

Norges miljø- og  
biovitenskapelige  
universitet

Masteroppgave 2016, 30 stp.  
Handelshøyskolen, NMBU

# **Kostnadseffektiv og fornybar produksjon av elektrisitet..? Er vindkraftprosjektet på Fosen samfunnsøkonomisk lønnsomt?**

**Kristina Nybakken Sørensen**



## Sammendrag

I denne oppgaven har jeg valgt å gjøre en nytte-kostnads analyse for vindkraftprosjektet på Fosen i Nord – og Sør-Trøndelag. Når vi nå befinner oss midt i en global oppvarming hvor hele EU har forpliktet seg gjennom fornybardirektivet til reduksjon av miljøskadelige utslipp, reduksjon av kraftforbruk og økt produksjon av fornybar energi, gjelder det og investere der det er lønnsomt. Også Norge har forpliktet seg til dette, og vindressursene i Norge er enorme.

Det er flere grunner til at akkurat vindkraftprosjektet på Fosen skilte seg ut og ble grunnlag for denne analysen. For det første så er dette den hittil største vindkraftproduksjonen på land i Europa, som betyr at prosjektet er av betydning. For det andre så var det slik at etter alle konsesjoner var gitt, valgte Statkraft og si nei til å produsere her fordi beregningene deres ga et ulønnsomt resultat. Dette skapte et politisk press som førte til at Statkraft valgte å gjøre nye beregninger basert på nye forutsetninger, blant annet adgang til å bygge en større andel av prosjektet nord for Trondheimsfjorden, der vindressursen er større og gir forbedret lønnsomhet.

For selskapene som produserer kraft er det den bedriftsøkonomiske lønnsomheten som er avgjørende for investering, men i samfunnsøkonomien er man opptatt av det som kalles for samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Det innebærer at når det vurderes å gjøre en investering på offentlig grunn og denne kan gi konsekvenser for økosystemtjenester skal disse konsekvensene være tellende i spørsmålet om investeringen er lønnsom eller ei. Altså skal man etter beste evne ilegge økosystemtjenestene en økonomisk verdi.

Vi skiller altså mellom bedriftsøkonomisk -og samfunnsøkonomisk lønnsomhet. utfordringen er at det ofte er vanskelig og regne ut lønnsomhet i slike tilfeller fordi vi ikke har en fastsatt pris på for eksempel fisk, badevann, turmuligheter og reinsdyr. Selv om det finnes metoder som kan brukes for å gi en estimert økonomisk verdi til noe som ikke har dette i utgangspunktet, er det utfordrende, tidkrevende og forbundet med store kostnader og med stor usikkerhet.

Gjennom ulike scenarioberegninger har jeg forsøkt å vise noen av faktorene som kan være avgjørende for investering. Faktorene som har vært viktig i denne analysen er prisen på kraft, kalkulasjonsrenten, produksjonskostnader og miljøkostnader. Jeg regnet for både bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk lønnsomhet. I bedriftsøkonomisk inkluderte jeg et estimat for beste fall og et for verst fall, hvor man i beste fall har en høy kraftpris(inntekt), lav kalkulasjonsrente, lave produksjonskostnader. I verste fall er kraftprisen lav, og produksjonskostnaden og kalkulasjonsrenten høy. For samfunnsøkonomisk inkluderte jeg i tillegg en miljøkostnad. Jeg valgte å bruke et høyt og et lavt estimat også på denne, og hentet tallene fra NVEs samfunnsøkonomiske håndbok (38) som baserte prisene på bakgrunn av tallene fra NVEs håndbok samt Ciceros anslag, og jeg valgte å bruke 1 øre/kWh som beste scenario, og 5 øre/kWh som verste scenario.(Cicerone 2004) (40)

Resultatene viste at for eksempel størrelsen på kalkulasjonsrenten kan være avgjørende for lønnsomhet gitt visse andre estimater. Miljøkostnadene ble ikke like utslagsgivende da ikke noen av kostnadsestimatene var spesielt høye i utgangspunktet. Allikevel så kan miljøkostnaden være den avgjørende faktoren gitt visse estimater for å bestemme om utbygging av vindkraft på Fosen er samfunnsøkonomisk lønnsomt.



## Summary

In this thesis I have chosen to do a cost-benefit analysis for a wind power project at Fosen in North - and South of Trøndelag. Now that we are in the middle of a global warming, and were the entire EU is committed under the Renewable Energy Directive to the reduction of harmful emissions, reduction of power consumption and increased production of renewable energy, it is more important than ever to invest where it's profitable. Norway also has commitment to this directive, and the wind resources in Norway are enormous.

There are several reasons why I chose the wind power project at Fosen to be the basis for this cost-benefit analysis. Firstly, this is the largest wind power production on land in any European country, which means that the project is of importance. Secondly, it was so that when all licenses were granted by NVE, Statkraft chose to say no to production of windpower at this site because their calculations gave an unprofitable result. This created a political pressure that led to Statkraft choosing to do some new calculations based on new assumptions, including the right to build a bigger share of the project north of Trondheim fjord, where the wind resource is larger and provides enhanced profitability.

For companies producing power, it is the business profitability that is crucial for investment decisions, while the economy is concerned with what is called economic profitability. This means that when a company is considering making an investment on public land, and this production can cause consequences for ecosystem services, those consequences shall be counted for. This can be done when making the decision of whether the investment is profitable or not. This means that one should do their best efforts to impose an ecosystem services with an economic value.

We thus distinguish between commercial -and economic profitability. The challenge is that it is often difficult to calculate the profitability in these cases because we do not have a price on ecosystem services such as fish, lakes, hiking possibilities and reindeers. Although there are methods that can be used to provide an estimation of economic value to something that doesn't have this from the beginning, such methods often is challenging, time consuming and associated with high costs and with great uncertainty.

Through different scenario calculations I have tried to show some of the factors that may be crucial for investment. The factors that have been important in this analysis are the price of power, the discount rate, production costs and environmental costs. I considered both a commercial and economic profitability results. In commercial analysis I included an estimate of the best and for the worst case, where, at best, we have a high energy price (income), low discount rate and low production costs. At worst, the power price is low and the production cost and the discount rate high. For socioeconomic analysis I included an additional environmental cost. I chose to use a high and a low estimate also on this, and obtained the cost from NVE socioeconomic Manual (38) where prices were based on the basis of calculations from NVE's Manual and Cicero's estimate, and I decided to use 1 cent/kWh as the best scenario (for producers), and 5 cents/kWh as the worst scenario. (Cicerone 2004) (40) The results showed that as the size of the discount can be crucial for profitability given certain other estimates. Environmental costs were not as decisive as any of the cost estimates were particularly high in the first place. So anyway, the environmental cost can be the key factor given certain estimates to determine whether development of wind-power production at Fosen is economically profitable.



## Forord

Så er det snart jul igjen, og et nytt år og en helt ny tilværelse venter. Masteroppgaven er liksom prikken over i-en på min utdanning, og på mange måter rommer denne prikken mye. Gjennom en vår og en hel høst har denne oppgaven vært med meg, den har vokst, endret seg og lært meg utrolig mye. Det er gjennom denne oppgaven jeg har sett helheten, og ikke minst forstått sammenhengen mellom alle fag fra starten av bachelor til slutten av mastergrad.

Det har vært en spennende og veldig lærerik prosess, som har gitt mersmak på oppgavens tema, samt mange andre tema som ikke var en del av den røde tråden. Det er derfor på sin plass og rette en stor takk til min veileder Torstein Bye som har vist engasjement fra dag en, og som har tatt seg tid til å forklare, høre på og veilede meg gjennom denne prosessen frem til siste dag.

En stor takk rettes og til alle venner og familie som har kommet med oppmuntrede ord i sluttspurten av denne epoken, og en ekstra takk til pappa som har lest korrektur. Sist men ikke minst, en spesielt stor takk til min samboer Daniel. Ikke bare gjennom en intens høst med skriving av mastergradsoppgaven, men gjennom utallige eksamensperioder har du holdt ut med meg, vært en god støtte og sørget for noen kjærkomne avbrekk, tusen takk!

Ås, desember 2016

Kristina Nybakken Sørensen





# Innholdsfortegnelse

1		
<b>1</b>	<b>Innledning</b> .....	1
1.1	Innledning.....	1
1.2	Metode.....	3
<b>2</b>	<b>Teori</b> .....	4
2.1	Vindkraft.....	4
2.2	Investering.....	5
2.3	Nytte-kostnadsanalyser.....	6
2.4	Markedskrysset.....	8
2.5	Nåverdimetoden.....	9
2.6	Kalkulasjonsrenten.....	10
2.6.1	Nåverdi.....	10
2.6.2	Kalkulasjonsrenten.....	11
2.6.3	Systematisk og usystematisk risiko.....	12
2.7	Fornybar energi.....	13
2.7.1	Prisdannelse på kort sikt.....	13
2.7.2	Elsertifikater.....	14
2.7.3	Nord Pool.....	16
2.8	Økosystemtjenester.....	17
2.9	Metoder for verdsetting av økosystemtjenester.....	18
2.10	Verdioverføring (benefit transfer).....	20
<b>3</b>	<b>Konsesjonene</b> .....	22
3.1	Konsesjonene.....	22
3.2	Fosenprosjektet.....	24
3.3	Konsekvensutredning økosystemtjenester.....	26
3.3.1	Landskap.....	26
3.3.2	Kulturminner/kulturmiljø.....	26
3.3.3	Friluftsliv og ferdsel.....	26
3.3.4	Reiseliv og turisme.....	27
3.3.5	Naturmangfold.....	27
3.3.6	Reindrift.....	27
3.3.7	Inngrepsfrie naturområder.....	28
3.3.8	Vernede områder og vassdragsvern.....	28
3.3.9	Drikkevann, forurensning og avfall.....	28
3.3.10	Støy.....	28
3.3.11	Ising og iskast.....	28
3.3.12	Skyggekast og refleksblink.....	29
3.3.13	Beiteinteresser, jord -og skogbruk.....	29
3.3.14	Nettilknytning og annen infrastruktur.....	29
<b>4</b>	<b>Bedriftsøkonomisk lønnsomhet</b> .....	30
4.1	Prisen på kraft.....	30

4.2 Scenario beregninger.....	33
4.2.1 Scenarioberegninger.....	33
4.2.2 Scenario 1a og 2a.....	34
4.2.3 Scenario 1b og 2b.....	36
<b>5 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet.....</b>	<b>38</b>
5.1 Miljøkostnader og verdsettingsstudier.....	38
5.2 Scenarioberegninger.....	41
5.2.1 Scenario 1d og 2d.....	42
<b>6 Ny kraftlinje/Nettlinje ... ..</b>	<b>44</b>
<b>7 Resultater og konklusjon.....</b>	<b>46</b>
<b>8 Kritikk.....</b>	<b>48</b>
<b>Litteraturliste.....</b>	<b>50</b>
<b>Vedlegg 1.....</b>	<b>52</b>

## Figuroversikt

<b>Figur 1</b> Illustrasjon av hovedfunksjoner i en vindturbin .....	4
<b>Figur 2</b> Pareto-effektivitet ... ..	7
<b>Figur 3</b> Tilbud og etterspørsel .....	8
<b>Figur 4</b> Prisdannelse kort sikt, vannkraft pluss vindkraft.....	13
<b>Figur 5</b> Et grønt sertifikatmarkedet.....	15
<b>Figur 6</b> Etterspørsels –og tilbudskurve for økosystemtjeneste.....	17
<b>Figur 7</b> Forventet kraftprisnivå.....	31
<b>Figur 8</b> Gjennomsnittspris 2020-2040 for utvalgte områder i Norden sammenliknet med tysk utvikling.....	32

## Tabelloversikt

<b>Tabell 1</b> Kalkulasjonsrenten .....	11
<b>Tabell 2</b> Klassifisering av metoder for økonomisk verdsetting av fellesgode ..	19
<b>Tabell 3</b> Generell data for vindkraftparkene .....	25
<b>Tabell 4</b> Kostnader for drift, vedlikehold og produksjon.....	25
<b>Tabell 5</b> Konfliktnivå for ulike økosystemtjenester for vindkraftproduksjon på Fosen.....	34
<b>Tabell 6</b> Scenario 1a.....	35
<b>Tabell 7</b> Scenario 2a.....	36
<b>Tabell 8</b> Scenario 1b og 2b.....	37
<b>Tabell 9</b> Scenario 1c .....	40
<b>Tabell 10</b> Scenario 2c.....	42
<b>Tabell 11</b> Eksterne kostnader ved energiproduksjon i EU.....	43
<b>Tabell 12</b> Scenario 1d.....	47
<b>Tabell 13</b> Scenario 2d.....	47
<b>Tabell 14</b> Beste resultat .....	48
<b>Tabell 15</b> Beste resultat – høy miljøkostnad.....	48



# 1 Innledning

## 1.1 Innledning

Vi står i dag ovenfor et globalt klimaproblem, og klimagassene som slippes ut går på bekostning av både mennesker, dyr og jorda selv. Det betyr at vi må sette i gang noen tiltak, og et av disse tiltakene har vært fornybardirektivet<sup>1</sup>. Gjennom fornybardirektivet ble det såkalte 20-20-20 målet for EU satt. Dette innebærer at vi skal klare å balansere på en fin linje mellom det å kutte ned på andelen av miljøskadelige utslipp, øke andelen av fornybar energi og samtidig få det hele til å gi samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Så er spørsmålet, hvordan skal vi få til dette?

Det å kutte ned på andelen av miljøskadelige utslipp er i teorien en enkel sak. For økonomer er det bare å skattlegge det vi ikke vil ha. Det vil føre til at vi vil produsere mindre av det som forurenser mest. Klimagassutslipp er derimot et globalt problem, det gjør at saken ikke er fult så enkel, da vi har ikke en global stat. Dessuten er det slik at når man legger på kostnader så vil man straffe de som forurenser mest, altså rokker man med inntektsfordelingen. Dette faller ikke i like god jord hos alle. Hvis det er billigere å redusere i utlandet så skjer reduksjonene der under et avgifts eller et kvoteregime med handel. Politikerne er imidlertid opptatte av at vi skal nå egne klimamål, og at utslippsreduksjoner også skal kunne vises til i Norge, og ikke bare gjennom kvotekjøp i utlandet. El-bil ordningen er et eksempel på dette.

Økt fornybar kraftproduksjon er forbundet med høye kostnader og for tiden er prisene lave, noe som gjør det ulønnsomt å produsere. Som et tiltak for å kunne møte de fornybarmålene som er satt (både av EU og Norge) ble det i 2012 innført et felles svensk-norsk elsertifikatmarked. Dette er et markedsbasert virkemiddel som innebærer at kraftleverandører og forbrukere pålegges å kjøpe elsertifikater for en viss andel av strømmen som selges eller kjøpes. Kostnaden blir lagt inn i strømprisen, og fornybarprodusenter får sertifikater etter hvor mye de produserer. Det er disse produsentene kan selge i dette felles markedet og dermed få en ekstra inntekt som skal gjøre investeringene lønnsomme. Gjennom elsertifikatmarkedet er det bestemt at fram til 2020 skal Sverige og Norge øke kraftproduksjonen basert på fornybare energikilder med 28,4 TWh, noe som tilsvarer strømforbruket til mer enn halvparten av alle norske husholdninger. (NVE)

I Norge har vi enorme vindressurser som nesten ikke er utnyttet, og vindkraft er en av de mest miljøvennlige formene for storskala kraftproduksjon vi har tilgjengelig i dag i forhold til utslipp. (Statkraft) Kanskje derfor realiseres nå Europas hittil største landbaserte vindkraftproduksjon i et område kalt Fosen, i Nord- og Sør-Trøndelag. (Killingberg, A (2016))

Med sine 1000 MW installert effekt er prosjektets omfang større enn den samlede norske vindkraftkapasiteten per i dag. Etterhvert som planene for de ulike vindkraftprosjektene i Fosen-området har blitt kjent har lønnsomhetsberegninger blitt satt i gang. I juni 2015 kom nyheten om at Statkraft droppet planene om utbygging av de planlagte vindparkene på Fosen, og årsaken var manglende lønnsomhet i prosjektene. Dette skapte et massivt press fra

---

<sup>1</sup> EU og Norge har satt som mål å redusere utslippene av klimagasser med 20 prosent, redusere energiforbruket med 20 prosent og øke andelen energi fra fornybare kilder med 20 prosent innen 2020.

politikere og i slutten av juni samme år snudde Statkraft, og aktørene ble enige om å utrede utbyggingsplanene på nytt.

Kraftselskapene og Statnett kunngjorde senere en ny utredning av prosjektet basert på nye forutsetninger, blant annet adgang til å bygge en større andel av prosjektet nord for Trondheimsfjorden, der vindressursen er større og gir forbedret lønnsomhet. På bakgrunn av de fornyede forutsetninger Statkraft har gjort er prosjektet nå ansett som lønnsomt, er vedtatt, og byggingen hadde oppstart i 2 kvartal 2016. (Killingberg, A (2016))

I konsesjonene ble det ifølge tatt hensyn til mulige konsekvenser for økosystemtjenester, men det er ikke gjort noen verdivurdering av disse, slik at dette ikke er en faktisk kostnad i regnskapet.

Framtiden er usikker. Jeg ønsker derfor å studere lønnsomheten for dette prosjektet under noen ulike forutsetninger om framtidige priser og kostnader. Ut ifra det politiske presset som Statkraft ble utsatt for i forbindelse med vindkraftutbyggingen på Fosen, kan man anta at dette prosjektet også skal være med på å vise hvordan man i Norge greier å omstille seg i det grønne skiftet. Kan det være med på å overskygge lønnsomheten? For å kunne si noe om dette ønsker jeg i oppgaven min å se på hvor stor den bedriftsøkonomiske lønnsomheten er, gitt noen forutsetninger. Og ikke minst, hva er den samfunnsøkonomiske lønnsomheten gitt disse forutsetningene når alle kostnader tas hensyn til?

## 1.2 Metode

I oppgaven er det konsesjonene som ligger til grunn for å kunne si noe om lønnsomheten for parkene ved hjelp av årlig produsert mengde samt de forventede produksjonskostnadene.

Det presiseres at oppgaven ikke er en fullverdig samfunnsøkonomisk analyse (nytte-kostnadsanalyse), men at det allikevel benyttes mange elementer fra en nytte-kostnadsanalyse for å beregne bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk lønnsomhet, og i oppgaven vil den omtales som en nytte-kostnads analyse. For å si noe om lønnsomheten har jeg brukt et estimat på priser. Til grunn i teorien ligger blant annet forutsetningen om prisfastsettelse i kraftmarkedet på kort og lang sikt, samt grønne sertifikater som gjør fornybar kraftproduksjon lønnsom. Som grunnlag for å beregne lønnsomheten har jeg benyttet nåverdi formelen. Ut fra konsesjonene så er forventet levetid for hver av vindkraftparkene 20 år, og dette sammen med valg av kalkulasjonsrente og produksjonskostnader er med å avgjøre lønnsomheten. For å kunne si noe om den samfunnsøkonomiske lønnsomheten har jeg også valgt og inkludere noen estimater for miljøkostnader. Selv om jeg har belaget miljøkostnadene på allerede eksisterende anslag, forsøker jeg å vise til mulighetene for verdioverføring fra tidligere studier. Prosjektet er som nevnt allerede vedtatt og satt i gang, men det er ikke i drift og er derfor ikke mulig og basere utregningene på faktisk tall.

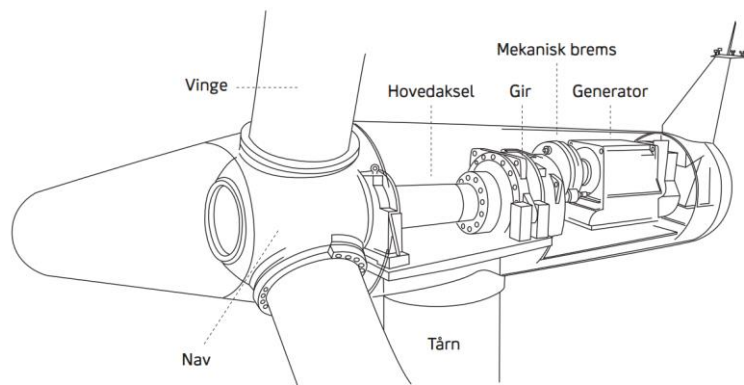
## 2 Teori

### 2.1 Vindkraft

Vingene på en vindturbin fanger opp vindens bevegelsesenergi og overfører den via en drivaksel til generatoren i maskinhuset (nacellen). Både maskinhuset og vingebladene kan dreies og tilpasses både vindretning og styrke, for best mulig utnyttelse av energien/vindressursen. For at en typisk vindturbin (2,3MW) skal kunne produsere strøm må vindhastigheten være minst tre meter per sekund (m/s). Maskinhuset vil da dreie slik at rotorvingene står mot vinden, og produksjonen kan starte. Maksimal effekt oppnås når vindhastigheten er 13 m/s (liten kuling). Ved 25 m/s (full storm) slår turbinen seg automatisk av for å unngå skade på maskindelene. Via kraftkabler som er nedgravd i veinettet i vindparken overføres strømmen til en sentral transformatorstasjon. Herfra går strømmen videre fra overføringskabler og ut på det regionale strømnettet. (Statkraft 2)

Vindmøllene Statkraft har valgt å bruke i parkene på Fosen er 90 meter høye og vindturbinene vil være av typen V117 med en installert effekt på 3,6MW. (Vestas) Figuren nedenfor gir en illustrasjon av hvordan en vindturbin er bygd opp.

Figur 1: Illustrasjon av hovedfunksjoner i en vindturbin



Kilde: [http://elektro.wikia.com/wiki/Landbasert\\_vindkraft](http://elektro.wikia.com/wiki/Landbasert_vindkraft)



## 2.2 Investering

Når en virksomhet anskaffer seg noe i dag, og forutsetter at det vil gi fremtidige fordeler i form av inntekter og/eller reduserte kostnader, gjør de en investering. Det at investeringen skal gi en form for avkastning i fremtiden skaper en tidsdimensjon. Det forutsettes en økonomisk levetid for investeringen, altså det antall år virksomheten kan forvente lønnsomhet fra prosjektet, som blir viktige i de økonomiske beregningene. For at et prosjekt skal være lønnsomt å investere i, i dag, må det kunne generere inntekt i et visst antall år for å bli økonomisk forsvarlig.

Når man gjør en investering, er ofte en av begrunnelsene at det vil bidra til verdiskapning. Verdiskapning skjer når vi transformerer ressurser om til produkter og tjenester som dekker våre behov på en direkte eller indirekte måte, ifølge store norske leksikon. (Idsøe, Johannes) I *Energiutredningen – verdiskapning, forsyningsikkerhet og miljø* (NOU<sup>2</sup>2012:9, vedlegg 1) (NOU 2012:9) forsøker Torstein Bye i et vedlegg å gi en oppklaring på begrepet verdiskapning.

Det er to forhold en må ta i betraktning. Det ene er spørsmålet om lønnsomhet, det vil si om produksjonen dekker kostnadene. Det andre spørsmålet handler om relativ lønnsomhet når tilgangen på ressurser er begrenset. Det mest hensiktsmessige vil være å allokere ressursene dit hvor de kaster mest av seg. Gjennom denne allokeringsmekanismen framkommer også *alternativverdien* på all ressursbruk. Vi kan da få en alternativ avkastning ved å bruke ressursen på en annen måte enn den som er valgt. Om vi bruker ressursen andre steder enn der den kaster mest av seg, lider vi et tap.

Vi kan måle avkastningen i samfunnet ved netto nasjonalprodukt. Verdien av all produksjon i samfunnet minus verdien av all innsats av varer og tjenester er brutto nasjonalprodukt. Så kommer det som må trekkes fra, slik som kapital som slites, dvs. reduksjon av realformuen. Da sitter vi igjen med netto nasjonalprodukt, som ifølge Bye (NOU 2012:9) kan sies å være den inntekten som går til de to primære innsatsfaktorene arbeid og kapital (inklusive naturressurskapitalen). Arbeidsformuen, realkapitalen og naturressurskapitalen som anvendes i produksjon gir altså en avkastning – som er verdiskapningen i samfunnet.

Bye(NOOU 2012:9) mener derfor at vi kan anvende tilsvarende resonnering på bedriftsnivå. Hvis bedriftens produksjonsverdi minus verdien av innsatsen av varer og tjenester kan belønne arbeidskraften og realkapitalen som i alternativ anvendelse, så er bedriften verdiskapende. Om bedriften må ha ressursene (varer, tjenester, arbeid, kapital) til en lavere kostnad enn alternativkostnaden for å kunne eksistere, så tar i en viss forstand denne bedriften ressurser fra andre bedrifter som kunne gitt en bedre avkastning av ressursen. Man kunne altså fått høyere verdiskapning ved å anvende ressursene alternativt. Da må man korrigere nettoproduktet i denne bedriften med forskjellen i faktorprisene for å kunne vurdere om den er verdiskapende eller ikke. (NOU 2012:9)

Det gjelder altså å gjøre en investering der den vil gi størst verdiskapning.

---

<sup>2</sup> Norges offentlige utredninger

## 2.3 Nytte – kostnadsanalyser

Ofte skiller man mellom tre typer samfunnsøkonomiske analyser; kostnadseffektivitetsanalyse, kostnads- virkningsanalyse og nytte-kostnadsanalyse. Felles for de to førstnevnte er at vi ikke får beregnet den samfunnsøkonomiske lønnsomheten, siden det kun er kostnadssiden som er verdsatt i kroner. Analysene kan likevel gi nyttig informasjon for beslutningstakere i vurderingen av ulike tiltak.

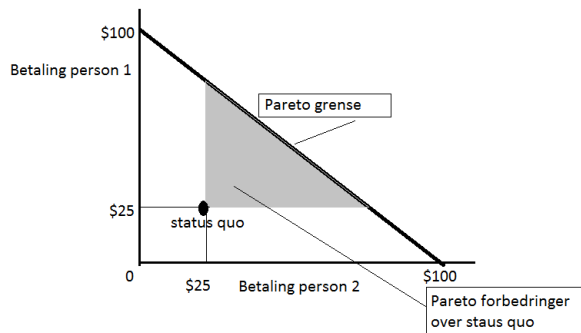
Den mest fullstendige formen for samfunnsøkonomisk analyse av de tre er likevel en nytte-kostnadsanalyse. I en slik analyse verdsettes alle sentrale virkninger i kroner, så langt det lar seg gjøre, og gir på denne måten meningsfull informasjon. Virkninger som ikke lar seg verdsettes i kroner skal vurderes og beskrives kvalitativt, og siden både nytte- og kostnadssiden er (delvis) verdsatt i kroner, kan vi beregne den samfunnsøkonomiske lønnsomheten for hvert tiltak. (SSØ, 2010)

Nytte-kostnadsanalyser brukes altså som et verktøy og hjelpemiddel til å belyse konsekvenser av ressursbruk i ulike prosjekter, både privat og offentlig. Gjennom å benytte seg av en slik analyse kan man systematisk kartlegge all konsekvensene for nytte og kostnad – målt i kroner. Det gjøres ved å gi økosystemtjenester, som ikke har en verdi i kroner, som for eksempel turmuligheter og utsikt, en pengemessig verdi.

Normalt er det kostnader knyttet til prosjektets drift, produksjon og investering som benyttes, mens i en utvidet nytte-kostnadsanalyse er det alle kostnader og all nytte for samfunnet som en helhet, som skal medregnes. Dersom betalingsvilligheten for alle tiltakets nyttevirksomheter er større enn summen av kostnadene, defineres tiltaket som samfunnsøkonomisk lønnsomt (NOU 2009:16). Kostnadene ved et prosjekt skal prinsipielt gjenspeile verdien av hvor mye en *må* gi opp av andre ting for å gjennomføre prosjektet, mens nytten skal gjenspeile hvor mye en er *villig* til å gi opp (NOU 1997: 27), referert fra NOU 2012:16.

En nytte-kostnadsanalyse kan også bli sett på som et verktøy for å måle effektivitet. I økonomien snakker man ofte om allokering av ressurser, altså hvordan disse skal fordeles slik at man oppnår størst mulig velferd. Når denne fordelingen gir maksimert nytte, har vi det som kalles for en pareto-effektiv allokering. Da kan ingen få det bedre, uten at noen andre får det verre.

Figur 2: Pareto-effektivitet

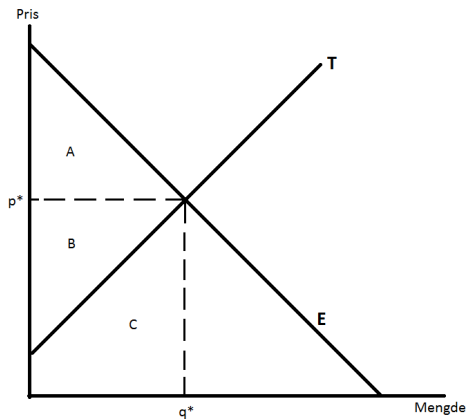


Kilde: selvlaget, Boardman et.al, 2007.

Figuren ovenfor illustrerer pareto-effektiv allokering ved at et gode, til sammen 100 dollar i figuren, kan deles mellom to personer. Får å oppnå en sum på totalt 100 dollar må de dele den seg imellom. Hvis de ikke fordeler den på begge parter ender begge opp med 25 dollar hver, som ikke vil være en effektiv løsning da de totalt sett kan oppnå mer. Det vil si at det laveste hver av dem kan ende opp med er 25 dollar, som igjen betyr at alt over denne summen vil bidra til en pareto-effektiv allokering. Hvis person 1 da får 75 dollar og person 2 25 dollar har vi derfor en pareto-effektiv allokering fordi person 1 får det bedre (enn 25 dollar), samtidig som person 2 ikke får det verre (enn 25 dollar). Den grå trekanten representerer pareto-effektivitet ved at innenfor dette området vil minst en av dem kunne få det bedre, uten at den andre får det verre. Fordeles ressursene riktig, vil de fordeles der verdiskapingen er størst.

## 2.4 Markedskrysset

Figur 3: Tilbud og etterspørsel



Kilde: selvlaget

Figuren over illustrerer et forenklet marked hvor det er en stigende tilbudskurve (T) av et gode, og en fallende etterspørselskurve (E) for det samme gode. Det betyr at etterspørsel faller ved økende pris, mens tilbudet øker når prisen går opp. I markedet dannes det en likevekt for pris  $p$  og mengde  $x$  der etterspørsel og tilbud møtes. Her er markedet i balanse, og verken produsenter eller forbrukere har noe økonomisk insentiv til å endre produksjon og forbruk. Ved en løsning der vi får  $x^*$  og  $p^*$  som i figuren (markedskrysset), skapes den høyest mulige velferd for samfunnet av dette godet.

Allikevel fungerer ikke markedet fullt så enkelt, og ved for eksempel subsidiering av kraftteknologier, slik som for eksempel vindmøller, betyr det at de fulle kostnadene ved prosjektene ikke dekkes av produsentene (og i neste omgang forbrukerne) direkte. I et tilfelle hvor produksjon av for eksempel vind er avhengig av subsidier for å dekke kostandene sine, vil ikke subsidiene reflekteres i et eventuelt overskudd. Overskuddet blir derfor «for stort», og for å kunne konkludere om et prosjekt er verdiskapende må man korrigere for disse. Ved å følge tankegangen til Torstein Bye her, indikerer det at siden de ikke vil etableres uten subsidier, antyder da markedet at disse ikke er verdiskapende. (NOU 2012:9)

## 2.5 Nåverdimetoden

Nåverdien er den vanligste metoden når man trenger å sammenstille virkninger som påløper til ulike tidspunkt. Det er nemlig ikke slik at hundre kroner i dag er det samme som hundre kroner i morgen. (Ikke skrevet i sten!! – gitt dagens utvikling – «normalt sett») Verdien av penger i dag, er større enn det samme beløpet noen år frem i tid. Man får med andre ord mer for hundre kroner i dag, enn du vil få for hundre kroner ti år frem i tid. Metoden bruker man ved å neddiskontere alle nytte- og kostnadsvirkninger til dagens verdi, gjennom å benytte seg av en kalkulasjonsrente, som kan brukes for å gjøre virkninger på ulike tidspunkter sammenliknbare. I en nytte-kostnadsanalyse er kriteriet for samfunnsøkonomisk lønnsomhet at netto nåverdi av tiltaket er positiv ( $NV \geq 0$ ), dvs. at nåverdien av all fremtidig nytte skal overstige nåverdien av fremtidige kostnader.

Forskjellen mellom investeringsprosjektets fremtidige, årlige innbetalinger og de tilsvarende utbetalingene kalles for årets kontantstrøm, og er enkelt forklart innbetalinger minus utbetalinger. Disse starter å regnes fra år 1, mens investeringskostnaden legges til år null. Prosjekter gis også en forventet økonomisk levetid. Med det menes det antall år virksomheten kan forvente at investeringsprosjektet er lønnsomt; med andre ord det antall år prosjektet genererer en positiv kontantstrøm. (Hoff, Kjell Gunnar (2009))

I nåverdimetoden sammenligner vi nåverdien av investeringenes fremtidige kontantstrømmer og investeringsutgiften på investeringstidspunktet. Differansen mellom nåverdien av de fremtidige kontantstrømmer og investeringsutgiften, kalles netto nåverdi (NNV)

$$NV = \sum_{t=1}^n \frac{K_t}{(1+r)^t}$$

Formelen viser at det er summen av kontantstrømmen for alle år, delt på kalkulasjonsrenta med hensyn på antall forventet leveår for prosjektet, pluss tallet 1, som utgjør nåverdien.

$$NNV = -U_0 + \sum_{t=1}^n \frac{K_t}{(1+r)^t}$$

Formelen for netto nåverdi er nesten lik som den for nåverdi, forskjellen mellom de to er at ved beregning av NNV trekker man fra investeringskostnaden,  $U_0$ , før man summerer kontantstrømmen for forventet antall leveår.

Dersom NV eller NNV er større enn, eller lik 0, er investeringen lønnsom.

## 2.6 Kalkulasjonsrenten

### 2.6.1 Nåverdi

Når man ved hjelp av en nytte-kostnads analyse benytter modeller til å gi økosystemtjenester ved et prosjekt en økonomisk verdi i kroner eller øre, har man gjerne et bedre tallgrunnlag til å beregne netto nåverdi som kan avgjøre om et prosjekt er lønnsomt eller ikke. En svært viktig del av dette regnestykket er rentene, risikoen og tidsperspektivet man bruker.

Finansdepartementet har i den sammenheng bestemt hvilken kalkulasjonsrente som skal brukes når det gjelder offentlige prosjekter.

Størrelsen på kalkulasjonsrente har vesentlig innvirkning på lønnsomheten av langsiktige tiltak. Retningslinjene for fastsettelse av kalkulasjonsrente er basert på eksponentiell diskontering og den såkalte kapitalverdimodellen.<sup>3</sup>

Det er i formelen for å regne ut nåverdi og netto nåverdi, man ser betydningen av kalkulasjonsrenten.

$$NV = \sum_{t=1}^n \frac{K_t}{(1+r)^t}$$

Fra formelen over kan man se at bruk av ulike diskonteringsrenter kan være avgjørende for om et prosjekt anbefales, og ikke minst er lønnsomt, eller ikke. På generelt grunnlag kan man si at en lav diskonteringsrente (liten  $r$ , for eksempel 0,02) vil gi fremtidige inntekter ( $K_t$ ) større verdi, mens det ved bruk av en høy diskonteringsrente (stor  $r$ , for eksempel 0,08) betyr at fremtidig inntekt ikke tillegges like stor verdi. Ved for eksempel et prosjekt med høy diskonteringsrente, vil et prosjekt hvor det er forventet stor avkastning i starten gi større lønnsomhet kontra et med forventet avkastning i slutten av levetiden siden dette tillegges mindre vekt med en høyere rente. (Boardman, Anthony E. et.al. 2011). For kostnadene så vil de minke med økt kalkulasjonsrente hvis man har antatt gitt faste produksjonskostnader (driftskostnader) per år. Det fører til at ved å øke kalkulasjonsrenten så vil «verdien» for bedriften av fremtidige produksjonskostnader bli mindre når det måles i dagens verdi.

NOU2012: 16 er et supplement til NOU 1997: 27 og NOU 1998: 16, og slår fast at ved bruk i samfunnsøkonomisk analyse av et normalt offentlig tiltak, som et samferdselstiltak, antas en reell risikostjustert kalkulasjonsrente på 4 prosent å være rimelig for virkninger de første 40 år fra analysetidspunktet.

Når man i dag foretar analyser er det normalt at prisene på et prosjekts kostnader og gevinster er konstante gjennom hele prosjektperioden.

---

<sup>3</sup> Kapitalverdimodellen (KVM) er en modell som tar for seg forholdet mellom risiko og forventet avkastning. Vi bruker KVM til å finne avkastningskravet til investeringer som inneholder risiko. Det er naturlig at investoren skal kompenseres for risikofri rente og selve risikoen som følger med investeringen.

## 2.6.2 Kalkulasjonsrenten

Tabell 1: Kalkulasjonsrenten

	Kalkulasjonsrenten		
	0-40 år	40-75 år	Fra 75 år (dvs. i stor grad miljøvirkninger)
<i>-risikofri rente</i>	<i>2,5 prosent</i>	<i>2prosent</i>	<i>2 prosent</i>
<i>-påslag</i>	<i>1,5 prosent</i>	<i>1prosent</i>	<i>0 prosent</i>
Risikojustert rente	4 prosent	3prosent	2 prosent

Kilde: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2012-16/id700821/?ch=6> (NOU2012:16)

Kalkulasjonsrenten bør reflektere hva det samfunnsøkonomisk koster å binde kapital i langsiktige anvendelser. Det er derfor ulike typer risiko som må tas hensyn til.

## 2.6.3 Systematisk og usystematisk risiko

I store investeringer og prosjekter er det også viktig å ta hensyn til hvilken risiko prosjektet er ventet å ha når man velger kalkulasjonsrente og skal regne på nåverdien. Usikkerhet i et prosjekt kan deles opp i henholdsvis systematisk og usystematisk risiko.

Risiko som avhenger av prosjektspesifikke forhold betegnes som usystematisk risiko. Dette kan for eksempel gjelde usikkerheten knyttet til geologien i et fjell det skal bores i for å bygge en tunnel. Også i andre prosjekter vil vi ha usikre kostnader som bare avhenger av prosjektspesifikke forhold. I noen av disse prosjektene vil de faktiske kostnadene bli lavere enn planlagt, mens de i andre vil bli høyere. Siden det i utgangspunktet ikke er noen samvariasjon mellom kostnadene i de ulike prosjektene, vil imidlertid utfallene av denne typen usikkerhet jevne seg ut når vi betrakter porteføljen av prosjekter for samfunnet som helhet. Vi sier at den usystematiske risikoen kan diversifiseres (benytte annet ord) bort, og dette gjør at vi for denne typen risiko ikke skal øke avkastningskravet til et tiltak.

Med systematisk risiko derimot menes i hvilken grad gevinstene av tiltaket er følsomme for svingninger i marginalnyttens<sup>4</sup> av konsum. Videre kan en anta at marginalnyttens av konsum er lavere når man blir rikere. En kan for eksempel tenke seg at avkastningen på en samferdselsinvestering vil variere med konjunkturutviklingen.

Ved tilstedeværelse av systematisk risiko må det i den samfunnsøkonomiske lønnsomhetsberegningen korrigeres for denne type usikkerhet. Det kan blant annet gjøres ved hjelp av et risikotillegg på kalkulasjonsrenten. Størrelsen på risikotillegget skal da i teorien avhenge av graden av samvariasjon mellom prosjektavkastningen og marginalnyttens av konsum. Samfunnsøkonomisk avkastning av prissatte elementer består av nytte-elementer minus kostnadselementer. Hvis det er positiv samvariasjon mellom prosjektets netto nytte og økonomien for øvrig øker risikoen, mens positiv samvariasjon mellom netto kostnad og økonomien for øvrig, reduserer risikoen. Begge tilfelle taler for et tillegg i diskonteringsrenten som reduserer nåverdien av netto nytte (lavere lønnsomhet) og reduserer nåverdien av netto kostnad (økt lønnsomhet). (NOU 2012: 16)

## 2.7 Fornybar energi

Av all kraftproduksjon i Norge, produseres nesten alt av vannkraft. I 2015 kom 95,9 % av all kraftproduksjon i Norge fra vannkraft, 2,4 % fra varmekraft og de resterende 1,7 % fra vindkraft. (SSB, 2015)

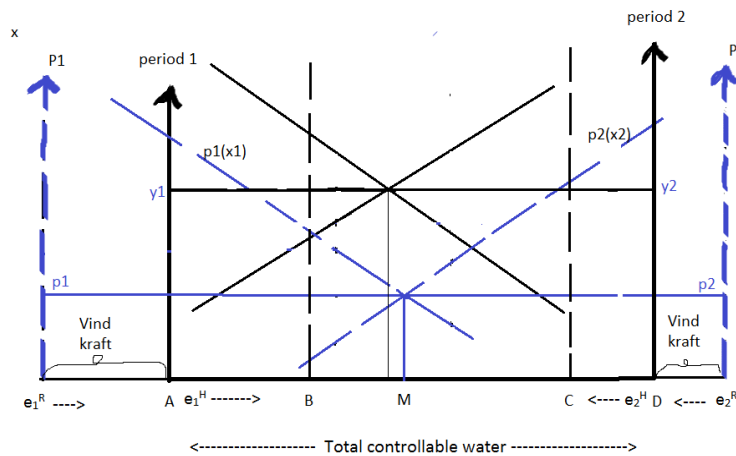
På grunn av god tilgang til vannkraft, en godt utviklet teknologi og kunnskap, samt lave kostnader, har dette vært kilden til det meste av kraftproduksjonen i Norge. De fossefallene som står igjen er enten vernet eller er så små at kostandene ved å bygge ut blir for store. Derfor har vi nå snudd oss mot vindkraft, som har et stort potensiale. Figuren nedenfor skal illustrere hvordan prisdannelsen skjer i et vannkraftmarked på kort sikt, og forklarer effekten på pris når vi får vindkraft, som er u-regulerbar kraft, i tillegg.

---

<sup>4</sup> Hvor mye nytten øker ved å øke konsumet med en enhet ekstra



Figur 4: Prisdannelse kort sikt, vannkraft pluss vindkraft



Kilde: selvlaget

### 2.7.1 Prisdannelse på kort sikt

I et fritt vannkraftmarked uten skranker vil det genereres like priser mellom kundegrupper og over tid. Kraftprisen bestemmes av ulike faktorer, på lang og kort sikt. På lang sikt må prisen dekke både investerings- og driftskostnader for at investeringen skal være lønnsom. På kort sikt må minst driftskostnadene dekkes. I figur 2.6 over er det forutsatt at det ikke er driftskostnader, og uten andre skranker/begrensninger er det vannmengden og elastisiteten på kurvene som bestemmer prisen. Prisen er altså lik skyggepris<sup>5</sup> på vann, grunnet vannskranken. Velferden maksimeres der etterspørselskurvene for de to periodene møtes. Dette er de grunnleggende prinsippene og er vist i figuren.

De svarte vertikale strekene viser størrelsen på vannmagasinet (tilgjengelighet på kraft), og de svarte etterspørselskurvene som krysses viser etterspørsel av vannkraft i de to periodene. Der kurvene krysses finner vi prisen for begge periodene. De blå stiplede vertikale linjene viser størrelsen på tilgjengeligheten av kraft når vi også inkluderer vindkraft. (Førsund, Finn R (2007))

Vi får et større «badekar», dvs. et større tilbud, og med økt tilbud faller prisene. Dette ser vi av de blå stiplede etterspørselskurvene som krysses, og gir en lavere pris enn ved bare vannkraft. Etterspørselen i de to periodene påvirkes ikke av når de blåser fordi vannkraftlagret brukes til å utjevne prisforskjeller. Som figuren viser er prisene lik i begge periodene, fordi det ikke finnes andre skranker. Dette er en forenkling fra virkeligheten, men for oppgaven videre kreves det ikke noe mer avansert. Tilslutt presiseres det at mens vannkraft er regulerbar, og mulig og «å lagre» i såkalte vannmagasiner, er det ikke mulighet for å lagre vindkraft, og den må derfor brukes når den produseres.

<sup>5</sup> Skyggepris er verdien av knappe ressurser.

## 2.7.2 Elsertifikater

Det er allikevel ikke sånn at vindkraft, eller annen fornybar kraft er lønnsomt nok til å investere i uten ekstra midler, og fra 1. januar 2012 ble elsertifikatordningen offisielt startet, også omtalt som grønne sertifikater. Dette er en felles svensk-norsk støtteordning som ble startet for å bidra til å øke produksjonen av fornybar kraft i Norge og Sverige, hvor formålet er å stimulere til økt ny fornybar produksjon. I dette markedet får de som produserer «grønn» kraft utdelt disse sertifikatene i forhold til hvor mye de produserer. Et elsertifikat er en bekreftelse på at 1 MWh fornybar elektrisk energi er produsert i henhold til Lov om elsertifikater.

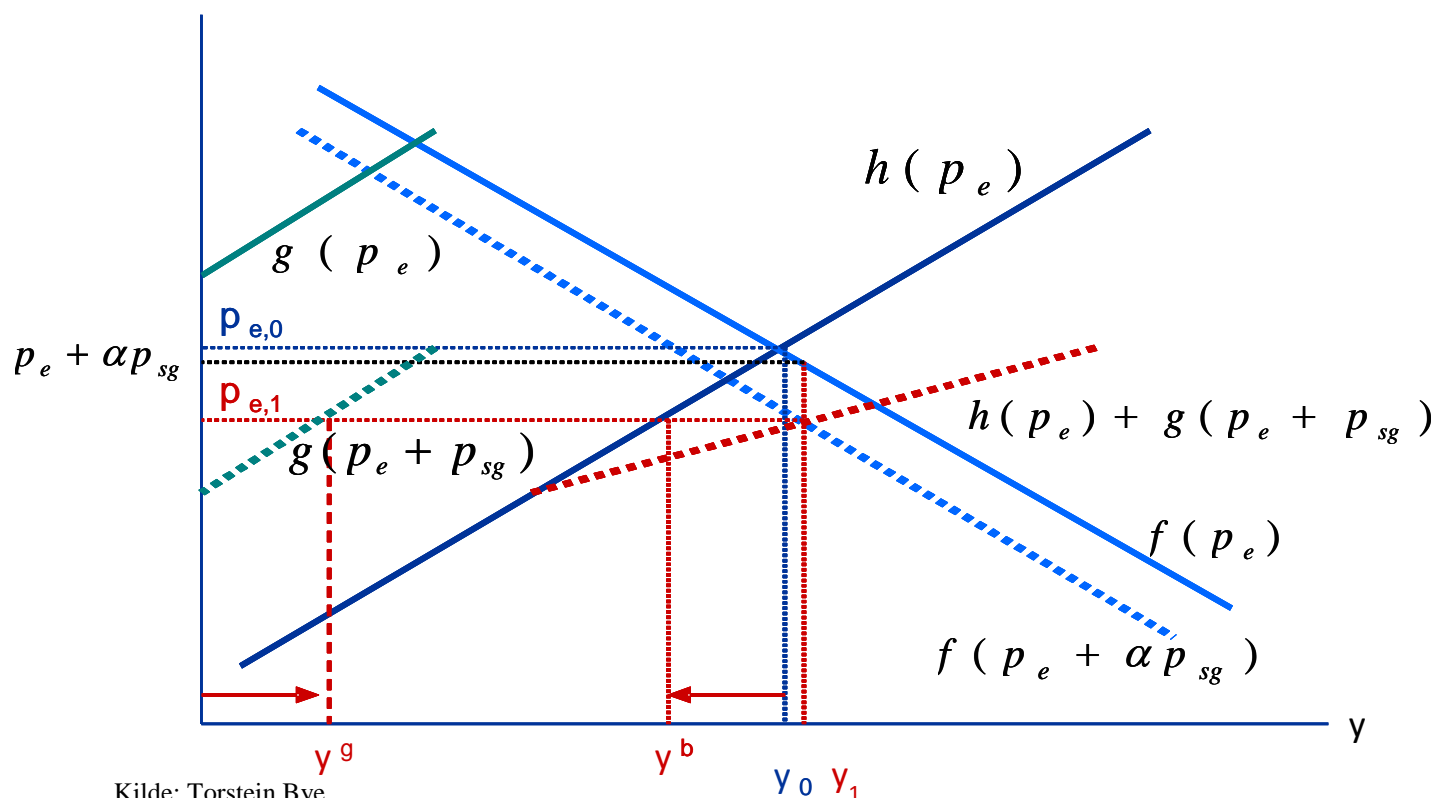
Konsumentene blir pålagt å kjøpe en viss andel av sertifikatene når de kjøper elektrisitet, og det skaper dermed et verdipapir-marked som gir en subsidie til fornybare produsenter og beskatter altså konsumentene som må kjøpe dette papiret. Hele poenget med denne ordningen er at det skal bli lønnsomt å bygge ut fornybar kraft.

Et elsertifikat er altså et verdipapir som sikrer at de som investerer i produksjon av kraft fra fornybare kilder skal få en akseptabel avkastning på sine investeringer. Årsaken er at kraftprisen i utgangspunktet er for lav til å dekke kostnader som oppstår ved ny utbygging. Prisen på sertifikater skal derfor dekke forskjellen mellom markedsprisen på kraft og hva det koster å produsere ny kraft. (Regjeringen, 2014) Vi antar frikonkurranse for både kraft og papiret. Dette gir et marked som fastsetter prisen på elsertifikater.

Noe av kritikken mot elsertifikater er at vi i Norge i dag ikke har behov for mere kraftproduksjon i områder hvor prisen er for lav til å dekke kostnader ved utbygging. Hvis vi får et overskudd av kraft må prisen settes ned for å kunne skape etterspørsel på all den ekstra kraften som produseres, og gir dermed ikke lønnsomhet. Hvis prisen blir veldig lav kan et annet problem oppstå. En veldig lav pris gjør at det i praksis blir kraftprodusentene som ender opp med å betale for sertifikatene, fordi kraftprisen konsumentene betaler blir lavere enn uten sertifikatene, noe som er mot sin hensikt og gir et velferdstap.

Dermed vil det i teorien bety at ved for stor subsidiering gjennom elsertifikatene vil prisen falle til null ved for stor utbygging av fornybar kraft, som også kan vises i figur 1 ovenfor. I energimeldingen som kom i april i år er det lagt frem forslag om at ordningen med grønne sertifikater skal avskaffes fra 2021 da den nå har tjent formålet sitt, nemlig å øke produksjon av fornybar energi. (Energi Norge) Det vil videre ikke diskuteres noe mer rundt kritikken av elsertifikater.

Figur 5: Et grønt sertifikatmarked



Kilde: Torstein Bye

I figuren over illustreres et kraftmarked med og uten elsertifikater for å vise effekten av sertifikatene. I et marked hvor vi ikke har elsertifikater er tilbudskurven gitt ved  $h(p_e)$ , hvor  $p_e$  er prisen på kraft. Etterspørselskurven er gitt ved  $f(p_e)$  og der hvor disse kurvene krysser får vi tilbud og etterspørsel i markedslikevekten med pris  $p_{e,0}$  og mengde  $y_0$ . For å gjøre det enkelt kan man betrakte forbrukerprisen som netto av distribusjonskostnader etc., og dermed kan vi si at forbrukerprisen på kraft i dette tilfellet er lik engrosprisen.

I figuren er også tilbudskurven (grensekostnadskurven) vist som  $g(p_e)$  for grønn/fornybar kraft. Av figuren fremgår det at grensekostnadene ved å produsere grønn kraft i sin helhet er for høye til at det produseres noe av denne typen kraft, og tilbudet i markedet,  $h(p_e)$  er kun fra ordinær kraftproduksjon. Det kan her påpekes at for Norge sin del så består denne ordinære kraftproduksjonen hovedsakelig av eksisterende vannkraft.

Så innføres det et grønt sertifikatmarked med et fastsatt andelskrav lik  $\alpha$ . Vi får da en ny tilbudskurve vist som  $g(p_e + p_{sg})$ , hvor  $p_{sg}$  er prisen på elsertifikatene. På grunn av at produsenten av grønn/fornybar kraft nå får en ekstra betaling på  $p_{sg}$  per produsert enhet i tillegg til engrosprisen  $p_e$  skifter tilbudskurven for grønn kraft nedover/utover til  $g(p_e + p_{sg})$  fra  $g(p_e)$ . Ved å gjøre en vannrett addisjon av den eksisterende tilbudskurven for ordinær kraft og den nye tilbudskurven for grønn/fornybar kraft får vi en ny tilbudskurve for markedet lik  $h(p_e) + g(p_e + p_{sg})$ .

Så var det dette elsertifikatet hvor forbrukeren må kjøpe en andel  $\alpha$ , i forhold til total mengde som kjøpes. Konsekvensene av elsertifikatet er at markedsetterspørselen for kraft rykker innover fra  $f(p_e)$  til  $f(p_e + \alpha p_{sg})$  og kraftmarkedet etablerer en ny likevekt med mengde  $y_1$  og kraftpris  $p_{e,1}$ , som nå blir lavere enn den tidligere engrosprisen. For kjøperen vil nå en enhet kraft, hvor andelskravet er innbakt, koste  $p_{e,1} + \alpha p_{sg}$ .

Totalt sett gir elsertifikatmarkedet et større tilbud enn uten. Økt tilbud gjør at prisen presses ned, og dermed vil forbruket også øke. På samme tid må forbrukerne betale for sertifikatet for å ha dette tilbudet, og dermed kan forbruket reduseres. Det er ikke sikkert hvilken av disse effektene som vil veie tyngst, så selv om figuren viser at prisen går ned totalt sett, og forbruket øker er ikke dette gitt.

### 2.7.3 Nord Pool

NordPool beregner hver dag systemprisen på kraft for neste dag. Prisen blir bestemt ut ifra det tilbud og den etterspørsel som gir likevekt mellom disse. Denne finner man ved å se på hvilken mengde produsentene melder inn at de ønsker å produsere til et gitt prisnivå, og hvor mye forbrukerne melder at de vil bruke gitt ulike prisnivåer. Budene produsentene legger inn gjenspeiler den verdien de mener produksjonen har, som i stor grad er knyttet til de løpende produksjonskostnadene ved kraftverket.

I markedsliekevekten er det kostnadene ved å produsere kraft i den «siste» kraftenheten, marginkostnaden, som bestemmer prisen. Det fører til at det er de rimeligste energiressursene som benyttes først, slik at kraftbehovet blir dekket til en lavest mulig kostnad for samfunnet. På grunn av den høye utvekslingskapasiteten mot utlandet påvirkes prisnivået i Norge i stor grad av kostnadene ved å produsere kraft i termiske kraftverk. Også den fornybare produksjonen og forbruksmengden landene vi er knyttet til har spiller inn. (OED, 2015)

Strømmen som produseres blir solgt på børsen Nord Pool Spot. Dette er et «dagen-før» marked hvor det hver dag før klokken 12, når markedet stenger, blir fastsatt kraftpriser for hver time neste dag. Dette er prisene som er utgangspunktet for hva du betaler for strømmen dersom du velger spot-pris eller innkjøps-pris. Fordi strømmettet kan ha kapasitetsproblemer, deles landet inn i ulike soner, og prisene i de ulike sonene kan ha stor variasjon. (Nord Pool)

I dag omsettes omentrent 70 % av kraften i Norge på strømbørsen Nord Pool spot. Nord Pool spot er altså et kortsiktig marked, som er det mest typiske og hvor strømmen som handles er fysisk. De resterende 30 % omsettes i kontrakt (papir)-marked med både faste og variable kontrakter. Om man vil kjøpe kraft for levering over lengre perioder, skjer det på NASDAQ<sup>6</sup>, som ikke omsetter fysisk kraft, men bare er et papirmarked.

---

<sup>6</sup> Nasdaq er et amerikansk elektronisk aksjemarked. De har det største handelsvolum av alle elektroniske børser i verden.

## 2.8 Økosystemtjenester

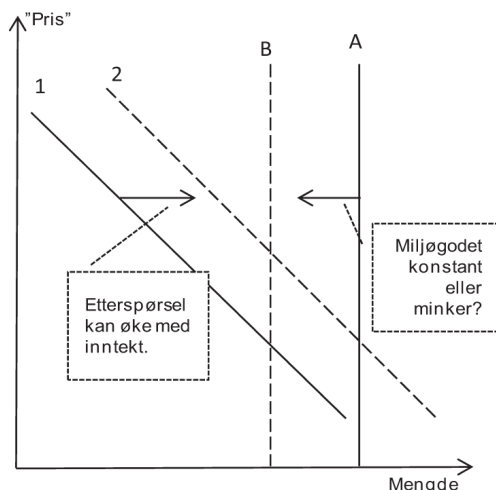
Ifølge store norske leksikon (Myhre, Trude (2015)) er fellesbetegnelsen for naturens produkter det vi kaller økosystemtjenester. Dette kan defineres som et gode eller et produkt mennesker får fra naturen, og begrepet brukes i sammenheng med å beregne økonomiske verdier av naturen og de tjenestene vi får av den.

Disse tjenestene kan man gjerne dele inn i ulike undergruppene nøkkeltjenester, konkrete tjenester, regulerende tjenester og kulturelle tjenester.

Nøkkeltjeneste er en økosystemtjeneste som er nødvendig for produksjon av andre økosystemtjenester, som for eksempel nedbrytning av organisk avfall, resirkulering av næring, primærproduksjon og frøspredning. Konkret tjeneste viser til et produkt som er hentet rett fra naturen slik som mat, vann, mineraler og brensel. Regulerende tjeneste er en økosystemtjeneste som oppnås gjennom en prosess i naturen, som karbonlagring, nedbrytning av avfall, vann- og luftrensing, pollinering og sykdomskontroll. Til slutt er det de kulturelle tjenestene. Dette er ikke-materielle tjenester som mennesker får fra naturen, som kulturell, intellektuell og spirituell inspirasjon, friluftsliv og rekreasjon, samt vitenskapelige oppdagelser. Ved tidligere bruk, og for resten av oppgaven vil begrepet økosystemtjenester dermed innbefatte alle de nevnte undergruppene som begrepet kan deles inn i.

Det viktigste forholdet er at tilbudet av økosystemtjenester som en hovedregel ikke kan økes, og at disse tjenestene dermed antas å bli knappere over tid med voksende befolkning, produksjon og forbruk.

Figur 6: Tilbud – og etterspørselskurve økosystemtjeneste



Kurvene 1 og 2 i figuren over angir her tenkte etterspørselskurver for en økosystemtjeneste, der 2 representerer et høyere inntektsnivå enn 1. A og B angir tenkte tilbudskurver for økosystemtjenesten, der B representerer en svekkelse av tjenesten i forhold til A. De fleste økosystemtjenestene omsettes imidlertid ikke i et marked, slik at vi ikke står overfor tilbuds- og etterspørselskurver i vanlig forstand. Spørsmålet om i hvilke situasjoner, og eventuelt hvordan, en skal beregne slike kalkulasjonspriser, blir derfor viktig. Dette inkluderer spørsmålet om hvordan en skal definere og avgrense en økosystemtjeneste som det skal estimeres betalingsvillighet for. (NOU 2012:16) s.47)

## **2.9 Metoder for verdsetting av økosystemtjenester**

Mange viktige økosystemtjenester som jordbruksprodukter, fisk, tømmer etc. omsettes i markeder, og i slike situasjoner kan markedspriser og informasjon om adferd og transaksjoner i «vanlige» markeder benyttes til å beregne verdien av tjenestene. For mange andre økosystemtjenester er imidlertid ikke denne typen informasjon tilgjengelig og økonomisk verdi må da beregnes på annen måte. Alternative verdsettingsmetoder kan være basert på avdekkede preferanser (parallele markeder) og metoder basert på oppgitte preferanser (hypotetiske markeder). Det er disse to vi skal se nærmere på, da disse ikke har et eksisterende marked hvor priser fastsettes.

Tabell 2.8 gir en oversikt over metoder som kan brukes for å verdsette fellesgoder som miljøgoder. Disse metodene er basert på at individuelle preferanser/nytte skal telle, og måles ved deres betalingsvillighet, som også er det teoretiske grunnlaget for økonomisk velferdsteori og dets praktiske verktøy, nytte-kostnadsanalyser.

Tabell 2: Klassifisering av metoder for økonomisk verdsetting av fellesgoder

	Indirekte	Direkte
<b>Avslørte preferanser</b>  (Revealed Preferences – RP)	<b>Produksjonsfunksjonsmetoden</b> (Production Function Method – PFM) Transportkostnadsmetoden (Travel Cost Method TCM) Eiendomsprismetoden (Hedonic Price – HP) <b>Kostnader ved forebyggende tiltak</b> (Avoidance Costs – AC)	<b>Markedspriser</b>  <b>Kostnader ved å erstatte tapte tjenester</b> (Replacement Costs – RC)
<b>Oppgitte preferanser</b>  (Stated Preferences – SP)	<b>Valgekspesimenter</b> (Choice Experiments – CE)	<b>Betinget verdsetting</b> (Contingent Valuation – CV; også kalt «Betalingsvillighetsundersøkelse»)

Kilde: <http://www.miljodirektoratet.no/old/klif/publikasjoner/2582/ta2582.pdf>, side 22

RP (revealed preferences) metodene utleder befolkningens verdsetting av et fellesgode basert på deres faktiske atferd i markeder for goder som har sammenheng med miljøgodet. I for eksempel transportkostnadsmetoden ser en på etterspørselen etter transporttjenester til et rekreasjonsområde, og bruker kostnadene ved å reise for å besøke et kulturminne som utgangspunkt for å måle rekreasjonsverdien av kulturminnet. I Eiendomsprismetoden ligger verdien av for eksempel nærhet til kulturminnet «innebygd» i boligen. Markedsprisene for boliger uttrykker således husstandenes nytte samlet sett over tid av alle karakteristika ved boligen, inklusive det å ha kulturminner i nærheten og/eller beliggenhet i en historisk bydel som så kan utledes i statistisk regresjonsanalyse. Fordelen med disse metodene er at de bygger på *faktisk* atferd i et eksisterende marked, men en må bruke en del strenge forutsetninger, som ikke alltid er oppfylt, for å beregne befolkningens betalingsvillighet for kulturminner ut fra dette.

I motsetning til RP-metodene, er SP (stated preferences) -metodene basert på hypotetisk adferd ved at man konstruerer et hypotetisk marked for miljøgodet, og spør befolkningen om deres betalingsvillighet for en nøye spesifisert endring i miljøgodet, for eksempel redusert forurensning eller å unngå utryddelse av arter. Fordelen med disse metodene er at man kan spørre om den eksakte endring i fellesgodet man er ute etter å måle (også en fremtidig endring), og betalingsvilligheten vil omfatte både bruks- og ikke-bruksverdien (dersom man spør et representativt utvalg av hele den berørte befolkningen, dvs. både brukere og ikke brukere av miljøgodet). (Statens Forurensningstilsyn) Ved bruk av betinget verdsetting (contingent valuation – CV) blir folk ved hjelp av en spørreundersøkelse spurt om hvor mye de er villig til å betale for å oppnå en nærmere spesifisert forbedring i en økosystemtjeneste, eventuelt hvor mye de skal ha i kompensasjon for å akseptere at tjenesten forsvinner eller forringes, ofte kalt «willingness to accept» (WTA). Siden metoden innebærer at endringen i en økosystemtjeneste beskrives i detalj, kan en spørre direkte om den spesifikke endringen en er interessert i å verdsette. Svarene fra et representativt utvalg av befolkningen benyttes til å beregne verdien av endringen for samfunnet.

Den samfunnsøkonomiske verdien av en endring i produksjonen av en økosystemtjeneste uttrykkes vanligvis som summen av det alle individer som berøres av en endring er villig til å betale for å oppnå (positiv endring) eller unngå (negativ endring) denne endringen.

Ved bruk av valgmodellteknikker (choice modelling) blir respondenter bedt om å velge mellom to eller flere alternativer som er differensiert med hensyn til en rekke ulike egenskaper, bl.a. prisen på og nivå/mengde/kvalitet av en økosystemtjeneste. På bakgrunn av de valgene respondenten foretar, kan økonometrisk analyse deretter benyttes til å beregne betalingsvilligheten for endringer i de ulike egenskapene, inkludert endringer i nivå/mengde/kvalitet av økosystemtjenesten man er interessert i å verdsette. Det er i studier gjort flest verdsettinger ved bruk av SP metodene i saker som angår vindkraftproduksjon. (Regjeringen, 2014)

Hovedforskjellen mellom de direkte og indirekte SP-metodene er at mens en i betinget verdsettingsundersøkelser (CV) spør direkte om respondentens betalingsvillighet for å få/unngå en marginal endring i fellesgodet, må betalingsvilligheten i valgekspesimenter (CE) utledes indirekte ved å se på de valg respondentene gjør når fellesgodet (eller aspekter/attributter ved fellesgodet) gjøres tilgjengelig i ulik mengde/kvalitet til varierende pris. (Statens Forurensingstilsyn) Kostnader ved å erstatte tapte tjenester, markedspriser, kostnader ved forebyggende tiltak og produksjonsfunksjonsmetoden forklares ikke videre da disse typene ikke er relevant for oppgaven videre, og de som er mest brukt i sammenheng med nytte-kostnadsanalyser.

## **2.10 Verdioverføring (Benefit transfer)**

Det er både tids- og ressurskrevende å gjennomføre metoder for verdsetting av økosystemtjenester, slik som betinget verdsetting og valgmodellteknikker knyttet til for eksempel vindkraft. Et alternativ kan være å bruke allerede eksisterende studier, for så og bruke disse som grunnlag for en verdioverføring for å kunne anslå kostnadene av økosystemtjenestene i et annet prosjekt. Det er i dag begrenset kapasitet og erfaring med bruk av økonomisk verdsetting i miljøforvaltningen i Norge. Et begrenset antall relevante eksisterende studier reduserer også mulighetene for overføring av verdianslag fra andre steder. I praksis ender en derfor ofte opp med at noen økosystemtjenester (eller deler av økosystemtjenester) verdsettes økonomisk, mens det for øvrige tjenester gjøres kvalitative og/eller kvantitative vurderinger.



Det finnes to hovedtyper av teknikker for overføring av verdianslag, som hver har to underkategorier (Navrud 2004) ((NOU 2013:10), s.223):

1. *Enhetsoverføring (unit value transfer)* som inkluderer (i) enkel enhetsoverføring og (ii) justert enhetsoverføring
2. *Funksjonsoverføring (function transfer)* som inkluderer (i) overføring av betalingsvillighetsfunksjon (*benefit function transfer*) og (ii) meta-analyse (*meta-analysis*) (Navrud 2004 og Bateman mfl. 2011) ((NOU 2013:10), s.223):

*Enkel enhetsoverføring* er den enkleste formen for overføring og innebærer at verdianslag for gjennomsnittlig betalingsvillighet for en økosystemtjeneste overføres fra et opprinnelig studiested til et annet beslutningssted. Justert enhetsoverføring innebærer at verdianslagene justeres for å reflektere åpenbare forskjeller mellom studiested og beslutningssted. Det justeres vanligvis for inntektsforskjeller og/eller prisnivå. Denne typen justering vil imidlertid ikke kunne ta høyde for forskjeller i preferanser, opprinnelig miljøkvalitet eller kulturelle og institusjonelle forhold mellom land (Navrud 2004). (NOU 2013:10)

*Overføring av betalingsvillighetsfunksjoner* innebærer at en bruker en betalingsvillighetsfunksjon fra et studiested til å anslå verdier av økosystemtjenester på et annet beslutningssted. Forklaringsvariabler som inngår i funksjonen kan f.eks. være respondenters bruk og kunnskap om økosystemtjenesten, inntekt og utdanning. For at overføring av betalingsvillighetsfunksjoner skal gi verdianslag som kan benyttes for beslutningsstedet, må forklaringsvariablene og endringene i økosystemtjenester være sammenlignbare mellom studiested og beslutningssted, og respondentenes preferanser må være like på de to stedene. Det bør derfor tilstrebes å finne et studiested som i størst mulig grad ligner på beslutningsstedet (Magnussen mfl. 2010a) (NOU 2013:10) Det kan ofte by på problemer.

I vedlegg 2 er det lagt ved en figur som viser et forslag til hvilke verdsettingsmetoder som er foretrukket for ulike økosystemtjenester. (Figur 8.5 Aktuelle verdsettingsmetoder for ulike økosystemtjenester, s.231(NOU 2013:10)

## 3 Konesesjonene

### 3.1 Konesesjonene

For å kunne bygge ut energianlegg, slik som vindkraft, er man avhengig av tillatelse fra offentlige myndigheter da en slik utbygging ofte skjer på offentlig grunn, samtidig som det gjerne følger flere samfunnsmessige konsekvenser av et slikt prosjekt. Det er NVE (Norges vassdrags – og energidirektorat) som har ansvar for konsesjoner, det vil si tillatelser, når det gjelder ulike energianlegg og vassdragstiltak. For at en konsesjon skal gis må den tilføre en viss mengde kraft, samtidig som det så langt det er mulig ivaretar andre miljø- og samfunnsinteresser.

Konsesjonspliktige tiltak, som bygging av vannkraftverk og andre anlegg i vassdragene, større kraftledninger, vindkraft, fjernvarme og andre energianlegg behandles etter energiloven og/eller vassdragslovgivningen. Konsesjon kan gis der samfunnsnyttene er positiv og der det er tatt hensyn til andre miljø- og samfunnsinteresser. (NVE)

Som bakgrunn for denne oppgaven er det som nevnt konsesjonene til de aktuelle vindkraftparkene (Storheia, Roan, Harbaksfjellet, Kvenndalsfjellet, Geitfjellet og Hitra 2) som ligger til grunn, i tillegg til konsesjonen som er gitt for nettilknytningen.

Prosessen med å få konsesjon for det eller de prosjekter man ønsker og investere i, består av seks trinn (NVE om konsesjonsplikt)

*Trinn 1 – melding:* Alle vindkraftsaker der installert effekt vil overstige 10 MW skal meldes etter forskrift om konsekvensutredninger etter plan- og bygningsloven.

*Trinn 2 – konsekvensutredning (KU):* Etter høring av meldingen fastsetter NVE et konsekvensutredningsprogram (KU-program). KU-programmet beskriver hvilke temaer som tiltakshaver skal utrede nærmere.

*Trinn 3 – søknad:* Dersom tiltakshaver velger å gå videre med prosjektet, skal søknad og gjennomførte konsekvensutredninger sendes til NVE for behandling.

*Trinn 4 – vedtak:* På bakgrunn av søknad, konsekvensutredninger, innkomne merknader og NVEs fagkunnskap om vindkraft vurderer NVE saken helhetlig, og fatter vedtak.

*Trinn 5 – klagebehandling:* Vedtaket kan påklages av alle med rettslig klageinteresse. Dersom NVE velger å opprettholde vedtaket etter vurdering av klagen, oversendes saken til Olje- og energidepartementet for endelig behandling.

*Trinn 6 – oppfølging av konsesjon:* Før tiltakshaver kan starte byggingen må NVE ved Miljøtilsynet godkjenne miljø-, transport- og anleggsplan (MTA) og detaljplan for prosjektet.

I denne delen av oppgaven har jeg valgt å gi en oversikt over de delene av konsesjonene som er av relativt stor betydning for oppgaven. Dette er delt opp i to deler, hvor jeg i den første delen forsøker å gi en oversikt over de økonomiske kostnadene ved investeringene. Altså investerings, produksjons og driftskostnader. Disse dataene er hentet fra dokumentene som viser til begrunnelsen for gitt konsesjon, samt noe informasjon vedrørende de ulike vindparkene fra prosjektets hjemmeside.

I den andre delen er målet å gi et oppsummerende bilde av økosystemtjenestene som berøres av prosjektet, som er opplyst om i konsekvensutredningen i konsesjonene. Det er mange ulike konsekvenser, og graden av konflikt og betydning for samfunnet som helhet av disse, er ulik for de forskjellige parkene. Dette er avhengig av hvilke områder som berøres av utbyggingen i de ulike parkene, og hvilke verdi disse områdene gir til innbyggerne og betydningen for biologisk mangfold, blant annet. Det er allikevel noen konsekvenser som gjennomgående rammer i større omfang enn andre, på tvers av alle vindkraftparkene, og jeg har derfor valgt å ta utgangspunkt i disse videre i oppgaven når det er gjort et forsøk på å tillegge noen av disse konsekvensene en verdi.

Det er også verd å merke seg at de konklusjonene og beslutningene som er gjort i konsesjonene i forhold til berørte økosystemtjenester, er vurdert på skjønn i noen tilfeller. Som NVE påpeker er dette konsekvenser som i utgangspunktet ikke har, eller kan gis noen økonomisk verdi, men at de er tatt med i vurderingen før konsesjonen er gitt. Flere av konsesjonene er datert noen år tilbake, og i konsesjonene som er gitt, opplyses det om at tiltakshaver (Statkraft) må gjøre flere utredninger før prosjektet realiseres, og det kan derfor være at noen av konsekvensene ikke vil være gjeldene på grunn av endrede områder. Dette er jeg klar over, men på grunn av tiden jeg har til rådighet vil det være det som fremgår av konsesjonene som vil være bakgrunnen for de konsekvenser jeg beskriver i denne delen. Noen av vindmøllene som var planlagt kan være flyttet lengre unna grenser til kulturminneområder for eksempel, men for helheten av oppgaven legger jeg til grunnlag at disse endringene ikke vil være avgjørende for de verdier jeg eventuelt kommer frem til, på grunnlag av det som er opplyst i konsesjonene.

## 3.2 Fosen-prosjektet

Prosjektet med seks vindkraftparker i Fosen-området skal ifølge hjemmesiden Fosenvind.no gi en forsyning på totalt 1000 MW, og når vindparkene står ferdige i 2020 vil de produsere 3,4 TWh (3400 GWh) fornybar energi i året. Det vil si nok til 170 000 norske husstander (med gjennomsnittlig årlig forbruk lik 20 000 kWh). Til sammen består parkene av 278 vindmølleturbiner, med en lengde på 87 meter og en bredde (vingespenn) på 117 meter. (fosenvind.no)

For at et prosjekt av denne størrelsen skal kunne realiseres er det avhengig av en solid infrastruktur. Denne skal kunne holde for diverse tunge kjøretøy samt frakt av materialer og vindmøllene i seg selv.

Felles for alle parkene er at de må ha turbiner, transformatorer, høyspent, apparat og kontrollanlegg samt nettilkobling før produksjon kan starte.

I konsesjonene av de seks vindkraftparkene var det noen kostnadsanslag som var gjennomgående for alle *Konsesjonene*

- Ifølge NVE vil vindturbinen normalt utgjøre mellom 70 og 75 % av totale investeringskostnader.
- Kostnaden for energiproduksjon fra vindkraft kan deles opp i investeringskostnader og driftskostnader. Øvrige investeringskostnader vil variere mellom prosjekter og avhenger av planområdets kompleksitet og størrelsen på det aktuelle vindkraftverket. Store poster vil i hovedsak være nettilknytning, trafobehov, terrengarbeid som adkomstvei, veier, grøfter, fundament, servicebygg og prosjektledelse.
- Når investeringskostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader er kjent vil produksjonskostnaden avhenge av vindressursen og hvor godt den enkelte vindturbin greier å utnytte denne.
- I vurderingen av total installasjonskostnad legger NVE til grunn at totale investeringskostnader for utbygging av vindkraftverk i dag vil være mellom 11-13 MNOK per installert MW. (i dag er satt til 2010) Dette er basert på grunnlag av dagens turbinpris på 9MNOK/MW og med antakelsen om at turbin-investeringen utgjør 75 % av total investeringskostnad, gir dette en kostnad på 12 MNOK/MW.
- Kalkulasjonsrente på 6,5 % er lagt til grunn for alle 6 vindparkene
- NVE har anslått totale investeringskostnader til mellom 11-13 millioner kroner per MW installert effekt. Det er noe variasjon og for eksempel for Hitra er de anslått til 13, og mellom 7,2 -7,9 millioner per MW installert effekt for Harbaksfjellet.

Tabell 3: Generell data for vindkraftparkene

	Produksjon (GWh)	Installert effekt	Turbinmontasje		Ant. vindturbiner	Veier (km)	Kommune
			Byggestart	og idriftsettelse			
<b>Storheia</b>	1000	288	2016	2019	80	62	Åfjord/Bjugn
<b>Roan</b>	900	255,6	2016	2018	71	70	Roan
<b>Kvenndalsfjellet</b>	360	100,8	2018	2020	28	24	Åfjord
<b>Harbaksfjellet</b>	380	108	2018	2020	30	25	Åfjord
<b>Geitfjellet</b>	470	154,8	2018	2020	43	42	Snillfjord
<b>Hitra 2</b>	290	93,6	2018	2019	26	18	Hitra

Tabellen ovenfor viser blant annet når de ulike vindkraftparkene er forventet å settes i drift, samt ulike faktorer som sier noe om størrelsen og/eller omfanget på parken og forventet produksjon.

Tabell 4: Kostnader for drift, vedlikehold og produksjon

	Drifts -og vedlike- holds kostnad (NVE)	Drifts -og vedlike- holds kostnad (Statkraft)	Produksjons- kostnad (NVE)	Produksjons- kostnad (Statkraft)
<b>Storheia</b>	10 øre/kWh	8,5 øre/kWh	47 - 53,8 øre/kWh	40 - 45 øre/kWh
<b>Roan</b>	10 øre/kWh	11 øre/kWh	47 - 53,7 øre/kWh*	53 øre/kWh
<b>Kvenndalsfjellet</b>	10 øre/kWh	5 - 6 øre/kWh	48,4 - 55,4 øre/kWh	35 - 40 øre/kWh **
<b>Harbaksfjellet</b>	4,5 - 5,5 øre/kWh	-	28 - 31 øre/kWh	-
<b>Geitfjellet</b>	-	-	50 - 55 øre/kWh	-
<b>Hitra 2</b>	12 - 18 øre/kWh	12 - 15 øre/kWh	-	-

\*= Forutsatt 110 vindturbiner med 3MW installert effekt

\*\*= Her påpeker NVE at kostnadsnivået har økt kraftig siste årene (2005 nivå lagt til grunn)

I tabellen ovenfor har jeg forsøkt å samle de opplysninger jeg kunne finne i konsesjonene angående drift – og vedlikeholds kostnader, samt produksjonskostnader. Jeg har tatt med både de kostnadene NVE og Statkraft la til grunn for sammenligning. Det er noen forskjeller, men gjennomgående var det i konsesjonene mest data fra NVEs egne estimater. I scenarioberegningene i del 4.2 er det gjennomsnittet av (estimatene for) produksjonskostnadene NVE la til grunn jeg derfor har valgt å bruke. Da det er et sprik i disse kostnadene, og ikke én fastsatt kostnad har jeg brukt ytterpunktene i disse intervallene for de to scenarioene, lav og høyere produksjonskostnad. Som eksempel vil spriket 50 – 55 øre/kWh gi ytterpunktene 50 og 55 øre/kWh.

### **3.3 Konsekvensutredning økosystemtjenester**

Gitt konsesjonene fra NVE, har jeg videre forsøkt å gi en oversikt over alle konsekvenser for økosystemtjenester av vindkraftprosjektet på Fosen. Dette er kostnader, og nytte, som gjelder spesifikt for dette prosjektet, men som ikke har en økonomisk verdi.

Da det er snakk om seks relativt store vindkraftparker, har jeg gitt de ressursene jeg har ikke hatt tid til å gjøre en gjennomgang eller analyse for hver av parkene, men har sett på de konsekvensene som samlet er forventet å gi de største miljøkostnadene. Videre har jeg brukt resultater fra verdsettingsstudier fra andre prosjekter, og forsøkt å overføre disse til Fosen-prosjektet.

I konsekvensutredningen er merknader fra ulike interessenter samt tilleggsutredninger som er gjort tatt hensyn til. Både organisasjoner som Naturvernforbundet og private har kommet med uttalelser i forhold til konsesjonen gitt til de ulike parkene. Siden NVE allerede har tatt disse med i betraktningene sine, er de konsekvenser som er vist til videre, basert på NVEs vurdering av konsekvensutredningene. (*Konsesjonene*)Nedenfor beskrives det som kan være typiske økosystemtjenester som blir påvirket på ulik måte av vindkraftutbygging, her gjengitt fra Storheia.

#### **3.3.1 Landskap**

Variert med både kyst og fjellområder. Visuelle virkninger og et teknisk element vil bli dominerende. Spørreundersøkelser som viser at folk er positive til vindkraft på land. Noen at det ødeleggerlandskapsbildet. Direktoratet for naturforvaltning og Riksantikvaren har i tematisk konfliktvurdering for Storheia vindkraftverk vurdert deltemaet landskap til kategori C. NVE: Visuelle virkninger ikke avgjørende.

#### **3.3.2 Kulturminner/Kulturmiljø**

Opplevelsen av noen av disse vil endres, både visuelt og som følge av støy. Stor lokal verdi, men ikke til hinder for utbyggingen. Direktoratet for naturforvaltning og Riksantikvaren har i tematisk konfliktvurdering for Storheia vindkraftverk vurdert deltemaet landskap til kategori C-B. på grunn av verdifulle kulturmiljøer.

#### **3.3.3 Friluftsliv og ferdsel**

Positiv effekt ved at det bygges veier inn i planområdet og frem til turbinene. Letter tilgjengelig for turgåing og sykling. Spørreundersøkelse vist at 50% mente det ville bli tilgang til nye friluftsområder. Hytte på Bessaker som er åpen for befolkningen i helgene – økt initiativ for turgåing/benyttelse av friluftsliv. Område benyttes til tu, jakt og fiske formål. Spørsmål om hvor fort viltet tilpasser seg endringene. Konsekvensgrad: liten til middels negativ for friluftsliv. Støy som overskrider anbefalte grenseverdier for friluftsområder, men NVE mener det ikke gjør området uegnet for friluftsliv, selv om opplevelsen er forandret.

### 3.3.4 Reiseliv og turisme

De største virkningene vil være den visuelle påvirkningen av landskapet. Viser til utbygging av Kafe som har gitt økt bruk av området, erfaringer fra Smøla og undersøkelse fra Skottland – liten påvirkning på turisme. Langsiktig påvirkning er vanskelig å si noen om. Fra utenlandske undersøkelser er det et relativt stort sprik i svarene.

### 3.3.5 Naturmangfold

Ikke registrert rødlista vegetasjon eller planter under befaring, men utilgjengelig område. NVE mener eiene og anleggsarbeidet kan ha en mindre negativ virkning. Utarbeides miljø og transportplan for hvordan miljøforhold kan ivaretas i anleggsperioden. Det er registrert totalt åtte rødlistearter fra fuglelivet som er hekkende eller sannsynlig hekkende, hvorav to av disse er karakterisert som truede arter. Hønsehauk er i tillegg en mulig hekkefugl i området, og tre sårbare fuglearter er registrert i området. Direktoratet for naturforvaltning og riksantikvaren har i tematisk konfliktvurdering vurdert deltemaet naturmiljø i kategori D-E. Potensial for hekkende Hubro i området. Erfaringer fra Smøla viser et Havørn er en kollisjonsutsatt art – forvaltningsansvar. Usikkerhet til virkningene av vindkraftverk på fugl. I anleggsperioden er det sannsynlig at vilt som hjort skremmes bort fra området på grunn av forstyrrelser og stor aktivitet. Tilpasning over tid.

### 3.3.6 Reindrifft

Ett av de tre viktigste vinterbeiteområdene for driftsgruppe sør. Veiene og anleggsarbeidet kan ha en mindre negativ virkning. Området er naturlig avgrenset som gjør det lettere å håndtere flokken. Reindrifftsforvaltningen Nord-Trøndelag har i tematisk konfliktvurdering vurdert at tiltaket vil ha konfliktgrad D for reindrifft. Det fremheves at konfliktgraden er vurdert under forutsetning av at dette er det eneste vindkraftverket som etableres i beiteområdene til driftsgruppe sør, og at konfliktgraden kan øke dersom det bygges flere vindkraftverk. En utbygging av den planlagte 420 kV kraftledningen sør for Storheia vil gi en vesentlig økning av virkningsomfanget for reindrifften i området, da kraftledningen vil passere den resterende delen av det nordlige vinterbeiteområdet for driftsgruppe sør og vanskeliggjøre flytting og trekk til og fra dette området.

NVEs vurdering – hva er den belaget på? Like stor usikkerhet som å overføre verdier fra andre CE og CV – burde i så fall vært gjort mer omfattende arbeid før konsesjon ble gitt.

### **3.3.7 Inngrepsfrie naturområder**

Etter NVEs vurdering vil dette området være verdifullt, selv etter utbygging av vindkraftverket.

### **3.3.8 Vernede områder og vassdragsvern**

Hildremsvatnet naturreservat blir berørt. Utredningene viser at virkningene av tiltaket for Hildremsvatnet naturreservat vil bli liten negativ for verneformål og vilt, og at vindkraftverket ikke vil ha virkninger for botanikken i området. Direktoratet for naturforvaltning påpeker at tiltaket berører nedbørsfeltene til de vernede vassdragene Oldelva og Nordelva, og at en utbygging av vindkraftverk på Storheia vil være konfliktfyllt for verneverdiene.

### **3.3.9 Drikkevann, forurensning og avfall**

NVE vil ved en eventuell konsesjon sette vilkår om at det skal legges frem en plan som sikrer drikkevannskildene i planområdet. På bakgrunn av erfaringer fra etablerte vindkraftverk i Norge i dag, vil det etter NVEs vurdering ikke være vesentlig fare for forurensning fra anlegget i driftsfasen. NVE legger til grunn at dersom det foretas tilstrekkelige forholdsregler både anleggs- og driftsfasen, så er risikoen for forurensning av drikkevannskilden ubetydelig.

### **3.3.10 Støy**

NVE konstaterer at vindkraftverket vil medføre støyverdier over grenseverdien på  $L_{den} = 45$  dB. Dette gjelder inntil femten fiske- og jaktbuer og hytter i planområdet og nærliggende områder, som blant annet Granskardlona/Brulivatn, Øvre Tomasvatn og Krokavatn. Det går frem av konsekvensutredningen at all bebyggelse er vurdert opp mot  $L_{den} = 45$  dB. NVE konstaterer at ingen helårsboliger ligger i områder der de anbefalte grenseverdiene overskrides. NVE konstaterer at støygrensene for friluftsområder overskrides dersom vindkraftverket etableres. Når det gjelder infralyd går det frem av rapport 6241 utarbeidet av Naturvårdsverket i Sverige at infralydnivåene fra normale vindturbiner er så lave at de ikke oppfattes av mennesker – bekreftet fra flere hold. NVE konstaterer videre at det ved inntil femten hytter kan bli et støynivå som overskrider  $L_{den} = 45$  dB.



### **3.3.11 Ising og iskast**

De mener tiltakshaver toner ned de negative virkningene av iskast, og sier at tiltakshavers påstand om at tilgjengelighet til området for allmennheten økes ved eventuell utbygging ikke stemmer. (Støkkkan og Braseth)

### **3.3.12 Skyggekast og refleksblink**

Ved en utbyggingsløsning basert på 4,5 MW kan det ved 11-12 hytter forekomme skyggekastomfang som overskrider de tyske grenseverdiene. Etter NVEs vurdering vil faktisk skyggekast ikke overskride anbefalingene i de danske retningslinjene, når antall soltimer er hensyntatt.

### **3.3.13 Beiteinteresser, jord- og skogbruk**

Med bakgrunn i ovennevnte kan ikke NVE se at tiltakene vil påvirke jord-, skog-, eller beitebruk i området negativt.

### **3.3.14 Nettilknytning og annen infrastruktur**

NVE konstaterer at det er omsøkt tre alternative kraftledningstraseer for nettilknytning av Storheia vindkraftverk. Etter NVEs vurdering vil virkningene totalt sett være minst ved etablering av den justerte traseen. Dersom det meddeles konsesjon skal det utarbeides en miljø- og transportplan. Denne planen vil ivareta hensyn til veier, kaianlegg mv.

Etter NVEs vurdering vil sysselsettingseffekten av å etablere det omsøkte vindkraftverket være størst i anleggsfasen. Dette vil særlig være knyttet til bygging av infrastruktur og vindturbinfundamenter. Erfaringer fra etablerte vindkraftverk i Norge tilsier at det vil genereres cirka 50 årsverk per 50 MW, direkte knyttet til utbyggingsfasen. Dette innebærer at etablering av det omsøkte vindkraftverket vil medføre en direkte sysselsettingsvirkning fra vel 200 årsverk, avhengig av installert effekt. Deler av dette sysselsettingsbehovet vil dekkes av ansatte hos turbinleverandøren, mens lokale/regionale entreprenører vil kunne benyttes til det resterende arbeidet. Etter NVEs vurdering vil økt aktivitet i området også kunne medføre positive ringvirkninger for servicenæringen i Åfjord og Bjugn kommuner.

NVE konstaterer at vindkraftverket kan påvirke luftfarten i forbindelse med instrumentflyprosedyrer. Det kan også oppstå utilstrekkelig radardekning ved en etablering av vindkraftverket.

## 4 Bedriftsøkonomisk lønnsomhet

### 4.1 Prisen på kraft

På et bedriftsøkonomisk nivå er det investeringskostnader, driftskostnader og driftsinntektene som avgjør lønnsomhet. Hvis regnestykket går i pluss etter kostnader er trukket fra inntekter gir det grønt lys for investering.

For vindkraft er lønnsomheten sterkt avhengig av kraftpriser som er høye nok til å dekke investering og produksjon, og prisen på energi setter noen viktige rammebetingelser. Per i dag er det flere faktorer som har betydning for prisen på kraft.

Siden pris på strøm forhandles på NordPool, er det etterspørsel og tilbud i det nordiske markedet som bestemmer spotprisen. Av ulike årsaker kan kraftprisen ha store variasjoner som for eksempel skyldes tilsig av vann og vind. En stor andel vannkraft i den norske og svenske produksjonsmiksen gjør at variasjonen i tilsig til vannmagasinene har stor effekt på prisvariasjonen i Norden. I perioder med høyt tilsig er det stort tilbud av kraft og prisene presses dermed ned. I år med lite nedbør og tilsig øker prisene, og det samme gjelder for perioder med mye eller lite vind. Temperatursvingninger vil også kunne påvirke markedsprisen, ved for eksempel oppvarmingsbehov i husholdningene i kalde perioder som gir økt etterspørsel og forbruk.

På grunn av begrensinger i overføringskapasiteten for kraft, vil det i noen perioder være behov for ulike områdepriser for å balansere tilbud og etterspørsel etter kraft regionalt. Inndelingen i prisområder betyr ikke at det automatisk vil oppstå ulike priser, men det vil være tilfelle i perioder hvor overføringskapasiteten reelt sett begrenser flyten mellom områdene. Den største flaskehalsen i det norske kraftnettet i dag ligger mellom Sør-Norge og Midt-Norge. Det har ført til at de to nordligste prisområdene ofte har like priser som Nord-Sverige, der det er bedre overføringskapasitet enn til Sør-Norge. (NordPool)

For Europa er gasskraft den dominerende prisdriveren. Selv om vi i Norge produserer nesten all elektrisitet av vann, betyr ikke det at vi beholder alt for eget konsum. Mye av kraften som produseres eksporteres. Dermed er det flere forhold som påvirker strømprisen her hjemme. Hvis vi for eksempel har hatt lav nedbørsmengde og må importere fra Europa betyr det at prisen på gasskraft påvirker strømprisen vår i Norge.

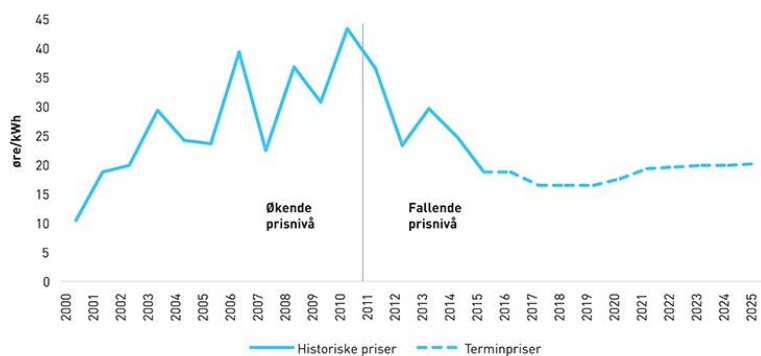
I *Energimeldingen 2016* knyttes det stor usikkerhet til utviklingen i det europeiske kraftmarkedet frem mot 2030. Der pekes det på at mye vil avhenge av den økonomiske utviklingen, videre arbeid med energiunionen og utviklingen av et felles europeisk marked. På tross av en økende andel fornybar kraftproduksjon vil trolig de termiske kraftverkene fortsatt være viktige i prisdannelsen. *Energimeldingen 2016* viser til brenselpriser, kvotepriser, etterspørselsutvikling og fornybar produksjon som hoved-prisdriverne i det europeiske kraftmarkedet frem mot 2030.

Uavhengig av den øvrige utviklingen, vil mer utbygging av fornybar kraft fortsette å presse prisene nedover på grunn av de lave marginale produksjonskostnadene.

Etter hvert som volumet av fornybar produksjon øker vil både sol og vindkraft få en større innvirkning på prisene. Bøhnsdalen et al. (2016) mener dette isolert sett vil gi lavere priser som konsekvens av flere timer der prisen faller ned til null eller marginalkostnaden for lignitt og kjernekraft, og som samtidig gir færre timer der det er behov for å kjøre de dyreste termiske kraftverkene. Mer sol- og vindkraft gir i tillegg større variasjon i prisene mellom perioder med mye og lite fornybarproduksjon.

Andre eksempler på forhold som påvirker prisene i dagens system er forbruksvolum og profil, nettbegrensninger, sammensetning av den termiske produksjonsparken og tekniske egenskaper ved de enkelte kraftverkene – fleksibilitet, start/stopp kostnader og virkningsgrader. (Bøhnsdalen et al.,2016)

Figur 7: Forventet kraftprisnivå



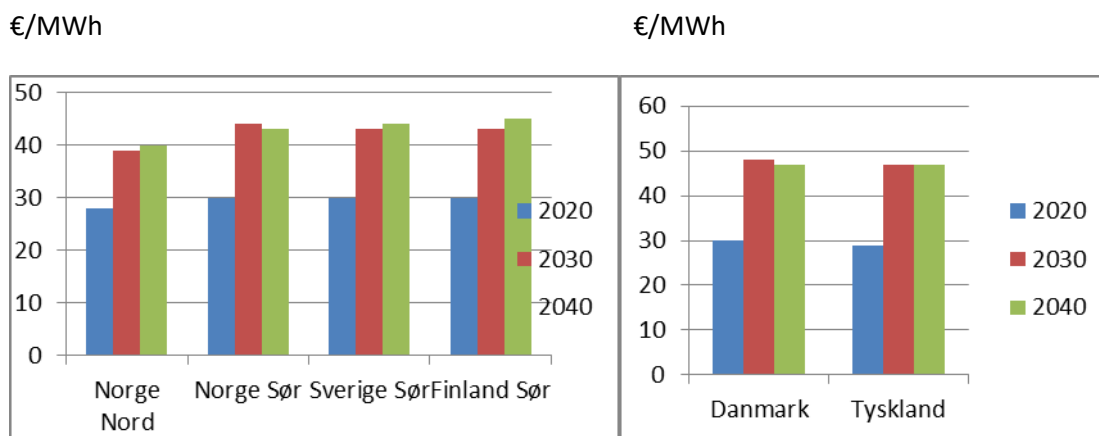
Kilde: Nord Pool Spot, NASDAQ OMX

Figuren over viser at markedet preges av forventninger om et vedvarende lavt kraftprisnivå. Per 1. mars 2016 ble kontrakter for levering frem til 2020 omsatt for litt under 18 øre/kWh, noe som er 60 prosent lavere enn toppen i 2010. Sterkere integrasjon med de europeiske markedene forventes å gi en viss økning i de nordiske kraftprisene på det tidspunktet kablene settes i drift. Dette skyldes at det nordiske systemet i større grad kobles til kraftmarkeder med noe høyere prisnivå enn i Norden. Det er imidlertid stor usikkerhet rundt kraftprisutviklingen og usikkerheten øker med tidshorisonten. (*Energimeldingen 2016*)

Bønhsdalen et al. (2016) har i rapporten *Langsiktig markedsanalyse Norden og Europa 2016–2040* for Statnett bl.a. forsøkt å gi estimater for forventede kraftpriser. For å kunne gjengi de fundamentale fysiske og økonomiske sammenhengene i kraftsystemet har de benyttet modeller som i størst mulig grad skal gjøre det mulig. Ved bruk av de to hovedmodellene Samlast/Samnett og BID simulerer de markedet og kraftsystemet sekvensielt over et helt år, gitt de forutsetninger om produksjon, forbruk og overføringskapasitet ved ulike stadier man har, for en tid fremover. Disse skal i sum gi god innsikt i hvordan endringer i produksjon og forbruk påvirker kraftpriser, kraft-flyt og flaskehals. Modellene har timesoppløsning og bruker simulerte prisrekker fra BID som representasjon av markedene på kontinentet og i Storbritannia.

I rapporten vises det til at kraftprisene i Norge og resten av Europa de siste årene har falt år for år. I 2015 var prisen i Sør-Norge kun 20 €/MWh i gjennomsnitt mot 45 €/MWh i 2011. Det vil si rundt regnet 18 øre i 2015 mot ca. 40 øre i 2010, gitt en kurs på 9,5 kr per Euro. Tilsvarende tall for Tyskland var henholdsvis 32 og 50 €/MWh. Nedgangen fortsatte et stykke inn i 2016, og til tross for at den har styrket seg en del de siste månedene er ikke framtidsutsiktene preget av spesielt høye kraftpriser.

Figur 8: Gjennomsnittspris 2020-2040 for utvalgte områder i Norden sammenliknet med tysk utvikling.



Kilde: selvlaget, fra Bønhsdalen et al. (2016)

Av figuren over er det vist at mot 2025-2040 øker norske og nordiske priser – men noe mindre enn for resten av Europa. Det vil også være høyere priser i Norge og Norden mot 2030 som følge av stigende priser i Europa (Tyskland). Fra 2020 til 2030 øker gjennomsnittsprisen i Norge fra ca. 30 €/MWh til ca. 40-45 €/MWh, og mot 2040 synker norske priser med 1-2 €/MWh drevet av lave priser i sommerhalvåret.

Det er altså mye usikkerhet knyttet til utviklingen av det fysiske kraftsystemet og markedet mot 2030 og 2040. Det er vanskelig å estimere en pris som er avhengig av så mange faktorer, men hvis man baserer seg på analysene til Statnett (Bønhsdalen et al., 2016), de eksterne rapportene og gjeldende energi og klimapolitikk, kan man imidlertid med en viss grad av sikkerhet si noe om hvilke faktorer som vil ha størst betydning.

## 4.2 Scenarioberegninger

### 4.2.1 Scenarioberegninger

Videre i oppgaven har jeg gjort noen beregninger basert på to scenarioer. Et i beste fall med gunstige inntekter og lave kostnader, samt lavest kalkulasjonsrente, og et i verste fall med høye kostnader, lave inntekter (lav kraftpris) og en høy kalkulasjonsrente. Beregningene er delt inn i ulike deler, hvor til sammen inntekt, produksjonskostnader og miljøkostnader blir fremstilt.

På tross av de mange usikkerhetsmomenter i forhold til prisbestemmelse, ser det ut til at forventningene *Energimeldingen 2016* presenterer, analysen til Statnett samt futureskontrakter fra NASDAQ samsvarer relativt greit.

Bøhnsdalen et al. (2016) har i *Langsiktig markedsanalyse, Norden og Europa 2016 – 2040* valgt å ha med to scenarioer, høy og lav, som er ment å gi et realistisk utfallsrom for gjennomsnittlige kraftpriser på langt sikt, basert på den tilgjengelige informasjonen. Scenarioene gir et utfallsrom for kontinentale priser 30 til 60 €/MWh fra 2025 og utover, mens utfallsrommet for Norge er fra ca. 30 til 55 €/MWh.

Dette gir i norsk valuta (gitt en kurs på 9,5 kr per Euro) et utfallsrom fra ca. 29 – 53 øre/kWh. Disse to prisene er derfor valgt som utgangspunkt for de videre beregninger i oppgaven.

Bøhnsdalen et al. (2016) har i analysen tatt hensyn til flere forhold påvirker kraftprisene på sikt. Også de pekte på prisene på brensel og CO<sub>2</sub>, fornybarandelen, kapasitetsmarginene og utviklingen innen energilagring og forbruksfleksibilitet som noen av de viktigste usikkerhetsmomentene. Når hensyn til blant annet fornybar-andelen er gjort, så forutsettes det for resten av oppgaven at de kraftprisene jeg bruker i videre scenarioer er inklusive elsertifikatprisen, altså fornybar-andelen.

Selv om de har et relativt stort tidsperspektiv (2016 – 2040), så har de tatt utgangspunkt i kraftsystemet slik det er i dag. I det inngår også mer kortsiktige politiske mål som med stor grad av sikkerhet vil bli oppnådd, eller ordninger som den norsk-svenske sertifikatordningen for fornybar produksjon. I sum mener de at dette gir en rimelig fast prognose for den fysiske utviklingen av kraftsystemet fem til ti år fram i tid. Det vil si at hensynet til at elsertifikatmarkedet skal avvikles fra 2021 ikke er tatt hensyn til. Dette vil tilføre estimatene en usikkerhet, men tallene føles allikevel gode og realistiske nok til dette formålet.

Det presiseres at tallene som er brukt videre er statiske, og at for eksempel lik kraftpris gjennom tjue år ikke er reelt. I oppgaven gjøres dette for enkelhets skyld, for å kunne vise et poeng i forhold til ytterpunkter i to scenarioer.

Scenarioene er delt i to, hvor hver av dem representerer et ytterpunkt (laveste og høyeste pris etc.) Videre har jeg brukt to scenarier for hver av nytte-driverne (inntekter og kostnader) som er delt inn i a, b, og c for hhv inntekt, produksjonskostnader og miljøkostnader. Det vil si at scenario 1a representerer det ene ytterpunktet for utregningen av inntekt basert på kraftpris-estimatene.

Resultatene fra scenarioene er presentert under Resultat-delen.

## 4.2.2 Scenario 1a og 2a

Det første scenarioet, scenario 1a tar for seg det minst gunstige alternativet for inntekt. Her er det lagt til grunn en lav kraftpris på 29 øre/kWh og en høy kalkulasjonsrente på 8 % for å kunne si noe om nåverdien av inntektsgrunnlaget. I scenario 2a brukes 53 øre/kWh som høy kraftpris med en lav kalkulasjonsrente på 6,5 %, noe som totalt sett gir et motsvarende ytterpunkt til scenario 1a. Det presiseres også at det for scenarioene brukes en ren kraftpris, altså hvor fornybar-andelen/subsidiene fra elsertifikatene ikke er medregnet.

**Tabell 5: Scenario 1a: Nåverdi inntekt; kalkulasjonsrente på 8 % og lav kraftpris lik 29 øre/kWh**

År	Diskonterings faktor 8%	Kraftpris = 29 øre/kWh	Nåverdi inntekt	NV inntekt 6,5%
0	1			
1	0,925925926	986 000 000	912 962 963,0	925 821 596,2
2	0,85733882	986 000 000	845 336 076,8	869 316 052,8
3	0,793832241	986 000 000	782 718 589,6	816 259 204,5
4	0,735029853	986 000 000	724 739 434,9	766 440 567,6
5	0,680583197	986 000 000	671 055 032,3	719 662 504,8
6	0,630169627	986 000 000	621 347 252,1	675 739 441,1
7	0,583490395	986 000 000	575 321 529,7	634 497 127,8
8	0,540268885	986 000 000	532 705 120,1	595 771 951,0
9	0,500248967	986 000 000	493 245 481,6	559 410 282,6
10	0,463193488	986 000 000	456 708 779,3	525 267 871,0
11	0,428882859	986 000 000	422 878 499,3	493 209 268,6
12	0,397113759	986 000 000	391 554 166,0	463 107 294,4
13	0,367697925	986 000 000	362 550 153,7	434 842 530,0
14	0,340461041	986 000 000	335 694 586,8	408 302 845,1
15	0,315241705	986 000 000	310 828 321,1	383 382 953,1
16	0,291890468	986 000 000	287 804 001,0	359 983 993,5
17	0,270268951	986 000 000	266 485 186,1	338 013 139,5
18	0,250249029	986 000 000	246 745 542,7	317 383 229,5
19	0,231712064	986 000 000	228 468 095,1	298 012 422,1
20	0,214548207	986 000 000	211 544 532,5	279 823 870,5
<b>Neddiskontert inntekt</b>			<b>9 680 693 343,7</b>	<b>10 864 248 145,9</b>

Tabellen viser scenarioet med høy kalkulasjonsrente og lav kraftpris. I dette scenarioet får vi en neddiskontert inntekt over levetiden på godt over 9,6 milliarder kroner. I raden ytterst til høyre har jeg valgt å vise hvordan resultatet ville vært dersom man endret kalkulasjonsrenten fra 8 % til 6,5 % for å vise forskjellen bare kalkulasjonsrenten utgjør.

Tabell 6: Scenario 2a: Nåverdi inntekt; kalkulasjonsrente på 6,5 % og kraftpris lik 55 øre/kWh

År	Diskonterings faktor 6,5 %	Kraftpris =53 øre/kWh	Nåverdi inntekt	NV inntekt 8 %
0	1			
1	0,938967136	1 802 000 000	1 692 018 779,3	1 668 518 518,5
2	0,881659283	1 802 000 000	1 588 750 027,6	1 544 924 554,2
3	0,827849092	1 802 000 000	1 491 784 063,4	1 430 485 698,3
4	0,777323091	1 802 000 000	1 400 736 209,8	1 324 523 794,7
5	0,729880837	1 802 000 000	1 315 245 267,4	1 226 410 921,1
6	0,685334119	1 802 000 000	1 234 972 082,1	1 135 565 667,6
7	0,643506215	1 802 000 000	1 159 598 199,1	1 051 449 692,3
8	0,604231188	1 802 000 000	1 088 824 600,1	973 564 529,9
9	0,567353228	1 802 000 000	1 022 370 516,5	901 448 638,8
10	0,532726036	1 802 000 000	959 972 316,0	834 674 665,5
11	0,50021224	1 802 000 000	901 382 456,3	772 846 912,5
12	0,469682854	1 802 000 000	846 368 503,6	715 598 993,1
13	0,441016765	1 802 000 000	794 712 210,0	662 591 660,3
14	0,414100249	1 802 000 000	746 208 647,9	613 510 796,5
15	0,388826524	1 802 000 000	700 665 397,0	568 065 552,3
16	0,365095328	1 802 000 000	657 901 781,3	525 986 622,5
17	0,342812515	1 802 000 000	617 748 151,4	487 024 650,5
18	0,321889685	1 802 000 000	580 045 212,6	450 948 750,5
19	0,302243836	1 802 000 000	544 643 392,1	417 545 139,3
20	0,283797029	1 802 000 000	511 402 246,1	386 615 869,7
<b>Neddiskontert inntekt</b>			<b>19 855 350 059,7</b>	<b>17 692 301 628,2</b>

Tabellen viser verdien av inntekten neddiskontert over forventet levetid på 20 år. I et scenario hvor en har lav kalkulasjonsrente og høy kraftpris, blir resultatet svært gunstig og ender på godt over 19,8 milliarder kroner. Som man kan se av beregningene er det over 10 milliarder kroner i forskjell gitt de to scenariene, noe som igjen beviser at spesielt kraftprisen er avgjørende for hvor stor lønnsomheten kan bli. Også her har jeg inkludert en oversikt over inntekt hvis jeg økte kalkulasjonsrenten til 8 %.

### 4.2.3 Scenario 1b og 2b

Når vi vet inntekten er det også greit å kunne si noen om utgiftene. Her har jeg lagt til grunn de estimatene som ble gjort i konsesjonene for produksjonskostnader. Det er, ikke uventet, noe variasjon i produksjonskostnadene for de seks ulike vindparkene. Dette kan nok blant annet skyldes størrelse og forventet produksjon, men siden parkene er avhengige av hverandre for lønnsomhet i prosjektet har jeg valgt å bruke et gjennomsnitt av fem av parkene (tall for Hitra 2 ikke oppgitt), med utgangspunkt i NVE sine beregninger som viste en variasjon fra i gjennomsnitt ca. 44 – 50 øre/kWh. Dette er ikke et sprik som vil være avgjørende, men jeg velger allikevel og benytte et høyt og et lavt kostnadsestimert i beregningene.

I scenario 1c legger til grunn en kalkulasjonsrente på 8 % og høye produksjonskostnader (50 øre/kWh), og scenario 2c hvor jeg bruker en kalkulasjonsrente på 6,5 % og lavere produksjonskostnader (44 øre/kWh)

**Tabell 7: Scenario 1b: Produksjonskostnader med 8 % kalkulasjonsrente og høyt kostnadsestimert**

År	Diskonterings-	Produksjonskostnader (50 øre/kWh)	NV produksjonskostnader	NV prod.kostn 6,5%
	faktor 8%			
0	1			
1	0,925925926	1 700 000 000	1574074074	1596244131
2	0,85733882	1 700 000 000	1457475995	1498820781
3	0,793832241	1 700 000 000	1349514810	1407343456
4	0,735029853	1 700 000 000	1249550750	1321449255
5	0,680583197	1 700 000 000	1156991435	1240797422
6	0,630169627	1 700 000 000	1071288366	1165068002
7	0,583490395	1 700 000 000	991933671,9	1093960565
8	0,540268885	1 700 000 000	918457103,7	1027193019
9	0,500248967	1 700 000 000	850423244,1	964500487,3
10	0,463193488	1 700 000 000	787428929,7	905634260,4
11	0,428882859	1 700 000 000	729100860,9	850360807,9
12	0,397113759	1 700 000 000	675093389,7	798460852,5
13	0,367697925	1 700 000 000	625086471,9	749728500
14	0,340461041	1 700 000 000	578783770,3	703970422,5
15	0,315241705	1 700 000 000	535910898,4	661005091,6
16	0,291890468	1 700 000 000	496213794,9	620662057,8
17	0,270268951	1 700 000 000	459457217,5	582781274,9
18	0,250249029	1 700 000 000	425423349,5	547212464,7
19	0,231712064	1 700 000 000	393910508,8	513814520,9
20	0,214548207	1 700 000 000	364731952,6	482454949,2
<b>Neddiskontert produksjonskostnad</b>			<b>16690850593</b>	<b>18731462321</b>



**Tabell 8: Scenario 2b: Produksjonskostnader med 6,5 % kalkulasjonsrente og lavt kostnadsestimat**

År	Diskonterings-	Produksjonskostnader (44 øre/kWh)	NV produksjonskostnader	NV prod.kostn. 8%
	faktor 6,5 %			
0	1			
1	0,938967136	1 496 000 000	1404694836	1385185185
2	0,881659283	1 496 000 000	1318962287	1282578875
3	0,827849092	1 496 000 000	1238462241	1187573033
4	0,777323091	1 496 000 000	1162875344	1099604660
5	0,729880837	1 496 000 000	1091901731	1018152463
6	0,685334119	1 496 000 000	1025259842	942733761,8
7	0,643506215	1 496 000 000	962685297,4	872901631,3
8	0,604231188	1 496 000 000	903929856,7	808242251,2
9	0,567353228	1 496 000 000	848760428,8	748372454,8
10	0,532726036	1 496 000 000	796958149,1	692937458,2
11	0,50021224	1 496 000 000	748317510,9	641608757,6
12	0,469682854	1 496 000 000	702645550,2	594082182,9
13	0,441016765	1 496 000 000	659761080	550076095,3
14	0,414100249	1 496 000 000	619493971,8	509329717,9
15	0,388826524	1 496 000 000	581684480,6	471601590,6
16	0,365095328	1 496 000 000	546182610,9	436668139,5
17	0,342812515	1 496 000 000	512847521,9	404322351,4
18	0,321889685	1 496 000 000	481546969	374372547,6
19	0,302243836	1 496 000 000	452156778,4	346641247,7
20	0,283797029	1 496 000 000	424560355,3	320964118,3
<b>Neddiskontert produksjonskostnad</b>			<b>16483686842</b>	<b>14687948522</b>

Av tabellene ovenfor ser vi at gitt to ulike produksjonskostnader (høy og lavere) og ulike kalkulasjonsrenter (høy og lav) vil ikke forskjellen være så stor. I et scenario med høy produksjonskostnad og høy kalkulasjonsrente vil neddiskontert kostnad over en levetid på 20 år være 16 690 850 593 kroner. I et scenario med lavere produksjonskostnad og lav kalkulasjonsrente er resultatet 16 483 686 842 kr. Det gir en differanse på litt i overkant av 200 millioner kroner.

Hadde man derimot sammenlignet resultatet gitt ulike kostnader men lik kalkulasjonsrente vil vi se at differansen er på over 2 milliarder kroner. Dette skyldes rett og slett at ved en lav kalkulasjonsrente vil neddiskonteringen ta lengre tid, og sluttbeløpet ved samme levetid vil være likere enn ved to ulike kalkulasjonsrenter. Årsaken til at dette sees veldig tydelig her er på grunn av den minimale forskjellen variasjonen i produksjonskostnadene utgjør – noe som her bekreftes.

## 5 Miljøkostnader

### 5.1 Miljøkostnader og verdsettingsstudier

I forbindelse med utredning og utbygging av vindkraft er det gjort noen studier som forsøker å si noe om estimerte verdier av blant annet konsekvenser for økosystemtjenester ved vindkraft, slik som støy, visuelle effekter og dyre- og planteliv. Som nevnt tidligere, er det kostbart og tidkrevende å gjennomføre verdsettingsstudier, og jeg har derfor valgt å se på noen studier som allerede er gjort, både i Norge og fra andre nordiske og europeiske land for å danne et lite bilde av hvordan noen av økosystemtjenestene kan verdsettes.

I vedlegg 1 er det en figur som viser hvilke verdsettingsmetoder som foreslås og være best egnet til ulike typer økosystemtjenester. De som er mest aktuelle for vindkraftprosjektet på Fosen er kulturelle tjenester som estetikk og rekreasjon, samt naturskadebeskyttelse (regulerende tjeneste). I figuren foreslås blant annet betinget verdsetting og valgeksperiment-metodene, og det er gjerne disse metodene som er oftest brukt i de studiene som er gjort i forbindelse med vindkraftutbygging. Studiene som det refereres til nedenfor er derfor av typen betinget verdsetting eller valg-eksperiment.

I Tyskland er forbedring av eksisterende vindmølleparker samt utbygging av nye et sentralt element i deres nye klima og energipolitikk. Det var imidlertid ikke alle som var like positivt innstilt til dette, og Meyerhoff et al. (2009) (33) gjennomførte derfor to valg-eksperiment i to regioner for å forsøke å verdsette de negative konsekvensene.

Respondentene i undersøkelsen fikk utdelt et skjema hvor de skulle fylle ut hvilken av de tre oppgitte alternativene for vindkraft utvikling de ville valgt (Meyerhoff et al. 2007 – s.86). (33) De tre alternativene sa noe om størrelsen på vindparkene, maksimal høyde på turbinene, reduksjon i populasjonen av fugletypen Red kite, minimal avstand til boligområder og månedlige tillegg på strømregningen. Det var til sammen 708 respondenter som svarte på undersøkelsen, fordelt på de to regionene. Alternativ A i valgsettet ble beskrevet som hvordan utviklingen av vindkraft vil utvikle seg frem mot 2020 hvis de ikke valgte annerledes.

Red kite er i begge regionene den fugletypen som er mest truet av vindturbiner. Dette er en fugleart som er i familie med blant annet ørn, og gir dermed et godt sammenligningsgrunnlag for Fosen, hvor Havørn er en av fugleartene som er mest truet i området. Respondentene ble informert om at standarden satt i «Federal Immission Control Act»<sup>7</sup> med hensyn til støy og skyggekast ville være oppfylt ved en distanse på 750 meter fra vindturbin til boligområde.

Resultatene viste at avstand til boligområder og populasjonen av Red kite var viktige for respondentene ved valg av situasjon. Gjennomsnittlig betalingsvillighet for de to regionene var på €2,5 for Nordhessen og €2,01 for Westsachsen. Derimot så viste denne undersøkelsen at landskapsmessige effekter, slik som høyde på turbinene, var av liten eller ingen betydning.

---

<sup>7</sup> Act on the Prevention of Harmful Effects on the Environment caused by Air Pollution, Noise, Vibration and Similar Phenomena

I en rapport utført av NINA<sup>8</sup>(34) viser de til forskning de har gjort på fugledød i forbindelse med vindparken på Smøla, med spesielt fokus på ørner. Dataene de har innhentet viser at det mellom august 2005 og desember 2010 ble funnet 39 døde Havørner, og i perioden august 2006 til desember 2010 ble det også funnet 82 døde Liryper.

Utover disse to typene er det funnet totalt 65 enkelttilfelle av andre fuglearter som er antatt å være døde som følge av kollisjon med vindturbiner i vindparkene på Smøla. (Fullstendig oversikt over alle arter s.18 i rapporten).

Både rapporten fra NINA og studien til Meyerhoff et al. (2007) viser at en av kostnadene ved vindkraft kan være fugleliv. I Fosen-området er dette en av konsekvensene som kan gi et negativt utslag, og både Red kite, kjent som Glente i Norge, samt fugleartene som er observert på Smøla er lignende/i familie til fuglelivet som finnes på Fosen.

I studien til Meyerhoff et al. (2007) blir det oppgitt en betalingsvillighet på ca. € 2,25 (som et gjennomsnitt av de to regionene), men den er allikevel ikke direkte overførbar til Fosen da tallet er basert på å unngå en reduksjon i arten fra 10 til 5 %. Dette er ikke tall jeg kan bekrefte eller relatere til Fosen som reelle per i dag. Allikevel virker det rimelig å anta at på bakgrunn av antall drepte fugler i forbindelse med vindkraftparken på Smøla og betalingsvilligheten til å unngå reduksjon av arten Red kite, har den negative konsekvensen for fugl en økonomisk verdi. Bruker man tallet fra studien til Meyerhoff et al. (2009) tilsvarer det omentrent 20 kroner overført i dagens valuta (1 € er ca. 9 kr). Hvis betalingsvilligheten skulle vært et estimat for Norge, ville summen for 2 348 800 husholdninger (SSB per 01.01.16) være 46 976 000, som en engangssum. Dette er en betydelig sum og viser hvor viktig det er å vurdere den samfunnsøkonomiske lønnsomheten.

Da NOU2013:10 (35) ble publisert kjente de bare til to nyere økonomiske verdsettingsstudier i Norge i forhold til landskap, begge basert på en undersøkelse fra 2007 som kartla betalingsvilligheten til folk for å øke vernet av biologisk mangfold i skog på nasjonalt nivå. Økningen var målt fra det gjeldende vernnivået på ca. 1,4 % av produktivt skogareal, til et nivå på henholdsvis 2,8, 4,5 og 10 %. Lindheim og Navrud(2009) gjorde analyser basert på hele befolkningen og fant da en betalingsvillighet per husholdning per år for en doubling av skogvernet fra 1,4 til 2,8 % på mellom 1100 og 1500 kr. For vindkraftutbyggingen på Fosen er ikke dette det mest konfliktfylte området, men i forbindelse med utbyggingen av nett-traseen/kraftlinja klaget naturvernforbundet inn saken til ESA. Årsaken var blant annet på grunn av konsekvenser for biologisk mangfold. For bare de fem kommunene som er berørt av vindkraftutbyggingen på Fosen (totalt 6622 husholdninger (SSB)) ville denne summen vært 7 284 200 kr ved en betalingsvillighet på 1100 kr som engangssum.

Skal også påpekes at det er gjort utredninger i etterkant av at konsesjonene er gitt, og at noen av effektene har vist seg og ikke bli like omfattende som først antatt. Dette kan dermed gi feil i de utregningene som er gjort, og de vil derfor ikke være en del av endelig resultat og konklusjon, men det utelukker allikevel ikke betydningen av dem.

I flere av konsesjonene ble negative effekter for reindriften pekt på som en av konsekvensene ved vindkraftutbyggingen med relativt høy konfliktgrad. NVE vurderte Storheia som den parken hvor kraftproduksjon ville få størst konsekvenser for reindrift.

---

<sup>8</sup> Norsk institutt for naturforskning

I sluttrapporten (2014) for prosjektet «VindRein og KraftRein» utført av UiO og NMBU (36) kunne de konkludere med at resultatene var overrasende i forhold til tidligere publikasjoner på området. I konsesjonen for blant annet Storheia var det flere innsigelser fra Reindrif Sør i forhold til de konsekvensene utbyggingen ville ha for spesielt vinterbeiteområder. Det ble også pekt på at man ønsket flere undersøkelser da datagrunnlaget var for lite til å kunne si noe konkret om konsekvensene. Resultatene fra undersøkelsene i prosjektet fra UiO og NMBU viser at det kun er anleggsarbeid og menneskelig aktivitet knyttet til kraftledninger og vindkraftverk som virker negativt inn på dyrenes arealbruk. Allikevel så kan det diskuteres hvor overførbare resultatene er da det kan være forskjell fra bruksområdene i områdene som ble undersøkt, kontra områdene som blir påvirket av utbyggingen på Fosen. Men på et generelt grunnlag burde det være mulig å kunne si at reaksjonen til rein på en slik innretning sannsynligvis vil vise seg å være relativt like. Samtidig kan det være hensiktsmessig å påpeke at som et tiltak for å kunne benytte områdene i- og rundt vindkraftparkene for turgående også vinterstid (og på grunn av tilgjengelighet for ansatte) vil veiene inn til vindmølleparkene brøytes. Det betyr at det potensielt kan være menneskelig aktivitet i området året rundt.

I samfunnsøkonomisk håndbok (NVE, 2003) (38) har NVE blant annet tatt for seg miljøkostnader, som skal tas hensyn til i en nytte-kostnadsanalyse. Det er lite datagrunnlag for å kunne konkludere med en generell kostnad i kroner og øre for verdien av miljøkostnader, men det finnes noen anslag. ExternE har forsøkt å kartlegge miljøkostnader ved mange energiformer, med bred deltakelse fra europeiske land. Det er flere metoder som er benyttet, deriblant betalingsvillighets-undersøkelser. NVE velger i sin håndbok(2003) å inkludere disse anslagene da prosjektet har betydelig tyngde i EU systemet og fordi dette er det mest refererte europeiske arbeidet i forbindelse med miljø i energisektoren. Tabellen nedenfor viser de estimerte verdiene for miljøkostnader ved ulike energityper, men jeg kunne ikke finne noe om bakgrunn for tallene.

Tabell 9: Eksterne kostnader ved energiproduksjon i EU

Country	Coal & lignite	Peat	Oil	Gas	Nuclear	Biomass	Hydro	PV	Wind
AUT				1-3		2-3	0.1		
BE	4-15			1-2	0.5				
DE	3-6		5-8	1-2	0.2	3		0.6	0.05
DK	4-7			2-3		1			0.1
ES	5-8			1-2		3-5*			0.2
FI	2-4	2-5				1			
FR	7-10		8-11	2-4	0.3	1	1		
GR	5-8		3-5	1		0-0.8	1		0.25
IE	6-8	3-4							
IT			3-6	2-3			0.3		
NL	3-4			1-2	0.7	0.5			
NO				1-2		0.2	0.2		0-0.25
PT	4-7			1-2		1-2	0.03		
SE	2-4					0.3	0-0.7		
UK	4-7		3-5	1-2	0.25	1			0.15

\*: biomass co-fired with lignites  
 \*\*: sub-total of quantifiable externalities  
 (such as global warming, public health, occupational health, material damage)

Kilde: Externe.info

Ut ifra blant annet denne tabellen valgte NVE i sin håndbok fra 2003 å benytte et anslag på mellom 0,4 – 2 øre/kWh. Sammenlignet med andre studier kan dette anslaget virke litt i minste laget. Gudding og Skonhøft(2008) (39) har i artikkelen forsøkt å si noe om miljøkostnader ved utbygging i natur. De har også sett på NVEs verdianslag for miljøkostnad, men viser til verdsettingsstudier som indikerer at disse kostandene kan være langt høyere. I følge Cicero (Cicerone 2004) (40) kan befolkningen i gjennomsnitt være villig til å betale mellom 3-11 øre/kWh for å unngå negative miljøkostnadene av vindkraft, dersom alternativet er ny kapasitet som følge av opprusting av eksisterende vannkraftverk. Ved å velge en kostnad i dette intervallet for verdsetting av økosystemtjenester kan man få et helt annet beslutningsgrunnlag og lønnsomhet for et eventuelt vindkraftprosjekt.

## **5.2 Scenarioberegninger**

For og også kunne se på den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved vindkraftprosjektet på Fosen, har jeg i denne delen inkludert en miljøkostnad. Det vil si at jeg ilegger de negative konsekvensene en økonomisk verdi, slik at de kan tas direkte hensyn til i lønnsomhetsberegningene.

På tross av noen indikasjoner på betalingsvillighet for å unngå negative eksterne konsekvenser jeg fikk ved å sammenligne tall gjort fra andre studier, har jeg valgt og ikke gjennomføre en såkalt verdioverføring (benefit transfer). Da det er forholdsvis få studier som er gjennomført for verdsetting av konsekvenser for økosystemtjenester ved utbygging av vindkraft, kan jeg ikke se at det vil la seg gjøre og overføre verdiene på en tilfredsstillende måte. Selv om jeg ikke via verdioverføring får en kroneverdi til det økonomiske regnskapet, finnes blant annet tallene som NVE har foreslått i sin håndbok (2003), samt Cicero sine beregninger.

## 5.2.1 Scenario 1c og 2c

I beste tilfelle vil det være et lavt verdianslag på miljøkostnader og lav kalkulasjonsrente, og i motsatt tilfelle er det et høyere verdianslag på miljøkostnader og høy kalkulasjonsrente. På bakgrunn av tallene fra NVEs håndbok samt Ciceros anslag, velger jeg å bruke 1 øre/kWh som beste scenario, og 5 øre/kWh som verste scenario, med henholdsvis 6,5 % og 8 % som kalkulasjonsrente.

**Tabell 10: Scenario 1c: Beste tilfelle miljøkostnad og kalkulasjonsrente**

År	Kalk.rente 6,5 %	Miljøkostn. 1 øre/kWh	NV miljøkostnad	NV miljøkost. 8 %
0	1			
1	0,938967136	34 000 000	31 924 882,6	31 481 481,5
2	0,881659283	34 000 000	29 976 415,6	29 149 519,9
3	0,827849092	34 000 000	28 146 869,1	26 990 296,2
4	0,777323091	34 000 000	26 428 985,1	24 991 015,0
5	0,729880837	34 000 000	159 624 413,1	23 139 828,7
6	0,685334119	34 000 000	23 301 360,0	21 425 767,3
7	0,643506215	34 000 000	21 879 211,3	19 838 673,4
8	0,604231188	34 000 000	20 543 860,4	18 369 142,1
9	0,567353228	34 000 000	19 290 009,7	17 008 464,9
10	0,532726036	34 000 000	18 112 685,2	15 748 578,6
11	0,50021224	34 000 000	17 007 216,2	14 582 017,2
12	0,469682854	34 000 000	15 969 217,0	13 501 867,8
13	0,441016765	34 000 000	14 994 570,0	12 501 729,4
14	0,414100249	34 000 000	14 079 408,5	11 575 675,4
15	0,388826524	34 000 000	13 220 101,8	10 718 218,0
16	0,365095328	34 000 000	12 413 241,2	9 924 275,9
17	0,342812515	34 000 000	11 655 625,5	9 189 144,3
18	0,321889685	34 000 000	10 944 249,3	8 508 467,0
19	0,302243836	34 000 000	10 276 290,4	7 878 210,2
20	0,283797029	34 000 000	9 649 099,0	7 294 639,1
<b>Totalt neddiskontert miljøkostnad</b>			<b>509 437 711,1</b>	<b>333 817 011,9</b>

**Tabell 11: Scenario 2c: Høyt anslag for miljøkostnad og kalkulasjonsrente lik 8 %**

<u>År</u>	<u>Kalk.rente 8 %</u>	<u>Miljøkostn. 5 øre/kWh</u>	<u>NV miljøkostnad</u>	<u>NV miljøkostn. 6,5 %</u>
0	1			
1	0,925925926	170 000 000	157 407 407,4	159 624 413,1
2	0,85733882	170 000 000	145 747 599,5	149 882 078,1
3	0,793832241	170 000 000	134 951 481,0	140 734 345,6
4	0,735029853	170 000 000	124 955 075,0	132 144 925,5
5	0,680583197	170 000 000	115 699 143,5	124 079 742,2
6	0,630169627	170 000 000	107 128 836,6	116 506 800,2
7	0,583490395	170 000 000	99 193 367,2	109 396 056,5
8	0,540268885	170 000 000	91 845 710,4	102 719 301,9
9	0,500248967	170 000 000	85 042 324,4	96 450 048,7
10	0,463193488	170 000 000	78 742 893,0	90 563 426,0
11	0,428882859	170 000 000	72 910 086,1	85 036 080,8
12	0,397113759	170 000 000	67 509 339,0	79 846 085,2
13	0,367697925	170 000 000	62 508 647,2	74 972 850,0
14	0,340461041	170 000 000	57 878 377,0	70 397 042,3
15	0,315241705	170 000 000	53 591 089,8	66 100 509,2
16	0,291890468	170 000 000	49 621 379,5	62 066 205,8
17	0,270268951	170 000 000	45 945 721,7	58 278 127,5
18	0,250249029	170 000 000	42 542 334,9	54 721 246,5
19	0,231712064	170 000 000	39 391 050,9	51 381 452,1
20	0,214548207	170 000 000	36 473 195,3	48 245 494,9
<b>Total neddiskontert miljøkostnad</b>			<b>1 669 085 059,3</b>	<b>1 873 146 232,1</b>

Tabellene ovenfor viser at det er svært store og betydelige forskjeller på miljøkostnad avhengig av kalkulasjonsrenten og kostnaden per kWh som er lagt til grunn. I de to scenarioene over er det et sprik på nesten 1,16 milliarder kroner.

## 6 Ny kraftlinje / nettlinja

Det kan og kort nevnes at det i noen tilfeller er det slik at man ikke får dekket alle nødvendige kostnader ved det budsjettet som er satt for et gitt offentlig tiltak, og dermed dekkes det resterende beløpet av skatter. Hvis staten må øke skattene kan det gi et effektivitetstap, og «marginal costs of funds» (skattefinansieringskostnad) (12) er ment til å måle kostnaden ved en marginal endring i skattene. Denne kostanden er ikke videre utredet eller tatt hensyn til i oppgaven, men kunne vært brukt i forbindelse med nettlinja som må bygges ut for å kunne ha kapasitet for all den nye kraften. Denne delen er allikevel, av tidsmessige hensyn, ikke medregnet i oppgaven.



## 7 Kritikk

Så er oppgaven nesten ved veis ende, men først kjennes det greit å ta et lite overblikk. Det har i oppgaven, og da spesielt i forbindelse med de ulike scenarioberegningene, blitt gjort noen forutsetninger eller antakelser.

Men for det første kan det stilles spørsmålstegn ved hvor presise nytte-kostnads analyser egentlig er. Ofte, og også i dette tilfellet, gjøres det noen forutsetninger som analysen baserer seg på. Så lenge man kan begrunne valgene er det vel i og for seg greit, men hva med det vi utelater av analysene. For eksempel, så kunne jeg i analysen i større grad ha sett på innvirkningene av det faktum at Statnett må sikre ny nettilknytning fra midt-Trøndelag for å kunne ha kapasitet til å transportere kraften som produseres. I oppgaven min har jeg betraktet dette som en kostnad, men man kunne og snudd det på hodet og sagt at god nettilknytning og stor andel fornybar produksjon i eget land bidrar til en økt beredskap. Da kunne man sagt at det at vi blir mere selvforsynte og mindre avhengige av import er med å bidra til økt samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Kraftprisene som ble valgt er ment å representere to ytterpunkter, da også Bøhnsdalen et al. (2016) brukte disse prisestimatene i scenarier for høy og lav kraftpris. Ved å sammenligne den lave prisen med den prisen som finnes i futuresmarkedet i dag, virker de å stemme godt over ens, og gi et relativt reelt bilde av potensiell pris. Samtidig så har jeg i oppgaven brukt lik kraftpris over en periode på 20 år. Dette gir ikke et reelt bilde, men ble som nevnt gjort av forenkling grunner, blant annet fordi det er veldig usikre estimerer så langt frem i tid. Et annet faktum, som gjør at gjennomsnittspriser eller estimerte priser får en svakhet er at de ikke gjenspeiler prisen når det faktisk blåser. Skulle det være lite vind noen år på rad, i tillegg til en lav kraftpris, kunne det vært at produsenten måtte selge på grunn av for høy ulønnsomhet.

Også kalkulasjonsrenten er et usikkerhetsmoment. I denne oppgaven har jeg valgt 6,5 % og 8 % kalkulasjonsrente på basis av hva NVE la til grunn i konsesjonen, og hva finansdepartementet mente var riktig kalkulasjonsrente for et slikt prosjekt. Valg av en annen kalkulasjonsrente, eller en annen kombinasjon av scenariene/flere scenarier kan være avgjørende for lønnsomhet. Som nevnt har jeg ikke hatt tilgang til de tallene Statkraft har brukt i sine lønnsomhetsberegninger, og det kan derfor være mulig at en annen kalkulasjonsrente ville forandret netto nåverdi.

Gitt min tidsbegrensning og ressurser har jeg ikke selv gjennomført noen verdsetningsundersøkelser, og har heller ikke utført en verdioverføring (benefit transfer) på grunnlag av eksisterende studier. Det gjør at til tross for at jeg har inkludert miljøkostnad i beregningen av samfunnsøkonomisk lønnsomhet vil den sannsynligvis ikke representere reelle tall.

Hadde tilfelle vært at jeg benyttet en verdioverføring for å si noe om miljøkostnadene ved prosjektet er det flere grunner til at disse heller ikke ville vært optimale. For det første så kan det være flere faktorer som gjør at det blir vanskelig å overføre fra en lokasjon/land til en/et annet. Det kan være ulikheter i hvilke fuglearter som blir rammet av vindkraftproduksjon, og det kan være avhengighet av årstider som gjør at en verdioverføring ikke vil gi optimale. For det andre så er verdsetningsundersøkelser relativt nytt, og det er ikke rullet og bli forsket nok på til å kunne si noe konkret om hvor presise resultater de gir. For eksempel ved måling av folks betalingsvillighet for å unngå mulig fugledød som følge av vindkraftproduksjon, vil det kunne være et sprik mellom det et utvalg sier de er villige til å betale, og det de faktisk er villige til å betale.

## 9 Resultater og konklusjon

### 8.1 Bedriftsøkonomiske resultater

Statkraft, som utbygger og drifter av anlegget på Fosen, vil i teorien ikke ha incentiver til å ta hensyn til eksterne kostnader av prosjektet, slik at miljøkostnadene faller helt bort. Det betyr at den bedriftsøkonomiske netto nåverdien av prosjektet vil være følgende for de to scenarioene.

Tabell 12: Bedriftsøkonomisk resultat – beste fall

**Scenario 2a + 2b; Inntekt i beste fall; lav rente, lave kostnader og høy pris**

Inntekt	19 855 350 060
- Produksjonskostnad	16 483 686 842
=	3 371 663 218

Tabell 13: Bedriftsøkonomisk resultat – verste fall

**Scenario 1a + 1b; Verste fall - høy rente, høye kostnader og lav pris**

Inntekt	9 680 693 344
- Produksjonskostnad	16 690 850 593
=	-7 010 157 249

Resultatene viser at i beste tilfelle vil prosjektet gi en netto nåverdi på godt i overkant av 3,3 milliarder kroner, noe som uten tvil gjør investeringen lønnsom, gitt de forutsetninger analysen er belaget på.

## 8.2 Samfunnsøkonomiske resultater

I denne delen ser vi på det økonomiske resultatet når alle kostnader er inkludert. Det vil si det bedriftsøkonomiske og miljøkostnaden. Siden scenario 2 (verste fall) for bedriftsøkonomisk lønnsomhet er negativ, har jeg ikke tatt det med som et alternativ her da et negativt resultat ikke er mer eller mindre lønnsomt avhengig av hvor stort det røde tallet er. Derfor har jeg har brukt scenario 1 fra bedriftsøkonomisk resultat, men variert mellom to scenarioer hvor det er ulik miljøkostnad. Slik at det her ikke blir et «verste fall» og «beste fall» -scenario.

Tabell 14: Samfunnsøkonomisk resultat – beste fall

### Scenario 2a + 2b + 2c Beste fall - lav rente, lave kostnader, høy pris, og lav miljøkostnad

Inntekt	19 855 350 060
- Produksjonskostnad	16 483 686 842
- Miljøkostnader	509 437 711
=	2 862 225 507

Tabell 15: Samfunnsøkonomisk resultat – beste fall med høy miljøkostnad

### Scenario 2a + 2b + 1c - Beste fall - lav rente, lave kostnader, høy pris, men høy miljøkostnad

Inntekt	19 855 350 060
- Produksjonskostnad	16 483 686 842
- Miljøkostnader	1 669 085 059
=	1 702 578 159

Vi ser at med lav kalkulasjonsrente, høy strømpris, lave driftskostnader og lave miljøkostnader, vil det samfunnsøkonomiske netto nåverdien over hele analyseperioden komme godt i overkant av 2,8 milliarder kroner, og like i overkant av 1,7 milliarder med en høy miljøkostnad (relativt). Det kan derfor påstås at ved bruk av lav kalkulasjonsrente, høy strømpris og lave driftskostnader vil utbyggingen på Fosen være en god investering. Er derimot kalkulasjonsrenta høy, strømprisen lav og driftskostnadene høye, vil ikke prosjektet være verken bedriftsøkonomisk eller samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Det allikevel ikke store marginer som skal til for å endre for eksempel resultatet fra beste fall med en høy miljøkostnad. Hvis vi ser på tabell 6, beregnet vi inntekt med en høy kraftpris og lav kalkulasjonsrente. Helt til høyre i tabellen vises hva nåverdien ville blitt hvis prisen var høy, men også en høy kalkulasjonsrente. Bruker vi denne inntekten istedenfor den som er oppgitt i tabell 15, vil resultatet ende på -460 470 273 kroner.

Dette resultatet viser hvor følsom nåverdien kan være på av og til bare små marginer.

Jeg ønsker avslutningsvis også å si noe om miljøkostnadene ved vindkraftprosjektet på Fosen. I scenariene jeg viste lå blant annet den miljøkostnaden ExternE hadde beregnet, til grunn. Tabell 9 viser miljøkostnaden ved blant annet vindkraft i flere land, men informasjonen dateres mange år tilbake. Hvis en slik analyse ble gjort på ny i dag kunne det ha gitt helt andre kostnader. Av det vi har sett i forhold til miljøkostnader i denne oppgaven beviser at det absolutt er grunnlag for å ilegge denne kostanden når man beregner samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Også NVE påpeker bl.a. i konsesjonen for Storheia at resultater fra andre undersøkelser med tilhørende metoder har en begrenset verdi, men ikke null, og dermed en positiv verdi. Siden estimatene fra ExternE var såpass lave, kan det da tenkes at nyere undersøkelser ville gitt høyere kostnader.

Helt til sist ønsker jeg igjen å vise til at selv om det er mange usikkerhetsmomenter her som kunne være annerledes, og selv om man hadde benyttet en kalkulasjonsrente eller et estimat på kraftpris som gav en ulønnsom investering, både på et bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk nivå, betyr ikke det at det ikke vil investeres allikevel. NVE sier i flere av konsesjonene i forbindelse med vindkraftprosjektet på Fosen at «med fokus på å redusere utslippet av klimagasser, og Norges forpliktelser i forbindelse med blant annet Klimakonvensjonen og Kyoto-protokollen, er derfor vindkraftproduksjon ønskelig.» Dette kan vise til det politiske presset. I forhold til om beregningene Statkraft gjorde etter å bli utsatt for det politiske presset viste seg å være lønnsomme eller ikke, kan bare spekuleres i. Det er allikevel ikke et utenkelig scenario at politisk press kan slå igjennom for investeringer av denne typen.

## Litteraturliste

Ja til Fosen-prosjekt (<http://www.fosna-folket.no/nyheter/2016/02/23/N%C3%A5-bli-det-vindkraftutbygging-p%C3%A5-Fosen-12192456.ece>)

Statkraft *Vindkraft kort fortalt* (<http://www.statkraft.no/Energikilder/Vindkraft/Vindkraft-kort-forklart/#sthash.SBK6APoI.dpuf>)

Vestas ([https://www.vestas.com/en/products/turbines/v117-3\\_45\\_mw#!options-available](https://www.vestas.com/en/products/turbines/v117-3_45_mw#!options-available))

Idsøe, Johannes *Verdiskaping* (<https://snl.no/verdiskaping>)

NOU 2012:9 *Energiutredningen – verdiskaping, forsyningssikkerhet og miljø* Vedlegg 1 (<https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2012-9/id674092/sec7>)

SSØ, 2010 *Håndbok for samfunnsøkonomiske analyser* ([https://dfo.no/documents/foa/publikasjoner/veiledere/haandbok\\_for\\_samfunnsokonomiske\\_analyser.pdf](https://dfo.no/documents/foa/publikasjoner/veiledere/haandbok_for_samfunnsokonomiske_analyser.pdf))

NOU 2009:16 *Globale miljøutfordringer – norsk politikk— Hvordan bærekraftig utvikling og klima bedre kan ivaretas i offentlige beslutningsprosesser* (<https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2009-16/id568044/sec1>)

NOU 2012:16 *Samfunnsøkonomiske analyser* (<https://www.regjeringen.no/contentassets/5fce956d51364811b8547eebdbcde52c/no/pdfs/nou201220120016000dddpdfs.pdf>)

Boardman, Anthony E. et.al. 2011

Holtmark, B et al., SSB(2015) *The size of the marginal cost of public funds* ([https://www.ssb.no/offentlig-sektor/artikler-og-publikasjoner/\\_attachment/221608?\\_ts=14c26cec7a0](https://www.ssb.no/offentlig-sektor/artikler-og-publikasjoner/_attachment/221608?_ts=14c26cec7a0))

Hoff, Kjell Gunnar (2009) *Grunnleggende bedriftsøkonomisk analyse* Universitetsforlaget, 6 utgave. (13)

SSB, 2015 *Stor kraftproduksjon i 2015* (<https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitet/maaned/2016-02-04>)

Førsund, Finn R (2007) *Hydropower Economics* Springer. Kapittel 3, s.57

Regjeringen, 2014 *Elsertifikatordningen* (<https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/fornybar-energi/elsertifikater1/id517462/>)

Energi Norge *Utfyllende kommentarer til energimeldingen* (<http://www.energinorge.no/energi-og-klima/utfyllende-kommentarer-til-energimeldingen-article11167-437.html>)

OED, 2015 *Energimeldingen 2016 «Kraft til endring – Energipolitikken mot 2030»* s. 34, boks 3.5 (<https://www.regjeringen.no/contentassets/31249efa2ca6425cab08130b35ebb997/no/pdfs/stm201520160025000dddpdfs.pdf>)

- Nord Pool *About us* (<http://www.nordpoolspot.com/About-us/>)
- Myhre, Trude (2015), *Økosystemtjeneste* (<https://snl.no/økosystemtjeneste>)
- Statens Forurensingstilsyn *Verdsetting av marine økosystemtjenester – metoder og eksempler* (<http://www.miljodirektoratet.no/old/klif/publikasjoner/2582/ta2582.pdf>)
- NOU 2013:10 *Naturens goder – om verdier av økosystemtjenester* (<https://www.regjeringen.no/contentassets/c7ffd2c437bf4dcb9880ceeb8b03b3d5/no/pdfs/nou201320130010000dddpdfs.pdf>)
- NVE *Om konsesjon* (<https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/om-konsesjon/>)  
 NVE om konsesjonsplikt *Trinnene i en konsesjon*: (<https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/vindkraft/saksgang-for-vindkraftutbygging/>)
- Konsesjon Storheia (<https://www.nve.no/konsesjonssaker/konsesjonssak/?id=43&type=A-1%2cA-6>)
- Konsesjon Roan (<https://www.nve.no/konsesjonssaker/konsesjonssak/?id=95&type=A-1%2cA-6>)
- Konsesjon Kvenndalsfjellet  
 (<https://www.nve.no/konsesjonssaker/konsesjonssak/?id=94&type=A-1%2cA-6>)
- Konsesjon Harbarksfjellet  
 (<https://www.nve.no/konsesjonssaker/konsesjonssak/?id=177&type=A-1%2cA-6>)
- Konsesjon Geitfjellet (<https://www.nve.no/konsesjonssaker/konsesjonssak?id=183&type=A-1,A-6>)
- Konsesjon Hitra 2 (<https://www.nve.no/konsesjonssaker/konsesjonssak?id=34&type=A-1,A-6>)
- Meyerhoff et al. (2009) *Landscape externalities from onshore windpower*. Elsevier
- Bøhnsdalen, Eirik T et al. (2016) *Langsiktig markedsanalyse Norden og Europa 2016–2040 (Statnett)*
- Meyerhoff et al. (2009) *Landscape externalities from onshore windpower*. Elsevier
- Bevanger, K et al., NINA (2010) *Pre- and post-construction studies of conflicts between birds and wind turbines in coastal Norway (BirdWind)*  
 (<http://www.nina.no/archive/nina/PppBasePdf/rapport/2010/620.pdf>)
- NOU 2013:10 *Naturens goder – om verdier av økosystemtjenester* (<https://www.regjeringen.no/contentassets/c7ffd2c437bf4dcb9880ceeb8b03b3d5/no/pdfs/nou201320130010000dddpdfs.pdf>)
- UiO og NMBU, 2014 *Sluttrapport VindRein og KraftRein*  
 ([https://www.mn.uio.no/ibv/forskning/prosjekter/vindrein/sluttrapport\\_vindrein\\_kraftrein\\_apri12014\\_2.pdf](https://www.mn.uio.no/ibv/forskning/prosjekter/vindrein/sluttrapport_vindrein_kraftrein_apri12014_2.pdf))
- (Økonomisk utvalg for reindrift 2011).
- Fossdal, M et al. (2003) *Samfunnsøkonomisk analyse av energiprosjekter- håndbok*  
 ([http://publikasjoner.nve.no/haandbok/2003/haandbok2003\\_01.pdf](http://publikasjoner.nve.no/haandbok/2003/haandbok2003_01.pdf))

Gudding et al. (2008) *Utbygging og miljøkostnader. Krutilla etter 40 år*  
(<http://www.svt.ntnu.no/iso/anders.skonhoft/Krutilla0608.pdf>)  
Hagneland, Petter (2004) *Nordmenn vil betale mer for vindkraft*. Cicerone, årgang 13  
([http://folk.uib.no/gbsag/Publications/sorteberg\\_gronaas\\_cicerone\\_2004b.pdf](http://folk.uib.no/gbsag/Publications/sorteberg_gronaas_cicerone_2004b.pdf))



# Vedlegg 1

Tjenester	Verdsetningsmetoder	Kommentarer
<b>Forsynende tjenester</b>		
Avlinger/tømmer		De fleste økosystemtjenester fra landbruksøkosystemer vil kapitaliseres i eiendomspriser. Prisene må justeres for kapitalinnsats (investeringer), i tiltak som vanning og drenering. Bio-økonomisk modellering (produktfunksjonsmetode) for å anslå merverdien av den produserende tjenesten sammenlignet med andre nødvendige innsatsfaktorer.
Husdyr		
Viltvoksende matprodukter		Markedsprisen for mat- eller energisubstitutter kan være en brukbar proxy. Kostnader til produksjon må trekkes fra.
Ved og bioenergi		
Fiskerier		Produktfunksjonsmetoden er å foretrekke. Alternativt kan (justerte) markedspriser brukes som et grovt anslag, men kostnader til andre innsatsfaktorer i produksjonen må trekkes fra.
Oppdrettsprodukter		
Genetiske ressurser		Egnede markedspriser er f.eks. lisenser og avgifter for prospektering. En alternativ verdsetningsmetode tar utgangspunkt i kostnader forbundet med alternative måter å avdekke genetisk informasjon.
Vannforsyning		Markedspriser (hvis tilgjengelig), skyggepriser (ved hjelp av produktfunksjonsmetoden)
<b>Regulerende tjenester</b>		
Pollinering		Bio-økonomisk modellering, som tar hensyn til andre innsatsfaktorer, inkludert pollinering. Alternativt kan utgifter til alternativ pollineringsteknologi (erstatningskostnader) benyttes.
Klimaregulering		Den foretrukne kostnadsbaserte tilnærmingen er 'avverget skadekostnad'.
Sykdomsregulering		Utgifter til kunstig produserte sykdomsregulerende produkter (erstatningskostnader) kan benyttes.
Erosjonsbeskyttelse		Den foretrukne kostnadsbaserte tilnærmingen er 'avverget skadekostnad', f.eks. tapte inntekter som resultat av jorderosjon.
Vannstrømsregulering		Avverget forventede skadekostnader fra flom og tørke; metoder basert på avdekkede eller oppgitte preferanser kan brukes til å anslå betalingsvillighet for å unngå de forventede skadene.
Vannrensing og avfallsbehandling		Erstatningskostnader kan brukes, f.eks. kostnader til vannrensing i (vanligvis) offentlige vannverk eller private drikkevannsprodusenter.
Naturskadebeskyttelse		Avverget forventede skadekostnader; metoder basert på avdekkede eller oppgitte preferanser kan brukes til å anslå betalingsvillighet for å unngå de forventede skadene (justert for risikoaversjon).
<b>Kulturelle tjenester</b>		
Rekreasjon		Metoder inkluderer reisekostnadsmetoder, betinget verdsetting, valgeksperimenter.
Estetikk		Metoder inkluderer eiendomsprismetoder, betinget verdsetting, valgeksperimenter.
	Metoder basert på markedspriser	
	Produktfunksjonsmetoder	
	Kostnadsbaserte metoder	
	Metoder basert på avdekkede preferanser	
	Metoder basert på oppgitte preferanser	