



Høgskulen  
på Vestlandet

# BACHELOROPPGAVE

Kostnadsutviklingen knyttet til vindkraft

The Cost Development of Wind Power

**Siren Javenes Flaa**

Bachelor i økonomi og jus

Fakultet for økonomi og samfunnsvitenskap

Institutt for økonomi og administrasjon

Veileder: Johannes Idsø

Innleveringsdato: 14.05.20

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, § 12-1.

# Forord

Denne oppgaven er skrevet i forbindelse med avslutningen av bachelorutdanningen i økonomi og jus ved Høgskulen på Vestlandet.

Temaet for oppgaven er vindkraft, som for tiden er et aktuelt tema. Etter hvert som jeg fikk lest meg ordentlig opp på ulike ting ved dette, fant jeg fort ut av at kostnader knyttet til vindkraft var interessant. Selve skriveprosessen har vært krevende, men spennende. På tross av stengte lesesaler og bibliotek, har jeg nå kommet i mål med en oppgave som jeg har lært utrolig mye av å skrive.

Jeg vil takke min veileder, Johannes Idsø for gode råd og tilbakemeldinger gjennom hele prosessen. I tillegg ønsker jeg å takke venner og familie for støtte og korrekturlesing underveis.

Sogndal, 14. mai 2020

Siren J. Flaa

## Sammendrag

For tiden er global oppvarming og klimagassutslipp temaer som er svært aktuelle. I den forbindelse er blant annet fornybar energi et sentralt element. Selv om vi i Norge som regel er nettoeksportører av kraft, bygges det stadig ut mer vindkraft. I tillegg nevnes det flere steder at kostnadene knyttet til dette har gått betydelig ned de siste årene. Likevel blir denne typen produksjon fortsatt subsidiert ved hjelp av elsertifikater og kort avskrivningstid. Dette kan tyde på at kostnadene ikke er like lave som det noen tidligere rapporter skal ha det til. Dette er grunnen til at jeg har valgt problemstillingen:

*«Har kostnadene knyttet til landbasert vindkraft i Norge gått ned i løpet av perioden 2000 til 2018?»*

For å finne svaret på dette, har jeg gjennomført en kvalitativ dokumentundersøkelse av fem vindkraftverk som fikk konsesjon i løpet av den aktuelle perioden. Ut ifra dokumentene «Bakgrunn for vedtak» har jeg hentet ut kostnadene, regnet dem om og justert for inflasjon, slik at det var mulig å sammenligne dem.

Mine funn viser at kostnadene både har økt og blitt redusert. Samlet sett har det skjedd en liten økning i LCOE, selv om både investerings-, drifts- og vedlikeholdskostnadene har hatt en nedgang i perioden. Etter å ha sett disse resultatene sammen med tidligere forskning, har jeg kommet frem til at LCOE og investeringskostnadene har gått ned. På tross av dette er det likevel planlagt å holde flere av subsidieordningene i gang fremover. Drifts- og vedlikeholdskostnadene er prosjektspesifikke. Det vil derfor være unaturlig å si at disse har hatt en utvikling på nasjonalt nivå.

## Abstract

Global warming and emission of greenhouse gases are current topics. As a part of this, renewable energy is an important element. Norway is usually net exporter of power. Despite this, we still expand the amount of wind power. Several reports say that the costs of wind power have been reduced for several years. However, wind power productions are still subsidized through electricity certificates and shorter depreciation periods. This can indicate that the costs are not as low as some previous reports say it is. This is the background for the choice of my research question:

*«Have the costs of onshore wind power in Norway been reduced during the period 2000 to 2018?»*

I have done a qualitative document research of five wind power stations that got their concession during the period 2000 to 2018. By using the documents called “Background for decision”, I found the costs related to these power stations. After converting them, and adjusting them for inflation, it was possible to compare them against each other.

My findings show that the costs have both increased and decreased during the period. Overall, LCOE has increased, even though the costs of investment, operations and maintenance have decreased. After looking at the results next to previous research, my conclusion is that both LCOE and the investment costs have decreased. Despite this, subsidies are still handed out to expand the amount of wind power. The costs that arise from operations and maintenance is depending on each project individually. Therefore, we cannot say that they have developed on a national level.

# Innholdsfortegnelse

<b>Forord</b> .....	<b>i</b>
<b>Sammendrag</b> .....	<b>ii</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>iii</b>
Formeloversikt .....	vi
Figuroversikt .....	vi
Tabelloversikt.....	vi
<b>1 Innledning</b> .....	<b>1</b>
1.1 Bakgrunn.....	1
1.2 Valg av problemstilling.....	2
<b>2 Vindkraft og kostnader</b> .....	<b>3</b>
2.1 Bedriftsøkonomiske kostnader .....	3
2.1.1 Investeringskostnader.....	3
2.1.2 Drifts- og vedlikeholdskostnader .....	5
2.1.3 Produksjonskostnader over levetiden (LCOE).....	8
2.1.4 Kalkulasjonsrente .....	10
2.1.5 Inflasjon og realrente.....	12
2.2 Samfunnsøkonomisk effektivitet.....	13
2.2.1 Eksterne virkninger .....	13
2.2.2 Subsidier og skatt .....	14
<b>3 Kostnadsutvikling</b> .....	<b>17</b>
3.1 Kostnadsutviklingen i Norge.....	17
3.2 Den internasjonale kostnadsutviklingen.....	18
3.3 Årsaker til kostnadsutvikling .....	19
<b>4 Konesjonssaker</b> .....	<b>20</b>
4.1 Konesjonsprosessen .....	20
4.2 Konesjonssakene .....	21
<b>5 Metode</b> .....	<b>23</b>
5.1 Sammenlignende casestudie.....	23

5.2 Kvalitativ metode .....	23
5.2.1 Fordeler og utfordringer .....	23
5.3 Dokumentundersøkelse .....	24
5.3.1 Valg av caser .....	25
5.3.2 Behandling av datamateriale .....	25
5.4 Avgrensninger og forutsetninger .....	26
<b>6 Resultat .....</b>	<b>28</b>
6.1 Tall fra konsesjonssakene .....	28
6.2 Kostnadsberegninger .....	29
6.2.1 Smøla vindkraftverk .....	29
6.2.2 Midtfjellet vindkraftverk .....	30
6.2.3 Storheia vindkraftverk .....	31
6.2.4 Guleslettene vindkraftverk .....	31
6.2.5 Havøygavlen vindkraftverk .....	31
6.3 Beregning av LCOE .....	33
6.4 Tabellarisk fremstilling av kostnadene .....	33
6.5 Grafiske fremstillinger av kostnadsutviklingen .....	34
6.6 Andre relevante forhold .....	36
<b>7 Analyse og drøfting .....</b>	<b>37</b>
7.1 Produksjonskostnader over levetiden .....	37
7.2 Investeringskostnader .....	38
7.3 Drifts- og vedlikeholdskostnader .....	39
7.4 Kostnader og subsidier .....	41
<b>8 Konklusjon .....</b>	<b>43</b>
8.1 Kostnadsutviklingen .....	43
8.2 Feilkilder .....	44
8.3 Forslag til videre forskning .....	45
<b>Litteratur .....</b>	<b>46</b>
<b>Vedlegg .....</b>	<b>53</b>
Vedlegg 1: Beregning av LCOE i regneark .....	53

## Formeloversikt

Formel 1: Skattereduksjon som følge av avskrivninger .....	4
Formel 2: Nåverdi .....	5
Formel 3: Energiledd .....	6
Formel 4: Levelized Costs of Electricity (LCOE).....	8
Formel 5: LCOE uten energi- og brenselskostnader .....	8
Formel 6: Brukstid .....	9
Formel 7: Kapasitetsfaktor .....	10
Formel 8: Kapitalverdimodellen .....	11
Formel 9: Realrente.....	12

## Figuroversikt

Figur 1: Effekten av negative eksterne virkninger .....	14
Figur 2: Effekten av subsidier .....	15
Figur 3: Utviklingen til LCOE .....	34
Figur 4: Utviklingen til drifts- og vedlikeholdskostnadene.....	35
Figur 5: Utviklingen til investeringskostnadene .....	35

## Tabelloversikt

Tabell 1: Tall fra konsesjonssakene .....	28
Tabell 2: Beregning av LCOE i regneark.....	33
Tabell 3: Kostnadene knyttet til vindkraftverkene justert for inflasjon.....	34

# 1 Innledning

## 1.1 Bakgrunn

Fokuset på klima og global oppvarming er et tema som for tiden er svært aktuelt. I den forbindelse er reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslipp en av mange faktorer som stadig diskuteres. Noe av det viktigste vi kan gjøre for å få ned CO<sub>2</sub>-utslippene er å produsere fornybar energi (Enova, 2014, s. 4), slik som vind- og vannkraft. I EU er målet at fornybarandelen skal være på 27% innen 2030 (Utenriksdepartementet, 2014). Ifølge Eurostat var denne andelen i Norge på 72,8% i 2018 (Eurostat, 2020). Målet om at Norge og Sverige til sammen skulle ha økt fornybarproduksjonen med 28,4 terrawattimer (TWh) innen 2020 ble nådd året før. Likevel bygges og planlegges det flere vindkraftverk enn noen gang (Statkraft, 2018, s. 12; NVE, 2020a). Per 2019 ble det produsert strøm fra 800 turbiner, fordelt på 39 vindkraftverk. Disse produserer omtrent 4% av landets totale kraftproduksjon (NVE, 2020b; NVE, 2020c).

Kraftmarkedet vi er med i består av alle landene i Norden, og baserer seg på monopol og markedsbasert produksjon og omsetning av kraft. Dette markedet er en del av det europeiske kraftmarkedet (Olje- og energidepartementet, 2019b). Vanligvis er Norge nettoeksportør av kraft, men i 2019 importerte vi mer strøm fra utlandet enn det vi eksporterte. Dette skjedde på tross av at vi produserte mer vindkraft enn noen gang (NVE, 2019d, s. 2).

I en rapport fra Enova (2014) kommer det fram at «Vindkraft som teknologi gir Norge muligheter til å utvikle et stort og internasjonalt marked for fornybar kraftproduksjon (...). Men skal man satse må det være utsikter til å tjene penger» (s. 3). Lønnsomheten til en vindkraftinvestering vil naturligvis være avhengig av kostnadene. Dermed vil dette også være en stor del av beslutningsgrunnlaget. Dette er bakgrunnen for at jeg har valgt å skrive om kostnader knyttet til vindkraft.



## 1.2 Valg av problemstilling

Det blir nevnt flere steder at kostnadene knyttet til vindkraftutbygging stadig blir billigere. Ifølge THEMA Consulting Group (2019) hadde kostnadene på vurderingstidspunktet halvert seg i løpet av 10 år, mens Statkraft skriver på sine hjemmesider at de har gått ned med 70% i løpet av den samme (Statkraft, u.å.). På tross av dette, deles det ut subsidier til flere utbygginger. Selv om investeringsstøtten fra Enova ikke lengre deles ut, holder vi fortsatt på med elsertifikatordningen. I tillegg vil reglene om kort avskrivningstid bidra til å øke produksjonen. Slike subsidier har som formål å øke utbyggingen av fornybar energi. Dette kan tyde på at kostnadene kanskje ikke er så lave som det en skal ha det til. Formålet med min undersøkelse er å se om det faktisk stemmer at kostnadene går nedover. Problemstillingen jeg har valgt er dermed:

*Har kostnadene knyttet til landbasert vindkraft i Norge gått ned i perioden 2000 til 2018?*

## 2 Vindkraft og kostnader

I dette kapitlet tar jeg for meg de samfunnsøkonomiske kostnadene knyttet til vindkraftutbygging. Disse består av de bedriftsøkonomiske kostnadene og kostnader knyttet til de eksterne virkningene som følge av vindkraftutbygging. Jeg vil først fokusere på de bedriftsøkonomiske kostnadene. Deretter ser jeg på de eksterne virkningene.

### 2.1 Bedriftsøkonomiske kostnader

#### 2.1.1 Investeringskostnader

En investeringskostnad er engangskostnadene som er knyttet til innkjøp og installasjon av anlegget. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) deler disse kostnadene inn i «turbinkostnader» og «andre investeringskostnader» (Jakobsen et al., 2019, s. 97).

##### 2.1.1.1 Turbinkostnader

Innkjøp av turbiner utgjør som regel mellom 60 og 70% av investeringskostnadene, og er dermed den største delen av de totale investeringskostnadene (Jakobsen et al., 2019, s. 97). I tillegg til selve turbinene, regner vi med kostnader knyttet til frakt og montasje (Sidelnikova et al., 2015, s. 61). Tall fra 2019 viste at de totale turbinkostnadene i 2019 utgjorde 76,4% av de totale investeringskostnadene (NORWEA, 2019). Innkjøpskostnaden er avhengig av hvor mange turbiner en skal ha og hvor stor effekt disse skal ha. Ifølge Weir (2018) er det vindhastigheten som er den viktigste driveren for produksjonskostnadene.

##### 2.1.1.2 Andre investeringskostnader

Det er ikke alltid like lett å komme til på de aktuelle områdene. Da vil det være aktuelt å bygge ut veier, slik at turbiner og annet nødvendig utstyr kan fraktes dit. I tillegg kan det i noen tilfeller være aktuelt å investere i nye bygg eller kaier i forbindelse med utbygging og drift. Samtidig skal det bygges fundamenter som turbinene skal stå på. Kostnader knyttet til prosjektledelse består av lønn til prosjektansatte, og konsulent- og prosjekteringskostnader

(Sidenikova et al., 2015, s. 61). Disse oppstår blant annet i forbindelse med planlegging av prosjektet (IRENA, 2018, s. 90).

I forbindelse med tilkobling til strømmettet, både innenfor og utenfor selve vindparken, vil det påløpe kostnader (Sidelnikova et al., 2015, s. 61). Her går kostnadene til påkoblinger, og styrings- og kontrollanlegg (Sidelnikova et al., 2015, s. 61; IRENA, 2018, s. 90).

Landområdet som turbinene skal stå på kan enten leies over en lengre periode, eller kjøpes fra grunneier. Det siste alternativet vil, i tillegg til selve ervervelseskostnaden, føre med seg en del administrative kostnader (IRENA, 2018, s. 90). Dersom valget faller på leie, vil det oppstå driftskostnader i stedet for investeringskostnader (Sidelnikova et al., 2015, s. 63).

### 2.1.1.3 Avskrivninger

Anlegg som er anskaffet før 19. juni 2015 skal avskrives etter saldometoden. Her skal gir, rotor og generator avskrives i saldogruppe d, tårn, anlegg og bygninger i saldogruppe h, og transformator og ledninger i saldogruppe g. Dette gir avskrivninger på henholdsvis 20, 4 og 5% (Skatteetaten, 2018).

Etter skattelovens bestemmelser kan vindkraftverk som er ervervet mellom 19. juni 2015 og utgangen av 2021 avskrives lineært over 5 år (Skatteloven, 1999, § 14-51; Skatteetaten, 2018). Når avskrivningsperioden er kort, vil skattefradragene øke. Dette er en fordel for de som eier vindkraftverkene (NOU 2019:16, s. 147). Ifølge Bredesen (2015) er den skattepliktige inntekten prosjektets kontantstrøm, fratrukket de skattemessige avskrivningene (s. 258). Det vil si at skattereduksjonen beregnes ved hjelp av skattesatsen og avskrivningsbeløpet:

$$\text{Årlig skattereduksjon (kr)} = \text{Årlig avskrivning (kr)} * \text{Skattesats (\%)}$$

*Formel 1: Skattereduksjon som følge av avskrivninger*

Dersom et vindkraftanlegg med en turbinpris på 1500 millioner norske kroner (MNOK) avskrives over 20 år, vil det årlige avskrivningsbeløpet være 75 MNOK. Med en skattesats på 27% får vi en årlig skattereduksjon på 20,25 MNOK.

Nåverdien av skattereduksjonen finner vi ved hjelp av følgende formel:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t}$$

$n =$  Antall år

$t =$  År

$CF_t =$  Skattereduksjon i år  $t$

$i =$  Diskonteringsrente

(Bredesen, 2015)

*Formel 2: Nåverdi*

Forutsatt en diskonteringsrente på 6% vil nåverdien av skattereduksjonen som følge av avskrivninger over 20 år bli:

$$\sum_{t=1}^{20} \frac{20,25}{(1+0,06)^t} = 232,26 \text{ MNOK}$$

Dersom det samme prosjektet avskrives over 5 år, ville det årlige beløpet blitt 300 MNOK.

Dette gir en årlig skattereduksjon på 81 MNOK. Da vil nåverdien bli:

$$\sum_{t=1}^5 \frac{81}{(1+0,06)^t} = 341,2 \text{ MNOK}$$

En kortere avskrivningstid vil altså gi en større skattereduksjon fordi det årlige avskrivningsbeløpet er høyere. Dette bidrar til lavere kostnader, som igjen vil øke lønnsomheten. På denne måten kan myndighetene fremme utbygging av vindkraft.

## 2.1.2 Drifts- og vedlikeholdskostnader

Driftskostnadene er de kostnadene som påløper gjennom drift av anlegget. I dette tilfellet vil det være kostnadene knyttet til produksjon og distribusjon av strøm. Vedlikeholdskostnadene oppstår i forbindelse med vedlikehold av turbinene. Vinden i det aktuelle området har stor påvirkning for investeringens lønnsomhet (Blanco, 2009). Grunnen til dette er at vindhastigheten er en av faktorene som har mye å si for produksjonsforholdene. Både

ekstremvind og svak vind i det aktuelle området er forhold som kan være avgjørende for om det kan produsere kraft der (Jakobsen et al., 2019, s. 97). Gode produksjonsforhold vil igjen kunne legge til rette for lave driftskostnader. Dessuten vil utnyttelse av vindressursene ikke medføre noen kostnader (Sidelnikova et al., 2015). Ifølge NVE sine hjemmesider lå drifts- og vedlikeholdskostnadene for landbasert vindkraft i Norge på 10 øre per kilowattime (kWh) i 2018, forutsatt et avkastningskrav på 6%. Sammenlignet med andre former for kraftproduksjon, var det kun kjernekraft, på 12 øre/kWh som hadde høyere driftskostnader dette året (NVE, 2019a). Dette viser at drifts- og vedlikeholdskostnadene knyttet til vindkraft er høye i forhold til mange andre former for kraftproduksjon.

### 2.1.2.1 Levetid

Vi skiller mellom fysisk og økonomisk levetid. Den fysiske levetiden er den perioden anlegget vil kunne gjøre nytte for seg i samfunnet. Den økonomiske levetiden er den tiden det vil være økonomisk lønnsomt å ha det i drift (Bredesen, 2015, s. 112; NVE, 2003, s. 38). I analyser brukes vanligvis den økonomiske levetiden (NVE, 2003, s. 38), og ved vindkraftutbygginger settes denne analyseperioden til 20 år (NVE, 2003, s. 42; NVE, 2019a; Sidelnikova et al., 2015, s. 60). Likevel er det ikke alltid slik i praksis. Tall fra Danmark viser at en gjennomsnittlig vindmølle i perioden 1977 til 2016 hadde en levetid på 18,42 år (Sacchi, Besseau, Pérez-Lopéz & Blanc, 2019).

### 2.1.2.2 Innmatingstariffer

Det følger kostnader med bruk av transmisjonsnett. Disse er fastsatt i en tariffmodell, og skal bidra til at utnyttelsen av nettet er effektivt. Denne modellen er delt inn i et fast og et variabelt ledd. Det faste leddet bestemmes av strømproduksjon og strømforbruk. Det variable leddet kalles også energileddet, og sier noe om hvor mye nettet blir belastet når en tar inn eller ut kraft (Statnett, 2019b, s. 2-3). Statnett beregner dette leddet på følgende måte:

$$\text{Energiledd (kr)} = \text{Områdepris(kr/MWh)} * \text{Marginaltapssats (\%)} * \text{Energiuttak/Energi innlevert (MWh)}$$

(Statnett, 2019b, s. 14)

*Formel 3: Energiledd*

Norge er delt inn i fem budområder. Disse kan vi se på som ulike markedsområder. Tilsvarende finner vi også i de andre nordiske landene, som en del av det samme kraftmarkedet. Områdeprisen forteller hvor mye det kostnader å produsere 1 megawattime (MWh) kraft i et budområde. På grunn av ulike kraftsituasjoner i de ulike områdene og sesongvariasjoner vil det kunne oppstå flaskehalser, og de forskjellige budområdene vil få ulike kraftpriser. Dette fungerer slik at de områdene med kraftunderskudd vil få en høyere områdepris enn i de områdene som har kraftoverskudd. Da vil overskuddet fra de stedene der det produseres for mye strøm, til de områdene der det er høye priser og behov for import. Ved hjelp av en slik balansering, blir det sørget for at mengden produsert kraft er lik det faktiske forbruket (Olje- og energidepartementet, 2019b; Statnett, 2019b).

Ved en marginal endring i innmatingen eller strømuttaket, vil det skje en endring i nettbelastningen. Marginaltapssatsen viser denne prosentvise endringen (Forskrift om kontroll av nettvirkosomhet, 1999, § 1-3). Disse tapene varierer etter når på året og døgnet det er, hvor produksjonskilden befinner seg, og hvor stort forbruket er (Haugen, Haugland, Vingås & Johnsen-Solløs, 2004, s. 17). Den siste delen av energileddet sier noe om hvor mye energi som er tatt inn eller ut fra nettet. Kort fortalt viser energileddet hvor mye belastningen av nettet, som følge av innmating og uttak av kraft, koster i et gitt område (Statnett, 2019b, s. 3).

Det faste leddet av innmatingstariffen er en sats som settes på bakgrunn av gjennomsnittet av det maksimale strømforbruket en kunde har i løpet av et år, fra de siste 5 årene (Hofstad, 2019; Statnett, 2019b, s. 14). For 2020 er denne satsen satt til 1,21 øre/kWh for produsenter (Statnett, 2019b, s. 4).

### 2.1.2.3 Andre drifts- og vedlikeholdskostnader

På grunn av blant annet temperaturforskjeller og ulike vindforhold, vil kraftbalansen endre seg fra år til år. Denne beskriver forholdet mellom mengden produsert kraft, og den mengden som faktisk er konsumert (Olje- og energidepartementet, 2019d). Ved produksjon av elektrisk kraft må både forbruket og produksjonen være den samme, fordi dette er vanskelig å lagre (Olje- og energidepartementet, 2019b). Balanseringskostnader er kostnader som oppstår i forbindelse med en slik kraftbalansering (Skorstad, 2014, s. 4). I tillegg til dette, vil det å ha ansatte til å styre og administrere naturligvis gi kostnader (NVE, 2019b). Dersom den aktuelle

kommunen har innført det skal kraftselskapene betale en eiendomsskatt på mellom 2 og 7 promille av verdien på vindparken (NORWEA, 2019, s. 10). Utenom dette vil det oppstå kostnader til vedlikehold av turbiner, vei og kabler, overvåkning, forsikring av anlegget og eventuelle kostnader i forbindelse med leie av landarealer (Sidelnikova et al., 2015, s. 63; Blanco, 2009, s. 1373; Vindportalen, u.å.).

### 2.1.3 Produksjonskostnader over levetiden (LCOE)

Produksjonskostnadene består av både investeringskostnader, og drifts- og vedlikeholdskostnader (NVE, 2000, s. 53). Når vi snakker om lønnsomhet knyttet til vindkraftverk, eller energiproduksjon generelt, bruker vi ofte Levelized Costs of Energy (LCOE). Dette kan defineres som anleggets kostnader over levetiden. Det vil si investerings totale kostnader, fordelt på den totale energiproduksjonen (Pawel, 2014, s. 69).

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

$I_t$  = Investerings – og utviklingskostnader i år  $t$

$M_t$  = Drifts – og vedlikeholdskostnader i år  $t$

$F_t$  = Energi – og brenselskostnader i år  $t$

$E_t$  = Energi produsert i år  $t$

$n$  = Økonomisk levetid

$r$  = Diskonteringsrente

(Sidelnikova et al., 2015, s. 25)

*Formel 4: Levelized Costs of Electricity (LCOE)*

En av fordelene med vindkraft og andre fornybare energikilder er at energi- og brenselskostnader kan falle bort (IRENA, 2012, s. 3). Da vil formelen bli seende slik ut:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

*Formel 5: LCOE uten energi- og brenselskostnader*

Formel 5 viser at LCOE er lik nåverdien av de totale investerings-, drifts- og vedlikeholdskostnadene. Denne er delt på nåverdien av den totale energien som anlegget vil produsere i løpet av sin levetid. Nåverdien finner vi ved hjelp av å neddiskontere kostnadene og produksjonen for hvert år ( $t$ ), ved hjelp av diskonteringsrenten som er bestemt på forhånd.

Sammenlignet med andre måter å beregne lønnsomhet på, slik som nåverdi- og internrentemetoden, forteller ikke LCOE noe om inntektene. Det er derfor vanskelig å si noe om den bedriftsøkonomiske lønnsomheten til prosjektet. LCOE brukes i større grad til å sammenligne de ulike produksjonsteknologiene (Ommedal, 2015, s. 18). Dette gjør det mulig å si noe om et vindkraftverk sin lønnsomhet, i forhold til andre vindkraftverk og andre typer kraftverk. For eksempel viser tall fra 2018 at vind- og vannkraft hadde produksjonskostnader som var nede i henholdsvis 34 og 35 øre/kWh. Sammenlignet med de andre produksjonsformene er dette lavt. For solkraft var for eksempel LCOE på 83 øre/kWh, mens prisen for kjernekraft lå på 60 øre/kWh. Alt forutsatt en kalkulasjonsrente på 6% (NVE, 2019a).

### 2.1.3.1 Brukstid og kapasitetsfaktor

Når vi snakker om produksjonsmengden til et vindkraftanlegg bruker en ofte begrepene brukstid, eller fullasttimer. Dette er antall timer anlegget må gå på full effekt for å oppnå den produksjonsmengden anlegget produserer i løpet av et år (Jakobsen et al., 2019, s.13). Ved lang brukstid er den årlige produksjonen høy sammenlignet med anleggets ytelse (Sidelnikova et al., 2015, s. 64). Brukstiden er avhengig av hvor god anleggets teknologi er, hvor effektivt driften er, og hvor gode vindressursene er i det aktuelle området (Weir, 2018, s. 3). Det vil si at et vindkraftverk med høy brukstid kan forventes å ha en effektiv kraftproduksjon, og vil dermed være mer lønnsomt enn et kraftverk med lavere brukstid. Anleggets kapasitetsfaktor forteller hvor stor del av året det går på full effekt (NORWEA, 2019, s. 13).

$$\text{Brukstid (timer)} = \frac{\text{Produsert energi på ett år (MWh)}}{\text{Installert turbineffekt (MW)}}$$

*Formel 6: Brukstid*

(Jakobsen et al., 2019, s. 13)



$$\text{Kapasitetsfaktor (\%)} = \frac{\text{Brukstid (timer)}}{8760 \text{ timer}}$$

*Formel 7: Kapasitetsfaktor*

(NORWEA, 2019, s. 13)

Per 2018 var brukstiden til norske vindkraftverk på 3820 timer per år (NVE, 2019a). Dette tilsvarer en kapasitetsfaktor på 43,61% av de 8760 timene vi har i løpet av et år. I en rapport fra 2017 kommer det fram at de nyeste kraftverkene har en høyere brukstid enn de som ble satt i drift tidlig. For eksempel har Andøya vindkraftverk, som ble satt i drift i 1991, en brukstid på 1225 timer per år (Weir & Aksnes, 2018, s. 13). Dette tilsvarer en kapasitetsfaktor på 13,98%. Ser vi på de større vindparkene, ble Smøla I & II satt i drift i 2002 med en gjennomsnittlig brukstid på 2384. I 2013 ble Midtfjellet vindpark satt i drift med en brukstid på 2953 (Weir & Aksnes, 2018, s. 13). Dette tilsvarer kapasitetsfaktorer på 27,21 og 33,71%. I perioden 1991 til 2018 har kapasitetsfaktoren hatt en økning på:

$$\frac{0,4361 - 0,1398}{0,1398} * 100\% = 212\%.$$

Det viser at kraftverkernes produktivitet isolert sett har mer enn tredoblet seg i løpet av disse årene (Taylor, 2018, s. 395).

## 2.1.4 Kalkulasjonsrente

Før vi setter i gang med et prosjekt må det gjøres en verdivurdering. Dette gjøres ved hjelp av et avkastningskrav. Ved hjelp av dette kan vi neddiskontere fremtidige beløp til nåverdien, slik at disse kan sammenlignes (Hagen, 2011, s. 4). Å være villig til å investere betyr å være villig til å avstå fra konsum på det gjeldende tidspunktet. For dette krever investor en kompensasjon for hver krone som er investert, slik at han kan få et høyere konsum ved et senere tidspunkt (Hagen, 2011, s. 10).

I sin rapport om avkastningskrav ved vindkraftinvesteringer, beskriver Gjølberg & Johnsen (2007) hvordan de har funnet frem til en slik rente ved hjelp av kapitalverdimodellen:

$$k = RF + \beta * MP$$

*RF = Risikofri avkastning*

*$\beta$  = Ikke – diversifiserbar risiko*

*MP = Markedspremie for aksjerisiko*

(Gjølberg & Johnsen, 2007, s. 7)

*Formel 8: Kapitalverdimodellen*

«En statsobligasjon er et bevis på at du har lånt penger til staten» (Bredesen, 2015, s. 99). Kupongrenten er statsobligasjonenes pålydende rente, og skal betales årlig (Norges Bank, 2020, s. 2). Når kupongrenten er fast, betales et rentebeløp som er avtalt på forhånd (Bredesen, 2015, s. 138). Dersom låntaker justerer renten i forbindelse med endringer i markedsrenten, har vi en flytende kupongrente (Bøhren & Michalsen, 2012, s. 179). På grunn av høyere inflasjons- og renterisiko, vil kupongrenten bli høyere når obligasjonen har lang løpetid. For å finne den risikofrie avkastningen (RF) er det vanlig å bruke dagens statsrente (Gjølberg & Johnsen, 2007, s. 16). Per 2019 var denne i snitt på 1,49 når løpetiden var på 10 år (Norges bank, 2019). Fordi vindkraftverkene har en forventet levetid på over 10 år, kan det tyde på at den kupongrenten vil være høyere enn den nevnte renten.

Markedspremien (MP) er det samme som meravkastningen til markedsporteføljen. En måte å finne denne på er ved hjelp av tidligere meravkastninger, eller ved å trekke den risikofrie renten fra den forventede avkastningen til markedsporteføljen (Gjølberg & Johnsen, 2007, s. 46; Bredesen, 2015, s. 384).

Risiko kan defineres som sannsynligheten for at vi får tilbake et annet beløp enn det vi har investert i et prosjekt (Damodaran, 2012, s. 58). Ikke-diversifiserbar, eller systematisk risiko ( $\beta$ ), er en type risiko som ikke er mulig å redusere fordi den påvirker alle selskapene i markedet. Dette kan være knyttet til usikkerhet om endringer i makromiljøet, som for eksempel konjunkturbevegelser og energipriser. Den usystematiske risikoen gjelder kun for en eller noen få bedrifter, og kan reduseres ved hjelp av diversifisering. Denne typen risiko kan for eksempel oppstå som en følge av overgang til ny teknologi eller dårlig kompetanse i bedriftens ledelse (Bøhren & Michalsen, 2012, s. 67-68). Ved vindkraftinvesteringer er det stor risiko knyttet til variasjon i strømprisene. Dersom disse blir for lave vil kraftselskapene

gå med underskudd, noe som gjør investeringen ulønnsom. I sin rapport, kommer Gjøølberg & Johnsen (2007) fram til en forretningsbeta, eller ikke-diversifiserbar risiko, på 0,8% (s. 7).

## 2.1.5 Inflasjon og realrente

Vi kan definere inflasjon som en prisstigning blant varer og tjenester. Denne beregnes ved hjelp av konsumprisindeksen (KPI). Det vil si prisindeksen for private varer og tjenester (Steigum, 2018, s. 22-23). Når vi skal sammenligne priser over tid bør vi ta hensyn til at kostnadene har steget i løpet av perioden. Da ser vi på de reelle kostnadene. Dersom vi ikke justerer for dette, vil det se ut som prisendringen har vært en annen enn den virkelige. Ifølge prisindekskalkulatoren til Statistisk Sentralbyrå (SSB), har den årlige inflasjonen i Norge variert mellom 0,4 og 3,8% i perioden 2000 til 2019. Disse tallene gir en gjennomsnittlig prisvekst på 2,03% per år. Mellom 2000 og mars 2020 har den samlede prisveksten vært på 47,3% (SSB, 2020). Det vil si at dersom jeg skal sammenligne kostnader som har blitt vurdert med så store mellomrom uten å justere, vil inflasjonen påvirke resultatet. Sammenlignet med de nye, vil det se ut som de eldste kostnadene er høyere enn det de faktisk har vært.

Kalkulasjonsrenten som er beskrevet i 2.1.4 er det nominelle rentenivået. Den reelle renten er lik den nominelle renten, der vi har tatt hensyn til inflasjonen. Det vil si at rentenivået må settes ned, for å ta hensyn til at pengene mister kjøpekraft ved inflasjon (Steigum, 2018, s. 379):

$$r \approx i - \pi$$

*Formel 9: Realrente*

Her er  $r$  den reelle renten,  $i$  den nominelle renten, og  $\pi$  er inflasjonen (Steigum, 2018, s. 379).

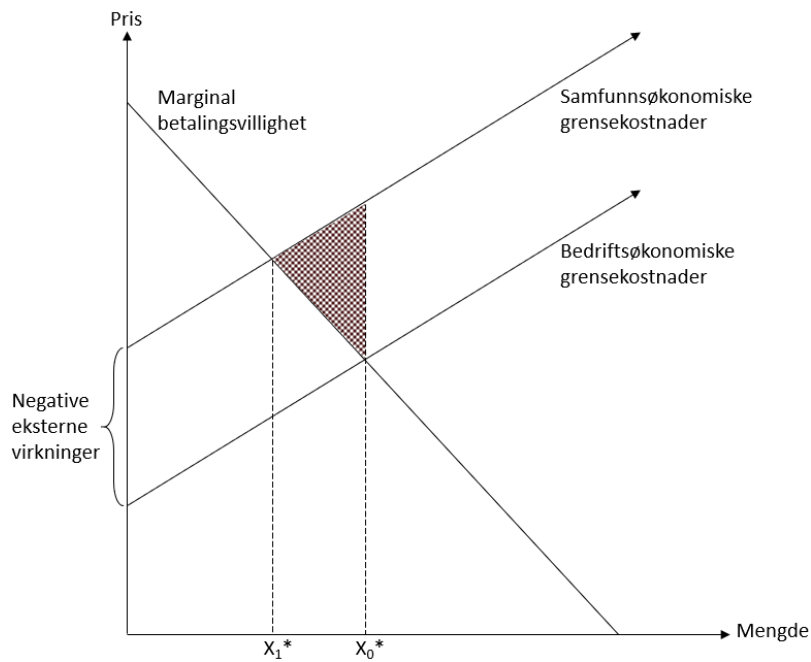
## 2.2 Samfunnsøkonomisk effektivitet

Samfunnet oppnår maksimalt overskudd når den marginale betalingsvilligheten er lik de samfunnsøkonomiske grensekostnadene. Det vil si når betalingsvilligheten for en ekstra enhet er den samme som kostnadene ved å produsere denne ekstra enheten. Da får vi at etterspørselen er lik tilbudet i markedet. I et slikt marked har vi ingen samfunnsøkonomisk effektivitetstap (Andreassen, Bredeesen & Thøgersen, 2016).

### 2.2.1 Eksterne virkninger

Eksterne virkninger, eller eksternaliteter, kan beskrives som en samfunnsmessig kostnad som følge av konsum eller produksjon (Andreassen et al., 2016, s. 357). De negative eksternalitetene er de negative virkningene et vindkraftverk vil ha for samfunnet, mens de positive eksternalitetene er de virkningene som er positive for samfunnet. Disse vil trekke de bedriftsøkonomiske grensekostnadene opp eller ned, slik at disse ikke lenger er lik de samfunnsøkonomiske. For eksempel kan en positiv ekstern virkning være produksjon av fornybar energi. Dette bidrar til å redusere CO<sub>2</sub>-utslippene, som igjen er positivt for samfunnet. Når det kommer til de negative virkningene, kan utbyggingen medføre store inngrep i naturområder. Dette kan få store konsekvenser for blant annet dyrelivet og lokalbefolkningen. Dette bidrar til at prosjekter som i utgangspunktet er bedriftsøkonomisk lønnsomme ikke nødvendigvis er samfunnsøkonomisk lønnsomme (Gogia et al., 2019). Grunnen til dette er at de negative eksternalitetene legges til de bedriftsøkonomiske grensekostnadene. Da får vi de samfunnsøkonomiske grensekostnadene til utbyggingen.

Når de bedriftsøkonomiske grensekostnadene tillegges negative eksterne virkninger som en følge av produksjon, vil de samfunnsøkonomiske grensekostnadene bli større enn de bedriftsøkonomiske. Da vil også den samfunnsøkonomisk optimale produksjonsmengden bli lavere enn den bedriftsøkonomisk optimale mengden. Dersom produksjonsmengden ikke justeres, vil overproduksjonen føre til et samfunnsøkonomisk effektivitetstap. Når de positive eksterne virkningene er større enn de negative vil situasjonen bli motsatt. Det vil si at de samfunnsøkonomiske grensekostnadene blir lavere enn de bedriftsøkonomiske, slik at produksjonen blir for liten dersom den ikke justeres (Andreassen et al., 2016, s. 360).



Figur 1: Effekten av negative eksterne virkninger

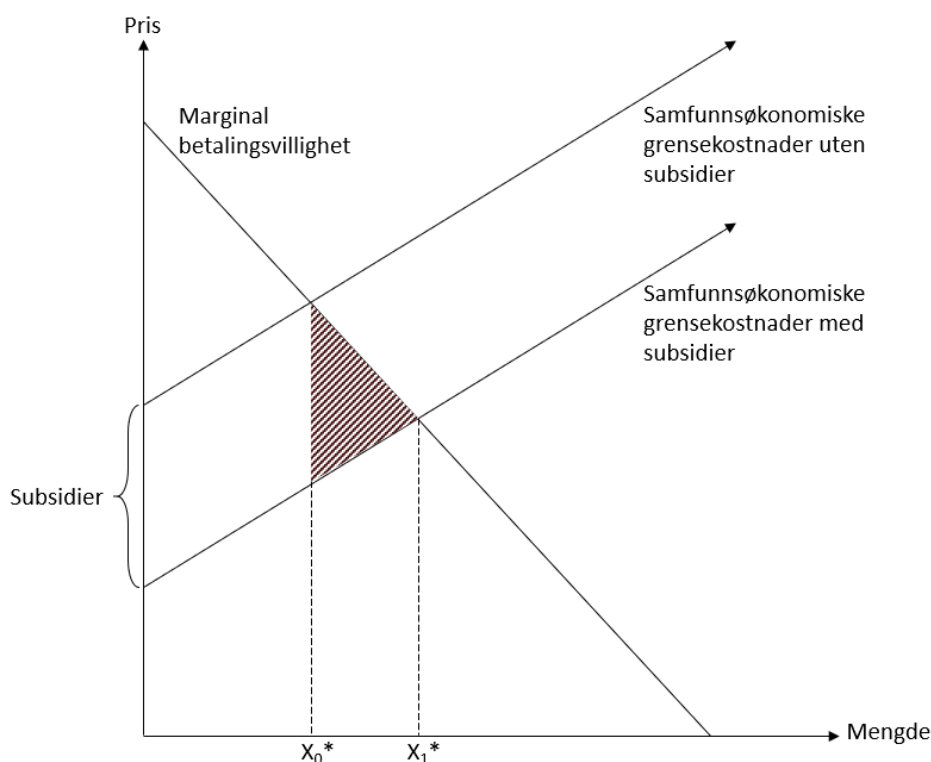
Figur 1 viser hvordan de negative eksterne virkningene vil påvirke de samfunnsøkonomiske grensekostnadene og den optimale produksjonsmengden.  $X_0^*$  viser den bedriftsøkonomisk optimale produksjonsmengden, mens  $X_1^*$  viser den samfunnsøkonomisk optimale produksjonsmengden. Det skraverte området viser det samfunnsøkonomiske effektivitetstapet som følge av for stor produksjon.

## 2.2.2 Subsidiar og skatt

En måte å redusere det samfunnsøkonomiske tapet på er ved hjelp av subsidier. Det vil si et økonomisk bidrag som har til hensikt å øke utbyggingen (Andreassen et al., 2016, s. 361; Andreassen et al., 2016, s. 498). Ved en slik løsning vil de samfunnsøkonomiske grensekostnadene bli lavere enn de bedriftsøkonomiske. På denne måten kan det offentlige motivere næringslivet til å bygge ut flere kraftverk.

I perioden 2001 til 2012 delte Enova ut til sammen 7,5 milliarder kroner i investeringsstøtte til vindkraftprosjekter gjennom energifondet (Enova, 2014, s. 10). Elsertifikatordningen mellom Norge og Sverige startet i 2012. Denne går ut på at produsentene blir tildelt elsertifikater ut ifra hvor mye strøm de produserer. Disse selges på et marked der etterspørselen, og dermed prisen, blir bestemt av elforbruket til kraftleverandører og enkelte strømkunder. Ut ifra dette

er de lovpålagt å kjøpe en viss mengde elsertifikater. Prisen for dette legges igjen inn på strømregningen til kundene. På denne måten er det strømkunden som betaler for utbyggingen (Olje- og energidepartementet, 2019a). Da vil utbygger få lavere samfunnsøkonomiske grensekostnader, og dermed vil effektivitetstapet reduseres eller forsvinne. Som forklart tidligere, kan vi også motivere til flere utbygginger ved å sette ned avskrivningsperioden. Da vil skattereduksjonen som følge av avskrivningene øke, og eieren av kraftverket vil få lavere skattekostnader. Dette gjør at de bedriftsøkonomiske grensekostnadene blir lavere. Dermed reduseres også de samfunnsøkonomiske grensekostnadene.



Figur 2: Effekten av subsidier

Figur 2 viser hvordan myndighetene kan øke produksjonsmengden ved hjelp av subsidier som reduserer de samfunnsøkonomiske grensekostnadene.  $X_0^*$  viser den samfunnsøkonomisk optimale produksjonsmengden dersom det ikke er subsidier knyttet til produksjonen.  $X_1^*$  representerer den samfunnsøkonomisk optimale produksjonsmengden når produksjonen blir subsidiert. Det skraverte området viser det samfunnsøkonomiske effektivitetstapet som oppstår dersom den faktiske produksjonsmengden ikke justeres for subsidier.

Ved å innføre skatt på kraftverkene vil de samfunnsøkonomiske grensekostnadene bli høyere enn de bedriftsøkonomiske. På denne måten vil en kunne dempe utbyggingen. Dette kommer av at færre ønsker å investere når kostnadene blir høyere (Andreassen et al., 2016, s. 361). For eksempel kan kommunene kreve eiendomsskatt i forbindelse med utbygging og drift av kraftverket (Olje- og energidepartementet, 2019c). Det vil gi motsatt effekt av det subsidiene gjør.

## 3 Kostnadsutvikling

Her vil jeg gå gjennom noe av det tidligere forskning sier om utviklingen av kostnader knyttet til landbasert vindkraft. Dette innebærer kostnadsutviklingen både i og utenfor Norge. Med utgangspunkt i dette, vil jeg i tillegg trekke frem noen årsaker til kostnadsutvikling.

### 3.1 Kostnadsutviklingen i Norge

Som en følge av den teknologiske utviklingen og masseproduksjon, hadde produksjonskostnadene for vindkraft i Norge ved utgangen av 1999 blitt redusert med mellom 50 og 60% siden starten av 80-tallet (NVE, 2000, s. 53). Etter dette har det både vært økninger og reduksjoner i kostnadene. Fra 2004 var det høyere stålpriser, som igjen gjorde det dyrere å produsere turbinene. Samtidig økte avkastningen til turbinleverandørene, og vi fikk en ubalanse mellom tilbud og etterspørsel. Dette dro produksjonskostnadene opp. Som en følge av at blant annet arbeidskraft og råmaterialer ble billigere, begynte kostnadene å synke igjen etter finanskrisen i 2008 (Sidelnikova et al., 2015, s. 60). Ifølge «Nasjonal ramme for vindkraft» har LCOE i Norge gått ned fra 52 til 34 øre/kWh i perioden 2012 til 2018 (Jakobsen et al., 2019, s. 20).

Beregninger gjort av THEMA Consulting Group viser at mellom 2005 og 2019 har det både vært en økning i utbyggingsprosjektets størrelse og en reduksjon i LCOE (THEMA Consulting Group, 2019, s. 12). Samme rapport viser at turbinkostnadene per megawatt (MW) har blitt halvert mellom 2009 og 2019, som en følge av en større installert effekt på vindmøllene og at det er stordriftsfordeler knyttet til produksjonen (THEMA Consulting Group, 2019, s. 3). Ifølge Statnett har kostnadene for utbygging av ny vindkraft blitt så lave at det er lønnsomt å investere uten subsidier, forutsatt kraftprisene per mars 2019 (Statnett, 2019a, s. 3). I sin langsiktige kraftmarkedsanalyse kommer NVE fram til at dette gjelder i flere land, og at utbyggingskostnadene vil fortsette å falle (Gogia et al., 2019).

På grunn av den teknologiske utviklingen vil brukstiden øke. Dette gjør igjen at det i Norge forventes en reduksjon i LCOE på 13 øre/kWh i perioden 2018 til 2040 (NVE, 2019a). Det vil si at turbinen trenger færre timer på full effekt for å produsere årets kraftproduksjon. I tillegg vil blant annet utvikling av offshore-vindmøller bidra til økt erfaring med turbinproduksjon



(IRENA, 2012, s. 39). En slik erfaring vil kunne bidra til å redusere kostnadene.

Læringskurvene vil også være nyttige i forbindelse med estimering av fremtidige kostnader, dersom vi forutsetter at de samme trendene utvikler seg i samme retning (Blanco, 2009).

## 3.2 Den internasjonale kostnadsutviklingen

IRENA (2012) viser installasjonskostnadene til landbasert vindkraft i en rekke land over hele verden i perioden 2005 til 2010. Her er det tydelig at kostnadene har blitt høyere i perioden, og at denne utviklingen har skjedd i omtrent samme tempo i alle landene. Tallene viser at kostnadene i Norge er på samme nivå som kostnadene i de andre landene (s. 29).

Ifølge IRENA (2018) har LCOE på globalt nivå i snitt gått ned fra 0,4 amerikanske dollar (USD) per kWh i 1983 til 0,06 USD/kWh i 2017 (s. 110). Her er LCOE regnet i valutakursen fra 2016. Det vil si at det var en reduksjon fra omtrent 3,49 kr/kWh i 1983 til 52,3 øre/kWh i 2017 (Tolletaten, u.å.). Korrigert for inflasjon har kostnadene gått ned fra 9,35 kr/kWh til 52,3 øre/kWh (SSB, 2020). Dette tilsvarer en reduksjon på 94,4%.

Det finnes også eksempler på land som har dårlig erfaringer når det kommer til de økonomiske forholdene knyttet til vindkraft:

I Tyskland har overgangen til vindkraft ført til en ubalanse i landets elektrisitetssystemer. Nord i landet er etterspørselen mye lavere enn den kapasiteten som er installert. I sør er situasjonen slik at strømforbruket er større enn produksjonen. For å løse dette har det blitt overført kraft fra nord til sør. Denne overføringen har ført til ekstra kostnader, og er dermed med på å øke produksjonskostnadene (THEMA Consulting Group, 2020, s. 6). I forbindelse med overgangen til fornybar energi, har de tyske kraftprisene gått opp for å finansiere utbyggingen. Dette har blant annet ført til at flere hundre tusen husholdninger har blitt koblet fra strømmettet fordi de ikke kunne betale strømrregningene (Lundseng, Johnsen & Bergsmark, 2018).

Tall fra Sverige viser at profitten av vindkraftinvesteringer i landet har gått ned som en følge av nedgang i kraftpriser og elsertifikater (Riva et al., 2018, s. 62). Svensk vindkraftforening skriver at disse inntektene ikke er store nok til å dekke drifts- og vedlikeholdskostnadene til anlegget. På grunn av dette har kraftselskapene begynt å slite økonomisk og gått konkurs de siste årene (Wizelius, u.å.).

### 3.3 Årsaker til kostnadsutvikling

Som nevnt tidligere er store deler av kostnadsutviklingen en følge av den teknologiske utviklingen. Etter hvert som teknologien blir bedre vil det også være naturlig at produksjonen blir billigere. Mer effektive turbiner vil også øke brukstiden per år. Da vil turbinene kunne utnytte vindressursene bedre (Sidelnikova et al., 2015, s. 67), og dermed produsere mer energi til den samme prisen. Dersom en produsent med stordriftsfordeler øker produksjonen, vil de langsiktige gjennomsnittskostnadene gå ned (Andreassen et al., 2016, s. 173). Dette gjør at enhetskostnadene blir lavere desto flere som produseres. En slik masseproduksjon vil dermed føre til at turbinene blir billigere desto flere som produseres av gangen.

Prisen på råmaterialer og arbeidskraft kan både føre til at de totale kostnadene øker og går ned. Økte råvarepriser kan igjen skyldes en ubalanse mellom tilbud og etterspørsel. I tillegg vil kostnadene kunne påvirkes av konkurranse (Sidelnikova et al., 2015, s. 60). Dersom det er mange turbinprodusenter som konkurrerer om kundene, vil markedsprisene presses nedover. Det har motsatt effekt når markedet begynner å etterspørre flere turbiner. Da vil prisene presses nedover. På samme måte vil endringer i antallet tilbydere og etterspørrere i markedet for råmaterialer påvirke turbinprisene indirekte.

## 4 Konesesjonsaker

Dersom et vindkraftanlegg skal ha en installert effekt på mer enn 10 MW skal det være en melding og en konsekvensutredning knyttet til planene. NVE er ansvarlig myndighet for dette (Forskrift om konsekvensutredninger, 2017, vedlegg I, nr. 28). En konsesjon er en godkjennelse fra offentlige myndigheter på at et tiltak kan iverksettes (Store norske leksikon, 2019). I dette tilfellet er det en godkjennelse fra NVE om at en tiltakshaver får lov til å bygge ut et vindkraftverk. NVE deler konsesjonsprosessen inn i tre faser: Meldingsfasen, søknadsfasen og detaljplanleggingsfasen (Jakobsen et al., 2019, s. 27-29). Jeg vil komme tilbake til selve undersøkelsen senere, men utgangspunktet for denne er ulike konsesjonsaker. Derfor vil jeg i dette kapitlet gjøre greie for denne prosessen. Deretter vil jeg kort beskrive de ulike konsesjonsakene som er med i undersøkelsen.

### 4.1 Konesesjonsprosessen

Meldingsfasen starter med at NVE mottar en melding om at tiltakshaver undersøker om det er mulig å bygge ut et vindkraftverk på et angitt område. Meldingen skal beskrive hvorfor en ønsker en slik utbygging på det angitte stedet, mulige virkninger på miljø og samfunn, og tekniske skisser. I tillegg bør tiltakshaver foreslå hvilke temaer konsekvensutredningen bør gå nærmere inn på. Denne meldingen skal på høring hos aktører som kan bli berørt av saken. Deretter fastsetter NVE et konsekvensutredningsprogram (KU-program), basert på selve meldingen, fagkunnskap og andre innspill. Samtidig skal det beskrives hva som må utredes videre i søknaden. Det er denne tiltakshaver må ta utgangspunkt i når vedkommende skal vurdere om planleggingen skal fortsette (Jakobsen et al., 2019, s. 27-28).

Dersom tiltakshaver kommer fram til at de skal fortsette, må de i søknadsfasen utarbeide en konsesjonssøknad til NVE. Denne skal beskrive kraftverket og de virkningene som kommer fram i konsekvensutredningen. Når søknaden er mottatt hos NVE er det klart for en ny høring med relevante aktører. I tillegg blir det arrangert et informasjonsmøte med lokale og regionale myndigheter, og et møte med lokalbefolkningen. Når NVE mener at de har fått tak i nok informasjon kan de fastsette et konsesjonsvedtak. Det vil si et «ja» eller «nei» på konsesjonssøknaden. Begrunnelsen for dette vedtaket kommer i et dokument som kalles «Bakgrunn for vedtak» (Jakobsen et al., 2019, s. 28-29).

I den siste fasen av konsesjonsprosessen utarbeides en detaljplan og en miljø-, transport- og anleggsplan (MTA). Detaljplanen skal beskrive vindkraftverkets utforming. Samtidig skal den si noe om miljø- og samfunnsvirkninger, dersom det har skjedd noen endringer etter at konsesjonssøknaden ble sendt. MTA forklarer hvordan utbygger skal ta hensyn til miljøet ved utbyggingen. Etter at detaljplan og MTA er sendt på høring og vurdert av NVE kan de fatte vedtak om godkjenning (Jakobsen et al., 2019, s. 29).

I tillegg må tiltakshaver ha tillatelse til å bruke de aktuelle områdene. Dette kan skje gjennom ekspropriasjon, eller avtale med grunneier. Det kan altså gjøres gjennom tvungen overdragelse, eller frivillig overtakelse eller leie av området (Jakobsen et al., 2019, s. 30).

Det er med andre ord mye som skal vurderes og utarbeides før en tiltakshaver kan få tillatelse til å bygge ut et vindkraftverk. Det jeg skal undersøke for å svare på problemstillingen er beslutningsgrunnlaget som kommer utarbeides i søknadsfasen. Det vil si begrunnelsen for at NVE fatter et konsesjonsvedtak. Grunnlaget for utarbeiding av disse er konsesjonssøknaden, konsekvensutredningene, innspill fra høringer, møtereferater, protokoller, fagkunnskap, og eventuelle tilleggsopplysninger og tilleggsutredninger (Jakobsen et al., 2019, s. 29).

## 4.2 Konsesjonssakene

Det er flere initiativtakere som har søkt om å få bygge ut vindkraftverk på Smøla i Møre og Romsdal. Av disse var det Statkraft som ble tildelt konsesjon. Deres melding om utbygging ble sendt ut i desember 1997, og KU-programmet ble fastsatt av NVE i juli 1998. Søknad om utbygging ble mottatt i januar 2000. I desember 2000 ble det gitt konsesjon til å bygge ut et vindkraftverk med samlet effekt på 150 MW. Dermed ble også kostnadsvurderingene gjort i år 2000. I vedtaket blir det tillegg gitt konsesjon til å bygge ut kraftverket senere. Denne utbyggingen tar jeg ikke hensyn til i vurderingene (Inderberg & Selfors, 2000).

Det var Midtfjellet Vindkraft AS (MVAS) som søkte om konsesjon til å bygge ut Midtfjellet vindkraftverk på Fitjar i tidligere Hordaland fylke. Denne søknaden ble mottatt av NVE i november 2005. MVAS ble dannet av det danske selskapet ENERGI E2 og Fitjar Kraftlag PL, for å kunne utrede, bygge og drive et vindkraftverk (Koløen, 2005, s. 2). Sistnevnte

sendte i 2004 ut melding om en mulig fremtidig utbygging. Samme året ble KU-programmet for tiltaket fastsatt. I 2007 ble saken vurdert, og det ble gitt konsesjon til å bygge ut totalt 150 MW i det søkte området (Undem, 2007).

Meldingen om en planlagt utbygging av Storheia vindkraftverk ble sendt i juni 2006 av Statkraft Agder Energi Vind DA, og KU-programmet ble fastsatt juli 2007. Søknaden om å få bygge ut vindkraftanlegget i Åfjord og Bjugn kommuner i Trøndelag ble gjort av tiltakshaver i mars 2003. Konsesjonen som ga tillatelse til en installert effekt på 220 MW, ble gitt av NVE i juni 2010. Det vil si at kostnadsvurderingene er gjort dette året (Rognerud, 2010).

Guleslettene vindkraftverk AS ble i 2014 tildelt konsesjon om å få bygge ut og drive et vindkraftverk på til sammen 160 MW i kommunene Flora og Bremanger i tidligere Sogn og Fjordane. Før dette ble det sendt ut en melding om en pågående planlegging i 2007. Deretter var KU-programmet klart i 2011. Samme året mottok også NVE en søknad om å få konsesjon til å bygge ut kraftverket. Sluttvurderingene av denne ble gjort i 2014, før konsesjonen som nevnt ble gitt det samme året (Jakobsen, 2014).

Ved vurderingstidspunktet var det allerede et vindkraftverk på 40,5 MW i Måsøy kommune i Finnmark. Denne konsesjonssaken handler om å få bytte ut noen av turbinene med nye på Havøygavlen vindkraftverk. Her er det Arctic Wind AS som er tiltakshaver. De søkte i 2018 om å få bytte ut 15 eller 16 av de gamle vindmøllene mot 8-11 nye. Dette skulle øke den installerte effekten til 45 MW, i tillegg til å øke den produserte energimengden fra 85 til 120 gigawattimer (GWh). Konsesjonen til denne reetableringen ble gitt til tiltakshaver samme året (Bølling, 2018).

## 5 Metode

«Hensikten med forskning er å frambringe gyldig og troverdig kunnskap om virkeligheten» (Jacobsen, 2015, s. 15). Metode kan beskrives som strategien vi bruker for å komme frem til denne kunnskapen. Undersøkelsens design vil si det opplegget vi velger å bruke for å svare på problemstillingen (Jacobsen, 2015). Jeg har valgt å bruke dokumentundersøkelse med en kvalitativ tilnærming. Som undersøkelsesdesign bruker jeg en sammenlignende casestudie.

### 5.1 Sammenlignende casestudie

Sammenlignende casestudier er en type undersøkelsesdesign, der en studerer to eller flere caser. En case kan defineres som en eller flere undersøkelsesenheter som er avgrenset i tid og rom. Denne typen studie kan brukes når undersøkelsen har til hensikt å generalisere eller finne årsakssammenhenger (Jacobsen, 2015). I dette tilfellet velger jeg å definere en case som en konsesjonssak til et vindkraftverk. Her er formålet å sammenligne kostnadene som hører til de ulike casene. Hovedfokuset er å se om disse samsvarer med påstander om at kostnadene har gått ned.

### 5.2 Kvalitativ metode

I en undersøkelse med kvalitativ tilnærming går en i dybden på noen få enheter, fremfor å se på mange undersøkelsesenheter. Grunnen til at jeg har valgt å gjøre dette er at jeg ønsket å se på flere typer kostnader, og gjøre egne vurderinger av disse. På grunn av tidsbegrensninger, vil slike beregninger bli for omfattende med en kvantitativ tilnærming.

#### 5.2.1 Fordeler og utfordringer

En av fordelene med kvalitativ metode er at de er fleksible. Det vil si at vi kan endre på både metode og problemstilling etter hvert som nye opplysninger dukker opp. I mange tilfeller vil kompleksitet være både en fordel og en utfordring ved bruk av kvalitative forskningsmetoder.

På den ene siden får vi mange nyttige opplysninger som kan hjelpe med å forstå et forhold. Dette gjør at vi får fram en mer riktig forståelse av situasjonen. På den andre siden kan vi få så mye informasjon at det blir vanskelig å skille ut det viktigste. Det må også tas hensyn til at en kvalitativ tilnærming ofte gir generaliseringsproblemer. Grunnen til dette er at vi som regel bruker få undersøkelsesenheter. (Jacobsen, 2015, s. 129-132). I min undersøkelse vil sistnevnte være den største utfordringen. Fordi jeg har valgt å undersøke kostnadene på nasjonalt nivå, vil det være mange konsesjonssaker jeg ikke får vurdert. I tillegg kan jeg risikere at ett eller flere av kraftverkene har kostnader som skiller seg ut fra andre kraftverk med samme vurderingstidspunkt.

### 5.3 Dokumentundersøkelse

Dokumentundersøkelser er en type undersøkelse der en bruker sekundærdata fremfor primærdata. Ifølge Jacobsen (2015) er sekundærdata informasjon som noen andre enn forskeren har samlet inn. Ofte er dette med en annen hensikt enn det forskeren har. Dokumentene jeg i utgangspunktet ser på hører til konsesjonssakene, og kalles «Bakgrunn for vedtak». Grunnen til at jeg har valgt disse er at blant de tilgjengelige dokumentene, er det disse som gir de beste beskrivelsene av kostnadene til de spesifikke kraftverkene. I tillegg er alle vurderingene gjort av NVE. Når alle vurderingene er gjort av de samme, betyr det at det er brukt de samme prosedyrene for å komme fram til kostnadene. Jeg kan derfor si at det i disse dokumentene er tatt hensyn til de samme forholdene i alle sakene. Dersom jeg for eksempel hadde tatt utgangspunkt i konsesjonssøknadene ville kostnadene ha blitt vurdert av de ulike tiltakshaverne, noe som vil si at jeg ikke med sikkerhet kan si at det er brukt samme metode for kostnadsberegninger i alle sakene. Opplysningene i disse dokumentene er stort sett innhentet av NVE. I tillegg er noen av dataene beregnet av tiltakshaver i den aktuelle konsesjonssaken. Primært ble de samlet inn med hensikt å vurdere om en vindkraftutbygging vil være lønnsom. Dette er igjen med på å avgjøre om det skal gis konsesjon eller ikke. Ulempen med disse dokumentene er at de ikke sier noe om kostnadene knyttet til kraftverkene etter at de er bygd ut og satt i drift. Likevel sier det noe om hva kostnadsnivået var på vurderingstidspunktet.

### 5.3.1 Valg av caser

For å kunne se på kostnadsutviklingen har jeg valgt å ta utgangspunkt i hvilke årstall konsesjonssakene ble vurdert i. Jeg har valgt å kun bruke saker der det er gitt konsesjon. Bakgrunnen for dette er at jeg ville ha likest mulig caser, slik at de i større grad kan sammenlignes. Dette er også grunnen til at kraftverkene er omtrent like store. Likevel er det noen av kraftverkene som skiller seg ut her. Årsaken til dette er at jeg, som nevnt har valgt å sette vurderingstidspunkt som utgangspunkt for valg av data. Det er begrenset med kraftverk som er vurdert på de ulike tidspunktene. Av disse er det ikke alle som har hatt det aktuelle dokumentet tilgjengelig på NVE sine hjemmesider. Fordelen med å bruke materialer som ligger her er at de er tilgjengelige for alle. Dermed er det mulig å etterprøve undersøkelsen min.

Som nevnt i delkapittel 4.2, er kraftverkene jeg skal undersøke følgende:

- Smøla vindkraftverk (2000)
- Midtfjellet vindkraftverk (2007)
- Storheia vindkraftverk (2010)
- Guleslettene vindkraftverk (2014)
- Havøygavlen vindkraftverk (2018)

Årstallene i parentes er tidspunktet for kostnadsvurderingen. Det er dermed disse årene jeg vil beregne kostnadene for. Sistnevnte er en reetablering av et eldre kraftverk som allerede er satt i drift. Grunnen til at jeg likevel har valgt å vurdere dette prosjektet er at kostnadsvurderingen knyttet til det er fra et senere årstall. Fordelen med dette, er at jeg har muligheten til å se på kostnadsutviklingen over en lengre periode.

### 5.3.2 Behandling av datamateriale

Etter at jeg har funnet alle de relevante kostnadene og opplysningene skal disse vurderes. Utgangspunktet for dette er at de skal kunne sammenlignes, selv om kraftverkene har ulike kvalifikasjoner, som antall turbiner og installert effekt. Når det kommer til vurderingen av konsesjonssaken fra 2018, vil jeg i tillegg trekke inn kostnadene knyttet til utbyggingen da kraftverket var nytt. På denne måten vil kostnadene til hele anlegget komme med i



vurderingen. Kostnadene jeg har valgt å vurdere er derfor investerings- og turbinkostnader per installerte MW, drifts- og vedlikeholdskostnader per produserte kWh og LCOE. Grunnen til at jeg velger å se på turbinkostnadene, er at de utgjør den største delen av investeringskostnadene. I tillegg er det som nevnt tidligere en del påstander knyttet til at også turbinkostnadene har blitt kraftig redusert. Fordi de ulike kostnadene er beregnet på ulike tidspunkt, skal de justeres for inflasjon. Ut ifra disse tallene vil det være mulig å vurdere hvor mye og hvilken vei kostnadene har utviklet seg. Til slutt vil jeg trekke inn forhold som ikke nødvendigvis er direkte tilknyttet de aktuelle kraftverkene, men som likevel kan si noe om kostnadsutviklingen i den gitte perioden.

## 5.4 Avgrensninger og forutsetninger

Jeg har valgt å ikke vurdere nedleggelseskostnadene. Det vil si kostnader i forbindelse med blant annet nedkobling og fjerning av vindparken. En av grunnene til dette er at de kun er estimert i noen få av casene. Det vil derfor være vanskelig å sammenligne de ulike kraftverkene med hverandre. Med andre ord kan jeg si at nedleggelseskostnadene til de ulike casene er lik null.

I de ulike konsesjonssakene er det brukt ulike kalkulasjonsrenter. Jeg har i tillegg nevnt noen andre verdier for kalkulasjonsrenten i kapittel 2. For at mine beregninger skal kunne sammenlignes i størst mulig grad har jeg valgt å sette et felles rentenivå på alle kraftverkene. I NVE sin «Nasjonal ramme for vindkraft» er det brukt en kalkulasjonsrente på 6% (Jakobsen et al., 2019, s. 20). Med utgangspunkt i at de resterende tallene er beregnet av NVE, vurderer jeg det som naturlig å bruke denne kalkulasjonsrenten. I tillegg velger jeg å forutsette at dette var det reelle rentenivået, altså justert for inflasjon, på alle vurderingstidspunktene.

Fordi det er 18 år mellom første og siste dokument ble skrevet, er det mulig at metoder for innsamling av relevant data og kostnadsberegninger har endret seg. En indikasjon på dette er at det, som nevnt er brukt ulike kalkulasjonsrenter i noen av sakene. Jeg velger likevel å forutsette at metodene som er brukt for å vurdere de ulike kraftverkene har vært den samme gjennom hele perioden.

En annen forutsetning jeg velger å sette er knyttet opp mot årstallene. Fordi jeg ikke vurderer kraftverk fra alle årene i perioden, er det ikke mulig å se nøyaktig når det skjer en endring i utviklingen. Dette kan for eksempel være at stigningen har endret seg, eller at utviklingen har begynt å gå andre veien. Jeg forutsetter derfor at utviklingen mellom alle vurderingstidspunktene har skjedd lineært.

## 6 Resultat

Her vil jeg starte med å presentere kostnadene som er direkte oppgitt i konsesjonssakene. Videre skal disse regnes om slik at det er mulig å sammenligne dem med hverandre, i tillegg til å justere for inflasjon. Disse tallene skal stilles opp mot hverandres. Helt til slutt kommer jeg til å nevne andre forhold som kan være med på å si noe om kostnadsutviklingen.

### 6.1 Tall fra konsesjonssakene

I tabell 1 har jeg samlet alle tallene fra dokumentene, som kan være aktuelle å bruke ved kostnadsvurderingene. Dette er kostnader som er direkte tilknyttet de aktuelle kraftverkene.

Vindkraftverk	Smøla vindkraftverk	Midtfjellet vindkraftverk	Storheia vindkraftverk	Guleslettene vindkraftverk	Havøygavlen vindkraftverk
Årstall for beregning	2000	2007	2010	2014	2018
Installert effekt	150 MW	150 MW	220 MW	160 MW	45 MW
Årlig produksjon	410 GWh	450 GWh	600 GWh	450 GWh	35 GWh
Turbinkostnader		9 MNOK/MW		1 000 MNOK	
Turbin som andel av investeringskostnad			70%		65-75%
Andel andre investeringer	10-30%				
Investeringskostnader per MW		11 MNOK	11-13 MNOK/MW	10 MNOK/MW	
Sum investeringskostnader	1 050 MNOK			1 600 MNOK	330 MNOK
Drifts- og vedlikeholdskostnader		6 øre/kWh	10 øre/kWh	15-18 øre/kWh	10 øre/kWh
LCOE					32 øre/kWh

(Inderberg & Selfors, 2000; Undem, 2007; Rognerud, 2010; Jakobsen, 2014; Bølling, 2018)

Tabell 1: Tall fra konsesjonssakene

## 6.2 Kostnadsberegninger

Mange av kostnadene som er oppgitt i tabell 1 er ikke mulig å sammenligne med hverandre. For eksempel er det noen kraftverk som har fått oppgitt investeringskostnader som pris per installerte MW, mens andre har fått oppgitt de totale investeringskostnadene. I tillegg må kostnadene justeres for inflasjon. Nedenfor vil jeg justere for disse forholdene, slik at det er mulig å sammenligne kostnadene fra de ulike tidspunktene opp mot hverandre. Målet med dette er å finne de reelle investerings- og turbinkostnadene per MW, og drifts- og vedlikeholdskostnadene per kWh. I tillegg vil jeg vurdere de totale investeringskostnadene, slik at de senere kan brukes til å beregne LCOE. Med unntak av drifts- og vedlikeholdskostnadene knyttet til Smøla og kostnadene knyttet til nyinvesteringen av Havøygavlen vindkraftverk, er alle tallene hentet fra tabell 1. For å justere kostnadene for prisendringene i perioden bruker jeg priskalkulatoren til Statistisk Sentralbyrå (SSB, 2020). Alle kostnadene justeres slik at verdien tilsvarer konsumprisindeksen per mars 2020.

### 6.2.1 Smøla vindkraftverk

I konsesjonsbegrunnelsen er det oppgitt at de totale investeringskostnadene forventes å være på 1 050 MNOK, eller 1 546,5 MNOK etter at de er justert for inflasjon. Av disse er det tenkt at mellom 10 og 30% vil gå til vei og kraftledninger. Selv om investeringskostnadene utenom turbinene består av flere momenter enn disse, gir det en indikasjon på kostnadsfordelingen. Bakgrunnen for dette er beregninger fra NVE, som viser at de resterende investeringskostnadene kun utgjør en liten del av de totale (Sidelnikova et al., 2015, s. 60). Selv om disse beregningene ble gjort 15 år etter at Smøla vindkraftverk ble vurdert, velger jeg likevel å bruke disse tallene. På denne måten er det mulig å skille de ulike kostnadene fra hverandre, og dermed sammenligne dem med andre vindkraftverk. I utgangspunktet hadde jeg valgt å bruke gjennomsnittet av høyeste og laveste mulighet. I dette tilfellet ville dette blitt gjennomsnittet av 10 og 30%, som er 20%. Fordi tallene som er oppgitt i vurderingen av kraftverket ekskluderer noen momenter, setter jeg andelen «Andre investeringskostnader» til 30%. Det vil si at turbinkostnadene etter mine vurderinger vil utgjøre 70% av de samlede investeringskostnadene, og blir dermed:

$$1\,050\text{ MNOK} * 70\% = 735\text{ MNOK}$$

Beregningene er gjort på grunnlag av at anlegget vil få en effekt på 150 MW. Fordeler vi de totale investeringskostnadene på dette får vi:

$$\frac{1\ 050\ MNOK}{150\ MW} = 7\ MNOK/MW$$

Justert for inflasjon i perioden 2000 til 2020 vil disse bli 10,31 MNOK/MW. På samme måte finner jeg ut at turbinkostnadene per MW forventes å være 4,9 MNOK/MW. Her vil den reelle kostnaden bli 7,22 MNOK/MW.

Når det kommer til beregning av drifts- og vedlikeholdskostnader, gir ikke vedtaket noen direkte grunnlag for dette. Jeg velger derfor å ta utgangspunkt i NVE sin rapport fra 2000, der det kommer fram i en følsomhetsanalyse at drifts- og vedlikeholdskostnadene vil ligge på mellom 0,2 og 0,3 NOK/kWh (NVE, 2000, s. 53). Fordi disse beregningene var gjort samme år som kraftverket, vil det være naturlig at kostnadene er omtrent de samme. Her setter jeg drifts- og vedlikeholdskostnadene til 0,25 NOK/kWh, eller 25 øre/kWh. Når vi tar hensyn til inflasjonen, vil dette tilsvare 37 øre/kWh per mars 2020.

## 6.2.2 Midtfjellet vindkraftverk

Det er ikke vurdert drifts- og vedlikeholdskostnader for dette kraftverket, men ved beregning av produksjonskostnader blir det tatt utgangspunkt i at disse ligger på 6 øre/kWh. Justert for inflasjon vil dette utgjøre 8 øre/kWh. Fordi det ikke er oppgitt noe annet, har jeg valgt å ta utgangspunkt i at disse kostnadene for kraftverket vil ligge på dette nivået. Det samme gjelder for investeringskostnadene. Disse er oppgitt til å være 11 MNOK per MW. Av disse er 9 MNOK turbinkostnader. Dette blir 14,42 og 11,8 MNOK/MW for henholdsvis investerings- og turbinkostnader etter at vi har tatt hensyn til prisendringene. Med en installert effekt på 150 MW, vil de totale investeringskostnadene utgjøre:

$$14,42\ MNOK/MW * 150\ MW = 2163\ MNOK$$

### 6.2.3 Storheia vindkraftverk

I denne konsesjonssaken er investeringskostnadene forventet å ligge på mellom 11 og 13 MNOK/MW. Jeg vil derfor basere meg på at disse er på 12 MNOK/MW. Av disse er 70% turbinkostnader. Det vil si at turbinkostnadene vil være:

$$12 \text{ MNOK/MW} * 70\% = 8,4 \text{ MNOK/MW}$$

Justert for inflasjon vil investerings- og turbinkostnadene per installerte MW ligge på 14,49 og 10,14 MNOK. Disse kostnadene er basert på at anlegget skal ha en installert effekt på 220 MW. Det vil si at de totale investeringskostnadene justert for inflasjon vil tilsvare 3 187,8 MNOK. Når det kommer til drifts- og vedlikeholdskostnadene, er disse oppgitt til å være 10 øre/kWh. Etter prisjusteringene vil disse tilsvare 12 øre/kWh i 2020.

### 6.2.4 Guleslettene vindkraftverk

De totale investeringskostnadene til dette kraftverket er beregnet til å ligge på 1 600 MNOK. Av disse er 1 000 MNOK knyttet til vindturbinene. Den installerte effekten var forventet å være 160 MW. Dette gir turbin- og investeringskostnader på henholdsvis 6,25 og 10 MNOK/MW. Per 2020 tilsvarte de totale investeringskostnadene 1 817,4 MNOK. Drifts- og vedlikeholdskostnadene er beregnet til mellom 15 og 18 øre/kWh. Dette gir et gjennomsnitt på 16,5 øre/kWh. Med justeringer som følge av inflasjon finner jeg investeringskostnader på 11,36 MNOK/MW, turbinkostnader på 7,1 MNOK/MW, og drifts- og vedlikeholdskostnader på 19 øre/kWh.

### 6.2.5 Havøygavlen vindkraftverk

I begrunnelsen for konsesjonen fra 2018 kommer det frem at ved en installert effekt på 45 MW, vil de totale investeringskostnadene havne på 330 MNOK. Dette tilsvarer 7,3 MNOK/MW. Det vil si 7,49 MNOK/MW når vi har tatt hensyn til inflasjonen. Tilsvarende vil de totale investeringskostnadene justert for prisendring bli 338,52 MNOK. Når anlegget var nytt, kom det frem at de totale investeringskostnadene for et anlegg med en installert effekt på

40 MW lå på 310 MNOK (Equinor, 2003). Dette gir en pris på 7,75 MNOK/MW. Korrigerer vi for inflasjon her, vil disse bli 10,68 MNOK/MW, og 427,16 MNOK for totale investeringskostnadene. Ut ifra de totale investeringskostnadene og den installerte effekten fra begge vurderingstidspunktene, finner jeg ut at anleggets samlede investeringskostnader blir:

$$\frac{338,52 \text{ MNOK} + 427,16 \text{ MNOK}}{45 \text{ MW} + 40 \text{ MW}} = 9,01 \text{ MNOK/MW}$$

Turbinkostnadene er forventet å utgjøre mellom 65 og 75% av investeringskostnadene. Her finner jeg at den gjennomsnittlige prosentandelen blir 70%. Dermed blir turbinkostnadene:

$$9,01 \text{ MNOK/MW} * 70\% = 6,31 \text{ MNOK/MW}$$

I konsesjonssaken fra 2018 ble drifts- og vedlikeholdskostnadene satt til 10 øre/kWh. Her har det vært en liten prisstigning på 2,6% (SSB, 2020), som gjør at de reelle kostnadene er 10,26 øre/kWh. Dette tilsvarer 0,1026 MNOK/GWh, og skal dekke en økt produksjonsmengde på 35 GWh. Dermed blir de årlige drifts- og vedlikeholdskostnadene for reetableringen til sammen:

$$0,1026 \text{ MNOK/GWh} * 35 \text{ GWh} = 3,59 \text{ MNOK}$$

I konsesjonsvurderingen kommer det frem at anlegget har vært i drift i 17 år (Bølling, 2018, s. 5). Det vil si at det ble satt i drift i 2001. I vurderingen av Smøla vindkraftverk fra 2000, har jeg nevnt at drifts- og vedlikeholdskostnadene er basert på kostnadene til flere anlegg fra denne perioden. Fordi nyinvesteringen skjedde på omtrent samme tidspunkt, vil det være naturlig at drifts- og vedlikeholdskostnadene knyttet til dette vil være omtrent de samme. Jeg velger derfor å sette disse til 37 øre/kWh. Dette er basert på en årlig kraftproduksjon på 120 GWh. Dette gir årlige drifts- og vedlikeholdskostnader på 44,4 MNOK. Fordelt på den totale produksjonen før og etter oppgraderingen, vil drifts- og vedlikeholdskostnadene bli:

$$\frac{44,4 \text{ MNOK} + 3,59 \text{ MNOK}}{120 \text{ GWh} + 35 \text{ GWh}} = 0,31 \text{ MNOK/GWh} = 31 \text{ øre/kWh}$$

## 6.3 Beregning av LCOE

Som nevnt tidligere er LCOE den vanligste måten å sammenligne kostnader knyttet til kraftverk på. Beregningene av disse kostnadene er gjort ved hjelp av regneark (se vedlegg 1).

	Smøla	Midtfjellet	Storheia	Guleslettene	Havøygavlen
Levetid (år)	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
Kalkulasjonsrente	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Investeringskostnader (MNOK)	1 546,50	2 163,00	3 187,80	1 817,40	765,68
Årlig energiproduksjon (GWh/år)	410,00	450,00	600,00	450,00	155
Årlige drifts- og vedlikeholdskostnader (MNOK/år)	151,70	36,00	72,00	85,50	48,577
Nåverdi drift og vedlikehold (MNOK)	1 739,99	412,92	825,83	980,68	557,17
Nåverdi totale kostnader (MNOK)	3 286,49	2 575,92	4 013,63	2 798,08	1 322,85
Nåverdi energiproduksjon (GWh)	4 702,67	5 161,46	6 881,95	5 161,46	1 777,84
LCOE (MNOK/GWh)	0,70	0,50	0,58	0,54	0,74

Tabell 2: Beregning av LCOE i regneark

Her har jeg brukt de totale investeringskostnadene fremfor kostnad per MW. Disse er regnet om til MNOK, og kraftproduksjonen til GWh. De årlige drifts- og vedlikeholdskostnadene er beregnet ved å multiplisere prisen per kWh med kraftverkets forventede produksjon per år. Som beskrevet tidligere er den forventede levetiden på 20 år, og kalkulasjonsrenten er satt til 6%. Nåverdien av de totale kostnadene er lik nåverdi for drifts- og vedlikeholdskostnadene over 20 år, pluss de totale investeringskostnadene. Som vist i formel 4 og 5 er LCOE nåverdien av de totale kostnadene, fordelt på nåverdien av anleggets totale kraftproduksjon.

## 6.4 Tabellarisk fremstilling av kostnadene

Kostnadene i tabell 3 er en oppsummering av de forrige delkapitlene, og viser kostnadene som er tilknyttet vindkraftverkene. Fordi de kan sammenlignes, er disse kostnadene jeg bruker til å finne kostnadsutviklingen i perioden.

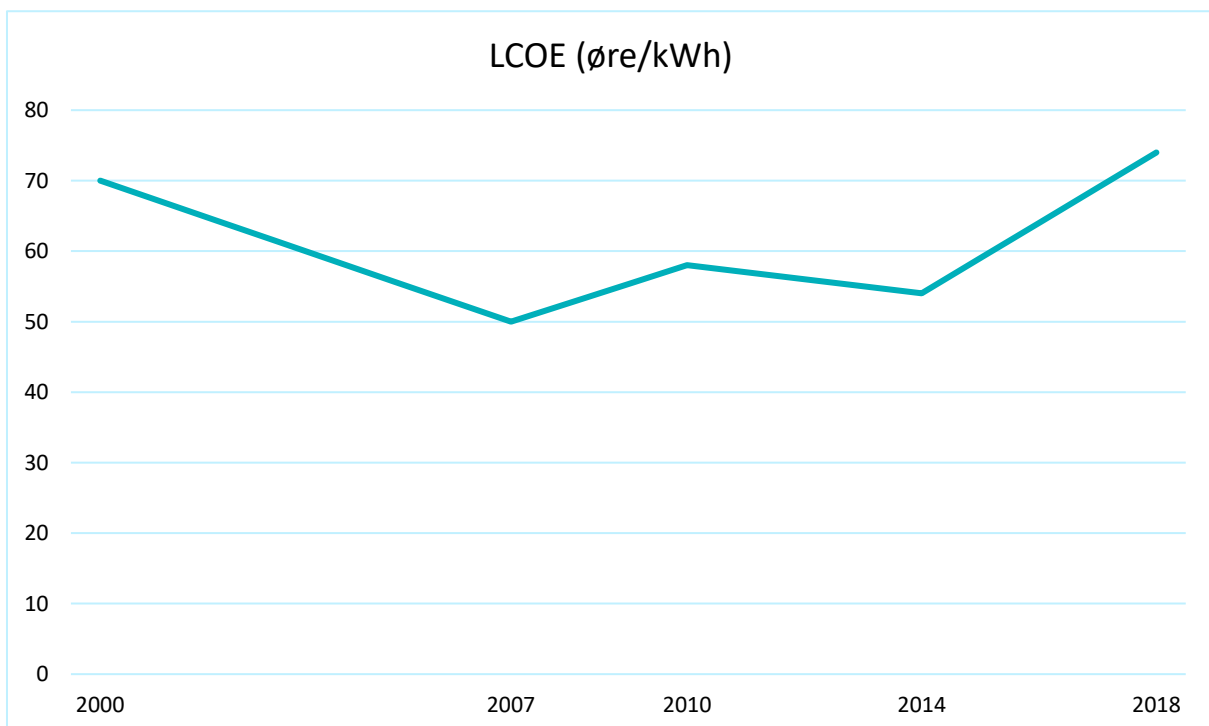


Vindkraftverk	Smøla vindkraftverk	Midtfjellet vindkraftverk	Storheia vindkraftverk	Guleslettene vindkraftverk	Havøygavlen vindkraftverk
Årstall	2000	2007	2010	2014	2018
Investerings- kostnader per MW	10,31 MNOK	14,42 MNOK	14,49 MNOK	11,36 MNOK	7,49 MNOK
Turbinkostnad per MW	7,22 MNOK	11,80 MNOK	10,14 MNOK	7,10 MNOK	5,23 MNOK
Drift og vedlikehold	37 øre/kWh	8 øre/kWh	12 øre/kWh	19 øre/kWh	31 øre/kWh
LCOE	70 øre/kWh	50 øre/kWh	58 øre/kWh	54 øre/kWh	74 øre/kWh

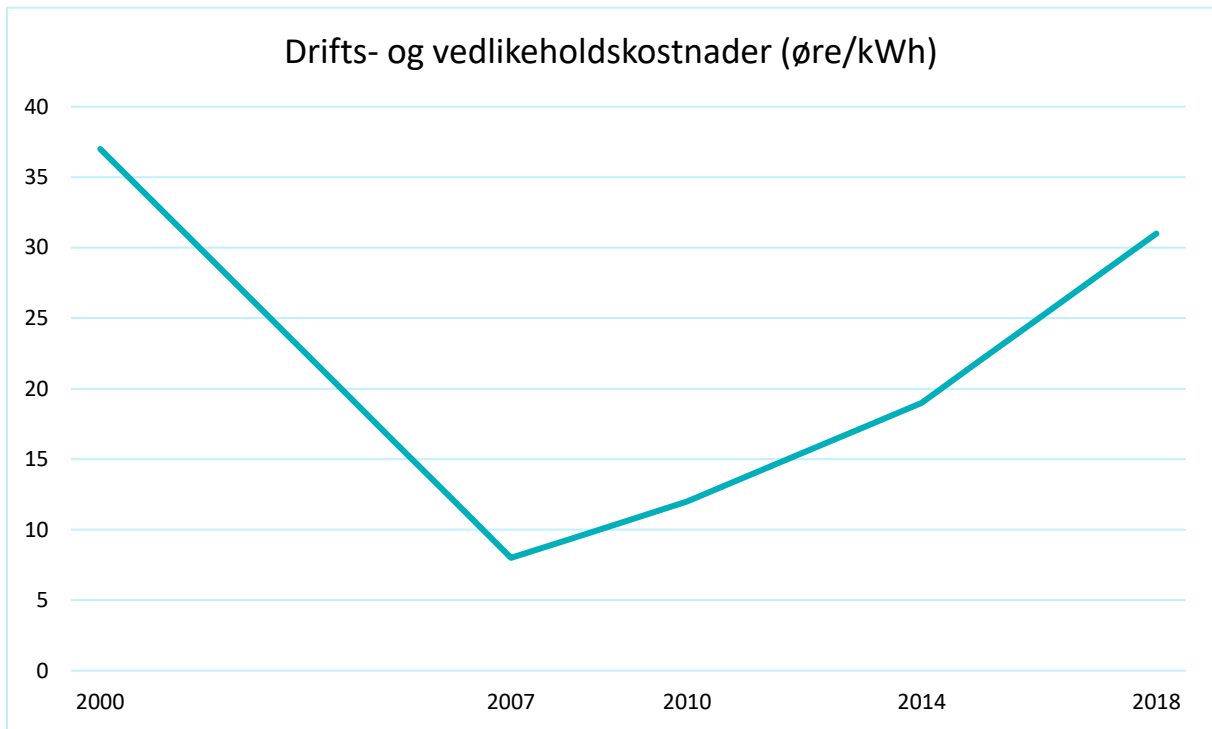
Tabell 3: Kostnadene knyttet til vindkraftverkene justert for inflasjon

## 6.5 Grafiske fremstillinger av kostnadsutviklingen

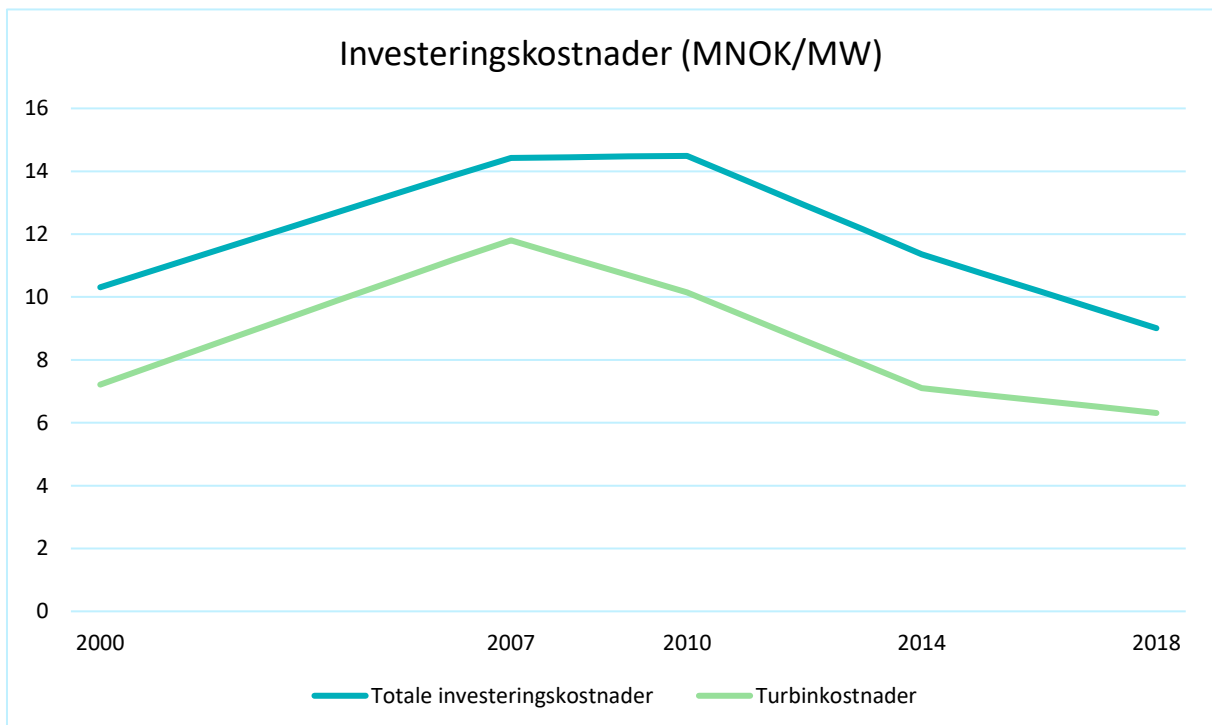
Grafene under viser hvordan de ulike kostnadene har utviklet seg ut ifra de vurderte konsesjonssakene. Her er det tatt hensyn til at det ikke er like mange år mellom hver av vurderingene.



Figur 3: Utviklingen til LCOE



Figur 4: Utviklingen til drifts- og vedlikeholdskostnadene



Figur 5: Utviklingen til investeringskostnadene

## 6.6 Andre relevante forhold

Her vil jeg kort gjøre greie for økonomiske forhold som kommer frem ved vurderingen av de aktuelle konsesjonssakene. Dette er ting som ikke direkte sier noe om kostnadene ved det aktuelle vindkraftverket, men som kan si noe om kostnadene på nasjonalt nivå på vurderingstidspunktet.

I vurderingen av Midtfjellet vindkraftverk kommer det fram at turbinkostnadene hadde økt med omtrent 20% i perioden 2004 til 2006, og at dette skjedde som en følge av flere økonomiske faktorer. Etter NVE sin vurdering var dette på grunn av blant annet økte garanti- og servicekostnader, og fordi prisen på innsatsfaktorer og råmaterialer slik som stål gikk opp. Samme kraftverk regnes som et godt økonomisk prosjekt, selv om det er avhengig av støtte for å kunne ansees som lønnsomt (Undem, 2007, s. 60-61). Vurderingen av Storheia forteller at produksjonskostnadene vil være avhengige av vindressursen og i hvilken grad turbinene klarer å utnytte den (Rognerud, 2010, s. 64). Nettilknytningskostnadene til Guleslettene vindkraftverk vil være lavere enn i resten av landet (Jakobsen, 2014, s. 9). De forventede produksjonskostnadene over levetiden (LCOE) for Havøygavlen vindkraftverk vil være lavere enn for andre vindkraftverk. Dette kommer av at prosjektet kun er en fornying av et eksisterende kraftverk (Bølling, 2018, s. 5).

Når det kommer til subsidier, kommer det fram at ingen av de tre første prosjektene vil være lønnsomme uten støtte (Inderberg & Selfors, 2000, s. 38; Undem, 2007, s. 59; Rognerud, 2010, s. 64). Dokumentet fra 2014 påpeker at de fleste vindkraftverk ikke vil være lønnsomme uten subsidier (Jakobsen, 2014, s. 35). I vurderingen av Havøygavlen fra 2018 kommer det fram at det vil være lønnsomt uten subsidier på grunn av de lave produksjonskostnadene (Bølling, 2018, s. 5).

## 7 Analyse og drøfting

### 7.1 Produksjonskostnader over levetiden

Perioden startet med en større nedgang i LCOE. Selv om de gikk ned hele 20 øre/kWh, er dette fordelt på 7 år, som er det største mellomrommet i undersøkelsesperioden. I snitt utgjør dette en årlig nedgang på 2,86 øre/kWh. Deretter gikk produksjonskostnadene opp med 8 øre/kWh i perioden 2007 til 2010. Dette tilsvarer en endring på 2,67 øre/kWh i året. Som nevnt tidligere kan denne økningen knyttes opp mot finanskrisen i samme periode (Sidelnikova et al., 2015, s. 60). Frem mot 2014 begynte kostnadene igjen å avta. Her er det snakk om en nedgang på 4 øre/kWh i løpet av 4 år, og en årlig nedgang på 1 øre/kWh.

Siste del av perioden skjedde det en større økning. Her har de gått opp med 20 øre/kWh, fordelt på 4 år. Dette tilsvarer 5 øre/kWh per år, og er den største endringen i perioden 2000 til 2018. Likevel mine beregninger av LCOE i 2018 basert på både kostnader fra 2001, 2003 og 2018. Det vil si at det er noe usikkerhet knyttet til akkurat disse produksjonskostnadene. Som nevnt tidligere kommer NVE frem til at de forventede produksjonskostnadene over levetiden for kun reetableringen vil være på 32 øre/kWh (Bølling, 2018, s. 5), eller 32,83 øre/kWh når de er justert for prisendringer. At det er en reetablering tyder på at kostnadene likevel vil være en del høyere. Dette bekreftes av tall fra NVE sine hjemmesider, som viser at LCOE for vindkraft i 2018 var på 34 øre/kWh (NVE, 2019a). Dette tilsvarer 34,88 øre/kWh når de er korrigert for inflasjon.

I vedtaket fra 2007 nevnes det at dette var et godt økonomisk prosjekt (Undem, 2007, s. 61). Det tolker jeg som at nye vindkraftverk i 2007 generelt har vært noe dyrere enn Midtjøllet. Dette kan også bety at nedgangen mellom 2000 og 2007, og økningen mellom 2007 og 2010, var noe mindre enn det jeg har kommet frem til i resultatet.

Som nevnt viser tidligere forskning at det har vært både økning og reduksjon i produksjonskostnadene. Noen sier at nedgangen i produksjonskostnadene startet i 2005 (THEMA Consulting Group, 2019, s. 12), mens andre sier at dette ikke skjedde før i 2008 (Sidelnikova et al., 2015, s. 60). Mine tall viser at den største nedgangen var fra 2000 til 2007, i tillegg til at de gikk noe ned mellom 2010 og 2014. Nasjonal ramme for vindkraft forteller kun om kostnadsutviklingen etter 2012. Her kommer det frem at LCOE kun har hatt en nedgang mellom 2012 og 2018 (Jakobsen et al., 2019, s. 20). Dette samsvarer ikke med mine

resultater, som viser at produksjonskostnadene stort sett har gått opp i denne perioden. Det må likevel tas hensyn til at de kostnadene som forårsaker denne store økningen ikke bare er basert på tall fra 2018. Dette tyder på at den store oppgangen mellom 2014 og 2018 har vært noe mindre i denne perioden. Det kan tolkes på flere måter at det ikke står noe om kostnadene før 2012. I noen tilfeller velger man å kun ta med noen av opplysningene fordi de er mindre interessante. Dette kan igjen bety at vi har hatt kostnadsøkninger i perioden før 2012. En annen mulig årsak til dette er at kostnadene gikk nedover i årene før, men at denne nedgangen har ikke var spesielt stor. Det er ingen garanti for at noen av disse teoriene stemmer. Likevel støtter mine resultater delvis begge disse alternativene, fordi de viser både en kostnadsøkning og -nedgang i årene før 2012.

Samlet sett viser mine resultater at LCOE har hatt en økning fra 70 til 74 øre/kWh mellom 2000 og 2018. Likevel er det en del usikkerhet rundt LCOE fra 2018. Mens mine beregninger viser at disse lå på 74, sier andre kilder at nivået på produksjonskostnadene dette året var på 34,88 øre/kWh. Fordi prisen på 74 øre/kWh er beregnet ved hjelp av kostnader fra andre år enn 2018, velger jeg å stole på at NVE sine beregninger på 34 øre/kWh (Jakobsen et al., 2019, s. 20), eller 34,88 etter inflasjon, stemmer. En annen grunn til dette er at resten av tallene jeg har brukt i mine vurderinger er hentet fra NVE. Det vil derfor være naturlig å tenke at disse er beregnet ved hjelp av de samme metodene, og at det på bakgrunn av dette vil være riktig å sammenligne dem.

## 7.2 Investeringskostnader

De samlede investeringskostnadene hadde en økning fra 2000 til 2010, der den største økningen foregikk frem til 2007. Etter dette har kostnadene sunket. Som nevnt kommer fram i vurderingen fra 2014 at dette prosjektet ville få større nettilknytningskostnader enn i resten av landet (Jakobsen, 2014, s. 9). Disse kostnadene utgjør en mindre del av investeringskostnadene, men må likevel tas med i vurderingen. Dette tyder på at investeringskostnadene på nasjonalt nivå var noe lavere enn de som kommer fram i min undersøkelse. Samtidig støtter det påstanden til NVE om at produksjonskostnadene har blitt lavere etter 2012, fordi disse kostnadene i stor grad påvirkes av investeringskostnadene. Det vil si at kostnadsreduksjonen mellom 2010 og 2014 vil være større enn det jeg har kommet

fram til i mine vurderinger. Det kan likevel hende at de andre utbyggingene dette året hadde kostnader knyttet til andre faktorer som var høyere enn mine. Dersom dette er tilfellet, vil ikke påstanden om lavere kostnader stemme i like stor grad.

Når det kommer til investeringskostnadene for 2018, er disse beregnet ut ved hjelp av tall fra både 2003 og 2018. Det vil si at prisnivået for 2018 blir påvirket av prisnivået i 2003. Deler vi opp disse ser vi at prisen per installerte MW var mye høyere i 2003. Det vil derfor være naturlig å si at disse trekker opp de samlede kostnadene for dette kraftverket, og at disse dermed har vært lavere enn det investeringskostnadene i mine resultater tilsier. I vurderingen av Midtfjellet vindkraftverk kommer det frem at turbinkostnadene økt med 20% i perioden 2004 til 2006 (Undem, 2007, s. 9). Ifølge mine vurderinger har turbinkostnadene økt fra 7,22 til 11,8 øre/kWh mellom 2000 og 2007. Dette gir en økning på 38,8% over 7 år, og støtter påstanden om at kostnadene har gått opp i den nevnte perioden.

Tidligere forskning forteller at turbinkostnadene per MW i 2019 var hadde halvert seg i løpet av 10 år (THEMA Consulting Group, 2019, s. 3). Mine beregninger av kostnadene viser en nedgang fra 10,14 til 6,31 MNOK/MW mellom 2010 og 2018. Dette tilsvarer en reduksjon på 37,78% i løpet av 8 år. Dette støtter argumentet om at turbinkostnadene har hatt en stor nedgang siden 2009.

Selv om resultatene til både investerings- og turbinkostnadene viser en økning de første årene, har begge to samlet sett hatt en nedgang i løpet av hele perioden.

## 7.3 Drifts- og vedlikeholdskostnader

Kostnadene knyttet til drift og vedlikehold er de som her endret seg mest i løpet av perioden. Ut ifra mine resultater kan jeg si at det først skjedde en kraftig reduksjon mellom 2000 og 2007. I løpet av denne perioden gikk de ned med 29 øre/kWh. Dette gir en årlig nedgang på 4,14 øre/kWh. Etter dette har kostnadene økt frem mot 2018. Den samlede økningen er på 23 øre/kWh, men den årlige oppgangen blir stadig større. Den største økningen skjedde i perioden 2014 til 2018. Da hadde vi en årlig økning på 3 øre/kWh.

I mine beregninger av LCOE for 2018, er det drifts- og vedlikeholdskostnadene som skiller seg ut. Jeg har tidligere nevnt at produksjonskostnadene i stor grad påvirkes av investeringskostnadene. Selv om disse er lavere for 2018 enn de andre årene, er det likevel her vi finner de høyeste produksjonskostnadene. Dette skyldes, i tillegg til en lavere kraftproduksjon, at drifts- og vedlikeholdskostnadene for 2018 nesten var på sitt høyeste for denne perioden. Grunnen til at disse er vurdert så høyt, er at de er beregnet med bakgrunn i kostnadene fra 2001 og 2018. Tar vi for oss disse før jeg slo dem sammen, ser vi at drifts- og vedlikeholdskostnadene per kWh lå på 37 øre/kWh i 2001 og på 10,26 øre/kWh i 2018. Det vil si at det skiller 26,74 øre/kWh mellom kostnadsnivåene på disse tidspunktene. Som nevnt i teoridelen, lå disse kostnadene på 10 øre/kWh i 2018 (NVE, 2019a). Justert for inflasjon blir dette 10,26 øre/kWh. Dette viser at drifts- og vedlikeholdskostnadene knyttet til reetableringen var de samme som kostnadene på nasjonalt nivå dette året. Denne typen kostnader er i stor grad avhengig av vindressursene i det aktuelle området (Rognerud, 2010, s. 64). Fordi det er snakk om det samme geografiske området, tar jeg utgangspunkt i at vindressursene til begge prosjektene er de samme. At det likevel er så store forskjeller på drifts- og vedlikeholdskostnadene, tyder på at det kan ha skjedd en stor utvikling innenfor blant annet vindkraftteknologi. Dette vil bidra til økt brukstid, som igjen gir en mer effektiv kraftproduksjon (Weir, 2018, s. 11). At de nye vindmøllene har en høyere brukstid, som en følge av bedre teknologiutviklingen, vil dermed gjøre dem mer lønnsomme enn de som ble satt i drift fra starten av. Fordi det er en sterk sammenheng mellom brukstid og kapasitetsfaktor, kan dette sees i sammenheng med at kapasitetsfaktoren har mer enn tredoblet seg i løpet av perioden 1991 til 2018 (Taylor, 2018, s. 395).

Sidelnikova et al. (2015) skriver at drifts- og vedlikeholdskostnadene til et vindkraftverk er forskjellige fra prosjekt til prosjekt. Dette kommer av at de ulike kostnadene knyttet til drift og vedlikehold av anlegget er prosjektspesifikke. Blant annet vil behovet for vedlikehold og overvåkning påvirke størrelsen på disse kostnadene. Dersom ikke landarealene erverves, vil det i tillegg oppstå driftskostnader i forbindelse med leie av dette (s. 63). Dette er altså forhold som ikke er direkte knyttet opp mot et spesielt tidspunkt, men mot ett spesifikt kraftverk. Derfor vil jeg påstå at en beskrivelse av kostnadsutviklingen slik jeg har beregnet, ikke nødvendigvis gir et riktig bilde av drifts- og vedlikeholdskostnadene på nasjonalt nivå. Mine resultater viser i større grad hvor mye denne typen kostnader kan variere fra prosjekt til prosjekt.

## 7.4 Kostnader og subsidier

Det at investeringer som er vurdert så sent som i 2014 ikke er forventet å være lønnsom uten subsidier tyder på at kostnadene ikke har gått ned like mye som det blir hevdet i flere tidligere rapporter. Når det kommer til vurderingene som er gjort i 2018 at det aktuelle prosjektet vil være lønnsomt uten subsidier (Bølling, 2018), betyr ikke at alle prosjektet på dette tidspunktet vil være like lønnsomme. Jeg har flere ganger nevnt at kostnadene knyttet til dette er lavere enn en nyinvestering. Det er derfor en god mulighet for at andre prosjekter var lønnsomme nettopp fordi de fikk støtte. Dette kan likevel tolkes som at vi ikke er langt unna å kunne bygge ut vindkraftverk som er lønnsomme uten hjelp fra subsidier. At det i vurderingene fra 2014 kommer fram at de fleste prosjektene ikke ville være lønnsomme uten hjelp av subsidier (Jakobsen, 2014, s. 35), betyr ikke at det gjaldt for alle kraftverkene. På den ene siden var det faktisk slik at flesteparten trengte økonomisk støtte for å være lønnsomme. På den andre siden kan det tolkes som et annet argument for at lønnsomme vindkraftutbygginger uten subsidier etter hvert vil være en realitet.

Det kommer fram i flere av vedtakene at et godt økonomisk prosjekt vil tåle større miljøkostnader (Jakobsen, 2014, s. 37; Bølling, 2018, s. 12). Det vil si at jo lavere de bedriftsøkonomiske kostnadene til et vindkraftverk er, desto større kan de negative eksterne virkningene være før prosjektet ikke lenger vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt. I tillegg ser vi at den bedriftsøkonomiske lønnsomheten har blitt større. Slik jeg tolker det, vil en mulig følge av dette være at det vil stadig tas mindre hensyn til de samfunnsmessige kostnadene når forholdene knyttet til en fremtidig utbygging vurderes, avhengig av hvordan de bedriftsøkonomiske kostnadene utvikler seg i fremtiden. På den andre siden er det begrenset hvor mye elektrisk kraft kan produsere. Dette kommer av at en slik kraftproduksjon krever et like høyt forbruk, på grunn av lagringsproblemer (Olje- og energidepartementet, 2019b). I tillegg produseres store deler av strømmen i Norge ved hjelp av andre typer kraftverk, slik som vannkraft. Dette mener jeg kan være et argument for at vi ikke kan bygge ut uendelig med vindkraftverk i Norge.

Hvis det stemmer at kostnadene ikke har gått så mye ned, vil dette være et argument for at det er rett å holde subsidieordningene gående, dersom målet er å øke vindkraftutbyggingen. Det lite poeng i å subsidiere noe som allerede er billig nok til at folk ønsker å investere i det. Ifølge Elsertifikatloven avsluttes utstedelser av elsertifikater 31. desember 2035. I tillegg må



de aktuelle anleggene settes i drift innen desember 2021 for å ha rett på en slik subsidie (Elsertifikatloven, 2011, § 4; Elsertifikatloven, 2011, § 8). At det er fastsatt en sluttdato på ordningen er et tegn på at kostnadene faktisk går nedover. Likevel har en som sagt påstått lenge at kraftverkene har blitt billigere. Spørsmålet blir dermed hvorfor ikke avslutningen er satt før årsskiftet 2035-2036. Jeg velger å tolke dette som at det faktisk har vært behov for økonomisk støtte til utbyggingen ganske lenge. Det blir da et argument for at kostnadene ikke har gått så mye ned som det hevdes. Likevel er det viktig å huske på at hensikten med elsertifikatene er å bygge ut mer fornybar energi. Dette var også formålet med det tidligere Energifondet (Enova, 2014, s. 6). Innledningsvis nevnte jeg at Norge i 2018 hadde en fornybarandel på 72,8% (Eurostat, 2020). Dette er mye større enn det som er det samlede målet i EU, og viser at Norge produserer veldig mye fornybar energi sammenlignet med mange andre land. Det kan bety at det kanskje ikke har vært et stort behov for store mengder utbygging, og dermed tildeling av elsertifikater. På den andre siden er vi med i et internasjonalt kraftmarked, der alle bør bidra med det de kan. Samtidig vil kraftverkene slites jevnlig ut mens de er i drift. Dette gjør at det etter hvert blir behov for å bygge nye kraftverk og oppgradere de gamle. Et eksempel på dette er reetableringen av Havøygavlen vindkraftverk. Her blir det investert i nye turbiner for å øke den produserte energimengden. I tillegg kommer det frem at det samme kraftverket tidligere har hatt en utskiftning av en ødelagt turbin (Bølling, 2018, s. 3). Dette viser at det kan påløpe flere investeringskostnader, selv om anlegget allerede er i drift.

Når det kommer til avskrivninger som subsidier, har jeg nevnt at regelen om korte avskrivningsperioder kun gjelder kraftverk som er anskaffet mellom 19. juni 2015 og 31. desember 2021 (Skatteloven, 1999, § 14-51). Sammenlignet med elsertifikatordningen er dette en kort periode. Likevel ble regelen ikraftsatt ganske sent, på tross av at det flere år tidligere ble påstått at kostnadene hadde blitt lavere. Dette tyder på at det har vært et behov for subsidier så sent som i 2015.

## 8 Konklusjon

### 8.1 Kostnadsutviklingen

Ovenfor har jeg forsøkt å finne ut om kostnadene knyttet til vindkraft har gått ned i perioden 2000 til 2018 ved å studere fem ulike vindkraftverk fra denne perioden. Resultatene mine viser at de ulike kostnadene har hatt både blitt redusert og økt i den aktuelle perioden. Tidligere rapporter om kostnadsutviklingen har størst fokus på at kostnadene har gått ned.

LCOE, som er avhengig av både investerings-, drifts- og vedlikeholdskostnadene, har etter mine beregninger hatt en liten økning i perioden. Likevel er det stor usikkerhet knyttet til kostnadene fra 2018, da disse er basert på tall fra flere tidspunkt. Samtidig sier andre tall fra NVE at LCOE fra dette tidspunktet har vært mye lavere (Jakobsen et al., 2019, s. 20). Derfor velger jeg å konkludere med at LCOE samlet sett har hatt en nedgang i perioden 2000 til 2018. Både investerings- og turbinkostnadene har samlet sett hatt en liten nedgang, selv om de hadde en ganske stor oppgang i første delen av perioden. Det har vært store variasjoner i drifts- og vedlikeholdskostnadene i perioden. Dette kan skyldes at disse i stor grad er avhengige av faktorer knyttet til prosjektet, og ikke nasjonale forhold. På tross av indikasjoner på at vindkraftverk snart vil være lønnsomme uten subsidier, inkludert lavere kostnader, er det lenge til den siste støtteordningen skal avvikles. Selv om vi ikke kan bygge ut uendelig mange vindkraftverk, vil det likevel kunne bli nødvendig å bruke penger på oppgraderinger.

For å svare på problemstillingen vil jeg kort konkludere med at kostnadene knyttet til landbasert vindkraft i Norge har gått ned i løpet av perioden 2000 til 2018. Etter mine vurderinger gjelder dette LCOE og investeringskostnadene.

## 8.2 Feilkilder

Dokumentet jeg har brukt til å vurdere kostnadene for Guleslettene vindkraftverk har blitt fjernet fra NVE sine hjemmesider etter at jeg var ferdig med det. Dette vil prege etterprøvbareheten til undersøkelsen. Likevel mener jeg at undersøkelsen min i stor grad kan etterprøves. For det første er de andre dokumentene tilgjengelige. For det andre er det et dokument kalt «KE-notat» som ligger tilgjengelig under den samme konsesjonssaken. Her gjøres det greie for retningslinjer for vurdering av vindkraftanlegg, tillegg til noen vurderinger av det gjeldende anlegget (NVE, 2014). Det er viktig å merke seg at det er noen avvik mellom dette dokumentet og «Bakgrunn for vedtak». Her er de viktigste forskjellene at KE-notatet har beskrevet turbinkostnadene som noe høyere, og drifts- og vedlikeholdskostnadene som noe lavere enn det jeg har kommet fram til i undersøkelsen. Det at to ulike vurderinger av det samme kraftverket, der begge er gjort av NVE kan i tillegg tyde på at det er en viss usikkerhet rundt alle tallene jeg har brukt i undersøkelsen. En annen mulig feilkilde knyttet til dette er risikoen for at flere dokumenter fjernes, slik at etterprøvbareheten svekkes i større grad.

At vindressursene i det aktuelle området påvirker produksjonskostnadene betyr at det er andre faktorer enn de økonomiske som påvirker prisen. Derfor vil noen av utfordringene med undersøkelsen være knyttet til at det er ulike vindforhold på de forskjellige geografiske områdene. En av utfordringene med kvalitativ metode er knyttet til generalisering av resultatet. Grunnen til dette er at utvalget ofte er lite. Når vi legger til en faktor som både påvirker kostnadene, og som er individuell fra sted til sted, vil det være enda vanskeligere å generalisere resultatet. Behovet for utvidelse eller oppgradering av strømmettet er ulikt fra prosjekt til prosjekt. Dette gir ulike grunnlag for investeringskostnader. Dermed vil kostnadsvurderingene påvirkes av dette. Dette er en av grunnene til at jeg har valgt å skille turbinkostnadene fra resten av investeringskostnadene. Det samme gjelder for kostnader knyttet til utbygging av veier og kaier, og landarealene som anlegget skal stå på. Hvorvidt sistnevnte faller inn under drifts- eller investeringskostnader er avhengig av om området leies eller erverves. En annen faktor som kan ha innvirkning på kostnadene er forskjellige turbintyper og -leverandører. Disse vil ha ulike priser. Dette er noe jeg har sett bort ifra i undersøkelsen.

## 8.3 Forslag til videre forskning

Det er ikke bare aktuelt å se på hvordan kostnadsutviklingen har vært. Som nevnt er læringskurver med på å beregne fremtidige kostnader (Blanco, 2009). Disse kan brukes til å estimere en fremtidig kostnadsutvikling, og sammenlignes med den tidligere kostnadsutviklingen. Dessuten har jeg så vidt vært innom kostnadene i andre land. Hvordan har disse utviklet seg i forhold til kostnadene i Norge? Hvordan ser utviklingen ut på for eksempel et globalt nivå, og hvordan ser ned norske utviklingen ut sammenlignet med disse?

# Litteratur

- Andreassen, V., Bredeesen, I. & Thøgersen, J. (2016). *Innføring i mikroøkonomi* (2. utg.). Oslo: Cappelen Damm akademisk.
- Blanco, M. I. (2009). The economics of wind energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13 (6-7), 1372-1382. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.09.004>
- Bredeesen, I. (2015). *Investering og finansiering* (5. utg.). Oslo: Gyldendal Akademisk.
- Bøhren, Ø. & Michalsen, D. (2012). *Finansiell økonomi: Teori og praksis* (4. utg.). Bergen: Fagbokforlaget.
- Bølling, J. K. (2018). Reetablering av Havøygavlen vindkraftverk. Måsøy kommune i Finnmark fylke. [Bakgrunn for vedtak fra Norges vassdrags- og energidirektorat]. Hentet fra <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201804779/2510189>
- Damodaran, A. (2012). *Investment valuation. Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset* (3. utg.). New Jersey: Wiley.
- Elsertifikatloven. (2011). Lov om elsertifikater. LOV-2011-06-24-39. Hentet fra <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2011-06-24-39>
- Enova. (2014). *Etablering av vindkraft i Norge* (Enovarapport 2014:5) Hentet fra [https://www.enova.no/upload\\_images/B4D72DED9E864DA6B38DA939AFAEA4A7.pdf](https://www.enova.no/upload_images/B4D72DED9E864DA6B38DA939AFAEA4A7.pdf)
- Eurostat. (2020, 4. mars). *Shares Summary results 2018*. Hentet fra <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares>
- Equinor. (2003, 3. juni). Verdens nordligste vindpark åpnet på Havøygavlen. Hentet fra <https://www.equinor.com/no/news/archive/2003/06/03/VerdensNordligsteVindparkAapnetPaHavoygavlen.html>
- Forskrift om konsekvensutredninger. (2017). Forskrift om konsekvensutredninger (FOR-2017-06-21-854). Hentet fra <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2017-06-21-854>

Forskrift om kontroll av nettvirksomhet. (1999). Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer (FOR-1999-03-11-302). Hentet fra <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302>

Gjølberg, O. & Johnsen, T. (2007). *Investeringer i fornybar energi: Hvilket avkastningskrav bør Enova SF legge til grunn?* Hentet fra [https://www.enova.no/upload\\_images/F5155683FB574E9A871FEFA61B3D8F57.pdf](https://www.enova.no/upload_images/F5155683FB574E9A871FEFA61B3D8F57.pdf)

Gogia, R., Endresen, H., Haukeli, I. E., Hole, J., Birkelund, H., Aulie, F. H., ... Bergesen, B. (2019). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2019-2040* (NVE rapport 41-2019). Hentet fra [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019\\_41.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_41.pdf)

Hagen, K. P. (2011). *Verdsetting av fremtiden. Tidshorisont og diskonteringsrenter* (Concept rapport nr. 27). Hentet fra [https://www.ntnu.no/documents/1261860271/1262010703/CONSEPT\\_27\\_web.pdf](https://www.ntnu.no/documents/1261860271/1262010703/CONSEPT_27_web.pdf)

Haugen, S., Haugland, C.-P., Vingås, L. & Johnsen-Solløs, A. (2004). *Opprusting av kraftnettet for å redusere energitapet* (Rapport nr. 1/2004). Hentet fra [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2004/rapport2004\\_01.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2004/rapport2004_01.pdf)

Hofstad, K. (2019, 12. September). Topplast – energiforsyning. Hentet fra [https://snl.no/topplast\\_-\\_energiforsyning](https://snl.no/topplast_-_energiforsyning)

Inderberg, S. S. & Selfors, A. (2000), Vindkraft på Smøla. [Bakgrunn for vedtak fra Norges vassdrags- og energidirektorat]. Hentet fra <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/199704484/883707>

IRENA. (2012). Wind Power. *Renewable energy technologies: Cost analysis series, volume 1: Power Sector* (Issue 5/5).

IRENA. (2018). *Renewable Power Generation Costs in 2017*. Hentet fra [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA\\_2017\\_Power\\_Costs\\_2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf)

Jacobsen, D. I. (2015). *Hvordan gjennomføre undersøkelser?: Innføring i samfunnsvitenskapelig metode* (3. utgave). Oslo: Cappelen Damm akademisk.

Jakobsen, S. B., Mindeberg, S. K., Østenby, A. M., Dalen, E. V., Lundsbakken, M., Bjerkestrand, E., ... Engebrigtsen, K. H. (2019). *Forslag til nasjonal ramme for vindkraft* (Rapport nr. 12-2019). Hentet fra [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019\\_12.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_12.pdf)

Jakobsen, S. B. (2014). Guleslettene vindkraftverk – Bremanger og Flora kommuner – Sogn og Fjordane. [Bakgrunn for vedtak fra Norges vassdrags- og energidirektorat]. Ref.: 200704834-126

Koløen, J. (2005). Midtfjellet Vindpark, Fitjar kommune. Konesjonssøknad og konsekvensutredning. Hentet fra <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/200401666/1035817>

Lundseng, O., Johnsen, H. K. & Bergsmark, S. S. (2018, 3. desember). Sannheten er at Energiewende er i ferd med å mislykkes. *Enerwe*. Hentet fra <https://enerwe.no/sannheten-er-at-energiewende-er-i-ferd-med-a-mislykkes/165300>

Norges Bank. (2019). Statsobligasjoner årsgjennomsnitt. Hentet fra <https://www.norges-bank.no/tema/Statistikk/Rentestatistikk/Statsobligasjoner-Rente-Arsgjennomsnitt-av-daglige-noteringer/>

Norges Bank. (2020). *Norske statsobligasjoner. Generelle vilkår*. Hentet fra [https://static.norges-bank.no/globalassets/upload/statsgjeld/vilkaar/statsobligasjoner-generelle\\_vilkaar20200207.pdf?v=02/07/2020150914&ft=.pdf](https://static.norges-bank.no/globalassets/upload/statsgjeld/vilkaar/statsobligasjoner-generelle_vilkaar20200207.pdf?v=02/07/2020150914&ft=.pdf)

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). (2000). Kostnader ved produksjon av kraft og varme i 1999. Hentet fra [http://publikasjoner.nve.no/haandbok/2000/haandbok2000\\_01.pdf](http://publikasjoner.nve.no/haandbok/2000/haandbok2000_01.pdf)

NVE. (2003). Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter. Håndbok, Hentet fra [http://publikasjoner.nve.no/haandbok/2003/haandbok2003\\_01.pdf](http://publikasjoner.nve.no/haandbok/2003/haandbok2003_01.pdf)

NVE. (2014). KE-Notat 7/2014. Hentet fra <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/200704834/1184315>

NVE. (2019a). *Kostnader i energisektoren* [Tabell]. Hentet fra <https://www.nve.no/energiforsyning/energiforsyningsdata/kostnader-i-energiesektoren>

NVE. (2019b, 1. november). Kraftproduksjon fra vindturbiner. Hentet fra <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/vindkraft/kraftproduksjon-fra-vindturbiner/>

NVE. (2019c, 4. november). Elsertifikater. Hentet fra <https://www.nve.no/energiforsyning/elsertifikater/>

NVE. (2019d). Kraftsituasjonen. Fjerde kvartal og året 2019. Hentet fra [https://www.nve.no/media/9095/q4\\_2019.pdf](https://www.nve.no/media/9095/q4_2019.pdf)

NVE. (2020a, 15. april). 34,4 TWh ny fornybar kraftproduksjon siden 2012. Hentet fra <https://www.nve.no/energiforsyning/elsertifikater/siste-nytt-om-elsertifikater/34-4-twh-ny-fornybar-kraftproduksjon-siden-2012/>

NVE. (2020b, 8. mars). Vindkraft. Hentet fra <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/vindkraft/?ref=mainmenu>

NVE. (2020c, 20. april). Vindkraftkonsesjoner i kart. Tema. [Faktaboks]. Hentet fra <https://temakart.nve.no/link/?link=vindkraftverk>

Norsk Vindkraftforening (NORWEA). (2019). Vindhåndboken. Hentet fra <https://indd.adobe.com/view/61d49cc7-d167-4495-bd76-e58b03b07a56>

NOU 2019:16. (2019). *Skattlegging av vannkraftverk*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2019-16/id2670343/>

Olje- og energidepartementet. (2019a, 3. januar). Elsertifikater. Hentet fra <https://energifaktanorge.no/regulering-av-energisektoren/elsertifikater/>

Olje- og energidepartementet. (2019b, 9. oktober). Kraftmarkedet. Hentet fra <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/>

Olje- og energidepartementet. (2019c, 3. januar). Skattlegging av kraftsektoren. Hentet fra <https://energifaktanorge.no/regulering-av-energisektoren/skattlegging-av-kraftsektoren/>

Olje- og energidepartementet. (2019d, 3. januar). Kraftproduksjon. Hentet fra <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/>



- Ommedal, H. K. (2015). *Cost of flexibility in the future European power system*. (Masteroppgave). Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU), Trondheim. Hentet fra [https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/2368091/13575\\_FULLTEXT.pdf?sequence=1](https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/2368091/13575_FULLTEXT.pdf?sequence=1)
- Pawel, I. (2014). The Cost of Storage – How to Calculate the Levelized Cost of Stored Energy (LCOE) and Applications to Renewable Energy Generation. *Energy Procedia*, 46, 68-77. <http://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.159>
- Riva, A. D., Hethey, J., Lüers, S., Wallasch, A.-K., Rehfeldt, K., Duffy, A., ... Wisser, R. (2018). *IEA Wind TCP Task 26. Wind Technology, Cost, and Performance Trends in Denmark, Germany, Ireland, Norway, Sweden, the European Union, and the United States: 2008-2016* (NREL/TP-6A20-71844). Doi: 10.2172/1525772.
- Rognerud, I. (2010). Statkraft Agder Energi Vind DA – Storheia vindkraftverk med tilhørende 132 kV nettilknytning i Åfjord og Bjugn kommuner, Sør-Trøndelag fylke. [Bakgrunn for vedtak fra Norges vassdrags- og energidirektorat]. Hentet fra <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/200700502/309468>
- Sacchi, R., Besseau, R., Pérez-Lopéz, P. & Blanc, I. (2019). Exploring technologically, temporally and geographically-sensitive life cycle inventories for wind turbines: A parameterized model for Denmark. *Renewable Energy*, 132, 1238-1250. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.09.020>
- Sidelnikova, M., Weir, D. E., Groth, L. H., Nybakke, K. Stensby, K. E., Langseth, B., ... Qureishy, T. H. (2015). *Kostnader i energisektoren: Kraft, varme og effektivisering* (NVE rapport 2/2015 del 1). Hentet fra [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2015/rapport2015\\_02a.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2015/rapport2015_02a.pdf)
- Skatteetaten. (2018). Skatte-ABC 2018. Hentet fra <https://www.skatteetaten.no/rettskilder/type/handboker/skatte-abc/2018/>
- Skatteloven. (1999). Lov om skatt av formue og inntekt. (LOV-1999-03-26-14). Hentet fra <https://lovdata.no/lov/1999-03-26-14>

Skorstad, M. H. (2014). *Innfasing av vindkraft i Norge – En caseanalyse fra Midt-Norge*.

(Masteroppgave, Norges miljø- og biovitenskapelige universitet). Hentet fra

<https://nmbu.brage.unit.no/nmbu-xmlui/bitstream/handle/11250/219895/Masteroppgave%20Mona%20H.%20Skorstad.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Statistisk sentralbyrå (SSB). (2020, 8. april). Konsumprisindeksen. Hentet fra

<https://www.ssb.no/kpi>

Statkraft. (u.å.). Dette bør du vite om vindkraft i Norge. Hentet fra

<https://www.statkraft.no/Energikilder/Vindkraft/fordeler-med-vindkraft/>

Statkraft. (2018). *Årsrapport 2018*. Hentet fra [https://www.statkraft.no/globalassets/1-](https://www.statkraft.no/globalassets/1-statkraft-public/05-investor-relations/4-reports-and-presentations/2018/annual-report-2018/2018-arsrapport-statkraft-as.pdf)

[statkraft-public/05-investor-relations/4-reports-and-presentations/2018/annual-report-2018/2018-arsrapport-statkraft-as.pdf](https://www.statkraft.no/globalassets/1-statkraft-public/05-investor-relations/4-reports-and-presentations/2018/annual-report-2018/2018-arsrapport-statkraft-as.pdf)

Statnett. (2019a). *Et elektrisk Norge – fra fossilt til strøm*. Hentet fra

<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/et-elektrisk-norge--fra-fossilt-til-strom.pdf>

Statnett. (2019b). *Tariffer for transmisjonsnettet 2020. Modellbeskrivelser og satser*. Hentet

fra <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/tariff/tariffhefte-2020.pdf>

Steigum, E. (2018). *Moderne makroøkonomi* (2. utg.). Oslo: Gyldendal.

Store norske leksikon. (2019, 28. januar). Konesjon. Hentet 25. april 2020 fra

<https://snl.no/konesjon>

Taylor, D. (2018). Wind Energy. I Peake, S. (Red.), *Renewable Energy: Power for a sustainable future* (4th ed., 353-437). Oxford: Oxford University Press.

THEMA Consulting Group. (2019). *Grønn omstilling og landbasert vindkraft i Norge – En studie av verdiskaping og samfunnsøkonomi* (THEMA-Rapport 2019-05). Hentet fra

<http://dl.dropboxusercontent.com/s/8x1bnh20ixfs9op/THEMA%20rapport%202019-05%20Siste.pdf?dl=0>

THEMA Consulting Group. (2020). *Redispatch and Countertrade Costs – The Impact of German Bidding Zones* (THEMA-rapport 2020-01). Hentet fra <https://thema.no/wp-content/uploads/THEMA-Report-2020-01-Redispatch-and-Countertrade-Costs-Impact-of-Germany-Bidding-Zones-3.pdf>

Tolletaten. (u.å.). Historiske omregningskurser – valutakode USD. Hentet fra <https://www.toll.no/no/verktoy/valutakurser/History?SelectedExchangeRate=USD>

Undem, L. S. (2007). Midtfjellet Vindkraft AS – Konesjonssøknad for midtfjellet vindkraftverk med tilhørende infrastruktur i Fitjar kommune. Sammenfatning av høringsuttalelser og bakgrunn for vedtak. [Bakgrunn for vedtak fra Norges vassdrags- og energidirektorat]. Hentet fra <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/200701056/9885>

Utenriksdepartementet. (2014). *EUs klima- og energimål for 2030 vedtatt*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/EUs-klima--og-energimal-for-2030-vedtatt/id2009038/>

Vindportalen. (u.å.). Drift og vedlikehold. Hentet fra <https://www.vindportalen.no/Vindportalen-informasjonsiden-om-vindkraft/Vindkraft/Vindkraftverk/Drift-og-vedlikehold>

Weir, D. E. & Aksnes, N. (2018). *Vindkraft-produksjon i 2017*. (NVE rapport 10-2018). Hentet fra [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018\\_10.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_10.pdf)

Weir, D. E. (2018). *Nasjonal ramme for vindkraft – Kart over produksjonskostnad for vindkraftutbygging i Norge*. Hentet fra <https://www.nve.no/Media/6950/nasjonal-ramme-for-rvindkraft-lcoe-kart.pdf>

Wizelius, T. (u.å.). Vindkraften i kris. *Svensk vindkraftförening*. Hentet fra <https://www.svensk-vindkraft.org/vindkraften-i-kris/>

# Vedlegg

## Vedlegg 1: Beregning av LCOE i regneark

	A	B	C	D	E	F
1						
2	Levetid (år)	Smøla	Midtfjellet	Storheia	Guleslettene	Havøygavlen
3	Kalkulasjonsrente	20	20	20	20	20
4	Investeringskostnader (MNOK)	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
5	Årlig energiproduksjon (GWh/år)	1546,5	2163	3187,8	1817,4	=338,52+427,16
6	Årlige drifts- og vedlikeholdskostnader (MNOK/år)	410	450	600	450	=120+35
7		=B5*0,37	=C5*0,08	=D5*0,12	=E5*0,19	=F5*0,3134
8	Nåverdi drift og vedlikehold (MNOK)	=NÅVERDI(B3;B2;B6;)*(-1)	=NÅVERDI(C3;C2;C6;)*(-1)	=NÅVERDI(D3;D2;D6;)*(-1)	=NÅVERDI(E3;E2;E6;)*(-1)	=NÅVERDI(F3;F2;F6;)*(-1)
9	Nåverdi totale kostnader (MNOK)	=B8+B4	=C8+C4	=D8+D4	=E8+E4	=F8+F4
10	Nåverdi energiproduksjon (GWh)	=NÅVERDI(B3;B2;B5;)*(-1)	=NÅVERDI(C3;C2;C5;)*(-1)	=NÅVERDI(D3;D2;D5;)*(-1)	=NÅVERDI(E3;E2;E5;)*(-1)	=NÅVERDI(F3;F2;F5;)*(-1)
11						
12	LCOE (MNOK/GWh)	=B9/B10	=C9/C10	=D9/D10	=E9/E10	=F9/F10



# Høgskulen på Vestlandet

## Bacheloroppgåve

BO6-2011 bacheloroppgåve

### Predefinert informasjon

<b>Startdato:</b>	05-05-2020 15:00	<b>Termin:</b>	2020 VÅR
<b>Sluttdato:</b>	14-05-2020 14:00	<b>Vurderingsform:</b>	Norsk 6-trinns skala (A-F)
<b>Eksamensform:</b>	Bacheloroppgåve	<b>Studiepoeng:</b>	15
<b>SIS-kode:</b>	203 BO6-2011 1 BO 2020 VÅR		
<b>Intern sensor:</b>	Johannes Idsø		

### Deltaker

<b>Navn:</b>	Siren Javenes Flaa
<b>Kandidatnr.:</b>	367
<b>HVL-id:</b>	161355@hvl.no

### Informasjon fra deltaker

<b>Antall ord *:</b>	12595	<b>Inneholder besvarelsen</b>	Nei
<b>Egenerklæring *:</b>	Ja	<b>konfedensielt</b>	
		<b>materiale?:</b>	

Jeg bekrefter at jeg har ja registrert oppgavetittelen på norsk og engelsk i StudentWeb og vet at denne vil stå på vitnemålet mitt \*:

### Gruppe

<b>Gruppenavn:</b>	Enmannsgruppe
<b>Gruppenummer:</b>	25
<b>Andre medlemmer i gruppen:</b>	Deltakeren har innlevert i en enkeltmannsgruppe

Jeg godkjenner avtalen om publisering av bacheloroppgaven min \*

Ja

Er bacheloroppgaven skrevet som del av et større forskningsprosjekt ved HVL? \*

Nei

Er bacheloroppgaven skrevet ved bedrift/virksomhet i næringsliv eller offentlig sektor? \*

Nei