

<i>Til:</i>	Energi Norge v/Ingvar Solberg
<i>Fra:</i>	Menon Economics og THEMA Consulting Group
<i>Dato:</i>	5. februar 2019
<i>Referanse:</i>	Risikotillegg for skjerming av normalavkastning

Bakgrunn

Da kraftskattereformen ble innført i 1997, ble det benyttet et risikopåslag på 4 prosentpoeng i friinntektsrenten for å skjerme normalavkastningen for grunnrenteskatt. Det samme påslaget ble benyttet i den opprinnelige kapitaliseringsrenten for beregning av eiendomsskattegrunnlaget. Dette anslaget var konsistent med Johnsen (1996), som opererte med parameterverdier for avkastningskravet til Statkraft SF som til sammen ga en risikopremie for totalkapitalen i størrelsesorden 4 prosentpoeng nominelt før skatt. Energi Norge har i et notat tatt til orde for å basere grunnrentebeskatningen på et prinsipp om skjerming av normalavkastningen.

I dette notatet gjør vi en vurdering av hva som er et rimelig påslag for forretningsrisiko for investeringer i vannkraftanlegg, basert på en analyse av et markedsbasert avkastningskrav til vannkraftproduksjon som en referanse for normalavkastningen. Vi tar imidlertid ikke stilling til hvorvidt skjermingsfradraget (friinntekten) i grunnrenteskatten faktisk bør baseres på et slikt prinsipp.

Notatet er strukturert rundt to problemstillinger:

- 1) Hva er et rimelig nivå på forretningsbeta for investeringer i vannkraftanlegg, og har anslaget endret seg siden risikopåslaget på 4 prosent ble innført?
- 2) Hva er rimelige nivå på markedspremien og er markedspremien konsistent utformet i grunnrenteskattemodellen i lys av referanserente for risikofri rente?

Det er utført flere studier og vurderinger av risikopremien til vannkraft, men vår drøfting tar utgangspunkt i rapportene «Vurdering av risikotillegget i kapitaliseringsrenten i eiendomsskatten for vannkraftverk» skrevet av henholdsvis Johansen og Norli i 2017 på oppdrag for Finansdepartement. Begge rapportene er av nyere dato, er offentlig tilgjengelig og inneholder selvstendige vurderinger av forretningsrisikoen for norske vannkraftverk. Rapportene gir også en indikasjon på hvor enigheten er størst. I tillegg til disse to kildene har vi supplert med andre estimater og egne vurderinger der det er relevant.

Notatet er utarbeidet på oppdrag fra Energi Norge.

Vurdering av risikopremie for et representativt vannkraftanlegg

Både Johnsen (2017) og Norli (2017) benytter kapitalverdimodellen og WACC ('Weighted Average Cost of Capital') for å bestemme risikojustert avkastningskrav til totalkapitalen. Tabell 1 viser en oppsummering av sentrale parametere brukt i rapportene og estimert risikopremie basert på tilnærmingen til Johnsen. Beregningene av risikopremien i tabellen er oppdatert med endringer i skattesatsen siden 2017.

Tabell 1: Oppsummering av sentrale parametere for fastsettelse av avkastningskrav

Parameter	Johnsen (2017)	Norli (2017)
Nominell risikofri rente	3,5 %	1,6 %
Markedets risikopremie	5 %	5 %
Risikopåslag for gjeld	1,75 %	1,5 %
Forretningsbeta	0,8	0,73
Skattesats	22 %	22 %
Gjeldsandel	50 %	40 %
Tillegg for forretningsrisiko	5,19 %	4,87 %
Lånekostnad justering	-0,1 %	-0,3 %
Skatt på risikofri rente	0,99 %	0,45 %
Risikopremie	6,02 %	4,78 %

Risikopremien for før-skatt kapitaliseringsrente for beregning av eiendomsskatt for kraftverk er av finansdepartementet definert som forskjellen mellom kapitaliseringsrenten og risikofri rente. Formelen er gjengitt i Johnsen (2017):

$$\begin{aligned}
 \text{Risikopremie} &\equiv \text{WACC}^{\text{f.skatt}} - \text{RF} \\
 &= \beta_A \cdot \text{MP} / (1-s^*) + \gamma / (1-s^*) + s^* \cdot \text{RF} / (1-s^*) \\
 &= (\text{Forretningsrisiko}) + (\text{Lånekost-just.}) + (\text{Skatt risikofri rente})
 \end{aligned}$$

Risikopremien for et representativt vannkraftanlegg er altså differansen mellom anleggets risikojusterte kapitalkostnad og risikofri rente. I tabell 1 har vi beregnet tilsvarende risikopremie basert på parameterne til Norli. Skattesatsen er justert til 22 prosent for å reflektere dagens nivå. I de to tilnærmingene er risikopremien høyere enn 4 prosentpoeng. Til sammenligning la Johnsen (1996) til grunn en forretningsbeta på 0,5 og markedspremie på 5 prosent. I det følgende går vi nærmere inn på de sentrale parameterne i beregningen av risikopremien for vannkraftanlegg, og hva som fremstår som rimelige verdier på disse.

Risikofri rente

Johnsen (2017) benytter en antatt normal risikofri realrente på 1 prosent og nominelt 3,5 prosent gitt 2,5 prosent normal inflasjon basert på additiv inflatering. Valget av risikofri rente er basert på et ønske om en langsiktig, relativt stabil kapitaliseringsrente av hensyn til selskapenes investeringsbeslutninger og kommunale skatteinntekter i forhold til kommunale budsjetter og tjenestetilbud. Norli (2017) baserer sitt valg av risikofri rente på 10-års statsobligasjon (Norske stat) som han mener kan betraktes som risikofri. Norli legger til grunn statsobligasjonen NGB 02/2027 som per 30. juni 2017 ville gitt en avkastning på 1.61 prosent. Norli begrunner valget av 10-årsstatsobligasjon med at det er likvide verdipapirer og at eiendelene i et typisk selskap fornyes hvert tiende år.

Finansdepartementet (Prop.1 LS 2017-18) mener det på lang sikt vil være rimelig å legge en positiv realrente til grunn ved fastsettelsen av kapitaliseringsrenten. Videre påpeker departementet at dersom renten skal være markedsbasert, slik Norli har lagt til grunn i sin rapport, må også risikotillegget oppdateres hyppig. Departementet påpeker at det er krevende med hyppige oppdateringer av risikotillegget, og det kan også gi mer ustabilitet for kommunene.

Skatteeffektene i fastsettelse av risikopremie går motsatt vei og reduserer derfor premieeffekten av en variasjon i antatt risikofri rente. For eksempel vil estimert risikopremie falle fra 6,02 prosent til 5,73 prosent hvis vi reduserer risikofri rente fra 3,5 prosent til 1,5 prosent, mens holder de andre parametere uendret for Johnsen,...

Risikopåslag for gjeld Johnsen (2017) gjør en vurdering av både målte kredittpremier for obligasjonslån for et snitt av norske kraftselskaper med middels kredittrating (minimum BBB-rating) og kredittpremier for amerikanske BBB og A bedriftsobligasjoner. Samlet vurdering er at Johnsen (2017) velger å bruke et noe høyere langsiktig normalisert kredittpremie på 1,75 prosent for et frittstående («stand-alone») kraftverk. Det er viktig å merke seg at den observerbare kredittpremien for norske kraftselskaper er basert på konsernfinansiering som inneholder en vurdering av alle forretningsområder. Forretningsområdet kraftproduksjon har som regel høyere svingninger og risiko enn for eksempel regulert nettvirksomhet, noe som kan tale for høyere kredittpremie for en rendyrket kraftprodusent.

Norli tar utgangspunkt i kredittvurderingen til det samme utvalget av selskaper som i beta-estimeringen og et estimat på påslaget fra FRED (Fed Economic Data). Norli legger da til grunn at det er rimelig å anta at risikopåslaget for de sammenlignbare selskapene vil ligge et sted mellom 1 prosent og 2 prosent som gir 1,5 prosent i tabellen.

Risikopåslaget for gjeld har også indirekte effekt på risikopremien via lånekostnadsjusteringen i andre ledd av formelen til Johnsen (2017). Hvis vi reduserer kredittpremien fra 1,75 prosent til 1 prosent, men holder de andre parameterne uendret i forhold til Johnsens beregning, vil estimert risikopremie falle fra 6,02 til 5,64 prosent.

Forretningsbeta

Betaverdien, altså anslaget på den systematiske risikoen, er sentral i beregningen av størrelsen på risikopremien. Johnsen (2017) konkluderer med en langsiktig normalisert forretningsbeta i intervallet [0,80 – 1,00] for en (hypotetisk) europeisk rendyrket kraftprodusent. Johnsen legger til 0,8 som punkttestimat som er i nedre del av intervallet. Analysen til Johnsen (2017) bygger på et utvalg av åtte europeiske børsnoterte kraftselskaper. Basert på historiske data i perioden har forretningsbeta vært høyere for europeiske kraftselskaper med stor andel kraftproduksjon enn punkttestimatet, og risikoøkningen etter 2013 har vært spesielt stor for E.ON og RWE. Perioden har vært preget av høy politisk risiko og omfattende støtteordninger for fornybar energi. Fortum, som er en del av utvalget, har en estimert forretningsbeta på ca. 1,25 i samme periode. Selskapet hadde per 31.12.2017 en kraftproduksjon på 73 TWh der 61 prosent av kraftproduksjonen var CO₂-fri og over 30 prosent av produksjonskapasiteten var fra vannkraft. I tillegg er en stor del av produksjonen eksponert mot det nordiske kraftmarkedet (Nord Pool). Fortum er også blant selskapene i utvalget med høyest andel kraftproduksjon blant selskapene.

Norli (2017) estimerte forretningsbeta til 0,73. Norlis estimering er basert på et utvalg av åtte europeiske børsnoterte selskaper som produserer fornybar energi. Ingen av selskapene i utvalget til Norli (2017) er i utvalget til Johnsen (2017). Norli gjør ingen ytterligere vurdering av forholdet mellom utvalget og norsk kraftproduksjon.

Generelt fremstår både Johnsen og Norlis utvalg som representative for norske vannkraft. Forholdet mellom fremtidig normal norsk og europeisk forretningsrisiko for kraftproduksjon henger stadig tettere sammen. Kraftsektoren i Europa er et relevant sammenligningsgrunnlag ettersom

kraftomsetningen i hovedsak er markedsbasert og underlagt de samme prinsippene med hensyn til regulering og markedsdesign:

- Stadig tettere europeisk kraftmarked med økt handel på tvers av land og tettere markedskobling
- Felles europeisk kvotemarked for utslipp
- Felles prinsipper (regelverk) for energimarkedet i Europa
- Annen fornybar energi blir stadig mer konkurransedyktig. For eksempel kan de beste vindkraftprosjektene i Norden nå bygges uten støtteordninger.

Basert på analysen i rapportene kan vi legge til grunn at den systematiske risikoen for kraftproduksjon ligger opp mot nivået for en representativ børsnotert virksomhet, selv om det vil være noen ulikheter i landspesifikke regulering- og skattesystemer.

Basert på analysene til Johnsen og Norli ligger anslaget på forretningsbeta i intervallet 0,7 til 1. Det er viktig å understreke at en stor andel av de europeiske investeringene i kraftproduksjon innen fornybar energi de senere årene har nytt godt av støtteordninger med sikring av inntektssiden. Altså har ny fornybar produksjon til nå stått overfor en annen risikoeksponering enn andre produsenter i kraftmarkedet. Det er rimelig å anta at utvalget til Johnsen (2017) i større grad har vært eksponert mot kraftmarkedet i Nord-Europa enn utvalget til Norli (2017). Videre har utvalget til Johnsen en betydelig høyere markedsverdi (estimert til ca. 50 ganger større enn Norli per januar 2019) som skaper mer troverdighet i beta-estimatet. Basert på denne vurderingen synes Johnsens anslag å være mer representativt for norsk vannkraft. Vår vurdering er derfor at en forretningsbeta på 0,8 fremstår som det mest representative anslaget for norske vannkraftanlegg. Dette anslaget ligger i overkant av hva som tidligere har vært ansatt som representativt for norske vannkraftanlegg. Økningen i senere tid antas å skyldes at den systematiske risikoen faktisk har økt i takt med at de europeiske kraftmarkedene har blitt stadig tettere integrert. Økt markedsintegrasjon medfører at norske vannkraftprodusenter i økende grad får eksponering mot konjunktuelle svingninger i CO₂-priser og brenselpriser, som trekker i retning av økt systematisk risiko. Det kan også være andre forhold som har påvirket dette, herunder at estimeringen av betaverdier har gått over fra månedlige observasjoner til daglige observasjoner, jf. Johnsen (2017).

Et annet eksempel på beta-vurdering bygger på selskapet Drax som er notert på London Stock Exchange. Drax er en rendyrket kraftprodusent og er en referanse for vurdering av den systematiske risikoen ved kraftproduksjon.¹ Egenkapitalestimatet for Drax er 1,33 basert på en vurdering av Drax mot FTSE 100 som estimat på markedsporteføljen i perioden 2015 til 2018. Anslaget tilsvarende en forretningsbeta på 0,74 basert på et kapitalvektet snitt av egenkapital- og gjeldsbeta med tilsvarende gjeldsgrad og gjeldsbeta som Johnsen (2017).

Avslutningsvis har vi gjort en oppdatert analysene av betaverdier per januar 2019 som viser at gjennomsnittlig betaestimatet for hele utvalget har falt noe. De mest sammenlignbare selskapene, Fortum, Ørsted og rendyrket kraftproduksjon som Eolus Vind (Sverige), Drax og Good Energy i UK har en estimert forretningsbeta på 0,7-0,9 i tråd med vurderingen i notatene.

Markedets risikopremie

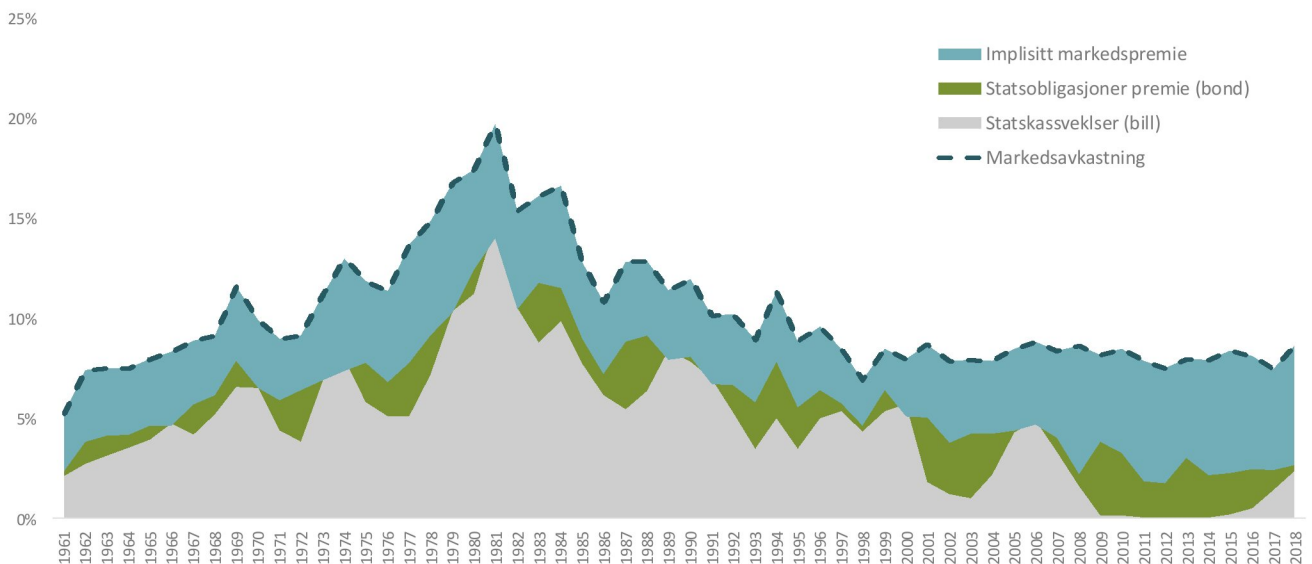
Ved fastsettelsen av avkastningskravet skal den forventede framtidige markedspremien benyttes. Den forventede markedspremien er ikke direkte observerbar, men de historiske størrelsene gir en indikasjon på nivået. Anslag på markedets risikopremie varierer mellom ulike kilder, men de fleste historiske analyser antyder risikopremier i størrelsesorden 3-6 prosent nominelt, se blant annet THEMAs rapport fra 2017. Med utgangspunkt i rapportene fra Johnsen, Norli og tidligere vurderinger ovenfor mener vi det er rimelig å legge til grunn en markedspremie på 5 prosent i avkastningskravet for investeringer i norsk vannkraftproduksjon basert på en normalisert risikofri rente. Dette er også

¹ Drax har en produksjonskapasitet på 3906 MW og en årlig produksjon på om lag 20 TWh. Det gir en brukstid som er relativt sammenlignbar med norsk vannkraft (ca. 5000 timer mot rundt 4000 timer for norsk vannkraft samlet sett).

i tråd med PwC (2017), som viser at markedsaktørenes vurdering av risikopremien i det norske markedet har vært relativt stabil over tid og at medianen blant markedsaktørene ligger på 5,0 prosent.

Vurderingen av markedspremie og avkastningskrav i rapportene er basert på markedspremie i forhold til lang statsrente (10 år). Valget av risikofri rente og markedspremie må være konsistent når avkastningskravet skal fastsettes. Johnsen (2017) viser til at hvis man bruker en risikofri rente avledet fra dagens rentemarked bør man for konsistensens skyld også bruke en høyere markedspremie, dvs. 5,5 til 6 prosent for å kompensere for forskjellen mellom rentenivå i referanserenten. Figur 1 nedenfor illustrerer implisitt markedspremie over 58-årsperioden 1961-2018. De siste 20 årene (fra 1998) har det vært en tydelig negativ korrelasjon mellom markedspremien og risikofri rente. Markedspremien blir høyere med lavere risikofri rente, slik at totalavkastningen på markedsporteføljen er ganske stabil de siste 20 årene. I samme periode har det også vært en betydelig forskjell i nivået mellom statsobligasjoner og statskassaveksler. Det er derfor viktig i en vurdering av den samlede kapitalkostnaden at nivået på markedspremien sees i sammenheng med valg av risikofri rente.

Figur 1: Markedspremie og risikofri rente (eksempel fra USA)



Kilde: Damodaran(2018) basert på 6 mnd statskassaveksler og 10 års statsobligasjoner i USA målt mot SP 500

Over tid har det vært en premie på ca. 1 prosent mellom statskassaveksler sammenlignet med statsobligasjoner, se f.eks. Dimson, Marsh og Staunton (2018). Forskjellen i premie er i tråd med vurderingen til Johnsen (2017). Norli legger til grunn at den risikofrie renten skal være markedsbasert, men uten en ytterligere vurdering av forholdet til markedspremie.

Figur 2 viser en sensitivitet på sammenhengen mellom nominell risikofri rente og markedspremien ved fastsettelse av risikopremien. Forutsetningen er at vi legger til grunn en tenkt forskjell mellom statsobligasjonsrente og statskassaveksler på 1 prosent og videre en forskjell i estimatet på markedspremien på 1 prosent. Figur 2 viser en forskjell på ca. 0,7 prosent mellom de to tilnærmingene, alt annet likt, som viser at formelen er mer sensitiv til endring i markedspremie enn risikofri rente på grunn av skattejusteringen.

Figur 2: Sensitivitet sammenheng mellom risikofri rente og markedspremie

Parameter	Statskasseveksler	Statsobligasjon
Nominell risikofri rente	1.5 %	2.5 %
Markedets risikopremie	6.0 %	5.0 %
Forretningsbeta	0.77	0.77
Risikopremie	6.1 %	5.4 %

Anbefaling

Finansdepartementet mener i Prop. 1 LS (2017-2018) at det faglig sett er rimelig å anta at et markedsbasert avkastningskrav for vannkraftinvesteringer ligger mellom estimatet til Johnsen (2017) og Nordli (2017). Risikopremien ligger da i intervallet 5 til 6 prosentpoeng nominelt før skatt. Vi mener det er faglig godt grunnlag for å legge til grunn en forretningsbeta på 0,8 og markedspremie på 5 prosent. Figur 3 viser et punkttestimat på risikopremien med effektiv skattesats på 22 prosent fra 2019, forretningsbeta på 0,8 prosent og markedspremie på 5 prosent som gir en nominell risikopremie på 5,6 prosentpoeng før skatt. Øvrige parametere er vurdert som et snitt av estimatene til Johnsen (2017) og Norli (2017).

Figur 3: Estimat på risikopremie

Parameter	Estimat
Nominell risikofri rente	2.50 %
Markedets risikopremie	5.00 %
Risikopåslag for gjeld	1.63 %
Forretningsbeta	0.80
Skattesats	22 %
Gjeldsandel	45 %
Tillegg for forretningsrisiko (betarisiko)	5.13 %
Justering for kredittpåslaget for gjelden	-0.2 %
Skatt på risikofri rente	0.71 %
Risikopremie	5.61 %

Samlet har risikopremien økt sammenlignet med Johnsens vurdering fra 1996 og nivået som lå til grunn i den tidligere skattemodellen. Økningen må i hovedsak sees i sammenheng med at betarisikoen til vannkraft kan synes å ha økt noe.

Markedspremie på 5 prosent er et rimelig estimat, men må vurderes konsistent med valg av risikofri rente. Usikkerheten i fastsettelse av forretningsbeta er stor, men basert på rapportene mener vi at den systematiske risikoen for kraftproduksjon bør ligge opp mot nivået for en representativ børsnotert virksomhet.

Referanser

Dimson, E., P. Marsh and M. Staunton (2018): Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2018.

Johnsen, T. (1996): Avkastningskrav ved vurdering av lønnsomheten i statlig eiet forretningsvirksomhet. Rapport 90/96, Stiftelsen for samfunns- og næringslivs-forskning. Johnsen, T. (2017): Risikotillegget i kapitaliseringsrenten i eiendomsskatten for vannkraftverk. August 2017.

Norli, Ø. (2017): Vurdering av risikotillegget i kapitaliseringsrenten i eiendomsskatten for vannkraftverk. 4. august 2017.

Prop. 1 LS (2017–2018): Skatter, avgifter og toll 2018.

PwC (2017): Risikopremien i det norske markedet. Desember 2017.