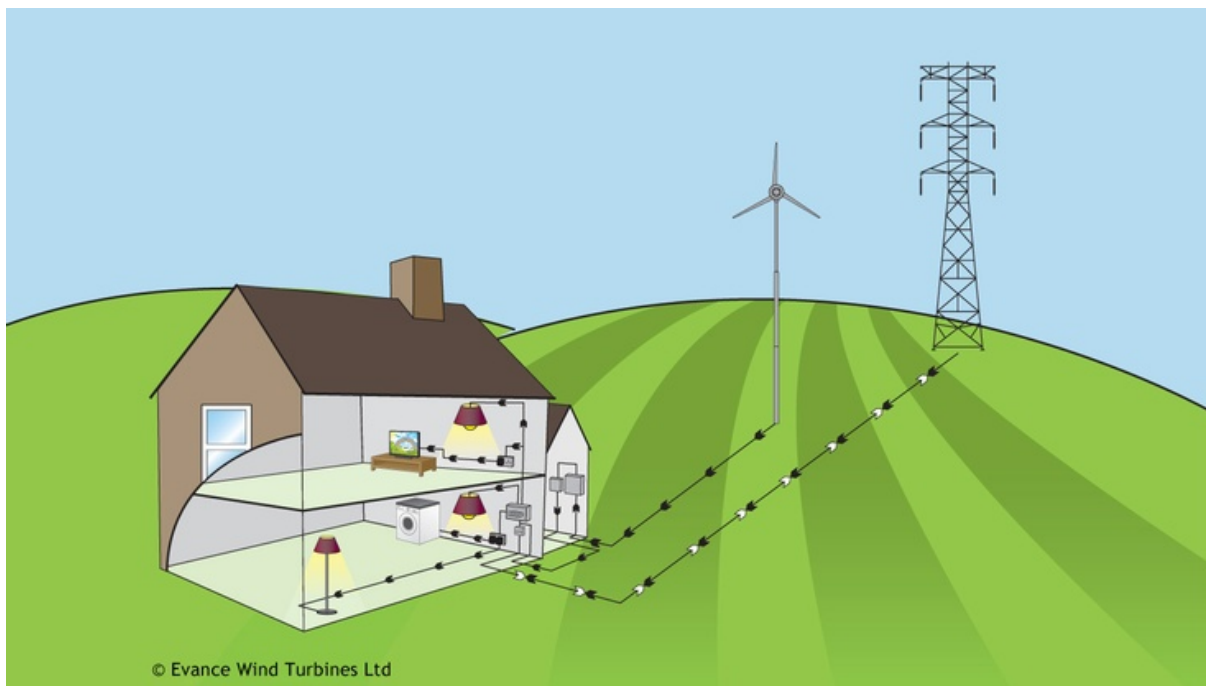




SMÅSKALA VINDKRAFT PÅ FLØ

En økonomisk beregning av lønnsomheten ved tilknytning
av en 5kW vindturbin til et plusshus på Flø

Stella Wergeland
Master i Fornybar Energi
NMBU

Forord

Denne semesteroppgaven er skrevet i faget FORN300; Vind – og vannkraft – ressursgrunnlag, lønnsomhet, og valg av løsninger. Semesteroppgaven er skrevet i samarbeid med Norges Vindenergisenter (NVES) og Lidun Hareide, der sistnevnte bygger et plusshus på Flø. Jeg vil takke NVES som har gitt meg informasjon om kostnader, og tilbakemelding underveis i oppgaveskrivingen. Jeg vil også takke Lidun Hareide som har gitt meg gode tips og råd, samt Arne Gravdahl for hjelpsomme tilbakemeldinger ved spørsmål. Fagkunnskap fra bachelorgraden i Fornybar Energi, forelesninger i FORN300, og andre fagpersoner, bøker og nettkilder er brukt for å innhente ytterligere informasjon for å besvare problemstillingen i oppgaven.

Sammendrag

Oppgaven skal gi svar på om tilknytning av en 5kWh Evance R9000-vindturbin til plusshuset på Flø vil gi økonomisk gevinst. Faktorer som utelates fra oppgaven, men som kan være av betydning for om prosjektet kan bli realisert, er blant annet støygenerering og påvirkning på dyre- og fugleliv. Investerings- og servicekostnader vil totalt koste kr 330 000 for investering, og kr 5000 per år for service. Faktorer som setter videre rammer for de økonomiske beregningene er årsmiddelvinden på Flø, som ligger på 6,7-7,1m/s, og med en årlig produksjon på 17 586kWh. Lønnsomheten beregnes gjennom nåverdimetoden. Nåverdien beregnes for to scenarioer, hvor all elektrisitetsproduksjonen fra turbinen selges til kraftnettet i scenario 1, mens all elektrisiteten brukes til eget formål i scenario 2. Det er forutsatt 20 års levetid, og en kalkulasjonsrente på 6%. Salgsprisen i scenario 1 er satt til 52øre/kWh, og en besparelse vist som inntekt på 91,67øre/kWh i scenario 2.

Begge scenarioene går i betydelig underskudd. Det viser imidlertid at det er mest lønnsomt å installere en turbin dersom elektrisiteten brukes til eget formål, fremfor om det selges til nettet. Konklusjonen er dermed at det gir ingen økonomisk gevinst å installere en 5kW Evance R9000 i tilknytning til plusshuset på Flø. En følsomhetsanalyse for begge scenarioene viser at produksjon og pris har størst innvirkning på nåverdien, deretter kalkulasjonsrenten, og til slutt levetiden. Det er knyttet usikkerhet til prosjektet, både innenfor pris, produksjon og levetid.

Innholdsfortegnelse

FORORD	2
SAMMENDRAG.....	3
1. INNLEDNING	5
2. BEGRENSNINGER FOR OPPGAVEN	6
3. PLUSSHUSET	6
4. BAKGRUNN FOR BEREKNINGER.....	7
4.1 TURBININFORMASJON	7
4.1 VINDFORHOLD	7
4.1 PRODUKSJON.....	9
4.2 EFFEKT	10
1.2.1 Teoretisk effekt	10
4.2.2 Faktisk effekt	11
5. ØKONOMI.....	12
5.1 NETTKOSTNAD	12
5.2 KRAFTPRIS	13
5.3 ELSERTIFIKATER	13
5.4 INNTEKT/BESPARELSE.....	14
5.4 TILSKUDD.....	15
5.5 INSTALLERINGS- OG DRIFTSKOSTNADER.....	15
5.6 KALKULASJONSRENTE.....	15
5.7 NÅVERDIBEREGNING	16
6. FØLSOMHETSANALYSE	17
6.1 BAKGRUNN	17
6.2 BEGRENSNINGER.....	19
7. USIKKERHET.....	19
7.1 Pris	19
7.2 Produksjon	20
7.3 Effekt	20
8. DISKUSJON.....	20
9. KONKLUSJON	21
BIBLIOGRAFI	22
VEDLEGG 1 - VINDFORHOLD ÅR 2015.....	24
VEDLEGG 2 - TEGNING AV TURBIN	25
VEDLEGG 3 – BAKGRUNN FOR NÅVERDIBEREGNING.....	26
VEDLEGG 4 – BAKGRUNN FOR STJERNEDIAGRAM.....	27

1. Innledning

Norge er nesten selvforsynte på fornybar kraft, hvor vannkraftverkene utgjør den største energiproduksjonen. Allikevel fører utveksling av energi mellom de nordiske landene til at vi bruker "skitten", fossil energi til varme- og elektrisitetsformål. For å øke andelen fornybar kraftforsyning kan det derfor være nødvendig å iverksette gode løsninger for privat fornybar energiforsyning. Selvforsyning med fornybar energi er i Norge mest vanlig ved hjelp av solceller, gjerne på hytte- og hustak. Bruk av vindturbiner i tilknytning til private hus og bygninger er ikke særlig utbredt i Norge, mens for eksempel i Danmark er det en økende trend. Ettersom det er et større energibehov på vinteren, i samme periode som vinden er sterkest, vil det være spennende å undersøke om småskala vindkraft har et økonomisk potensiale for den private husholdningen. I oppgaven vil jeg besvare følgende problemstilling:

Vil tilknytning av en 5kW Evance R9000-vindturbin til plusshuset på Flø gi økonomisk gevinst?

I oppgaven vil jeg først gi informasjon om hvordan jeg begrenser oppgaven, deretter om plusshuset og vindpotensialet på området. Videre forklares turbintypen og dens produksjon og effekt, før de økonomiske beregningene blir presentert. Dette etterfølges av en følsomhetsanalyse for den økonomiske analysen, før en drøftelse om usikkerhet. Oppgaven avsluttes med en diskusjonsdel og konklusjon.

2. Begrensninger for oppgaven

Det er nødvendig å sette begrensninger for oppgaven, ettersom det både er mangel på dataressurser og tid. Oppgaven skal belyse hvordan installering og drift av en vindturbin påvirker privatøkonomien til Hareide, og derfor vil det bli utelukket flere faktorer som kan være avgjørende for om installeringen av en vindturbin vil bli aktuelt. Dette er faktorer som blant annet støy og påvirkning på dyre- og fugleliv. Andre aspekter som det heller ikke vil bli skrevet om er problemer med iskast, risiko for nedetid, og estetiske følger ved tiltaket. Hareide har også uttrykt at det kun er gjort grove estimeringer av energibehovet for et år, og at det usikkert hvor vidt disse beregningene stemmer. Dette resulterer i usikkerhet angående hvor mye av produksjonen som vil bli brukt selv og/eller solgt til kraftnettet. I de økonomiske beregningene i del 5 vil jeg derfor presentere ett scenario der all elektrisitetsproduksjonen blir solgt til nettet, og ett der alt går til eget forbruk. I realiteten vil det antagelig være en kombinasjon av dette gjennom året. I oppgaven vil jeg heller ikke inkludere hvordan Hareide ønsker å finansiere turbinen. Dersom hun må låne investeringsbeløpet vil påløpende lånerenter gi en ekstra kostnad ved prosjektet.

3. Plusshuset

Lidun Hareide er i gang med å bygge et plusshus på Flø i Ulsvik kommune i Møre og Romsdal (se figur 1). Ønsket er at huset er selvforsynt med varme og elektrisitet, og det vil med dagens planer trolig levere energi til kraftnettet på sommerhalvåret, og kjøpe energi på vinterhalvåret (Hareide, 2016).

For å dekke mesteparten av energibehovet til plusshuset på 159m², skal det skal installeres solfangere for oppvarming av vann, som skal brukes som vannbåren varmekilde, og til forbruksvann. Det skal også monteres solceller på deler av taket til strømproduksjon. I tillegg til solcellene vurderes det installasjon av en småskala vindturbin, eller flere solceller for å dekke et enda større energibehov, eller for salg til kraftnettet.



*Figur 1: Flø markert på Norgeskartet
(Google, 2016)*

4. Bakgrunn for beregninger

4.1 Turbininformasjon

Turbintypen som er aktuell for tilknytning til plusshuset på Flø, er den britisk-utviklede 5kW turbinen; Evance R9000. Designet til denne turbinen skiller seg ut fra andre småskala turbiner ved at den fanger mer energi ved lave vindhastigheter, og i tillegg produserer konstant ved høyere vindhastigheter. Inntil 96% av bevegelsesenergien i vinden som blir tatt opp av turbinen blir konvertert elektrisitet. Dette gjør Evance R9000 til en av de mest effektive 5kW vindturbinen du får tak i på dagens marked (Sustainable Energy Systems, 2016).

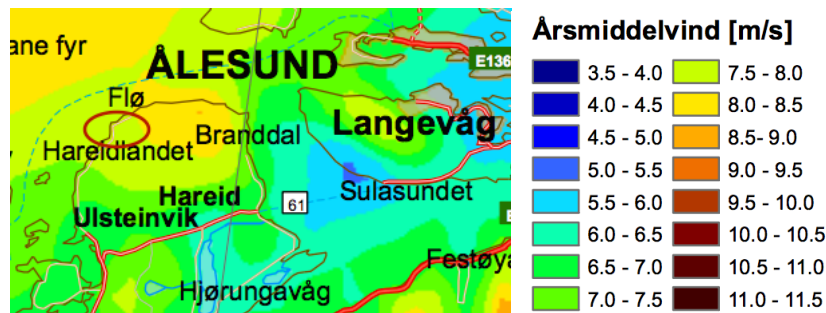
Evance R9000 er en tre-bladet turbin, der bladene måler 5,5 meter i diameter (se vedlegg 2). NVES har foreløpig ikke rukket å se detaljert på optimal tårnhøyde på Flø. Pål Revheim gjorde beregninger ved utgangspunkt i 10m navhøyde, slik som de hadde på deres turbin. Dette har Revheim kommentert at vil være litt for lavt, og anbefaler derfor 18m navhøyde som utgangspunkt, det samme som produsentens standardløsning. Beregninger for denne tårnhøyden vil brukes i oppgaven. Cut-in vindhastigheten til turbinen er 3 m/s, mens den ikke har noen registrert cut-out hastighet. Den vil driftes i temperaturer fra -20°C til +50 °C . Det kan forekomme dager der temperaturen er under -20°C på Flø, men dette vil mest sannsynlig være få dager gjennom livsløpet, og jeg vil derfor ikke beregne dager uten drift grunnet dette. Turbinen har en forventet levetid på minimum 20 år dersom det utføres årlig service (Britwind, 2016). Trolig kan turbinen generere strøm i mer enn 20 år, og det er ikke nødvendig med nedrigging av turbinen dersom dette er tilfelle. I de økonomiske bergeningene vil det allikevel forutsettes en levetid på 20 år, for å følge Britwind sine estimer på minimum levetid.

4.1 Vindforhold

Vindforholdene på området det installeres en vindturbin er naturlig nok den viktigste faktoren for strømforsyning. Strømforsyningen fra turbinen forteller igjen hva som kan forventes av inntekt eller besparelse hvert år, som gjør det til en essensiell lønnsomhetsfaktor. Generelt sett har kystnære områder gjerne et større vindpotensiale, men det har også ulempen med å være mer variabel, som gir ekstra påkjenning på blader og tårn.

Vindressurskartet i figur 2 på neste side er hentet fra Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) sin vindkartbok for Norge fra 2009, hvor beregningene er utført av Kjeller Vindteknikk. Kartet viser vindressursene for Ulsteinvik, hvor området der plusshuset bygges er markert med

en rød sirkel. Avlesning fra kartet viser at det er estimert en årsmiddelvind på 7,5 – 8 m/s i 50m høyde.



Figur 2: Vindressurskart for Flø (Kjeller Vindteknikk, 2009)

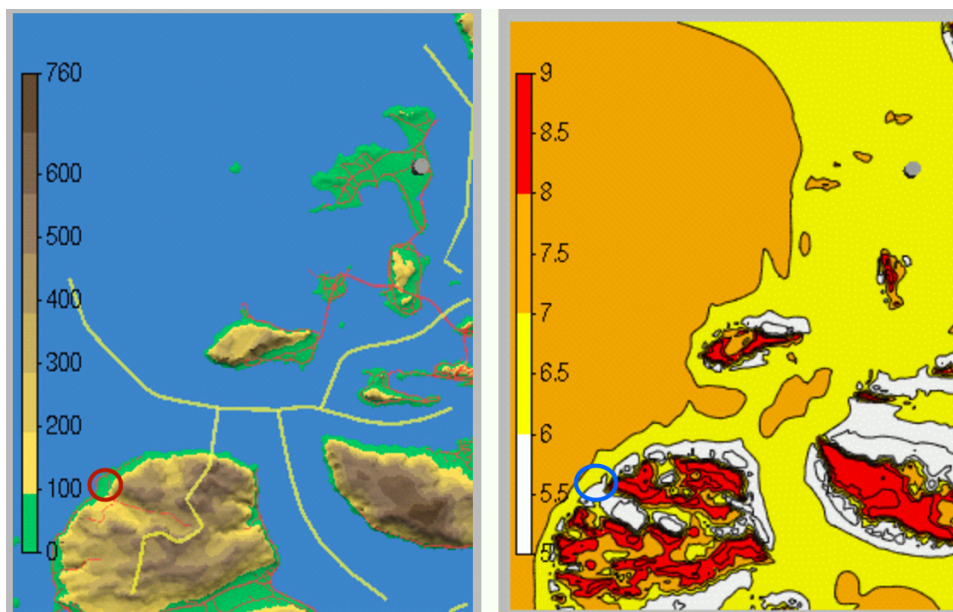
Kartet viser årsmiddelvind for 50m høyde over bakkenivå, og det er derfor nødvendig å estimere hva vindhastigheten er i 18m høyde. Det gjøres ved følgende formel:

$$v_2 = v_1 \frac{\ln(\frac{h_2}{z_0})}{\ln(\frac{h_1}{z_0})}$$

Ved denne formelen får vi ut vindhastighet (v_2) i turbinhøyde (h_2) på 18m. Vindhastighet for området (v_1) leses av på kartet og ligger på 7,5-8m/s, for 50m høyde (h_1). z_0 tilsvarer «roughness length», som avhenger av landskapet turbinen er plassert, som kan klassifiseres som et strandområde, og får en z_0 verdi på 0,005 (University of Washington, 2016). Formelen gir en årsmiddelvind for Flø i 18m turbinhøyde på:

$$v_2 = 7,5 \text{ til } 8 * \frac{\ln(\frac{18}{0,005})}{\ln(\frac{50}{0,005})} = 6,7 \text{ til } 7,1 \text{ m/s}$$

WindSim har også utgitt et vindatlas for Norge, hvor vindressursene i 50 m høyde for Flø er vist i kartet til høyre i figur 3 på neste side. Plasseringen av plusshuset til Lidun er markert med rød og blå ring.



Figur 3: Kart med topografi til venstre og vindressurser til høyre (WindSim, 2001).

Disse kartene er fra 2001, og det kan stilles spørsmål til om kilden er for gammel, ettersom det hevdes at været blir "villere" med årene (Pedersen, 2016). Kjeller Vindteknikk har etablert et modellert datasett over vindforholdene for å kunne si noe om hvordan vindforholdene og produksjonen i et enkelt år avviker fra normalen, hvor referanseperioden er fra år 2000-2015. Beregningene viser at 2015 var et godt vindår for hele Norge, og middelvinden på Flø lå omtrent 10% høyere enn normalen (se vedlegg 1) (NVE, 2016). Det betyr at vindprognosene i både WindSim og NVE sitt kartatlas kan vise en merkbart lavere vindhastighet enn realiteten.

Ved bruk av formelen for beregning av vindhastigheten (v_2) i 18m høyde, fra vindressurser på 6,5m/s i 50 m høyde, gir det en gjennomsnittlig årsmiddelvind på 5,78m/s. En økning av dette på 10% gir 6,36m/s. Ettersom år 2001 er et av de første referanseårene normalen ble utviklet fra, går jeg ut ifra NVEs vindressurser er mer representative, og bruker disse videre i oppgaven.

4.1 Produksjon

Turbinen på Smøla har vært i drift siden midten av september 2016. Grunnet kort driftsperiode, i tillegg til en flere ukers periode med historisk lite vind på Smøla, vil det være lite hensiktsmessig å ta utgangspunkt i deres produksjonstall. Derneft ville det vært fornuftig å gjøre beregninger i vindmodelleringsprogrammet, WindSim. Etter mye tid og problemer med WindSim gikk jeg bort fra dette, og går heller ut ifra produsentenes resultat etter sertifisering av deres vindturbin. Etter kontakt med selskapet som produserer turbinen, Britwind, fikk jeg tilsendt et dokument som oppsummerer deres resultater etter sertifisering av Evance R9000. Britwind sine beregninger på «annual energy production» (AEP), tilsvarer årlig,

gjennomsnittlig energiproduksjon, og vil brukes videre i oppgaven. Tabellen nedenfor viser produksjonen til turbinen i watt, som tilsvarer effekten til turbinen ved ulike gjennomsnittlige vindhastigheter. Ved senere tid vil det være interessant å se om disse tallen stemmer med faktisk produksjon hos vindturbinen på Smøla, og på Flø dersom en vindturb installeres der.

Estimated Annual Energy Production Reference Air Density: 1.225kg/m³ Cut Out Wind Speed: No cut out wind speed but extrapolation taken up to 25 m/s					
Hub height annual average wind speed (Rayleigh)	AEP-measured (measured power curve)	Standard uncertainty in AEP	Standard uncertainty in AEP	AEP-extrapolated (extrapolated power curve)	
m/s	kWh	kWh	%	kWh	
4	4962	746	15	4962	COMPLETE
5	9164	1003	11	9167	COMPLETE
6	13605	1152	8	13653	COMPLETE
7	17586	1204	7	17877	COMPLETE
8	20654	1194	6	21582	COMPLETE

Tabell 1: Effekt utgitt i kWh ved ulike gjennomsnittlige vindhastigheter.

Produksjonen ved gjennomsnittlig vindhastighet på 7m/s gir en årlig produksjon på 17 586kWh. Antall fullasttimer per år er gitt ved årlig produksjon dividert med installert effekt (17 586kWh/5kW), som gir 3 517 fullasttimer per år.

4.2 Effekt

1.2.1 Teoretisk effekt

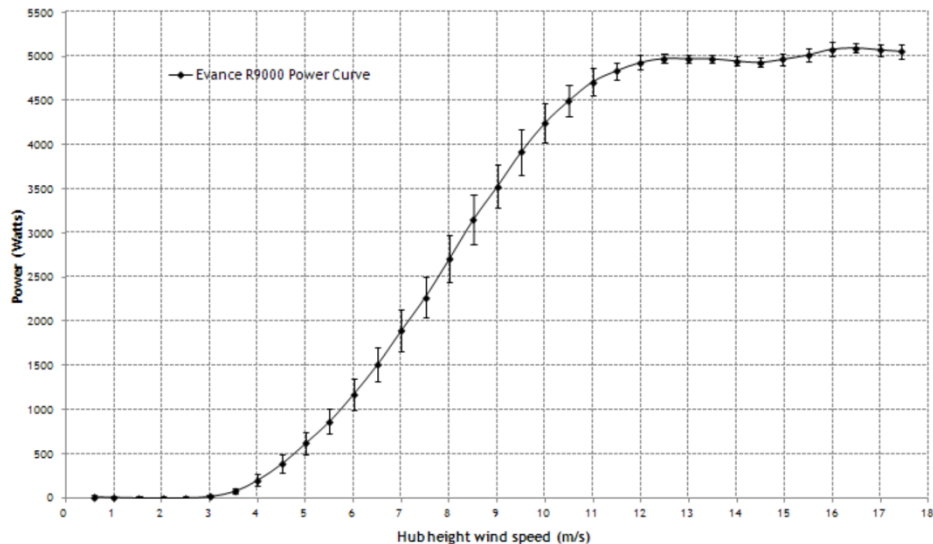
Den teoretiske formelen som ligger til grunn for beregningen av effekten til turbinen er gitt i figuren under (figur 4), der P er effekten, og C_p er en koeffisient som etter Bentz' lov kan være maksimalt på 0,593. Det vil si at det er teoretisk mulig å hente ut 59,3% av energien i vinden. Dette tilsvarer virkningsgraden for vindturbinen, som i praksis er vesentlig lavere, mot 40 – 45%, grunnet det vil oppstå tap ved omforming av bevegelsesenergien i vinden frem til elektrisk energi (Gravdahl, 2016). Luftens tetthet er har fått symbolet p . A er det sveipede arealet til bladene gitt av πr^2 , som betyr at arealet øker kvadratisk. Den mest elementære faktoren er vindhastigheten, v , som er opphøyd i tredje potens. Dette viser viktigheten av vindhastigheten – da økt vindhastighet har stor påvirkning på effekten til vindturbinen (NORWEA, 2012).

$$P = \frac{1}{2} C_p p A v^3$$

Figur 4: Formel for effekt (P)

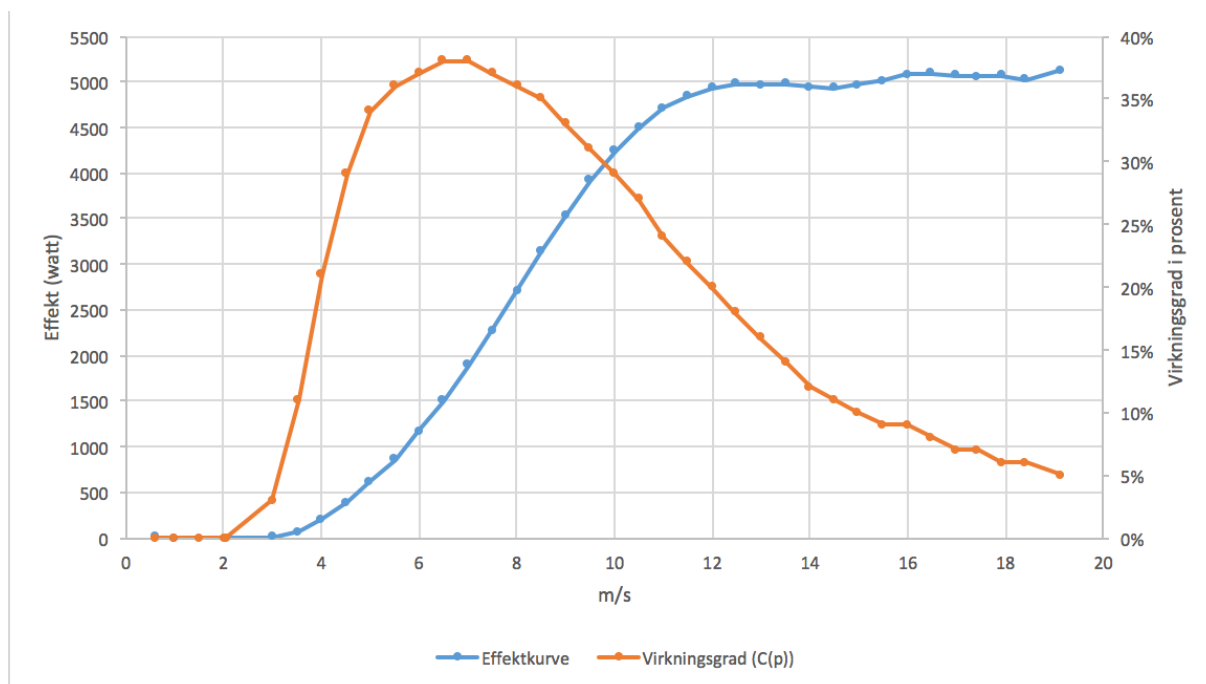
4.2.2 Faktisk effekt

Effektkurven som vises under er hentet fra Britwind sin sertifisering, og viser grafisk effekten til turbinen ved vindhastighet inntil 18m/s. I denne kurven er standard usikkerhet for resultatene indikert med de vertikale barene på akse.



Figur 5: Effektkurve som viser effekt ved ulike vindhastigheter i rotorhøyde (18m)

Beregningene er gjort med turbiner nær havet hvor lufttettheten (ρ), er $1,225\text{kg/m}^3$. Ettersom huset på Flø ligger i havkanten anser jeg effektkurven som representativ til videre beregninger. Virkningsgraden (C_p) i sertifiseringen ligger langt under den teoretisk oppnåelige. Virkningsgraden er på 3% ved cut-inn hastigheten på 3m/s, og har sitt toppunkt på 38% ved en vindhastighet på 6,5-7m/s. Dette betyr at ved en vindhastighet på 6,5-7m/s har turbinen maksimal utnyttelse av bevegelsesenergien fra vinden, som er 38% av den totale bevegelsesenergien i vinden. I figuren på neste side (figur 6) har jeg lagt inn effektkurven (blå), tilsvarende effektkurven i figur 5, sammen med virkningsgraden (oransje), for å vise hvordan disse korrelerer med økende vindhastighet langs x-aksen, i turbinhøyde på 18m.



Figur 6: Gjennomsnittsproduksjon ved ulike vindhastigheter

Som nevnt over ser en toppunktet til virkningsgraden på 6,5-7m/s. Effektkurven har sitt toppunkt fra 13m/s, og deretter flater ut. Det betyr at all vindhastighet over 13m/s gir samme produksjon, og dermed går virkningsgraden nedover ettersom turbinen henter ut mindre og mindre andel av bevegelsesenergien. Krysningspunktet viser der produksjonen er størst, som ligger opp mot 10m/s.

5. Økonomi

5.1 Nettkostnad

Inntektene og de eventuelle kostnadene ved salg av strøm vil være avhengig av kraft- og nettleverandøren Hareide signerer kontrakt med. Når de nye reglene for plusskunder trer i kraft 01.01.2017, er man nødt til å inngå en avtale med kraftleverandøren dersom man ønsker å selge overskuddsstrøm (NVE, 2016). Etter kontakt med Hareide informerte hun om at hun har ikke bestemt seg for kraftleverandør enda, men vil trolig bruke Mørenett som nettleverandør. Mørenett kunne informere om at de ikke enda har fastsatt sine tariffer for plusskunder fra 2017. Generelt sett vil kunden få kostnadslette dersom kunden gir en gevinst for Mørenett, som kan skje dersom tilførselen av kraft skjer langt ut i distribusjonsnettet, som en vindturbin på Flø vil gjøre. Mørenett vil antagelig behandle plusskunder etter tariffer som gjelder for dagens mikrokraftverk. De har et negativt energiledd som ligger på 7,7øre/kWh, som gir en inntekt for leverandøren. Inntekten på 7,7øre/kWh vil jeg bruke videre i kontantstrømberegningene (Eikås, 2016).

5.2 Kraftpris

Kraftprisen og prisen på sertifikater, spotprisen, bestemmes av markedsprisen på kraftbørsen Nord Pool. Dette er betalingsvilligheten for kraft, så fremt markedet er i likevekt. Norge har fem faste prissoner, og Flø ligger innenfor sone NO3 (Vindportalen, 2016) (Nord Pool, 2016) (May, 2016). I oppgaven setter jeg som forutsetning at Hareide vil motta salgspotpris tilsvarende spotpris i scenario 1, der all elektrisitetsproduksjonen selges til kraftnettet.

For å kunne estimere inntektene gjennom turbinens levetid, er det nødvendig å anslå en fremtidig kraftpris, men dette er imidlertid en svært usikker beregning. NORWEAs spesialrådgiver innen nett og marked fortalte at historiske priser kunne gi en idé om hvordan prisene endres fra år til år. Etter kontakt med Nord Pool, fikk jeg tilgang på FTP-serveren deres, og dermed historiske spotpriser tilbake til 1993. Allikevel vil spotprisen alltid variere, og den historiske prisen varierte med historiske hendelser (Spångberg, 2016) (Aasheim, 2016).

Spesialrådgiver fra NORWEA anbefalte derfor å bruke de årlige fremtidige estimerte prisene fra Nasdaq, som rekker frem til 2021, vist i rød kolonne i figuren under.

Updated: 2016-11-09 17:08:02

PRODUCT SERIES	BID	ASK	LAST	+/-	%	HIGH	LOW	ON*	OFF*	VOL*	DAILY FIX
ENOYR-17	32.05	32.10	32.10	-0.05	-0.16	32.25	31.60	85	81.0	166	32.10
ENOYR-18	25.80	25.90	25.90	0.05	0.19	25.95	25.40	52	51.0	103	25.90
ENOYR-19	23.20	23.30	23.30	0.10	0.43	23.30	22.95	21	55.0	76	23.30
ENOYR-20	23.67	23.90	23.80	0.15	0.63	23.80	23.60	10	27.0	37	23.80
ENOYR-21	24.65	24.80	24.35	-0.15	-0.61	24.35	24.35	2		2	24.65

Figur 7 (Nasdaq, 2016)

Selv om disse prognosene viser at prisen vil synke, er det fra andre leverandører anslått at det vil komme en betydelig økning i kraftpris fremover, blant annet grunnet stenging av kjernekraftverk (NORWEA, 2015). Det er tydelig at det ligger store usikkerheter i beregning av fremtidig spotpris. Etter konsultasjon med foreleser setter jeg en fast elektrisitetspris på 30øre/kWh for hele turbinens levetid.

5.3 Elsertifikater

Forbruker blir pålagt å kjøpe et visst antall elsertifikater basert på det elektriske forbruket, mens produsenter av fornybar kraft får tildelt et elsertifikat av staten for hver MWh produsert over

en periode på 15 år. Inntekten ved vindkraftparken blir da strømprisen pluss sertifikatprisen. I oppgaven beregnes inntekten fra elsertifikater for alle 20 årene, som vil i de siste fem leveårene representere den forventede økningen i kraftpris. Alle prosjekter som kommer i drift innen 2020 vil motta elsertifikater (Multiconsult, 2016). Jeg forutsetter at turbinen vil stå klar innen 2020, vil vi ta med denne inntekten i budsjettberegningen, i del 3. Prisen på elsertifikatene bestemmes etter hvor mye strøm som blir produsert, og den fastsatte elsertifikatkvoten for hvert år. Dersom mange investerer i ny kraftproduksjon, vil det bli flere elsertifikater på markedet, og prisen synker. Per i dag er det et overskudd av elsertifikater på markedet, som har resultert i lav pris. Prisen fremover forventes ikke å bli særlig høy, spesielt etter investeringen i vindkraft på 1000 MW i Midt-Norge. Selv etter tidligere elsertifikatpriser på 20-25 øre/kWh, mener jeg det er sannsynlig med en pris på 15 øre/kWh (Maribu, 2015) (Statkraft, 2016).

5.4 Inntekt/besparelse

Ved en nettinntekt på 7øre/kWh, en spotpris på 30øre/kWh, og en elsertifikatpris på 15øre/kWh, vil den totale inntekten per kWh ved salg av strøm til kraftnettet være 52øre. Nåverdien ved prosjektet der kontantstrømmen er basert på 100% salg av produsert elektrisitet er vist i scenario 1 i del 3. Ved salg av strøm til nettet vil dette utgjøre en skattelagt inntekt. Derfor er det nødvendig å justere avkastningskravet og inntekten for skattesatsen. Hvordan dette gjøres kommer jeg tilbake til i del 5.6 om nåverdiregningen. Inntektsskatten har jeg forutsatt at ligger på 38% (Hoen, 2016).

Når en har selvforsyning av strøm vil det imidlertid være mest lønnsomt dersom strømmen går til eget forbruk, grunnet prisen privatpersoner betaler per kWh ved kjøp fra nettet er betydelig høyere enn spotprisen. Dette kommer av at kraftleverandøren tar seg betalt for kostnader ved kjøp av elsertifikater, driftskostnader, etc, og nettleverandøren legger på en nettkostnad for også å dekke drift- og administrasjonskostnader. Hareide vil bruke Tussa Kraft som kraftleverandør, og i dag ligger prisen på omtrent 65,37øre/kWh (Tussa, 2016). I tillegg kommer nettleien fra Mørenett, som ligger på 26,25øre/kWh (Mørenett, 2016). Dette gir en total kostnad på 91,62øre/kWh. Dersom elproduksjonen fra vindturbinen går til eget forbruk, tilsvarer denne totale kostnaden en besparelse for Hareide. I de økonomiske beregningene vil jeg i scenario 2 framlegge 91,62øre/kWh som en inntekt gjennom turbinens levetid.

5.4 Tilskudd

Enova SF eies av Olje- og energidepartementet, og ble opprettet for å bidra til miljøvennlig omlegging av energibruk og energiproduksjon, hovedsakelig gjennom økonomisk støtte og rådgivning (Enova, 2016). Organisasjonen støtter el-produksjon til eget forbruk fra fornybare energikilder, med visse kriterier lagt til grunn. Dersom kriteriene er oppfylt kan en få utbetalt opptil 10 000 NOK for produksjonsanlegget, i tillegg til 1 250 kr/kW installert effekt inntil 15 kW (Enova, 2016). Dersom Hareide oppfyller kriteriene vil hun få et tilskudd på totalt kr 16 250,-. Vurderingen om tiltaket oppfyller kriteriene vil foregå etter at turbinen er ferdig installert og betalt. Derfor tar jeg ikke med dette tilskuddet i de økonomiske beregningene. Det vil naturligvis være av stor interesse for Hareide å dra nytte av et slikt subsidie, og jeg anser sannsynligheten for at hun mottar tilskuddet som stor.

5.5 Installerings- og driftskostnader

Etter kontakt med Thomas Bjørdal fra NVES, har jeg fått tilgang på deres kostnader ved installasjon og vedlikeholdt fra deres turbin på Smøla, som også er en Evance R9000. Kostnadstallene er avrundet, og dermed ikke helt presise, men jeg vil bruke disse som utgangspunkt i oppgaven. Forholdene på Smøla og Flø ses på som svært like, spesielt med tanke på tilgjengelighet. Jeg tror derfor kostnadene er representative for prosjektet på Flø. I tabell 2 på side 17 vises kostnadene for de ulike faktorene. Prisene er inkludert MVA og toll på materialimport.

Britwind er et stort selskap som lagerfører alt av reservedeler i Storbritannia, og kan sende dette dersom det skulle være behov. Om noe går galt som stopper produksjonen, vil det påberegnes en kostnad i form av produksjonsstans og tapt inntekt, samt arbeidskostnad for å fikse turbinen. Kostnader til produksjonstap grunnet nedetid vil antagelig bli svært små sammenlignet med arbeidskostnader (Revheim, 2016). Det er foreløpig ikke registrert noen nedetid ved Evance R9000, og jeg vil heller ikke beregne tap av inntekter på grunnlag av dette.

5.6 Kalkulasjonsrente

Kalkulasjonsrenten i prosjektet tilsvarer prosjektets avkastningskrav, som er forventningen til avkastning i alternativ anvendelse. En risikofri kalkulasjonsrente ligger gjerne på 2,5%, som tilsvarer inflasjonen (Statens Vegvesen, 2014). Det er imidlertid knyttet en viss risiko til dette prosjektet: Det er usikkerhet rundt spesielt fremtidig produksjon, priser og levetid. Kapitalkostnaden i nåverdiberegningen er derfor nødt til å kostnadsbelaste prosjektet for risiko

gjennom en risikojustert rente. Jo mer risikobelagt kontantstrømmen i prosjektet er, jo høyere er kapitalkostnaden, og jo lavere blir nåverdien. I NVEs håndbok om kostnader ved produksjon av kraft og varme, har de gitt kalkulasjonsforutsetninger for vindkraftverk med en økonomisk levetid på 20 år. Der anbefaler de en kalkulasjonsrente på 6% (NVE, 2011). Dette anser jeg som et fornuftig avkastningskrav, ettersom investeringskostnaden er såpass høy, som gjør at risikoen øker. Det kan allikevel argumenteres for at avkastningskravet kunne vært lavere, ettersom prosjektet er av liten skala, og risikoen dermed minker.

5.7 Nåverdiberegning

Nåverdiberegning viser hva fremtidige forventede beløp i et gitt antall år er verdt i dag, og jeg skal videre forklare i korte trekk teorien bak beregningen av nåverdien: Kontantstrømmen for hvert år tilsvarer årlig inntekt fratrasket årlig kostnad. I dette prosjektet beregnes kontantstrømmen ved å multiplisere produksjonen til turbinen med elprisen, fratrasket servicekostnaden. Det forutsettes at produksjon, pris, kostnad og inflasjon holdes konstant gjennom hele turbinens levetid. Deretter diskonteres kontantstrømmene til år null, som tilsvarer tidspunktet turbinen kjøpes og monteres. Kapitalkostnaden er som nevnt 6%, som tilsvarer en reell rente. Fremfor å beregne kontantstrømmen i dagens prisnivå, reelle priser, har jeg inflatert kontantstrømmen slik at verdien gis i løpende, nominelle priser, som kan gjøre det enklere å få et størrelsesforhold til kontantstrømmene. For å kunne omgjøre kontantstrømmene fra reelle til nominelle kontantstrømmer, må den reelle kontantstrømmen justeres for inflasjon som settes til 2,5% per år (Norges Bank, 2016). I tillegg må den reelle renten endres til nominell rente ved å justeres for inflasjon, som beregnes med følgende formel, der p_n er nominell rente, p_r er reell rente, og j er inflasjonen:

$$p_n = p_r(1 + j) + j$$

I scenario 2 blir den nominelle renten brukt i nåverdiberegningene. I scenario 1, derimot, må kontantstrømmen og den nominelle renten justeres for skatt (r). Dermed fratrekkes 38% av inntekten, og den nominelle renten skattejusteres med følgende formel, der p_n er nominell rente, og s tilsvarer skattesatsen:

$$r = p_n(1 - s)$$

Produksjon(kWh/år)			17586
Investeringskostnad	Materialer	kr	300 000,00
	Installering	kr	30 000,00
Variabel kostnad/år	Service	kr	5 000,00
Inntekt/kWh	Elpris ved salg	kr	0,30
	Elsertifikatpris	kr	0,15
	Nettgevinst	kr	0,07
	Total inntekt/kWh	kr	0,52
	Besparelse	kr	0,92
Inntekt ved salg/år		kr	9 144,72
Dekningsbidrag ved salg/år		kr	4 144,72
Inntekt ved besparelse/år		kr	16 112,29
Dekningsbidrag ved besparelse/år		kr	11 112,29
Inflasjon/år			2,5 %
Inntektsskatt			38 %
Reell rente			6 %
Nominell rente			8,9 %
Nominell rente justert for skatt			5 %
Kostnader/besparelse ved levetidens slutt			
	Nedrigging av turbin	kr	8 000,00
	Gjenvinning av materialer	kr	2 500,00
	Besparelse om ny turbin settes opp	kr	10 000,00

Tabell 2: Kostnader ved installering av vindturbinen

Tabellen viser alle kostnader og inntekter som er brukt i nåverdiberegningene. Resultatene for scenario 1 og 2 er vist i vedlegg 3, som viser at begge scenariene går med store underskudd. Scenario 1, der det er tatt hensyn til skattefratrekk av inntekten, gir en negativ nåverdi på –kr 291 485. Scenario 2, der all produksjonen går til eget forbruk, gir et bedre resultat, men det har fortsatt et betydelig underskudd på –kr 204 636. Nederst i tabellen er det lagt inn en kostnad ved nedrigging av turbin eller besparelse dersom en ny turbin i fundamentkostnader dersom en ny turbin installeres. Disse kostnadene/besparelsene vil ikke vises i nåverdiberegningen, ettersom det er uvisst hva huseier vil gjøre så langt frem i tid.

6. Følsomhetsanalyse

6.1 Bakgrunn

En følsomhetsanalyse viser effektene av endrede prosjektforutsetninger for kontantstrømmen til prosjektet, og kontrollerer robustheten til prosjektet. Følsomhetsanalysen for dette prosjektet viser endring i nåverdien ved en senkning og økning av ulike kontantstrømselementene på 10 og 20%, og er utført både for scenario 1 og 2. Jeg har valgt å ikke endre på investeringskostnadene, ettersom jeg fikk svært presise tall fra NVES. Hver akse i

stjernediagrammene nedenfor viser hvordan en prosentvis endring av én faktor endrer nåverdien, vist på y-aksen. Det er viktig å merke seg at verdiene som er oppført på y-aksen i de to diagrammene er av ulik størrelse. Dersom de skulle hatt likt størrelsesforhold ville det gjort det vanskelig å lese av grafene. Kurvene krysser der det ikke er gjort noen endringer i nåverdiene. Den bratteste kurven i hvert scenario har størst innvirkning på nåverdien (Bøhren & Gjærum).

Prosentvise endringer i AEP eller pris slår ut likt på nåverdien, ettersom disse blir multiplisert med hverandre for å finne inntekten i kontantstrømmen. Den blå kurven viser hvordan nåverdien endrer seg ved prosentvis endring i AEP eller pris. Dette er den bratteste kurven i begge grafene, som tyder på at en endring i disse faktorene har størst betydning for nåverdien, og dermed lønnsomheten til prosjektet. Deretter har renten størst innvirkning på nåverdien (oransje kurve). I scenario 2, der renten er høyere da den ikke er justert for skatt, gir prosentvis endring i renten et større utslag på nåverdien enn i scenario 1. Den slakeste kurven i begge scenariene, er kurven som viser hvordan kortere og lengre levetid påvirker nåverdien. 10% og 20% av 20 år tilsvarer 2 og 4 år, som vil si at x-aksen representerer en levetid på 16 – 24 år.

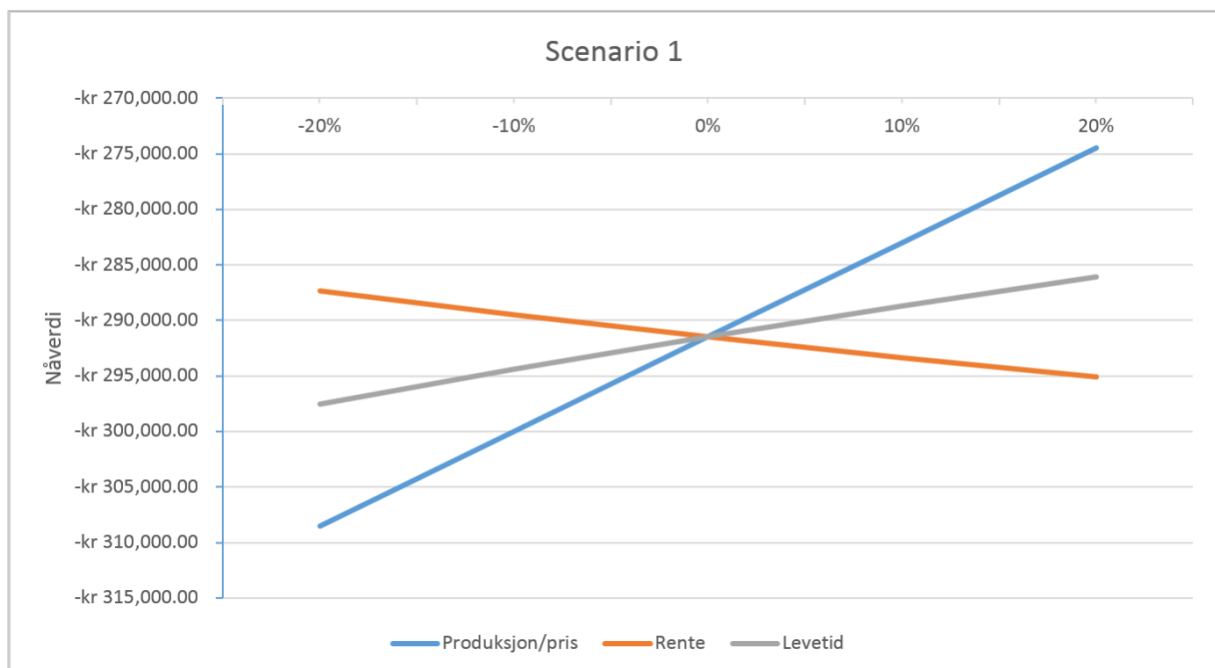


Diagram 1: Følsomhetsanalyse for scenario 1

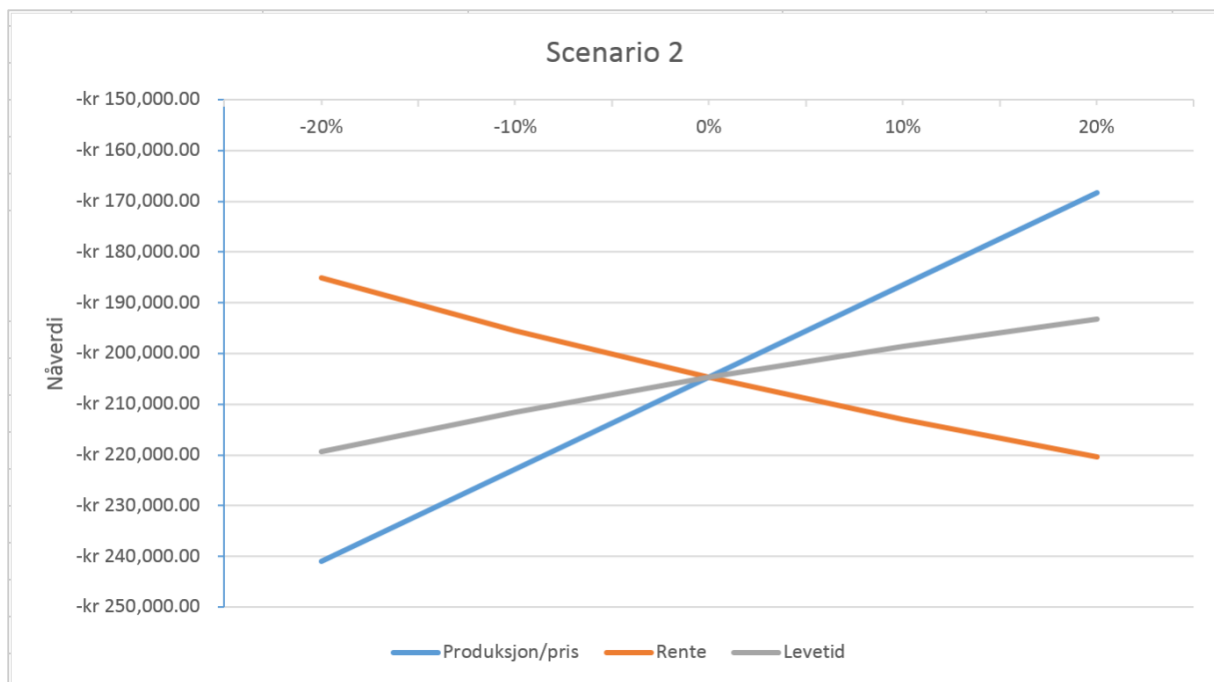


Diagram 2: Følsomhetsanalyse for scenario 2

6.2 Begrensninger

Selv om en følsomhetsanalyse viser tydelig hvilke faktorer som har stor innvirkning på budsjettet, har analysen allikevel flere begrensninger. For det første så viser ikke analysen hva som skjer dersom flere variable endrer seg samtidig. Derfor kan det være lurt å fremlegge ulike scenarier, for eksempel ett pessimistisk og ett optimistisk, for å vise ytterpunktene, men grunnet begrensninger utfører jeg ikke dette i denne oppgaven. For det andre så tar ikke analysen høyde for *sannsynligheten* for avvik. Konsekvensen kan gjerne være stor ved et avvik, men om sannsynligheten for at avviket inntreffer er svært liten, vil risikoen for dette avviket også være relativt lav (Bøhren & Gjærum). I stedet for en følsomhetsanalyse kan det være nødvendig å gjennomføre en scenarioanalyse, som også tar høyde for sannsynligheten for avviket. Dette er imidlertid en langt mer ressurskrevende analyse, og var ikke aktuelt i denne oppgaven.

7. Usikkerhet

Det er rettet usikkerhet til prosjektet innenfor flere variabler, som støtter opp under risikokostnaden innbakt i avkastningskravet på 6%. For å begrense oppgaven har jeg ikke gjennomført analyser av usikkerheten, men vil belyse de ulike usikkerhetsmomentene.

7.1 Pris

Den fremtidige spotprisen og salgsprisen er spesielt utfordrende å estimere for 20 år frem i tid. Etterspørselen etter elektrisitet har generelt en priselastisitet på -0,05, som vil si at om elektrisitetsprisen øker med 1%, synker etterspørselen med 0,05% (Holstad & Pettersen, 2011). Etterspørselen er med andre ord svært stabil, mens tilbudet, derimot, avhenger av både politikk,

produksjon og nettkapasitet, både i Norge og i de nordiske landene vi handler kraft med. Dette gjør det vanskelig å gjøre økonomiske beregninger med en så lang tidshorisont. Usikkerheten øker i prosjektet, nå lønnsomheten til prosjektet er svært avhengig av prisen, som vi så i følsomhetsanalysen.

7.2 Produksjon

Det er vanskelig å vite hvor stor usikkerhet som skal benyttes for hver variabel i AEP, når gjerne hvert konsultentselskap har sitt eget oppsett for beregning av dette. AEP tilsvarer P50, da det er forventet at 50% av vindhastigheten gjennom året ligger over P50-nivået, og 50% ligger under. Typisk for et vindprosjekt er gjerne en usikkerhet til P50 på 10-20% (Gravdahl, 2016).

7.3 Effekt

Effekten til turbinen påvirker lønnsomheten i stor grad. Allikevel anses variasjonen i middelvinden som en naturlig variasjon (Gravdahl, 2016). Ettersom vindhastigheten opphøyes i tredje potens i formelen for effekt, vil kun små avvik fra estimert og faktisk årsmiddelvind gi store utslag i produksjonstallene. I de fleste tilfeller er målseriene fra et begrenset tidsrom, som kan gi økt risiko for avvik når en skal beregne produksjonen for hele turbinens livstid. En mulighet for å minke feilmarginen er å sammenligne måledata fra planområdet, og sammenligne disse med resultater fra nærliggende målestasjoner med lange måleserier.

8. Diskusjon

Som nevnt under del 2 om begrensninger for oppgaven, er det flere viktige faktorer som det ikke er tatt hensyn til i dette studiet. Analysen i oppgaven er gjennomført med et bedriftsøkonomisk perspektiv, og ikke samfunnsøkonomisk, og utelukker dermed flere viktige temaer. De mest betydningsfulle aspektene det ikke er tatt hensyn til er antagelig støygenerering, og påvirkning fugle- og dyreliv. En turbin av den størrelsen kan skape misnøye hos naboer og andre som bruker området til rekreasjon, både grunnet støy og størrelsesomfanget til turbinen. Allikevel vil ofte lyden fra turbinen bli overdøvet av vinden selv, og turbinen stopper dersom vindhastigheten er under 3m/s. Lover og regler kan kreve minimumsavstand fra turbinen til andre boliger, og dette bør studeres grundig før en eventuell installering av turbinen.

Med en diameter på 5,5m, og tårnhøyde på 18m, kan det påvirke fuglelivet på Flø. Jeg har ikke undersøkt omfanget av truede arter på Flø, eller på kollisjonsfaren for fugler i turbiner av den størrelsen. Derfor burde dette også studeres nærmere.

Dersom en ser på prosjektet fra et samfunnsøkonomisk perspektiv, kan det også gi et betraktelig bedre utslag på nåverdien ved å se på spart CO₂-utslipp som en nytte/inntekt. Det er synd at et

prosjekt som fremmer fornybar energi skal gå med så store underskudd som nåverdiberegningene viser i dette prosjektet. Det tyder på at vi trenger politikk som gir større fordeler for plusskunder. Eksempelvis kan plusskundene i Tyskland selge strømmen til nettet for en firedoblet pris av strømprisen. I Tyskland er strømprisen også betydelig høyere, som gjør det lettere å tilbakebetale en investering fra en fornybar strømkilde. Dette kan Norge hente inspirasjon fra.

9. Konklusjon

For å øke andelen fornybar kraftproduksjon kan private fornybare energikilder være et alternativ. Dersom det er en økonomisk gevinst i å investere i en fornybart energikilde, kan det vekke interesse hos hele befolkningen – og ikke kun for de spesielt klimainteresserte. Nåverdiberegningene i prosjektet viser at det er desidert mest lønnsomt å bruke energien til eget forbruk, fremfor å selge til kraftnettet. Beregningene at det med dagens kraftpriser ikke er lønnsomt å investere i en Evance R9000. Dersom Hareide bruker all elproduksjonen selv, går prosjektet allikevel ut med en negativ nåverdi på –kr 204 636 med forutsetningene som er satt. Hvis all elektrisiteten blir solgt til nettet, havner nåverdien på –kr 291 485. Derfor vil jeg ikke anbefale Lidun Hareide å investere i en 5kW Evance R9000.

Bibliografi

- Aasheim, A. T. (2016, Februar 8). NORWEA. (S. Wergeland, Intervjuer)
Bøhren, Ø., & Gjærum, P. I. (u.d.). *Prosjektanalyse* (2. utgave. utg., Vol. 2010). Bergen, Norge: Fagbokforlaget.
- Britwind. (2016). *Britwind R9000*. Storbritannia: Britwind.
- Eikås, A. (2016, Oktober 7). Hvordan Mørenett forholder seg til plusskunder.
- Enova. (2016). Hentet November 7, 2016 fra <https://tilskudd.enova.no/Tiltak/12>
- Enova. (2016). *enova.no*. Hentet November 7, 2016 fra <https://www.enova.no/om-enova/36/0/>
- Fornybar.no. (2016, Mai). *fornybar.no*. Hentet Oktober 10, 2016 fra <http://www.fornybar.no/vindkraft/teknologi#vind2.1>
- Gravdahl, A. R. (2016, Oktober 13). Forelesning om Wind Energy Yield Calculations.
- Hareide, L. (2016, September 15).
- Hoen, H. F. (2016, November 1). Hvordan beregne nåverdi ved ulike kostnadsscenarioer .
- Holstad, M., & Pettersen, F. E. (2011). *Hvordan reagerer strømforbruket i alminnelig forsyning på endringer i spotpris*.
- Kjeller Vindteknikk. (2009). *Vindkart for Norge*. NVE.
- Maribu, K. M. (2015). *fornybarkonferansen.no*. Hentet Februar 29, 2016 fra <http://fornybarkonferansen.no/elsertifikater-gir-fornybarinvesteringer-med-lave-marginer-og-hoy-risiko/>
- May, F. (2016, Oktober 26). *vindkraftnytt.no*. Hentet Februar 5, 2015 fra <http://www.vindkraftnytt.no/nyhetsarkiv/visning-nyheter-1/ser-kraftpris-opp-i-40-oere-innen-2030.aspx?PID=1280&M=NewsV2&Action=1>
- Mørenett. (2016). *morenett.no*. Hentet Oktober 10, 2016 fra <http://www.morenett.no/nettleige/produkt-og-prisar/>
- Multiconsult. (2016). *fornybar.no*. Hentet Oktober 10, 2016 fra <http://www.fornybar.no/energipolitikk/stotteprinsipper-og-teknologisk-modenhetutvikling/elsertifikater-for-gronn-kraft-pliktige-gronne-sertifikater/elsertifikater-for-gronn-kraft-pliktige-gronne-sertifikater>
- Nasdaq. (2016, Oktober 9). Hentet Oktober 9, 2016 fra <http://www.nasdaqomx.com/transactions/markets/commodities/market-prices>
- Nord Pool. (2016, Oktober 24). *nordpoolspot.com*. Hentet Februar 4, 2016 fra <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/#/nordic/map>
- Norges Bank. (2016). *norges-bank.no*. Hentet Oktober 25, 2016 fra <http://www.norges-bank.no/Statistikk/Inflasjon/>
- NORWEA. (2012). *Håndtering av usikkerhet ved estimering av fremtidig produksjon ved et vindkraftverk*.
- NORWEA. (2015, Mai 15). *vindkraftnytt.no*. Hentet November 5, 2016 fra <http://www.vindkraftnytt.no/nyhetsarkiv/visning-nyheter-1/ser-kraftpris-opp-i-40-oere-innen-2030.aspx?Action=1&M=NewsV2&PID=1280>
- NVE. (2011). *Kostnader ved produksjon og varme*. NVE. Hentet fra http://webby.nve.no/publikasjoner/haandbok/2011/haandbok2011_01.pdf
- NVE. (2016, April 29). *nve.no*. Hentet Oktober 3, 2016 fra <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-elmarkedstilsyn/enklere-a-produsere-strom-selv/>
- NVE. (2016). *Vindkraft - produksjon i 2015*. NVE.
- Pedersen, Ø. (2016, Oktober 10). *forskning.no*. Hentet fra <http://forskning.no/klima-geofag-meteorologi-vaer-og-vind/2008/02/vatere-og-villere-vaer-mot-ar-2050>
- Revheim, P. (2016, September 26). (S. Wergeland, Intervjuer)
- Spångberg, M. (2016, Februar 8). Nord Pool. (S. Wergeland, Intervjuer)
- Statens Vegvesen. (2014). *Konsekvensanalyser*.

Statkraft. (2016, Februar 23). *statkraft.no*. Hentet Februar 29, 2016 fra <http://www.statkraft.no/IR/Stock-Exchange-Notices/2016/bygger-europas-storste-vindkraftprosjekt--i-midt-norge--/>

Sustainable Energy Systems. (2016). *sustainableenergysystems.co.uk*. Hentet September 23, 2016 fra <http://www.sustainableenergysystems.co.uk/products/britwind-r9000-5kw/>

Tussa. (2016). *tussa.no*. Hentet Oktober 10, 2016 fra <https://www.tussa.no/privat/straum>

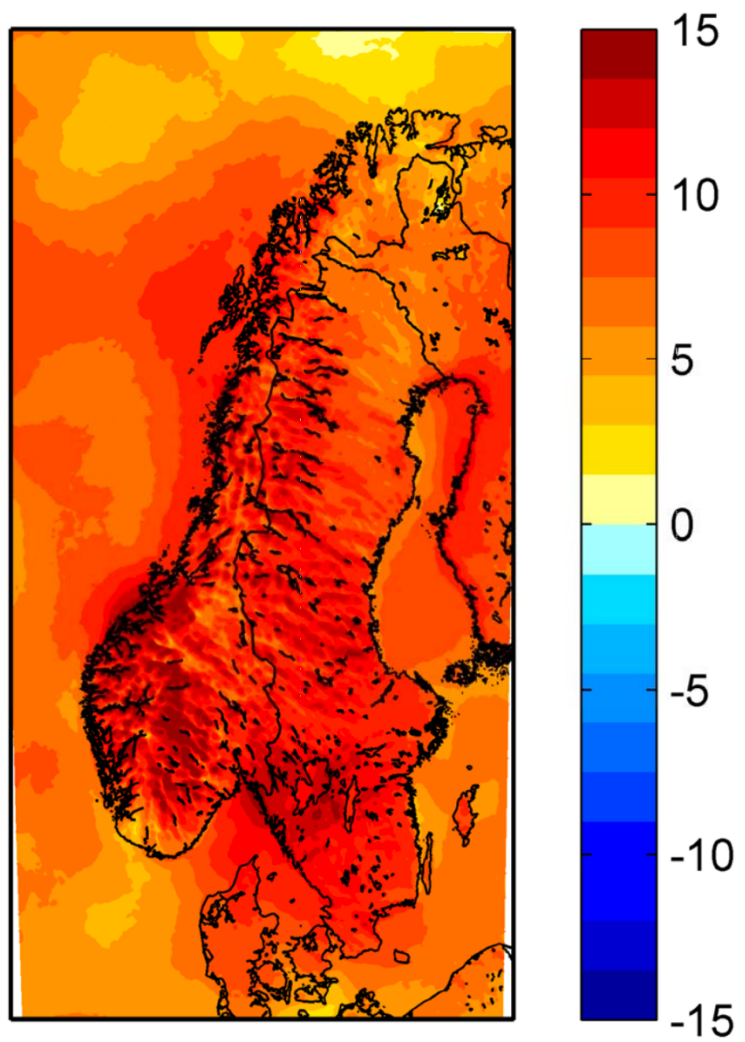
University of Washington. (2016). *atmos.washington.edu*. Hentet Oktober 9, 2016 fra http://www.atmos.washington.edu/~robwood/teaching/slides/29~chapter%209%20table%20_2.pdf

Vindportalen. (2016, Oktober 24). *vindportalen.no*. Hentet Februar 4, 2016 fra <http://www.vindportalen.no/oekonomi/inntekter.aspx>

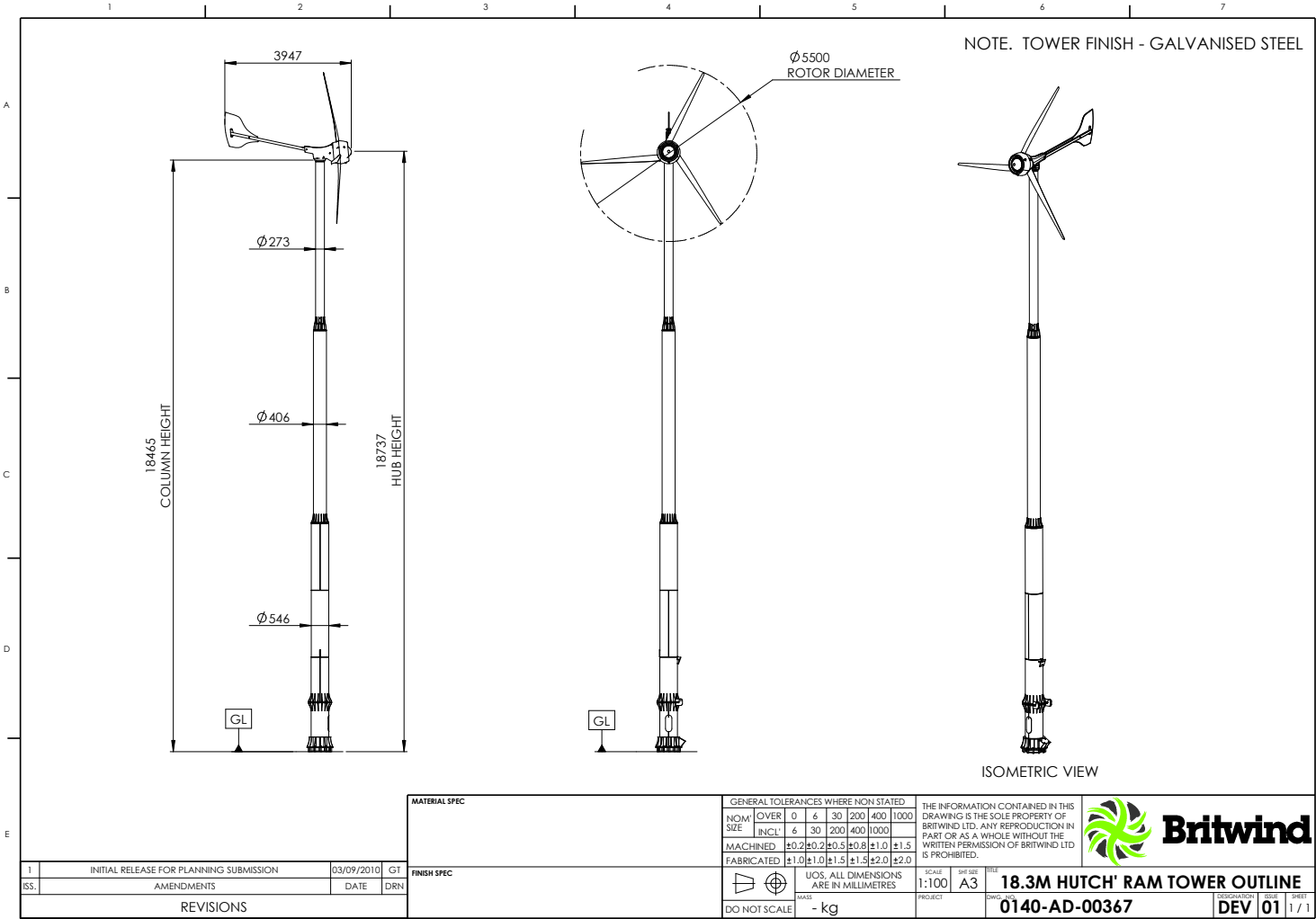
WindSim. (2001, April 4). *windsim.com*. Hentet Oktober 8, 2016 fra <https://www.windsim.com/library/norwegian-wind-atlas.aspx>

Vedlegg 1 - Vindforhold år 2015

Aksen på høyre side forteller hvilken farge prosentvis endring fra normalen indikerer.



Vedlegg 2 - Tegning av turbin



Vedlegg 3 – Bakgrunn for nåverdiberegning

Tabellene viser nåverdiberegningen for scenario 1 og 2, utført i Excel. Den nederste kontantstrømmen i begge tabellene er brukt, mens de øvre viser kontantstrømmen i reelle priser, med og uten justering for avkastningskravet. Internrenten for hver kontantstrøm er vist i kolonnen lengst til høyre.

Scenario 1																	Sum	Internrente									
År	0		1		2		3		4		5		15		16		17		18		19		20				
Kontantstrøm i reelle priser	-kr	330 000,00	kr	4 144,72	kr	4 144,72	kr	4 144,72	kr	4 144,72	kr	4 144,72	kr	4 144,72	kr	4 144,72	kr	4 144,72	kr	4 144,72	kr	4 144,72	-kr	247 105,60	-11 %		
Kontantstrøm i relle priser justert for avkastningskrav	-kr	330 000,00	kr	3 910,11	kr	3 688,79	kr	3 479,99	kr	3 283,01	kr	3 097,18	kr	1 729,45	kr	1 631,55	kr	1 539,20	kr	1 452,08	kr	1 369,88	kr	1 292,34	-kr	282 460,39	-16 %
Kontantstrøm i nominelle priser justert for avkastningskrav	-kr	330 000,00	kr	3 902,57	kr	3 674,57	kr	3 459,89	kr	3 257,75	kr	3 067,42	kr	1 680,07	kr	1 581,92	kr	1 489,50	kr	1 402,47	kr	1 320,54	kr	1 243,39	-kr	283 241,08	-16 %
Kontantstrøm i nominelle priser justert for avkastningskrav og skatt	-kr	330 000,00	kr	2 496,81	kr	2 425,97	kr	2 357,14	kr	2 290,26	kr	2 225,28	kr	1 668,70	kr	1 621,35	kr	1 575,35	kr	1 530,65	kr	1 487,22	kr	1 445,02	-kr	291 485,35	-16 %

Scenario 2																							Sum	Internrente			
År	0		1		2		3		4		5		15		16		17		18		19		20				
Kontantstrøm i reelle priser	-kr	330 000,00	kr	11 112,29	kr	11 112,29	kr	11 112,29	kr	11 112,29	kr	11 112,29	kr	11 112,29	kr	11 112,29	kr	11 112,29	kr	11 112,29	kr	11 112,29	kr	11 112,29	-kr	107 754,14	-4 %
Kontantstrøm i relle priser justert for avkastingskrav	-kr	330 000,00	kr	10 483,30	kr	9 889,90	kr	9 330,10	kr	8 801,98	kr	8 303,75	kr	4 636,77	kr	4 374,31	kr	4 126,71	kr	3 893,12	kr	3 672,76	kr	3 464,87	-kr	202 542,87	-9 %
Kontantstrøm i nominelle priser justert for avkastningskrav	-kr	330 000,00	kr	10 463,07	kr	9 851,78	kr	9 276,20	kr	8 734,25	kr	8 223,97	kr	4 504,40	kr	4 241,23	kr	3 993,45	kr	3 760,13	kr	3 540,45	kr	3 333,61	-kr	204 635,95	-9 %

Vedlegg 4 – Bakgrunn for stjernediagram

Scenario 1		-20%	-10%	0%	10%	20%
Produksjon/pris	-kr	308,480.74	-kr 299,983.04	-kr 291,485.35	-kr 282,987.65	-kr 274,489.95
Rente	-kr	287,359.82	-kr 289,498.69	-kr 291,485.35	-kr 293,332.57	-kr 295,051.95
Levetid	-kr	297,523.59	-kr 294,417.59	-kr 291,485.35	-kr 288,717.14	-kr 286,103.79

Scenario 2		-20%	-10%	0%	10%	20%
Produksjon/pris	-kr	240,990.33	-kr 222,813.14	-kr 204,653.95	-kr 186,458.77	-kr 168,281.58
Rente	-kr	185,152.15	-kr 195,428.52	-kr 204,653.95	-kr 212,907.35	-kr 220,357.13
Levetid	-kr	219,263.59	-kr 211,510.01	-kr 204,653.95	-kr 198,541.65	-kr 193,138.64