

BACHELOROPPGAVE

Investeringsanalyse av landbasert vindkraft i Norge.

Investment analysis of land based wind power in Norway.

Kåre Rørstad Krøvel, Ken Marius Kalstad, Julian Hemmingsen.

Bachelor i Fornybar Energi

Fakultet for ingeniør- og naturvitenskap, Institutt for miljø- og naturvitenskap, Fornybar energi.

Veileder: Kristin Linnerud

03.06.19

Jeg bekrefter at arbeidet er selvstendig utarbeidet, og at referanser/kildehenvisninger til alle kilder som er brukt i arbeidet er oppgitt, jf. Forskrift om studium og eksamen ved Høgskulen på Vestlandet, § 10.

Forord

Denne oppgaven er det avsluttende arbeidet av vår treårige bachelorutdanning på studiet Fornybar Energi ved HVL, Sogndal. Oppgaven har vært omfattende, og har krevd mye tid fra hver og en av oss, samtidig som den har vært svært givende og lærerik. På veien til ferdig resultat har vi mange vi vil takke. Takk til Torbjørn Årethun og Johannes Idsø for hjelp til å forstå den økonomiske teorien bak det vi skriver. Takk til NVE og Nord Pool for viktig informasjon til oppgaven. Takk til venner og familie som har gjort livet utenom bachelorskrivingen bedre, og som har gitt oss rom for å slappe av. Takk til Sofie for et fantastisk heiarop!

Særlig vil vi rette en stor takk til veilederen vår Kristin Linnerud. Hun har stilt opp fra starten av, og gitt oss gode tilbakemeldinger. Hun har svart på e-poster sent og tidlig, og hjulpet oss å stilne bekymringene våre. Vi har også blitt bedre kjent med henne som person, og ønsker henne lykke til med flyttingen til Oslo.

Vi vil også takke hverandre. Vi har hatt et godt gruppemiljø mens vi har arbeidet, og det har gitt mye latter og en oppgave vi er stolte av. Håper du som leser finner oppgaven nyttig, informativ og lærerik. God lesning!

Sogndal, 03.06.19

Kåre Krøvel, Ken Marius Kalstad og Julian Hemmingsen

Sammendrag

Norge har gode forutsetninger for vindkraft på land. Andelen av vindkraftproduksjon har økt de siste årene, og det er forventet at ytterligere 1337 MW settes i drift i 2019. Til tross for utviklingen som skjer nå, er energimarkedet usikkert. Denne oppgaven forsøker å gi innblikk i hvorvidt norsk vindkraft er lønnsomt under dagens situasjon og i hvilken grad forskjellige faktorer påvirker lønnsomheten. I tillegg vil den sammenligne nåverdien til en investering gjort i dag med en investering gjort om fem år.

For å generalisere dagens situasjon laget vi et fiktivt vindkraftverk som forsøker å reflektere forholdene i dag. Deretter gjorde vi et anslag på strømpris og elsertifikatpris. Dette satt vi inn i en lønnsomhetsmodell som er basert på nåverdimetoden. Vi beregnet også LCOE for grunnsenariet og framtidsscenariet. Videre utførte vi en følsomhetsanalyse, som viser hvor følsom nåverdien er for endringer i forutsetningene. For å sammenligne en investering om fem år mot en investering i dag, brukte vi to metoder. Først fant vi konkrete verdier på hvordan forutsetningene kan se ut om fem år. Deretter laget vi matriser som viser hvordan lønnsomheten oppfører seg under forskjellige forutsetninger fremtiden kan gi.

Vi fant at kraftverket vil være lønnsomt med en nåverdi på NOK 143 273 171,51. Det har en LCOE på 39,1 øre/kWh, og inntekter på 43,6 øre/kWh. Dermed har kraftverket et overskudd på 4,5 øre/kWh. I resultatet fremgår det at nåverdien er mest følsom overfor endringer i strømprisen. En endring på - 6,97 % vil gi en nåverdi lik 0. Etter strømpris følger henholdsvis kapasitetsfaktor, investeringsutgift, avkastningskrav, driftskostnader og elsertifikatpris. Vi fant også at det vil lønne seg å vente fem år med investeringen, sammenliknet med å investere i dag. Dette øker nåverdien med 32,48%.

Med usikkerheter knyttet til teknologisk utvikling og strøm- og elsertifikatpriser er ikke våre beregninger en endelig fasit. Man må også i realiteten ta høyde for eksempelvis lokale forhold. Vi mener likevel at investering i vindkraft i stor grad er lønnsomt under dagens situasjon. Det vil etter våre vurderinger også være lønnsomt å vente med investeringen i fem år, på tross av tapte inntekter fra elsertifikater. I tillegg er strømprisen den variabelen som påvirker nåverdien mest, og det er umulig å si med sikkerhet hvordan den utvikler seg flere år frem i tid. Det vil derfor alltid være risiko knyttet til investering i vindkraft.

Abstract

Norway has good conditions for land-based wind power. The share of wind power has increased the last few years, and an additional 1337 MW are expected to be put into operation in 2019. Despite that development, the energy market is uncertain. This bachelor's thesis tries to give an insight to whether Norwegian wind power is profitable in today's circumstances, and to which degree different parameters affect the profitability. It will also compare the profitability of an investment made today, as opposed to an investment done in five years.

In order to generalize the preconditions of today, we created a fictional wind power plant that is supposed to reflect today's circumstances. We then estimated an electricity price, as well as a price for electricity certificates. These values were then put into a profitability model based on the net present value (NPV) method. We also calculated the LCOE of the power plant. Next, we conducted a sensitivity analysis, to find out how sensitive the NPV is to changes of variables. To compare an investment made in five years against our reference power plant, we used two methods. First, we found concrete values of a possible development for each of the parameters. Second, we made different matrixes that shows how the NPV behaves under different circumstances, to which the future can bring.

We found that the power plant is profitable with a net present value of NOK 143 273 171,51. It has an LCOE of 39,1 øre/kWh, and an income of 43,6 øre/kWh. In other words, a profit of 4,5 øre/kWh. The NPV is most sensitive to fluctuations in electricity price. A decrease of 6,97% results in a net present value equal to 0. After electricity price follows capacity factor, investment expenditure, discount rate and electricity certificate prices, respectively. We also found that it is profitable to invest in five years as opposed to today. This increases the net present value with 32,48%.

With uncertainties linked to technological advancements and both electricity and electricity certificates prices, our results will not be a final truth. In addition to these uncertainties, are our calculations based on a fictive power plant. Therefore, we do not consider things like local conditions. Nevertheless, Norwegian land-based wind power is profitable in today's situation. According to our assessments, it is also profitable to hold off an investment for five years, despite the loss of income in relation to electricity certificates. Electricity price is the variable to which the NPV is most sensitive. It's impossible to determine the exact electricity price years ahead, and it will therefore always be risk attached to investing in wind power.

Innholdsfortegnelse

Forord.....	2
Sammendrag	3
Abstract.....	4
Figur- og tabelloversikt	6
1 Innledning	8
1.1 Annen litteratur	9
1.2 Leserveiledning.....	10
2 Metode	11
2.1 Investerings-teori.....	11
2.1.1 Nåverdiberegning.....	11
2.1.2 Avkastningskravet r	11
2.1.3 LCOE (Levelized cost of energy)	13
2.2 Kontantstrømmer	14
2.2.1 Produksjon	14
2.2.2 Innbetalinger og prisdannelse	15
2.2.3 Utbetalinger.....	18
2.3 Følsomhetsanalyse	18
2.3.1 Svakheter ved følsomhetsanalysen	19
2.4 Optimalt investerings-tidspunkt – Investere nå eller senere?.....	20
2.4.1 Forventet strømpris fram mot 2024	20
2.4.2 Forventet kapasitetsfaktor fram mot 2024	21
2.4.3 Forventet driftskostnad fram mot 2024.....	23
2.4.4 Forventet investerings-utgift fram mot 2024.....	23
3 Resultat	24
3.1 Resultat for grunnscenari o	24
3.2 Resultat for følsomhets-analysen	26
3.3 Resultat for valg av optimalt investerings-tidspunkt.....	27
3.3.1 Grunnscenari o vs. fremtidsscenari o: Endring av én og én fremtidig parameter-verdi.....	27
3.3.2 Resultat for matriser: Kombinasjoner av framtidige parameter-verdier.....	28
4 Diskusjon og konklusjon.....	32
4.1 Diskusjon av grunnscenari et	32
4.1.1 Sammenlikne våre resultater med andres.....	32
4.1.2 Begrensninger og forslag til videre forskning for grunnscenari et:	33
4.2 Diskusjon og skjønns-messig vurdering av følsomhets-analysen	33
4.3 Diskusjon av framtidsscenari o	36

4.3.1 Parameternes validitet.....	36
4.3.2 En sammenlikning av vårt framtidsscenario med andres framtidsscenario	36
4.3.3 Begrensninger og forslag til videre forskning.....	37
4.4 Konklusjon.....	38
Begreper.....	40
Litteraturliste.....	42

Figur- og tabelloversikt

Figur 1: Tilbud og etterspørsel (Nord Pool, 2017). Hentet med tillatelse fra Nord Pool.....	16
Figur 2: NVEs forventning til kraftpris fram mot 2030. Hentet fra NVEs kraftmarkedsanalyse 2018-2030 (Bartnes et al., 2018, s. 29). Hentet med tillatelse fra NVE.	21
Figur 3: Utregning av LCOE for grunnscenarior i regneark. LCOE på 39,1 øre/kWh.	25
Figur 4: Visuell framstilling av følsomhetsanalysen. Den prosentvise endringen er framstilt på x-aksen, mens den tilhørende nåverdien er på y-aksen. Der grafen til parameterne krysser x-aksen, er nåverdien lik 0. En brattere graf betyr at nåverdien er mer følsom for endringer.	26
Figur 5: Utregning av LCOE for fremtidsscenario i regneark. LCOE på 31,3 øre/kWh for 2024.	28
Tabell 1: Parameterne som varieres i følsomhetsanalysen	18
Tabell 2: Gjennomsnittlig kapasitetsfaktor i Norge fra 2008-2017.	22
Tabell 3: Tall for framtidsscenario.....	23
Tabell 4:inntekt for grunnscenariet.....	24
Tabell 5: Totale investeringskostnader og driftskostnader for grunnscenariet.	25
Tabell 6: Viser hver parameter med tilhørende kritisk verdi, sikkerhetsmargin og sikkerhetsmargin uttrykt i prosent.	26
Tabell 7: Grunnscenario vs. framtidsscenario. For hver ny rad innføres en ny endring i parameterne. Viser ny nåverdi og endring fra grunnscenario i tall og prosent.	27
Tabell 8: Strømpris og kapasitetsfaktor med tilhørende nåverdi. De andre variablene holdes konstant i forhold til basistallene.	29
Tabell 9: Strømpris og investeringsutgift med tilhørende nåverdi. De andre variablene holdes konstant i forhold til basistallene.	29
Tabell 10: Strømpris og driftskostnader med tilhørende nåverdi. De andre variablene holdes konstant i forhold til basistallene.....	29
Tabell 11: Kapasitetsfaktor og investeringsutgift med tilhørende nåverdi. De andre variablene holdes konstant i forhold til basistallene.	30
Tabell 12: Kapasitetsfaktor og driftskostnad med tilhørende nåverdi. De andre variablene holdes konstant i forhold til basistallene.	30

Tabell 13: Investeringsutgift og driftskostnader med tilhørende nåverdi. De andre variablene holdes konstant i forhold til basistallene.	30
---	----

1 Innledning

Interessen for å investere i vindkraft på land i Norge er stor. I Nasjonal ramme for vindkraft, foreslår NVE å sette av 13 områder til utbygging, og det er allerede gitt konsesjon til vindkraft tilsvarende en årlig produksjon på 20 TWh (Vindportalen, 2018). Men fremtiden er usikker. Investorer trenger kunnskap om hvilke faktorer som kan påvirke risiko og lønnsomhet i vindkraftprosjekter. Slik kunnskap vil også være verdifull for norske myndigheter fordi det kan bidra til å forstå omfanget av og tempoet på investeringer i norsk vindkraft de nærmeste årene.

I 2016 ble 1,4 % av norsk kraftproduksjon dekket av vindkraft, og i 2018 utgjorde den 2,6 % (Vindportalen, 2018). I 2018 var samlet installert effekt 1695 MW som utgjorde en produksjon på 3870 GWh. Det er forventet at ytterligere åtte vindkraftanlegg med en total installert ytelse på 1337 MW settes i drift i løpet av 2019. Dette vil gi ytterligere 4,5 TWh årlig produksjon, og ved utgangen av 2019 er det forventet en samlet produksjon på nesten 10 TWh fra norske vindkraftanlegg (NVE, 2019a)

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) fikk i februar 2017 oppdrag fra Olje- og energidepartementet (OED) om å lage et forslag til nasjonal ramme for vindkraft på land (Weir, 2018). Forslaget skulle inneholde et oppdatert kunnskapsgrunnlag for landbasert vindkraft. Det skulle også inneholde et kart som definerer større områder som ligger til rette for blant annet lønnsom utbygging av vindkraft på land (Weir & Aksnes, 2018). Områdene skal velges ut med hensyn til vindressurser, eksisterende og planlagt nettkapasitet, og avstemmes mot viktige natur- og miljøhensyn. NVE la frem forslaget sitt den 1. april 2019, og presenterte 13 områder som oppfyller kriteriene. Forslaget er nå på høring (Jakobsen et al., 2019).

På bakgrunn av dette presenterer vi derfor følgende problemstillinger:

- Er investering i norsk landbasert vindkraft lønnsomt basert på et estimat av dagens forutsetninger?
- Hvor følsom er nåverdien til prosjektet for endringer i parameterverdiene?
- Lønner det seg å vente med investeringen i fem år?

Dette skal vi prøve å besvare ved å foreta en grundig investeringsanalyse av vindkraft på land med vekt på usikkerhet, risiko og tidspunkt for investeringer.

Vi har laget en lønnsomhetsmodell i et regneark ved å bruke nåverdimetoden. Denne modellen er brukt til å vurdere lønnsomheten i et prosjekt der fremtidige kontantstrømmer er usikre. Avkastningskravet vil i modellen reflektere risikoen knyttet til prosjektet. Det er flere usikkerhetsmomenter som har betydning for lønnsomheten i et vindkraftanlegg. Historisk sett har det vært svingninger i blant annet strømpris og elsertifikatpris. Potensielle endringer i politiske rammevilkår og teknologisk utvikling kan ha store betydninger for framtidige prosjekter. For eksempel vil kraftverk som settes i drift etter utgangen 2021 ikke være elsertifikatberettiget, og vil som en konsekvens miste en inntektskilde. Å være elsertifikatberettiget betyr å være innehaveren av et produksjonsanlegg som har rett til elsertifikater (Elsertifikatloven, 2011, §3).

1.1 Annen litteratur

Alexander Tærud Day har tidligere gjort en lønnsomhetsvurdering av småskala vindkraft i forbindelse med sin masteroppgave “Småskala vindkraft – en lønnsomhetsmodell” (2012) ved NMBU. Formålet med oppgaven hans var å se hvilke forutsetninger som må være på plass for at småskala vindkraft skal være en lønnsom investering. Han laget en lønnsomhetsmodell basert på nåverdiberegninger og kontantstrømmer. Day konkluderte med at det er grunn til optimisme for utbygging av småskala vindkraft i fremtiden. Han mener det likevel må jobbes med det nasjonale rammeverket. For eksempel mener han at behandlingstiden til konsesjonssøknadene må kortes ned, slik at flere kan være i drift før 2021 og dermed være elsertifikatberettiget. Videre mente han at kraftprisen var den største usikkerhetsfaktoren i modellen. Han mente derfor at det var nødvendig med grundig forarbeid med hensyn til kraftprisen man bruker i lønnsomhetsvurderinger for et pålitelig resultat (Day, 2012).

Andreas Dale og Leif Inge Husabø skrev sin masteroppgave “Økonomiske utsikter for norsk landbasert vindkraft - En analyse av norske vindkraftverks langsiktige marginalkostnad (Levelized Cost Of Energy - LCOE) og konkurranseevne i dag og frem mot 2030.” i 2013 ved Norges Handelshøyskole. Dale og Husabø hadde et referansekraftverk og basisscenario for 2012. De fant at referansekraftverket hadde en LCOE på 49,2 øre/kWh. Ved utgangen av 2012 ga salg av elektrisitet og elsertifikater en samlet inntekt på 51,4 øre/kWh. Referansekraftverket hadde dermed en fortjeneste på 2,2 øre per kWh produsert. Kraftverket er avhengig av subsidiering gjennom elsertifikater for å være lønnsomt (Dale & Husabø, 2013)

Videre så de på lønnsomheten i år 2020 og 2030. De fant at referansekraftverket ville ha en fortjeneste på henholdsvis 1,9 øre/kWh og 4,9 øre/kWh i 2020 og 2030. De understreker at subsidier står for en tredjedel av inntektene, og er dermed kritisk for lønnsomheten i prosjektene (Dale & Husabø, 2013).

Henning Ruud har også sett på lønnsomheten av et vindkraftanlegg i sin masteroppgave “Samfunnsøkonomisk lønnsomhet og vindkraft - Nytte- kostnadsanalyse av Smøla vindpark” (2010) ved Universitetet i Oslo. Ruud la vekt på den samfunnsøkonomiske lønnsomheten i oppgaven sin, men viste også til bedriftsøkonomisk lønnsomhet. Han brukte også nåverdimetoden for å avgjøre dette. For den bedriftsøkonomiske lønnsomheten presenterte han to scenarier med to forskjellige resultater. De to scenariene differerer med to parameter, strømpris og diskonteringsrente. Scenario 1 opererte med en strømpris på 40 øre/kWh og en diskonteringsrente på 6%, som resulterte i en nettonåverdi på 1,17 milliarder kroner. Scenario 2 hadde en strømpris på 35 øre/kWh med en diskonteringsrente på 8%. Dette ga en nåverdi på 0,76 milliarder kroner (Ruud, 2010).

Prosjektet er lønnsomt i begge tilfeller. Men det er verdt å merke seg at Smøla vindpark fikk 0,14 milliarder kroner i investeringsstøtte, samt en engangssum på 1 milliard kroner fra en avtale med det nederlandske energiselskapet NOUN. Prosjektet er avhengig av denne støtten for å være lønnsom i scenario 2, og uten denne støtten ville nåverdien til scenario 1 blitt redusert med ca. 97,4%. Smøla vindpark er ikke elsertifikatberettiget og vil derfor ikke ha det som en inntektskilde (Ruud, 2010).

Opgaven vår har både likheter og ulikheter med de overnevnte oppgavene. Day og Ruud har tatt utgangspunkt i faktiske vindkraftanlegg i oppgavene sine. Vi har til motsetning skapt et referansekraftverk som forsøker å representere dagens situasjon, og brukt dette som utgangspunkt i beregningene våre. I tillegg har alle de overnevnte tatt høyde for skatt, noe vi utelater i vår oppgave. Videre er kraftverkene Day og Ruud analyserte ikke elsertifikatberettiget. Elsertifikater er derfor ikke inkludert i lønnsomhetsberegningen de har gjort. I tillegg har vindkraft hatt en stadig teknologisk utvikling de siste årene, og kraftprisen fluktuerer. Dette gir litt andre forutsetninger i dag enn da de andre oppgavene ble skrevet.

I likhet med vår oppgave har de andre også brukt nåverdimetoden for å beregne lønnsomheten i prosjekter. Vi vil også prøve å anslå hvordan lønnsomheten kan se ut om fem år, og hvilke forutsetninger som påvirker den mest. Dale og Husabø gjorde også beregninger frem i tid, men de hadde et lengre perspektiv på henholdsvis 7 og 17 år fra de skrev oppgaven sin. Vi vil i diskusjonen sammenlikne våre resultater med litteraturen ovenfor.

1.2 Leserveiledning

Vår bacheloroppgave er strukturert som følger. I kapittel to tar vi for oss metode. Dette inkluderer både teori, fastsetting av kontantstrømmer til basisscenario og framtidsscenario, samt forklaring av følsomhetsanalysen. I kapittel tre presenterer vi resultatene. Resultatene består av en nåverdianalyse basert på et sett forutsetninger om framtidige kontantstrømmer og avkastningskrav. Videre presenterer vi en følsomhetsanalyse basert på de samme forutsetningene som nåverdianalysen. Til slutt i resultatet vil vi gi framstilling av lønnsomheten om fem år under forskjellige forutsetninger. I kapittel fire kommer det en diskusjon av resultatene og konklusjon. Her vil vi prøve å se på hvilke implikasjoner funnene våre gir, og prøve å besvare spørsmålene vi stiller innledningsvis. I tillegg vil vi løfte frem begrensninger i oppgaven, og se på robustheten til analysen.

2 Metode

2.1 Investeringssteori

For å kunne svare på de tre problemstillingene våre er det nødvendig med et robust kunnskapsgrunnlag. Skal man beregne lønnsomheten må man bli kjent med en del sentrale begrep. For å besvare hvorvidt en investering i vindkraft er lønnsom i dag, må vi benytte oss av nåverdiberegninger, avkastningskrav, LCOE og kontantstrømmer. For å beregne følsomheten blir det nødvendig å gjennomføre en følsomhetsanalyse. Til slutt vil en vurdering av framtidig nåverdi kreve kunnskap om forventet prisutvikling til kontantstrømmene fem år fram i tid. I metodekapittelet vil vi derfor presentere samtlige av disse begrepene.

2.1.1 Nåverdiberegning

Nåverdiberegning kan sees på som baklengs renteregning, og har som formål å finne ut hvor mye en framtidig innbetaling/kontantstrøm/beløp er verdt i dag (Bøhren & Gjærum, 2016, s. 116-117). For å kalkulere ut dette, tar vi i bruk følgende formel:

$$NV = \sum_{t=0}^T \frac{X_t}{(1+r)^t} - X_0$$

Formel 1: Der X_0 er investeringsutgiften, X_t er innbetalinger, T er levetiden til prosjektet og r er avkastningskravet (Rammen, 2019).

Dersom nåverdien er over eller lik 0, er investeringen lønnsom, og investor har fått dekket de krav han stiller til avkastning. Et beløp langt fram i tid er mindre verdt enn et beløp i nær fremtid. En framtidig innbetaling med høyt avkastningskrav er mindre verdt enn en innbetaling med lavt avkastningskrav (Bøhren & Gjærum, 2016, s. 120). Levetiden (T) til anlegget i denne oppgaven vil være 25 år, som er det man får konsesjon for (Vindportalen, 2019).

I nåverdiberegningen vil vi se på kontantstrømmen til totalkapitalen før skatt. Dette betyr at vi ser bort fra opptak og betjening av lån. Vi vil gjennomgående i denne analysen basere oss på reelle tallverdier, dette gjelder også kontantstrømmen. Som følge av det vil inflasjonskostnader ikke være inkludert i våre beregninger. Tall for innbetalinger, utbetalinger og avkastningskrav vil vi komme tilbake til senere i oppgaven.

2.1.2 Avkastningskravet r

Avkastningskravet r er en kalkulatorisk rente som brukes i en investeringskalkyle til å finne nåverdien til en investering. Kostnadene ved å investere i et prosjekt vil både omfatte direkte kostnader som investeringsutgift, årlige kostnader, og kostnader knytt til bruk av kapital. Først når innbetalingene dekker direkte kostnader og avkastningskravet, vil budsjettet være i balanse (Bøhren & Gjærum, 2016, s. 351). Avkastningskravet er det kravet investor kan forvente å oppnå i lignende prosjekter (Idsø, 2014). Sagt på en annen måte er avkastningskravet det kravet investor stiller til avkastning (NVE, 2019b).

Inflasjon, tidskostnad og risiko er de tre komponentene som utgjør kostnadene knytt til bruk av kapital (Bøhren & Gjærum, 2016). Ettersom vi ser bort fra inflasjonskostnader vil det være naturlig å se på tids- og risikokostnader når vi skal tallfeste avkastningskravet.

Tidskostnad: Penger i dag er mer verdt enn penger i fremtiden. En krone mottatt i dag kan umiddelbart forbrukes eller gå med til en investering der den kan skape inntekt. En krone mottatt om ett år har ikke denne muligheten før den kommer inn på konto.

Risikokostnad: Fremtidig kontantstrøm kan ikke forutsies med sikkerhet på verdsettelsestidspunktet. Det foreligger en risiko for at den framtidige innbetalingen ikke blir gjennomført (Bøhren & Gjærum, 2016, s. 107). ” *Investor misliker risiko. Derfor er en sikker krone verdt mer enn en usikker.* ” (Bøhren & Gjærum, 2016, s. 354). På grunnlag av denne risikoen krever investor kompensasjon.

Det risikofrie avkastningskravet som inneholder tids- og inflasjonskostnader er i motsetning til risikokostnadene fast fra prosjekt til prosjekt. Utover det risikofrie avkastningskravet vil det i et avkastningskrav inkludere et påslag for risiko. For eksempel vil en investering i et vindkraftprosjekt gi en fremtidig usikker kontantstrøm på grunn av en risiko for at framtidige innbetalinger ikke vil bli gjennomført (Bøhren & Gjærum, 2016, s. 354). Den totale risikoen av en usikker kontantstrøm er summen av to risikokilder:

Usystematisk risiko defineres som ” *...den usikkerheten som blir borte fordi prosjektet og porteføljen uten prosjektet, ikke går helt i takt* ” (Bøhren & Gjærum, 2016, s. 363). Gjølberg og Johansen (2007, s. 12) omtaler dette som forretningsrisiko, og er risiko knytt direkte til driften og aktivitetsnivået i et selskap. For eksempel kan dette være risikoen knytt til lite vind for en vindkraftprodusent. Gjennom å spre innsatsen over flere selskap, vil investor diversifisere investeringene og samtidig minimere usystematisk risiko (Bøhren & Gjærum, 2016, s. 362).

Når usystematisk risiko er diversifisert bort, vil prosjektet bare reflektere systematisk risiko. Ifølge Bøhren og Gjærum er dette ” *...risikokilder som påvirker konjunktorene, dvs. faktorer som slår inn i de fleste deler av det økonomiske liv. Eksempler på slike konjunkturfaktorer for Norge er usikkerheten om fremtidig prisnivå på petroleumsprodukt, euro og amerikanske dollar* ”. (Bøhren & Gjærum, 2016, s. 364). Siden usystematisk risiko er noe investor kan diversifisere bort, vil total risiko være lik systematisk risiko. Dermed kan investor bare forvente en kompensasjon for systematisk risiko.

Kapitalverdimodellen er en modell som tallfester avkastningskravet gjennom å ta hensyn til både risikofri avkastning og systematisk risiko. Når vi ser vekk fra skatt kan kapitalverdimodellen presenteres slik:

$$r = r_f \times (1 - s) + \beta \times [E(r_m)]$$

Formel 2. Avkastningskravet (Bøhren & Gjærum, 2016).

r er avkastningskravet, r_f er risikofri rente, β er betaverdien i prosjektet og $E(r_m)$ er forventet avkastning på markedsporteføljen (Bøhren & Gjærum, 2016, s. 375). Systematisk risiko blir gjennom beta (β) målt som samvariasjon mellom prosjektets avkastning og avkastningen til en diversifisert markedsportefølje. Oslo børs indeks blir ofte brukt som referanse til en diversifisert markedsportefølje (Bøhren & Gjærum, 2016, s. 365). Betaverdien er en funksjon av korrelasjonskoeffisienten til prosjektets og markedets avkastning. Verdiene på korrelasjonskoeffisienten varierer fra -1 (perfekt negativ samvariasjon), til +1 (perfekt positiv samvariasjon). En betaverdi lik 0 (korrelasjonskoeffisient lik 0) betyr ingen systematisk risiko, mens en negativ beta (negativ korrelasjonskoeffisient) betyr at prosjektet reduserer risiko i investors portefølje. En betaverdi lik 1 vil gi en systematisk risiko lik $E(r_m)$ (Bøhren & Gjærum, 2016, s. 367-368). Kompensasjonen investor kan forvente er derfor direkte avhengig av betaverdien.

I en rapport om kostnadene i energisektoren fra NVE blir risikodelen i avkastningskravet beskrevet til å være avhengig av teknologiens modenhet, kapitalkostnader og ikke minst rammebetingelser, der støtteordninger kan ha stor betydning for risikoen i å investere i prosjektet. For energiprosjekter anser NVE at risikoen er gjennomgående høy. Dette blir argumentert ved at energiprosjekter har høye kapitalkostnader. For energiprosjekter som bidrar til å løse et miljøproblem vil prosjektet ha en lavere risiko. Dette fordi miljøinvesteringer har en lavere systematisk risiko (NVE, 2019b), (NVE, 2011, s. 9).

Vi har i denne analysen lagt til grunn et avkastningskrav NVE har brukt for å beregne gjennomsnittlig kostnad for kraftproduksjon i 2018. Det er satt til 6%, etter anvisning fra OED (Buvik et al., 2019). Avkastningskrav fra NVE er i reell størrelse og forutsetter at investor er diversifisert. NVE antar derfor at for en gjennomsnittlig investering i kraftprosjekt, skal kapitalen gi en reell avkastning før skatt og låneopptak på minimum 6% (Buvik et al., 2019, s. 1). Avkastningskravet skal være et påslag for en risikofri avkastning og en risikokostnad. Påslaget for risikokostnaden blir reflektert gjennom systematisk risiko (NVE, 2011, 2019b). Den risikofrie avkastningen er et påslag for tidskostnaden.

Avkastningskrav	6%
-----------------	----

2.1.3 LCOE (Levelized cost of energy)

I stedet for å beregne nåverdien til et prosjekt, kan investor beregne kostnadene ved å produsere en enhet elektrisitet (1 kWh) og sammenligne denne med inntekt/kWh. En mye brukt metode for dette er LCOE. Denne måler levetidskostnadene til anlegget, delt på den totale energiproduksjonen. Den kalkulerer altså nåverdien av de totale kostnadene til kraftverket over en antatt levetid (DOE, 2015). Investor bør investere dersom inntekt/kWh er høyere enn LCOE. Metoden har klare likhetstrekk med nåverdimetoden, ettersom de begge sier noe om hvorvidt man bør investere. Forskjellen er at der LCOE sprer kostnadene ved det å investere over levetiden til anlegget, kalkulerer nåverdiberegningene dagens verdi av investeringen. For å kalkulere LCOE, må man vite den totale produksjonen, samt de totale kostnadene ved det å drive et vindkraftanlegg, og har derfor følgende formel:

$$LCOE = \frac{\text{Total kostnad (kr)}}{\text{Total produksjon (MWh)}}$$

Formel 3: (Boyle, 2012, s. 533).

Total kostnad: Kostnadene blir hovedsakelig påvirket av drivstoffkostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader (O&M), kapitalkostnader, investeringsutgift og levetiden til anlegget (T). Drivstoffet i vårt tilfelle er vinden, og blir derfor regnet som gratis. Drifts- og vedlikeholdskostnadene er hvor mye det koster å bruke anlegget. Kapitalkostnaden er kostnaden tilknyttet det å anskaffe seg kapital og reflekteres av avkastningskravet (Boyle, 2012, s. 535-536). Levetiden til anlegget vil som nevnt over være 25 år. Investeringsutgiften må gjøres om til årlig kapitalforbruk og regnes om til dagens verdi med 6% avkastningskrav per år.

$$\text{Total kostnad} = \text{Drifts og vedlikeholdskostnader (O\&M)} \\ + \text{investeringsutgift omgjort til årlig kapitalforbruk (K)}$$

Formel 4: Total kostnad for vindkraft.

$$K = X_0 \times r \times \frac{(1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$$

Formel 5: Investeringsutgift omgjort til årlig kapitalforbruk (K)

Total produksjon: I følge Boyle (2012, s.534) er det to ting som påvirker den totale produksjonen til anlegget: Nominell utgangseffekt og kapasitetsfaktor. Den nominelle utgangseffekten er den maksimale effekten et kraftverk kan yte uten å ta skade. Kapasitetsfaktoren er forholdet mellom hvor mye kraftverket potensielt kunne produsert, og hva det faktisk produserer over et år. Den endelige formelen for total årsproduksjon til kraftverket blir dermed:

$$\begin{aligned} \text{Total produksjon over et år (MWH)} \\ = \text{Installert turbineffekt(MW)} \times \text{Kapasitetsfaktor(\%)} \times 8760(\text{h}) \end{aligned}$$

Formel 6: Total produksjon over et år. 8760 er antall timer i et år.

Formelen for LCOE blir derfor:

$$LCOE = \frac{O\&M + (X_0 \times r \times \frac{(1+r)^n}{(1+r)^n - 1})}{\text{Installert turbineffekt} \times \text{Kapasitetsfaktor} \times 8760}$$

Formel 7: Formel for LCOE.

NVE har i sine kalkulasjoner for kostnader i kraftproduksjon for 2018 beregnet LCOE for vindkraft. Tallene er basert på NVEs oppdaterte kostnadstall for 2018, og er 34 øre/kWh. Det har vært en nedgang på ca. 15% på bare 3 år, som i hovedsak er på grunn av teknologiutvikling. Når det gjelder den framtidige utviklingen av LCOE for vindkraft, spår NVE den ytterligere ned fram mot 2040, og forventer en reduksjon på om lag 40%. Dette vil gi en LCOE på 21 øre/kWh, (Buvik et al., 2019), (NVE, 2019b).

Å sammenlikne LCOE med prisen på elsertifikater og prisen på strøm er noe unøyaktig, ettersom man kun har rett på elsertifikater i 15 år, sammenliknet med en 25 års produksjonsperiode. I oppgaven vår vil LCOE-beregningene fungere som supplement for resultatet i grunns scenariet og framtidsscenarioet, og gi oss et bedre sammenlikningsgrunnlag med andre rapporter/oppgaver som har brukt LCOE i stedet for nåverdiberegninger.

2.2 Kontantstrømmer

Utenom avkastningskravet er det i vår oppgave tre ting som påvirker kontantstrømmen til vindkraftanlegget. Produksjon, innbetalinger og utbetalinger. Produksjonen til et vindkraftanlegg bestemmes ut fra effekt og kapasitetsfaktor (Boyle, 2012, s. 534). Innbetalingene vil være bestemt ut fra prisen på kraft og prisen på elsertifikater. Utbetalingene er gitt ved driftskostnader og investeringsutgift. Nedenfor kommer en introduksjon til hver av disse.

2.2.1 Produksjon

Effekt: Anlegget vårt vil operere med en effekt på 160 MW. Dette tallet er basert på NVEs tall om vindkraftdata, som er en samling med informasjon om samtlige vindkraftanlegg i Norge og deres produksjon. Nye anlegg som bygges i dag har generelt høyere effekt enn anlegg bygget for 10 og 20 år siden (NVE, 2019c). Derfor vil det ikke være gjennomsnittet til alle anleggene som brukes. I stedet vil det brukes et estimat for hva vi anser for å være et typisk nytt anlegg i Norge i dag, nemlig 160 MW.

Effekt	160 000 kW
--------	------------

Kapasitetsfaktor: Kapasitetsfaktor er definert som forholdet mellom den totale elektrisiteten generert av et anlegg, og det maksimale det kunne produsert dersom det hadde produsert på full kapasitet 24 timer i døgnet, 365 dager i året (Boyle, 2012, s. 534). Særlig er det tilgjengeligheten til anlegget og vindforhold som bestemmer kapasitetsfaktoren. Anlegget vil ikke alltid være 100% tilgjengelig på grunn av vedlikehold eller reparasjoner. I tillegg vil ikke vinden alltid blåse, særlig ikke ved hastigheter som gjør at anlegget kan produsere maksimalt (Boyle, 2012, s. 534).

Den gjennomsnittlige kapasitetsfaktoren for Norge i 2018 var 32,8% (NVE, 2019a). Denne kapasitetsfaktoren er basert på faktiske produksjonstall i Norge i 2018. NVE opererer også med en annen kapasitetsfaktor. I deres rapport for kostnader i energisektoren fra 2019, går de ut ifra 3820 fullast-timer per år (NVE, 2019b). Dette gir en kapasitetsfaktor på $3820/8760 = 43,6\%$, uten at de videre spesifiserte hvorfor. I en epost til NVE der vi spurte om valg av denne kapasitetsfaktoren svarte de følgende:

“Det stemmer at vi har brukt en kapasitetsfaktor på 43,6%. Dette tallet henter vi fra en formel. Formelen beregner fullasttimer ut fra middelvind. Vi har bruk formelen på et vektet gjennomsnitt av middelvinden til de kraftverkene som ble idriftsatt i 2018. Det er viktig å huske at vi her kun snakker om prosjekter som enda ikke har produsert kraft i et helt år. Vi har derfor ennå ikke kunnskap om nøyaktig brukstid for disse prosjektene, og beregner derfor ved hjelp av en denne formelen.” Og

“...den viktigste forskjellen er at 32,8 % er gjennomsnitt for alle eksisterende prosjekter, mens 43,6% kun er gjennomsnitt for prosjekter som ble satt i drift i 2018.”

Vi har valgt en kapasitetsfaktor på 32,8%, ettersom kapasitetsfaktoren på 43,6% ikke har løpt et helt år enda. Vi forstår at dette er en kilde til svakhet i oppgaven, og en videre drøfting av valg av kapasitetsfaktor vil derfor følge i diskusjonen.

Kapasitetsfaktor	32,8%
------------------	-------

2.2.2 Innbetalinger og prisdannelse

Salg av kraft

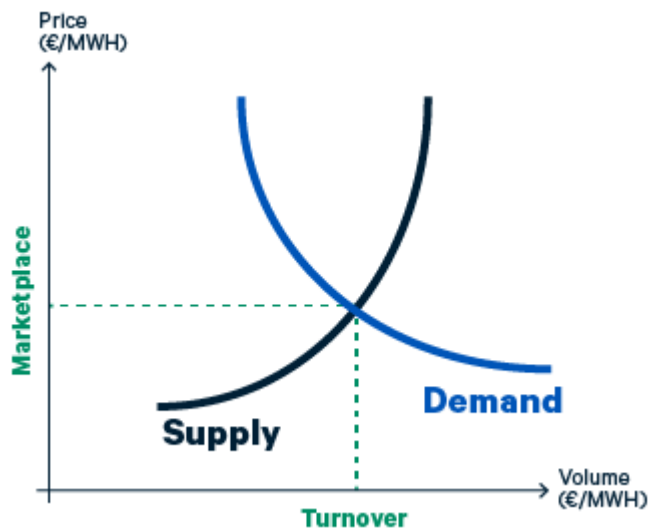
Da energiloven ble innført i 1991, åpnet dette for at strømprisen i større grad ble styrt av tilbud og etterspørsel. Dette skulle gjøres gjennom Nord Pool, som ble verdens første internasjonale børs for omsetning av energi mellom de nordiske landene (Askheim, 2018). Aktører som handler i Nord Pool melder hver dag inn hvilke priser og hvilket volum de vil inngå kontrakter for neste dag.

Tilbud: I kraftmarkedet tilsvarer tilbudet tilgangen på strøm i markedet og er derfor direkte korrelert til det kraftprodusentene produserer. Salgsprisen blir estimert av kraftprodusenten. Disse estimatene skjer på grunnlag av produksjonskostnader og tilgangen til ressurser. Priser på CO₂-utslippskvoter er eksempel på faktorer som påvirker kostnadene for kraftproduksjon i områder der produksjonen i større grad kommer fra gass og kullkraftverk. EU har sitt eget kvotesystem (Eu ETS) som gir europeiske bedrifter tillatelse til å slippe ut en viss mengde CO₂. En prisoppgang på slike kvoter vil føre til prisoppgang på råvarer som kull, gass og utslippskvoter. Resultatet er økende produksjonskostnader som gir høyere kraftpriser (Olerud, 2014), (Ursin, 2018), (NVE, 2018b).

I de nordiske landene hvor kraftproduksjonen domineres av vann og vindkraftverk vil klimatiske forhold som nedbør, snøsmelting og vind påvirke ressursgrunnlaget. Lite vind og tilsig av vann i vannmagasinene vil eksempelvis påvirke kraftproduksjonen negativt og gi høyere kraftpriser. Likevel vil nordiske kraftpriser påvirkes av råvarepriser og utslippskvoter ettersom vi er forbundet med det europeiske kraftmarkedet med kabler (NVE, 2018b), (Ursin, 2018). Eksempelvis nådde norske strømpriser i 1. kvartal 2019 sitt høyeste nivå siden 2010. De høye strømprisene skyldes høye priser på kull, gass og EUs CO₂ kvoter (Aanesen, 2019).

Etterspørsel: Etterspørsel reflekterer forbruket av strøm. Også her er klimatiske forhold sentralt (Energifakta Norge, 2019). Svingninger i strømforbruket vil i stor grad skyldes svingninger i temperatur, ettersom oppvarming av norske husstander i hovedsak kommer fra strøm. Samtidig vil et lavt tilbud av strøm i markedet påvirke etterspørselen negativt. Dette fordi høye kraftpriser gjør at konsumenter reduserer sitt strømforbruk for å spare penger (Fredriksen, 2018).

Likevektsprisen: Etterspørselskurven til strøm viser hva kjøper av kraft er villig til å betale for strøm, og er rangert fra høy til lav betalingsvillighet. Tilbudskurven for strøm viser hvilken pris selgeren av kraft er villig å selge til, og er rangert fra lav til høy pris. Denne prisen reflekterer marginalkostnaden til strøm. Det vil si at likevektsprisen i markedet ligger der tilbudskurven krysser etterspørselskurven (figur 1).



Figur 1: Tilbud og etterspørsel (Nord Pool, 2017). Hentet med tillatelse fra Nord Pool.

Basert på innmeldinger fra kraftprodusent og kraftleverandøren, vil det for neste dag estimeres spotpris time for time. Resultatet er en avtale for neste dag mellom kraftprodusent og kraftleverandør for et gitt kraftvolum og en gitt kraftpris. Avtalen for neste dag blir omtalt som day-ahead markedet (Energifakta Norge, 2019), (Gundersen, u.å.).

Prissikring: Den flytende spotprisen er ugunstig for investorer som investerer fysisk i kraftmarkedet. Dette fordi inntektene i et kraftanlegg reflekterer strømprisens utvikling i stor grad. En investering der spotprisen er flytende skaper høy risiko for investorene (Vindportalen, u.å.).

For å minimere risikoen kan kraftprodusenten/investor inngå direkte kontrakter med kraftleverandører, der kvantum og pris på kraft er fastsatt over en gitt periode. Produktet av avtalen er en future – eller forwardkontrakt som handles som et verdipapir på NASDAQ OMX commodities. Dette er en markedsplass for handel av råvarer som verdipapirer (NASDAQ, 2019b).

Kraftprodusenten vil, basert på forventninger om spotprisens utvikling, fastsette kraftprisen i avtalen. For futurekontrakter avregnes den avtalte pris mot spotprisen i markedet i handelsperioden og i leveringsperioden. For forwardkontrakter blir avregningen gjort i handelsperioden. Som fysisk investor i kraftmarkedet kan man gjennom en 3 års periode prissikre investeringen. Dette betyr at i avtalt periode kan det budsjetteres med faste inntekter fordi kraftprisen i avtalen er fast og uavhengig av den flytende spotprisen (Energifakta Norge, 2019), (Pedersen, 2016).

Ved å minimere investeringsrisikoen kan man også operere med lavere avkastningskrav ettersom risikokostnaden i avkastningskravet minimeres. Dette er gunstig for investor, da en sikker krone er verdt mer enn en usikker (Bøhren & Gjørnum, 2016, s. 354).

I investors perspektiv vil det i det fysiske kraftmarkedet være gunstig å kunne prissikre seg gjennom hele konsesjonstiden for å minimere risiko. Da det finansielle markedet ikke gir denne muligheten er det likevel for investor det beste estimatet på framtidig strømpris.

Estimat for grunnscenario: Den gjennomsnittlige spotprisen for 2018 var 41 øre/kWh (Nord Pool, 2019). Det vil likevel være naturlig at inntektene fra salg av kraft i vårt grunnscenario er basert på spotpris etter år én i vår investeringsanalyse. Dette fordi vi tar utgangspunkt i at inntekten for salg av kraft ikke kommer før i år en. Salg av kraft blir derfor i vårt grunnscenario beregnet ut fra NASDAQ OMX commodities sine beregninger for forwardpris i 2020. Denne prisen er estimert til om lag 35 øre/kWh (NASDAQ, 2019a).

Strømpris	0,35kr/kWh
-----------	------------

Salg av elsertifikater

Elsertifikater er en svensk-norsk subsidiering av fornybar energi, som har som mål å øke den totale fornybare kraftproduksjonen i de to landene med 28,4TWh innen utgangen av 2020 (NVE, 2015a). Et elsertifikat blir av Elsertifikatlovens (2011) §3 beskrevet som:

“Et bevis utstedt av staten for at det er produsert en megawattime fornybar elektrisk energi i henhold til denne lov.”

Fornybare energikilder er her et samlebegrep for vannkraft, vindkraft, solenergi, havenergi, geotermisk energi og bioenergi (Elsertifikatloven, 2011, §7). Det er myndighetene som utsteder elsertifikater til produsenter av fornybar elektrisitet, basert på hvor mye de produserer. En produsent av kraft har rett til å selge et sertifikat per MWh levert på nettet. Dette fungerer som en ekstra inntektskilde for kraftprodusenten. Sluttbelastningen ender til slutt opp hos forbruker, ettersom leverandørene hever prisen tilsvarende. Det kan derfor sees på som en øremerket avgift, som subsidierer fornybar elektrisitet i Norge og Sverige (Rørstad & Bolkesjø, 2010). For å kvalifisere for elsertifikatordningen må anlegget være i drift innen 31.12.2021. Det vil da kunne selge elsertifikater i inntil 15 år (Elsertifikatloven, 2011, §8, §10).

Prisen på elsertifikater bestemmes av tilbud og etterspørsel. Etterspørselen på elsertifikater er sikret ved at kraftleverandører og visse kraftforbrukere er lovpålagt å kjøpe elsertifikater tilsvarende en viss andel av det totale kraftforbruket (NVE, 2015b). Denne kvoten bestemmes og kan reguleres av myndighetene. Gjennomsnittlig har elsertifikatprisen ligget rundt 0,175kr/kWh, men med visse variasjoner. I 2017 var den nede i ca. 0,05 kr/kWh, mens den i 2008 var oppe i ca. 0,3 kr/kWh (NVE, 2018a). Denne oppgaven tar utgangspunkt i at det først påbegynnes produksjon av strøm om et år. Derfor er det i likhet med strøm, forwardprisen for 2020 som er brukt i oppgaven, og ikke den gjennomsnittlige 0,175 kr/kWh. Per 04.04.19 var den forventede elsertifikatprisen for 03.04.2020 på 0,086 kr/kWh (NASDAQ, 2019c).

Elsertifikatpris	0,086 kr/kWh
------------------	--------------

2.2.3 Utbetalinger

Investeringsutgift

Investeringsutgiften er den totale kostnaden for å få på plass vindparken før drift og produksjon kan starte. Vindturbiner utgjør den viktigste kostnadskomponenten i investeringsutgiften, og sto for mellom 60-70% av den totale investeringskostnaden i norske vindkraftanlegg i perioden 2007-2017 (Weir, 2018). Prisene på vindturbiner fluktuerer med tilbud, etterspørsel og økonomiske sykluser. Sistnevnte kan påvirke kostnaden til materialene brukt i vindturbiner som jern, kopper, stål og sement (IRENA, 2017, s. 92). De resterende investeringskostnadene kan deles opp i flere kategorier, blant annet fundamenter, vei, kaianlegg, eksternt nett, prosjektledelse etc. Topografiske forhold kan ha stor betydning for kostnadene til infrastruktur som veier og oppstillingsplasser. Mer kupert terreng gir generelt en høyere kostnad (Weir, 2018). Dette vil dog variere individuelt i forskjellige prosjekter ut fra hvor tilgjengelig eksisterende infrastruktur er, og om det for eksempel finnes traséer hvor man kan unngå komplekst terreng.

I NVEs rapport om kostnader i energisektoren fra 2018 er investeringskostnaden for landbasert vindkraft 10 687 kr/kW (NVE, 2019b). Tallene er basert på faktiske energikostnader over levetiden i det norske markedet.

Investeringsutgift	10 687 kr/kW
--------------------	--------------

Årlige driftskostnader

Driftskostnader er kostnader knyttet til driften av en virksomhet (Nesbakk, 2014). De kan deles inn i to underkategorier. Faste og variable kostnader. De faste kostnadene er ikke relatert til anleggets produksjon, og inkluderer elementer som forsikring, oppkoblingskostnader, inspeksjonskostnader, etc. De variable kostnadene er ofte tilknyttet vedlikehold og deler som slites ut, og er gjerne proporsjonale med produksjonen (Boyle, 2012, s. 535). For vindkraftverk ligger driftskostnadene ifølge NVEs kalkulasjoner på 10 øre/kWh (Buvik et al., 2019).

Driftskostnad	0,1 kr/kWh
---------------	------------

2.3 Følsomhetsanalyse

For grunnscenariet vil det bli utført en følsomhetsanalyse. Dens formål er å kartlegge hvor følsomt prosjektet er overfor endringer i parameterne som scenariet bygger på. Prosjektets risiko kan med dette bedømmes mer intuitivt (Bøhren & Gjærum, 2016, s. 307-308). For oppgaven betyr dette at ett og ett parameter justeres, mens de andre holdes konstant. Dette for å vise hvordan det påvirker nåverdien. Det er følgende parameter som vil bli endret på (tabell 1):

Parameter	Basistall	Enhet
Investeringsutgift	10687	kr/kW
Driftskostnader	0,1	kr/kWh
Strømpris	0,35	kr/kWh
Elsertifikatpris	0,086	kr/kWh
Kapasitetsfaktor	32,8	%
Avkastningskrav	6	%

Tabell 1: Parameterne som varierer i følsomhetsanalysen

I en følsomhetsanalyse er det to sentrale begrep. Krittisk verdi og sikkerhetsmargin. Den krittiske verdien er den verdien som gir nåverdi lik 0, mens sikkerhetsmarginen er differansen mellom

basistallet og den kritiske verdien. Desto lavere sikkerhetsmarginen er, desto mer følsom er investeringen (Bøhren & Gjærum, 2016, s. 313-314). Med andre ord betyr dette at dersom utgiften er lavere, eller prisen er høyere enn den kritiske verdien, er prosjektet lønnsomt.

For å illustrere følsomheten har vi valgt å lage et stjernediagram (figur 4). Stjernediagrammet har som hensikt å gi inntrykk av hvor følsom de ulike forutsetningene er i forhold til hverandre.

Sikkerhetsmarginen vises for hver variabel i form av prosentvist avvik fra basisverdien. Følsomheten vil her bli representert av stigningstallet til kurven (Bøhren & Gjærum, 2016, s. 317-321). Resultatet vil derfor bli framstilt i et stjernediagram.

2.3.1 Svakheter ved følsomhetsanalysen

Følsomhetsanalyse har enkelte svakheter som er verdt å ta hensyn til. I Bøhren og Gjærum blir begrensningene vurdert i et eget underkapittel, og de bemerker der følgende utfordring med den:

«Den viktigste innvendingen mot følsomhetsanalyse i sin enkleste form er at den er partiell. Det innebærer at det bare er mulig å endre en enkelt faktor av gangen. Spesielt i sammenheng mellom pris og salgsvolum er dette vanligvis urealistisk. Tilsvarende er det virkelighetsfjernt å forandre en inflasjonsforutsetning markant uten samtidig å endre nominell kapitalkostnad» (Bøhren & Gjærum, 2016, s. 321)

Det er med andre ord ikke realistisk at en variabel forandres uten at en annen variabel i analysen påvirkes. I tillegg vil den tallfestede følsomheten gi et noe misvisende uttrykk for risiko ettersom analysen ikke beregner sannsynligheten for at endringen skjer. I analysen kan dermed en variabel gi stor endring i nåverdi, men i realiteten er endringen svært lite sannsynlig. Det er derfor nødvendig å supplere med en skjønnsmessig vurdering av hvor sannsynlig disse endringene er (Bøhren & Gjærum, 2016, s. 324). For å minimere denne svakheten, vil vi i diskusjonen ta skjønnsmessig høyde for hvor sannsynlig hver enkel endring er. Disse vurderingene vil være basert på historisk utvikling, samt forventet framtidig utvikling der dette foreligger. Dette mener vi vil gi et bedre helhetlig bilde av følsomheten. I tillegg anerkjenner vi at det kan være variabler som påvirker lønnsomheten som vi ikke har vurdert i denne oppgaven.

Videre er vår praksis for å illustrere risiko diskutabel. I utgangspunktet tar avkastningskravet i vårt grunnscenario høyde for systematisk risiko. Bøhren og Gjærum mener at en analyse som først diskonterer kontantstrømmene med det risikjusterte avkastningskravet for så å vise spredning i nåverdi ved variasjon i kontantstrømmene, vil telle risiko dobbelt (Bøhren & Gjærum, 2016, s. 311). De foreslår derfor at nåverdiberegningene i en følsomhetsanalyse er utført ved å diskontere kontantstrømmene med en risikofri rente. Vi forstår denne bekymringen. Like fullt er det viktig at beslutningsgrunnlaget for investor ikke kun består av en nåverdi basert på forventede verdier, men er komplimentert med nåverdier under andre forutsetninger. For at disse skal bli sammenlignbare, mener vi det er hensiktsmessig at kontantstrømmene er diskontert med det samme avkastningskravet, den risikjusterte renten r . Dette er, så vidt vi vet, også den etablerte praksisen i næringslivet.

Bøhren og Gjærum diskuterer også svakheter ved det å presentere resultatet i et stjernediagram. Økende antall variabler vil føre til at diagrammet blir uoversiktlig, ettersom kurvene blir liggende nær hverandre (Bøhren & Gjærum, 2016). Vi forstår dette, og vil derfor også vise resultatet i en tabell.

2.4 Optimalt investeringstidspunkt – Investere nå eller senere?

Tidspunkt for når man skal investere er et viktig spørsmål mange investorer stiller seg. Skal man investere i dag, eller skal man forgå eventuell umiddelbar profitt for en mulig større profitt i fremtiden? På grunn av stadige endringer i kostnader og faktorer som påvirker inntekter er det interessant å se på hvordan lønnsomheten vil endre seg med tiden.

For å få et estimat på dette har vi samlet inn prognoser for hvordan investeringskomponentene til vindkraft vil utvikle seg fram mot 2024. Vi tar utgangspunkt i at investor kan velge mellom å investere om fem år (2024), versus å investere i dag (2019). For å få sammenlignbare tall, må nåverdien av å investere i år 2024 neddiskonteres til år 2019. Anlegget vil for sammenligningens skyld ha samme effekt på 160 MW. Elsertifikatprisen er satt til 0, ettersom anlegg bygd etter 31.12.2021 ikke kvalifiserer for disse. Avkastningskravet vil fortsatt være 6%. Vi har valgt å fremstille resultatet på to måter:

1: Grunnsenario vs. fem år fram i tid. Her vil vi sammenlikne grunnsenariet, med et framtidsscenario basert på forventede tall. En og en variabel vil forandres, for å se det individuelle parameters påvirkning på nåverdien.

2: Matrise. Her vil vi variere to og to variabler innenfor et realistisk spenn, for å se hvordan de påvirker nåverdien. De andre variablene vil holdes konstant i forhold til grunnsenariet. For å beregne nåverdien fem år fram i tid har det vært nødvendig å hente inn forventede tall for fire parameter fram mot 2024. Disse er kapasitetsfaktor, driftskostnader, strømpris og investeringsutgift.

Å lage en prognose for disse fire parameterne er utfordrende. Selv det å anslå dagens investeringskostnader er vanskelig, fordi teknologien utvikler seg raskt og dataene på området fort blir utdatert. Dessuten, er ikke nødvendigvis globale eller europeiske tall dekkende for Norge. For å veie opp for dette har vi hentet inn data fra flere kilder, og laget et spenn i matrisene av det vi mener er realistiske tall for framtidig utvikling. Leseren bes derfor om å tolke resultatet med forsiktighet.

2.4.1 Forventet strømpris fram mot 2024

Vi kan velge ulike måter å spå framtidig prisutvikling på strøm. Prognoser laget av eksperter er én tilnærming. Bruk av fremtidspriser på strøm (forward kontrakter) er en annen. Vurdering av historiske priser er en tredje.

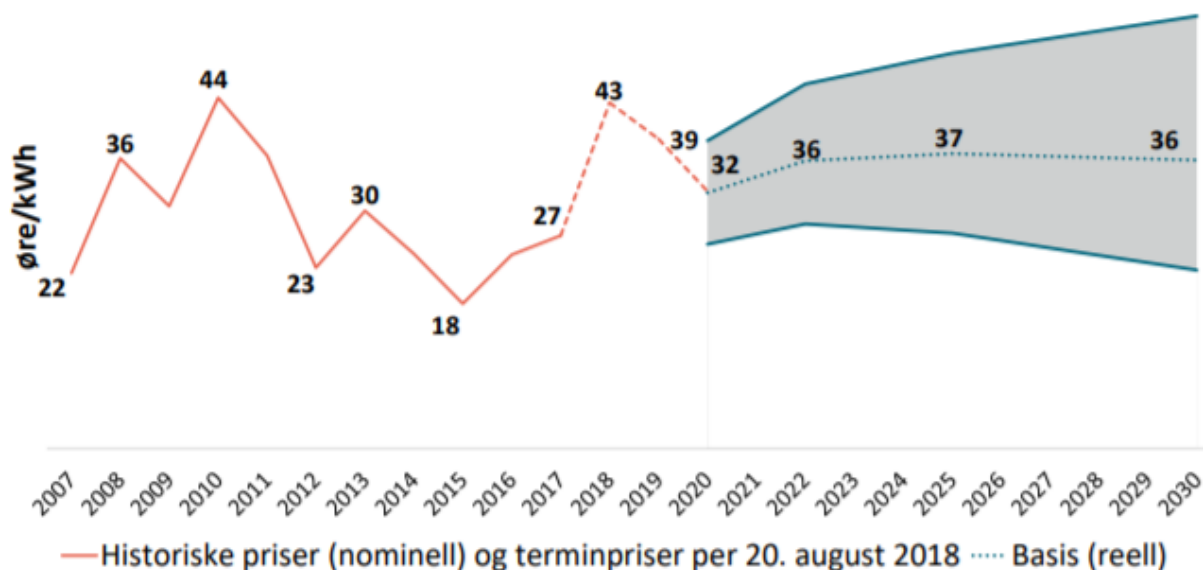
I Forwardmarkedet er det for 2022 estimert en strømpris på 32,37 øre/kWh. Denne prisen er estimert og gjeldende 13.05.2019 fra NASDAQ OMX commodities (NASDAQ, 2019c). I tillegg har fageksperter gjennom DnBs kraftkommentar for 2019 diskutert fremtidige kraftpriser. Det argumenteres her med at en økonomisk tilbakegang i det europeiske markedet kan gi en negativ utvikling av CO₂-prisen. Sammen med et senario der utbygging av overføringskapasitet fra det nordiske markedet ikke samsvarer med utbyggingen av nye kraftkilder, advarer DnBs fageksperter mot et vesentlig fall i kraftprisene. Det er i et slikt lavt estimat senario grunn til å tro at den kan gå mot 25 øre/kWh i 2020 og ned mot 20 øre/kWh og i 2023. På den annen side vil det i et høyt estimat senario hvor prisen på olje, gass og CO₂ stabiliserer seg relativt høyt, sammen med planlagte kraftkabler til Storbritannia og Tyskland, føre til strømpriser på dagens nivå. Dette forutsetter en normalisering av vannstanden i magasinene (Hjermann & Bull, 2019, s. 13).

I motsetning til forwardprisen og DnBs fageksperter har NVE fram mot 2024 en høyere forventning til kraftprisen. NVE utarbeidet i 2018 "Kraftanalysen 2018 – 2030" der de estimerer kraftpriser fra år til år fram mot 2030 (figur 2). Årsaken til denne økningen baserer NVE i hovedsak på økte CO₂ kvoter, gass og kullpriser. Samtidig vil en økt tilknytning til det europeiske kraftmarkedet gjennom kraftkabler, bidra til å øke kraftprisene i Norge. NVE diskuterer videre at en motvekt for økte

kraftpriser i fremtiden er utbygging av ny kraft. “NVE antar samtidig at Norges kraftoverskudd øker fra rundt 5 TWh i dag til 20 TWh i 2030, noe som bidrar til å dempe prisøkningen.” (Bartnes et al., 2018, s. 1). Kraftproduksjonen i Norge vil i samme periode øke med 15 TWh. Av dette estimerer NVE at 10 TWh vil komme fra vindkraftutbygging. NVE konkluderer dermed med en kraftpris på 37 øre/kWh i 2024 (Bartnes et al., 2018).

NVEs kraftprisbane

Historikk, terminpriser og kraftpris mot 2030



Figur 2: NVEs forventning til kraftpris fram mot 2030. Hentet fra NVEs kraftmarkedsanalyse 2018-2030 (Bartnes et al., 2018, s. 29). Hentet med tillatelse fra NVE.

For å anslå en kraftpris for framtidsscenarioet har vi tatt i betraktning forwardprisen for 2023 og vurderinger fra NVE og DnBs fageksperter. Tilnærmingen ble gjort etter de to ytterpunktene i vurderingen og ble derfor et gjennomsnitt av forwardprisen på 32 øre/kWh og NVEs vurdering på 37 øre/kWh. Vi endte derfor opp med en strømpris for framtidsscenarioet på 35 øre/kWh. I tillegg er det stor overlapp i investeringsperiodene for grunnscenariet og framtidsscenarioet, og en lik strømpris vil derfor gi en mer rettferdig sammenlikning.

For å anslå en øvre grense for strømpris for matrisene i vårt framtidsscenario har vi brukt den høyeste årlige gjennomsnittlige spotprisen i Norge fra 2003 – 2018. Ifølge Nord Pool er denne prisen fra 2010, og var da på 46 øre/kWh i engrosmarkedet (Nord Pool, 2019). Nedre grense for strømpris blir reflektert gjennom DnBs lave estimat der strømprisen fram mot 2023 kan gå ned til 20 øre/kWh.

Strømpris for “framtidsscenario vs. grunnscenario”	0,35 kr/kWh
Strømpris for framtidsscenario (matrise)	0,2 – 0,46 kr/kWh

2.4.2 Forventet kapasitetsfaktor fram mot 2024

Den gjennomsnittlige kapasitetsfaktoren i Norge i dag er ifølge NVE på 32,8%. Den vil trolig øke på grunn av blant annet høyere nav-høyde og større rotordiameter (IRENA, 2016). Når det gjelder tall for kapasitetsfaktor, vil spennet vi opererer med være basert på tre alternativer, alle med sine styrker og svakheter. I tillegg vil det bli lagt på et skjønnsmessig sikkerhetspålegg.

Alternativ 1:

Ifølge en rapport publisert av Det internasjonale byrået for fornybar energi (IRENA), vil den globale kapasitetsfaktoren for landbasert vind stige fra 27% i 2015 til 32% i 2025. Det er likevel mulighet for at denne kan bli lavere eller høyere enn estimert (IRENA, 2016) En endring fra 27% til 32% vil gi en økning på 18,5 prosent. Dersom vi antar en identisk forbedring i Norge fra 2015 til 2024 på dagens 32,8%, vil dette gi en kapasitetsfaktor på 38,8%. Svakheten til rapporten er at den tar utgangspunkt i globale tall og at rapporten er noe utdatert.

Alternativ 2

NVE har hvert år siden 2008 lagt ut årlige rapporter for vindkraftproduksjon med tall for kapasitetsfaktor. Fra 2008 til 2017 har de følgende tall for kapasitetsfaktoren (NVE, 2019d).

År	Kapasitetsfaktor (i%)
2008	24,4
2009	26,0
2010	23,8
2011	31,3
2012	31,0
2013	29,0
2014	31,0
2015	34,7
2016	28,7
2017	32,6

Tabell 2: Gjennomsnittlig kapasitetsfaktor i Norge fra 2008-2017.

På 9 år har kapasitetsfaktoren steget med 33,6 prosent. Dersom man tar i betraktning samme utvikling de neste 5 årene, vil kapasitetsfaktoren øke med om lag 18 prosent til 38,9% i 2024. Svakheten med denne utregningen er at den tar i betraktning en identisk forbedring, selv om dette kanskje ikke er realistisk.

Alternativ 3:

En forskningsartikkel fra Berkeley Lab, NREL og IEA Wind har samlet inn synspunktene til 163 av verdens ledende eksperter på vindkraft. Målet var å få ekspertenes mening om framtidig prisutvikling for vindkraft. De konkluderte at kapasitetsfaktoren i snitt vil øke med 10% fram mot 2030, sammenliknet med 2014 (Wiser et al., 2016). En 10% økning fra 32,8%, vil gi en kapasitetsfaktor på 36,06%. Svakheten med denne beregningen er at den baserer seg på globale tall, og ser fram mot 2030, ikke 2024.

Basert på de tre alternativene er kapasitetsfaktoren forventet å ligge et sted mellom 36% og 38,9% i 2024. For å ta høyde for den store usikkerheten, har vi lagt inn vårt eget skjønnsmessige sikkerhetspålegg. Derfor vil det laveste alternativet være grunnscenario-verdien på 32,8%, mens det høyeste alternativet vil være 40% kapasitetsfaktor. For framtidsscenario vs. grunnscenario har vi valgt å bruke 37,9% ettersom dette er gjennomsnittet til de tre alternativene.

Kapasitetsfaktor for "framtidsscenario vs. grunnscenario"	37,9%
Kapasitetsfaktor for framtidsscenario (Matrise)	32,8 – 40%

2.4.3 Forventet driftskostnad fram mot 2024

Samme rapport som innhentet synspunktet til verdens eksperter om kapasitetsfaktor, har også gjort dette for driftskostnader. Driftskostnader blir her forstått som totale årlige driftskostnader over prosjektets levetid, inkludert vedlikehold og alle andre pågående kostnader, som for eksempel forsikring og leie av land (Wiser et al., 2016, s. 5). Ekspertene ble bedt om å gi sine meninger om prisutvikling basert på et grunnscenario på 60\$/kW per år i 2014, og er basert på både det amerikanske og det europeiske markedet. Om lag 80% av ekspertene i studiet valgte å bruke dette scenariet når de ga sine meninger om forventet pris-utvikling fram mot 2030 (Wiser et al., 2016, s. iii). Ekspertenes synspunkt i nedgang av driftskostnader hadde et spenn på mellom 0-25%. I snitt ble det anslått at driftskostnadene ville synke med 9% i forhold til grunnscenariet (Wiser et al., 2016, s. iii). Noen av faktorene som vil påvirke nedgangen i driftskostnadene er økt rotor diameter, høyere nav høyde, økt varighet på driftskomponenter og økt turbinlevetid (Wiser et al., 2016, s. 60).

I de laveste estimatene er driftskostnadene estimert til 45\$/kW per år, en nedgang på 25% fra grunnscenariet i 2014. Dersom man går ut ifra at dette er overførbart til det norske vindkraftmarkedet, vil man kunne se en driftskostnad på mellom 0,075kr/kWh i det lave scenariet (25% nedgang), og 0,1kr/kWh (0% nedgang) i 2024. Grunnscenariet på 9% nedgang vil gi en driftskostnad på 0,091kr/kWh i 2024.

Driftskostnad for "framtidsscenario vs. grunnscenario "	0,091 kr/kWh
Driftskostnad for framtidsscenario (Matrise)	0,075-0,1 kr/kWh

2.4.4 Forventet investeringsutgift fram mot 2024

NREL, IEA wind og Berkely Lab har også samlet inn ekspertenes synspunkter rundt investeringsutgifter. Med samme metode som nevnt over, har de kommet fram til at investeringsutgiften i snitt vil synke med 12% fram mot 2030 basert på grunnscenariet fra 2014. Spennet i ekspertenes forventede investeringsutgift strekker seg fra 1353\$/kW til 1800\$/kW. En nedgang på mellom 0-25% fram mot 2030 (Wiser et al., 2016).

Igjen har vi valgt å overføre den internasjonalt forventede prisendringen til å gjelde det norske markedet. Nedgangen på mellom 0-25% vil gi en forventet investeringskostnad på 8015,25kr/kW i det lave scenariet (25% nedgang), og 10 687kr/kW i det høye scenariet (0% nedgang). En gjennomsnittlig nedgang på 12% vil gi en investeringskostnad på 9 404,75kr/kW.

Investeringsutgift for "Framtidsscenario vs. grunnscenario"	9 404,75 kr/kW
Investeringsutgift for Framtidsscenario (Matrise)	8015,25 – 10687 kr/kW

Basert på framtidige projeksjoner har vi kommet fram til følgende tall for framtidsscenariet vårt:

Parameter	Investering 2020	Investering 2024	Spenn for matrise	Benevning	Varies?
Avkastningskrav	6	6	6	%	Nei
Effekt på anlegget	160 000	160 000	160 000	kW	Nei
Elsertifikatpris	0,086	NA	NA	kr/kWh	Nei
Strømpris	0,35	0,35	0,2 – 0,46	kr/kWh	Ja
Kapasitetsfaktor	32,8	37,9	32,8 - 40	%	Ja
Driftskostnader	0,1	0,091	0,075 – 0,1	kr/kWh	Ja
Investeringsutgift	10 687	9 404,75	8 015,25 – 10 687	kr/kW	Ja

Tabell 3: Tall for framtidsscenario.

3 Resultat

I denne seksjonen vil vi presentere nåverdiberegninger for et landbasert vindkraftverk i Norge. Først presenterer vi resultatet for et generelt grunnscenario, som prøver å beregne lønnsomheten for dagens situasjon. Deretter utfører vi en følsomhetsanalyse som vil prøve å fastslå hvilke variabler nåverdien er mest følsom overfor. Til slutt analyserer vi optimalt tidspunkt for investering, der vi vurderer hvorvidt det er mest lønnsomt å investere nå eller om fem år. Resultatene vil forsøke å besvare de tre problemstillingene.

- Er investering i norsk landbasert vindkraft lønnsomt basert på et estimat av dagens forutsetninger?
- Hvor følsom er nåverdien til prosjektet for endringer i parameterverdiene?
- Lønner det seg å vente med investeringen i fem år?

3.1 Resultat for grunnscenario

“ Er investering i norsk landbasert vindkraft lønnsomt basert på et estimat av dagens forutsetninger? ”

Vårt grunnscenario består av et fiktivt vindkraftverk som forsøker å reflektere dagens forutsetninger. Kraftverket har en nominell utgangseffekt på 160 MW, en kapasitetsfaktor på 32,8%, en årlig produksjon på 459 724,8 MWh/år og en levetid på 25 år. Resultatet for grunnscenariet vil bestemme hvorvidt det er lønnsomt å investere basert på forventede kontantstrømmer over prosjektets levetid. Tallene kan deles inn i to: Tall for innbetalinger og utbetalinger.

Innbetalingene blir bestemt utfra produksjon, strømpris og elsertifikatpris og er gitt ved følgende formel for de første 15 årene (med elsertifikat-inntekt):

$$\text{Inntekt} = \text{Produksjon}(kWh) \times (\text{Strømpris} \left(\frac{kr}{kWh}\right) + \text{Elsertifikatpris} \left(\frac{kr}{kWh}\right))$$

Formel 8: Inntekten til et kraftverk.

I grunnscenariet er det brukt følgende tall for disse:

Navn	Normtall	Benevning
Strømpris	35	øre/kWh
Elsertifikatpris	8,6	øre/kWh
Produksjon	459 724 800	kWh/år
Total inntekt	200440012,8	NOK/år

Tabell 4: Inntekt for grunnscenariet.

Utbetalingene er todelt, og vil være bestemt ut fra investeringsutgifter og driftskostnader for anlegget. Vi baserer forventet investeringsutgift på normtall fra NVE lik 10687kr/kW, mens driftskostnadene er 0,1 kr/kWh (NVE, 2019b). Utrekningene av utbetalingene vil dermed se slik ut:

$$\text{Investeringsutgift} = \text{Investeringskostnad} \left(\frac{kr}{kW}\right) \times \text{effekten på anlegget}(kW)$$

Formel 9: Investeringsutgift.

$$\text{Driftskostnader} = \text{Driftskostnad} \left(\frac{\text{kr}}{\text{kWh}} \right) \times \text{produksjonen til anlegget (kWh)}$$

Formel 10: Driftskostnader.

Navn	Normtall	Benevning
Investeringskostnader	10 687	NOK/kW
Effekt på anlegget	160 000	kW
Totale investeringskostnader	1 709 920 000	NOK
Driftskostnader	0,1	NOK/kWh/år
Produksjon	459 724 800	kWh
Totale driftskostnader	45 972 480	NOK/kWh/år

Tabell 5: Totale investeringskostnader og driftskostnader for grunnscenariet.

Netto inntekt vil hvert år bli den totale inntekten minus den totale driftskostnaden. I tillegg kommer investeringskostnadene i år 0 på ca. NOK 1,7 milliarder. Avkastningskravet har blitt satt til 6% etter anbefaling fra både OED og NVE (Buvik, et al., 2019), og innbetalingene diskonteres derfor med denne satsen. Over en levetid på 25 år, vil den totale diskonterte netto kontantstrømmen i dag være verdt NOK 143 273 171,51.

LCOE for vårt grunnscenario er 39,1 øre/kWh (figur 3). Sammenliknet med inntekten på 43,6 øre/kWh (strømpris på 35 øre/kWh og elsertifikatpris på 8,6 øre/kWh) vil anlegget med våre forutsetninger gå med overskudd. Uten inntekten fra elsertifikater etter år 15, vil anlegget gå i underskudd på 4,1 øre/kWh. (35-39,1 = -4,1 øre/kWh). Totalt sett over 25 års levetid vil anlegget gå i overskudd. Beregningene er utført ved hjelp av formel 7.

Forutsetninger for LCOE i grunnscenariet		
Produksjon	459 724 800,00	kWh/år
Kapasitetsfaktor	32,80 %	
Effekt	160 000	kW
Normtall investeringskostnader	10687	kr/kW
Total investeringskostnad	kr 1 709 920 000,00	
Normtall drifts og vedlikeholdskostnader	0,1	kr/kWh
Totale drifts og vedlikeholdskostnader	45 972 480,00	kr/år
Levetid til anlegget	25	år
Avkastningskrav	6,00 %	
Investeringsutgift omgjort til årlig kapitalforbruk	kr 133 761 430,01	
Årlige drifts og vedlikeholdskostnader	kr 45 972 480,00	
Sum årlige kostnader	kr 179 733 910,01	
Produksjonsvolumet per år	459 724 800,00	kWh/år
Kostnad per kWh (LCOE)	0,391	kr/kWh

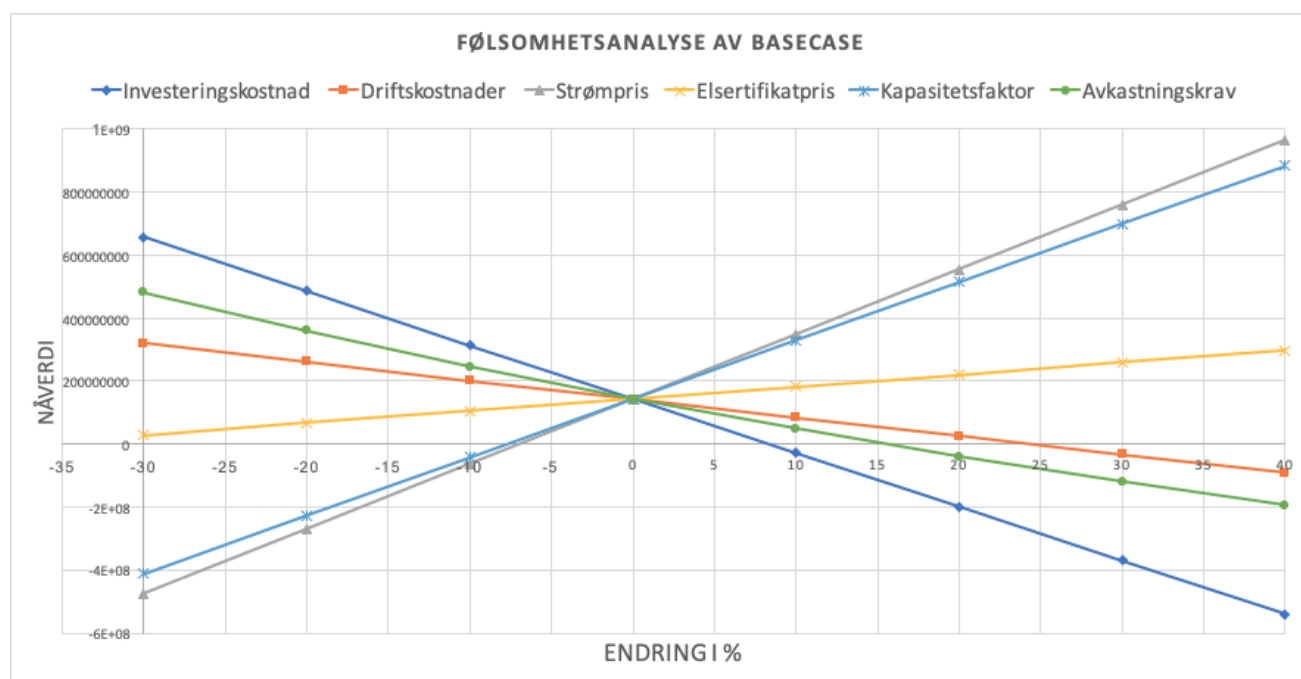
Figur 3: Utregning av LCOE for grunnscenario i regneark. LCOE på 39,1 øre/kWh.

3.2 Resultat for følsomhetsanalysen

- “Hvor følsom er nåverdien til prosjektet for endringer i parameterverdiene?”

I følsomhetsanalysen har vi sett på hvor følsom nåverdien til grunnscenariet er for endringer i de forskjellige parameterne som investeringen er basert på. Resultatet vårt vil bli framstilt i en tabell og i et stjernediagram. I figur 4 viser x-aksen endring i prosent fra basisverdien, mens y-aksen viser den tilhørende nåverdien. Følsomheten blir dermed linjene i diagrammet. Desto brattere linjer, desto mer følsom er nåverdien for endringer i nettopp den parameterverdien.

I tillegg presenterer vi resultatet i tabell 6, som viser kritisk verdi, sikkerhetsmargin og sikkerhetsmargin uttrykt i prosent. Parameterne har som sagt blitt endret hver for seg, mens de andre har blitt holdt konstant i forhold til grunnscenariet.



Figur 4: Visuell framstilling av følsomhetsanalysen. Den prosentvise endringen er framstilt på x-aksen, mens den tilhørende nåverdien er på y-aksen. Der grafen til parameterne krysser x-aksen, er nåverdien lik 0. En brattere graf betyr at nåverdien er mer følsom for endringer.

Parameter	Opprinnelig verdi	Kritisk verdi	Sikkerhetsmargin	Sikkerhetsmargin i %
Strømpris	0,35kr/kWh	0,3256kr/kWh	-0,0244 kr/kWh	-6,97
Kapasitetsfaktor	32,8%	30,26%	-2,54% poeng	-7,73
Investeringsutgift	10 687	11 582,46kr/kW	895,46 kr/kW	8,38
Avkastningskrav	6%	6,93%	0,93% poeng	15,46
Driftskostnader	0,1 kr/kWh	0,1244 kr/kWh	0,0244kr/kWh	24,4
Elsertifikatpris	0,086kr/kWh	0,0539kr/kWh	-0,0321 kr/kWh	-37,33

Tabell 6: Viser hver parameter med tilhørende kritisk verdi, sikkerhetsmargin og sikkerhetsmargin uttrykt i prosent.

Nåverdien er mest følsom for endring i strømpris, ettersom den har den laveste prosentvise endringen i pris før den når kritisk verdi. Deretter følger kapasitetsfaktor, investeringsutgift, avkastningskrav og driftskostnader. Av alle parameterne er det elsertifikatprisen som kan gjennomgå størst prosentvis endring før prosjektet går i 0. Riktignok er det viktig å forstå at en endring i strømprisen vil gi samme utslag som en lik endring i elsertifikatprisen. For eksempel vil en økning på ett øre i strømprisen ha lik betydning som en økning på ett øre i elsertifikatprisen over et år. Grunnen til at dette ikke kommer

frem i følsomhetsanalysen er at vi opererer med endring i prosent. På grunn av at elsertifikatprisen i utgangspunktet er lavere enn strømprisen tåler den en større prosentvis endring. For å demonstrere dette vil 1% økning i strømprisen utgjøre 0,35 øre/kWh. Til sammenlikning vil 1% økning i elsertifikatprisen bare utgjøre ca. 0,9 øre/kWh. I tillegg vil innbetalinger fra elsertifikater skje i maksimum 15 år, mens strømprisen er relevant gjennom hele prosjektets levetid på 25 år. Dette er også grunnen til at strømprisen har en lavere sikkerhetsmargin på -0,0244 kr/kWh mot elsertifikatprisens -0,0321 kr/kWh.

3.3 Resultat for valg av optimalt investeringstidspunkt

‘Lønner det seg å vente med investeringen i fem år?’

Vi bruker to tilnæringer for å vurdere hvorvidt det er mest lønnsomt å investere nå eller om fem år. Først sammenlikner vi grunns scenariet opp mot framtidsscenarioet. Deretter utarbeider vi matriser som gir et spenn av nåverdier basert på endringer i parameterne.

3.3.1 Grunns scenario vs. framtidsscenario: Endring av én og én fremtidig parameterverdi

I tabell 7 har vi sammenliknet framtidsscenarioet vårt med grunns scenariet. For hver ny rad har vi gjort en ny endring. Det vil si at i den aktuelle raden har vi gjort dens endringer, samt endringene gjort i de foregående radene. Rad 1 viser grunns scenarioet med en nåverdi på 143 millioner. Rad 2 diskonterer denne verdien med fem år (ventet i fem år). I rad 3 har vi fjernet inntekten fra elsertifikater. I rad 4 har vi økt kapasitetsfaktoren fra 32,8 til 37,9%. I rad 5 har vi senket investeringsutgiften fra 10 687 til 9404,75kr/kW, mens vi i rad 6 har senket driftskostnadene fra 0,1 til 0,091kr/kWh. I rad 6 har vi altså kommet fram til det endelige framtidsscenarioet som vi mener er sannsynlig, basert på teorien innhentet i metodekapittel 2.4. Endringene er gjort til de verdiene presentert i tabell 3.

Parameter	Grunns scenario verdi	Ny verdi for forutsetningene	Ny nåverdi	Endring fra grunns scenario	Endring (%)	Rad
Ingen endring (grunns scenario)	-	-	143 273 171,51	0	0	1
Diskontere for 5 år (bare vente)	-	-	107 062 048,37	- 36 211 123,14	-25,27	2
Elsertifikater	8,6 øre/kWh	0 øre/kWh	-179 875 157,62	-323 148 329,13	-225,55	3
Kapasitetsfaktor	32,8%	37,9%	-9 168 744,80	-152 441 916,31	-106,4	4
Investeringsutgift	10 687 kr/kW	9 404,75 kr/kW	144 138 741,94	865 570,43	0,6	5
Driftskostnader	0,1 kr/kWh	0,091 kr/kWh	189 807 728,15	46 534 556,64	32,48	6

Tabell 7: Grunns scenario vs. framtidsscenario. For hver ny rad innføres en ny endring i parameterne. Viser ny nåverdi og endring fra grunns scenario i tall og prosent.

Å diskontere for fem år med 6% avkastningskrav (vente med investeringen i fem år), gjør at nåverdien synker med 36,2 millioner NOK sammenliknet med grunns scenariet. Dette er et åpenbart resultat, ettersom de å diskontere både med en risikofri rente og en risikokostnad vil gi en lavere nåverdi etter fem år. Ved å vente i fem år vil det likevel ikke være naturlig å diskontere med en risikokostnad. Vi erkjenner derfor at resultatet presentert i tabell 7, rad 2, er noe lavere enn det ville vært ved å bare å diskontere med en risikofri rente. Ved å fjerne inntekten fra elsertifikatordningen reduseres nåverdien

med ytterligere 287 millioner kroner, og prosjektet går nå i underskudd. Å øke kapasitetsfaktoren i rad 4, demper dette underskuddet, og prosjektet er nå nesten lønnsomt, men fortsatt langt unna grunnscenariets nåverdi på 143 millioner NOK. Tar vi høyde for en redusering av investeringsutgiftene med 12 % i rad 5, blir nåverdien positiv. Den er også 800 000 kr høyere enn grunnscenariet. Dersom vi i tillegg senker driftskostnaden går prosjektet i overskudd med nesten 190 millioner NOK. En forbedring sammenliknet med grunnscenariets 143 millioner på 32,48%.

For å supplere dette resultatet har det også blitt gjort en LCOE-beregning med de framtidige forutsetningene. Basert på disse forutsetningene vil LCOE for vindkraft i 2024 være 31,3 øre/kWh (figur 5).

Forutsetninger for LCOE i framtidsscenarioet		
Produksjon	531206400	kWh/år
Kapasitetsfaktor	37,90 %	
Effekt	160000	kW
Normtall investeringskostnader	9404,75	kr/kW
Total investeringskostnad	kr 1 504 760 000,00	
Normtall drifts og vedlikeholdskostnader	0,091	kr/kWh
Totale drifts og vedlikeholdskostnader	48339782,4	kr/år
Levetid til anlegget	25	år
Avkastningskrav	6 %	
Investeringsutgift omgjort til årlig kapitalforbruk	kr 117 712 436,50	
Årlige drifts og vedlikeholdskostnader	kr 48 339 782,40	
Sum årlige kostnader	kr 166 052 218,90	
Produksjonsvolumet per år	531206400	kWh/år
Kostnad per kWh (LCOE)	0,313	kr/kWh

Figur 5: Utregning av LCOE for framtidsscenario i regneark. LCOE på 31,3 øre/kWh for 2024.

3.3.2 Resultat for matriser: Kombinasjoner av framtidige parameterverdier

I matrisene varierer vi som sagt to parameter, et på horisontalt plan, og et på vertikalt plan. Verdien i cellene er den nåverdien man får ved akkurat de parameterendringene. I tillegg er celleverdien neddiskontert med fem år, siden investeringen først finner sted om fem år. Dermed er resultatet framstilt med en tredelt fargekode. Rødt betyr at den framtidige investeringen er ulønnsom. Gult betyr at den er lønnsom, men ikke i forhold til å investere i dag. Grønt betyr at det er mer lønnsom enn å investere i dag, altså at nåverdien er høyere enn 143 millioner NOK.

Strømpris og kapasitetsfaktor

Strømpris (øre/kWh) → Kapasitetsfaktor (%) ↓	20	26,5	33	39,5	46
32,8	-838 601 080,02	-533 153 180,31	-267 705 280,61	17 742 619,10	303 190 518,80
34,6	-814 501 351,15	-513 388 627,68	-212 275 904,21	88 836 819,26	389 949 542,73
36,4	-790 401 622,28	-473 624 075,05	-156 846 527,81	159 931 019,42	476 708 566,65
38,2	-766 301 893,41	-433 859 522,41	-101 417 151,42	231 025 219,58	563 467 590,58
40	-742 202 164,54	-394 094 969,78	-45 987 775,02	302 119 419,74	650 226 614,50

Tabell 8: Strømpris og kapasitetsfaktor med tilhørende nåverdi. De andre variablene holdes konstant i forhold til basistallene.

Strømpris og investeringsutgift

Strømpris (øre/kWh) → Investeringsutgift (kr/kW) ↓	20	26,5	33	39,5	46
8 015,25	-519 163 156,28	-233 715 256,57	51 732 643,13	337 180 542,83	622 628 442,54
8 683,2	-599 024 131,73	-313 576 232,03	-28 128 332,32	257 319 567,38	542 767 467,09
9 351,1	-678 879 129,12	-393 431 229,41	-107 983 329,71	177 464 570,00	462 912 469,70
10 019,1	-758 746 082,63	-473 298 182,93	-187 850 283,22	97 597 616,48	383 045 516,19
10 687	-838 601 080,02	-553 153 180,31	-267 705 280,61	17 742 619,10	303 190 518,80

Tabell 9: Strømpris og investeringsutgift med tilhørende nåverdi. De andre variablene holdes konstant i forhold til basistallene.

Strømpris og driftskostnader

Strømpris (øre/kWh) → Driftskostnader(kr/kWh) ↓	20	26,5	33	39,5	46
0,075	-728 813 426,28	-443 365 526,58	-157 917 626,87	127 530 272,83	412 978 172,54
0,08125	-756 260 339,72	-470 812 440,01	-185 364 540,31	100 083 359,40	385 531 259,10
0,0875	-783 707 253,15	-498 259 353,45	-212 811 453,74	72 636 445,96	358 084 345,67
0,09375	-811 154 166,58	-525 706 266,88	-240 258 367,17	45 189 532,53	330 637 432,24
0,1	-838 601 080,02	-553 153 180,31	-267 705 280,61	17 742 619,10	303 190 518,80

Tabell 10: Strømpris og driftskostnader med tilhørende nåverdi. De andre variablene holdes konstant i forhold til basistallene

Kapasitetsfaktor og investeringsudgift

Kapasitetsfaktor (%) → Investeringsudgift (kr/kW) ↓	32,8	34,6	36,4	38,2	40
8 015,25	7 817 581,64	60 836 985,15	113 856 388,66	166 875 792,17	219 895 195,68
8 683,2	-72 043 393,81	-19 023 990,30	33 995 413,21	87 014 816,72	140 034 220,23
9 351,1	-151 898 391,20	-98 878 987,69	-45 859 584,18	7 159 819,33	60 179 222,84
10 019,1	-231 765 344,71	-178 745 941,20	-125 726 537,69	-72 707 134,18	-19 687 730,68
10 687	-311 620 342,10	-258 600 938,59	-205 581 535,08	-152 562 131,57	-99 542 728,06

Tabell 11: Kapasitetsfaktor og investeringsudgift med tilhørende nåverdi. De andre variablene holdes konstant i forhold til basistallene.

Kapasitetsfaktor og driftskostnader

Kapasitetsfaktor (%) → Driftskostnader(kr/kWh) ↓	32,8	34,6	36,4	38,2	40
0,075	-201 832 688,37	-142 788 352,64	-83 744 016,91	-24 699 681,19	34 344 654,54
0,08125	-229 279 601,80	-171 741 499,13	-114 203 396,45	-56 665 293,78	872 808,89
0,0875	-256 726 515,23	-200 694 645,62	-144 662 776,00	-88 630 906,38	-32 599 036,76
0,09375	-284 173 428,67	-229 647 792,10	-175 122 155,54	-120 596 518,97	-66 070 882,41
0,1	-311 620 342,10	-258 600 938,59	-205 581 535,08	-152 562 131,57	-99 542 728,06

Tabell 12: Kapasitetsfaktor og driftskostnad med tilhørende nåverdi. De andre variablene holdes konstant i forhold til basistallene.

Investeringsudgift og driftskostnad

Investeringsudgift (kr/kW) → Driftskostnader(kr/kWh) ↓	8 015,25	8 683,2	9 351,1	10 019,1	10 687
0,075	353 782 578,28	273 921 602,83	194 066 605,44	114 199 651,93	34 344 654,54
0,08125	320 310 732,63	240 449 757,18	160 594 759,79	80 727 806,28	872 808,89
0,0875	286 838 886,98	206 977 911,53	127 122 914,14	47 255 960,63	-32 599 036,76
0,09375	253 367 041,33	173 506 065,88	93 651 068,49	13 784 114,98	-66 070 882,41
0,1	219 895 195,68	140 034 220,23	60 179 222,84	-19 687 730,68	-99 542 728,06

Tabell 13: Investeringsudgift og driftskostnader med tilhørende nåverdi. De andre variablene holdes konstant i forhold til basistallene.

Strømpris: Ut fra matrisene ser det ut som om strømpris i stor grad påvirker nåverdien til investeringen. Av tabell 8 går det fram at selv med en kapasitetsfaktor på 40%, vil investeringen være ulønnsom så lenge strømprisen er 33 øre/kWh. Dette markante skillet mellom en positiv og negativ nåverdi forsterkes av de to neste matrisene. Her går det fram at investeringsutgiften må synke til ned mot 8015,25 kr/kW før prosjektet er lønnsomt med en strømpris på 33øre/kWh. Det samme gjelder i tabell 10. Selv ikke med den mest gunstige driftskostnaden på 0,75kr/kWh, vil det oppnås lønnsomhet med en strømpris på 33 øre/kWh. En framtidig investerings nåverdi virker derfor å være sterkt tilknyttet strømprisen.

Kapasitetsfaktor: Når det gjelder matrisene for kapasitetsfaktor er de preget av røde tall. En grunn til dette kan være at strømprisen er satt til 35 øre/kWh. Det er kun i noen svært gunstige scenario med lav investeringsutgift eller lav driftskostnad at en høy kapasitetsfaktor gir en lønnsom investering. Dette kan tyde på at kapasitetsfaktor ikke har så stor betydning på hvorvidt prosjektet i fremtiden er lønnsomt.

Driftskostnad: Dersom man ser på matrisene for driftskostnadene, er resultatet varierende. I tabell 10 ser vi igjen det tydelige skillet mellom 33 og 39 øre/kWh strømpris. I tabell 13 som ser på driftskostnader opp mot investeringsutgift, er nåverdien markant ved lave drifts- og investeringsutgifter. Etter hvert som disse øker, synker nåverdien gradvis, før den går i minus rundt grunnscenario-nivå. Det kan tyde på at driftskostnader har en moderat betydning for nåverdien av en framtidig investering.

Investeringsutgift: Resultatet for investeringskostnadene er i likhet med matrisene for driftskostnader varierende. Tabell 11 viser at det er en gradvis overgang til lønnsomhet rundt en investeringsutgift på 9300kr/kW. Strømprisen i tabell 9 har en betydelig påvirkning på nåverdien, og investeringsutgiften har her ikke så mye å si. Men dersom man sammenlikner investeringsutgiften med driftskostnaden, som i tabell 13, ser man at den får større betydning, ettersom overgangen mellom positiv og negativ nåverdi er mer gradvis. Derfor kan det se ut som om investeringsutgiften har moderat påvirkning på lønnsomheten.

4 Diskusjon og konklusjon

4.1 Diskusjon av grunnsценariet

“Er investering i norsk landbasert vindkraft lønnsomt basert på et estimat av dagens forutsetninger?”

I kapittel 3.1 viste vi at ved våre beste antagelser for investeringsutgift og forventede kontantstrømmer, vil en investering i vindkraft være lønnsomt med en nåverdi på 143 millioner NOK. Tilsvarende er summen av strømpris og sertifikatpris på til sammen 43,6 øre/kWh. Større enn vår beregnende LCOE på 39,1 øre/kWh.

Nedenfor følger en diskusjon av dette resultatet der vi diskuterer robusthet og begrensninger. I innledningen introduserte vi andres forskning på området, og deres konklusjoner. Derfor vil vi også sammenlikne våre resultater opp mot deres, og drøfte deretter. Til slutt vil vi komme med anbefalinger for videre forskning på området.

4.1.1 Sammenlikne våre resultater med andres

NVE har kommet fram til en LCOE på 34 øre/kWh i sin rapport fra 2019 (Buvik et al., 2019), (NVE, 2019b), til forskjell fra vår LCOE på 39 øre/kWh. Deres LCOE baserer seg på en høyere kapasitetsfaktor på 43,6% (NVE 2019b), i motsetning til vår kapasitetsfaktor på 32,8%. I underkapittel 2.2.1 valgte vi å ikke bruke kapasitetsfaktoren på 43,6%. Dette fordi den kun er basert på produksjon i et halvt år. Den kan i større grad være preget av statistiske ujevnheter, ettersom den ikke har fått stabilisert seg over tid. Kapasitetsfaktoren vår blir holdt tilbake på grunn av gamle og utdaterte vindkraftprosjekter, og dette er en betydelig feilkilde i oppgaven. Vi anerkjenner at vår kapasitetsfaktor på 32,8% er unøyaktig for nyere anlegg, men den har sin styrke i at den er basert på faktiske produksjonstall over lengere tid.

Videre er NVEs levetid på 20 år, versus vår levetid på 25 år. Vi har valgt 25 år ettersom dette er konsesjonstiden for et vindkraftverk i dag (Vindportalen, 2019). Både levetid og kapasitetsfaktor påvirker nåverdien til prosjektet og dermed beslutningen om å investere. En høyere kapasitetsfaktor vil gi en høyere nåverdi og en lavere LCOE. En kortere levetid vil gi en lavere nåverdi og en høyere LCOE.

Dale og Husabø (2013) kom, som vist i kapittel 1, fram til en LCOE på 49,2 øre/kWh for deres referansekraftverk. Sammenliknet med vårt resultat, på 39,1 øre/kWh, har det på 7 år vært en betydelig nedgang i LCOE (10,1 øre/kWh). Deres anlegg baserte seg på 33 planlagte vindkraftprosjekter med konsesjon fra 2009-2012 (Dale & Husabø, 2013), mens våre tall baserer seg på tall fra NVE for 2018. Deres anlegg var også lønnsomt, om enn noe mindre enn vårt. Der deres differanse mellom inntekter og LCOE var 2,2 øre/kWh, er vår differanse 4,5 øre/kWh (Dale & Husabø, 2019). Når det gjelder utvikling av LCOE, er den som etablert i kapittel 2.1.3 på vei nedover, og er forventet å synke med om lag 40% innen 2040, til 21 øre/kWh (Buvik et al., 2019). Derfor mener vi at en nedgang i LCOE på 10,1 øre siden 2012 kan være et fornuftig estimat. Dette til tross for vår kanskje noe unøyaktige kapasitetsfaktor på 32,8%.

Vi vil også sammenlikne våre resultater fra grunnsценariet med Dale og Husabøs resultater for 2020. Dale og Husabø beregnet en LCOE på 41,9 øre/kWh sammenliknet med vår beregning på 39,1 øre/kWh. Deres estimater for parameterne er noe ulik våre. Blant annet har de brukt en lavere investeringskostnad og høyere brukstid, men også en høyere drift- og vedlikeholdskostnad. På inntektssiden har vi brukt nokså like beregninger. Dale og Husabø opererte med en totalinntekt på 43,8 øre/kWh mens vi hadde vi en totalinntekt på 43,7 øre/kWh. Dette fører til at Dale og Husabø beregnet profitten til å være 1,9 øre/kWh i 2020 mot våre 4,5 øre/kWh. Konklusjonen deres er at vindkraft i Norge vil være lønnsomt i 2020, men vil være avhengig av subsidier gjennom

elsertifikatordningen. Til tross for at vi har en større lønnsomhet i våre beregninger er også kraftverket i vårt grunnscenario avhengig av inntekter fra elsertifikatordningen for å være lønnsom.

Når det gjelder vår egen LCOE sammenliknet med prisen på strøm og prisen på elsertifikater, vil dette ikke gi et helt korrekt bilde av lønnsomheten. Dette er fordi elsertifikater kun er tilgjengelig i 15 år for kvotepliktig kraft. Det betyr at for de 15 første årene vil sammenlikningen være korrekt, men for de siste 10 årene, kan man kun sammenlikne LCOE opp mot strømpris. Derfor er LCOE noe mer unøyaktig enn nåverdiberegningene, men fungerer greit som supplement.

4.1.2 Begrensninger og forslag til videre forskning for grunnscenariet:

Opgaven vår har tatt i betraktning generelle tall, og tar ikke høyde for lokale forhold (Weir, 2018). Det bes derfor om å ta i betraktning lokale forhold, før man vurderer lønnsomheten.

I nåverdiberegningene forutsettes det kun én strømpris og elsertifikatpris under produksjonsperioden. Med begrenset tid og ressurser så vi oss nødt til å utføre det på denne måten. Det vil ikke være mulig å spå nøyaktige strøm- og elsertifikatpriser flere år frem i tid, men en mulig forbedring kan være å lage flere scenarier med forskjellige og varierende strøm- og elsertifikatpriser under produksjonsperioden.

Videre er størrelsen på anlegget i vår oppgave på 160 MW. For at investor ut fra denne oppgaven skal kunne bedømme investeringsmulighetene for landbasert vindkraft i Norge vil det være naturlig at anlegget er av samme størrelse. Særlig ettersom investeringsutgiften (kr/kW) er gitt direkte av effekten, og driftskostnader indirekte gjennom produksjonen (kr/kWh). Men dette følger et lineært forhold. For dersom man senker effekten, senker man også inntekten. Derfor vil vår utregning alltid gi en LCOE på 39 øre/kWh, uavhengig av hvor stort eller lite anlegget er. På den andre siden er det ikke nødvendigvis slik at det som går bra i teorien, fungerer i praksis. Derfor må investor være påpasselig med å sjekke størrelsesorden på anlegget, før han eventuelt legger våre tall til grunn for ei investering. I tillegg ser vår oppgave ikke på lånekostnader. Med høye investeringskostnader er det naturlig at man må anskaffe kapital fra andre, og denne kostnaden er det ikke tatt høyde for. Det er heller ikke tatt i betraktning skatt.

Basert på våre begrensninger oppfordrer vi derfor til mer forskning på lønnsomheten til vindkraft. Gjerne lokal vindkraft og småkraft. Supplerer man denne forskningen med vår oppgave, kan det gi et bedre helhetlig inntrykk av investeringsforholdene til norsk vindkraft i dag. Når det gjelder beskatning og lånekostnader, kan et mulig steg videre være å bygge på vårt resultat, og legge på lån og skattkostnader. En studie med en mer oppdatert kapasitetsfaktor kan også være en god ide, der faktiske produksjonstall over en lengere, men nyere periode ligger til grunn for kapasitetsfaktoren. Det kan også gjøres forsøk på å variere elsertifikatprisen, for å se hvordan dette påvirker lønnsomheten. Den er av enkelte forventet å gå mot 0, så dette kan være et av flere mulige scenarier å beregne nåverdi for.

4.2 Diskusjon og skjønsmessig vurdering av følsomhetsanalysen

‘‘Hvor følsom er nåverdien til prosjektet for endringer i parameterverdiene?’’

Strømpris er den variabelen som nåverdien er mest følsom overfor. Etterfulgt av kapasitetsfaktor, investeringsutgift, avkastningskrav, driftskostnader og elsertifikatpris. Som nevnt i underkapittel 2.2.1 vil det være hensiktsmessig å supplere dette resultatet med en skjønsmessig vurdering av hver enkelt variabel. Derfor vil vi diskutere sannsynligheten for at den kritiske verdien i følsomhetsanalysen faktisk inntreffer.

Strømpris: Strømpris er ifølge følsomhetsanalysen den variabelen som nåverdien er mest følsom for. Forutsett at ingen variabler endres i grunnscenariet vil en nedgang i strømprisen på 2 øre/kWh gjøre nåverdien lik 0. Det er også strømprisen som har det største spennet i framtidsscenariet vårt. Men hvor mye er det realistisk at den varierer? Som nevnt i kapittel 2.2.2 styres prisen av tilbud og etterspørsel. Under tilbud er den største prisdriveren på strøm, priser på CO₂-utslippskvoter, gass og kull. NVE tror fortsatt på høy strømpris der dette blir argumentert med et redusert tilbud av strøm. Grunnen til redusert tilbud er høye priser på utslippskvotene og råvarer (kapittel 2.4.1) På en side kan et stadig økende søkelys på klima i samfunnet gi grunn til å tenke at det fremover vil få enda større innflytelse i de politiske korridorer. En direkte konsekvens av økt klimafokus vil være fortsatt høye priser på utslippskvoter i EUs kvotesystem. Utslippskvotene fungerer i dag som en meget sterk prisdriver på strøm (kapittel 2.4.1). Det kan derfor være grunn til å tro på fortsatt høye strømpriser, der muligheten for en økning også vil være sannsynlig.

På den andre siden advarer DnBs fageksperter om en fallende strømpris der den økonomiske veksten de siste årene vil snu (kapittel 2.4.1). Dette er et argument som i dag er høyst aktuelt ettersom globaliseringen den siste tiden har vært under et hardt press, med opptrapping av handelskrig mellom USA og Kina, samt usikkerheter tilknyttet Brexit. Disse faktorene kan være med å snu den økonomiske veksten, og reversere den forholdsvis sterke strømprisen i dag. Derfor advarer fagekspertene at denne kan gå mot 20 øre/kWh (Hjermann & Bull, 2019).

I motsetning til NVEs argumentasjon om redusert tilbud av strøm grunnet priser på utslippskvoter og råvarer, blir det også argumentert for et økt tilbud. Fram mot 2030 er det forventet at Norges kraftoverskudd skal øke. Kraftproduksjonen i Norge kan øke med 15 TWh der 10 TWh er estimert til å komme fra vindkraft (kapittel 2.4.1). I et slikt scenario hvor tilbud øker mer enn etterspørsel vil prisen på strøm falle. Spørsmålet er likevel om denne estimeringen av kraftøkning er troverdig. På en side kan det med dagens utbyggingsfart av vindkraft se ut til å være et godt estimat, ettersom en mulig årsak til den høye utbyggingshastigheten er avviklingen av elsertifikatorordningen i 2021. Klarer man å ferdigstille prosjektet før den tid, får man som nevnt ei gunstig ekstra inntekt. Det kan derfor være grunn til å tro at utbyggingen vil avta noe etter at elsertifikatorordningen utgår i 2021.

Etter analysen av følsomhet der strømpris viste seg å være den mest følsomme variabelen, vurderer vi dette som fortsatt gjeldende. Vi mener sannsynligheten for en høy eller høyere strømpris er stor, ettersom vi tror CO₂ og råvareprisene fortsatt vil holde seg høye eller øke, grunnet en sterk klimapolitikk. Videre mener vi det er sannsynlig at utbyggingshastigheten vil avta noe etter 2021, men at den fortsatt vil være positiv da ytterligere reduisering i investeringskostnadene vil bidra til økt utbygging. Dette vil føre til en noe dempet utvikling av strømpris. Vi ser også muligheten for en økonomisk tilbakegang som aktuell, noe som gjør strømprisen totalt sett til en følsom variabel.

Kapasitetsfaktor: Ifølge følsomhetsanalysen må kapasitetsfaktoren synke til 30,26% før nåverdien blir 0. Basert på historiske tall, er det ikke usannsynlig at den i enkelte år kan gå under dette. Sist gang dette skjedde var i 2016 (NVE, 2019d). Likevel ble det i vår epost-utveksling med NVE hevdet fra deres side at kapasitetsfaktoren for nye anlegg er opp mot 43%. Derfor mener vi at det er usannsynlig at kapasitetsfaktoren vil synke til kritisk verdi.

Investeringsutgift: For at nåverdien skal gå til 0, må investeringsutgiften øke med 8,38% til 11582,46kr/kW. Som diskutert i kapittel 2.4.4 er det forventet en generell nedgang i investeringsutgiften. På den andre siden er det forventet en generell økning i nav-høyde for vindturbiner (Wiser et al., 2016), og ettersom vindturbiner er den største komponenten til investeringsutgiften (Weir, 2018), kan investeringsutgiften øke. Men siden økt nav-høyde gir tilgang til mer stabile vindforhold, kan også effekten til anlegget øke, ettersom investeringsutgiften er gitt i kr/kW (kroner per effekt). Derfor finner vi det trolig at investeringsutgiften vil synke. Vi mener derfor at nåverdien ikke er like følsom for endringer i investeringsutgiften som det følsomhetsanalysen viser.

Avkastningskrav: Følsomhetsanalysen viser at et avkastningskrav på 6,97% vil gi en nåverdi lik 0. For å endre avkastningskravet kreves det en endring i forutsetningene som systematisk risiko og risikofri rente bygger på. Som det framgår i kapittel 2.1.2 blir risiko reflekter av teknologiens modenhet, kostnader og særlig rammebetingelser.

Det fremgår også at landbasert vindkraft i Norge i dag har høye kapitalkostnader. De høye kapitalkostnadene er et resultat av høye investeringskostnader og gir dermed en betydelig systematisk risiko. På en annen side er det forventet at investeringskostnad fram mot 2024 vil reduseres. Tatt de synkende investeringskostnadene i betraktning, kan det dermed tenkes at den systematiske risikoen for landbasert vindkraft også er synkende.

Likevel kan det og argumenteres for et stigende avkastningskrav. Landbasert vindkraft i Norge har hatt gode rammebetingelser fra elsertifikatordningen. Når denne ordningen utgår ved utgangen av 2021, kan inntektene bli mindre forutsigbare. Prosjektets lønnsomhet er da i større grad avhengig av markedets konjunkturer ettersom inntekten bare reflekteres gjennom strømprisen. Det er derfor grunn til å tro at betaværdien for landbasert vindkraft prosjekter vil øke noe etter avviklingen av elsertifikatordningen i 2021, og at avkastningskravet derfor kan stige.

Vi mener likevel at avkastningskravet er mindre følsom for endringer i nåverdien enn hva følsomhetsanalysen gir uttrykk for. Som beskrevet i kapittel 2.1.2 vil energiprojekter som bidrar til å løse et miljøproblem kunne reflektere en lavere systematisk risiko. Vi mener at økt klimafokus vil bidra til at man i større grad kan se på vindkraft som en betydelig bidragsyter til å løse disse utfordringene. Samtidig mener vi at en synkende trend innenfor investeringsutgiftene vil påvirke positivt til å redusere risikoen i vindkraft.

Driftskostnader: Følsomhetsanalysen slår fast at dersom nåverdien skal bli 0, må driftskostnadene stige med 24,4% til 0,1244kr/kWh. Under kapittel 2.4.3 er det også for disse forventet en generell nedgang. Ifølge NREL, IEA wind og Berkely Lab vil nedgangen ligge en plass mellom 0-25%, med et gjennomsnitt på 9% (Wiser et al., 2016.06). Derfor mener vi at det er lite sannsynlig at driftskostnadene vil øke så mye at de overstiger den kritiske verdien.

Elsertifikater: Som vi vet vil det ikke være mulig for anlegg satt i drift etter 31.12.2021 å selge elsertifikater. De anleggene som driftsettes før fristen vil kunne selge disse i tillegg til vanlig kraft, men ettersom prisen på elsertifikater er basert på tilbud og etterspørsel, er dette med på å skape økt usikkerhet. Som etablert over har elsertifikatprisen variert fra ca. 30 øre/kWh i 2008, til 5 øre/kWh i 2017 (NVE, 2018a). I tillegg forventer enkelte at prisen på elsertifikater er synkende, og de to banksjefene for DNB, Sven Bakken og Øyvind Rustad uttaler følgende i Kraftkommentaren 2019:

‘Elsertifikatordningen synes ikke å få noen rolle i forhold til fremtidig utbygging av fornybar energi i Norge. ...vi frykter at verdien av sertifikatene går mot null.’ (Hjermann & Bull, 2019)

Med slike forventninger, i tillegg til en varierende pris på elsertifikater, mener vi det er realistisk at nåverdien er mer følsom for prisen til elsertifikater enn hva følsomhetsanalysen gir inntrykk av.

For å oppsummere den skjønsmessige vurderingen av følsomhetsanalysen er nåverdien etter vår vurdering mest følsom for strømpris. Nåverdien er mer følsom for endringer i elsertifikatpris enn det analysen gir inntrykk av. Driftskostnader, investeringsutgift, kapasitetsfaktor og avkastningskrav har mindre sannsynlighet for å gå mot den kritiske verdien enn det følsomhetsanalysen gir inntrykk av.

4.3 Diskusjon av framtidsscenario

‘Lønner det seg å vente med investeringen i fem år?’

Resultatet til framtidsscenariet vårt er basert på framtidige forventninger. En stor usikkerhetsfaktor er hvor godt disse forventningene stemmer. Hvorvidt de slår til, er svært uvisst, og er kun basert på andre vitenskapelige artikler, ikke informasjon vi selv har innhentet. For å best kunne svare på problemstillingen, har vi derfor valgt å diskutere hver enkelt parameters validitet. I tillegg vil vi sammenlikne våre resultater med andres, samt diskutere begrensninger og forslag til videre forskning.

4.3.1 Parameternes validitet

Strømpris: Strømprisen baserer seg på forventninger fra NVE og DnB, samt forwardpris fra NASDAQ OMX commodities, og er et gjennomsnitt av disse tre. I tillegg gir det en mer rettferdig sammenlikning mellom grunnscenariet og framtidsscenariet at strømprisen for disse to er den samme. Både NVEs og DnBs forventninger til framtidig strømpris hviler på antagelser om CO₂-pris og CO₂-kvoter, utbygging av kraftkabler, generelle økonomiske trender, samt kull- og gasspris. En forventning er ikke en fasit for hva som kommer til å skje. I tillegg baserer forward-prisen og DnBs forventninger seg på henholdsvis 2022 og 2023 og ikke 2024 som er det aktuelle året. Det er derfor med god grunn at valget av strømpris er det samme som den er i grunnscenariet, og et gjennomsnitt av forventningene. Nemlig 35 øre/kWh. Det advares dog mot usikkerhet rundt denne formen for beregning av forventet strømpris.

Kapasitetsfaktor: Kapasitetsfaktoren er bestemt ut fra gjennomsnittet til tre datainnsamlinger. Disse tre datainnsamlingene består av en identisk utvikling av kapasitetsfaktoren basert på historiske tall, en rapport fra IRENA og en fra ‘Berkeley Lab, NREL og IEA Wind’. Her baserer kunnskapsgrunnlaget seg på gjennomsnittet av flere rapporter, og dette er med på å styrke dets kredibilitet. Likevel er det usikkerhetsmoment til stede. Rapporten fra IRENA går fram mot 2030, heller enn 2024. Og begge rapportene er noe utdaterte, ettersom de er fra 2016. I tillegg er de basert på globale tall, og ikke norske. Den delen av kapasitetsfaktoren som er basert på tidligere norsk utvikling av kapasitetsfaktor er nødvendigvis ikke gunstig den heller, ettersom den går ut ifra en identisk forbedring, der en mer avtagende vekst kan være mer sannsynlig. I tillegg spiller det også her inn det faktum at kapasitetsfaktoren er basert på gjennomsnittet av alle anlegg i drift i 2018, heller enn nyere anlegg.

Driftskostnader: Driftskostnaden som ble brukt i grunnscenario vs. framtidsscenario er basert på en rapport fra 2016, og tallene er derfor noe utdaterte. I tillegg er rapporten internasjonal, og reflekterer derfor ikke like godt de norske forholdene.

Investeringsutgift: Investeringsutgiften i 2025 baserer seg på samme rapport som driftskostnadene, og har samme svakhet, nemlig at den er utdatert og er basert på globale tall.

4.3.2 En sammenlikning av vårt framtidsscenario med andres framtidsscenario

I Dale og Husabø's framtidsscenario for 2030 beregnet de en LCOE på 40 øre/kWh. Vi får derimot en LCOE på 31,3 øre/kWh i vårt scenario for 2024. Vi har en lavere investeringskostnad, lavere drifts- og vedlikeholdskostnad og en høyere brukstid. Igjen viser vi til Buvik et al. (2019) om at LCOE for norsk vindkraft er forventet å synke til 21 øre/kWh i 2040. Vi mener derfor at vår beregning på 31,3 øre/kWh i 2024 kan være et godt estimat.

Dale og Husabø fikk en profitt på 4,9 øre/kWh. Dette er resultatet av deres LCOE, og en totalinntekt på 44,9 øre/kWh. Deres totalinntekt var en kombinasjon av inntekter fra kraftsalg og salg av elsertifikater. Prisene de la til grunn i scenariet sitt var på ca. 26,9 øre/kWh for strøm og ca. 18 øre/kWh for elsertifikater. Man ser da at salg av elsertifikater er kritisk for at prosjektet skal være lønnsomt. Som følge av at vindkraftanlegg satt i drift fra 2022 ikke er elsertifikatberettiget, har vi valgt å utelate salg av elsertifikater i vårt scenario. Derimot opererer vi med en strømpris på 35

øre/kWh. Vi får altså en profitt på 3,7 øre/kWh, og dermed er prosjektet ikke avhengig av inntekter fra salg av elsertifikater for å være lønnsomt.

For di Dale og Husabø har benyttet LCOE-beregninger i sin oppgave, bruker vi også våre LCOE-beregninger for å sammenlikne med dem. Vi vil derimot igjen presisere at vi legger hovedvekt på nåverdiberegningen i vår analyse. Som det kommer frem i sammenligningen med Dale og Husabø får vi en lavere profitt per kWh i framtidsscenariet vårt enn i grunnscenariet. Dette kan virke motstridende med resultatet om at det lønner seg å vente fem år med investeringen. Igjen er grunnen til dette at vi i grunnscenariet forutsetter at prosjektet får inntekter fra elsertifikater i 25 år når vi sammenlikner LCOE mot totalinntekter. I virkeligheten vil prosjektet bare motta inntekter fra elsertifikater i 15 år.

4.3.3 Begrensninger og forslag til videre forskning

Som nevnt i kapittel 4.3.1 er ikke kunnskapsgrunnlaget for framtidsscenariet vårt det beste. Vi forstår at det er svakheter med denne formen for datainnhenting. Særlig det faktum at dataen er noe utdaterte, og at den til tider baserer seg på globale tall. Utviklingen av vindkraft den siste tiden har vært stor, og rapporter som bare er noen år gamle er allerede utdaterte. Et godt eksempel på dette får man ved å sammenlikne kapasitetsfaktoren for nye anlegg i dag, med den gjennomsnittlige kapasitetsfaktoren for alle anlegg i Norge. Der kan man se en betydelig utvikling, og en kapasitetsfaktor som oversteg selv de beste forventningene til både IRENA og NREL. Et annet eksempel er Alexander Day sin masteroppgave fra 2012. Der har han brukt en driftskostnad på 13 øre/kWh (Day, 2012, s. 38), sammenliknet med vår driftskostnad på 10 øre/kWh. Det er altså en nedgang på kort tid med hele 24%. Slik teknologien utvikler seg mener vi det er sannsynlig at reduksjonen i kostnadene vil fortsette videre. Likevel er det vanskelig å se for seg at den store nedgangen i kostnadene skal kunne fortsette over lang tid.

En naturlig vei videre, og forslag til mer forskning på området, kan derfor være å finne mer oppdaterte forskningsrapporter på området. Med dette kan man få et mer korrekt bilde av forholdene. Her kan man for eksempel sammenlikne vårt grunnscenario med et nytt framtidsscenario med oppdaterte tall. Særlig kan en oppdatert kapasitetsfaktor spille inn og være med å gjøre differansen mellom vårt grunnscenario og et framtidsscenario mindre, ettersom utviklingen til kapasitetsfaktoren kanskje vil avta noe. Å bruke en kapasitetsfaktor som har gått i over et år vil da være viktig, så den slipper å bære et vesentlig preg av statistiske skjevheter, som svært gode eller dårlige vindforhold.

Mens oppgaven vår besvarer hvorvidt et generelt framtidsscenario kan se ut, sier det lite om hvor sannsynlig disse endringene er. Videre når det gjelder matrisene våre, varierer de to og to parameter mens de andre er konstant i forhold til grunnscenariet. En alternativ måte å gjøre dette på i en annen oppgave, er å holde de andre parameterne man ikke varierer konstant i forhold til framtidsscenariet.

4.4 Konklusjon

Målet med denne oppgaven har vært å gi større klarhet i hvorvidt det er lønnsomt å investere i norsk landbasert vindkraft. Dette for å gi investorer kunnskap om hva som påvirker lønnsomheten til vindkraftprosjekter, samt gi norske myndigheter verdifull informasjon til å forstå hva man kan forvente seg av utvikling innenfor vindkraft. Dette har oppgaven gjort gjennom investeringsanalyse med nåverdiberegning og følsomhetsanalyse, samt ved å prøve å lage et framtidsscenario basert på tidligere utvikling og andre forskningsrapporter. Ut fra dette ble det satt tre problemstillinger, som kom fram til følgende:

-1: Er investering i norsk landbasert vindkraft lønnsomt basert på et estimat av dagens forutsetninger?

-Ja. Over en 25 års periode er nåverdien 143 273 171,51 NOK.

Dette resultatet er utregnet ved hjelp av investeringskostnad, driftskostnad, strømpris, elsertifikatpris og kapasitetsfaktor. Tallene er hentet fra NVE, og prisen på strøm og elsertifikatpris er tatt fra forwardmarkedet for 2020, mens levetiden til anlegget er satt til 25 år. Lønnsomheten er kalkulert ut fra nåverdiberegning og investeringsanalyse. Resultatet bærer preg av en noe utdatert kapasitetsfaktor på 32,8%, og kan derfor tenkes å være noe konservativt. Vår LCOE har også blitt noe høyere enn hva NVE opererer med, men sammenliknet med andre oppgaver har den vært del av en generell nedadgående trend. Til tross for svakhetene, er det like fullt mulig å konkludere at investering i norsk landbasert vindkraft er lønnsomt under dagens forutsetninger.

-2: Hvor følsom er nåverdien til prosjektet for endringer i parameterverdiene?

-Den er mest følsom for strømpris med en sikkerhetsmargin på -6,97%. Etterfulgt av kapasitetsfaktor (-7,73%), investeringsutgift (8,38%), avkastningskrav (15,46%), driftskostnader (24,4%) og elsertifikatpris (-37,33%).

Dette resultatet kom vi fram til ved hjelp av en følsomhetsanalyse som regnet ut hvilken verdi som ga kritisk verdi lik 0. For å supplere resultatet ble det gjennomført en skjønnsmessig vurdering av hvor sannsynlig en endring til den kritiske verdien er. Strømpris styres av faktorer som CO₂-priser, utslippskvoter, kull og gasspris, og har historisk sett vært svært variabel. Kapasitetsfaktoren er forventet å øke i fremtiden, og nye anlegg som ble satt i drift i 2018 har en høyere kapasitetsfaktor enn den gjennomsnittlige 32,8%. Investeringsutgiften og driftskostnadene er forventet nedover, mens elsertifikatordningen slik det ser ut i dag, vil bli utfaset innen utgangen av 2021. For det reelle avkastningskravet mener vi at verdien er synkende. Økt klimafokus vil bidra til at vindkraft kan bli en betydelig bidragsyter til å løse klimautfordringene. For å øke investeringene i vindkraft ser vi derfor for oss et lavere avkastningskrav der dette først og fremst bli drevet av lavere kapitalkostnader.

Derfor konkluderes det med at nåverdien er mest følsom for prisen på strøm, i likhet med blant annet Days konklusjon fra 2012. En endring i prisene på elsertifikater vil ifølge følsomhetsanalysen ikke være dramatisk, men på grunn av den høye sannsynligheten for nedgang eller utfasing, konkluderes det med at nåverdien er mer følsom for endringer i den, enn hva følsomhetsanalysen viser. Vi konkluderer videre med at avkastningskravet er mindre følsom for endringer en det følsomhetsanalysen viser. Nåverdien ansees som lite følsom overfor endringer i kapasitetsfaktor, investeringsutgift og driftskostnader, ettersom disse trolig ikke endres i negativ retning hva lønnsomhet angår.

- 3: Lønner det seg å vente med investeringen i fem år?
-Ja, det er mer lønnsomt å investere om fem år enn i dag.*

Her har det blitt innhentet informasjon fra forskningsrapporter om forventet framtidig utvikling, og deretter overført til norske forhold. Strømprisen baserte seg på et gjennomsnitt av flere forventninger, mens anlegget for sammenlikningens skyld var like stort (160 MW). På grunn av bedre kapasitetsfaktor og lavere investeringsutgift og driftskostnader, endte lønnsomheten til slutt opp med å være 32,48% høyere enn den er i dag. Dette på tross av en ventekostnad og elsertifikatpris lik NOK 0. Resultatet er ikke nødvendigvis korrekt på grunn av usikkerhet tilknyttet strømpris, kapasitetsfaktor, investeringsutgift og driftskostnader. Som nevnt tidligere er det brukt en beskjeden kapasitetsfaktor i grunnscenariet. Dette betyr at det sannsynligvis ikke er så mye som 32,48% mer lønnsomt å investere om fem år. Likevel kan det konkluderes med at det er en ventepremie i vindkraft. Lønnsomheten er, til tross for utsatte innbetalinger og en utfasing av elsertifikatordningen, høyere enn hva den er i dag, basert på våre beregninger. Dette betyr også at den i 2024 ikke vil være avhengig av subsidier for å være lønnsom.

Begreper

Avkastningskrav

- Avkastningskravet for en investering skal reflektere hvilken avkastning eierne og andre kapitalleverandører kan oppnå ved alternativ plassering av kapitalen med samme risiko som denne investeringen.

Brukstid

- Brukstid sier hvor mange timer et kraftanlegg eller turbin må produsere på full effekt for å levere oppnådd årsproduksjon. For eksempel ville et kraftanlegg som produserte på 50% kapasitet i 3000 timer i løpet av året hatt en brukstid på 1500 timer.

Fullasttimer

- Det samme som brukstid. Et kraftanlegg som produserte på 50% kapasitet i 3000 timer i løpet av året ville hatt 1500 fullasttimer.

Grunnscenario

- En lønnsomhetsvurdering av et typisk norsk vindkraftanlegg i 2019. Et estimat på forutsetningene er gjort for å reflektere dagens situasjon.

Day-ahead marked

- Day ahead markedet er et marked for kjøp og salg av kraft. Kraftprisen blir her estimert ved hjelp av en implisitt auksjon der kraftleverandører og kraftprodusent meder inn til Nordpool hva de henholdsvis ønsker å kjøpe og selge kraften sin for.

Diskontere

- Å diskontere betyr å omregne en eller flere betalings verdi til et annet tidspunkt enn betalingstidspunktet.
- Å beregne en fremtidig verdi til en nåverdi.

Elsertifikater

- Et bevis utstedt av staten for at det er produsert en megawatttime fornybar elektrisk energi. Elsertifikater kan omsettes til enhver som har opprettet elsertifikatkonto.

Forwardkontrakt

- Forwardkontrakt er en ikke-standardisert kontrakt om levering av et verdipapir eller en vare på et bestemt tidspunkt i fremtiden og til en fastsatt pris. Tidspunkt, spesifikasjoner og pris avtales spesielt for hver enkelt kontrakt.

Futurekontrakt

- Futurekontrakt er en standardisert terminkontrakt for kjøp og salg av et verdipapir eller en vare i fremtiden. I kontrakten er det spesifisert hvilken vare eller verdipapir kontrakten gjelder, hvilken pris som skal betales og når handelen skal skje.

Følsomhetsanalyse

- Følsomhetsanalyse er en analysemetode som brukes til å identifisere hvor mye variasjoner i inngangsverdiene for en gitt variabel vil påvirke resultatene for en matematisk modell.

Kapasitetsfaktor

- Forholdet mellom oppnådd årsproduksjon og den produksjonen kraftverket ville ha oppnådd med konstant full ytelse gjennom hele året.

Kapital

- En betegnelse som i økonomien betyr beholdning av økonomiske goder.

Konsesjon

- Konsesjon er en tillatelse eller godkjenning av offentlig myndighet som etter lovgivningen er nødvendig for å sette i verk en virksomhet eller et tiltak.

Kontantstrøm

- Kontantstrøm er forskjellen mellom innbetalinger og utbetalinger for en virksomhet i en gitt regnskapsperiode.

LCOE (Levelized cost of energy)

- Den totale kostnaden for et prosjekt dividert med totalproduksjonen til kraftverket over dets livstid. LCOE er i denne oppgaven oppgitt i kroner per kilowattime (NOK/kWh).

NASDAQ OMX commodities

- NASDAQ OMX commodities er globalt akjemarked for kjøp og salg av råvarer. Dette inkluderer f.eks. olje, gass, CO₂-kvoter, mm.

Nominell utgangseffekt

- Den høyeste effekt et elektrisk anlegg kan yte uten å ta skade.

Nord Pool

- Et aksjeselskap med det formål å organisere, drive og videreutvikle en markedsplass for fysisk handel med elektrisk kraft og andre energiprodukter.

Spotpris

- Spotpris er prisen på elektrisk kraft for fysisk levering neste døgn. Prisen beregnes hver dag av kraftbørsen Nord Pool.

Subsidie

- Økonomisk støtte eller bidrag til en næringsvirksomhet, enten fra staten eller private aktører.

Litteraturliste

- Aanesen, T. (2019). Rekordhøy strømpris for husholdninger. Retrieved from <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/rekordhoy-strompris-for-husholdninger> (20.05.19)
- Askheim, L. O. (2018). Nord Pool ASA. Retrieved from https://snl.no/Nord_Pool_ASA (20.05.19)
- Bartnes, G., Amundsen, J. S., & Holm, I. B. (2018). Kraftmarkedsanalyse 2018-2030. Retrieved from http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_84.pdf
- Boyle, G. (2012). Renewable energy. Power for a sustainable future (3 ed.).
- Buvik, M., Hole, J., Horne, H., Østenby, A. M., Koestler, V., Isachsen, O. K., & Ericson, T. B. (2019). Kostnader for kraftproduksjon 2018. Retrieved from http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_07.pdf
- Bøhren, Ø., & Gjørnum, I. (2016a). Finans: Innføring i investering og finansiering (Vol. 2): Fagbokforlaget.
- Dale, A., & Husabø, L. I. (2013). En analyse av norske vindkraftverks langsiktige marginalkostnad (Levelized Cost Of Energy- LCOE) og konkurransevne i dag og frem mot 2030. (Master). Norges handelshøyskole, Retrieved from https://openaccess.nhh.no/nhh-xmlui/bitstream/handle/11250/170182/dale_husaboe_2013.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Day, A. T. (2012). Småskala vindkraft - En lønnsomhetsmodell. (Master). Universitetet for miljø og biovitenskap, Retrieved from <https://nmbu.brage.unit.no/nmbu-xmlui/bitstream/handle/11250/186871/AlexanderTDay2012.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- DOE. (2015). Levelized Cost of Energy (LCOE). Retrieved from <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/08/f25/LCOE.pdf>
- Energifakta Norge. (2019). Kraftmarkedet. Retrieved from <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/> (20.05.19)
- Fredriksen, K. (2018). Vi bruker mindre strøm hjemme. Retrieved from <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/vi-bruker-mindre-strom-hjemme> (20.05.19)
- Gjøølberg, O., & Johnsen, T. (2007). Investeringer i produksjon av fornybar energi: Hvilket avkastningskrav bør Enova SF legge til grunn?
- Gundersen, T. (U.Å.) Spotpris. Retrieved from <https://www.ge.no/no/spotpris-i-dag> (20.05.19)
- Hjermann, L., & Bull, M. (2019). Kraftkommentaren. Retrieved from https://m.dnb.no/portalfont/nedlast/no/markets/analyser-rapporter/norske/kraftkommentaren/190322__Kraftkommentaren_2019.pdf
- Idsø, J. (2014). Rentekrav. Retrieved from <https://snl.no/rentekrav> (27.03.19)
- IRENA. (2016). The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025. Retrieved from https://www.irena.org/publications/2016/Jun/The-Power-to-Change-Solar-and-Wind-Cost-Reduction-Potential-to-2025?fbclid=IwAR16j_z0YzGu8C_uk0u0zw6OdQE1CE-7fALeO4oeeRb50e0evXdlllgSmpQ
- IRENA. (2017). Renewable Power Generation Costs in 2017. Retrieved from https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf

Jakobsen, S., Mindberg, S., Østenby, A., & Dalen, E. (2019). Forslag til nasjonal ramme for vindkraft. Retrieved from http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_12.pdf

Jakobsen, S., Mindberg, S., Østenby, A., Dalen, E., Lundsbakken, M., Bjerkestrand, E., . . . Krogvold, J. (2019). Forslag til nasjonal ramme for vindkraft. Retrieved from http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_12.pdf

Lovdata. (2011). Elsertifikatloven. Lov om elsertifikater. LOV-2011-06-24-39

NASDAQ. (2019a). Market Prices. Retrieved from <http://www.nasdaqomx.com/transactions/markets/commodities/market-prices?fbclid=IwAR1f2NZYO0EodyFyh6dzN7erLqunUdNqcpKDZUCcYXjvw80IHOhmM2qfxDU> (22.05.19)

NASDAQ. (2019b). Who we are & Our History. Retrieved from <https://business.nasdaq.com/trade/commodities/who-we-are/index.html> (25.05.19)

Nasdaq. (2019c). Elsertmar-20. Retrieved from http://www.nasdaqomx.com/transactions/markets/commodities/market-prices/history?fbclid=IwAR0qn0gGCSg5huGuUU-zhZbpP85HnSxNYXKK5gu-K7Ps9gjb8Z4_rfn-tnI (04.04.19)

Nesbakk, L. G. (2014). Driftskostnad. Retrieved from <https://snl.no/driftskostnad> (28.03.19)

Nord Pool. (2017). Day-ahead market. Retrieved from <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Day-ahead-market/> (20.05.19)

Nord Pool. (2019). Day-ahead prices. Retrieved from <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/NO/Daily1/?view=table> (12.05.19)

NVE. (2011). Kostnader ved produksjon av kraft og varme. Retrieved from http://publikasjoner.nve.no/haandbok/2011/haandbok2011_01.pdf

NVE. (2015a). Elsertifikater. Retrieved from <https://www.nve.no/energiforsyning/elsertifikater/> (11.05.19)

NVE. (2015b). The Norwegian-Swedish Electricity Certificate Market. Retrieved from https://www.nve.no/Media/4750/elcertifikat-2015-en_web.pdf?fbclid=IwAR0URpyycN07AmB0fPERbhmhDUGkSpgBGrWtnHK_QBTxGr_mqNWU2awMhwc

NVE. (2018a). Elsertifikater: Kvartalsrapport nr. 4 2018. In.

NVE. (2018b). Om kraftmarkedet og det norske kraftsystemet. Retrieved from https://www.nve.no/stromkunde/om-kraftmarkedet-og-det-norske-kraftsystemet/?fbclid=IwAR1hEB2B33DcUvE9vHvYJUoWQ_LslpS30elBGloozJOsdug3r3Vkj5jScM (22.05.19)

NVE. (2019a). Energiforsyning vindkraft. Retrieved from <https://www.nve.no/energiforsyning/vindkraft/> (02.05.19)

NVE. (2019b). Kostnader i energisektoren. Retrieved from <https://www.nve.no/energiforsyning/energiforsyningsdata/kostnader-i-energiesektoren/?ref=mainmenu> (12.05.19)

NVE. (2019c). Vindkraftfata. Retrieved from <https://www.nve.no/energiforsyning/vindkraft/vindkraftdata/?ref=mainmenu>

- NVE. (2019d). Produksjonsrapporter. Retrieved from <https://www.nve.no/energiforsyning/vindkraft/produksjonsrapporter/?ref=mainmenu>
- Olerud, K. (2014). Klimavoter. Retrieved from <https://snl.no/klimavoter?fbclid=IwAR2qj2QUONTIFAYcwC9HtDUrjOq1ZuFIM83KNAPvdwStNeB9CEZAKwcvGZw> (22.05.19)
- Pedersen, R. (2016). Futures og forwards. Retrieved from <https://www.smartepenger.no/sparing/1305-futures-og-forwards> (20.05.19)
- Rammen, K. (2019). Netto nåverdi (nåverdimetoden). Retrieved from <https://finanssans.no/netto-n%C3%A5verdi> (15.05.19)
- Ruud, H. (2010). Nytte- kostnadsanalyse av Smøla vindpark. (Master). Universitetet i Oslo, Retrieved from <https://www.duo.uio.no/bitstream/handle/10852/17653/levertxoppgave.pdf?sequence=2&isAllowed=y>
- Rørstad, P. K., & Bolkesjø, T. F. (2010). Grønne sertifikater - Hvem - Hva - Hvor? Retrieved from Årsmelding 2010. Institutt for miljø og naturforvaltning: <http://www.umb.no/statisk/ina/publikasjoner/arsmelding/am10.pdf>
- Ursin, L. (2018). Hva bestemmer strømprisen? Retrieved from <https://energiogklima.no/nyhet/ekspertintervjuet-hva-bestemmer-stromprisen/?fbclid=IwAR2TSvVXmcwwaqFwrUfd5KI8b6Gcbq48ITfq2uixiAc0MF1KUmVqyvOQKA> (22.05.19)
- Vindportalen. (U.Å). Informasjonsside om vindkraft. Retrieved from <https://www.vindportalen.no/Vindportalen-informasjons-siden-om-vindkraft/OEkonomi/Inntekter> (20.05.19)
- Vindportalen. (2018). Vindkraft i Norge. Retrieved from <https://www.vindportalen.no/Vindportalen-informasjons-siden-om-vindkraft/Vindkraft/Vindkraft-i-Norge>
- Vindportalen. (2019). Konesjonsprosessen. Retrieved from <https://www.vindportalen.no/Vindportalen-informasjons-siden-om-vindkraft/Lover-og-forskrifter/Konsensjonsprosessen> (20.05.19)
- Weir, D., & Aksnes, N. (2018). Vindkraft - produksjon i 2017. Retrieved from http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_10.pdf
- Weir, D. E. (2018). Nasjonal ramme for vindkraft - Kart over produksjonskostnad for vindkraftutbygging i Norge. Retrieved from <https://www.nve.no/Media/6958/nasjonal-ramme-for-vindkraft-lcoe-kart.pdf>
- Wiser, R., Jenni, K., Seel, J., Baker, E., Hand, M., Lantz, E., & Smith, A. (2016.06). Forecasting wind energy costs & cost drivers. Retrieved from IEA Wind: <http://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/lbnl-1005717.pdf>