



Norges miljø- og biovitenskapelige
universitet
Institutt for naturforvaltning

Masteroppgave 2015
30 stp

Hovedutfordringer for norsk vindkraft: lønnsomhetsvurdering og forskjeller fra andre europiske land

Main challenges for Norwegian wind power plants

Mariam Elvira Yari

FORORD

Denne masteroppgaven markerer slutten på seks års studier. Etter en bachelorgrad i økonomi og administrasjon på høgskolen i Oslo, tok jeg meg et studieår på Hawaii Pacific University. Her var det stort fokus på bærekraftig utvikling og fornybar energi både på skolen og blant lokalbefolkningen, noe som førte til at jeg byttet fra økonomistudier til studiet Global Leadership and Sustainable Development. Da jeg etter ett år kom hjem begynte å lete etter et masterprogram som vektla bærekraftig utvikling, og fant masterprogrammet fornybar energi på NMBU i Ås. I løpet av mine to år på Ås har jeg lært mye mer enn det jeg noensinne hadde trodd. Det har engasjert meg og vært en svært utfordrende og givende prosess.

Jeg vil rette en takk til veileder, Erik Trømborg, for konstruktive og gode tilbakemeldinger under hele prosessen.

Til slutt vil jeg takke familie og venner for deres støtte og forståelse. Og en spesiell takk til Atle for at du har holdt leiligheten ren, kjøleskapet fylt og holdt ut med meg de siste månedene.

Oslo, 15.mai 2015

Mariam Elvira Yari

SAMMENDRAG

Med gode vindressurser langs hele kysten burde Norge bygge ut vindkraft i stor skala. Fra starten av det norsk-svenske sertifikatmarkedet 1.januar 2012 var det ventet stor vekst innen utbygging. Allikevel bygger flere av landene i EU, inkludert Sverige, vindkraft i mye større grad enn Norge. Årsakene til dette har tidligere vært skyldt på prosessen, med tidkrevende konsesjons- og ankebehandling hos NVE og OED. I dag er prosessen effektivisert og flere enn før mottar konsesjon, men likevel lar utbyggingen vente på seg. Flere peker på lønnsomhet som årsak for saktegående utbygging.

Flere mener at det teknologispesifikke feed-in systemet i Europa er et bedre egnet verktøy for vekst innen vindkraft. Gjennom intervjuer med aktører på både utbyggerensiden og policysiden kom det frem at det er lønnsomheten som de opplever som den største flaskehalsen. Lønnsomhetsberegninger, basert på konsesjonssøknader, viser på hvilket nivå henholdsvis elsertifikatprisen, kraftprisen og en eventuell investeringsstøtte fra Enova må ligge på for at utbygging i Norge skal være lønnsomt.

En kort oppsummering av andre europeiske lands støttemidler viste at feed-in tariffene har en stor del av æren for at vindkraft bygges ut i disse landene. Samtidig bygger Sverige ut mer enn noensinne ved hjelp elsertifikater, mye takket være gode rammevilkår. Lave skattesatser og gunstige avskrivningsregler for vindkraft gir et økonomisk incentiv for å bygge opp, noe vi ikke har på det norske markedet. Lønnsomhetsberegningene viste at det er store økninger, som dobling i sertifikatprisen, som må til før vindkraft blir lønnsomt.

Læringskurver sier at erfaring eller læring over tid gir avtagende kostnader. Per i dag vil en økning i sertifikatprisen, føre til mer lønnsomme prosjekter fra inntektssiden. Over tid kan denne erfaringen bidra til reduksjon på kostnadssiden

og slik gi lønnsomme prosjekter. Mer erfaring kan for eksempel bety utvikling av en sterkere leverandørkjede med lavere kostnader.

ABSTRACT

A long coastline with good wind resources gives Norway good incentives to build wind power plants in a large scale. Ever since the beginning of the green certificate market between Norway and Sweden in 2012 it has been expected a large growth in building of wind power. Still many of the European countries, including Sweden, keeps building wind in a much larger scale. The reason for slow development in the Norwegian wind sector was previously caused by a long waiting time before getting the building permit from the directory of water and energy resources (NVE). Today however this process is much more effective, and today many blame the slow development on lack of profitability.

Many mean that the feed-in scheme in many European countries is a better-suited tool for growth in wind power. Interviewing both policymakers and developers confirmed that their biggest challenge is lack of profitability when deciding whether to build or not. Calculations were made to find out how much the price on green certificates, power or investment support need to increase before a wind power plant is profitable.

A study showed that the feed-in scheme is a big reason for why many countries chose to build wind power in a large scale. However Sweden also builds more wind than Norway, even though the countries share the same support scheme and market. Good framework such as lower taxes and favorable amortization rates gives Swedish wind power developers incentives to build. The calculations showed a need for a doubling in the certificate price before building wind power is profitable in Norway.

Learning rates show that by technology experience or learning comes lower prices. Today there is a need for an increase in the certificate price to boost wind power building in Norway. Over time this experience can cause to lower costs and thus give profitable wind projects.

INNHALDFORTEGNELSE

1. INNLEDNING	1
1.1 Bakgrunn og problemstilling.....	1
2. MATERIALE OG METODE.....	7
2.1 Innledning.....	7
2.2 Litteraturstudie med komparativt design	7
2.3 Intervjuer	8
2.4 Case-studie.....	10
2.5 Reliabilitet	11
3. STØTTEORDNINGER FOR VINDKRAFT	13
3.1. Innledning.....	13
3.2 Feed-in tariffer	13
3.3 Elsertifikater	16
4. AKTØRENE VURDERING AV UTFORDRINGER FOR VINDKRAFT I NORGE....	21
4.1 Innledning.....	21
4.2 Utbyggere	21
4.3 Policymakers.....	22
5. LØNNSOMHET FOR VINDKRAFT I NORGE.....	25
5.1 Innledning.....	25
5.2 Forutsetninger for utregningene	26
5.3 Analyse av konsesjonssøknader.....	26
5.4 Vindfordeling.....	29
5.5 Spot- og sertifikatpris	31
Figur 4: Gjennomsnittlig spotpris NO1-NO5, 2001-2004	31
5.6 Eksempelkraftverket	32
5.6.1 Endring i sertifikatprisen.....	35
5.6.2 Endring i kraftprisen.....	37
5.6.3 Endring i investeringsstøtten.....	38
6. DISKUSJON	41
6.1 Resultater.....	41
6.2 Materiale og metode.....	44
6.3 Fremtidig forventning.....	46
6. 4 Konklusjon.....	49
Referanser	51
Vedlegg 1.....	57
Vedlegg 2.....	59

LISTE OVER FIGURER

Figure 1 4
Figure 2 5
Figure 3 30
Figure 4 31
Figure 5 34
Figure 6 36
Figure 7 37
Figure 8 39

LISTE OVER TABELLER

Table 1 29
Table 2 33

1. INNLEDNING

1.1 Bakgrunn og problemstilling

Med minkende fossile ressurser og høy befolkningsvekst over hele verden er det et økende behov for energiproduksjon fra nye kilder. For å kunne møte etterspørselen over tid må det enten innføres energieffektiviseringstiltak eller produseres mer kraft. EUs fornybardirektiv, vedtatt i 2009, forplikter alle EU-land ved at de har et bindende mål om å øke andelen fornybar energi innen 2020. Til sammen innenfor EU skal andelen øke med 20 prosent fra 1990-nivåene. Motivasjonen bak direktivet er å redusere klimagassutslipp, øke forsyningssikkerheten og redusere importavhengigheten av fossil energi, og er også et middel for å nå overordnede, konkrete mål som togradersmålet (European Commission, 2010).

Fornybardirektivet er en del av EØS-avtalen som Norge er forpliktet til. For Norge innebærer direktivet en andel på 67,5 prosent fornybar energi innen 2020. Dette er det høyeste målet i Europa (OED, 2011). I 2013 var 65,7 prosent av den norske energiforbruket fra fornybare energikilder. Vannkraft stod for 53 prosent, mens biomasse og vind stod for 6 prosent (NordReg, 2014).

Stortingsmelding nummer 58 (1996-1997) viste at norske myndigheter ville satse på tiltak for å oppnå en mer bærekraftig utvikling i samfunnet: *"Mange miljøverdier har direkte betydning for menneskenes velferd, og ett sentralt vilkår for framtidige generasjoners velferd er nettopp at forbruk og produksjon må skje innenfor de rammene som naturgrunnlaget setter"* (KLD, 1997). Norge har vært en vannkraftsnasjon i over 100 år, og vannkraft er en stor del av norsk historie. I 2001 sa daværende statsminister Jens Stoltenberg i sin nyttårstale at tiden for de store vannkraftutbyggingene var forbi. Dette har vært tema for mange debatter, men dagens politikk er i stor grad basert på opprusting av vannkraftverk vi allerede har i

stedet for store inngripen i ellers uberørt natur. Det har derfor blitt ett større fokus på småkraftverk og vindkraftverk de siste årene.

I Stortingsmelding nummer 11 (2006-2007) ble det fastsatt et nytt mål om en økning i fornybar energiproduksjon og energieffektivisering på 30 TWh fra år 2001 innen år 2016. Dette målet skulle gjenspeile den daværende regjeringens visjon om Norge som en miljøvennlig energinasjon, og ledende innenfor utviklingen av miljøvennlig produksjon og bruk av energi. I meldingen ble det fastslått at Norge har store muligheter til å produsere betydelige mengder energi fra fornybare energikilder, i denne politikken var satsing på energieffektivisering og produksjon av varme og elektrisitet fra fornybare energikilder sentrale elementer. For å styrke utviklingen av miljøvennlig produksjon og tilrettelegge for mer effektiv bruk av energi er det grunnleggende å ha langsiktige og stabile rammebetingelser rundt arbeidet. I 2001 ble Enova etablert, og skulle være det viktigste redskapet for å styrke satsningen(OED, 2006).

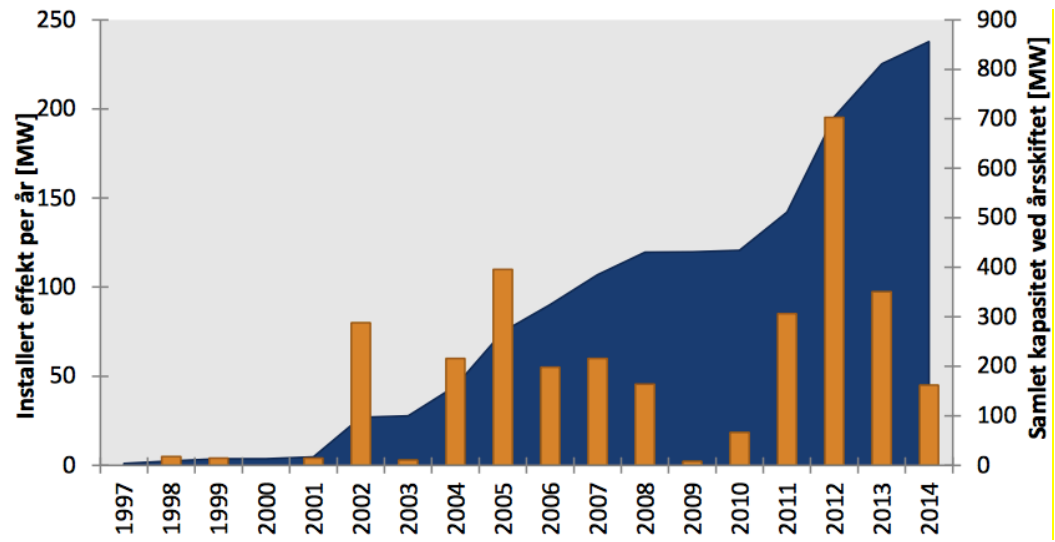
Med gode vindressurser langs hele kysten er det store muligheter for å utvikle vindkraft i Norge. Det har i nesten 20 år vært et mål i seg selv å øke vindkraft for å bidra til en omlegging av energiproduksjon og energibruk i Norge. Det ble i 1999 satt ett politiske mål om 3 TWh elektrisitet fra vindkraft innen 2010 (OED, 1999). I tillegg til fornybardirektivet har myndighetene forsøkt å legge til rette med rammevilkår for å fremme utbygging av vindkraft. Produksjon av elektrisitet fra vindkraft er avhengig av vinden, noe som gjør produksjonen variabel og lite forutsigbar. Da over 98 prosent av norsk el-produksjon kommer fra regulerbar vannkraft er dette en god reservekraft for vindkraftproduksjon (NVE, 2009). For å introdusere vindkraft på markedet ble det etablert en investeringsstøtteordning administrert av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) og senere tatt over av Enova (Enova, 2014). Fra ENOVAs oppstart i 2001 fikk vindkraftverk 20-40 prosent investeringsstøtte gjennom ENOVA, og dette var en stor bidragsyter til at mange vindkraftverk ble bygd. Støtten fungerte ved at utvalgte vindkraftverk fikk betalt en

andel av investeringskostnadene, støtten var altså basert på investeringskostnaden og uavhengig av produksjonen fra kraftverket (NORWEA 2014).

Norge inngikk en avtale om å være med i det norsk-svenske elsertifikatmarkedet fra 1.januar 2012. Elsertifikatordningen er et viktig virkemiddel for å øke andelen fornybare energikilder, og det er satt et felles mål om å nå 26,4 TWh innen 2020. Gjennom det norsk-svenske sertifikatmarkedet kan kraftprodusenter av fornybar energi motta elsertifikater (grønne sertifikater). I tillegg til strømprisen blir disse en ekstra inntektskilde for produsentene fordi de kan selges videre i et marked. For å sikre etterspørselen har myndighetene pålagt kraftleverandører og visse strømkunder å kjøpe elsertifikater. Ordningen blir finansiert ved at kraftleverandøren legger sertifikatprisen inn i strømprisen. Denne ordningen er det viktigste virkemiddelet for at Norge skal nå sin fornybarandel innen 2020 (NVE, 2012).

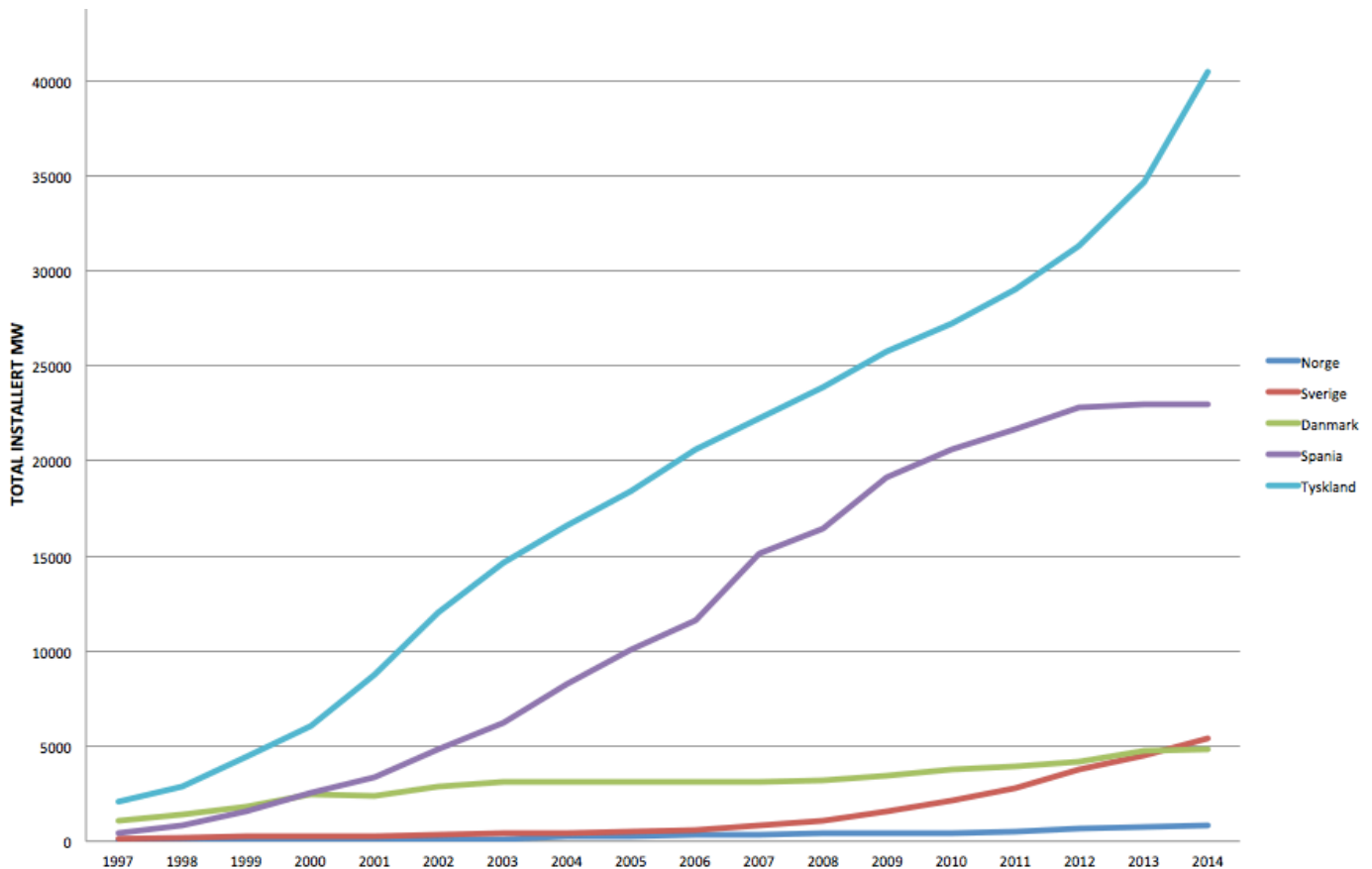
Alle kraftanlegg over en viss størrelse er konsesjonspliktige etter energiloven. Konsesjonsbehandling har historisk sett vært veldig tidkrevende, men i dag er situasjonen annerledes og flere vindkraftverk enn noensinne får konsesjon. Allikevel lar utbyggingen vente på seg. Per november 2014 var kun 26 av de 94 konsesjonsgitte vindkraftverkene i Norge bygget ut og satt i drift (NVE, 2014). Figur 1 på neste side viser en økning på 200 MW installert effekt fra 2011 til 2012 da sertifikatmarkedet startet, i årene etter har utbyggingen imidlertid vært saktegående, selv om total installert effekt har økt. Norges Vassdrags- og energidirektorat (NVE) anslo at Norge har et vindkraftpotensial på ca. 250 TWh tilsammen, hvor dette kan bygges ut til mellom 27 til 40 øre/kWh.

Figur 1: Installert vindkraft i Norge (NVE, 2015)



I flere andre europeiske land er vindkraft godt utviklet og en stor del av kraftmarkedet deres. I 2013 stod vind for nesten 9 prosent av tysk elektrisitetsproduksjon, i Sverige 9,9 prosent i Danmark 33 prosent og i Spania 20,9 prosent. Samme år utgjorde vind 1,4 prosent av all elproduksjon i Norge (IEA, 2014a). Figur 2 viser utbygging av vind fra 1997 til 2014 i disse fem landene.

Figur 2: Installert effekt 1997-2014 (The Windpower, 2015)



I Europa er det først og fremst feed-in tariffen som brukes for å bidra til å øke utbyggingen. Spania og Tyskland er de to landene i Europa som har hatt den største utbyggingsveksten. En årsak til forskjeller i utbyggingsraten mellom Norge og de øvrige landene kan være støttemiddelet som brukes. Samtidig viser utviklingen i Sverige at man kan øke vindkraftandelen ved hjelp av grønne sertifikater.

Det ble tidligere pekt på prosessen som den største faktoren til at det ikke bygges ut. Lang behandlingstid av konsesjoner og eventuelle ankebehandlinger hos NVE og OED, gjorde prosessen tidkrevende og hindret utbygging. I dag øker antall gitte konsesjoner og konsesjonstiden er blitt redusert, men økt utbygging er ikke en konsekvens. I dag er det hovedinntrykket at det er lønnsomheten som svikter og som fører til at utbyggere velger å avvente utbygging. Myndighetene har satt i gang tilskuddsordninger for å fremme økt utbygging, men per i dag har ikke dette hatt den ønskede utviklingen.

Hovedproblemstillingen i denne masteroppgaven er å finne årsakene til hvorfor det bygges ut så lite vindkraft sammenlignet med andre europeiske land. Herunder skal jeg besvare følgende delspørsmål.

- 1) Gi en beskrivelse av støtteordninger generelt og for vindkraft spesielt. Hvilke støtteordninger har fungert i andre land?
- 2) Hva opplever aktørene i Norge som flaskehals?
- 3) Gjøre en lønnsomhetsberegning for et vindkraftverk.

Oppgaven vil først gjøre rede for valg av metode. Videre vil det komme en del basert på litteratur om støtteordninger og policyer mellom Norge og fire andre europeiske land som har bygd ut i større del. For å undersøke hva interessepersoner innenfor feltet ser på som de største flaskehalsene er det blitt intervjuet både utbyggere og policymakere for å se hva de mener er de største flaskehalsene. I den neste delen er det gått nærmere inn på lønnsomheten for vindkraftverk i Norge gjennom økonomiske analyser av et case-anlegg. I den siste diskusjonsdelen diskuteres resultatene fra de tidligere kapitlene.

2. MATERIALE OG METODE

2.1 Innledning

Hensikten bak samfunnsvitenskapelig forskning er å bidra med kunnskap om hvordan virkeligheten ser ut. Samfunnsvitenskapelig metode handler om hvordan vi skal gå frem for å få informasjon om virkeligheten, hvordan informasjonen skal analyseres, samt hva den forteller oss om samfunnsmessige forhold og prosesser. Det dreier seg om innsamling, analysering og tolking av data og er en sentral del av empirisk forskning. Forskning stiller strenge krav til bevisene før man kan trekke en konklusjon, og følgelig må det ved forskning benyttes en metode som gjør det mulig å sannsynliggjøre om antagelsene er riktig. Det største skillet i samfunnsvitenskapen er mellom kvantitativ og kvalitativ metode. Kvalitativ metode defineres som data som er skrevne tekster, lyd eller bilder og bearbeidet for å få frem innholdet. Kvantitativ data er operasjonaliserte data som er egnet til ulike optellinger og statistiske analyser, og data kommer ofte fra utfylte spørreskjemaer (Christoffersen et al., 2011).

2.2 Litteraturstudie med komparativt design

For å kunne se de største forskjellene mellom Norges og andre lands støtteordninger det foretatt en analyse av Norge og fire andre land. Analysen er basert på utgitt vitenskapelig litteratur samt data fra Eurostat. Der valuta er måttet blitt regnet om er valutakalkulatoren på DNBS hjemmesider blitt brukt.

En studie med komparativ design defineres av Ringdal (2010) som "sammenlikning av to eller flere caser i rom eller tid, oftest land". I casestudier med flere caser vil det være naturlig å ha et komparativt perspektiv. Komparative studier blir ofte benyttet ved sammenlikninger av geografiske eller andre makrososiale forhold. Kjernen i enhver komparativ design er å finne teoretiske egenskaper som kan brukes til å forklare fenomenene eller utfallet som studeres. Sammenlikning sørger for en basis for å gjøre uttalelser om uregelmessigheter og for å evaluere og tolke data

Ved komparativ forskning, spesielt hvor man analyserer land er det en rekke metodeproblemer. Komparative analyser av få land kan bygge på mange tusen individer, men analyseenhetene i en komparativ studie er ikke antall individer, men antall caser. De kvantitative modellene må kanskje begrenses til en eller to årsaksfaktorer hvis antall caser er lite. Dette gjør det vanskelig å teste ulike forklaringer mot hverandre i en samlet analyse. Det er mulig å vise at en hypotese får støtte i dataene, men mulighetene til å utelukke alternative forklaringer er begrenset på grunn av utilstrekkelig informasjon. Dette kan man løse ved å øke informasjonsmengden. Landenes størrelse og heterogenitet kan også påvirke resultatene i studien (Ringdal, 2010).

I denne oppgaven er det blitt sett på om det er spesielle tiltak og virkemidler som landene har utført som kan linkes til en økt utbygging innenfor vindkraft. Det er undersøkt om det er spesielle faktorer eller støtteordninger som myndighetene har brukt for å aktivt bidra til økning i utbygging.

2.3 Intervjuer

Det kvalitative forskningsintervjuet defineres som en samtale med en struktur og et formål. Strukturen er knyttet til rollefordelingen mellom partisipantene i intervjuet, hvorav intervjueren stiller spørsmål og følger opp svar fra informantene.

Hovedformålet er ofte enten for å forstå eller beskrive noe, og intervjuer er en dialog heller enn rene spørsmål og svar. Spørsmålene som ble stilt til informantene i dette intervjuet var både fortolkende, det vil si knyttet til konkrete hendelser eller handlinger, og teoretiske som tar sikte på å belyse, forstå og forklare handlinger og hendelser. Noen åpenbare grunner til å samle inn data ved hjelp av kvalitative intervjuer er at man ønsker å gi informantene større frihet til å uttrykke seg enn det et spørreskjema tillater. I tillegg kan man stille oppfølgingsspørsmål og ha en dialog i stedet for klare kvantitative svar. Menneskers erfaringer og oppfatninger kan

oftest komme best frem når informanten selv kan være med på å bestemme hvilken vei intervjuet kan gå (Christoffersen et al, 2011).

Intervjuer kan i følge Christoffersen et al (2011) deles inn i tre forskjellige strukturer. Ustrukturert intervju er uformelt med åpne spørsmål, hvor det blir gitt et tema, men spørsmålene tilpasses den enkelte intervjusituasjonen. Strukturert intervju innebærer at det på forhånd er fastlagt både tema og spørsmål med faste svaralternativer som intervjueren krysser av for. Den siste formen er semistrukturert intervju med en overordnet intervjuguide (se vedlegg 1) som utgangspunkt for intervjuet mens spørsmålene, temaene og rekkefølgen kan varieres. Det er dette som ble valgt for disse intervjuene. Intervjuguiden er en liste enten over temaer og generelle spørsmål som gjennomgås i løpet av intervjuet. Ved utarbeidelsen av intervjuguiden er det viktig å først identifisere sentrale delspørsmål som inngår i den overordnede problemstillingen. Det er viktig ved utføring av intervjuet å informere om intervjuet, hva betydningen av svarene har å si, garantere anonymitet eller sikre tillatelse til å bruke dataene dersom informanten skal kunne identifiseres.

10 mennesker ble til sammen kontaktet, 8 tilknyttet utbygging og 2 tilknyttet policymaking. Fra vindkraftforeningen NORWEA fikk jeg tilsendt en liste med navn på mennesker tilknyttet vindkraftverk, hvorav 8 av disse ble tilfeldig plukket ut og kontaktet på utbyggerens side. Det ble ringt til folk fra forskjellige landsdeler og forskjellige kraftverk med forskjellige roller. Noen jobber som prosjektleder i konsulentselskaper, mens de andre var elkraftingeniører eller administrerende direktører i kraftselskaper. De to fra policysiden fikk jeg tak i gjennom å google og ringe og spørre meg frem til jeg fikk kontakt med en i NVE og en i OED.

I dette tilfellet ønsket jeg flere respondenter, og holdt derfor intervjuene korte og anonyme. Slik ble det litt mindre formell struktur og håpet var at respondentene skulle tørre å slippe seg selv litt mer, uten at dette skulle føre til useriøse svar. For et kvalitativt intervju anbefales en varighet på 45-60 minutter for å få fylldig nok

data (Christoffersen et al, 2011). I denne intervjurunden var det ikke meningen å finne fylldige og detaljerte data. Hovedpoenget var å se hva inntrykket til forskjellige parter var om hvilke tendenser som er hovedutfordringer i deres daglige arbeid. Fordi det var klare svar som gikk rett på sak jeg var ute etter fungerende kortere telefonintervjuer greit i denne forbindelsen. Hvert intervju varte i cirka 10 minutter hvor noen var litt lenger. Før intervjuet hadde jeg en oppfatning av hva andre mener er flaskehalsen både fra litteratur, forelesninger og diskusjoner og ønsket å få dette bekreftet gjennom fagpersoner som opplever flaskehalsene.

2.4 Case-studie

En case defineres som et avgrenset system eller et objekt, ikke en prosess. En case kan være både en studieobjekt og forskningsdesign. Som et studieobjekt kan et case være for eksempel et program, en aktivitet, et land eller et kraftverk (Christoffersen et al., 2011).

Intervjuene ga inntrykk av hva mange interessepersoner mener er hovedårsakene til at vindkraft ikke bygges ut i større skala i Norge. Basert på resultatene er det tatt utgangspunkt i et tiltenkt vindkraftanlegg. Dataene til kapittel fem er i stor grad basert på konsesjonssøknader til konsesjonsgitte kraftverk. Nærmere 30 ble gjennomgått før 6 prosjekter ble valgt til å brukes som bakgrunn for eksempelkraftverket. Det har blitt lagt vekt på at søknadene har samme form og at de er basert på samme type data, for eksempel at det er de samme faktorene som er medregnet ved utregning av investeringskostnader og driftskostnader, slik som nettkostnader, kommunale avgifter, merverdiavgift etc. Mange av de gjennomgåtte konsesjonssøknadene har brukt vindkart fra Kjeller for området, og ikke basert vinddataene i søknaden på egne målinger. For å få et best mulig bilde av vindressursene for hver av konsesjonssøknadene har de 6 utvalgte søknadene tatt egne målinger av det nøyaktige området utbygging er tiltenkt. De valgte konsesjonssøknadene som er beskrevet i kapittel fire ligger på forskjellige steder i landet og er på noe forskjellig størrelse. For å høre om status på utbygging har jeg

enten sjekket på nettsidene eller sendt direkte mail til kraftverkene. Dette for å se om det er store forskjeller i kostnadene avhengig av for eksempel plassering eller størrelse. For å kunne regne lønnsomheten over kraftverkets levetid ble det laget en kontantstrøm. Investeringskostnaden er satt i år 0. Inntekter ble funnet gjennom gjennomsnittlig spotpris for hver måned i løpet av et år for årene 2011 til 2014. Resultatene presenteres senere i figur 3 i kapittel 5.4 Spotpris for hver måned ble multiplisert med andel av gjennomsnittlig målt vind per måned og dette ga inntekt. Resultatet presenteres i figur 4 i kapittel 5.5 Utgiften er basert på et gjennomsnitt av konsesjonssøknadene. Inntekter fratrukket utgifter ble diskontert over kraftverkets levetid, i dette tilfellet var dette en kalkulasjonsrente på 8 prosent over 20 år.

2.5 Reliabilitet

Reliabilitet forteller om dataens pålitelighet. Det knytter seg til nøyaktigheten av undersøkelsens data, hvilke data som brukes, måten den samles inn på og hvordan de bearbeides. For å teste dataens reliabilitet kan man gjenta den samme undersøkelsen på samme grupper på to forskjellige tidspunkter og se om resultatene er de samme, og dersom dette er tilfellet er det høy reliabilitet. En annen fremgangsmåte er at flere forskere undersøker samme fenomen, hvis flere kommer fram til samme resultat er det høy reliabilitet. Reliabilitet er spesielt viktig i kvantitative undersøkelser da det er vanskelig for en forsker å kopiere en annen forskers arbeid. Fordi forskeren selv kan bidra til å forme dataene som samles inn er det vanskelig å duplisere kvalitativ forskning (Christoffersen et al. 2011).

Dataenes reliabilitet og kildekritikk vil diskuteres under kapittel 6.2 "materiale og metode".

3. STØTTEORDNINGER FOR VINDKRAFT

3.1. Innledning

Fornybardirektivet setter et overordnet mål for EU som helhet, men hvert av de europeiske landene forpliktet til direktivet har individuelle mål for utbygging av installert effekt tilknyttet vindkraft. Statusen per 2013 er vist i vedlegg 2. Grønn farge indikerer at 70 prosent av målene er nådd, gul indikerer at mellom 30 og 70 prosent av målene er nådd, mens rød sier at under 30 prosent er nådd. Det er kun Tyskland og Sverige som har nådd over 70 prosent av målet sitt for installert effekt. Spania og Danmark ligger mellom 30 og 70 prosent, mens Norge er under 30 prosent.

I dag er ikke vindkraft lønnsømt alene og trenger økonomiske støtteordninger for å gå rundt. Feed-in tariff er en støtteordning som brukes i over 40 land for promotering av vindkraft og har fungert tilsynelatende godt (Meyer, 2007). I Norge og Sverige er det det norsk-svenske sertifikatmarkedet som er støtteordningen som skal brukes til å stimulere til økt utbygging. I dette kapittelet vil forskjeller ved støtteordningene og eventuelle andre forskjeller i forbindelse med integrering av vindkraft belyses.

3.2 Feed-in tariff

Feed-in tariffene fungerer slik at produsenter av fornybar energi får en fast sum per produserte kWh. Tilskuddet settes av myndighetene og er ikke markedsbestemt slik som elsertifikatene. Tariffene er en forpliktelse til selskaper om å kjøpe elektrisitet fra fornybare energiprodusenter til en fastsatt pris, over en fastsatt periode. Dette gjør investering av fornybare energikilder mer lønnsomt og gir sikkerhet i investeringen for produsenten på grunn av varigheten, og kan generere til mer bruk av fornybar energi (Beck og Martinot, 2004). Prisen på tariffene endrer seg ut fra hvilken energikilde det er og er derfor teknologispesifikke ved at man kan

differensiere støtten. Tariffene er ment som en bonus til de som investerer i grønn energi, og den ekstra kostnaden legges på forbrukerne (Ringel,2006).

Feed-in tariffene er ikke avhengige av andre midler og sikrer stabilitet i markedet ved at et politisk skifte i myndighetene ikke påvirker systemet. Dette fordi tariffene normalt dekkes av forbrukerne gjennom elprisen, slik at den ikke berører skattebetalerne gjennom skatt og dermed kan ikke støtten kuttes fra statsbudsjettet (Krajacic, 2009).

Prisen på tariffene er varierende og settes etter hvilken teknologi de er og hvor lenge de skal mottas. I Tyskland mottas det i dag mellom 42 og 75 øre/kWh i innmatingstariffer for vindkraft (RES-LEGAL Europe, 2015). Tyskland er det landet som differensierer mest mellom hvem som mottar hvor mye støtte. De har en støtteordning som er avtagende for hvert år. Det vil si at et kraftverk for eksempel vil motta fem prosent mindre i tariffer enn året før for hvert år de produserer energi. I tillegg er støtten stedsbestemt for å opprettholde en høy produksjon av vindkraft, dess mer vindfullt det er på et kraftverk dess raskere vil støtten forsvinne. På denne måten vil det være interessant å investere i et vindkraftverk med mindre elektrisitetsproduksjon også (Bechberger og Reiche, 2004).

I Tyskland, Danmark og Spania er det sikkerheten og langsiktigheten i investeringen som har vært det største incentivet for investorer å satse på vindkraft. Dette med tanke på at feed-in tariffene har vært på markedet lenge og at de blir lovet i en lengre periode, vanligvis 20 år(Bechberger og Reiche, 2004).

I Spania har det vært en bred aksept og oppslutning om vindkraft, både politisk og lokalt blant befolkningen. Den politiske aksepten går over partigrensene og gir et langsiktig politisk engasjement, slik at vindkraftpolitikken sjelden endrer seg (González, 2008). I Tyskland og Spania er det mange bedrifter og flere titusen jobber knyttet til vindkraft. Dette bidrar til å få lokalbefolkningen med til å støtte opp om vindkraft, slik Butler og Neuhoff (2008) beskriver. Vinden dekket i fjor også 20,9%

av all elektrisitetsbehovet i Spania (IEA, 2014). I Spania dekkes tariffene av en energiskatt som betales ved siden av el-prisen. I 2012 lå feed-in nivået på vindkraft på mellom 69 og 73 øre/kWh, og de ble lovet i 20 år frem i tid for alle som investerte (IEA, 2014). I ettertid fikk Spania mye kritikk for å fremme ”bærekraftig energi, men ikke bærekraftige priser”. I juli 2013 varslet spanske myndigheter at de må kutte nivåene i tariffene, noe som så klart førte til protester. Flere av de berørte har varslet at de vil saksøke staten dersom det kuttes i tariffene (Gehle, 2014).

I 2011 lå nivåene på tariffene for vind i Danmark på mellom 42 og 68 øre/kWh i 2011 (Andersen & Plougman, 2011). I Danmark har det vært vanlig siden 1970-tallet at samvirker, borettslag og andre lokallag slår seg sammen om å investere i en eller flere vindturbiner. Dette enten for å være selvforsynte med elektrisitet eller for å selge elektrisiteten og tjene penger på dette. For Danmark er vindkraft en teknologi de har vært pionerer innenfor og befolkningen er godt vandt med vindturbiner i nær området.

Den positive vindkraftutviklingen i Spania, Danmark og Tyskland skyldes av mange på at feed-in ordningen satte i gang ganske tidlig. Dette har gitt markedet tro på at dette er en langsiktig investering. I tillegg har de justert og modifisert satsene over tid til det de ser er det nivået som stimulerer til mer utbygging. I Tyskland og Danmark er det forbrukerne som dekker kostnaden av feed-in tariffene bakt inn i elektrisitetsprisen, mens i Spania dekkes dette gjennom en energiskatt. Selv om det er politisk enighet om støttesystemet er det en risiko for at dette kuttes fra statsbudsjettet. Både Tyskland og Spania har lagt stor vekt på å sette langsiktige mål for satsningen på vindkraft gjennom sine policyer. Begge landene har hatt to av de største vekstratene i Europa, og det har vært bred politisk enighet i implementeringen av vindkraft.

I en artikkel av Butler og Neuhoff (2008) diskuteres de forskjellige støtteordningene. De mener at Tyskland og Spanias bruk av feed-in tariffer er den viktigste faktoren til at det bygges ut i storskala her. Men de mener at også andre

forhold må være til stede for å kunne stimulere til en lengre bruk og et generelt skifte i markedet mot fornybare energikilder. En teknologispesifikk godtgjørelse, klare mål i forbindelse med plan- og bygningstillatelser, nettkapasitet og nettilgang og ikke minst redusere lokales motstand mot fornybare prosjekter. Butler og Neuhoff mener at ved å gi lokale og regionale verdiskapning gjennom prosjektene, slik det gjøres i Spania, Tyskland og Danmark, skaper dette oppslutning rundt fornybare energikilder. De påpeker at det er kommet en endring i fornybare energikilder hvor man ser et skifte fra desentraliserte anlegg til et mer sentralisert program. Dette kan være bidra til å redusere prisene over tid. Tilfellene i spesielt Danmark, hvor samvirker- og borettslag som slår seg sammen for å bygge en turbin, viser at for å få til fornybar energi kreves ikke tunge, byråkratiske avgjørelser fra myndighetene, fornybare energikilder kan også skje i såkalt nedenfra-og-opp avgjørelser.

3.3 Elsertifikater

Elsertifikater er teknologinøytrale og lik for all kraftproduksjon uansett energikilde. Alle produsenter som får tildelt sertifikatene kan selge disse, noe som gjør at alle som etablerer ny fornybar kraftproduksjon får en tilleggsinntekt ved siden av salget av strøm gjennom salg av sertifikatene (OED, 2014). For å sikre at en viss andel av den produserte energien er fornybar pålegger ofte myndigheter produsenter, distributører og forbrukere til å enten produsere eller kjøpe en viss andel fornybar energi. Det er mulig å bytte disse kvotene og gjennom dette systemet blir de pålagte enhetene frie til å velge om de ønsker å fylle kvoten selv eller betale en enhet for å dekke deres del. Slik blir det to markeder; et markedet for salg av elektrisitet og et for kjøp og salg av sertifikater (Kolbeinstveit, 2009).

Elsertifikater er lovpålagt i Norge og sikrer på denne måten etterspørselen etter sertifikatene. I økonomisk forstand kan sertifikatene ses på som en subsidie av ny fornybar kraftproduksjon, men subsidien betales av forbrukerne og blir slik en avgift. Inntekten produsenten får fra sertifikatene avhenger av antall sertifikater de

har rett på, og markedsprisen som avhenger av tilbudet og etterspørselen av sertifikater. Sluttbrukere betaler for elsertifikatordningen gjennom elavgiften (OED, 2014).

For å øke utbyggingen startet Sverige med sertifikatmarkedet i 2003, men det bidro ikke til utbygging i like stor grad som ventet. I en artikkel av Aune et al. for SSB (2005) menes det at dette var fordi det var usikkerhet knyttet rundt elsertifikatordningen. Dette i kombinasjon med at fornybare prosjekter er tidkrevende førte til at den forventede utbyggingen lot vente på seg. Sertifikatordningen skulle vare til 2010, noe Aune et al. mener kan ha vært et for kort perspektiv for investorer til å investere. For en teknologi som vindkraft med høye investeringskostnader og lave driftskostnader, er det ikke gunstig med en kortsiktig tilskuddsordning. En av grunnene til at Sverige bygger ut mer i dag kan skyldes at sertifikatordningen har fått en lengre modningstid. Investorer og utbyggere har sett at det funker og vet at tilskuddet vil være tilgjengelig over lengre tid og tør dermed å investere. Sverige gikk fra å ha et mål i 1990 på 10 TWh fra vind innen 2015 til en årsproduksjon fra vind på 11,5 TWh. Denne ventes å være på 14,1 TWh ved utgangen av 2015 (Svensk vindenergi, 2015).

Forskjeller i rammevilkårene

Forskjeller i rammevilkårene mellom markedene i de to landene kan være årsaker til skjev utbygning. En av de største svakhetene ved sertifikatordningen i Norge er at dersom man ikke har startet produksjon innen utgangen av 2020 får man ikke ta del i ordningen. I dag er dette kort tid med tanke på produksjon av konsesjonssøknaden, behandlingstiden hos NVE og en eventuell klagebehandling hos OED, i tillegg til at man må beregne minst et år til utbygging. I praksis vil dette si at dersom man ikke melder anlegget inn til NVE i løpet av nær fremtid så kan det være for sent til å motta elsertifikater. I motsetning til Norge tillater Sverige at man kan tilslutte seg ordningen etter 2020, men man får ikke støtte lenger enn til 2035. Det vil si at de ikke mottar støtten i 15 fulle år, men de får noen år med gode økonomiske rammevilkår. I tillegg til dette er ikke utbyggingstiden like streng i

Sverige som i Norge. Svenske kraftverk kan bli forsinket i opptil 2 år før de mister retten på sertifikater. For investorer betyr dette er reduksjon i risiko sammenlignet med Norge hvor man ikke får sertifikater dersom prosjektet forsinkes. Svenske vindkraftverk å betaler heller ikke energiskatt, som er på 29 svenske øre/kWh i landet (Stenkvist og Westin, 2014).

Ulike rammebetingelser i de to landene gir svenskene et konkurransefortrinn. Svenskernes skattesats er på 22 prosent, mens i Norge er den 27 prosent. Dette tilsvarer i følge Enova 15 prosent mer produksjonskapasitet for Sverige. Med slike rammevilkår tilsier dagens prognoser at innen 2020 vil 2/3 av markedet være svensk vind. I tillegg til forskjell i skattesatsene kan en av hovedårsakene til dette være forskjeller i avskrivningsreglene. Per i dag benyttes det i Norge saldoavskrivninger med en avskrivningstid lik levetiden det vil si 20-25 år. I Sverige kan man derimot velge om man ønsker å avskrive lineært eller ved saldoavskrivninger, samtidig som de selv kan bestemme avskrivningssatser og -tid. Dette betyr altså at det kan ta mye lenger tid for kraftverkene å avskrive i Norge enn i Sverige.

Det kan allikevel virke som om dette i dag forsøkes å gjøre noe med. I april 2015 la den norske regjeringen frem en proposisjon om endringer i loven for elsertifikater. Dette kom frem etter felles enighet mellom Norge og Sverige i mars 2015 om å øke det felles målet fra 26,4 TWh til 28,4 TWh. Måløkningen innebærer ikke endring i den norske finansieringsforpliktelsen, denne er fremdeles 13,2 TWh. Samtidig vil Sverige innføre energiskatten igjen for egenprodusert vindkraft, noe som vil gi likere rammevilkår for norske og svenske utbyggere (OED, 2015a). Denne økningen vil gå på svenske elforbrukeres regning. I proposisjonen som ble lagt frem i etterkant av enigheten med Sverige ble det foreslått å forlenge fristen for driftsatte anlegg fra 2020 til 2021 og å endre de årlige elsertifikatkvotene. Per i dag er kvotene fastsatt hvert år frem til 2035, og angir hvor mye sertifikatpliktige må kjøpe. Bakgrunnen for at denne ønskes å endres er blant annet utvidelsen av overgangsordningen (OED, 2015b). I et høringsnotat fra Finansdepartementet fra

februar 2015 foreslås det en endring i avskrivningsreglene for vindkraft. Det er foreslått at man også i Norge skal kunne få avskrive lineært over 5 år. I hovedsak vil da vindkraftanlegg i begge land ha samme avskrivningsregler og de vil isolert sett ikke lenger kunne påvirke om vindkraftutbyggingen skjer i Norge eller Sverige

4. AKTØRENE'S VURDERING AV UTFORDRINGER FOR VINDKRAFT I NORGE

4.1 Innledning

I dette kapittelet vil resultatene fra intervjurunden presenteres. Svarene fra intervjuene skal være med på å belyse om det som står i litteraturen og det som er av generell oppfatning også er det som oppleves som hovedproblem for de som jobber med dette daglig. Først vil svarene fra utbyggersiden legges frem og deretter svarene fra policymakers.

4.2 Utbyggere

Første spørsmål skulle kartlegge hva respondentene mener er den aller viktigste årsaken til at det ikke bygges ut i større skala. Her var det felles enighet for alle respondentene om at det er lønnsomheten i anleggene og risikoen som følger ved å investere i et vindkraftanlegg som er den største årsaken. Det var i midlertid forskjeller i hva de ulike respondentene vektla som årsaker til lønnsomheten, blant annet om lønnsomhetsproblemet lå på kostnads- eller inntektssiden. En av respondentene mente det krevde mer effektivitet i kostnadskjeden, og at en bedre integrert leverandørkjede ville bringe ned kostnadene. Med leverandørkjede mente respondenten at alt kan leveres fra samme tilbyder, at delprosjekter ikke må sendes på anbud og muligens få dyrere enhetspriser. Dette vil kunne føre til mer effektive og rimelige løsninger fra kostnadssiden på sikt.

De resterende syv var enige om at det er kraft- og sertifikatpris som ikke gjør utbygging lønnsomt. Flere problemer ble belyst hvorav ett var langsiktigheten i investeringen. Det ble sagt at vindkraft er en usikker teknologi å satse fordi man ikke vet hva man får igjen av investeringen, dersom det i det hele tatt går i 0. Man vet altså ikke når man kan forvente overskudd på grunn av store usikkerheter i kraft- og sertifikatpris

På spørsmål nummer to, om hvilke andre flaskehals er som oppleves svarte fire respondenter nettutbygging, og at det må bygges ut større kapasitet til der de beste vindressursene er målt. En av respondentene mente at saksbehandlingstiden hos NVE og OED fremdeles er for saktegående og at det skaper usikkerhet hos investorer med tanke på støtteordningenes tidsfrist. En av respondentene, som har jobbet som prosjektleder på vindkraftprosjekter, påpekte at det ofte er et problem at en del av de som har fått konsesjon på kraftverket sitt også har andre interesser i andre kraftanlegg. Dersom det konsesjonsgitte kraftverket bygges ut vil prisen totalt sett falle, og dermed ikke være lønnsomt for den med interesser begge steder. De to siste respondentene stod fast ved lønnsomhet som største og eneste flaskehals.

På tredje spørsmål om det er ønskelig med mer vindkraft i Norge, svarte samtlige "ja", hvert fall slik de oppfattet det. Det derimot flere mente var at de riktige tiltakene ikke er tilstede fra myndighetenes side for å fremme vindkraft spesifikt, og at det ikke gjøres nok for vindkraft.

De viktigste punktene som dukket opp for tiltak som kreves for at det skal bygges ut mer var for de fleste økt kraft- og sertifikatpris. En sterkere leverandørkjede i Norge vil få ned kostnadene i hele verdikjeden og dermed få ned prisen på utbygging. Et poeng var å legge til rette for nettet. Å bygge ut kapasiteten der det er gode ressurser slik at det skal være lett å distribuere, men også infrastruktur til tilgangen på nett. I tillegg ble det nevnt at myndighetene bør benytte sertifikatene bedre og at man får lavere priser slik at det skal være mulig å bygge ut mer lønnsomt.

4.3 Policymakers

Spørsmålene fra samme intervjuguide ble stilt til policymakerne. Til første spørsmål om hva som er den aller viktigste årsaken til at utbygging av vindkraft ikke skjer svarte også respondentene her lønnsomheten. Den ene respondenten sa at svenskene har mer suksess med sertifikatsystemet delvis fordi Sverige generelt har

bygd mer og har bedre erfaring med utbygging, i tillegg til at de har bedre erfaring med sertifikatordningen. Respondenten påpekte at det også gikk sakte med investeringene i vindkraft da sertifikatordningen først ble lansert i 2003 og at det var generell usikkerhet og skepsis som påvirket alle i hele kjeden. I dag, etter 12 år med sertifikatordningen, har investorene større sikkerhet til å tørre å investere, i tillegg til deres kjennskap til å bygge ut vindkraft. Den andre respondenten mente hovedårsaken er sertifikatsystemet og problemet er todelt. Den første utfordringen er at systemet er basert på markeder i to forskjellige land. I disse to markedene er konkurransevilkårene forskjellig hvor Norge har andre skattesatser enn Sverige, og en andre avskrivningsregler. At de økonomiske vilkårene ikke er like, påvirker utbyggingen for norske vindkraftverk, og mange finner de ikke lønnsomt nok til å bygge ut. I tillegg mente respondenten at vi kunne lære av Sverige i forbindelse med at svenskene har tatt inn leverandører selv og at de har en bedre utnyttelse gjennom hele kjeden. Den andre utfordringen var at når man praktiserer i to markeder, som sertifikatsystemet gjør i både spot- og sertifikatmarkedet, så må man være i stand til å håndtere dobbel risiko – det er det ikke alle som kan håndtere. At ikke sertifikatsystemet har noen tydeliggjorte bremsesystemer gjør systemet uforutsigbart, og dette fører med seg at folk ikke tør å investere, selv etter gitt konsesjon.

Andre flaskehalser som ble nevnt var likt som for utbyggerne og hovedårsak nummer to ble pekt på som nettkapasiteten, og at kapasiteten fort kan spises opp av andre krafttilbydere. I tillegg ble avskrivningsreglene, som nå muligens skal endres, på nevnt.

I spørsmål om de bak policyene mener det var ønskelig med vindkraft var svaret ikke uventet ja. Begge var enige om at regjeringen og Stortinget legger til rette for utbygging av mer og at de endrer det de nå ser underveis kan være flaskehalser slik som avskrivningsreglene.

De nødvendige tiltakene som ble nevnt var at rammevilkårene er til stede og at det

er opp til de private aktørene på markedet å investere. Andre tiltak var å legge til rette kostnadselementene som i dag ikke fungerer, at de økonomiske vilkårene mellom Norge og Sverige må bli likere i forbindelse med skattesatser og avskrivning blant annet slik at det skal bygges mer. Ved oppfølgingsspørsmålet ” Tror du det kunne fungert bedre med feed-in tariffen?” sa vedkommende at det fungerer bedre i andre land enn hva sertifikatene fungerer for oss i dag og at det dermed burde fungere bedre i Norge også.

5. LØNNSOMHET FOR VINDKRAFT I NORGE

5.1 Innledning

Respondentene i intervjurunden var entydig enige om at lønnsomheten er den viktigste faktoren som hindrer utbygging i Norge. Mange mente at sertifikatordningen ikke er den mest lønnsomme ordningen for økt utbygging.

For å se på lønnsomheten og for å kunne analysere hvilke deler av lønnsomheten som kan effektiviseres presenteres i dette kapittelet et eksempelkraftverk basert på data fra flere konsesjonssøknader, NordPool og SSB. I beregningene er det tre faktorer som endres for å se hva som skal til for å bedre lønnsomhet:

- hvor mye må sertifikatprisen opp for at kraftverket skal bli lønnsomt fra dagens nivå
- hvor mye må kraftprisen opp fra dagens priser for at kraftverket skal bli lønnsomt
- hvor mye måtte investeringsstøtten fra Enova vært på dersom vi skulle ha denne ordningen og ikke sertifikatmarkedet.

Dataene er basert på 6 konsesjonssøknader og det er vektlagt at de er så like som mulig. De er å finne på NVEs hjemmesider for konsesjonsgitte kraftverk (NVE, 2014). For eksempel i forbindelse med investeringskostnadene, i dette tilfellet inkluderer samtlige søknader alle turbinkostnader, bygg og anleggskostnader, nettilknytning, alt av elektrisk anlegg og øvrige utgifter i forbindelse med planlegging og utbygging i sine investeringskostnader.

Grunnen til at flere forskjellige kraftverk er valgt er for å kunne se om det er store skjevheter i vindforhold og investeringskostnader i ulike kraftverk. Alle de 6 kraftverkene er gitt konsesjon, men ikke alle har startet utbygging.

5.2 Forutsetninger for utregningene

Kraftverkene i konsesjonssøknadene har alle satt en levetid på kraftverket fra mellom 20 og 25 år. Årsaken til dette er fordi de fleste komponentene i en vindturbin har en teknisk levetid på 20-25 år. Etter dette må de byttes ut og det må søkes om ny konsesjon.

De aller fleste konsesjonssøknadene jeg analyserte hadde satt en kalkulasjonsrente lik 8 prosent, mens et fåtall hadde satt kalkulasjonsrenten på mellom 6,5 og 7,5 prosent.

I de søknadene hvor det ikke er oppgitt brukstid har jeg regnet ut denne selv ved formelen

$$\text{Brukstid (timer/år)} = \frac{\text{Årlig energiproduksjon (MWh)}}{\text{Installert ytelse (MW)}}$$

5.3 Analyse av konsesjonssøknader

Norge er delt inn i fem regioner for kraft NO1 for Oslo som omfatter Østlandet, NO2 for Kristiansand, NO3 Molde og Trondheim, NO4 for Tromsø og NO5 Bergen.

Av konsesjonssøknadene var det ingen fra NO1 området som passet til profilen og formen som de andre hadde. Per i dag skjer mesteparten av utbyggingen langs kysten, og ikke på Østlandet i like stor grad. Region NO1 er derfor ikke med i tabellen.

Kraftverk 1, Innvordfjellet, er plassert i Nord-Trøndelag (region NO3). Kraftverket ser for seg en økende drifts- og vedlikeholdskostnad jo eldre kraftverket blir, og setter et snitt for levetiden på 20 år på 11 øre/kWh. Investeringskostnadene er beregnet til 1 257 000 000 kroner og med en installert effekt på 115 MW vil

investeringskostnad tilsi ca 10 930 400 kr/MW. Anlegget forventer å måtte kjøpe seg inn på en allerede etablert driftssentral over tid. I konsesjonen forventes det er brukstid på 2697 pr år. Dette kraftverket fikk konsesjon i 2014 og har ikke startet utbygging enda.

Kraftverk 2, Dalsbotnfjellet, ligger i innløpet til Sognefjorden i Sogn og Fjordane fylke (region NO5). Anlegget venter gjennomsnittlige drifts og vedlikeholdskostnader på 13,5 øre/kWh. Kraftverket har 160 MW installert effekt og forventer en årlig elproduksjon på 391 GWh. Dette vil tilsi en brukstid på 2443 timer/år. Anlegget forventer en røft beregnet investeringskostnad på 1 685 000 000 kroner. For 160 MW installert effekt vil dette tilsvare cirka 10 531 200 kr/MW. Kraftverket fikk konsesjon i september 2013, men konsesjonen ble anket til kommunen og svar ventes i følge selskapets hjemmeside i løpet av våren 2015.

Kraftverk 3, Vågsvåg, ligger også i Sogn og Fjordane (region NO5), men er av en annen størrelse. Kraftverket er ventet en årlig produksjon på 70 GWh med en installert effekt på 24 MW. Det er ventet en investeringskostnad på 270 000 000 kroner, som vil si 11 250 000 kr/MW. Brukstiden er på 2830 timer.

Det fjerde kraftverket, Rákkocearro, ligger i Finnmark (region NO4) og har en installert effekt på 200 MW og investeringskostnader er satt til 10 625 000 kr/MW. Da konsesjonssøknaden ble sendt inn i 2005 var de usikre på valg av turbiner, og ville ikke fastslå en årsproduksjon. Etter revidert søknad fikk anlegget konsesjon for en årlig produksjon på 540 GWh og installert effekt på 200 MW i 2010, det er dette jeg går ut i fra videre. Videre forventes det en brukstid på 3540. Driftskostnader er ikke oppgitt da de forventer at dette skal ligge på samme nivå som gjennomsnittet. I følge NVE er gjennomsnittlig driftskostnader for norske vindkraftverk gitt ved 12-15 ørw/kWh. Det settes derfor en driftskostnad på 13,5 øre/kWh for dette kraftverket. Kraftverk 4 skal bygges i 2 omganger, først et på 45 MW installert og deretter på 155 MW. Høsten 2013 startet utbygging av de første 45 MW og ble

driftsatt i september 2014. I dag setter kraftverket nasjonale produksjonsrekorder (Lie, 2015).

Kraftverk 5, Kvinesheia, er lokalisert i Vest-Agder (region NO2) med en antatt produksjon på 190 GWh og en installert effekt på 60 MW. Kraftverket forventer en driftskostnad på 12-15 øre/kWh, det forutsettes derfor et gjennomsnitt på 13,5 øre/kWh i tabell 1. Anlegget fikk konsesjon i 2012, men ble anket på grunn av uenighet om antall turbiner. Resultatet skulle være klart høsten 2014, men det ventes fortsatt et svar. En av lederne i parken sa at konsesjonsprosessen var blitt effektivisert, mens det er ankebehandlingen som er for treg.

Det siste kraftverket, Hamnefjellet, ligger også i Finnmark, og ble gitt konsesjon i mars 2012. Kraftverket har en årlig forventet produksjon på 335 GWh og en installert effekt på 120 MW. Bygget var i følge konsesjonen forventet å koste 1 603 000 000 kroner, noe som vil tilsa 13 358 300 kr/MW. NVE ga anlegget konsesjon grunnet gode vindutsikter, noe fugl ville muligens kunne risikeres, men de samfunnsøkonomiske godene oversteg dette. Anlegget ble i 2013 også gitt konsesjon for å bygge ut nett. NVE betegnet dette som et av de beste prosjektene i Norge, men i mars 2015 besluttet styret å utsette utbyggingen inntil videre.

"Betingelsene for utbygging av fornybar energi i Norge ligger til grunn for beslutningen. Det er for tiden historiske lave priser på salg av kraft" het det i pressemeldingen fra styret. Dette kraftverket ligger få kilometer unna kraftverket som er brukt i dette caset, kraftverk 4, men gode vindforhold er ikke godt nok for å bygge ut og styret mener det må en høyere kraft- og sertifikatpris til for å kunne investere (Barstad, 2015).

Tabell 1: Data fra konsesjonssøknader

Kraftverk	1	2	3	4	5	6
Område	NO3	NO5	NO5	NO4	NO2	NO4
Driftskost.	11øre/kWh	13,5øre/kWh	17øre/kWh	13,5øre/kWh	13,5øre/kWh	13øre/kWh
Total inv. kostnad	1,257,000,000 kroner	1,685,000,000 kroner	270,000,000 kroner	2,125,000,000 kroner	740,000,000 kroner	1,603,000,000 kroner
Installert effekt	115 MW	160 MW	24 MW	200 MW	60 MW	120 MW
Inv.kost NOK/MW	10,930,400 kr/MW	10,531,200 kr/MW	11,250,000 kr/MW	10,625,000 kr/MW	12,333,300 kr/MW	13,358,300 kr/MW
Brukstid	2697	2443	2830	3540	3166	2791
Ventet produksjon	342 GWh	391 GWh	70 GWh	540 GWh	190 GWh	335 GWh
Kalk.rente	8%	8%	8%	8%	6,5%	8%
Levetid	20 år	20 år	20 år	20-25 år	20-25 år	20-25 år
Gjennomsnittsvind	8,13 m/s	8,6 m/s	8,3 m/s	10,1 m/s	7,5 m/s	8 m/s

Prosjekt 4 skiller seg ut med en høy brukstid og gjennomsnittsverdi. Materialet er imidlertid for lite til å vurdere lokalitet som egen faktor.

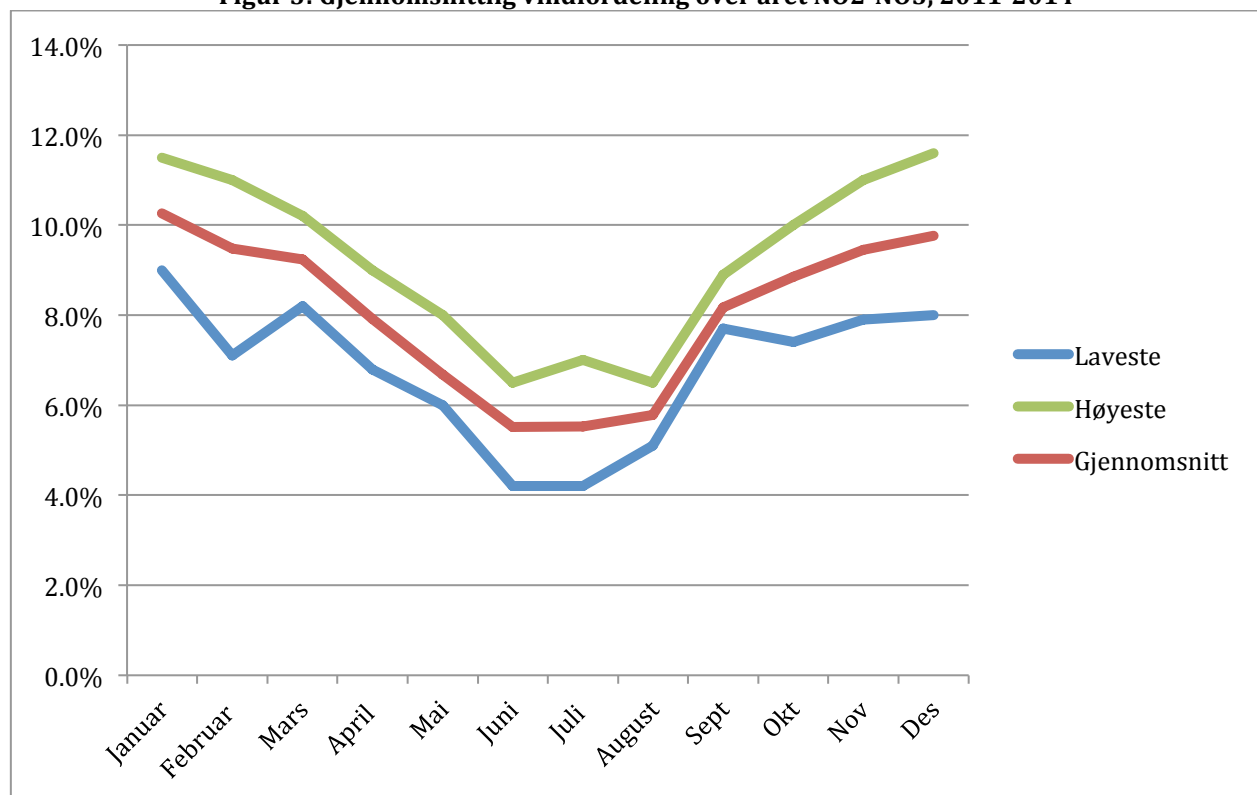
På de anleggene hvor brukstiden var oppgitt var denne noe annet enn formelen man bruker. Dette skyldes mest sannsynlig vindforholdene, der det ikke var oppgitt brukstid er denne regnet selv.

5.4 Vindfordeling

Middelvind over året er en relevant faktor, da det er bedre med høyere enn lavere middelvind. Denne brukes dog ikke til å beregne vindressursene for dette kraftverket. Vinden blåser ikke i gjennomsnittsfart hele året, og varierer for hver sesong. Vinden kan blåse storm, eller noen ganger være helt vindstille. Turbinene pleier som regel å gå kun mellom 6 m/s og 25 m/. Fordi vindkraft er såpass varierende er det vanskelig å sette en pris på lønnsomheten basert på gjennomsnittlig vind. Derfor er det delt inn i hvor mange prosent av vinden som blåser hver måned i året.

Målemastene som prosjektene har brukt har variert i høyder mellom 50 og 80 meter, alt etter hva anleggene selv har ment har vært mest riktig. Det oppgis at det har vært målt i alt fra 7 måneder til 3 år. Kombinert med vindkart fra Kjeller og historiske målinger i området kan dette gi en god indikasjon på hva de kan vente av vindressurser. Et samlet bilde av hvordan vindfordelingen ser ut er samlet i figur 3.

Figur 3: Gjennomsnittlig vindfordeling over året N02-N05, 2011-2014



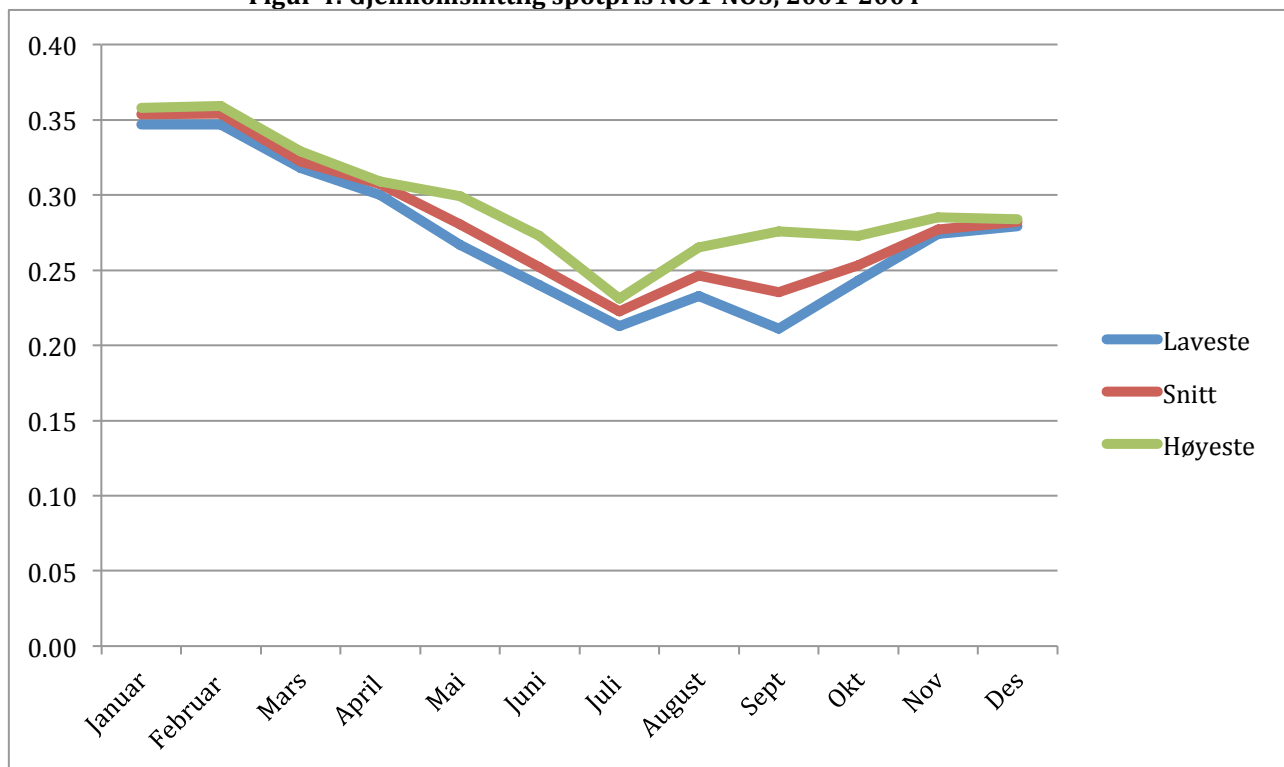
Den røde linjen viser gjennomsnittet for vindfordeling i Norge. Den laveste målingen i hver måned er gitt ved blå linje og den høyeste er gitt ved grønn linje. De øvrige målingene ligger altså mellom blå og grønne linjen. Den høyeste målingen blant dem alle er i januar på 11,5 prosent. På samme sted er gjennomsnittet 10,3 prosent. Laveste måling er gitt ved 4,2 prosent, hvor snittet på samme sted er på 5,5 prosent. Største spriket er i februar hvor laveste måling er 7,1 prosent og høyeste er på 11 prosent, det vil si et sprik på 3,9 mellom de forskjellige regionene. Allikevel kan

årsaken til gapet være tilfeldigheter, hvor det for eksempel var en dag med mer vind enn normalen eller mindre vind enn normalen.

5.5 Spot- og sertifikatpris

Spotprisen for hver alle fem regionene er funnet på NordPool. NordPool angir gjennomsnittlig spotpris for hver av regionene, men spotprisen inkluderer all kraft, ikke bare vind. Det er inndelt i de forskjellige regionene. Det er brukt et snitt av årene 2011 til 2014 for spotprisen i dette eksempelet, da dette kan virke beskrivende for den nærmeste fremtiden. I 2010 var det relativt høye spotpriser over normalen. Alle tall er nominelle.

Figur 4: Gjennomsnittlig spotpris NO1-NO5, 2001-2004



Det er ikke store gap i spotprisen mellom de 5 regionene. I figuren over er gjennomsnittlig spotpris gitt ved den røde linjen, og høyeste og laveste pris ved

henholdsvis grønn og blå. Det største gapet er i september måned da den laveste spotprisen er for region NO5 21 øre/kWh, mens den høyeste prisen er i region NO3 på 28 øre/kWh. I alle de andre månedene er gapet betydelig mindre. For utregning av eksempelkraftverket brukes gjennomsnittsprisen for Norge og gjennomsnittlig vindfordeling.

Sertifikatprisen har vært i endring og endres underveis fra alt mellom 11 til 16 øre/kWh. NVE informerte over telefon at det var greit å forutsette cirka 15 øre/kWh for dagens nivå, og det er derfor dette som blir brukt i utregningene videre.

5.6 Eksempelkraftverket

Som nevnt innledningsvis i kapitlet er det normalt med en kalkulasjonsrente på mellom 6,5 og 8 prosent for de kraftverkene jeg har analysert. For å kunne gi et riktig intervall som kan brukes uavhengig av kalkulasjonsrenten har jeg også sett på hvor mye hver av faktorene må endres for en kalkulasjonsrente på henholdsvis 6,5 og 8 prosent. For å finne ut hvor mye som må endres fra dagens nivå for å gi en bedre lønnsomhet har jeg laget et eksempelkraftverk og kjørt tre forskjellige scenarier på det; en hvor sertifikatprisen endres, en hvor kraftprisen endres og en hvor jeg ser på situasjonen slik den var tidligere med investeringsstøtte fra Enova. Det har ikke vist seg store forskjeller i verken spotpris eller vindmålingene mellom de forskjellige regionene, og som nevnt brukes de gjennomsnittlige målingene for Norge. Kostnadene er som nevnt basert på gjennomsnittet fra de 6 konsesjonssøknadene gitt av tabell 1.

Elsertifikater har man rett på i 15 år fra man bygger ut og det er dette det er tatt utgangspunkt i. Kraftverkets brukstid er regnet frem til 2692 timer per år. Levetiden er satt til henholdsvis 20 år. Lønnsomhetsberegningene er beregnet i flere Excel-regneark og det er dette som er basisverktøyet for analysene. Lønnsomheten til eksempelkraftverket er basert på forutsetningene i tabell 2.

Tabell 2: Forutsetninger for eksempelkraftverket

Driftskostnader	13,4 øre/kWh
Investeringskostnad inkludert nettkostnadene	1,495,611,000 kroner
Investeringskostnad pr MW	11,504,700 kr/MW
Installert effekt	130 MW
Ventet produksjon	350 GWh
Brukstid	2692 timer/år
Kalkulasjonsrente	6,5 % og 8%
Levetid	20 år

Lønnsomheten er blitt vurdert ved hjelp av nåverdimetoden og internrentemetoden. Nåverdimetoden for en lønnsomhetsvurdering av en investering sammenligner nåverdien av alle inn- og utbetalinger på investeringstidspunktet, altså i dag. Dersom nåverdien er positiv, bør prosjektet gjennomføres. Formelen for nåverdi er gitt ved:

$$NNV = CF_0 + \frac{CF_1}{(1+i)} + \frac{CF_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+i)^n} = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t}$$

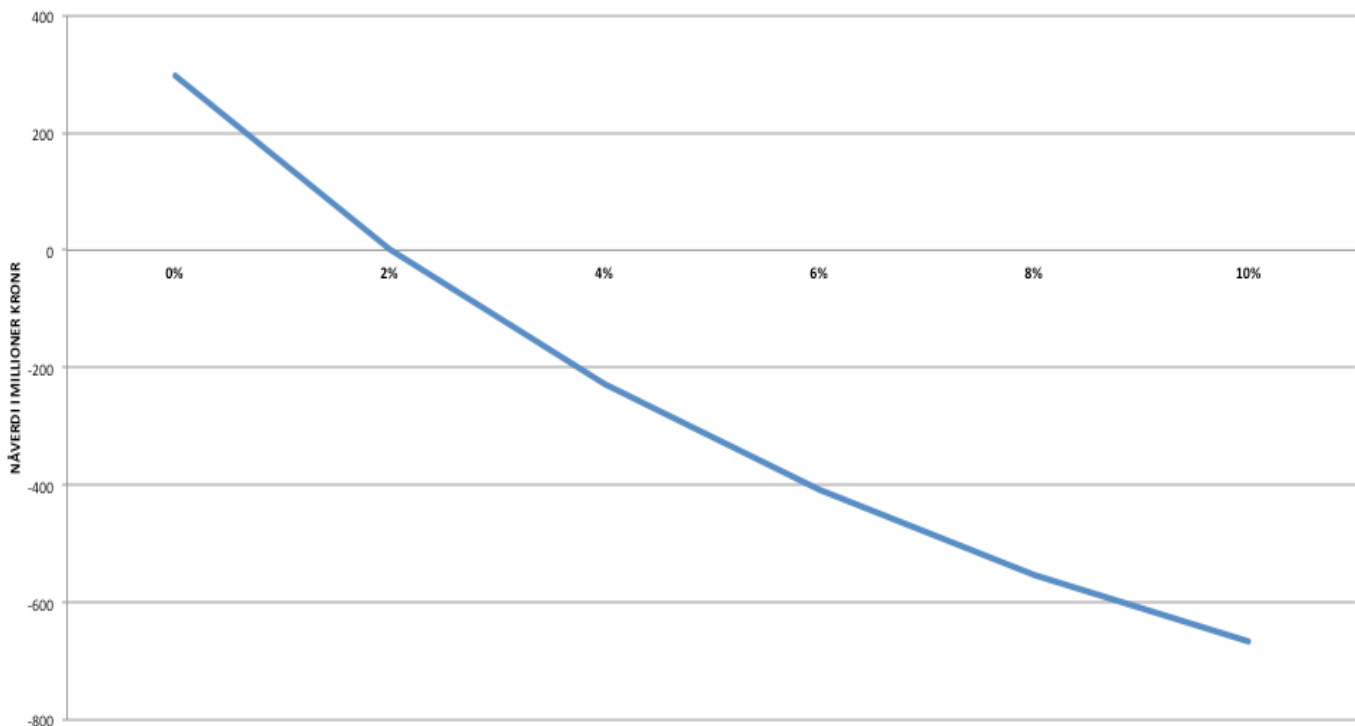
Gjennom Excel er det blitt regnet på kraftverkets nåverdi og internrente. Internrenten forteller hvilken avkastning som oppnås av den kapitalen som er bundet i kraftverket til enhver tid. Investeringen er lønnsom dersom internrenten er høyere enn kalkulasjonskravet. Internrenten er vanskelig å beregne manuelt for kontantstrømmer lengre enn 2 år og det brukes enten finanskalkulatorer eller regneark for å finne denne (Boye & Koekebakker, 2011).

Eksempelkraftverket er ikke plassert på noe spesielt sted, men gitt som et gjennomsnitt av de 6 konsesjonssøknadene. NO1 er ikke med i vindfordelingene

fordi dataene ikke korrelerte med de andre målingene. Da utbygging hovedsakelig skjer i de andre regionene per i dag bruker jeg dette som en forutsetning.

Gitt dagens situasjon med sertifikatpris på 15 øre/kWh og støtte i 15 år, med en investeringskostnad på 11,504,700 kr/MW installert for et kraftverk på denne størrelsen gis en nåverdi på cirka -551 millioner kroner og en internrente på 2,07 prosent. Nåverdiprofilen er gitt ved figuren på neste side.

Figur 5: Nåverdiprofil for eksempelkraftverket per dagens nivå



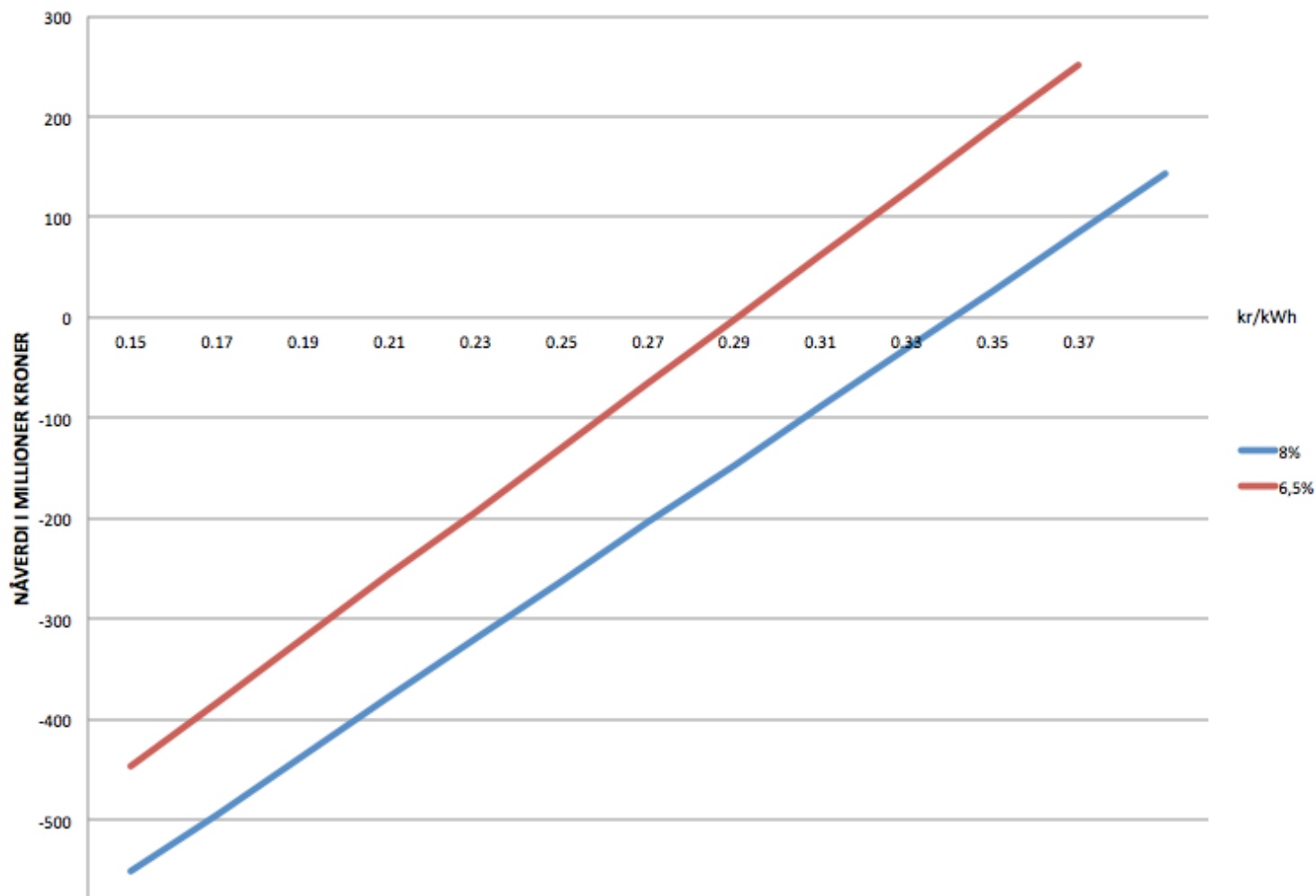
Den horisontale linja viser kalkulasjonsrenten, mens den vertikale linja viser nåverdien i millioner kroner. Nåverdiprofilen viser at med en kalkulasjonsrente fra cirka 2 prosent og nedover så er nåverdien positiv og prosjektet lønnsomt. Alt over 2 prosent gir en ikke lønnsom investering og prosjektet bør ikke startes. Ved mellom 6,5 og 8 prosent som kalkulasjonsrente som var det mest brukte er altså ikke eksempelkraftverket lønnsomt ved dagens nivå.

5.6.1 Endring i sertifikatprisen

For å kunne møte kalkulasjonsrenten for prosjektet og for at det skal være lønnsomt så må inntektene opp eller kostnadene ned. Mange av respondentene påklagde sertifikatnivået og mente at dagens nivå er for lavt. I første scenariet skal jeg endre på sertifikatprisen for kraftverket og se til hvilken sertifikatpris kraftverket blir lønnsomt.

For å se ved hvilken sertifikatpris kraftverket blir lønnsomt har jeg endret på sertifikatprisen flere ganger i samme regneark som nåverdi-beregningene over ble gjort. Slik har jeg prøvet og feilet til nåverdien ble positiv. Ved gitt kraftpris og kostnader som beskrevet over fås av figur 6.

Figur 6: Endring i sertifikatprisen

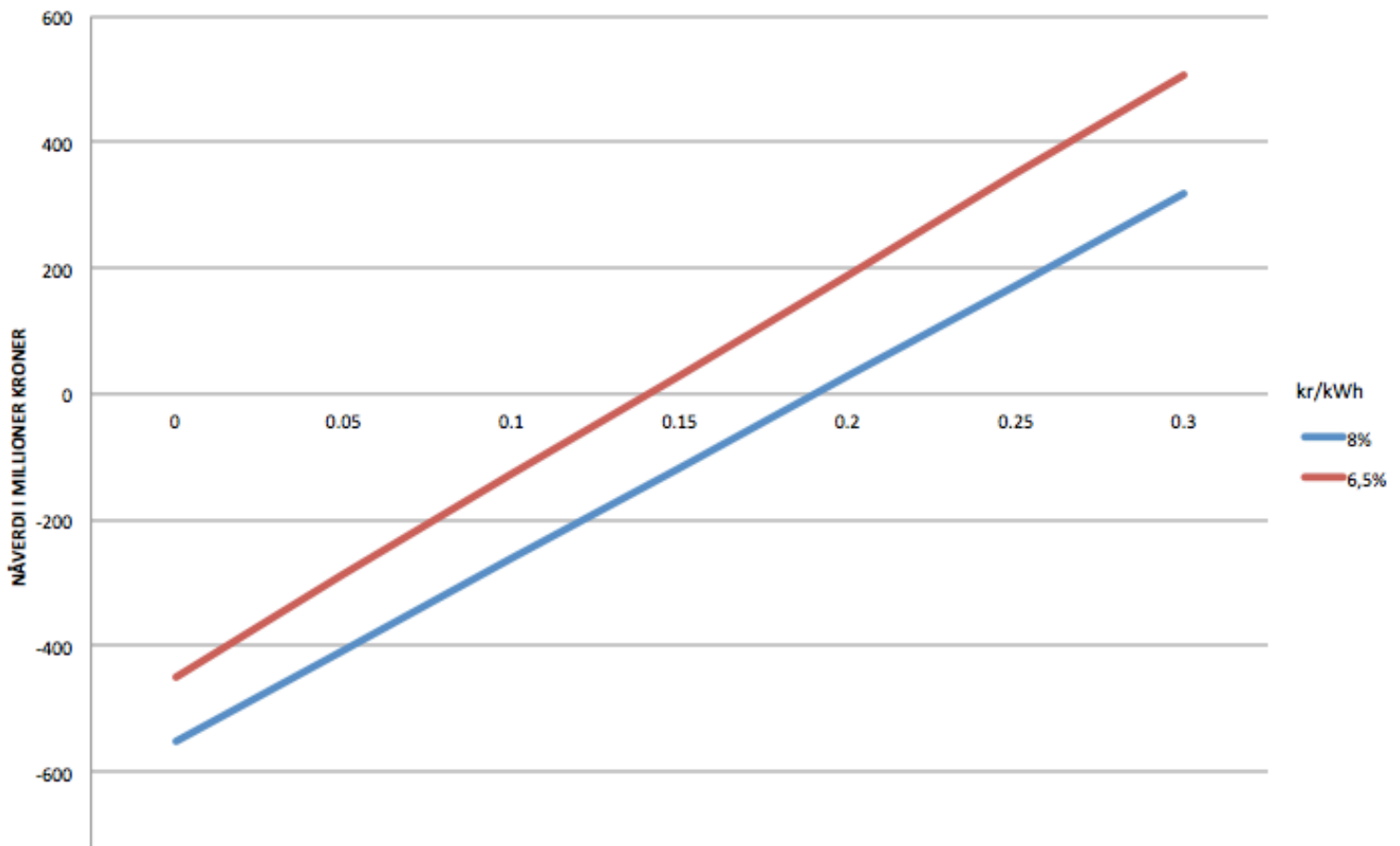


På grafen er nåverdi i millioner kroner gitt ved y-aksen, mens sertifikatprisen er gitt i kr/kWh på x-aksen. Den blå linjen representerer en kalkulasjonsrente på 8 prosent, og skjærer x-aksen ved cirka 34 øre/kWh. Av den blå linjen ser vi at til en sertifikatpris på 15 øre/kWh så er nåverdien ikke positiv og prosjektet ikke lønnsomt. Den røde grafen viser nåverdien med en kalkulasjonsrente på 6,5 prosent, og denne viser at nåverdien blir positiv ved cirka 29 øre/kWh. Det vil i dette tilfellet si at sertifikatprisen må opp mellom 14 og 19 øre/kWh fra dagens nivå på 15 øre/kWh for at det skal bli lønnsomt med utbygging, avhengig av hva kraftverket setter som avkastningskrav for lønnsomhet.

5.6.2 Endring i kraftprisen

Kraftprisen er uforutsigbar og kan ikke forutsies langt frem i tid. Dette er en av risikofaktorene ved å investere i et energiprojekt. I kapittel 5.4 ble det regnet ut gjennomsnittlig kraftpris for Norge og de forskjellige regionene fra 2011 til 2014. Disse årene hadde ganske like priser og er greie å bruke som et sammenligningsgrunnlag for nærmeste fremtid, mens i 2010 var det en høyere pris på kraft. Da kraftprisen er uforutsigbar skal jeg i dette kapitlet regne ut ved hvor høy økning i kraftprisen vindkraftverket blir lønnsomt gitt at alt annet er ved dagens situasjon. I dette tilfellet har jeg økt kraftprisen marginalt for hver måned i året flere ganger. Deretter er alle månedene summert og brukt som kraftpris i år 1. Videre er år 1 diskontert ved en rente på henholdsvis 8 og 6,5 prosent over 20 år. I figuren under er resultatet vist.

Figur 7: Endring i kraftprisen



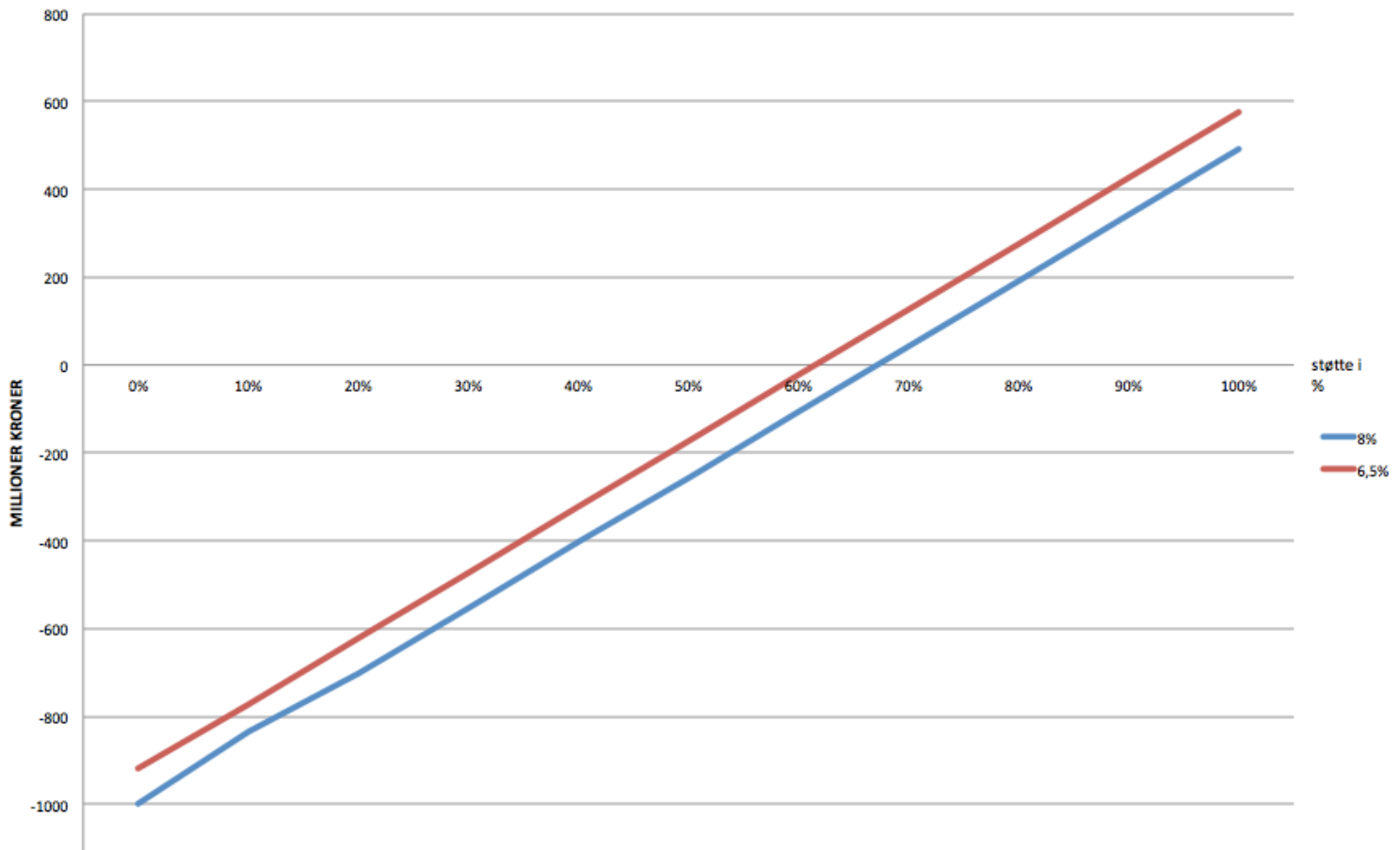
Nåverdi er gitt i millioner kroner på den vertikale aksene, mens økningen i kr/kWh er gitt ved den horisontale aksene. Ved 0 er vi på dagens priser, og som vist i kapittel 5.5 gir dagens nivå en negativ nåverdi. Grafen viser at ved en kalkulasjonsrente på 8 prosent blir prosjektet lønnsomt ved en økning i kraftprisen på 20 øre/kWh økning. For en kalkulasjonsrente på 6,5 prosent, gitt ved den røde linjen, blir prosjektet lønnsomt ved en økning i kraftprisen på 14 øre.

I følge NordPool var gjennomsnittlig spotpris over året i Norge i 2010 44,10 øre/kWh. I beregningene brukt her er snittprisen 28,20 øre/kWh for 2011 til 2014. Kraftprisen må altså øke neste 16 øre/kWh fra dagens priser for at kraftverket skal ha samme pris som i 2010.

5.6.3 Endring i investeringsstøtten

Tidligere kunne vindkraftverk få dekket mellom 20 og 40 prosent av investeringsstøtten sin av Enova. Dette frem til 2012 da vi inngikk i sertifikatmarkedet. For å se om dette er et bedre enn sertifikatsystemet fjernet jeg inntektene fra sertifikatsystemet i kraftverkets lønnsomhetsberegning og eneste inntekt kommer fra kraftsalg. I stedet for la jeg inn ulike satser for investeringsstøtte for å finne ut hvor mange prosent av investeringskostnaden som må dekkes før kraftverket blir lønnsomt. Resultatene kommer frem av figur 8, hvor nåverdi er gitt i millioner kroner på den vertikale aksene, mens prosentvis støtte er gitt ved den horisontale aksene.

Figur 8: Endring i investeringsstøtten



Som figuren over viser er nåverdien negativ og prosjektet ikke lønnsomt ved en investeringsstøtte på mellom 20 og 40 prosent, slik det var tidligere. Nærmere utregning viser at prosjektet er lønnsomt ved en investeringsstøtte på cirka 67 prosent for en kalkulasjonsrente på 8 prosent. Mens for en kalkulasjonsrente på 6,5 prosent, som vises av rød grafen er prosjektet lønnsomt ved en investeringsstøtte på 63 prosent.

Avhengig av hvilket avkastningskrav kraftverket setter seg må altså investeringsstøtten være på mellom 63 og 67 prosent for at det skal være lønnsomt å investere i prosjektet.

6. DISKUSJON

6.1 Resultater

Dagens støtteordninger

I løpet av denne oppgaven er det blitt sett på hvilke støtteordninger og incentiver som brukes i de landene hvor utbyggingen er høy og hvordan dette er forskjellig fra Norge. Lønnsomhetsmodellen viste at per i dag er ikke elsertifikatene på et høyt nok nivå til å fungere som et økonomisk incentiv for norsk vindkraft. I de europeiske landene som ble sammenlignet har feed-in tariffene vist seg å være godt egnet som et støttemiddel for vindkraft. Fordi støtten spesifiseres og fordi den har vært tilstede i mange år, har den blitt modifisert og endret slik at den skulle ligge på et så riktig som mulig prisnivå. Samtidig har de samme landene hatt en bedre integrering av vindkraft i befolkningen og på tvers av politiske partier. En integrering av vindkraft i samfunnet, gjennom kraftproduksjon til eget forbruk, eller arbeidsplasser, kan bety at færre i lokalbefolkningen motsetter seg utbygging, som videre kan stimulere til økt utbygging. En felles enighet i landet kan på lang sikt føre til færre innsigelser og klager og gjøre det lettere å bygge ut vindkraft i storskala.

I en studie av Marc Ringel (2006) sammenlignes feed-in tariffer og grønne sertifikater. Han mener det er lettere for en policymaker å velge en kvotebasert modell som elsertifikatene da dette systemet ikke bare går god for at fornybarmålene nås, men de gjør dette innen en satt frist også. På denne måten kan gitt myndighet gi et antall og en tidsfrist for når målene nås og med hvor mye. Allikevel er i følge Ringels forskning samtydende med andres litteratur om at det ikke dette det beste valget for utbygging av vindkraft. Med utgangspunkt i samme land som i kapittel tre, Tyskland, Spania og Danmark har Ringel sammenlignet de med Nederland som bruker grønne sertifikater og kommet frem til at Nederland har bygget ut i en mye mindre skala. Ved å henvende seg til to separate markeder, garanterer elsertifikatene et høyere nivå av økonomisk effektivitet. Feed-in tariffer er teknologispesifikke og gir forskjellig støtte og bidrar dermed ikke alltid til

utbygging av den billigste kraften. Dette kan ses på som en ulempe i et samfunnsøkonomisk perspektiv, men for utbygging av vindkraft er dette en klar styrke. Grønne sertifikater er teknologinøytrale og bidrar til at den billigste kraften bygges ut, noe vindkraft ikke er (Ringel, 2006).

Hvorvidt selve feed-in som virkemiddel er bedre enn elsertifikater avhenger av hvilke faktorer man ser på. At det er teknologispesifikt og ikke like opptatt av å velge billigste løsning gjør det til et bedre virkemiddel for vindkraft, men i følge både spurte respondenter og de øvrige litteratur er det ikke noe i veien for at elsertifikatene kan fungere også, da Sverige er et godt eksempel på dette. Problemene ligger i de ulike rammevilkårene mellom det norske og svenske markedet. For at det skal være mulig å vente samme eller lignende resultat burde markedene være homogene, altså så like som mulig.

Siden inngåelsen i elsertifikatmarkedet har Norges hatt dårligere rammevilkår enn Sverige. Dersom forslagene fra april 2015 går gjennom vil de kunne gi en likere fordeling i markedet, slik at skjevheter i utbyggingen ikke kan skyldes ulikheter i rammevilkårene mellom de to landene. Det er derimot ikke sikkert at disse forpliktelsene i seg selv er nok for å øke utbyggingen, og det er kun dersom proposisjonen og høringsnotatet går gjennom i Stortinget. Ettersom både kvotenivået, avskrivningsreglene og overgangsordningen utvides burde med dette etterspørselen og sertifikatprisen gå opp. Det er ikke nødvendigvis slik at sertifikatnivået må opp på et like høyt nivå som kapittel fem viste, men med dagens rammevilkår, i forbindelse med blant annet skatte- og avskrivningssatser, er en drastisk økning nødvendig for å kunne få en økning i lønnsomheten på et generelt basis. I kapittel tre viste det seg også at feed-in tariffene er på minimum 42 øre/kWh i de landene som Norge er sammenlignet med. En økning opp mot mellom 30 og 35 øre/kWh er dermed ikke usannsynlig for at kraftverkene skal bli lønnsomme da det er på dette nivået støtteordningene ligger på i de landene som har hatt suksess med vindkraft.

. Kraftprisene avhenger av en rekke faktorer som nedbør, temperatur, olje- og gasspriser, økonomisk vekst, bygging av overførings- og produksjonskapasitet for å nevne noen. Lønnsomhetsmodellen viste at en gjennomsnittlig økning i kraftpris på mellom 15 og 20 øre/kWh vil gi et lønnsomt resultat. Dette er cirka samme nivå som i 2010, og ikke usannsynlig i løpet av et kraftverkslevetid. En økning i kraftprisen vil gi en senkning i sertifikatprisen, da denne er til stede for å balansere prisen slik at det blir lønnsomt. Sertifikatprisen kan derfor settes opp i forhold til dagens nivå da denne uansett vil balanseres ut. En investering basert på mulige økninger i kraftpris før man får en inntekt er for risikofylt for investering.

Investeringsstøtte

Lønnsomhetsanalysen viste at investeringsstøtten må være over 60 prosent for at det skal kunne gi et lønnsomt resultat. Mellom 2001 og 2013 ble det investert til sammen 10,1 milliarder kroner i vindkraft hvorav Enovas vindkraftprogram bidro med 2,6 milliarder kroner av de. Dette vil i snitt tilsi cirka 25 prosent av all investering i vindkraft. Enovas vindkraftprogram ble dekket fra statlige midler, og dersom denne skal økes med 35 prosent som analysen viser, vil dette gå utover midler som skulle vært brukt til annet i samfunnet som for eksempel andre fornybare som kanskje er mer kostnadseffektive, eller helt andre samfunnstilbud som skoler, helse og infrastruktur. Rent samfunnsøkonomisk vil mange mene at dette ikke er den beste løsningen for fellesskapet.

Frem til sertifikatmarkedets oppstart hjalp Enova 19 prosjekter med investeringsstøtte til en kostnad på i snitt 82 øre/kWh (Enova, 2013). Ved beregninger i eksempelplanlegget utgjør dette cirka 20 prosent av investeringskostnaden og gir en negativ nåverdi på over en milliard kroner. For eksempelkraftverket, hvor sertifikatene på dagens nivå gir en negativ nåverdi på 550 millioner, er altså sertifikatene en bedre løsning enn investeringsstøtten var tidligere.

6.2 Materiale og metode

I løpet av arbeidet med denne oppgaven har jeg forsøkt å være bevisst på å velge reliable data fra kilder jeg mener er pålitelige. Alle tall er hentet fra databaser hos anerkjente og pålitelige sider, og jeg har forsøkt å være bevisst på hvordan jeg påvirker den innsamlede informasjonen. Allikevel må avvik forventes da jeg ikke er erfaren med å gjøre for eksempel en lønnsomhetsanalyse, og jeg forstår at det er en høyere kompleksitet ved en slik utregning i det virkelige liv. Lønnsomhetsmodellen jeg har brukt har jeg laget selv og er basert på finansielle lærebøker, samt hva jeg selv kan og er basert på dagens gjennomsnittspriser.

Litteraturstudiet

Det er ikke alle delene i denne oppgaven som lar seg gjennomføre to ganger, slik det ble presentert i kapittel to. Oppgaven er i stor grad basert på andres rapporter og artikler, og jeg etterprøver ikke informasjonen her. Intervjuer kan heller aldri gjennomføres med nøyaktig samme utfall, og i kombinasjon med at respondentene i denne undersøkelsen er anonyme lar det seg nok ikke gjennomføre igjen. Allikevel viste det seg at det er felles oppfatninger mellom hva aktørene svarte og det som finnes i litteraturen. I følge Ringdal (2010) må det, ved få antall caser, begrenses til en eller to årsaksfaktorer. I dette tilfellet er det blitt sett på støtteordningene. Det kan allikevel ikke utelukkende sies at det bygges mer i visse land grunnet feed-in tariffen eller bedre rammevilkår, men det er mulig å vise at hypotesen får støtte i dataene. Alternative forklaringer kan ikke utelukkes, men på grunn av oppgavens omfang og tidsramme er det dette som er blitt undersøkt. Samtidig har det vist seg at det er felles oppfatninger rundt årsakene. Samtlige av de spurte aktørene i kapittel fire viste felles konsensus om at hovedårsaken til saktegående utbygging er lønnsomheten.

Intervjuene

Det er flere ting som kan påvirke kvaliteten på resultatene i oppgaven. Et av disse er utvalget av respondenter. Representativt utvalg defineres ved at det trekkes et

utvalg der kjennetegn ved enhetene ikke avviker fra de tilsvarende kjennetegnene i populasjonen. Dette gjøres som regel ved tilfeldig trekning av enheter (Christoffersen et al, 2011). I dette tilfellet er det ikke et representativt utvalg som er blitt utvalgt til intervjuer. Som nevnt var det 2 tilknyttet policymaking og 8 tilknyttet utbygging som ble ringt. Med tanke på den begrensede tiden, samt oppgavens struktur var det ikke ressurser nok til å foreta lengre intervjuer med flere selv om dette anbefales. For en mer representativ oppgave skulle det vært utført intervjuer med mer lengde og fylde, og flere respondenter. Det er allikevel viktig å understreke at svarene viste en felles oppfatning av dagens situasjon.

Konsesjonssøknadsanalysen

Ved gjennomgang av konsesjonssøknadene la jeg merke til flere faktorer som kan føre til at resultatene ikke gir et korrekt bilde av virkeligheten. En av disse er at søkerne selv hadde gjort forenklinger i beregningene av kostnader. En av kraftverkene visste de at de selv måtte kjøpe seg inn i en driftssentral som kunne holde øye med produksjonen til enhver tid. Dette kjøpet ville øke driftskostnadene drastisk samt føre til et høyere engangsbeløp i løpet av den første tiden. Allikevel var denne kostnaden ikke inkludert i kostnadsberegningene og var noe de ville ta høyde for etter en eventuell konsesjon.

Flere andre konsesjonssøknader hadde basert vindressursene sine på generelle vinddatakart for området fra Kjeller Vindteknikk og NVE. En måling av det konkrete området hvor kraftverket skulle være ville ikke tas før eventuell konsesjon var gitt. Det kan være tilstrekkelig å undersøke historiske data og se om det er gode vindressurser på et generelt grunnlag. Allikevel kan det i slike tilfeller vise seg at det ikke er like gode vindressurser på det aktuelle området parken skal bygges på etter gitt konsesjon. Slike tilfeller kan føre til at konsesjonsgitte kraftverk velger å ikke bygge ut fordi de ved nærmere undersøkelse ser at området ikke har gode nok vindressurser, eller at et ikke-inkluderte kostnader ikke gjør prosjektet lønnsomt.

6.3 Fremtidig forventning

Lærekurver

En læringskurve viser reduksjonen i produksjonskostnader i funksjon av erfaring, eller læring. Ytelsen vil øke eller kostnaden vil synke jo mer en lærer fra produksjon. Læringskurven er empirisk operasjonalisering uten noe nøyteoretisk grunnlag, ideen er at jo mer en engasjerer seg i utviklingen jo flere muligheter vil dukke opp for å redusere kostnader og forbedre produktet (Ibenholt, 2002).

Den globale trenden i dag viser at kostnaden for å produsere elektrisitet fra vindkraft har blitt kraftig redusert over hele verden de siste 15-20 årene. I følge Arántegui (2014) er det flere drivere til denne trenden. Den ene er at økt konkurranse fører til at flere vindturbinprodusenter kommer på markedet og vil være med på senke markedsprisen i løpet av de neste 5 til 15 årene. Med flere vindkraftverk og bedret teknologi vil det også følge stordriftsfordeler som kan føre med seg en større utbygging hvor det kan installeres med høyere effekt for eksempel. I tillegg til dette vil en forbedring i vindturbiner som et resultat av at produsenter har investert i produkter og innovasjon føre til at det ikke er et like stort behov for vedlikehold og gir en høyere tilgjengelighet til å bygge. Endringer i teknologien for utvikling av vindturbiner kan få betydning for investerings- og driftskostnader. Denne utviklingen kan videre medføre endringer i produksjonskostnader, mest sannsynlig i en positiv retning, da produksjonskostnadene er et forhold mellom totale kostnader og årsproduksjon. En teknologiutvikling forventes å gi vindturbiner med høyere produksjon og brukstid

For å se på læringskurven for norsk vindkraft, måtte vi først satt et systemgrensekraft. Mye av læringen bak vindkraft, som turbinutvikling, er allerede utført hos andre, og som nevnt er denne kontinuerlig synkende. I Norges tilfelle kan systemkravet settes ved montering og integrering av vindkraft i elsystemet. Vi kan se på læring og dermed kostnadseffektivisering gjennom nettutvikling, infrastruktur for vindkraft og for eksempel leverandørkjeder. For eksempel vil utbygging av

infrastruktur til ett kraftverk i dag, føre til at kostnaden knyttet til infrastruktur for neste kraftverk som bygges på samme område vil være avtagende.

I følge Enova har vi hatt en grei læringskurve i løpet av de siste årene. De vektlegger at det er blitt flere aktører og at parkene bygges og driftes bedre. I tillegg har det offentlige blitt bedre rustet til å håndtere konsesjoner og finansinstitusjonene har bedre forståelse for investeringsrisikoen. Det ventes at denne kurven vil øke mer (Enova, 2013).

Implementering av vindkraft

En stor forskjell mellom de fem landene jeg innledningsvis analyserte er at de andre fire landene har satt konkrete mål for vindkraftutbygging. For Norge har det hovedsakelig vært mål for andel fornybare kilder og ikke for vindkraft spesifikt. I kombinasjon med bruken av elsertifikater, som velger billigste løsning, vil det ikke være vindkraft som er den ressursen som velges før dette blir mer lønnsomt. I artikkelen av Marc Ringel (2006) mener han at mange land spesialisere seg innenfor en eller to ressurser, hovedsakelig på grunn av lokale og nasjonale geografiske forhold. Denne eller disse ressursene brukes historisk sett til de enten er tomme for ressursen, eller at den er vanskelig å komme frem til, eller til det når et økonomisk metningspunkt. Norge har vært dypt i oljenæringen og selvforsynte med vannkraft i mange år. For å unngå å være avhengig av en eller to ressurser er det viktig å bruke og utvikle flere fornybare energiresurser. I dag begynner vi å se enden av oljen og nødvendigheten av fornybare energiresurser er stadig økende. I kampen om dette er det flere fornybare kilder som Norge spesialisere seg innen. Som nevnt innledningsvis satses det på en økning i 6 prosent innenfor både vind og bio innen 2020.

Det kan diskuteres om det er riktig å differensiere støtten til vindkraft, slik at de mottar et høyere inntektsnivå. I Norge har vi vært heldige og har gode tilganger på flere fornybare ressurser. Flere ressurser gjør muligens at det ikke er like ønskelig å bruke økte økonomiske midler til å støtte vind spesifikt. En generell økning i

sertifikatprisen kan derimot fremme produksjonen, og vil balansere seg med konjunkturer i kraftprisen. Å holde vindkraftmarkedet kunstig gående med økonomisk støtte er kanskje ikke optimalt, men det er bevist at en økonomisk satsning i startfasen kan føre til økt læring og synkende kostnader over tid. Dette kan etter hvert føre til at vind blir mer lønnsomt og mer utbredt.

6. 4 Konklusjon

I denne oppgaven er det forsøkt å vise hva hovedutfordringene for vindkraft i Norge er. Hovedfunnet var at utbygging stopper opp på grunn av lønnsomheten for kraftverk. Med mange naboer i Europa som bygger ut vindkraft i stor skala viser det seg at deres økonomiske støtteordning med feed-in tariff er et bedre egnet virkemiddel for vindkraft fordi den økonomiske støtten differensieres. Samtidig har de implementert vindkraft som en del av samfunnet gjennom at mennesker jobber i bedrifter tilknyttet energi fra vind og at de selv kan investere i en turbin eller liten park.

Sverige har, grunnet bedre rammevilkår, hatt større suksess med det felles sertifikatmarkedet. Med endringene som kom i slutten av april i år er det nå likere vilkår og dermed muligheter for en mer lik vekst i Norge og Sverige.

Sertifikatene skiller ikke på andelen støtte avhengig av hvilken ressurs som støttes, noe som er samfunnsøkonomisk kostnadseffektivt. For tilfellet vindkraft, er ikke prisnivået de grønne sertifikatene ligger på i dag gunstige nok til å bygge ut. Det kreves en drastisk økning, med en dobling i sertifikatprisen for at utbygging skal være lønnsomt på dagens nivåer. En økt økonomisk satsning på vindkraft i dag, kan over tid føre til økt erfaring med utbygging, som videre kan føre til lavere kostnader over tid. Muligheter for å utvikle sterkere leverandørkjeder vil også kunne føre til en reduksjon i kostnadene og bidra til høyere utbygging de neste årene.

Referanser

Andersen, N.F. & Plougman, P. 2011. *Policy Paper on Renewable Energy and Energy Efficiency of Residential Housing: Denmark*. New Insight AS.

Arántegui, R.L. 2014. *2013 JRC wind status report: Technology, market and economic aspects of wind energy in Europe*. European commission report EUR 26266 EN.

Aune, F.R, Bye, T. & Hansen, P.V. 2005. *Et felles norsk-svensk elsertifikatmarked*. SSB. Rapport 2005/20.

Bang, G. & Gullberg, A.T. 2014. *Look to Sweden: The Making of a New Renewable Energy Support Scheme in Norway*. Scandinavian Political Studies. Doi: 0.1111/1467-9477.12030

Barstad, H. 2015. *Utsetter vindpark. Mener prisutsiktene er for lave*. Europower. Hentet 20.04.15 fra <http://www.europower.com/Public/article253394.ece>

Bechberger, M. & Reiche, D. 2004. *Viewpoint: Policy differences in the promotion of renewable energies in the EU member states*. Energy Policy 32 (2004) 843-849.

Beck, F., & Martinot, E. 2004. *Renewable Energy Policies and Barriers*. Hentet 11.03.15 fra http://www.martinot.info/Beck_Martinot_AP.pdf

Boye, K., Steen Koekebakker. 2011. *Finansielle emner*. 14.utgave. Cappelen Forlag.

Butler, L. & Karsten Neuhoff. 2008. *Comparison of feed-in tariff, quota and auction mechanisms to support wind power development*. Renewable Energy 33 (2008)

Christoffersen, L., Johannessen, A. & Tufte, P. A. 2011. *Introduksjon til samfunnsvitenskapelig metode*. Abstrakt Forlag.

Enova. 2014. *Etablering av vindkraft i Norge*. Hentet den 11.03.15 fra <http://www2.enova.no/minas27/publicationdetails.aspx?publicationID=663>

European Commission. 2010. *Analysis of options to move beyond 20% greenhouse gas emission reductions and assessing the risk of carbon leakage*. Communication from the Commission to the Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions.

European Environment Agency (EEA). 2014. *Trends and projections in Europe 2014*. EEA Report No 6/2014.

Finansdepartementet. 2015. *Høringsnotat - endringer i avskrivningsreglene for vindkraft*. Sak 14/4159, 16.02.2015.

Gehle, J. 2014. *Spain and Italy reduce feed-in tariffs*. Hentet 11.05.15 fra <http://www.sunwindenergy.com/photovoltaics/spain-and-italy-reduce-feed-tariffs>.

González, R.P. 2008. *Ten years of renewable electricity policies in Spain: An analysis of successive feed-in tariff reforms*. Energy Policy 36 (2008) 2917– 2929.

Ibenholt, K. 2002. *Explaining learning curves for wind power*. Energy Policy 30 (2002) 1181-1189.

International Energy Association (IEA). 2014a. *IEA Wind 2013 Annual Report*. Hentet 11.05.15 fra https://www.ieawind.org/annual_reports_PDF/2013/2013%20AR_small_090114.pdf

Klima- og miljødepartementet (KLD). 1997. Stortingsmelding nr. 58 (1996-97)
Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling.

Kolbeinstveit, A. 2009. *Grønne sertifikater; et norsk perspektiv på saken om et pliktig elsertifikatmarked mellom Sverige og Norge.* FNI Rapport 4/2009.

Krajacic, G. 2009. *Report on the Investigation of Tariff Schemes.* Intelligent Energy Europe, European Commission. Hentet 11.03.15 fra
http://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/sites/iee-projects/files/projects/documents/stories_tariff_schemes.pdf

Lie, Ø. 2015. *Raggovidda vindpark: her en Norges nye vindkraftmester.* Teknisk Ukeblad 25.02.2015.

Meyer N. 2007. *Learning from Wind Energy Policy in the EU: Lessons from Denmark, Sweden and Spain.* Wiley InterScience DOI: 10.1002/eet.463

Nilsen, J. 2015. *Avskrivningsregler – småkraftforeningen: avskrivningsreglene er vindskeive.* Teknisk ukeblad. Hentet 11.05.15 fra
<http://www.tu.no/kraft/2015/02/16/smakraftforeningen--nye-avskrivningsregler-er-vindskeive>

Nordic Energy Regulators (NordReg). 2014. *Nordic Market Report 2014 – development in the Nordic electricity Market.* Report 4/2014.

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). 2009. *Generelt om vindkraft.* Lastet ned 02.02.2015 fra <http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Vindkraft-2/Vindkraft/>

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). 2012. *Hva er elsertifikater.* Lastet ned 04.02.2015 fra <http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Vindkraft-2/Vindkraft/>

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). 2014. Hentet fra tabell den 04.11.14 på <http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Konsesjonssaker/Vindkraft/>

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). 2015. *Vindkraft – produksjon i 2014*. Rapport nr. 18/2015.

Norsk Vindkraftforening (NORWEA). 2014. *Generelt om støtteordninger*. Hentet den 05.03.15 fra <http://www.vindportalen.no/oekonomi/stoetteordninger.aspx>

Olje- og energidepartementet (OED). 1999. Stortingsmelding nr. 29 (1998-99) *Om energipolitikken*.

Olje- og energidepartementet (OED). 2006. Stortingsmelding nr. 11 (2006-2007) *om støtteordningen for elektrisitetsproduksjon fra fornybare energikilder*.

Olje- og energidepartementet (OED). 2011. *Fornybardirektiver en del av EØS-avtalen*. Pressemelding 110/11.

Olje- og energidepartementet (OED). 2014. *Elsertifikatorordningen*. Artikkel 27.06.14.

Olje- og energidepartementet (OED). 2015a. *Enighet om endringer i elsertifikatavtalen*. Pressemelding Nr. 021/15

Olje- og energidepartementet (OED). 2015b. *Proposisjon om endring i lov om elsertifikater*. Pressemelding.

Renewable energy policy database and support (RES-LEGAL Europe). 2015. *Compare Support Schemes*. European Commission. Hentet 11.05.15 fra <http://www.res-legal.eu/compare-support-schemes/>

Ringdal, K. 2013. *Enhet og mangfold: samfunnsvitenskapelig forskning og kvantitativ metode*. Fagbokforlaget.

Ringel, M. 2006. *Fostering the use of renewable energies in the European Union: the race between feed-in tariffs and green certificates*. *Renewable Energy* 31 (2006) 1-17.

Stenkvist, Maria og Paul Westin. 2014. *Produktionskostnadsbedömning för vindkraft i Sverige*. Statens energimyndighet. ER 2014:16.

Svensk vindenergi. 2015. *Vindkraftstatistik och prognos, kvartal 4 2014*. Hentet 17.03.15 fra <http://www.vindkraftsbranschen.se/wp-content/uploads/2015/02/Statistik-vindkraft-kvartal-4-2014-20150213.pdf>

The Windpower. 2015. *Production capacities*. Hentet 01.03.15 fra www.thewindpower.net/country_list_en.php

Vedlegg 1

Intervjuguide

Rolle: (Policy/Utbygger)

Navn: _____

Bedrift: _____

1. Hva er den viktigste årsaken til at det ikke bygges ut mer vindkraft i Norge?
2. Nevn andre flaskehalsen for utbygging av vindkraft i Norge.
3. Mener du det er ønskelig med vindkraft i Norge?
4. Hva synes du er nødvendige tiltak hvis det skal bli mer vindkraftproduksjon i Norge?

Oppfølgingsspørsmål:

Vedlegg 2

Country	Target capacity 2020 (MW)			Installed 2012 and progress outlook		
	Onshore	Offshore	Total	Onshore	Offshore	Total
Austria	2 578	0	2 578	1 378		1 378
Belgium	2 320	2 000	4 320	996	379	1 375
Bulgaria	1 440		1 440	684		684
Cyprus	300		300	147		147
Czech R.	743		743	261		261
Denmark	2 621	1 339	3 960	3 169	919	4 088
Estonia	400	250	650	270	0	270
Finland	1 600	900	2 500	261	27	288
France	19 000	6 000	25 000	7 557	0	7 557
Germany	35 750	6 500*	42 250	31 026	280	31 306
Greece	7 200	300	7 500	1 751	0	1 751
Hungary	750		750	329		329
Ireland	4 094	555	4 649	1 731	25	1 756
Italy	12 000	680	12 680	8 151	0	8 151
Latvia	236	180	416	52	0	52
Lithuania	500		500	225		225
Luxemburg	131		131	44		44
Malta	15	95	110	0	0	0
Netherlands	6 000	5 178	11 178	2 200	247	2 447
Poland	5 600	500	6 100	2 496	0	2 496
Portugal	6 800	75	6 875	4 226	2	4 228
Romania	4 000		4 000	1 905		1 905
Slovakia	350		350	3		3
Slovenia	106		106	0		0
Spain	35 000	750	35 750	22 795	0	22 795
Sweden	4 365	182	4 547	3 585	168	3 753
UK	14 890	12 990	27 880	5 490	2 948	8 438
EU27	168 788	41 974	210 762	100 732	4 995	105 727
Norway	3 535	0	3 535	703	2	705

Kilde: Arántegui, R.L. 2014



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Postboks 5003
NO-1432 Ås
67 23 00 00
www.nmbu.no