

SMÅSKALA VINDKRAFT
- EN LØNNSOMHETSMODELL

SMALL-SCALE WIND POWER
- A PROFITABILITY MODEL

ALEXANDER TÆRUD DAY

UNIVERSITETET FOR MILJØ- OG BIOVITENSKAP
INSTITUTT FOR NATURFORVALTNING (INA)
MASTEROPPGAVE 30 STP. 2012



Forord

Masteroppgaven er gjennomført ved Instituttet for naturforvaltning (INA) og setter punktum for mitt toårige masterstudie i fornybar energi ved Universitetet for miljø- og biovitenskap (UMB). Motivasjonen bak oppgaven er en fascinasjon for vindturbiner som er blitt styrket gjennom studiet.

Takk til veileder Terje Gjengedal ved INA som har vært der fra start til slutt. Beklager at jeg frarøvet deg deler av sommerferien din. Jeg vil også takke Småkraftforeninga ved Henrik Glette for nyttige kontakter og for muligheten til å oppleve bransjen på nært hold.

Takk også til venner og familie, spesielt min kjære søster, for støtte og korrekturlesing. Og HHGT for nødvendig inspirasjon når det var litt bratt. Til slutt vil jeg takke mine medstudenter på masterstudiet for de siste to årene. Dere gjorde pendlingen til Ås verdt det!

Ås, 10. august 2012

Alexander Tærud Day

Sammendrag

Rammene for fornybar energiproduksjon i Norge er satt av fornybardirektivet og elsertifikatordningen med Sverige. Gjennom disse to avtalene forplikter Norge seg til å øke sin fornybare energiproduksjon frem mot 2020. I Norge kan produksjon fra vindkraft være en viktig bidragsyter for å nå disse målene. Og på samme måte som små vannkraftverk har utfyllt magasinkraftverkene, er det forventet at småskala vindkraftverk vil supplere de store vindparkene.

Formålet med denne oppgaven har vært å se på hvilke forutsetninger som må være på plass for at småskala vindkraft skal være en lønnsom investering. En lønnsomhetsmodell basert på nåverdi-beregninger er utviklet og brukt for å vurdere verdien av en investering. Modellen beregner nåverdien av en kontantstrøm, gitt av årlige driftsinntekter og driftsutgifter.

Oppgaven definerte småskala vindkraft som kraftproduksjon fra én eller flere vindturbiner med en total installert effekt på under 10 MW som leverer hele, eller deler av, sin produksjon til det lokale høyspentnettet. Oppgaven tar også for seg prosessen tiltakshaver må gjennom for å realisere utbygging av et småskala vindkraftprosjekt.

Ved å ta utgangspunkt i en konsesjonssøknad for et vindkraftanlegg i Nord-Trøndelag ble det gjort en simulering basert på generelle og spesifikke parametervalg. Resultatet av simuleringen ble at man var nødt til å inkludere skatt og avskrivninger for å vise lønnsomhet i prosjektet. En følsomhetsanalyse av variablene pris, brukstid, OPEX og CAPEX viste at det var kraftprisen som hadde størst betydning for usikkerheten i prosjektet under de gitte forutsetningene.

Abstract

The framework for renewable energy production in Norway is defined by The Renewable Energy Directive and the common market for green certificates with Sweden. These two agreements commit Norway to increase its renewable energy production by 2020. In Norway, energy production from wind power will be an important contributor to achieve these goals. In the same manner that small hydroelectric power plants support dam reservoir hydropower, it is expected that small-scale wind power plants will supplement the large wind farms.

The scope of this paper has been to assess the conditions that must be in place to ensure that small-scale wind power can be a profitable investment. A profitability model based on net present value calculations has been developed and is used to assess the value of an investment. The model calculates the net present value of the discounted cash flow, based on the expected incomes and operating expenses.

Small-scale wind power is defined by this paper to mean production from one or more wind turbines with a total installed capacity of less than 10 MW that sells all, or a portion of its production to the (high voltage) local distribution grid. This paper also discusses the complex process an investor must go through to realise the development of a small-scale wind power project.

Using the documentation for a license application for a wind power plant in Nord-Trøndelag a simulation of an investment was carried out based on general and specific parameter choices. The results of the simulation showed that tax and depreciation had to be included in order to illustrate the profitability of the project. A sensitivity analysis of variables such as energy sales price, production time, OPEX and CAPEX showed that the sales price for energy had the greatest impact with regards to the uncertainty of the project under the specified conditions.

Innholdsfortegnelse

1 Innledning.....	1
2 Vindkraft i Norge	3
2.1 Naturgitte forutsetninger	3
2.1.1 Energi og effekt i vinden.....	4
2.2 Utdringer.....	4
2.2.1 Infrastruktur	4
2.2.2 Miljø.....	5
2.2.3 Vinden.....	6
2.3 Behov for småskala vindkraft	8
2.3.1 Definisjon av småskala vindkraft	8
2.3.1 Fordeler ved småskala vindkraft	10
2.4 Økonomiske rammevilkår.....	10
2.4.1 Kostnadsnivå.....	10
2.4.2 Støtteordning – elsertifikater	11
3 Tekniske og økonomiske aspekter ved vindkraft	15
3.1 Beskrivelse av en vindturbin.....	15
3.1.1 Fundament	15
3.1.2 Tårn.....	15
3.1.3 Maskinhus (nacelle).....	15
3.1.4 Rotor.....	16
3.1.5 Transformator.....	17
3.2 Egenskaper ved elektrisitet	17
3.3 Kraftmarkedet og prisutvikling.....	17
3.3.1 Det fysiske markedet.....	18
3.3.2 Det finansielle markedet	19
3.3.3 Historisk prisutvikling	20
3.3.2 Skatter og avgifter	21
4 Småskala vindkraft.....	25
4.1 Skissefase.....	25
4.1.1 Vindgrunlaget	25
4.1.2 Miljø.....	25
4.1.3 Grov prosjektering.....	25

4.2 Søknadsfase	26
4.2.1 Konesjonssøknad	26
4.3 Investeringsbeslutningsfasen	27
4.4 Bygge- og driftsfasen	27
5 Lønnsomhetsvurderinger	29
5.1 Nåverdimetoden.....	29
5.2 Annuitetsmetoden.....	30
5.2.1 Svakhets ved annuitetsmetoden	30
5.3 Internrentemetoden.....	31
5.4 Pay-back-metoden.....	31
5.4.1 Svakhets ved pay-back-metoden	31
5.5 Valg av metode.....	32
5.5.1 Følsomhetsanalyse	32
6 Regnearkmodellen.....	33
6.1 Forutsetninger	33
6.2 Innsatsfaktorer	34
6.2.1 Inntekter	34
6.2.2 OPEX	34
6.2.3 CAPEX.....	34
6.2.4 Skatter og saldoavskrivninger.....	35
6.3 Nåverdiberegninger.....	35
6.3.1 Kontantoverskudd før skatt.....	35
6.3.2 Avskrivninger og skatt	36
6.3.3 Avkastningskrav.....	36
6.4 Parametervalg for simuleringen	37
6.4.1 Inntekter	37
6.4.2 OPEX	38
6.4.3 CAPEX.....	38
6.4.4 Skatter og avgifter	39
7 Resultater	41
7.1 Nåverdiberegningen	41
7.2 Følsomhetsanalyse	42
7.3 Diskusjon av resultater	43
7.4 Begrensninger og forslag til utvidelse	44

8 Konklusjon	45
9 Referanser	47
Vedlegg 1	I
Vedlegg 2	IV
Vedlegg 3	VIII

Figurliste

Figur 1: Illustrasjon av en Weibullfordeling tilpasset ulike observasjoner (NVE, 2003a).....	7
Figur 2: Normalisert effektkurve for en vindturbin (Abelsen, 2007).....	8
Figur 3: Historisk utvikling av vindturbiner (EWEA, 2010)	9
Figur 4: Elsertifikatmarkedet (Statnett sin nettside).....	11
Figur 5: Utviklingen i sertifikatprisen i 2012 (Selvlagd)	13
Figur 6: Prinsippskisse vindturbin (Abelsen, 2007)	15
Figur 7: Prisdannelse i Elspot (NPS, 2012b).....	18
Figur 8: Områdeinndeling Nord Pool (Nord Pool Spot sin nettside)	19
Figur 9: Utviklingen i kraftpris i perioden 2001-2012 [øre/kWh] (Selvlagd)	20
Figur 10: Nåverdiprofil (Selvlagd)	30
Figur 11: Oversikt av modellen (Selvlagd)	33
Figur 12: Beregning av kontantstrøm (Boye og Koekebakker, 2006).....	35
Figur 13: Utvikling av kontantoverskuddene (Selvlagd)	41
Figur 14: Stjernediagram følsomhetsanalyse (Selvlagd)	42

Tabelliste

Tabell 1: Parametervalg.....	37
Tabell 2: Kostnadsfordeling for en medium stor turbin	38
Tabell 3: Forslag til kostnadsfordeling for Vikna	39
Tabell 4: Driftsinntekter og driftskostnader	41
Tabell 5: Restverdi driftsmidler	42
Tabell 6: Nåverdi og internrente	42

1 Innledning

Planleggingen av norsk energiproduksjon for de neste årene har to sterke rammeverk å forholde seg til. Europaparlamentets- og Rådsdirektiv 2009/28/EC av 23. april 2009, bedre kjent som fornybardirektivet, har som mål å fremme bruken av fornybar energi og øke forsyningssikkerheten av energi innen EU. Norges mål i fornybardirektivet er det høyeste målet i Europa og tilsier at Norge skal ha en andel på 67,5 prosent fornybar energi innen 2020. I tillegg er det kommet på plass et felles sertifikatmarked mellom Norge og Sverige som har som mål å øke fornybar elektrisitetsproduksjon med totalt 26,4 TWh i de to landene innen 2020 (Olje- og energidepartementet [OED], 2011).

Statsminister Jens Stoltenberg sa i nyttårstalen sin ved inngangen til 2001 at de store vannkraftutbyggingers tid var over. Dette førte til et endret fokus i norsk energiproduksjon, og utbygging av små vannkraftverk ble i større grad utbredt. Med tanke på målene som er fastsatt gjennom fornybardirektivet og sertifikatordningen vil også utbyggingen av vindkraft være en viktig bidragsyter ettersom Norge er velsignet med noen av Europas beste forutsetninger for etablering av vindkraftproduksjon. I likhet med hvordan små vannkraftverk har bidratt til å utfylle de store vannkraftutbyggingene, mener jeg småskala vindkraft vil være et viktig bidrag til den totale vindkraftutbyggingen i Norge.

Småskala vindkraft innehar en rekke positive egenskaper ved seg og utbyggingen av mindre kraftverk og enkeltturbiner kan blant annet ha en positiv innvirkning på energiforsyningen lokalt sammenlignet med større utbygninger (Miljøverndepartementet [MD], 2007). I kraftunderskuddsområder vil småskala vindkraft kunne være med på å redusere behovet for krafttransport fra fjerntliggende produsenter, noe som igjen fører til at man begrenser belastningen på overføringsnettet.

Med bakgrunn i Norges behov for å tenke nytt rundt fornybar energiproduksjon, og et ønske om å bidra til økt bruk av vindkraft som en måte å nå målene på vil denne oppgaven bidra med en modell som kan brukes for videreutvikling av småskala vindkraftproduksjon.

Problemstillingen for oppgaven er å se på hvilke forutsetninger som må være på plass for at småskala vindkraft skal være en lønnsom investering. For å vurdere verdien av investeringen har jeg utviklet en lønnsomhetsmodell for småskala vind. Modellen bygger på nåverdimetoden, og baserer seg på kontantstrømmer gitt av kraftsalg og driftskostnader. Modellen tar hensyn til parametre som skatt, avskrivninger og inflasjon, og er ment som et verktøy for utbyggere slik at de kan gjøre konkrete vurderinger av et anlegg.

Kapittel 2 tar for seg dagens situasjon for vindkraft i Norge, hvilke utfordringer som er tilknyttet vindkraft og behovet for småskala vindkraft. Kapittel 3 gir en teknisk beskrivelse av vindturbinen, samt en oversikt over kraftmarkedet og økonomiske komponenter vindkraft berammes av. I kapittel 4 vil jeg gjennomgå prosessen bak utbygging av småskala vindkraft, før jeg i kapittel 5 redegjør for ulike metoder for å vurdere lønnsomhet. Kapittel 6 viser oppbyggingen av lønnsomhetsmodellen og parametervalgene for simuleringen. Jeg har valgt en konsesjonssøknad for Vikna vindkraftanlegg som utgangspunkt for simuleringen. I kapittel 7 vil resultatene fra simuleringen presenteres og diskuteres.

2 Vindkraft i Norge

2.1 Naturgitte forutsetninger

Potensialet for kraftproduksjon fra vindkraft i Norge er enormt stort. Mye av dette er takket være gode vindressurser langs den lange kystlinjen, samt i de store fjellområdene. Det samlede fysiske vindkraftpotensialet anslås til å være flere tusen TWh per år, men store deler av dette er ikke realiserbart på grunn av økonomiske og miljømessige forhold. Nesten 70 prosent av det økonomisk utbyggbare potensialet ligger i Finnmark. Dette skyldes en kombinasjon av store ubebodde områder, samt gode vindforhold (Abelsen, 2007). Dette innebærer også en del utfordringer, men disse vil jeg komme tilbake til senere. Videre er det beregnet at gjennomsnittlig vindhastighet over året i 50 meters høyde på et godt eksponert kystområde i Norge kan være 7-9 m/s. På steder hvor topografien består av åser og rygger kan man i tillegg få lokal akselerasjon, som medfører gjennomsnittlig vindhastigheter på over 9 m/s (Abelsen, 2007).

Brukstiden til en vindturbin sier hvor mange timer turbinen må gå med full effekt for å produsere årets produksjon.

$$\text{Bruktid (h)} = \frac{\text{produsert energi over et år (kWh)}}{\text{installert turbineffekt (kW)}}$$

Kapasitetsfaktor tilsvarer begrepet brukstid, men angir brukstiden som en prosentandel av året.

$$\text{Kapasitetsfaktor} = \frac{\text{brukstid per år (h)}}{\text{antall timer i et år (8760 h)}}$$

I Norge er vanlig brukstid omtrent 3000 timer, men på områder med gode vindforhold og offshore kan man oppnå en brukstid på så mye som 4000 timer. Til sammenligning er vanlig brukstid på kontinentet estimert til omtrent 2000 timer (Abelsen, 2007). De overnevnte forutsetningene er med på å gjøre vindkraft i Norge svært gunstig.

Mulighetene for utbygging av vindkraft i Norge må også ses i sammenheng med det eksisterende energisystemet som domineres av vannkraft. Vannkraft har høy reguleringsevne, samt kort start- og stopptid. Vindkraft derimot er avhengig av vind for å produsere elektrisitet, og vil produsere så lenge det blåser tilstrekkelig. Økt vindkraft vil dermed føre til lavere produksjon fra vannkraft, og denne samhandlingen gjør det indirekte mulig å lagre vindenergien i vannmagasinene. Vindkraft kan også bidra positivt til forsyningssikkerheten da tilfanget ofte sammenfaller med behovet, i den forstand at det blåser mest om vinteren, og det er også da behovet for strøm er størst (Abelsen, 2007).

Ved utgangen av 2011 var den samlede vindkraftinstallasjonen i Norge på 512 MW. Den totale kraftproduksjonen fra vindkraftverk utgjorde 1,3 TWh, og stod for 1 prosent av landets samlede kraftproduksjon. Dette gir en kapasitetsfaktor på 31 prosent, noe som tilsvarer i overkant av 2 700 brukstimer (Norges vassdrags- og energidirektorat [NVE], 2012). For 2012 har NVE mottatt melding fra 6 nye vindkraftverk. Dette tilsvarer 855 MW ny installert effekt, og en midlere årsproduksjon på 2 372 GWh. Videre er det hittil i 2012 gitt konsesjon til 10 nye vindkraftverk med samlet ny installert effekt på 986 MW, og en midlere årsproduksjon på 2 785 GWh. Av disse er 206 MW, tilsvarende 630 GWh, blitt påklaget. Det er søkt konsesjon om ytterligere 130 MW som gir en midlere årsproduksjon på 320 GWh. Dette betyr at dersom alle søknader blir innvilget, og klager ikke fører frem, vil det totalt godkjennes og gis konsesjon til 1 971 MW ny installert effekt for vindkraft. Dette tilsvarer en

økning i midlere årsproduksjon på 5 477 GWh. Dette kommer på toppen av de 501 MW ny installert effekt som allerede er blitt behandlet hos OED og gitt konsesjon (se vedlegg 1). Vi kan dermed, potensielt, se på i underkant av 2 500 MW ny installert effekt i vindkraft i løpet av 2012. Det vil antakelig komme noen forskyvninger som følge av byggeperioder og lignende, men signalene er positive.

2.1.1 Energi og effekt i vinden

Vindenergi omdanner bevegelsesenergien i vinden til elektrisk energi ved hjelp av en vindturbin. Energi er effekt ganger tid, og effekten i vinden avhenger av tyngden og hastigheten til vinden. Tyngden til vinden er det samme som lufttetthet, som varierer med luftfuktighet, trykk og temperatur (Boyle, 2004). Tyngden til vinden er relativt konstant, og effekten i vinden påvirkes dermed i størst grad av vindhastigheten. (1) gir uttrykket for effekten i vinden, hvor P = effekt i vinden (w), ρ = lufttetthet (kg/m^3), A = rotorareal (m^2) og v = vindhastighet (m/s) (Manwell, McGowan og Rogers, 2002).

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (1)$$

Som man ser av uttrykk (1) påvirker vindhastigheten effekten i tredje potens. Dette betyr at dersom vindhastigheten dobles, gir det en 8-dobling av effekten. Vindhastigheten er dermed den viktigste faktoren i bestemmelsen av effekten.

Forskjellen i vindhastigheten før og etter vinden har passert rotorbladene er kjent som virkningsgraden til turbinen (C_p). Den tyske fysikeren Albert Betz beregnet i 1928 at den maksimale teoretiske virkningsgraden man kunne oppnå var 59,3 prosent (Boyle, 2004). Virkningsgraden avhenger blant annet av antallet og utformingen av rotorbladene.

Ved å kombinere uttrykk (1) med virkningsgraden for turbinen får man et uttrykk for vindturbinens effekt (2), oppgitt i watt.

$$P_T = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \quad (2)$$

2.2 utfordringer

Til tross for at vindenergimengden er rundt 100 ganger det nåværende globale energiforbruket er det kun en liten del av dette som det er mulig å utnytte i praksis (Abelsen, 2007). Grunnen til dette er at det ligger økonomiske, kulturelle og miljømessige utfordringer i det å ta i bruk vindressursen som energikilde. Dette kan være utfordringer knyttet til arealbruk, støy, visuell endring av naturlandskap eller påvirkning av plante- og dyrelivet.

2.2.1 Infrastruktur

Den største utfordringen for vindkraft med tanke på infrastruktur er nærhet til eksisterende strømnnett med passende spenning, samt nettkapasiteten i strømnettet (Bergan og Krikström, 2005). Vindkraftverk blir ofte plassert i avsidesliggende områder, da det er der vinden og forutsetningene er best egnet. Man vil dermed få en utfordring i å føre kraften fra vindkraftverket til markedet, noe som kan resultere i utbygging av nye kraftlinjer. Det hjelper derfor lite at det største utbyggingspotensialet for vind er i Finnmark. En annen utfordring er å tilpasse energiformen til det eksisterende

nettets normer, standarder og kapasitetsgrense, samt sørge for regulerbarhet slik at det er balanse mellom produksjon og forbruk (Abelsen, 2007).

2.2.2 Miljø

Vindkraft er sett på som lite skadelig for miljøet ettersom det i driftsfasen ikke har utslipp til vann, jord eller luft, og gjennom vegetasjonsetablering og terrengbehandling er utbygging av vindturbiner et forholdsvis reversibelt inngrep i et bestemt naturområde.

Arealbeslag og naturinngrep

Utbyggingen av et vindkraftverk medfører et direkte arealbeslag i form av fundamentet for selve vindturbinen, innfartsveier, samt eventuelt andre areal til kraftlinjer, transformatorer og kranoppstillingsplass (Bergan og Krikström, 2005). Vindkraftanlegg plasseres ofte i områder med begrenset tilgjengelighet for allmennheten, men etter endt utbygging vil disse områdene som regel ha et internveinnett, og dermed være mer tilgjengelig for ikke-motorisert ferdsel. For rødlistearter vil vindturbiner kun være en trussel dersom utbyggingen har direkte negativ innvirkning på habitatet eller lignende for artene. Et eksempel på dette kan være tapt beiteareal. Det er også mulig at vindturbinene har en indirekte innvirkning på området, i form av at utbyggingen fører til drenering av våtmark og/eller myr (Bergan og Krikström, 2005). Det vil også være forventet at dyrene trekker unna i anleggsperioden, men finner tilbake til gamle jaktmarker da turbinene er ferdig utbygd, slik erfaringene tilsier fra skogsdrift.

Hvor stor negativ innvirkning utbyggingen vil ha avhenger av hvilke verneverdier som finnes i området. Disse interessene er ivaretatt og beskyttet gjennom en rekke lovverk, og man må blant annet ta hensyn til naturmangfoldloven, forurensingsloven, kulturminneloven, samt plan- og bygningsloven. Graden av konflikt knyttet til utbyggingen vil variere fra prosjekt til prosjekt, men det er ønskelig at denne skal være så lav som mulig. Mulige konfliktområder for utbygging av vindkraft inkluderer blant annet biologisk mangfold, inngrepsfrie naturområder i Norge [INON], kulturminner, Forsvaret og luftfartsmyndighetene (MD, 2007).

Fugl, støy og annet

Et av konfliktområdene mellom vindturbiner og den norske faunaen er fugl. Trusselen ligger i enten direkte kollisjon mellom turbin/tårn og fugl, tapte hekke- og beiteområder, eller økt energibruk dersom fuglene blir nødt til å fly omveier for å unngå turbinene under trekk (Bergan og Krikström, 2005). Rising (2004) tar for seg problemet med fugl og turbiner i USA, og har funnet at hver enkelt turbin i snitt tar livet av mellom en og to fugler per år. Disse tallene kan for øvrig variere avhengig av plasseringen av, og egenskapene til, turbinen. Langston og Pullan (2002) konkluderer i sine erfaringer fra Europa at det er liten risiko for kollisjon mellom turbiner og fugl, og Follestad og Reitan (2003) tar for seg lignende forhold ved vindkraftverket på Smøla.

Det vil i hovedsak være to hovedkilder for støy fra en vindturbin. Disse er mekanisk støy og aerodynamisk støy (Boyle, 2004). Mekanisk støy er støy som kommer fra det elektriske anlegget i turbinen, slik som generatoren. Denne type støy er normalt ikke noe problem i en viss avstand til turbinen. Aerodynamisk støy kommer av luftstrømmen sitt møte med rotorbladene (Boyle, 2004). Vindturbiner blir oftest plassert i velblåste områder, og ved høye vindhastigheter er vinden i seg selv mer støyende enn selve turbinen. Levert lyd, lydemisjon, fra en vindturbin er mellom 95-105 dBA. Grenseverdiene for tillatt lydemisjon er fastsatt i norsk standard for lydforhold i bygninger (NS 8175) og er knyttet til minstekrav fastsatt teknisk byggeforskrift (TEK 10). Grenseverdien i et soverom for

støy fra tekniske installasjoner 30 dBA (MD, 2012). For utendørs oppholdsareal og utenfor vindu er kravet oppgitt som *nedre grenseverdi for gul sone*. Dette refererer til grenseverdiene fastsatt av MD (2012), og for støy fra vindturbiner er nedre grense for gul sone satt til mindre enn 45 dBA. Vindturbinen må dermed plasseres rundt 350 meter unna bebyggelse for å være innenfor grenseverdiene for tillatt lydemisjon (Boyle, 2004).

Det eksisterer ingen lov som regulerer skyggekast direkte, men det anbefales at man tar hensyn til forholdene ved planleggingen av vindkraftverk (Bergan og Krikström, 2005). For eksempel blir den negative skyggeeffekten mindre dersom man plasserer turbinen nord for nærliggende bebyggelsen. Bergan og Krikström (2005) anbefaler at maksimal teoretisk skyggekast settes til 10 timer per år, og at det ikke er kortere avstand enn 9 rotordiametre mellom turbinen og bebyggelsen.

Et annet problem som kan oppstå her i nord er isfall. Det vil si at is faller av rotorbladene og treffer uønskede objekter (dyr og/eller mennesker) på bakken. Ising kan også være et problem med hensyn på effektivitet og slitasje på turbinen (Bergan og Krikström, 2005). Dersom ising forekommer, kan dette forbedres ved å ha oppvarmede rotorblad. Denne oppvarmingen vil forbruke omtrent 1 prosent av turbinens strømprduksjon (Bergan og Krikström, 2005).

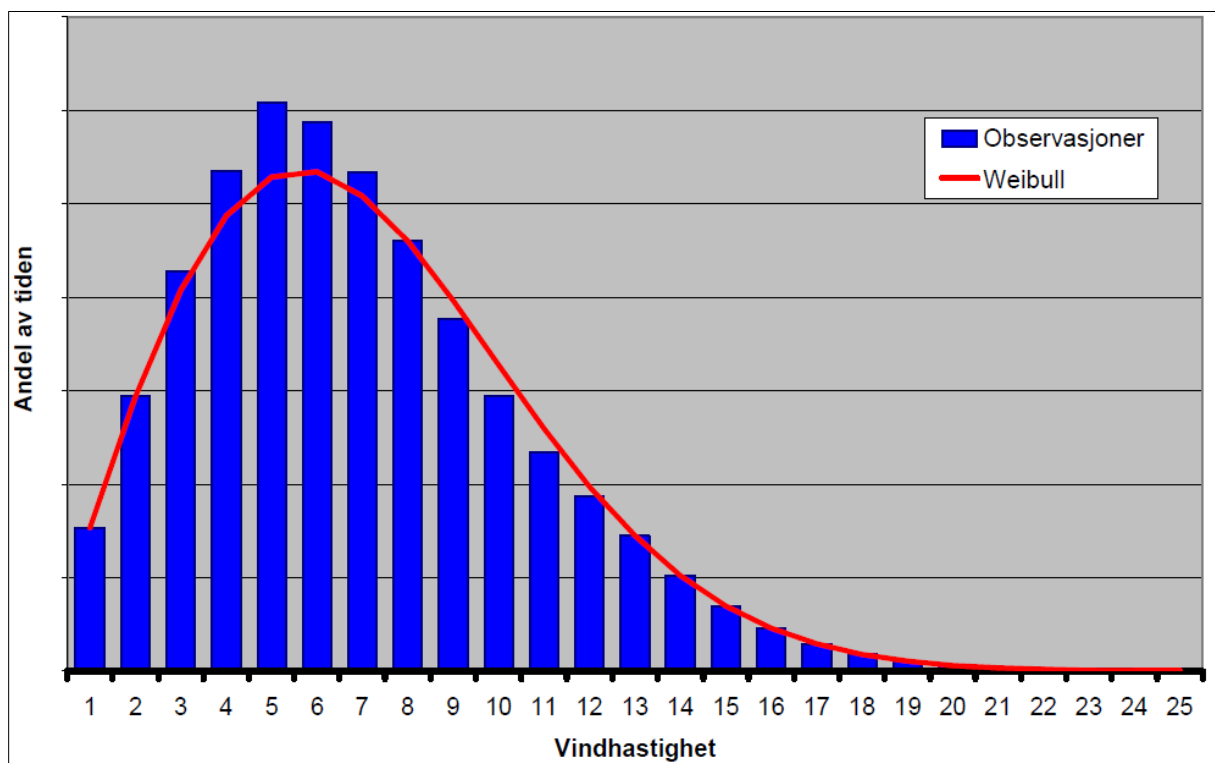
Et siste punkt som skal tas opp i dette delkapitlet er forurensning, i form av visuell forurensing. Vindturbiner er ofte svært høye og vil, uavhengig av hvor de plasseres, påvirke landskapsbildet. Den visuelle oppfatningen av en vindturbin påvirkes av en rekke ulike faktorer, hvor de fysiske egenskapene (høyde, design, antall rotorblader, farge) er lettest å identifisere (Boyle, 2004). Den andre siden er det psykologiske og indre aspektet. Dette kan være en visuell motvilje til turbiner spesielt, eller bare en generell skepsis til endring av landskapsbildet. Man snakker ofte om NIMBY ("not in my backyard") når man snakker om vindturbiner. Dette betyr at man kan være positiv til utbyggingen av turbiner, så lenge det foregår utenfor ens eget område. Motstand mot endringer i landskapsbildet er ikke et nytt fenomen, men oppfatningen endres ofte når man blir kjent med konstruksjonen, i denne sammenhengen en turbin (Boyle, 2004). Turbinleverandørene prøver også å tilpasse turbinene til omgivelsene, ved for eksempel å male deler av tårnet grønt, slik at de bedre passer inn i terrenget.

2.2.3 Vinden

Den viktigste forutsetningen for vindkraft er selvfølgelig at vindforholdene er gode, dermed blir vindforholdene også den største utfordringen i planleggingen av vindkraftverk. Som nevnt i kapittel 2.1.1 påvirker vindhastigheten energiinnholdet i vinden i tredje potens, så man vil være sikker på at man har rett lokalitet før man gjennomfører prosjektet. Det er ønskelig med en så høy gjennomsnittlig vindhastighet som mulig, samtidig som vindhastighetene er relativt stabile (MD, 2007). Videre bør vindturbinene plasseres i forholdsvis flatt terreng, da dette gir mindre turbulens fra terrenget som igjen gir mindre produksjon fra turbinene. Det samme gjelder plasseringen av turbinene i forhold til hverandre, da turbiner plassert bak en annen turbin vil oppnå reduserte vindhastigheter som følge av vaketap fra turbinen plassert foran (Bergan og Krikström, 2005). Gode vindforhold karakteriseres også ved at de har én dominant vindretning, noe som gjør planleggingen av vindkraftverket lettere.

For å vurdere vindforholdene i et område benytter man seg av vindmålinger. Vindmålinger er mest effektive dersom de gjøres i navhøyde, da dette gir mer presis data (Manwell, McGowan og Rogers, 2002). Det anbefales at vindmålinger på et område skal gjøres over flere år, men vanlig praksis og et

minimum, er ett år. Dersom man ikke har mulighet til å sette opp egne målemaster er det andre muligheter for å samle vinddata. En metode er å benytte seg av målinger gjort av metrologisk institutt ved nærliggende steder av tenkt område. Dette innebærer at man benytter seg av de allerede eksisterende målingene, og tar hensyn til de eventuelle forskjellene som måtte være mellom det foreslåtte området og de områdene man har data for gjennom å skalere dataen ved å benytte interpolasjon eller ekstrapolasjon (Boyle, 2004). Alternativt kan man benytte seg av vindkart, slik som de som er produsert av Kjeller Vindteknikk. Disse dataene vil derimot være noe upresise, og det er ønskelig å benytte disse kun som en initial løsning for å se om forholdene for vindkraftutbygging er tilstede. Vinddataene organiseres deretter i en graf eller et diagram som viser sannsynlighetsfordelingen for de ulike vindhastighetene (se figur 1). Grafen eller diagrammet viser andelen av tiden (antall timer) de ulike vindhastighetene blåser i løpet av en gitt tidsperiode (Boyle, 2004).



Figur 1: Illustrasjon av en Weibullfordeling tilpasset ulike observasjoner

Det finnes to ulike fordelingsmetoder for å tilnærme seg observasjonene; Rayleighfordeling og Weibullfordeling. En Rayleighfordeling er den enkleste sannsynlighetsfordelingen for å tilnærme seg observasjonene, ettersom den kun krever kjennskap til den gjennomsnittlige vindhastigheten. Weibullfordelingen baserer seg på to parametre, og kan dermed bedre representere fordelingen, samt et bredere spekter av vindregimer. De to parametrene er en formfaktor og en skalafaktor (Manwell, McGowan og Rogers, 2002).

Hver vindturbin har en effektkurve som viser sammenhengen mellom vindhastighetene og ytelsen i vindturbinen (figur 2). Effektkurvene varierer fra produsent til produsent, og for de forskjellige turbinstørrelsene (Boyle, 2004). Kurven viser ved hvilken vindhastighet produksjon kan starte (cut-in), normalt 4-5-m/s, ved hvilke hastighet turbinen når sin nominelle effekt, normalt rundt 15 m/s, og ved hvilke hastighet produksjonen stanses (cut-out), normalt rundt 25 m/s. Dersom vindhastigheten blir for høy vil den mekaniske påkjenningen være faretruende for turbinen, og av sikkerhetsmessige årsaker vil turbinen stanses (Manwell, McGowan og Rogers, 2002).



Figur 2: Normalisert effektkurve for en vindturbin

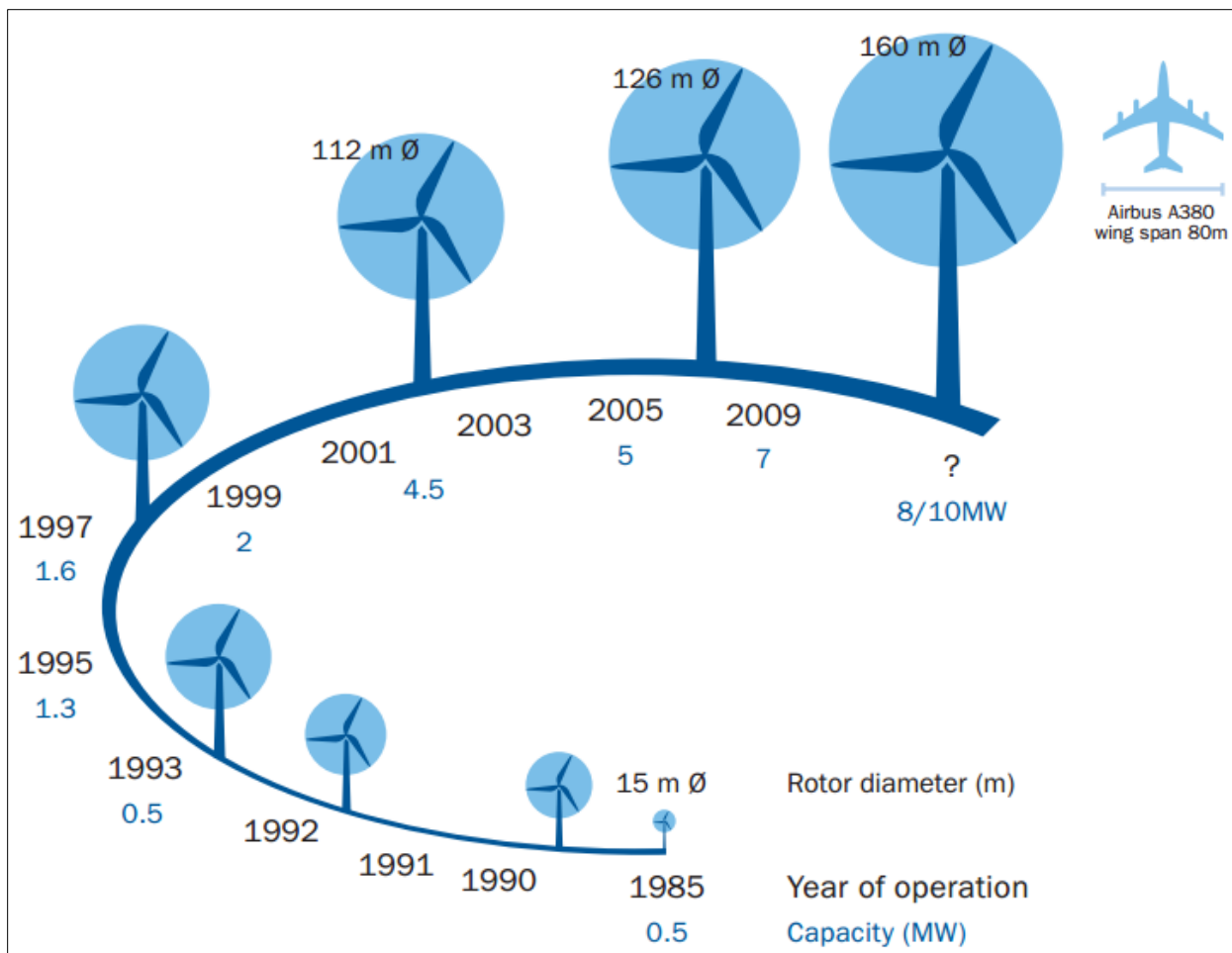
2.3 Behov for småskala vindkraft

2.3.1 Definisjon av småskala vindkraft

I dette avsnittet avklares det hva som videre i denne oppgaven menes med småskala vindkraft. I vannkraft betegnes kraftverk med installert effekt opp til 10 MW som små vannkraftverk (NVE, 2010a). En slik klar definisjon finnes per dags dato ikke for vindkraft. Dette kommer mest sannsynlig av at vindkraft fortsatt, etter norsk standard, er en nokså uprøvd teknologi og en teknologi som er i stadig utvikling.

“Back in 1985, I publicly stated no turbine larger than 250 kW would be commercial, and in 1990 I repeated the error and stated that 500 kW would be as big as we could go. I have stopped making predictions”.

Dette sitatet kommer fra Henrik Stiesdal, CTO i Siemens Wind Power (Snieckus, 2011). Han har med sine spådommer vist hvor vanskelig det er si noe om størrelsen på vindturbiner i fremtiden, og viser samtidig hvor fort utviklingen skjer. Turbiner som for 10-15 år siden ble ansett som grensen for hvor stort man kunne gå er i dag vanlig praksis. De store vindturbinprodusentene har nå alle turbiner i størrelsesorden 2-3 MW kommersielt tilgjengelig, og dette er en teknologi som er godt testet og veldokumentert. De største produsentene har nå turbiner så store som 6-7 MW allerede tilgjengelige, eller på tegnebrettet (Siemens, 2012; Vestas, 2012; Enercon, 2012).



Figur 3: Historisk utvikling av vindturbiner

Ettersom det er en slik rask utvikling i bransjen er det vanskelig å finne noen absoluttverdier for hva som kan regnes som småskala vindkraft. Det er allikevel mulig med en form for kategorisering ved å se på lovverket som er gjeldende for vindkraft. Det er i all hovedsak to lovverk som berører vindkraftutbygging; energiloven og plan- og bygningsloven. Energiloven av 29. juni 1990, og dens forskrifter, sier at anlegg for produksjon, omforming, overføring og fordeling av elektrisk energi med høy spenning, det vil si over 1 000 V, ikke kan bygges, eies eller drives uten konsesjon (energiloven § 3-1). Dette vil si at dersom anlegget leverer til det høyspente distribusjonsnettet, som er vanlig praksis, vil man være nødt til å søke konsesjon, uavhengig av hvor mange turbiner man bygger. Det andre skillet går på kravet om konsekvensutredning [KU]. Plan- og bygningsloven av 27. juni 2008 [pbl.], og dens forskrifter, sier at dersom den installerte effekten i anlegget overstiger 10 MW er det krav om KU. Dette gir dermed en naturlig deling av småskala og storskala vindkraftutbygging.

Videre er det naturlig å se på økonomien i prosjektet. For denne oppgaven vil det vektlegges at det skal være et forretningsmessig aspekt i prosjektet. Med dette menes at man godt kan levere kraft til eget forbruk, men det skal være stor nok produksjon slik at overskuddskraften leveres på distribusjonsnettet. Dette utelukker dermed gårdsmøller og enkeltturbiner på tunet foran huset.

Småskala vindkraft vil dermed tilsi *kraftproduksjon fra én eller flere vindturbiner med en total installert effekt på under 10 MW som leverer hele, eller deler av, sin produksjon til det lokale høyspentnettet.*

2.3.1 Fordeler ved småskala vindkraft

Som nevnt over er en av de største utfordringene for ny kraftproduksjon tilknytning til nett. Ved å bygge ut mindre kraftverk og enkeltturbiner kan dette ha en positiv innvirkning på energiforsyningen lokalt (MD, 2007). Ettersom gode vindforhold ofte sammenfaller med kystområder, samt andre områder med begrenset kapasitet i regionalnettet, kan småskala vindkraft være med på å redusere behovet for krafttransport fra fjerntliggende kraftprodusenter (Abelsen, 2007). Man slipper dermed belastningen på overføringsnettet, og småskala vindkraft er med på å styrke kraftnettssystemet i distrikts-Norge.

Småskala vindkraft innebærer også mindre arealbeslag, da det er snakk om færre turbiner enn ved store vindparker, noe som fører til mindre naturinngrep og miljøskade.

Mindre skala fører også til mindre risiko for vaketap og reduserte vindhastigheter som følge av turbinplasseringer. Som oftest er det snakk om 1-3 turbiner, og disse plasseres gjerne på en linje vendt mot den dominerende vindretningen, som gir en mer effektiv produksjon.

Et siste punkt som skal nevnes i denne sammenhengen er næringsutviklingen og aktiviteten i lokalsamfunnene. Utbygging av småskala vindkraft vil være viktig for økonomi, sysselsetting og framtidstro, og vil være med på å stimulere entreprenørbransjen, leverandørindustrien, samt lokal arbeidskraft. Vindturbiner gir i tillegg en merverdi for landbruket, og i enkelte tilfeller vil ekstraintekten fra kraftproduksjonen kunne være avgjørende for å bli værende i bygda for en grunneier (Bergan og Krikström, 2005).

2.4 Økonomiske rammevilkår

2.4.1 Kostnadsnivå¹

Mellom 70-75 prosent av den totale energikostnaden for en vindturbine er knyttet til investeringskostnadene. Det vil si kostnaden av turbinen, fundamentet, det elektriske utstyret, samt nettilkobling og lignende. Den største kostnadskomponenten av investeringskostnadene igjen er selve turbinen (The European Wind Energy Association [EWEA], 2009). Den totale investeringskostnaden for en gjennomsnittlig turbin installert i Europa er rundt 1,23 million euro/MW, inkludert alle tilleggskostnader for fundamentale elektriske installasjoner samt diverse konsulent tjenester (EWEA, 2009). Drift- og vedlikeholdskostnader for vindkraft estimeres til å være rundt 1,2-1,5 euro-cent per kWh vindkraft produsert, over hele levetiden for turbinen. Undersøkelser man har gjort i Spania viser at 60 prosent av dette beløpet går til drift og vedlikehold av turbinen og installasjonene. De resterende 40 prosentene fordeles likt mellom forsikring, leie av land og indirekte kostnader (EWEA, 2009).

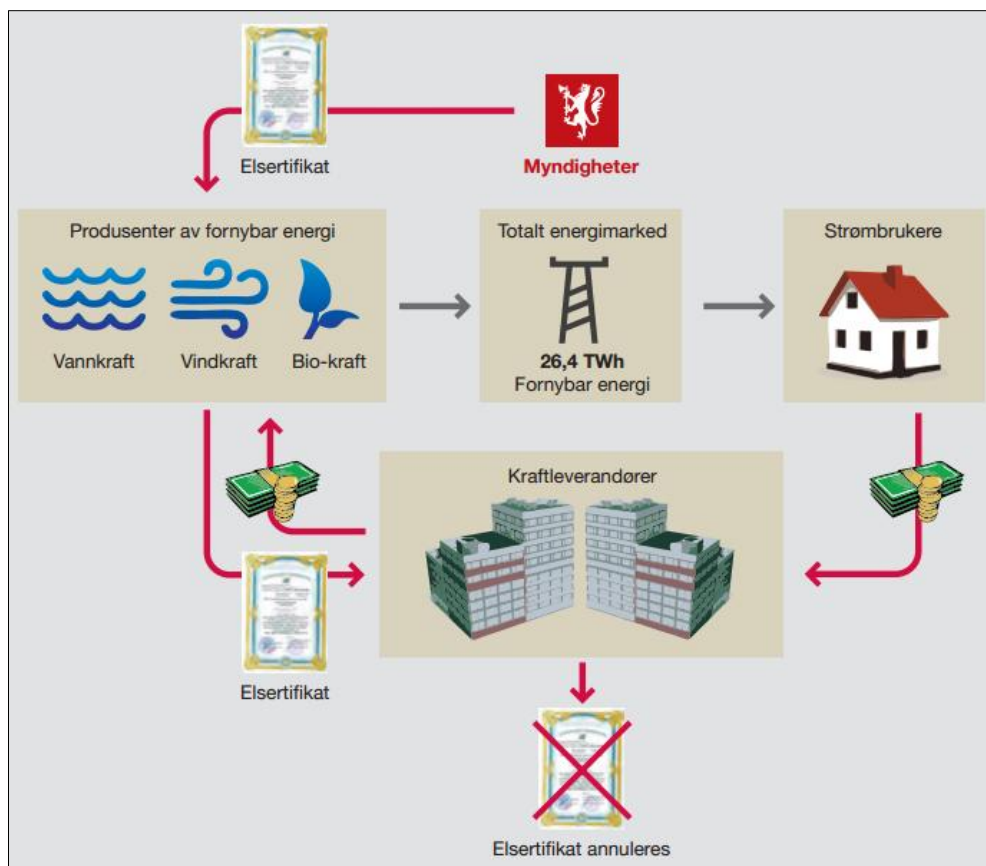
Vindforholdene på området, turbinhøyden og effektiviteten i produksjonen er med på å bestemme kraftproduksjonen til turbinen. Så bare ved å øke høyden på turbinene klarer man å øke kraftproduksjonen. Tilsvarende har metodene for måling og evaluering av vinden på et gitt område bedret seg betraktelig de siste årene, noe som igjen har ført til bedre valg av område, og dermed forbedret økonomien i nye turbiner.

¹ Alle tall og summer nevnt i dette kapittelet vil gjelde landbasert vindkraft og være i 2006 priser.

Totalkostnaden per kW installert vindkraft varierer betydelig mellom land, fra rundt 1000 euro/kWh til 1350 euro/kWh (EWEA, 2009). Historisk sett har investeringskostnadene per kW hatt en nedadgående kurve, selv om det har vært et avvik fra denne trenden i enkelte år. Det er forventet at dette vil endre seg i tiden fremover. Som følge av en markant økning i global etterspørsel etter vindturbiner, kombinert med stigende råvarepriser og forsyningsbegrensninger, forventes det at de totale investeringskostnadene vil stige. Dette skjedde blant annet mellom 2004 og 2006, da kostnadene økte med cirka 20 prosent (EWEA, 2009). Det er forøvrig forventet at grunnet pågående forbedringer av effektiviteten til turbinene, samt høyere drivstoffpriser, vil vindkraft få økt økonomisk konkurransevne sammenlignet med konvensjonell kraftproduksjon. Dette forholdet vil også kunne utjevnes i større grad som følge av CO₂-kvotesystemet, og den ekstrakostnaden det vil gi fossil kraft.

2.4.2 Støtteordning – elsertifikater

Elsertifikater, også kjent som grønne sertifikater, har som formål å bidra til økt produksjon av elektrisk energi fra fornybare energikilder, og har hjemmel i elsertifikatloven av 24. juni 2011. Ordningen er et samarbeid mellom Norge og Sverige, og har bakgrunn i et ønske om en mer bærekraftig energiforsyning, samt å bidra til å øke andelen fornybar energi innen 2020 som en del av EUs fornybardirektiv. Det er en samlet ambisjon i Norge og Sverige at det felles elsertifikatsystemet skal oppnå 26,4 TWh ny fornybar kraftproduksjon innen utgangen av 2020 (Regjeringen, 2010). Det er NVE som er ansvarlig myndighet for godkjenning av produksjonsanleggene, og Statnett har ansvaret for å utstede sertifikatene, samt drifte og vedlikeholde et elektronisk elsertifikatregister, Norwegian Energy Certificate System [NECS]. Figur 4 viser en grafisk oversikt av hvordan elsertifikatmarkedet fungerer.



Figur 4: Elsertifikatmarkedet

For å få godkjent produksjonsanlegget må anlegget ha hatt byggestart etter 7. september 2009, være et vannkraftverk med installert effekt inntil 1 MW som hadde byggestart etter 1. januar 2004, eller varig øke sin energiproduksjon med byggestart etter 7. september 2009 (Rørstad og Bolkesjø, 2010).

Markedsmekanismene

Elsertifikatmarkedet fungerer på samme måte som ethvert annet marked innenfor mikroøkonomisk teori, hvor prisen bestemmes av tilbud og etterspørsel. Tilbudet i elsertifikatmarkedet skapes ved at produsenter av fornybar kraft tildeles sertifikater etter hvor mye elektrisitet de produserer, ett sertifikat per produsert MWh. Sertifikatet er gyldig i 15 år fra utstedelsestidspunktet (Rørstad og Bolkesjø, 2010). Etterspørselen i markedet er gitt ved kraftleverandører og visse elsertifikatpliktige kraftforbrukere. De er pålagt gjennom elsertifikatloven å kjøpe sertifikater tilsvarende en viss andel, elsertifikatkvoten, av kraftforsyningen eller kraftforbruket (Regjeringen, 2010).

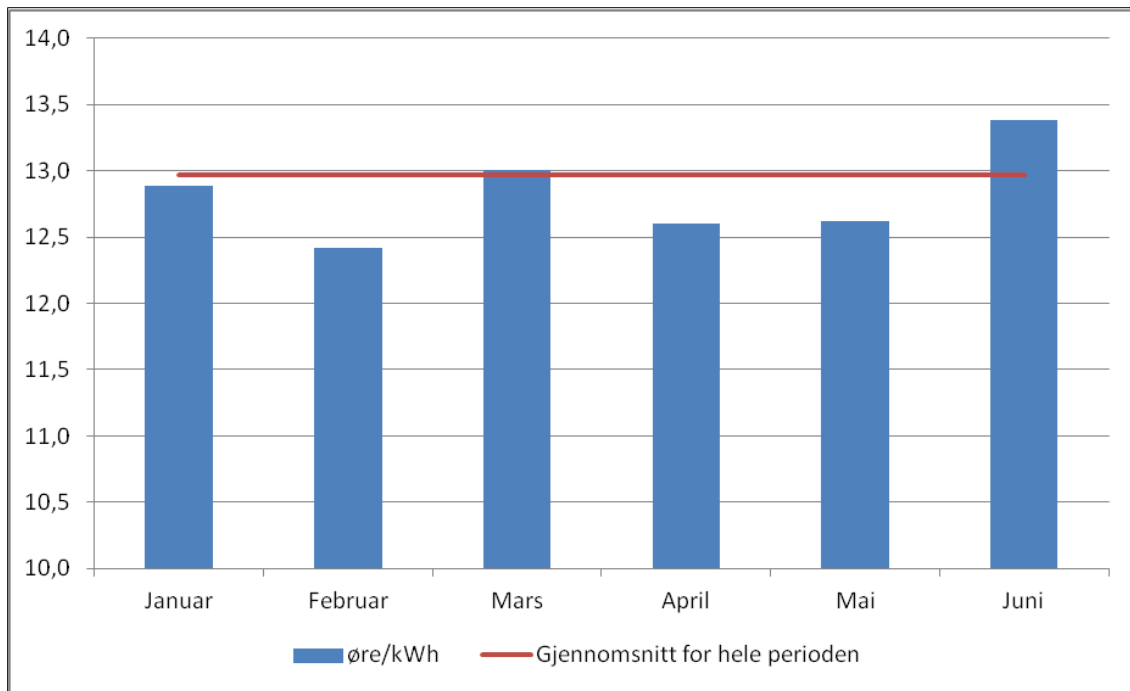
Den årlige elsertifikatkvoten er et forholdstall og er oppgitt i en tabell i § 17 i elsertifikatloven. I denne tabellen ser man at elsertifikatkvoten stiger frem til og med 2020, fra 3 prosent i 2012 til 18,3 prosent i 2020, og synker deretter til 0 prosent i 2036 (Energi Norge, 2011). Denne kvotekurven, multiplisert med den beregningsrelevante mengden i det enkelte året, gir antall sertifikater som det skal omsettes for det gitte året. Beregningsrelevant mengde defineres som det forbruket som betaler full og redusert sats for forbruksavgift for elektrisk kraft (Regjeringen, 2010). Dette betyr at leverandører til kraftkrevende industri, veksthus, skinnegående transport, produksjon av kraft, samt husholdninger og offentlig forvaltning i Nord-Troms og Finnmark er utelatt fra beregningsgrunnlaget (Regjeringen, 2010).

Sertifikatordningen er teknologinøytral, og sertifikater vil dermed utstedes til alle som produserer elektrisitet basert på fornybare energikilder (vannkraft, vindkraft, solenergi, havenergi, geotermisk energi, bioenergi) og oppfyller kravene nevnt over (Rørstad og Bolkesjø, 2010). Både Norge og Sverige skal hver finansiere 13,2 TWh ny fornybar kraftproduksjon, og det er naturlig at utbyggingen vil komme i begge land, men markedsmekanismene sørger for at utbyggingen vil skje der det billigst. Det er dermed ikke garantert at Norge vil bygge ut alle sine 13,2 TWh i Norge, da dette blant annet avhenger av kostnadsnivå, rammebetingelser for nettilknytning, samt ressursgrunnlaget. Det som synes rimelig å anta er forøvrig at utbyggingen av vannkraft primært vil foregå i Norge, og utbyggingen av bioenergi primært vil komme i Sverige (Regjeringen, 2010).

Ekstrainntekten av elsertifikater

Ved å selge sertifikater til kraftleverandørene får produsentene av fornybar kraft en ekstrainntekt i tillegg til den opprinnelige inntekten ved salget av strøm. Denne ekstrakostnaden som blir pålagt kraftleverandørene vil fullt ut veltes over på sluttbrukerne i form av et påslag på strømprisen. Man kan dermed argumentere for at det er sluttbrukerne som finansierer ordningen gjennom økte strømreregninger (Rørstad og Bolkesjø, 2010). Hvor mye strømreregningen øker med er foreløpig noe uklart, da man i starten kan forvente en økning på regningen som følge av sertifikatprisen, men samtidig vil økt kraftproduksjon isolert sett føre til lavere kraftpriser. Dette fører dermed til at de eksisterende produsentene dermed får mindre betalt for sin produksjon. Man kan derfor si at sertifikatordningen er et spleiselag mellom brukerne og produsentene (Energi Norge, 2011).

Figur 5 viser sertifikatprisen i det norske markedet for første halvår av 2012, og baserer seg på tall hentet fra NECS 16.juli 2012.



Figur 5: Utviklingen i sertifikatprisen i 2012

Som man ser av figuren har gjennomsnittsprisen (røde grafen) for hele perioden vært rett i underkant av 13 øre/kWh.

Kritikk

Svakheten i denne ordningen, sett med norske øyne, er at dersom man ikke har startet produksjon innen utgangen av 2020, får man ikke være med på ordningen. Dette kan vise seg å være knapt med tid, spesielt med tanke på konsesjonskøen og lang behandlingstid hos NVE, samt at man må beregne minst ett år til bygging. Dette betyr i praksis at dersom man ikke melder inn anlegget til NVE i løpet av nær fremtid kan det være for sent. Til sammenligning tillater Sverige at produksjonsanlegg kan tilslutte seg ordningen etter 2020, men vil ikke få sertifikat gyldig lengre enn til 2035. Dette betyr at skulle man ferdigstille anlegget etter 2020 vil sertifikatet gjelde for en kortere periode enn 15 år, noe som i praksis bare betyr en kortere periode med gode økonomiske rammevilkår.

3 Tekniske og økonomiske aspekter ved vindkraft

3.1 Beskrivelse av en vindturbin

Moderne vindturbiner kommer i to forskjellige utgaver; horisontalakslet vindturbin [HAWT] og vertikalakslet vindturbin [VAWT]. Det er den horisontalakselede turbinen som er den klart vanligste, og vil være den eneste typen som blir beskrevet i dette kapitlet og brukt videre i denne oppgaven. Denne typen vindturbin består i all enkelthet av fem komponenter; fundament, tårn, maskinhus (nacelle), rotor og transformator (Manwell, McGowan og Rogers, 2002).

3.1.1 Fundament

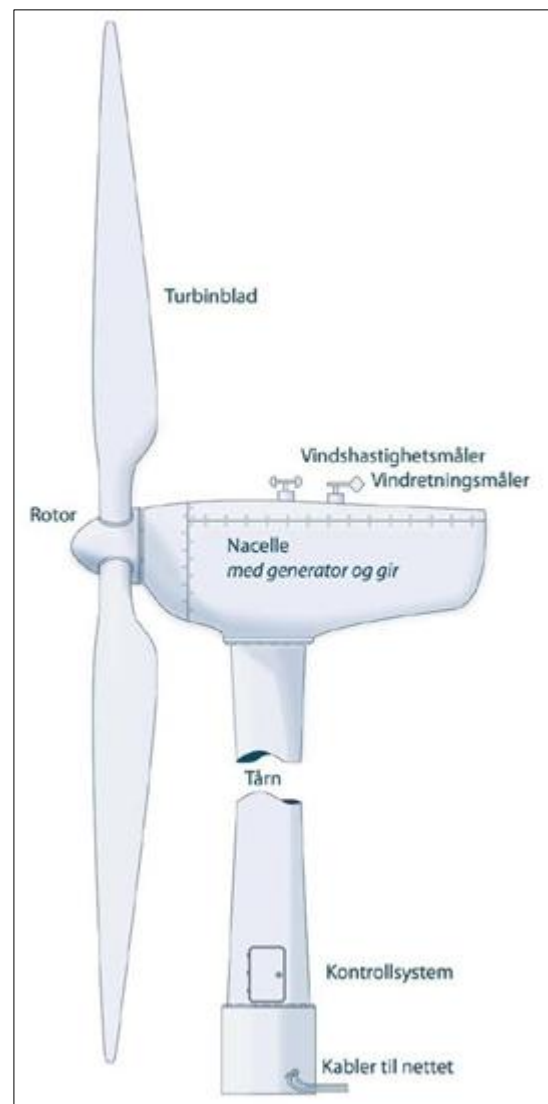
Landbaserte vindturbiner er festet i bakken med solide fundamenter. Det er viktig at disse er riktig dimensjonert for å stå imot de sterke påkjenningene vindturbinene blir utsatt for gjennom produksjonstiden. En vanlig teknikk for å lage fundament er å fjerne jordmassene, for deretter å støpe et betongfundament. Grunnet forholdene her i Norge må man derimot benytte seg av fjellfundamentering. Man forankrer turbinen direkte i fjell ved å støpe dype forankringsstag ned i grunnfjellet. Disse settes i spenn og festes deretter i betongtoppen av fundamentet. På toppen av fundamentet støpes så en ring av bolter som tårnet festes i (Abelsen, 2007).

3.1.2 Tårn

Tårnet har i oppgave å bære maskinhuset og rotoren. Det finnes mange forskjellige typer tårn og materiale, og hva man ender opp med avhenger av størrelsen. For mindre turbiner kan det være tilstrekkelig med tårn som er bardunert/forankret til bakken, men dette er sjeldent. Andre muligheter for mindre turbiner er gittertårn, men en mer vanlig variant er rørformet tårn av stål. Rørformet tårn er som regel også best egnet når størrelsen på turbinene øker, og kan da også lages av betong (Manwell, McGowan og Rogers, 2002). Valget av rørformet tårn gjøres både av visuelle og sikkerhetsmessige hensyn. Rørformete tårn er sterkere, mer solide og kan sikrere vedlikeholdes da det her finnes en innvendig stige som kan benyttes for å komme seg til toppen. Avstanden fra bakken og opp til navet kalles navhøyden, og er typisk den samme, eller litt mindre enn, rotordiameteren til turbinbladene (Abelsen, 2007).

3.1.3 Maskinhus (nacelle)

Maskinhuset, eller nacellen som det også kalles, er plassert på toppen av tårnet og består av et maskinfundament påmontert et deksel som skal beskytte maskineriet mot vær og vind. Her finner



Figur 6: Prinsippskisse vindturbin

man nøkkelkomponentene i turbinen; akslinger, gir, generator, kjølesystem og ulike styresystem for å nevne noe (Manwell, McGowan og Rogers, 2002). En annen viktig komponent i maskinhuset er krøjemotoren og krøjekransen (*yawing*-mekanismen). Krøjemotoren mottar signaler fra styresystemet om vindretningen, og klarer dermed å stille inn maskinhuset slik at det alltid står med rett vinkel mot vinden (Boyle, 2004). Denne egenskapen er avgjørende for turbinen, og gjør at den får fanget opp en høyere andel av den optimale bevegelsesenergien som blåser gjennom rotorarealet.

Generator

Generatoren i en vindturbin har som oppgave å omdanne mekanisk energi til elektrisk energi. Vanligvis operer generatorer med et turtall på 1 000 eller 1 500 runder per minutt, noe som er betydelig høyere enn det turtallet vindturbinen roterer med. Vanligvis benytter man derfor et gir mellom generator og hovedaksling. Alternativet er å utforme generatoren med tilstrekkelig mange poler slik at generatoren opererer på et lavt turtall, og klarer seg dermed uten gir. Dette fører imidlertid til en økning i diameteren på generatoren (Abelsen, 2007).

3.1.4 Rotor

Rotoren består av navet og turbinbladene. Vanligste praksis er å benytte seg av tre turbinblader, men det finnes også turbintyper med både ett og to turbinblader (Boyle, 2004). Turbinbladene lages vanligvis i glassfiberarmert polyester, og har som oppgave å fange opp vinden og overføre kraften videre til navet, som igjen er festet til turbinens hovedaksel. Når man produserer turbinblader ønsker man gode styrkeegenskaper og en glatt overflate, slik at man får størst mulig energiproduksjon og minst mulig støy (Abelsen, 2007). I likhet med tårnet må turbinbladene tåle en vesentlig belastning.

Effektregulering

Som man så av uttrykk (1) øker effekten i vinden med vindhastigheten i tredje potens. Dette betyr at når vindhastigheten kommer over merkevind, det vil si den laveste vindhastigheten som gir merkeeffekt fra generatoren, så må vindeffekten begrenses (Abelsen, 2007). Det er i all hovedsak tre forskjellige systemer i bruk for å redusere effekten som rotoren genererer; pitch-regulering, aktiv stall-regulering eller (passiv) stall-regulering.

Med pitch-regulering kan man vri bladene slik at man alltid har optimal angrepsvinkel, det vil si vri bladene mot lavere angrepsvinkler (minke løftekoeffisienten) ved høye vindhastigheter (Abelsen, 2007). Pitch-regulering innebærer en vesentlig vinkelendring på bladene (opp til 15°), men fordelene ved denne type regulering er at under turbulente kast og når generatoren er fullastet brukes pitch til å holde effekten konstant. Fordelen med pitch-regulering er altså at den gir bedre styrbarhet og mer kontroll på kreftene vindturbinen utsettes for (Abelsen, 2007).

Aktiv stall-regulering kan ses på som omvendt pitch-regulering. Dette betyr at en aktiv stall-regulert turbin ønsker å øke angrepsvinkelen når vindhastigheten øker, noe som fører til større oppdrift og turbinen vil da stoppe (Abelsen, 2007).

Ved passiv stall-regulering, eller bare stall-regulering, er turbinbladene fastmontert på navet med en bestemt vinkel. Vingene er aerodynamisk utformet slik at løftet avtar og effekten reduseres av seg selv ved høye angrepsvinkler (Abelsen, 2007). Angrepsvinkelen øker med vindhastigheten. Dette reguleringssystemet har vært det mest dominerende konseptet på mindre turbiner, da man unngår den bevegelige delen i navet og det kompliserte styringssystemet.

3.1.5 Transformator

Transformatoren er plassert i bunnen av tårnet, men i noen tilfeller plasseres den bakerst i nacellen. For å knytte en vindturbin til høyspenningsnett er det nødvendig å installere én eller flere transformatorer. De fleste generatorer leverer en spenning under 1 000 V, og her i Norge er 690 V mest brukt. Man er derfor nødt til å transformere opp spenningen fra 690 V til høyspentnivå, normalt 22 kV, for å kunne koble seg til distribusjonsnett (Abelsen, 2007).

3.2 Egenskaper ved elektrisitet

Forbruket av elektrisitet forekommer i det øyeblikket elektrisiteten blir produsert, og er i kontinuerlig omløp. Teknisk sett er det mulig å lagre elektrisitet, men det finnes ingen metoder hvor dette lar seg gjøre i stor skala og som samtidig er økonomisk forsvarlig (Wangensteen, 2007). Denne karakteristikken forsterkes ved vindkraft, da vindkraft avhenger av å produsere i det øyeblikket det blåser. Ved å benytte seg av vannkraft med magasinkapasitet i kombinasjon med vindkraft, øker man forsyningssikkerheten, og kan balansere tilbud og etterspørsel dersom vinden skulle utebli. Andre egenskaper ved elektrisitet som er viktige er listet under, og tar utgangspunkt i Wangensteen (2007).

- Forbruket av elektrisitet varierer til ulike tider av døgnet, uka, og gjennom året, og følger som regel et fast bruksmønster i de ulike periodene.
- Det er ikke mulig å spore en enhet elektrisitet tilbake til produsenten som produserte den faktiske enheten. Dette setter spesielle krav til avlesings- og betalingsystemene for elektrisitet.
- Elektrisitet er ansett som et absolutt-gode i det moderne samfunn. Praktisk talt enhver husholdning er tilknyttet til elektrisitetsnett.
- På grunn av de tekniske aspektene ved krafttilførsel kan brudd forekomme, og større områder kan bli påvirket. Dette så man blant annet da stormen Dagmar herjet ved årsskiftet 2011/2012, og store deler av Vestlandet var uten strøm i flere dager.

Grunnprinsippet i alle varemarked er at det over tid vil oppstå balanse mellom tilbud og etterspørsel, og at denne balansen gir prisen. Konsumenter og produsenter observerer utviklingen og tilpasser seg deretter markedet (Wangensteen, 2007). I elektrisitetsmarkedet tilsvarer tilbudet tilgangen til elektrisitet og etterspørselen forbruket, og grunnet egenskapene til elektrisitet må tilgang og forbruk være i balanse til enhver tid i alle geografiske områder (MD, 2007). Dette kravet om ekstrem samtidighet, samt kontinuerlige lastvariasjoner, skaper derimot problemer, og prismekanismene klarer ikke å balansere tilbud og etterspørsel raskt nok i sanntid. Som en konsekvens av dette må derfor prising av elektrisitet foregå i forkant (ex ante) eller etterkant (ex post) av sanntid (Wangensteen, 2007).

3.3 Kraftmarkedet og prisutvikling

I 2011 foregikk 73 prosent av all krafthandel i Norden på kraftbørsen Nord Pool, noe som gjør den til verdens største marked for krafthandel (Nord Pool Spot [NPS], 2012a). Den resterende handelen foregikk gjennom direkte bilaterale avtaler mellom ulike kraftaktører. Norge deregulerte sin krafthandel tidlig på 1990-tallet. Dette innebar at staten ikke lenger styrte markedet, men fri konkurranse og markedsmekanismene tilbud/etterspørsel skulle diktere prisen. Nord Pool ble i 1993

etablert i Norge, og ble utvidet til å inkludere Sverige etter at de i 1996 deregulerte sin krafthandel. Dette ble dermed verdens første flernasjonale kraftbørs (Wangensteen, 2007). Siden da har Danmark, Finland, Estland og Litauen sluttet seg til markedet, og Nord Pool består nå av flere hundre medlemmer. Dette er aktører innenfor energi, og består hovedsakelig av produksjons- og leverandørselskaper, kraftmeglere, samt kraftintensiv industri (NPS, 2012b).

3.3.1 Det fysiske markedet

Nord Pool er bygget opp slik at handel foregår på to komplementære marked: Elspot og Elbas.

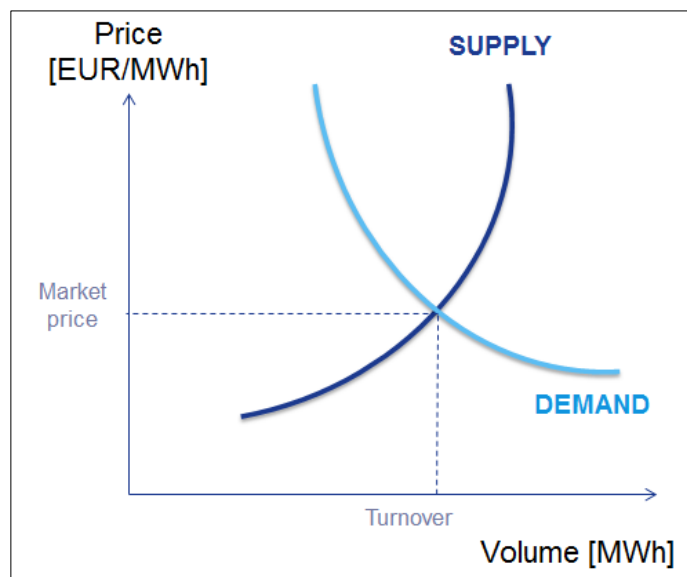
Elspot

Elspot er markedet hvor kjøp og salg av fysisk kraft, for dagen etter, foregår (Wangensteen, 2007). Markedet er organisert som en auksjon hvor medlemmene hver dag melder inn hvor mye de ønsker å kjøpe/selge hver enkelt time det påfølgende døgnet. Alle bud må være inne innen klokken 12.00, og spotprisen kalkuleres deretter ved å se på tilbud og etterspørsel for hver enkelt time (se figur 7) (NPS, 2012b).

Elspot kalkulerer en *systempris* basert på kjøps-/salgsordrene, men tar ikke hensyn til overføringskapasiteten i nettet. Videre benyttes systemprisen som referansepris i det finansielle markedet (NPS, 2012a).

Elspotmarkedet er delt inn i 14 forskjellige områder (se figur 8). Innad og mellom disse områdene vil

overføringskapasiteten variere, og det oppstår dermed flaskehals, som igjen fører til prisforskjeller. Disse forskjellene er representert/reflektert gjennom forskjellige *områdepriser*.



Figur 7: Prisdannelse i Elspot



Figur 8: Områdeinndeling Nord Pool

Elbas

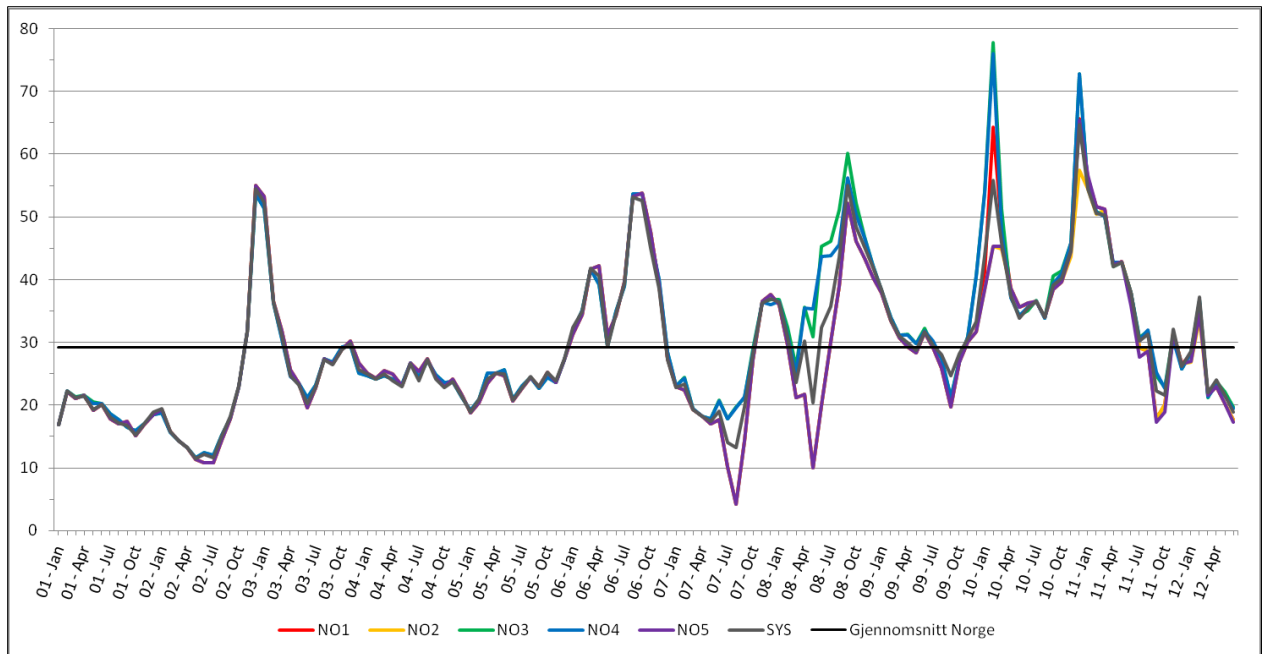
Det kan forøvrig forekomme ekstraordinære forhold mellom klokken 12.00 og leveranse dagen etter, og det er derfor etablert et handelsmarked, Elbas, som tillater kjøp/salg på timesbasis for å få tilbake balansen i kraftmarkedet (NPS, 2012a). Dette markedet er betydelig mindre enn Elspot, men gir aktørene en mulighet til å justere budene sine nærmere leveringstid. Nord Pool produserer dermed elektrisitet for lavest mulig pris for hver enkelt time (NPS, 2012b).

3.3.2 Det finansielle markedet

Ettersom det er knyttet stor usikkerhet til kraftprisen i fremtiden, kan man benytte seg av finansielle instrumenter for å sikre pris og styre risiko. Dette kan utgjøre store forskjeller i inntekter og utgifter for et kraftprosjekt. Det er ingen fysisk levering av en finansiell kontrakt, men kun et finansielt oppgjør (NPS, 2012b). Kontraktene har en tidshorison på opptil seks år, og dekkes av daglige, ukentlige, månedlige, kvartalsvise og årlige kontrakter. Som nevnt over er det systemprisen som benyttes som referansepris for finansielle kontrakter. I det nordiske kraftmarkedet handles det blant annet terminkontrakter (futures og forwards), opsjoner og Contract for differences (Wangensteen, 2007).

3.3.3 Historisk prisutvikling

Figur 9 viser elspotprisen for hver måned i de norske prisområdene, samt utviklingen i systemprisen, fra januar 2001 og frem til og med juni 2012 (vedlegg 2). Det er viktig å være oppmerksom på at det ikke alltid har vært 5 prisområder for Norge, og en direkte sammenligning mellom nåtid og historisk data derfor kan være vanskelig, men figuren gir likevel et visst bilde av prisutviklingen.



Figur 9: Utviklingen i kraftpris i perioden 2001-2012 [øre/kWh]

Som man ser har det vært stor korrelasjon i områdeprisene frem til 2007. Etter 2007 ser man forøvrig at det forekommer noe større variasjon mellom områdene, og også større variasjon fra systemprisen. Dette har mest sannsynlig sammenheng med utviklingen av prisområder i Norge. Mesteparten av tiden siden 2000 har det vært færre prisområder enn det er i dag, og korrelasjonen er dermed naturlig nok større i denne perioden. Som man ser er det større variasjon mellom prisene de senere år, og det er også i denne perioden vi har gått fra 3 til 5 prisområder.

Trenden for perioden er økte priser, samt større svingninger i prisen gjennom året. Videre kan det være verdt å merke seg at de pristoppene man ser ofte samsvarer med vintermånedene. Dette er positivt for vindkraft i den forstand at det ofte blåser mer om vinteren, og vindkraftprodusenter vil dermed få en god pris de deler av året hvor produksjonen er størst.

Gjennomsnittsprisen for hele landet i løpet av perioden er 29,21 øre/kWh (sort linje).

Prisdrivere

Det er en rekke faktorer som påvirker kraftprisen i Norge, og Norden, og det er hensiktsmessig å skille mellom prisdrivere på kort og lang sikt.

En viktig kortsiktig prisdriver er råvareprisen på olje, gass og kull. Kraftverkene på kontinentet er avhengige av råstoff i kraftproduksjonen, og dersom prisen på råstoffet øker vil, isolert sett, kraftproduksjonen fra disse kraftverkene gå ned. Dette fører dermed til lavere produksjon totalt sett i kraftsystemet, som vil være med på å presse kraftprisen opp (Statkraft, 2007). Det er rimelig å anta at råvareprisen blir en viktigere driver i takt med økningen i utvekslingskapasiteten til kontinentet, da

dette vil føre til at de to markedene blir nærmere tilknyttet hverandre. Det er videre naturlig å forvente at korrelasjonen i kraftprisen på kontinentet og i Norden også vil øke som et resultat av utenlandskabler og økt handel. Andre kortsiktige prisdrivere er forbruksnivået og tilgangen på vann. Ettersom det norske, og nordiske, kraftsystemet domineres av vannkraft er nedbør og eksisterende fyllingsgrad i vannmagasinene viktig (Statkraft, 2007).

På lengre sikt er utviklingen i forbruket, produksjonsevnen og transportkapasiteten viktige prisdrivere (Statkraft, 2007). I Norge, og Norden, baseres oppvarmingen av boliger hovedsakelig på elektrisitet, og temperaturen har dermed en direkte innvirkning på prisen. I kalde perioder vil etterspørselen øke, som igjen fører til stigende priser. Temperaturen er dermed en faktor som påvirker forbruksutviklingen i Norge. En annen faktor som påvirker forbruksutviklingen er det generelle aktivitetsnivået i økonomien. Med aktivitetsnivå i økonomien menes svinginger på andre råvare- og valutabørser, som igjen er med på å påvirke det nordiske kraftmarkedet. I tillegg påvirkes forbruksnivået av generelle opp- og nedgangstider. En siste faktor som naturlig nok påvirker forbruksutviklingen er kraftforbruket over tid. Økt forbruk vil gi høyere etterspørsel, som resulterer i stigende priser. Denne faktoren kan derimot kompenseres for ved mer effektiv energibruk, men dette blir utenfor rekkevidden til denne oppgaven og vil ikke studeres videre.

Som nevnt over er produksjonsevnen sterkt avhengig av nedbørsmengden. I tillegg avhenger produksjonsevnen av kjernekraftproduksjon, samt ny kraftproduksjon. I våre naboland finnes det store kjernekraftverk, og tilgjengeligheten av disse påvirker kraftprisen. Dersom kjernekraftverkene blir tatt av nettet grunnet vedlikeholdsarbeid eller lignende, vil dette redusere tilbudet av kraft i markedet, som vil føre til høyere priser. Samtidig vil en økning i produksjonskapasitet gi økt tilbud, som resulterer i lavere priser.

Den siste prisdriveren, transportkapasiteten, utbedres gjennom nettutbygging nasjonalt og på tvers av landegrenser. Nettutbygging innenlands vil føre til fjerning av flaskehalser i distribusjonsnett, som vil gi mer stabile priser. En økning i utvekslingskapasiteten vil videre føre til større korrelasjon mellom Norden og kontinentet, som nevnt over.

Andre faktorer som, i større eller mindre grad, påvirker kraftprisen er prisen på CO₂-kvoter, samt dollarkursen. CO₂-kvoteprisen er relevant ettersom en høy kvotepris vil gjøre kraftproduksjon med CO₂-utslipp (for eksempel kullkraftverk) mindre lønnsomt. Dette kan dermed føre til redusert tilbud, som gir økte priser. Dollarkursen er relevant ettersom kullprisen er i dollar. En lav dollarkurs vil dermed gi lav kullpris, som kan resultere i økt kullkraftproduksjon, som igjen vil gi lavere kraftpris. Oljeprisen er også i dollar. En siste faktor som skal nevnes er ekstraordinære driftsforhold. Dette kan være ekstrem kulde, plutselig produksjonsstans eller lignende som vil være med på å påvirke kraftprisen den ene eller andre veien.

3.3.2 Skatter og avgifter

Skatt på overskudd og eiendomsskatt

Vindkraft, i motsetning til vannkraft, omfattes ikke av særregler ved skattlegging av kraftforetak (kapittel 18) i Lov om skatt av formue og inntekt (skatteloven) av 26. mars 1999. Dette innebærer at vindkraftverk kun beskattes på overskudd (inntektsskatt) og eiendomsskatt.

I likhet med alle andre foretak blir kraftforetak overskuddsbeskattet. Beskatningen gjelder for hele foretaket, så skattbar inntekt beregnes for hele virksomheten (Finansdepartementet, 2009).

Skatteleggingen vil kunne avhenge av hvordan virksomheten og foretaket er organisert, men dette vil ikke vurderes nærmere i denne oppgaven. Prinsippet er at overskuddet skattlegges en flat skattesats på 28 prosent.

Vindkraft kan også berøres av eiendomsskatten, men dette er opp til hver enkelt kommune om skal innføres eller ikke, og i 2011 benyttet 316 av Norges 430 kommuner eiendomsskatt (Statistisk sentralbyrå, 2012). Det er per dags dato svært forskjellig praksis på hvordan dette gjennomføres, men en vanlig metode er å ta utgangspunkt i kostnaden ved å bygge (investert beløp). Dette beløpet beskattes deretter mellom 0 og 7 promille (mellom 0 og 0,7 prosent). Videre kan det gis avslag i hva som beregnes inn i investerte beløp, ved at man for eksempel ser bort fra veiutbyggingen i prosjektet. Dette resulterer i at man kun skattlegger for eksempel 70 prosent av investert beløp, som i praksis vil bety det samme som å justere ned promillegrensen (Kjell Saksgård, personlig kommunikasjon, 19. juli 2012).

Avgifter

Kraftprodusenter må betale en innmatingstariff for å levere elektrisitet på nettet. Innmatingstariffen er satt sammen av et energiledd (variabelt ledd) og et fastledd (Statnett, 2012). Energileddet er bruksavhengig, det vil si at det varierer med det antall kWh som man leverer på nettet, og er ment å skulle reflektere innvirkningen innmatingen har på energitapet i nettet. Fastleddet er uavhengig av innmatingen av kraft og skal sørge for at nettselskapene får tilstrekkelig inntekt i forhold til inntektsrammen (øvre grense) satt av NVE (Statnett, 2012). For 2012 er denne innmatingstariffen fastsatt til 0,80 øre/kWh. Tidligere hadde Statnett en egen redusert innmatingstariff (0,10 øre/kWh) i områder hvor det er nettmessig gunstig med ny produksjon, men denne tariffen gjelder ikke for tiden (tidligere avtaler er fortsatt gjeldende).

Forbruksavgiften, eller avgift på elektrisk kraft, betales ved levering av elektrisk kraft til forbruker og ved uttak av kraft til eget bruk hos nettselskapet, transportør eller produsent. Avgiften fastsettes av Toll- og avgiftsdirektoratet [TAD] og justeres årlig. I 2012 er satsen på 11,39 øre/kWh. Det kan gis fritak fra avgiftsplikten, ved for eksempel generatorytelse under 100 kVA, og andre forhold (geografisk beliggenhet, levering til aktører som utøver industriproduksjon) kan føre til redusert avgift (TAD, 2012).

Anleggsbidraget fastsettes av nettselskapene for å dekke anleggskostnadene ved nye nettilknytninger eller ved forsterkning av nettet til eksisterende kunder, og har som formål å synliggjøre disse kostnadene, samt fordele kostnadene mellom kunden som utløste investeringen og de øvrige kundene. Det er ikke pålagt å kreve inn anleggsbidrag, men nettselskapene må ha en objektiv og ikke-diskriminerende praksis (NVE, 2010b). Etter dagens regelverk gjelder anleggsbidraget kun for radielt nett, og det kan kun ved ekstraordinære tilfeller fastsettes anleggsbidrag for investeringer i masket nett (nett med flere inn- og utganger) (NVE, 2009a).

For småskala vindkraft vil innmatingstariffer og anleggsbidrag styres av de konkrete forhold ved produksjonsanlegget og etter avtale med den enkelte netteier. Spesielt for anleggsbidrag og/eller tilknytningskostnader til nett er det umulig å angi noe generelt (Terje Engvik, personlig kommunikasjon, 22. juni 2012).

Avskrivninger

De skattemessige avskrivningsreglene for driftsmidler i kraftforetak er gitt ved kapittel 14 i skatteloven, hvor den generelle regelen er saldoavskrivninger. Disse reglene er også gjeldende for vindkraft, og følgende saldogrupper er aktuelle (Thema, 2012):

- Saldogruppe d: gir, rotor, generator og styringsutstyr. Avskrivningssatsen er 20 prosent.
- Saldogruppe g: elektronisk utstyr. Avskrivningssatsen er 5 prosent.
- Saldogruppe h: tårn, anlegg og bygninger. Avskrivningssatsen er 4 prosent.

Avskrivningssatsene som er beskrevet over er maksimalsatser. Videre gjelder det at dersom restsaldoen av driftsmiddelet er mindre enn 15 000 kroner kan den utgiftsføres (Boye og Koekebakker, 2006).

4 Småskala vindkraft

I kapittel 2.3 definerte jeg småskala vindkraft som kraftproduksjon fra én eller flere vindturbiner med en total installert effekt på under 10 MW som leverer hele, eller deler av, sin produksjon til det lokale høyspentnettet. Jeg vil i dette kapittelet beskrive den trinnvise prosessen en utbygger må gjennom for å realisere et småskala vindkraftprosjekt. Beskrivelsen tar utgangspunkt i, og bygger på, inndelingen fra NVE (2010a) sin *Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk*, og består av trinnene skissefase, søknadsfase, investeringsbeslutningsfase, bygge- og driftsfase.

4.1 Skissefase

Det første man må gjøre i en skissefase er å identifisere muligheten for et vindkraftanlegg. Dette innebærer å finne et område med tilstrekkelig høy og stabil middelvind, med akseptabel avstand til eksisterende vei eller annen type adkomst. Videre må det være nærhet til eksisterende kraftlinje, med tilstrekkelig nettkapasitet. Det er viktig å undersøke forholdene rundt nettkapasiteten tidlig, slik at man får en oversikt over kostnadene som tilknytning til nettet vil medføre. Videre bør tiltakshaver varsle berørte grunneiere/rettighetshavere og kommuner om planene, slik at man kan få startet en dialog tidlig (NVE, 2008).

4.1.1 Vindgrunlaget

Som beskrevet i kapittel 2.1.1 er vindhastigheten den viktigste faktoren for å gjennomføre et vindkraftprosjekt. Området man velger må derfor ha gode vindforhold, noe som betyr en middelvind på over 7 m/s. Vindforholdene sjekkes gjennom vindmålinger, supplert med vindkart og data fra nærliggende målestasjoner (beskrevet i kapittel 2.2.3). På bakgrunn av vindgrunlaget, effekten i vinden (uttrykk (1)), brukstid og virkningsgrad kan man beregne effekten og produksjonen for et eventuelt vindkraftanlegg.

4.1.2 Miljø

Det bør også foretas en grov vurdering av konsekvensene for miljø og samfunn. Dette innebærer å se på det tenkte området i forhold til databaser for eksisterende, og fremtidige, vern og verneplaner. Berørte instanser og myndigheter som miljøvernavdelingen hos Fylkesmannen, Riksantikvaren, kommunen, fylkeskommune, samt eventuelt Sametinget og reindriftsforvaltningen bør også kontaktes. Disse instansene vil hjelpe tiltakshaver i utredningen om/avklaringen av gjeldene status for landskapspåvirkning, biologisk mangfold, jord- og skogbruk, verneinteresser, INON, friluftsliv og ferdsel, kulturminner og kulturmiljø, reindrift og samiske interesser, sivil luftfart og meteorologiske målestasjoner, forsvarshensyn, samt støy, skyggekast, refleksblink og annen forurensning (MD, 2007). For at anlegget skal kunne realiseres er det avgjørende at fordelene tilknyttet vindkraft overstiger ulempene.

4.1.3 Grov prosjektering

Man bør tidlig utarbeide en enkel skisse over anlegget som tar for seg den tekniske planleggingen, basert på den teknologien som er tilgjengelig på tidspunktet. Man kan dermed lage seg et grovt kostnadsoverslag for de ulike alternativene. På dette stadiet i prosessen er det tilstrekkelig å benytte seg av tommelfingerregler i utregningene, blant annet på plassering og avstand mellom turbiner. Tommelfingerregelen sier at vindturbiner skal, avhengig av vindforholdene, plasseres i en avstand på

5-7 ganger rotordiameteren. Mer detaljerte planer vil komme på et senere tidspunkt. Tommelfingerregler og enkle beregninger vil også gi en viss oversikt over økonomien i prosjektet.

4.2 Søknadsfase

Det kan være aktuelt med et forprosjekt dersom man er usikker på prosjektets gjennomførbarhet, ellers starter man rett på en konsesjonssøknad. En forutsetning for småskala vindkraft i denne oppgaven er at det leverer elektrisitet til høyspentnettet. Man er derfor nødt til å søke konsesjon etter energiloven, men slipper å konsekvensutrede etter pbl. Det sistnevnte vil derfor ikke utdypes i denne oppgaven.

4.2.1 Konsesjonssøknad

Selv om man ikke behøver å levere KU etter pbl. er man nødt til å søke konsesjon i henhold til energiloven § 3-1, og vesentlige konsekvenser av tiltaket skal likevel beskrives grundig som en del av konsesjonssøknaden. I tillegg skal man begrunne og redegjøre for innpassing i kraftsystemutredningen. Innvilget konsesjon gjelder for 25 års drift (NVE, 2008).

Saksgang

Det første en tiltakshaver må gjøre er å sende en *melding*. Dette er en tidlig varsling av det planlagte prosjektet, og vil gi berørte parter informasjon om prosjektet, samt gi dem mulighet til å komme med innspill. I meldingen forklarer tiltakshaver prosjektet og gir en foreløpig vurdering av potensielle konsekvenser for omgivelsene. Meldingen skal også inneholde et forslag til utredningsprogram for de temaene som tiltakshaveren mener må utredes videre (NVE, 2009b).

Neste trinn i saksgangen er *utredningsprogrammet*. Dette beskriver hvilke tema som utredes nærmere av tiltakshaveren. NVE fastsetter utredningsprogrammet på bakgrunn av innkomne uttalelser, utredningsforslaget fra meldingen, samt egne vurderinger (NVE, 2009b).

Etter man har konsekvensutredet temaene satt av NVE i utredningsprogrammet kan tiltakshaver utarbeide en *konsesjonssøknad* for vindkraftanlegget. Søknaden og KU blir deretter sendt på høring til aktuelle hørings- og orienteringsinstanser (NVE, 2009b).

På bakgrunn av KU, søknaden, innkomne merknader og egne vurderinger vil NVE foreta en helhetlig vurdering før de fatter et endelig *vedtak*. Vedtaket kan påklages til OED (NVE, 2009b). Bakgrunn for vedtaket følger med sakspapirene, i tillegg til eventuelle konsesjonsvilkår dersom søknaden ble vedtatt.

Klager på NVE sitt vedtak stilles til OED, men sendes via NVE. NVE vurderer om klagen inneholder nye opplysninger som gir grunnlag for å endre eller oppheve vedtaket, og oversender deretter klagen til OED til *klagebehandling* dersom de velger å opprettholde vedtaket (NVE, 2009b).

Innhold i konsesjonssøknaden

Søknaden begynner med et kort sammendrag, etterfulgt av generelle opplysninger om søkeren og om eier- og driftsforhold, anleggets beliggenhet, samt planlagt tidspunkt for påbegynnelse og idriftsettelse av anlegget (NVE, 2008).

Deretter redegjøres det kort om forarbeidene som er blitt gjort i skissefasen, hvilke instanser som er kontaktet og forholdet til andre offentlige eller private planer. Her skal også alternative plasseringer som er vurdert, men ikke omsøkt, beskrives med henvisning til kartbilag (NVE, 2008).

Søknaden skal også inneholde en teknisk beskrivelse av det omsøkte anlegget. Dette innebærer en detaljert beskrivelse av området (beliggenhet, vindforhold, infrastruktur m.v.), vindturbinen (antall turbiner, installert effekt, spenning, forventet midlere årsproduksjon m.v.), nettilknytning, montasjeplasser og type fundament, permanente/midlertidige veier og andre anlegg, anleggsarbeidet, samt driftsentraler og vedlikeholdsarbeidet (NVE, 2008).

I tillegg til den tekniske beskrivelsen av anlegget krever søknaden en økonomisk beskrivelse. Det vil si antatt investeringskostnader på søketidspunktet, brukstid, drifts- og vedlikeholdskostnader og forventet levetid. Som en del av den økonomiske beskrivelsen skal det også oppgis estimert årlig elektrisitetsproduksjon (NVE, 2008).

Videre skal miljøhensynene nevnt i kapittel 4.1.2 utfylles, samt eventuelle virkninger for drikkevann, andre arealbruksinteresser og eksisterende og planlagt infrastruktur. I tillegg skal man forklare avbøtende tiltak og samfunnsmessige virkninger, som sysselsetting og behov for lokale varer og tjenester i bygge- og driftsfasen (NVE, 2008).

Avslutningsvis skal det gis en oversikt over private og offentlige tiltak som er nødvendige for å gjennomføre prosjektet, samt innvirkningen på private interesser (NVE, 2008).

4.3 Investeringsbeslutningsfasen

Det første man må gjøre etter at man er tildelt konsesjon fra NVE er å se på konsesjonsvilkårene, og oppdatere planene deretter. Vindmålingene har pågått gjennom hele søkeprosessen, noe som betyr at mer presise data er tilgjengelig til beregningene, som igjen vil gi et mer presist kostnadsoverslag. Videre må prosjektøkonomien sikres gjennom klarlegging av finansiering, skatter og avgifter, samt at en nettavtale må på plass (NVE, 2010a). Deretter velger man om man skal gå videre med, skrinlegge eller utsette prosjektet.

4.4 Bygge- og driftsfasen

Det er per dags dato svært lite erfaringer fra bygg og drift av småskala vindanlegg, men erfaringene fra vannkraftbransjen tilsier at det kreves gode referanser fra de entreprenører, prosjektledere og utstyrsleverandører man benytter seg av. På denne måten sikrer man at kvaliteten er god på leveransene, og slipper unødvendige utgifter.

Et vindkraftanlegg består av svært avansert teknisk utstyr, som skal tåle store påkjenninger, så det vil være behov for vedlikehold i driftsfasen. De fleste av de større komponentene i en turbin er konstruert for å holde hele konsesjonstiden, men det kan forekomme slitasje som fører til nødvendige utskiftninger av enkelte komponenter.

En utfordring for småskala vindkraftutbygging som stadig trekkes frem er tilkobling til nett. Det finnes blant annet tilfeller hvor turbinen står ferdig oppført, men mangler tilkobling til nettet (Terje Engvik, personlig kommunikasjon, 14. juni 2012). Videre påpekes det at det er mye ulik praksis, ulike syn og forvirring i forvaltningen om behandlingen av småskalaskøknadene.

5 Lønnsomhetsvurderinger

En lønnsomhetsvurdering uttrykker verdien til et prosjekt, i dette tilfellet utbyggingen av småskala vindkraft. Verdien i et slikt prosjekt avhenger av hvor mye inntekter turbinen produserer gjennom sin levetid, sammenlignet med kostnadene knyttet til investeringer, drift og vedlikehold. I dette kapittelet vil fire metoder for å besvare lønnsomhetsspørsmålet ved småskala vindkraft presenteres. Disse er nåverdimetoden, annuitetsmetoden, internrentemetoden og pay-back-metoden.

5.1 Nåverdimetoden

Nåverdimetoden er en av de mest brukte metodene for å finne verdien av et investeringsprosjekt, og gir et uttrykk for lønnsomheten av et prosjekt for hele dets levetid.

Utgangspunktet for nåverdimetoden er at alle inn- og utbetalinger tilbakeføres til et gitt tidspunkt, som oftest investeringstidspunktet (Boye og Koekebakker, 2006). Dette betyr at investeringen og fremtidige kontantstrømmer diskonteres (tilbakeføres) med en rentesats og omregnes til dagens nivå. Rentesatsen man benytter seg av ved diskonteringen betegnes som avkastningskravet, og bestemmes ut fra en alternativbetragtning. Dette betyr at avkastningskravet kan forstås som hva man alternativt kan oppnå i forrentning (Boye og Koekebakker, 2006).

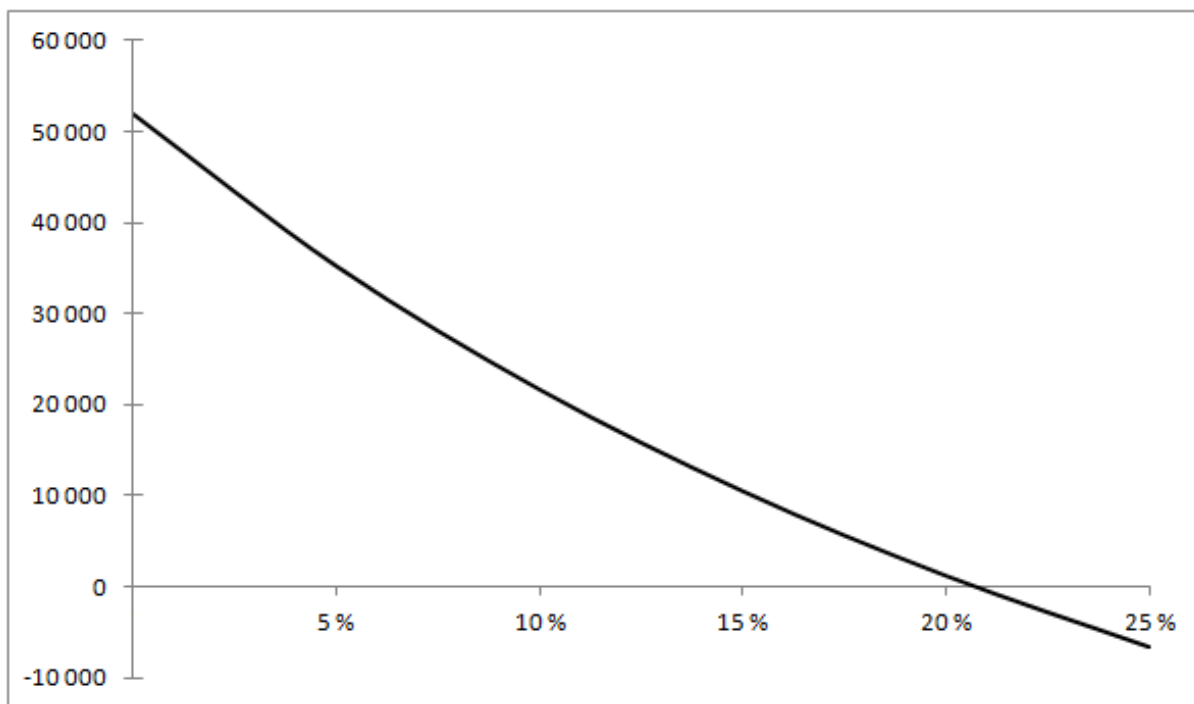
Nåverdien (NNV) kan uttrykkes som i (3), der CF_0 er investeringsutgiften, CF_t står for kontantoverskuddet i år t , n står for levetiden og i er avkastningskravet.

$$NNV = -CF_0 + \frac{CF_1}{1+i} + \frac{CF_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+i)^n} = -CF_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} \quad (3)$$

CF_0 er investeringsutgiften som utbetales i år 0 og har dermed en negativ verdi. CF_t beregnes ved å trekke driftskostnadene fra driftsinntektene for hvert år. Utregningen av nåverdi i modellen gjøres i Excel, men baserer seg på samme uttrykk som (3).

Lønnsomhetskriteriet ved nåverdimetoden er at dersom nåverdien er positiv bør prosjektet gjennomføres, og dersom den er negativ bør prosjektet skrinlegges. Jo høyere nåverdien er, jo mer lønnsomt er prosjektet. Ved to eller flere nåverdiberegninger (for eksempel to forskjellige prosjekter) vil alternativet med høyest nåverdi være mest lønnsomt (NVE, 2003b).

Nåverdien av en investering avtar vanligvis jo høyere avkastningskrav prosjektet har, ettersom verdien av fremtidige beløp avtar når avkastningskravet øker (Boye og Koekebakker, 2006). Figur 10 er en nåverdiprofil og viser nåverdier av (samme) investering (langs y-aksen) for alternative avkastningskrav (langs x-aksen). Som man ser av figuren blir nåverdien lavere jo høyere avkastningskravet er, og at dette forholdet er tilnærmet rettlinjet.



Figur 10: Nåverdiprofil

5.2 Annuitetsmetoden

Annuitetsmetoden er nært tilknyttet nåverdimetoden, men istedenfor å se på lønnsomheten av prosjektet for hele dets levetid, beregner man med annuitetsmetoden hvilket resultat investeringen gir per år i levetiden.

Lønnsomhetskriteriet for annuitetsmetoden er at årlig kontantoverskudd må minst dekke kostnadene knyttet til investeringsutlegget (Boye og Koekebakker, 2006). Det vil si:

$$\text{Årlig kontantoverskudd} \geq \text{Årlig kapitalforbruk} + \text{renter}$$

For å kunne sammenligne investeringsutlegget med årlig kontantoverskudd må investeringsutlegget først omgjøres til årlig kapitalforbruk + renter. For å gjøre dette benytter man seg av (4), der PMT (fra *payment*) er betaling per periode (tilsvarende årlig kapitalforbruk + renter), CF_0 er investeringsutgiften, n står for levetiden og i er avkastningskravet.

$$PMT = CF_0 \cdot \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} \quad (4)$$

5.2.1 Svakheter ved annuitetsmetoden

En ulempe ved annuitetsmetoden er at den ikke er særlig hensiktsmessig å bruke når kontantoverskuddene varierer. Ved varierende kontantoverskudd må alle beløpene diskonteres og summeres, for deretter fordele sumbeløpet med like store porsjoner på de enkelte årene, før man så sammenligner med årlig kapitalforbruk + renter. Det er da enklere å benytte seg av nåverdimetoden direkte, da annuitetsmetoden ikke vil gi noen ny informasjon utover det nåverdimetoden gir, og svaret på lønnsomhetsspørsmålet vil være det samme (Boye og Koekebakker, 2006).

5.3 Internrentemetoden

I de to foregående metodene fastsettes kalkulasjonsrenten (avkastningskravet), for så å beregne lønnsomhet. I internrentemetoden derimot finner man den renten (p) som gir nåverdi lik 0, det vil si den renten som stiller investeringen på lønnsomhetsgrensen (Boye og Koekebakker, 2006). Dette gjøres ved å løse følgende uttrykk med hensyn på p :

$$-CF_0 + \frac{CF_1}{1+p} + \frac{CF_2}{(1+p)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+p)^n} = -CF_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+p)^t} = 0 \quad (5)$$

Ligning 5 lar seg normalt ikke løse, og må derfor finnes på grunnlag av prøving og feiling, eller ved hjelp av en kalkulator/data som gjør jobben for oss. Det finnes derimot en metode som gir tilnærmet riktig svar. Som vist i figur 10 er det en tilnærmet rettlinjet sammenheng mellom nåverdi og avkastningskrav. Det er dermed mulig å beregne to nåverdier for to forskjellige avkastningskrav, plote de i en figur tilsvarende figur 10, trekke en rett linje mellom de to punktene og lese av grafen der den skjærer x-aksen. Ettersom internrenten er den renten som gir nåverdi lik 0 vil dette punktet gi en tilnærmet verdi for internrenten (Boye og Koekebakker, 2006). I figur 10 blir internrenten rundt 21 prosent.

Lønnsomhetskriteriet ved internrentemetoden er at internrenten skal være høyere enn et på forhånd fastsatt minimum (avkastningskrav). Dersom det er flere prosjekter er alternativet med høyest internrente det mest lønnsomme (Boye og Koekebakker, 2006).

5.4 Pay-back-metoden

Pay-back-metoden er svært enkel å bruke og ser på hvor mange år det tar før investeringsutgiften er inntjent. Man finner inntjeningstiden ved å regne seg frem til det antall år (T) som resulterer i at man tilfredsstiller ligning (6) (Boye og Koekebakker, 2006).

$$CF_0 = \sum_{t=1}^T CF_t \quad (6)$$

Når man benytter seg av pay-back-metoden blir det normalt stipulert maksimale inntjeningstider for ulike anleggsmidler. Disse inntjeningstidene er som regel vanskelig å fastsette. Lønnsomhetskriteriet for metoden er at inntjeningstiden må være kortere enn de stipulerte tidene (Boye og Koekebakker, 2006).

5.4.1 Svakheter ved pay-back-metoden

En stor svakheter ved pay-back-metoden er at den sier svært lite om lønnsomheten til et prosjekt. Dette kommer av at metoden ser bort fra inn- og utbetalinger etter inntjeningspunktet, og tar heller ingen hensyn til tidsfordelingen av inn- og utbetalingene (Boye og Koekebakker, 2006).

Inntjeningstiden alene er fra et investeringsperspektiv av begrenset interesse, men kan ha en positiv verdi fra et finansieringssynspunkt, da det kan være greit å få brakt på det rene hvor lang tid det vil ta før investeringsutgiften er inndekket (Boye og Koekebakker, 2006). Ved en slik vurdering bør det i midlertidig inkluderes renter, noe metoden i utgangspunktet ikke gjør.

Pay-back-metoden blir, til tross for metodens fremtredende svakheter, brukt en god del i praksis. Dette har sammenheng med at pay-back-beregninger kan være av interesse ved risikovurderinger.

Investeringer med lang inntjeningsstid er mer risikable enn investeringer med kort inntjeningsstid, og pay-back-metoden kan i så måte avklare noen risikomoment (Boye og Koekebakker, 2006).

5.5 Valg av metode

Regnearkmodellen som beskrives i kapittel 6 baserer seg på nåverdiberegninger. Denne metoden er valgt fordi den besvarer lønnsomhetsspørsmålet best av de overnevnte metodene, og er mest hensiktsmessig å bruke for et prosjekt som vindkraftutbygging. Videre er nåverdimetoden den metoden som prinsipielt sett er den mest riktige, ettersom metoden er konsistent med nyttemaksimum (Boye og Koekebakker, 2006).

I tillegg til nåverdiberegninger vil jeg benytte meg av internrentemetoden for å angi en øvre grense på avkastningskravet. Fastsetting av internrenten er en enkel beregning i Excel, ettersom den benytter seg av det samme oppsett som nåverdiberegningene, og vil gi meg det avkastningskravet som setter investeringen på lønnsomhetsgrensen. Det er dog viktig å være klar over at ved rangering av flere investeringsalternativer kan internrentemetoden gi forskjellig rekkefølge i forhold til nåverdimetoden (Boye og Koekebakker, 2006). Denne problemstillingen vil ikke være aktuell i denne oppgaven for øvrig, ettersom det ikke vil være noen rangering av ulike investeringsalternativer, og vil normalt gi samme konklusjon som nåverdimetoden i lønnsomhetsvurderingen.

Jeg velger å ikke benytte meg av annuitetsmetoden ettersom kontantoverskuddene i modellen varierer over levetiden. Som nevnt i kapittel 5.2.1 gjør svakheten ved metoden at det er mer hensiktsmessig å bruke nåverdimetoden direkte.

Pay-back-metoden har ingen hensikt for denne type analyse, og vil heller ikke benyttes i denne oppgaven, ettersom den sier svært lite om lønnsomhetene av investeringen. Denne konklusjonen støttes av Boye og Koekebakker (2006) som anbefaler at pay-back-metoden kun bør benyttes som et supplement til nåverdi- og internrentemetoden.

5.5.1 Følsomhetsanalyse

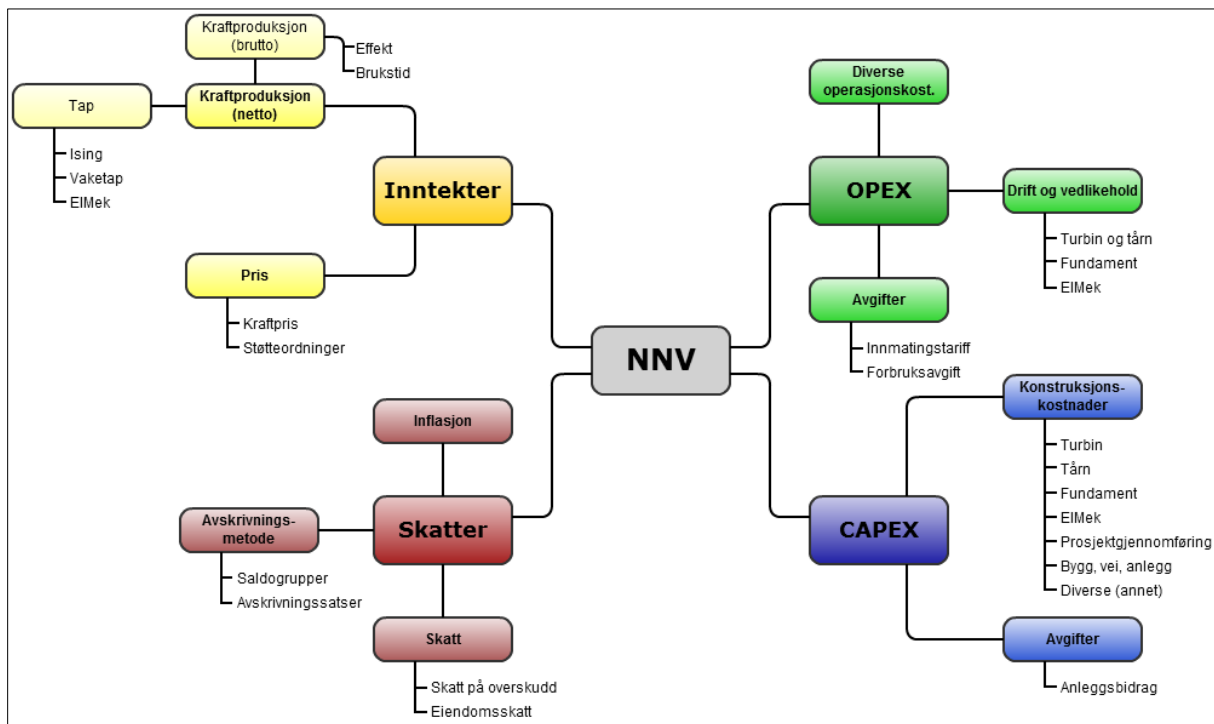
Følsomhetsanalyse er et verktøy for økonomisk analyse av usikkerhet, og kartlegger virkningene av et avvik fra basisforutsetningene for lønnsomheten for prosjektet (Bøhren og Gjærum, 2009). Resultatene av analysen kan fremstilles i et stjernediagram. Stjernediagrammet viser flere separate følsomhetsanalyser i en og samme figur, og angir dermed den relative effekten (viktigheten) av hver variabel. Jo brattere en følsomhetskurve er, jo større (relativ) betydning har denne variabelen for usikkerheten i prosjektet. Følsomhetskurvens skjæring av x-aksen angir variabelens nullpunkt (Bøhren og Gjærum, 2009). I kapittel 7 presenteres et eksempel på et stjernediagram, som tar utgangspunkt i simuleringene fra modellen.

Svakheten ved en følsomhetsanalyse er forøvrig at den bare tillater å endre én variable om gangen, samt at den ikke inkluderer sannsynligheten for at avviket fra basisforutsetningene inntreffer (Bøhren og Gjærum, 2009). Sannsynligheten for avvik må dermed skjønnsmessig vurderes.

6 Regnearkmodellen

En modell er et analyseverktøy som gjør det mulig å orientere seg i en kompleks virkelighet. Ved å utelate en rekke parametre man regner som uvesentlige for analyseformålet, vil man få en forenklet representasjon av virkeligheten (Steigum, 2004).

Modellen benyttet i denne oppgaven ser på lønnsomheten i et prosjekt ved hjelp av nåverdimetoden. Modellen angir altså nåverdien av et prosjekt, basert på en rekke innsatsfaktorer. Innsatsfaktorene deles inn i 4 hovedgrupper; inntekter, OPEX (driftskostnader), CAPEX (kapitalkostnader) og skatter. Hver av disse hovedgruppene består så igjen av ulike delberegninger. En grafisk oversikt av modellen og alle de ulike parametrene er gitt i figur 11.



Figur 11: Oversikt av modellen

6.1 Forutsetninger

For at modellen skal fungere etter hensikten, nemlig å gi et forenklet bilde av virkeligheten, er det en rekke forutsetninger og antakelser som hører til beregningene.

- Teknisk og økonomisk levetid (analyseperioden) er satt lik konsesjonslengden, det vil si 25 år.
- Investeringsutgiften betales samlet og under ett når prosjektet starter opp (år 0). Dette betyr at de økonomiske beregningene (avskrivninger og lignende) skjer fra og med år 1.
- Alle inn- og utbetalinger skjer med ett års mellomrom.
- Modellen legger ikke opp til reinvesteringer i løpet av analyseperioden.
- Modellen tar ikke hensyn til hvordan prosjektet finansieres, ser dermed bort fra låneopptak og finansielle betalinger som avdrag og rentebetalinger, som betyr at modellen regner med at investeringene bare er finansiert med egenkapitalen.

I tillegg vil spesifikke forutsetninger for prosjektet nevnes i kapittel 6.4.

6.2 Innsatsfaktorer

For å kunne beregne nåverdien av et prosjekt er man avhengig av inn- og utbetalinger for perioden. Disse er gitt av de årlige inntektene, årlige kostnader og investeringsutgiften. I tillegg tar modellen hensyn til skatt og inflasjon.

6.2.1 Inntekter

Inntektssiden av modellen er gitt ved det totale kraftsalget for et år. Som vi ser av figur 11 bestemmes kraftsalget av netto kraftproduksjon og den prisen man får for kraften.

For å estimere kraftproduksjonen tar jeg utgangspunkt i uttrykk (2), eventuelt kan man oppgi den installerte effekten direkte. Derne avhenger produksjonen av brukstiden, samt eventuelle tap i produksjonen man får gjennom ising, vaketap og/eller tap i det mekaniske i turbinen.

Totalprisen er gitt av en fremtidig estimert kraftpris og det påslaget man vil oppnå gjennom elsertifikatordningen.

6.2.2 OPEX

OPEX er drift- og vedlikeholdskostnader gjennom året. I modellen deles drift- og vedlikeholdskostnadene opp i turbin og tårn, fundament, elektromekanisk utstyr og diverse kostnader (forsikring, leie, andre erstatninger og lignende). Disse kostnadene utfylles med direkte summer per år, eller alternativt med en sats oppgitt i øre/kWh. Dersom man oppgir kostnadene knyttet til drift og vedlikehold som en sats vil disse beregnes om til kr/år med hensyn på netto kraftproduksjon.

OPEX uttrykker i tillegg avgifter knyttet til driften av anlegget. For vind vil det være innmatingstariff, bestående av et energiledd og et fastledd, samt forbruksavgift. Det er viktig å merke seg at disse oppgis i øre/kWh, og ikke kr/kWh, før de omregnes til kr/år. Denne omregningen beregnes med hensyn på netto kraftproduksjon, da det er denne mengden som leveres på nettet.

Eiendomsskatten inkluderes også under OPEX, og ikke som en del av kontantstrømsberegningene, slik som skatt på overskudd. Som beskrevet i kapittel 3.3.2 varierer det fra kommune til kommune hvordan eiendomsskatten beregnes, men at den som regel tar utgangspunkt i investert beløp. Dette beløpet multipliseres så opp med skattesatsen (mellom 0 og 0,7 prosent) for å gi årlig skattebeløp.

6.2.3 CAPEX

CAPEX i modellen er alle investeringer man gjør i år 0. Konstruksjonskostnadene er delt inn i 7 forskjellige kategorier:

1. Turbin
2. Tårn
3. Fundament
4. Kabler og annet elektromekanisk utstyr
5. Prosjektgjennomføring
6. Bygg, vei, anlegg
7. Diverse (annet)

Et eventuelt anleggsbidrag for nettilknytning vil også inngå som en del av investeringsutgiften.

6.2.4 Skatter og saldoavskrivninger

Som beskrevet i kapittel 3.3.2 blir vindkraftproduksjon berørt av skatt på overskudd (28 prosent) og eiendomskatt (mellom 0 og 0,7 prosent). Modellen beregner skatt på overskudd som en del av oppsettet for å finne kontantstrømmen, mens eiendomsskatten plasseres i kategorien OPEX.

Avskrivningsmetoden man benytter seg av er saldoavskrivninger og som nevnt i kapittel 3.3.2 er det tre saldogrupper som er relevante for vindkraft; saldogruppe d, g og h.

Av investeringskostnadene nevnt over inngår *turbinen* i saldogruppe d. Denne saldogruppen har en avskrivningssats på 20 prosent. *Kabler og annet elektromekanisk utstyr* utgjør saldogruppe g. Avskrivningssatsen er på 5 prosent. *Tårn, fundament og bygg, vei, anlegg* tilhører saldogruppe h, med en avskrivningssats på 4 prosent.

I tillegg til skatt og avskrivninger tar modellen hensyn til inflasjon på inntektene og kostnadene i driften.

6.3 Nåverdiberegninger

Modellen vil beregne nåverdien for prosjektet før og etter skatt. Det er derfor nødvendig med et oppsett som gjør at man finner kontantoverskuddene etter skatt basert på kontantoverskuddene før skatt. Beregningene av kontantstrømmen for modellen baserer seg på følgende oppsett, og tar utgangspunkt i oppsett fra Boye og Koekebakker (2006), med noen justeringer.

Driftsinntekter
- Driftskostnader
Kontantoverskudd før skatt
- Avskrivning "d"
- Avskrivning "g"
- Avskrivning "h"
Resultat før skatt
- Skatt på overskudd
Resultat etter skatt
+ Avskrivninger
Kontantoverskudd etter skatt

Figur 12: Beregning av kontantstrøm

Kontantoverskuddene som blir beregnet etter dette oppsettet skal tilbakebetale den kapital som investeres og forbrukes, samt forrente den kapital som er investert (Boye og Koekebakker, 2006).

6.3.1 Kontantoverskudd før skatt

Driftsinntektene er gitt av det årlige kraftsalget, og er som oppgitt i kapittel 6.2.1:

$$\text{Driftsinntekter} = \text{total netto kraftproduksjon} \cdot \text{total kraftpris}$$

Driftskostnadene er gitt av totale årlige driftskostnader (OPEX). Dersom man ønsker at modellen skal ta hensyn til inflasjon, vil disse to postene øke i takt med prisøkningen utover i perioden. Dersom man ikke forutsetter noen inflasjon vil postene være konstante for analyseperioden.

6.3.2 Avskrivninger og skatt

For å få et mer oversiktlig oppsett er avskrivningene oppdelt i henhold til saldogruppene. Dette innebærer at kapital og sats for de ulike saldogruppene vil variere. Fremgangsmåten for beregningen av avskrivningene vil forøvrig være den samme, og beregnes etter følgende uttrykk:

$$AV = CF_0 \cdot (1 - AVS)^{t-1} \cdot AVS \quad (7)$$

(AV) er avskrivningen, (CF_0) er investeringsutgiften, (AVS) tilsvarer avskrivningssatsen og t er antall år anleggsmiddelet har vært avskrevet. Avskrivningen for år t finnes altså ved å multiplisere foregående års avskrivning med 1 minus avskrivningssatsen (Boye og Koekebakker, 2006). Videre har vi at:

$$SB = CF_0 \cdot (1 - AVS)^{t-1} \quad (8)$$

(8) er uttrykket for startbeløpet (SB) i perioden, og tilsvarer første del av (7). Dette betyr at avskrivningene i (7) reduseres med avskrivningssatsen hvert år.

Som nevnt i kapittel 3.3.2 kan restsaldoen utgiftsføres dersom denne er mindre enn 15 000 kroner. For å finne restverdien (RV) benytter man seg av uttrykk (9).

$$RV = CF_0 \cdot (1 - AVS)^t \quad (9)$$

Restverdien kan alternativt finnes ved å trekke avskrivningene for de foregående årene fra investeringsbeløpet. Det er også greit å merke seg, som vi ser av uttrykk (8) og (9), at startbeløpet er lik foregående år sin restverdi.

Dersom investeringsobjektet har restverdi ved analyseperiodens slutt vil dette tas med i beregningen av siste kontantoverskudd for prosjektet. Beløpet som skal legges til kontantoverskuddet i siste periode beregnes etter følgende uttrykk:

$$\frac{RV_n \cdot AVS \cdot s}{k + AVS} \quad (10)$$

(RV_n) er restverdien etter siste periode, s er skattesatsen og k er avkastningskravet etter skatt. (AVS) er som tidligere avskrivningssatsen.

Skatt på overskudd beregnes ved å multiplisere resultat før skatt med en skattesats (normalt 28 prosent).

6.3.3 Avkastningskrav

Når man vurderer lønnsomheten i et prosjekt må det tas stilling til hvilket avkastningskrav som blir benyttet. Avkastningskravet bestemmes som nevnt ut fra en alternativbetragtning, og størrelsen på avkastningskravet skal reflektere både hvilken kompensasjon sparerne forlanger, samt risikoen knyttet til investeringen (Boye og Koekebakker, 2006). I modellen beregnes det nåverdi for før og etter skatt, og det er derfor nødvendig at avkastningskravet man benytter også er før og etter skatt. Avkastningskravet etter skatt (k) er gitt av uttrykk (11), der i er avkastningskrav før skatt, og s er skattesatsen.

$$k = i \cdot (1 - s) \quad (11)$$

6.4 Parametervalg for simuleringen

For å teste modellen skal jeg kjøre en simulering som tar utgangspunkt i informasjonen tilgjengelig i en konsesjonssøknad som er under behandling hos NVE utarbeidet av NTE Energiutvikling (2011) for Vikna vindkraftverk. Jeg valgte denne søknaden ettersom anleggsbeskrivelsen samsvarer med mine kriterier for definisjonen av småskala vindkraft. Den opprinnelige planen var å få tak i en konkret case fra en vindkraftutvikler, men det viste seg å ikke kunne gjennomføres. Simuleringen vil dermed bestå av konkrete data og rammevilkår gitt av konsesjonssøknaden, samt generelle data, basert på gjeldende praksis, der disse ikke er tilgjengelig i konsesjonssøknaden.

Søknaden om konsesjon kommer på bakgrunn av at det gamle anlegget som er på området de siste årene har opplevd tiltagende driftsproblemer og NTE Energiutvikling ønsker å ha et vindkraftverk i området også i fremtiden. Ettersom det allerede finnes et anlegg vil man kunne benytte seg av allerede eksisterende infrastruktur ved utbyggingen. Det er forøvrig behov for utbedringer av adkomstvei og interne veier, i tillegg vil det kunne være behov for nye oppstillingsplasser (NTE Energiutvikling, 2011). Søknaden tar for seg tre forskjellige alternativer:

0. Nedleggelse av vindkraftverket
1. Montering av fem 0,9 MW turbiner
2. Montering av tre 2,3 MW turbiner

Denne oppgaven vil benytte seg av alternativ 2, utbyggingen av tre 2,3 MW turbiner, som utgangspunkt for simuleringen.

Tabell 1 viser en oversikt over de viktigste parametrene som vil benyttes i modellen. Valgene vil i de følgende delkapitlene begrunnes på bakgrunn av konsesjonssøknaden eller annen gjeldende praksis.

Tabell 1: Parametervalg

Vindturbinstørrelse	2,3	MW
Antall turbiner	3	stk
Bruktid	2 900	timer
Pris	43,30	øre/kWh
OPEX	13,00	øre/kWh
CAPEX	78 000 000	kr
Avskrivningsmetode	Saldoavskrivninger	
Skatt på overskudd	28	prosent
Eiendomsskatt	5	promille
Inflasjon	2,5	prosent
Avkastningskrav	8	prosent

6.4.1 Inntekter

Tre vindturbiner på 2,3 MW hver vil gi en installert effekt i vindkraftanlegget på 6,9 MW. Tiltakshaver regner videre med 2 900 brukstimer, som da gir en midlere årsproduksjon på i overkant av 20 GWh. Det forutsettes at det ikke oppstår noe tap i form av ising, vaketap eller tap i elektromekanisk utstyr.

Kraftprisen brukt i modellen baserer seg på historiske priser, tilsvarende de fremstilt i figur 9. Det aktuelle kraftverket er planlagt i Nord-Trøndelag fylke, noe som tilsvarer prisområde NO3, og jeg vil

derfor legge gjennomsnittsprisen for NO3 som grunnlag for totalprisen. Gjennomsnittet for NO3 fra januar 2001 og frem til juni 2012 var 30,33 øre/kWh (se vedlegg 2). I tillegg vil anlegget bli en del av elsertifikatordningen som vil gi et påslag på 12,97 øre/kWh. Dette baseres på prisene man har oppnådd etter at Norge ble en del av ordningen i begynnelsen av året. Den totale kraftprisen som benyttes som grunnlag blir dermed 43,30 øre/kWh.

6.4.2 OPEX

Konsesjonssøknaden oppgir et estimat for drift- og vedlikeholdskostnader, men dette er beregnet for 20 års drift, og ikke 25 år, så jeg vil isteden benytte meg av estimatet fra NVE og Enova (2008). Dette gir kostnader knyttet til drift og vedlikehold på 13 øre/kWh. Dette estimatet inkluderer nettkostnader/innmatingskostnader, forsikringer, erstatninger og andre driftskostnader. Jeg ser dermed bort fra innmatingstariff og forbruksavgift.

Fra Vikna kommune sine hjemmesider finner jeg at Vikna opererer med en eiendomsskatt på 5 promille. Eiendomsskatten kommer i tillegg til drift- og vedlikeholdskostnaden på 13 øre/kWh.

6.4.3 CAPEX

Konsesjonssøknaden oppgir et estimat på 77 000 000 kr i investeringskostnader for installasjonen på 6,9 MW. Disse er derimot ikke fordelt på de ulike kategoriene gjennomgått i kapittel 6.2.3. Basert på rapporter utarbeidet av EWEA (2009), NVE og Enova (2008), samt gjennomgang av uttallige konsesjonssøknader har jeg utarbeidet følgende tabell for kostnadssammensetning for en vindturbin i størrelsesorden 1-3 MW:

Tabell 2: Kostnadsfordeling for en medium stor turbin

	Andel av totalkostnad (%)
Turbin	65
Tårn	12 – 20
Fundament	1 – 9
Kabler/ElMek	1 – 9
Prosjektgjennomføring	1 – 3
Bygg, vei, anlegg	1 – 9
Diverse (annet)	1 – 5

Som man ser kan det være store kostnadsvariasjoner for hver enkelt kategori. Det er spesielt knyttet stor usikkerhet til kostnadsandelen for nettilknytningen (EWEA, 2009). Dette gir allikevel et visst bilde av fordelingen, og vil være et nyttig verktøy når jeg skal fordele kostnadene fra konsesjonssøknaden. På bakgrunn av tabell 2 er følgende forslag til fordeling av investeringskostnaden for Vikna kraftverk utarbeidet:

Tabell 3: Forslag til kostnadsfordeling for Vikna

	Investerings- kostnad (kr)	Andel av totalkostnad (%)
Turbin	50 100 000	65
Tårn	13 000 000	17
Fundament	3 900 000	5
Kabler/ElMek	4 600 000	6
Prosjektgjennomføring	800 000	1
Bygg, vei, anlegg	3 850 000	5
Diverse (annet)	750 000	1
Totale konstruksjonskostnader	77 000 000	100

Utbyggingen av ny effekt for Vikna vindkraftverk utløser en oppgradering av nettet, da det ikke er ledig kapasitet i eksisterende høyspentnett. Tiltakshaver må derfor dekke differansen av reinvesteringstkostnadene for tilsvarende nett og oppgradert nett. Dette utgjør et anleggsbidrag på omtrent 1 000 000 kr. Total CAPEX blir dermed 78 000 000 kr.

6.4.4 Skatter og avgifter

Som nevnt er eiendomsskattesatsen 5 promille (0,5 prosent), og skatt på overskudd er gitt på 28 prosent. Avskrivningsmetode og saldogrupper er som beskrevet i kapittel 6.2.4.

Regjeringen har fastsatt et inflasjonsmål for pengepolitikken Norge. Inflasjonsmålet er på 2,5 prosent årlig prisvekst, og tilsvarer inflasjon som vil bli benyttet i simuleringen (Norges Bank, 2006).

NVE (2003b) har utarbeidet standardiserte satser for avkastningskrav som skal benyttes ved vurdering av energiprojekter. Den foreslåtte renten for kraftproduksjon fra vindkraft er 8 prosent, og er benyttet i denne oppgaven. Av uttrykk (11) har vi dermed at avkastningskravet etter skatt er 5,76 prosent.

7 Resultater

7.1 Nåverdiberegningen

Som beskrevet tidligere er utgangspunktet for nåverdimetoden at alle inn- og utbetalinger tilbakeføres til et gitt tidspunkt, og man er derfor avhengig av en kontantstrøm for å finne nåverdien av et prosjekt. For denne modellen er det kraftsalget som gir driftsinntektene og kostnader knyttet til drift og vedlikehold gir driftsutgiftene. Tabell 4 viser totalt kraftsalg og totale driftskostnader basert på forutsetningene som ble satt i kapittel 6.

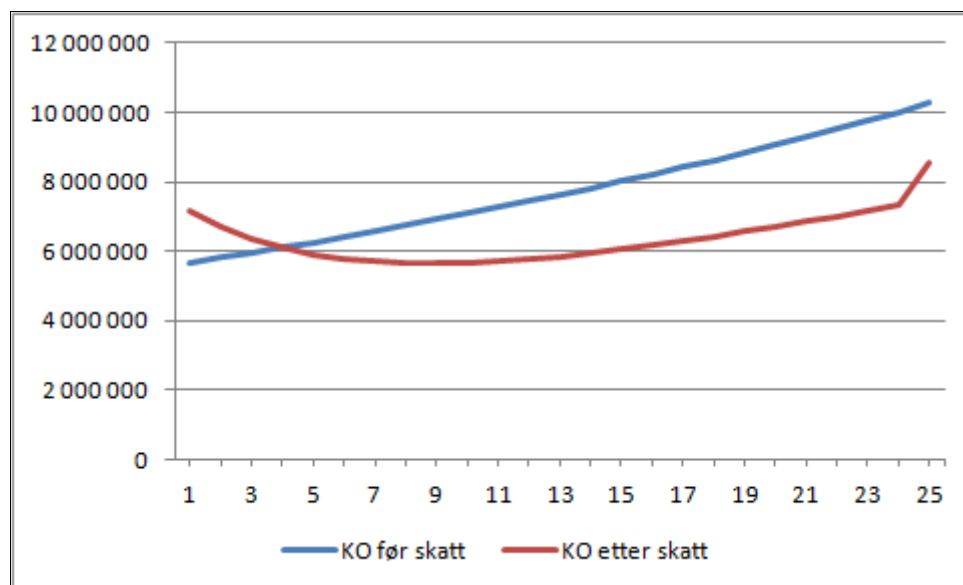
Tabell 4: Driftsinntekter og driftskostnader

Netto kraftproduksjon	20 010 000	kWh/år
Kraftpris	0,43	kr/kWh
Totalt kraftsalg	8 664 330	kr/år
Drift- og vedlikehold	0,13	kr/kWh
Eiendomsskatt	390 000	kr/år
Totale driftskostnader	2 991 300	kr/år

Legg merke til at netto kraftproduksjon baserer seg på 6,9 MW installert effekt, det vil si summen av alle tre turbinene, og 2 900 brukstimer. Dette gir en produksjon på 6 670 000 kWh per turbin. Kraftprisen er gitt av snittprisen for NO3 (30,33 øre/kWh), pluss påslaget fra sertifikatmarkedet (12,97 øre/kWh). Totalt kraftsalg tilsvarer dermed benevnningen *driftsinntekter* i figur 12.

Drift- og vedlikeholdskostnader er som tidligere nevnt fastsatt til 13 øre/kWh, og multipliseres med kraftproduksjon for å gi kostnaden i kr/år. Disse legges så til eiendomsskatten på i underkant av 400 000 kr/år for å gi de totale driftskostnadene, som tilsvarer benevnningen *driftsutgifter* i figur 12.

Driftsinntektene og driftsutgiftene justeres så for inflasjon før kontantoverskuddet (før skatt) beregnes. Figur 13 viser utviklingen i kontantoverskuddet før og etter skatt over de 25 årene, og baserer seg på tallene man finner i vedlegg 3.



Figur 13: Utvikling i kontantoverskuddene

Økningen i år 25 på kurven til kontantoverskuddet etter skatt er resultatet av at restverdien av driftsmidlene blir tatt hensyn til ved beregning av siste kontantoverskudd. Økningen tilsvarer summen av restverdien for driftsmidlene (tabell 5) og er beregnet etter uttrykk (10).

Tabell 5: Restverdi driftsmidler

	Kapital saldogruppe	Avskrivnings- sats	Restverdi
Saldogruppe "d"	50 100 000	20 %	41 146
Saldogruppe "g"	4 600 000	5 %	166 021
Saldogruppe "h"	20 750 000	4 %	858 158
	75 450 000		1 065 325

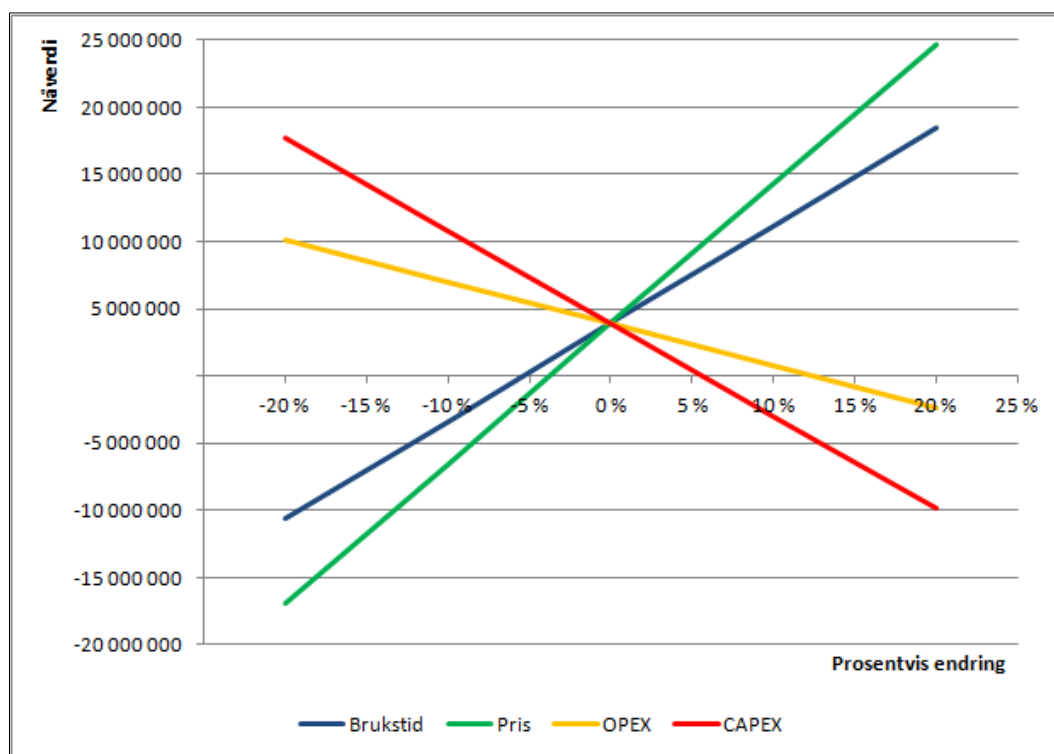
Lønnsomhetskriteriet ved nåverdimetoden er at dersom nåverdien er positiv bør prosjektet gjennomføres, og dersom den er negativ bør prosjektet skrinlegges. Tabell 6 viser nåverdien (NNV) og internrenten (IR) for prosjektet før og etter skatt.

Tabell 6: Nåverdi og internrente

Avkastningskrav før skatt	8,00 %	Avkastningskrav etter skatt	5,76 %
NNV før skatt	-2 776 554	NNV etter skatt	3 886 521
IR før skatt	7,63 %	IR etter skatt	6,26 %

7.2 Følsomhetsanalyse

Ethvert utbyggingsprosjekt som går over en lengre periode er forbundet med usikkerhet og risiko. Noe av denne risikoen vil plukkes opp gjennom avkastningskravet, men det bør likevel tas høyde for endringer i priser, brukstid, driftskostnader og lignende.



Figur 14: Stjernediagram følsomhetsanalyse

Figur 14 viser virkningene av et avvik fra basisforutsetningene for brukstid, pris, OPEX og CAPEX, og hvilken innvirkning det vil ha for lønnsomheten for prosjektet. Beregningene baserer seg på variablene etter skatt, det relative forholdet vil være tilsvarende likt før skatt, men basisforutsetningene gjør at skjæringspunktet mellom kurvene vil være negativt.

Som man ser vil en økning i brukstid eller pris føre til økte nåverdier. Dette har en naturlig sammenheng med at økt brukstid eller pris vil gi økt totalt kraftsalg, som vil føre til større driftsinntekter, isolert sett. Som man ser krysser kurvene til brukstid og pris x-aksen rundt -5 prosent, noe som betyr at variablene tåler et avvik fra basisforutsetningen på -5 prosent før nåverdien vil bli negativ.

Tilsvarende gjelder for CAPEX og OPEX, men her vil en økning fra basisforutsetningene føre til reduserte nåverdier. Dette gir mening ettersom økte kapitalkostnader eller drifts- og vedlikeholdskostnader vil føre til større totale driftskostnader.

Dersom vindhastighet hadde vært med i diagrammet er det å forvente at den ville vært den mest avgjørende variabelen.

7.3 Diskusjon av resultater

Det er ofte stor forskjell mellom nåverdiberegningene som inkluderer skatt og de som ser bort fra skatt. Hensikten med en modell er å gi et forenklet bilde av en kompleks virkelighet, og det settes dermed en rekke forutsetninger for modellen. Ettersom man i virkeligheten betaler skatt, bør skatt også inkluderes i kalkylene for å gi et best mulig grunnlag for lønnsomheten av investeringen (Boye og Koekebakker, 2006). Inkluderingen av skatt er også en nødvendighet for lønnsomheten i dette prosjektet.

Som man ser av tabell 6 oppfyller ikke prosjektet lønnsomhetskriteriet for nåverdimetoden før skatt, da prosjektet har en negativ nåverdi. Det er dermed ikke ønskelig å skulle gå videre med prosjektet. For å få lønnsomhet i prosjektet før skatt kan man endre innsatsfaktorene som pris, brukstid, OPEX eller CAPEX, eller man kan velge å se på internrenten. Internrentemetoden hadde et lønnsomhetskrav som tilsa at internrenten skal være høyere enn et på forhånd fastsatt minimum. Tabell 6 viser at internrenten før skatt er 7,63 prosent, og avkastningskravet satt av NVE (2003b) er på 8 prosent. Internrentemetoden viser dermed det samme som nåverdimetoden gjør, nemlig at prosjektet ikke er lønnsomt. Internrenten gir oss også det avkastningskravet som setter prosjektet på lønnsomhetsgrensen, og etter denne regelen vil et avkastningskrav før skatt på under 7,63 prosent gjøre investeringen lønnsom.

I kalkylen der skatt inngår må man ta hensyn til avskrivningene, da avskrivningene har betydning for skatten. Som man ser endrer skattereduksjonene fra avskrivningene nåverdien til positiv, og prosjektet vil være lønnsomt å gjennomføre.

Figur 14 viser at det er pris som har størst betydning for usikkerheten i prosjektet. Kraftprisen som er benyttet i lønnsomhetsanalysen består av et spotprisledd og et sertifikatprisledd. Dette betyr at prosjektet er avhengig av å være en del av sertifikatordningen mellom Norge og Sverige for å skulle være lønnsom, da analysen viser at en reduksjon i den totale kraftprisen på i underkant av 13 øre/kWh (tapet av sertifikatprisen) vil gi negativ nåverdi. Tilsvarende vil en økning i den totale

kraftprisen på +10 prosent øke nåverdien etter skatt til i overkant av 14 millioner kroner, og nåverdien før skatt blir positiv og vil være i underkant av 9 millioner kroner, forutsatt at de andre variablene forblir uendret.

Et annet viktig moment ved kraftprisen er det faktum at det er om vinteren, når kraftprisen historisk har vært høyest i løpet av året, at det blåser mest og vindkraftproduksjonen er størst. Det er derfor rimelig å anta at den gjennomsnittlige prisen vindkraftanlegget vil oppnå for sin produksjon over året er høyere enn snittprisen for året.

Konsesjonssøknaden fra NTE Energiutvikling (2011) opererer med 2 900 brukstimer i sine beregninger, og ligger litt under generelle tall for Norge. I søknaden oppgir de produksjonen for det eksisterende 2,2 MW vindkraftanlegget som allerede er i området og at det opererer med i overkant av 2 600 brukstimer i året. Figur 14 derimot viser at prosjektet kun tåler en reduksjon i brukstimer på 5 prosent, som betyr at brukstiden må være minst 2 755 timer for å oppnå lønnsomhet.

7.4 Begrensninger og forslag til utvidelse

Ettersom konsesjonssøknaden kun oppgir et estimat for hele investeringen blir investeringskostnadene noe usikre. Kostnadene benyttet i modellen baserer seg på en omtrentlig fordeling, og det er ønskelig med mer konkrete tall. Riktignok kan det nevnes at søknaden for Vikna vindkraftverk er fra 2011, men det skjer stadig endringer i kostnadene tilknyttet turbiner. Som følge av endring i råvarepriser, samt økt etterspørsel etter turbiner, kan det være store endringer i prisene fra søknaden blir sendt til byggingen starter. Denne usikkerheten tas ikke hensyn til i modellen.

En svakhet ved modellen er at den ser bort fra finansieringen av prosjektet og ser dermed bort fra låneopptak og finansielle betalinger. Det er lite realistisk at en utbygging av småskala vindkraft etter definisjonen i denne oppgaven kan finansiere en utbygging med kun egenkapital. En annen mulig forbedring i modellen er at den utvides til å kunne håndtere reinvesteringer i anlegget i tillegg.

Usikkerheten knyttet til fremtidig kraftpris er svært stor og kraftprisen benyttet i modellen bør derfor beregnes på et annet grunnlag enn historiske priser. Historien sier ikke nødvendigvis noe om hvordan fremtiden vil utarte seg, og som man ser av figur 9 er det en stigende trend i prisen de siste årene. Å benytte seg av forwardkontraktene på Nord Pool ville trolig gi et mer presist bilde av utviklingen i kraftprisen, og mest sannsynlig et høyere estimat enn benyttet, som vil gi økt lønnsomhet for prosjektet. I tillegg kunne man sett til Sverige og utviklingen i sertifikatprisen for å få et mer korrekt bilde av utviklingen i den norske prisen.

8 Konklusjon

Potensialet for vindkraft i Norge er stort og småskala vindkraft har egenskaper ved seg som gir grunn til optimisme for utbyggingen i fremtiden. Det må likevel jobbes med det nasjonale rammeverket ettersom det i dag registreres mye ulik praksis, ulike syn og forvirring i forvaltningen om behandlingen av småskalasøknader. Videre må konsesjonsbehandlingstiden reduseres slik at anleggene rekker å komme i drift før 2020, som er en forutsetning for å kunne bli med i elsertifikatordningen mellom Norge og Sverige.

Jeg har i denne oppgaven utviklet en lønnsomhetsmodell for småskala vindkraft som tar utgangspunkt i nåverdimetoden. Modellen gir nåverdien av prosjektet basert på en rekke inn- og utbetalinger, og viser om prosjektet oppfyller lønnsomhetskravet eller ikke. Kontantstrømmen beregnes på bakgrunn av kraftproduksjonen og driftskostnadene til anlegget over levetiden.

For å teste modellen kjørte jeg en simulering med utgangspunkt i Vikna kraftverk. Den nødvendige informasjonen for modellen ble hentet fra konsesjonssøknaden til Vikna, samt at det ble benyttet generelle verdier der ikke annet var gitt. Basert på disse forutsetningene fikk prosjektet en negativ nåverdi på omtrent 2,8 millioner kroner før skatt, og en positiv nåverdi på omtrent 3,9 millioner etter skatt. Lønnsomhetskriteriet til nåverdimetoden sier dermed at prosjektet er lønnsomt dersom man inkluderer skatt og avskrivninger i beregningene. Denne vurderingen med støttet ved å benytte internrentemetoden, som konkluderte med det samme resultatet.

Videre viste en følsomhetsanalyse at kraftprisen var den største usikkerhetsfaktoren i modellen, og det vil dermed være nødvendig for resultatets pålitelighet at prisen benyttet i beregningene er basert på grundig forarbeid. Vindkraft er i tillegg avhengig av vindforholdene, og det er verdt å merke seg at kraftprisen vindkraftanlegget vil kunne oppnå mest sannsynlig vil være høyere enn gjennomsnittsprisen for året som følge av vindforholdene til ulike tider av året. Følsomhetsanalysen viste også at prosjektet tålte noe redusert brukstid, og at av de analyserte variablene var prosjektet minst følsom for endring i driftskostnadene.

9 Referanser

- Abelsen, A. (2007), *Fornybar Energi 2007*, informasjonshefte fra NVE, Enova, Norges forskningsråd og Innovasjon Norge
- Bergan, P.I. og Krikström, J. (2005), *Veileder for småskala vindkraft*, Rapport utarbeidet av Sweco og Selberg Arkitektkontor
- Boye, K. og Koekebakker, S. (2006), *Finansielle emner*, 14. utgave, Cappelen Akademisk Forlag
- Boyle, G (2004), *Renewable Energy*, 2nd Edition, Oxford University Press
- Bøhren, Ø. og Gjærum, P.I. (2009), *Prosjektanalyse: investering og finansiering*, Fagbokforlaget
- Enercon (2012), [internett], tilgjengelig fra: <<http://www.enercon.de/en-en/Produktuebersicht.htm>> [Nedlastet 04.08.2012]
- Energi Norge (2011), *Bakgrunn og formål med elsertifikater* [internett], tilgjengelig fra: <<http://www.energinorge.no/temaer/elsertifikater/bakgrunn-og-formaal-med-elsertifikater-article8858-599.html>> [Nedlastet 04.08.2012]
- Finansdepartementet (2009), *Skatt på selskapsoverskudd* [internett], tilgjengelig fra: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/tema/skatter_og_avgifter/bedriftsbeskatning/skatt-pa-selskapsoverskudd.html?id=558358> [Nedlastet 04.08.2012]
- Follestad, A. og Reitan, O. (2003), *Bestand og reproduksjonskontroll av havørn i 2003 etter utbygging av trinn 1 av Smøla vindpark*, NINA-notat
- Langston, R.H.W. and Pullan, J.D. (2002), *Windfarms and birds: An analysis of the effects of windfarms on birds, and guidance on environmental assessment criteria and site selection issues*, Report written by BirdLife on behalf of the Bern Convention
- Manwell, J.F., McGowan, J.G. and Rogers, A.L. (2002), *Wind Energy Explained*, John Wiley & Sons Ltd.
- Miljøverndepartementet [MD] (2007), *Retningslinjer for planlegging og lokalisering av vindkraftanlegg*, Retningslinje T-1458
- Miljøverndepartementet [MD] (2012), *Retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging*, Retningslinje T-1521
- Nord Pool Spot [NPS] (2012a), *Trading and services* [internett], tilgjengelig fra: <<http://www.nordpoolspot.com/TAS/>> [Nedlastet 04.08.2012]
- Nord Pool Spot [NPS] (2012b), *The power market – how does it work* [internett], tilgjengelig fra: <<http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/>> [Nedlastet 04.08.2012]

- Norges Bank (2006), *Inflasjon* [internett], tilgjengelig fra: <<http://www.norges-bank.no/no/prisstabilitet/inflasjon/>> [Nedlastet 04.08.2012]
- Norges vassdrags- og energidirektorat [NVE] (2003a), *Metode for beregning av økonomisk vindkraftpotensial i Norge*, Rapport nr 3/2003
- Norges vassdrags- og energidirektorat [NVE] (2003b), *Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter*, Håndbok 2003:01
- Norges vassdrags- og energidirektorat [NVE] (2008), *Anleggskonsesjon for vindkraftverk med installert effekt ≤ 10 MW*, Veileder
- Norges vassdrags- og energidirektorat [NVE] (2009a), *Anleggsbidrag og fellesmåling: forslag til endringer i forskrift nr 302 av 11. mars 1999*, Dokument nr 6/2009
- Norges vassdrags- og energidirektorat [NVE] (2009b), *Vindkraft* [internett], tilgjengelig fra: <<http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Vindkraft-2/>> [Nedlastet 04.08.2012]
- Norges vassdrags- og energidirektorat [NVE] (2010a), *Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk*, Veileder nr 1/2010
- Norges vassdrags- og energidirektorat [NVE] (2010b), *Anleggsbidrag* [internett], tilgjengelig fra: <<http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie/Innmating-av-kraft/Anleggsbidrag/>> [Nedlastet 04.08.2012]
- Norges vassdrags- og energidirektorat [NVE] (2012), *Vindkraftproduksjon 2011* [internett], tilgjengelig fra: <<http://www.nve.no/no/Energi1/Fornybar-energi/Vindkraft/Vindkraftproduksjon-2011/>> [Nedlastet 04.08.2012]
- Norges vassdrags- og energidirektorat [NVE] og Enova (2008), *Mulighetsstudie for landbasert vindkraft 2015 og 2025*, Rapport nr 18/2008
- NTE Energiutvikling (2011), *Konsesjonssøknad for Vikna vindkraftverk* [internett], tilgjengelig fra: <<http://skjema.nve.no/NVE-saksdokument/201200009-1-950339.pdf>> [Nedlastet 04.08.2012]
- Olje- og energidepartementet [OED] (2011), *Fornybardirektivet en del av EØS-avtalen*, pressemelding nr. 110/11
- Regjeringen (2010), *Grunnlagsnotat – norske elsertifikatkvoter* [internett], tilgjengelig fra: <http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/Grunnlagsnotat_om_de_norske_elsertifikatkvotene.pdf> [Nedlastet 04.08.2012]
- Rising, G. (2004), *Wind Turbines and Birds*, State University of New York

- Rørstad, P.K. og Bolkesjø, T.F. (2010), *Grønne sertifikater – Hvem – Hva – Hvor?*, Årsmelding 2010
- Siemens (2012) [internett], tilgjengelig fra: <<http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-generation/renewables/wind-power/>> [Nedlastet 04.08.2012]
- Snieckus, D. (2011), *Henrik Stiesdal: From scrapyard to wind industry prizewinner* [internett], tilgjengelig fra <<http://www.rechargenews.com/energy/wind/article263189.ece>> [Nedlastet 04.08.2012]
- Statistisk sentralbyrå (2012), *Eiendomsskattestatistikk, kommuner, 2011* [internett], tilgjengelig fra: <<http://www.ssb.no/eiendomsskatt/>> [Nedlastet 04.08.2012]
- Statkraft (2007), *Du kan komme langt med ren energi*, Årsrapport – Bærekraftrapport
- Statnett (2012), *Sentralnettstariffen 2012*, Tariffheftet 2012
- Steigum, E. (2004), *Moderne makroøkonomi*, Gyldendal Akademisk
- The European Wind Energy Association [EWEA] (2009), *The Economics of Wind Energy*, EWEA-report
- The European Wind Energy Association [EWEA] (2010), *Wind Energy Factsheets*
- Thema (2012), *Skattemessige avskrivninger for kraftproduksjon*, THEMA Rapport 2012-10
- Toll- og avgiftsdirektoratet [TAD](2012), *Avgift på elektrisk kraft 2012*, Rundskriv nr. 10/2012 S
- Vestas (2012) [internett], tilgjengelig fra: <<http://www.vestas.com/en/wind-power-plants.aspx#/vestas-univers>> [Nedlastet 04.08.2012]
- Wangensteen, I. (2007), *Power System Economics – the Nordic Electricity Market*, Tapir Academic Press

Vedlegg 1 – Statusoversikt konsesjonsbehandling av vindkraft 2012

Oversikt tilsendt fra NVE 11.07.2012.

Stadium Tekst	Rapp. til OED	Antall	Sum MW	Sum GWh	Sum ant. turbiner min.	Sum ant. turbiner maks	Sum ant. turbiner utbygd
Melding mottatt	Checked	6	855	2372	140	125	

Konsesj.nr.	Konsesjon navn	Stadium fra dato	Effekt/MW	Midl. prod./GWh	Min.ant.turbiner	Maks ant.turbiner	Ant. turbiner utbygd	Saksbeh.
2204	Høgås og Elgåsen vindkraftverk	01.01.2012	70	190				JBOE
2236	Engerfjellet	15.03.2012	45	121			15	ERBJ
2237	Songkjølen	15.03.2012	135	365			45	ERBJ
2301	Kopperaa	07.06.2012	180	506				KAST
2304	Storehei, Oddeheia og Bjelkeberget vindkraftverk	12.06.2012	200	560	65	65		HIAA
2312	Hyllfjellet, Sognavola og Markavola	19.06.2012	225	630	75			HIAA

Melding stilt i bero av eier	Checked	0						
------------------------------	---------	---	--	--	--	--	--	--

Konsesj.nr.	Konsesjon navn	Stadium fra dato	Effekt/MW	Midl. prod./GWh	Min.ant.turbiner	Maks ant.turbiner	Ant. turbiner utbygd	Saksbeh.
-------------	----------------	------------------	-----------	-----------------	------------------	-------------------	----------------------	----------

Melding stilt i bero av NVE	Checked	1	140	390				
-----------------------------	---------	---	-----	-----	--	--	--	--

Konsesj.nr.	Konsesjon navn	Stadium fra dato	Effekt/MW	Midl. prod./GWh	Min.ant.turbiner	Maks ant.turbiner	Ant. turbiner utbygd	Saksbeh.
1892	Skreifjella	08.01.2012	140	390				JBOE

Melding trukket	Unchecked	0						
-----------------	-----------	---	--	--	--	--	--	--

Konsesj.nr.	Konsesjon navn	Stadium fra dato	Effekt/MW	Midl. prod./GWh	Min.ant.turbiner	Maks ant.turbiner	Ant. turbiner utbygd	Saksbeh.
-------------	----------------	------------------	-----------	-----------------	------------------	-------------------	----------------------	----------

Utredningsprogram fastsatt	Checked	7	770	2177	192	295		
----------------------------	---------	---	-----	------	-----	-----	--	--

Konsesj.nr.	Konsesjon navn	Stadium fra dato	Effekt/MW	Midl. prod./GWh	Min.ant.turbiner	Maks ant.turbiner	Ant. turbiner utbygd	Saksbeh.
1955	Folkestad	04.01.2012	70	195	20	25		HIAA
2076	E-18 Vindkraftverk	08.02.2012	130	417	26	65		JBOE
2099	Raskiftet	27.02.2012	110	300	30	50		ERBJ
2100	Kvitvola/Gråhøgda	27.02.2012	150	400	40	75		ERBJ
2125	Dalbygda	14.06.2012	42	100	10	14		HIAA
2140	Hovatn Aust	18.06.2012	198	575	66	66		HIAA
2204	Høgås og Elgåsen vindkraftverk	02.07.2012	70	190				JBOE

Konsesjon søkt		Checked	2	130	320	32	32	
Konsesj.nr.	Konsesjon navn	Stadium fra dato	Effekt/MW	Midl. prod./GWh	Min.ant.turbiner	Maks ant.turbiner	Ant. turbiner utbygd	Saksbeh.
1897	Døldarheia	29.02.2012	120	320	30	30		HELI
2186	Karmøy Metcentre offshore	10.01.2012	10	0	2	2		HIAA
Søknad stilt i bero av eier		Checked	0					
Konsesj.nr.	Konsesjon navn	Stadium fra dato	Effekt/MW	Midl. prod./GWh	Min.ant.turbiner	Maks ant.turbiner	Ant. turbiner utbygd	Saksbeh.
Søknad stilt i bero av NVE		Checked	0					
Konsesj.nr.	Konsesjon navn	Stadium fra dato	Effekt/MW	Midl. prod./GWh	Min.ant.turbiner	Maks ant.turbiner	Ant. turbiner utbygd	Saksbeh.
Søknad trukket		Checked	1	9	28	3	3	
Konsesj.nr.	Konsesjon navn	Stadium fra dato	Effekt/MW	Midl. prod./GWh	Min.ant.turbiner	Maks ant.turbiner	Ant. turbiner utbygd	Saksbeh.
2177	Harøy demo	19.06.2012	9	28	3	3		HIAA
Konsesjon gitt		Checked	10	986	2784,6	233	343	
Konsesj.nr.	Konsesjon navn	Stadium fra dato	Effekt/MW	Midl. prod./GWh	Min.ant.turbiner	Maks ant.turbiner	Ant. turbiner utbygd	Saksbeh.
1135	Dønnesfjord	23.05.2012	10	40	3	5		THSE
1284	Frøya	28.06.2012	60	150	20	26		ERBJ
1678	Geitfjellet (SAE Vind DA)	28.06.2012	180	540	53	80		HIAA
1242	Hamnefjell	01.03.2012	120	335	27	52		MBE
1166	Kvinesheia vindkraftverk	26.04.2012	60	190	20	26		YPH
1890	Kvitøy	25.05.2012	4	12,6	1			ERBJ
1197	Raudfjell	11.05.2012	100	300	30	40		LHB
1177	Remmafjellet (Zephyr AS)	28.06.2012	130	350				ERBJ
1146	Svarthammaren/Pållifjellet	28.06.2012	290	780	70	100		JBOE
1321	Ånstadblåheia	25.05.2012	32	87	9	14		HELI
Konsesjon avslått		Checked	4	389	1147	110	173	
Konsesj.nr.	Konsesjon navn	Stadium fra dato	Effekt/MW	Midl. prod./GWh	Min.ant.turbiner	Maks ant.turbiner	Ant. turbiner utbygd	Saksbeh.
1142	Engvikfjellet	28.06.2012	110	300	22	55		ERBJ
1143	Heimsfjellet	28.06.2012	90	280	30			ERBJ
1145	Geitfjellet (Zephyr AS)	28.06.2012	180	540	55	115		HIAA
1280	Røst	23.05.2012	9	27	3	3		THSE

Mottatt klage på gitt konsesjon	Checked	5	206	629,6	63	85
---------------------------------	---------	---	-----	-------	----	----

Konsesj.nr.	Konsesjon navn	Stadium fra dato	Effekt/MW	Midl. prod./GWh	Min.ant.turbiner	Maks ant.turbiner	Ant. turbiner utbygd	Saksbeh.
1135	Dønnesfjord	15.06.2012	10	40	3	5		THSE
1166	Kvinesheia vindkraftverk	09.05.2012	60	190	20	26		YPH
1197	Raudfjell	05.06.2012	100	300	30	40		LHB
1321	Ånstadblåheia	05.06.2012	32	87	9	14		HELI
1890	Kvitsey	05.06.2012	4	12,6	1			ERBJ

Mottatt klage på avslått konsesjon	Checked	1	9	27	3	3
------------------------------------	---------	---	---	----	---	---

Konsesj.nr.	Konsesjon navn	Stadium fra dato	Effekt/MW	Midl. prod./GWh	Min.ant.turbiner	Maks ant.turbiner	Ant. turbiner utbygd	Saksbeh.
1280	Røst	11.06.2012	9	27	3	3		THSE

Klage på gitt konsesjon sendt OED	Checked	3	240	600	68	15
-----------------------------------	---------	---	-----	-----	----	----

Konsesj.nr.	Konsesjon navn	Stadium fra dato	Effekt/MW	Midl. prod./GWh	Min.ant.turbiner	Maks ant.turbiner	Ant. turbiner utbygd	Saksbeh.
1112	Egersund	18.04.2012	110	305	37			ERBJ
1123	Hitra 2	26.03.2012	75	175	25			LIHA
1380	Lutelandet vindkraftverk og Lutelandet testanlegg	13.04.2012	55	120	6	15		GSS

Klage på avslått konsesjon sendt OED	Checked	1	225	675		75	0
--------------------------------------	---------	---	-----	-----	--	----	---

Konsesj.nr.	Konsesjon navn	Stadium fra dato	Effekt/MW	Midl. prod./GWh	Min.ant.turbiner	Maks ant.turbiner	Ant. turbiner utbygd	Saksbeh.
1175	Sleneset	24.05.2012	225	675		75	0	GSS

Endelig konsesjon gitt etter behandling i OED	Checked	6	501	1482	199	35
---	---------	---	-----	------	-----	----

Konsesj.nr.	Konsesjon navn	Stadium fra dato	Effekt/MW	Midl. prod./GWh	Min.ant.turbiner	Maks ant.turbiner	Ant. turbiner utbygd	Saksbeh.
1113	Bjerkreim (Eikeland-Steinsland)	05.07.2012	150	450	69			MBE
1123	Hitra 2	23.05.2012	75	175	25			LIHA
1165	Gravdal	05.07.2012	90	270	40			MBE
1167	Skinansfjellet	05.07.2012	90	270	30			MBE
1970	Måkaknuten	05.07.2012	66	229	22	22		MBE
1972	Stigafjellet - med ny løsning for nettilknytning	05.07.2012	30	88	13	13		MBE

Endelig avslag etter behandling i OED	Checked	3	501	1548	174	
---------------------------------------	---------	---	-----	------	-----	--

Konsesj.nr.	Konsesjon navn	Stadium fra dato	Effekt/MW	Midl. prod./GWh	Min.ant.turbiner	Maks ant.turbiner	Ant. turbiner utbygd	Saksbeh.
1110	Brusali - Karten	05.07.2012	120	343	40			MBE
1133	Ulvarudla	05.07.2012	231	755	77			MBE
1138	Moi-/Laksesselafjellet	05.07.2012	150	450	57			MBE

Vedlegg 2 – Månedlige elspotpriser fra 2001 til 2012

Månedsverdier for systemprisen og elspotprisen i NO1-NO3 for perioden 2001-2012, omregnet fra NOK/MWh til øre/kWh. Hentet fra Nord Pool Spot sin nettside 22.07.2012.

	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	SYS
01 - Jan	16,87	16,87	16,82	16,82	16,87	16,86
01 - Feb	22,08	22,08	22,32	22,32	22,08	22,22
01 - Mar	21,11	21,11	21,35	21,15	21,11	21,13
01 - Apr	21,55	21,55	21,55	21,48	21,55	21,48
01 - May	19,18	19,18	20,47	20,23	19,18	19,27
01 - Jun	20,07	20,07	20,27	20,27	20,07	20,08
01 - Jul	17,79	17,79	18,64	18,64	17,79	18,03
01 - Aug	17,06	17,06	17,74	17,74	17,06	17,21
01 - Sep	17,35	17,35	16,54	16,54	17,35	16,72
01 - Oct	15,08	15,08	15,91	15,91	15,08	15,29
01 - Nov	16,87	16,87	17,00	17,00	16,87	16,98
01 - Dec	18,52	18,52	18,50	18,50	18,52	18,90
02 - Jan	19,24	19,24	18,80	18,80	19,24	19,47
02 - Feb	15,80	15,80	15,70	15,70	15,80	15,83
02 - Mar	14,37	14,37	14,32	14,32	14,37	14,37
02 - Apr	13,28	13,28	13,27	13,27	13,28	13,28
02 - May	11,34	11,34	11,59	11,59	11,34	11,50
02 - Jun	10,88	10,88	12,44	12,44	10,88	12,19
02 - Jul	10,81	10,81	12,05	12,05	10,81	11,61
02 - Aug	14,45	14,45	15,24	15,24	14,45	15,07
02 - Sep	17,80	17,80	17,93	17,93	17,80	18,17
02 - Oct	23,00	23,00	22,89	22,89	23,00	23,04
02 - Nov	31,63	31,63	31,72	31,72	31,63	31,69
02 - Dec	55,01	55,01	53,69	53,69	55,03	54,43
03 - Jan	53,26	53,26	51,38	51,37	53,26	52,37
03 - Feb	36,53	36,53	36,31	36,31	36,53	36,36
03 - Mar	31,82	31,82	30,59	30,51	31,86	31,02
03 - Apr	25,69	25,69	24,80	24,52	25,70	24,74
03 - May	23,42	23,42	23,52	23,52	23,42	23,26
03 - Jun	19,60	19,60	21,21	21,21	19,60	20,25
03 - Jul	22,84	22,84	23,25	23,25	22,84	22,96
03 - Aug	27,44	27,44	27,33	27,33	27,44	27,25
03 - Sep	26,63	26,63	26,85	26,85	26,63	26,51
03 - Oct	28,89	28,89	29,33	29,33	28,89	28,91
03 - Nov	30,17	30,17	29,57	29,57	30,17	29,75
03 - Dec	26,65	26,65	25,15	25,03	26,65	25,58
04 - Jan	25,06	25,06	24,75	24,73	25,06	24,90
04 - Feb	24,28	24,28	24,09	24,09	24,28	24,13
04 - Mar	25,46	25,46	24,69	24,64	25,46	24,93
04 - Apr	24,92	24,92	24,15	24,11	24,92	23,93
04 - May	23,08	23,08	23,32	23,29	23,08	22,88

	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	SYS
04 - Jun	26,74	26,74	26,72	26,72	26,74	26,52
04 - Jul	25,34	25,34	24,43	24,43	25,34	23,86
04 - Aug	27,37	27,37	27,10	27,10	27,37	27,19
04 - Sep	24,43	24,43	24,88	24,88	24,43	24,21
04 - Oct	22,98	22,98	23,58	23,58	22,98	22,86
04 - Nov	24,09	24,09	23,79	23,79	24,09	23,77
04 - Dec	21,57	21,57	21,20	21,20	21,57	21,32
05 - Jan	18,82	18,82	19,15	19,15	18,82	18,91
05 - Feb	20,44	20,44	20,88	20,88	20,44	20,89
05 - Mar	23,54	23,54	25,07	25,07	23,54	24,12
05 - Apr	25,11	25,11	25,12	25,12	25,11	25,14
05 - May	24,71	24,71	25,60	25,60	24,71	25,00
05 - Jun	20,61	20,61	20,90	20,90	20,61	20,73
05 - Jul	22,70	22,70	23,04	23,04	22,70	22,84
05 - Aug	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,56
05 - Sep	22,97	22,97	22,63	22,63	22,97	22,93
05 - Oct	25,24	25,24	24,37	24,37	25,24	25,18
05 - Nov	23,67	23,67	23,67	23,67	23,67	23,87
05 - Dec	27,22	27,22	27,24	27,24	27,22	27,32
06 - Jan	31,24	31,24	31,81	31,81	31,24	32,41
06 - Feb	34,42	34,42	35,06	35,06	34,42	34,98
06 - Mar	41,67	41,67	41,72	41,72	41,67	41,81
06 - Apr	42,15	42,15	39,29	39,29	42,15	40,65
06 - May	31,14	31,14	29,43	29,43	31,14	29,34
06 - Jun	34,31	34,31	34,87	34,87	34,31	34,58
06 - Jul	39,66	39,66	39,02	39,02	39,66	39,31
06 - Aug	53,31	53,31	53,72	53,72	53,31	53,14
06 - Sep	53,75	53,75	53,67	53,67	53,75	52,52
06 - Oct	47,54	47,54	46,42	46,42	47,54	45,04
06 - Nov	39,11	39,11	39,97	40,01	39,11	38,56
06 - Dec	27,41	27,41	28,47	28,46	27,41	27,31
07 - Jan	22,92	22,92	23,05	23,04	22,92	22,82
07 - Feb	22,39	22,39	24,38	24,28	22,39	23,32
07 - Mar	19,32	19,32	19,40	19,40	19,32	19,37
07 - Apr	18,18	18,18	18,16	18,16	18,18	18,22
07 - May	17,04	17,04	17,79	17,79	17,04	17,40
07 - Jun	17,72	17,72	20,72	20,67	17,72	19,10
07 - Jul	10,09	10,09	17,75	17,75	10,09	14,01
07 - Aug	4,27	4,27	19,66	19,51	4,27	13,19
07 - Sep	14,30	14,30	21,20	21,29	14,30	19,76
07 - Oct	27,26	27,26	28,95	28,50	27,26	28,15
07 - Nov	36,54	36,54	36,40	36,38	36,54	36,27
07 - Dec	37,69	37,69	36,80	36,06	37,69	36,90
08 - Jan	36,02	36,02	36,82	36,57	36,02	36,44
08 - Feb	29,50	29,50	32,36	31,12	29,50	30,69

	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	SYS
08 - Mar	21,18	21,18	26,08	25,15	21,18	23,66
08 - Apr	21,70	21,70	35,65	35,51	21,70	30,16
08 - May	9,96	9,96	30,87	35,30	9,96	20,32
08 - Jun	19,99	19,99	45,30	43,66	19,99	32,33
08 - Jul	30,09	30,09	46,06	43,82	30,09	35,76
08 - Aug	38,94	38,94	51,05	45,64	38,94	43,56
08 - Sep	52,16	52,16	60,16	56,20	52,16	54,94
08 - Oct	46,18	46,18	52,12	50,30	46,18	48,39
08 - Nov	43,41	43,41	46,75	46,60	43,41	45,11
08 - Dec	40,26	40,26	42,25	42,25	40,26	41,96
09 - Jan	37,88	37,88	38,24	38,24	37,88	38,50
09 - Feb	33,52	33,52	33,92	33,92	33,52	33,60
09 - Mar	30,75	30,75	31,21	31,21	30,75	30,96
09 - Apr	29,27	29,27	31,29	31,16	29,27	29,95
09 - May	28,30	28,30	29,82	29,75	28,30	28,74
09 - Jun	31,59	31,59	32,19	31,83	31,59	31,67
09 - Jul	29,12	29,12	29,27	30,15	29,12	29,49
09 - Aug	25,84	25,84	27,48	27,37	25,84	28,09
09 - Sep	19,72	19,72	21,23	21,22	19,72	24,65
09 - Oct	26,89	26,89	27,10	26,82	26,89	28,25
09 - Nov	30,12	30,12	30,88	30,87	30,12	30,62
09 - Dec	31,74	31,74	40,53	40,53	31,74	33,35
10 - Jan	41,13	38,37	54,09	53,83	38,37	43,76
10 - Feb	64,27	45,34	77,76	76,09	45,34	55,83
10 - Mar	48,44	44,96	51,19	47,78	45,24	45,87
10 - Apr	38,55	38,55	37,19	37,08	38,55	37,29
10 - May	35,55	35,58	34,21	34,22	35,63	33,87
10 - Jun	36,13	36,25	35,05	35,56	36,32	35,41
10 - Jul	36,58	36,58	36,63	36,54	36,58	36,51
10 - Aug	33,99	33,99	33,89	33,81	33,99	34,02
10 - Sep	38,46	38,46	40,62	39,41	38,46	39,07
10 - Oct	39,65	39,64	41,46	40,94	39,64	40,24
10 - Nov	44,89	43,67	45,84	45,81	44,51	44,63
10 - Dec	65,59	57,45	72,77	72,77	65,32	64,65
11 - Jan	56,19	54,40	54,85	54,85	56,56	54,43
11 - Feb	51,68	50,45	50,87	50,87	51,65	50,52
11 - Mar	51,18	51,08	50,19	50,08	51,18	50,32
11 - Apr	42,35	42,34	42,07	42,79	42,35	42,05
11 - May	42,88	42,88	42,73	42,76	42,88	42,75
11 - Jun	37,86	37,86	37,94	37,94	35,81	37,91
11 - Jul	29,15	29,15	30,76	30,48	27,70	30,19
11 - Aug	28,55	28,55	31,77	31,91	28,55	31,33
11 - Sep	17,85	17,87	24,70	25,27	17,23	22,31
11 - Oct	20,10	20,10	22,77	22,61	18,92	21,62
11 - Nov	31,53	31,53	31,34	30,38	31,24	32,04

	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	SYS
11 - Dec	26,51	26,51	25,75	25,74	26,51	26,15
12 - Jan	28,00	26,84	28,28	28,28	26,98	28,55
12 - Feb	35,79	33,70	36,65	36,65	34,49	37,20
12 - Mar	21,62	21,57	21,25	21,30	21,57	21,95
12 - Apr	22,99	22,88	23,76	23,15	22,99	24,01
12 - May	20,24	20,23	22,08	21,46	20,24	21,59
12 - Jun	17,66	17,70	19,74	19,43	17,30	18,91
Snittpris område	28,71	28,41	30,33	30,15	28,47	29,28
Snittpris Norge	29,21					

Vedlegg 3 – Kontantstrømmen benyttet i modellen

Skatt på overskudd	28 %								
Eiendomsskatt	0,5 %								
Inflasjon	2,5 %								
Saldogruppe "d"	20 %								
Kapital saldogruppe "d"	50 100 000								
Saldogruppe "g"	5 %								
Kapital saldogruppe "g"	4 600 000								
Saldogruppe "h"	4 %								
Kapital saldogruppe "h"	20 750 000								
År	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Driftsinntekter	8 664 330	8 880 938	9 102 962	9 330 536	9 563 799	9 802 894	10 047 966	10 299 166	10 556 645
- Driftskostnader	2 991 300	3 066 083	3 142 735	3 221 303	3 301 835	3 384 381	3 468 991	3 555 716	3 644 609
Kontantoverskudd før skatt	5 673 030	5 814 856	5 960 227	6 109 233	6 261 964	6 418 513	6 578 976	6 743 450	6 912 036
- Avskrivning "d"	10 020 000	8 016 000	6 412 800	5 130 240	4 104 192	3 283 354	2 626 683	2 101 346	1 681 077
- Avskrivning "g"	230 000	218 500	207 575	197 196	187 336	177 970	169 071	160 618	152 587
- Avskrivning "h"	830 000	796 800	764 928	734 331	704 958	676 759	649 689	623 701	598 753
Resultat før skatt	-5 406 970	-3 216 444	-1 425 076	47 466	1 265 478	2 280 430	3 133 533	3 857 785	4 479 619
- Skatt på overskudd	-1 513 952	-900 604	-399 021	13 290	354 334	638 520	877 389	1 080 180	1 254 293
Resultat etter skatt	-3 893 018	-2 315 840	-1 026 055	34 175	911 144	1 641 910	2 256 143	2 777 605	3 225 326
+ Avskrivninger	11 080 000	9 031 300	7 385 303	6 061 767	4 996 486	4 138 083	3 445 443	2 885 665	2 432 417
Kontantoverskudd etter skatt	7 186 982	6 715 460	6 359 248	6 095 942	5 907 630	5 779 992	5 701 586	5 663 270	5 657 743

År	10	11	12	13	14	15	16	17
Driftsinntekter	10 820 561	11 091 075	11 368 352	11 652 561	11 943 875	12 242 471	12 548 533	12 862 247
- Driftskostnader	3 735 724	3 829 117	3 924 845	4 022 966	4 123 540	4 226 629	4 332 294	4 440 602
Kontantoverskudd før skatt	7 084 837	7 261 958	7 443 507	7 629 595	7 820 335	8 015 843	8 216 239	8 421 645
- Avskrivning "d"	1 344 862	1 075 889	860 711	688 569	550 855	440 684	352 547	282 038
- Avskrivning "g"	144 957	137 709	130 824	124 283	118 069	112 165	106 557	101 229
- Avskrivning "h"	574 803	551 811	529 739	508 549	488 207	468 679	449 932	431 934
Resultat før skatt	5 020 215	5 496 548	5 922 233	6 308 194	6 663 203	6 994 315	7 307 203	7 606 443
- Skatt på overskudd	1 405 660	1 539 033	1 658 225	1 766 294	1 865 697	1 958 408	2 046 017	2 129 804
Resultat etter skatt	3 614 555	3 957 515	4 264 008	4 541 899	4 797 506	5 035 906	5 261 186	5 476 639
+ Avskrivninger	2 064 622	1 765 410	1 521 274	1 321 401	1 157 131	1 021 528	909 036	815 201
Kontantoverskudd etter skatt	5 679 177	5 722 925	5 785 282	5 863 300	5 954 638	6 057 435	6 170 222	6 291 841

År	18	19	20	21	22	23	24	25
Driftsinntekter	13 183 803	13 513 398	13 851 233	14 197 514	14 552 451	14 916 263	15 289 169	15 671 399
- Driftskostnader	4 551 617	4 665 407	4 782 042	4 901 593	5 024 133	5 149 737	5 278 480	5 410 442
Kontantoverskudd før skatt	8 632 186	8 847 991	9 069 190	9 295 920	9 528 318	9 766 526	10 010 689	10 260 957
- Avskrivning "d"	225 630	180 504	144 403	115 523	92 418	73 935	59 148	47 318
- Avskrivning "g"	96 168	91 359	86 791	82 452	78 329	74 413	70 692	67 157
- Avskrivning "h"	414 657	398 071	382 148	366 862	352 188	338 100	324 576	311 593
Resultat før skatt	7 895 731	8 178 056	8 455 848	8 731 084	9 005 383	9 280 079	9 556 274	9 834 888
- Skatt på overskudd	2 210 805	2 289 856	2 367 637	2 444 703	2 521 507	2 598 422	2 675 757	2 753 769
Resultat etter skatt	5 684 926	5 888 201	6 088 210	6 286 380	6 483 876	6 681 657	6 880 517	7 081 119
+ Avskrivninger	736 455	669 934	613 343	564 837	522 935	486 447	454 416	1 491 394
Kontantoverskudd etter skatt	6 421 381	6 558 135	6 701 553	6 851 217	7 006 811	7 168 104	7 334 933	8 572 513