer med forskjellige tilsig. Det ses igjen på resultater for pris, handel, produksjon, våte/tørre år og samfunnsøkonomisk nytte.

11.1 Pris

Det er tatt utgangspunkt i at Norge opplever en meget stor vekst i produksjon av ny fornybar energi, ved at innføringen av grønne sertifikater fører til at vindkraftproduksjon blir økonomisk lønnsomt i stor skala.

Med normalt tilsig i magasinene blir prisene som vist i Figur 20⁴³ med og uten grønne sertifikater.



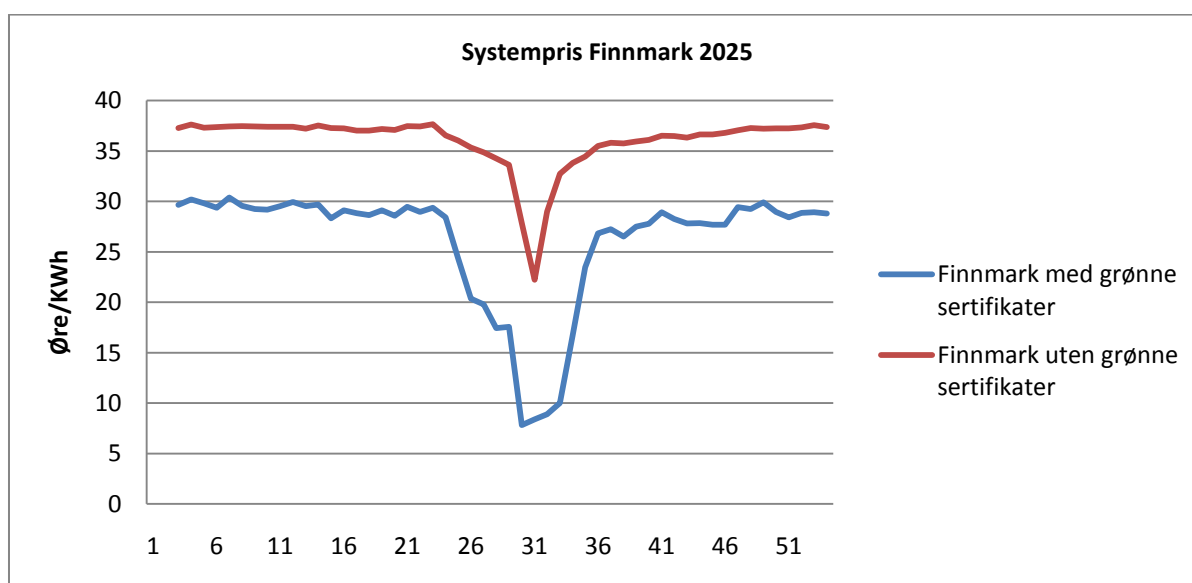
Figur 20: Systemprisen i år 2025 med og uten grønne sertifikater.

I forhold til basescenarioet er det ikke overraskende at prisene i Scenario 2 har sunket betraktelig grunnet den store produksjonsøkningen. Dette kommer konsumentene til gode som får kjøpe strøm til lavere priser, mens produsentene taper som følge av de reduserte prisene. Prismønsteret er relativt likt, bortsett fra at prisforskjellen mellom sommer og vinter øker noe. Dette tilsier at større produksjon og mer vindkraft ikke påvirker prismønsteret i særlig annen grad enn at prisene reduseres. Prisforskjellen mellom sommer og vinter er naturlig med tanke på at det er mye vindkraftproduksjon samtidig med at magasinene fylles opp i sommerhalvåret.

⁴³ Se appendiks for systemprisutviklingen for hvert område.

Systemprisen i Scenario 2 holder seg relativt stabil på rundt 30 øre/KWh de første månedene, før de starter å falle når sommeren kommer og snøsmeltingen setter inn. Prisene begynner å falle i månedsskiftet mai/juni (uke 22) for så å innhente seg igjen i august og september (uke 30 – 35) og igjen stabilisere seg rundt 30 øre/KWh. Prisene varierer med over 20 øre/KWh mellom vinter og sommer.

Prisene i Finnmark utpeker seg igjen som det prisområdet med de laveste prisene og en sammenligning mellom prisene med og uten grønne sertifikat er illustrert i Figur 21.



Figur 21: Systempris i Finnmark med og uten grønne sertifikater

Prisen i Finnmark er noe mer ustabil etter innføringen av de grønne sertifikatene, men også her er det samme prisfallet under snøsmeltingen som i de resterende prisområdene med grønne sertifikater. Årsaken til de små svingingene gjennom hele året kommer fra vindkraften som varierer sterkt med vindforholdene.

Gjennomsnittsprisen for de ulike prisområdene for begge scenarioene er gitt i Tabell 16. Prisforskjellene er på rundt 8 øre/KWh, hvor prisforskjellen øker jo lenger nord i Norge man beveger seg. Igjen er det overføringsmulighetene som er skyld i dette.

	Sør-Norge	Sentral-Norge	Vestlandet	Østlandet	Midt-Norge	Nord-Norge	Finnmark
Scenario 2	28.58	28.57	28.42	28.84	28.24	27.36	26.09
Basescenario	36.4	36.4	36.2	36.6	36.3	35.8	36.0
Differanse	7.79	7.81	7.81	7.80	8.06	8.41	9.91

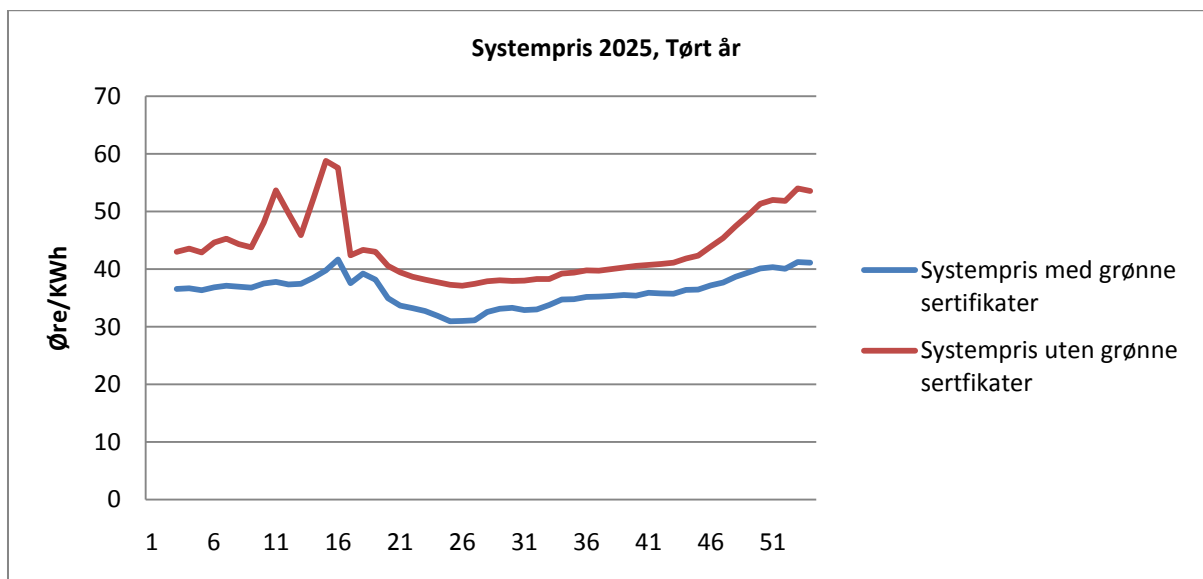
Tabell 16: Gjennomsnittspriser pr år for Scenario 2, i øre/KWh.

11.2 Våte og tørre år

Det er interessant å se om sertifikatordningen i større grad kan bidra til å jevne ut forskjellene mellom våte og tørre år i Scenario 2. Med tanke på økningen i vindkraftproduksjon er det i dette scenarioet mer kraftproduksjon som er upåvirket av nedbørmengden gjennom året.

11.2.1 Tørt år

I et tørt år med lavt tilsig i magasinene blir systemprisen som vist i Figur 22.⁴⁴



Figur 22: Systemprisen i et tørt år med og uten grønne sertifikater.

Det første som er verdt å merke seg er at de høye prishoppene i basescenarioet i mars/april, og som også var tilstede i Scenario 1, nesten er forsvunnet i Scenario 2. Det har kommet til så mye produksjon at Norge ikke lenger er like avhengig av import som i de andre scenarioene, og derfor unngås disse pristoppene i et tørt år. Det er hovedsakelig den økte produksjonen fra vindkraft, som ikke avhenger av tilsiget, som gjør Norge mindre avhengig av utenlandsimporten. Det er fremdeles tendenser til små økninger i prisen utover i april og mot slutten av året, noe som tilsier at det fremdeles er en viss avhengighet av import i korte perioder av et tørt år, selv med den store produksjonsøkningen som er lagt til grunn i dette scenarioet.

Sammenlignet med et normalt år er mye av prisforskjellen mellom sommer og vinter borte. Prisen på det meste oppe i litt over 40 øre/kWh i et tørt år med grønne sertifikater om vinteren, mens den kun går ned til ca 31 øre/kWh på det laveste om sommeren. Dette prismønsteret skyldes igjen at produsentene, som kalkulerer tilsig på bakgrunn av

⁴⁴ Se appendiks for systemprisutviklingen for hvert område.

snømengder og forventet tilsig, sparer vann om sommeren for å ha nok vann til vinteren. Sammen med mye vindkraft fører dette til mye mer stabile priser gjennom året.

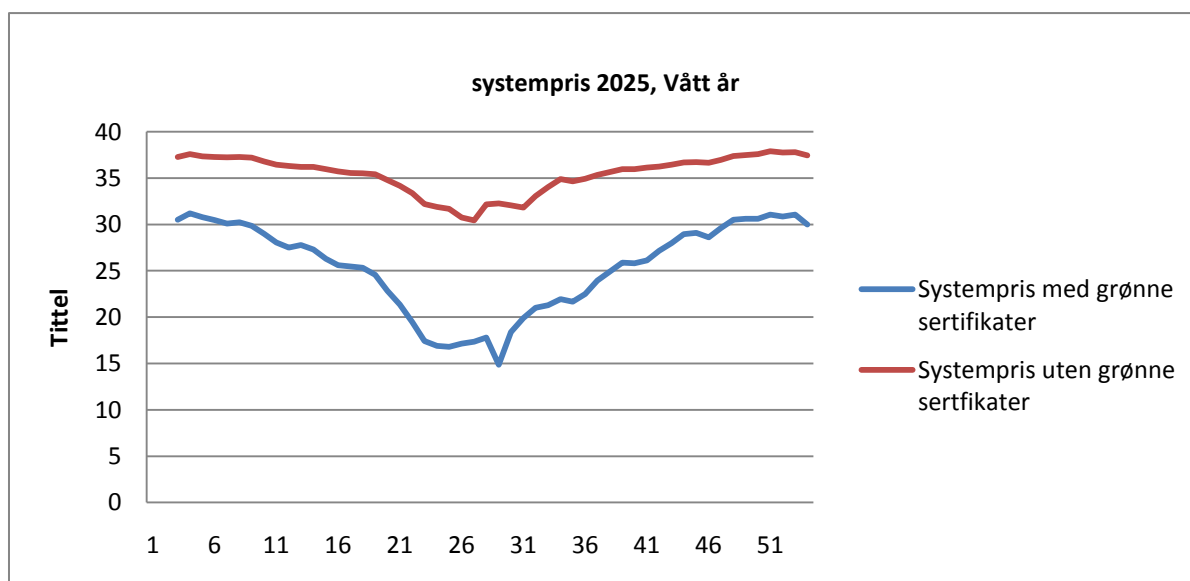
I denne simuleringen er gjennomsnittsprisene for de ulike prisområdene er temmelig like. Det skiller på det meste 1,1 øre/KWh mellom det området med høyest pris (Østlandet) og det med lavest (Nord Norge og Finnmark). Tabell 17 viser gjennomsnittsprisene for alle prisområdene og sammenligner disse med basescenarioet. Prisforskjellen i Finnmark er som den var i et tørt år i Scenario 1 veldig stor.

	Sør-Norge	Sentral-Norge	Vestlandet	Østlandet	Midt-Norge	Nord-Norge	Finnmark
Scenario 2	36.35	36.42	36.21	36.72	36.07	35.52	35.53
Basescenario	43.51	43.77	43.60	44.09	43.79	43.42	71.45
Differanse	7.16	7.35	7.39	7.37	7.72	7.90	35.91

Tabell 17: Gjennomsnittspriser for hvert område i et tørt år.

11.2.2 Vått år

I et vått år med mye tilsig i magasinene blir systemprisene som i Figur 23.⁴⁵



Figur 23: Prisoversikt i et vått år med og uten grønne sertifikater.

Prismønsteret blir igjen relativt likt som i basescenarioet, hvor den økte produksjonen senker prisene gjennom hele året. Prisfallet i Scenario 2 er nesten dobbelt så stort som i basescenarioet, hvor prisene synker fra rundt 37 øre/KWh til i overkant av 30 øre. I Scenario 2 blir det et nesten kontinuerlig fall i prisen allerede fra starten av året, og den halverer seg

⁴⁵ Se appendiks for systemprisutviklingen for hvert område.

frem til sommeren hvor prisene igjen begynner å stige. Effekten blir altså større i Scenario 2, men ellers er trenden mye av det samme som i Scenario 1.

	Normalår	Vått år	Tørt år	% Vått år	% Tørt år
Basescenario	137,3	152,8	121	+11,3 %	-11,9 %
Scenario 2	158,1	174,7	143,6	+10,5 %	-9,2 %

Tabell 18: Produksjon i forskjellige typer år, målt i TWh.

Tabell 18 viser at produksjonen ikke svinger like mye relativt sett i Scenario 2 som i basescenarioet, noe som tilsier at vindkraften gjør at Norge blir mindre påvirket av nedbørsmengdene. Viktigst er det at produksjonen ikke blir redusert like mye i tørre år, hvor det tidligere har vært kraftunderskudd.

I store deler av året vil prisene være relativt like i de ulike prisområdene. Forskjellene som kan påpekes er at prisen i Nord Norge og Finnmark er litt lavere enn de resterende områdene i starten av året,⁴⁶ og mens Nord Norge etter hvert får like priser som de resterende områdene synker prisen i Finnmark helt ned til 10 øre/KWh om sommeren. Igjen er det dårlig overføringskapasitet som er grunnen til prisforskjellene.

Gjennomsnittsprisene i Scenario 2 ligger på ca 25,50 øre/KWh i de sørligste områdene, mens gjennomsnittsprisen for Finnmark og Nord Norge ligger på ca 24,50 øre/KWh. Sett i et historisk perspektiv er prisene lave. Alle gjennomsnittsprisene er gitt i Tabell 19.

	Sør-Norge	Sentral-Norge	Vestlandet	Østlandet	Midt-Norge	Nord-Norge	Finnmark
Scenario 2	25.67	25.61	25.41	25.87	25.26	24.62	24.42
Basescenario	35.49	35.48	35.25	35.79	35.44	35.12	35.59
Differanse	9.82	9.88	9.84	9.91	10.18	10.50	11.17

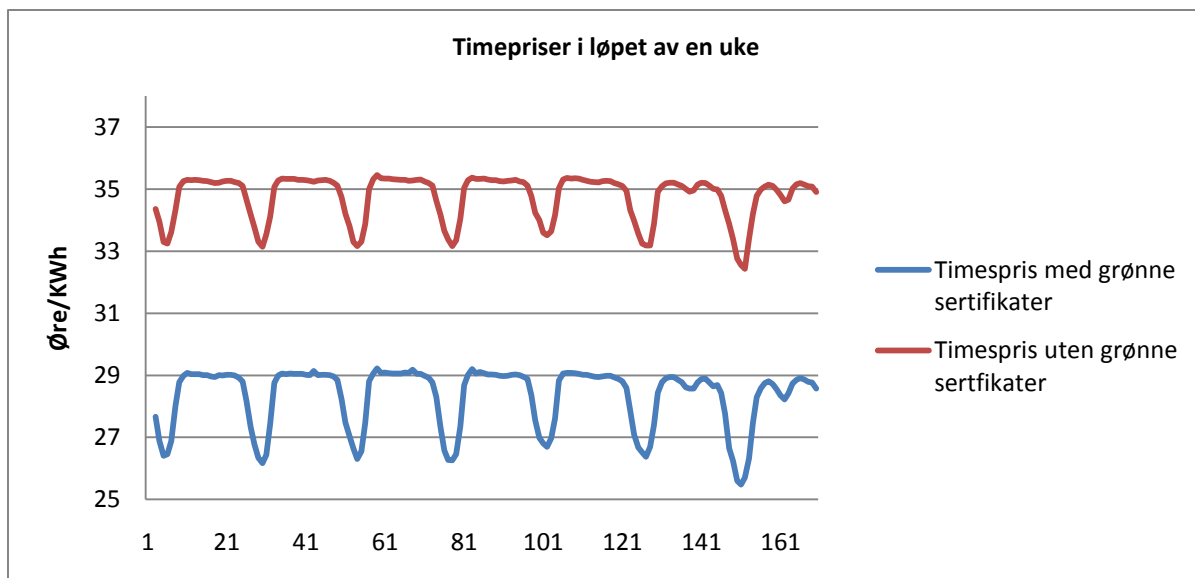
Tabell 19: Gjennomsnittspris for hvert prisområde i et vått år i Scenario 2.

11.3 Prisvolatilitet

I denne delen ses det på hvilke effekter innføringen av grønne sertifikatene har hatt på prisvolatiliteten. Prisene i løpet av uken for basescenarioet og Scenario 2 er illustrert i Figur 24.⁴⁷

⁴⁶ Se appendiks for systemprisutviklingen for Finnmark og Nord-Norge.

⁴⁷ Se appendiks for prisen time for time for hvert område.



Figur 24: Timespris på elektrisk kraft med og uten grønne sertifikater.

Figuren viser at de grønne sertifikatene i dette scenarioet har hatt en større påvirkning på volatiliteten enn i Scenario 1. Prisforskjellen ligger her på rundt 2,50- 3 øre/KWh med grønne sertifikater, og 2 øre/KWh uten. Med andre ord har den økte kapasiteten ført til noe større prisforskjeller mellom dag og natt. Dette skyldes den økte andelen uregulerbar kraft i systemet. En stor økning i vindkraft vil derfor påvirke prisvolatiliteten, men fremdeles består produksjonsmiksen av så mye regulerbar vannkraft at endringene ikke er spesielt store.

Østlandet opplever noen små prisøkninger på dagtid,⁴⁸ noe som skjer i Sverige på de samme tidspunktene. Importen fra Sverige til Østlandet er derfor årsaken til disse uregelmessighetene.

11.4 Produksjon

Her ses det på hvordan produksjonsmønsteret har forandret seg i forhold til basescenarioet. Produksjon i Scenario 2 og basescenarioet er vist i Tabell 20.⁴⁹

	Produksjon Scenario 2	Produksjon Basescenario	Endring
Vannkraft	135.5	129.7	5.8
Vindkraft	16.0	1.0	15.0
Bioenergi	2.5	2.5	-
Total	158.1	137.3	20.8

Tabell 20: Produksjon i et normalt år med og uten grønne sertifikater i TWh

⁴⁸ Se appendiks for prisoversikt for Østlandet

⁴⁹ Se appendiks for tabell med fullstendig produksjon for hvert område.

Vannkraftproduksjonen har økt med ca 6 TWh, mens den største økningen kommer fra vindkraftproduksjon, som har økt produksjonen med 15 TWh. Produksjon i hvert område har også endret seg i dette scenarioet, hvor mye av den økte vindkraftproduksjonen kommer i Midt- og Nord Norge. I all hovedsak skyldes dette at det er best vindforhold på kysten, og det er naturlig at det meste av utbygging vil komme her.

Med tanke på den store økningen i vindkraft og småkraft er det igjen interessant å se om det er noen endringer i miksen fra regulerbar og uregulerbar vannkraft. Dette er illustrert i Tabell 21.

	Produksjon Scenario 2	Produksjon Basescenario	Endring
Vannmagasin	98.8	95.5	3.27
Elvekraft	36.8	34.2	2.52

Tabell 21: Inndeling mellom produksjon fra magasinkraftverk og elvekraftverk.

Igjen øker både eksisterende og nye vannkraftprodusenter sin produksjon som følge av sertifikatordningen. De eksisterende produsentene som ikke mottar grønne sertifikater reduserer ikke sin produksjon selv om de mottar en lavere pris enn andre produsenter som er berettiget til grønne sertifikater.

11.5 Handel

Med en samlet produksjon på 158 TWh og en etterspørsel på ca 141 TWh er Norge en nettoeksportør av kraft i dette scenarioet på til sammen 17 TWh i et normalår. Til Danmark er nettoeksporten på 4,3 TWh, til Nederland er den på 11,1 TWh, Til Finland 0,5 TWh og til Sverige er den på 0,3 TWh. Norge er altså nettoeksportør til alle naboland i dette scenarioet, også Sverige som det har vært nettoimport fra i Scenario 1. En konsekvens av de grønne sertifikatene og den økte produksjonen er dermed at Norge vil være nettoeksportør i et normalår og øke eksporten til utlandet.

	Danmark	Sverige	Nederland	Finland	Totalt
Basescenario	0,1	-14,1	9,1	-0,1	-5,0
Scenario 2	4,3	0,3	11,1	0,5	16,2

Tabell 22: Oversikt over handel med utlandet i et normalår, i TWh.

Effektene på handelen i et tørt år er enda mer interessant å se på. Eksporten til Nederland er på 10,1 TWh som igjen skyldes at strømprisene her er relativt høye. Til Finland eksporteres det nå 0,1 TWh, til Danmark er Norge gått fra nettoimportør av 3,9 TWh til nettoeksportør av 0,2 TWh. Til Sverige er Norge nettoimportør, og importerer 8,5TWh. Det lave tilsiget fører dermed til at det må importeres mer gjennom utenlandsforbindelser enn i et normalår, men

Samlet sett er Norge nettoeksportør også i et tørt år. Det må altså en svært stor økning til i produksjonskapasitet her hjemme for at Norge skal unngå å bli nettoimportør i et tørt år.

	Danmark	Sverige	Nederland	Finland	Totalt
Basescenario	-3,9	-22,7	6,4	-0,6	-20,8
Scenario 2	0,2	-8,6	10,1	0,1	1,8

Tabell 23: Oversikt over handel med utlandet i et tørt år, i TWh

I et vått år er produksjonen så stor at Norge vil være en nettoeksportør til alle nabolandene, med en samlet kraftbalanse på +33 TWh.

11.6 Samfunnsøkonomisk nytte

Resultatene for endring i samfunnsøkonomisk nytte fra å gå fra basescenarioet til Scenario 2 er gitt i Tabell 24.

Nok. millioner per år	Sør	Sentral	Vest	Øst	Midt	Nord	Finnmark	Norge
Produsentoverskudd	-329	-1555	-2244	-758	496	-425	-280	-5093
Konsumentoverskudd	857	1017	1883	2294	1469	1071	490	9081
Flaskehalsinntekt	911	13	5	20	23	75	37	1085
Elavgift og moms	-30	-46	-42	-95	-44	-38	-11	-306
Total endring samf.øk. nytte								4768

Tabell 24: Endring i samfunnsøkonomisk nytte fra Base til Scenario 2, i millioner NOK.

Tabellen viser at det samlede produsentoverskuddet har gått betydelig ned, og samlet taper produsentene i Norge nesten 5,1 milliarder NOK. Endringene i samfunnsøkonomisk nytte er altså enda større i dette scenarioet enn i Scenario 1, som følge av en enda større prisreduksjon. Dette er i tråd med forventningene, hvor de grønne sertifikatene gjør at store deler av produsentene får lavere pris for kraften de leverer i forhold til en situasjon uten sertifikater. Det samlede konsumentoverskuddet får et betydelig løft, og samlet vokser overskuddet med over 9 milliarder kroner.

Flaskehalsinntektene til staten har også økt som følge av at det nå også eksporteres kraft til Sverige i tillegg til de andre landene som Norge er tilknyttet, mens inntekter fra moms og elavgift har sunket. Elavgiften bestemmes av forbruket, så det er svinginger i momsinnkomstene som gjør at staten her får reduserte inntekter i forhold til basescenarioet.

Samlet sett vil staten stå igjen med enda mindre inntekter i Scenario 2 enn i Scenario 1, siden store deler av norsk kraftproduksjon er eid av det offentlige. Dermed er det de som må ta mye av tapene i denne sektoren. Samlet har de grønne sertifikatene hatt en positiv effekt i dette scenarioet, hvor samfunnsøkonomisk nytte har økt med nesten 5 milliarder NOK fra basescenarioet. Selv med tapte skatteinntekter vil denne summen holde seg positiv.

12 Incentiver til utbygging i virkeligheten

I modellen er det lagt til grunn at eierskap og markedsrett ikke har betydning for hvilke prosjekter som realiseres. Det vil heller være økonomi, byråkrati, lokale forhold etc. som begrenser utbygging. De store velferdsendringene i modellen gjør at det er interessant å gjøre noen betraktninger rundt hvem som skal stå for denne utbyggingen av ny fornybar energiproduksjon i virkeligheten. Som vist over vil en sertifikatordning kunne føre til store reduksjoner i produsentoverskuddet, mens konsumentene blir sittende igjen som de store vinnerne. Det kan tenkes at selskaper som Statkraft, BKK og Agder Energi ikke vil gjennomføre store prosjekter med utbygging av kraftproduksjon, når dette fører til enorme tap for dem selv. Selv om også disse produsentene vil kunne tjene noe på å være med på sertifikatordningen, vil hovedandelen av produksjonen deres fortsatt kunne ende opp med å bli solgt til reduserte priser. Dette kan gi incentiv for de store selskapene til å oppføre seg strategisk.

Av vindkraftprosjekter som har fått konsesjon i dag står de største produsentene for bare 12 av 50⁵⁰ prosjekter, noe som tilsvarer ca 30 % av årlig ny produksjon. Da er selskaper som Lyse Produksjon og Nord-Trøndelag Energi tatt med, i tillegg til Statkraft og Agder Energi. 29 andre selskaper har søkt og fått konsesjon, mange av dem spesialiserte vindkraftselskaper. Når det gjelder vannkraftutbygging er 20 av de 100⁵¹ største prosjektene drevet av Småkraft AS som er eid av Statkraft, Agder Energi, BKK og Skagerrak Energi. Resterende prosjekter er satt i gang av mange mindre selskaper. Totalt er det flere hundre forskjellige selskaper som har fått innvilget konsesjon for å drive småkraftproduksjon i Norge, for totalt 1546 prosjekter.

Det er altså mange mindre selskaper som både har søkt og fått konsesjon for sine prosjekter. For disse selskapene vil sertifikatinntektene gjøre det lønnsomt med produksjon. Om de store kraftselskapene skulle holde tilbake utbygging vil dette føre til at prisene presses opp på de sertifikatene som faktisk kommer ut i markedet, siden etterspørselen til en viss grad bestemmes av myndighetene gjennom andelskravet. Så lenge det er en stor mengde konsesjonssøkere som ikke allerede driver med storskala kraftproduksjon vil det uansett bli et tilbud av ny fornybar kraft. Ordningen er designet slik at etterspørselen er en plikt for forbrukerne, noe som gjør at lavt tilbud av sertifikater vil føre til tilsvarende høye priser. Dette vil igjen føre til at flere utbyggere vil bli interessert i å sette i gang prosjekter. Det kan da bli mer utbygging i Sverige, eller man kan få flere små lokale utbyggere her hjemme. Det er også en mulighet at utenlandske selskaper velger å starte opp produksjon i Norge. Sertifikatplikten gjør at Norges konsumenter uansett må kjøpe sertifikater tilsvarende det andelskravet som blir satt av myndighetene.

⁵⁰ <http://nve.no/no/Konsesjoner/Konsesjonssaker/Vindkraft/>

⁵¹ <http://nve.no/no/Konsesjoner/Konsesjonssaker/Vannkraft/>

Eierskapet til de eksisterende produsentene er også dominert av det offentlige. Stat og kommuner eier en stor del av selskapene som dominerer kraftproduksjonen i dag, inkludert Statkraft som er heleid av den norske stat. Så lenge det er staten som ønsker en sertifikatordning vil dette også kunne påvirke bedriftene, ved at de kan få pålegg fra sine eiere om gjennomføring av prosjekter som er isolert sett er lønnsomme.

En annen faktor som kan være med på å utjevne noe av tapet for produsentene, er at vannets reguleringsmuligheter kan bli bedre betalt med en økning i andelen uregulerbar kraft i Norge og Europa. Spesielt ved en stor økning i vindkraftproduksjonen vil man kunne oppleve at det blir et akutt behov for regulerkraft hvis vinden plutselig skulle svikte en dag. Da kan Norge bruke sine vannmagasiner og tilby kraft til Europa. I dag fungerer opp- og nedregulering ved at vannkraftprodusentene legger inn egne bud for dette til systemoperatøren, og ved behov vil slik produksjon settes i gang eller stoppes. Foreløpig er ikke dette en egenskap ved vannet man får spesielt godt betalt for, men ved en stor økning i uregulerbar produksjon som vindkraft, kan dette bli en mye mer etterspurt og dermed mer verdifull egenskap. Dette kan bidra til å øke inntektene til de eksisterende vannkraftprodusentene.

Teknologiutvikling vil også være en viktig faktor for store selskaper som ønsker å være store innen fornybar energi. Til nå har for eksempel Statkraft satset mye på vindkraft i Storbritannia, men hvis en sertifikatordning blir gjennomført her hjemme er det mulig de vil utvide sin satsing også her. Så lenge vindkraft skal være en fremtredende kilde til fornybar energi må selskaper som Statkraft være med på utviklingen for å bygge kompetanse, og dette kan gjøre at de ser seg nødt til å satse på vindkraft både på og utenfor kysten av Norge i årene fremover. Det er riktignok ikke noe i veien for at de kan fortsette en slik utvikling i utlandet, hvor de kan øke produksjonen uten å påvirke prisnivået her hjemme. Offisielt har likevel forklaringen på manglende satsing her hjemme vært at støttenivået er for lavt, noe som vil endre seg med en sertifikatordning.

De store velferdsendringene gjør at Scenario 2 blir enda mindre realistisk. Selv om det finnes mange aktører som er villig til å bygge ut kraftproduksjon i Norge er man også avhengig av de store kraftselskapene for å nå den størrelsen på kraftutbyggingen det er snakk om i et slikt scenario. Hvis man i løpet av de neste årene bygger ut en mengde tilsvarende kraft som i Scenario 1, altså 14-15 TWh, kan det være bedre for produsenter og ikke fortsette å presse på for videre utbygging. Da har man oppfylt Norges andel i sertifikatordningen, og ytterligere produksjon vil legge et enda større press på prisene, slik det er vist i Scenario 2. Det antas derimot at det ikke er mulig å stoppe utbygging av mye ny kraftproduksjon som følge av en sertifikatordning. Til det er det for mange aktører som vil tjene på ordningen, og hvis de store selskapene velger å trenere utbygging ses det på som mer sannsynlig at andre aktører i stedet bygger ut, enn at det ikke skjer noe. Det faktum at myndighetene pålegger konsumentene å etterspørre sertifikatene begrenser derfor sterkt muligheten for strategisk oppførsel.

13 Konklusjon

Det er to viktige konsekvenser av en grønn sertifikatordning. Selv med økt overføringskapasitet til utlandet og med påslaget på kraftprisen fra sertifikatene, blir det en reduksjon i kraftprisen i Norge. Prisreduksjonen blir sterkere jo større andel av produksjonen som blir bygget ut her hjemme, slik det blir illustrert gjennom de to scenarioene som er presentert. En reduksjon i kraftprisen vil gi lite incentiv til å nå målet i Klimaforliket om økt energieffektivisering og redusert strømforbruk i Norge.

Preisreduksjonen leder også til den andre viktige effekten av sertifikatordningen, nemlig en stor vridning i den samfunnsøkonomiske nytten fra produsent til konsument. Ordningen fører til et stort tap for produsenter som ikke er berettiget til grønne sertifikater, da disse produsentene vil motta en lavere pris for sin produksjon. Samtidig fører lave variable driftskostnader til at eksisterende produsenter ikke reduserer sin produksjon som følge av økt tilbud fra andre aktører. Dette kommer konsumentene til gode, som vil motta strøm til en lavere pris enn de ville gjort uten en sertifikatordning.

For Norge som helhet fører dette til en total samfunnsøkonomisk gevinst. Det er likevel usikkert hvordan staten, som eier og skatteinnkrever, kommer ut av ordningen. Her viser analysen blandede resultater. Staten vil få økte inntekter i form av økt handel, men avhengig av størrelse på eierandel i eksisterende vannkraftverk vil staten også få betydelig reduserte inntekter og må bære en del av tapet til produsentene. Når det gjelder skatteinntekter fra kraftselskapene, vil også disse gå ned så lenge produsentene får reduserte inntekter.

Grønne sertifikater fører til få andre effekter i kraftmarkedet. Mer uregulerbar kraftproduksjon ser ikke ut til å påvirke verken prismønster eller produksjonsmønster i særlig stor grad, slik at Norge fortsatt vil oppleve svinginger i kraftprisen og produksjon avhengig av nedbørsmengder og det årlige tilsiget. Den økte produksjonen fra nye fornybare kilder påvirker ikke produksjonen fra eksisterende produsenter negativt. Tvert imot blir det en økning i produksjonen også fra eksisterende vannkraftprodusenter som følge av en sertifikatordning.

Som følge av mer produksjon og økt overføringskapasitet øker krafthandelen med utlandet. Først og fremst vil grønne sertifikater sikre Norges rolle som netto krafteksportør i et normalår. Videre viser utredningen at det er nødvendig med en vindkraftproduksjon opp mot 15 TWh for å gjøre Norge selvforsynt med kraft i et tørt år, men også med en slik økning i vindkraft er det store forskjeller mellom et tørt år og et normalår. Med en realistisk mengde ny utbygget produksjon vil Norge fortsatt vært nettoimportør i et tørt år.

På døgnbasis er det bare ubetydelige endringer i prisvolatiliteten selv med betydelige mengder økt uregulerbar kraftproduksjon. Det er nødvendig med en meget stor økning i produksjonskapasiteten for å se noen forskjell fra basescenarioet angående volatiliteten.

Grønne sertifikater ser altså ut til å kunne oppfylle et viktig politisk mål, nemlig å øke produksjon fra fornybare kilder i Norge. Sertifikatorordningen vil dermed være en meget god løsning for å nå dette målet, samtidig som man sikrer utbygging av ny fornybar kraft på en kostnadseffektiv måte. Når det gjelder klimagevinsten av den økte eksporten av ren kraft, og effekten av sertifikatorordningen på CO₂-kvotemarkedet vil dette gjenstå og analysere, da det ligger utenfor modellen og problemstillingen for denne utredningen.

14 Kritikk av modellen

Modellen er en forenklet beskrivelse av kraftmarkedet, både i forhold til produksjon/forbruk og nettkapasitet. Selv om denne modellen er et realistisk utgangspunkt for å gjøre en analyse, vil det fortsatt være mange ting som ikke vil være helt representativt for det virkelige markedet. Modellen er optimaliserende, og forutsetter at alle aktører har full informasjon om markedet. Det er en kortsiktig, statisk modell, så den tilpasser seg ikke til de endringene som blir foretatt. Det vil for eksempel gjenspeile seg når prisen synker uten at dette påvirker forbruket. Dette problemet oppstår også når sertifikatpris og kvotepris på CO₂ legges inn som konstanter. Det er ingen garanti for at sertifikatprisen ville blitt 250 NOK med den mengden kraft som er lagt inn i modellen. Kraftpris og sertifikatpris er antatt å svinge mot hverandre, det vil si at sertifikatprisen vil stige når kraftprisen synker. I modellen vil sertifikatprisen ligge fast.

Når det gjelder vannkraftkapasiteten i de forskjellige prisområdene, genererer modellen kun én vannverdi per område – dette gjør at prisene i områdene kan være jevnere enn det som ville blitt observert i det virkelige markedet. I virkeligheten har man ulike magasiner med ulik brukstid, som vil ha forskjellige vannverdier, og som kan gjøre at prisene er mer volatile enn det modellen tilsier.

Elastisiteten på lang sikt vil være annerledes enn på kort sikt, noe som gjør at fallende priser over tid vil kunne føre til høyere forbruk. Slike endringer kommer ikke frem i modellen, der man kun får et øyeblikksbilde av kraftmarkedet.

Modellen tar ikke høyde for at grønne sertifikater kan spares fra produsentenes side. Sertifikatene blir dermed solgt samtidig som kraften, noe som gjør at en mulig effekt på sertifikatprisen og kraftprisen forsvinner i modellen. Sertifikatmarkedet blir et spotmarked uten muligheter for spekulering.

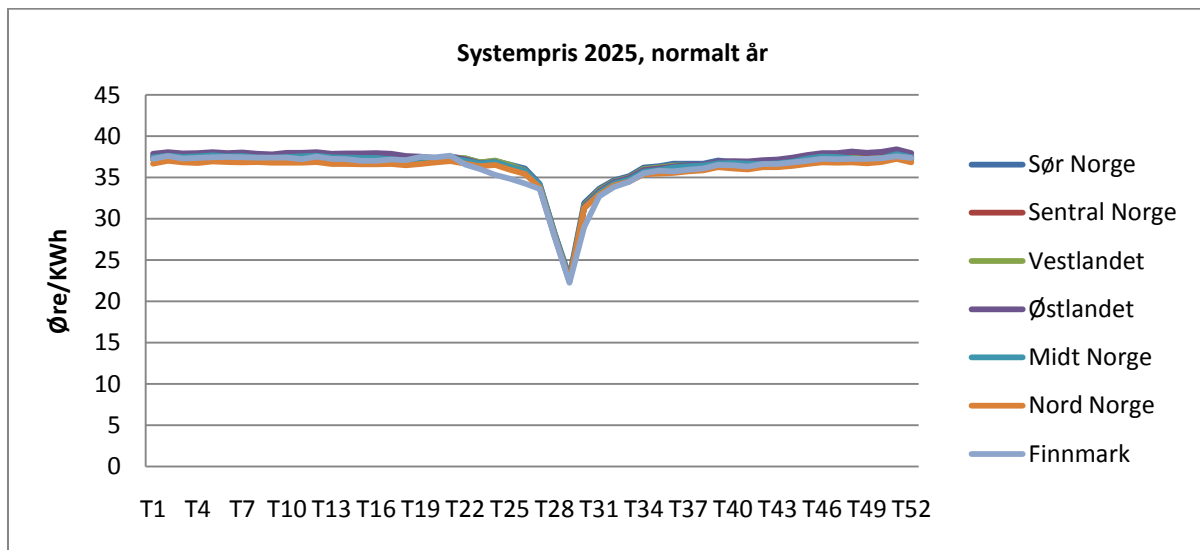
Investeringskostnadene til det siste utbygde prosjektet legger grunnlaget for sertifikatprisen. Dette må beregnes utenfor modellen, da det ikke finnes noe modelleringsverktøy for å se på antall TWh utbygget kapasitet gitt en viss sertifikatpris. Det er veldig mange momenter som avgjør hva investeringskostnaden til hvert enkelt prosjekt er, og det er derfor vanskelig å gi en helt nøyaktig fremstilling av hva som vil komme av ny fornybar energi. Det er derfor gjort egne vurderinger på hvor mye kraft som kan komme inn i markedet, gitt at sertifikatprisen er høy nok til å bygge ut vindkraft i Norge.

15 Appendiks

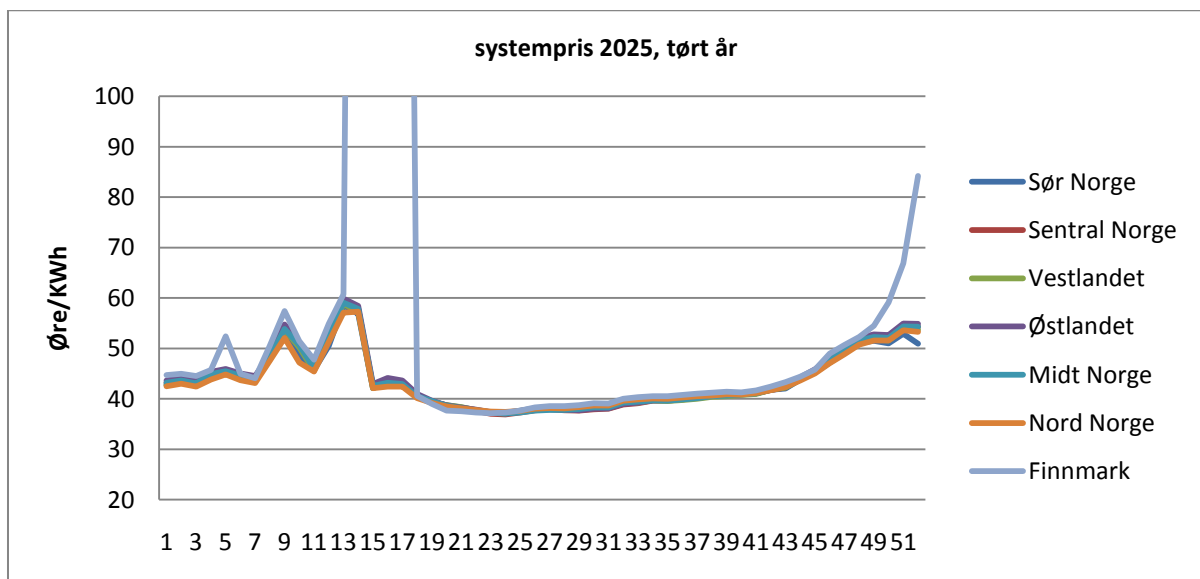
15.1 Del A - Figurer

15.1.1 Basescenario

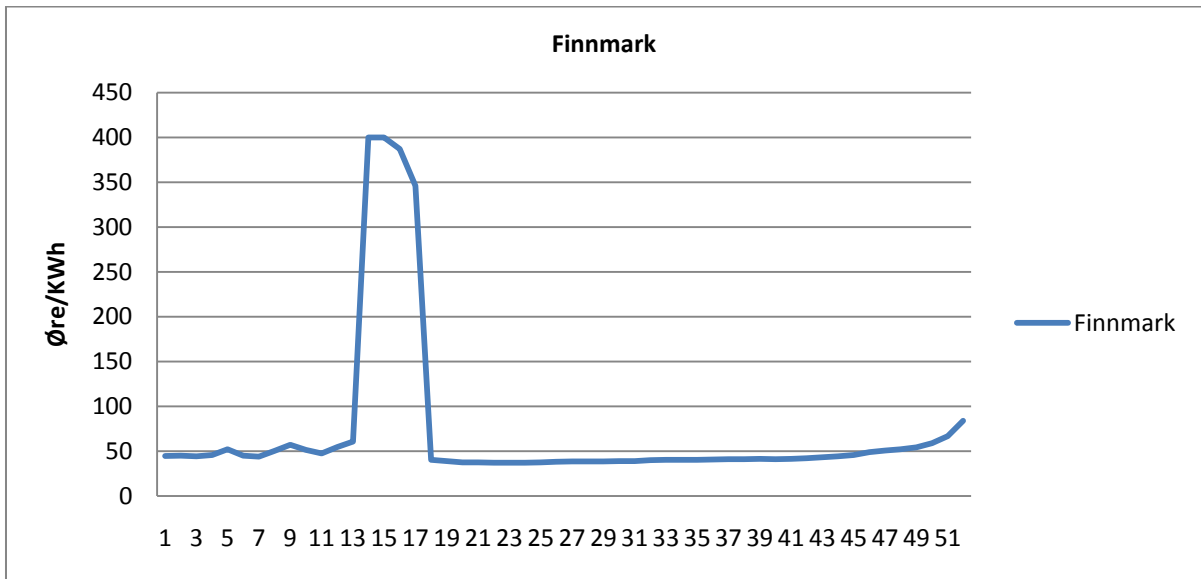
1) Figuren viser utviklingen i systemprisen for alle områdene i Norge i et normalt år.



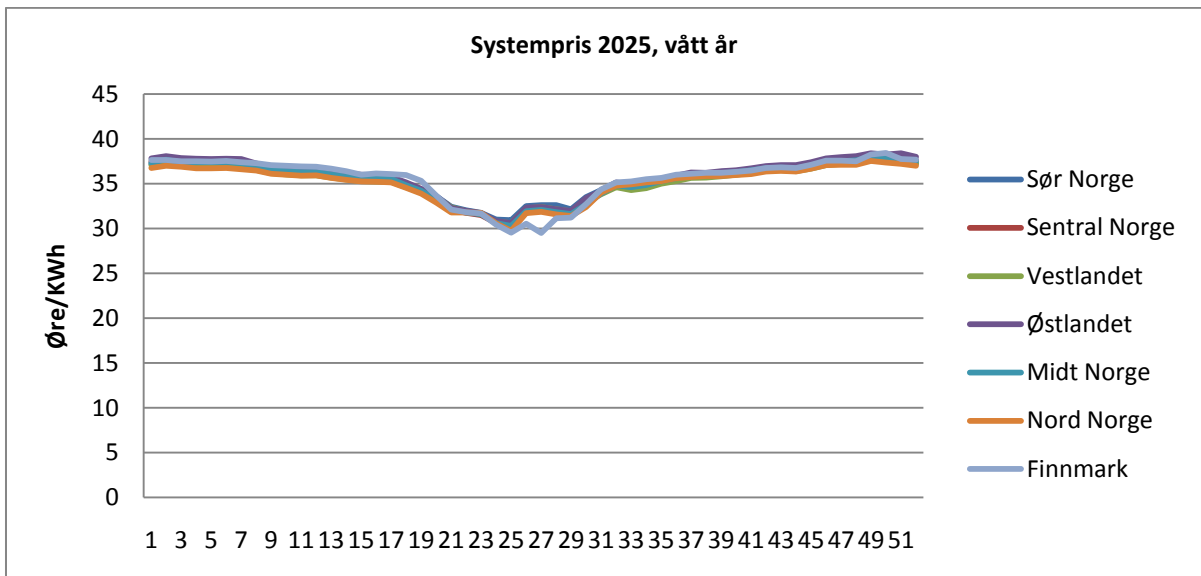
2) Figuren viser utviklingen i systemprisen for alle områdene i Norge i et tørt år



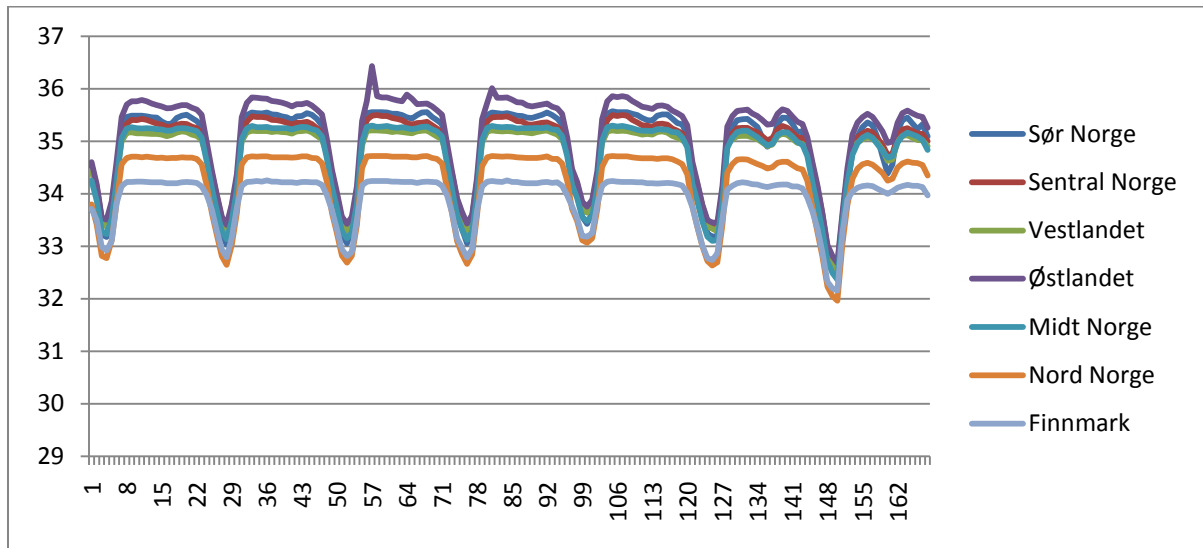
3) Figuren viser utviklingen i systemprisen for Finnmark i Norge i et tørt år



4) Figuren viser utviklingen i systemprisen for alle områdene i Norge i et vått år.

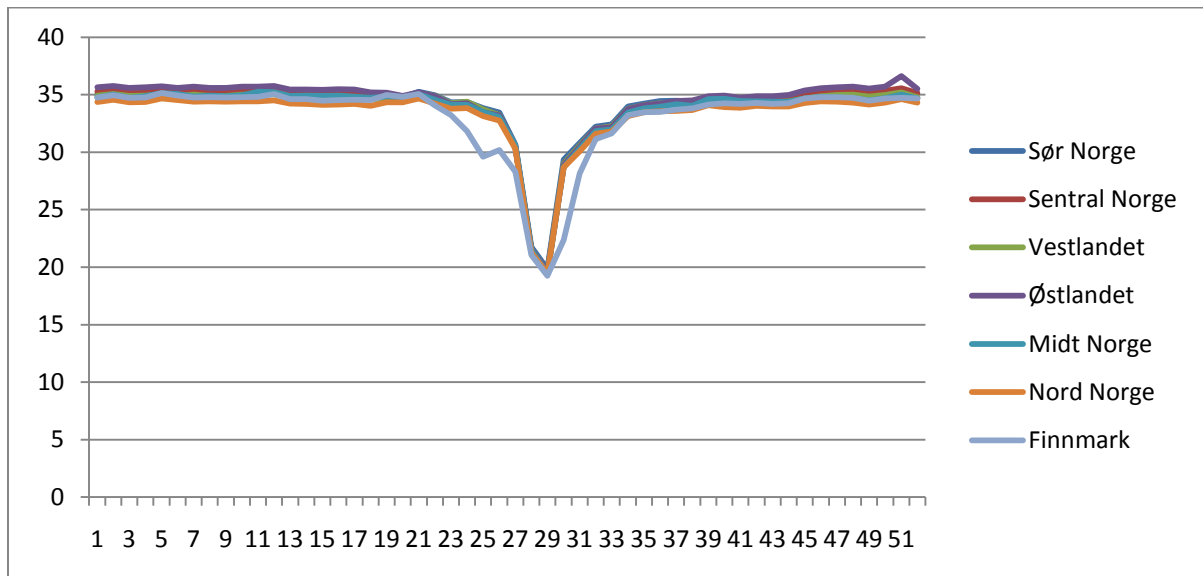


- 5) Figuren viser utviklingen i timesprisen i en gjennomsnittssuke for alle områdene i Norge.

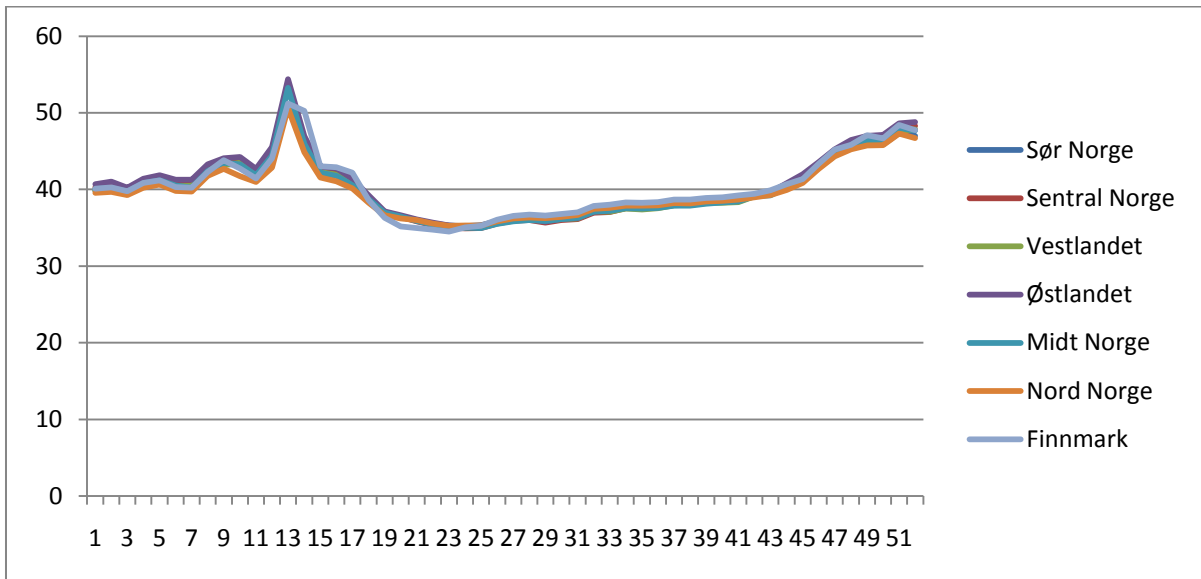


15.1.2 Scenario 1

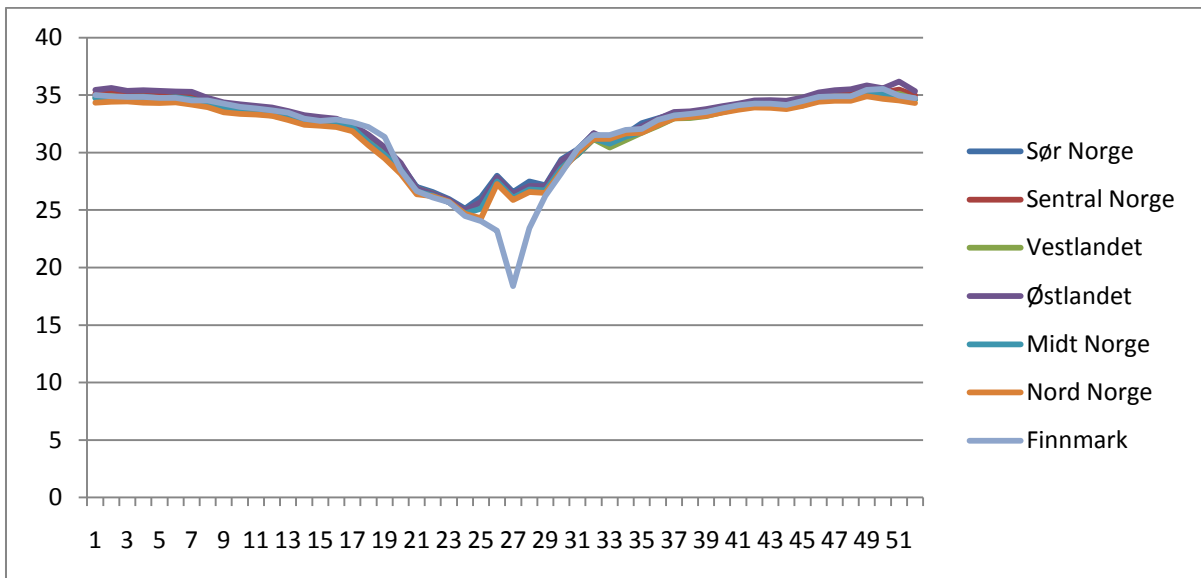
- 1) Figuren viser utviklingen i systemprisen for alle områdene i Norge i et normalt år.



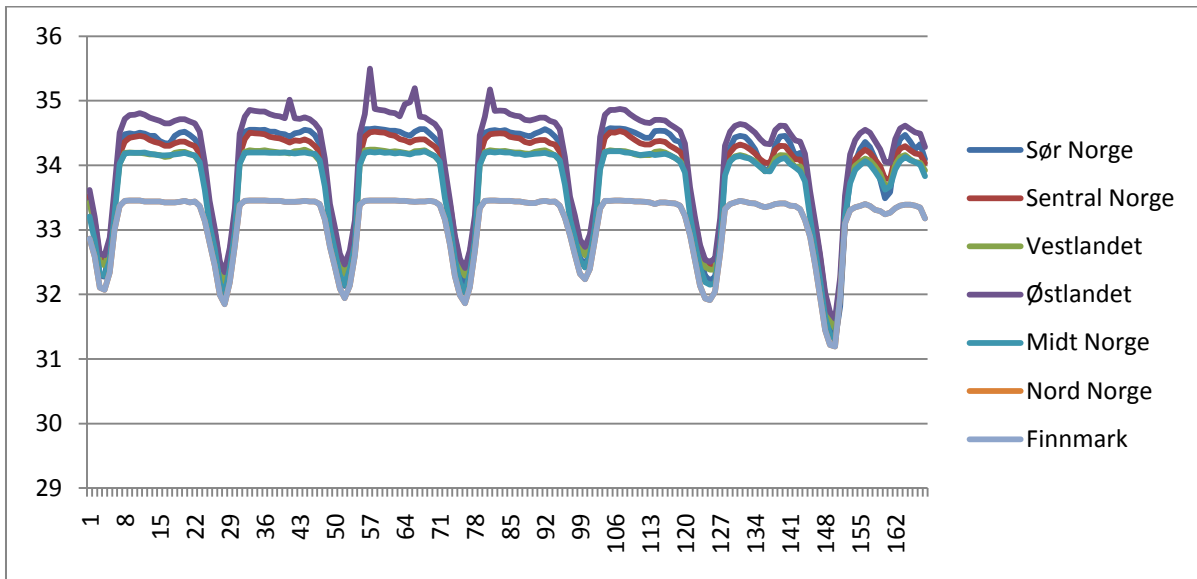
2) Figuren viser utviklingen i systemprisen for alle områdene i Norge i et tørt år.



3) Figuren viser utviklingen i systemprisen for alle områdene i Norge i et vått år.

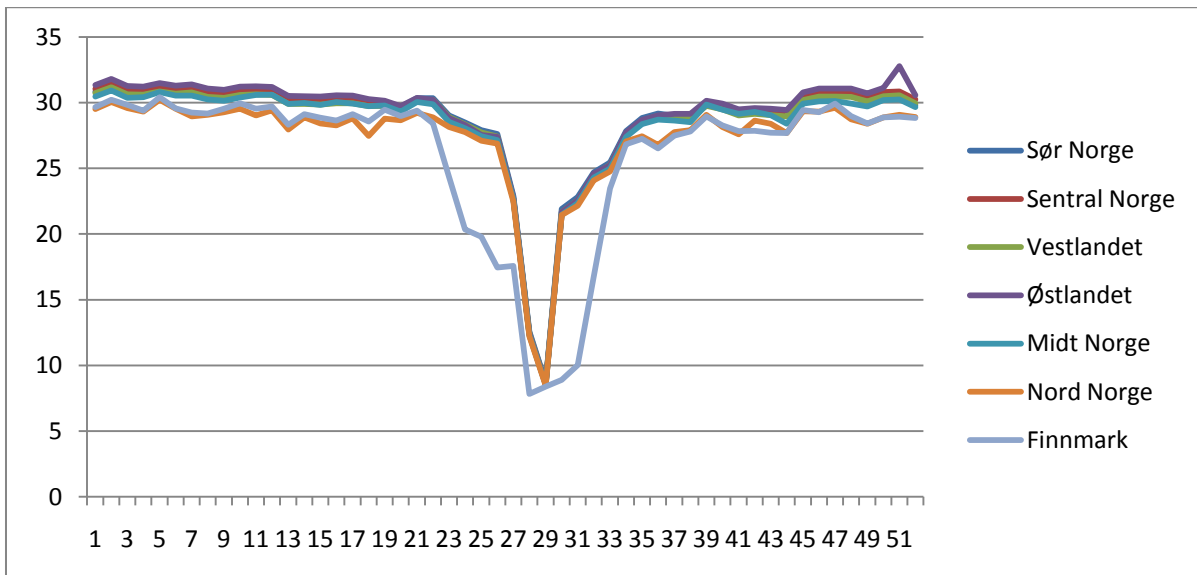


- 4) Figuren viser utviklingen i timesprisen i en gjennomsnittssuke for alle områdene i Norge.

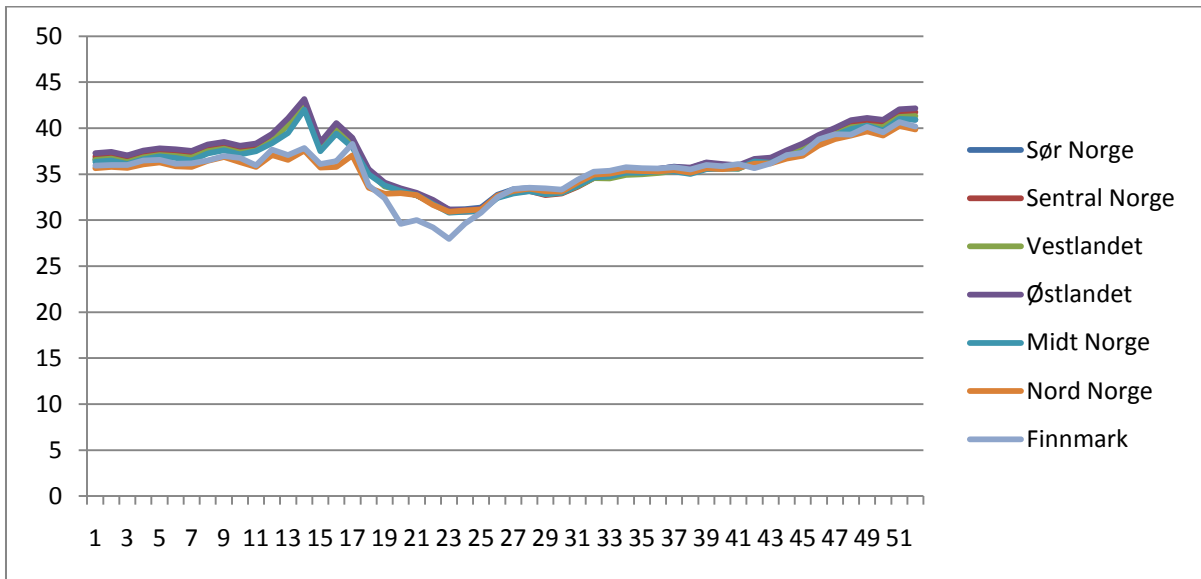


15.1.3 Scenario 2

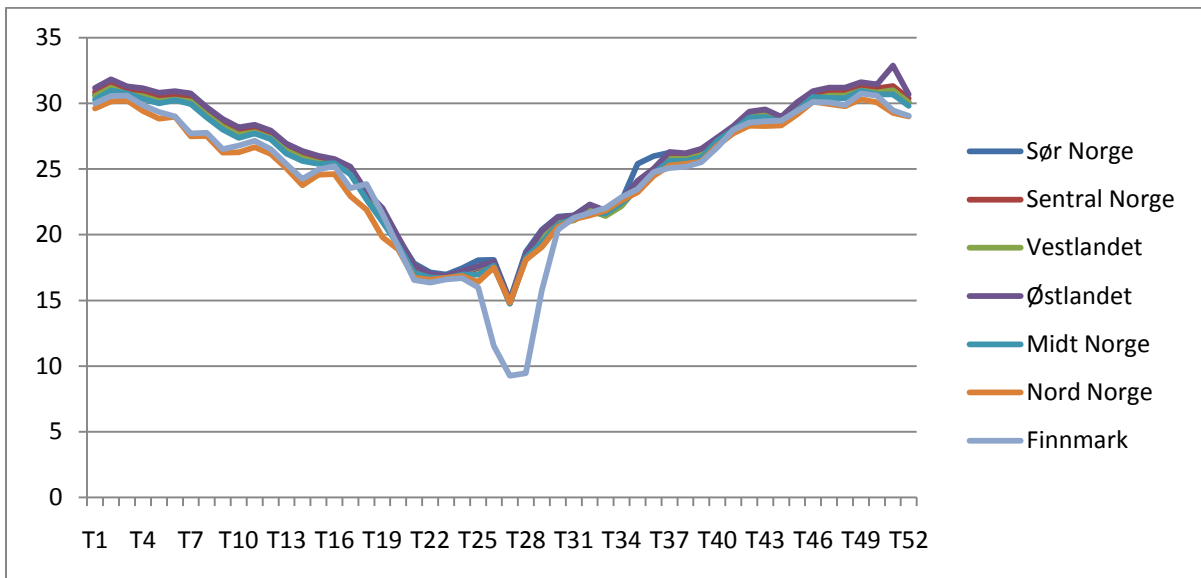
- 1) Figuren viser utviklingen i systemprisen for alle områdene i Norge i et normalt år.



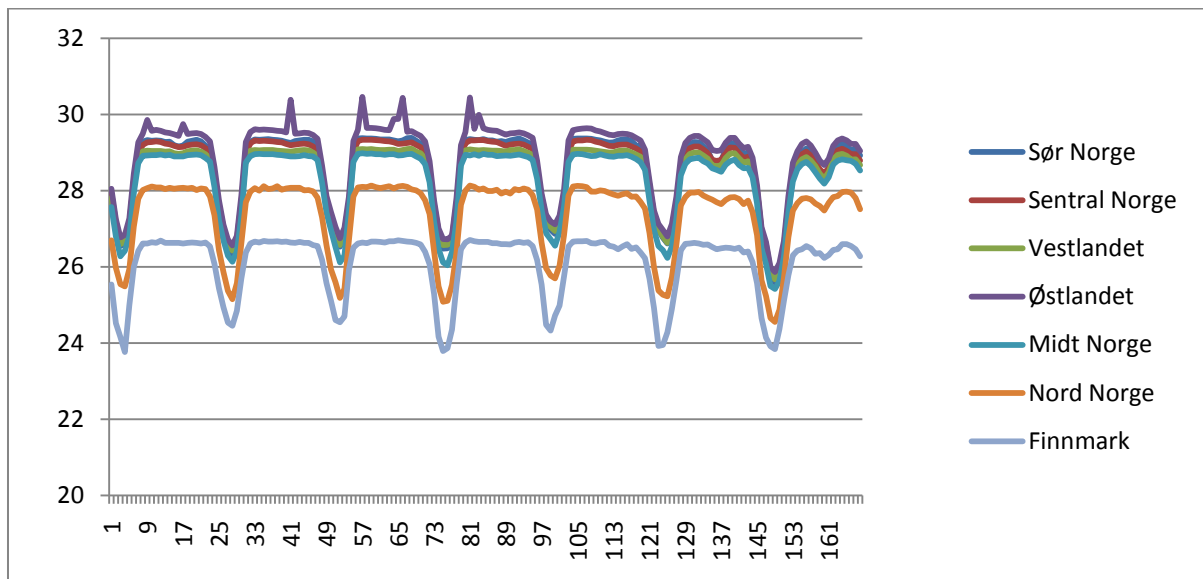
2) Figuren viser utviklingen i systemprisen for alle områdene i Norge i et tørt år.



3) Figuren viser utviklingen i systemprisen for alle områdene i Norge i et vått år.



4) Figuren viser utviklingen i timesprisen i en gjennomsnittssuke for alle områdene i Norge.



15.2 Del B - Tabeller

15.2.1 Basescenario

1) Total Produksjon fra alle kilder.

Vår base	Sør Norge	Sentral Norge	Vestlandet	Østlandet	Midt Norge	Nord Norge	Finnmark	Totalt
Kjernekraft	-	-	-	-	-	-	-	-
Kull	0.0	-	0.0	0.0	-	-	-	0.1
Gass	-	-	1.3	-	0.7	-	1.7	3.6
Olje	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	-	0.4
Vannkraft	19.3	25.2	36.1	10.2	12.3	23.2	3.5	129.7
vindkraft	0.5	-	0.5	-	-	-	-	1.0
Bioenergi	0.1	-	0.4	1.5	0.5	-	0.0	2.5
Avfall	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	0.1
Total	19.9	25.3	38.4	11.9	13.5	23.2	5.2	137.3

15.2.2 Scenario 1

1) Total Produksjon fra alle kilder.

Realistisk	Sør Norge	Sentral Norge	Vestlandet	Østlandet	Midt Norge	Nord Norge	Finnmark	Totalt
Kjernekraft	-	-	-	-	-	-	-	-
Kull	0.0	-	-	0.0	-	-	-	0.0
Gass	-	-	1.3	-	0.7	-	1.7	3.6
Olje	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	-	0.4
Vannkraft	19.8	25.9	37.1	10.4	12.6	23.8	3.6	133.2
vindkraft	1.6	-	0.1	-	3.3	1.2	0.5	6.7
Bioenergi	0.1	-	0.4	1.5	0.5	-	0.0	2.5
Avfall	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	0.1
Total	21.5	26.0	39.0	12.0	17.1	25.1	5.8	146.5

15.2.3 Scenario 2

1) Total Produksjon fra alle kilder.

Potensielt	Sør Norge	Sentral Norge	Vestlandet	Østlandet	Midt Norge	Nord Norge	Finnmark	Totalt
Kjernekraft	-	-	-	-	-	-	-	-
Kull	0.0	-	-	0.0	-	-	-	0.0
Gass	-	-	1.3	-	0.7	-	1.7	3.6
Olje	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	-	0.4
Vannkraft	20.2	26.4	37.7	10.4	12.9	24.3	3.7	135.5
vindkraft	2.9	-	0.3	-	6.5	4.6	1.6	16.0
Bioenergi	0.1	-	0.4	1.5	0.5	-	0.0	2.5
Avfall	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	0.1
Total	23.3	26.5	39.7	12.0	20.7	28.9	7.0	158.1

16 Litteraturliste

Trykt materiale

- Amundsen, E.S. og Mortensen J.B. (2001) *The Danish Green Certificate System: Some simple analytical results*, El Sevier
- Amundsen, E.S. og Nese, G. (2005) *Omsettelige grønne sertifikater under autarki og handel: Noen analytiske resultater*, SNF
- Aune, F., Bye, T. og Hansen, P. (2005) *Et felles norsk-svensk sertifikatmarked*, SSB
- Bye, T. og Hoel, M. (2009) *Grønne sertifikater – Dyr og formålsløs moro*, Siviløkonomen nr 7 2009
- Bye, T., Olsen, O. og Skytte, K. (2002) *Grønne sertifikater – Design og funksjon*, SSB
- Bye, T. og Bruvoll, A. (2005) *Tilsiqssvikt – konsekvenser for produksjon og priser*, Økonomiske Analyser 4/2006
- Bye, T., Greaker, M. og Rosendahl, K. (2002) *Grønne sertifikater og læring*, SSB
- Econ (2009) *Nordic Power Periodical v2 - Windy and wet, Norway in the certificate market*, Econ
- Econ (2009) *Econ BID 2.2 Manual*, Econ
- Energimyndigheten (2010) *Elcertificatsystemet 2010*, Statens Energimyndighet Sverige
- Førsund F. (2007) *Hydropower Economics*, Springer
- Johannessen, C.B. og Torvestad, C. (2010) *Utfordringer ved innføringen av et grønt sertifikatmarked*, Masterutredning Norges Handelshøyskole
- Nord pool (2009) *The Nordic Electricity Exchange and the Nordic Model for a Liberalized Electricity Market*, Nord Pool
- NVE (2004) *Grønne sertifikater – Utredning om innføring av et pliktig sertifikatmarked for kraft fra fornybare energikilder*, NVE
- Olje og Energidepartementet (2008) *Fakta 2008 om energi og vannressurser i Norge*, Regjeringen
- Oosterkamp, A, Sørhaug, Ø og Sveen, D.A. (2009) *Survey of industrial opportunities within the wind energy supply chain*.

Skjeret, F. (2009)

Grønne sertifikater I et vannkraftbasert elektrisitetsmarked, SNF

Statnett (2010)

Nettutviklingsplanen 2010, Statnett

Internettkilder

Econ

Om BID-modellen

http://www.econ.no/modules/module_123/proxy.asp?D=2&C=147&I=683

Ekonomifakta.se

Prisutvikling på sertifikater i Sverige

<http://www.ekonomifakta.se/sv/Fakta/Energi/Styrmedel/Elcertifikat/>

Energimyndighetene.se

Om sertifikatordningen i Sverige:

<http://www.energimyndigheten.se/sv/Foretag/Elcertifikat/>

Årsrapporter siste 4 år fra sertifikatordningen i Sverige

<http://www.energimyndigheten.se/sv/Foretag/Elcertifikat/Marknadsstatistik/>

Fornybar.no

Om vannkraftressurser i Norge

<http://www.fornybar.no/sitepageview.aspx?sitePageID=1855>

Om vindkraftressurser i Norge

<http://fornybar.no/sitepageview.aspx?sitePageID=1737>

Kraftkartet

Hvordan kraftmarkedet fungerer

<http://kraftkartet.no/default.asp?gruppe=3101>

Nasdaq

Historisk pris på CO₂-kvoter

<http://www.nasdaqomxcommodities.com/trading/marketprices/history/>

Natur og Ungdom

Om grønne sertifikater

http://www.nu.no/saker/energi/fornybar/art-100407gronne_sertifikater.html

Nord Pool

Kalkulering av pris i ulike prisområder

http://www.nordpoolspot.com/trading/The_Elspot_market/Price-calculation/Price_area/

Beregning av systemprisen

http://www.nordpoolspot.com/trading/The_Elspot_market/Price-calculation/System_price/

Prisutvikling i Norge

<http://www.nordpoolspot.com/reports/systemprice/Post.aspx>

Om den nordiske kraftbørsen

<http://www.nordpool.com>

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Fysisk Forbruk i Norge 2009
<http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Sluttbrukermarkedet/Varedeklarasjon1/Fysisk-forbruk-i-Noreg/>

Om sluttbrukermarkedet
<http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Sluttbrukermarkedet/>

Om konsesjoner og ressurser for vannkraft
<http://www.nve.no/no/Energi1/Fornybar-energi/Vannkraft/Ressurskartlegging/>

Gitte konsesjoner for vindkraft
<http://nve.no/no/Konsesjoner/Konsesjonssaker/Vindkraft/>

Regjeringen.no

Vannkraftproduksjon i Norge
<http://www.regjeringen.no/en/dep/oed/Ryddemappe/oed/norsk/aktuelt/pressesenter/Vannkraftproduksjon-i-Norge.html?id=416424>

Prisdannelse i kraftmarkedet
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/1998/NOU-1998-11/7/4.html?id=349022>

Om garantiordning for kraftintensiv industri
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/nhd/pressesenter/faktaark/garantiordningen-for-kraftintensiv-indus.html?id=614359>

Klimaendringer i Norge
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/md/kampanjer/klimatilpasning-norge-2/temperatur--og-nedborendringer-2050-og-2.html?id=609105>

Statistisk Sentralbyrå

Historisk produksjonsoversikt for vannkraft
<http://www.ssb.no/emner/10/08/10/elektrisitetaar/tab-2010-05-26-08.html>

Svenska Kraftnät

Generell info om grønne sertifikater
<http://www.svk.se/Energimarknaden/Verktyg/Elcertifikat-1/>

Vindkraft.no

Om vindkraftressurser i Norge
<http://www.vindkraft.no>

Email- og telefonkontakt

Trond Jensen, Statnett, September – Desember 2010

Line Monsbakken, Statnett, September – Desember 2010

Andreas Aasheim, Norwea, September 2010.