



**Vannkraftinvesteringer og skatt -
eksempelkatalog**

På oppdrag fra Energi Norge
Mai 2019

THEMA Rapport 2019-10

Om prosjektet

Prosjektnummer:	ENO-18-10	Rapportnavn:	Vannkraftinvesteringer og skatt - eksempel katalog
Prosjektnavn:	FoU kraftverksbeskatning	Rapportnummer:	2019-10
Oppdragsgiver:	Energi Norge	ISBN-nummer	978-82-8368-051-5
Prosjektleder:	Åsmund Jenssen	Tilgjengelighet:	Offentlig
Prosjektdeltakere:	Jacob Koren Brekke	Ferdigstilt:	28. mai 2019

Om rapporten**Brief summary in English**

Norwegian hydropower producers are subject to special taxation rules in addition to ordinary company tax. Using concrete examples of investment projects, we show that the special taxes have a significant negative impact on after tax returns, leading to a lack of neutrality in investment decisions.

Om THEMA Consulting Group

Øvre Vollgate 6 0158 Oslo, Norway Foretaksnummer: NO 895 144 932 www.thema.no	THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybde-kunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring, og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi, teknologi og juss.
--	---

Disclaimer

Hvis ikke beskrevet ellers, er informasjon og anbefalinger i denne rapporten basert på offentlig tilgjengelig informasjon. Visse uttalelser i rapporten kan være uttalelser om fremtidige forventninger og andre fremtidsrettede uttalelser som er basert på THEMA Consulting Group AS (THEMA) sitt nåværende syn, modellering og antagelser og involverer kjente og ukjente risikoer og usikkerheter som kan forårsake at faktiske resultater, ytelser eller hendelser kan avvike vesentlig fra de som er uttrykt eller antydning i slike uttalelser. Enhver handling som gjennomføres på bakgrunn av vår rapport foretas på eget ansvar. Kunden har rett til å benytte informasjonen i denne rapporten i sin virksomhet, i samsvar med forretningsvilkårene i vårt engasjementsbrev. Rapporten og/eller informasjon fra rapporten skal ikke benyttes for andre formål eller distribueres til andre uten skriftlig samtykke fra THEMA. THEMA påtar seg ikke ansvar for eventuelle tap for Kunden eller en tredjepart som følge av rapporten eller noe utkast til rapport, distribueres, reproduseres eller brukes i strid med bestemmelsene i vårt engasjementsbrev med Kunden. THEMA beholder opphavsrett og alle andre immaterielle rettigheter til ideer, konsepter, modeller, informasjon og "know-how" som er utviklet i forbindelse med vårt arbeid.

INNHOOLD

1	INNLEDNING.....	3
2	METODE OG FORUTSETNINGER.....	4
2.1	Nåverdien av nettokontantstrømmer.....	4
2.2	Beregningsforutsetninger.....	5
3	HOVEDKONKLUSJONER FRA ANALYSEN.....	6
3.1	Oversikt over eksempler.....	6
3.2	Resultater.....	7
	REFERANSELISTE.....	13
	VEDLEGG: EKSEMPLER PÅ INVESTERINGSPROSJEKTER.....	14
	EKSEMPEL 1: FENNEFOSS.....	15
	EKSEMPEL 2: GRAVDALEN.....	18
	EKSEMPEL 3: HELLEFOSS.....	19
	EKSEMPEL 4: LYNGSVANN.....	21
	EKSEMPEL 5: MAUDAL.....	23
	EKSEMPEL 6: MØRKDØLA.....	25
	EKSEMPEL 7: RAFOSS.....	26
	EKSEMPEL 8: SAULAND.....	27
	EKSEMPEL 9: VRENGA.....	29

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER

Norske vannkraftverk med en påstemplet merkeytelse over 10 MVA er gjenstand for en rekke særskatter i tillegg til skatt på overskudd. Vi har analysert konsekvensene av skattesystemet for beslutninger om investeringer i vannkraftverk med utgangspunkt i data for konkrete prosjekter innhentet fra vannkraftprodusenter. Prosjektene dekker et bredt spekter fra opprusting og utvidelse (O/U) til nye vannkraftprosjekter og rehabilitering av eksisterende kraftverk.

På grunnlag av analysen trekker vi følgende konklusjoner om egenskapene til skattesystemet, med vekt på grunnrenteskatten:

- *Lite lønnsomme prosjekter betaler grunnrenteskatt.* Opprinnelig var grunnrenteskatten utformet for å skjerme normalavkastningen i vannkraftprosjekter. Siden 2007 er ordningen endret i retning av en de facto kontantstrømskatt ved at staten garanterer for skatteverdien av fradraget for investeringskostnaden. Fradraget gis imidlertid ikke momentant, men over hele den skattemessige levetiden (67 år for hoveddelen av driftsmidlene) i form av friinntekt og avskrivninger. Det er da avgjørende for nøytraliteten at friinntektsrenten er fastsatt slik at den kompenserer for den reelle risikoen knyttet til det som i praksis er et langsiktig obligatorisk lån til staten. Hvis dette ikke er tilfelle, vil også prosjekter som ikke oppnår normalavkastning betale grunnrenteskatt netto over levetiden, noe som medfører en risiko for at samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer i vannkraft ikke blir gjennomført.
- *Skattesystemet favoriserer vedlikehold framfor O/U.* Vedlikehold av eksisterende kraftverk vil normalt kunne utgiftsføres skattemessig, mens opprusting og utvidelser må aktiveres. En for lav friinntektsrente vil da medføre en lavere lønnsomhet av O/U-prosjekter, alt annet likt. I tillegg kommer effekten av at overskuddsskatten ikke skjermer egenkapitalavkastningen, som forsterker vridningene i favør av vedlikehold.
- *Manglende fradrag for kostnader knyttet til grunnrentevirksomheten svekker lønnsomheten.* I et av eksemplene vi har sett på, kan et kraftselskap øke produksjonen i et eksisterende kraftverk ved å overføre vann. Da må det imidlertid betales erstatning til grunneiere for å kompensere for småkraftverk som ikke blir bygd ut. Denne erstatningen er ikke fradragsberettiget i grunnrenteinntekten.
- *Oppskalering kan være ulønnsomt.* I flere tilfeller kan det være aktuelt å dimensjonere et kraftverk slik at det kommer under grenseverdien for grunnrenteskatt, alternativt bygge flere mindre kraftverk i stedet for ett stort. Dette er en terskelverdieffekt som skyldes at grunnrenteskatt må betales for hele produksjonen når påstemplet merkeytelse overstiger 10 MVA.

I sum innebærer dette at grunnrenteskatten ikke virker nøytralt på investeringsbeslutninger.

Analysen er gjennomført under forutsetning av at selskapene diskonterer kontantstrømmer etter skatt med et veid gjennomsnittlig avkastningskrav der det ikke tas særskilt hensyn til teoretisk lavere risiko knyttet til fradragene i grunnrenteinntekten. De prinsipielle konklusjonene holder imidlertid også innenfor en modell der fradragene verdsettes separat så lenge risikoen knyttet til fradragene er høyere enn det som reflekteres i friinntektsrenten (renten på statskasseveksler i den gjeldende modellen). Generelt vil et riktig fastsatt risikopåslag i friinntektsrenten langt på vei gjøre grunnrenteskatten nøytral.

1 INNLEDNING

Skattesystemet har stor betydning for lønnsomheten av investeringer i vannkraftverk. Norske vannkraftverk med påstemplet merkeytelse over 10 MVA betaler i dag særskatt i form av grunnrenteskatt, eiendomsskatt i henhold til særskilte beregningsregler og naturressursskatt, og vil i de aller fleste tilfeller også måtte avstå konsesjonskraft og betale konsesjonsavgifter. Både store og små vannkraftverk må betale overskuddsskatt på samme måte som andre næringer, men skiller seg fra disse ved at hoveddelen av driftsmidlene i vannkraftverk avskrives lineært over 67 eller 40 år.

For å belyse konsekvensene av skattesystemet for ulike investeringsbeslutninger har vi gjort analyser av lønnsomheten i ulike vannkraftprosjekter med det gjeldende skattesystemet. Dataene for enkeltprosjekter er innhentet fra norske vannkraftprodusenter.

Rapporten er utarbeidet på oppdrag fra Energi Norge. I kapittel 2 beskriver vi metodikken og de generelle forutsetningene vi har brukt. I kapittel 3 går vi gjennom hovedresultatene fra analysen. En detaljert beskrivelse av prosjektene som inngår i datagrunnlaget finnes i egne vedlegg.

2 METODE OG FORUTSETNINGER

I dette kapitlet beskriver vi metoden vi har brukt for å analysere konsekvensene av skattesystemet samt de viktigste generelle forutsetningene.

2.1 Nåverdien av nettokontantstrømmer

Det teoretisk riktige økonomiske vurderingskriteriet for investeringer og andre tiltak i energisystemet er nåverdikriteriet. Det vil si at alle nytte- og kostnadsvirkninger av en investering over levetiden neddiskonteres til beslutningstidspunktet med en risikojustert rente.

Det er ifølge norske vannkraftprodusenter vanlig å vurdere investeringsprosjekter ved å diskontere nettokontantstrømmene med et felles risikojustert avkastningskrav, jf. THEMA (2015). Etter at muligheten for å utbetale negativ grunnrenteskatt ble innført i 2007, er de investeringsbaserte fradragene i grunnrenteskatten i teorien å betrakte som en sikker inntekt, gitt at reglene forblir konstante over hele levetiden til investeringene. Skatteøkonomisk teori tilsier da at skatteverdien av fradragene for friinntekt og skattemessige avskrivninger bør diskonteres med en risikofri rente etter skatt. Denne praksisen, heretter omtalt som separat diskontering, er etter hva vi kjenner til ikke utbredt blant norske vannkraftinvestorer. Som diskutert i Menon og THEMA (2019b) er det heller ikke rimelig å anta at fradragene er helt sikre. Snarere er friinntekt og avskrivninger i grunnrenteinntekten å betrakte som et obligatorisk langsiktig lån (inntil 67 år) til en flytende rente som investor må yte staten ved investeringer i vannkraftverk. Dette lånet har andre risikoegenskaper enn en plassering i statsobligasjoner eller statskasseveksler.

Det kan være at selskapenes felles risikojusterte avkastningskrav reflekterer at fradragene i grunnrenteinntekten er en sikker inntekt. Da vil det prinsipielt ikke være noen forskjell på vurderingen av skattesystemet enten vi benytter separat diskontering eller diskontering av netto kontantstrømmer (jf. diskusjonen i THEMA, 2015). Bruk av et netto avkastningskrav vil imidlertid være en mindre presis metode enn å diskontere friinntekt og avskrivninger separat. Flere selskaper gir uansett uttrykk for at de ikke oppfatter friinntekt og avskrivninger som en sikker inntekt. Det er blant annet begrunnet i risikoen for at skattesystemet kan bli endret i fremtiden og usikkerheten om hva friinntektsrenten vil bli fra år til år (det vi i Menon og THEMA, 2019b, omtaler som henholdsvis kredittrisiko og reinvesteringsrisiko).

Nåverdimetoden er som nevnt den teoretisk riktige metoden for å beregne kostnader ved energiprojekter og rangere prosjekter i forhold til hverandre. I praksis benyttes ofte Levelised Cost of Energy (LCOE) for å sammenligne kostnader ved kraftproduksjon, jf. blant annet NVEs håndbok for kostnader ved produksjon av kraft og varme. LCOE kan defineres som den konstante inntekten et prosjekt må ha pr. kWh over levetiden for å være marginalt lønnsomt, det vil si ha en netto nåverdi lik null (se NVE, 2015).

Nåverdimetoden og LCOE gir prinsipielt samme rangering av kraftprosjekter i den forstand at prosjekter med positiv nåverdi for en gitt kraftprisbane også vil ha en LCOE som ligger under forventede inntekter pr. kWh gitt samme kraftprisforutsetninger. Forskjellen ligger i benevningen: Nåverdien uttrykkes i kroner, mens LCOE måles i kroner pr. kWh. LCOE tilsvarer nåverdien av alle investerings- og driftskostnader over levetiden, dividert med den neddiskonterte energimengden, og er på den måten godt egnet til å sammenligne prosjekter av ulik størrelse

I denne rapporten benytter vi både nåverdimetoden og LCOE-metodikken både for å se på totale kostnader ved ulike typer fornybar kraftproduksjon og for å dekomponere inntektsbehovet på ulike kostnadskomponenter, herunder skatter og andre rammevilkår, samt beregne effektive støttebeløp over levetiden til ulike typer prosjekter. Vi beregner LCOE både etter skatt og før skatt, der vi etter skatt bruker et avkastningskrav etter skatt og før skatt det tilsvarende kravet oppjustert med skattesatsen på overskudd.

2.2 Beregningsforutsetninger

Analyseperiode

Vi har lagt til grunn en tidshorisont på 60 år som analyseperiode.

Kraftpris

Som utgangspunkt for nåverdiberegningene har vi lagt til grunn en konstant reell kraftpris på 35 øre/kWh. Vi har sett bort fra inntekter fra elsertifikater og opprinnelsesgarantier i analysen. Det endrer imidlertid ikke på de prinsipielle konklusjonene vi trekker. Vi ser også bort fra forskjeller i verdien av reguleringsevne i prosjektene (målt ved påslag/fradrag relativt til den uveide gjennomsnittsprisen i markedet). Dette påvirker heller ikke de prinsipielle konklusjonene. Kraftprisforutsetningene påvirker ikke LCOE-analysene.

Inflasjon

Vi har lagt til grunn 2 prosent årlig inflasjon i hele analyseperioden.

Avkastningskrav

Vi har lagt til grunn et nominelt avkastningskrav på 6 prosent etter skatt i beregningene av nåverdier og LCOE. Dette nivået er noe lavere enn det som følger av analysene i Menon og THEMA (2019a) og Johnsen (2017), men er representativt for nivået som er benyttet i andre analyser og innenfor intervallet som vi oppfatter at norske vannkraftprodusenter opererer med (se blant annet Pöyry, 2016). Valg av avkastningskrav har ingen betydning for de prinsipielle konklusjonene vi trekker.

Skatteregler

Skattereglene som gjelder for 2019 er lagt til grunn i alle beregninger.

For beregningen av friinntekt i grunnrenteinntekten har vi benyttet en rente på 3 prosent. Dette er vesentlig høyere enn nivået som har vært gjeldende de senere årene, men utgjør et antatt representativt nivå på lang sikt (justert for lave renter de nærmeste årene).

Konsesjonskraftprisen er satt til 11 øre/kWh reelt, mens konsesjonsavgifter og konsesjonskraftmengde er basert på prosjektspesifikke data.

Tak og gulv for eiendomsskattegrunnlaget er inflasjonsjustert i beregningene. Dette gjøres ikke automatisk i dagens skattesystem, men er en rimelig antakelse når vi gjør analyser over en 60-årsperiode.

Byggetid

Som hovedregel har vi lagt til grunn at investeringer og større rehabiliteringer gjennomføres over to år, mens vedlikeholdstiltak ikke medfører produksjonsstans. Det siste er ikke noen helt realistisk forutsetning, men forutsetningen har lite å si for hovedkonklusjonene. Videre påvirkes resultatene bare i de eksemplene der vi ser på vedlikehold som et alternativ til O/U-tiltak.

3 HOVEDKONKLUSJONER FRA ANALYSEN

I dette kapitlet gir vi først en oversikt over eksemplene som ligger til grunn for analysen, før vi oppsummerer de viktigste konklusjonene om konsekvensene av skattesystemet for lønnsomheten av investeringene.

3.1 Oversikt over eksempler

I tabellen nedenfor gir vi en samlet oversikt over eksemplene vi har mottatt data for.

Tabell 1: Oversikt over eksempler

Prosjekt	Selskap	Nullalternativ	Alternativ 1	Alternativ 2
Fennefoss*	Agder Energi	Ingen utbygging	Bygge nytt kraftverk med 9,9 MVA og 59 GWh, utbyggingskostnad 250 mill.	Bygge nytt kraftverk med 13 MVA og 61 GWh, utbyggingskostnad 350 mill.
Gravdalen	Østfold Energi	Ingen utbygging	Bygge nytt kraftverk med 15,5 MW og 55 GWh, utbyggingskostnad 250 mill.	Bygge nytt kraftverk med 9,99 MVA og 49 GWh, utbyggingskostnad 250 mill.
Hellefoss	Hellefoss Kraft (Glitre m.fl.)	Normalt vedlikehold	Rehabiliterer eksisterende kraftverk, økt produksjon fra 79 til 91 GWh, 200 mill. i vedlikeholdstiltak, 78 mill. i investeringer	Bygge nytt kraftverk, 100 GWh produksjon, 2,8 mill. lavere driftskostnader årlig, 392 mill. i investeringer, 5 mill. i vedlikeholdstiltak
Lyngsvann	Lyse	Ingen utbygging	Overføring av vann til Lyngsvann og Lysebotn II, 19 GWh økt produksjon til investering på 41 mill. Må betale erstatning for tapte inntekter i andre prosjekter	I/T
Maudal	Lyse	Rehabilitering av dagens kraftverk/maskiner samt tiltak på rør mm. 25,2 MW. Trolig ikke aktuelt.	Rehabiliterer største rør samt aggregater, 2x10 MW og grunnrenteskattepliktig.	Nedskalering til 2x9,9 MVA. 2 GWh lavere produksjon, noe høyere driftskostnader og 7 mill. ekstra investering sammenlignet med alternativ 1
Mørkdøla pumpe	Østfold Energi	Ingen utbygging	Bygge pumpe som gir 34 GWh netto økt produksjon i Borgund og Stuvane, utbyggingskostnad 150 mill.	I/T
Rafoss	Sira-Kvina Kraftselskap	Ingen utbygging	Nytt kraftverk, 38 GWh, 13,5 MW, 3,50 kr/kWh	Nytt kraftverk, 9,5 MW og 3,55 kr/kWh
Sauland	Skagerak Kraft	Ingen utbygging	Nytt kraftverk, 205 GWh, utbyggingskostnad 1150 mill.	I/T
Vrenga Kraftverk	Skagerak Kraft	Videre drift av dagens kraftverk, noe høyere vedlikeholdskostnader og lavere regularitet	Bytte ut aggregat mm., økt produksjon med 20 GWh, investeringskostnad 100 mill. og tilnærmet uendrede driftskostnader	Nedskalere aggregatet til 9,9 MVA

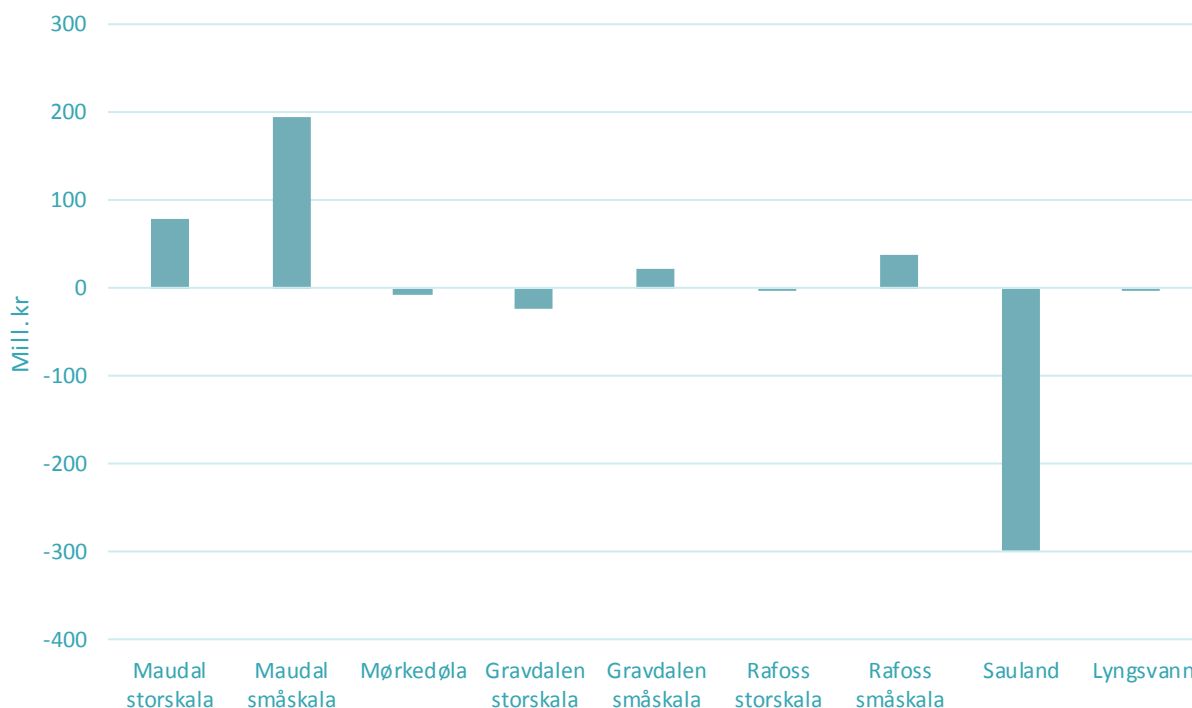
Kilde: Kraftprodusenter. *Vi har ikke mottatt fullstendige data for Fennefoss.

Som vi ser av tabellen er det en rekke forskjellige typer av prosjekter som omfatter alt fra nybygging av kraftverk til O/U-prosjekter og endringer i dimensjonering.

3.2 Resultater

Med forutsetningene vi har angitt ovenfor (35 øre/kWh i reell kraftpris og 6 prosent nominelt avkastningskrav etter skatt) får vi en netto nåverdi av et utvalg av de aktuelle prosjektene som vist i figuren nedenfor. Vi ser i første omgang på de enklere eksemplene der valget står mellom utbygging eller ikke av et nytt kraftverk eller mellom å bygge kraftverk over eller under grenseverdien for grunnrenteskatt. I tillegg viser vi de enklere O/U-prosjektene Mørkedøla og Lyngsvann. Vi diskuterer Vrenga og Hellefoss nærmere lenger ned.

Figur 1: Netto nåverdi av aktuelle investeringer i vannkraftverk med dagens skatteregler

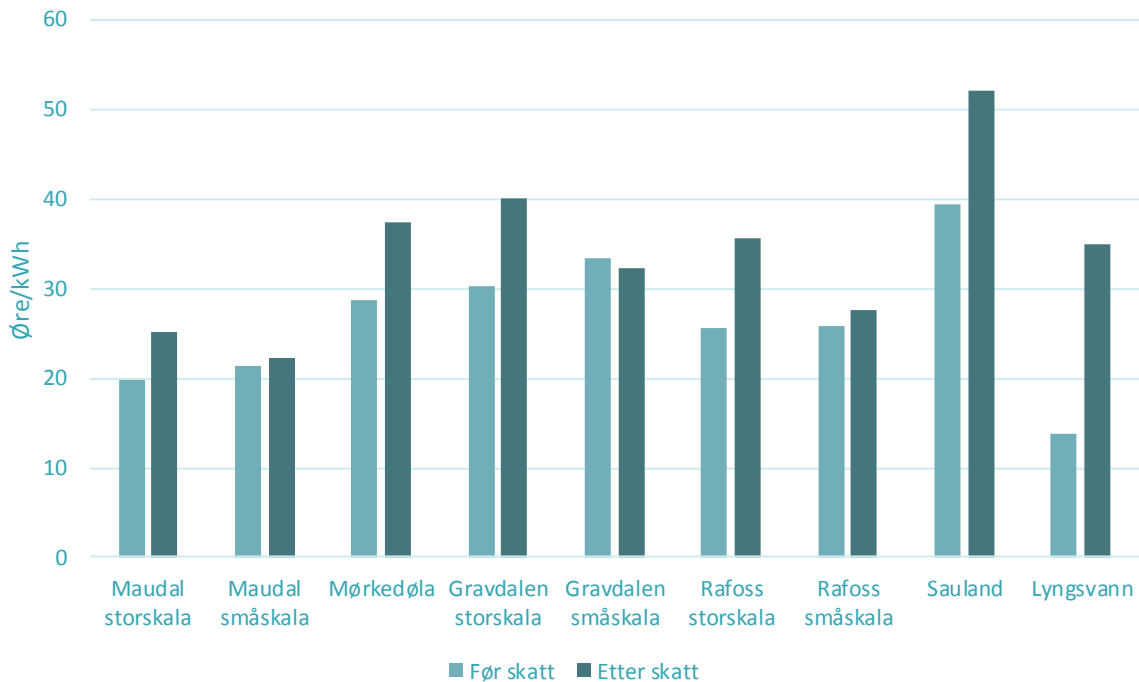


Kilde: Kraftprodusenter, THEMA

Fennefoss-prosjektet er også utelatt fra figuren fordi vi ikke har mottatt fullstendige data for dette prosjektet, men vi har vurdert prosjektet mer overordnet basert på nøkkeltall og resultatene for andre prosjekter. Vi har også utelatt å vise alternativene med ingen utbygging siden disse som hovedregel har null i inntekter og kostnader (når vi ser bort fra utredningskostnader og eventuelle erstatninger for fallrettigheter som likevel ikke bygges ut). Vi ser også bort fra nullalternativet for Maudal siden det ikke anses som aktuelt av kraftverkseier.

Samfunnsøkonomisk har samtlige utbyggingsalternativer positiv nåverdi. Vi beregner samfunnsøkonomisk lønnsomhet som nåverdien av kontantstrømmene før alle skatter og konsesjonsbaserte ordninger neddiskontert med en nominell rente på 7,7 prosent før skatt, som tilsvarer 6 prosent etter skatt oppjustert med skattesatsen på overskudd.

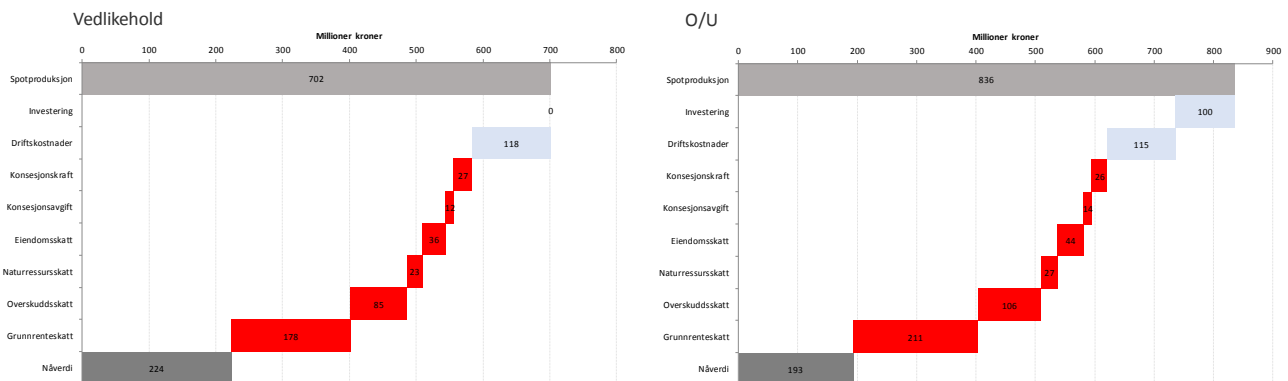
I figuren nedenfor gir vi en oversikt over hovedresultatene for et utvalg av prosjektene uttrykt ved LCOE. Vi viser konsekvensene for LCOE før og etter skatt pr. prosjekt for et utvalg av prosjektene. Figuren viser at skattesystemet for storskala vannkraft øker LCOE etter skatt med 5-13 øre/kWh for eksempelprosjektene vi har sett på. Unntaket er Lyngsvann, der endringen er hele 21 øre/kWh. Årsaken er at Lyngsvann får en ekstra høy skattebelastning som følge av manglende fradrag for kostnader i grunnrenteinntekten som faktisk er knyttet til den grunnrenteskattepliktige virksomheten, i tillegg til effekten av grunnrenteskatten og andre særskatter.

Figur 2: LCOE før og etter skatt for vannkraftprosjekter

Kilde: Kraftprodusenter, THEMA

Forskjellen før og etter skatt skyldes flere faktorer, herunder kostnadsstrukturen i de enkelte prosjektene og nivået på friinntektsrenten. Jo mer kapitalintensivt prosjektet er, desto større er forskjellen på LCOE før og etter skatt. Vi har også lagt til grunn en friinntektsrente på 3 prosent, som samsvarer brukbart med den implisitte risikofrie renten i avkastningskravet på 6 prosent nominelt etter skatt gitt rimelige forutsetninger om øvrige parametere i avkastningskravet (se Menon og THEMA, 2019a). For småskalaprojektene er LCOE om lag den samme før og etter skatt, som indikerer at den nominelle skattesatsen er om lag lik den effektive (nåverdijusterte) skattesatsen.

I figuren nedenfor viser vi nåverdien av vedlikeholdsalternativet kontra O/U-prosjektet i Vrenga kraftverk (alternativ 1 og 2). De to alternativene har om lag samme samfunnsøkonomiske lønnsomhet, det vil si nåverdien når vi diskonterer kontantstrømmene før skatt med et avkastningskrav som tilsvarende avkastningskravet etter skatt oppjustert med skattesatsen på overskudd. Etter skatt er derimot vedlikeholdsalternativet klart mer lønnsomt.

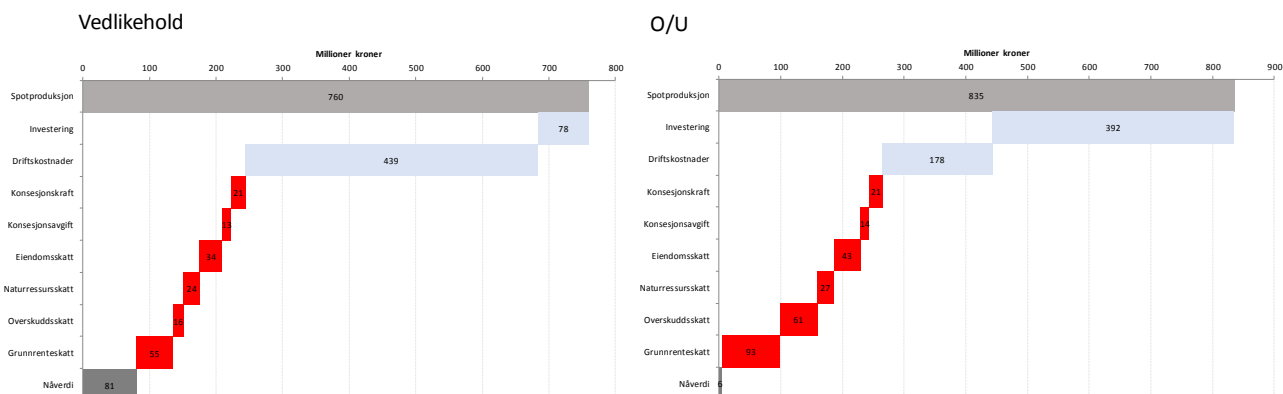
Figur 3: Nåverdi av vedlikehold vs. O/U i Vrenga kraftverk

Kilde: Kraftprodusenter, THEMA

Figurene nedenfor viser de tilsvarende resultatene for Hellefoss kraftverk, hvor vi har sett bort fra nullalternativet som vi ikke har detaljerte data for. For Hellefoss er den samfunnsøkonomiske

lønnsomheten ved en kraftpris på 35 øre/kWh marginalt høyere for vedlikeholdsprosjektet (forskjellen er ca. 10 millioner i nåverdi), men den bedriftsøkonomiske nåverdien er mye høyere.

Figur 4: Nåverdi av vedlikehold vs. O/U i Hellefoss kraftverk



Kilde: Kraftprodusenter, THEMA

I det følgende kommenterer vi de viktigste resultatene i mer detalj og gjør sensitivitetsanalyser med alternative forutsetninger om friinntektsrenten.

Lite lønnsomme prosjekter betaler også grunnrenteskatt

En generell observasjon fra analysen er at prosjekter med lav lønnsomhet betaler grunnrenteskatt. Dette gjelder Sauland, Gravdalen (storskalaalternativet, alternativ 2) og Mørkdøla. Vi har som nevnt ikke analysert Fennefoss i detalj, men nivået på investeringskostnadene i dette prosjektet tilsier at storskalaalternativet for Fennefoss også vil betale grunnrenteskatt til tross for at prosjektet er lite lønnsomt dersom det går over terskelverdien på 10 MVA. Investeringskostnaden for småskalaalternativet ligger i samme område som Gravdalen-eksemplet, mens storskalakostnaden ligger nærmere Sauland-prosjektet målt pr. kWh. Fennefoss vil derfor ha en positiv nåverdi i småskalaalternativet og en klart negativ nåverdi med storskalaalternativet.

I ytterste konsekvens fører dette til at samfunnsøkonomisk lønnsomme vannkraftprosjekter ikke blir realisert.

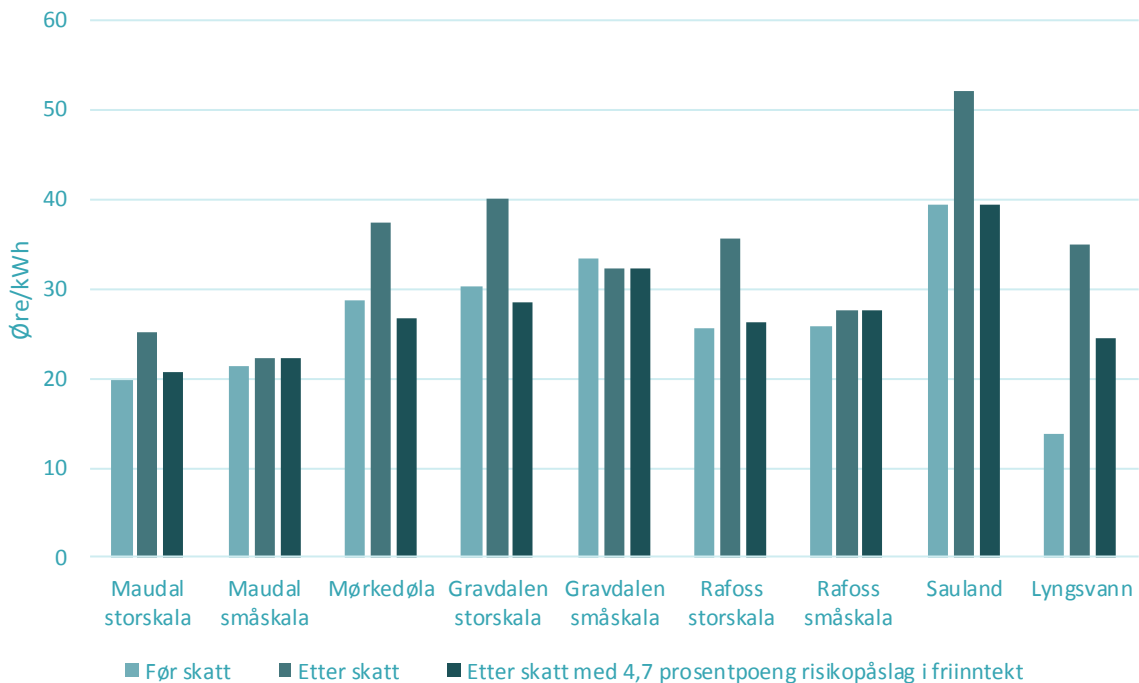
Observasjonene ovenfor bygger på en forutsetning om at alle elementer i kontantstrømmen, inklusive friinntekt og avskrivninger (investeringsbaserte fradrag) i grunnrenteinntekten, diskonteres med investors gjennomsnittlige avkastningskrav. Bruker vi Finansdepartementets forutsetning om å diskontere de investeringsbaserte fradragene med risikofri rente lik renten på statskasseveksler, holder ikke denne konklusjonen uten videre. Generelt vil imidlertid et avvik mellom friinntektsrenten og investors avkastningskrav bidra til at grunnrenteskatten virker vridende. Dette gjelder både i en modell der investor verdsetter fradragene til sin gjennomsnittlige kapitalkostnad og en modell der investor verdsetter fradragene særskilt. I alle tilfeller krever nøytralitet at friinntektsrenten er lik avkastningskravet til investor, enten investor legger til grunn separat diskontering eller diskontering av nettokontantstrømmen. Jo høyere avkastningskrav relativt til friinntektsrenten, desto større er risikoen for at samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter blir bedriftsøkonomisk ulønnsomme.

Vi henviser til Menon og THEMA (2019b) og THEMA (2013) for analyser som tilsier at det vil være et slikt avvik mellom friinntektsrenten slik den fastsettes i dagens regelverk og investors avkastningskrav, selv om en legger til grunn en separat diskontering av de investeringsbaserte fradragene i tråd med Finansdepartementets forutsetninger.

Vi kan illustrere poenget ovenfor ved å inkludere et risikopåslag i friinntektsrenten. For å holde analysen på et relativt enkelt plan ser vi bare på effektene under en antakelse om diskontering av nettokontantstrømmer med et felles avkastningskrav. De prinsipielle konklusjonene holder imidlertid også under en antakelse om lavere risiko (men høyere enn en risikofri rente tilsier) ved de investeringsbaserte fradragene og separat diskontering.

Et avkastningskrav på 6 prosent nominelt etter skatt svarer til ca. 7,7 prosent nominelt før skatt. Det betyr at den implisitte risikopremien før skatt er 4,7 prosent, det vil si differansen mellom totalavkastningskravet før skatt og risikofri rente (7,7-3 prosent). Vi kan illustrere effekten av en riktig fastsatt friinntektsrente ved å legge til et risikopåslag på 4,7 prosentpoeng i friinntektsrenten og beregne LCOE etter skatt på nytt. Vi legger til grunn at negativ grunnrenteinntekt ikke kan samordnes på selskapsnivå eller utbetales, men at den i stedet framføres med rente lik friinntektsrenten etter skatt. Prosjekter med svak lønnsomhet risikerer da å bli sittende med innelåst negativ grunnrenteinntekt som ikke kommer til fradrag i analyseperioden. Dette har imidlertid bare praktisk betydning for Sauland-prosjektet i denne analysen. Resultatene er vist i figuren nedenfor.

Figur 5: LCOE før og etter skatt for vannkraftprosjekter med 4,7 prosent risikopåslag i friinntektsrenten



Kilde: Kraftprodusenter, THEMA

Vi ser at LCOE etter skatt faller betraktelig for alle storskala-prosjektene. Faktisk blir LCOE etter skatt nå om lag lik LCOE før skatt og jevnt over lavere enn for småskalaprojektene. For Lyngsvann er det imidlertid fortsatt et stort gap. Det skyldes at høyere friinntektsrente lik avkastningskravet ikke kompenserer for manglende kostnadsfradrag. Det er verdt å merke seg at nåverdien av Sauland-prosjektet fortsatt er negativ ved en kraftpris på 35 øre/kWh, selv med en høyere friinntektsrente. Dette ses av figuren nedenfor ved at LCOE etter skatt (og før skatt) er høyere enn 35 øre/kWh.

I tråd med analysen i Johnsen (2017) kunne vi i stedet ha lagt til grunn et nominelt avkastningskrav etter skatt i størrelsesorden 7 prosent og et tilsvarende avkastningskrav på ca. 9 prosent før skatt (korrigeret for noe lavere inflasjonsforutsetning i Johnsens analyse). Det gir et risikopåslag på ca. 6 prosentpoeng relativt til en risikofri rente på 1 prosent reelt pluss 2 prosent inflasjon. Nåverdiene blir gjennomgående lavere og LCOE høyere, men den relative effekten på nåverdien av et risikopåslag på 6 prosentpoeng vil tilsvare effekten av et risikopåslag på 4,7 prosentpoeng gitt et avkastningskrav på 6 prosent nominelt etter skatt.

Skattesystemet favoriserer vedlikehold framfor O/U

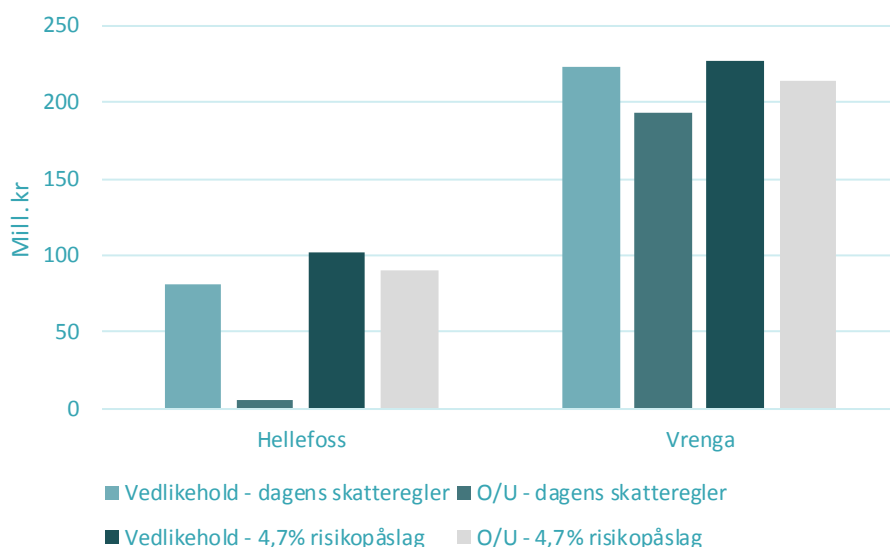
Eksemplene Vrenga og Hellefoss er kjennetegnet ved at produsenten i hvert tilfelle står overfor valget mellom å forlenge levetiden på et vannkraftverk gjennom periodiske vedlikeholdsprosjekter eller ved å gjennomføre en større reinvestering som også gir en produksjonsøkning (det vil si et

typisk O/U-prosjekt). I begge eksemplene har vedlikehold og O/U om lang samme nåverdi før skatt, det vil si samme samfunnsøkonomiske lønnsomhet.

Etter skatt avhenger den relative lønnsomheten av skattesystemet. Det sentrale poenget er at vedlikeholdet kan utgiftsføres direkte både i alminnelig inntekt og grunnrenteinntekten, mens reinvesteringen inklusive O/U-delen må aktiveres skattemessig. Vi får da som resultat at vedlikeholdstiltakene er vesentlig mer lønnsomme etter skatt. Når friinntektsrenten er lavere enn investors avkastningskrav (enten vi regner i en modell med separat diskontering eller med diskontering av nettokontantstrømmer), vil det være ugunstig for investor å få fradrag for kostnader over tid gjennom avskrivninger og friinntekt sammenlignet med øyeblikkelig fradrag. I tillegg kommer effekten av at overskuddsskatten ikke skjermer egenkapitalavkastningen. Det gis ikke rentekompensasjon for totalkapitalen, bare finanskostnadene.

Både for Hellefoss og Vrenga gjelder det at et risikopåslag i friinntektsrenten på 4,7 prosentpoeng i stor grad utjevner forskjellen i nåverdi mellom alternativene. Det er imidlertid ikke nok til å fjerne forskjellen helt. Dette er i tråd med hva vi ville vente gitt at overskuddsskatten ikke gir skjerming av egenkapitalavkastningen. Nåverdiene er vist i figuren nedenfor.

Figur 6: Netto nåverdi av O/U vs. vedlikehold ved ulike skatteregler



Kilde: Kraftprodusenter, THEMA

Manglende fradrag for kostnader knyttet til grunnrentevirksomheten svekker lønnsomheten

Eksemplet med overføring av vann fra Lyngsvann til Lysebotn II illustrerer et særlig interessant poeng ved skattesystemet av prinsipiell karakter. Her påløper det kostnader som ikke er fradragberettiget i grunnrenteinntekten i form av kompensasjon for bortfall av inntekter til potensielle utbyggere av småkraftverk med utgangspunkt i de samme vannressursene. I tillegg kommer effekten av noe høyere årlige kostnader som følge av en fast årlig erstatning, som heller ikke er fradragberettiget.

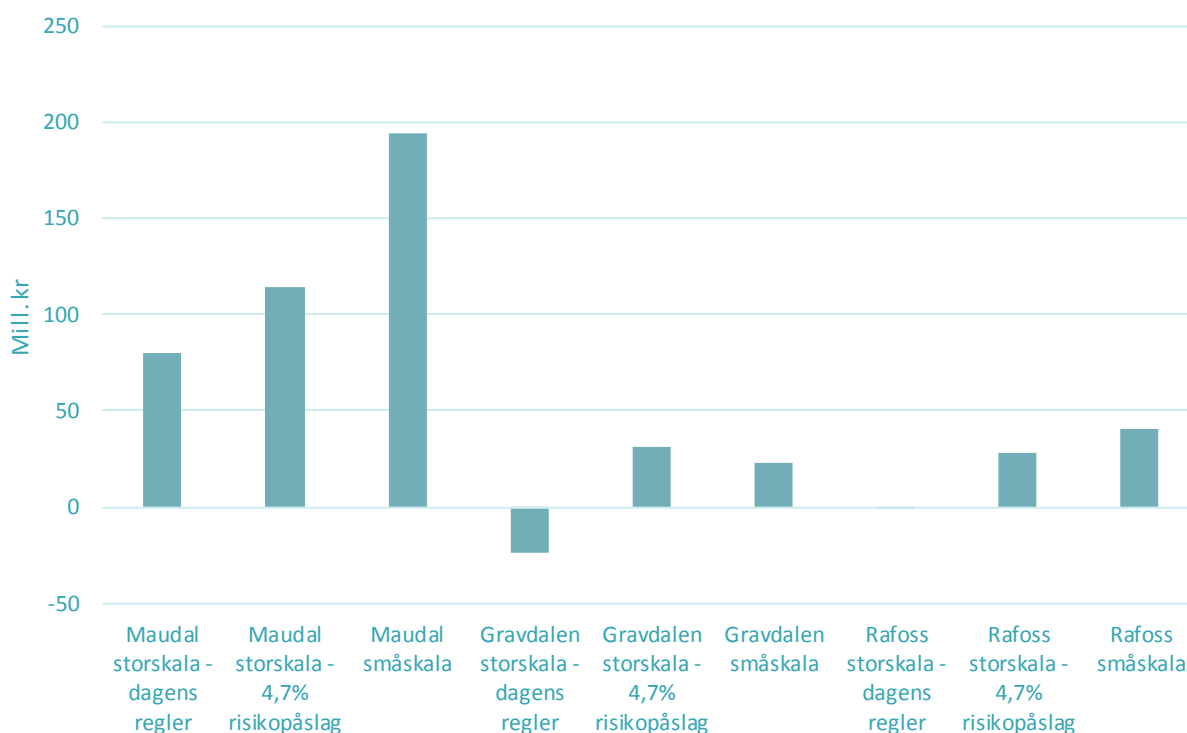
I prinsippet fører modellen med kompensasjon til andre potensielle utbyggere til at en del av grunnrenten overføres til disse. I praksis i eksemplet med Lyngsvann får de andre rettighetshaverne gjennom den valgte kompensasjonsmodellen hele den gjenstående grunnrenten i prosjektet etter at staten og kommunene har mottatt grunnrenteskatt, eiendomsskatt og konsesjonskraft (siden prosjektet får en nåverdi på tilnærmet null med våre standard forutsetninger). Ved eventuell ekspropriasjon hvor det gis et påslag på 25 prosent på erstatningsbeløpet, kan mer enn 100 prosent av grunnrenten bli inndratt.

Oppskalering kan være ulønnsomt

Til slutt har vi flere eksempler på at det kan være bedriftsøkonomisk lønnsomt å velge en installert effekt under grenseverdien for grunnrenteskatt på 10 MVA påstemplet merkeytelse, alternativt bygge flere kraftverk i stedet for ett større. Dette gjelder Gravdalen, Maudal og Rafoss. Også for Vrenga finnes det en mulighet til å velge en lavere installert effekt. I alle disse eksemplene vil det være samfunnsøkonomisk lønnsomt å oppskalere kraftverkene over grenseverdien. Når det påløper grunnrenteskatt fra første produserte kWh, blir imidlertid nåverdien etter skatt mye lavere dersom en høyere installert effekt velges.

For å illustrere dette poenget har vi beregnet nåverdien av storskalaprojektet for Gravdalen, Maudal og Rafoss dersom vi innfører et risikopåslag på 4,7 prosentpoeng i friinntektsrenten i tråd med nivået som gjaldt før 2007, jf. også analysen av LCOE ovenfor. Nåverdien av de tre prosjektene under ulike forutsetninger om skatteregler og dimensjonering er vist i figuren nedenfor. I alle tre tilfeller øker nåverdien betydelig sammenlignet med dagens regler, og økningen er størst relativt sett jo dyrere og mer kapitalintensive prosjektene er. For Gravdalen er 4,7 prosentpoeng risikopåslag med våre øvrige forutsetninger tilstrekkelig til å gi litt høyere lønnsomhet enn småskalaprojektet. For Maudal er småskalaprojektet uansett det mest lønnsomme, noe som skyldes at prosjektet er lite kapitalintensivt og svært lønnsomt ved en kraftpris på 35 øre/kWh. Grunnrenteskatten vil da framstå som en netto kostnad uavhengig av hvilke forutsetninger som legges til grunn om diskonteringsmetode og forholdet mellom friinntektsrente og avkastningskravet til de investeringsbaserte fradragene i grunnrenteinntekten. For Rafoss ser vi at forskjellen i nåverdi blir mye mindre, men den fjernes ikke helt.

Figur 7: Netto nåverdi av aktuelle investeringer i vannkraftverk



Kilde: Kraftprodusenter, THEMA

Også Fennefoss kan bygges med en høyere installert effekt enn grenseverdien for grunnrenteskatt, noe som i så fall vil gi en sterkt svekket lønnsomhet fordi prosjektet da blir grunnrenteskattepliktig. Dataene tyder imidlertid på at det uansett er samfunnsøkonomisk ulønnsomt å velge en løsning med høyere installert effekt. Den økte energiproduksjonen er marginal sammenlignet med økningen i investeringskostnader. Det er neppe sannsynlig at redusert brukstid vil gi en så høy økning i oppnådd pris pr. kWh at det vil være ønskelig å velge en løsning med høyere produksjon.

REFERANSELISTE

Johnsen, T. (2017): Risikotillegget i kapitaliseringsrenten i eiendomsskatten for vannkraftverk. August 2017.

Menon og THEMA (2019a): Risikotillegg for skjerming av normalavkastning. Menon Economics og THEMA Consulting Group, 5. februar 2019. Notat utarbeidet for Energi Norge.

Menon og THEMA (2019b): Fastsettelse av friinntektsrente i grunnrenteskattmodellen. Menon Economics og THEMA Consulting Group, 5. februar 2019. Notat utarbeidet for Energi Norge.

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

Pöyry Management Consulting (2016): Langsiktige konsekvenser av dagens vannkraftbeskatning. Pöyry-rapport nr. R-2016-012.

THEMA (2013): Rentebestemmelser for beskatning av kraftforetak. Rapport 2013-29, THEMA Consulting Group.

THEMA (2015): Vannkraftinvesteringer og skatt. Rapport 2015-17, THEMA Consulting Group.

VEDLEGG: EKSEMPLER PÅ INVESTERINGSPROSJEKTER

Oversikt:

1. Fennefoss
2. Gravdalen
3. Hellefoss
4. Lyngsvatn
5. Maudal
6. Mørkdøla
7. Rafoss
8. Sauland
9. Vrenga

EKSEMPEL 1: FENNEFOSS

Prosjektnavn: Fennefoss kraftverk

Kommune, fylke: Evje i Aust-Agder

Selskap: Agder Energi Vannkraft AS (heleid datterselskap i Agder Energi AS)

Kort beskrivelse av kraftverket og systemet det blir en del av:

Kraftverket har konsesjon og selskapet vurderer i disse dager om kraftverket skal bygges ut. I så fall er det planlagt byggestart høsten 2019 og ferdigstilling 2021.

Kraftverket skal utnytte et fall på ca. 7,8 m i Otra i Setesdal. Fennefossen ligger nær Evje sentrum og like nedstrøms Byglandsfjorden som er det nederste store reguleringsmagasinet i Otra. Kraftverket vil bli liggende ovenfor de 5 kraftverk som allerede ligger i Otra mellom Byglandsfjorden og havet ved Kristiansand.

Kraftverket skal utformes med en kort innløpskanal, en kort utløpskanal og med kraftstasjon i dagen. Øverst i Fennefossen skal det bygges luker for flomavledning og en innretning for å slippe en minstevannføring på 15 m³/s forbi kraftverket.

Beskrivelse av alternativ 1:

Effekten blir 9,9 MVA fordelt på to eller tre rørturbiner (en løsning med en Francis hadde blitt dyrere). Normalårsproduksjonen er beregnet til 59 GWh, investeringskostnaden til 250 millioner og nåverdien etter skatt til 108 millioner basert på utbyggers forutsetninger. Dette alternativet vil bli valgt, gitt at utbyggingen blir besluttet.

Beskrivelse av alternativ 2:

Det er også vurdert et alternativ på 13 MVA som vil øke årsproduksjonen til 61 GWh. Med en tradisjonell løsning (en Francisturbin) vil investeringskostnaden bli 350 mill. Dette alternativet er ikke teknisk optimalisert, men fordi produksjonsøkningen altså kun blir 2 GWh, kan det uansett ikke utkonkurrere 9,9 MVA-alternativet, selv uten grunnrenteskatt. Alternativet hadde kommet vesentlig bedre ut dersom kravet til minstevannføring hadde vært lavere.

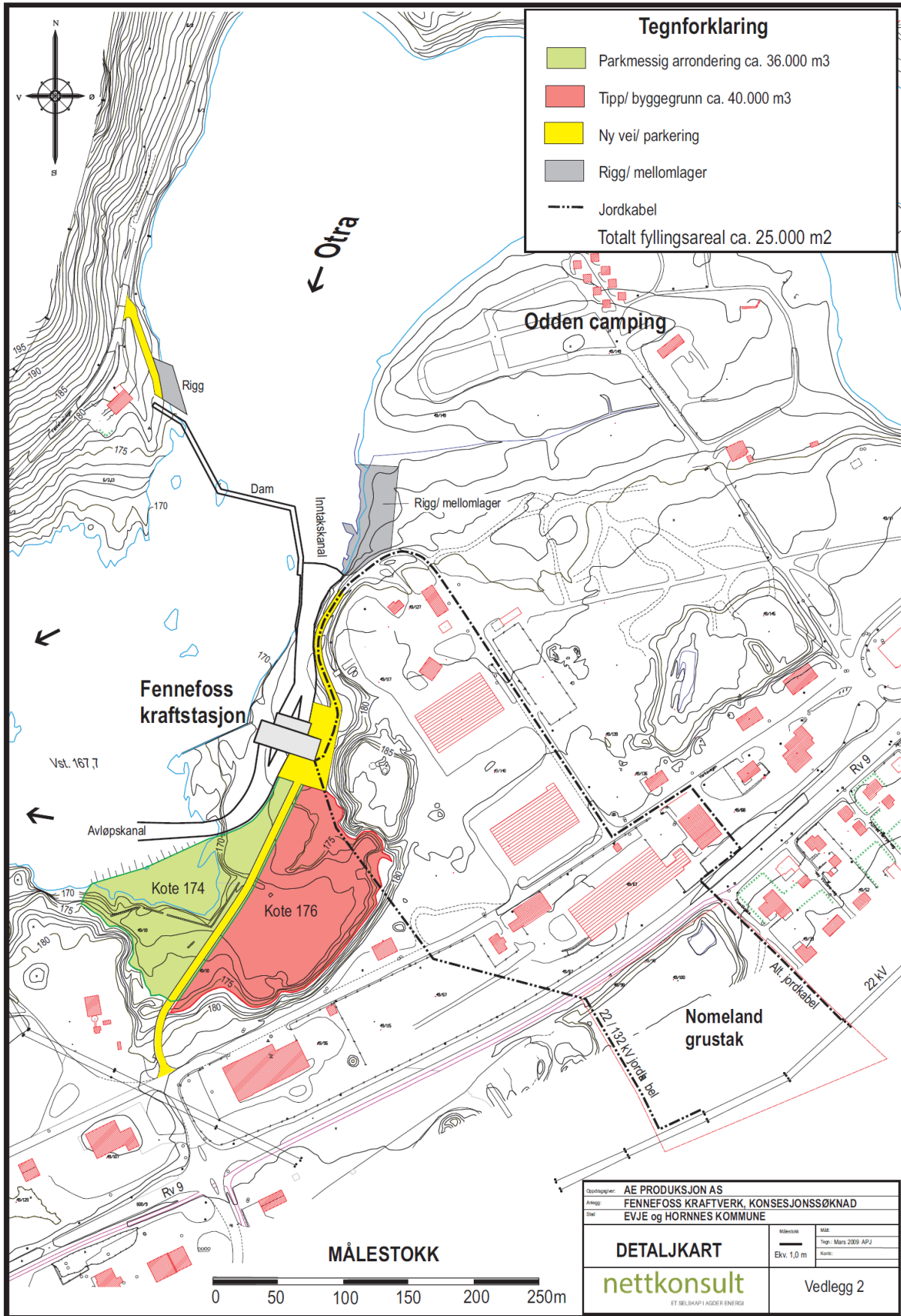
Økonomien i dette alternativet er simulert både med og uten grunnrenteskatt for å illustrere effekten av denne. Nåverdien uten grunnrenteskatt er pluss 26 millioner, mens den med grunnrenteskatt er minus 49 mill. Gitt at dette hadde vært det beste alternativet kunne altså grunnrenteskatten ha ført til at et ellers godt prosjekt ble lagt vekk. En teknisk optimalisering som i alternativ 1 ville, rimeligvis, øket nåverdien både med og uten grunnrenteskatt. Men hvor mye er altså ikke beregnet. Differansen vil uansett være betydelig, og nåverdien muligens fremdeles negativ med grunnrenteskatt.

Kommentar:

Det kan altså ikke hevdes at dette prosjektet er skatteoptimalisert. Alternativet på 9,9 MVA er uansett det gunstigste, uavhengig av grunnrenteskatten. Men tallene kan likevel illustrere hvordan grunnrenteskatten påvirker vurderingene og lønnsomheten for kraftverksprosjekter der aktuell ytelse ligger nær innslagspunktet på 10 MVA.



Foto av Fennefossen tatt 30.06.2006



Detaljkart fra konsesjonssøknad, datert 15.09.1990

EKSEMPEL 2: GRAVDALLEN

Prosjektnavn: Gravdalen kraftverk

Kommune, fylke: Lærdal kommune, Sogn og Fjordane

Selskap: Gravdalen kraftverk AS, datterselskap av Østfold Energi AS

Kort beskrivelse av kraftverket og eventuelt systemet det er/blir en del av:

Kraftverket skal benytte fallstrekningen mellom dagens Kvevotni magasin, og dagens bekkeinntak Gravdalen. I dag tappes vannet naturlig fra dammen og til bekkeinntaket, uten at denne energiressursen utnyttes.

Prosjektet har konsesjon, men er stoppet grunnet manglende lønnsomhet.

Prosjektet er gitt konsesjon med installert effekt på 15,5 MW, og er dermed i grunnrenteskatteposisjon. Grunnet stort overliggende magasin overstiger utbyggingen 4000 naturhestekrefter, og kommer inn under industrikonsesjonslovens krav om offentlig eierskap.

Beskrivelse av alternativ 1:

Bygge ut det konsesjonsgitte kraftverket på 15,5 MW og en årsproduksjon på 55 GWh, men i grunnrenteskatteposisjon.

250 MNOK investering

Beskrivelse av alternativ 2:

Nedskalere til 9.99 MVA gitt nødvendig tillatelse til dette. Reduserer produksjonen til 49 GWh, og unngår grunnrenteskatt.

250 MNOK investering

Vedlegg:

1. Detaljer finnes her

<https://www.nve.no/konsesjonssaker/konsesjonssak?id=5063&type=V-1>

EKSEMPEL 3: HELLEFOSS

Prosjektnavn: Oppgradering Hellefoss kraftverk

Kommune, fylke: Øvre Eiker kommune, Buskerud Fylke.

Selskap: Hellefoss Kraft AS

Kort beskrivelse av kraftverket og eventuelt systemet det er/blir en del av:

Kraftverket utnytter et fall på 5,5 meter nederst i Drammensvassdraget (elvekraftverk). Kraftverket er opprinnelig fra 1952 og består av 5 aggregater på til sammen 13 MW. 2 av aggregatene ble oppgradert i 2015-2016 (Stasjon Øst). Stasjon Vest som ligger på andre siden av elven, står foran en stor og omfattende rehabilitering.

Normalårsproduksjonen er 79 GWh. Konesjonskraftmengden er 4 GWh som selges til OED-pris og konsesjonsavgiften 0,6 øre/kWh.

Vi «spoler nå tilbake» og forutsetter at vi står forut for rehabiliteringen av stasjon Øst. Aggregatene er nedslitte og noe må gjøres.

Beskrivelse av alternativ 0:

Alternativ 0 er å rehabilitere kraftverket (alle aggregatene og dammen).

Dette vil øke årsproduksjonen til 91 GWh.

Beskrivelse av alternativ 1:

Alternativ 1 er å bygge et nytt kraftverk med 1 stor rørturbin som erstatter alle dagens aggregater. I tillegg må dammen rehabiliteres på samme måte som i alternativ 0.

Dette vil øke årsproduksjonen til 100 GWh.

Vedlegg:

1. Bilde
2. Kartutsnitt

Hellefoss Kraft AS

- Kjøpt av Borregaard
01.01.2003
- Eies av :
 - Øvre Eiker Energi AS
(33,3%)
 - Modum
Kraftproduksjon KF
(33,3%)
 - Glitre Energi
Produksjon(33,4%)



EKSEMPEL 4: LYNGSVANN

Prosjektnavn: Overføringer Lyngsvann

Kommune, fylke: Forsand kommune, Rogaland Fylke

Selskap: Lyse Produksjon AS (en del av Lyse konsernet)

Kort beskrivelse av kraftverket og eventuelt systemet det er/blir en del av:

Prosjektet omfatter 2 nedbørsfelt som kan overføres til Lyngsvatn som er inntaksmagasin for kraftverket Lysebotn II. Prosjektet vil bli gjennomført ved boring av en tunnel til Grønkråttjørn og Hefteholstjørn samt bygging av inntakskonstruksjon og sperredam ved vannene.

Kraftverket Lysebotn II ble satt i drift i september 2018 (erstattet kraftverket Lysebotn 1). Det utnytter en fallhøyde på 680 meter og vil få en årsproduksjon på 1 500 GWh. Installert effekt er 370 MW.

Økt produksjon i Lysebotn II etter byggingen av overføringen er estimert til 19 GWh. Konesjonskraftmengde er 5 prosent av forventet økt produksjon (0,95 GWh) som selges til OED pris.

Beskrivelse av alternativ 0:

Alternativ 0 er å bygge overføringen som nevnt under beskrivelsen over.

Beskrivelse av alternativ 1:

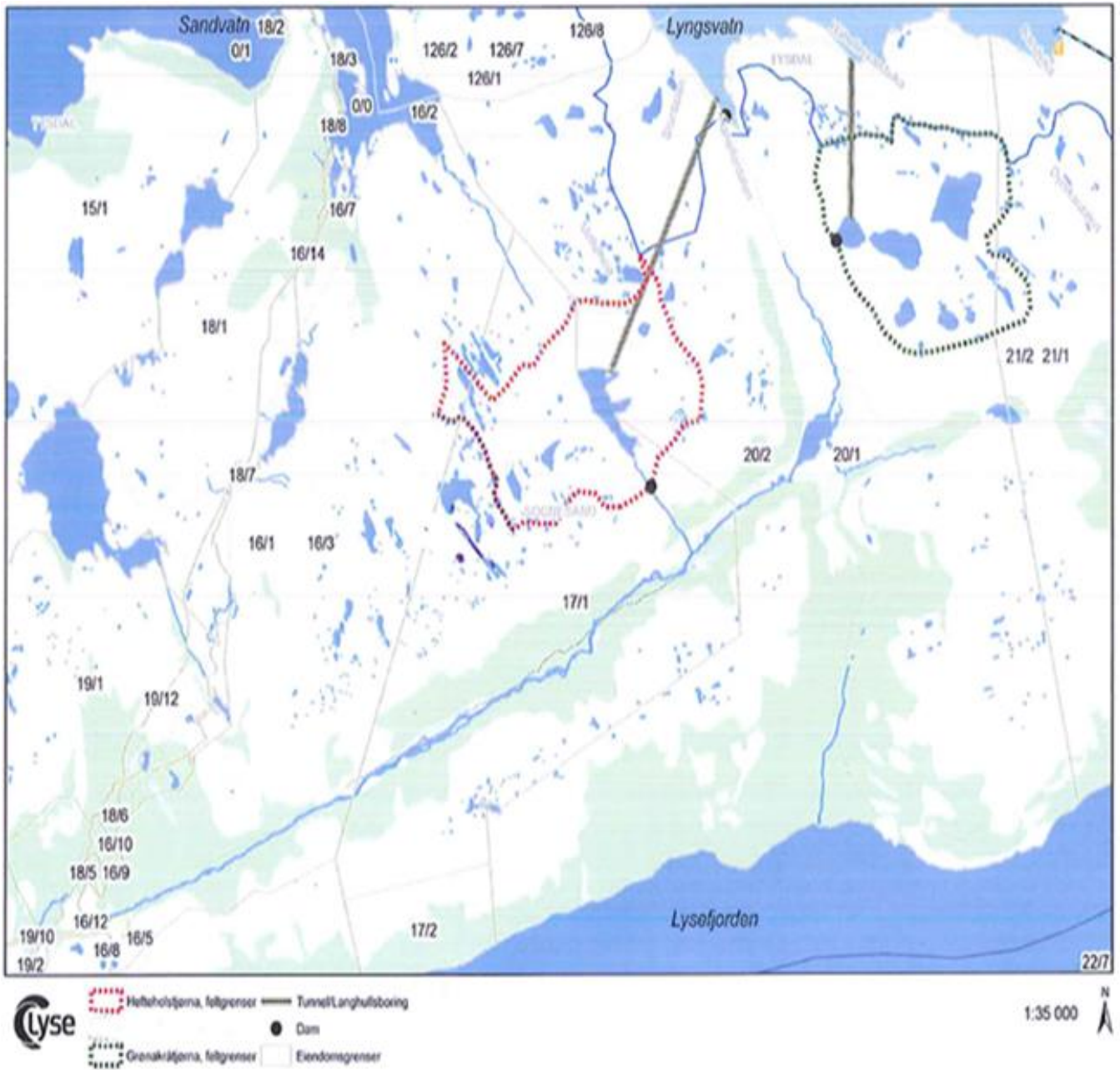
Alternativet er at grunneiere/Småkraft som i dag har fallstrekningene i området bygger to mindre «flomkraftverk» under grensen for grunnrenteskatteplikt. Det er innvilget konsesjon til et av disse kraftverkene Dalaåna (mens øvre Dalaåna kraftverk ble avslått av OED).

Samfunnsmessig vil det være mest optimalt at vannet i nedbørsområdet overføres til Lyngsvatn og at det produseres i kraftverket Lysebotn II

- Slipper naturinngrep ved å bygge mindre kraftverk som vil ligge åpent i terrenget
- Ikke behov for å bygge nettilknytninger
- Vannet kan lagres i Lyngsvatn og produseres på optimalt tidspunkt
- Lagringsmuligheter er positivt for flomvern

Ved dette alternativet vil grunneierne/Småkraft kreve erstatning for tapte inntekter, dvs. både for kraftpris, elsertpris og opprinnelsesgarantier. Dette vil sette lønnsomheten til alternativ 0 under kraftig press da disse erstatningene ikke vil være fradragsberettiget i grunnrenteskatten.

Vedlegg:



EKSEMPEL 5: MAUDAL

Prosjektnavn: Maudal kraftverk

Kommune, fylke: Gjesdal kommune, Rogaland

Selskap: Lyse Produksjon AS

Kort beskrivelse av kraftverket og eventuelt systemet det er/blir en del av:

Kraftverket utnytter et fall på 300 meter mellom Myrtjern og Maudalselva i Bjerkreimsvassdraget sør i Rogaland. Kraftverket er opprinnelig fra 1928 og ble da bygget med 6,5MW og ble på 1940-tallet utvidet med 2 ekstra aggregat hvert på 9,5 MW.

Installert effekt er 25 MW og normalårsproduksjonen er 102 GWh. Konesjonskraftmengden er 10 GWh som selges til OED-pris og konsesjonsavgiften 0,6 øre/kWh.

Beskrivelse av alternativ 0:

Alternativ 0 er å rehabilitere dagens kraftverk/maskiner samt tiltak på rør, rehabilitering av dam og utbedring av vei.

Beskrivelse av alternativ 1:

Alternativ 1 er å rehabilitere kraftverkets største rør samt de 2 Francisaggregatene. Det må etableres ny inntaksluke og rist, samt at rørgate må sandblåses og males. Dam rehabiliteres og vei utbedres for å kunne rehabilitere dam.

Beskrivelse av alternativ 2:

Alternativ 2 er å bygge 1 nytt aggregat ved dagens stasjon, samt å bygge en ny stasjon med ett aggregat noe oppstrøms dagens kraftverk. En slik løsning er tilpasser dagens regler om grunnrenteskatt, og hvert av de 2 aggregatene i de 2 stasjonsbygningene er 9,9 MVA. Konesjonskraftmengden uforandret. Driftskostnadene forblir om lag uendret, men det påløper en ekstra investeringskostnad på om lag 10 millioner kroner utover kostnaden i alt 1. Produksjonen i alternativ 2 er 2 GWh lavere enn i alternativ 1.

Vedlegg:

1. Bilde av dagens kraftstasjon
2. Kartutsnitt alternativ 2



EKSEMPEL 6: MØRKDØLA

Prosjektnavn: Mørkedøla Pumpe

Kommune, fylke: Lærdal kommune, Sogn og Fjordane

Selskap: Østfold Energi AS

Kort beskrivelse av kraftverket og eventuelt systemet det er/blir en del av:

Installere en pumpe i Mørkedøla som pumper opp restvannføring i eksisterende reguleringsanlegg. Medfører økt produksjon i Borgund og Stuvane kraftverk

Prosjektet har konsesjon, men er utfordrende lønnsomtmessig.

Prosjektet er et rent utvidelsesprosjekt som øker produksjonen i allerede utbygde kraftverk og regulerte områder. Svært små inngrep.

Ingen mulighet for skattemessig optimalisering, da det er kun pumper som skal bygges.

Beskrivelse av alternativ 0:

Ikke gjennomføre utvidelsen.

Beskrivelse av alternativ 2:

Bygge pumpen som gir netto 34 GWh økt produksjon i Borgund og Stuvane kraftverk

Investering 150 MNOK, grunnrenteskatt

Vedlegg:

Detaljer finnes her

<https://www.nve.no/konsesjonssaker/konsesjonssak?id=6787&type=V-1>

EKSEMPEL 7: RAFOSS

Prosjektnavn: Rafoss Kraftverk

Kommune, fylke: Kvinesdal kommune, Vest-Agder

Selskap: Sira-Kvina Kraftselskap

Alternativ 1: 38 GWh, 13,5 MW, investering 3,50 kr/kWh

Alternativ 2: 33 GWh, 9,5 MW, investering 3,55 kr/kWh

Marginal driftskostnad 2,5 øre/kWh inkl konsesjonsavgifter

Nettkostnad 1 øre/kWh + 4 prosent marginaltap

Eiendomsskatt 0,7 prosent av skattemessig bokført kapital

EKSEMPEL 8: SAULAND

Prosjektnavn: Sauland Kraftverk

Kommune, fylke: Hjartdal, Telemark.

Selskap: Sauland Kraftverk AS (Skagerak Kraft, Hjartdal kommune, Notodden kommune, noen private)

Kort beskrivelse av kraftverket og eventuelt systemet det er/blir en del av:

Kraftverket skal utnytte to fall i samme kraftstasjon. et fall på 111 meter mellom Hjartsjø og Heddalsvatn og et fall på 351 meter i Skogsåa mellom Søndrelandsvatn og Heddalsvatn. Kraftverket får to aggregater på hhv 25,5 og 50,5MW. Normalårsproduksjonen er beregnet til 205GWh.

Beskrivelse av alternativ 0:

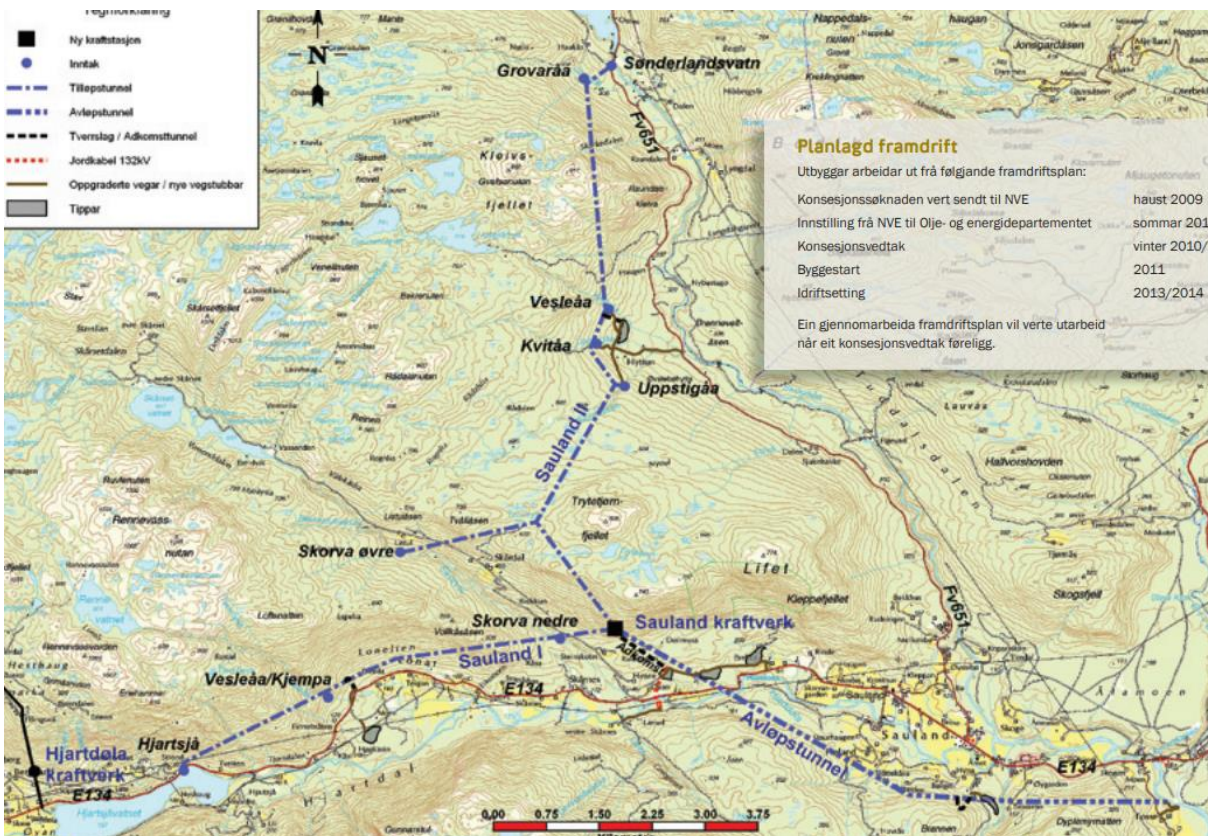
Ingen utbygging.

Beskrivelse av alternativ 1:

Alternativ 1 er full utbygging av prosjektet. Utbyggingskostnadene var i 2016 beregnet til 1140Mkr. Hjartdølagrenen utnytter regulert vann fra tidligere utbygging av Hjartdøla kraftverk. Skogsåagrenen utnytter restvannføring og har et lite reguleringsmagasin i Søndrelandsvatn (kun døgnregulering). Konesjonskraft fra Hjartdølagrenen er beregnet til 10 GWh, 5GWh til selvkost og 5GWh til OED pris. Konesjonskraft fra Skogsåagrenen er beregnet til 1 GWh med OED pris.

Vedlegg:

1. Bilde
2. Kartutsnitt



EKSEMPEL 9: VRENGA

Prosjektnavn: Vrenga kraftverk

Kommune, fylke: Flesberg kommune, Buskerud.

Selskap: Skagerak Kraft AS

Kort beskrivelse av kraftverket og eventuelt systemet det er/blir en del av:

Kraftverket ble satt i drift i 1960, og utnytter et fall på 80 meter fra Hoppestadvatnet til Numedalslågen. Hoppestadvatnet er regulert mellom 563 og 550 moh.

I tillegg reguleres Sandvatn (602-597 moh) og Våtvatn (581 til 571 moh).

Vannene Fiskeløysen, regulert mellom 788 og 784 moh, Kyrkjevatn (680, 660 moh), Hånavatn (653 til 644 moh) reguleres også, men vannet brukes her først i Hølseter kraftverk.

Det er installert en horisontal peltonturbin på 12 MW. Midlere årsproduksjon er på ca. 84 GWh.

Kraftverket ble oppgradert i 1990 da effekten ble økt fra 10 til 12,5MW

Beskrivelse av alternativ 0:

Alternativ 0 er å drive kraftverket videre slik det er i dag. Det må forventes større periodiske vedlikeholdstiltak og noe lavere regularitet.

Beskrivelse av alternativ 1:

Alternativ 1 er å bytte ut eksisterende rørgate med nytt rør med større diameter og installere nytt aggregat på 12,5MW. Dette vil øke årsproduksjonen med 20GWh Konesjonskraftmengden blir den samme. Driftskostnadene forblir i dette tilfellet lave, men det påløper en investeringskostnad på 100 millioner kroner.

Ev. alternativ 2:

Alternativ 2 er å reversere effektøkningen fra 1991 og nedskalere aggregatet til 9,9MW.

Vedlegg:

1. Bilde
2. Kartutsnitt

