

Forord

Denne masteroppgaven markerer slutten på et 5-års masterstudium i samfunnsøkonomi ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet. Det har vært en krevende, men også og lærerik prosess å skrive denne oppgaven. I den forbindelse er det noen jeg ønsker å takke.

Først og fremst vil jeg takke min veileder Anders Skonhøft for veiledning og god diskusjon rundt temaet. Jeg vil også takke familie, venner og medstudenter for støtte og gode samtaler som har gjort denne prosessen lettere.

Oslo, 01.09.2016

Petter Meland

Sammendrag

Vindkraft utgjør en liten andel av norsk kraftproduksjon (1,7%), men satsning på fornybar kraftproduksjon gjennom elsertifikater (subsidieordning) kan bidra til å mangedoble den installerte kapasiteten i vindkraftsektoren. Norge besitter gode vindressurser og har et stort potensial for å øke utbyggingen av vindkraft. Likevel har det vært begrenset utbygging i Norge, noe som blant annet skyldes lav lønnsomhet i vindkraftsektoren grunnet et høyt kostnadsnivå.

I forbindelse med den potensielle mangedoblingen i installert kapasitet vil denne oppgaven undersøke effekten økt erfaring har på kostnadsnivået i norsk vindkraftsektor. Hovedproblemstillingen vil være å finne i hvilken grad «learning by doing» (LBD) kan bidra til å gjøre norsk vindkraft lønnsomt uten subsidier innen 2030.

Til å undersøke denne problemstillingen konstrueres en modell basert på relevant teori som beregner effekten av økt installert kapasitet. I tillegg innhentes kostnadsdata for norsk vindkraftsektor, prognoser for utvikling i installert kapasitet og estimater for læreraten i vindkraft. Disse dataene benyttes til å anslå effekten av learning by doing på kostnadsnivået i norsk vindkraftsektor.

Analysen finner at learning by doing kan bidra til å redusere energikostnaden i vindkraftsektoren med 6,7-19,0 % innen 2030, avhengig av hvilke antagelser som gjøres. Dette er ikke tilstrekkelig for å gjøre vindkraft lønnsomt uten subsidier, selv med en 50 % økning i kraftprisene fra dagens nivå. Videre finner analysen at hoveddelen av fra LBD-effektene kommer fra spillovers-effekter fra utlandet, noe som skyldes at kostandene i norsk vindkraft i stor grad avhenger av kostnadsutvikling i utlandet.

Abstract

Wind power make a up only a small amount of Norwegian electricity generation (1,7%), but focus on renewable energy production through subsidy schemes could contribute in multiplying installed capacity in the Norwegian wind energy sector. Norway possesses excellent wind resources, and hence a huge potential of expanding current capacity. Still, Norwegian wind energy generation is at a low level, which is due to low profitability and a high cost level in the wind energy sector.

Related to the potential multiplying of installed capacity, this master's thesis will explore the effect increased capacity makes on the cost level in the Norwegian wind energy sector. The

main target of this master's thesis will be to find in what degree learning by doing can contribute in making Norwegian wind power profitable within year 2030.

A model based on learning by doing in wind power, which measures the effect of increased installed capacity, will be constructed to address this issue. In addition, data on costs in Norwegian wind power sector, prognoses for development in installed capacity and estimates of the learning rate in wind power. These data will be used in order to predict the effect of learning by doing on the cost level in the Norwegian wind power sector.

The analysis reports a reduction in the cost of energy by 6,7-19,0 % due to learning by doing effects within 2030, depending on the assumptions. This will not be sufficient to make the wind power sector profitable without subsidies, even with a 50 % rise in the electricity price from today's level. Further, the analysis finds that a large amount of the LBD-effects originates from spillovers effects from abroad, which is explained by the fact that the Norwegian wind power sector depends largely on foreign developers.

Bakgrunn for oppgaven

På tross av gode vindressurser er utbygging av vindkraft i Norge begrenset per 2015 (SSB, 2016a). Dette kan forklares i at vannkraftproduksjonen, som er den mest kostnadseffektive teknologien (NVE, 2015) er tilstrekkelig for å dekke etterspørselen i Norge (SSB, 2016a). I tillegg er kostnadsnivået i vindkraftsektoren høyt, slik at vindkraftverkene er avhengig av høye kraftpriser eller subsidier for å oppnå lønnsom drift (NVE, 2015).

I Norge og i verden generelt satses det stadig mer på fornybar kraftproduksjon gjennom subsidieordninger. Norge og Sverige har blant annet en felles subsidieordning for ny fornybar kraftproduksjon med mål om å stimulere utbygging av fornybar kraft med 26,4 TWh (NVE, 2014). Vindkraft sto for kun 1,7 % av kraftproduksjonen i Norge per 2015 (SSB, 2016a), og med et stort omfang av gode vindressurser i Norge (NVE, 2009) er derfor vekstpotensialet svært høyt. Fram mot deltagelsesfristen i elsertifikatordningen i 2021 ventes det derfor kraftig vekst i norsk vindkraftsektor (Vindkraftnytt, 2016a).

Problemstilling og struktur

På bakgrunn av økt fremtidig utbygging i vindkraft i Norge og globalt vil problemstillingen i denne masteroppgaven være å finne hvilken effekten økt utbygging av vindkraft i Norge og globalt har på kostnadsnivået i Norge gjennom LBD-effekter. Hypotesen som undersøkes er om LBD-effekter er tilstrekkelig for å gjøre norsk vindkraft lønnsom uten subsidier innen 2030. I tillegg vil effektene av norsk utbygging undersøkes for å vurdere hvorvidt kostnadsreduksjoner gjennom LBD kan brukes som et argument for å subsidiere vindkraftsektoren i Norge. Kostnadene av norsk vindkraft vil også bli vurdert fra et samfunnsøkonomisk synspunkt for å bedømme samfunnsnyten av økt utbygging.

I kapittel 1 presenteres status for vindkraft i Norge per i dag, samt en beskrivelse av hvordan kraftmarkedet fungerer. Kapittel 2 omfatter teori som vil benyttes for utregning av kostnadsnivået i vindkraft (LCOE-modellen), og learning by doing teori som vil benyttes til å konstruere en modell for utregning av LBD-effekter i norsk vindkraft. Denne modellen vil benyttes i analysen i kapittel 4. I kapittel 3 presenteres data, estimater og utregninger relevant som vil benyttes i analysen. Til slutt vil resultater og funn fra analysen diskuteres i kapittel 5, før svaret på problemstillingen konkluderes i kapittel 6.

Innholdsfortegnelse

1 Vindkraft og kraftproduksjon i Norge	1
1.1 Kraftmarkedet i Norge.....	1
1.1.1 Kraftproduksjon i Norge vs. EU.....	1
1.2 Distribusjon av kraft.....	2
1.2.1 Statnett.....	2
1.2.2 Nord Pool	2
1.3 Elsertifikater	3
1.3.1 Elsertifikater i praksis.....	4
1.3.2 Effekter av elsertifikatorordningen.....	5
1.4 Vindkraft i Norge	7
1.4.1 Vindkraftteknologi	8
1.4.2 Vindressurser, utnyttelse og potensial	10
1.4.3 Kostnader og lønnsomhet.....	10
2.1 Kalkulasjonsrente	13
2.2 Annuitetsberegning – Årskostnad	13
2.3 LCOE (Levelized Cost of Energy) - kostnadsmodell:.....	14
2.4 Learning by doing:	15
2.4.1 Progresjons –og lærerate:	16
2.5 Lærekurver	16
2.5.1 1FLC.....	17
2.5.2 Utvidet 1FLC:.....	18
2.5.3 2FLC:.....	19
2.5.4 Styrker og svakheter med 1FLC og 2FLC.....	21
2.6 LBD i vindkraft – Estimering av lærerater.....	21
2.6.1 Relevante variabler i estimering av læreraten.	22
2.7 Modell for måling av LBD-effekter i norsk vindkraft.....	23
3 Data	25
3.1 Kumulativ kapasitet Norge.....	25
3.2 Kumulativ kapasitet globalt.....	26
3.3 Turbinkostnader.....	28
3.4 Anleggskostnader	30
3.5 Drifts –og vedlikeholdskostnader:.....	30
3.6 Kraft –og sertifikatpris	32
3.7 LCOE i Norge per 2016	34
3.8 Lærerateestimerer	36

4 Analyse av LBD-effekter i norsk vindkraftsektor	38
4.1 Metode.....	38
4.2 Spillovers-effekter i system A, B og C:.....	38
4.3 LBD-effekter i norsk vindkraftsektor.....	40
4.3.1 LBD-effekter system B.....	41
4.3.2 LBD-effekter system C.....	42
4.3.3 Tolkning av resultater.....	43
4.4 Lønnsomhet i vindkraftsektoren per 2030.....	44
5 Diskusjon.....	45
5.1 Gyldighet av modellvalg, antagelser og resultater	45
5.2 Usikkerhet rundt data	46
5.3 Lønnsomhet av vindkraft.....	47
5.4 Samfunnsmessige vurderinger:	48
6 Konklusjon:	51
Referanseliste:	53
Appendiks.....	62

1 Vindkraft og kraftproduksjon i Norge

1.1 Kraftmarkedet i Norge

Kraftproduksjon i Norge kjennetegnes ved at størsteparten av produksjonen kommer fra vannkraft. Dette kommer av et stort omfang av vassdrag som er egnet for vannkraftproduksjon, samt at det er den mest kostnadseffektive kraftproduksjonsteknologien i Norge (NVE, 2015). Kraftproduksjon fra vannkraft er i tillegg tilstrekkelig for å dekke norsk kraftforbruk slik at det heller ikke har vært behov for utbygging av andre kraftteknologier (SSB, 2016a).

I 2015 var kraftproduksjonen i Norge 145 Terrawattimer (TWh), hvorav vannkraft utgjorde 95,9 % av den totale produksjonen. Den resterende produksjonen kom fra varmekraftproduksjon (2,4 %) og vindkraft (1,7%). Vindkraft utgjør altså en marginal andel av kraftproduksjonen i Norge per 2015. Bruttoforbruket av elektrisitet (forbruk inkludert tap ved transport og pumpekraftforbruk) var i 2015 130,4 TWh, det innebærer at det var overskuddsproduksjon av kraft i 2015. Samlet ble det eksportert 22 TWh og importert 7,4 TWh som gir en nettoeksport på 14,6 TWh (SSB, 2016a).

1.1.1 Kraftproduksjon i Norge vs. EU

Sammenlignet med EU-landene skiller Norge seg med tanke på kraftteknologi og fornybarandel. I EU sto kjernekraft og kullkraft for 27 % hver av kraftproduksjonen i 2012, naturgass for 19 %, mens kraft fra fornybare ressurser utgjorde 24 % (European Union, 2014). Dette er en relativt liten andel sammenlignet med Norge hvor fornybar kraftproduksjon sto for 97,7 % i 2012 (SSB, 2014). En annen viktig forskjell er hvor den fornybare kraftproduksjonen kommer fra. I Norge står vannkraft for en dobbelt så stor andel av fornybar kraftproduksjon som i EU (46 %). Vindkraft, bioenergi og solkraft er derimot betydelig større i EU, og utgjør henholdsvis 27%, 19 % og 9 % av fornybar kraftproduksjon (European Union, 2014). 85 TWh av kraftproduksjonen i Norge kommer fra vannkraft med magasinkapasitet (NOU, 2012:9, 2012, s.29) som muliggjør å regulere produksjonen etter behov i markedet. Dette er en fordel sammenlignet med andre fornybare energikilder som vind og solkraft, hvor kraftproduksjonen ikke kan reguleres etter etterspørsel siden de er prisgitt ikke-regulerbare naturkrefter. Dette har betydning siden norsk vannkraft i langt større grad er stabil og regulerbar med tanke på å tilpasse produksjon etter forbruksmønster. I europeisk sammenheng er det også viktig å merke seg at Norge innehar 45 % av magasinkapasiteten i Europa (Statnett, 2013). Norge råder dermed over en stor andel av den regulerbare fornybare kraftproduksjonen, som vil bli stadig viktigere ved overgangen fra fossile til fornybare energikilder.

1.2 Distribusjon av kraft

Kraft er en ferskvare som må produseres samtidig med forbruket. Det er derfor viktig at det er balanse mellom produksjon og forbruk for å sikre tilgang til elektrisitet til enhver tid. Kraftverkene og strømmettet i et marked må derfor ha stor nok kapasitet til å dekke forbrukstoppene i løpet av et døgn for å sørge for dette, eventuelt ha kraftforbindelser i strømmettet som kan overføre strøm ved behov (Statnett, 2014).

1.2.1 Statnett

Transportering av kraft gjøres via strømmettet som administreres av Statnett. Strømmettet består av tre nivåer (Statnett, 2014):

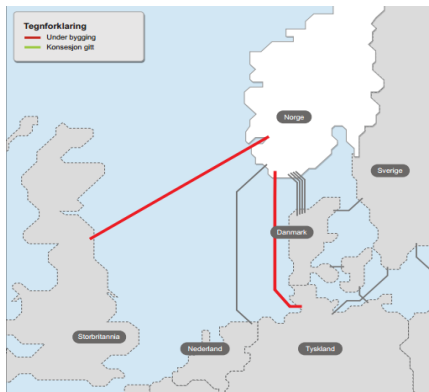
- Sentralnettet: Hovedveiene for transport av strøm mellom landsdeler (N01-N05)
- Regionalnettet: nett for transport av strøm innad i landsdelene
- Lokalnettet: Transport av strøm til husholdninger og annen virksomhet.

Siden det ikke er hensiktsmessig å ha flere strømmett vil eierne av de ulike delene av strømmettet inneha naturlig monopol på strømtransport. Nettleverandørene blir regulert av NVE slik at de ikke benytter seg av markedsmakten ved å kreve høy nettleie. Forbrukerne har dermed ikke mulighet til å velge nettleverandør, men etter liberaliseringen av kraftmarkedet i 1991 kan forbrukerne velge kraftleverandør selv (Fornybar, 2014).

Kraftmarkedet kan deles inn i engrosmarkedet hvor kraftprodusentene og leverandørene forhandler seg imellom om pris og mengde, og i sluttbrukermarkedet hvor husholdningene kjøper strøm fra leverandørene. Industri som bruker mye kraft kan gjøre avtaler om kjøp av kraft direkte fra børsen eller produsentene for å sikre tilgang i tillegg, samt å få mer stabile kraftpriser (Fornybar, 2014).

1.2.2 Nord Pool

Markedsprisen for strøm (spotprisen) bestemmes ut fra tilbud og etterspørsel av kraft gjennom handel i Nord Pool Spot, som er en felles kraftbørs for Nord-Europa. Nord Pool ble opprettet etter at de nordiske landene (Norge, Sverige, Danmark og Finland) deregulerte kraftmarkedet og skapte et felles marked for handel av strøm (Nord Pool, 2016a). Senere har Storbritannia, Tyskland, Østerrike, Frankrike og de baltiske landene blitt inkludert i det felles kraftmarkedet (Nord Pool, 2016b). Nord Pool muliggjør import og eksport av kraft, som igjen bidrar til å sikre tilgang til elektrisitet for landene i det felles markedet.



Figur 1.1 Overføringskabler utland Hentet fra: Statnett (2015a)

Norge er koblet til det nordeuropeiske kraftmarkedet gjennom en rekke overføringskabler (Statnett, 2015a). Disse har begrenset overføringskapasitet slik at en ikke vil få en full prisutjevning, samt at transportkostnader bidrar til at importert strøm får en ekstrakostnad sammenlignet med lokalt produsert strøm. Så langt er det bygget ut 1700 MW kapasitet til Danmark og 700 MW til Nederland via sjøkabel (Statnett, 2015a). I tillegg har Norge rundt 3600 MW overføringskapasitet til Sverige, 100 MW til Finland og 50 MW (kun import) fra Russland (Statnett, 2015a). Samlet sett utgjør dette en overføringskapasitet på 5500 MW som ved full utnyttelse utgjør ca. 48 TWh ($0,055TW * 8760t = 48TWh$) i året, som tilsvarer en tredjedel av norsk elektrisitetsproduksjon. Ytterligere to sjøkabler til Storbritannia og Tyskland, med en kapasitet på 1400 MW hver, planlegges å settes i drift i tidsrommet 2020-2021. Samlet sett planlegger Statnett å øke utvekslingskapasiteten fra Norge til 10 000 MW innen 2021 (Statnett, 2015a).

1.3 Elsertifikater

Elsertifikater er en subsidieordning som praktiseres ved at strømforbrukerne finansierer ny fornybar kraftproduksjon gjennom kjøp av sertifikater i takt med forbruket. Ordningen er felles for Norge og Sverige, og har vært operativ siden 2003, hvorpå Norge har deltatt siden 2012. Begge landene finansierer 50 % hver av sertifikatene, og kraftprodusentene står fritt til å velge hvilket land de vil produsere i. Ordningen er teknologinøytral og skiller ikke mellom produksjonsteknologi så lenge den benytter en fornybar ressurs. Formålet er å bygge ut 26,4 TWh ny fornybar kraftproduksjon i Norge og Sverige innen utgangen av 2020 (NVE, 2014). Sverige har senere utvidet ordningen med ytterligere 2 TWh til 28,4 TWh samt satt ny tidsfrist for fornybarutbygging i Sverige til 2021 (Regeringen, 2015). Elsertifikater som utstedes til de siste 2 TWh vil bli finansiert av Sverige alene.

Kraftprodusentene må søke om tildeling av elsertifikater, og det blir gitt konsesjon til de mest kostnadseffektive produsentene. Kraftprodusentene kan ikke motta subsidier fra andre offentlige støtteordninger hvis de deltar i elsertifikatordningen. Produsentene i ordningen vil motta sertifikater over en 15-årsperiode, dermed vil ordningen gjelde senest fram til 2036.

Når det kommer til videreføring av elsertifikatordningen etter 2021 er Sverige i langt større grad villige til dette enn Norge. I Meld. St. 25 (2015-2016, s.9) fremkommer det at regjeringen

ikke vil videreføre elsertifikatordningen etter 2021. Sverige planlegges det derimot å utvide fristen for deltagelse ordningen til 2030 ved å tilby elsertifikater for ytterligere 18 TWh fornybar kraftproduksjon (Regeringen, 2016). Følgene for det felles elsertifikatmarkedet av en utvidelse i Sverige er på nåværende tidspunkt usikre, men Sverige er forpliktet til å konsultere Norge angående en slik utvidelse i henhold til avtalen for det felles elsertifikatmarkedet.

1.3.1 Elsertifikater i praksis

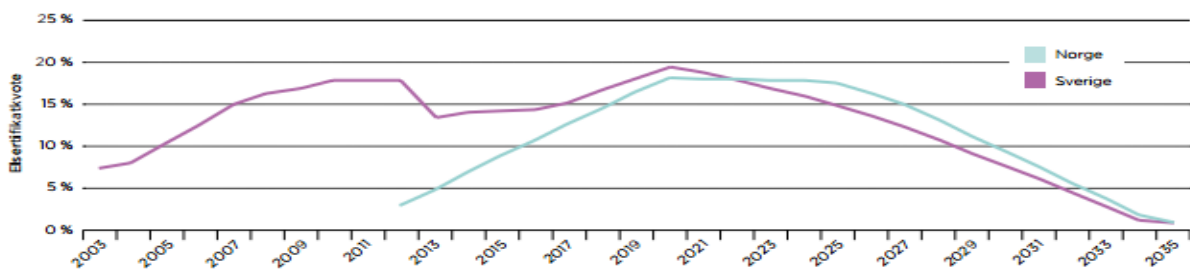
Kraftprodusentene som deltar i ordningen vil motta ett elsertifikat per MWh produsert, og elsertifikatene har verdi for kraftprodusentene ved at strømforbrukerne er pålagt å kjøpe elsertifikater i takt med forbruket. I tillegg til kraftleverandører er følgende aktører i Norge elsertifikatpliktige (NVE, 2014):

- Enhver som leverer elektrisk energi til sluttbruker
- Enhver som forbruker elektrisk energi som er egenprodusert
- Enhver som kjøper elektrisk energi til eget forbruk på den nordiske kraftbørsen eller gjennom bilateral avtale

Elsertifikatpliktige aktører må kjøpe et visst antall sertifikater bestemt av elsertifikatkvoten som regnes ut følgende (Kolseth, 2014):

$$(1.1) \text{Kvote} = \frac{\text{Samlet elsertifikatplikt i TWh}}{\text{Beregningsrelevant elforbruk i TWh (estimert)}}$$

Kvoten i Norge lå på 8,8 % i 2015 basert på et beregningsrelevant elforbruk på 78,9 TWh og samlet elsertifikatplikt på 6,9 TWh (NVE, 2016a), og vil økes trinnvis fram til 18 % fram mot år 2020 før den reduseres tilsvarende fra år 2020 til 2035.



Figur 1.2: Kvotekurve i Norge og Sverige 2003-2035. Hentet fra NVE (2014)

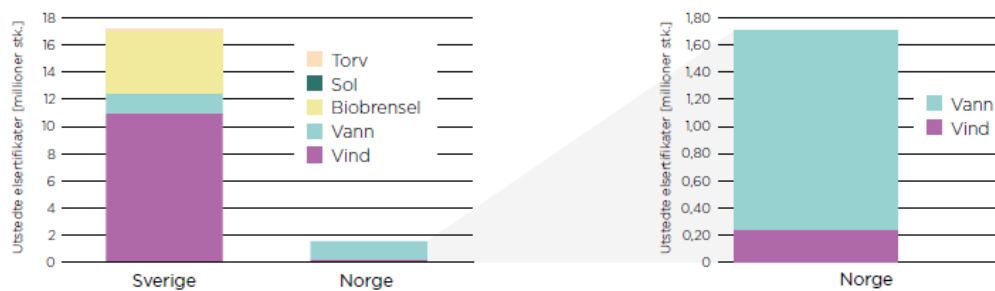
Kostnaden av elsertifikatene påfaller forbrukerne, og det skjer i praksis ved at kraftleverandørene kjøper elsertifikater for strømforbrukerne og legger kostnaden inn i strømprisen. Hvor stort prispåslaget blir avhenger av etterspørselen og tilbudet av elsertifikater, som igjen avhenger av forbruk, hvor stor andel av forbruk som er elsertifikatpliktig samt hvor

mange elsertifikater som blir utstedt (NVE, 2014). Prisen kraftleverandørene må betale for sertifikatene er en ekstraintekt for kraftprodusentene som skal gi insentiv til økt produksjonen av fornybar kraft. El-sertifikatordningen har altså en markedsbasert løsning hvor forbrukerne subsidierer utbygging av fornybar energi gjennom strømrregningen.

1.3.2 Effekter av elsertifikatordningen

Elserfikater har bidratt til økt investering i fornybar kraftproduksjon i Norge og Sverige, og det ble utstedt 18,7 millioner elsertifikater i 2014. Av disse ble 17,2 millioner (92%) utstedt i Sverige, og 1,5 millioner (8%) i Norge (NVE, 2014).

Figur 4: Utstedte elsertifikater i Sverige og Norge i 2014



Figur 1.3: Utstedte elsertifikater i Norge og Sverige 2014. Hentet fra NVE (2014, s.20)

Elsertifikatordningen har så langt ikke gitt noen stor satsning på vindkraft i Norge når en sammenligner med Sverige. Dette kan forklares med at det fremdeles er ubenyttet vannkraftpotensiale i Norge (Fornybar, u.å.) og at vannkraft fortsatt er den mest kostnadseffektive kraftproduksjonsformen. Det er derfor naturlig at det er der satsning på fornybar kraftproduksjon i i Norge i første omgang vil ligge.

Fra figur 1.3 ser en at flest sertifikater tilfaller svenske kraftprodusenter, og dette kan hovedsakelig forklares med at Sverige startet elsertifikatordningen allerede i 2003. Det er verdt å bemerke at svenske elsertifikatberettigede produksjonsanlegg som var i drift før den felles avtalen ikke inngår i det felles målet om 26,4 TWh, slik at at fordelingen ikke er like skjev som det fremkommer av figur 1.3. Per 1. januar 2016 vil beregnet årsproduksjon for kraftverk som inngår i det felles målet være 2,21 TWh i Norge og 11,64 TWh i Sverige (NVE, 2016a). Dette innebærer at Norge vil stå for ca 16% av produksjonen i det felles målet. Dermed vil de fleste elsertifikatene norske forbrukere betaler for finansiere svenske kraftverk, basert på anslått

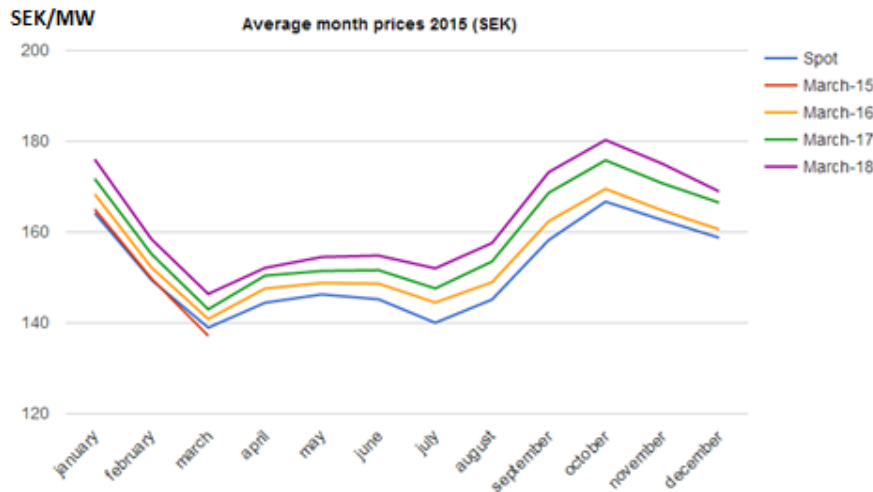
normalproduksjon 1. januar 2016 . Den skjeve fordelingen etter 2012 forklares av ZERO (2014) som er resultat av 3 hovedforskjeller mellom Norge og Sverige:

- 1) Lavere skattesats i Sverige (22% vs. 27% av overskudd) og mer fordelaktige avskrivningsregler i Sverige. I Sverige har vindkraftverkene mulighet til å benytte lineære avskrivninger som gjør at store deler av investeringene kan avskrives i løpet av 5 år, mens avskrivningstiden i Norge tilsvarer levetiden til kraftverket på 20-25 år. Raskere avskrivningstid enn det faktiske verdifallet vil være en form for skattelette for de svenske vindkraftverkene. I tillegg til dette vil svenske kommuner få fritak for energiavgiften (ca. 30 øre/kWh) for energi som produseres fra egne vindkraftverk, noe som igjen vil bidra til prosjektets lønnsomhet.
- 2) Sverige tillater forsinket utbygging etter fristen på opptil 2 år mot en reduksjon i sertifikatperioden tilsvarende forsinkelsen. Dette vil redusere risikoen investorene står ovenfor sammenlignet med Norge hvor konsekvensene av forsinkelser etter fristen innebærer at en ikke mottar elsertifikater.
- 3) Norge har ikke standardiserte regler for eiendomsskattegrunnet, som igjen vil bidra til mer usikkerhet for norske utbyggere kontra svenske.

Disse forskjellene bidrar i hovedsak til bedre rammevilkår for svenske vindkraftutbyggere i driftsperioden, noe som gjør driften av vindkraftverkene billigere i Sverige. Forskjellene i rammevilkår antas utgjøre en forskjell på 5 øre/kWh ifølge Zero (2014).

Elsertifikatordningen har en tosidig påvirkning på strømrregningen til forbrukerne. Forbrukerne påføres en ekstrakostnad gjennom elsertifikatene, men samtidig vil det økt krafttilbudet føre til reduksjon i kraftprisen (Bye et al., 2002). Beregninger gjort av NORWEA viser at norske forbrukere har betalt 3,2 milliarder NOK for elsertifikater i perioden 2012-2015, og fått en besparing gjennom kraftprisen på 5,7 milliarder NOK. Samlet har elsertifikatordningen dermed gitt norske forbrukere en nettobesparelse på 2,5 milliarder NOK mellom 2012-2015 (Aasheim, 2016). I 2016 anslås effekten av elsertifikater til å bidra til 0,3 øre/kWh lavere sluttbrukerpris. Denne effekten forventes dog å reversere, slik at forbrukerne i perioden 2020-2025 må betale 1,6-3,0 øre/kWh mer for kraft som en konsekvens av økningen i elsertifikatkvoten ifølge konsulentgruppen THEMA (2016).

Elsertifikatordningen har så langt hatt en relativ liten effekt for strømforbrukerne i form av kostnader, men den bidrar med betydelige inntekter til de sertifiserte kraftverkene.



Figur 1.4: Månedlig elsertifikatpris 2015. Hentet fra SKM (2016)

I 2015 lå inntektene fra elsertifikatet mellom 140-180 SEK/MWh, som gir en ekstrainntekt på 14-18 øre/kWh (SEK) med et gjennomsnitt på 15 øre/kWh . Med en gjennomsnittlig kraftpris på 19,4 øre/kWh ekskludert avgifter i engrosmarkedet i Norge per 2015 (SSB, u.å.) utgjør inntekten fra elsertifikater en betydelig andel av totale inntekter for kraftprodusentene som deltar i ordningen. Ordningen favoriserer nye produsenter, siden de vil motta høyere betaling per kWh produsert enn kraftprodusenter som var i drift før ordningen. Norske kraftverk i drift før 2012 taper på et slikt subsidiesystem, siden det bidrar til økt tilbud som presser ned salgsprisen på kraft uten at de selv drar nytte av dette, jf. Aasheim (2016). Dette betyr at etablerte produsenter, også de som produserer fornybar energi, får reduserte inntekter som konsekvens av elsertifikatorordningen.

1.4 Vindkraft i Norge

Som nevnt utgjør vindkraft en liten andel av strømproduksjonen i Norge (1,7 %) med en samlet installert effekt på 873 MW og total produksjon på 2,5 TWh i 2015 (NVE, 2016b). Satsningen på fornybar kraftproduksjon gjennom elsertifikatorordningen kan bidra til å øke andelen vindkraft av total kraftproduksjon i Norge. I andre kvartal 2016 oppgis det at 14,1 TWh utav 21,6 TWh produksjon som det er gitt byggetillatelse for kommer fra vindkraftprosjekter (NVE, 2016c). Vindkraft står dermed for ca. 65 % av kraftproduksjon som det er gitt byggetillatelse, men som ikke er i drift. Fra tabell 1.2 fremkommer det også at vindkraftproduksjon utgjør en tilsvarende andel av søknadene som er under behandling. Dette kan forklares med at vindkraft er en ressurs som i liten grad er utnyttet i Norge sammenlignet med vannkraft hvor 62 % av potensialet er utnyttet og store deler av det resterende potensialet er vernet mot utbygging (ca. 24 %) ifølge

Fornybar (u.å.). I tillegg kan elsertifikatorordningen ha bidratt til å økte insentiver til å investere i vindkraft slik den har i Sverige.

Tabell D: Endelig tillatelse, ikke idriftsatt

Teknologi	Under bygging			Gitt tillatelse, ikke bygd			Sum endelig tillatelse, ikke idriftsatt		
	Antall	MW	GWh	Antall	MW	GWh	Antall	MW	GWh
Små vannkraftverk (<10 MW)	40	196	612	431	1 015	3 158	471	1 212	3 770
Opprusting og utvidelse	14	543	929	43	360	971	57	903	1 900
Vannkraft > 10 MW	6	207	522	18	449	1 326	24	656	1 848
Vindkraft	5	864	2592	54	3 984	11 538	59	4 848	14 130
Sum	65	1 811	4 655	546	5 808	16 993	611	7 619	21 648

Tabell 1.1: Konsesjonstillatelser 2.kvartal 2016. Hentet fra NVE (2016c)

Teknologi	Saker til behandling			Utredningsprogram fastsatt		
	Antall	MW	GWh	Antall	MW	GWh
Små vannkraftverk (<10 MW)	361	1 053	3 229	0	0	0
Opprusting og utvidelse	56	903	1 654	1	0	32
Vannkraft > 10 MW	27	765	2 232	1	24	61
Vindkraft	38	4 605	12 866	14	1 889	5 894
Sum	482	7 325	19 981	16	1 913	5 987

Tabell 1.2: Konsesjonssøknader 4.kvartal 2015. Hentet fra NVE (2016c)

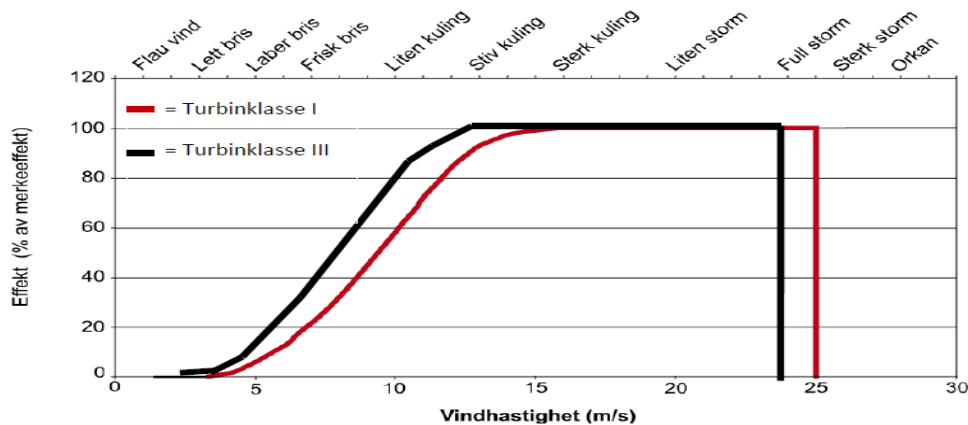
Det altså stort potensiale for økt kraftproduksjon fra vindkraft i de kommende årene sett i lys av at det er gitt tillatelse til 14,1 TWh sammenlignet med dagens produksjon på 2,5 TWh.

1.4.1 Vindkraftteknologi

Vindkraft benytter i likhet med vannkraft turbiner som omdanner bevegelsesenergi til elektrisitet. Turbinen er den dyreste komponenten i en vindmølle og består av følgende hovedkomponenter (NVE, 2015):

- *Rotor*: Tre turbinblader festet til et nav som settes i bevegelse ved vind. Rotoren driver en generator som skaper strøm.
- *Nacelle*: maskinhus som rommer akslinger, gir, brems og generator.
- *Vindhastighetsmåler/Vindretningsmåler*: Kontrollsystem som optimaliserer produksjonen gjennom å tilpasse rotoren etter vindforholdene.
- *Tårn/Fundament*: Vindhastighetene er høyere over bakken slik at tårnet bidrar til økt effekt. Tårnet er festet til et fundament for å sikre at vindmøllen skal tåle ekstreme forhold.

Generatorene i turbinen leverer vanligvis en spenning på 690 volt som deretter blir transformert til 22 kilovolt (høyspentnivå) i bunnen av tårnet før strømmen blir koblet til et intern-nett mellom vindmøllene i parken. Strømmen fra alle vindmøllene samles i et punkt hvor spenningen transformeres ytterligere til 132 kV for å minimere tap ved transport av strøm. Herfra vil strømmen bli transportert ut på det felles strømmettet, eller til et tilslutningspunkt som ikke er koblet til andre nett.



Figur 1.5: Effektkurve. Hentet fra NORWEA (2012)

Kraftproduksjonen til en vindturbin vil avhenge av maksimal kapasitet til turbinen og av vindforholdene. Kapasiteten avhenger av hvor stor installert effekt vindturbinen har. Gjennomsnittet for kommersielle vindmøller i Norge var 2,3 MW i 2015 (NVE, 2016b). Ved optimale vindforhold vil dermed en 2,3 MW vindturbin kunne produsere 2,3 MW per time (2,3 MWh). Moderne vindturbiner trenger en minimumshastighet på 3-4 m/s for å produsere elektrisitet og produserer for fullt fra 11-13 m/s opp til 25 m/s. Produksjonen holdes konstant for hastigheter over 11-13 m/s ved at bladene vinkles slik at mer vind slipper forbi. For vindhastigheter over 25 m/s vil vindturbin slås av for å unngå skader på komponentene i turbinen (NORWEA, 2012)

For å måle produksjonen til en vindturbin eller vindkraftverk brukes antall fullasttimer i løpet av et år. Det innebærer å måle effektiviteten ut fra hvor mange timer med full utnyttelse produksjonen tilsvarer.

$$(1.2) \text{ Fullasttimer} = \frac{\text{Årsproduksjon (MWh)}}{\text{Installert effekt (MW)}}$$

Eksempelvis vil en turbin med installert effekt på 3 MW og 3000 fullasttimer produsere 9000 MWh kraft i løpet av et år. I 2015 var gjennomsnittlig fullasttimer for et vindkraftverk i Norge 3045 timer, som tilsvarer en gjennomsnittlig kapasitetsfaktor på 34,7 % (NVE, 2016b).

Kapasitetsfaktoren beskriver hvor mange fullasttimer en turbin eller kraftverk yter i forhold til antall timer i løpet av et år (8760 t.). Dette er det høyeste antall fullasttimer målt i Norge, og slår det tidligere rekordåret i 2011 hvor gjennomsnittlig antall fullasttimer var 2737. Økningen kommer av et år med høyere middelerverdier på vindhastigheten enn normalen, og at kraftverket på Raggovida hadde sitt først hele produksjonsår. Variasjonen lå mellom 565 timer på det laveste (Hovden) og 4375 fullasttimer i den mest effektive vindparken (Raggovida). Vindparken Raggovida har dermed en kapasitetsfaktor på 50 %, som er svært høyt både i norsk og global sammenheng (NVE, 2016b).

1.4.2 Vindressurser, utnyttelse og potensial

Norge har svært gode vindressurser, spesielt langs kystlinjen på Vestlandet og nordover. 6 m/s anses som et minimumskrav for at vindressursene skal være kommersielt utnyttbare (Regjeringen, 2007), og Norge har store areal med slike forhold. I Norge beregnes det at 128200 km² landareal potensielt er tilgjengelig for vindkraft, noe som utgjør 40 % av det totale landarealet i Norge (NVE, 2009). Her er områder som er vernet, i nærheten av bebyggelse, strandsoner, vanskelige terrengforhold og lignende som gjør vindkraft uegnet ekskludert.

Det er likevel ikke alle områder som har utnyttbart areal hvor det er gode vindressurser. Av arealet som ikke er ekskludert har 88100 km² en årlig middelvind over 6 m/s, det vil si at 27% totalarealet som ikke faller inn under ekskluderingskravene i Norge tilfredsstiller minimumskravet til vindhastighet. Ved å utnytte dette arealet fullt ut vil en potensielt kunne produsere 1847 TWh hvert år (NVE, 2009).

Selv om en kun inkluderer områder med svært gode vindressurser (over 8 m/s) i beregningen er det teoretiske produksjonspotensialet til vindkraft nær dobbelt så stort i forhold til vannkraftpotensialet (419 TWh vs. 214 TWh)

Vindkraftutbygging i Norge per 2015 utgjør dermed en marginal andel av potensiell utnyttelse. Per 2015 er det bygget 26 vindparker i Norge hvorpå 19 av disse var i normal drift. Vindparken på Smøla er den største med 68 turbiner og en installert effekt på 150,4 MW og en produksjon på 400,6 GWh (NVE, 2016b).

1.4.3 Kostnader og lønnsomhet

Vindkraft er etter vannkraft den mest kostnadseffektive teknologien for å produsere elektrisitet i stor skala i Norge per 2015. Kostnadsstrukturen til vindkraft kjennetegnes ved høye investeringskostnader og relativt lave drift og vedlikeholdskostnader (NVE, 2015).

NVE (2015) presenter en gjennomsnittlig kostnadsbeskrivelse for 5 kraftverk satt i drift mellom 2011-2013, og for et referanseprosjekt for 2014 basert på alle vindkraftverk i Norge samt prosjekter som er innvilget konsesjon eller ligger til behandling. Kostnadsfordeling til hvert enkelt prosjekt varierer ofte stort med tanke på beliggenhet, behov for utbygging av strømnnett og annen infrastruktur og turbinpriser. Selve kostnadsfordelingen mellom de ulike postene er derimot relativ lik for referanseprosjektet for 2014 og de 5 prosjektene mellom 2011 og 2013 hvor utgifter turbiner, strømnnett og infrastruktur utgjør ca. 90 % av investeringskostnadene.

	Referanseprosjekt 2014		Prosjekter 2011-2013	
LCOE ved 4 og 6 % rente (øre/kWh)	40	44	46	52
Total installert effekt	100		348	
Brukstid	3200		2963	
Kostnadsfordeling	kr/kW	% andel	kr/kW	% andel
Turbiner	7 000	68,3 %	7 922	66,0 %
Fundament	600	5,9 %	620	5,2 %
Bygg/vei/kai/anlegg	1 200	11,7 %	1 684	14,0 %
internt nett	500	4,9 %	564	4,7 %
eksternt nett	500	4,9 %	378	3,1 %
Grunnervervelse & engangskostnader	150	1,5 %	160	1,3 %
Prosjektledelse	300	2,9 %	676	5,6 %
Total	10 250		12 005	
Byggetidsrenter	410		480	

Tabell 1.3 Kostnadsbeskrivelse norsk vindkraft. Hentet fra NVE (2015)

I tillegg til investeringskostnader medfølger utgifter til drift og vedlikehold. Disse er også i stor grad prosjektspesifikke og avhenger blant annet av forhold som ising på turbinene som fører til redusert produksjon. Grunnet manglende datagrunnlag opererer NVE med en generell drifts- og vedlikeholdskostnad på 15 øre/kWh over levetiden i beregningene i tabell 1.3 (NVE, 2015).

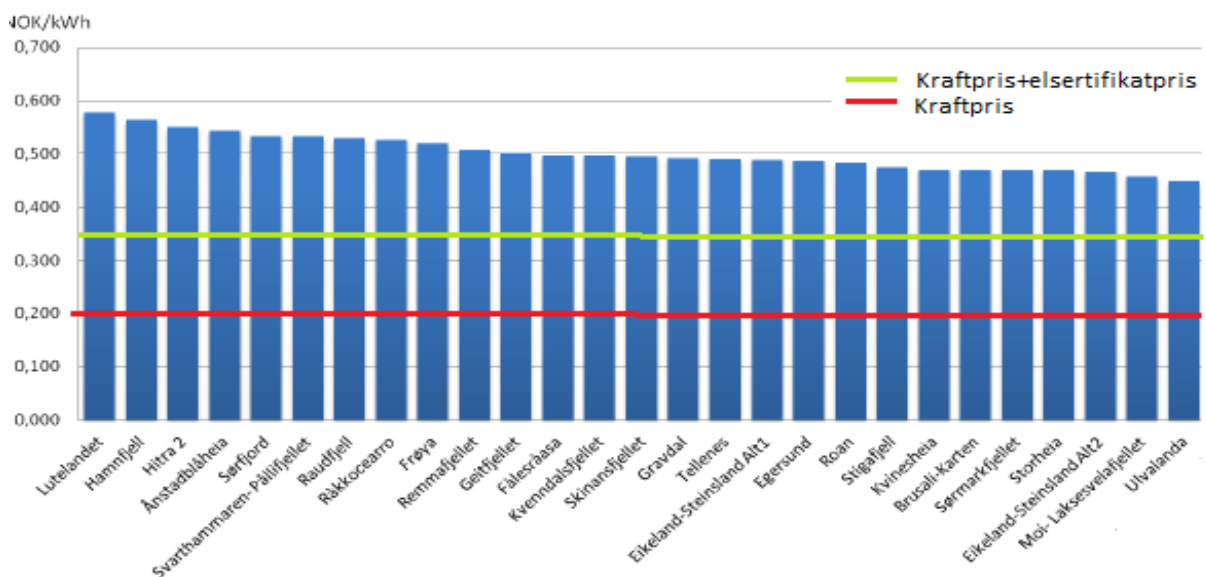
Når det kommer til energikostnaden (LCOE) til et vindkraftverk avhenger den ikke bare av investerings og drift –og vedlikeholdskostnader, men også av hvor mye energi som produseres. Dette avhenger igjen av vindforhold og hvor effektive turbinene er. Grunnet høye investeringskostnader og relativt lave driftskostnader vil derfor antall fullasttimer ha stor betydning på energikostnaden. Vind er en gratis ressurs og kostnader i forbindelse med økt produksjon vil i hovedsak være relatert til ekstra behov for vedlikehold slik at marginalkostnaden av merproduksjon er lav sammenlignet med ikke-fornybar kraftproduksjon som f.eks. gass –og kullkraft (Vindportalen, 2014).

For prosjektene mellom 2011-2013 ligger energikostnaden avhengig av kalkulasjonsrenten mellom 46-52 øre/kWh, og for referanseprosjektet for 2014 mellom 40-44 øre/kWh. Fra tabell 1.3 ser en at dette i hovedsak skyldes lavere kostnader til turbiner, anlegg og prosjektledelse i tillegg til at antall fullasttimer forventes å øke fra 2963 til 3200. Basert på referanseprosjekt kan

dermed en relativt effektiv vindpark produsere energi med en energikostnad ned mot 40 øre/kWh.

Ved å benytte annuitetsfaktor fra seksjon 2.2 kan en finne den årlige kapitalkostnaden av en investering. Kapitalkostnaden for referanseprosjekt 2014 er summen av investeringskostnaden og byggetidsrentene. Kapitalkostnaden er 1066 MNOK for referanseprosjektet og 4172 MNOK tilsammen for prosjektene mellom 2011-13. Avhengig av kalkulasjonsrenten (4-6 %) vil årlig kapitalkostnad variere fra 24,5-29,6 øre/kWh for referanseprosjektet per 2014 og 31-37,4 øre/kWh for 2011-2013 prosjektene (tabell 1 i appendiks). Ved å måle disse tallene opp mot anslått energikostnad i tabell 1.3 vil differansen utgjør ca. 15 øre/kWh som er den antatte drifts- og vedlikeholdskostnaden.

Gitt LCOE-beregningene for referanseprosjekt 2014 er fremtidig vindkraft avhengig av inntekter fra salg av kraft og subsidier på minst 40 øre/kWh for å være lønnsomme. De fleste vindparker i drift i dag har et lavere antall fullasttimer slik at LCOE generelt vil ligge over 40 øre/kWh (figur 1.6). Kraftprisen i 2015 lå i snitt på 19,4 øre/kWh (SSB, 2015) mens elsertifikatprisen lå i snitt på 15 øre/kWh (SKM, 2016). Dette innebærer at fremtidig norsk vindkraft er avhengig av enten økte inntekter eller reduserte kostander for å oppnå lønnsom drift. Videre vil denne oppgaven derfor undersøke kostnadsreduksjonspotensialet i norsk vindkraft via learning by doing (LBD), og i hvilken grad LBD-effektene kan bidra til å gjøre norsk vindkraft bedriftsøkonomisk lønnsomt uten subsidier fram mot 2030.



Figur 1.6: 1.6 LCOE-estimat for norske vindkraftverk (Beisland & Husabø, 2014) og inntektsgrunnlag per 2015 (egne beregninger)

2 Økonomisk teori

I dette kapittelet vil teori relatert til kostnadsberegning og learning by doing i vindkraftsektoren presenteres. På bakgrunn av teorien som presenteres vil også en modell for måling av LBD-effekter i norsk vindkraftsektor konstrueres.

2.1 Kalkulasjonsrente

Av tabell 1.3 ser en at kalkulasjonsrenten vil påvirker LCOE og er derfor viktig i beregningen av kostnadene til en teknologi. Kalkulasjonsrenten defineres som «den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden til et tiltak og reflekter kapitalens avkastning i beste alternative anvendelse ...» i DFO (2014). Kalkulasjonsrenten kan også ses på som et mål for risikoen ved et prosjekt eller representere kostnadene knyttet til lån av kapital (NVE, 2015).

For statlige foretak benyttes normalt en kalkulasjonsrente på 4 %, mens for statlige foretak som er i direkte konkurranse med private bedrifter vil kalkulasjonsrente tilsvarende for privat bedrifter benyttes (DFO, 2014).

2.2 Annuitetsberegning – Årskostnad

En nyttig metode for å regne ut årskostnaden av en investering er å benytte en annuitetsfaktor. Annuitetsfaktoren deler kostnaden av et lån som skal nedbetales over en gitt periode til like andeler som må betales hver delperiode (eks. årlig):

$$(2.1) a(r, T) = 1 / \left(\frac{1}{1+r} + \frac{1}{1+r^2} + \dots + \frac{1}{1+r^T} \right)$$

På generell form kan (2.1) skrives:

$$(2.2) a(r, T) = \frac{r(1+r)^T}{(1+r)^T - 1}$$

Annuitetsfaktoren avhenger av kalkulasjonsrenten (r) og den økonomiske levetiden til investeringen (T). Ved å multiplisere de samlede investeringskostnadene til et investeringsobjekt med annuitetsfaktoren finner en årlig kostnad av investeringen. Økt kalkulasjonsrente vil gi høyere annuitetsfaktor grunnet høyere kostnad av kapital, mens økt levetid gir lavere annuitetsfaktor siden investeringskostnadene spres utover flere år. Annuitetsfaktoren er et nyttig hjelpemiddel for prosjekter med høye engangskostnader og løpende inntekter siden en da kan måle årlige inntekter mot årlige utgifter til kapital.

2.3 LCOE (Levelized Cost of Energy) - kostnadsmodell:

En modell som ofte benyttes til kostnads- og lønnsomhetsestimat av kraftproduksjon er LCOE-modellen. Modellen benytter nåverdien av fremtidige utgifter til et prosjekt og neddiskontert verdi av produksjon til å beregne kostnaden per enhet energi produsert over livsløpet. LCOE-estimatet eller energikostnaden gir dermed anslag på inntektskravet til et prosjekt. En generell LCOE-modell presenteres i IRENA (2012) beregner LCOE følgende:

$$(2.3) \text{ LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

I_t	Investeringskostnader, år t
M_t	Drift og vedlikeholdskostnader, år t
F_t	Energi –og brenselkostnader, år t
E_t	Energi produsert, år t
T	Økonomisk levetid
r	Diskonteringsrente

Tabell 2.1: Variabler LCOE

Fra den generelle LCOE-modellen (2.3) ser en at det kalkulasjonsrenten antas å være konstant over prosjektets levetid. Denne oppgaven omhandler vindkraft som utnytter en gratis ressurs i vind slik at energi –og brenselkostnader vil settes lik 0. LCOE-modellen benyttet i denne oppgaven vil i tillegg gjøre følgende antagelser:

- Konstante drift –og vedlikeholdskostnader
- Konstant kalkulasjonsrente
- Investeringskostnader er en engangsutgift i periode 0
- Ingen kostnader til brensel og energi
- Konstant energiproduksjon gjennom levetiden.

LCOE-modellen for vindkraft kan dermed forenkles til:

$$(2.4) \text{ LCOE} = \frac{I_0 + \sum_{t=0}^T M_t (1+r)^{-t}}{\sum_{t=0}^T E_t (1+r)^{-t}}$$

I modell (2.4) påfaller investeringskostnadene i periode $t=0$, mens verdier for energiproduksjon og driftskostnader vil inkluderes i driftsperioden. Med en byggetid på 2 år og driftstid på 20 år innebærer dette perioden $t=2-22$.

En styrke med LCOE-modellen er at den er enkel i bruk og kan anvendes på et bredt spekter av kraftproduksjonsteknologier, og dermed gi et godt sammenligningsgrunnlag for kostnaden av ulike teknologier. LCOE gir også et intuitivt mål på den faktiske kostnaden av en teknologi eller prosjekt, og ved å måle LCOE opp mot kraftprisen vil en enkelt kunne vurdere hvorvidt et prosjekt vil være lønnsomt eller ikke gitt forutsetningene i modellen. Det at modellen er relativ enkel i sin utforming kan dog ses på som en svakhet med tanke på at kostnadene til et kraftverk er langt mer sammensatte enn hva som fremkommer i (2.3) og (2.4). Modellen tar heller ikke hensyn til at produksjonen og drift- og vedlikeholdskostnader vil variere over tid, noe som er spesielt relevant for en uregulerbar ressurs som vind.

2.4 Learning by doing:

Et viktig funn i vekstteorien er effekten av erfaringslæring eller learning by doing (LBD) siden den bidrar til å forklare en av mekanismene bak observert økonomisk vekst. En slik effekt kalt «Horndal-effekten» i Lundberg (1961) beskriver et svensk jernverk som over en 15-årsperiode opplevde en gjennomsnittlig produktivitetsvekst på 2 % per år, tross av at det ikke ble gjort nyinvesteringer i løpet av denne perioden. Et ekvivalent funn presenteres av Wright (1936) som finner at produksjonstiden for flyskrog er en fallende funksjon av antallet tilsvarende flyskrog produsert. Produktivitetsveksten kan forklares som et resultat av økt erfaring som bidrar til høyre effektivitet hos arbeiderne eller metodeforbedringer (Junginger et al., 2005).

Blant de første til å formalisere denne effekten i en teoretisk modell var Kenneth Arrow (1962) i artikkelen *The Economic Implications of Learning by Doing*. Arrow hevder at vekst i inntekt per capita ikke kan forklares ut fra vekst i kapital per arbeider alene, men at vekst også er et resultat av teknologiforbedringer som oppnås gjennom økt erfaring. Arrow velger i motsetning til Lundberg og Wright å måle erfaring ut fra kumulative investeringer på grunn av at læring gjennom produksjon etter hvert vil avta og nå en likevekt. Dermed vil også produktivitetsveksten avta. Argumentet til Arrow for å bruke kumulative investeringer er at ny produksjonskapital skaper stimuli for ny læring som igjen muliggjør en konstant vekstrate i produktiviteten.

Det vanligste målet for erfaring er kumulative investeringer jf. Arrow (1962), men erfaring kan måles på flere måter, f. eks. gjennom kumulativ produksjon, vist av Lundberg (1961) og Wright (1936). Alternative mål for erfaring er blant annet antall driftsår for bedriften, gjennomsnittlig ansettelsestid hos de ansatte eller gjennomsnittlig antall år med relevant jobberfaring blant arbeidstakerne (Thompson, 2008).

2.4.1 Progresjons –og lærerate:

Graden av læring i en teknologi måles ofte gjennom progresjonsraten eller læreraten. Disse ratene utledes av Bye et al. (2002) fra følgende beskrivelse av lærekurven:

$$(2.6) C_t = C_o Q_t^{-\varepsilon}$$

C representerer enhetskostnaden (øre/kWh), Q er kumulative investeringer (eks. antall MW installert) og ε er læringselastisiteten. ε kan tolkes som graden av læring, og jo høyere læringselastisiteten er jo større blir kostnadsreduksjonen ved en økning i kumulative investeringer. Helningen på lærekurven gitt av (2.6) refereres til som progresjonsraten (PR) og beskriver kostnadsreduksjonen ved en dobling i variabelen som måler læring, her representert ved kumulativ installert effekt. Progresjonsraten kan uttrykkes fra følgende formel:

$$(2.7) PR = \frac{C_o [2Q_t]^{-\varepsilon}}{C_o Q_t^{-\varepsilon}} = 2^{-\varepsilon}$$

Med en læringselastisitet på 0,1 vil progresjonsraten bli 0,933 ($2^{-0,1}=0,933$) som innebærer at enhetskostnadene vil være 93,3% av enhetskostnaden før doblingen i kumulativ installert effekt.

Læreraten beskriver tilsvarende kostnadsreduksjon ved en dobling og beregnes på grunnlag av progresjonsraten:

$$(2.8) LR = 1 - PR = 1 - 2^{-\varepsilon}$$

Med en læringselastisitet på 0,1 vil en få en lærerate på 6,7 %, som betyr at enhetskostnadene reduseres med 6,7 % ved en dobling i kumulativ installert effekt. En fordel ved å bruke lærerate over progresjonsrate er at en høyere LR innebærer økt læring, mens økt PR innebærer lavere læring.

2.5 Lærekurver

Læreraten omtalt ovenfor er et nyttig verktøy til å predikere kostnadsutviklingen for en teknologi og anvendes i modellering av lærekurven. Det finnes ulike modeller hvor formålet er å forklare effekten læring gjennom økt erfaring har på kostnadene til en bedrift eller sektor. Denne oppgaven vil benytte lærekurvemodeller til å evaluere potensiell effekt av LBD i norsk vindkraft, og i hvilken grad subsidier ment for å stimulere til økt utbygging bidrar til å redusere kostnadsnivået. Gitt modellenes antagelser rundt hvordan læring oppstår samt den eksogent

bestemte læreraten vil de predikere ulik effekt av læring. Wiesenthal et al. (2012) benytter læreraten til å modellere lærekurver som viser relasjonen mellom akkumulert erfaring og enhetskostnad, og presenterer forskjellige modellvarianter for beregning av lærekurven til en teknologi.

2.5.1 1FLC

Den enkleste lærekurvemodellen i Wiesenthal et al. (2012) er en-faktors lærekurven eller «one factor learning curve» (1FLC). I denne modellen antas det at erfaring måles av kun en variabel, eksempelvis kumulativ installert effekt i MW. En dobling i samlet installert effekt vil redusere enhetskostnadene (LCOE) med en viss prosentats gitt av læringselastisiteten:

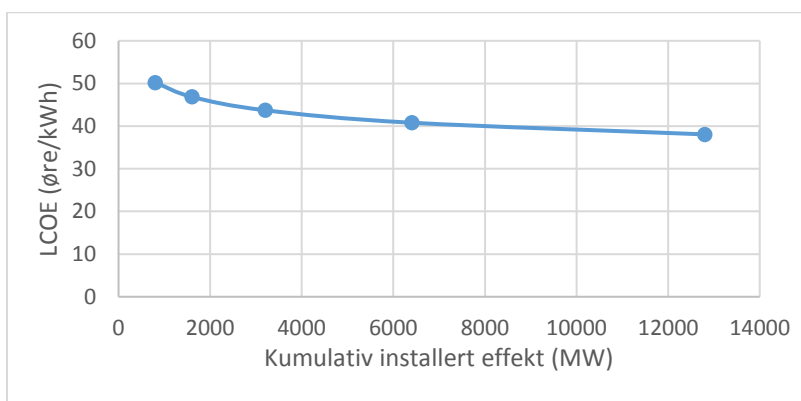
$$(2.9) \quad C_t = mQ_t^{-\varepsilon}$$

C	Enhetskostnad (øre/kWh)
Q	Kumulativ installert effekt (MW)
ε	Læringselastisitet
m	Normaliseringsparameter m.h.t initial energikostnad (øre/kWh)
t	Periode (år)

Tabell 2.2: Variabler 1FLC

Effekten av dobling i kumulativ installert effekt på LCOE kan illustreres ved følgende eksempel:

- Installert effekt initialt: 800 MW (Q)
- Normaliseringsparameter: $m = 0.98$
- Læringselastisitet: $\varepsilon = 0.10$



Figur 2.1: Kostnadsreduksjon ved økt installert effekt (eksempel 1FLC)

Eksempelet i figur 2.1 antar initialt at kumulativ installert effekt er 800 MW og normaliseringsparameter lik 0,98 for å få initial enhetskostnad tilnærmet lik 50 øre/kWh. Med gitt læringselastisitet på 0,1 vil en økning i samlet installert effekt fra 800 MW til 12800 MW (16-dobling) gi en reduksjon i enhetskostnadene fra 50,2 til 38,1 øre/kWh basert på en-faktors lærekurven. I dette tilfellet tilsvarer læringselastisiteten på 0,1 en lærerate på 6,7 %. For hver dobling i kumulativ installert effekt vil dermed LCOE reduseres med 6,7 %. Dermed vil 1FLC i dette tilfellet predikere at LCOE reduseres med 24,2 % etter en 16-dobling i installert kapasitet grunnet LBD. Kostnadsreduksjonen per MW installert er avtakende i modellen slik at læringseffekten per MW installert avtar. Den avtakende effekten av læring forklares i at det er mindre potensial for ytterligere læring når en teknologi modner (Wiesenthal et al., 2012)

En svakhet i modell (2.9) når en benytter kumulative investeringer som mål på læring er at det ikke vil oppstå læring i perioder uten investeringer. Modellen vil dermed ikke fange opp læringseffekter via produksjon selv om tidligere studier av Lundberg (1961) og Wright (1936) finner en positiv sammenheng mellom produksjon over tid og økt produktivitet.

2.5.2 Utvidet 1FLC:

Kostnadspostene til en teknologi kan oppleve læring i forskjellig grad, og dette kan tas hensyn til ved å tillate at læring ikke påvirker enkelte kostnadsposter. Økt utbygging av vindkraft i Norge vil for eksempel ikke bidra til lavere turbinkostnader siden disse importeres og norsk vindkraft utgjør en marginal andel av etterspørselen etter turbiner på verdensmarkedet. Det vil derfor oppstå få læringseffekter i denne kostnadsposten som følge av økt installert effekt i Norge. I modell (2.10) vil derfor kun andelen α av totale kostnader dra nytte av læring.

$$(2.10) C_t(Q_t) = \alpha m Q_t^{-\varepsilon} + (1 - \alpha) m Q_0^{-\varepsilon}$$

Q_t	Kumulativ installert effekt
Q_0	Kumulativ installert effekt tidspunkt t=0
$C(Q_t)$	Enhetskostnad
ε	Læringselastisitet
α	Kostnadsandel av læringskomponent tidspunkt t=0

Tabell 2.3: Variabler utvidet 1FLC

Ferioli et al. (2009) finner at modeller som tar legger til rette for at det ikke nødvendigvis er læring i alle kostandsposter gir bedre samsvar med historisk data. Modell (2.10) vil derfor gi et mer presist anslag av lærekurven sammenlignet med (2.9).

Ved å benytte tilsvarende parameterverdier som i seksjon 2.4.1, samt anta at turbinkostnader utgjør 60 % av energikostnaden ($\alpha=0,4$), vil læringseffektene ved økt kumulativ kapasitet begrenses. Gitt antagelsene vil en økning i kapasitet fra 800 MW til 12800 MW gi en reduksjon i LCOE fra 50,2 øre/kWh til ca. 45,2 øre/kWh. Sammenlignet med 1FLC vil kostnadsreduksjonen være ca. 60 % mindre enn i modell (2.9).

2.5.3 2FLC:

En annen svakhet med en-faktormodellen er at den ekskluderer alle andre variabler som kan forklare læring. Fra økonometrisk teori vil utelatelse av en uavhengig variabel som ikke har koeffisient lik 0 resultere i at de estimerte koeffisientene i modellen blir skjeve, gitt at den ekskluderte variabelen er korrelert med minst en av de inkluderte variablene. Dette skaper et problem for lærekurven med tanke på at læring blir påvirket av andre variabler enn kumulativ effekt. Dermed kan en konsekvens av 1FLC være at en overestimerer effekten av erfaringslæring. Læring kan komme fra økt erfaring, men også som et resultat av forskning og utvikling (FoU). En slik læringseffekt kalles learning by searching (LBS) og skiller seg fra LBD ved at den bidrar til læring gjennom aktiviteter som ikke er direkte relatert til produksjon eller investeringer i kapital (Wiesenthal et al., 2012).

For å implementere dette i modellen inkluderer Wiesenthal et al. (2012) en kunnskapsbase som måler akkumulert forskningslæring:

$$(2.11) C_t = mQ_t^{-\varepsilon} KS_t^{-\beta}$$

C	Enhetskostnad
Q	Kumulativ produksjon
KS	Kunnskapsbase (anskaffet gjennom forskning og utvikling)
ε	Læringselastisitet
β	Forskingselastisitet
m	Normaliseringsparameter

Tabell 2.4: variabler 2FLC

Modell (2.11) estimerer LCOE som en funksjon av akkumulert kunnskap og erfaring. Kunnskap tilegnet gjennom FoU kan for eksempel måles ut fra årlige FoU-investeringer, og til dette benyttes ofte offentlige FoU-investeringer da disse tilfaller mindre modne teknologier hvor læringspotensialet er større (Ek & Søderholm, 2010) Effekten av offentlig FoU antas derfor å være større sammenlignet med private FoU-utgifter.

Videre kan en ta hensyn til at kunnskap depresieres over tid ved å definere kunnskapsbasen som en funksjon av tidligere tilegnet kunnskap og årlig investering i FoU (Ek & Söderholm, 2010):

$$(2.12) \quad KS_t = (1 - \delta)KS_{(t-1)} + RD_{t-x}$$

RD	Årlig FoU-investering
x	Tidslagg
δ	Depresieringsrate

Tabell 2.5: Variabler i 2FLC med depresiering av kunnskap

Kunnskap depresierer dermed med en gitt rate δ , mens effekten av FoU i form av økt kunnskap inkluderes etter en gitt periode avhengig av lengden på tidslagg x. Denne effekten kan også gjelde erfaringslæring (LBD) ved at en antar en negativ lærerate for perioder hvor det ikke investeres i ny produksjonskapital.

Angående variabelen KS i (2.11) kan det stilles spørsmål rundt gyldigheten av denne. Det vil være vanskelig å forutsi effekten av FoU da det ikke finnes noen garanti for suksess slik at midler investert i forskning ikke alltid gir avkastning i form av teknologiforbedringer/lavere kostnader. Modellen tar heller ikke hensyn til at effekten av FoU vil kunne avta etter hvert som en teknologi modner. Dette kan i en viss grad tas hensyn til ved å kun inkludere offentlige FoU-investeringer da disse ofte avtar når en teknologi nærmer seg kommersiell lønnsomhet.

Et annet usikkerhetsmoment i 2FLC-modellen er kryssavhengighet mellom variablene. Erfarings –og forskningseffekter har sammenheng ved at de påvirker hverandre og opptrer samtidig. Wiesenthal et al. (2012) viser til et resultat fra Grübler et al. (1999) som finner at det er interaksjonen mellom FoU og produksjonsrelaterte effekter som LBD som skaper innovasjon som igjen gir kostnadsreduksjon. De to effektene kan derfor ikke separeres fullstendig. En mulig forbedring til modellen som foreslås er derfor å innføre et interaksjonsledd som tar hensyn til synergien mellom de to læringseffektene. Et eksempel på betydningen av en slik synergieeffekt finner en blant annet i Danmark. På 70 og 80-tallet kombinerte danske myndigheter investeringer i FoU med subsidier av vindkraftproduksjon, noe som stimulerte til LBD-effekter i tillegg til LBS. Dette førte til betydelige kostnadsreduksjoner sammenlignet med land som Tyskland og Sverige som i hovedsak satset på FoU i samme periode (Wiesenthal et al., 2012).

2.5.4 Styrker og svakheter med 1FLC og 2FLC

Generelt er 1FLC ansett som et troverdig konsept gitt et tilstrekkelig datasett. Forståelsen av mekanismene bak kostnadsreduksjoner via LBD har økt med tiden, og en har tatt høyde for at ikke alle kostnadsposter påvirkes av LBD. Det er heller ikke gitt at effekten av LBD er konstant gjennom livssyklusen til en teknologi slik at læreraten kan avta etter hvert som teknologien modnes. Tross enkelte usikkerhetsmomenter anses 1FLC likevel som et nyttig verktøy i politikkbeslutninger når en skal vurdere fremtidig utvikling av kostnader til en teknologi (Wiesenthal et al., 2012).

Når det kommer til 2FLC er usikkerheten rundt denne modellvarianten betydelig større. Det stilles blant annet spørsmål om hvorvidt det er mulig å skille LBD og LBS, da de begge er deler av læringsprosessen. Erfaringer viser at disse effektene forsterker hverandre, og at det derfor vil være ineffektivt kun å satse på den ene. Et annet usikkerhetsmoment når det kommer til 2FLC er å kvantifisere forholdet mellom FoU-innsats og teknologiforbedringer. Datagrunnlaget for FoU er sparsomt, spesielt for private FoU-investeringer, og selv med et godt datagrunnlag stilles det spørsmål om FoU-midler er et godt mål for kunnskap siden disse ikke tar hensyn til faktorer som effektivitet av forskning eller nettverkseffekter (Wiesenthal et al., 2012).

2.6 LBD i vindkraft – Estimering av lærerater

Læreraten i vindkraftsektoren varierer avhengig av antagelsene som gjøres i de ulike studiene av læreraten og av datasettene som benyttes. Det ligger spesielt en utfordring i å bruke de historiske dataene riktig ved beregning av lærerater. Nemet (2009) finner at ved å flytte intervallet for dataobservasjoner et år frem vil læreraten synke med 0,25 %. Det vil si at læreraten for perioden 1970-1990 vil være 2,5 % høyere enn for perioden 1980-2000. Valg av intervall vil derfor ha stor betydning for estimert lærerate siden kostnadsutviklingen vil variere avhengig av stadiet til vindkraftteknologien. Spredningen av lærerater til en enkelt teknologi kan derfor være like stor som spredning mellom forskjellige teknologier (Wiesenthal et al., 2012).

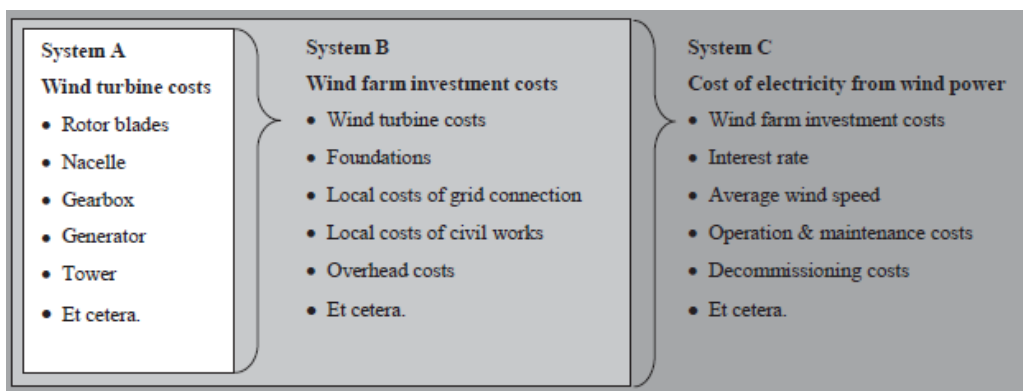
Læringsrater kvantifiserer en observert sammenheng mellom kostnader og erfaring, ofte uten å skille de forskjellige driverne bak kostnadsreduksjonen som LBD, LBS og skalaeffekter. Disse faktorene vil også kunne ha forskjellig påvirkning på læring ut fra hvilket stadium teknologien befinner seg, slik at en vil få forskjellige lærerater i forskjellige faser. Med andre ord vil læreraten kunne variere over tid, blant annet vist av Rivera-Tinoco et al. (2012).

2.6.1 Relevante variabler i estimering av læreraten.

Som nevnt vil estimerte lærerater for vindkraft variere i stor grad ut fra hvilke forutsetninger og data forskerne benytter. Det er derfor viktig å forstå hvilke faktorer som ligger bak de ulike estimatene når en skal tolke effekten av LBD via lærerater. Resultatene fra Lindman & Söderholm (2012) sin meta-analyse av 35 læreratestudier for onshore vindkraft finner at enkelte variabler har markant betydning for verdien de ulike lærerateestimatene.

Et spesielt viktig funn er betydning av spillovers for estimert lærerate. Studier som antar spillovers-effekter ved å benytte kumulativ installert effekt globalt som mål på læring vil estimere høyere læringsrater enn studier som benytter nasjonal kumulativ installert effekt. Ek & Söderholm (2008) finner eksempelvis en global lærerate i Sverige på 11 %, mens den nasjonale er 2 %. Disse læreratene vil bli omtalt som nasjonal og global læring i denne oppgaven. En viktig implikasjon av dette funnet er at land hvor det ikke bygges ut vindkraft likevel kan oppleve LBD-effekter via spillovers fra utlandet. Spillovers-effekter er spesielt relevant for nasjoner uten egen leverandørsektor for vindkraftkomponenter, slik som Norge. Dette vil bli tatt hensyn til i analysen ved å skille mellom nasjonale og globale kostnadskomponenter.

Et annet viktig funn er betydningen av den avhengige variabelen for størrelsen på læreraten. De fleste studier av læreraten i vindkraft benytter turbinkostnader, totale investeringskostnader eller energikostnad (øre/kWh) som avhengig variabel (Rubin, 2015). Junginger et al. (2005) har derfor delt læring i vindkraftverk inn i 3 sub-systemer basert på hvor LBD-effektene måles:



Figur 2.2: Læringsystemer i vindkraftverk. Hentet fra: Junginger et al. (2005)

System A er et undersystem av system B som igjen er et undersystem av system C. System C inkluderer alle faktorer som påvirker energikostnaden som investeringskostnader, fullasttimer, D&V-kostnader, kalkulasjonsrente osv. og vil i praksis tilsvare LCOE. System A og B måler

derimot kun læring i kostnadsposter forbundet med etablering av vindkraftverket, og vil derfor ikke fange opp alle læringseffektene. Lindman & Söderholm (2012) finner at studier med turbinkostnader som avhengig variabel gir lavere lærerater enn om totale investeringskostnader benyttes. Dette kan forklares som et resultat av at turbinkostnader kun måler læring i system A, mens totale investeringskostnader mål læring i system B. Dermed vil læreraten være høyere ved å benytte totale investeringskostnader som avhengig variabel siden kostnadsreduksjon i flere komponenter blir fanget opp.

Lindman & Söderholm (2012) rapporter også at offentlig FoU har en signifikant betydning for læreraten. Studier som benytter 2FLC til estimering av læreraten vil gi lavere LBD-rate siden en del av kostnadsreduksjonen tilfaller LBS-effekter. Lindman & Söderholm finner også at læreratestudier basert på 1FLC vil estimere 3 prosentpoeng høyere lærerate sammenlignet med 2FLC.

2.7 Modell for måling av LBD-effekter i norsk vindkraft

Modellen tar utgangspunkt i modell (2.10) for å ta hensyn til at det er både nasjonal og globale læringskomponenter ved å la en andel (α) av kostnaden ($C_{t,i}$) avhenge av nasjonal læring og $(1-\alpha)$ av global læring. Læring blir målt som en funksjon av årlig vekst i kumulativ installert effekt nasjonalt og globalt (\dot{Q}_N, \dot{Q}_G) målt i prosent. Vekst i kumulativ installert effekt vil bidra til kostnadsreduksjoner grunnet økt erfaring (LBD), og graden av kostnadsreduksjon bestemmes av læreratene nasjonal og globalt (LR_N, LR_G). Modellen skiller mellom læring i de ulike læringssystemene slik at den kan benyttes til å måle utviklingen i kostnadene til turbiner (A), investeringskostnader (B) og LCOE (C).

$$(2.13) \quad C_{i,t} = C_{i,t-1} - \left\{ \alpha_i \left[C_{i,t-1} LR_{N,i,t-1} \dot{Q}_{N,t-1} \right] + (1 - \alpha_i) \left[C_{i,t-1} LR_{G,i,t-1} \dot{Q}_{G,t-1} \right] \right\}$$

I (2.13) refererer fotnote i ($i=A,B,C$) til læringssystem hvilket læringssystem det måles kostnadsreduksjonen i. Modellen skiller mellom de ulike læringssystemene siden både C , α og LR varierer avhengig av læringssystemet. I tillegg tar modellen hensyn til at læreratene er fallende over tid jf. Nemet (2009) ved fotnote t i variabelen LR . LBD-effekten kan illustreres gjennom et tenkt eksempel:

Med en antatt lærerate på 10 % globalt og nasjonalt og tilsvarende vekst i kumulativ installert effekt i periode t-1 vil LCOE reduseres med 1 % mellom periode t og periode t+1. I eksempelet

i tabell 2.6 vil kostnadsreduksjonen i hovedsakelig skyldes økt kumulativ installert effekt i utlandet til tross for at den relative veksten i installert effekt og læreratene er like. Dette skyldes parameteren α som indikerer i hvilken grad læring i norsk vindkraftsektor avhenger av norsk utbygging. I eksempelet hvor $\alpha=0,3$ antas det at 30 % av kostnadene over livsløpet avhenger av nasjonal læring slik at LBD-effekten av økt installert effekt vil være lavere i Norge.

α_C	0,3	$C_{i,t+1} = C_{i,t} - \left\{ \alpha_i \left[C_{i,t} LR_{N,i,t} \dot{Q}_{N,t} \right] + (1 - \alpha_i) \left[C_{i,t} LR_{G,i,t} \dot{Q}_{G,t} \right] \right\}$ $C_{C,t+1} = 50 - \{0,3[50 * 0,1 * 0,1] + 0,7[50 * 0,1 * 0,1]\}$ $C_{C,t+1} = 50 - \{0,15 + 0,35\} = 49,5$
$LR_{N,C,t}$	10%	
$LR_{G,C,t}$	10%	
$\dot{Q}_{N,t}$	10%	
$\dot{Q}_{G,t}$	10%	
C_t	50 (øre/kWh)	

Tabell 2.6: Eksempel på kostnadsreduksjon via LBD (system C)

Modellen er relativt enkel i form av at den kun antar at læring skjer gjennom investeringer i nye vindkraftverk. Dermed vil den ikke ta hensyn til læring som kan skje i driftsperioden, det vil si læring i arbeidsoppgaver knyttet til drift og vedlikehold. Modellen vil derfor passe bedre til å måle LBD-effekter i system A og B siden kostnadene i disse systemene ikke er knyttet opp mot arbeidsoppgaver i forbindelse med driftsperioden.

En mulig svakhet ved modellen er at den overestimerer LBD-effektene siden den benytter estimerte lærerater til å beregne fremtidige LBD-effekter. Som nevnt har spesielt lærerater estimert fra 1FLC en tendens til å overestimere effektene av LBD, noe som kan føre til at (2.13) anslår for høye effekter av LBD. Det er derfor viktig å vurdere i hvilken de rapporterte læreratene er representative for framtidig kostnadsutvikling.

3 Data

I dette kapittelet vil relevant data som vil benyttes i analysen presenteres. Det innebærer anslag for vekst i kumulativ installert effekt i Norge og globalt, data for å beregne kostnads –og inntektsgrunnlaget til norske vindkraftverk samt estimat for nasjonale og globale lærerater. Utvikling i kumulativ installert effekt er en viktig variabel siden den måler akkumulert erfaring i vindkraftsektoren, mens læreraten er viktig i form av at den bestemmer effekten økt erfaring har på kostnadene. Det vil også være viktig å undersøke kostnadsstrukturen i norsk vindkraft for å beregne kostnadsnivået per 2016, samt å bestemme i hvilken grad kostnadene avhenger av nasjonal eller global læring. Til slutt presenteres anslag for utvikling i kraft –og elsertifikatprisen mot 2030 for å kunne sette utviklingen i kostnader opp mot inntektene i 2030.

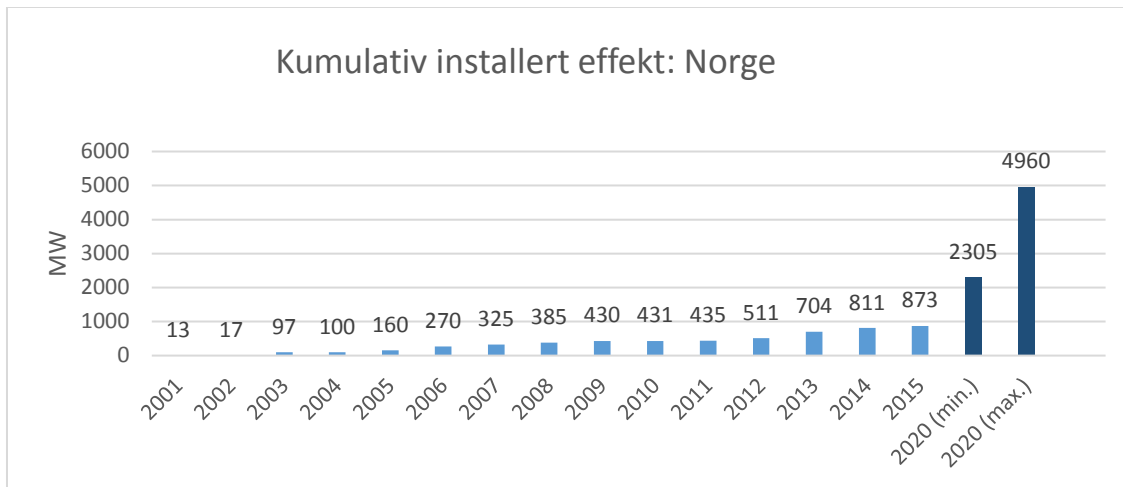
3.1 Kumulativ kapasitet Norge

Per 1. januar 2016 var den kumulative installerte effekten i Norge 873 MW, og ved utgangen av 2015 var ingen nye kraftverk under utbygging (NVE, 2016c). Etter fallende utbygging av norsk vindkraft de siste årene har trenden snudd betydelig i 2016. Per august 2016 er det gjort investeringsbeslutning for til sammen 1432 MW. I tillegg anser NORWEA det som realistisk at det vil gjøres investeringsbeslutning for ytterligere 600 MW i løpet av 2016 (Vindkraftnytt, 2016a). Det vil si at den installerte kapasiteten vil øke med minimum 1432 MW innen 2021. Årsaken til denne vendingen i vindkraftutbygging i Norge skyldes trolig at fristen for å delta i elsertifikatordningen snart går ut, slik at utbyggerne må enten gjøre investeringsbeslutning eller skrinlegge prosjektet.

Fra tabell 1.1 i kapittel 1.4 oppgis det at det er gitt tillatelse for utbygging av 4848 MW (hvorav 864 MW under utbygging), hvor det per august 2016 er gjort investeringsbeslutning for 1432 MW. Potensielt kan det dermed bygges ut ytterligere 3416 MW. Til sammen vil utbygging av alle vindkraftverk med byggetillatelse kunne øke kumulativ installert effekt i Norge fra 873 MW til 5721 MW. I denne oppgaven antas det at utbygging av vindkraft i Norge fram mot 2030 hovedsakelig vil skje innen utgangen av 2020, som er fristen for å delta i elsertifikatordningen. Regjeringen uttaler i Meld. St. 25 (2015-2016) at de selv om de ikke vil videreføre elsertifikatordningen likevel vil legge til rette for en «langsiktig utvikling av lønnsom vindkraft i Norge». Om dette innebærer nye subsidieordninger eller mer fordelaktige skatte og avgiftspolitikker for vindkraftsektoren er usikkert. Norsk vindkraft per i dag er avhengig av subsidier, slik at veksten i utbygging av vindkraft i Norge trolig vil avta betydelig etter 2021, gitt at det ikke etableres nye ordninger for å støtte fornybarsektoren.

Når det kommer til fremtidig utbygging vil antas tre forskjellige scenarier:

- 1) Lav vekst: 2305 MW kumulativ installert effekt innen 2021
- 2) Middels vekst: 4000 MW kumulativ installert effekt innen 2021
- 3) Høy vekst: 5271 MW kumulativ installert effekt innen 2021

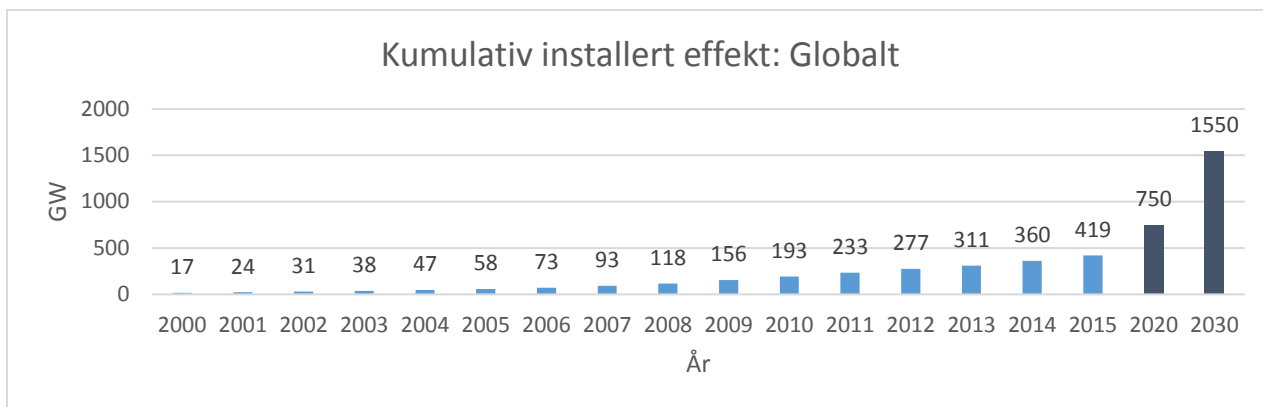


Figur 3.1: Kumulativ installert effekt Norge 2010-2020. Hentet fra NVE (2016b) og egne beregninger for 2020-2030.

Fra figur 3.1 ser en at kumulativ installert effekt vil øke mellom 263-603% innen 2021 avhengig av hvilket vekstprognose som benyttes. Den laveste prognosen inkluderer kun prosjekter hvor utbygging er bekreftet, mens den høyeste inkluderer alle prosjekter som er gitt konsesjon. Den høyeste prognosen anses som usannsynlig da den innebærer at det vil gjøres investeringsbeslutning for ytterligere 3000 MW i løpet av de neste 2-3 årene. Gitt at det er gjort investeringsbeslutninger for et stort antall MW i 2016 sammenlignet med tidligere utbygging er det vanskelig å anslå veksten de neste årene basert på vekst i perioden 2001-2015. Likevel vil det i denne oppgaven antas det som mer trolig at utbygging vil ligge mellom lav og middels vekst da det ikke foreligger planer om vindkraftverk i samme størrelsesordre som Fosenprosjektene (1000 MW).

3.2 Kumulativ kapasitet globalt

Ved utgangen av 2015 var det installert 419 GW onshore vindkraft globalt hvor norsk vindkraft utgjør 2 promille (IRENA, u.å.). Sammenlignet med Norge har det vært en stabil vekst i kumulativ installert effekt siden år 2000 med en gjennomsnittlig vekst på 24 % per år for perioden. Prognosen fra WEC (2013) anslår at kumulativ installert effekt vil vokse til 750 GW innen 2020 og deretter dobles i 2030 til 1550 GW. Dette gir en årlig vekst for vindkraft globalt på 12,4 % mellom 2016-2020 og 7,5 % mellom 2021-2030.



Figur 3.2: Kumulativ installert effekt onshore vindkraft globalt 2000-2015 (IRENA, u.å.) + Prognose for 2016-2030 (WEC, 2013)

Prognosen fra WEC er basert på IEA (2013) sitt anslag for vindkraftutbygging i 2020 (587 GW) og på bakgrunn av ulike framtidsscenarioer fra GWEC. I rapporten *Global Wind Energy Outlook* (2014) presenteres 3 kalkyler for veksten i kumulativ installert effekt globalt hvor vekstratene avhenger av antatt satsning på fornybar kraftproduksjon:

	2015	2020	2030
New Policies scenario			
Installert effekt (GW)	396	610	964
Moderate scenario			
Installert effekt (GW)	413	712	1479
Advanced scenario			
Installert effekt (GW)	420	800	1933

Tabell 3.1: Prognoser for kumulativ kapasitet globalt 2015-2030. Hentet fra GWEC (2014)

Forutsetningene for de tre ulike scenarioene forklares ut fra følgende antagelser:

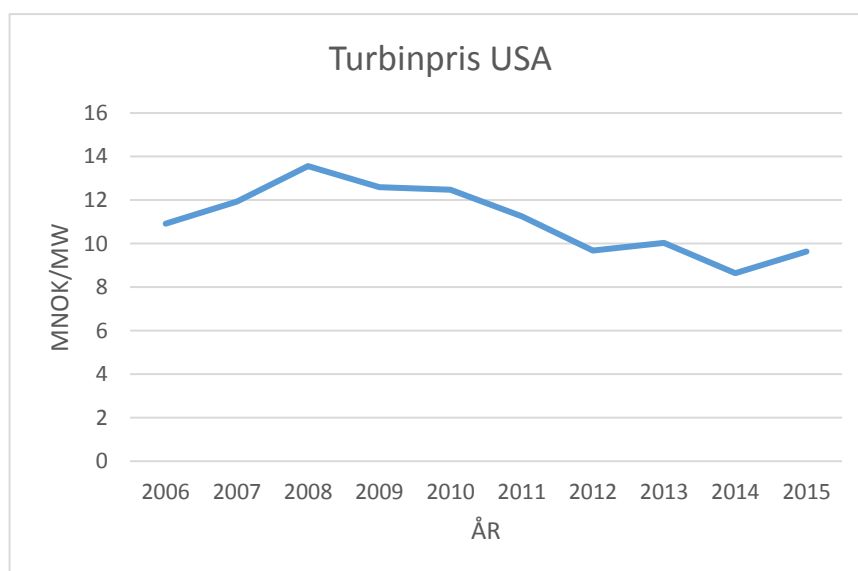
- «*New Policies scenario*»: Antar at tenkt klimapolitikk per 2014 blir gjennomført, enten avtalene er formalisert eller ikke.
- «*Moderate scenario*»: Antar i tillegg til at utviklingen i klimareduksjoner fortsetter i lik takt som i 2014 også at nasjonale og regionale mål for utbygging av fornybar kraftproduksjon oppnås.
- «*Advanced scenario*»: Antar at tiltak for å nå målet om å begrense økningen i global gjennomsnittstemperatur til maksimalt 1,5-2 celsius blir gjennomført. Scenariot forutsetter at økt vindkraftutbygging er en svært viktig faktor for å nå dette målet. Denne prognosen anses som et best-case scenario for vindkraft. Det ventes dermed at vindkraftutbygging globalt ikke vil overstige 2000 GW innen 2030.

Sammenlignet med prognosene over ligger WEC (2013) sitt anslag mellom det moderate og best-case scenarioet for utvikling i kumulativ installert effekt. Årets klimatoppmøte i Paris resulterte i enighet mellom 195 land om kutt i CO₂-utslippene tilsvarende for å nå 2-gradersmålet (FN, 2016). Gitt at tiltakene for å nå dette målet blir gjennomført vil kalkylene for det moderate og best-case scenarioet være de mest sannsynlige anslagene for fremtidig vindkraftutbygging. Det nevnes hverken i WEC (2013) eller GWEC (2014) om prognosene inkluderer offshore vindkraft, slik at prognosene for onshore vindkraft vil være lavere om dette er tilfellet.

3.3 Turbinkostnader

En svært viktig faktor for kostnaden av vindkraft er turbinprisen siden vindturbiner utgjør en stor andel av investeringskostnadene jf. tabell 1.3. Til å beskrive utviklingen i turbinprisen benyttes data for 117 transaksjoner av vindturbiner i USA mellom 1997-2015 fra DOE (2015).

År	MUSD/ MW	MNOK/ MW
2006	1,34	10,91
2007	1,47	11,93
2008	1,67	13,56
2009	1,55	12,59
2010	1,53	12,48
2011	1,38	11,26
2012	1,19	9,68
2013	1,23	10,03
2014	1,06	8,64
2015	1,19	9,63



Tabell 3.2: Snittpris vindturbiner USA (DOE, 2015)

Figur 3.3 Snittpris vindturbiner USA (DOE, 2015) (Valutakurs: 8,13 NOK/USD)

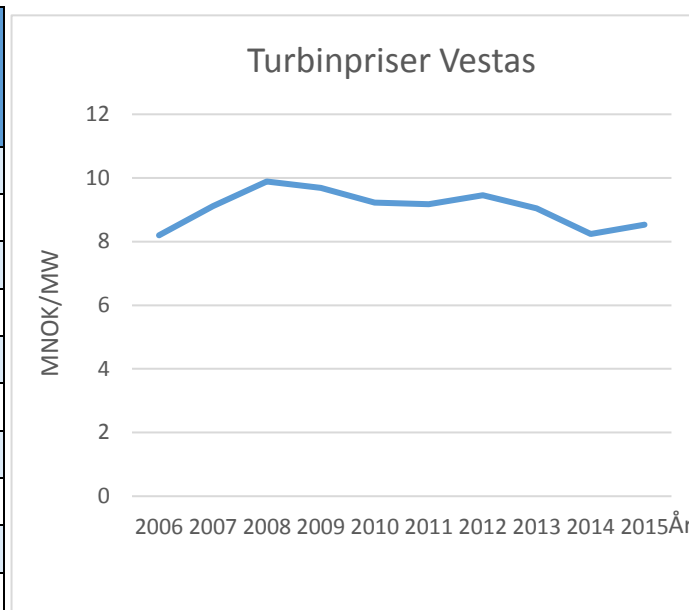
Datasettet har relativt få observasjoner for periodene 1997-2005 og 2014-2015 slik at det først og fremst er relevant for perioden 2006-2013. I tabell 3.2 er gjennomsnittsverdien for turbintransaksjoner per år fra 2006-2015 i USA beregnet, regnet om til MW per MNOK (kurs: 8,13 NOK/USD)

Fra tabell 3.2 ser en at etter en pristopp i 2008-2009 har turbinprisene i USA blitt redusert til rundt 9 MNOK/MW i 2014-2015. Prisøkningen er hovedsakelig et resultat av stigende stål – og kobberprisene mellom 2005-2008 som er viktige innsatsfaktorer i konstruksjon av vindturbiner (IRENA, 2012)

Det er begrenset tilgjengelig prisdata for vindturbiner i Europa som er mer relevant med tanke på norsk vindkraft. Derfor benyttes ordremengde (GW) og ordreverdi (MEUR) fra årsrapportene til den danske turbinprodusenten Vestas til å beregne gjennomsnittlig pris per MW. Vestas skal levere turbiner med samlet effekt på 1000,8 MW (278 turbiner a 3,6 MW) til vindparkene på Fosen, Hitra og Snillfjord og anslått kostnad av disse vil dermed gi en god indikasjon på turbinkostnader i norsk vindkraft per 2016.

Basert på ordreverdi og ordremengde har turbiner fra Vestas hatt en relativ lik trend som prisene i USA med stigende priser fram mot 2009 og deretter fallende mot 2015.

År	Order intake (GW)	Order intake (mrd€)	MEUR/ MW	MNOK/ MW
2006	4,90	5,56	0,88	8,20
2007	5,50	5,61	0,98	9,11
2008	6,40	6,02	1,06	9,89
2009	3,20	3,07	1,04	9,69
2010	8,60	8,67	0,99	9,22
2011	7,30	7,40	0,99	9,18
2012	3,80	3,74	1,02	9,45
2013	5,80	5,96	0,97	9,04
2014	5,80	6,54	0,89	8,24
2015	8,20	8,94	0,92	8,53



Tabell 3.3: Ordeverdi og størrelse Vestas-turbiner 2006-2015 (Vestas annual report, 2010 & 2015)

Figur 3.4: Snittpris Vestas-turbiner 2006-2015 (Vestas annual report, 2010 & 2015) (Valutakurs: 9,3 NOK/EUR)

Dette kan indikere en generell pristrend, men siden enkelte av observasjonene i datasettet fra DOE (2015) er av Vestas-turbiner kan dette også forklare samvariasjonen. Vestas mottok i 2015 0,92 mill. euro per MW bestilt, som tilsvarer 8,5 mill. NOK. Det er verdt å merke seg at dette er gjennomsnittsprisen og at Vestas leverer både vindturbiner til onshore og offshore vindkraftverk. Vindturbiner som leveres til offshore vindkraftverk koster 20 % mer enn onshore vindkraft ifølge Ng & Ran (2016) siden de må tilpasses mer krevende vindforhold enn onshore vindturbiner. Vestas startet å levere offshore turbiner i april 2014, og offshore turbiner har stått for 1,18 GW som er i underkant av 10 % av ordremengden mellom 2014-2015. Dette kan ha bidratt til en høyere gjennomsnittlig turbinpris og forklare økningen i pris fra 2014 til 2015.

3.4 Anleggskostnader

De resterende investeringskostnadene fratrukket turbinkostnader tilfaller aktiviteter i forbindelse med installering av vindturbinene og tilhørende infrastruktur. NVE (2015) finner i analysen av 5 norske vindkraftverk i perioden 2011-2013 at anleggskostnadene utgjør 34 % av investeringskostnadene. For referanseprosjekt i 2014 antas anleggskostnadene å utgjøre 31,7 % av investeringskostnadene.

	Fosen		Referanseprosjekt 2014		2011-2013 kraftverk	
Total kostnad turbiner (MNOK)	8500	77 %	700	68 %	2749,2	66 %
Anleggskostnader (MNOK)	2500	23 %	325	32 %	1428,54	34 %
Investeringskostnad (MNOK)	11000	100 %	1025	100 %	4177,74	100 %

Tabell 3.4: Fordeling investeringskostnader (NVE, 2015) + Egne beregninger for Fosen

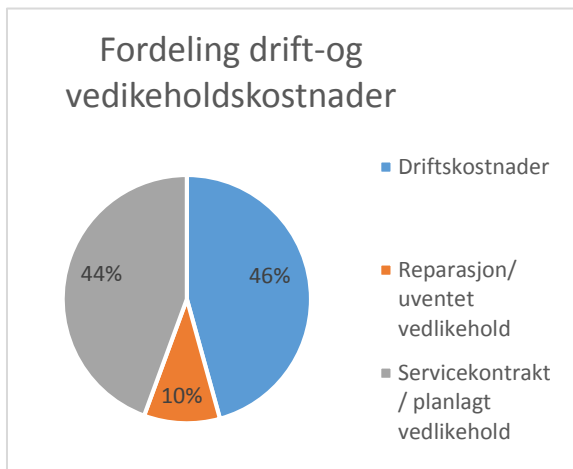
Basert på kostnadsrammen for Fosenprosjektene og gjennomsnittsprisen på turbiner fra Vestas vil kostnadene forbundet med installering av vindturbinene utgjøre 23 %. Dette er en lavere andel enn NVE operer med i sine kostnadsberegninger, noe som skyldes at NVE (2015) anslår turbinkostnadene til å ligge mellom 7-8 MNOK per MW installert samt høyere installeringskostnader per MW. Økningen i turbinkostnad per MW kan trolig forklares ut fra valutakursbevegelser. I 2014 lå kursen mellom 8-8,5 NOK/EUR, som er ca. 1 kr lavere enn dagens kurs (Norges Bank, 2016a). Med en valutakurs på 8,3 NOK/EUR vil turbiner fra Vestas koste ca. 7,5 MNOK per MW slik at turbinkostnadene for Fosenprosjektene da utgjør 68 % av investeringskostnadene som er identisk med fordelingen i referanseprosjektet fra 2014.

3.5 Drifts –og vedlikeholdskostnader:

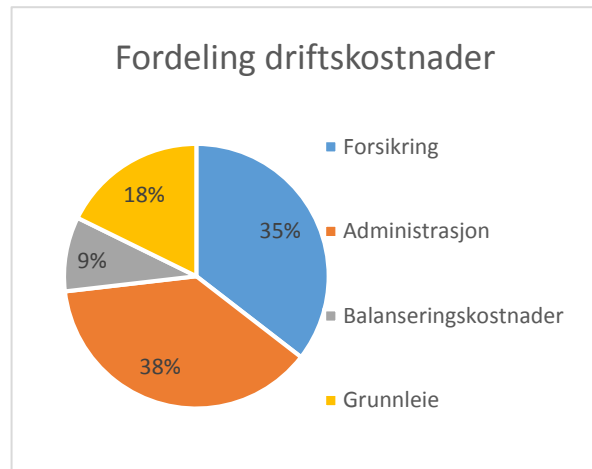
Det er lite tilgjengelig data for drift –og vedlikeholdskostnadene i norsk vindkraft, samt at driftskostnadene påvirkes i stor grad av lokasjonen til vindkraftverket. Eksempelvis vil turbiner i enkelte områder i Norge være utsatt for ising (isdannelse på vindturbinen), som vil gi ekstra behov for vedlikehold (NVE, 2015). Det vil derfor være utfordringer ved å bestemme driftskostnaden for et tenkt vindkraftverk i Norge.

Grunnet manglende D&V-kostnadsdata for norske vindkraftverk vil denne oppgaven ta utgangspunkt i serviceavtalen som utbyggerne på Fosen, Hitra og Snillfjord har inngått med Vestas, samt global statistikk for kostnadsfordeling av drift –og vedlikeholdskostnader

De Vries & Verbuggen (2014) fremstiller kostnadsfordelingen mellom de ulike kostnadspostene for drift og vedlikehold basert på globale kostnadsdata for 2013:



Figur 3.5: Fordeling D&V-kostnader. Hentet fra De Vries & Verbuggen (2014)



Figur 3.6: Fordeling driftskostnader. Hentet fra De Vries & Verbuggen (2014)

På grunnlag av snittkostnader vil planlagt vedlikehold utgjøre 46 % av drift –og vedlikeholdskostnadene mens andre driftskostnader som forsikring, grunnleie, administrasjon og balanseringskostnader¹ vil utgjøre 44 %. Vestas er serviceleverandør for Fosenprosjektene (Vestas, 2016) og denne oppgaven vil ta utgangspunkt i oppgitte servicekostnader hos Vestas til å beregne driftskostnaden for vindkraftverkene på Fosen, Snillfjord og Hitra.

Vestas (2014) anslår den årlige verdien av serviceavtaler for Vestasturbiner til 20.100 € per MW installert. Gitt at planlagt vedlikehold utgjør 44 % av totale drift –og vedlikeholdskostnader vil samlede kostnader til D&V per MW installert være ca. 47350 €. Størrelsen på D&V-kostnadene per kWh produsert vil avhenge av antall kapasitetsutnyttelsen til kraftverket med tanke på at økt kapasitetsutnyttelse innebærer økt produksjon.

Fullasttimer	2000	2500	3000	3500	4000
D&V kostnad per kWh (€)	0,024	0,019	0,016	0,014	0,012
D&V kostnad per kWh (NOK)	0,22	0,17	0,15	0,12	0,11

Tabell 3.5: D&V-kostnader avhengig av fullasttimer (egne beregninger)

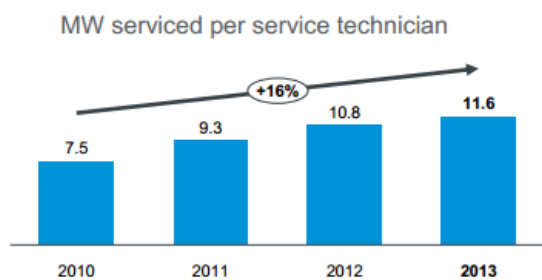
Gitt data fra Vestas og De Vries & Verbuggen vil D&V-kostnadene variere mellom 22 til 11 øre/kWh for et intervall mellom 2000-4000 fullasttimer. I 2015 var gjennomsnittlig antall

¹ Kostnader forbundet med avvik mellom innmeldt produksjon og faktisk produksjon. Ved lav produksjon må kraft kjøpes fra produsenter med ledig produksjonskapasitet for å kunne levere innmeldt kraftmengde til markedet (Vindportalen,2014).

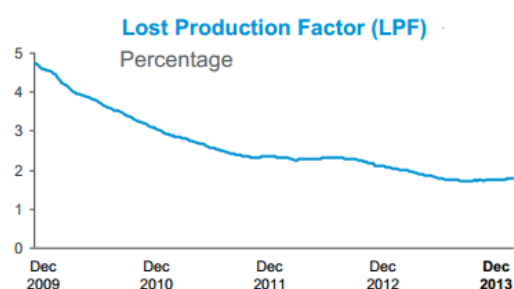
fullasttimer i Norge 3045 timer, som i dette tilfellet gir en D&V kostnad i underkant av 15 øre/kWh. Dette samsvarer med NVEs anslag for D&V-kostnader i NVE (2015). Beregningene over tar ikke høyde for at økt produksjon kan medføre økt behov for vedlikehold siden økte vindstyrker vil belaste turbinene i større grad. Det er dermed mulig at D&V-kostnadene ikke vil reduseres i lik takt som beregnet i tabell 3.5.

Drift –og vedlikeholdskostnader i verden falt betydelig i perioden 2008-2013, med en reduksjon på 36 % på servicekontrakter (IRENA, 2015). Det ventes at kostnadene vil reduseres videre, blant annet gjennom økt konkurranse om servicekontraktene. Historisk har vedlikeholdskontraktene blitt inngått med turbinprodusenten, men bedrifter med vedlikehold av turbiner som kjernevirksomhet har økt med veksten i vindkraftmarkedet. Vestas har kjøpt opp to slike serviceselskaper for å konkurrere om service-kontrakter for vindparker med turbiner som ikke er produsert av Vestas (Windpower Monthly, 2016). Dette vil dermed gi Vestas mulighet til å konkurrere om vedlikeholdskontrakter i vindkraftparker som benytter turbiner fra andre produsenter.

Økt produktivitet hos serviceleverandørene vil også kunne bidra til lavere D&V-kostnader. Fra 2010 til 2013 økte Vestas produktiviteten per servicearbeider med 55 % og reduserte produksjonstapet fra 5 til 2 % i samme periode. Forbedringen i service kan forklares med økt trening av ansatte og spesialiserte serviceteam (Windpower Monthly, 2013). Dette kan indikere at det også er learning by doing effekter i D&V-kostnadskomponentene.



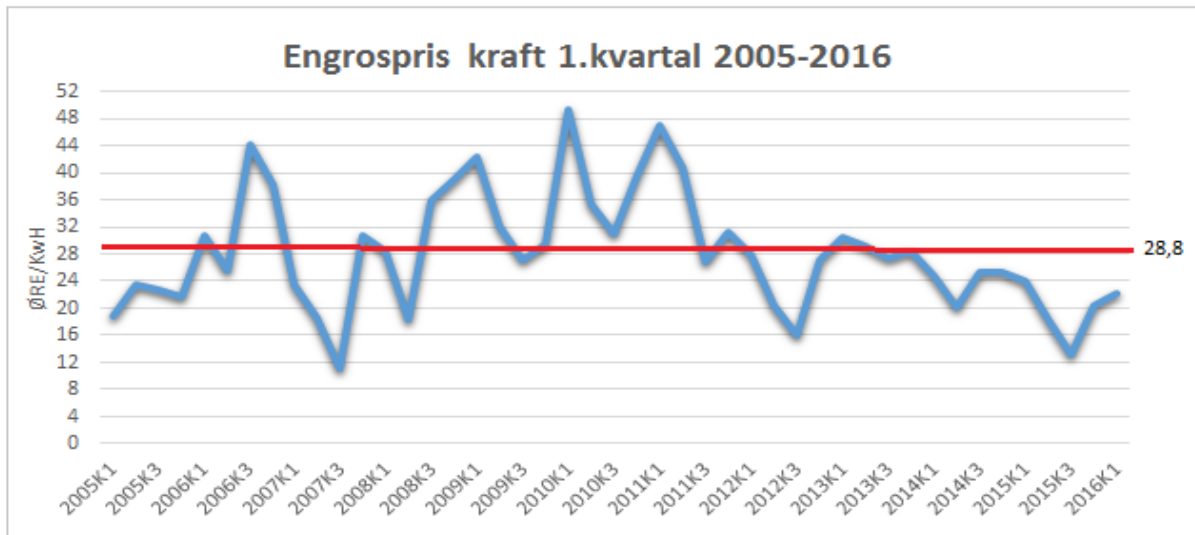
Figur 3.7: Antall MW vedlikeholdt per tekniker (Vestas, 2014)



Figur 3.8: Produksjonstap 2009-2014 (Vestas, 2014)

3.6 Kraft –og sertifikatpris

Vindkraftverk i Norge sine to hovedinntektskilder er salg av elektrisitet til markedet og salg av elsertifikater til kraftleverandørene. Både kraft –og elsertifikatprisen har falt siste årene, og har med dette bidratt til å redusere lønnsomheten av kraftproduksjon i Norge.



Figur 3.9: Gjennomsnittlig kraftpris per kvartal i engrosmarkedet ekskludert avgifter 2005-2015 (SSB, u.å.)

Sammenlignet med pristoppen i 2010 på 40,6 øre/kWh er gjennomsnittlig kraftpris for 2015 halvert til 19,4 øre/kWh. Av figur 3.9 fremkommer det store svingninger i kraftprisen som bidrar til et usikkert inntektsgrunnlag for kraftprodusentene. Snittprisen for perioden 2005-2015 er 28,8 øre/kWh som er 48% høyere enn 2015-nivået. I det nordiske kraftmarkedet har også utviklingen i kraftprisen vært tilsvarende som i Norge med fallende kraftpriser fra rundt 45 EUR/MWh til ca. 25 EUR/MWh (tilsvarende 23 øre/kWh) i 2015 (THEMA, 2016).

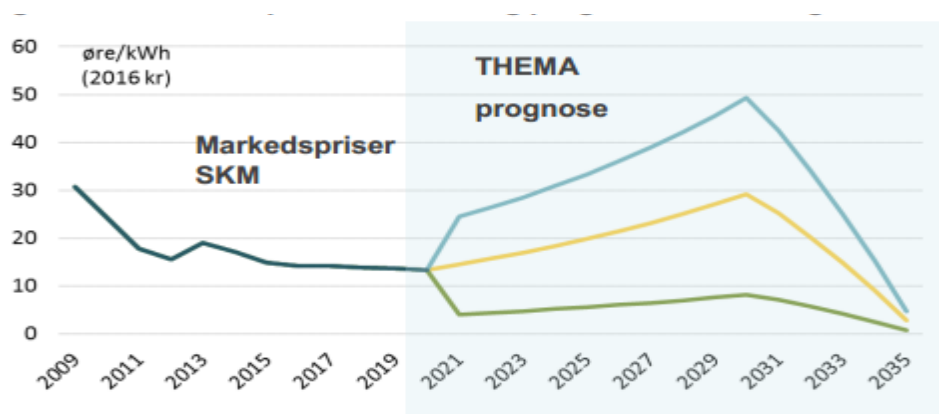


Figur 3.10: Forventet utvikling (basisscenario) i kraftpris Norden 2016-2030 (Markedskraft, 2015)

Mot 2030 forventes kraftprisen å stige til i underkant av 30 øre/kWh i Norden som innebærer en bevegelse mot snittprisen i Norge i perioden 2005-2015 basert på basisscenarioet til analysebyrået Markedskraft (2015). Sannsynligheten for at faktisk kraftpris i 2030 vil avvike fra dette estimatet er likevel betydelig da kraftprisen påvirkes av en rekke faktorer som kull – og gasspriser, CO₂-kvotepris, vanntilsig i magasiner, utvikling på tilbud og etterspørselssiden av kraft osv. som vil være utfordrende å forutse (Skagerak Energi, u.å.). Markedskraft

presenterer derfor 3 ulike scenarier for prisen av nordisk kraft mot 2040 som varierer fra 24-55 EUR/MWh i 2030 (22,3-51,1 øre/kWh).

Elsertifikatprisen har i likhet med kraftprisen falt de siste 5 årene, men har i større grad hatt en stabil utvikling etter 2011. Det er i likhet med kraftprisen knyttet stor usikkerhet til utvikling i elsertifikatprisen mot 2030, men i alle scenarier antas det en kraftig reduksjon etter 2030 som følge av redusert elsertifikatpliktig forbruk (THEMA, 2016).



Figur 3.11: Utvikling elsertifikatpris 2009-2016 + Estimat 2016-2035 (THEMA, 2016)

3.7 LCOE i Norge per 2016

Som utgangspunkt til beregning av kostnadsnivået i norsk vindkraft per 2016 benytter denne oppgaven kostnads- og produksjonsdata fra utbyggerne av vindkraftprosjektene på Fosen, Hitra og Snillfjord, samt eget anslag på for D&V-kostnader. Prosjektene vil utgjøre en betydelig andel av den installerte effekten i Norge, og dermed kunne gi en god indikasjon på kostnadsbildet for norsk vindkraft per 2016.

Kraftverk	Roan	Kvenndalsfjellet	Storheia	Harbaksfjellet	Hitra II	Geitfjellet	Totalt
Turbinstørrelse (MW)	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	
Antall turbiner	71	28	80	30	26	43	278
Total kapasitet (MW)	255,6	100,8	288	108	93,6	154,8	1000,8
Fullasttimer	3520	3570	3500	3540	3100	3070	3413
Årsproduksjon (GWh/år)	900	360	1000	390	290	470	3410

Tabell 3.6: Produksjonsestimat Fosen, Snillfjord og Hitra (Statkraft, 2016)

Fosen	Mill. NOK
Inv.kostnad	11000
Inv.kostnad/MW	11
Kompensasjon byggefase	150
Kompensasjon driftsfase	500

Tabell 3.7: Totale investeringskostnader Fosen, Snillfjord og Hitra (Statkraft, 2016)

Statkraft budsjetterer med en samlet årsproduksjon på ca. 3400 GWh (3,4 TWh), noe som tilsvarer rundt 3400 fullasttimer i snitt basert på oppgitt årsproduksjon i tabell 3.6. Investeringskostnadene for prosjektene anslås til 11 mrd. NOK, i tillegg vil berørte kommuner

og grunneiere kompenseres med 150 mill. NOK under byggefasen og 20 mill. NOK for hvert år i drift. Med en anslått levetid på 25 år innebærer dette en kostnad på 650 millioner NOK (Adressa, 2016). Kompensasjon under driftstid antas å inngå i kostnadsposten for grunnleie (D&V), mens kompensasjon under byggetid inkluderes i investeringskostnadene.

I tillegg til kostnads –og produksjonsdata oppgitt av Statkraft vil beregningen av energikostnaden (LCOE) suppleres med egne estimat for driftskostnader. Her benyttes estimatet for driftskostnad per installert MW fra seksjon 3.2.5 (436.646 NOK/MW), som måles opp mot anslått kraftproduksjon i hvert enkelt kraftverk:

$$(3.1) D \& V - kostnad_i = \frac{(D \& V - kostnad, per MW) * (MW installert_i)}{Energi produsert, kWh_i}$$

Eksempel Roan:

$$(3.2) D \& V - kostnad_{Roan} = \frac{436.646 * 255,6}{900000000} = 0,124 \text{ (NOK/kWh)}$$

Videre benyttes formel for LCOE (2.4) til å regne ut energikostnaden med følgende antagelser for modellen:

- Kalkulasjonsrente: 6 %
- Økonomisk levetid: 25 år
- Byggetid per kraftverk: 2-3 år

Investeringskostnader og kompensasjonsutgifter under bygging er vektet ut fra installert kapasitet i hvert kraftverk siden kostnader for de spesifikke vindkraftverkene ikke er tilgjengelig.

Kalkulasjonsrenten i tidligere konsesjonsrapporter for prosjektene på Fosen, Hitra og Snillfjord (anno 2004-2010) varierer fra 6,5-8 % (NVE, u.å.). På bakgrunn av en lavere kostnad av kapital i 2016 kontra 2004-2010 i form av lavere rentenivå (Norges Bank, 2016b) vil kalkulasjonsrenten nedjusteres til 6 %.

Kraftverk	Roan	Kvenndalsfjellet	Storheia	Harbaksfjellet	Hitra II	Geitfjellet
Byggetid (år)	2	2	3	2	2	2
Byggeperiode	2016-2018	2018-2020	2016-2019	2018-2020	2018-2019	2018-2020
Økonomisk levetid (år)	25	25	25	25	25	25
Inv.kostnad MNOK/MW	11	11	11	11	11	11
Inv.kostnad (MNOK)	2811,6	1108,8	3168	1188	1029,6	1702,8
Kompensasjon byggefase (MNOK)	38,3	15,1	43,2	16,2	14,0	23,2
Driftskostnad (øre/kWh)	12,4	12,2	12,6	12,1	14,1	14,4
Kalkulasjonsrente	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %
LCOE øre/kWh	37,17	36,65	39,20	36,88	42,24	43,11

Tabell 3.8: LCOE Fosen, Snillfjord og Hitra (egne beregninger)

Gitt forutsetningene og antatte kostnader vil formel (2.4) anslå at energikostnaden til Fosenprosjektene vil ligge mellom 36,65-43,11 øre/kWh (se tabell 2-7 i appendiks for utregning). Utbyggerne vil av konkurransemessige hensyn ikke annonsere produksjonskostnadene, men Bernhard Kvaal i Trønderenergi bekrefter at NVEs estimat på rundt 40 øre/kWh er gjenkjennbart (NRK, 2016). Dette estimatet ligger innenfor intervallet for energikostnadene fra tabell 3.8. Grunnet antagelsen om lik kostnadsstruktur er det fortrinnsvis antall fullasttimer som bidrar til å skille energikostnaden mellom prosjektene. Prosjektene på Fosenhalvøya (Roan, Kvenndalsfjellet, Storheia og Harbaksfjellet) har bedre vindforhold med tanke på høyere årlig middelvind og antas derfor å oppnå en høyere antall fullasttimer enn kraftverkene i Snillfjord (Geitfjellet) og på Hitra. I tillegg vil vindkraftverket på Storheia få en ekstrakostnad på 1,5 øre/kWh som konsekvens av lengre byggetid enn de andre kraftverkene.

3.8 Lærerateestimer

Grunnet lite tilgjengelig data for kostnader over tid i norsk vindkraftsektor er det ikke mulig å estimere en egen lærerate for norsk vindkraft. Det er likevel gjort en rekke studier på læreratene i vindkraftsektoren som vil benyttes til formålet. Rubin et al. (2015) har samlet 41 ulike estimater for læreraten i vindkraftsektoren som vil anvendes i denne oppgaven. 6 av estimatene er gjort med grunnlag i 2FLC-modellen, mens de resterende 35 er basert på 1FLC-modellen. Estimer som kun benytter data i perioden 2000-2010 ekskluderes da disse virker å underestimere læringseffektene på grunn av det ikke tas hensyn til økningen i råvarepriser i perioden 2005-2008 som bidro til økte investeringskostnader. I tillegg vil estimater for offshore vindkraft ekskluderes siden dette er en yngre teknologi sammenlignet med onshore vindkraft med høyere læringspotensial, samt estimater hvor tidsperioden for datasettet er under 10 år siden små datasett generelt gir høyere estimater (Rubin et al., 2015). Etter å ha ekskludert disse står igjen et utvalg på 24 ulike estimat for læreraten i vindkraftsektoren.

Lærerateestimatene varierer fra 6-30 %, noe som kan forklares i at studiene benytter både ulike forklaringsvariabler og ulike avhengige variabler. I utvalget er 19 av læreratene basert på 1FLC-

modellen, mens 5 er basert på 2FLC. I tabell 3.9 er estimatene delt inn etter om de benytter turbinkostnader (A), investeringskostnader (B) eller LCOE som avhengig variabel, og etter om de måler nasjonal eller global læring.

System	Global LR (1FLC)	Nasjonal LR (1FLC)	Global LR (2FLC)
A	11 % (1)	7 % (2)	10 % (1)
B	17,7 % (10)	11,25 % (4)	9,5 % (4)
C	21 % (1)	17 % (1)	-

Tabell 3.9: Gjennomsnittlig lærerateestimat for system A, B og C. Antall observasjoner i parentes

Fra tabell 3.9 ser en at gjennomsnittlig estimert lærerate i studiene som benytter 1FLC er lavere i system A sammenlignet med system B, og tilsvarende for system B og C. Videre ser en at studier som benytter nasjonal kumulativ installert effekt som forklaringsvariabel (kolonne 2) gir i gjennomsnitt lavere estimert lærerate enn studiene som benytter global kumulativ installert effekt (kolonne 1). Dette samsvarer med funnene til Lindman & Söderholm (2010) og Ek & Söderholm (2008). Når det kommer til studiene som benytter 2FLC (kolonne 3) rapporterer disse i snitt lavere global lærerate enn 1FLC (kolonne 1), dette samsvarer altså også med Lindman & Söderholm (2010).

Selv om estimatene ovenfor samsvarer med tidligere meta-analyser kan likevel nøyaktigheten til læreratene presentert i tabell 3.9 diskuteres. Det er relativt få observasjoner, spesielt for system A og C, slik at det er vanskelig å bedømme om estimatene representerer den faktiske læreraten. Det kan også stilles spørsmål ved størrelsen på læreratene i tabell 3.9 siden studiene hovedsakelig benytter data for tidsintervall pre år 2000 da LBD-effektene mest sannsynlig var sterkere enn i dag. Vindkraftteknologien har gjennom kraftig vekst i kumulativ installert effekt de seneste årene modnet slik at en ikke kan forvente tilsvarende LBD-effekter som for 15 år siden. Vindkraft er samtidig en kraftteknologi som i benyttes i liten grad i Norge slik at det kan tenkes å være større potensial for kostnadsreduksjoner gjennom LBD sammenlignet f.eks. Danmark som har en stor vindkraftsektor.

4 Analyse av LBD-effekter i norsk vindkraftsektor

4.1 Metode

For å anslå effekten av LBD i norsk vindkraft vil det tas utgangspunkt i kostnadsfordeling til prosjektene på Fosen, Hitra og Snillfjord. Disse prosjektene vil være representative for norsk vindkraft i de kommende årene med tanke på at de vil utgjøre over halvparten av norsk vindkraftproduksjon ved ferdigstillingen. På grunn av at det ikke foreligger en detaljert kostnadsbeskrivelse av hver enkelt vindpark fra utbyggers side vil gjennomsnittlige kostnader og fullasttimer for de 6 vindparkene benyttes til å beregne LCOE til et tenkt referansekraftverk i Norge per 2016:

LCOE: Referansekraftverk 2016	
Byggetid (år)	2
Økonomis levetid (år)	25
Turbinkostnader (MNOK)	8500
Inv.kostnad (MNOK)	11000
Kompensasjon byggetid (MNOK)	150
D&V (kr/kWh)	0,128
Innstallert effekt (MW)	1000
Årsproduksjon (GWh/år)	3370
Kalkulasjonsrente	6 %
LCOE (øre/kWh)	38,7

Tabell 4.1: LCOE referansekraftverk 2016 (se tabell 8 i appendiks for utregning)

LBD-effektene av økt utbygging i Norge og globalt vil anslås ved å benytte modell (2.13) beskrevet i kapittel 2.7:

$$(2.13) \quad C_{i,t} = C_{i,t-1} - \left\{ \alpha_i \left[C_{i,t-1} LR_{N,i,t-1} \dot{Q}_{N,t-1} \right] + (1 - \alpha_i) \left[C_{i,t-1} LR_{G,i,t-1} \dot{Q}_{G,t-1} \right] \right\}$$

For å skille mellom LBD-effekter som skyldes spillovers-effekter fra utlandet fra nasjonale LBD-effekter deles kostnadene inn etter om de tilfaller utenlandske eller norske aktører. Videre vil det antas lærerater og vekstprognoser for 2016-2030 som vil benyttes til å beregne LBD-effektene via modell (2.13). Resultatene fra analysen vil settes opp mot prognosene for inntektsutvikling fra kapittel 3 for å vurdere lønnsomhet i norsk vindkraftsektor etter LBD-effektene er inkludert.

4.2 Spillovers-effekter i system A, B og C:

Når en skal måle LBD-effektene i norsk vindkraftsektor er det viktig å avgjøre hvor læringen i de ulike læringssystemene skjer. Utgiftspostene i norske vindkraftverk som tilfaller utenlandske

produsenter eller entreprenører vil i svært liten grad oppnå LBD-effekter gjennom økt norsk utbygging siden norsk vindkraftsektor er en marginal aktør i det globale markedet. Basert på kostnadsstrukturen til referansekraftverket vil det avgjøres i hvilken grad LBD-effektene i kostandspostene påvirkes av spillovers-effekter fra utlandet:

- 1) **System A (Turbinkostnader):** Utgifter relatert til turbiner går utelukkende til utenlandske aktører, i dette tilfellet Vestas. Dermed vil LBD-effekter i denne kostnadsposten påvirkes kun av utvikling i globale installert effekt.
- 2) **System B (Investeringskostnader):** Investeringskostnadene til referansekraftverket kan deles inn i to kostnadsgrupper: anleggskostnader og turbinkostnader. De totale investeringskostnadene er anslått til 11 milliarder NOK, hvorav anleggskostnadene vil utgjøre 2,5 milliarder NOK (Teknisk Ukeblad, 2016). Statkraft oppgir at lokale entreprenører vil stå for 1-2 milliarder NOK, mens Vestas vil stå for resterende anleggskostnader i form av installering av turbinene (Vestas, 2016). Ved å anta at 1,5 mrd. av anleggskostnadene vil gå til norske entreprenører vil anleggskostnadene dermed avhenge 60 % av nasjonal læring og 40 % av global læring. Samlet vil dermed kun 1,5 mrd. av 11 mrd. (14%) av totale investeringskostnadene tilfalle norske aktører siden utenlandske aktører står for store deler av produksjonen, leveranse og installasjon av vindturbinene.
- 3) **System C (LCOE):** LCOE-formelen som benyttes i denne oppgaven dividerer den neddiskonterte summen av kapitalkostnader og D&V over livsløpet mot den neddiskonterte energiproduksjonen over livsløpet. For å anslå hvor stor andel av LCOE som påvirkes av spillovers-effekter må derfor andelen av D&V-kostnadene som tilfaller utenlandske aktører bestemmes. Når det kommer til service vil det i referansekraftverkets tilfelle utføres av Vestas, og antas å utgjøre 54 % av drift –og vedlikeholdskostnadene på basert på fordelingen presentert i figur 3.5. Driftskostnadene som utgjør de resterende 46 % antas i denne oppgaven vil bli utført av norske aktører. D&V-kostnadene for referansekraftverket er beregnet å utgjøre 12,8 øre/kWh av LCOE på 38,7 øre/kWh, mens kapitalkostnader utgjør det resterende av LCOE. På grunnlag av at spillovers-effekter står for 86 % av LBD-effektene relatert til investeringskostnader og 56 % av D&V-kostnadene vil dermed 76 % av kostnadene i system C påvirkes av LBD-effekter fra utlandet.

	Andel spillovers-effekter
System A	100 %
System B	86 %
System C	76 %

Tabell 4.2: Grad av LBD-spillovers fra utlandet i system A, B og C

Tabell 4.2 viser andelen av kostnader relatert til vindkraftproduksjon som tilfaller globale aktører med utgangspunkt i referansekraftverk 2016. Et viktig funn er at store deler av utgiftene går til utenlandske aktører, samt at kun 24 % av LCOE er relatert til kostnadsposter som oppnår LBD-effekter som følge av norsk utbygging. Dette skyldes at kapitalkostnadene som i hovedsak tilfaller utenlandske entreprenører utgjør en stor andel av LCOE (70 %).

4.3 LBD-effekter i norsk vindkraftsektor

I denne seksjonen vil modell (2.13) benyttes til å beregne potensielle LBD-effekter i norsk vindkraftsektor. Analysen vil måle LBD-effektene i system B og C, mens System A vil ikke undersøkes da læring i dette systemet inkluderes i system B og C.

Tidsperspektivet for analysen vil være perioden 2016-2030. Dette intervallet er valgt med tanke på at nye vindkraftverk i Norge etter år 2020 ikke vil bli tildelt subsidier, og er dermed avhengig av at kostnadsnivået i vindkraftsektoren faller i denne perioden.

Når det kommer til kumulativ installert effekt vil det antas en gjennomsnittlig vekst i Norge på 28,5 % i perioden 2016-2020 deretter en årlig vekst på 1 % fram til 2030. Utviklingen i global installert effekt er sammenlignet med Norge langt vanskeligere å forutse siden veksten vil avhenge av politikkbeslutninger i mangfoldige land. Det vil derfor benyttes 3 ulike vekstprognoser grunnet usikkerhet rundt fremtidig vekst globalt basert på prognosene fra GWEC (2014):

	2016-2020	2021-2030
Norge	28,50 %	1 %
Globalt (Lav vekst)	12,3 %	7,5 %
Globalt (Moderat vekst)	11,5 %	4,7 %
Globalt (Høy vekst)	13,8 %	9,2 %

Tabell 4.3: Gjennomsnittlige vekstrater nasjonalt og globalt 2016-2030 (Se tabell 9 i appendiks)

Læreratene vil ta utgangspunkt i tabell 3.9, men justeres for å tilpasses nåtiden. Siden de fleste læreratene i tabell 3.9 er estimert på data i perioden rundt 1980-2000 vil det være naturlig å anta at læreratene i dag er lavere enn i tabell 3.9. På bakgrunn av Nemet (2009) sitt funn om at læreratene synker med 2,5 % for hver ti-årsperiode vil estimatene nedjusteres med 5 %, i tillegg

til å la de falle med 0,25 % for hvert år. I analysen vil kun lærerater basert på 1FLC benyttes da utvalget i tabell 3.9 ikke har estimerer for nasjonale lærerater basert på en 2FLC-modell.

System	Global LR (1FLC)	Nasjonal LR (1FLC)
B	12,70 %	6,25 %
C	16,00 %	12,00 %

Tabell 4.4: Justerte lærerater i system B og C.

4.3.1 LBD-effekter system B

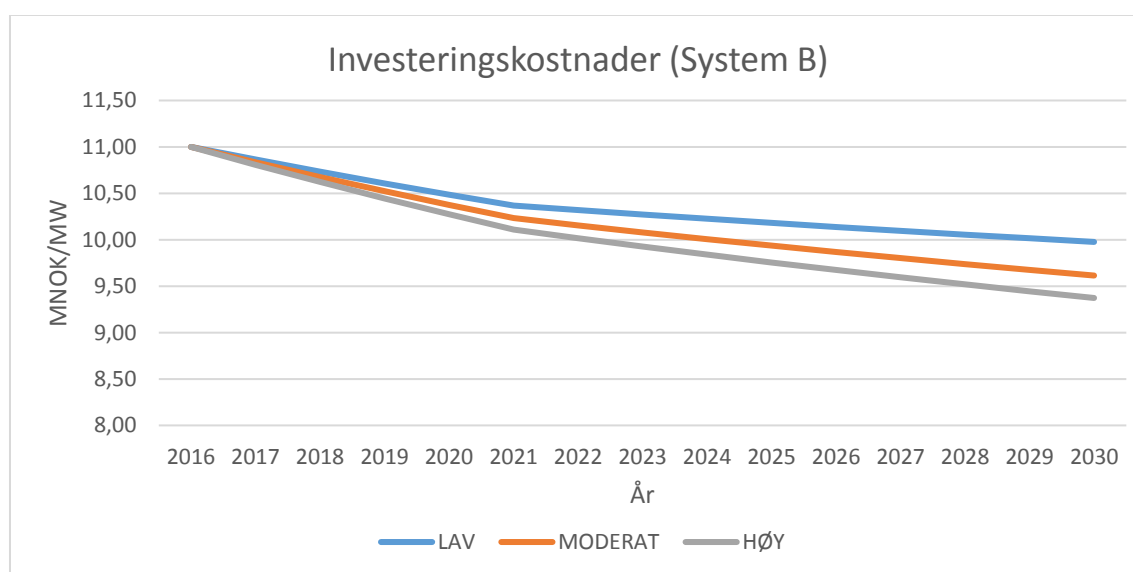
I denne seksjonen vil det måles kostnadsreduksjoner gjennom LBD i investeringskostnadene, som i referansekraftverkets tilfelle utgjør 11 MNOK/MW. Modell (2.13) vil ta følgende form når en analyserer LBD-effektene i system B:

$$(4.1) C_{B,t} = C_{B,t-1} - \left\{ 0,14\% \left[C_{B,t-1} LR_{N,B,t-1} \dot{Q}_{N,t-1} \right] + 0,86\% \left[C_{B,t-1} LR_{G,B,t-1} \dot{Q}_{G,t-1} \right] \right\}$$

Fra (4.1) fremkommer det at spillovers fra utlandet for 86 % for LBD-effektene i system B. For å illustrere utregningen av LBD-effektene mellom to perioder er verdiene for vekst i kumulativ effekt (moderat vekst globalt), lærerate og enhetskostnad i 2016 satt inn i (4.2):

$$(4.2) C_{B,2017} = 11 - \left\{ 0,14\% [11 * 6,25\% * 28,5\%] + 0,86\% [11 * 12,7\% * 11,5\%] \right\} = 10,83$$

Modellen anslår at investeringskostnadene vil falle med 0,17 MNOK/MW (1,55 %) i 2016 som følge av LBD-effekter gjennom økt installert effekt i Norge og globalt.



Figur 4.1: LBD-effekter i system B 2016-2030 (se tabell 10 i appendiks for utregning)

I figur 4.1 vises kostnadsreduksjon i investeringskostnadene i norsk vindkraft mellom 2016-2030 som følge av LBD-effekter. Fra figuren ser en at kostnadsreduksjonen avtar etter år 2020. Dette skyldes antagelsen om at utbygging i norsk vindkraftsektor vil avta kraftig fra 28,5% til 1% etter at fristen for deltagelse i elsertifikatordningen utgår i 2021. Fallende lærerater, samt lavere vekst i kumulativ installert effekt vil også bidra til at LBD-effektene avtar over tid. Grunnet sterke spillovers-effekter fra utlandet vil likevel investeringskostnadene fortsette å falle mellom 2021-2030. Avhengig av veksten globalt anslår modellen at LBD-effekter potensielt kan redusere investeringskostnadene med 9,3-14,8 %.

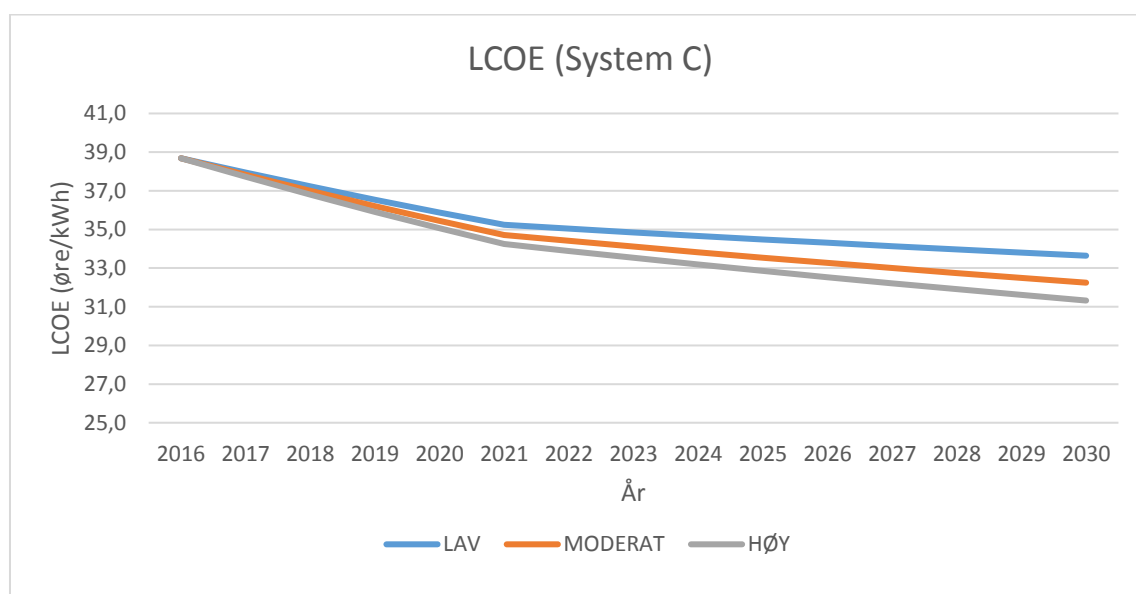
Global vekst	LAV	MODERAT	HØY
Reduksjon	9,3 %	12,6 %	14,8 %
MNOK/MW	10,0	9,6	9,4
LCOE (øre/kWh)	36,1	35,5	34,9

Tabell 4.5: Investeringskostnader og LCOE i 2030 etter LBD-effekter

Reduksjonene i investeringskostnadene vil med utgangspunkt i referansekraftverket bidra til å redusere LCOE med ca. 2,6-3,8 øre/kWh. Dette tilsvarer en reduksjon i LCOE på 6,7-9,5 %.

4.3.2 LBD-effekter system C

I beregningen av LBD-effekter i system C vil tilsvarende fremgangsmetode som for system B benyttes, men læreratene og graden av spillovers vil erstattes. I tillegg vil enhetskostnaden i denne seksjonen være øre/kWh i motsetning til MNOK/MW siden system C innebærer kostnader for hele vindparken.



Figur 4.2: LBD-effekter i system C 2016-2030 (se tabell 11 i appendiks for utregning)

Kostnadsreduksjonene i LCOE grunnet LBD-effekter illustrert i figur 4.2 over tid vil fortone seg nokså likt som i system B siden det antas lik vekst i installert effekt. LBD-effektene vil likevel være sterkere i system C siden læreratene er høyere enn i system B. I tillegg vil en større andel av kostnadene avhenge av nasjonale LBD-effekter, som fører til at kostnadsreduksjonen vil avta i større grad når deltagelsesfristen for elsertifikatordningen går ut (2020) sammenlignet med system B.

Global vekst	LAV	MODERAT	HØY
Reduksjon	13,0 %	16,6 %	19,0 %
LCOE (øre/kWh)	33,6	32,2	31,3

Tabell 4.6: LCOE i 2030 etter LBD-effekter (egne beregninger)

Avhengig av global vekst vil modellen anslå LCOE mellom 31,3-33,6 øre/kWh etter LBD-effekter, dette er betydelig større reduksjon sammenlignet med resultatet fra system B.

4.3.3 Tolkning av resultater

Tabell 4.5-6 viser de predikerte LBD-effektene i system B og C, men det fremkommer ikke i hvilke grad LBD-effektene stammer fra norske eller globale LBD-effekter. Dette er viktig å belyse for å kunne vurdere betydningen av økt norsk utbygging på kostnadsnivået i norsk vindkraftsektor. Ved å sette vekst i installert effekt i Norge mellom 2016-2030 til 0 %, og å så måle differansen i kostnadsreduksjon mot resultatene i tabell 4.5-6 finner en andelen av LBD-effektene som stammer fra Norge:

Global vekst	Lav	Moderat	Høy
System B			
Norske LBD-effekter	11 %	9 %	7 %
Globale LBD-effekter	89 %	91 %	93 %
System C			
Norske LBD-effekter	29 %	22 %	19 %
Globale LBD-effekter	71 %	78 %	81 %

Tabell 4.7: Andel norske og globale LBD-effekter i system B og C

Fra tabell 4.7 ser en at hoveddelen av LBD-effektene skyldes spillovers fra utlandet, noe som kommer av at norsk vindkraft er svært avhengig av utenlandske leverandører. I tillegg er de globale læreratene vesentlig høyere, slik at effekten av en 10 % vekst i global installert effekt vil være større enn tilsvarende økning i Norge. 10 % vekst tilsvarer ca. 87 MW i Norge og 42.000 MW globalt per 2016, det er dermed rimelig å anta at LBD-effekten vil være sterkere globalt etter en proporsjonal økning i installert effekt. Kun i tilfellet med høy global vekst vil den relative veksten i installert effekt være større enn den antatte veksten i Norge, likevel er

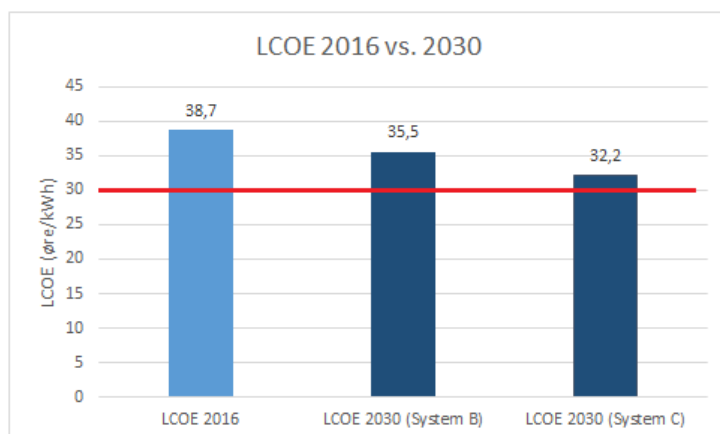
spillovers-effektene langt større enn nasjonale LBD-effekter. Dette resultatet innebærer at norsk vindkraft kan oppleve betydelige LBD-effekter selv uten investeringer i Norge.

Ikke overraskende vil også en større andel av LBD-effektene i system C avhenge av utbygging Norge enn i system B. Dette kommer av at system C inkluderer kostnader som påfaller i driftsfasen, og at disse i langt større grad avhenger av læring i Norge enn kostnadene i system B.

4.4 Lønnsomhet i vindkraftsektoren per 2030

Resultatene fra analysen over predikerer en reduksjon i LCOE på mellom 2,7-3,8 øre/kWh i system B og 5,1-7,5 øre/kWh i system C. Ved å anta moderat vekst i global installert effekt og lik kostnadsstruktur som i referansekraftverk 2016 vil LCOE for nye vindkraftverk i Norge per 2030 ligge mellom 32,2-35,5 øre/kWh. Med dagens inntektsgrunnlag på rundt 35 øre/kWh kan dette være tilstrekkelig for å oppnå lønnsom drift. Vindkraftverk i Norge som etableres etter 2021 vil derimot ikke ha tilsvarende inntektsgrunnlag da de ikke vil motta elsertifikater. Uten andre subsidier vil dermed nye vindkraftverk i 2030 være prisgitt inntekter fra kraftsalg.

For å vurdere om LBD-effekter er tilstrekkelig for å gjøre norsk vindkraft bedriftsøkonomisk lønnsomt innen 2030 vil basisprognosen til Markedskraft (30 øre/kWh) benyttes, i tillegg til å anta moderat vekst i global installert effekt.



Figur 4.3: LCOE og kraftprisprognose i 2030

Slik det fremkommer i figur 4.3 vil LBD-effekter alene ikke være nok til å gjøre norsk vindkraft bedriftsøkonomisk lønnsomt gitt antagelsene. Selv ved å anta høy global vekst i vil anslått LCOE (31,3 øre/kWh) ligge under basisscenarioet. Kraftprisprognosene til Markedskraft for 2030 varierer likevel innenfor et intervall mellom 22-51 øre/kWh slik at LBD-effektene kan bidra til bedriftsøkonomisk lønnsomhet om kraftprisen ender over basisscenarioet.

5 Diskusjon

5.1 Gyldighet av modellvalg, antagelser og resultater

I analysen benyttes kumulativ installert effekt som mål på samlet erfaring i vindkraftsektoren, men det kan også benyttes alternative mål som eksempelvis kumulativ produksjon over tid. McDowell (2015) finner blant at vindparker øker kapasitetsfaktoren i takt med økt produksjonserfaring og dermed bidrar til å redusere LCOE. En svakhet ved modell (2.13) er derfor at modellen ikke vil fange opp disse effektene siden kun erfaring gjennom installasjon måles. Funnet til McDowell strider dog mot en studie av Staffel & Green (2014) av britiske vindmøller som rapporterer produksjonsfall på 12,5 % over livsløpet. De ulike funnene kan forklares i at det er to motstridende effekter: Økt slitasje i turbinene over tid som bidrar til økte kostnader, mens økt effektivitet hos serviceteamet som bidrar til kortere driftsstopp ved reparasjonsbehov. Det er dermed usikkert om energikostnaden i et vindkraftverk vil reduseres eller øke over levetiden. I så tilfelle er kumulativ installert effekt et bedre mål på erfaring da en unngår denne problemstillingen.

McDowell finner også at det oppstår kostnadsreduksjoner gjennom installering av vindkraftverk, og at disse læringseffektene har spillovers-effekter til andre vindkraftverk, i motsetning til produksjonsorientert læring. Dette funnet styrker argumentet for å benytte installert effekt som mål på erfaring, spesielt i norsk vindkraftsektor hvor det i analysen antas høy grad av spillovers-effekter fra utlandet. Samtidig innebærer dette funnet at det ikke er spillovers-effekter i D&V-kostnadene, noe som antas i analysen i system C. Det kan dermed settes spørsmål rundt gyldigheten til de predikerte LBD-effektene i system C.

I tillegg til graden av spillovers i system C kan det også stilles spørsmål angående verdien til læreratene som antas. Grunnet at det er gjort få lærerater basert på 2FLC er det i analysen kun benyttet lærerater estimert på basis av 1FLC. Lærerater basert på 1FLC er et resultat av en observert sammenheng mellom kostnader og kumulativ installert effekt, dermed vil læreraten i praksis være et mål på alle faktorer som bidrar til kostnadsendringer (Rubin, 2015). Med andre ord vil 1FLC ikke kunne skille mellom kostnadsreduksjoner som stammer fra effektivitetsforbedringer via økt erfaring og kostnadsreduksjoner som er et resultat av endringer i f.eks. råvarepriser. Det kan altså stilles spørsmål i hvilken grad modell (2.13) kun måler LBD-effekter når en benytter lærerater fra 1FLC. Ved å nedjustere læreratene med 5 %, og deretter anta en årlig reduksjon på 0,25 % i analysen kan en likevel ha kompensert for dette problemet. Uansett vil det være alltid være knyttet stor usikkerhet til læreratene da de er estimert på i historiske data som ikke nødvendigvis er representative for fremtidig utvikling.

Til å beregne produksjonskostnadene i norsk vindkraftsektor i denne oppgaven benyttes LCOE-modellen (2.4). Grunnet begrenset tilgjengelig kostnadsdata for nye vindkraftverk i Norge er LCOE-modellen et nyttig verktøy til å anslå kostnadsnivået per 2016 og fremover siden modellen behøver input fra relativt få variabler. Samtidig vil dette bidra til å gi et mindre presist estimat da variabler som kan påvirke kostnadsbildet blir utelatt. LCOE-modellen kritiseres blant annet i Ueckerdt et al. (2013) for å underestimere kostnaden av uregulerbare teknologier som vind –og solkraft. I Ueckerdt et al. argumenterer at de faktiske kostnadene uregulerbar kraftproduksjon medfører ikke tas hensyn til i LCOE-modellen, med tanke på at produsenter av regulerbar kraft må redusere sin produksjon i perioder hvor vind –og solkraftverkene har høy produksjon. Videre vil det også være usikkerhet rundt gyldigheten til antagelsene som gjøre i modell (2.4). Alle variabler antas å være konstante over livsløpet, noe som ikke er sannsynlig med tanke på at det vil være variasjoner i både energiproduksjon og driftskostnader over vindkraftverkets livsløp. I tillegg vil antatt kalkulasjonsrente og økonomisk levetid spille inn på kostnadene. Feil antagelser rundt disse variablene vil derfor kunne medvirke til et unøyaktig kostnadsanslag. Modellen gir heller ikke et svar på om et vindkraftverk er lønnsomt over livsløpet da den kun betrakter kostnadssiden. Dette er også en svakhet ved modellen, men siden denne oppgaven analyserer LBD-effekter på kostnadene av vindkraft vil modellen være tilstrekkelig til dette formål.

Analysen konkluderer med at en reduksjon i LCOE på 6,7-9,5% og 13,0-19,0 % mellom 2016-2030 avhengig om en måler læring i system B eller C. IEA Wind Task 26 (2012) anvender en rekke kostnadsreduksjonsprognoser fra ulike studier hvor de fleste anslår en reduksjon i LCOE mellom 20-30 % i perioden 2011-2030. Resultatene fra analysen i denne oppgaven ligger lavere sammenlignet med estimatene fra IEA, men disse studiene tar hensyn til andre kostnadsdrivere i tillegg til LBD. Prognosene i IEA (2012) gjelder også for et lengre intervall sammenlignet med denne oppgaven slik at deler av kostnadsreduksjonene antakelig allerede er oppnådd innen 2016 som er starttidspunkt i analysen. Ved å ta hensyn til dette vil resultatene fra analysen i større grad samsvare med andre studier av potensielle kostnadsreduksjoner i vindkraft.

5.2 Usikkerhet rundt data

Datamaterialet som benyttes til beregning av kostnaden av vindkraft i Norge er i stor grad basert på antatte kostnader fra utbyggers side (investeringskostnader), samt egne beregninger (drift – og vedlikehold). Dette innebærer at kostnadsnivået per 2016 som legges til grunne for analysen ikke er basert på observerte kostnader, slik at faktisk kostnadsnivå mest sannsynlig vil avvike fra anslaget for referansekraftverket. Samtidig er vindkraft en teknologi i utvikling slik at

kostnadsbildet endres over tid, og observerte kostnader for vindkraft, f. eks fra 2011-2013 (jf. tabell 1.3) vil nødvendigvis ikke være representative for nye vindkraftverk i 2016.

I tillegg til kostnadsdata er prognoser for framtidig vindkraftutbygging i Norge og globalt svært viktige i analysen siden omfanget av LBD-effektene bestemmes ut fra antatt vekst i kumulativ installert effekt mellom 2016-2030. I en vurdering av IEAs rapporter fra 1999-2014 finner Metayer et al. (2015) at IEA konsekvent undervurderer framtidig utbygging i sine prognoser. Dette indikerer at det er vanskelig å anslå hvor stor veksten blir de neste 15 årene, noe som også gjenspeiles i de antatte vekstprognosene, jf. tabell 3.1.

Når det kommer til utbygging i Norge vil det også være usikkert hvor mye vindkraft som blir bygget ut mot 2030. I analysen antas at det vil bygges ut ca. 2500 MW innen 2021, hvorav ca. 1500 MW allerede er bekreftet. Dermed er det større sikkerhet rundt veksten i norsk installert effekt sammenlignet med global vekst. Likevel avhenger den antatte veksten av at det bekreftes ytterligere 1000 MW i løpet av de neste 2-3 årene. Lave inntekter fra salg av kraft og elsertifikater taler imot dette, men sett i forhold til veksten i 2016 (1432 MW bekreftet) bør ytterligere 1000 MW være innenfor et realistisk utbyggingsmål. Etter 2020 har antas en årlig vekstrate på 1 %, men denne vekstraten kan fort bli langt høyere om det kommer nye subsidieordninger på plass. Dagens regjeringen har ikke gitt uttrykk for dette slik at antagelsen virker realistisk på nåværende tidspunkt.

5.3 Lønnsomhet av vindkraft

Resultatene i analysen indikerer at effekten av LBD alene ikke er tilstrekkelig til å gjøre norsk vindkraft bedriftsøkonomisk lønnsomt innen 2030 uten en betydelig økning i kraftprisen. Om en derimot inkluderer andre kostnadsdrivere i beregningen kan derimot den samlede kostnadsreduksjonen være stor nok. Regjeringen har blant lagt fram forslag om avskrivningsregler på lik linje med Sverige som vil bidra til bedre rammevilkår, som har blitt godkjent i ESA (Vindkraftnytt, 2016b). I tillegg til mer fordelaktige avskrivningsregler kan norsk vindkraft profitere på en antatt lavere kalkulasjonsrente grunnet dagens lave styringsrente, lavere råvarepriser på innsatsfaktorer i turbinsektoren og en styrket kroneverdi mot euro. Samlet kan disse faktorene forsterkere kostnadsreduksjonen, men også ha en motvirkende effekt avhengig av framtidig utvikling.

I denne oppgaven ligger fokuset på kostnadene av vindkraft, men utviklingen i inntekter er en minst like viktig faktor med tanke på lønnsomhet. En stor andel av de godkjente vindkraftprosjektene står på vent, noe som kan indikere at mange utbyggere ikke finner

investering i vindkraft lønnsomt per dags dato. Elsertifikatordningen ble innført for å øke inntektene til nye kraftprodusenter, men den markedsbaserte løsningen skaper også usikkerhet for investorene da vindkraftverkene ikke er sikret en fast inntekt når både kraft –og sertifikatprisen varierer. Norge vil som nevnt gå bort fra denne ordningen, noe som innebærer at eventuell vindkraftutbygging etter 2021 kun får inntekter gjennom salg av kraft. Dette vil sørge for at all vindkraftutbygging blir ulønnsom med mindre kraftprisen nær dobles innen dette tidspunktet. Utviklingen i kraftprisen blir derfor en svært viktig faktor, og vil være med på å avgjøre hvorvidt norsk vindkraft i 2030 er lønnsom uten subsidier eller ikke.

Om det fra myndighetenes side ønskes vindkraftutbygging etter 2021 uten elsertifikater kan adoptering av subsidieordningen «Feed-in Tariff» (EIA, 2013) som blant annet benyttes i mange EU-land være et alternativ. Det finnes flere varianter, men i korte trekk innebærer det at myndighetene garanterer kraftprodusentene en fast kontraktspris på produsert energi gjennom å dekke mellomlegget mellom markedspris og kontraktspris. Slik vil kraftprodusentene være sikret mot variasjoner i markedsprisen, og dermed få tryggere rammevilkår sammenlignet med elsertifikatordningen.

5.4 Samfunnsmessige vurderinger:

Fokuset i denne oppgaven er LBD-effekter sin påvirkning på lønnsomhet av vindkraft sett fra utbyggernes perspektiv. LBD kan bidra til å gjøre vindkraft bedriftsøkonomisk lønnsomt gitt en betydelig økningen i kraftprisen, men effekten av LBD kan likevel vise seg å være for snever sett fra et samfunnsøkonomisk synspunkt. Eksempelvis fører utbyggingen av 1000 MW vindkraft på Fosen, Hitra og Snillfjord med seg investeringer i nye kraftlinjer på strekningene Namsos-Åfjord, Surna-Snilldal og Åfjord-Snilldal til en estimert kostnad på henholdsvis 3,4-3,7 og 1,9-2,7 milliarder kr. Kostnaden av kraftlinjene vil ikke pålegges utbyggerne direkte, men bli finansiert over sentralnettstariffen (Statnett, u.å.) da strekningen vil bli en del av sentralnettet. Utbyggingen av kraftlinjen er klaget inn til ESA av Naturvernforbundet med påstand om at den statlige finansieringen er ulovlig og strider med EUs markedsregler (Vindkraftnytt, 2016c). Ved å inkludere denne kostnaden i de samlede investeringskostnadene vil gjennomsnittlig LCOE for vindkraftverkene på Fosen, Hitra og Snillfjord øke fra 38,7 øre/kWh til 51-53,5 øre/kWh. En kan argumentere for at kraftlinjene vil komme andre aktører enn vindkraftutbyggerne til gode da Statnett mener den vil bedre forsyningssikkerheten i Midt-Norge (Statnett, 2015). Det vil dermed ikke være riktig å tillegge hele kostnaden av kraftlinjene over på vindkraftutbyggerne. Statnett har likevel uttalt at kraftlinjene ikke vil være samfunnsøkonomisk lønnsomme med mindre det bygges ut vindkraft langs strekningen

(Statnett, 2010). Samtidig vil kraftlinjen mellom Åfjord og Surnadal som binder de tre kraftlinjene sammen først stå ferdig innen 2028 (Statnett, 2015a) som er opptil 8 år etter at vindkraftverkene på Fosen, Snilldal og Hitra er i full drift. Det vil si at denne strekningen ikke blir en del av sentralnettet før i 2028. Dermed kan kraftlinjene på strekningene Namsos-Åfjord og Surna-Snilldal anses som tilførselslinjer og kostnaden av disse skal i så tilfelle pålegges vindkraftverkene. Det vil være derfor være naturlig å tillegge vindkraftverkene en betydelig andel av kostnadene forbundet med kraftlinjen fra et samfunnsøkonomisk perspektiv.

Vindparkene på Fosen, Hitra og Snillfjord vil i så tilfelle behøve en betydelig høyere kraftpris for å være lønnsomme i et samfunnsøkonomisk perspektiv. Dette synspunktet støttes blant annet av Torstein Bye i SSB som også stiller spørsmål rundt den bedriftsøkonomiske lønnsomheten til Fosenprosjektene (Fosna-folket, 2016). Likevel er det ikke slik at alle vindkraftverk i Norge behøver tilsvarende oppgraderinger i strømmettet, og dermed vil heller ikke differansen mellom bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk lønnsomhet nødvendigvis være like stor som i dette tilfellet.

I tillegg til kostnader som kan kobles direkte til utbygging av vindkraft vil økt vindkraftutbygging i Norge ha negativ effekt for eksisterende kraftprodusenter. Økt kraftproduksjon som konsekvens av elsertifikatorordningen vil gi en redusert kraftpris på 2,4 øre i 2016 ifølge beregninger fra THEMA (2016), noe som innebærer et inntektstap på rundt 10 % for kraftprodusenter utenfor elsertifikatorordningen. Vindkraft står kun for en liten andel av kraftproduksjon i Norge, slik at norsk vindkraftsektor ikke kan lastes i vesentlig grad for inntektstapet. Ny overføringskapasitet til utlandet omtalt i kapittel 1.2 ventes å motvirke denne effekten (THEMA, 2016). Statnett anslår at kablene vil bidra til å øke gjennomsnittlig kraftpris med 3 øre/kWh i 2030 (Teknisk Ukeblad, 2014), noe som vil være tilstrekkelig for å motvirke prisreduksjonen.

Økt vindkraft i Norge kan også føre til lavere produksjon hos vannkraftprodusenter som en konsekvens av at de må redusere produksjonen i perioder med høy produksjon i vindkraftverkene for å skape balanse i systemet. Jo større andel uregulerbar kraft det er i markedet, jo større blir eksternalitetene (Ueckerdt et al, 2013). Ved en høy andel uregulerbar kraft kan det også oppstå perioder hvor produksjonen er for høy i forhold til etterspørsel som resulterer i negative kraftpriser (Forbes, 2016). Dette er likevel ikke sannsynlig i Norge hvor det er en betydelig høyere andel regulerbar kraft sammenlignet med Europa.

Vindkraft oppgis som ofte et virkemiddel for å redusere CO₂-utslipp, og er en svært CO₂-utslippsvennlig kraftproduksjonsteknologi (WNA, u.å.). Økt vindkraftutbygging i Norge vil derfor kunne gi positive eksterne effekter i form av reduserte CO₂-utslipp, men dette avhenger av at kraften enten blir eksportert, eller at andelen av norske energiforbruk som kommer fra elektrisitet øker. Siden nesten all kraftproduksjon i Norge allerede er fornybar vil det ikke gi noen miljøeffekt med mindre ny fornybar kraftproduksjon erstatter eksempelvis europeisk kullkraft, eller bensin og diesel som energikilde i transportsektoren. Selv ved eksport til det europeiske kraftmarkedet kan det stilles spørsmål rundt klimaeffekten av økt vindkraftutbygging. Bye & Hoel (2009) argumenter for at økt eksport av norsk fornybar kraft ikke vil redusere CO₂-utslippene siden det europeiske kraftmarkedet er underlagt EUs kvotesystem for CO₂-utslipp. Hvis norsk vindkraft erstatter kullkraftproduksjon i Europa vil færre utslippskvoter kjøpes som igjen vil senke kvoteprisen. Dette vil gjøre det billigere å produsere kullkraft som slipper ut CO₂ slik at kraftproduksjonen øker igjen. Eventuelt vil det bli billigere for andre virksomheter underlagt kvotesystemet å øke produksjon som bidrar til CO₂-utslipp. Bye & Hoel (2009) anslår at økt norsk eksport av fornybar energi til det europeiske kraftmarkedet hovedsakelig vil ha en priseffekt. For å redusere CO₂-utslipp vil derfor færre kvoter være et bedre tiltak siden utslippene ikke reduseres av økt fornybarandel så lenge det er et tak på utslipps-mengden av CO₂.

Samtidig som den globale miljøeffekten er usikre vil de lokale miljøeffektene være negative. Vindparkene lokaliseres gjerne i områder med uberørt natur og vil derfor medføre et naturinngrep, noe som fører til at vindkraftverk ofte møter motstand lokalt mot utbygging. Hva kostnaden i form av miljøinngrep som konsekvens av økt vindkraftutbygging vil være er vanskelig å estimere, men generelt skal nytteverdien til et kraftverk overstige tapet det medfører i form av miljøinngrep. Gitt usikkerheten rundt lønnsomheten og klimaeffektene av vindkraft i Norge vil det dog være vanskelig å argumentere for at nytteverdien av vindkraft er stor nok til å rettferdiggjøre naturinngrep.

6 Konklusjon:

Hovedformålet med denne oppgaven var å undersøke potensielle virkninger av LBD-effekter på kostnadsnivået i norsk vindkraftsektor mellom 2016-2030. Analysen finner at disse vil ha en viss effekt på kostnadsnivået med en anslått kostnadsreduksjon i LCOE på 6,7-19,0 % som gir en LCOE mellom 31,3-36,1 øre/kWh, avhengig av antagelser gjort rundt læring og vekst i installert effekt:

Global vekst	Lav	Moderat	Høy
System B			
LCOE (øre/kWh)	36,1	35,5	34,9
System C			
LCOE (øre/kWh)	33,6	32,2	31,3

Tabell 6.1: LCOE i 2030 etter LBD-effekter

Dette er ikke tilstrekkelig for å gjøre norske vindkraftverk bedriftsøkonomisk lønnsomme, hverken til dagens kraftpris (ca. 20 øre/kWh) eller basisprognosen for 2030 (30 øre/kWh). Norske vindkraftverk vil derfor også være avhengige av subsidier etter 2030 om en kun tar LBD-effekter med i beregningen. For å bli bedriftsøkonomisk lønnsomme er derfor norske vindkraftverk avhengig av bidrag fra andre kostnadsdrivere i tillegg til LBD.

Et annet viktig funn fra analysen er at effekten utbygging i Norge vs. globalt. Eksempelvis vil 78 % av LBD-effektene i system C stamme fra læring i utlandet ved moderat vekst i global installert effekt. I dette tilfellet er faktisk den relative veksten i global installert effekt lavere sammenlignet med vekst i Norge. Dette innebærer at effekten av en 1 % økning i global installert effekt vil være ca. 4 ganger sterkere enn tilsvarende økning i Norge.

Global vekst	Lav	Moderat	Høy
System B			
Norske LBD-effekter	11 %	9 %	7 %
Globale LBD-effekter	89 %	91 %	93 %
System C			
Norske LBD-effekter	29 %	22 %	19 %
Globale LBD-effekter	71 %	78 %	81 %

Tabell 6.2: Andel norske og globale LBD-effekter i system B og C

Følgen av dette resultatet er at norsk vindkraftsektor kan oppleve betydelige kostnadsreduksjoner gjennom LBD uten investeringer i Norge. Dette skyldes at utenlandske aktører som f.eks. Vestas er svært involvert i både installering og drift av vindkraftverkene. Norsk etterspørsel utgjør kun en marginal andel på verdensmarkedet slik at LBD-effektene til

disse aktørene ikke avhenger av norsk installert effekt. Å subsidiere norsk vindkraft for å få ned kostnadsnivået gjennom LBD-effekter vil derfor være et ineffektivt virkemiddel.

Fra et samfunnsøkonomisk synspunkt vil det også være vanskelig å argumentere for økt vindkraftutbygging i Norge når en inkluderer målbare økonomiske kostnader, samt ikke-målbare miljøinngrep. Per i dag er det ikke behov i markedet for ytterligere kraftproduksjon da det allerede er et tilbudsoverskudd i Norge, og ytterligere utbygging vil presse prisene nedover. Et alternativ er å øke overføringskapasiteten til utlandet hvor systemprisene er høyere enn i Norge, men lønnsomheten av et slikt tiltak vil avhenge av utbyggingskostnadene til overføringslinjene og prisdifferansen mellom markedene.

Referanseliste:

- Aasheim (2016)** Aasheim, A.T. *Elsertifikater senker strømrregningen*. Tilgjengelig fra: <http://www.norwea.no/nyhetsarkiv/visning-nyheter/elsertifikater-senker-stroemregningen.aspx?Action=1&M=NewsV2&PID=1145> (Hentet: 6. mai 2016)
- Adressa (2016)** Lynum, S. *Betaler 650 millioner til grunneiere og kommuner*. Tilgjengelig fra: <http://www.adressa.no/nyheter/okonomi/2016/03/02/Betaler-650-millioner-til-grunneiere-og-kommuner-12223837.ece> (Hentet: 20. mai 2016)
- Arrow (1971)** Arrow, K. J. (1971). The economic implications of learning by doing. In *Readings in the Theory of Growth* (pp. 131-149). Palgrave Macmillan UK.
- Bye & Hoel (2009)** Bye, T., & Hoel, M. (2009). *Grønne sertifikater: dyr og formålsløs fornybar moro*.
- Bye et al. (2002)** Bye, T., Greaker, M., & Rosendahl, K. E. (2002). Grønne sertifikater og læring [Green certificates and learning]. *Statistics Norway*.
- Bye (2003)** Bye, T. *On the price and volume effects from green certificates in the energy market*, Discussion papers 351. Statistisk sentralbyrå, Oslo.
- De Vries & Verbuggen (2014)** *Global Markets for Onshore Windpower Operations and Maintenance to 2016*. Tilgjengelig fra: <https://drive.google.com/file/d/0B3PpNF8jrZVDeHJkVEJlQWpFQ0E/view?pref=2&pli=1> (Hentet: 05. april 2016)
- DFO (2014)** *Veileder i samfunnsøkonomiske analyser*. Tilgjengelig fra: http://dfo.no/Documents/FOA/publikasjoner/veiledere/Veileder_i_samfunns%20%C3%B8konomiske_analyser_1409.pdf
- DOE (2015)** *2014 Wind Technologies Market Report*. Energy.gov. Tilgjengelig fra: <http://energy.gov/eere/wind/downloads/2014-wind-technologies-market-report>
- Ek & Söderholm (2008)** Ek, K., & Söderholm, P. (2008). Technology diffusion and innovation in the European wind power sector the impact of energy and R&D policies. In *International Energy Workshop 2008*.

Ek & Söderholm (2010) Ek, K., & Söderholm, P. (2010). Technology learning in the presence of public R&D: The case of European wind power. *Ecological Economics*, 69(12), 2356-2362.

European Union (2014) *EU Energy Markets in 2014*. Tilgjengelig fra:
http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_energy_market_en.pdf

Ferioli et al. (2009) Ferioli, F., Schoots, K., & van der Zwaan, B. C. (2009). Use and limitations of learning curves for energy technology policy: A component-learning hypothesis. *Energy policy*, 37(7), 2525-2535.

FN (2016) *Dette er Paris-avtalen*. Tilgjengelig fra:
<http://www.fn.no/Tema/Klima/Klimaforhandling/Dette-er-Paris-avtalen> (Hentet: 12. mai 2016)

Forbes (2016) *Negative Electricity Prices Are Not A Sign Of Renewable Success*. Tilgjengelig fra: <http://www.forbes.com/sites/michaelyllynch/2016/02/19/negative-electricity-prices-are-not-a-sign-of-renewable-success/#9d7aa4d56d14> (Hentet 18. august 2016)

Fornybar (2014) *Kraftmarkedet*, fornybar.no. Tilgjengelig fra:
<http://www.fornybar.no/kraftmarkedet> (Hentet: 12. mars 2016)

Fornybar (u.å.) *Ressursgrunnlag*, fornybar.no. Tilgjengelig fra:
<http://www.fornybar.no/vannkraft/ressursgrunnlag#vann1.1> (Hentet: 8. mars 2016)

Fosna-folket (2016) Killingberg, A. *Vindkraftutbygging på Fosen: -Utbyggingen er ulønnsom for Norge som nasjon*. Tilgjengelig fra:
<http://www.statnett.no/Nettutvikling/Aafjord---Surna/> (Hentet: 24 mai. 2016)

Grübler et al. (1999) Grübler, A., Nakicenovic, N., & Victor, D. G. (1999). Modeling technological change: implications for the global environment. *Annual Review of Energy and the Environment*, 24(1), 545-569.

GWEC (2014) *Global Wind Energy Outlook: 2014*. Tilgjengelig fra:
http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/10/GWEO2014_WEB.pdf

IEA (2012) Lantz, Eric, R. Wiser, and M. Hand. *IEA Wind Task 26: The Past and Future Cost of Wind Energy, Work Package 2*. No. NREL/TP-6A20-53510. National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO., 2012.

IEA (2013) *Feed-in tariff: A policy toll encouraging deployment of renewable electricity technologies*. Tilgjengelig fra: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=11471> (Hentet: 12. august 2016)

IRENA (2012) *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series*. Tilgjengelig fra: https://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-wind_power.pdf

IRENA (2015) *Renewable Power Generation Costs in 2014*. Tilgjengelig fra: http://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_re_power_costs_2014_report.pdf

IRENA (u.å.) *Global Renewable Energy Capacity – By Technology*. Irena.org. Tilgjengelig fra: <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/> (Hentet: 20. april 2016)

Junginger et al. (2005) Junginger, M., Faaij, A., & Turkenburg, W. C. (2005). Global experience curves for wind farms. *Energy policy*, 33(2), 133-150.

Kolseth (2014) Kolseth, K. *Lovfestet elsertifikatplikt i TWh eller prosent*. Tilgjengelig fra: https://www.energimyndigheten.se/globalassets/nyheter/2014/kvotekurve-i-twh-eller-prosent_kolseth.pdf

Lindman & Söderholm (2012) Lindman, Å., & Söderholm, P. (2012). Wind power learning rates: A conceptual review and meta-analysis. *Energy Economics*, 34(3), 754-761.

Lundberg (1961) Lundberg, E. (1961). Produktivitet och räntabilitet. *Norstedt & Söner, Stockholm*.

Mansfield (1985) Mansfield, E. (1985). How rapidly does new industrial technology leak out?. *The journal of industrial economics*, 217-223.

Markedskraft (2015) Botnen, O.J. *Forventet prisutvikling for kraft –og elsertifikatmarkedet, kort og langt horisont*. Tilgjengelig fra: <https://www.sks.no/getfile.php/1310563/Bilder/SKS%20Kraftsalg/Kraftdagen/Kraftdagen%202015/Kraftdagen%202015%20-%20Markedskraft.pdf>

McDowell (2015), Mcdowell, R. *Learning by Doing and Spillovers in Renewable Energy*.

Meld. St. 25 (2015-2016) Olje –og energidepartementet. *Kraft til endring – Energipolitikken mot 2030*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-25-20152016/id2482952/>

Metayer (2015) Metayer, M., Breyer, C., & Fell, H. J. (2015). The projections for the future and quality in the past of the World Energy Outlook for solar PV and other renewable energy technologies. In *31st European Photovoltaic Solar Energy Conference (EU PVSEC)*

Nemet (2009) Nemet, G. F. (2009). Interim monitoring of cost dynamics for publicly supported energy technologies. *Energy Policy*, 37(3), 825-835.

Ng & Ran (2016) Ng, C., & Ran, L. (Eds.). (2016). *Offshore Wind Farms: Technologies, Design and Operation*. Woodhead Publishing.

Nord Pool (2016a) *The Power Market*, nordpoolspot.com. Tilgjengelig fra: <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/> (Hentet 6. mars 2016)

Nord Pool (2016b) *About us*, nordpoolspot.com. Tilgjengelig fra: <http://www.nordpoolspot.com/About-us>. (Hentet: 6. mars 2016)

Norges Bank (2016a) *Valutakurs for Euro*. Tilgjengelig fra: <http://www.norges-bank.no/Statistikk/Valutakurser/valuta/EUR/> (Hentet: 20. april 2016)

Norges Bank (2016b) *Styringsrenten Årsgjennomsnitt*. Tilgjengelig fra: <http://www.norges-bank.no/Statistikk/Rentestatistikk/Styringsrente-arlig/> (Hentet: 15. mai 2016)

NORWEA (2012) *Vindkraftens ABC*. Tilgjengelig fra: <http://www.norwea.no/Admin/Public/Download.aspx?file=Files%2FFiler%2Frapporter%2FNorwearapporter%2FGRUNNEIRH%C3%85NDBOK.pdf>

NOU (2012) *Energiutredningen – verdiskaping, forsyningssikkerhet og miljø* Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/contentassets/eb90bf50e63b4df7ae472b75a1d4a71c/no/pdfs/nou201220120009000dddpdfs.pdf>

NRK (2016) Lorentzen, S. *Industrieventyret som kan bli et mareritt*. Tilgjengelig fra: https://www.nrk.no/trondelag/_industrieventyret_-som-kan-bli-et-mareritt-1.12230550 (Hentet 20. mai 2016)

- NVE (2009)** *Vindkart for Norge*. Tilgjengelig fra:
https://www.nve.no/media/2470/vindkart_for_norge_oppdragsrapporta10-09.pdf
- NVE (2014)** *Et norsk-svensk elsertifikatmarked*, NVE.no. Tilgjengelig fra:
https://www.nve.no/media/2205/rapport2015_52.pdf
- NVE (2015)** *Kostnader i energisektoren*. Tilgjengelig fra:
http://publikasjoner.nve.no/rapport/2015/rapport2015_02a.pdf
- NVE (2016a)** *Elsertifikater: Kvartalsrapport nr. 4 2015*. Tilgjengelig fra:
https://www.nve.no/Media/3738/endelig_elsert_4kv15_16022016-no.pdf
- NVE (2016b)** *Vindkraft – Produksjon i 2015*. Tilgjengelig fra:
http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_10.pdf
- NVE (2016c)** *Ny kraft: Endelige tillatelser og utbygging*. Tilgjengelig fra:
https://www.nve.no/Media/4411/ny_kraft_tillatelser_og_utbygging_2kv_16.pdf
- NVE (u.å.)** *Konsesjonssaker*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/konsesjonssaker/>
- Regeringen (2015)** *Enighet om endringer i avtalet om en gemensam marknad för elcertifikat*, Tilgjengelig fra: <http://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2015/03/enighet-om-andringar-i-avtalet-om-en-gemensam-marknad-for-elcertifikat/A>
- Regeringen (2016)** *Ramöverenskommelse mellan Socialdemokraterna, Moderaterna, Miljöpartiet de gröna, Centerpartiet och Kristdemokraterna*. Tilgjengelig fra:
<http://www.regeringen.se/contentassets/b88f0d28eb0e48e39eb4411de2aabe76/energioverenskommelse-20160610.pdf>
- Regjeringen (2007)** *Vindressurser*. Tilgjengelig fra:
https://www.regjeringen.no/no/dokument/dep/kld/lover_regler/retningslinjer/2007/retningslinjer-for-vindkraft/-2/-2/id472958/ (Hentet: 28. mars 2016)
- Rivera- Tinoco et al. (2012)** Rivera-Tinoco, R., Schoots, K., & Van Der Zwaan, B. (2012). Learning curves for solid oxide fuel cells. *Energy Conversion and Management*, 57, 86-96.
- Rubin et al. (2015)** Rubin, E. S., Azevedo, I. M., Jaramillo, P., & Yeh, S. (2015). A review of learning rates for electricity supply technologies. *Energy Policy*, 86, 198-218.

Skagerak Energi (u.å.), *Hva påvirker strømprisene i Norden?* Tilgjengelig fra:

<http://skagerakenergi.no/eway/pdf/Hva%20p%C3%A5virker%20str%C3%B8mprisene%20i%20Norden.pdf>

SKM (2016) *SKM Elcertificate pre history (SEK).* Tilgjengelig fra:

http://skm.se/priceinfo/history/2015/#ShowGraph_month_div (Hentet: 4. april 2016)

SSB (2014) *Elektrisitet, årstall 2012.* Tilgjengelig fra:

<https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitetaar/aar/2014-03-28> (Hentet 04.mars 2016)

SSB (2016a) *Elektrisitet, desember 2015.* Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitet/maaned/2016-02-04> (Hentet: 04.mars 2016).

SSB (u.å.) *Elektrisitetspriser.* Tilgjengelig fra:

<https://www.ssb.no/statistikkbanken/selecttable/hovedtabellHjem.asp?KortNavnWeb=elkraftpris&CMSSubjectArea=energi-og-industri&checked=true> (Hentet 20. mars 2016)

Staffel & Green (2014) Staffell, I., & Green, R. (2014). How does wind farm performance decline with age? *Renewable energy*, 66, 775-786.

Statkraft (2016) *Bygger Europas største vindkraftprosjekt i Midt-Norge.* Tilgjengelig fra:

<http://statkraft.no/IR/Stock-Exchange-Notices/2016/bygger-europas-storste-vindkraftprosjekt-i-midt-norge--/> (Hentet 12. mai 2016)

Statnett (2010) *Bakgrunn for vedtak.* Tilgjengelig fra:

www.statnett.no/PageFiles/1289/Dokumenter/~2-%20Vedtak%20NVE/Bakgrunn%20for%20vedtak.pdf

Statnett (2013a) *Kraftlinjer bidrar til å nå klimamålene,* Statnett.no. Tilgjengelig fra:

<http://www.statnett.no/Samfunnsoppdrag/hvordan-na-klimamalene/> (Hentet: 12. mars 2016)

Statnett (2013b) *Kabel til England.* Tilgjengelig fra:

<http://www.statnett.no/Nettutvikling/Kabel-til-england/> (Hentet: 22.august 2016)

Statnett (2013c) *NordLink.* Tilgjengelig fra:

<http://www.statnett.no/Nettutvikling/NORDLINK/> (Hentet:22. august 2016)

Statnett (2014) *Energiskolen Lærehefte*, Statnett.no. Tilgjengelig fra:

http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Milj%C3%B8%20og%20samfunn/Energiskolen/statnett_1%C3%A6rehefte_oppslag.pdf

Statnett (2015a) *Nettutviklingsplan 2015*. Tilgjengelig fra:

<http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Prosjekter/NUP2015/Nettutviklingsplan%202015%20printvennlig.pdf>

Statnett (u.å.) *Namsos – Åfjord (Storheia) – Ny kraftledning*. Tilgjengelig fra:

<http://www.statnett.no/Nettutvikling/Namsos---Aafjord/Ofte-stilte-sporsmål/#faqItem0>
(Hentet: 20. mai 2016)

Teknisk Ukeblad (2016) Nilsen, J. *Vindkraftutbyggerne skal bruke 1-2 milliarder hos*

bedrifter i Midt-Norge. Tilgjengelig fra: <http://www.tu.no/artikler/vind-milliardene-vil-drysse-over-midt-norge/277579> (Hentet: 25. mai 2016)

Teknisk Ukeblad (2014) Lie, Ø. *Norges kraftoverskudd forsvinner til Enlgand*. Tilgjengelig

fra: <http://www.tu.no/artikler/norges-kraftoverskudd-forsvinner-til-england/230246> (Hentet 22. august 2016)

THEMA (2016) *Konkurransesituasjonen for bioenergi til varmeproduksjon*, Tilgjengelig fra:

<http://www.thema.no/wp-content/uploads/2016/04/TE-2016-10-Konkurransesituasjonen-for-bioenergi-FINAL.pdf>

Thompson (2010) Thompson, P. (2010). Learning by doing. *Handbook of the Economics of Innovation, 1*, 429-476.

Ueckerdt et al. (2013) Ueckerdt, F., Hirth, L., Luderer, G., & Edenhofer, O. (2013). System LCOE: What are the costs of variable renewables?. *Energy, 63*, 61-75.

Vestas (2010) *Annual report 2010*. Tilgjengelig fra:

https://www.vestas.com/~media/vestas/investor/investor%20pdf/announcements/2011/110209_ca_uk_02_annualreport.pdf

Vestas (2014) Venderby, C. *Capture full potential of the service business*. Tilgjengelig fra:

https://www.vestas.com/~media/vestas/investor/investor%20pdf/calendars/2014_cmd/03_capture_full_potential_of_the_service_business.pdf

Vestas (2015) *Annual report 2015*. Tilgjengelig fra:

https://www.vestas.com/~media/vestas/investor/investor%20pdf/financial%20reports/2015/fy/2015_annualreport.pdf

Vestas (2016) *Vestas awarded 1 GW order in Norway*. Tilgjengelig fra:

<https://www.vestas.com/en/media/~media/6a227bee6eff4b9e84e11e28296305ba.ashx>

Vindkraftnytt (2016a) *Kan komme beslutninger for 2 GW vindkraft i 2016*. Tilgjengelig fra:

<http://www.vindkraftnytt.no/nyhetsarkiv/visning-nyheter-1/norwea-kan-komme-beslutninger-for-2-gw-vindkraft-i-2016.aspx?Action=1&M=NewsV2&PID=1280> (Hentet: 10. august 2016)

Vindkraftnytt (2016b) *ESA godkjenner avskrivningsregler for vindkraft*. Tilgjengelig fra:

<http://www.vindkraftnytt.no/nyhetsarkiv/visning-nyheter-1/esa-godkjenner-avskrivningsregler-for-vindkraftverk.aspx?Action=1&M=NewsV2&PID=1280> (Hentet 10. august 2016)

Vindkraftnytt (2016c) *Kjemper mot vindmøller*. Tilgjengelig fra:

<http://www.vindkraftnytt.no/nyhetsarkiv/visning-nyheter-1/kjemper-mot-vindmoeller-1.aspx?Action=1&M=NewsV2&PID=1280> (Hentet: 20. august 2016)

Vindportalen (2014) *Vindkraft og økonomi*, vindportalen.no. Tilgjengelig fra:

<http://www.vindportalen.no/Vindportalen/OEkonomi> (Hentet 12. april 2016)

WEC (2013) *World Energy Resources: Wind*. Tilgjengelig fra:

www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/10/WER_2013_10_Wind.pdf

Wiesenthal et al. (2012) Wiesenthal, T., Dowling, P., Morbee, J., Thiel, C., Schade, B., Russ, P., ... & Junginger, M. (2012). Technology learning curves for energy policy support. *JRC Scientific and Policy Reports*, 332.

Windpower Monthly (2013) de Vries, E. *Close up – Vestas focus on O&M*. Tilgjengelig fra:

<http://www.windpowermonthly.com/article/1177112/close-vestas-focus-o-m> (Hentet 14. april 2016)

Windpower Monthly (2016) Quilter, J. *Vestas extends servicing reach*. Tilgjengelig fra:

<http://www.windpowermonthly.com/article/1384666/vestas-extends-servicing-reach> (Hentet 14. april 2016)

WNA (u.å.) *Greenhouse gas emissions avoided through use of nuclear energy*. Tilgjengelig fra: <http://www.world-nuclear.org/nuclear-basics/greenhouse-gas-emissions-avoided.aspx> (Hentet: 16. august 2016)

Wright (1936) Wright, T. P. (1936). Factors affecting the cost of airplanes. *Journal of the aeronautical sciences*, 3(4), 122-128.

Zero (2014) *Norsk vindkraftutbygging I sertifikatmarkedet*. Tilgjengelig fra: <http://www.zero.no/publikasjoner/norsk-vindkraftutbygging-i-sertifikatmarkedet.pdf>

Appendiks

- 1) Årskostnad av kapital ved å benytte (2.2) gitt tall fra kostnadsfordelingen i NVE (2015)

Referansekraftverk	Rente	
	0,04	0,06
Installert effekt (MW)	100	100
Byggetid (år)	1	1
Byggetidsrenter (MNOK)	41	61,5
Fullasttimer	3200	3200
Investeringskostnad (MNOK/MW)	10,25	10,25
Samlet inv. (MNOK)	1025	1025
Kapitalkostnader (MNOK)	1066	1086,5
Driftstid (år)	20	20
Annuitetsfaktor	0,07358175	0,08718456
Årskostnad kapital (MNOK)	78,4381459	94,7260212
Årskostnad kapital (øre/kWh)	24,5119206	29,6018816
Prosjekter 2011-2013	Rente	
	0,04	0,06
Installert effekt (MW)	348	348
Byggetid (år)	1	1
Byggetidsrenter (MNOK)	167,1096	250,6644
Fullasttimer	2963	2963
Investeringskostnad (MNOK/MW)	12,005	12,005
Samlet inv. (MNOK)	4177,74	4177,74
Kapitalkostnader (MNOK)	4344,8496	4428,4044
Driftstid (år)	20	20
Annuitetsfaktor	0,07358175	0,08718456
Årskostnad kapital (MNOK)	319,701638	386,088476
Årskostnad kapital (øre/kWh)	31,0051593	37,4434574

2) Diskontert verdi av kostnader og produksjon for Roan vindkraftverk

t	Inv.kostnader (MNOK)	D&V-kostnader (MNOK)	Produksjon (GWh)
0	2849,9		
1		105,3	849,1
2		99,3	801,0
3		93,7	755,7
4		88,4	712,9
5		83,4	672,5
6		78,7	634,5
7		74,2	598,6
8		70,0	564,7
9		66,1	532,7
10		62,3	502,6
11		58,8	474,1
12		55,5	447,3
13		52,3	422,0
14		49,4	398,1
15		46,6	375,5
16		43,9	354,3
17		41,4	334,2
18		39,1	315,3
19		36,9	297,5
20		34,8	280,6
21		32,8	264,7
22		31,0	249,8
23		29,2	235,6
24		27,6	222,3
25		26,0	209,7
	Inv.kostnader (MNOK)	D&V-kostnader (MNOK)	Produksjon (GWh)
Sum	2849,91	1426,71	11505,02
LCOE	37,17		

3) Diskontert verdi av kostnader og produksjon for Kvenndalsfjellet vindkraftverk

t	Inv.kostnader (MNOK)	D&V-kostnader (MNOK)	Produksjon (GWh)
0	1123,9		
1		41,5	339,6
2		39,2	320,4
3		37,0	302,3
4		34,9	285,2
5		32,9	269,0
6		31,0	253,8
7		29,3	239,4
8		27,6	225,9
9		26,1	213,1
10		24,6	201,0
11		23,2	189,6
12		21,9	178,9
13		20,6	168,8
14		19,5	159,2
15		18,4	150,2
16		17,3	141,7
17		16,3	133,7
18		15,4	126,1
19		14,5	119,0
20		13,7	112,2
21		12,9	105,9
22		12,2	99,9
23		11,5	94,2
24		10,9	88,9
25		10,3	83,9
	Inv.kostnader (MNOK)	D&V-kostnader (MNOK)	Produksjon (GWh)
Sum	1123,91	562,65	4602,01
LCOE	36,65		

4) Diskontert verdi av kostnader og produksjon for Storheia vindkraftverk

t	Inv.kostnader (MNOK)	D&V-kostnader (MNOK)	Produksjon (GWh)
0	3211,2		
1		111,9	890,0
2		105,6	839,6
3		99,6	792,1
4		94,0	747,3
5		88,7	705,0
6		83,6	665,1
7		78,9	627,4
8		74,4	591,9
9		70,2	558,4
10		66,2	526,8
11		62,5	497,0
12		59,0	468,8
13		55,6	442,3
14		52,5	417,3
15		49,5	393,6
16		46,7	371,4
17		44,1	350,3
18		41,6	330,5
19		39,2	311,8
20		37,0	294,2
21		34,9	277,5
22		32,9	261,8
23		31,1	247,0
24		29,3	233,0
25		27,6	219,8
	Inv.kostnader (MNOK)	D&V-kostnader (MNOK)	Produksjon (GWh)
Sum	3211,17	1516,56	12059,77
LCOE	39,20		

5) Diskontert verdi av kostnader og produksjon for Harbaksfjellet vindkraftverk

t	Inv.kostnader (MNOK)	D&V-kostnader (MNOK)	Produksjon (GWh)
0	1204,2		
1		43,3	358,5
2		40,9	338,2
3		38,6	319,1
4		36,4	301,0
5		34,3	284,0
6		32,4	267,9
7		30,6	252,7
8		28,8	238,4
9		27,2	224,9
10		25,7	212,2
11		24,2	200,2
12		22,8	188,8
13		21,5	178,2
14		20,3	168,1
15		19,2	158,6
16		18,1	149,6
17		17,1	141,1
18		16,1	133,1
19		15,2	125,6
20		14,3	118,5
21		13,5	111,8
22		12,8	105,5
23		12,0	99,5
24		11,3	93,9
25		10,7	88,5
	Inv.kostnader (MNOK)	D&V-kostnader (MNOK)	Produksjon (GWh)
Sum	1204,19	587,38	4857,68
LCOE	36,88		

6) Diskontert verdi av kostnader og produksjon for Hitra II vindkraftverk

t	Inv.kostnader (MNOK)	D&V-kostnader (MNOK)	Produksjon (GWh)
0	1043,6		
1		38,6	273,6
2		36,4	258,1
3		34,3	243,5
4		32,4	229,7
5		30,5	216,7
6		28,8	204,4
7		27,2	192,9
8		25,6	181,9
9		24,2	171,7
10		22,8	161,9
11		21,5	152,8
12		20,3	144,1
13		19,2	136,0
14		18,1	128,3
15		17,1	121,0
16		16,1	114,2
17		15,2	107,7
18		14,3	101,6
19		13,5	95,8
20		12,7	90,4
21		12,0	85,3
22		11,3	80,5
23		10,7	75,9
24		10,1	71,6
25		9,5	67,6
	Inv.kostnader (MNOK)	D&V-kostnader (MNOK)	Produksjon (GWh)
Sum	1043,63	522,46	3707,17
LCOE	42,24		

7) Diskontert verdi av kostnader og produksjon for Geitfjellet vindkraftverk

t	Inv.kostnader (MNOK)	D&V-kostnader (MNOK)	Produksjon (GWh)
0	1726,0		
1		63,8	443,4
2		60,2	418,3
3		56,8	394,6
4		53,5	372,3
5		50,5	351,2
6		47,7	331,3
7		45,0	312,6
8		42,4	294,9
9		40,0	278,2
10		37,7	262,4
11		35,6	247,6
12		33,6	233,6
13		31,7	220,4
14		29,9	207,9
15		28,2	196,1
16		26,6	185,0
17		25,1	174,5
18		23,7	164,7
19		22,3	155,3
20		21,1	146,5
21		19,9	138,3
22		18,8	130,4
23		17,7	123,0
24		16,7	116,1
25		15,7	109,5
	Inv.kostnader (MNOK)	D&V-kostnader (MNOK)	Produksjon (GWh)
Sum	1726,00	864,06	6008,18
LCOE	43,11		

8) Diskontert verdi av kostnader og produksjon for referansekraftverk 2016

t	Inv.kostnader (MNOK)	D&V-kostnader (MNOK)	Produksjon (GWh)
0	11150,0		
1		406,9	3178,9
2		383,9	2999,0
3		362,1	2829,2
4		341,6	2669,1
5		322,3	2518,0
6		304,1	2375,5
7		286,8	2241,0
8		270,6	2114,1
9		255,3	1994,5
10		240,8	1881,6
11		227,2	1775,1
12		214,3	1674,6
13		202,2	1579,8
14		190,8	1490,4
15		180,0	1406,0
16		169,8	1326,4
17		160,2	1251,4
18		151,1	1180,5
19		142,6	1113,7
20		134,5	1050,7
21		126,9	991,2
22		119,7	935,1
23		112,9	882,2
24		106,5	832,2
25		100,5	785,1
Sum	11150,00	5513,62	43075,14
LCOE	38,68		

9) Antatt vekst i kumulativ installert i Norge og globalt.

År	GW	Vekstrate globalt (Lav)	GW	Vekstrate globalt (Moderat)	GW	Vekstrate globalt (Høy)	MW	Vekstrate Norge
	396		413		420		873	
2016	432	9,0 %	461	11,5 %	478	13,8 %	1122	28,5 %
2017	471	9,0 %	514	11,5 %	543	13,8 %	1442	28,5 %
2018	513	9,0 %	573	11,5 %	618	13,8 %	1852	28,5 %
2019	560	9,0 %	639	11,5 %	703	13,8 %	2380	28,5 %
2020	610	9,0 %	712	11,5 %	800	13,8 %	3059	28,5 %
2021	639	4,7 %	766	7,6 %	874	9,2 %	3089	1,0 %
2022	668	4,7 %	824	7,6 %	954	9,2 %	3120	1,0 %
2023	700	4,7 %	887	7,6 %	1042	9,2 %	3151	1,0 %
2024	733	4,7 %	954	7,6 %	1139	9,2 %	3183	1,0 %
2025	767	4,7 %	1026	7,6 %	1244	9,2 %	3215	1,0 %
2026	803	4,7 %	1104	7,6 %	1358	9,2 %	3247	1,0 %
2027	840	4,7 %	1188	7,6 %	1484	9,2 %	3279	1,0 %
2028	880	4,7 %	1278	7,6 %	1620	9,2 %	3312	1,0 %
2029	921	4,7 %	1375	7,6 %	1770	9,2 %	3345	1,0 %
2030	964	4,7 %	1479	7,6 %	1933	9,2 %	3379	1,0 %

10) LBD-effekter i system B 2016-2030

År	LR (global)	LR (nasjonal)	MNOK/MW (Lav vekst)	MNOK/MW (Moderat vekst)	MNOK/MW (Høy vekst)
2016	12,70 %	6,25 %	11,00	11,00	11,00
2017	12,45 %	6,00 %	10,86	10,83	10,81
2018	12,20 %	5,75 %	10,73	10,68	10,62
2019	11,95 %	5,50 %	10,61	10,52	10,44
2020	11,70 %	5,25 %	10,49	10,37	10,27
2021	11,45 %	5,00 %	10,37	10,23	10,11
2022	11,20 %	4,75 %	10,32	10,16	10,02
2023	10,95 %	4,50 %	10,27	10,08	9,93
2024	10,70 %	4,25 %	10,23	10,01	9,84
2025	10,45 %	4,00 %	10,18	9,94	9,76
2026	10,20 %	3,75 %	10,14	9,87	9,67
2027	9,95 %	3,50 %	10,10	9,80	9,59
2028	9,70 %	3,25 %	10,05	9,74	9,52
2029	9,45 %	3,00 %	10,02	9,67	9,44
2030	9,20 %	2,75 %	9,98	9,61	9,37
		Reduksjon	-9,3 %	-12,6 %	-14,8 %

11) LBD-effekter i system C 2016-2030

År	LR (global)	LR (nasjonal)	LCOE (Lav vekst)	LCOE (Moderat vekst)	LCOE (Høy vekst)
2016	16,00 %	12,00 %	38,7	38,7	38,7
2017	15,75 %	11,75 %	37,9	37,8	37,7
2018	15,50 %	11,50 %	37,2	37,0	36,8
2019	15,25 %	11,25 %	36,5	36,2	35,9
2020	15,00 %	11,00 %	35,9	35,4	35,1
2021	14,75 %	10,75 %	35,2	34,7	34,2
2022	14,50 %	10,50 %	35,0	34,4	33,9
2023	14,25 %	10,25 %	34,9	34,1	33,5
2024	14,00 %	10,00 %	34,7	33,8	33,2
2025	13,75 %	9,75 %	34,5	33,5	32,9
2026	13,50 %	9,50 %	34,3	33,3	32,5
2027	13,25 %	9,25 %	34,1	33,0	32,2
2028	13,00 %	9,00 %	34,0	32,7	31,9
2029	12,75 %	8,75 %	33,8	32,5	31,6
2030	12,50 %	8,50 %	33,6	32,2	31,3
		Reduksjon	-13,0 %	-16,6 %	-19,0 %