



ANDERS SKONHOFT
Professor, Institutt for Samfunnsøkonomi NTNU

Fornybar energi og ødelagt natur. Vindkraftutbygging i Norge¹

Artikkelen diskuterer og analyserer samfunnsøkonomiske kostnader ved norsk vindkraftutbygging. Det er særlig to viktige forskjeller mellom samfunnsøkonomi og bedriftsøkonomi ved norsk vindkraft; subsidier og miljøkostnader. Dagens praksis med både subsidiert utbygging og neglisjering av miljøkostnader betyr at samfunnsøkonomiske ulønnsomme prosjekter blir realisert. Det formuleres en samfunnsøkonomisk kostnadsmodell for et vindkraftprosjekt i to versjoner. I den første modellen reinvesteres det suksessivt i nye vindturbiner etter endt levetid slik at produksjonen foregår i det uendelige. I den andre modellen avsluttes produksjonen etter endt levetid for turbinene og anlegget rigges ned. Endelig levetid for prosjektet svarer da omtrent til den gitte konsesjonsperioden. Analysen er eksemplifisert ved omstridte Storheia prosjektet på Fosen i Sør-Trøndelag.

INNLEDNING

Vindkraftproduksjon har økt dramatisk de siste årene. Mens vindkraft bidro til mindre enn 1 prosent av verdens elektrisitetsproduksjon i 2006 var bidraget godt over 4 prosent i 2016. I EU-landene (EU28) kom noe over 10 prosent av elektrisitetsproduksjonen fra vindkraft i 2016 (IEA 2016). Den viktigste årsaken til den sterke veksten er subsidier, og at en rekke offentlig tiltak for å støtte utvikling av nye vindkraftprosjekter har blitt iverksatt med den gryende klimakrisen som begrunnelse. Den andre

¹ Takk for kommentarer og tips fra en anonym konsulent, Irmelin Helgesen, Gorm Kipperberg og Rune Skarstein.

hovedårsaken bak frammarsjen for vindkraft (og solenergi) er at kostnadene har falt nokså mye de aller siste årene. Turbinene har blitt større og mer effektive, og kostnadsdata fra USA indikerer at prisen på turbinkapasitet i gjennomsnitt kanskje har blitt redusert så mye som 20 - 25 prosent i perioden 2008 - 2015. Men fram til 2008 var det en viss økning i prisen.² Prisdataba fra den store danske turbinprodusenten Vestas indikerer også et betydelig prisfall etter 2008 (Meland 2016). Ved siden av redusert kostnad for selve turbinkapasiteten kan også lengre levetid

² <https://energy.gov/eere/wind/downloads/2016-wind-technologies-market-report>.

ha hatt betydning for kostnadsutviklingen (Wiser mfl. 2016). På grunn av vesentlig lavere kostnad for landbasert enn havbasert vindkraft, har den alt overveiende delen av vindkraftutbyggingen i Europa (>97 prosent) kommet på land (EWA 2016).

I Norge har vindkraftverk så langt spilt en helt marginal rolle i elektrisitetsforsyningen, og bidro kun med om lag 2 prosent av produksjonen i 2017. Vannkraft stod for over 97 prosent, og resten kom fra termisk energi. Men i løpet av de siste årene har mange nye anlegg blitt planlagt, mange har fått konsesjon og flere er under bygging. Den største utbyggingen pr januar 2018 er Fosen utbyggingen i Sør-Trøndelag. Vindkraftutbyggingen i Norge har så langt ikke funnet sted etter en overordnet plan, og det foreligger ingen samlet plan for vindkraftutbygging. Men NVE arbeider med en 'Nasjonal ramme for vindkraft' hvor scenarier for videre utbygging etter 2020 skal utarbeides. Et annet påfallende trekk ved norsk vindkraftutbygging er det store innslaget av utenlandske investorer, og hvor kanskje så mye som $\frac{3}{4}$ av utbygd og planlagt utbygd kapasitet nå er på utenlandske hender (Adresseavisen 10/3 2018). Dette i sterk motsetning til vannkraften som er fullstendig norsk eid, og hvor det offentlige (stat, kommuner og fylkeskommuner) står for den alt overveiende del (≈ 90 prosent) av produksjonen. Det er så langt bare landbaserte vindkraftverk som er utbygd eller under planlegging i Norge, og i denne artikkelen studeres kun landbaserte anlegg. De samfunnsøkonomiske kostnadene analyseres, og spesielt skal jeg se på den store pågående utbyggingen i kystkommunene i Sør-Trøndelag hvor det største delprosjektet, nemlig Storheia prosjektet, studeres i detalj. Dette turbinanlegget er lokalisert i Åfjord kommune på Fosenhalvøya ca. 60 km nord for Trondheim, med en forventet årlig produksjon på 1TWh. Storheiautbyggingen legger beslag på store områder uberørt natur. Miljøkostnaden ved prosjektet er derfor betydelig, men er inkludert kun på en summarisk måte i konsesjonsbehandlingen. Vindkraftutbyggingen på Fosen analyseres under forskjellige forutsetninger, og et viktig fokus vil være miljøkostnadene. Men også effekten av forbedret turbinteknologi analyseres.

I neste avsnitt gir jeg først en kort oversikt over norsk vindkraftproduksjon, subsidiepolitikken og en diskusjon av eksterne virkninger forbundet med produksjonen. I avsnitt tre formuleres en samfunnsøkonomisk kostnadsmodell for et vindkraftprosjekt i to alternativer. I den første modellen (Modell 1) er det antatt at prosjektet har uendelig levetid ved at det stadig investeres i ny turbinkapital etter endt levetid (som stort sett er antatt å være 20 år).

Det forutsettes teknologisk framgang, og de nye turbinene som erstatter de gamle er mer effektive. Miljøkostnadene som er inkludert antas generelt å øke over tiden som følge av at uberørt natur blir et stadig knappere gode. I den andre modellen (Modell 2) er det antatt at prosjektet har endelig levetid som ikke overstiger den gitte konsesjonstid for anlegget på 25 år. Deretter stopper produksjonen. Også her er miljøkostnader inkludert, som også kan øke over tiden. Dessuten kan miljøkostnadene også vedvare etter at konsesjonen tar slutt og turbinene er rigget ned. I begge modellene beregnes annuiteten av de samfunnsøkonomiske kostnadene per enhet forventet årsproduksjon. I elektrisitetsøkonomien kalles dette vanligvis for langtidsgrensekostnad (LTG; Bye 2014), men svarer også til det konvensjonelle kostnads målet for energiprojekter kjent under betegnelsen 'Levelized Cost of Energy' (LCOE; se for eksempel Zweifel mfl. 2017). I avsnitt fire presenteres Fosen og Storheia prosjektet, og de samfunnsøkonomiske kostnadene beregnes. Avsnitt fem konkluderer arbeidet, og hvor jeg også kort diskuterer mulige utviklingsbaner for energiprisen og samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

NORSK VINDKRAFT

Kostnader og utviklingstrekk

I Norge har som nevnt vindkraft spilt en helt marginal rolle i elektrisitetsforsyningen, og produksjonen på 2,8 TWh i 2017 utgjorde kun 2 prosent av samlet elektrisitetsproduksjon. Vindkraftproduksjonen fordelte seg på noe over 20 prosjekter med en installert effekt på 1188 MW.³ Den gjennomsnittlige brukstiden for et vindkraftverk dette året var dermed noe over 2350 fullasttimer (2,8 milliarder kWh fordelt på 1188 tusen kW; $2,8 \cdot 10^9 / 1188 \cdot 10^3$), med en årlig kapasitetsfaktor på 26,8 prosent (2350/8760; hvor 8760 svarer til årstimetallet). Men i løpet av de siste årene har mange nye anlegg blitt planlagt, mange har fått konsesjon og flere er under bygging. Det er Norges Vassdrags- og Energidirektoratet (NVE) som gir tillatelse for oppstart og drift (konsesjon) av vindkraftenergi i Norge.⁴

Som ellers i Europa har vindkraftutbyggingen i Norge ikke vært markedsdrevet. De bedriftsøkonomiske kostnadene synes klart å overstige inntektene, og utbyggingen har vært og er fortsatt basert på indirekte subsidier fra det offentlige. Det skjer også subsidiering gjennom el-sertifikat ordningen

³ <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/vindkraft/>.

⁴ For detaljer se <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/vindkraft/>. Se også <http://www.vindportalen.no/Vindportalen/Vindkraft/Vindkraft-i-Norge>.

(se nedenfor). Dessuten finner ofte vindkraftutbyggingen sted langt unna eksisterende sentralnett slik at nettet må utbygges. Dette representerer ofte betydelige investeringer, men belastes ikke utbygger. Fosen utbyggingen er eksempel på dette (se avsnitt fire). I tillegg er ikke miljøkostnader inkludert. Begrunnelsen for vindkraftsubsidiene har hele tiden vært at vindkraft er 'grønn og bærekraftig' energi. Og dette har også vært markedsføringsstrategien til vindkraftindustriens interesse- og lobbyorganisasjon NORWEA.⁵ I perioden 2000 - 2010 ble støtten kanalisert via statseide ENOVA. Den var prosjektbasert, og skulle gjøre bedriftsøkonomiske ulønnsomme prosjekter lønnsomme (Husabø og Weir 2015). Noen få prosjekter ble utbygd på grunnlag av denne støtten, bla. Ytre Vikna utbyggingen nord på Trøndelagskysten.⁶

Støttesystemet ble endret i 2012 da det ble etablert et felles marked for el-sertifikater i Norge og Sverige. El-sertifikater er en støtteordning for produksjon av fornybar strøm, ikke bare vindkraft, men også annen fornybar produksjon, som små vannkraftverk. Et kraftverk godkjent for el-sertifikater mottar ett el-sertifikat per produserte MWh. Etterspørselen etter el-sertifikater dannes så ved at kraftleverandører og visse strømkunder er pålagt å dekke en gitt andel av strømmen de selger med kjøp av el-sertifikater. Fornybarprodusentene får på den måten inntekten fra salg av el-sertifikater i tillegg til kraftprisen. Kraftleverandørene legger så kostnaden for sertifikatene inn i strømrregningen. Sluttbrukere av strøm finansierer dermed sertifikatordningen. Se Bye (2014) for en nærmere diskusjon og analyse. Målsettingen med denne ordningen har vært å utvikle omlag 26 TWh ny elektrisitetsproduksjon samlet for Norge og Sverige fram til 2020. Mesteparten av utbyggingen har funnet sted i Sverige, og slik det ser ut nå (januar 2018) vil ikke produksjonsmålet på 26 TWh bli nådd. Ved etableringsfasen var el-sertifikatprisen om lag 20 øre/kWh, mens prisen har ligget på rundt 6-7 øre/kWh i siste del av 2017 og begynnelsen av 2018.⁷ El-sertifikatordningen skal utvikles i løpet av 2020, og betyr at prosjekter som starter opp i 2020 kan selge sertifikater fram til 2035.

I følge NVE (2015) er vindkraft etter vannkraft den mest bedriftsøkonomiske kostnadseffektive teknologien for å produsere elektrisitet i stor skala i Norge. Kostnadsprofilen kjennetegnes ved høye investeringskostnader, men også forholdsvis høye drift- og vedlikeholds kostnader. De mest bedriftsøkonomiske lønnsomme vannkraftprosjekter har

typisk både vesentlig lavere investerings- og driftskostnader, og også lengere levetid. Mens levetiden for et vannkraft prosjekt ofte er 40 år eller mer (for en diskusjon se Skonhoft 1991), antas levetiden for landbasert vindkraft å være om lag 20 år. Nå er det foreløpig lite erfaringsdata om levetiden i Norge fordi de fleste anleggene er nokså nye. Men spredte erfaringsdata fra Sverige peker kanskje i retning av en kortere levetid enn 20 år. I NVE (2015) er det gjennomført en bedriftsøkonomisk kostnadsanalyse av 5 vindkraftverk satt i drift i perioden 2011 - 13, og hvor LCOE er beregnet. LCOE uttrykker som nevnt annuiteten (årskostnaden) av sum kapitalkostnader og driftskostnader per enhet (forventet) årsproduksjon. For disse prosjektene er årskostnaden beregnet til 46 - 52 øre/kWh (prisnivå 2014) ved diskonteringsrente 4 - 6 prosent.

Det er også satt opp en økonomisk kalkyle for et såkalt referanseprosjekt for 2014 basert på alle vindkraftverk i Norge, samt for prosjekter som er innvilget konsesjon. Referanseprosjektet har en antatt installert turbinkapasitet på 100 MWh som for en brukstid på 3200 timer (med kapasitetsfaktor 37 prosent; 3200/8760) gir en årlig produksjon på 0,32 TWh. Levetiden er antatt å være 20 år, og LCOE er beregnet til å ligge i området 40 - 44 øre/kWh (prisnivå 2014) for samme intervall diskonteringsrenten som ovenfor. Den lavere kostnaden for referanseprosjektet sammenliknet med de gjennomførte utbyggingene skyldes antatt lavere turbinkostnad. I tillegg er kapasitetsutnyttelsen antatt å være høyere. LCOE kostnaden for referanseprosjektet fordeler seg med 25 - 29 øre/kWh på kapital-kostnader, mens antatt drift- og vedlikeholdskostnader er 15 øre/kWh. Kapitalkostnadene omfatter anleggskapital og turbinkapital og hvor anleggskapitalen utgjør 45 prosent av turbinkostnadene. Dette svarer også til at anleggskostnaden utgjør noe over 30 prosent av de samlede investeringskostnadene. For at dette referanseprosjektet skal være bedriftsøkonomisk lønnsomt fordres det derfor en kalkulert markedspris pluss subsidier på minst 40 øre/kWh, og et nokså moderat krav til kapitalavkastningen (diskonteringsrenten).

Hvis ikke energiprisen øker i årene framover, er framtidig bedriftsøkonomisk lønnsomhet for vindkraft i Norge betinget av betydelig teknologisk framgang og/eller at kostnaden på installert kapasitet reduseres. I tillegg kan forbedret turbinteknologi bidra til at kapasitetsutnyttelsen og antall fullstimer øker slik at samme kapasitet produserer mer energi. Som nevnt ovenfor (innledningsavsnittet) har prisen på installert turbinkapasitet i USA blitt redusert merkbart de siste 7-8 årene. Klassiske 'learning by

⁵ <http://www.norwea.no/about-norwea.aspx>.

⁶ Se <http://sareptavind.no/prosjekter/vikna/>.

⁷ <http://necs.statnett.no/WebPartPages/AveragePricePage.aspx>.

doing' mekanismer framheves som viktige (Meland 2016). I Wisner mfl. (2016) gis det en vurdering av framtidig kostnadsutvikling. En større spørreundersøkelse hvor en rekke eksperter på vindkraft prognostiserer framtidig kostnadsutvikling for både landbaserte og havbaserte anlegg presenteres og analyseres. Medianen av ekspertenes tilsier at LCOE for landbaserte anlegg vil reduseres med godt over 20 prosent fra 2015 til 2030. Dette svarer til en årlig kostnadsreduksjon på nesten 1,5 prosent. Reduserte turbin-kostnader og bedret kapasitetsutnyttelse er de antatt viktigste faktorer bak forventet kostnadsreduksjon. Men det forventes også reduserte driftskostnader.

Eksterne effekter

Vindkraftutbygging og –produksjon gir en rekke negative eksterne effekter. Forstyrrelse av fuglelivet og dødelighet av fugl er en effekt (Gudding 2007). Visuell forøpling og støy er andre effekter, mens ødelagt verdifull natur og tap av biodiversitet er en tredje effekt. Mattmann mfl. (2016) gir en litteraturoversikt (metaanalyse) av arbeider som har studert denne type negative effekter av vindkraft, mens Meyerhoff mfl. (2010) presenterer en kostnadsanalyse av negative landskapseffekter i Tyskland. Se også Zerrahn (2017). I rapporten fra Zimmer mfl. (2018) er det gitt en gjennomgang av eksisterende litteratur om hvordan folk vurderer vindkraft og landskapsendringer.

Ødelagt verdifull natur og tap av biodiversitet er nokså opplagt den viktigste negative eksterne kostnaden i Norge fordi norsk vindkraft svært ofte, eller nesten alltid, er lokalisert i uberørte områder til fjells og i skog. Denne type naturødeleggelse finner vi sjelden i andre land, og i for eksempel Tyskland og Danmark er vindkraftanlegg i all hovedsak lokalisert i kulturlandskap, og ofte nær ved bebyggelse. Bruk av uberørt natur har en alternativkostnad, og denne type kostnader kan være av spesiell stor betydning når konsekvensene av et utbyggingsprosjekt er irreversible. Og fordi norsk vindkraftproduksjon også krever omfattende vei- og infrastrukturutbygging gir utbygging naturinngrep som er irreversible, helt eller delvis. En av de første økonomene som trakk fram at nedbygging av natur har en alternativkostnad var John Krutilla i sin berømte artikkel i *American Economic Review* fra 1967 (Krutilla 1967). Han argumenterte her for at uberørte naturressurser har en verdi i seg selv ('intrinsic value') og at folk dermed er villig til å betale for å ivareta en slik ressurs, selv om de aldri har sett eller opplevd området. Opsjonsverdi ble også inkludert. Dette er en verdi som forbindes med at uberørt natur gir mulighet for alternativ anvendelse i framtiden, og at denne verdien går tapt ved reversibel

utbygging. Dessuten har selvfølgelig uberørt natur også direkte bruksverdi i form av produksjon av økosystemtjenester som høsting av fisk, vilt og bær, og som habitatsområde og biodiversitet generelt, og indirekte bruksverdi som rekreasjonsopplevelser mm. Se for eks. Freeman (2003, Kap. 5) for en nærmere diskusjon av ulike verdikategorier.

En rekke arbeider om utbygging og miljøkostnader ble publisert i *kjølvannet* av Krutilla (1967). Noen arbeider så på konsekvensen av usikkerhet ved irreversibilitet (se Perman mfl. 2011, Kap. 13 for en god sammenfatning). Andre har formulert investeringsmodeller hvor verdien av uberørt natur antas å øke over tiden fordi dette godet blir et stadig knappere gode. Førstund og Strøm (1980, Kap. 16) som analyserte utbygging av vannkraftenergi var et tidlig arbeide. En mer prinsipiell modellanalyse er gitt av Porter (1982). Porter starter med å se på egenskapene til en tradisjonell investeringsmodell som krever bruk av et område uberørt natur, og hvor kostnaden ved bruken av denne uberørte naturen holdes fast. Ved i neste trinn å anta stigende miljøverdi over tiden, som gir samme effekt som om miljøgodet diskonteres med en lavere rente enn øvrige kostnader og inntekter (se også avsnitt tre nedenfor), viser han (som Fisher og Krutilla 1975) at et utbyggingsprosjekts nåverdi bane radikalt endrer form og hvor prosjektet typisk får to internrenter. Dette betyr at prosjektet er samfunnsøkonomisk ulønnsomt ikke bare for en høy diskonteringsrente, mens også for en lav rente. Gudding og Skonhoft (2008) gir en nærmere diskusjon.

Grønn skattekommissjon (NOU 2015) tar argumentene til Krutilla (1967) på alvor, og foreslår at utbygging som betyr bruk av uberørt natur skal tillegges en arealavgift (se også avsnitt fire). I *Naturens goder – om verdier av økosystemtjenester* (NOU 2013) argumenteres det også for at bruk av uberørt natur har en kostnad. I tillegg skrives det at 'det finnes gode argumenter for å anta at mange miljøgoder vil bli knappere og mer verdifulle over tid' (NOU 2013, s. 247). Også i *Stortingsmelding (2016) som behandler norsk energipolitikk fram mot 2030* argumenteres det flere steder for at all ressursbruk, også uberørt natur, skal tas med i kostnads- og vurderingsgrunnlaget ved framtidig energiutbygging. Det sies for eks. at 'Regjeringen vil legge til rette for lønnsom produksjon av fornybar energi i Norge. Det bør i størst mulig grad skje i et kraftmarked der kraftproduksjonen bygges ut etter samfunnsøkonomisk lønnsomhet' (Stortingsmelding 2016, s. 8). Regjeringens perspektivmelding fra 2017 (Stortingsmelding 2017) mener mye av det samme. *Naturmangfoldloven* er enda klarere på miljøkostnader, og hvor det dessuten heter at

kostnadene skal dekkes av utbygger, eller tiltakshaver⁸. Ueberørt natur har derfor en kostnad, og det synes derfor som om det i det offentlige Norge er stor prinsipiell enighet om at 'forurenses-skal-betale' prinsippet også skal gjøres gjeldende ved utbygging av energiprojekter som krever bruk av uberørt og verdifull natur.

Miljøkostnader av denne typen skal tas med i den samfunnsøkonomiske kalkylen. Disse synspunktene er derfor også i tråd med en rekke internasjonale arbeide og utredninger, blant annet UNEP (2005), som fastslår at tap av uberørt natur, habitatsområder og biologisk mangfold er et av vår tids viktigste miljøproblemer. Men fastsettelsen av denne type kostnader er vanskelig; hvilke verdikomponenter skal tillegges vekt, hvordan skal verdsettingen av de enkelte komponentene fastsettes, og hvordan skal grad av irreversibilitet av miljødeleggelser vurderes, osv. Den kjente kontroversen omkring Exxon Valdez grunnstøttingen, skipet som gikk på grunn ved kysten av Alaska i 1989 med tilhørende store oljeforurensninger, viste klart dette (igjen se for eks. Freeman 2003, Kap. 5).

Nå kan det selvfølgelig reises en rekke prinsipielle innvendinger mot det å søke å fastsette en pengeverdi på uberørt natur. I en mye sitert artikkel spør Funtowicz og Ravetz (1994) om 'hva er verdien av en sangfugl'. Og de svarer at 'Ecological variables cannot be measured by simple analogy with the cloth fairs of Adam Smith's day. If the valued goods that give richness to our lives are reduced to commodities, then what makes those lives meaningful is itself betrayed' (Funtowicz og Ravetz 1994, s 197). Jeg har stor forståelse for dette synspunktet. Men problemet er at pengemessig verdsetting har større gjennomslag i den politiske debatten enn om verdsettingen utelates, og uten et forsøk på pengemessig verdsetting forsvinner ofte miljøargumentene. Se også Johansen (1977, kapittel 2) for en diskusjon. Det jeg skal gjøre i det etterfølgende (avsnitt fire) er å foreta en skjønnsmessig verdsetting basert på arealbruk og produksjon. I og med at det generelt antas at miljøverdien av tapt natur øker over tiden som følge av økt knapphet er det derfor to forhold som her må avklares. For det første hvor stor skal kostnaden settes i utgangsåret, for det andre verdistigningen.

Så langt negative eksterne effekter ved vindkraftutbygging. Det har også blitt reist spørsmål om utbygging av vindkraft

⁸ I Naturmangfoldlovens § 11. (kostnadene ved miljøforringelse skal bæres av tiltakshaver) sies det at: Tiltakshaveren skal dekke kostnadene ved å hindre eller begrense skade på naturmangfoldet som tiltaket volder, dersom dette ikke er urimelig ut fra tiltakets og skadens karakter.

bør tillegges en positiv ekstern verdi fordi denne energien er fornybar og dermed øker tilgangen på 'grønn og bærekraftig' energi i Norge og Europa. Igjen, se for eksempel argumentasjonen til interesse- og lobbyorganisasjonen NORWEA (avsnitt to ovenfor). Dette kan skje, men det er ikke gitt at elektrisitetsproduksjon basert på ikke-fornybar energi dermed vil reduseres. Og i praksis vil ikke dette skje fordi energisektoren og norsk energiproduksjon er en del av EU-landenes felles kvotesystem (EU ETS) (se for eks. Stortingsmelding 2017). Ved positiv kvotepris finner vi dermed at klimagasser fra energisektoren i Europa blir lavere kun hvis kvotetilbudet reduseres. Det er også blitt argumentert for at mer fornybar elektrisitet uten å trekke inn kvoter gjør omstillingen av elektrisitetsproduksjonen i Europa vanskeligere rett og slett fordi energi forblir billig (Bøhringer og Rosendahl 2009). Etter mitt skjønn eksisterer det derfor ikke noe gyldig argument for at norsk fornybar elektrisitetsproduksjon bør tillegges en positiv ekstern verdi.

TO SAMFUNNSØKONOMISKE KOSTNADSMODELLER

Hovedforutsetninger

Det formuleres her to samfunnsøkonomiske kostnadsmodeller for et vindkraftprosjekt. Prosjektet har et fastsatt antall vindturbiner med gitt kapasitet og lokalisering. Utformingen av prosjektet er dermed bestemt og veldefinert, og det inngår derfor ingen optimalisering. Men det vil være en rekke usikkerhetsfaktorer knyttet til prosjektet, så som framtidig kostnadsutvikling av driften, vindforhold og utnyttning av turbinkapasiteten mm. Usikkerhet introduseres ikke eksplisitt i modellformuleringen, og kostnadstall og parameterverdier kan best forstås som forventete verdier.

Konsesjonen for vindkraftanlegg i Norge gis av NVE, som nevnt (avsnitt 2 ovenfor) typisk for 25 år, som er litt lenger enn den vanlig antatte levetid på 20 år av turbinene. Etter endt konsesjonsperiode er det to muligheter. For det første at ny konsesjon ikke gis, produksjonen stoppes og turbinene rigges ned. I tillegg må interne kraftlinjer også rigges ned, mens veiene (og fundamentene?) vil stå igjen. Den bedriftsøkonomiske kostnadsberegningen basert på denne modellen er nokså lik det konvensjonelle kalkylemålet *LCOE* som omtalt ovenfor. Denne Modell 2 ser jeg på til slutt i dette avsnittet. Alternativt kan utbygger søke NVE om ny konsesjon som innvilges og så fortsette driften. Det investeres da i nye turbiner med antatt samme turbinkapasitet mens den øvrige infrastruktur, som veier og interne

kraftlinjer, forutsettes å være (mer eller mindre) intakt. Denne kostnadsmodellen, betegnet Modell 1, avviker dermed en del fra den konvensjonelle beregningen av $LCOE$, men jeg anser kanskje den som mest realistisk. Dette fordi lobbyister og lokale næringsinteresser i utbyggingskommunen sammen med andre lobbyister og interessegrupper (som NORWEA omtalt ovenfor) typisk vil presse på og si at 'skal vi stoppe nå, mye av infrastrukturen ligger jo der og dette er grønn og bærekraftig energi'⁹. Dessuten vil miljøinngrepene ved utbyggingen ha vært så omfattende at området som natur- og rekreasjonsarealer hovedsakelig vil være ødelagt for all framtid. I dette alternativet forutsettes derfor prosjektet å ha uendelig lang levetid. Fordi det reinvesteres i ny turbinkapital kan det da typisk finne sted teknologisk framgang via ny turbinteknologi. Generelt antas det også at driftskostnadene kan reduseres over tid som følge av for eks. læringsmekanismer. Læringsmekanismer som påvirker driftskostnadene vil også inngå i Modell 2 hvor prosjektet har endelig levetid.

Utbyggingen av det gitte prosjektet fordrer to hovedtyper kapital. I tillegg til turbinene kreves det også anleggskapital som veger og ledningsnett internt i utbyggingsområdet, og fundamentering av turbinene. Dessuten må det også bygges veg og ledningsnett for tilkopling til allerede eksisterende infrastruktur. Disse to hovedtyper av realkapital er ikke substituerbare, og jeg antar at når utformingen av prosjektet som her er bestemt, følger anleggskapitalen i et fast forhold til turbinkapitalen. Investeringsprosessen for et vindkraftprosjekt foregår slik at det først er en forholdsvis lang anleggsperiode, kanskje 2-3 år, med bygging av tilførselsveg fra eksisterende infrastruktur og intern veg- og nettutbygging til og mellom de enkelte turbinlokaliseringene. Etter dette følger byggingen av fundamentene. Deretter monteres turbinene, og dette tar normalt nokså kort tid. I det etterfølgende neglisjeres tidsuttrekningen av turbinmonteringen, og sluttverdien av anleggsinvesteringene henføres til starttidspunktet for produksjonen som konvensjonelt settes til $t = 0$. Levetiden for turbinene er endelig og gitt ved T , som nevnt vanligvis antatt å være omlag 20 år. Turbinkapitalen har så samme kvalitet og produktive evne over hele levetiden, og hvor det så antas plutselig avgang. Plutselig avgang, eller 'sudden death', svarer til forutsetningen som tradisjonelt har blitt gjort i norske kraftverksøkonomiberegninger (se Skonhøft 1991).

⁹ En anonym konsulent (referee) skriver følgende om dette: 'På meg virker det mest fornuftig fra et samfunnsøkonomisk perspektiv å gi fornyet konsesjon for et eksisterendeprojekt enn å gi konsesjon til et nytt prosjekt i urørt natur'. Hvis dette er alternativet har dette synet naturligvis mye for seg.

Anleggskapitalen (veger, fundamenter mm.) har vesentlig lengre levetid, og antas som en tilnærming å være uendelig. I beregningene nytter jeg hele tiden kontinuerlig tid. Dette gir noe enklere matematiske uttrykk enn ved bruk av diskret tid. Det gir også noen forskjeller, men disse er beskjedne når kalkylerenten er nokså lav.

Modell 1: Nye konsesjoner gis og uendelig levetid

Jeg starter med å se på modellen hvor lobby- og interessegruppene presser fram fortsatt drift etter den gitte konsesjonsperioden, og at dette gjentar seg suksessivt slik at prosjektet har uendelig lang levetid. Ved antagelsen om uendelig levetid av prosjektet og plutselig avgang av turbinkapitalen, investeres det først i en gitt turbinkapasitet som er intakt i T år. Deretter investeres det i ny turbinkapital som igjen er intakt i T år, og så videre. Det forutsettes samme turbinkapasitet hele tiden, men ved antatt forbedret teknologi (Wiser mfl. 2016) reduseres prisen over tiden. Med kostnaden per enhet installert turbinkapasitet på tidspunkt $t = 0$ gitt ved c (her i NOK/kW) og samlet turbinkapasitet som Y (kW), uttrykker $K_m = cY$ (NOK) den initiale investeringskostnad for turbinkapitalen. Med levetid T år og forbedret turbinteknologi uttrykt som redusert kostnad over tiden gitt ved $c e^{-\lambda t}$ slik at $\lambda \geq 0$ reflekterer den teknologiske framgangen som en fast årlig vekstrate, og r er den samfunnsøkonomiske kalkulasjonsrenten, blir nåverdien av installert turbinkapital henført til produksjonsoppstart $t = 0$

$$[cY + (c e^{-\lambda T}) Y e^{-rT} + (c e^{-\lambda 2T}) Y e^{-r2T} + \dots + (c e^{-\lambda \infty}) Y e^{-r\infty}] = \frac{cY}{(1 - e^{-(r+\lambda)T})}$$

Teknologisk framgang og lavere turbinkostnader har derfor samme effekt som om turbinkapitalen diskonteres med en høyere rente. Med $m(r + \lambda, T) = \frac{1}{(1 - e^{-(r+\lambda)T})}$ skrives dette noe enklere som $cYm(r + \lambda, T)$.

Anleggskostnadene (veger, ledningsnett, etc.) vil avhengig av lokalisering, topografi og utforming kunne variere ganske mye fra prosjekt til prosjekt for samme turbinkapasitet. Det typiske er at anleggskostnadene er mer omfattende ved bygging i fjellterreng enn i et skogs- eller kulturlandskapsområde. Som nevnt kan det være en nokså lang tidsuttrekning (2 – 3 år) på anleggsarbeidet, og sluttverdien av anleggsinvesteringene henføres til starttidspunktet $t = 0$ for produksjonen. Det antas at investeringskostnadene påløpes jevnt over hele anleggsperioden. Ved oppstarttidspunkt for anleggsarbeidet $\tilde{t} < 0$ og samlet (udiskontert) anleggsinvestering gitt ved K_a (NOK), påløper det dermed

en investeringsdose K_a/\bar{t} per tidsenhet. Henført til produksjonsoppstart $t = 0$ gir dette sluttverdien

$$(K_a/\bar{t}) \int_0^{\bar{t}} e^{-rt} dt = \frac{K_a(e^{-r\bar{t}} - 1)}{\bar{t}r}.$$

Med $\frac{(e^{-r\bar{t}} - 1)}{\bar{t}r} = n(\bar{t}, r)$, skrives dette som $K_a n(\bar{t}, r)$. Anleggskapitalen settes så i et fast forhold til turbinkapitalen gitt ved $K_a = \gamma K_m = \gamma cY$. Den prosjekt spesifikke parameteren γ vil derfor typisk være høyere ved utbygging i et vanskelig tilgjengelig fjellterreng enn i et skogsområde hvor det kanskje allerede eksisterer et nett av skogsbilveger. Ved antagelse om uendelig levetid av anleggskapitalen, er dermed samlet kapitalomkostning henført til $t = 0$ gitt ved

$$K_m [\gamma n(\bar{t}, r) + m(r + \lambda, T)] = cY [\gamma n(\bar{t}, r) + m(r + \lambda, T)].$$

Deretter følger driftskostnadene. Som nevnt (avsnitt to ovenfor) kan det også være slik at disse kostnadene reduseres over tiden som følge av teknologiske forbedringer og læringsmekanismer. Ved en initial årlig driftsomkostning D (NOK) og en antatt fast årlig forbedringsrate $\theta \geq 0$, uttrykkes dermed $D e^{-\theta t}$ driftsomkostningene år $t \geq 0$. Dette gir så nåverdien $\int_0^{\infty} (D e^{-\theta t}) e^{-rt} dt = \frac{D}{(r + \theta)}$.

Det som så gjenstår er miljøkostnadene som er eksterne for utbygger i den samfunnsøkonomiske kalkylen. Som nevnt kan vindkraftutbygging forårsake flere typer miljøødeleggelser. Støy er ikke noe presserende problem for den type utbyggingsprosjekt jeg har hovedfokus på her. Det er derfor de to andre miljøfaktorene, visuell forøpling, men særlig ødeleggelse av uberørt natur og tap av biodiversitet, som er aktuelle (avsnitt to ovenfor). Ved også å se bort fra den visuelle forøplingen, og sette en antatt verdi W (NOK) av tapt uberørt natur på starttidspunktet, gir dermed $W e^{\alpha t}$ verdien av tapt natur år $t \geq 0$ når $\alpha \geq 0$ uttrykker årlig veksttakt i verdiøkningen (avsnitt to). Her er verditapet i anleggsperioden neglisjert. Nåverdien av miljøkostnaden blir følgelig

$$\int_0^{\infty} (W e^{\alpha t}) e^{-rt} dt = \frac{W}{(r - \alpha)},$$

hvor vekstraten for miljøkostnaden er antatt å være lavere enn kalkylerenten, $\alpha < r$. I motsatt fall vil nåverdien av miljøkostnadene, og dermed også de samfunnsøkonomiske kostnadene av prosjektet, bli uendelig. Det sees at stigende miljøkostnad over tiden har samme effekt som at miljøkostnadene diskonteres med en lavere kalkylerente enn de bedriftsøkonomiske kostnadene. Den

samfunnsøkonomiske nåverdien av kostnadene er etter dette definert ved:

$$(1) \text{PVC}_1 = cY [\gamma n(\bar{t}, r) + m(r + \lambda, T)] + \frac{D}{(r + \theta)} + \frac{W}{(r - \alpha)}.$$

Fordi denne modellen gir en betalingsstrøm som løper over en uendelig tidshorison, svarer diskonteringsrenten r til årskostnadsfaktoren som transformerer kostnadene til en fast periodisert kostnad (annuitet). Dermed uttrykkes

$$r\text{PVC}_1 = r \{ cY [\gamma n(\bar{t}, r) + m(r + \lambda, T)] + \frac{D}{(r + \theta)} + \frac{W}{(r - \alpha)} \}$$

den kalkulerede årskostnad. Med $0 < \psi < 1$ som utnyttelsesgraden av turbinkapasiteten som antas lik hvert år, gir $h = \psi 8760$ forventet antall driftstimer per år svarende til full kapasitetsutnyttelse. Årlig produksjon blir dermed hY (kWh). Prosjektets årlige samfunnsøkonomiske kostnad per produsert enhet (langtidsgrensekostnad, eller *LCOE*) (NOK/kWh) blir etter dette:

$$(2) \text{LGK}_1 = \frac{rc [\gamma n(\bar{t}, r) + m(r + \lambda, T)]}{h} + \frac{rD}{(r + \theta)hY} + \frac{rW}{(r - \alpha)hY}.$$

Alle variable og parametere har forventet kostnadseffekt. Merk at fullast brukstid h virker gjennom alle kostnads-komponenter. Merk også at miljøkostnadene fort kan bli betydelige ved en kombinasjon av lav kalkulasjonsrente og antatt høy verdivekst av tapt miljø.

Modell 2: Konesjonen inndras og endelig levetid

Vi ser så på den andre modellen hvor konsesjonsmyndigheten NVE ikke gir etter for pressgrupper og lobbyister og holder seg til den gitte konsesjonstiden og konsesjonen fornyes ikke. Prosjektet har derfor nå en endelig levetid T år. $K_m = cY$ blir nå samlet investert turbinkapital, mens $K_a n(\bar{t}, r)$ som i Modell 1 uttrykker kostnad investert anleggskapital. Samlet kapitalomkostning henført til $t = 0$ er dermed gitt ved $cY [\gamma n(\bar{t}, r) + 1]$. De neddiskonterte driftskostnader blir

$$\int_0^T (D e^{-\theta t}) e^{-rt} dt = \frac{D}{(r + \theta)} (1 - e^{-(r + \theta)T}).$$

I tillegg påløper det nå en kostnad Q (NOK) for nedrigging av turbiner og ledningsnett på tidspunkt T , med nåverdi $e^{-rT} Q$. Miljøkostnadene er som i den foregående modellen og løper over en uendelig tidshorison ved antagelse om full irreversibilitet. Alternativt kan det antas at miljøkostnaden løper fullt fram til sluttidspunktet T , men at kostnaden reduseres etter nedrigging av turbiner og ledningsnett gitt ved parameteren $0 < \eta \leq 1$. Den neddiskonterte miljøkostnaden blir da

$$\int_0^T (W e^{\alpha t}) e^{-rt} dt + \int_T^{\infty} (\eta W e^{\alpha t}) e^{-rt} dt = \frac{W}{(r-\alpha)} [1 - (1-\eta) e^{-(r-\alpha)T}].$$

De samfunnsøkonomiske kostnadene henført til $t = 0$ blir dermed:

$$(3) \quad PVC_2 = cY[\gamma n(\bar{t}, r) + 1] + \frac{D}{(r+\theta)} (1 - e^{-(r+\theta)T}) + e^{-rT} Q + \frac{W}{(r-\alpha)} [1 - (1-\eta) e^{-(r-\alpha)T}].$$

Når betalingsstrømmen løper over T år, gir $r/(1 - e^{-rT})$ årskostnadsfaktoren som transformerer de samlede kostnadene til en fast periodisert kostnad (annuitet). Prosjektets årlige samfunnsøkonomiske kostnad per produsert enhet (langtidsgrensekostnad, eller *LCOE*) blir dermed:

$$(4) \quad LGK_2 = \frac{rPVC_2}{(1 - e^{-rT})hY} = \frac{rc[\gamma n(\bar{t}, r) + 1]}{h(1 - e^{-rT})} + \frac{rD(1 - e^{-(r+\theta)T})}{(r+\theta)(1 - e^{-rT})hY} + \frac{r e^{-rT} Q}{(1 - e^{-rT})hY} + \frac{rW[1 - (1-\eta) e^{-(r-\alpha)T}]}{(r-\alpha)(1 - e^{-rT})hY}.$$

Modell 1 gir lavere årskostnad enn Modell 2, $LGK_1 < LGK_2$, av flere grunner. For det første fordeles den samme anleggsinvesteringen over flere år i Modell 1 enn i Modell 2. For det andre finner det generelt sted teknologisk framgang i turbinkapitalen som har virkning i Modell 1, men ikke i Modell 2. For det tredje vil det påløpe en nedriggingskostnad i Modell 2, men ikke i Modell 1. Alle disse forhold bidrar til lavere kapitalkostnader. Dessuten vil også miljøkostnadene ved den gitte antagelsen om varierende grad av irreversibilitet bidra til høyere årskostnad i Modell 2 enn i Modell 1.

STORHEIA UTBYGGINGEN

Bakgrunn og data

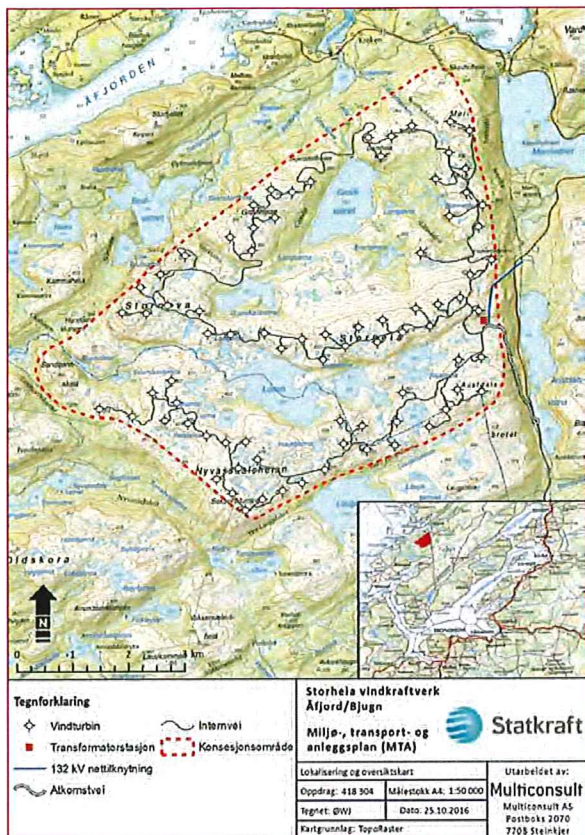
Storheia prosjektet er en del av Fosen utbyggingen som er fordelt på 6 delprosjekter. Hele utbyggingen er organisert i et aksjeselskap kalt Fosen Vind og har tre eiere; Statkraft (51 prosent), Trønderenergi som er eid av kommunene i Sør-Trøndelag (7,9 prosent), og et investeringskonsortium kalt Nordic Wind Power DA (41,1 prosent). Bak Nordic Wind Power står Bank Credit Suisse. Utenlandsk kapital har derfor også betydelige eierinteresser i dette prosjektet. Utbyggingen finner sted på Trøndelagskysten; fra Roan i nord, via Åfjord og Snillfjord til øykommunen Hitra i syd. Dette er så langt det største vindprosjektet i Europa og gir en utbygd kapasitet på 1000 MW, med en forventet årlig produksjon på drøye 3,4 TWh. Altså betydelig mer enn den allerede eksisterende norske vindkraftproduksjonen

(januar 2018). Utbyggingen startet høsten 2016 og alle delprosjektene skal komme i drift i begynnelsen av 2020. Bedriftsøkonomien for Fosen utbyggingen har vært gjenstand for mye diskusjon. Statkraft sa først nei til utbyggingen i juni 2015, og hvor begrunnelsen var manglende bedriftsøkonomisk lønnsomhet på tross av nokså omfattende subsidiering via el-sertifikatordningen (avsnitt 2 ovenfor). Dette ble noen måneder senere til et ja, etter sterkt politisk press både fra lokalt og sentralt hold. Prosjektet var da plutselig blitt bedriftsøkonomisk lønnsomt. I tillegg til prosjektøkonomien i mer begrenset forstand har det også vært diskusjon om kostnadsbelastningen ved nettilknytningen og utbygging av nytt hovednett. Fosen utbyggingen medfører nemlig at det må bygges nye sentrale kraftlinjer strekningen Namsos – Åfjord, og Surna – Snilldal og Snilldal – Åfjord til en anslått kostnad på hhv. 3,7 og 1,9 – 2,7 milliarder kroner. Kostnadene her skal ikke belastes utbygger da disse strekningene er definert inn 'som en del av sentralnettet'. Statnett tar kostnadene, som derved veltes over på strømkundene via nettleien. En eksplisitt uttalt betingelse bak denne kostnadsoverveltningen er at flere vindkraftprosjekter langs Trøndelagskysten senere skal bygges ut (Meland 2016).

Storheia prosjektet er det største delprosjektet i Fosen utbyggingen med kapasitet 288 MW fordelt på 80 turbiner og forventet årsproduksjon på 1 TWh. Prosjektet er som nevnt lokalisert i Åfjord kommune ca. 60 km nord for Trondheim. Storheiautbyggingen legger beslag på nesten 40 km² (totalt areal konsesjonsområdet). Vegutbyggingen er omfattende, og 60 km veg som forbinder de enkelte turbinene vil bli anlagt i utbyggingsområdet (Multikonsult 2016). I tillegg anlegges det veg fra eksisterende offentlige vegnett. Utbyggingen skjer i et uberørt og inngrepsfritt naturområde med verdifulle miljøkvaliteter, og nesten hele konsesjonsområdet er villmark og et såkalt INON-område.¹⁰ Prosjektet har møtt sterk motstand fra naturvernhold, og for eksempel ønsket Norges Naturvernforbund området som en kystnær nasjonalpark.¹¹ Utbyggingsområdet har også lang tradisjon som beiteområde for rein tilhørende sørsamene. Anlegget vil bli godt synlig fra bebyggelsen langs sjøen, og fra en lang rekke kystnære fjellområder. Høyden på turbinene er 87 meter opp til turbinaksling med rotordiameter 117 meter. Turbinene vil derfor rage nesten 150 meter opp fra grunnen. Storheia prosjektet ble endelig godkjent av konsesjonsmyndigheten NVE høsten 2015

¹⁰ INON= inngrepsfrie naturområder i Norge, se <http://inonkart.miljodirektoratet.no/inon/kart>.

¹¹ <http://fosennaturvernforening.blogspot.no/2014/09/storheia-kystnasjonalpark-eller.htm>.



Figur 1: Storheia utbyggingen

og har en konsesjonsvarighet på 25 år fra det tidspunktet anlegget settes i drift. Miljøvurderingen av prosjektet var svært summarisk, og er ikke tillagt noen miljøkostnad (en oppsummering er gitt i Multiconsult 2016). Figur 1 viser utbyggingsområdet.

Tabell 1 gir basisverdier for kostnader og drift. Den utbygde kapasitet på $Y = 288$ MW er av utbygger Fosen Vind antatt å gi en årlig produksjon på 1TWh. Forventet driftstid per år er derfor $h = 3472$ fullasttimer ($1 \cdot 10^9 / 288 \cdot 10^3$). Sammenliknet med NVE (2015) og andre utbygginger er dette svært høyt, med en kapasitetsfaktor $\psi = 3472/8760 \approx 0,40$. Kostnader turbinkapital er antatt å være $K_m = 2,4$ milliarder NOK, som gir kostnad per installert turbinkapasitet $c = 8,3$ ($2,4 \cdot 10^3 / 288$; millioner NOK/MW) (eller 8333 NOK/kW). Kostnad anleggskapital er anslått til $K_a = 0,73$ milliarder (Meland 2016) som gir anleggskapital som andel av turbinkapital på omlag 30 prosent, eller $\gamma = 0,30$. Levetiden for turbinkapitalen er satt til $T = 20$ år, mens anleggsperioden er $\bar{t} = 3$ år. Den årlige driftskostnaden startåret er forutsatt å være

$D = 126$ millioner NOK, som betyr 0,126 NOK/kWh. I basialternativet antar jeg videre en årlig teknisk forbedring turbinkapital på 1 prosent, $\lambda = 0,01$, det samme anslaget gjøres også for driftskostnadene, $\theta = 0,01$. Den tekniske framgangen turbinkapitalen får kun effekt i Modell 1. Basert på anekdotisk svensk kunnskap settes kostnaden for å rigge ned anlegget etter konsesjonsperioden (Modell 2) til 1 million NOK per turbin, dvs. til sammen $Q = 80$ millioner NOK. Diskonteringsrenten settes til 4prosent i basialternativet, $r = 0,04$.

Så vidt vites finnes det ikke noen arbeider som har søkt å verdsette tap av norsk natur som følge av vindkraftprosjekter. Verdsettingsstudier fra andre land har også begrenset overføringsverdi fordi utbyggingen her er svært forskjellig, og ofte uten tap villmark og uberørt natur. Et unntak er Ek og Persson (2014) som har gjennomført en valgeksperiment studie fra Sverige, og som finner at 'The policy simulation exercise shows that the respondents are willing to pay a higher electricity fee corresponding to 4,5 Swedish øre per kWh to avoid the scenario with wind farms located in the mountains area and to avoid private ownership (Ek and Persson 2014, p. 202). Ellers er det få holdepunkter for å fastsette en pengemessig verdsetting av tapt natur som følge av vindkraftutbygging i Norge. Som

Tabell 1: Basisverdier kostnads- og driftsdata Storheia prosjektet. 2016 priser.

	Verdi	Enhet	Kilde
Turbinkapasitet, Y	288	MW	Fosen Vind
Enhet turbinkostnad, c	8,3	Mill. NOK/MW	Meland (2016)
Levetid turbinkapital, T	20	År	Antatt
Andel anleggskapital, γ	0,30		Meland (2016)
Tid anleggsperiode \bar{t}	3	År	Fosen Vind
Antall fullasttimer, h	3472	Timer	Fosen Vind
Årlig driftskostnad, D	126	Mill. NOK/år	Meland (2016)
Nedriggskostnad, Q	80	Mill. NOK	Antatt
Teknisk framgang turbinkapital, λ	1	prosent p.a.	Basert på Wisner mfl. (2016)
Teknisk framgang drift, θ	1	prosent p.a.	Basert på Wisner mfl. (2016)
Diskonteringsrente, r	4	prosent p.a.	Antatt
Miljøkostnad, W	20	Mill. NOK	Antatt
Vekstrate miljøkostnad, α	1	prosent p.a.	Antatt
Andel irreversibel miljø, η	0,5		Antatt

nevnt argumenterer Grønn skattekomisjon (NOU 2015) for at bruk av uberørt natur bør ha en pris og tillegges en arealavgift. Kommisjonen foreslår et sjablonmessig system avhengig av inngrepsstyrke og lokalisering. Utvalget mener videre at klassifisering av inngrep og bruk av naturtype gitt ved arealbruksindikatoren INON kan være et godt utgangspunkt (NOU 2015, Kap. 7.4.3). Som nevnt ovenfor bruker Storheiaprosjektet stort sett INON arealer. Utbyggingen legger derfor beslag på arealer av høy kvalitet og inngrepene er meget omfattende (igjen se Figur 1), det er derfor all grunn til å anta at den kostnaden er 'betydelig'. Skjønnsmessig setter jeg denne kostnaden til 500 NOK/mål, hvilket for det 40 km² store utbyggingsområdet da svarer til en kostnad på $W = 20$ millioner NOK i startåret, eller 0,02 NOK/kWh. I basisalternativet antas det videre at miljøkostnaden øker med 1 prosent per år, $\alpha = 0.01$. Endelig anslås nedriggingsparameter miljøkostnad (Modell 2) til 50 prosent, $\eta = 0.5$.

Resultater

Tabell 2 og 3 (første linje) gir resultatene i basisalternativet. I Modell 2 (Tabell 3) blir enhetskostnaden $LGK_2 = 0.39$ NOK/kWh, som fordeler seg med 0,23, 0,12 og 0,04 NOK/kWh på hhv. kapitalkostnader, driftskostnader og miljøkostnader. Basisalternativet i Modell 1 (Tabell 2) gir lavere kostnader og $LGK_1 = 0.31$. Det skyldes primært lavere kapitalkostnader av årsaker nevnt ovenfor (seksjon tre). Hvis diskonteringsrenten r settes til 6 prosent mens alt annet er uendret (andre linje), blir kostnaden vesentlig høyere i begge modellene. Det sees også at antatt levetid turbinkapitalen T har betydelig innflytelse på kostnaden i Modell 2 (Tabell 3, tredje linje). Under ellers samme forutsetninger som i basisalternativet, men hvor levetiden øker til 25 år, reduseres kostnadene markert til 0,35 NOK/kWh. Det er også en betydelig effekt av antatt lavere fullasttimer (linje fire) i begge modellene. Den reduserte driftstiden h betyr en årlig reduksjon i produksjonen med 8 prosent sammenliknet med basisalternativet (3200/3472), mens enhetskostnaden i Modell 2 da også øker med om lag 8 prosent (0,42/0,39). Som vist ovenfor (avsnitt tre) påvirkes både kapital- og driftskostnadene, og også miljøkostnadene (men miljøkostnadene svært beskjedent). En antagelse om høyere andel anleggskapital γ gir nokså små effekter i begge modellene (linje fem). I nederste linje i Tabell 2 og 3 er effekten av bortfall teknologisk framgang vist. I Modell 2 er det da kun virkningen av mer effektiv drift som utelates, $\theta = 0$, mens både forbedret drift og forbedret turbinkapital utelates i Modell 1, slik at også $\lambda = 0$ holder her. Under ellers samme forutsetninger som i basisalternativet gir det visse effekter. Og ikke overraskende øker kostnadene

Tabell 2: Modell 1 uendelig levetid. Samfunnsøkonomisk kostnad per produsert enhet

	Sum	Kapital-kostnader	Drifts-kostnader	Miljø-kostnad
Basisalternativ	0,31	0,18	0,10	0,03
Diskonteringsrente 6 % ($r = 0,06$)	0,37	0,24	0,11	0,02
Levetid turbinkapital 25 år ($T = 25$)	0,30	0,17	0,10	0,03
Antall fullasttimer 3200 ($h = 3200$)	0,34	0,20	0,11	0,03
Andel anleggskapital 40 % ($\gamma = 0,40$)	0,32	0,18	0,11	0,03
Uendret teknologi turbin og drift	0,34	0,21	0,10	0,03

LGK_1 (LCOE) (NOK/kWh). Fordeling ulike kostnadskomponenter.

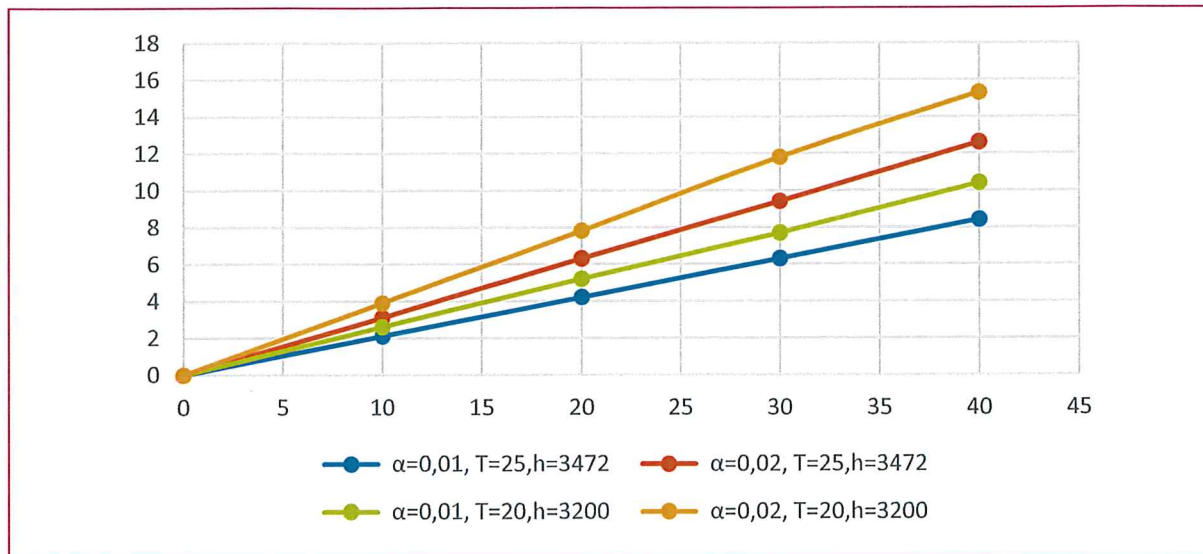
Tabell 3: Modell 2 endelig levetid. Samfunnsøkonomisk kostnad per produsert enhet

	Sum	Kapital-kostnad	Drifts-kostnad	Miljø-kostnad
Basisalternativ	0,39	0,23	0,12	0,04
Diskonteringsrente 6 % ($r = 0,06$)	0,42	0,27	0,12	0,03
Levetid turbinkapital 25 år ($T = 25$)	0,35	0,21	0,11	0,03
Antall fullasttimer 3200 ($h = 3200$)	0,42	0,25	0,13	0,04
Andel anleggskapital 40 % ($\gamma = 0,40$)	0,40	0,24	0,12	0,04
Uendret teknologi drift	0,40	0,23	0,13	0,04

LGK_2 (LCOE) (NOK/kWh). Fordeling ulike kostnadskomponenter.

relativt sett sterkest i Modell 1 (Tabell 2). Jeg har også sett på et alternativ hvor den teknologiske framgangen både i turbinkapital og drift settes til 2 prosent, $\lambda = \theta = 0,02$. Dette gir betydelig reduserte kostnader i Modell 1. Effekten av endringer i modellens øvrige parametere er også undersøkt, og jeg finner for eksempel at størrelse nedriggingskostnad Q og andel irreversibel miljøkostnad η i Modell 2 gir svært små effekter. Endret driftskostnad gir en viss effekt, og 10 millioner redusert utgangskostnad gir her gjennomgående noe under 0,01 NOK/kWh reduksjon i på driftskostnaden både Modell 2 og Modell 1.

Modell 1 gir derfor vesentlig lavere kostnader enn Modell 2 under alle antatte parameterverdier, men forskjellen



Figur 2: Årskostnad ødelagt natur (øre/kWh) vertikal akse. Miljøkostnad startår W (millioner NOK) horisontal akse.

synes å bli relativt størst når levetiden av turbinkapitalen endres. Disse beregningene viser dermed klart hvilke insentiver utbyggerne av Storheia prosjektet (og andre vindkraftprosjekter i Norge) vil ha for å presse på for å få forlenget konsesjonsperioden utover de gitte 25 år, når den tid kommer. Sammenliknet med de bedriftsøkonomiske kostnadstallene NVE rapporterer for sitt såkalte referanseprosjekt med antatt levetid 20 år (NVE 2015), gir basialternativet i Modell 2 noe lavere drifts- og kapitalkostnader. Hovedgrunnen er at antall fullasttimer er antatt å være 3200 timer i NVE beregningen, mens timetallet er godt over 3400 i denne Storheia kalkylen. I samme retning virker det at drifts- og vedlikeholdskostnadene er satt noe høyere av NVE. I motsatt retning virker påløpte miljøkostnader i vår samfunnsøkonomiske beregning, eksterne kostnader som NVE (2015) neglisjerer og for øvrig er påfallende tause om. Med samme antall fullasttimer som NVE (2015) blir de bedriftsøkonomiske kostnadene i Modell 2 her og NVE beregningen svært lik.

I det foregående er miljøkostnaden i startåret gitt som $W = 20$ millioner NOK, svarende til 0,02 NOK/kWh (eller 500 NOK/mål uberørt natur), og det er i de fleste beregningene antatt en fast årlig økning på 1 prosent over tiden, $\alpha = 0,01$. Under de forskjellige beregningsforutsetningene gir dette en kalkulert årskostnad på mellom 0,02 og 0,04 NOK/kWh. Men som diskutert ovenfor er kunnskapen om kostnadene ved ødelagt natur begrenset, og det kan også reises prinsipielle betenkeligheter mot å søke å fastsette en pengemessig verdi på uberørt natur ('hva er

verdien av en sangfugl', se avsnitt to ovenfor). Allikevel skal jeg gi en litt mer omfattende følsomhetsanalyse av miljøkostnadene, og hvor jeg nøyer meg med å se på Modell 2 hvor prosjektet har endelig levetid. For enkelthets skyld antas det at miljøkostnaden påløper i samme omfang også etter et anlegget er nedrigget, $\eta = 1$, slik at miljøkostnaden løper over en uendelig tidshorisont. Dette betyr noe for resultatene, og den kalkulerte årskostnad per produsert enhet for ødelagt uberørt natur (NOK/kWh) er da i Modell 2 gitt ved

$$\frac{rW}{(r - \alpha)(1 - e^{-rT})hY}$$

(når $\alpha < r$, se modellavsnittet). Jeg ser nå på to alternativer for veksten i miljøkostnadene; 1 prosent årlig vekst, $\alpha = 0,01$, og 2 prosent, $\alpha = 0,02$, mens verdien på den initiale årlige miljøkostnaden W varierer mellom 0 og 40 millioner NOK. I det ene beregningssettet bruker jeg basisverdien for levetiden, $T = 20$ år, sammen med en årlig fullast driftstid på $h = 3200$ timer. I det andre beregningssettet antas både høyere levetid, $T = 25$ og høyere antall fullasttimer, $h = 3472$, svarende til basisverdien brukt ovenfor. Kalkulasjonsrenten er i alle beregningene satt til basisverdien 4 prosent, $r = 0,04$. De øvrige parametere er også gitt ved basisverdier som vist i Tabell 1, med unntak av den ovenfor nevnte miljøparameter η .

Figur 2 illustrerer resultatene. Kostnadene viser et stort spenn, og hvor særlig antagelsen om verdistigning miljøkostnaden har stor effekt. Men også endring i antall

fullastimer og levetid har betydning. Gitt utgangskostnad på $W = 20$ millioner NOK, varierer for eks. årskostnaden mellom 0,04 og 0,08 NOK/kWh under de ulike forutsetningene. Ved en antatt utgangskostnad på 30 millioner NOK, blir det tilsvarende kostnadsspennet 0,06 - 0,12 NOK/kWh. Som nevnt svarer utgangskostnaden på 20 millioner til 500 NOK/mål for årlig bruk av uberørt natur, mens 30 millioner svarer til 750 NOK/mål.

AVSLUTNING

I denne artikkelen har jeg diskutert og analysert samfunnsøkonomiske kostnader ved norsk vindkraftutbygging. To kostnadsmodeller er inkludert, der Modell 2 med endelig levetid svarer til dagens konsesjonsbestemmelse. Analysen er eksemplifisert ved det omstridte Storheia prosjektet på Fosen i Sør-Trøndelag. Avhengig av valgte forutsetninger finner jeg, ikke overraskende, at den samfunnsøkonomiske årskostnaden (LCOE, eller langtidsgrensekostnad LGK) varierer ganske mye med modell og parameterantagelser. Årskostnaden er under ellers like forutsetninger betydelig lavere ved antagelsen om uendelig levetid (Modell 1) enn ved endelig levetid (Modell 2). For øvrig viser den numeriske analysen at særlig antagelse om levetid på turbinkapitalen (Modell 2) og kapasitetsutnyttelsen, eller brukstiden gitt ved det årlige antall fullastimer, har stort effekt på kostnadene. Antatt turbineffektivitet påvirker også kostnadene i betydelig grad. Kostnadene ved ødelagt natur er eneste eksterne kostnad inkludert i beregningene, og disse kostnadene blir også i betydelig grad påvirket av forutsetningen om kapasitetsutnyttelse, og også antatt levetid i Modell 2. En utvidet følsomhetsanalyse viser et betydelig spenn i kalkulerede årskostnad.

Kun kostnadssiden ved norsk vindkraft produksjon er studert i det foregående. Inntektssiden og spørsmålet om samfunnsøkonomisk lønnsomhet er derfor ikke berørt. Ved antatt fast turbinkapasitet over prosjektets levetid og lik årlig brukstid blir produksjon den samme hvert år. Hvis en i tillegg forutsetter at prosjektet er marginalt slik at virkningen på energiprisen er neglisjerbar og at det dermed ikke inngår noe konsumentoverskudd, er det dermed kun forskjellig antagelse om energiprisen som vil påvirke prosjektets samfunnsøkonomiske inntektsside. Framtidig elektrisitetspris avhenger av en lang rekke faktorer, både på tilbuds- og etterspørselssiden. Usikkerheten illustreres godt av kraftmarkedsanalysen til NVE (NVE 2017). Prisen i 2020 (som er oppstartsåret for Storheia prosjektet) er her antatt å være mellom 0,22 og 0,30 NOK/kWh, med en middelverdi på om lag 0,26 NOK/kWh. Antatt prisvekst

fram til 2030 viser også et stort spenn, og varierer mellom 0,23 og 0,40 NOK/kWh. Et mulig beregningsopplegg for å evaluere samfunnsøkonomisk lønnsomhet kan da være å finne hvor stor miljøkostnaden må være under ulike prisbaner for at prosjektet akkurat skal være samfunnsøkonomisk lønnsomt, gitt at prosjektet i utgangspunktet er bedriftsøkonomisk lønnsomt (hvilket er mer enn tvilsomt i hvert fall hvis den gitte konsesjonstid håndheves; Modell 2). Se Appendikset for skissering av et slikt opplegg.

Vindkraft har mottatt betydelig subsidiering gjennom elsertifikater (og tidligere via ENOVA) samtidig som utbygging gir ødelagt villmark og tap av biodiversitet. Jeg har her begrenset meg til kun å se på denne type miljøeffekt som eksterne kostnad. Men ved enkelte utbygginger vil det også inngå kostnader og ulemper knyttet til støyproblemer og kanskje også visuell forsøpling. En annen kostnads-komponent som ikke tillegges utbygger er kostnadene ved utbygging av sentralnettet. Og denne type kostnad, som for Fosen prosjektet, kan være betydelig fordi vindkraftutbygging ofte skjer langt unna eksisterende sentralnett. Statnett tar denne kostnaden som i neste trinn veltes over på strømkundene. Alt i alt kan det derfor kanskje sies at mens inntektene ved norsk vindkraftutbygging privatiseres, sosialiseres kostnadene i betydelig grad.

APPENDIKS

Samfunnsøkonomisk overskudd/underskudd Modell 2

I dette Appendikset skal inntektssiden kort bringes inn, og jeg skal stille opp et uttrykk for samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Jeg begrenser meg til å se på Modell 2 hvor prosjektet har endelig levetid. Ved antagelsen om at prosjektet er marginalt slik at markedsprisen for elektrisitet ikke påvirkes, inngår det ikke noe konsumentoverskudd. Som i kostnadsmodellen antas det videre fast årlig produksjon slik at det kun er endringer i energiprisen, eller realprisen på strøm, som kan endre årlig produksjonsinntekt. Hvis energiprisen på starttidspunktet $t = 0$ er p NOK/kWh og det generelt skjer en fast årlig prisendring over tiden gitt ved raten β , uttrykker $p e^{\beta t}$ prisen på tidspunkt $t \geq 0$. For $\beta < r$ blir dermed den samfunnsøkonomiske (= bedriftsøkonomiske) nåverdien av produksjonen:

$$(A1) \quad PVI_2 = Yh \int_0^T (p e^{\beta t}) e^{-rt} dt = Yh \frac{p}{(r-\beta)} (1 - e^{-(r-\beta)T}),$$

mens den kalkulerede årsinntekt per produsert enhet NOK/kWh (se avsnitt tre) blir:

$$(A2) \quad p_2 = \frac{rp(1 - e^{-(r-\beta)T})}{(r-\beta)(1 - e^{-rT})}$$

Jeg kan da stille opp et uttrykk for det samfunnsøkonomiske overskuddet (underskuddet) uttrykt på årsbasis per produsert enhet. Dette gir $\Delta_2 = p_2 - LGK_2$. Innsatt fra likning (4) får jeg da:

$$(A3) \quad \Delta_2 = \frac{rp(1 - e^{-(r-\beta)T})}{(r-\beta)(1 - e^{-rT})} - \left\{ \frac{rc[\gamma n(\bar{r}, r) + 1]}{h(1 - e^{-rT})} + \frac{rD(1 - e^{-(r+\theta)T})}{(r+\theta)(1 - e^{-rT})} hY \right. \\ \left. + \frac{r e^{-rT} Q}{(1 - e^{-rT}) hY} + \frac{rW[1 - (1-\eta)e^{-(r-\alpha)T}]}{(r-\alpha)(1 - e^{-rT}) hY} \right\}$$

Istedenfor å anta noe om størrelsen på miljøkostnadene, kan det som nevnt i hovedteksten (avsnitt fem) isteden anlegges en skyggeprisbetraktning. Gitt at prosjektet i utgangspunktet er bedriftsøkonomisk lønnsomt, er da spørsmålet hvor stor miljøkostnaden må være for at prosjektet akkurat ikke skal være samfunnsøkonomisk lønnsomt. Det betyr at likning (A3) evalueres ved $\Delta_2 = 0$, slik at prosjektets internrente kalkuleres under ulike antagelser om W og α , gitt øvrige kostnads- og parameterverdier.

REFERANSER

- Bye, T. (2014). Vannkraft og elektrisitetøkonomi. Kap 10 i O. Flåten og A. Skonhoft: *Naturressursenes Økonomi*. Gyldendal forlag.
- Bøhringer, C. og K. E. Rosendahl (2009). Satsing på fornybar kraft = satsing på kullkraft. *Samfunnsøkonomen* 7, 3 – 9.
- Ek, K. og L. Persson (2014). Wind farms – where and how to place them? A choice experiment approach to measure consumer preferences for characteristics of wind farm establishments in Sweden. *Ecological Economics* 105, 193 – 203.
- Freeman, M. (2003). *The Measurement of Environment and Resource Values*. Resources for the Future, Washington D.C.
- Funtowicz, S. og J. Ravetz (1994). The worth of a songbird: ecological economics as a post-normal science. *Ecological Economics* 10, 197 – 207.
- Førsund, F. og S. Strøm (1980). *Miljø- og ressursøkonomi*. Universitetsforlaget.
- Gudding, P. (2007). Vindkraft og miljøkostnader, - en nytte-kostnadsanalyse med eksempel fra Smøla-utbyggingen. Masteroppgave Institutt for Samfunnsøkonomi NTNU.
- Gudding, P. og A. Skonhoft (2008). Utbygging og miljøkostnader. Krutilla etter 40 år. *Samfunnsøkonomen* 5, 24 – 35.
- Husabø, L. og D. Weir (2015). Wind energy development in Norway. Kap. 4 i M. Hand (ed.): *IEA Wind Task 26*. National Renewable Energy Laboratory, Colorado US.
- Johansen, L. (1977). Samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Rapport 1/1977 Industriøkonomisk Institutt, Tanum - Nordli
- Krutilla, J. V. (1967). Conservation reconsidered. *American Economic Review* 57, 577 – 586.
- Mattmann, J., I. Logar og R. Brouwer (2016). Wind power externalities; A meta-analysis. *Ecological Economics* 127, 23 – 36.
- Meland, P. (2016). Learning by doing effekter i norsk vindkraft. Masteroppgave Institutt for Samfunnsøkonomi NTNU.
- Meyerhoff, J., C. Ohl og V. Hartje (2010). Landscape externalities from onshore wind power. *Energy Policy* 38, 82 – 92.
- Multikonsult (2016). Miljø, transport og anleggsplan for Storheia vindkraftverk. Steinkjer.
- NOU (2013). *Naturens goder – om verdier av økosystemtjenester*. NOU 2013:10.
- NOU (2015). *Sett pris på miljøet*. NOU 2015:15.
- NVE (2015). *Kostnader i energisektoren*. NVE Rapport 2/2015.
- NVE (2017). *Kraftmarkedsanalyse 2016 – 2030*. NVE Rapport 2/2017.
- Perman, R., M. Common, D. Maddison og J. McGilvray (2011). *Natural Resource and Environmental Economics*. Addison Westley publisher.
- Porter, R. (1982). The new approach to wilderness preservation through benefit – cost analysis. *Journal of Environmental Economics and Management* 9, 59 – 80.
- Skonhoft, A. (1991). Levetid og vannkraftøkonomi. *Norsk Økonomisk Tidsskrift* 105, 253 – 271.
- Stortingsmelding (2016). *Kraft til endring. Energipolitikken mot 2030*. Melding Stortinget 25, 2015 – 2016.
- Stortingsmelding (2017). *Perspektivmeldingen 2017*. Melding Stortinget 29, 2016 – 2017.
- Zerrahn, A. (2017). Wind power and externalities. *Ecological Economics* 141, 245 – 260.
- Zimmer, M., H. Lindhjem og Ø. Handberg (2018). Hvordan påvirker vindkraft landskapet, og hvordan vurderes virkningene av folk som berøres? Menon-publikasjon 56/2018.
- Zweifel, P., A. Praktijn og G. Erdmann (2017). *Energy Economics*. Springer Verlag.
- UNEP (2005). *Millenium Ecosystem Assessment*.
- Weir, D. (2017). *Vindkraft - produksjon i 2016*. Rapport 12-2017 Norges vassdrags- og Energidirektorat (NVE), Oslo.
- Wiser, R., K. Jenni, J. Seel, E. Baker, M. Hand, E. Lantz og A. Smith (2016). Expert elicitation survey on future wind energy costs. *Nature Energy*

