



## LANGSIKTIGE KONSEKVENSER AV DAGENS VANNKRAFTBESKATNING

---

Utarbeidet for Energi Norge og Norsk Industri

R-2016-012



***Dokumentdetaljer***

---

Pöyry-rapport nr.	R-2016-012
Prosjektnr.	5ZX313848.10
ISBN	978-82-8232-238-6
ISSN	0803-5113
Interne koder	PL/PM/adm, QA
Dato for ferdigstilling	11. oktober 2016
Tilgjengelighet	Offentlig

***Kontakt detaljer***

---

**Pöyry Management Consulting (Norway) AS**

Grensen 16  
0159 Oslo

Telefon: 45 40 50 00

Telefaks: 22 41 19 00

e-post: [oslo.econ@poyry.com](mailto:oslo.econ@poyry.com)

Web: <http://www.poyry.no>

Org.nr: 960 416 090

---

**Copyright © 2016 Pöyry Management Consulting (Norway) AS**

## DISCLAIMER/ANSVARFRASKRIVELSE OG RETTIGHETER

Denne rapporten er utarbeidet av Pöyry Management Consulting (Norway) AS ("Pöyry") for Energi Norge og Norsk Industri ("Mottakeren") i samsvar med Avtalen mellom Pöyry og Mottakeren.

Pöyry kan ikke holdes økonomisk eller på annen måte ansvarlig for beslutninger tatt eller handlinger utført på bakgrunn av innholdet i denne rapporten.

Pöyry baserer sine analyser på offentlig tilgjengelige data og informasjon, egne data og data eller informasjon som blir gjort tilgjengelige for oss i forbindelse med spesifikke oppdrag. Vi vurderer alltid om kvaliteten på dataene er god nok til at de kan brukes i våre analyser, men kan likevel ikke garantere for kvalitet og sannferdighet i data vi ikke selv eier rettighetene til. Usikkerhet er et element i alle analyser. Som en del av metode-dokumentasjonen til våre analyser forsøker vi alltid å synliggjøre og drøfte usikkerhetsfaktorene.

Alle rettigheter til denne rapporten er uttømmende regulert i Avtalen mellom Pöyry og Mottakeren.

## INNHold

<b>SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER</b> .....	<b>1</b>
<b>1 TØFFERE TIDER FOR KRAFTSELSKAPENE</b> .....	<b>3</b>
1.1 Vannkraft er ryggraden i det norske energisystemet.....	3
1.2 Kraftbransjen står overfor store investeringer .....	4
1.3 Markeds- og rammebetingelsene er i endring.....	4
1.3.1 Lave kraftpriser og prisforventninger .....	4
1.3.2 Økte finansieringskostnader .....	5
1.4 Skattereformen skal stimulere til investeringer og økt vekst i fastlandsnæringene.....	6
<b>2 GRUNNRENTESKATT PÅLØPER SELV VED LAV LØNNSOMHET</b> .....	<b>8</b>
2.1 Nyinvesteringer .....	8
2.2 O/U og rehabilitering .....	10
<b>3 REDUSERTE INVESTERINGER HAR NEGATIVE VIRKNINGER FOR KRAFTBRANSJEN OG SAMFUNNET FOR ØVRIG</b> .....	<b>15</b>
3.1 Lavere investeringsnivå og redusert verdiskapning i kraftsektoren.....	15
3.2 Lavere sysselsetning i kraftsektoren .....	17
3.3 Fare for forvitring av kompetanse.....	17
3.4 Konsekvenser for kraftmarkedet .....	18
3.4.1 Norge blir netto importør av kraft mot slutten av 2020-tallet.....	18
3.4.2 Ingen signifikante virkninger for kraftpris og forsyningssikkerhet .....	20
3.4.3 Vannkraftutbygging i Norge erstattes av investering i svensk vindkraft...	20
3.5 Kraftintensiv industri.....	21

## SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER

### Bakgrunn

Norske kraftselskaper har et betydelig investeringsbehov, blant annet til oppgradering av og reinvesteringer i en aldrende vannkraftpark. Energi Norge og Norsk Industri har uttrykt bekymring for hvordan rammebetingelser påvirker sektorens lønnsomhet og investerings- evne, og dermed sektorens evne til å løse sitt samfunnsoppdrag på lang sikt. De har derfor gitt Pöyry Management Consulting i oppdrag å synliggjøre

- hvordan grunnrenteskatten påvirker vannkraftprodusentenes lønnsomhet og dermed deres evne til å gjennomføre nødvendige reinvesteringer i produksjonsparken, og
- hva konsekvensene kan bli om nødvendige re- og nyinvesteringer samt ikke blir gjennomført.

Pöyry har gjennomført en analyse av lønnsomheten av nyinvesteringer, rehabilitering og oppgradering/utvidelser (O/U) i vannkraftanlegg større enn 10 MW. Analysen er basert på kostnadsdata fra NVEs konsesjonsdatabase samt intervjuer med og relevante prosjekt- data fra flere norske vannkraftprodusenter. Formålet med lønnsomhetsanalysene er å vurdere hvorvidt det er sannsynlig at beslutningsmodne prosjekter vil bli utsatt eller skrinlagt som følge av grunnrenteskatten.

Tilfanget av beslutningsmodne prosjekter er betydelig. Basert på tall fra NVE anslår vi at relevante nyinvesteringsprosjekter utgjør omtrent 2,6 TWh, mens potensialet for O/U ved eksisterende kraftverk er i overkant av 4 TWh. Samtidig er det et rehabiliteringsbehov i eksisterende kraftverk ligger på cirka 4 milliarder kroner hvert år fram mot 2040. Ser vi på de nærmeste fem årene, innebærer dette samlede, mulige investeringer i størrelsesorden 40 milliarder kroner.

### Analyseresultater

Lave kraftprisforventninger svekker lønnsomheten av alle typer vannkraftprosjekter. Flytting av skattebelastning fra selskapsskatt til grunnrenteskatt betyr i tillegg en reell skatteskjerpelse for kraftselskap som er avhengig av gjeldsfinansiering – dvs. de aller fleste.

Analysen viser imidlertid også at en rekke nyinvesterings- og O/U-prosjekter som er lønnsomme, det vil si møter bransjeaktørenes antatte avkastningskrav med dagens markedsbilde for kraftprisutvikling og med ordinær selskapsskatt, blir ulønnsomme når grunnrenteskatten tas med i beregningen. Hovedårsaken til dette er at skjermingsrenten i friinntekten er langt lavere enn relevant lånerente og egenkapitalavkastningskrav. Vi snakker dermed om samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer i ny produksjons- kapasitet som etter grunnrenteskatt blir bedriftsøkonomisk ulønnsomme, med risiko for ikke å bli realisert.

### Konsekvenser

Grunnrenteskatten er forutsatt å ikke påvirke investeringsbeslutningene. Med basis i de beregningene vi har gjort, er det tydelig at grunnrenteskatten ikke virker nøytralt, men bidrar til uønskede endringer i investeringsadferd. Manglende realisering av samfunns- økonomisk lønnsomme prosjekter er et samfunnsøkonomisk tap og gir lavere verdi- skapning i Norge.

Pöyry anslår at 80 prosent av nyinvesteringene og minst 25 prosent av rehabiliterings og O/U-prosjektene risikerer å bli lagt på is som en konsekvens av lave kraftpriser og dagens skatteregime. Samlet representerer dette utsatte investeringer i størrelsesorden 8 milliarder kroner for nyinvesteringer, 3-4 milliarder for O/U samt 750 millioner pr. år for rehabiliteringer. De nærmeste fem årene snakker vi dermed om en sannsynlig investeringssvikt på 15-16 milliarder kroner.

Dersom grunnrenteskatten ikke slo inn for prosjekter med marginal lønnsomhet, ville risikoen for utsettelse bli redusert for en betydelig andel av prosjektene. Vår analyse viser at rundt 1 TWh av nyinvesteringene, tilsvarende 4 milliarder kroner, ville vært lønnsomme om man ikke hensyntok grunnrenteskatt – dvs. cirka 50 prosent av nyinvesteringsprosjektene som i dag står i fare for å ikke bli realisert. Vi mangler tallgrunnlag for å gjøre en tilsvarende beregning for hele O/U-porteføljen, men hvis vi antar at andelen O/U som ville vært lønnsom uten grunnrenteskatt er den samme som for nyinvesteringer, tilsvarer det 0,6 TWh, eller investeringer på 1,5-2 milliarder kroner.

NVE anslår det årlige rehabiliteringsbehovet til å være i underkant av 3 milliarder kroner i maskiner og elektroteknisk utstyr. I tillegg kommer ca 1 milliard kroner/år for rehabilitering av dammer, og som på grunn av sikkerhetsvurderinger neppe vil bli utsatt. Dersom vi antar at rehabiliteringer rammes lønnsomhetsmessig på om lag samme måte som O/U, innebærer lavere kraftpriser og grunnrenteskatt redusert årlig investering på om lag 750 millioner kroner. Vi har ikke grunnlag for å kvantifisere eventuelt produksjonstap som følge av redusert rehabilitering.

Elsertifikatmarkedet innebærer at både nyinvesteringer og O/U vil få tildelt sertifikater dersom de settes i drift innen 2021. Dette er et kort tidsvindu. Sverige signaliserer at de vil videreføre sin støtteordning etter 2020 selv om Norge velger å stå utenfor, hvilket innebærer at konkurranseflaten mellom norsk vannkraft og svensk vindkraft vil forverres betydelig. En konsekvens er at utsettelsen av realisering av norsk vannkraft kan bli langvarig.

Konsekvensene av lavere investeringsnivå i norsk kraftsektor kan være omfattende:

- Verdiskapning i Norge svekkes ved at vi unnlater å utnytte samfunnsøkonomisk lønnsomme og fornybare ressurser. Dette omfatter både reduserte investeringer i ny og utvidet produksjonskapasitet, og sannsynlig produksjonsbortfall som følge av at produsentene ved å skyve på rehabilitering tar høyere driftsmessig risiko og dermed aksepterer noe større omfang av driftsavbrudd.
- Sysselsettingen i utbyggingsfasen kan bli vesentlig redusert, med mer enn 2.000 årsverk pr. år.
- Samtidig vil en høyst nødvendig nyrekruttering til vannkraftsektoren blir vanskeligere å gjennomføre når tilfanget av nye prosjekter blir redusert.
- Mye tyder på at framtidig etterspørselsvekst vil dekkes inn av svensk vindkraft heller enn av norsk vannkraft.
- Ren, fornybar kraft er en viktig ressurs i realisering av det grønne skiftet, både i industrien og andre sektorer. Svekket momentum i kraftutbygging vil dermed også kunne svekke den norske plattformen for det grønne skiftet.
- Mindre tilgang til samlokalisert kraft for industrien kan bidra til økte nettkostnader, særlig med tanke på tapskostnad i nettet.

# 1 TØFFERE TIDER FOR KRAFTSELSKAPENE

## 1.1 VANNKRAFT ER RYGGRADEN I DET NORSKE ENERGISYSTEMET

I Norge produseres det i et normalår i overkant av 130 TWh vannkraft, noe som utgjør mer enn 95 prosent av samlet, norsk kraftproduksjon. Vannkraften er helt sentral for forsyningssikkerheten og fleksibiliteten i det nordiske kraftsystemet, og beskrives i Energimeldingen<sup>1</sup> som ryggraden i det norske energisystemet.

Vannkraften har historisk sett vært en viktig forutsetning for etablering av norsk industri- og næringsvirksomhet, herunder en betydelig kraftintensiv industri som har vokst fram på basis av forutsigbar og stabil tilgang på ren, fornybar energi. Det tette samspillet mellom kraft og industri er spesielt tydelig i mange industrisamfunn der kraft- og industribygging skjedde i parallell (Rjukan, Årdal, Høyanger, Mosjøen, m.fl).

Norsk petroleumsvirksomhet er i «høstingsfase». Produksjonstoppen på norsk sokkel ble passert i 2004, og en økende gassproduksjon har ikke vært nok til å kompensere for fallet i oljeproduksjon. De siste års lave oljepris – med påfølgende fall i aktivitetsnivå og sysselsetting i olje- og gassnæringen – har synliggjort behovet for omstilling i norsk økonomi. En fremtidig vekst i fastlandsøkonomien må imidlertid skje innenfor de klima- og utslippsmålene Norge har forpliktet seg til. I praksis betyr det at fremtidens industri må benytte ren, fornybar energi.

For å møte de globale klimautfordringene har norske myndigheter i tillegg pekt på behovet for å erstatte vårt fossile energiforbruk med fornybar kraft. Ettersom norsk kraftproduksjon allerede er fornybar, er det forbruket som må konverteres, gjennom elektrifisering av aktiviteter som i dag får sin energi fra olje og gass – varmeproduksjon, transport- og petroleumssektoren. Samlet energiforbruk fra fossile brensler er om lag 95 TWh. I tillegg brukes om lag 20-25 TWh fossile energiprodukter som råstoff i industrien. En slik vekst i forbruket av elektrisitet må imidlertid dekkes inn med ren, fornybar kraftproduksjon om det skal ha den ønskede virkningen på globale klimautslipp. I tillegg er det behov for å møte forbruksvekst fra eksisterende og ny industri med fornybar kraft.

Norsk vannkraftproduksjon er ren, fornybar og fleksibel, og den har potensial for å vokse – både gjennom nye utbygginger og oppgradering av eksisterende anlegg. I følge NVE hadde Norge i 2015 et utbyggbart vannkraftpotensial på 30 TWh<sup>2</sup>. Den har dermed en viktig rolle å spille som bærebjelke i samfunnsutviklingen også i framtidens Norge.

Norsk vannkraft kan også spille en rolle i Europas «grønne skifte». Med stadig større innslag av uregulerbar sol- og vindkraft i det europeiske kraftsystemet, har det potensielt stor verdi å kunne tilby fleksibilitet. Den store reguleringsevnen i norske vannkraftanlegg gjør Norge godt posisjonert til å fungere som «grønt batteri» for landene rundt oss..

<sup>1</sup> Mld.St.25 (2015-2016), Kraft til endring – Energipolitikken mot 2030.

<sup>2</sup> Midlere årsproduksjon, NVE's energifolder, 2015.

## 1.2 KRAFTBRANSJEN STÅR OVERFOR STORE INVESTERINGER

Store deler av den norske vannkraftparken ble bygget ut på 50-, 60- og 70-tallet. Målt i effekt er ca. 25 prosent av norske vannkraftverk mellom 40 og 50 år gamle, og nærmer seg dermed teknisk levetid for store komponenter, som turbin og generator. Bransjen selv peker på et betydelig rehabiliteringsbehov i årene som kommer. NVE har anslått at reinvesteringsbehovet for maskinteknisk og elektroteknisk utstyr vil ligge på om lag 110 milliarder kroner de neste 40 årene (i gjennomsnitt snau 3 milliarder kroner i året). Dette omfatter kraftverk over 10 MW, og tilsvarer ca. 85 prosent av produksjonskapasiteten.<sup>3</sup> I tillegg må det gjøres en rekke investeringer i damanlegg og vannveier, blant annet for å opprettholde sikkerheten. Energi Norge har anslått de årlige investeringene til slike formål til rundt 1 milliard kroner.

Reinvesteringer vil ikke øke produksjonen til kraftverkene, men er nødvendig for å sikre videre drift av anleggene. Utsettelse av reinvesteringer øker risikoen for driftsbrudd og havari, og i ytterste konsekvens vil mangel på reinvesteringer kunne bety at anlegget tas ut av drift og legges ned.

Det «grønne skiftet» innebærer videre at kraftforbruk fra elbiler, industri og datasentre vil øke de neste årene. Statnett anslår en forbruksvekst i Norden på 50 TWh fra i dag til 2040<sup>4</sup>. Det vil være behov for å bygge ut mer kraft for å møte den nye etterspørselen, og norsk vannkraft kan potensielt stå for store deler av dette.

Pr. september 2016 ligger det omtrent 2,6 TWh nye, ikke iverksatte vannkraftutbygginger større enn 10 MW som bedømmes å være nær mulig realisering i NVEs konsesjons-database. Det ligger også et ubenyttet potensiale i oppgradering og utvidelse (O/U) av eksisterende kraftverk, som kan gi økt utnyttelse av eksisterende vannkraftressurser. NVE estimerte i 2015 et O/U potensiale på 4,8 TWh for ny produksjon over 10 MW. Siden 2015 har det blitt bygget ut 0,8 TWh vannkraft, men dette tallet inkluderer også småkraftverk under 10 MW. Vi kan derfor anta et gjenværende O/U-potensial på over 4 TWh.

Mange vannkraftprodusenter inngår i vertikalt integrerte energiselskap med nettvirksomhet. Innføring av automatiske målere, vedlikeholdsetterslep, samt tilrettelegging for ny produksjon og forbruk, gjør at det også skal investeres betydelige summer i nettet over de neste årene. I vertikalt integrerte selskap må vannkraftprosjektene konkurrere med nettinvesteringer om begrensede investeringsmidler. Når lønnsomheten etter skatt for vannkraft svekkes relativt til andre virksomhetsområder, kan det påvirke i hvilken grad selskapene vil og kan prioritere utbygging og rehabilitering av vannkraft.

## 1.3 MARKEDS- OG RAMMEBETINGELSENE ER I ENDRING

### 1.3.1 Lave kraftpriser og prisforventninger

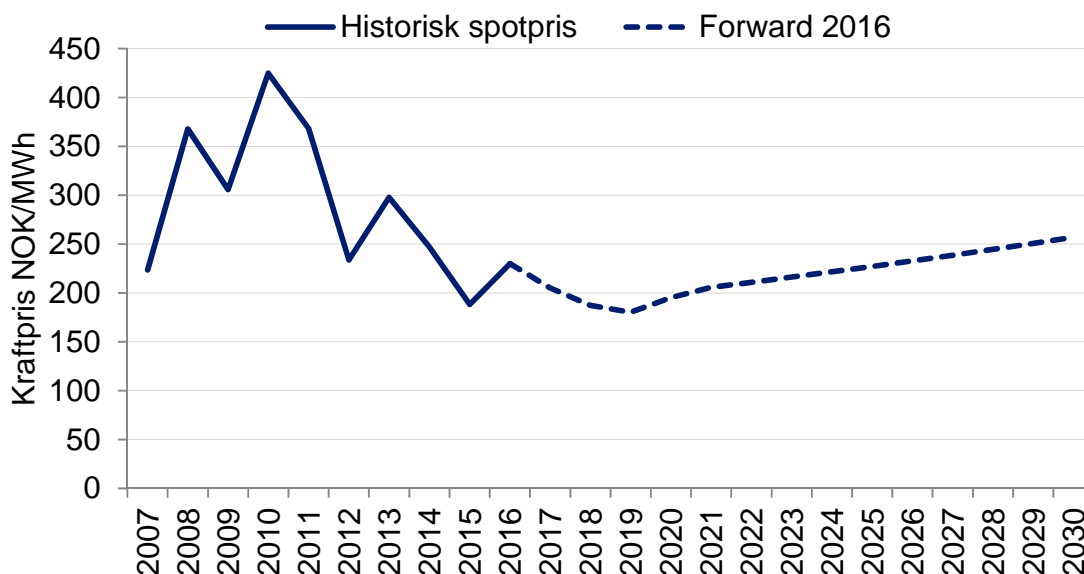
Dagens kraftpriser befinner seg på et historisk lavt nivå. De lave prisene skyldes i hovedsak lave råvarepriser på olje, gass, kull og CO<sub>2</sub>. Samtidig er det bygget ut nærmere 16 TWh ny, fornybar energi i Norge og Sverige de siste årene uten at forbruket har økt, hvilket har gitt et økt overskudd av kraft og ytterligere prispress. Figur 1 viser utviklingen i kraftprisen siden 2007 og forwardpriser fra august 2016.

<sup>3</sup> <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/vannkraft/opprusting-og-utvidelse/>

<sup>4</sup> Nasjonalt Kraftsystemmøte, Markedsutvikling, nettbehov og lønnsomhet mot 2040, August 2016.



Figur 1 - Historisk systempris og forwardpriser, Nominelt NOK/MWh



Historisk sett har vannkraften vært svært lønnsom, men de lave prisene skaper naturlig nok utfordringer for lønnsomheten i bransjen. Avkastning på sysselsatt kapital hos 25 av de største vannkraftprodusentene falt fra et gjennomsnitt på 10,8 prosent i perioden 2006 – 2011 til 5,8 prosent i 2015<sup>5</sup>.

### 1.3.2 Økte finansieringskostnader

Lave kraftpriser, høy utbyttegrad og store investeringer har over det siste tiåret svekket kraftsektorens soliditet. Bokført egenkapitalandel for de samme kraftselskapene som nevnt over falt fra 46 prosent i 2006 til 36 prosent i 2015. En direkte konsekvens er at det er mer krevende og dyrere for bransjen å reise kapital til nye prosjekter.

Vannkraftselskapene har et begrenset egenkapitalmarked. Dagens kommunale og fylkeskommunale eiere har liten tradisjon for – og i mange tilfeller begrenset evne til – å skyte inn egenkapital i de lokale/regionale kraftselskapene. Videre legger Industri-konsesjonsloven sterke begrensninger på privat eierskap av større vannkraftanlegg, hvilket medfører at vannkraftutbygging ikke har samme tilgang til privat, langsiktig sparekapital som f.eks. vindprosjekter har. Sektoren er derfor i stor grad avhengig av å reise kapital i lånemarkedet.

Med lave kraftprisforventninger og svekket soliditet øker imidlertid lånekostnaden. I følge DnB<sup>6</sup> var risikomarginen for 5-års kraftmarkedsobligasjoner 140 basispunkter ved inngangen til 2016, mer enn dobbelt så høy som den var sommeren 2015. En slik økning i finansieringskostnaden har naturlig nok en direkte effekt på lønnsomheten av investeringer. Eksempelvis uttalte BKK-sjef Jannicke Hilland til NRK 30. september 2016 at hun er bekymret for finansieringsevnen til flere av de store kraftprodusentene på Vestlandet. Samtaler vi har hatt med andre, større kraftselskaper bekrefter dette synet.

<sup>5</sup> Pareto Securities, The Norwegian Power Sector – A Financial Overview, August 2016.

<sup>6</sup> DNB Markets, Kraftkommentaren 2016.

Svakere soliditet og lavere forventet inntjening kan også ha en indirekte effekt på selskapenes investeringsvilje, selv for prosjekter som isolert sett har positiv nåverdi, ettersom kontantstrømseffekten i investeringsåret er negativ. For selskaper med en kreditt-rating rett i overkant av «investment grade» (BBB+), kan en slik investering være nok til at gjelden nedgraderes, slik at lånekostnaden for hele porteføljen går opp. I august 2015 hadde i følge DnB mellom 40 og 45 prosent av det utestående kraftobligasjonsvolumet en rating på BBB+ eller svakere. I juni 2014 var det tilsvarende tallet ca. 25 prosent. I oktober valgte DNB å nedgradere 9 av de 24 kraftselskapene som inngår i bankens rating. Vi ser med andre ord en betydelig svekkelse, og vi må anta at bransjens investeringsadferd vil være påvirket av dette.

#### 1.4 SKATTEREFORMEN SKAL STIMULERE TIL INVESTERINGER OG ØKT VEKST I FASTLANDSNÆRINGENE

I forbindelse med statsbudsjettet 2015 la Regjeringen fram et forslag til skattereform<sup>7</sup> for perioden 2016-2018. Det uttalte formålet er å stimulere til investeringer og økonomisk vekst i fastlandsnæringene, legge til rette for nye arbeidsplasser og fremme en mer miljøvennlig adferd. Selskapskatten ble i 2016 redusert fra 27 til 25 prosent, og i Statsbudsjettet som ble lagt frem 6. oktober 2016 er det foreslått 24 prosent selskapskatt. I Skatteforliket ble det tverrpolitisk enighet<sup>8</sup> om å redusere den alminnelige selskapskatten til 23 prosent innen 2018.

Samtidig med at selskapskatten ble redusert til 25 prosent, ble grunnrenteskatten økt fra 30 til 33 prosent. I statsbudsjettet for 2017 er det foreslått å redusere selskapskatten ytterligere til 24 prosent, mens det er foreslått en økning til 34,3 prosent for grunnrenteskatten.

Grunnrenteskatten er en særskatt for produksjon av elektrisk kraft fra vannkraftverk større enn 10 MVA, og ment å beskatte avkastning utover normalavkastning. Rødseth-utvalget definerte grunnrente som «den kapitalavkastningen utover avkastningen i andre næringer som oppstår fordi det er gitt tilgang på utbyggbare vassdrag [...]». Normalavkastningen skal altså skjermes fra grunnrentebeskatning. Intensjonen er at grunnrenten skal virke nøytralt på bedriftenes investeringsbeslutning, og at samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer gjennomføres uavhengig av skatten på grunnrenten<sup>9</sup>.

I følge Finansdepartementet vil en prosentvis økning av grunnrenteskatten tilsvarende reduksjonen av selskapskatten gi et provenytap for staten «fordi grunnlagene for grunnrenteskattene er smalere enn selskapskattegrunnlaget, blant annet på grunn av særskilte fradrag (friinntekt)»<sup>10</sup>.

Provenyeffekten av skatteendringen vil avhenge av finansieringen til energiselskapene. Som tidligere påpekt er gjennomsnittlig gjeldsgrad hos 25 av de største, norske vannkraftprodusentene 64 prosent. Finansieringskostnader (gjeldsrenter) er fradragsberettiget i beregning av skattepliktig overskudd (selskapskatt), mens den holdes utenfor beregningen av skattbar grunnrenteinntekt. I en situasjon hvor gjeldskostnadene ligger over friinntekten vil provenyeffekten være positiv, og det blir en relativ skatteskjerpelse av vannkraftproduksjonen når beskatningen flyttes fra selskapskatt til grunnrenteskatt.

<sup>7</sup> Mld. St. 4 (2015-2016), Bedre skatt – en skattereform for omstilling og vekst.

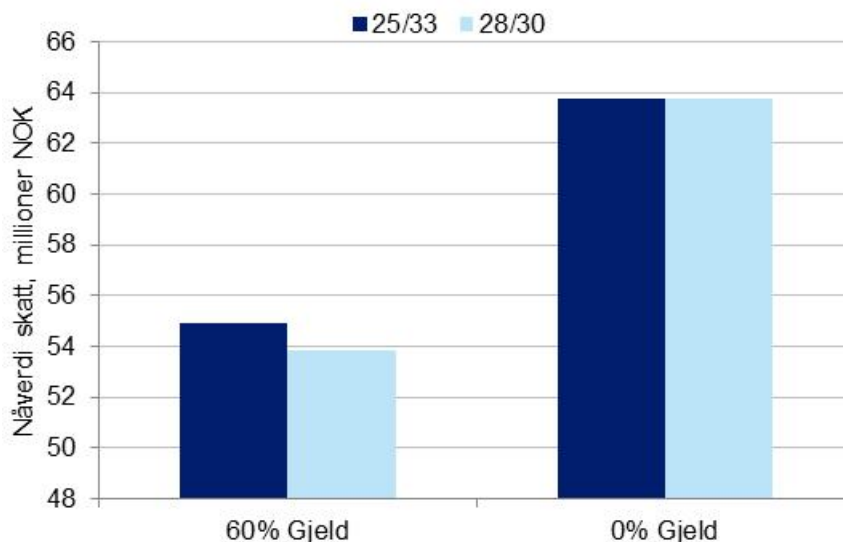
<sup>8</sup> Med unntak av MDG og SV.

<sup>9</sup> Innst. O. nr. 62 (1995-1996): Skatting av kraftforetakene.

<sup>10</sup> Meld.St. 4 (2015-2016).

Figur 2 viser hvordan provenyet påvirkes av skatteendringen. Beregningene er gjort ved å regne nåverdien av en nyinvestering med diskonteringsrente på 5,5 prosent. Skatteendringen er tilnærmet nøytral for et prosjekt med 100 prosent egenkapitalfinansiering. For et selskap med 60 prosent gjeldsfinansiering – dvs. for en typisk vannkraftprodusent – innebærer skatteendringen en skatteskjerpelse, og provenyeffekten er positiv.

Figur 2 - Provenyeffekt av selskapenes gjeldsgrad, eksempel



Konsekvensen av skattereformen er med andre ord at kraftsektoren – en del av fastlandsnæringen som sliter med lønnsomhet pga. lav pris på sitt produkt – ikke bare opplever en relativ skatteskjerpelse ift. andre fastlandsnæringer ved at effekten av redusert selskapskatt oppveies at økt grunnrenteskatt, men også opplever en reell skatteskjerpelse når gjeldsgrad tas inn i beregningen.

Hvordan grunnrenteskatten kan forventes å påvirke investeringsnivået i en allerede presset bransje, er tema for den videre analysen.

## 2 GRUNNRENTESKATT PÅLØPER SELV VED LAV LØNNSOMHET

Lave kraftpriser påvirker ikke bare lønnsomheten av eksisterende kraftproduksjon; de må også antas å redusere attraktiviteten av selskapenes investeringsportefølje. Denne effekten ser vi nærmere på i dette kapittelet. Videre ønsker vi å forstå hvordan endringene i skatteregimet påvirker lønnsomheten av investeringer i vannkraft – spesielt hvordan grunnrenteskatten påvirker vannkraftprosjektenes lønnsomhet og dermed eiernes evne til å gjennomføre nødvendige reinvesteringer i produksjonsparken.

Lønnsomhetsanalysen er basert på kostnadsdata for nyinvesteringer og O/U-prosjekter fra NVEs konsesjonsdatabase samt relevante prosjektdata fra flere norske vannkraftprodusenter. Videre har vi intervjuet representanter fra kraftsektoren om prosess og hvilke kriterier som vektlegges i utarbeidelsen av beslutningsgrunnlag for investeringer.

Alle kostnader er justert til 2016 kostnadsnivå, og det er benyttet en gjeldsgrad på 60 prosent, som er nær gjennomsnittlig gjeldsgrad for bransjen. Basert på opplysninger fra DnB har vi lagt til grunn en langsiktig lånerente på 5 prosent. Bransjerepresentantene indikerte at deres avkastningskrav lå i området 5-6 prosent, og vi har derfor benyttet et avkastningskrav på 5,5 prosent nominelt etter skatt der det er relevant.

I analysene har vi forutsatt full samordning med eksisterende kraftverk for avregning og betaling av grunnrenteskatt. Dette innebærer at negativ grunnrenteinntekt gir umiddelbar kontantstrømseffekt, ved at betalt grunnrenteskatt for eksisterende kraftverk reduseres tilsvarende. Samordningsmuligheten betyr mye for skatteberegningen, og for å sikre mest mulig virkelighetsnære resultatene er derfor viktig at denne forutsetningen er med.

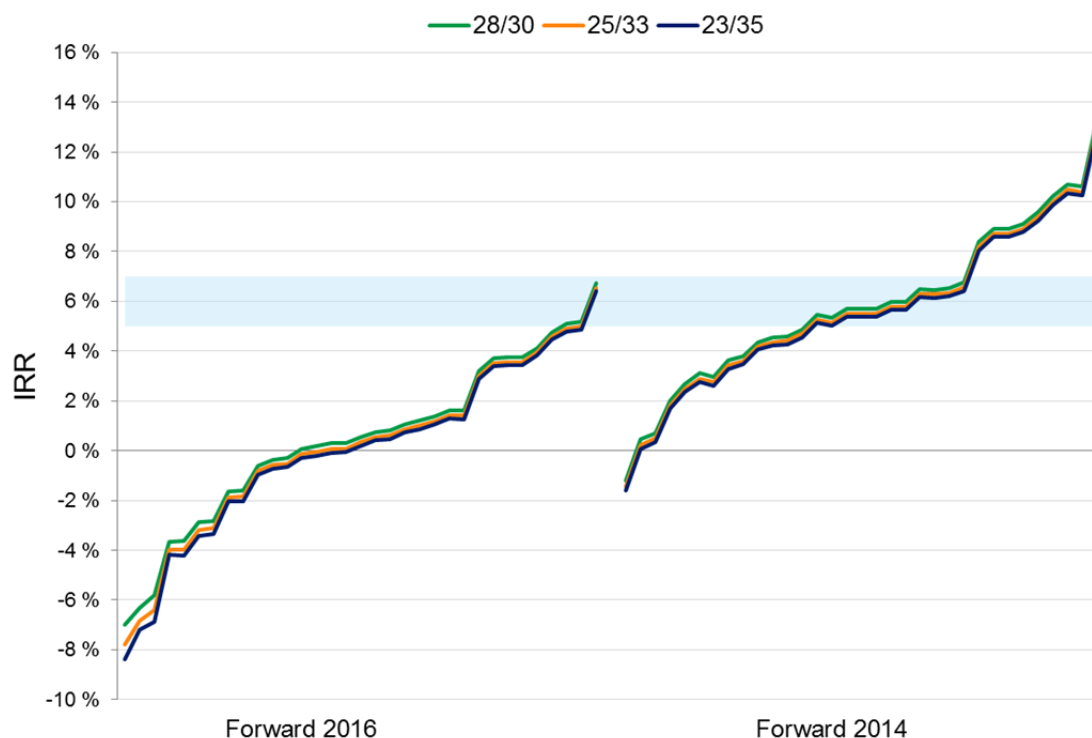
I tillegg til inntekter fra kraftsalg, har vi for nyinvesteringer og oppgradering/utvidelser også tatt hensyn til inntekter fra elsertifikater. Muligheten for tildeling av sertifikater i Norge avsluttes i 2021.

### 2.1 NYINVESTERINGER

Første del av analysen ser nærmere på lønnsomheten av nyinvesteringer i vannkraft større enn 10 MVA, og som dermed er innenfor grunnrenteskatten. Vi har inkludert samtlige nye prosjekter i NVEs konsesjonsdatabase i analysen, samt data fra noen få allerede gjennomførte prosjekter som vi har mottatt direkte fra kraftselskapene. For å beregne forventede inntekter har vi benyttet produksjons- og brukstidsinformasjon for det enkelte prosjekt, og kalkulert med to ulike kraftprisforventninger – en framskrivning av forwardprisen pr. august 2016 (ca. 20 øre/kWh) og tilsvarende pr. august 2014 (ca. 28 øre/kWh).

Figur 3 viser de enkelte prosjektenes lønnsomhet ved ulik kraftpris og skatteforutsetning, målt som internrente etter skatt (IRR). Den grønne linjen representerer skattesystemet før skattereformen (28 prosent selskapsskatt, 30 prosent grunnrenteskatt), mens den oransje og blå linjen viser lønnsomheten hhv. med dagens skattesatser og satsene fra Stortingets skatteforlik.

Figur 3 - IRR for nyinvesteringer ved ulike kraftpris- og skattesatsforutsetninger

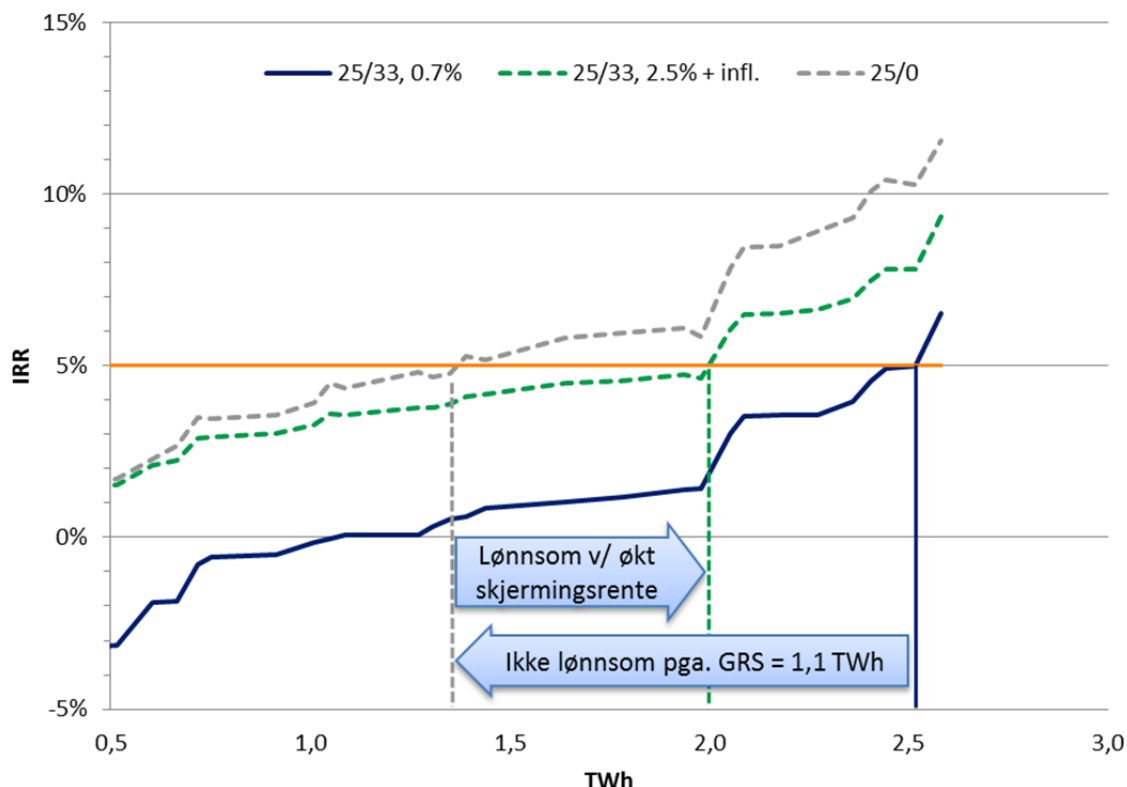


Grafen viser tydelig at kraftprisfallet har stor effekt på lønnsomheten i prosjektene. De fleste investeringer som var lønnsomme (IRR på 5-6 prosent eller høyere) med 2014-priser er ikke det med 2016-priser. Endringene i skattesatser gir forholdsvis liten endring i internrenten, men virker i skjerpene retning. Prosjektene har i snitt 0,3 prosent lavere lønnsomhet med dagens skattesatser enn de hadde før skattereformen.

Grunnrenteskatten er forutsatt å ikke være investeringsvridende, dvs. at den skal ikke stanse samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter. Vår analyse viser imidlertid at det påløper grunnrenteskatt på en rekke prosjekter med avkastning lavere enn terskelraten på 5-6 prosent, først og fremst fordi skjermingsrenten og dermed friinntekten blir lav i forhold til reelle finansieringskostnader. I Figur 4 viser vi både betydningen den totale grunnrenteskattebelastningen, og betydningen av skjermingsrenten. Den blå linjen viser avkastningen på de samme prosjektene som over med august 2016 forwardpris og dagens skattesatser (25 prosent selskapskatt, 33 prosent grunnrenteskatt). Den viser at selv om man har et avkastningskrav i nederste del av spekteret (5 prosent), vil hele 2,5 TWh av de potensielle nyinvesteringsprosjektene i NVEs database ikke klare å møte dette kravet – de er mao. ikke bedriftsøkonomisk lønnsomme.

Dersom man fjerner grunnrenteskatten fra beregningen, øker avkastningen i prosjektene betydelig (grå, stiplet linje). Med en slik forutsetning er det bare 1,4 TWh av prosjektene som ikke oppnår en internrente på 5 prosent, dvs. en økning i bedriftsøkonomisk lønnsomme prosjekter på 1,1 TWh (tilsvarende 1/3 av utbyggingspotensialet). Dette viser at grunnrenteskatten ikke virker nøytralt med tanke på bedriftenes investeringsbeslutning, tvert imot gjør den mange samfunnsøkonomisk lønnsomme nyinvesteringer ulønnsomme. Det er en rimelig antakelse at konsesjonsgitte prosjekter som er bedriftsøkonomisk lønnsomme etter selskapskatt, også er samfunnsøkonomisk lønnsomme.

Figur 4 - Lønnsomhet ved ulike grunnrenteskattforutsetninger



Energi Norges medlemsbedrifter har i en høringsuttalelse i forkant av skattereformen<sup>11</sup> særlig pekt på skjermingsrenten (ofte omtalt som friinntektsrente) som en barriere for både nyinvesteringer og O/U av eksisterende anlegg. Friinntektsrenten fastsettes som renten på kortsiktige statskasseveksler, og er i 2015 satt til 0,7 prosent. Renten for 2016 blir sannsynligvis ca. 0,5 prosent. Energi Norge har argumentert for at dagens friinntektsrente bør erstattes av en fast, langsiktig realrente pluss inflasjon likt det NVE benytter i innteksreguleringen av nettvirksomhet – dvs. 5,0 prosent i 2016. En slik økning av skjermingsrenten ville innebære en stor forbedring av lønnsomheten i prosjektene.

Den grønne, stiplede linjen i Figur 4 viser lønnsomheten ved de identifiserte nyinvesteringsprosjektene dersom friinntektsrenten settes til 5 prosent, alt annet likt. Fortsatt er det prosjekter som skyves fra lønnsom til ulønnsom pga. grunnrente, men 0,5 TWh av prosjektene som er ulønnsomme ved dagens skjermingsrente ville vært lønnsomme med den høyere rentesatsen.

## 2.2 O/U OG REHABILITERING

Oppgradering/utvidelser og rehabilitering av eksisterende anlegg vurderes ofte som en del av samme prosess. Når anlegget er modent for rehabilitering, er det rasjonelt å veie en ren rehabilitering opp mot andre løsninger som potensielt kan øke verdien av anlegget. Eierne vil i prinsippet velge løsningen som genererer høyest nåverdi, hensyntatt kapitalbinding og eventuelle begrensninger i tilgang på kapital.

<sup>11</sup> Høring NOU 2014:3 Kapitalbeskatning i internasjonal økonomi.

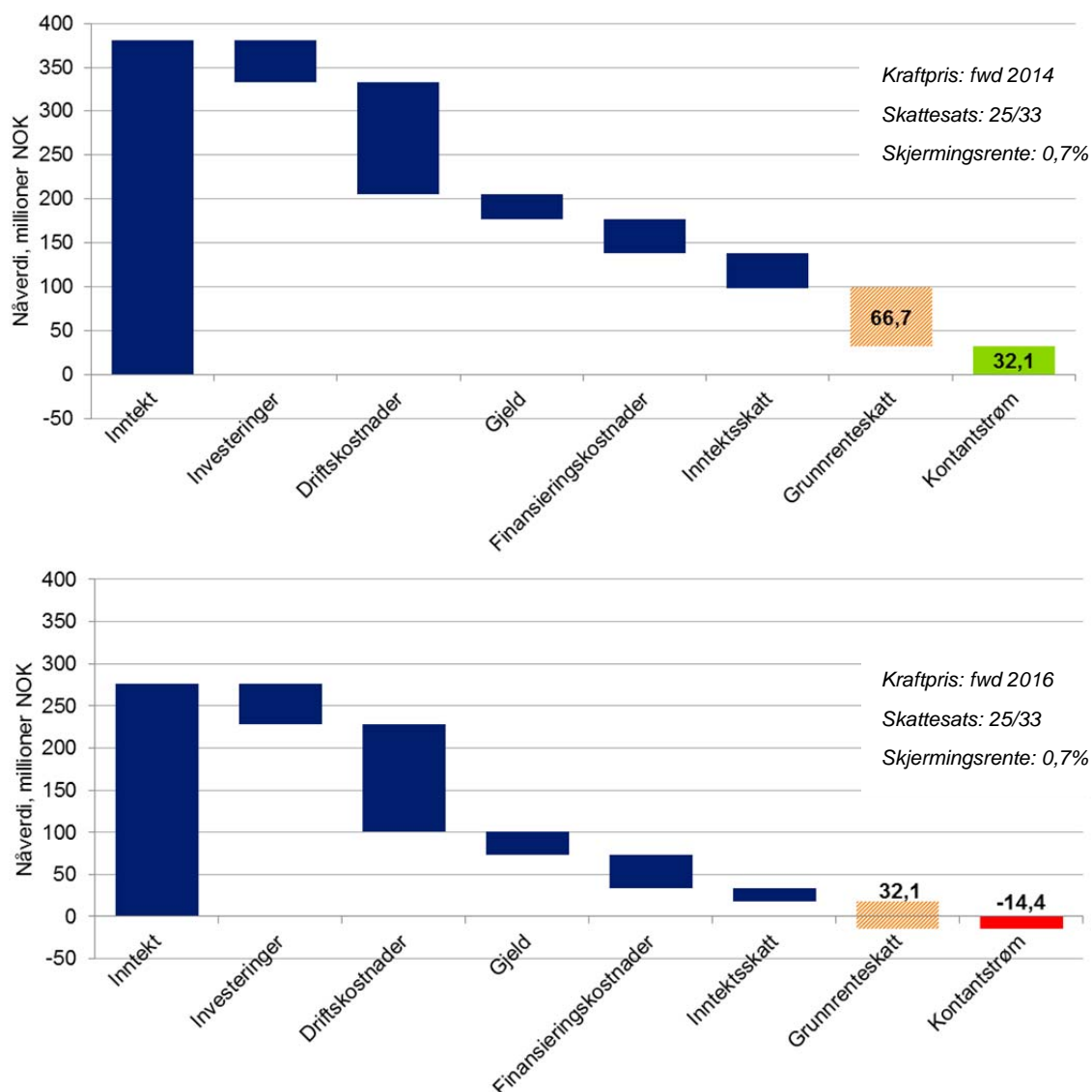
Tallgrunnlaget vi har for å analysere rehabiliterings- og O/U-prosjekter er mer begrenset enn for nyinvesteringer. Vi har benyttet data fra tre O/U-prosjekter i NVEs konsesjons-database. I tillegg har vi fått tilgang til informasjon for sju ulike prosjekter direkte fra kraftselskapene. I hvert av prosjektene fra kraftselskapene har vi fått data for ulike alternativer, fra «gjøre minst mulig» rehabilitering til større oppgraderinger og utvidelser. For noen av prosjektene har vi også mottatt data for alternativer som innebærer en faktisk nedbygging av kapasitet. De mottatte dataene er knyttet til prosjekter med høy modenhetsgrad, og som for det meste har vært gjenstand for styrebehandling i selskapene.

Rene rehabiliteringsprosjekter innebærer at man gjennomfører nødvendige investeringer uten at produksjonskapasiteten øker. Gevinsten ved rehabilitering er reduserte løpende vedlikeholdskostnader som følge av at slitte, eldre deler av anlegget skiftes ut, og en redusert risiko for ikke-planlagt driftsstans. Når kraftprisforventningene faller (eller skattebelastningen øker), er kostnaden av tapt produksjon ved driftsstans også lavere, og det er følgelig økonomisk rasjonelt (og lønnsomt) å akseptere en høyere risiko for ikke-planlagte avbrudd. I praksis betyr det at rehabiliteringen skyves ut i tid.

Tallmaterialet vi har mottatt viser at lønnsomheten av rehabilitering har falt betydelig som følge av kraftprisfallet i 2015/2016. På samme måte som for nyinvesteringer, har skatteendringen forsterket denne utviklingen for selskaper i gjeldsposisjon. Vi har imidlertid ikke hatt tilgang til data for avbruddsrisiko, og har derfor gir ikke grunnlag for å vurdere i hvor stor grad/hvor lenge hhv. kraftprisfall og skattereform skyver på rehabiliteringsbeslutninger.

Dersom man gjennomfører O/U som en del av rehabiliteringsprosjektet, øker inntektsgrunnlaget, noe som ofte gir bedre prosjektlønnsomhet enn de rene rehabiliteringsalternativene. Noen av O/U-alternativene i vårt tallgrunnlag er lønnsomme også med dagens kraftpriser. Samtidig ser vi eksempler på O/U investeringer som i utgangspunktet er samfunnsøkonomiske lønnsomme, men som blir ulønnsomme på grunn av grunnrenteskatten. Et av disse eksemplene er vist i Figur 5.

Figur 5 - Nåverdi av O/U-prosjekt ved forwardpris hhv 2014 og 2016, og dagens skjermingsrente

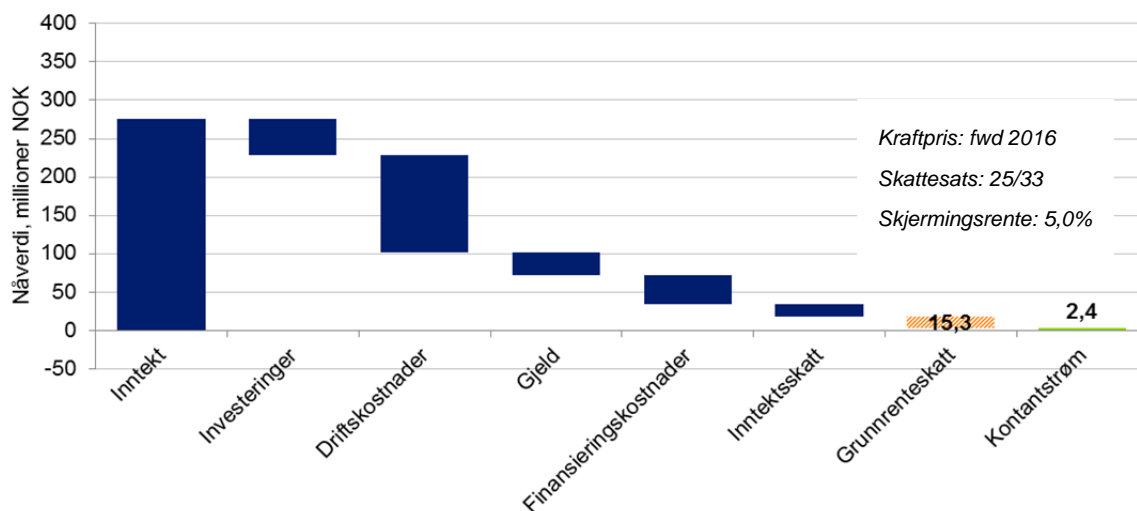


Figuren viser en nåverdiberegning for et faktisk, ikke gjennomført oppgraderingsprosjekt, med forventet produksjonsøkning på 14 GWh/år. Den øverste grafen viser at prosjektet ville hatt en nåverdi på 32 millioner kroner dersom kraftprisforventningene i 2014 ble lagt til grunn. Med dagens kraftprisforventninger ser vi av den nederste grafen at forventet inntekt faller kraftig, slik at nåverdien av prosjektet blir negativ (minus 14,4 millioner kroner). Det er interessant å observere at prosjektet er i grunnrenteskatteposisjon (32,1 millioner NOK), til tross for negativ lønnsomhet, og at det er denne kostnaden som skyver investeringen fra lønnsom til ulønnsom.

I Figur 6 viser vi virkningen av å endre skjermingsrenten.



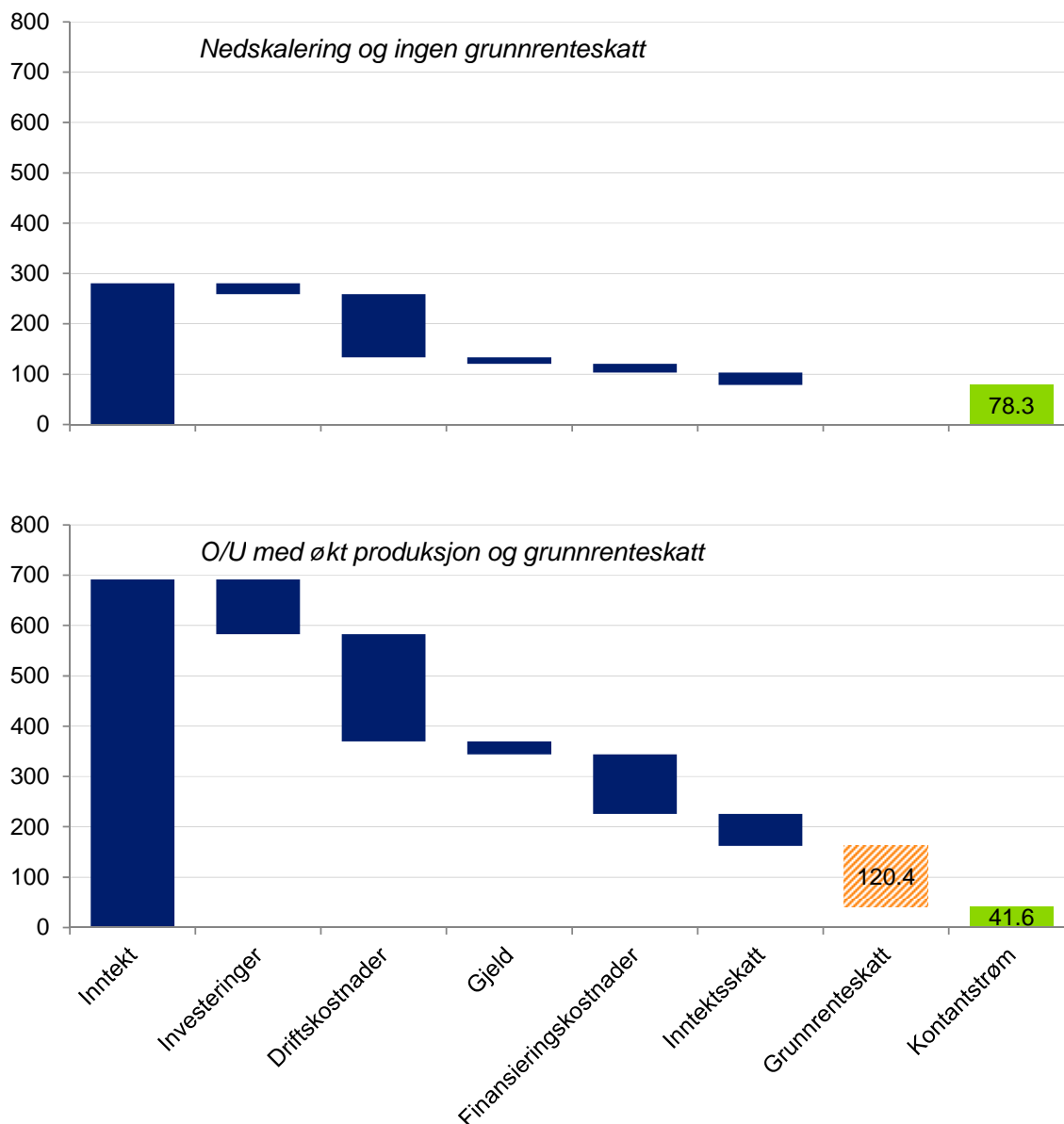
Figur 6 - Nåverdi av O/U-prosjekt ved forwardpris 2016 og skjermingsrente lik 5 prosent



På samme måte som for nyinvesteringer, har vi beregnet nåverdien med en fribeløpsrente i grunnrenteskatteberegningen på 5 prosent. I dette tilfellet ville en slik endring være tilstrekkelig til at prosjektet har positiv nåverdi etter skatt, og dermed fremstår som bedriftsøkonomisk lønnsomt.

Det mottatte tallgrunnlaget inneholder også eksempler på at grunnrenteskatten gjør at en eier vil foretrekke ren rehabilitering eller nedskalering av kapasiteten til under 10 MVA framfor en oppgradering som ville vært attraktiv med lavere grunnrenteskatt. Et eksempel på det siste er vist i Figur 7.

Figur 7 - Nåverdi for nedskalering- og O/U alternativet for et eksisterende vannkraftverk



I den øverste grafen vises nåverdien av et alternativ der kapasiteten reduseres til under 10 MVA, dvs. under grensen for anlegg som må betale grunnrenteskatt. Nedskalering-alternativet vil redusere produksjonen med 40 GWh/år, men har en positiv nåverdi på 78,3 millioner kroner. Den nederste grafen viser et alternativ der man gjennom en større investering på det samme anlegget øker produksjonen med 25 GWh/år. Anlegget vil være i grunnrenteskatteposisjon; nåverdien av framtidig grunnrenteskatt er 120 millioner kroner. Nåverdien av prosjektet for eier er imidlertid bare 41,6 millioner kroner, altså lavere enn nedskalering-alternativet. Det vil dermed være økonomisk rasjonelt for eier å velge nedskalering-alternativet, selv om dette fra et samfunnsøkonomisk perspektiv er en dårligere løsning.

### 3 REDUSERTE INVESTERINGER HAR NEGATIVE VIRKNINGER FOR KRAFTBRANSJEN OG SAMFUNNET FOR ØVRIG

Når samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomme har det negative virkninger for samfunnet. I dette kapitlet konkretiserer vi hvilke konsekvenser man kan forvente å se som følge av høy skattebelastning for kraftsektoren i en periode med lave kraftprisforventninger. Vi tar opp forhold knyttet til redusert utbygging og verdiskapning, lavere sysselsetting, kompetanse, konsekvenser for kraftmarkedet og for kraftkrevende industri.

#### 3.1 LAVERE INVESTERINGSNIVÅ OG REDUSERT VERDISKAPNING I KRAFTSEKTOREN

Som analysene over viser, gir kombinasjonen av lavere kraftpriser, lav skjermingsrente og økning av grunnrenteskattesatsen svak lønnsomhet for mange prosjekter – både for rehabilitering og ny kapasitet gjennom nye anlegg og O/U. Økonomisk teori tilsier at prisforventninger og lønnsomhet etter skatt påvirker investeringsbeslutninger. Når vi i dette kapitlet diskuterer konsekvenser, forutsetter vi at dagens lave markedspriser og forwardpriser bidrar til lavere investeringsvilje. Prisforventningene slik de er representert i forwardmarkedet strekker seg imidlertid kun noen få år frem i tid, mens levetiden på de investeringene vi snakker om er 40-50 år eller mer. Kraftverkseiere kan legge andre (og høyere) prisforventninger til grunn, og få andre lønnsomhetsresultater enn det vi har gjort basert på framskrivninger av forwardkurven.

Et viktig spørsmål er i hvilken grad grunnrenteskatten er utløsende for utsatte beslutninger om investering og rehabilitering. Våre funn tyder på at grunnrenteskatten spiller en vesentlig rolle. Mer enn halvparten av nyinvesteringsprosjektene som er ulønnsomme med dagens kraftpris- og skatteforutsetninger, ville vært lønnsomme om de ikke ble belastet grunnrente. Vi ser også at grunnrenteskatten slår inn for marginale O/U-prosjekter, og bidrar til at samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter (dvs. prosjekter som er bedriftsøkonomisk lønnsomme også etter alminnelig selskapsskatt) ikke blir realisert. En viktig årsak til dette er at dagens skjermingsrente er lav, og betydelig lavere enn det som i andre sammenhenger (blant annet i fastsettelsen av NVEs normalavkastning for nettvirksomheten) benyttes av myndighetene som risikofri avkastning.

Omfanget av redusert investeringsvilje er krevende å anslå. Når det gjelder ny-investeringer, har vi et relativt omfattende og presist datagrunnlag. Omfanget av prosjekter som ligger nær realisering er om lag 2,6 TWh, og det aller meste av dette fremstår som ulønnsomt selv med et moderat avkastningskrav. Beregningene vi har gjort omfatter verdien av elsertifikater, slik at realisering etter 2020 vil være enda tyngre. Selv om noen beslutningstagere må antas å ha kraftprisforventninger som er høyere enn dagens forwardpriser, vurderer vi sannsynligheten for at rundt 80 prosent av ny-investeringene blir skjøvet ut i tid, eller ikke realiseres i det hele tatt, som høy. Dette tilsvarer om lag 8 milliarder kroner i investering basert på en gjennomsnittlig utbyggingskostnad på 4 kroner pr. kWh årsproduksjon.

Lønnsomhetsvurderinger knyttet til rehabilitering og O/U er mer komplekse. Samtidig er vårt tallgrunnlag mer begrenset enn for nyinvesteringer – prosjektene vi har analysert representerer kun en liten andel av det samlede potensialet. NVE har anslått det løpende rehabiliteringsbehovet i eksisterende kraftverk til om lag 3 milliarder kroner/år for elektro- og maskinteknisk oppgradering. I tillegg kommer om lag 1 milliard kroner/år i oppgradering

av dammer og reguleringsanlegg. Det siste er sterkt knyttet til sikkerhet, og det er ingen grunn til å tro at realisering av sikkerhetstiltak blir påvirket av lave kraftpriser eller høy skattebelastning. Videre anslår NVE O/U-potensialet for anlegg større enn 10 MW til å være i overkant av 4 TWh.

Intervjuer med bransjeaktører bekrefter at lav lønnsomhet fører til at rehabiliteringsprosjekter skyves ut i tid. Det er rimelig å anta at virkningen er størst for rehabilitering med små eller ingen muligheter for tilknyttet O/U, siden O/U bidrar til økt inntekt. Vi har imidlertid ikke tallmessig grunnlag for å foreta noen detaljert vurdering av hvor mye rehabilitering og O/U som er eksponert for utsettelse pga. svak lønnsomhet. På overordnet nivå er det rimelig å legge til grunn at O/U-prosjekter gjennomgående er mindre utsatt enn nyinvesteringer, siden de er marginale prosjekter og dermed gjennomgående har bedre lønnsomhet.

En forsiktig vurdering vil være at 25 prosent av volumet er utsatt. Dette innebærer om lag 750 millioner kroner pr. år i reduserte investeringer i rehabilitering. Videre betyr det at om lag 1,25 TWh O/U ikke realiseres, tilsvarende om lag 3-4 milliarder kroner samlet redusert investering, basert på en marginal utbyggingskostnad på 2,5-3 kr/kWh.

Samlet sett snakker vi altså om utsatte investeringer i størrelsesorden 8 milliarder kroner for nyinvesteringer, 3-4 milliarder for O/U samt 750 millioner pr. år for rehabiliteringer. For nyinvesteringer og OU er prosjektene såpass modne at de ville kunne realiseres innenfor de nærmeste 5 årene. Innenfor denne tidshorisonten snakker vi dermed om en mulig investeringssvikt på om lag 15-16 milliarder kroner, hvorav om lag 4 milliarder er knyttet til rehabiliteringer.

Grunnrenteskatten er forutsatt å ikke påvirke investeringsbeslutningene. Med basis i de beregningene vi har gjort, mener vi det er åpenbart at grunnrenteskatten bidrar til uheldige vridninger. Dersom grunnrenteskatten ikke slo inn for prosjekter med marginal lønnsomhet, ville risikoen for utsettelse bli redusert for en betydelig andel av prosjektene. Vår analyse viser at rundt 1 TWh av nyinvesteringene, tilsvarende 4 milliarder kroner, ville vært lønnsomme om man ikke hensyntok grunnrenteskatt – dvs. cirka 50 prosent av nyinvesteringsprosjektene som i dag står i fare for å ikke bli realisert. Vi mangler tallgrunnlag for å gjøre en tilsvarende beregning for hele O/U-porteføljen, men hvis vi antar at andelen O/U som ville vært lønnsom uten grunnrenteskatt er den samme som for nyinvesteringer, tilsvarer det 0,6 TWh, eller investeringer på 1,5-2 milliarder kroner. Manglende realisering av samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter er et samfunnsøkonomisk tap og gir i seg selv lavere verdiskapning i Norge. Basert på samme antakelse, vil tilsvarende redusert rehabilitering utgjøre ca 325 millioner kroner pr. år, eller 1,6 milliarder kroner de neste fem årene. Samlet sett utgjør dette en investeringssvikt på 7-8 milliarder kroner som kan knyttes til grunnrenteskatten.

En samlet investeringssvikt på 15-16 milliarder kroner, forårsaket av både lave kraftpriser og grunnrenteskatten, vil ha direkte effekt på verdiskapning i kraftsektoren. Tilgjengelig innenlandsk produksjonskapasitet blir lavere enn den ellers ville vært, ettersom det bygges ut mindre kapasitet (i størrelsesorden 4 TWh eller mer). Dessuten må man regne med at utsatt rehabilitering gir lavere driftssikkerhet, som igjen vil medføre en noe lavere samlet produksjon i eksisterende kraftverk. Dette diskuteres nærmere i kapittel 3.4.1. Videre rammes verdiskapningen gjennom direkte sysselsettingseffekter, som omtales i kapittel 3.2.

I et bredere perspektiv er vannkraften, med sine gode reguleringssegenskaper, en viktig bidragsyter til realisering av det grønne skiftet. Elektrifisering av transport, varme og petroleumssektor, omlegging til utslippsfrie energiløsninger i bygg, og utvikling av miljø- og klimavennlig industri basert på fornybar energi er alle viktige elementer i denne transformasjonen. Videre har vannkraft en viktig støttefunksjon for andre, fornybare

energikilder som sol- og vindkraft, som ikke har samme regulerbarhet. Dersom man ikke realiserer samfunnsøkonomisk lønnsomme vannkraftprosjekter, svekkes det norske grunnlaget for en grønn samfunnsutvikling.

### 3.2 LAVERE SYSSELSETTNING I KRAFTSEKTOREN

Kraftforsyning sysselsetter direkte ca. 15.500 mennesker. I tillegg bidrar næringen til verdiskapning i form av aktivitet og arbeidsplasser i leverandørindustrien. Dersom investeringsaktiviteten i vannkraft reduseres betydelig, vil det ha betydelige sysselsettingsvirkninger. Erfaringstall<sup>12</sup> viser at man i anleggsfasen kan anta en sysselsetting på ett årsverk pr. million kroner investert. Med en høy andel elektro- og maskinteknisk utstyr (som er relevant for rene rehabiliteringsprosjekter) er antall årsverk pr. investert krone lavere. Basert på informasjon fra energientreprenører, er om lag 0,5 årsverk pr. million kroner investert et rimelig anslag. Vi har valgt å bruke 0,75 årsverk pr. million kroner investert for alle typer prosjekter.

Et investeringsbortfall for nye anlegg og O/U i størrelsesorden 11-12 milliarder kroner gir en samlet sysselsettingssvikt i størrelsesorden 8.000 årsverk, eller rundt 1.600 årsverk pr. år om man forutsetter at prosjektene kunne vært realisert over en 5-årsperiode. I tillegg kommer redusert sysselsetting pga. utsatt rehabilitering i størrelsesorden 560 årsverk. Samlet sett betyr det 2.160 færre heltidsarbeidsplasser i anleggsvirksomhet pr. år som følge av lavere investeringsaktivitet, eller om lag 11.000 årsverk over femårsperioden.

Sysselsettingseffekten i anleggsfasen er dermed betydelig. I driftsfasen er det imidlertid ikke grunn til å forvente noen vesentlig virkning av redusert investeringsnivå. De fleste prosjektene er knyttet til eksisterende anlegg og infrastruktur, og eksisterende bemanning vil derfor kunne ivareta både drift og vedlikehold. I tillegg kan rehabilitering bidra til redusert vedlikeholdsbehov, og dermed redusere behovet for driftspersonell.

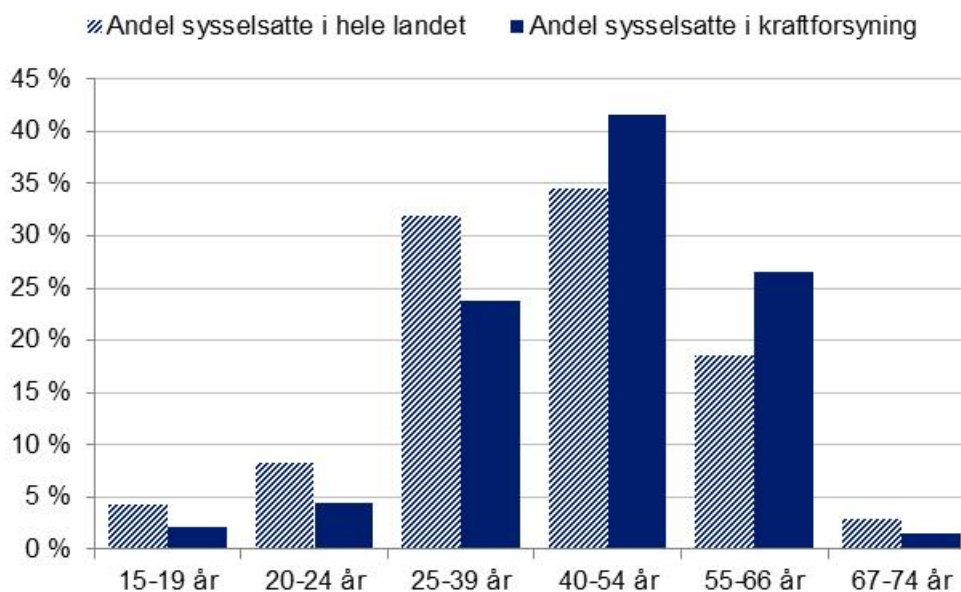
### 3.3 FARE FOR FORVITRING AV KOMPETANSE

Mange av de som i dag jobber i næringen, kom inn i en periode med høy investeringsaktivitet, dvs. frem til slutten av 80-tallet. Som en konsekvens av dette er aldersfordelingen for sysselsatte i kraftforsyning forskjellig fra gjennomsnittet av alle sysselsatte i Norge.

---

<sup>12</sup> <http://www.skagerakerenergi.no/dav/13960681dd.pdf>

Figur 8 - Sysselsatte fordelt på alder for hele landet og i kraftforsyning



Vi står med andre ord foran et generasjonsskifte i vannkraftbransjen. Nesten 30 prosent av ansatte i kraftnæringen er over 55 år og 70 prosent er over 40 år<sup>13</sup>. Det vil være behov for å rekruttere unge ingeniører inn i kraftselskapene for at vannkraftkompetansen skal ivaretas i Norge.

Lav investeringstakt reduserer antall nye prosjekter, og gjør det mindre attraktivt for unge teknologer å satse på en karriere i kraftbransjen. Dette er særlig bekymringsfullt hva gjelder personer med høy kompetanse. Vi snakker ikke om store tall i form av antall sysselsatte, men ser at det kompetansemessige grunnfjellet som er påkrevet for å sikre fortsatt høy kvalitet i vedlikehold og videre utvikling av kraftanleggene står i fare for å forvitne.

### 3.4 KONSEKVENSER FOR KRAFTMARKEDET

#### 3.4.1 Norge blir netto importør av kraft mot slutten av 2020-tallet

I 2015 var etterspørselen etter kraft i Norge 130 TWh. Kraftetterspørselen fra etablerte forbrukersegmenter forventes å øke i årene framover, først og fremst fordi en underliggende økonomisk vekst gir økt aktivitet i industri- og tjenesteytende næringer. Forbruksveksten dempes av energieffektivisering, men nettoeffekten er 2 TWh i økt kraftforbruk fram mot 2030.

Norge er en del av EUs kvotemarked, og er dermed forpliktet til å redusere utslippene fra kvotepliktig sektor med 43 prosent fra 2005 til 2030. Samtidig har EU foreslått et klimamål for Norge på 40 prosent for ikke-kvotepliktig sektor i samme periode. Det grønne skiftet vil for Norges del innebære økt forbruk av elektrisk kraft. Ny industrivirksomhet må fra oppstart utvikles basert på fornybar energi, både innenfor etablerte og nye industrier.

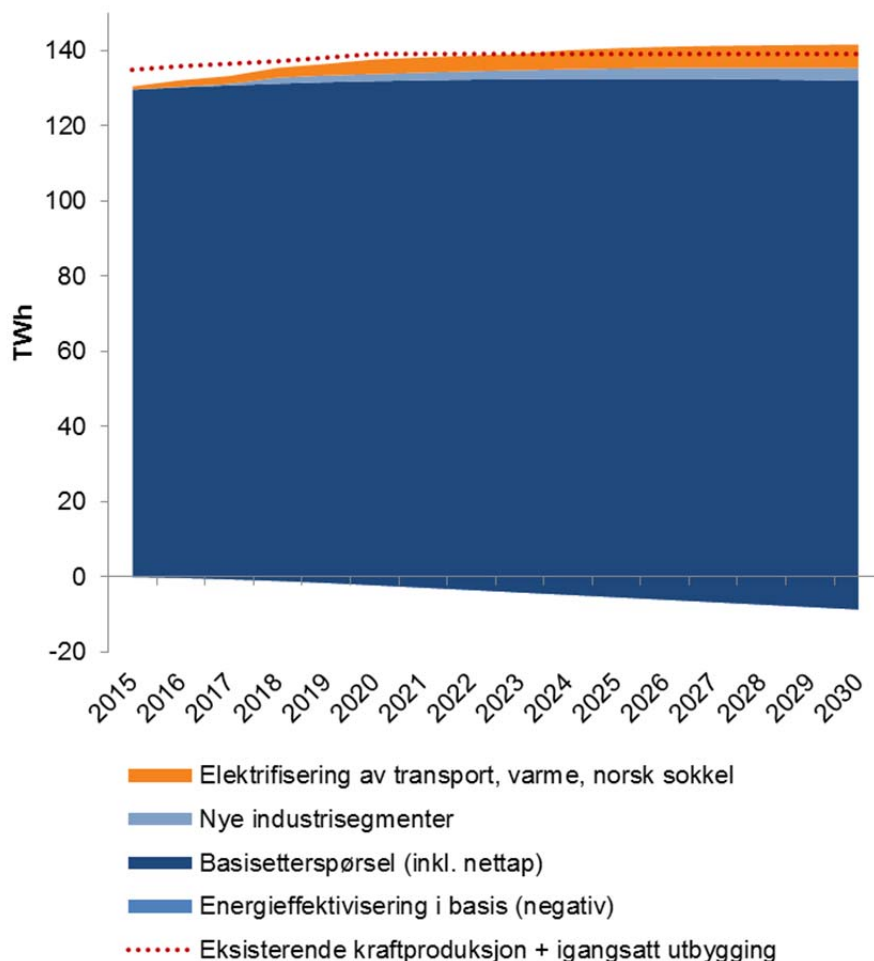
<sup>13</sup> SSB, Sysselsatte pr. 4. kvartal, etter region, næring (SN2007), alder, tid og statistikkvariabel.

Pöyry anslår at ny industrivirksomhet som ikke inngår i dagens «basissegmenter» – som f.eks. datasentre – vil forbruke 3 TWh elektrisk kraft i 2030.

Ettersom kraftproduksjon i Norge allerede er fornybar, er et viktig virkemiddel for å nå klimamålsettingene en omfattende elektrifisering av sektorer som i dag benytter fossile energikilder. Et forsiktig anslag for etterspørselsvekst fra elektrifisering av transport, sentral varmeproduksjon og petroleumssektoren er 6 TWh fram mot 2030.

Samlet, forventet etterspørsel i 2030 blir dermed 142 TWh, en vekst på 12 TWh fra 2016. I et normalår har Norge i dag kapasitet til å produsere rundt 135 TWh<sup>14</sup>. I tillegg er det igangsatt utbygging av allerede vedtatte vind- og vannprosjekter i størrelsesorden 4-5 TWh som vil fases inn over de neste 3-4 årene. Figur 9 viser at norsk kraftetterspørsel vil være større enn summen av eksisterende kraftproduksjon + igangsatte utbyggingsprosjekter rundt 2024. Dersom lav lønnsomhet medfører at de fleste nyinvesteringer og O/U-prosjekter i vannkraft legges på is, vil Norge dermed kunne bli en netto importør av kraft mot slutten av 2020-tallet.

Figur 9 – Kraftetterspørsel vs. kraftproduksjon fra eksisterende anlegg og anlegg under bygging



<sup>14</sup> Pöyry kvartalsanalyse, juni 2016.

### 3.4.2 *Ingen signifikante virkninger for kraftpris og forsyningsikkerhet*

I et lukket kraftsystem vil manglende investering i ny kapasitet på sikt øke prisen slik at nødvendige investeringer utløses. Norsk kraftsektor er imidlertid ikke et lukket system – det er tett integrert med Norden forøvrig, og knyttet til Kontinentet og på sikt også Storbritannia gjennom overføringskabler. Norden har i dag et overskudd på kraftbalansen, dvs. at Norden eksporterer kraft i et normalår. Lavere kraftutbygging i Norge i den størrelsesordenen vi snakker om antas derfor å kunne møtes av økt import uten å ha signifikante prisvirkninger.

Av samme årsak anser vi ikke at redusert utbygging av vannkraft i Norge vil ha betydning for forsyningsikkerheten i det nordiske kraftsystemet. Innenfor en tidshorisont på 10-15 år kan heller ikke utsatt vedlikehold på enkeltanlegg forventes å påvirke forsyningsikkerheten. Dersom rehabilitering utsettes pga. lav lønnsomhet, betyr det implisitt at eier aksepterer høyere avbruddsrisiko på anlegget. Det nordisk kraftsystemet er imidlertid energibegrenset, ikke kapasitetsbegrenset. Dette innebærer at det normalt vil være tilstrekkelig kapasitet i systemet til at ikke-planlagte avbrudd på enkeltanlegg kan håndteres uten at det får vesentlige konsekvenser for kraftpris og/eller forsyningsikkerhet. En direkte konsekvens av redusert driftssikkerhet og flere driftsavbrudd er imidlertid at samlet, norsk energiproduksjon reduseres noe. Det vil bidra til å øke importbehovet.

### 3.4.3 *Vannkraftutbygging i Norge erstattes av investering i svensk vindkraft*

Med dagens lave kraftpriser er heller ikke investeringer i hovedalternativene til vannkraft i Norden lønnsomme uten støtteordninger. Fram mot 2021 vil imidlertid sertifikatmarkedet kunne bidra til å finansiere utbygging av rundt 3 TWh ny kraft (som ennå ikke er besluttet utbygd) i Norge og Sverige, om markedet fungerer etter intensjonen. Sertifikatsystemet har siden oppstarten i Sverige i 2003 bidratt til store investeringer i ny kraftproduksjon. Selv etter at Norge gikk inn i ordningen i 2012, er andelen fornybar produksjon som er bygget ut i Sverige mye større enn i Norge. Dette kan delvis forklares med at svenske vindkraftanlegg gjennom gunstige avskrivningsregler oppnådde skattefordeler i forhold til norske vind- og vannkraftprosjekter. Denne skatteulempen ble fjernet for norske vindkraftanlegg i 2016.

Muligheten til å få sertifikater for ny, fornybar produksjon ender med gjeldende politiske beslutninger i 2021, og det er foreløpig uklart hva som blir løsningen etter 2020. Mens norske myndigheter i Energimeldingen<sup>15</sup> fra april 2016 er tydelige på at sertifikatordningen ikke skal videreføres for norske prosjekter, har svenske myndigheter i en tverrpolitisk energiavtale<sup>16</sup> sagt at de ønsker en videreføring med sikte på å bygge ut ytterligere 18 TWh fornybar energi i Sverige fram mot 2030.

Nye vannkraftprosjekt i Norge har en langsiktig marginalkostnad på rundt 35 til 40 øre/kWh for kraftverk<sup>17</sup> over 10 MW. For enkelte O/U prosjekt kan det ligge enda høyere<sup>18</sup>. Energimyndigheten i Sverige publiserte i 2016 en rapport om kostnaden ved svensk vindkraftutbygging. I følge rapporten kan ca. 50 TWh vindkraft bygges ut til en marginalkostnad mellom 40 og 50 svenske øre/kWh. Svensk (og norsk) vindkraft er med andre ord

<sup>15</sup> Meld. St. 25 (2015–2016), Kraft til endring — Energipolitikken mot 2030.

<sup>16</sup> Ramöverenskommelse mellan Socialdemokraterna, Moderaterna, Miljöpartiet de gröna, Centerpartiet och Kristdemokraterna, juni 2016.

<sup>17</sup> Tall basert på kostnadsoverslag i NVEs konsesjonsdatabase og diskonteringsrente på 6%.

<sup>18</sup> NVE 2015, Kostnader i energisektoren.



i ferd med å bli konkurransedyktig med store vannkraftinvesteringer. Dersom sertifikatordningen videreføres i Sverige mens norske vann- og vindkraftprosjekter ikke lenger kommer inn under en tilsvarende støtteordning, er sannsynlig konsekvens at det bygges ytterligere 18 TWh ny kraftproduksjon – i hovedsak vindkraft – i Sverige fram mot 2030 selv ved lave kraftpriser.

Dette innebærer at om norske vannkraftprosjekter ikke realiseres innenfor dagens felles sertifikatsystem, er det sannsynlig at de ikke vil kunne realiseres før markedet har absorbert den nye, svenske vindkraften. Verdiskapning i form av kraftinntekter, arbeidsplasser og kompetanseutvikling i kraftsektoren/leverandørindustrien som kunne skjedd i Norge, flyttes i så tilfelle til Sverige.

### 3.5 KRAFTINTENSIV INDUSTRI

Den kraftintensive industrien sysselsetter direkte om lag 31.000 personer, og står for den tredje største eksportverdien i norsk økonomi etter petroleumsprodukter (olje, gass, og raffinerte mineraloljeprodukter) og fisk. Produksjon av ikke-jernholdige metaller er helt klart den største kraftkonsumenten i industrien. I 2015 hadde denne sektoren et totalt kraftforbruk på 20,4 TWh med en energikostnad på nesten 5 milliarder kroner. Hele den kraftintensive industrien bruker om lag 35 TWh årlig.

Utbyggingen av norsk industri har alltid vært sterkt knyttet til samlokalisering med kraftproduksjon. De store industrietableringene ligger praktisk talt uten unntak i nærheten av store produksjonsanlegg. Dette har gitt fordeler både til industrien og samfunnet for øvrig, både fordi samlokalisering bidrar til lavere tap i nettet, og fordi behovet for nettkapasitet blir lavere.

Den etablerte kraftintensive industrien vurderer fortløpende nyetableringer i Norge; både hva gjelder aluminiumsverk, smelteverk og annen prosessindustri-virksomhet. Det er i dag planer for og muligheter for utvidelse av industriell virksomhet i tilknytning til flere av de eksisterende industrianleggene. Eksempelvis utgjør Hydros nye anlegg på Karmøy en investering på 4,3 milliarder kroner og vil produsere 200.000 tonn aluminium med et energiforbruk på 2,5 TWh innen 2025.

Også nye typer virksomhet er aktuelle: Etablering av datasentre er en sterkt voksende bransje, hvor tilgang til stabil og sikker kraftforsyning er ett av flere viktige kriterier for etablering. Fra 1. januar 2016 introduserte Regjeringen redusert elavgift for datasentre for å gjøre det mer attraktivt å investere og legge datasentre til Norge. Norge kan tilby høyt utdannet arbeidskraft og har klimatiske forhold som ligger godt til rette for etablering av datasentre, i tillegg til stabil tilgang til fornybar kraft. Flere aktuelle tiltak i retning av mer bærekraftige løsninger i industrien er dessuten energikrevende. Eksempler på dette er industriell karbonfangst og –lagring (CCS) og hydrogen som reduksjonsmiddel. Norges attraktivitet for etablering av ny industrivirksomhet basert på fornybar energi er dermed viktig for realisering av det grønne skiftet, og for vekst i økonomisk aktivitet i Fastlands-Norge.

I forrige avsnitt drøftet vi i hvilken grad vi kan forvente at redusert utbygging og rehabilitering av norsk vannkraft vil ha virkninger for kraftmarkedet. Vår konklusjon er at disse virkningene er små, og neppe i nevneverdig grad vil endre verken kraftpriser eller forsyningssikkerhet i det nordiske kraftsystemet. Når vi likevel er opptatt av virkningene for industrien, har dette særlig med nettkostnader å gjøre.

Lokalisering av nye vannkraftprosjekter – og selvsagt rehabilitering – er konsentrert til områder der det allerede er mye produksjon. Dette er i stor grad de samme områdene som det er aktuelt å videreutvikle eksisterende industri og de samme områdene der etablering av ny virksomhet som datasentre er aktuelt. Dette er områder hvor industrien i

hovedsak har negative tapskostnader – det vil si at de får betalt for å ta ut kraft gjennom marginaltapsleddet. For ordens skyld er det viktig å påpeke at industrien også betaler tariffen for uttak basert på sitt effektbehov. Lokalisering av industri i områder med produksjonsoverskudd bidrar imidlertid til lavere kostnader i nettet og dermed bedre lønnsomhet i industrien enn lokalisering i områder med produksjonsunderskudd.

Jo lavere produksjonsoverskuddet blir, jo lavere blir fordelene ved negativ tapskostnad. Dette betyr at redusert utbygging av ny vannkraft og OU også reduserer attraktiviteten for ny industrietablering. Vi kan vanskelig si noe direkte om konsekvensene, siden kraftkostnaden bare utgjør en (dog betydelig) del av de totale kostnadene ved ny industriell virksomhet. Det er imidlertid entydig at lavere kraftutbygging reduserer lønnsomheten og øker risikoen knyttet til etablering av ny industri.

Redusert rehabilitering og aksept for høyere driftsmessig risiko hos kraftverkene er også negativt for industrien. Selv om vi vanskelig kan peke på at dette vil ha vesentlige konsekvenser for kraftmarkedet og systemet som helhet, vil økt utfallsrisiko lokalt være et ytterligere risikoelement som kan telle negativt for industrien.

Selv om mye av dagens industrivirksomhet ligger i områder med produksjonsoverskudd og dermed tilstrekkelig, eksisterende nettkapasitet, gjelder ikke dette nødvendigvis alle områder. Industrien vil dermed være opptatt av to andre kostnadsforhold:

- Økt transmisjonsbehov i systemet som følge av at produksjon kommer i Sverige i stedet for Norge, vil kunne gi økte sentralnettinvesteringer. En direkte følge av dette vil være høyere sentralnettstariffer. Tilsvarende resonnement kan gjelde for regionalnettet. Økte uttakstariffer er åpenbart negativt for ny industrietablering
- Dersom ny industri medfører behov for ny nettkapasitet i direkte tilknytning til industrien, kan dette gi grunnlag for krav om anleggsbidrag – dvs. at industrien må betale for investering i nye nettanlegg. Risikoen for dette øker rimeligvis dersom kraften produseres lenger unna industrien.

Samlet sett er det en sannsynlig konsekvens at redusert kraftutbygging i Norge bidrar til å øke forventede kostnader og øke risikoen knyttet til industrietableringer i Norge. En sannsynlig konsekvens er at investeringsvilligheten i norsk industri svekkes.

## *Pöyry er et globalt konsulent- og engineeringsselskap*

---

Pöyry er et globalt konsulent- og engineeringsselskap som har en visjon om å bidra til balansert, bærekraftig utvikling. Vi tilbyr våre oppdragsgivere integrert forretningsrådgivning, helhetlige løsninger for komplekse prosjekter og effektiv, beste praksis design og prosjektledelse. Vår ekspertise dekker områdene industri, energi, byutvikling & mobilitet og vann & miljø. Pöyry har 6 000 eksperter lokalisert i ca. 50 land.

Pöyrys forretningsrådgivere veileder kundene og hjelper dem å finne løsninger på komplekse forretningsutfordringer. Gjennom årene har vi bygget opp betydelig næringsspesifikk kunnskap, tankelederskap og ekspertise. Vi setter denne kunnskapen i arbeid på vegne av våre kunder, og bidrar med ny innsikt og nye løsninger på forretningsspesifikke utfordringer. Pöyry Management Consulting har omtrent 400 konsulenter i Europa, Nord-Amerika og det asiatiske stillehavsområdet.

Pöyry Management Consulting har kontor i Oslo. Vi har bidratt til informert beslutningstaking for virksomheter, organisasjoner og offentlig sektor i mer enn 30 år. Vi tilbyr tre integrerte typer av tjenester og arbeidsmetoder: Markedsanalyse, markedsdesign og strategi- og forretningsrådgivning. Våre tre viktigste kompetanseområder er energi, samfunnsøkonomi og miljø og klima.

### **Pöyry Management Consulting (Norway) AS**

Grensen 16  
0159 Oslo

Tlf: 45 40 50 00

E-post: [oslo.econ@poyry.com](mailto:oslo.econ@poyry.com)

[www.poyry.no](http://www.poyry.no)

