

KONSEKVENSER AV ENDRINGER I AVSKRIVNINGSREGLENE FOR VINDKRAFT

<i>Til:</i>	Finansdepartementet og Olje- og Energidepartementet
<i>Fra:</i>	THEMA Consulting Group v/ Guro Lystad, Roger Grøndahl og Åsmund Jenssen
<i>Dato:</i>	1. desember 2015

1 INNLEDNING OG BAKGRUNN

I statsbudsjettet for 2015 varslet regjeringen at de ville fremme forslag om gunstigere avskrivningsregler for vindkraftverk. 16. februar 2015 ble et konkret forslag sendt på høring der det legges opp til like avskrivninger for vindkraftverk som i Sverige, det vil si at hoveddelen av driftsmidlene avskrives lineært over fem år. Forslaget er notifisert til ESA (EFTA Surveillance Authority) for å få godkjent tiltaket. THEMA har tidligere utredet konsekvensene av ulike skatteregler, herunder forskjeller i avskrivningsregler, for utbyggingen av sertifikatberettiget kraftproduksjon i Norge. I forbindelse med notifiseringsprosessen er det behov for å få gjennomført supplerende analyser av virkningen av endrede avskrivningsregler.

Finansdepartementet og Olje- og energidepartementet ønsket bistand fra THEMA til å utrede effekten av å innføre endrede avskrivninger for vindkraft i dag, gitt våre antakelser om prosjektportefølje og langsiktige marginalkostnader. Dette gjør vi gjennom en analyse av to forskjellige scenarier:

- Et scenario der elsertifikatprisene tar seg opp til et fundamentalt nivå slik at vi oppnår utbygging av 26,4 TWh ny kraft innenfor den felles sertifikatordningen med Sverige.
- Et scenario med dagens markedspriser for kraft og elsertifikater 10 år fram i tid.

Metodikken er den samme som er benyttet i arbeid for Energi Norge i THEMA-rapport 2012-10, 2012-18 og 2014-26, samt notat for Småkraftforeninga i forbindelse med høringen om de foreslåtte reglene i mars 2015 (THEMA-notat 2015-05). Vi henviser til disse rapportene for nærmere beskrivelser av metode og data.

Målet for sertifikatmarkedet blir utvidet til 28,4 TWh i henhold til avtale mellom Norge og Sverige om å øke den svenske andelen fra 13,2 til 15,2 TWh. De formelle betingelsene for utvidelse av målet er kommet på plass 25. november 2015 i henhold til Riksdagens vedtak om rammene for det svenske statsbudsjettet for 2016. Det opprinnelige målet for sertifikatmarkedet var 26,4 TWh. Utvidelsen av sertifikatmålet har liten betydning for virkningene av endrede avskrivningsregler i henhold til analysene vi har foretatt. I det følgende rapporterer vi bare resultatene med 28,4 TWh som mål, siden det er dette målet som nå vil gjelde.

I tillegg til scenarioanalysene illustrerer vi også kostnadsforholdene for vindkraft og vannkraft i mer detalj.

Notatet har følgende innhold:

- I kapittel 2 beskriver vi kostnadene ved ny norsk vannkraft og vindkraft både med utgangspunkt i stiliserte enkeltprosjekter og tilbudskurven som ligger til grunn for modellberegningene.
- I kapittel 3 diskuterer vi betydningen av avkastningskravet for kostnadsbildet.
- I kapittel 4 viser vi resultatene fra modellsimuleringene av de to scenarioene.
- I kapittel 5 oppsummerer vi resultatene fra analysen.

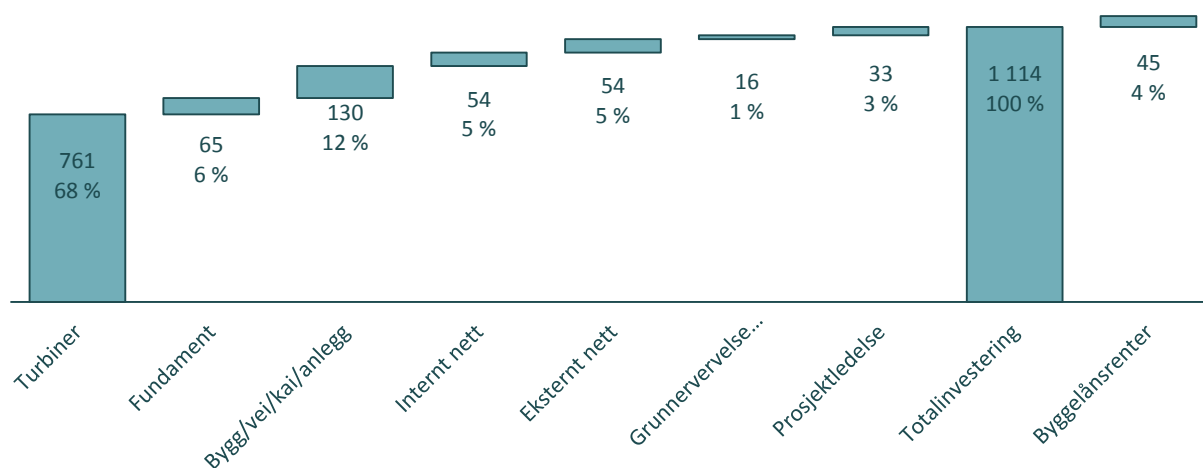
2 KOSTNADER FOR NY NORSK KRAFTPRODUKSJON

2.1 Vindkraft

Vi ser i dette avsnittet først på kostnadene ved vindkraft generelt, før vi beskriver kostnadsforholdene med utgangspunkt i faktiske data for norske og svenske vindkraftprosjekter.

Oversikten under i Figur 1 viser utbyggingskostnadene pr. installerte MW for NVEs referanseprosjekt for tenkt norsk vindkraftinvestering i 2014. Tallene er hentet fra NVEs kostnadshåndbok for 2015, men omregnet til EUR med en kurs på 9,2 NOK/EUR. Figur 1 illustrerer også den relative fordelingen mellom de ulike kostnadene. Den største utgiftsposten i en vindinvestering er turbinkostnaden, denne utgjør omtrent 70 prosent av de totale kostnadene. Utbyggingskostnaden vil i stor grad påvirkes av beliggenheten til prosjektet. Dette skyldes distansen for frakt og montasje av turbiner samt nett- og anleggskostnader i isolerte områder som krever lengre nettilkoblinger. I enkelte områder vil det være nødvendig med ekstra avisingsystemer for turbinbladene, noe som vil koste ekstra. Kostnadene for utbyggingen av et prosjekt i Norge kan avvike opptil 15 prosent begge veier sammenlignet med det som er oppgitt i tabellen (NVE, 2015). På toppen av samlet investering på 1,1 MEUR/MW kommer også aktiverte byggelånsrenter for å sitte med investeringsutlegget gjennom byggeperioden på 45 000 EUR/MW. NVEs referanseprosjekt har en størrelse på 100 MW (norske vindkraftprosjekter varierer fra noen få MW til flere hundre MW).

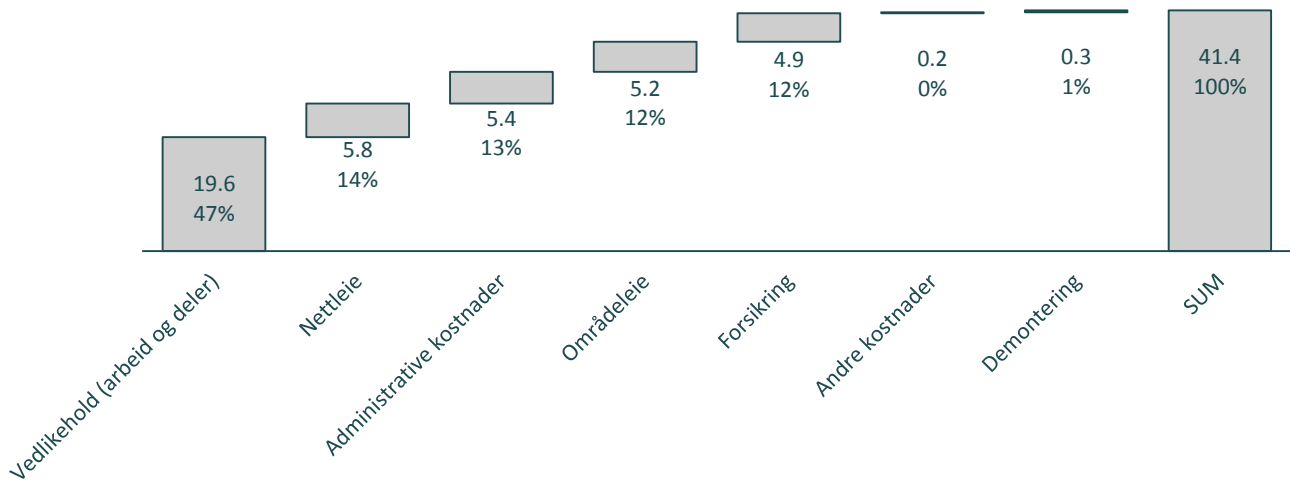
Figur 1: Kostnadsfordeling vindkraftinvestering [1000 EUR/MW] med relativ fordeling i prosent



Kilde: Referanseprosjekt 2014 fra NVE(2015), omregnet med kurs 9,2 NOK/EUR

Figur 2 under viser årlige driftskostnader for et typisk vindkraftverk, inklusive annuitet for demontering av vindturbinen ved endt levetid. Eiendomsskatt er ikke inkludert i oversikten. Merk at kostnadene er målt pr. MW i figuren og ikke pr. MWh. Vi kommer tilbake til kostnadene pr. MWh i neste avsnitt.

Figur 2: Fordeling av årlige driftskostnader for norsk vindkraft [1000 EUR/MW pr. år] med relativ fordeling i prosent



Kilde: THEMAs prosjektdatabase for vindkraft og rapporten "Wind Energy Operations and Maintenance report"; Wizelius

Langsiktig marginalkostnad (LRMC) for referanseprosjekt vindkraft

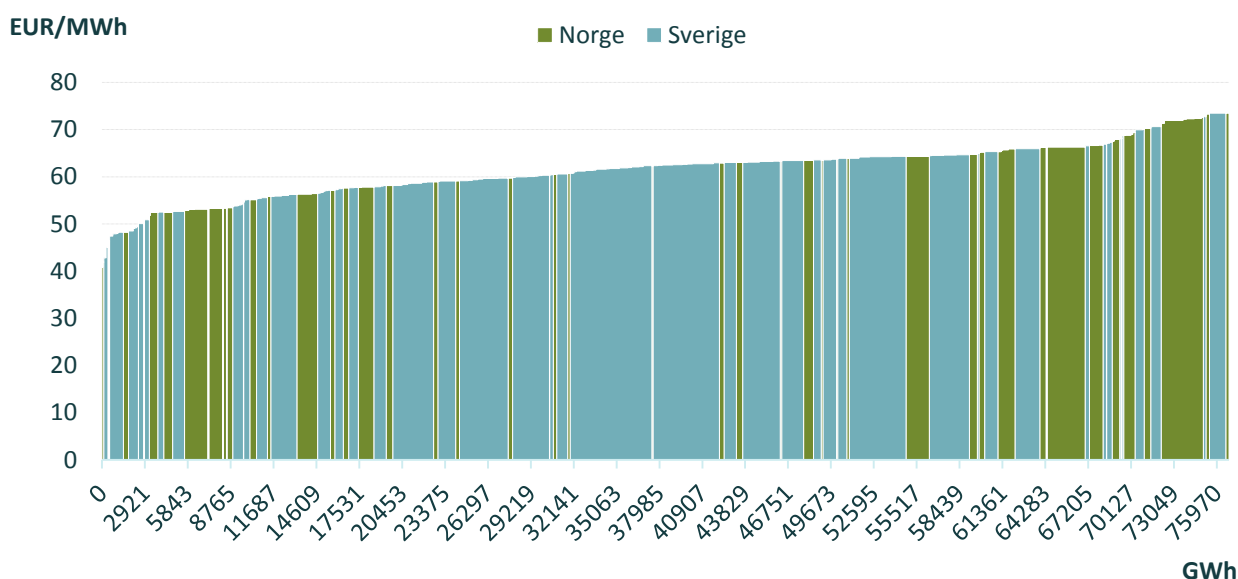
Ved å ta utgangspunkt i de to kostnadsklassene ovenfor, investeringskostnader og driftskostnader, vil vi nå illustrere beregning av langsiktig marginalkostnad per produksjon av energi fra norsk vindkraft. Langsiktig marginalkostnad (LRMC, long-run marginal cost) eller grensekostnad beregnes som en annuitet av investeringskostnad og årlige drifts- og vedlikeholdskostnader delt på årlig elektrisitetsproduksjon. Ved å benytte LRMC inkluderer vi også kraftproduksjonen som genereres av vindmøllen. Dette innebærer at prosjekt med høy brukstid, der det blåser mye, vil få en lavere marginalkostnad ettersom volumet øker. Dette kan være med å oppveie for de økte investeringskostnadene som påløper med prosjekter i avsidesliggende områder.

Dersom vi beregner en langsiktig marginalkostnad på ovennevnte referanseprosjekt med en brukstid på 3000 timer, levetid på 20 år og før-skatt diskonteringsrente på 8,1 % så får vi en samlet årlig sum fra investerings- og driftskostnader på 160 000 EUR/MW og 53,4 EUR/MWh som langsiktig marginalkostnad.

Langsiktig marginalkostnad (LRMC) i THEMAs prosjektdatabase

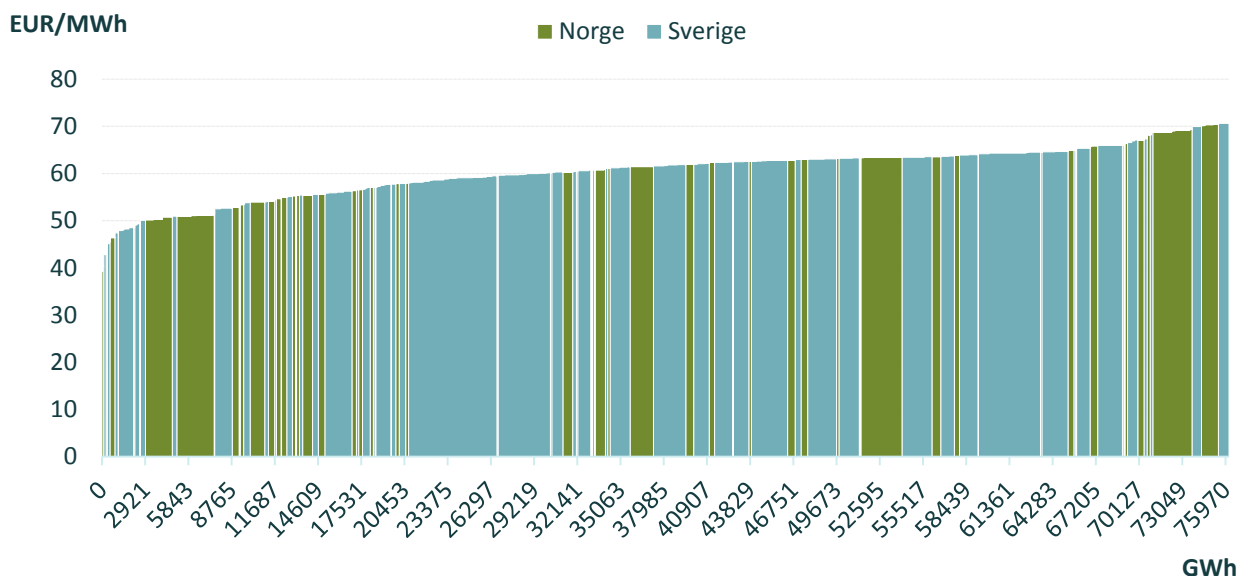
THEMA har utviklet en database over vindkraftprosjekter i Norge og Sverige med utgangspunkt i offentlig tilgjengelige data fra blant annet konsesjonssøknader og egne estimater basert på statistiske analyser av kostnadsdata, antakelser om lærekurver med mer. Tilbudskurven inkluderer derfor også antakelser om framtidige kostnadsreduksjoner. I modellsimuleringene tas det hensyn til læreeffekter avhengig av hvilket år investeringene gjøres i.

Figur 3 viser den langsiktige marginalkostnaden for alle urealiserte vindprosjekter i Norge og Sverige i 2015 basert på dagens rammevilkår, samt hvor stor energiproduksjon de vil kunne bidra med. Den kostnadssorterte kurven viser en jevn stigning fra billige prosjekter i underkant av 50 EUR/MWh til de dyreste på 75 EUR/MWh. De norske prosjektene (i grønt) ligger generelt med en litt høyere marginalkostnad enn de svenske prosjektene. Det er vanlig å anta at vindforholdene er bedre i Norge, men tilgjengelig informasjon tyder på at svenske utbygger tar i bruk svært effektiv teknologi som i stor grad utjevner forskjellen i vindforhold.

Figur 3: Vindkraftportefølje dagens skattemessige rammevilkår sortert etter stigende LRMC

Kilde: THEMAs prosjektdatabase for vindkraftprosjekter

Figur 4 viser hvordan kostnadskurven vil se ut dersom Norge endrer avskrivningsreglene. Selv om de fleste norske prosjektene fortsatt ligger i øvre del av kurven, er det nå en del prosjekter som flyttes lenger fram med en langsiktig marginalkostnad rundt 50 EUR/MWh.

Figur 4: Vindkraftportefølje med nye norske avskrivninger sortert etter stigende LRMC

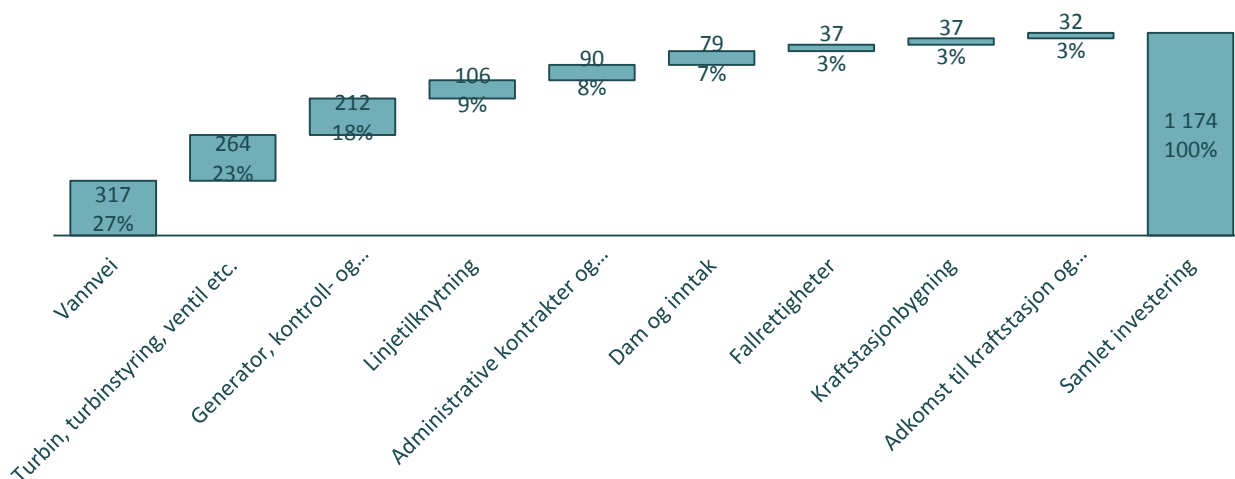
Kilde: THEMAs prosjektdatabase for vindkraftprosjekter

2.2 Vannkraft

Investeringskostnadene for norsk vannkraft kan variere betydelig, men på generelt grunnlag kan vi si at de billigste prosjektene allerede er realisert, slik at gjenstående potensial er dyrere enn utbygde ressurser. I Figur 5 under har vi lagt inn en grovfordeling på investeringskostnadene for et småskala vannkraftverk basert på totalnivået fra NVEs kostnadshåndbok fra 2015 og fordeling iht. NVEs veileder for småkraftverk fra 2010. Som vi ser av figuren er det spesielt vannveien som har stor innvirkning på de byggtekniske kostnadene og kan utgjøre en stor forskjell på den totale utbyggingskostnaden.

Den samlede investeringskostnaden pr. installerte MW blir 60 000 EUR høyere enn i vindkrafteksempelet over. Som investeringskostnaden vil også brukstiden for vannkraftverk kunne variere betydelig mer enn for vindkraft, men for NVEs eksempelprosjekt under ligger den her på 2400 timer. På den andre siden vil vannkraftverket ha en betydelig lenger levetid enn vindkraftverket, noe som ikke kommer frem i en slik sammenlikning.

Figur 5: Kostnadsfordeling småskala vannkraftinvestering [1000 EUR/MW] med relativ fordeling i prosent

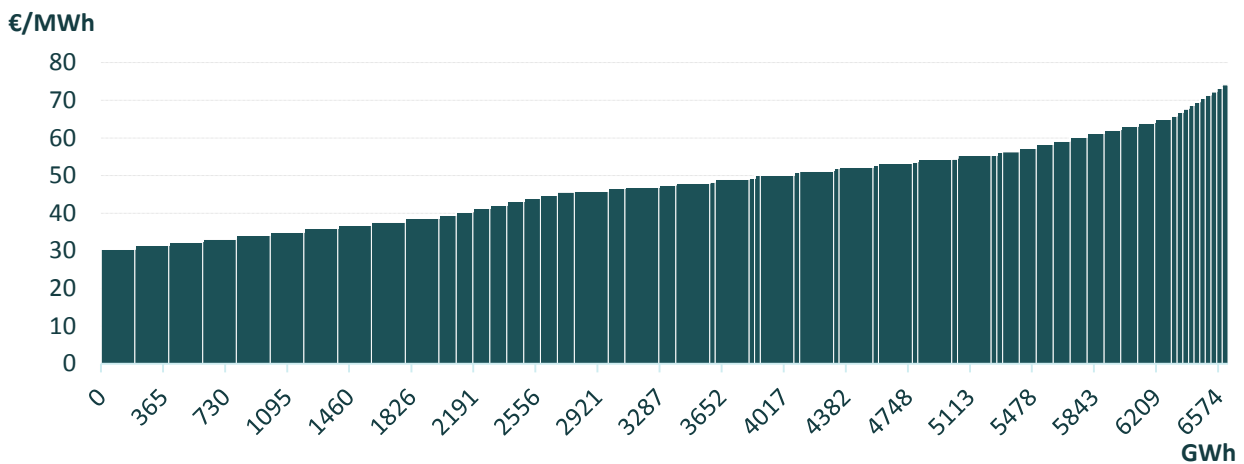


Kilde: NVE (2015), NVE (2010), Omregnet med 1 EUR = 9,2 NOK

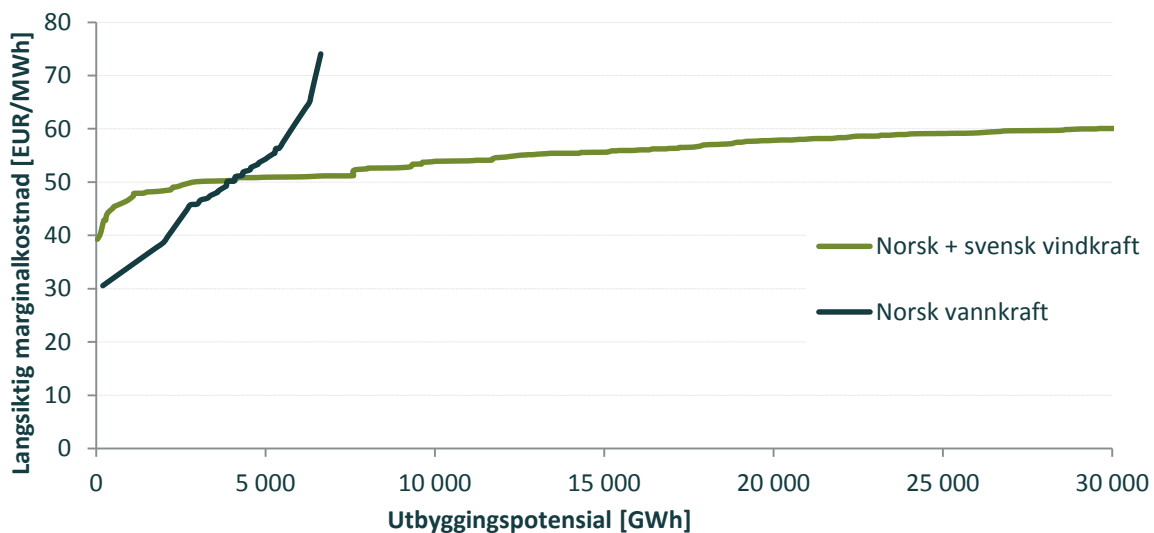
Langsiktig marginalkostnad (LRMC) for referanseprosjekt vannkraft

Vannkraft har lave driftskostnader, NVE anslår at disse ligger mellom 3-6 øre/kWh. Dersom vi benytter en diskonteringsrente på 8,1 prosent, en levetid på 60 år, samt en brukstid 2400 timer får vi samlede årlige kostnader på 112 000 EUR/MWh eller en langsiktig marginalkostnad på 46,5 EUR/MWh.

I Figur 6 under har vi konstruert en representativ portefølje for den norske vannkraften. Tilnærmingen er tilsvarende som i THEMA-rapport 2014-26, men på grunn av investeringsbeslutninger tatt siden da er samlet potensial utvidet noe på norsk side samtidig som svensk vann er tatt ut fra kurven og låst til 0,8 TWh. Hvis vi skulle plassert inn vårt ovennevnte småskala referanseprosjekt i Figur 6, ser vi at det ville ha ligget litt til venstre for midten på kurven. Prosjektkostnadene stiger fra litt over 30 EUR/MWh til oppimot 80 EUR/MWh. I Figur 7 har vi sammenlignet med kostnadskurven til vindkraft. Vi ser at vannkraften begynner på et lavere nivå, men stiger raskere, og potensialet er ikke like stort som for vindkraft. Vi kommer dermed til et krysningspunkt der vindprosjektene vil bli billigere enn vannprosjektene. I disse beregningene er det tatt hensyn til forskjeller i levetid i tillegg til forskjeller i investerings- og driftskostnader.

Figur 6: Stigende kostnadskurve for det norske vannkraftpotensialet

Kilde: THEMA Consulting Group

Figur 7: Krysningspunkt mellom vind- og vannkraftporteføljene ved dagens rammevilkår

Kilde: THEMA Consulting Group

3 AVKASTNINGSKRAV

Diskonteringsrenten eller avkastningskravet vi har benyttet i våre beregninger ligger på 8 prosent for totalkapitalen før skatt. Estimater er basert på en studie for ENOVA SF utført av Gjølberg og Johnsen i 2007 (Gjølberg og Johnsen, 2007). De utleder markedsbaserte avkastningskrav til totalkapitalen etter skatt for ulike former for fornybar kraftproduksjon på grunnlag av en empirisk analyse av markedsdata i Norge og internasjonalt. Med utgangspunkt i Gjølberg og Johnsens nominelle avkastningskrav etter skatt har vi

beregnet et tilsvarende reelt krav før skatt, og benyttet dette som utgangspunkt for å korrigere for skatteforskjeller mellom teknologier og land.

Det har skjedd vesentlige endringer i finansmarkedene siden 2007, ikke minst med hensyn til rentenivået. Vi kjenner imidlertid ikke til oppdaterte empiriske studier som er relevante for avkastningskravet til fornybar kraftproduksjon i Norge, og nøyer oss derfor med å diskutere særskilt betydningen av rentenivået.

Et avkastningskrav skal avspeile kostnaden for en investor ved å binde opp kapital i et investeringsobjekt. Dette bør også inkludere risikoen investoren utsetter seg for ved å investere i et prosjekt. Vanligvis beregner man avkastningskrav etter kapitalverdimodellen der et prosjektspesifikt avkastningskrav vil bestå av en risikofri rente pluss et investeringspåslag der meravkastningen til en markedsportefølje multipliseres med konjunkturrisikoen (Beta).

$$r_t = r_f + \beta r_m$$

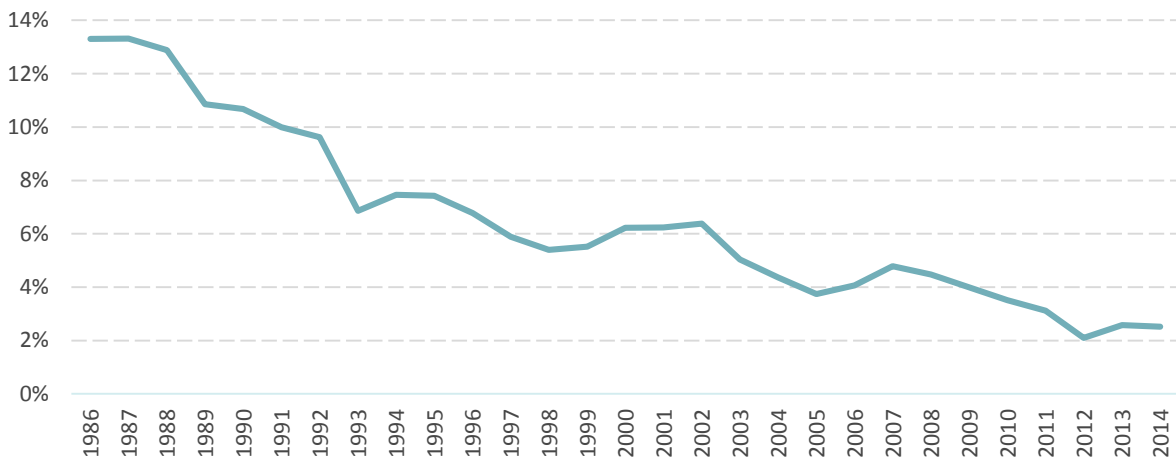
Som regel vil man justere avkastningskravet i henhold til hvordan prosjektet er finansiert. Dette gjøres ved å benytte et vektet avkastningskrav der avkastningskravet til egenkapitalen multipliseres med andelen egenkapital som benyttes, mens gjeldsandelen multipliseres med lånerenten til prosjektet. Summen av disse vektete avkastningskravene utgjør dermed avkastningskravet til totalkapitalen.

Risikopåslaget til en kraftinvestering vil inkludere flere ulike typer risiko. Dersom man ser på investeringer for vind og vann, er det ulike typer risiko som slår ut. Dette gjelder særlig vedrørende teknologisk risiko som avspeiler hvor godt utviklet en teknologi er og hvor mye erfaring man har med å implementere prosjekter som benytter seg av vedkommende teknologi. I Norge vil typisk vannkraftinvesteringer ha lav risiko, mens vindkraft kan ha et risikopåslag knyttet til den teknologiske risikoen. Gjølberg og Johnsen (2007) finner at investeringer i vind og sol har høyere systematisk risiko enn andre energiinvesteringer og anbefaler et påslag i betaverdi på 0,10 sammenlignet med vannkraft. Dette representerer en forskjell på rundt 0,4 prosentpoeng.

I sine beregninger forutsetter Gjølberg og Johnsen en nominell risikofri rente på 5 prosent, et anslag basert på rentenivået for statsobligasjoner i 2007. Dersom man justerer for inflasjon får man en realrente på 2,5 prosent. Til sammenligning ble foreslått det i Finansdepartementets veileder fra 2005 en langsiktig realrente på 2 prosent (Finansdepartementet, 2005).

Undersøkelser PwC har gjort hos norske markedsaktører indikerer at et flertall benytter seg av verdien på 10-årige statsobligasjoner som en indikator på risikofri rente i det norske markedet (50 prosent av respondentene i 2013, jf. PWC og NFF, 2013). Figur 8 viser utviklingen i rentenivået for 10-årige statsobligasjoner de siste 30 årene. For et vannkraftprosjekt som har en levetid på 60 år vil det gi store utslag avhengig om investeringsbeslutningen ble tatt på grunnlag av et rentenivå som i 1990 (11 prosent risikofri rente) eller i 2000 (5 prosent).

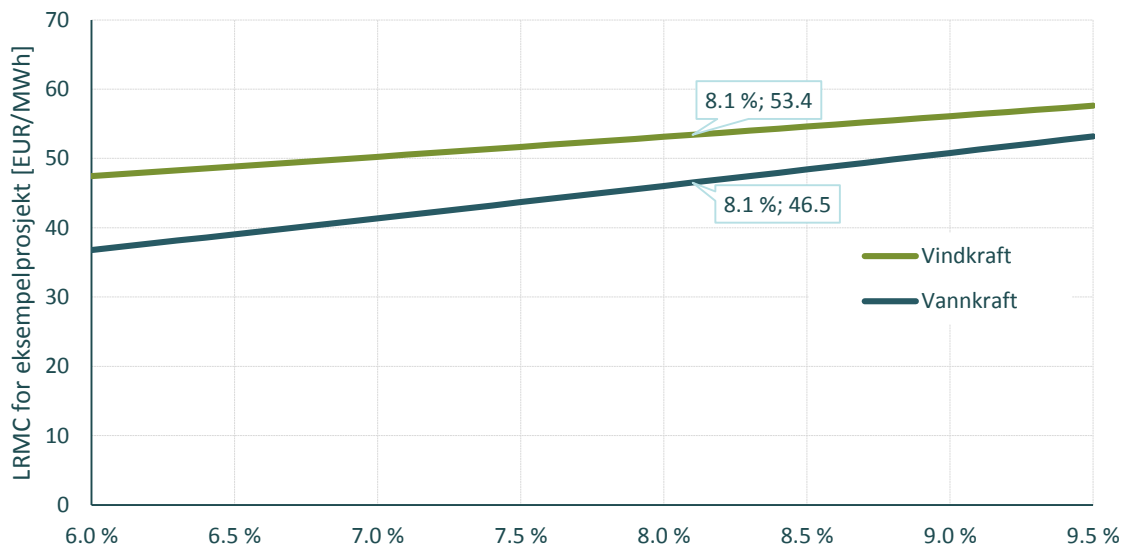
Ettersom investeringsperioden for både vann og vindkraft strekker seg lenger enn et tiårsperspektiv, er det en utfordrende oppgave å velge korrekt realrente som sørger for et korrekt investeringsnivå. I løpet av 2015 har statsobligasjonsrenten nådd et nytt bunnivå med verdier ned til 1,3 prosent (Norges Bank, 2015). Med en lav alternativkostnad for kapitalen er det en mulighet for at investorer har redusert sine avkastningskrav til totalkapitalen.

Figur 8: Renteutvikling for 10-årige statsobligasjoner 1986-2014

<http://www.norges-bank.no/Statistikk/Rentestatistikk/Statsobligasjoner-Rente-Arsgjennomsnitt-av-daglige-noteringer/>

Anslaget til Johnsen og Gjørberg støttes likevel av intervjuer THEMA har gjort med norske og svenske kraftprodusenter der utvalget ligger relativt symmetrisk fordelt om 8,1 prosent hva gjelder vindkraftinvesteringer. Vannkraftaktørene melder derimot at 8,1 prosent ligger i øverste del av sjiktet og det potensielt rom for å anta at en del vannkraftinvestorer opererer med noe lavere avkastningskrav enn dette.

Figur 10 viser hvordan den langsiktige marginalkostnaden påvirkes av ulike avkastningskrav. Dersom vi reduseres eksempelprosjektene avkastningskrav ned til 6,0 prosent så blir den langsiktige marginalkostnaden henholdsvis 47,5 EUR/MWh for vind- og 36,8 EUR/MWh for vannkraft.

Figur 9: Utvikling i LRMC med ulike avkastningskrav

Kilde: THEMA Consulting Group

Vi har i den videre analysen tatt utgangspunkt i like avkastningskrav til vindkraft og vannkraft før skattemessige forhold er tatt hensyn til. Vi har også lagt oss på et utgangsnivå som nominelt etter skatt som svarer til nivået i Gjørberg og Johnsen, men drøfter også betydningen av å legge andre forutsetninger til grunn i den etterfølgende analysen.

4 RESULTERENDE UTBYGGING

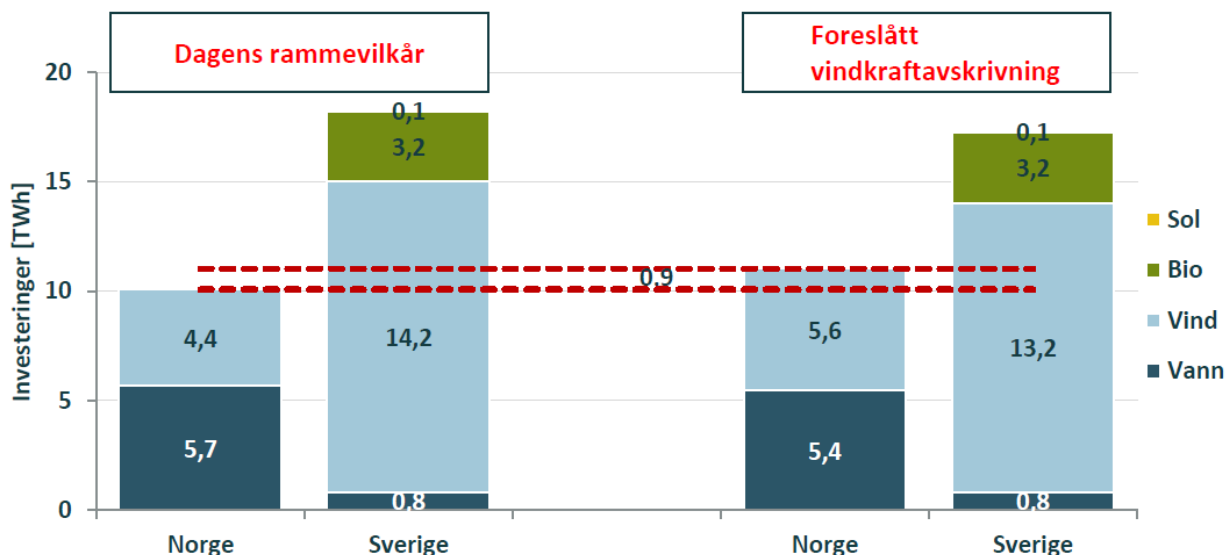
4.1 Scenario «Fundamentalt»

Denne analysen er i hovedsak en oppdatert versjon av analysen i THEMA-rapport 2014-26, det vil si en analyse der vi simulerer utbyggingen og fordelingen av 28,4 TWh ny fornybar kraftproduksjon, gitt antakelser om geografisk fordelte potensial per produksjonsteknologi. Her benytter vi THEMAs vindkraftdatabase, vannkraftporteføljen som vist i Figur 6, samt fakta og antakelser om hva som allerede er bygget ut og hva vi tror vil bli bygget ut av svensk biokraft, vannkraft og solceller. Nettbegrensninger er med i form av en viss utbyggingskapasitet pr. prisområde, men vindprosjektene er i utgangspunktet modellert individuelt og uavhengig av hverandre. Relativt til rapport 2014-26 har vi oppdatert prosjektdatabasen, historisk utbygging og utstedelse av sertifikater, utvidet sertifikatmålet fra 26,4 TWh til 28,4 TWh, samt oppdatert skattejusterte avkastningskrav i henhold til de nye satsene for 2016 for skatt på alminnelig inntekt og grunnrente.

De to første kolonnene av Figur 10 viser hvordan utbyggingen fordeler seg mellom Norge og Sverige og per teknologi gitt at vi benytter avkastningskrav tilsvarende dagens rammevilkår. Det vil si tilnærmet de samme skattejusterte avkastningskravene som i THEMA-rapport 2014-26 på henholdsvis 7.82 prosent og 6.13 prosent for norsk og svensk vind. Vi har dog gjort en liten endring ved å inkludere restavskrivninger på gjenstående skattemessig saldo i det 20. året for den norske vindkraften, samt tatt høyde for redusert selskapsskatt, hvilket har redusert det norske skattejusterte avkastningskravet til 7,49 prosent. Vi ser en samlet norsk utbygging på 10,1 TWh, hvorav vindkraften står for 4,4 TWh. Disse tallene inkluderer da prosjekter som allerede er bygget og besluttet. Investeringene på svensk side summerer seg til 18,3 TWh og vi når samlet utbygging på 28,4 TWh.

Dersom vi reduserer det skattejusterte avkastningskravet til norsk vindkraft for å ta høyde for foreslåtte vindkraftavskrivninger, får vi de to høyre kolonnene i Figur 10. Vi ser at samlet utbygging øker fra 10,1 TWh ved dagens rammevilkår til 11,0 TWh ved de foreslåtte vindkraftavskrivningene. Den norske vindkraften øker med 1,2 TWh, men skyver samtidig ut 0,3 TWh norsk vannkraft.

Figur 10: Utbygging av sertifikatkraft gitt dagens rammevilkår og gitt foreslåtte rammevilkår

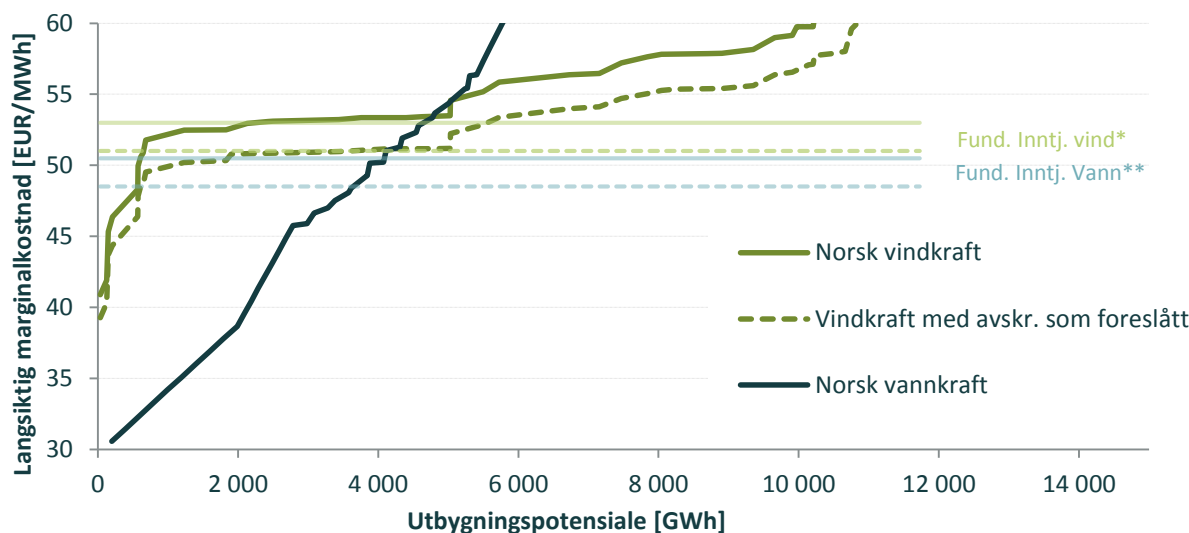


Kilde: THEMA Consulting Group

At det vil skje en forskyvning mellom norsk vindkraft og vannkraft kommer tydeligere frem av Figur 11 der vi har zoomet inn på krysningpunktet fra Figur 7 og ekskludert de svenske prosjektene fra vindkraftkurven, samt også inkludert kostnadskurven for norsk vindkraft med nye avskrivningsregler. Videre har vi også inkludert inntektene fra kraft- og sertifikatsalg i form av annuiteter for henholdsvis vind- og vannkraft vist med heltrukken lys grønn og lys blå linje. Grunnen til at årlig inntekt er høyere for vind- enn for vannkraft er

at vannkraften har lenger levetid. Sertifikatene utgjør således en mindre del av samlet inntektsstrøm. Ettersom disse prisnivåene er gitt fundamentalt, der sertifikatprisen skal gi lønnsomhet til marginale vindkraftinvesteringer, så vil den også reduseres dersom vi reduserer LRMC ved å innføre lineære avskrivninger over fem år, og dette kommer frem av de stiplede lyse linjene. Her ser vi da tydelig at dersom det skjer et skifte i utbyggingen av norsk vindkraft, så vil det presse ut noe norsk vannkraft. Dog ser vi også at effekten uansett vil være beskjeden da vannkraftkurven er såpass mye brattere.

Figur 11: Krysningspunkt mellom vann- og vindkraftporteføljene med både dagens rammevilkår og med nye foreslåtte avskrivninger for vindkraften



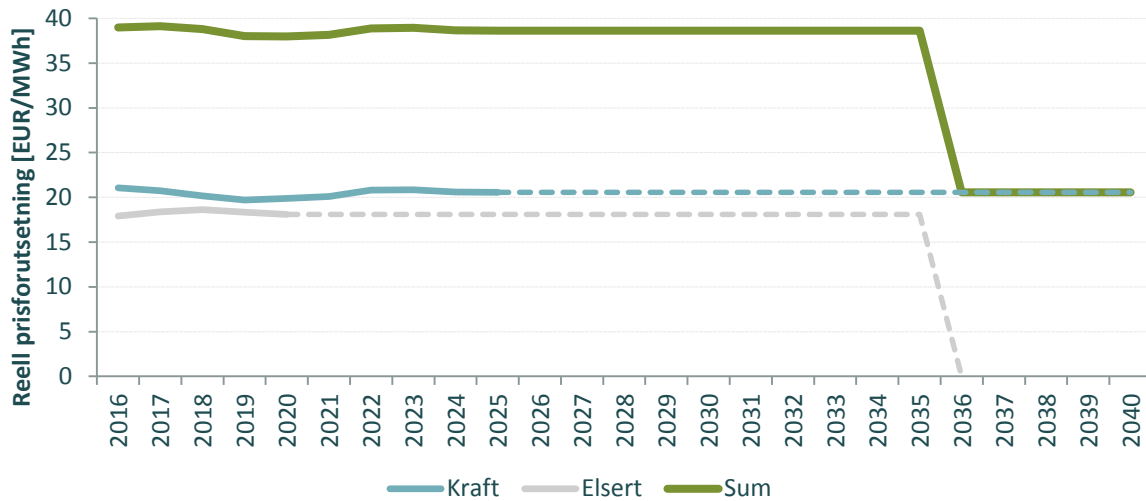
*Annuitet for inntekter (kraft + elsert) fra 20 års levetid, **Annuitet for inntekter fra 60 års levetid, Kilde: THEMA Consulting Group

Om vi legger til grunn et lavere avkastningskrav generelt både for vannkraft og vindkraft, så vil det skifte kostnadskurvene nedover, men det vil også påvirke sertifikatprisen. Effekten av endrede avskrivningsregler vil i liten grad endres. Dersom vi legger til grunn lavere avkastningskrav for vannkraft relativt til vindkraft, vil det gi mer vannkraftutbygging i utgangspunktet, men fordi tilbudskurven for vannkraften er så bratt, vil fortrenningseffekten være om lag den samme som i scenarioet med samme avkastningskrav for de to teknologiene. Igjen vil virkningene av endrede avskrivningsregler påvirkes i liten grad.

4.2 Scenario «Markedsbasert»

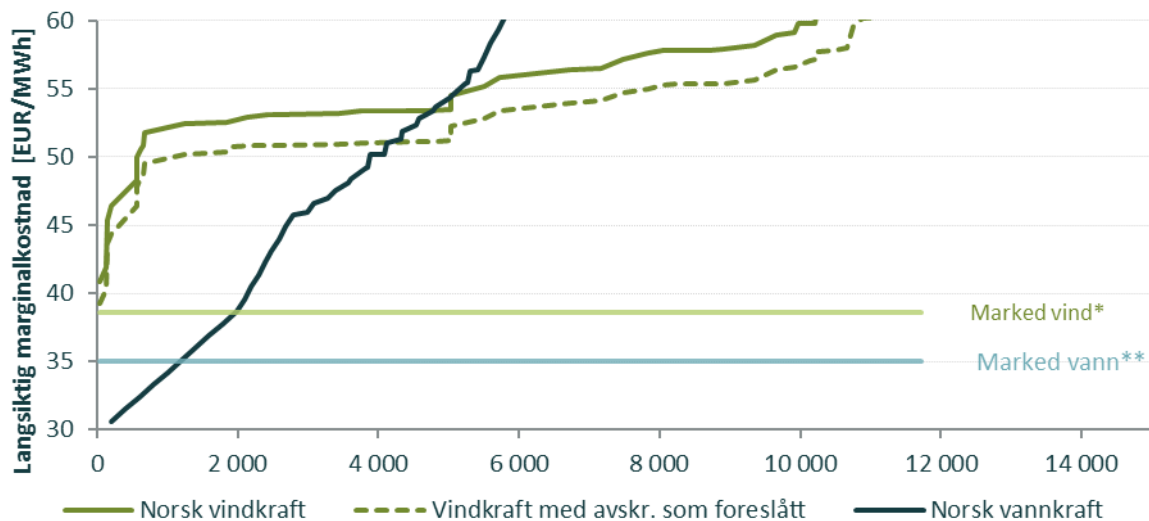
Her går vi bort fra den fundamentale antakelsen om at prisene i sertifikatmarkedet vil tilpasse seg slik at 28,4 TWh blir lønnsomt, og legger heller til grunn dagens forwardpriser som vist i Figur 12. Prisene er omregnet fra nominelle markedspriser til realpriser. Relativt til kurvene i Figur 7 så ser vi at det i et slikt scenario rasjonelt sett ikke burde bli tatt mange flere investeringsbeslutninger, selv ikke om vi legger til grunn vesentlig lavere avkastningskrav for alle teknologier. Dette er illustrert i Figur 13, der vi har plottet marginalkostnadskurvene vist tidligere mot annuiteter for årlig inntekt til henholdsvis vind- og vannkraft i lys grønn og lys blå linje. Når vi likevel observerer at det fattes investeringsbeslutninger, tyder det på at i hvert fall noen markedsaktører har prisforventninger som ligger over dagens priser i forwardmarkedet. Det betyr også at dette scenarioet kan anses som en nedre grense for effekten av endringer i avskrivningsreglene.

Figur 12: Prisforutsetninger fra dagens forwardmarked, antatt reelt konstant fra henholdsvis 2025 og 2020 for kraft- og elsertifikatpriser



Kilde: NASDAQ og Cleanworld forwardkontrakter pr. 16.11.2015, antatt konstant inflasjon på 2,2 % årlig

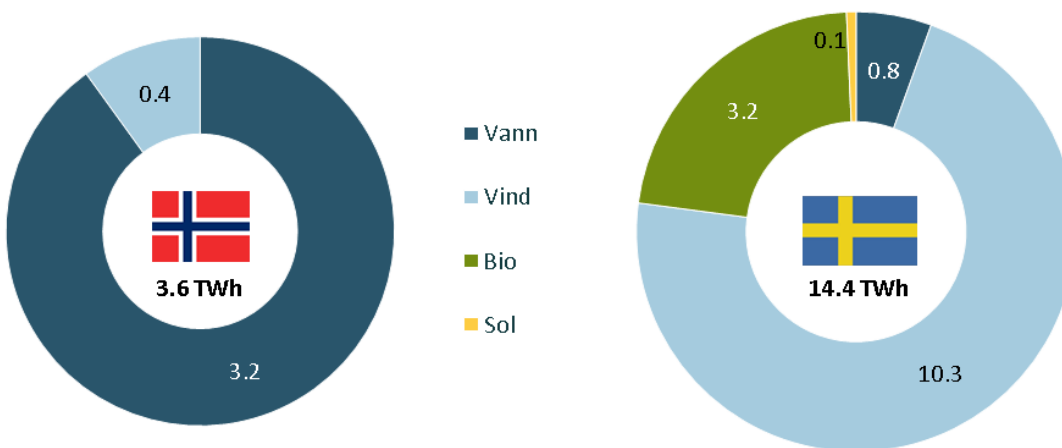
Figur 13: Langsiktig marginalkostnad plottet mot sum inntekter fra forwardmarkedet



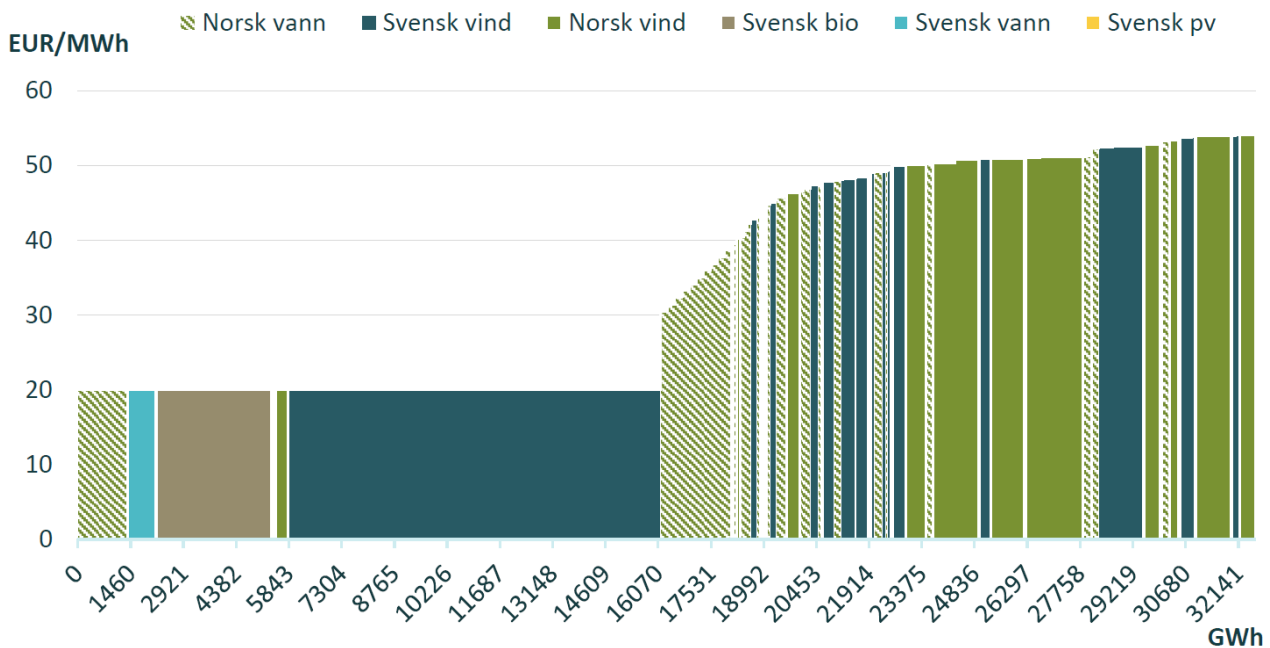
*Annuitet for inntekter (kraft + elsert) fra 20 års levetid, **Annuitet for inntekter fra 60 års levetid, Kilde: THEMA Consulting Group

Dersom vi fremdeles antar våre eksogene investeringer i svensk vannkraft, biokraft og solceller, samt tar høyde for alt som allerede er utbygd og besluttet så ender vi opp med 18 TWh utbygd sertifikatkraft, der fordelingen er vist i Figur 14.

Figur 14: Fordeling av elsertifikatinvesteringer gitt dagens forwardmarked



Figur 15: Langsiktige marginalkostnader med nye vindavskrivninger

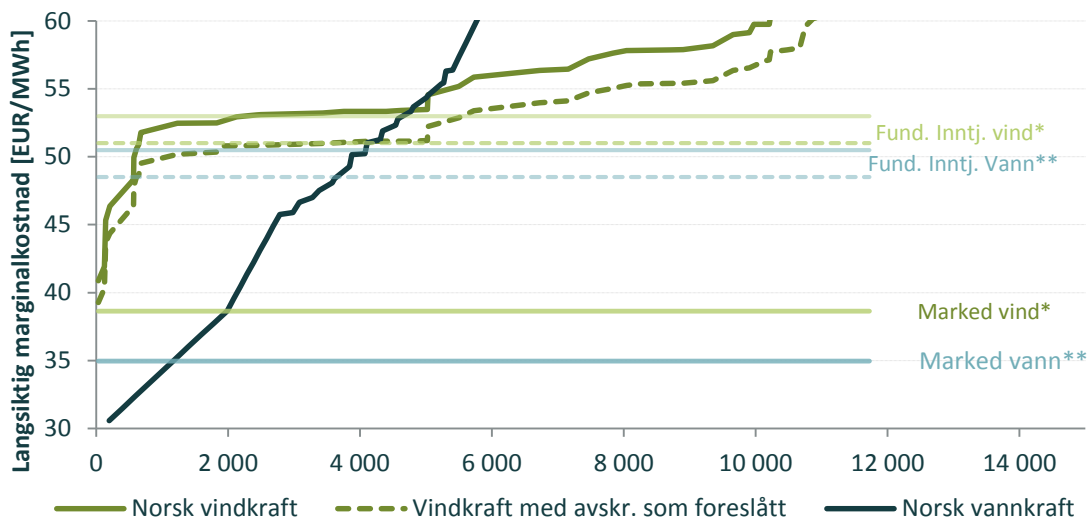


5 OPPSUMMERING

Vi har i dette notatet analysert konsekvensene for utbygging av vindkraft i Norge av endringer i de skattemessige avskrivningsreglene. Analysen er gjort under to forskjellige prisscenarioer: Et fundamentalt scenario der prisene klarer markedet slik at sertifikatmålet nås, og et markedsbasert scenario med dagens forwardpriser på kraft og elsertifikater. Resultatene for det fundamentale scenarioet viser at forslaget om lineære avskrivninger over fem år vil gi økt utbygging av vindkraft, men også noe redusert vannkraftutbygging. Nettoeffekten er likevel klart positiv for utbyggingen av vindkraft og vannkraft i Norge samlet sett. I det markedsbaserte scenarioet er effekten i praksis null, ettersom markedsprisene er lavere enn de langsiktige marginalkostnadene for norske vindkraftprosjekter. Det må imidlertid påpekes at markedsprisene vi har lagt til grunn bare går 5-10 år fram i tid, og at aktørene kan ha prisforventninger som ligger vesentlig høyere på lengre sikt.

I figuren nedenfor viser vi kostnadskurvene for norsk vannkraft og vindkraft (vindkraft med dagens og foreslåtte avskrivningsregler), samt de forventede inntektene for de to teknologiene i de ulike scenarioene.

Figur 16: Langsiktige marginalkostnadskurver plottet mot teknologiavhengige inntektssummer basert på henholdsvis fundamentalanalyse og dagens markedspriser



*Annuitet for inntekter (kraft + elsert) fra 20 års levetid, **annuitet for inntekter fra 60 års levetid, Kilde: THEMA Consulting Group

REFERANSER

Finansdepartementet (2005): Veileder i samfunnsøkonomiske analyser.

Gjølberg, O. og T. Johnsen (2007): Investeringer i produksjon av fornybar energi: Hvilket avkastningskrav bør Enova SF legge til grunn? Notat, 12. desember 2007. Universitetet for miljø- og biovitenskap, Ås, og Norges Handelshøyskole, Bergen.

NVE (2015): Kostnader i energisektoren. Rapport nr 2/2015 del 1, Norges vassdrags- og energidirektorat.

NVE (2010): Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk. Veileder nr. 1/2010, Norges vassdrags- og energidirektorat.

Oxera (2011): Discount rates for low-carbon and renewable generation technologies. Oxera consulting group.

PWC og NFF(2014): Risikopremien i det norske markedet 2013 og 2014. Price Waterhouse Coopers og Norske finansanalytikeres forening.

THEMA Consulting Group (2012a): THEMA-rapport 2012-10 Skattemessige avskrivninger for kraftproduksjon.

THEMA Consulting Group (2012b): Sertifikatkraft og skatt. THEMA-rapport 2012-18.

THEMA Consulting Group (2014): Sertifikatkraft og skatt. THEMA-rapport 2014-26.

THEMA Consulting Group (2015): Endringer i avskrivningsreglene for vindkraft – samfunnsøkonomiske konsekvenser. THEMA-notat 2015-05.