

Elsertifikater

CenSES position paper



En position paper av FME CenSES

Kari Aamodt Espegren, IFE

Arne Lind, IFE

Eva Rosenberg, IFE

Per Ivar Helgesen, NTNU/Enova

Asgeir Tomasgard, NTNU

Kristin Linnerud, HVL/CICERO

Stein-Erik Fleten, NTNU

Ove Wolfgang, SINTEF

978-82-93198-35-2

CenSES Position Paper: Elsertifikater

1	Sammendrag.....	3
2	Innledning	8
3	Sertifikatordningens volummål	10
3.1	Status for sertifikatmarkedet.....	10
3.2	Analyse av faktorer som kan hindre at volummålet oppnås	11
4	Investeringer og politisk risiko	15
5	Prisutvikling og pririsiko.....	17
5.1	Kortsiktig prisutvikling og usikkerhet	17
5.2	Langsiktig prisutvikling.....	20
5.3	Pririsiko for elsertifikater	22
6	Kostnadseffektivitet.....	22
6.1	Kostnadseffektivitet og design av ordningen	22
6.2	Kostnadseffektivitet og risikofordeling.....	23
7	Fordelingseffekter.....	24
8	Diskusjon og anbefalinger.....	29
9	Referanser.....	32
10	Beskrivelse av elsertifikatordningen	34
10.1	Kontrollstasjon	34
10.2	Virkemåte for elsertifikatmarkedet	35
11	Sentrale begreper.....	35

1 Sammendrag

Elsertifikatordningen er en felles ordning for Norge og Sverige med en målsetting på 28,6 TWh ny, fornybar kraftproduksjon innen 2020. Basert på forskning av elsertifikatordningen gjennomført av forskere i Centre for Sustainable Energy Studies (CenSES) er det vår vurdering at med det valgte design er sertifikatordningen ikke kostnadseffektiv, og den fordeler heller ikke risiko mellom myndigheter og private på en optimal måte. Dette medfører at det potensielt ikke er de beste prosjektene som velges. Subsidiert utbygging av fornybar kraft fører til et velferdstap, men dette velferdstapet reduseres dersom eksporten av kraft øker. Vi får en velferdsøkning for alle aktører, både kraftprodusenter og forbrukerne, hvis ny kraftproduksjon kombineres med økt nasjonal kraftetterspørsel.

Om ordningen

Elsertifikatordningen, eller grønne sertifikater som det også kalles, er en felles ordning for Norge og Sverige. Den ble etablert som et virkemiddel for å oppnå målene fastsatt i EUs fornybardirektiv. Fornybardirektivet innebærer at Norge skal ha en fornybarandel på 67,5 % i 2020. Fornybarandelen beregnes som en brøk; fornybar energi delt på total energibruk. For å oppnå dette målet kan vi enten øke den fornybare energiproduksjonen eller vi kan bli mer energieffektive (eller vi kan gjøre begge deler).

Norge og Sverige hatt et felles marked for elsertifikater siden 1. januar 2012. Hovedmålsettingen med elsertifikatordningen har vært å øke den totale kraftproduksjonen fra fornybare energikilder med 28,4 TWh i de to landene til sammen innen utgangen av 2020.

Tilbudet i elsertifikatmarkedet skapes ved at produsenter av ny fornybar kraft mottar elsertifikater. For hver MWh produksjon utstedes ett elsertifikat. Kraftprodusenter selger elsertifikater, og de får dermed en ekstrainntekt, i tillegg til salget av kraft. Hensikten med ordningen er at disse økte inntektene skal stimulere til økt utbygging av kraftproduksjon fra fornybare energikilder.

Prisen på elsertifikater avhenger av hvor mange som investerer i ny kraftproduksjon. Er det få som vil bygge ny kraftproduksjon, vil sertifikatprisen øke til den oppnår et nivå som gjør at noen vil investere i ny kraftproduksjon. Dersom det bygges mye, øker tilbudet av elsertifikater, og dermed vil prisen på elsertifikatene synke.

Et annet mål med elsertifikatordningen var at ny kraftproduksjon skulle oppnås på en kostnadseffektiv måte, siden investeringer i ny kraft ville komme der det er mest lønnsomt. Siden Norge og Sverige i utgangspunktet hadde ulike skatte- og avgiftsregler medførte det at mer fornybar ble bygget i Sverige enn i Norge, særlig i de første årene etter at den felles ordningen ble etablert.

Den svensk-norske elsertifikatordningen er det første eksemplet innen EU på at man kan etablere en ordning på tvers av nasjoner for å oppnå nasjonale mål.

Usikkerhet knyttet til elsertifikatordningen har helt siden den først ble debattert i Stortinget påvirket investeringsbeslutninger i norsk vind- og vannkraft, og vil fortsette å gjøre det lenge etter at ordningen eventuelt blir besluttet avvirket. Investors forventede kontantstrømmer blir påvirket både av usikkerheten til prisen på elsertifikater under ordningen, men også av usikkerheten knyttet til innføring, avvikling og revisjon av ordningen, det vil si politisk risiko. De viktigste risikofaktorene knyttet til elsertifikatordningen er:

- **Volumusikkerhet:** Kommer målet for ny fornybar produksjon til å bli nådd?
- **Prisusikkerhet:** For de som skal investere i fornybar energiproduksjon er sertifikatordningen designet for å redusere usikkerhet i avkastning. Dette forutsetter at sertifikatprisen minst dekker forskjellen mellom markedspris og kostnad ved produksjon. Sertifikatprisen er markedsbestemt og således usikker.
- **Politisk usikkerhet:** Vil ordningens design påvirke lønnsomhet, og hvordan vil ordningen videreføres?

Forskningsstudier

Elsertifikater er en støtteordning for å stimulere til økt utbygging av fornybar kraftproduksjon, men det finnes også andre støtteordninger som bidrar til økt kraftutbygging. Eksempler på dette er auksjonsutbygging, innmatingspremier og innmatingstariffer. Forskjellene i markedsrisiko mellom innmatingstariffer/premier og elsertifikater er studert, og resultatene viser at elsertifikater ikke medfører større risiko for investorene enn det faste innmatingstariffer gjør. Investeringer gjøres ofte tidligere med innmatingstariffer, mens ordningen med elsertifikater gir insentiv til at større prosjekter blir bygget. De som fleksibelt kan tilpasse sin produksjon blir premiært i elsertifikatordningen, fordi alle mottar markedspriser, og det legger grunnlaget for et bedre fungerende kraftmarked over tid. Det er vanskelig å fastsette korrekte faste innmatingstariffer og for eksempel finnes et behov for instrumenter der investor får betalt for installert kapasitet siden faste innmatingstariffer ikke premierer evnen til å produsere når behovet er størst.

Hvordan ulike typer av risiko påvirker markedsaktørene og derved også målsettingen med elsertifikatordningen, er noe av det som er studert av CenSES-partnere. Prisrisiko under markedsbaserte støtteordninger viser seg ofte å være håndterbar, mens politisk risiko kan bli uhåndterbar. Investorer bør ikke skjermes mot prisrisiko, men politiske vedtak med tilbakevirkende kraft bør unngås. Usikkerheten før ordningen med elsertifikater ble innført, bidro til at mange lønnsomme prosjekter ble satt på vent. De uerfarne investorene, som for eksempel lokale grunneiere, var mindre taktiske enn profesjonelle investorer og de investerte umiddelbart når prosjektet var lønnsomt.

Det var i utgangspunktet forskjeller i skatter og nedskrivningsregler i de to landene, som favoriserte utbygging i Sverige, men dette er delvis forandret og bedre samordnet nå. Disse regelendringene har bidratt til en økning i utbygging av ny kraftproduksjon i Norge.

Både tiden for konsesjonsbehandling og tidsvinduet ble vurdert som betydelige risikofaktorer som kunne føre til redusert tilgang på nye prosjekter. Økte eksportpriser kan motvirke en del denne risikoen, da økte kraftpriser i utlandet vil føre til økt eksport og sannsynligvis også økt produksjon.

Mindre endringer i produksjon av kraft med sertifikater (eller mindre endringer i elforbruket) har i studier vist å gi betydelig endring i sertifikatprisen, som indikerer at det er utfordringer ved elsertifikatmarkedet knyttet til i praksis å kunne danne forventninger til framtidige priser. Eksempelvis innebærer muligheten for overinvestering en trussel mot stabiliteten i markedet.

Naturlig variasjon i klimavariabler, og dermed naturlig variasjon i fornybar produksjon, gjør det mindre sannsynlig at systemet faser seg ned akkurat til null mot slutten av levetiden. Sertifikatprisene vil trolig enten gå til null (hvis det blir et overskudd) eller de blir meget høye (hvis det blir underskudd). Det mest sannsynlige er at det blir et overskudd mot slutten dersom markedet fungerer effektivt. En positiv sertifikatpris betyr at det er en viss fare for at det kan oppstå et underskudd en gang i fremtiden. Hvis det ikke er noen fare for at det oppstår et fremtidig underskudd går prisen helt til null. En fast straffavgift (eller et pristak) for manglende elsertifikater og et tilsvarende prisgulv for overskudd av sertifikater kan bidra til å sikre akseptabel stabilitet i markedet.

Bygging av fornybar kraft ved bruk av subsidier fører til et velferdstap. Innføringen av sertifikater fører til en velferdsoverføring fra eksisterende kraftprodusenter til forbrukerne. Velferdstapet blir mindre om man eksporterer kraft, det vil si hvis man bygger ny overføringskapasitet til utlandet. Når nye kabler til Tyskland og Storbritannia er på plass reduseres velferdsoverføringen, og tapet for produsentene blir mindre, mens konsumentene tjener mindre. Fra et samfunnsperspektiv blir sertifikatordningen billigere når det bygges mer kraftoverføring til utlandet. Dersom kraftforbruket i Norge øker, vil både forbrukerne og produsentene tjene på det. Analysene viser også at det er betydelige geografiske forskjeller ved innføring av elsertifikater med dagens etterspørsel og nye overføringskabler.

Oppsummering

Elsertifikatordningen er i dag innrettet for at Norge og Sverige styrer mot et felles mål i 2020, med en felles avslutning i 2035. Sverige har besluttet å utvide ordningen med 18 TWh nye elsertifikater til 2030. NVE og Energimyndigheten mener at den svenske utvidelsen av ordningen bør inngå i det felles norsk-svenske elsertifikatmarkedet. Det betyr at norske og svenske sertifikater må ha samme status helt frem til ordningen avsluttes i Sverige. For

Norges del vil en utvidelse av ordningen i Sverige kunne bidra til at den planlagte norske avviklingen av ordningen går lettere.

Sannsynligvis vil målet om 28,4 TWh innen 2020 bli oppfylt, da det i januar 2017 er 17,8 TWh i produksjon og 9,8 TWh under bygging samlet i Sverige og Norge. Volumusikkerheten er med andre ord vesentlig redusert siden starten av ordningen.

For de som skulle investere i fornybar energiproduksjon ble sertifikatordningen designet for å redusere usikkerhet i avkastningen. Siden sertifikatprisen er markedsbestemt og dermed usikker, er det fortsatt usikkerhet knyttet til om sertifikatprisen blir tilstrekkelig høy til at den dekker forskjellen mellom kraftprisen i markedet og kostnad ved ny produksjon.

Den politiske usikkerheten er også betydelig redusert nå, da det er vedtatt å videreføre ordningen i Sverige men ikke i Norge. Noe politisk usikkerhet gjenstår, da det ikke er avklart hvordan den svenske utvidelsen skal håndteres i de to landene.

Subsidiert utbygging av fornybar kraft fører til et velferdstap. Velferdstapet reduseres dersom eksporten av kraft øker. Fullt utbytte av investeringen i ny kraft får man når det er økt nasjonal etterspørsel etter kraft, med et potensiale for velferdsøkning for alle aktører; både for eksisterende og nye kraftprodusenter, og for forbrukerne.

Oppsummert er vår vurdering at det valgte design for sertifikatordningen sikrer at man får bygget tilstrekkelig ny fornybar kraft, men ordningen er ikke kostnadseffektiv, og den er heller ikke effektiv for å fordele risiko mellom myndigheter og private. Begge effekter leder potensielt til at det ikke er de beste prosjektene som velges.

Studier som ligger til grunn er blant annet:

Boomsma, T.K. og Linnerud, K. (2015) "Market and policy risk under different renewable electricity schemes"

Boomsma, T.K, Meade, N og Fleten, S-E (2012) "Renewable energy investments under different support schemes: A real options approach"

Cornelis E, Tomasgard A, Lind A, McGill I (2014) "Analysis of the Commodification and Financialisation Aspects of the Green Certificate Schemes in Flanders and Norway"

Fleten, S.-E., Linnerud, Kristin, Molnar, P. and Nygaard, M.T (2016) "Green electricity investment timing in practise: Real options or net present value?"

Helgesen og Tomasgard (2016) "Efficiency and welfare distribution effects from the Norwegian-Swedish Tradable Green Certificates Market"

Hustveit, Frogner og Fleten (2015) "An Analysis of the Swedish-Norwegian Electricity Certificate Market"

Lind A, Rosenberg E (2014) "How Do Various Risk Factors Influence the Green Certificate Market of Norway and Sweden?"

Linnerud, K. Andersson, A. M. og Fleten, S.-E. (2014) "Investment timing under uncertain renewable energy policy: An empirical study of small hydropower projects"

Linnerud, K. og Holden, E. (2015) "Investment barriers under a renewable-electricity support scheme: Differences across investor types."

Wolfgang, O., Jaehnert, S. and Mo, B. (2015) "Methodology for forecasting in the Swedish–Norwegian market for el-certificates"

2 Innledning

Denne rapporten oppsummerer innsikt for aktører som ønsker å forstå sertifikatmarkedet og konsekvenser av dette samt for politiske aktører som skal utforme nye støttemekanismer og designe marked.

Elsertifikatordningen er basert på en avtale mellom Norge og Sverige om et felles marked for elsertifikater. Elsertifikater omtales også som grønne sertifikater. Hovedmålsettingen med sertifikatordningen er å øke kraftproduksjon fra fornybare energikilder med 28,4 TWh i begge land i perioden 1.1.2012 – 31.12.2020. Norge og Sverige har hatt et felles marked for elsertifikater siden 1. januar 2012, mens Sverige har hatt et marked for elsertifikater siden 2003. Opprinnelig var målsetningen i det felles markedet 26,4TWh, hvorav 13,2 TWh finansiert av Norge. Sverige har siden det øket sin ambisjon med 2 TWh.

Elsertifikatordningen ble etablert som et virkemiddel for å oppnå målene fastsatt i EUs fornybardirektiv. Bakgrunnen for Norge sin del av dette målet er forpliktelsen til å oppnå en fornybar andel på 67,5 % i 2020 i henhold til Fornybardirektivet. Fornybarandelen beregnes som en brøk; fornybar energi¹ delt på total energibruk². For å oppnå denne forpliktelsen har Norge to viktige virkemidler; elsertifikatordningen som skal bidra til økt fornybar kraftproduksjon, og støtteordninger for energieffektivisering som skal bidra til redusert energibruk. I dette position paperet ser vi på forskning knyttet til elsertifikater som er gjennomført av CenSES-partnere i løpet av de siste fem årene. Noen forutsetninger har forandret seg siden analysene ble gjennomført og er derfor ikke gyldige i dag.

Et delmål med elsertifikatordningen var at målet om økt fornybar kraftproduksjon kunne oppnås på en kostnadseffektiv måte, siden investeringer i ny kraft ville komme der det er mest lønnsomt.

Ordningen med elsertifikater er teknologinøytral, og skal bidra til at begge land innfrir de mål som er fastsatt gjennom EUs fornybardirektiv. Gjennom at Norge knyttet seg til den svenske ordningen med elsertifikater fikk markedet både flere mulige aktører og et større volum enn det et nasjonalt marked ville fått. Alle disse faktorene kan normalt bidra til kostnadseffektivitet, og det var viktig da valget av støtteordning ble tatt.

Den svensk-norske ordningen med elsertifikater er det første eksemplet innen EU på hvordan samarbeidsmekanismer på tvers av nasjoner kan benyttes for å oppnå nasjonale mål.

¹ Med fornybar energi menes fornybar energi til varme og kjøling + fornybar kraftproduksjon+ biodrivstoff.

² Med total energibruk menes all sluttbruk av energi + overføringstap for strøm og fjernvarme + bruk av energi i kraft/varmesektoren + energi fra varmepumper.

Usikkerhet knyttet til elsertifikatordningen har helt siden den først ble debattert i Stortinget i 2000 påvirket investeringsbeslutninger i norsk vind- og vannkraft, og vil fortsette å gjøre det lenge etter at ordningen eventuelt blir besluttet avvirket. Investors forventede kontantstrømmer blir påvirket både av usikkerheten til prisen på elsertifikater under ordningen, men også av usikkerheten knyttet til innføring, avvikling og revisjon av ordningen, det vil si politisk risiko. De viktigste risikofaktorene knyttet til ordningen er:

- Volumusikkerhet: Kommer målet for ny fornybar produksjon til å bli nådd?
- Prisusikkerhet: For de som skal investere i fornybar energiproduksjon er sertifikatordningen designet for å redusere usikkerhet i avkastning. Dette forutsetter at sertifikatprisen minst dekker forskjellen mellom markedspris og kostnad ved produksjon. Sertifikatprisen er markedsbestemt og således usikker.
- Politisk usikkerhet: Vil ordningens design påvirke lønnsomhet og hvordan vil ordningen videreføres?

Forskning gjennomført i CenSES har sett på i hvilken grad målsetningene knyttet til Norges deltagelse i sertifikatmarkedet har blitt innfridd og hvordan ulike aktører i markedet har agert i forhold til den nye ordningen. I denne rapporten samordner vi denne forskningen på følgende måte:

Kapittel 2 tar for seg volummålsetningen og diskuterer hvor effektiv sertifikatordningen er for å nå volummålet. Her ser vi på faktorer som kan påvirke måloppfyllelse.

I kapittel 3 diskuterer vi politisk risiko og hvordan denne påvirker sertifikatmarkedet.

I kapittel 4 oppsummeres ulike forskningsresultat som ser på prisutviklingen til sertifikat og som diskuterer prisrisiko. Den mest alvorlige prisrisikoen er knyttet til overproduksjon og at sertifikatprisen blir null.

I kapittel 5 ser vi på delmålet om kostnadseffektivitet og hvordan ordningen både hittil og i framtiden tilfredsstiller dette delmålet. Vi diskuterer også hvor effektiv ordningen er til å fordele risiko mellom aktører og hvordan dette påvirker kostnadseffektivitet.

I kapittel 6 ser vi på hvordan sertifikatordningen påvirker total velferd, velferdsfordeling mellom aktører og geografiske effekter.

Kapittel 7 gir en oppsummering og kommer med anbefalinger.

Appendiks A gir en kort oversikt over selve ordningen.

3 Sertifikatordningens volummål

3.1 Status for sertifikatmarkedet

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) og Energimyndigheten i Sverige utgir kvartalsrapporter som beskriver status i elsertifikatmarkedet. Kvartalsrapportene gir en oversikt over kraftproduksjon som er berettiget elsertifikater, godkjente anlegg og prisutvikling. Mer informasjon finnes på <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/elsertifikater/>.

Fra rapporten for 4. kvartal 2016, fremkommer det at per 1. januar 2017 er det blitt satt i drift og godkjent anlegg i elsertifikatsystemet med en normalårsproduksjon på 17,8 TWh. Av dette er 14,3 TWh bygget i Sverige og 3,5 TWh i Norge, se Tabell 1 for en detaljert oversikt over fordeling av kraftproduksjonen på teknologier og regioner. Produksjonen fra disse nye anleggene inngår i det felles målet om 28,4 TWh ny fornybar kraftproduksjon innen utgangen av 2020.

Tabell 1 Kraftproduksjon i Norge og Sverige (GWh)

Produksjon som inngår i målet på 28,4 TWh (oppdatert pr 1. januar 2017), GWh					
	Bio	Sol	Vann	Vind	Totalt
SE1	1	0	27	1092	1121
SE2	314	3	501	5095	5913
SE3	1770	51	151	2315	4287
SE4	759	21	92	2121	2993
Sum Sverige	2844	75	770	10624	14 315
NO1		0,9	451		452
NO2		0,2	796	183	979
NO3			483	46	530
NO4			590	189	779
NO5			700	17	716
Sum Norge	0	1,1	3021	434	3456

I henhold til oversikten fra NVE og Energimyndigheten (Kvartalsrapport 4/2016) er det kraftverk under bygging pr. 01.01.2017 som vil tilsvare en normalproduksjon på 9,8 GWh årlig. Foredlingen på energikilder og land er vist i Tabell 2. Hvis alle som er under bygging blir godkjent, vil de til sammen med eksisterende produksjon utgjøre ca. 27,6 TWh.

Tabell 2Kraftverk under bygging per 4. kvartal 2016

Kraftverk under bygging i Norge og Sverige, GWh			
	Sverige	Norge	Totalt
Bio	1815	0	1815
Sol	1		1
Vann	68	1657	1725
Vind	2086	4202	6288
Totalt	3970	5859	9829

Vi vil i det følgende diskutere forskning som ser på hvor effektiv ordningen er for å nå volummålet. Vi vurderer da ikke om den er kostnadseffektiv, men utelukkende hvor sannsynlig det er at målet blir nådd. Kostnadseffektivitet kommer vi tilbake til i kapittel 5.

Fokuset vil derfor være på hvilke faktorer som kan utgjøre en risiko med tanke på å nå målet om 28,4 TWh ny fornybar energiproduksjon.

3.2 Analyse av faktorer som kan hindre at volummålet oppnås

I 2014 ble det analysert faktorer som man da vurderte som mulige hinder for å oppnå volummålet. I dag, i 2017, er målet i teorien nådd hvis alle beslutninger om investeringer legges til grunn, men arbeidet som beskrives her må leses i lys av forutsetningene fra 2014.

Til kontrollstasjonen i 2015 ble det diskutert flere risikofaktorer som kunne påvirke utbyggingstakten av fornybar kraftproduksjon (NVE-rapport 5/2014). For å analysere ulike aspekter ved elsertifikatmarkedet, utviklet IFE en ny norsk-svensk energisystemmodell (Lind og Rosenberg 2014). Den norsk-svenske TIMES-modellen ble benyttet for å analysere hvordan ulike risikofaktorer virker inn på elsertifikatsystemet. Se faktaboks 1 for mer informasjon av metoden i studien.

Følgende risikofaktorer ble i 2014 vurdert som de viktigste for utbyggingstakten for fornybar kraftproduksjon i Norge:

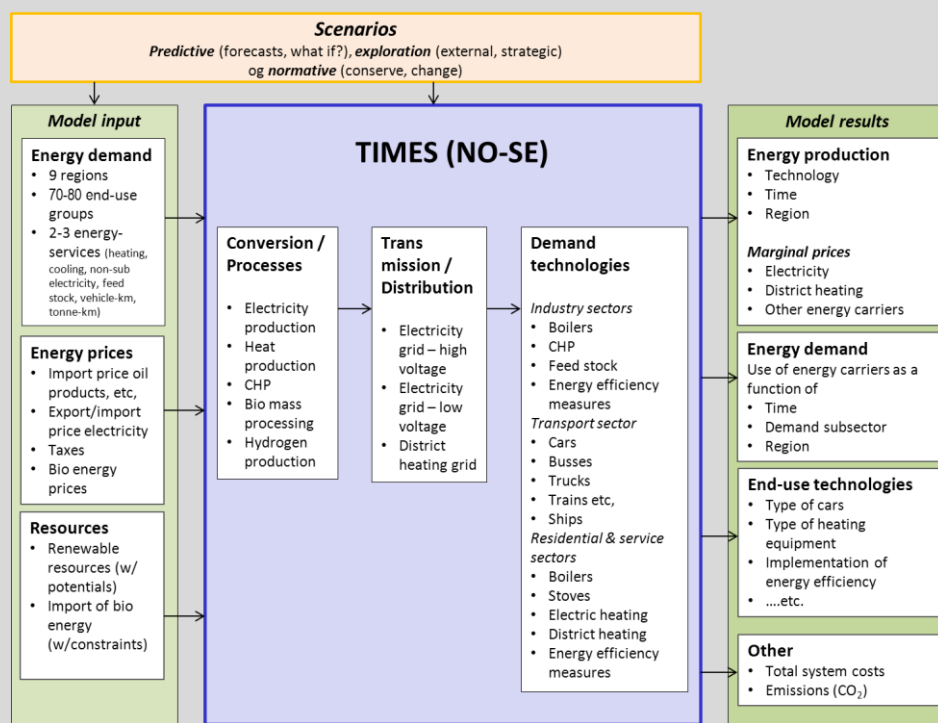
- Konesjonsbehandling
 - Et hvert aktuelt prosjekt krever konsesjon fra myndighetene
 - Gjennomsnittlig behandlingstid er på ca 2,7 år
 - Det tar typisk 1-2 år mellom godkjenning og byggestart
 - Typisk byggetid er 2 år for vindkraft og 2-4 år for vannkraft
 - Risiko: Tidsvinduet 2014 - 2020 er kort, og det kan bli for få prosjekter i Norge det er mulig å investere i

Faktaboks 1 Energisystemmodellen TIMES-NoSe

Modellen består av henholdsvis fem norske og fire svenske modellregioner. Den har vært benyttet for å analysere ulike scenarier, med spesiell fokus på ulike risikofaktorer, herunder nettvikling, forsinkelser av nye kraftverk, begrensinger i overføringsnett, koordineringsproblemer mellom nett- og kraftprosjekter, lisensutfordringer. I tillegg ble modellen benyttet til å analysere virkningen av variasjoner i energietterspørselen, energipriser og elsertifikatpriser. Modellen beregner kostnadsoptimal sammensetning av kraftproduksjonsteknologier, avhengig av scenarioforutsetninger, samt geografisk plassering og investeringstidspunkt for ny fornybar kraftproduksjon.

Modellstrukturen til den norsk-svenske TIMES-modellen er illustrert i Figur 1. TIMES er en «bottom-up», tekno-økonomisk modellgenerator for lokale, nasjonale eller multi-regionale energisystemer. En TIMES-modell gir en detaljert beskrivelse av hele energisystemet, inkludert alle ressurser, energibærere, etterspørselsenheter, samt sektoriell etterspørsel etter energitjenester. Modellen forutsetter perfekt konkurranse og framsyn og er etterspørselsdrevet, slik at fremtidig etterspørsel etter energitjenester oppgis eksogent. TIMES-modellen har som mål å dekke etterspørselen etter energitjenester ved å minimere de totale, diskonterte systemkostnadene ved å gjennomføre teknologiinvesteringer og nødvendige driftsbeslutninger. Mer informasjon kan finnes i Rosenberg, Lind og Espegren (2013) og Lind og Rosenberg (2013).

Modellen har en høy tidsinndeling (260 tidssteg per år) og en modellhorisont fra 2010 til 2050. Den norske delen av modellen er en oppdatert versjon av TIMES-Norway, mens den svenske delen er en nyutviklet modell. Etterspørsel etter energitjenester, som er basert på utvikling av ulike drivere og indikatorer, er inndata til optimaliseringsmodellen. I tillegg inkluderer nødvendig inndata tekno-økonomiske karakteristikk av ulike energiteknologier, ressurskostnader, herunder utvinnings- og importkostnader, og tilgjengelighetsfaktorer. På etterspørselssiden er ulike konverteringsprosesser, samt kraft- og varmeoverføring modellert. TIMES-modellen består av 9 modellregioner, med kraftutveksling mellom regionene og aktuelle naboland. Regions-inndelingen i modellen baserer seg på prisområdene i det nordiske kraftmarkedet. Dette medfører at man også i modellen får ulike kraftpriser i regionene avhengig av tilbud og etterspørsel i hvert prisområde.



Figur 1: Modellrammeverk TIMES (NO-SE)

- Nettilgang
 - Begge land har ambisiøse planer for utvidelse og oppgradering av både sentral- og regionalnett
 - Nettutbygging krever mye ressurser, spesielt dersom mye skal skje like før 2020-fristen
 - Investorer kan velge å utsette kraftverksinvesteringer dersom nettkapasiteten er for utilstrekkelig
 - Det er viktig å koordinere kraftutbyggingsprosjekter for å få gjennomført investeringer i nettet
 - Risiko: Utilstrekkelig nettilgang kan føre til forsinkelse i produksjon av ny kraft
- Tilstrekkelig markedsinformasjon
 - For å vurdere mulige investeringer, har aktørene behov for å kunne utarbeide prognoser for sertifikatpris og beholdning av sertifikater
 - Behov for informasjon om produksjonsvolumer på vei inn samt informasjon om fremtidig etterspørsel
 - Risiko: Utilstrekkelig markedsinformasjon gir økt usikkerhet i forbindelse med utbyggers investeringsbeslutninger
- Tidsvinduet opp mot 2020
 - Norske kraftverk må være i drift innen 31/12-2020 for å motta elsertifikater
 - Risiko 1: Utbygging ikke ferdig før tidsfristen
 - Risiko 2: Tidspress kan føre til økte investeringskostnader eller påvirke kvaliteten
 - Risiko 3: Økonomisk gode prosjekter kan bli kansellert i frykt for å ikke nå tidsfristen
- Kapital og finansiering
 - Ny produksjonskapasitet er avhengig av tilstrekkelig tilgang på kapital og finansiering
 - Innskjærpede krav hos banker kan påvirke utbyggingstakten
 - Risiko: Forsinkelse i utbyggingstakten grunnet tiden det tar å få tilstrekkelig finansiering
- Ulike rammebetingelser
 - Ulike rammebetingelser mellom landene påvirker produksjonskostnadene for ulike produksjonsteknologier
 - Dette påvirker hovedsakelig den geografiske plasseringen av anleggene

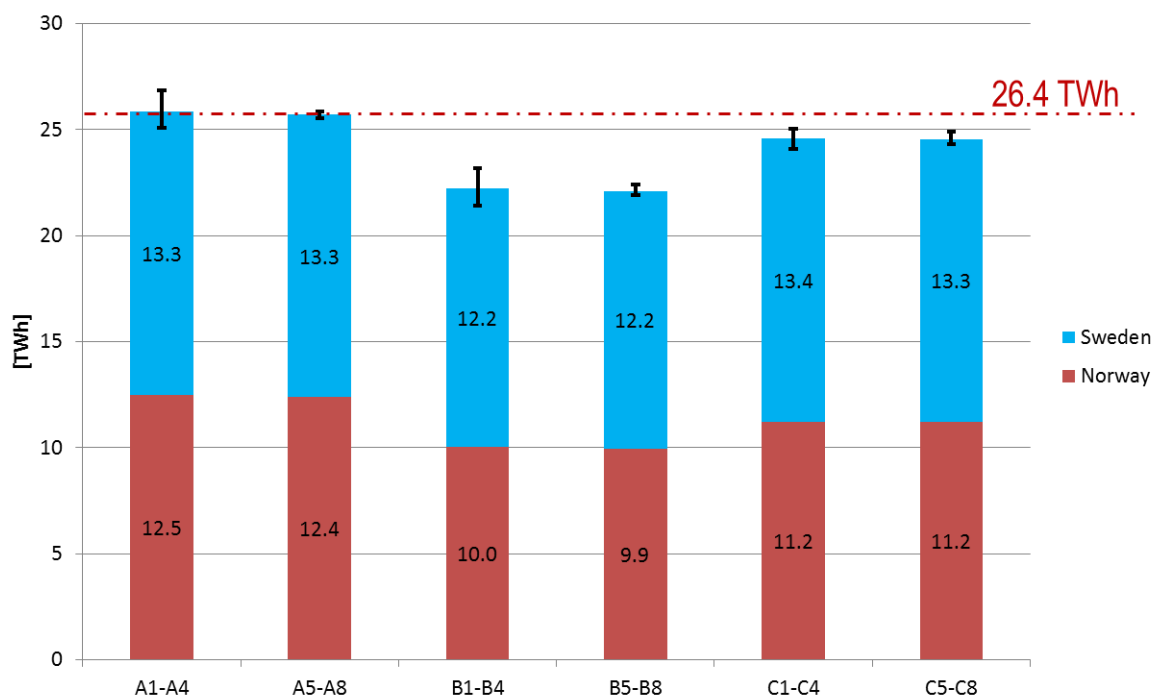
For å analysere de ulike risikofaktorene beskrevet overfor, ble 24 scenarioer analysert, som vist i Tabell 3. Øvrige energipriser, skatter og modellforutsetninger finnes i Lind og Rosenberg (2014). Sertifikatprisene er basert på antakelser i 2014.

Tabell 3: Scenariobeskrivelse A1-8, B1-8 og C1-8

Scenario	Beskrivelse	Sertifikatpriser [2005-kNOK/GWh]			
Alle scenariene er kombinert med de ulike sertifikatprisene		År	2014	2020	2035
A: Sertifikatpriser	Formålet er å undersøke hvordan ulike sertifikatpriser virker inn på produksjons-økningen i de to landene. Risikofaktorer = Markedsinformasjon og kapital/finansiering	1	120	120	120
		2	140	140	140
B: Begrensninger i vannkraft-potensialet	Formålet er å undersøke hvordan færre investerbare prosjekter påvirker produksjonsøkningen. Det er antatt en begrensning på 1,7 TWh og 7,3 TWh ny vannkraft for hhv Sverige og Norge i 2020. Risikofaktorer = Konsesjonsbehandling og tidsvindu	3	165	165	165
		4	182	182	182
		5	120	165	165
C: Nett-begrensninger i Norge	Formålet er å undersøke hvordan nettbegrensninger i Norge påvirker produksjonsøkningen. Det er lagt til grunn at det ikke skjer noen sentralnettsoppgraderinger i Norge innen 2020. Risikofaktorer = Nettilgang	6	120	165	182
		7	165	120	120
		8	182	140	140

Figur 2 viser den gjennomsnittlige produksjonsøkningen i 2020 for de 24 scenariene. Man kan se at konstante sertifikatpriser (A1-A4) gir en noe høyere kraftproduksjon enn varierende sertifikatpriser (A5-A8), men gjennomsnittsverdien for begge disse variantene er så å si på målet. Dersom man kombinerer scenariokategori A med enten B eller C, vil den gjennomsnittlige produksjonsøkningen i 2020 falle merkbart. A1 var det eneste scenariet hvor produksjonsøkningen i Norge var på over 13,2 TWh. I 64 % av scenariene var produksjonsøkningen over 13,2 TWh for Sverige.

Ved å inkludere ulike risikofaktorer i forskjellige scenariovarianter, er det mulig å studere innvirkningen på totalmålet. Som vist i Figur 2 oppnås målet (26,4 TWh) ved en tilstrekkelig tilgang på nye prosjekter. Det nye målet (28,4 TWh) ble satt etter at analysene var gjennomført. Analysene ble gjennomført med konservative estimater for kraftpriser i landene utenfor Sverige og Norge, slik at økte eksportpriser vil føre til økt eksport og sannsynligvis også økt produksjon. Økte eksportpriser kan således motvirke en del av effekten av de analyserte risikofaktorene.



Figur 2: Ny kraftproduksjon i 2020 (gjennomsnitt og maks/min) og analysemålet på 26.4 TWh

4 Investeringer og politisk risiko

Investeringer i fornybar kraftproduksjon under usikkerhet skapt av elsertifikatordningen kan analyseres ved hjelp av realopsjonsteori Dixit and Pindyck (1994). En konsesjon til å bygge et kraftanlegg kan betraktes som en opsjon. Konsesjonen gir konsesjonseier en rett, men ikke plikt, til å bygge et kraftanlegg innen en gitt tidshorison. Konsesjonseier kan velge å utøve opsjonen ved å betale et fast investeringsutlegg i bytte mot framtidige inntekter. Retten til å utsette investeringsbeslutningen har en verdi dersom framtidige kontantstrømmer er usikre og investeringsutlegget er en irreversibel kostnad.

Det er nyttig å analysere hvorvidt politisk usikkerhet knyttet til et politisk virkemiddel, slik som sertifikatmarkedet, har innvirkning på ulike aktørers investeringsbeslutninger.

En realopsjonsmetode er benyttet for å analysere investeringer, både i timing og i kapasitet, for fornybar kraftproduksjon i Norden under ulike politiske finansieringsordninger, se Boomsma, Meade, Fleten (2012). Hensikten er å analysere hvordan aktører tar investeringsbeslutninger under to viktige finansieringsordninger, henholdsvis feed-in tariff og elsertifikater. Analysen inkluderer usikkerhet under de to støtteordningene og usikkerhet i forhold til mulig endring av støttesystemene. Analysene viser at feed-in tariff fremmer tidligere investering i fornybar kraftproduksjon, mens elsertifikatordningen bidrar til at kraftproduksjonen (kapasiteten) som bygges blir større.

I Linnerud, Andersson og Fleten (2014) er det gjennomført en empirisk studie som viser hvordan den politiske debatten om hvorvidt Norge skulle innføre elsertifikater førte til at investorer utsatte selv lønnsomme prosjekter. NVEs database over konsesjoner og intervjuer ga en detaljert oversikt over beslutningsgrunnlaget til 214 konsesjoner til å bygge småkraft. Deretter ble to investeringsregler simulert for hver konsesjon; en tradisjonell nåverdiregel og en realopsjonsregel. Til slutt ble statistisk analyse benyttet til å fastsette hvilken investeringsregel som best beskrev investors atferd. Analysene viser at

- a) den politiske usikkerheten forut for innføringen av elsertifikater førte til at mange lønnsomme prosjekter ble satt på vent, og
- b) uerfarne investorer som lokale grunneiere var mindre taktiske enn profesjonelle investorer og investerte umiddelbart når prosjektet var lønnsomt.

Produksjonsstøtte til fornybar kraftproduksjon er i bruk i om lag hundre land. Avhengig av hvordan støttesystemene er utformet, vil kontantstrømmene til investor bli mer eller mindre påvirket av fluktuasjoner i strøm- og subsidiepriser.

I Boomsma og Linnerud (2015) gjøres en analyse av politisk endring, gjennom å analysere to ulike case:

- 1) Sertifikatordningen opphører, men alle realiserte prosjekter fortsetter å motta produksjonsstøtte
- 2) Sertifikatordningen opphører, og både realiserte og ikke-realiserte prosjekter mister støtten

Resultatet viser at politisk risiko for at produksjonsstøtten skal avvikles eller endres føles mye større enn prisrisikoen. I første case, vil terskelverdien for investeringer reduseres, fordi investorer vil realisere prosjekter før det skjer en politikkendring, mens i andre case vil terskelverdien øke fordi investorer vet at elsertifikatene kan forsvinne etter at de har gjennomført sin investering. Spesielt skadelig er forventninger om at politikere vil endre rammebetingelsene med tilbakevirkende kraft. Dette vil føre til kraftig økning i avkastningskrav og derfor til lavere investeringstakt.

Europakommisjonens ønske om mer bruk av markedsbaserte støtteordninger, slik som de norsk-svenske elsertifikatene er diskutert i Linnerud (2016). På tross av EU-kommisjonens råd, så velger de fleste EU-land faste innmatingstariffer og tilsvarende støtteordninger som skjermer investor mot prisrisiko. Med referanse til realopsjonsteori viser Linnerud at prisrisiko under markedsbaserte støtteordninger ofte er håndterbar, mens politisk risiko kan bli uhåndterbar. Videre er risikoen for justeringer i rammevilkår større når myndighetene har bundet seg til en fast innmatingstariff enn hvis markedet bestemmer størrelsen på støtten. Med henvisning til samfunnsøkonomisk teori kan man argumentere med at investor ikke bør skjermes mot prisrisiko, men at politiske vedtak med tilbakevirkende kraft bør unngås.

I to store nasjonale spørreundersøkelser blant investorer som planlegger vannkraft-prosjekter stilte forskerne spørsmål om hvor sannsynlig det var at investors prosjekt ville bli realisert under sertifikatordningen og hvilke barrierer (om noen) som kunne hindre at dette vil skje. Undersøkelsene dekker 466 prosjekter i 2012 og 380 prosjekter i 2015, og er dokumentert i Linnerud og Holden (2013) og Simonsen (2015). Seks måneder etter at elsertifikatmarkedet ble implementert i 2012, ble potensielle investorer i 466 vannkraft-prosjekter intervjuet om det de opplever av investeringsbarrierer, og hvor sannsynlig det er at deres prosjekt vil bli realisert. Logistiske regresjonsanalyser viser at svarene på disse spørsmålene varierer systematisk med investor, prosjekt og prosess-karakteristika. Landeiere uten tidligere erfaring med energisektoren og mer erfarne investorer besvarte spørsmålene ulikt i 2012. Uerfarne investorer var mest optimistiske, mens erfarne investorer var mest bekymret for at den korte varigheten til elsertifikatordningen ville føre til problemer med å få tilgang til nett og at det kunne være problemer med å få behandlet søknaden i konsesjonsprosessen tidsnok. I 2015 har investorene blitt mer pessimistiske og mer opptatt av økonomiske barrierer og risiko knyttet til avvikling av ordningen. Også landeiere uten tidligere erfaring med energisektoren, vurderer nå prosjektene på samme måte som de mer erfarne investorene. Det siste resultatet kan skyldes at de uerfarne grunneierne har fått mer erfaring med kraftmarkedet og med elsertifikater, men det kan også skyldes at de minst profesjonelle investorene i denne investorgruppen har trukket seg ut av prosjektene eller overlatt prosjektet til en profesjonell investor.

5 Prisutvikling og prisrisiko

Vi oppsummerer her forskningen på elsertifikatpriser og faktorer som er viktige for å kunne forutsi priser, finne ut hva som kan endre prisene, og øke kunnskapsgrunnlaget knyttet til uheldige effekter av elsertifikatmarkedet.

5.1 Kortsiktig prisutvikling og usikkerhet

Gjennom et prosjekt finansiert av Norges Forskningsråd, Statnett, Statkraft, NVE og SKM Market Predictor, implementerte SINTEF Energi i 2013-2014 et marked for elsertifikater i Samkjøringsmodellen.

Formålet med prosjektet var å lage et verktøy for prognosering av elsertifikatmarkedet noen år fram basert på fundamentale forhold (bl.a. tilbud, etterspørsel, likevekt og stokastikk) og de karakteristiske egenskapene ved det norsk-svenske elsertifikatmarkedet. Forskingen har bestått i å utvikle et analyseapparat for prognosering av sertifikatmarkedet, spesielt med hensikt til å ta hensyn til stokastikken i produksjon fra fornybare kilder og med hensikt å bestemme straffe verdien endogent. For langsiktige analyser av sertifikatmarkedet er det en begrensning at modellen ikke kan beregne lønnsomme investeringer.

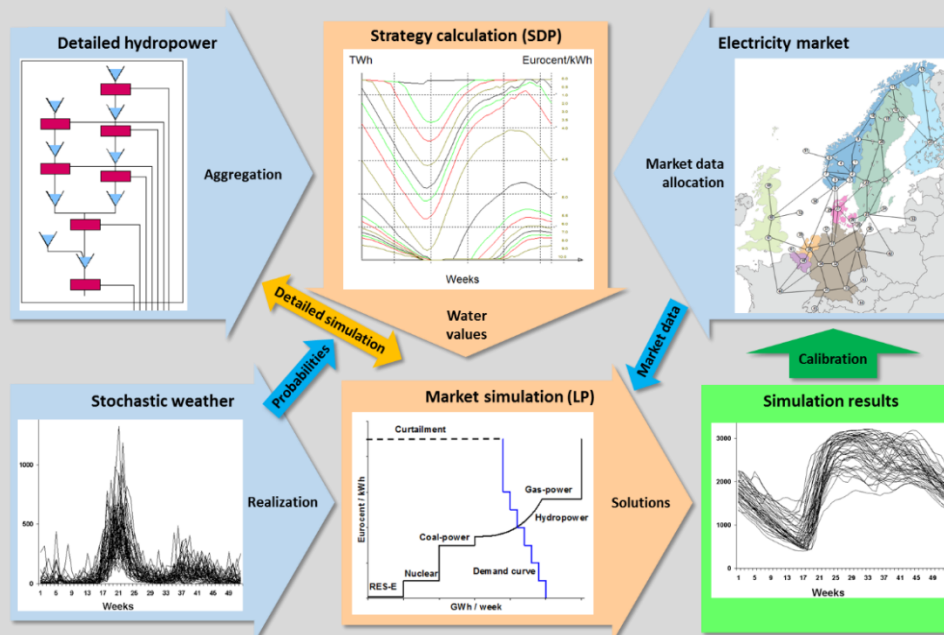
For mer informasjon om metoden som ble benyttet, se faktaboks 2.

Faktaboks 2 Samkjøringsmodellen

Samkjøringsmodellen er et dataprogram for langtids optimalisering og simulering av hydrotermiske kraftsystem. Modellen tar hensyn til overføringsbegrensninger og hydrologiske forskjeller mellom delområder. For å oppnå optimal håndtering av store vannmagasiner med høy reguleringsgrad, beregnes det vannverdier, basert på SDP metodikken. I deregulerte markeder har modellen fått stor anvendelse i prognosering av fremtidige spot-priser. Modellen benyttes også i forbindelse med investeringsanalyser i eksempelvis nye overføringslinjer eller kraftverk.

Siden elsertifikatmarkedet er tett integrert med kraftmarkedet (det er produsenter av fornybar kraft som får sertifikater, og det er strømlleverandører som må kjøpe sertifikater), er det derfor mange fordeler ved å ta utgangspunkt i en eksisterende modell for kraftmarkedet når en skal analysere markedet for elsertifikater. Samkjøringsmodellen brukes av mange aktører til analyse av det nordiske kraftmarkedet, og disse har egne datasett som de utvikler og vedlikeholder selv. Samkjøringsmodellens representasjon av usikkerhet for klimavariabel (bl.a. tilsig for vannkraft, vindkraft og temperaturer som påvirker forbruk) er sentral for prognosering av balanser og sertifikatpriser på kort og mellomlang sikt. Eksisterende metodikk for optimal håndtering av vannmagasin kan overføres til optimal håndtering av et sertifikatlager. På denne måten blir beregnet pris i en gitt uke avhengig av forventet prisutvikling fremover både i inneværende år og for fremtidige år. En utfordring i forhold til å estimere framtidige sertifikatpriser er måten straffe verdien er bestemt. En evt. straff for manglende innleverte sertifikater er 150 % av prisen i forutgående sertifikat-år (1. april – 31. mars). Samtidig vil prisen i denne perioden være avhengig av forventet straffeavgift og sannsynligheten for at det skal bli et underskudd på sertifikater ved første eller fremtidige oppgjørstidspunkt. Dette kan gi en egendynamikk /spiraleffekt for prissettingen av sertifikater i knapphetssituasjoner. Egendynamikken kan resultere i et veldig stort utfallsrom for fremtidige sertifikatpriser.

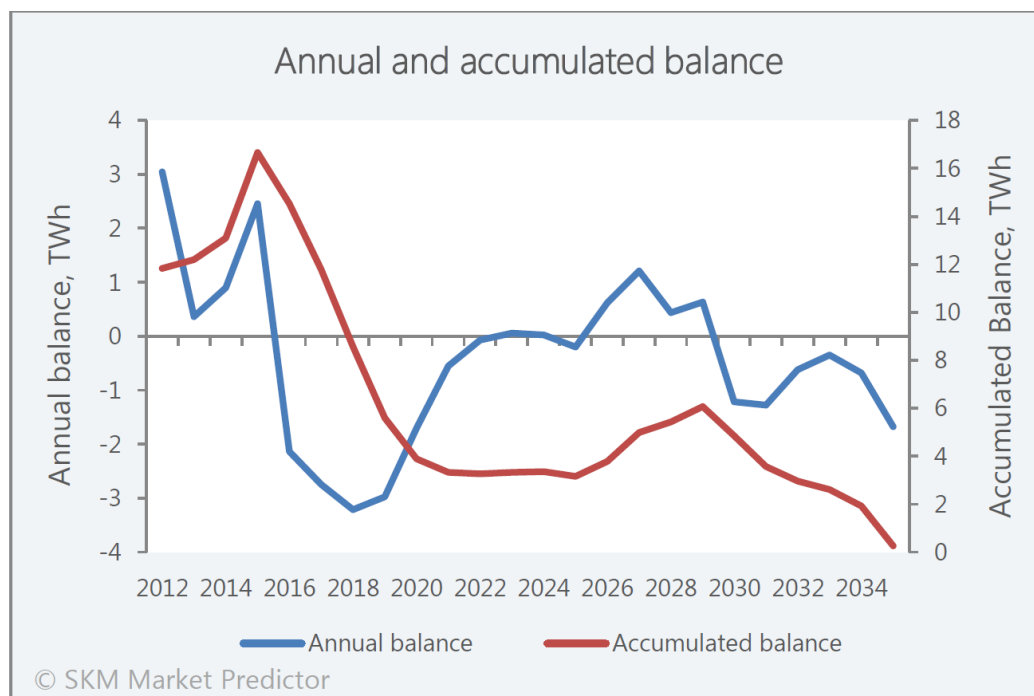
For analyser på lang sikt, f.eks. fram til 2035 når systemet etter planen skal avsluttes, er dette en viktig begrensning. Analyse av samspill mellom kapasiteter og priser kan eventuelt gjøres iterativt basert på simulerte priser, eller en kan studere konsekvensen av ulike utviklingsbaner for installert kapasitet.



Figur 3 Oversikt Samkjøringsmodellen

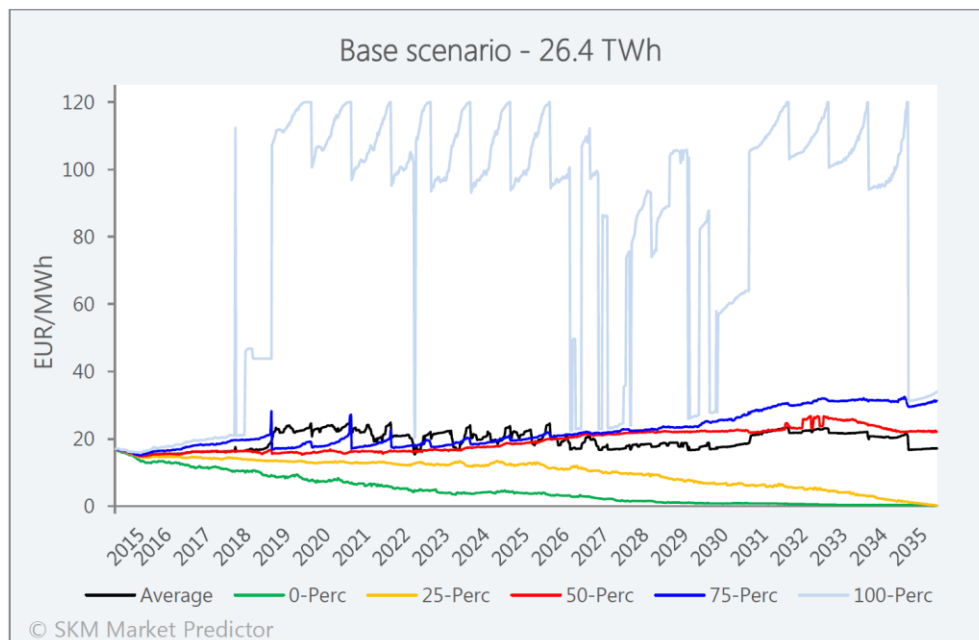
Samkjøringsmodellen er en driftsmodell, dvs. at tidsutviklingen for alle kapasiteter i hele planleggingsperioden spesifiseres på forhånd. Ut fra dette gjør modellen en kostnadsminimalisering. Et utgangspunkt for korttidsprognoseringen, for eksempel ved å analysere de neste t årene, er at man på forhånd må spesifisere sluttverdien for sertifikater ved planleggingshorisonten. Denne verdien/funksjonen kan estimeres ut fra kostnad for utbygging av fornybar produksjon, forventet kraftpris og noen andre parametere. På kort sikt er det relativt liten usikkerhet rundt installert sertifikatberettiget produksjon; den installerte kapasiteten er kjent og også ny kapasitet og dens marginalkostnad. Denne innsikten sammen med estimert straff for ikke å møte sertifikatforpliktelsen danner grunnlaget for analysen.

Prognosen for sertifikatprisen og en analyse av den kortsiktige prisusikkerheten er illustrert i

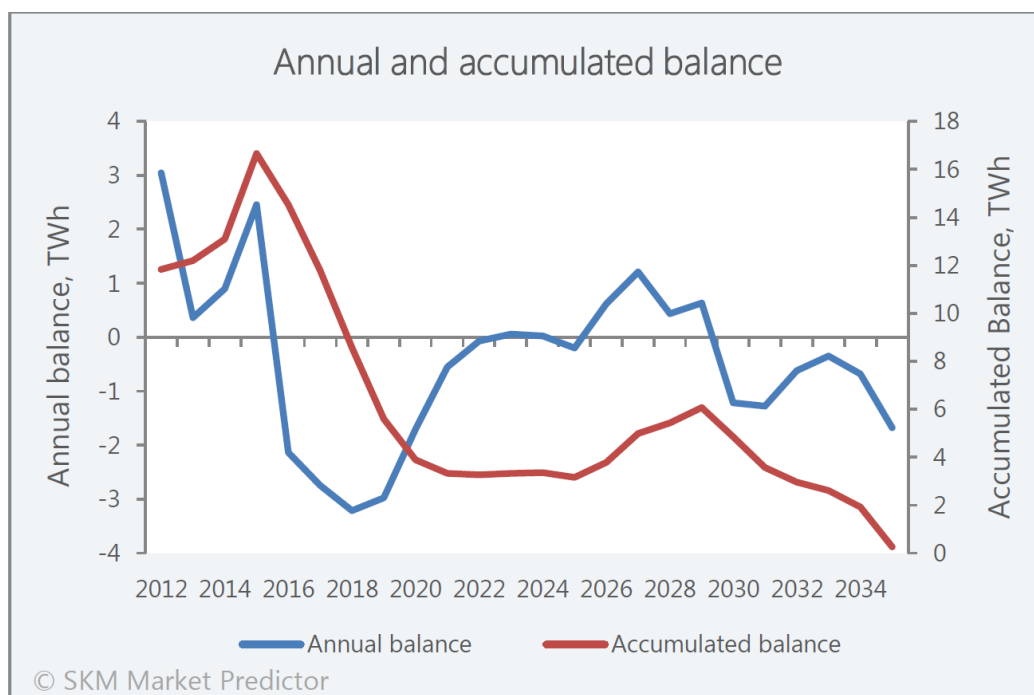


Figur 4 og

Figur 5, se Faktaboks 2 for mer detaljer. Figur 4 viser prosentilene og gjennomsnitt av sertifikatpriser over alle forskjellige klimatiske år, dvs. tilsig, temperatur, vindhastighet og sol stråling. Figuren viser at været kan føre til en veldig stor variasjon av sertifikatprisene. Med høyt tilsig, temperatur, vind og sol går sertifikatprisene ned til null. Mens lavt tilsig, temperatur, vind og sol forårsaker høye sertifikatpriser, som går opp til et teknisk maksimum pristak. I disse analysene er det satt et teknisk maksimum pristak på sertifikater på 120 €/MWh. Uten dette taket ville prisen blitt enda høyere i noen tilfeller.



Figur 4: Sannsynlighetsfordeling for sertifikatpriser



Figur 5: Årlig og akkumulert balanse. Forventningsverdier

Analysen gir følgende innsikt:

- På grunn av naturlig variasjon i klimavariabel er det liten grunn til å tro at systemet faser seg ned akkurat til null mot slutten av levetiden. Det mest sannsynlige er at det blir et overskudd mot slutten dersom markedet fungerer effektivt.
- Mot slutten av systemets levetid (2035) vil prisene sannsynligvis enten gå til null (hvis det blir et overskudd) eller de blir meget høye (hvis det blir underskudd).

- En positiv sertifikatpris betyr at det er en viss fare for at det kan oppstå et underskudd en gang i fremtiden. Hvis det ikke er noen fare for at det oppstår et fremtidig underskudd går prisen helt til null.
- Det kan oppstå særdeles sterke (politisk uholdbare) spiralvirkninger mellom pris og forventet straffeavgift dersom det oppstår en knapphetssituasjon på elsertifikater.
- En fast straffeavgift for manglende sertifikater, eventuelt et tak på hvor høy den kan bli, kan bidra til å sikre akseptabel stabilitet for priser i en knapphetssituasjon. Tilsvarende kan det lages et gulv for hvor lave prisene kan bli.

5.2 Langsiktig prisutvikling

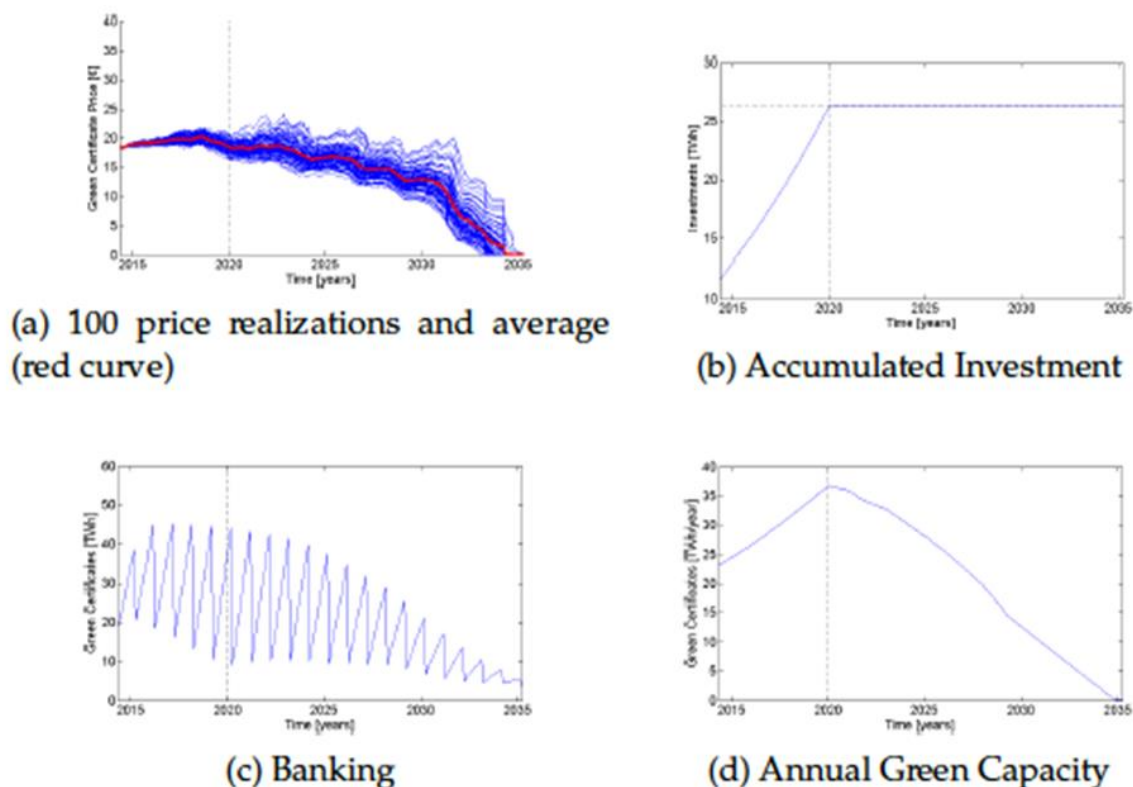
En stokastisk, dynamisk modell, som inkluderer markeddesign, fornybar energiproduksjon og forventinger, basert på Coulon, Khazaei, Powell (2015) er utviklet av Hustveit, Frogner og Fleten (2015). Modellen har inkludert følgende sentrale antagelser:

- i) det finnes spekulanter som utnytter at sertifikatene kan lagres,
- ii) sertifikatprisen bestemmes av straffeprisen for ikke å ha nok sertifikater og sannsynligheten for at en straff må betales,
- iii) veksten i fornybarkapasitet avhenger både av kraft- og sertifikatprisene,
- iv) det er eksogen usikkerhet i kraftprisene
- v) straffeprisen er modellert som 150 % av gjennomsnittlige sertifikatpriser siden forrige oppgjørsmåned

De viktigste konklusjonene fra analysene Hustveit, Frogner og Fleten (2015) er:

- a. Mindre endringer i produksjon av kraft med sertifikater (eller mindre endringer i elforbruket) gir betydelig endring i pris. Dette indikerer at det er utfordringer ved elsertifikatmarkedet knyttet til i praksis å kunne danne forventninger til framtidige priser;
- b. Utvikling i prisen på sertifikater er forventet å starte på dagens nivå, og deretter gradvis reduseres til 2035 når elsertifikatmarkedet opphører;
- c. Prisen er veldig sensitiv i forhold til endringer i elforbruk, investering og kraftproduksjon. Eksempelvis innebærer muligheten for overinvestering en trussel mot stabiliteten i markedet;

- d. Analysene viser at regulatoriske endringer bør innføres slik at man unngår å øke usikkerheten men heller øker stabiliteten i ordningen.



Figur 6 Resultater fra (Frogner, Hustveit, Fleten 2015).

Resultatene som er presentert i Figur 6 viser følgende: Bilde a) indikerer relativt stabile priser som synker mot slutten av horisonten, det vil si mot 2035. Usikkerheten øker særlig mot slutten. Vi ser også at dette ikke er en rasjonell likevektsmodell siden prisene synker jevnt og trutt. I basisscenariet, vist her, minker sannsynligheten for sertifikatunderskudd over tid. Akkumulerte investeringer er vist i bilde b) og er for det meste eksogent gitt, men en liten andel er bestemt gjennom prisincentiver internt i modellen. Vi forventer at akkumulert investering oppfyller målet med ordningen. Lagring av sertifikater i bilde c) følger et mønster der man hvert år leverer inn tilstrekkelig antall sertifikater som blir nullet. Man forventer å ende opp med et lite overskudd. Bilde d) viser forventet nivå på årlig produksjonskapasitet som mottar sertifikater. Siden man mottar støtte kun i 15 år, går denne kapasiteten først opp, så gradvis ned til null.

5.3 Prisrisiko for elsertifikater

Boomsma og Linnerud (2015) studerer den samlede prisrisikoen under tre former for produksjonsstøtte for fornybar kraftproduksjon: elsertifikater, faste innmatingstariffer og faste innmatingspremier. Studien viser hvordan samlet prisrisiko påvirker krav til inntjening på investeringstidspunktet.

Basert på realopsjonsteori, utviklet Boomsma og Linnerud investeringsregler for de tre støtteordningene med følgende form: 'hvis summen av observerte priser (elektrisitetspris og/eller subsidie) er over en gitt terskelverdi, så invester'. Den analytiske løsningen ble illustrert numerisk for et vindkraftprosjekt. Forfatterne peker på at den samlede prosjektrisikoen under elsertifikater ofte er relativt lav fordi deler av den individuelle prisrisikoen forsvinner når investor mottar to usikre inntekter; en fra salg av sertifikater og en fra salg av strøm. Deler av den individuelle prisrisikoen vil forsvinne når de kombineres så lenge de to prisene ikke er perfekt positivt korrelert (korrelasjonskoeffisient lik +1).

6 Kostnadseffektivitet

Mens alt tyder på at sertifikatordningen vil nå hovedmålet om investeringer i 28,4 TWh, er det en annen diskusjon om dette skjer til lavest mulig kostnad. Kostnadseffektivitet oppnås kort fortalt ved at volummålet nåes ved at den kombinasjon av prosjekter som velges gir lavest mulig systemkostnad over prosjektenes levetid. Vi ser først på om designet av ordningen fører til kostnadseffektivitet. Deretter ser vi på om risikoen for investorer er av en art som også kan påvirke prosjektvalg.

6.1 Kostnadseffektivitet og design av ordningen

For å studere effektiviteten ved ulike måter å innføre elsertifikater på, er en sammenlikning av det norsk-svenske systemet og det belgiske systemet gjennomført Cornelis et al (2014). Sammenlikningen har sett på følgende aspekter ved ordningene: sammenhengen mellom mengden av fornybar energiproduksjon og sertifikater, og hvordan sertifikatprisen blir satt, og hvordan handel med sertifikater har utviklet seg. Begge ordningene er ment å være teknologinøytrale, og hensikten er å få bygget ny fornybar kraftproduksjon der det er mest kostnadsoptimalt. Sammenlikningen viser at begge ordningene er effektive med hensyn på at nok ny fornybar kraft blir tilgjengelig i markedet, men ingen av ordningene gjør dette på den mest kostnadseffektive måten.

Finansieringen i den belgiske sertifikatordningen, har vært slik at mindre kostnadseffektive PV-anlegg har fått finansiering på bekostning av andre mer kostnadseffektive teknologier. For å rette opp denne skjevheten, ble det gjort endringer i markeds/handels-ordningen for sertifikatene. På tross av dette har den i utgangspunktet teknologinøytrale belgiske ordningen, dreid i en retning av å være en mer teknologispesifikk feed-in tariff ordning.

I den norsk-svenske ordningen har så langt mesteparten av ny kraftproduksjon kommet i Sverige. En analyse av skjevhetene kan finnes i Jenssen et al (2012) som estimerer at 5.6 TWh ny fornybar energiproduksjon i Norge, hovedsakelig vind, men også vannkraft, kan skyves ut av dyrere svensk vindkraft. De oppsummerer årsakene til dette å være:

- Inntektsskatten i Sverige var 26.3% versus 28% i Norge (på det tidspunktet)
- Eiendomsskatten er høyere i Norge, med unntak av for vannkraftanlegg

- For vannkraft drar grunnrenten i negativ retning

Det er derfor lite sannsynlig at implementeringen av sertifikatordningen er kostnadseffektiv, hovedsakelig på grunn av skjevheter i skatter og avskrivningsregler. Det er gjort endringer i avskrivningsreglene i Norge for å rette opp denne skjevheten, og det fører nå til at flere investeringer kommer i Norge.

6.2 Kostnadseffektivitet og risikofordeling

En annen viktig faktor som kan påvirke investeringsvalg, og dermed kostnadseffektivitet, er hvordan investorer eksponeres for risiko og hvilke muligheter de har for å sikre seg. En vesentlig forskjell mellom Norge og Sverige når det gjelder design av mekanismen, har vært at svenske prosjekt vil være en del av ordningen også om de kommer i drift etter 2020. Dette har antagelig vært en fordel, i den grad norske aktører har fryktet at de ikke vil være i stand til å ferdigstille prosjekter tidsnok (31.12. 2020). Verdien av noen norske prosjekter, justert for denne risikoen, har antagelig havnet under svenske prosjekter som i utgangspunktet er dårligere. Denne skjevheten er nå rettet opp, men en forskyvning i investeringer har antagelig allerede skjedd.

Det er ingen grense for antall sertifikat som kan utstedes. Dette kan lett lede til et overskudd, noe som kan redusere sertifikatprisen dramatisk og eventuelt sende den i null. Boomsma og Linnerud forklarer at sertifikatprisen over tid må være tilstrekkelig til at den siste investoren som velger å investere forventer å få dekket sine totale kostnader og et påslag for risiko. Ergo bør sertifikatprisen sammen med elektrisitetsprisen minst dekke den langsiktige marginalkostnaden til dette siste prosjektet. Dette stemmer, med unntak av en situasjon med overskudd av sertifikat, hvor både strømprisen blir lav og sertifikatprisen kan gå i null. I det svenske sertifikatmarkedet har denne situasjonen vært forhindret ved at ambisjonen gradvis har blitt økt. Situasjonen i det felles markedet er at Sverige fortsatt følger denne linjen, mens Norge sier at ytterligere økning av sertifikater ut over de 13,2 TWh ikke er aktuelt.

I en slik situasjon, er prisrisikoen hovedsakelig lagt på investorer og den skyldes hovedsakelig risikoen for overinvestering. Denne risikoen øker ved at tidsfrist for investeringer utvides. For svenske og norske myndigheter er det svært lenk risiko forbundet med ordningen. Om det ligger an til at man ikke oppnår volummålet, kan kravet til sertifikatmengde økes for å øke prisen. Det er mindre sannsynlig at krav til sertifikatmengde økes dersom volummålet overoppfylles.

Sammenlignet med en innmatingstariff er derfor vår vurdering at sertifikatordningen påfører investorene en stor risiko, hovedsakelig risikoen for at sertifikatene blir verdiløse ved overinvestering. På den andre side, en innmatingstariff vil, grunnet en forhåndsbestemt pris, ikke ha samme potensiale for å være kostnadseffektiv.

7 Fordelingseffekter

Energipolitikk som bidrar til å øke fornybar kraftproduksjon er vanlig i Europa. Elsertifikater er en slik politikk, og det er et virkemiddel som er enkelt å ta i bruk sammenliknet med mange andre virkemidler, da det er en markedsbasert ordning. Det er markedet som bestemmer sertifikatprisen og markedet bestemmer hvor den nye kraftproduksjonen blir lokalisert. Regionale effekter av ordningen er imidlertid i liten grad analysert og forstått.

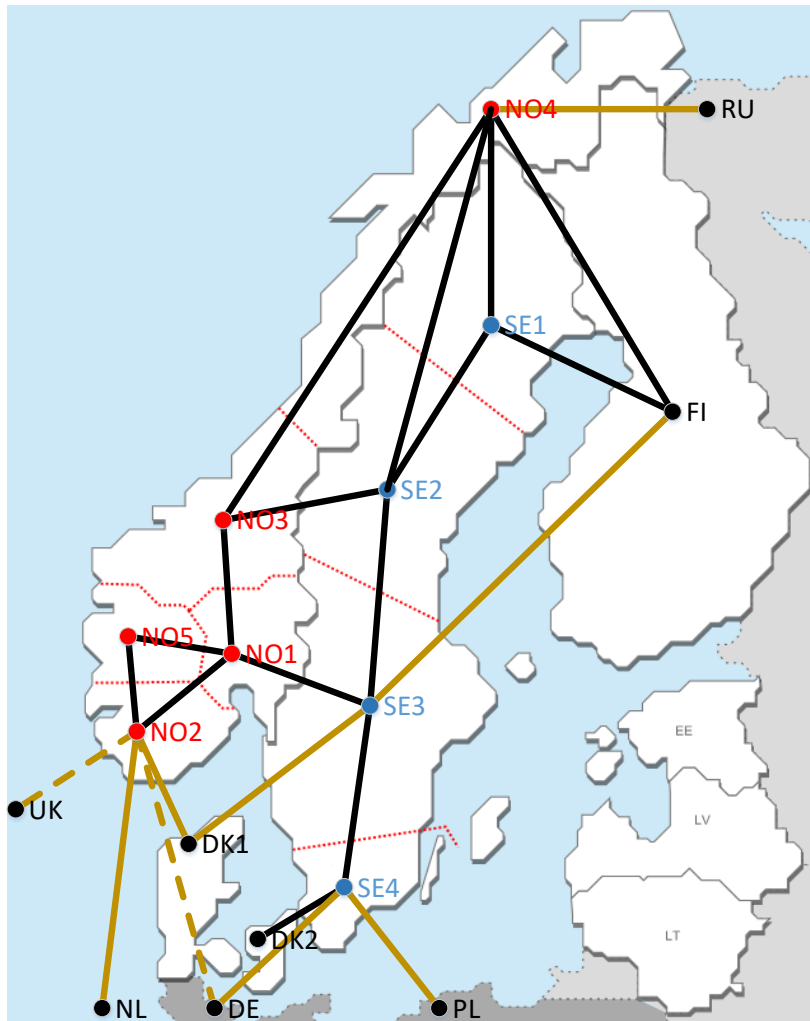
Det norsk-svenske sertifikatmarkedet er en kombinasjon av en avgift som betales av konsumentene og en subsidie til produsenter av fornybar energi. Avgiftens totale omfang er lik subsidien som produsentene mottar. I dette avsnittet diskuteres velferdseffektene og fordelingseffektene som oppstår (se faktaboks 3). I en slik partiell analyse er det klart at både subsidie og skatt fører til et velferdstap siden markedets optimale likevekt på kort sikt endres. Det er denne effekten som studeres, mens de langsiktige positive effektene av at politiske mål for fornybarandel og klima nås, ikke vurderes. Formålet med analysen er å se hvordan velferdseffektene fordeles geografisk og mellom nye investeringer og gamle produsenter og om økt eksportkapasitet til utlandet og økt lokal etterspørsel etter elektrisitet påvirker effektene.

Det er utviklet en modell som dekker produksjon og konsum i de 9 prisområdene i Norge og Sverige, i tillegg til utveksling til nabolandene, se Figur 7. De gule linjene representerer DC kabler, mens de sorte er AC linjer. Markedsklareringen skjer under perfekt konkurranse i hvert prisområde. Sesong og døgnpriser er inkludert for mest mulig realistisk prisdannelse. For detaljer og datagrunnlag, se Helgesen og Tomasgard (2016).

Følgende tre scenarier er analysert:

- *Elcert*-scenariet ser på situasjonen hvor det installeres ny produksjonskapasitet for å nå målet om 28,4 TWh.
- *Cables*-scenariet ser på samme situasjon med en utvidelse med allerede planlagte kabler til UK og Tyskland.
- *Demand*. Det tredje scenariet bygger på disse, men øker referanseetterspørselen med 10% ved å skifte etterspørselskurven utover.

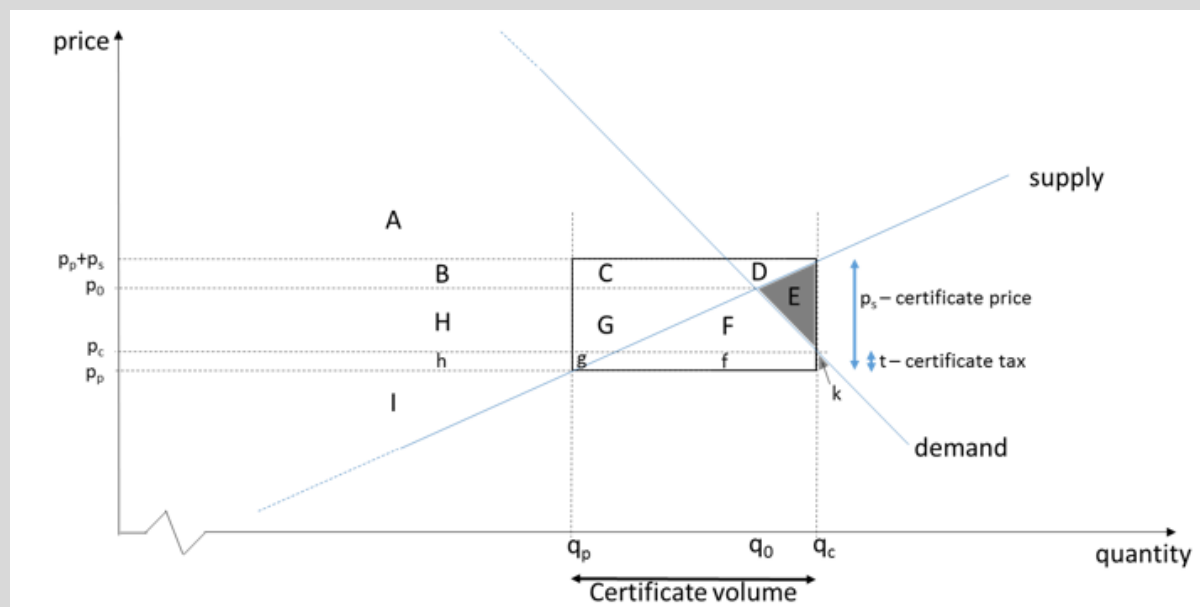
Resultater fra analysene er presentert i Figur 9. Øverst er vist endringer i sertifikatpris og elektrisitetspris for de ulike scenariene. Nederst vises endringer i konsumentoverskudd samt overskudd for nye og gamle produsenter. Figur 10 viser tilsvarende overskudd fordelt på prisområder for *Cables* scenariet.



Figur 7: Inndeling av regioner i modellen, med overføringslinjer for DC (gule) og AC (sorte)

Faktaboks 3 Teoretisk bakgrunn til velferdsfordeling

Effektene med en kombinert avgift og subsidie er vist i Figur 8. Figuren viser markedets tilbudskurver og etterspørselskurve med volum på x-aksen og pris på y-aksen. Her er p_0 prisen før sertifikatordningen og q_0 produsert volum. For å nå målet om 28,4 TWh må volumet økes til q_c . Det medfører en konsumentpris, p_c , som reflekterer betalingsviljen ved dette volumet.



Figur 8: Velferdsfordelingseffekter fra et sertifikat system

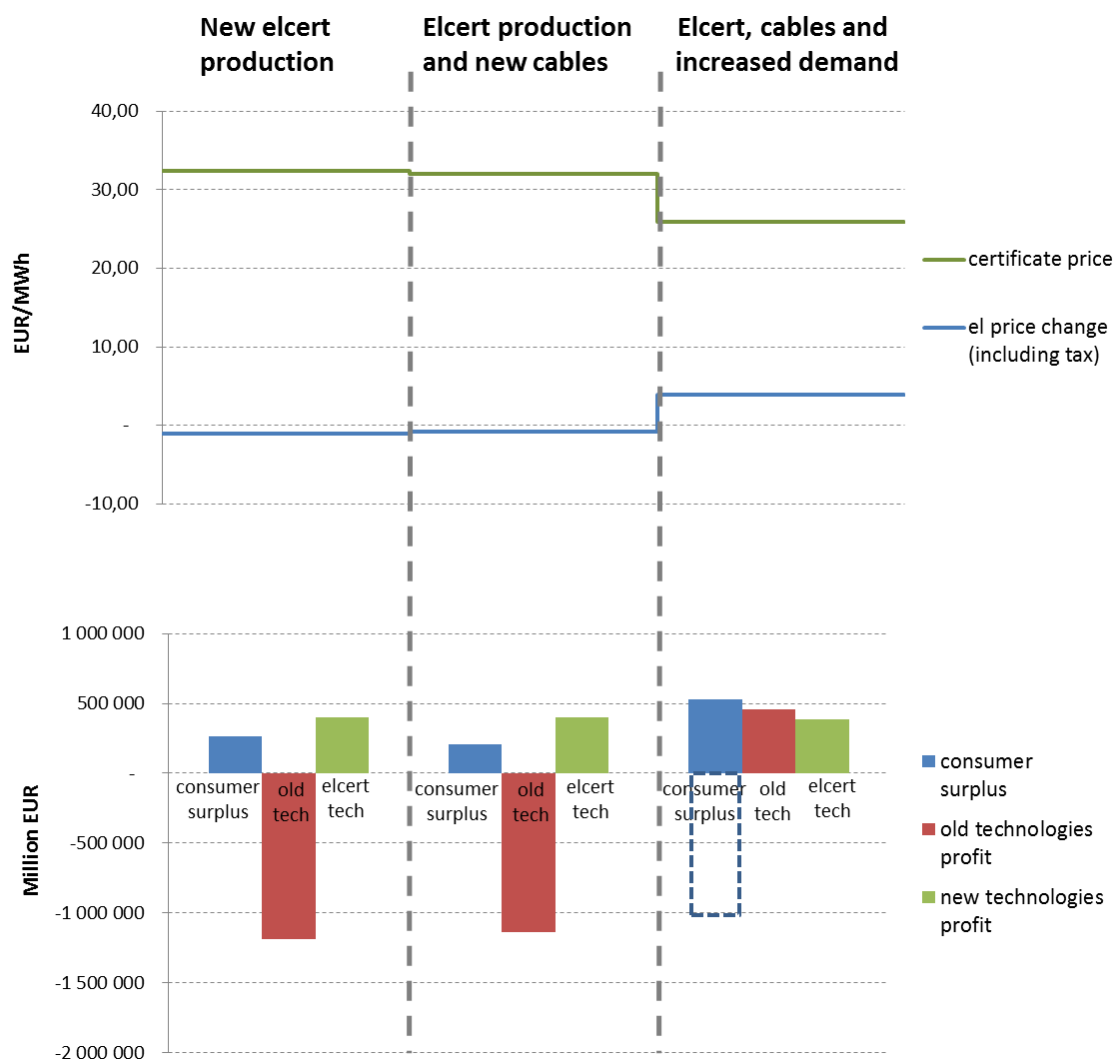
Området merket H representerer beløpet som skiftes mellom gamle produsenter og konsumenter på grunn av lavere pris ved det høyere volumet.

Konsumentoverskudd før sertifikatene:	$A + B + C$			
Konsumentoverskudd etter sertifikatene:	$A + B + C$	$+ F$	$+ G$	$+ H$
Produsentoverskudd før sertifikatene:			$G + g + H + h + I$	
Produsentoverskudd etter sertifikatene:	$C + D$		$+ G + g$	$+ I$
Kostnad for sertifikatorrdningen:	$C + D + E + F + f + G + g$			
Dødvektstap:		E		$+ k$

Finansieringen gjøres i form av en avgift på alle konsumerte enheter (dette er en modellmessig forenkling, da kraftkrevende industri og noen andre konsumenter ikke betaler avgift). I figuren vises den som differansen mellom p_c (prisen konsumentene betaler) og p_p (prisen produsentene får). Avgiften fører således til enda lavere inntekt for de gamle produsentene, som angitt i området mellom de stiplede linjene. De nye produsentene kompenseres (i tillegg til p_p) med en sertifikatpris p_s for å sikre kostnadsdekning for den marginale investeringen som vist i figuren.

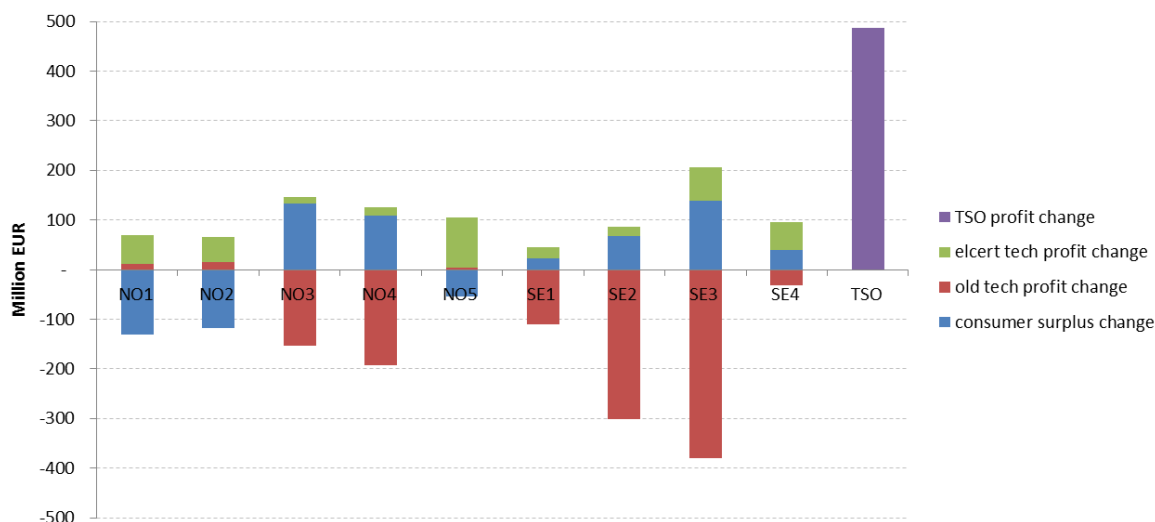
De gamle produsentene tjener $p_0 - p_p$ mindre for hver solgte enhet, mens de nye produsentene kompenseres $p_p + p_s$ for den nye produksjonen, totalt $q_c - q_p$. I utgangspunktet er dette formålet med ordningen: Den nye produksjonen subsidieres kostnadseffektivt, mens den gamle produksjonen ikke kompenseres. Dette i motsetning til en generell subsidie, hvor alle produsenter ville blitt kompensert på linje med den marginale produsenten

Innføringen av sertifikater fører til en velferdsoverføring fra gamle produsenter til konsumenter. Når nye kabler er på plass, reduseres denne overføringen. Tapet for produsentene blir mindre mens konsumentene tjener mindre. For de nye produsentene fører begge scenarier til et betydelig overskudd. Det er verdt å legge merke til at dødvektstapet i *Elcert*-scenariet er på omtrent 34 % av kostnaden ved ordningen, mens dette tapet er redusert til 4 % når kabler bygges. Fra et samfunnsperspektiv blir altså sertifikatordningen billigere. Dersom etterspørselen i tillegg stimuleres vil både konsumenter og alle produsenter komme bedre ut.



Figur 9: Endringer i produksjon, sertifikatpris og elektrisitetspris (øverst) og endringer i konsumentoverskudd samt overskudd for nye og gamle produsenter (nederst)

De geografiske forskjellene er betydelige, som vist i Figur 10. Det er særlig konsumenter på Sør- og Østlandet (NO1 og NO2) og gamle produsenter i øvrige Norge og store deler av Sverige (NO3, NO4, SE1, SE2 og SE3) som vil tape med disse forutsetningene.



Figur 10: Geografisk velferdsfordeling, endring ved å innføre elsertifikater med dagens etterspørselsnivå og nye kabler til Europa (med Kirchhoffs spenningslov)

Hovedkonklusjonene i dette arbeidet er at økt tilbud av energi fører til store overføringer av velferd. Dersom det ikke er ny etterspørsel, vil en subsidie for ny produksjon føre til tap av profitt for eksisterende aktører i markedet. En slik ordning kan likevel ha positive effekter og være samfunnsøkonomisk fornuftig, ved at fossil kraftproduksjon fases ut og forurensing reduseres. Dette er imidlertid ikke tilfelle i Norge og Sverige, og i tillegg er kraftsektoren en del av det European Union Emission Trading System (EU-ETS). Nye kabler som gir økt mulighet til eksport og markedskobling er derfor essensielle for å få gunstig velferdseffekt av elsertifikater. I tillegg ser vi at de største positive effektene vil komme av å stimulere til økt lokal verdiskaping gjennom lokal etterspørsel.

En ubalansert utvidelse av produksjon uten kabler eller ny etterspørsel, fører til store dødvektstap fra sertifikatordningen. Ny produksjon bør suppleres med a) økt transmisjonskapasitet og bedre markedskobling, eller b) økt lokal etterspørsel.

Kostnadseffektiv lokalisering av ny produksjon avhenger sterkt av transmisjon og fysiske begrensninger i nettet. Dette påvirker igjen effektiviteten i sertifikatordningen.

Lokale priser påvirkes sterkt av ny produksjon og fører til velferdseffekter. Det gjelder både for det norsk-svenske sertifikatmarkedet som helhet og det gjelder lokale effekter for produsenter og konsumenter. Tett befolka regioner har store endringer i netto velferd. Velferden påvirkes også av om det bygges kabler eller om lokal etterspørsel øker. Regionale tapere i scenarier med flere kabelforbindelser til utlandet, blir til regionale vinnere dersom den lokale kraftetterspørsel øker.

8 Diskusjon og anbefalinger

I den senere tid har det kommet en del kritikk av ordningen. Dette kommer av at Norden går mot et kraftoverskudd, noe som vil legge press på kraftprisene framover. I en slik situasjon kan det diskuteres om det er hensiktsmessig å bruke subsidier for å få bygget ut mer fornybar energi. Når ny, fornybar kraft bygges ut i et marked hvor det er kraftoverskudd, innebærer det at prisene faller og at eksisterende kraftprodusenter taper inntekter, og får redusert sin investeringsevne.

Norge er forpliktet til et mål for fornybar energi på 67,5 % i 2030 i henhold til «fornybardirektivet» (Prop. 4 S 2011-2012). For å nå dette målet ble støtte til ny fornybar kraftproduksjon innført og den valgte støtteordningen er i tråd med Europakommisjonens anbefalinger. Fornybarmålet kan også nås ved en reduksjon av energibruken, for eksempel ved mer effektiv energibruk eller alternativt redusert aktivitet. Motsatt fører økt kraftproduksjon enten til økt norsk-svensk kraftforbruk eller økt krafteksport. De europeiske utslippene vil kunne reduseres ved en økt krafteksport og de ble estimert til 0,5 Mt CO₂ per TWh fornybar kraft i en studie av Wolfgang og Mo (2007).

Det finnes også andre typer av støtteordninger for fornybar kraft som kunne blitt innført, som for eksempel innmatingspremier eller innmatingstariffer. At forskjellene i markedsrisiko mellom innmatingstariffer/premier og elsertifikater er mindre enn mange tror, er en viktig konklusjon i Boomsma og Linnerud (2015). Elsertifikater medfører ikke en større risiko for investorene enn det faste innmatingstariffer gjør. Innmatingstariffer medfører tidligere investeringer sammenlignet med elsertifikatsystemet, mens ordningen med elsertifikater gir insentiv til at større prosjekter blir bygget Boomsma, Meade, Fleten (2012). En fordel med elsertifikater er at fordi alle mottar markedspriser så premieres de som fleksibelt kan tilpasse sin produksjon, og det legger grunnlaget for et bedre fungerende kraftmarked over tid. Til sammenligning er det vanskelig å fastsette korrekte faste innmatingstariffer og for eksempel finnes et behov for instrumenter der investor får betalt for installert kapasitet siden faste innmatingstariffer ikke premierer evnen til å produsere når behovet er størst i følge Linnerud (2016). Auksjonsutbygging er annen type støtteordning, hvor en tilbudsordning utlyses slik at produksjonen lokalisert der det er behov, både i forhold til geografi og tid. En slik ordning vil i større grad ta hensyn til at det er tilstrekkelig kapasitet i kraftnettet til den nye kraftproduksjonen.

En sammenligning av den svensk-norske ordningen med elsertifikatordningen i Belgia viser at begge ordningene er effektive med hensyn på at nok ny fornybar kraft blir tilgjengelig i markedet, men ingen av ordningene gjør dette på den mest kostnadseffektive måten.

Forskning av CenSES-partnere har blant annet sett på hvordan ulike typer av risiko påvirker markedsaktørene og derved også målsettingen med elsertifikatordningen. Studiene viser at prisrisiko under markedsbaserte støtteordninger ofte er håndterbar, mens politisk risiko kan bli uhåndterbar. Investorer bør ikke skjermes mot prisrisiko, men politiske vedtak med

tilbakevirkende kraft bør unngås. Politisk risiko for at produksjonsstøtten skal avvikles eller endres føles mye større enn prisrisikoen. Den politiske usikkerheten forut for innføringen av elsertifikater førte til at mange lønnsomme prosjekter ble satt på vent, og uerfarne investorer som lokale grunneiere var mindre taktiske enn profesjonelle investorer og de investerte umiddelbart når prosjektet var lønnsomt.

Tidligere analyser viste på at målsettingen på 26,4 (28,6) TWh ny, fornybar kraftproduksjon kunne være vanskelig å oppnå hvis konsesjonsbehandling og tidsvinduet reduserte tilgangen på nye prosjekter. Det var derfor viktig å minimere barrierene knyttet til konsesjonsbehandling. Økte eksportpriser for kraft ville også bidra til redusert risiko for at volummålet ikke blir nådd, da økte eksportpriser vil føre til økt eksport og sannsynligvis også økt produksjon.

Studiene viser også at mindre endringer i produksjon av kraft med sertifikater (eller mindre endringer i elforbruket) gir betydelig endring i pris, som indikerer at det er utfordringer ved elsertifikatmarkedet knyttet til i praksis å kunne danne forventninger til framtidige priser. Eksempelvis innebærer muligheten for overinvestering en trussel mot stabiliteten i markedet. Det antas at sertifikatprisen bestemmes av straffeprisen for ikke å ha nok sertifikater og sannsynligheten for at en straff må betales.

Det er liten grunn til å tro at systemet faser seg ned akkurat til null mot slutten av levetiden på grunn av naturlig variasjon i klimavariabler. Mot slutten av systemets levetid vil prisene sannsynligvis enten gå til null (hvis det blir et overskudd) eller de blir meget høye (hvis det blir underskudd). Det mest sannsynlige er at det blir et overskudd mot slutten dersom markedet fungerer effektivt. En positiv sertifikatpris betyr at det er en viss fare for at det kan oppstå et underskudd en gang i fremtiden. Hvis det ikke er noen fare for at det oppstår et fremtidig underskudd går prisen helt til null. Det kan oppstå særdeles sterke (politisk uholdbare) spiralvirkninger mellom pris og forventet straffeavgift dersom det oppstår en knapphetssituasjon på elsertifikater. En fast straffeavgift for manglende sertifikater, eventuelt et tak på hvor høy den kan bli, kan bidra til å sikre akseptabel stabilitet for priser i en knapphetssituasjon. Tilsvarende kan det lages et gulv for hvor lave prisene kan bli.

Analysene til Hustveit m.fl. viser at regulatoriske endringer bør innføres slik at man unngår å øke usikkerheten, som igjen medfører en økning i prisvariasjonene. Disse regulatoriske endringene kan gjøre det vanskeligere for markedssaktørene å danne forventninger.

Eksportforbindelsene er vesentlige hvilket blant annet studien til Helgesen m.fl. av fordelingseffekter viser. Innføringen av sertifikater fører til en velferdsoverføring fra gamle produsenter til konsumenter. Når nye kabler til Tyskland og Storbritannia er på plass reduseres denne velferdsoverføringen. Tapet for produsentene blir mindre mens konsumentene tjener mindre. For de nye produsentene fører begge scenarier til et betydelig overskudd. Fra et nordisk perspektiv blir sertifikatordningen mer lønnsom dersom

det bygges kabler til utlandet. Hvis etterspørselen i tillegg øker vil både konsumenter og alle produsenter tjene på det.

Helgesen m.fl. viser at det er betydelige geografiske forskjeller ved innføring av elsertifikater med dagens etterspørsel og nye kabler. Det er særlig konsumenter på Sør- og Østlandet og de eksisterende produsentene som vil tape med disse forutsetningene.

Elsertifikatordningen ble innrettet slik at Norge og Sverige styrer mot et felles mål i 2020, med en felles avslutning i 2035. Sverige har besluttet å utvide ordningen til å gjelde etter 2020, med et nytt mål (18 TWh) for 2030. NVE og Energimyndigheten mener at den svenske utvidelsen av ordningen bør inngå i det felles norsk-svenske elsertifikatmarkedet. Det betyr at norske og svenske sertifikater må ha samme status helt frem til ordningen avsluttes i Sverige. For Norges del vil forslaget kunne bidra til at den planlagte norske avviklingen av ordningen går lettere i følge NVE.

Elsertifikatordningen, med et volummål, er et viktig virkemiddel for å oppnå en fornybarandel i Norge på 67,5 % i 2020. Ulike risikofaktorer som påvirker kostnadseffektiviteten og volummålet er studert siden starten av elsertifikatordningen. I dette arbeidet er kostnadseffektivitet definert ved at volummålet nåes ved at den kombinasjon av prosjekter som gir lavest mulig systemkostnad over prosjektenes levetid. Nå, i 2017, kan man med stor sannsynlighet anta at volummålet vil bli oppnådd, dvs. at volumusikkerheten er lav. De politiske usikkerhetene er også vesentlig redusert, gjennom vedtakene om at ordningen ikke forlenges i Norge og at den økes med ytterligere 18 TWh til 2030 i Sverige. Prisusikkerheten gjenstår, men studier har vist at den er mer håndterbar enn politisk usikkerhet.

Det er vår vurdering at med det valgte design er sertifikatordningen ikke kostnadseffektiv, og den fordeler heller ikke risiko mellom myndigheter og private på en optimal måte. Dette medfører at det potensielt ikke er de beste prosjektene som velges.

9 Referanser

Boomsma, T.K. og Linnerud, K. (2015). Market and policy risk under different renewable electricity schemes. *Energy*, doi:10.1016/j.energy.2015.05.114

Boomsma, T.K, Meade, N og Fleten, S-E (2012). Renewable energy investments under different support schemes: A real options approach. *European Journal of Operational Research* 220 (2012) p 225-237

Cornelis E, Tomasgard A, Lind A, McGill I (2014), Analysis of the Commodification and Financialisation Aspects of the Green Certificate Schemes in Flanders and Norway, International Energy Policy and Programme Evaluation Conference 2014, Berlin

Coulon, Khazaei, Powell (2015) «SMART-SREC: A stochastic model of the New Jersey solar renewable energy certificate market», *Journal of Environmental Economics and Management*, Volume 73, September 2015, Pages 13–31

Dixit, A.K. og R. S. Pindyck (1994). *Investment under uncertainty*. Princeton University Press

Fleten, S.-E., Linnerud, Kristin, Molnar, P. and Nygaard, M.T (2016, in press). Green electricity investment timing in practise: Real options or net present value?, *Energy*.

Helgesen og Tomasgard (2016). Efficiency and welfare distribution effects from the Norwegian-Swedish Tradable Green Certificates Market, CenSES working paper 1/2017, NTNU.

Hustveit, Frogner og Fleten (2015), An Analysis of the Swedish-Norwegian Electricity Certificate Market, Working paper, NTNU, 2015

Jenssen, Å., Gravdehaug, G, Krönert, F., Tennbakk, B.,. Sertifikatkraft og Skatt, THEMA-Report 2012-18, THEMA, Oslo, 2012

Lind A, Rosenberg E (2014), How Do Various Risk Factors Influence the Green Certificate Market of Norway and Sweden?, *Energy Procedia* 58 (2014) 9 – 15

Lind, A. and Rosenberg E (2013), TIMES-Norway Model Documentation. IFE/KR/E-2013/001

Linnerud, K. (2016). "Støtte til elektrisitetsproduksjon fra fornybare kilder. Er risiko et onde?" *Samfunnsøkonomen*, Februar 2016

Linnerud, K. Andersson, A. M. og Fleten, S.-E. (2014). "Investment timing under uncertain renewable energy policy: An empirical study of small hydropower projects". *Energy*, 78, 154-164

Linnerud, K. og Holden, E. (2013). «Ny vannkraft innen 2020—potensiale og barrierer.» Notat N-Nr.3/2013 Høgskolen i Sogn og Fjordane

Linnerud, K. og Holden, E. (2015). "Investment barriers under a renewable-electricity support scheme: Differences across investor types." *Energy*, 87, 699-709

NVE-rapport 5/2014: Kontrollstasjonsrapport: NVEs gjennomgang av elsertifikatordningen

NVE-rapport, Elsertifikater: Kvartalsrapport 4/2016

Prop. 4 S (2011–2012) Samtykke til deltakelse i en beslutning i EØS-komiteen om innlemmelse i EØS-avtalen av direktiv 2009/28/EF om å fremme bruken av energi fra fornybare kilder (fornybardirektivet)

Rosenberg E, Lind A, Espegren K A (2013), The impact of future energy demand on renewable energy production – case of Norway, *Energy* 61 (2013) 419-431, <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.08.044>

Simonsen, M. (2015). Ny vannkraft innen 2020—potensiale og barrierer. På gjensyn med en spørreundersøkelse, Notat N-Nr.3/2015 Høgskolen i Sogn og Fjordane

SKM Market Predictor (2015), Long-term elcert outlook 2015-edition. The annual update of the Norwegian-Swedish Elcertificate market

Wolfgang, O. og Mo, B. (2007), Reduserte CO2-utslipp som følge av økt fornybar kraftproduksjon i Norge, TR A6583, SINTEF Energi

Wolfgang, O., Jaehnert, S. and Mo, B. (2015), Methodology for forecasting in the Swedish–Norwegian market for el-certificates, *Energy* Vol 88, 322-333

Appendiks

10 Beskrivelse av elsertifikatordningen

Etterspørselen etter elsertifikater skapes ved at kraftleverandører, og visse kraftforbrukere, er forpliktet til å kjøpe elsertifikater tilsvarende en viss andel av kraftforsyningen eller kraftforbruket. Dersom en elsertifikatpliktig har en kraftforsyning på 1000 MWh og andelen (kvoteplikten) er 10 %, må den pliktige kjøpe 100 elsertifikater. I Norge varierer kvoteplikten mellom 1-18 prosent for perioden 2012 og 2035 (jf. lov om elsertifikater § 17).

Kvoteplikten stiger først mot 2020, for deretter å falle til 2035. Stigningen mot 2020 forklares med at det vil være stadig mer fornybarproduksjon som mottar elsertifikater. Økningen i kjøpeplikten sikrer dermed en etterspørsel etter disse sertifikatene. Kvoteplikten synker etter 2020 fordi kraftverk som har vært inne i ordningen gradvis fases ut etter 2020. Det betyr at elsertifikatproduksjonen synker og etterspørselen derfor reduseres.

10.1 Kontrollstasjon

I avtalen mellom Norge og Sverige er det angitt at det skal være kontrollstasjoner hvor partene med jevne mellomrom gjennomfører felles utredninger og drøftinger. Kontrollstasjonene omhandler blant annet behov for endringer eller justeringer i regelverket.

I avtalen mellom Norge og Sverige er det beskrevet at eventuelle endringer i elsertifikatordningen skal gjennomføres av de to landene i felleskap, og at det skal være kontrollstasjoner med jevne mellomrom hvor partene gjennomfører felles utredninger og drøftinger og hvor landene vurderer om ordningen fungerer etter hensikten. Den første kontrollstasjonen ble sluttført i 2015, mens arbeidet med den andre kontrollstasjonen startet opp høsten 2015, med sikte på at eventuelle endringer i elsertifikatordningen skal tre i kraft i 2018. Det er Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) og svenske Energi-myndigheten som er ansvarlig for oppfølgingen av elsertifikatmarkedet.

Elsertifikatordningen er basert på en avtale mellom Norge og Sverige om et felles marked for elsertifikater. Elsertifikatordningen ble etablert som et virkemiddel for å oppnå målene fastsatt i EUs fornybardirektiv. De nasjonalt bindende målene er satt for at EU innen 2020 skal ha en andel fornybar energi som er minst 20 % av totalt energibruk. Direktivet fastsetter bindende mål for hvert enkelt land for andelen fornybar energi. Ordningen med elsertifikater er teknologinøytral, og elektrisk kraft produsert fra biobrensel, geotermisk energi, solenergi, vannkraft, vindkraft og bølgekraft inngår i ordningen. I tillegg inngår elektrisitet produsert fra torv i varmekraftverk i Sverige.

Elsertifikatmarkedet er designet slik at prosjekter i Norge må være startet opp før utgangen av 2020 for at de skal ha rett til elsertifikater de neste 15 år, mens i Sverige vil også prosjekter igangsatt etter 2020 få elsertifikater, dog ikke lenger enn til 2035.

10.2 Virkemåte for elsertifikatmarkedet

For å få til et fungerende marked må man ha tilbud og etterspørsel av en vare.

Tilbudet i elsertifikatmarkedet skapes ved at produsenter av ny fornybar kraft mottar omsettbare elsertifikater. For hver MWh produksjon utstedes ett elsertifikat. Ved salg av elsertifikater får kraftprodusenter en ekstraintekt, i tillegg til salget av kraft. Hensikten med ordningen er at økte inntekter for kraftprodusentene skal stimulere til økt utbygging av kraftproduksjon fra fornybare energikilder. Støtten er uavhengig av om kraftverket ligger i Sverige eller i Norge, og uavhengig av hvilken fornybar energikilde som benyttes. Dette skal bidra til at investeringene i kraftproduksjon fra fornybare energikilder gjøres i det landet, og med den teknologi, hvor lønnsomheten er høyest. Prisen på elsertifikater avhenger av hvor mange som investerer i ny kraftproduksjon. Er det få som vil bygge kraftverk, øker elsertifikatprisen til den når et nivå som utløser investeringer. Dersom det investeres i mye ny kraftproduksjon, øker tilbudet av elsertifikater, og dermed synker prisen på elsertifikatene.

11 Sentrale begreper

Elsertifikat	Et elsertifikat er et bevis utstedt av staten for at det er produsert 1MWh fornybar elektrisitet
Elsertifikatordningen	Markedsbasert støtteordning for elektrisitet produsert fra fornybare kilder
Elsertifikatberettiget	Kraftprodusenter som har rett til elsertifikater etter lov- og forskrift om elsertifikater
Elsertifikatplikt	Kraftleverandører (og andre elsertifikatpliktige) pålegges å anskaffe elsertifikater og er pliktige til å annullere et gitt antall hvert år
Avgift for manglende annullering	En avgift som ilegges elsertifikatpliktige for hvert elsertifikat som mangler for å oppfylle elsertifikatplikten. Avgiften skal gi aktørene insentiv til å oppfylle elsertifikatplikten
Beregningsrelevant elforbruk	Elforbruket som det er elsertifikatplikt for, og omfatter elektrisk forbruk som er pålagt elavgift
Elsertifikatkvoten	Forholdstall som betegner hvor stor andel av beregningsrelevant elforbruk som skal annulleres hvert år
Kvotekurven	Kvotekurven viser årlige elsertifikatkvoter over elsertifikatordningens virketid, fra 2012 til 2035
Elsertifikatbeholdning	Elsertifikatbeholdningen utgjøres av elsertifikater som er utstedt, men ikke annullert

Introduction to the Swedish-Norwegian electricity certificate scheme

The common Norwegian-Swedish market for electricity certificates was established on January 1st 2012, nine years after Sweden first introduced their domestic market for tradable green certificates in 2003. In 2012 Norway and Sweden shared a combined goal of establishing 26.4 TWh new electricity production based on renewable energy by 2020. This increase amounts to about 10% of the production before the scheme. Norway and Sweden were each responsible for financing 13.2 TWh in the certificate system, regardless of the amount of production that is located in each of the two countries. The contractual commitment was for each country to redeem 198 million certificates by 2035 (198 million certificates amounts to 198 TWh corresponding to 13.2 TWh over 15 years). In 2015 Sweden decided to raise its ambition, and increase the common goal from 26.4 to 28.4 TWh of which Sweden will finance 15.2 TWh.

Producers receive one certificate per MWh renewable electricity that is generated for a period of 15 years. Electricity suppliers (and certain consumers) have a statutory duty to buy green certificates. Each country's total obligation is distributed as yearly quotas from 2012 to 2035. Each year the market participants with an obligation to buy green certificates must redeem certificates in order to fulfil their obligation according to the yearly quota. This creates the demand for green certificates. If a market participant cannot redeem the necessary certificates, he is charged a quota obligation fee that amounts to 150 % of the volume-weighted average price from the year of obligation.

The authorities must ensure the following actions:

- decide a mandatory quota obligation which is imposed on market participants
- issue certificates to producers of eligible electricity generation
- maintain a registry over certificates, keeping track of traded certificates
- cancel redeemed certificates according to the quota obligation
- impose penalties to parties who do not fulfil their quota obligation