

SMÅSKALA VINDKRAFT PÅ  
EN GÅRD I RYGGE KOMMUNE  
- EN MULIGHETSSTUDIE

SMALL-SCALE WIND POWER ON A FARM IN  
RYGGE MUNICIPALITY  
- A FEASIBILITY STUDY

JON OLAV BRENNE VOLDEN

UNIVERSITETET FOR MILJØ- OG BIOVITENSKAP  
Institutt for matematiske realfag og teknologi (IMT)  
Masteroppgave 30 stp. 2013





---

# SMÅSKALA VINDKRAFT PÅ EN GÅRD I RYGGE KOMMUNE

## - EN MULIGHETSSTUDIE



Vår 2013

Jon Olav Brenne Volden

---

UNIVERSITETET FOR MILJØ- OG BIOVITENSKAP  
*INSTITUTT FOR MATEMATISKE REALFAG OG TEKNOLOGI*







## Forord

Denne mastergraden markerer slutten på mine studier innen Industriell økonomi med spesialisering innen energifysikk og energiøkonomi ved Universitetet for miljø- og biovitenskap (UMB) på Ås. Småskala vindkraft og gårdsturbiner er vanlig i Danmark og Tyskland, men ikke spesielt utbredt i Norge. Jeg hadde en hypotese om at dette ville bli mer aktuelt i årene som kommer og ønsket derfor å fordype meg mer i temaet. Oppgaven er tverrfaglig og går inn på tekniske løsninger så vel som økonomiske beregninger. Det er meget interessant og oppsummerer noe av kunnskapen jeg har tilegnet meg igjennom studiet. Store deler av oppgaven går ut på et mulighetsstudie av et gårdsbruk og lønnsomheten ved å sette opp en vindturbin.

Jeg vil rette en stor takk til førsteamanuensis Petter H. Heyerdahl som har vært min veileder ved UMB i denne prosessen. Takk for god hjelp og gode innspill. Jeg vil også takke min veileder i Multiconsult, Linn-Silje Udem for god hjelp underveis med oppgaven. En stor takk rettes også til Jan-Olav Øderud i Multiconsult som kom opp med oppgaven og definerte innholdet, samt kom frem med et konkret mulighetsstudie. Jeg vil også takke Multiconsult for muligheten jeg fikk til å skrive denne oppgaven, samt å benytte deres programvare og få hjelp av kunnskapsrike ansatte. En stor takk rettes til Per Olaf Roer for omvisning og lokalkunnskap på gården. En spesiell takk til Bjørn Helset i WENAS som en av de mest kunnskapsrike på småskala turbiner i Norge. Takk for mye hjelp og utallige svar på epost og telefon. En stor takk til Kjeller Vindteknikk for å få lov til å benytte vinddata for det aktuelle området. En stor takk rettes også til Hafslund Nett ved Elvedin Grudic. Takk for mye nyttig informasjon. Takk også til Infratek, Møre Trafo, NVE og andre instanser som har bidratt med informasjon.

Fem år ved Ås er nå over og jeg har fått mange gode venner som har motivert meg på veien, en stor takk rettes til dere! En spesiell takk til gjengen på lesesalen for et sosialt og hyggelig miljø, det har vært til stor motivasjon under arbeidet med oppgaven. Takk også til venner som har bidratt med innspill og korrekturlesing av oppgaven

En ekstra stor takk til min samboer Maren Ø. Bakos for å ha støttet og motivert meg i arbeidet med denne oppgaven.

---

Jon Olav Volden  
Ås, 10. mai 2013





## Sammendrag

Oppgaven tar for seg muligheten for å produsere elektrisk energi ved hjelp av vindkraft og muligheten for å forbruke energien på et gårdsbruk i stedet for å kjøpe fra nettet. Formålet med oppgaven er å finne ut hvordan utnyttelse av vindkraft til elektrisitetsproduksjon kan føre til bedriftsøkonomisk overskudd på gården. Denne oppgaven ser på turbiner i størrelsesorden 15 – 250 kW. 15 kW ble tidlig kuttet ut på grunn av manglende lønnsomhet. Den minste effektstørrelsen som omtales er da 45 kW. Første del av oppgaven beskriver vindturbinens oppbygning og sentrale komponenter. Deretter beskrives det hvordan man forholder seg til konsekvenser for miljø, samt lover og rammebetingelser. Det er også beskrevet hvilke økonomiske rammer man må forholde seg til, og hvilke økonomiske utregninger som legges til grunn ved fastsettelse av lønnsomheten. Metode/resultat kapittelet er mulighetsstudie hvor gården blir presentert og det er innhentet data ut fra anbefalingene som er omtalt tidligere i oppgaven. Det ble laget fire ulike scenarier for aktuelle effektstørrelser på turbin, med dagens- og et fremtidig energiforbruk. Videre er det gjort simuleringer i WindPRO med utgangspunkt i vinddata for området rundt gården. Data for aktuelle turbiner til de ulike scenariene ble hentet inn, og kostnader ble hentet inn. Det viste seg at det er vanskelig å få noe klart svar på totalkostnadene ved vindkraftanlegg, spesielt ved leverandører som ikke har levert til Europa før. Også Europeiske leverandører viste liten interesse i å svare på forespørsler. I mulighetsstudien kom det frem at Forsvarets radar på Rygge vil kunne by på problemer for en mulig småskala vindturbin på gården. Det er ikke mulig å få et konkret svar på om det gis tillatelse til å sette opp en turbin, men dette kan bli en utfordring i følge forsvaret. Dette gjelder uansett høyder som er valgt i denne oppgaven, da det er påkrevd at den ikke er synlig. Også lavere høyder ble diskutert, men svaret ble det samme. Dette muligens en faktor som vil avgjøre prosjektet, uavhengig av økonomisk resultat.

Underveis i mulighetsstudiet ble det presentert nødvendige delresultater som fører frem til resultatene. Det ble presentert forskjellige scenarier for å vurdere ulike effektstørrelser og hvordan det påvirket økonomiske resultatet. Scenario 2 har en produksjon på 87 364 kWh per år. Dette er litt over halvparten av gårdens forbruk som i gjennomsnitt er 166 611 kWh. Scenario 3 ble simulert til en produksjonen på 174 237 kWh. Det er ca. 7 500 kWh mer enn gårdens forbruk. Ut fra grafisk sammenligning vises en tydelig sammenheng mellom vindens og forbrukets variasjon igjennom året, unntatt de tre siste månedene. Det ble valgt å simulere for å dekke de resterende ni månedene og det stemte bra, kun med litt eksport om sommeren. Scenario 4 og 5 har en lik turbin og lik produksjon på 417 800 kWh, men med dagens og et fremtidig antatt forbruk. Begge disse scenariene har eksport i de fleste av årets måneder. Ingen av scenariene fikk lyd, eller skyggesimuleringer som oversteg anbefalte verdier. De økonomiske resultatene kom ikke frem til en positiv nåverdi i noen av scenariene. Dette skyldes i hovedsak at investeringskostnaden er høy og at vindforholdene ikke gir en produksjon som kan forsvare investeringen. I tillegg så er ikke besparelsen i nettleie så stor som man kunne ønske, da nettleien består av faste kostnader og kostnader forbundet med



effektuttak som det er vanskelig å få redusert. Energileddet i nettleien blir derimot redusert betraktelig, men det i seg selv er ikke nok til å gi en lønnsomhet i scenariene i denne oppgaven. Besparelse av forbruksavgift for generatorer under 100 kVA medfører en stor del av besparelsen i scenario 2 og 3. Scenario 2 fikk en negativ nåverdi på 1 250 071 kr, scenario 3 fikk en negativ nåverdi på 2 078 364 kr, scenario 4 fikk en negativ nåverdi på 3 676 301 kr og scenario 5 fikk en negativ nåverdi på 3 651 535 kr. Alle nåverdiene er beregnet ut fra tidsperiode på 20 år, lik turbinenes levetid. Disse verdiene har store usikkerheter, og dermed er de nødvendigvis ikke reelle. Produksjonen kan være en del høyere som følge av at vindforholdene er bedre enn antatt, men den kan også være lavere som følge av at vindforholdene er dårligere. Det kan lykkes å finne en vindturbin til en lavere kostnad, men det kan også hende prisene stiger i nærmeste fremtid eller som følge av uforutsette kostnader. Ut fra forutsetninger som er tatt og forenklinger som er gjort i denne oppgaven, så vil ingen av scenariene i denne oppgaven medføre et bedriftsøkonomisk overskudd på gården. Med endringer i investeringskostnader så vil et av scenariene muligens kunne gjennomføres. Sett bort fra de økonomiske resultatene så er antakelig radarproblematikken en av de største utfordringene i prosjektet.



## Abstract

This thesis attempts to demonstrate the possibility of producing electrical energy using wind power and the ability to consume at a farm instead of buying from the grid. The purpose of this thesis is to find out how the utilization of wind energy for electricity production could lead to a profit for the farm. This paper looks at turbines in the range of 15 – 250 kW. 15 kW was early rejected due to lack of profitability. Then the smallest turbine size is then 45 kW. The first part of the thesis describes the wind turbine structure and its key components. Then it is described how to take care of environmental factors, and how a turbine impacts on the environment, as well as laws and regulations. Then the economical constraints is described and also which financial calculations that determines the profitability. The method / result chapter is a feasibility study where the farm is presented and obtained data is presented based on recommendations described earlier in the thesis. It was made four scenarios with different turbines, and with today's and a future electrical consumption on the farm. There are done simulations in the software WindPRO based on simulated wind data close to the farm. Data and costs for the turbines, which were chosen, were brought in. It turned out that it was difficult to get a total cost for wind turbines, especially for vendors who have not sold their turbines in Europe before. Also European suppliers showed little interest in responding upon the request. The feasibility study revealed a military radar close to the farm could pose problems for a possible small-scale wind turbine on the farm. It is not possible to get a clear answer whether it will be given permission or not from the military. This applies regardless of heights chosen in this paper, as it is required that it should not be visible on the radar. Also lower heights that discussed in this paper were discussed, but the answer was the same. This is possibly one factor that will determine the project, regardless of the financial result.

In the feasibility study chapter, necessary partial results were present that leads to the final result chapter. It was presented the various scenarios to assess different power sizes on the turbines and how it affects the financial result. Scenario 2 has an output of 87 364 kWh per year. This is slightly more than half of the farm's yearly average consumption, which is 166, 611 kWh. Scenario 3 was simulated to a production of 174, 237 kWh. This is approx. 7,500 kWh more than the farm's yearly consumption. The graphical comparison shows a correlation between the wind and the consumption variation throughout the year, except for the last three months. It was chosen to simulate to cover the remaining nine months and it voted well, only with some export in the summer. Scenario 4 and 5 has an equal turbine and equal output of 417,800 kWh, but with different consumption. (Today's and future's consumption). None of the scenarios got shadows or sound values that exceeds the recommended values. The financial results did not reach a positive net present value in any of the scenarios. This is mainly to a high investment cost and wind condition that not gives enough productions to justify the investment. In addition, the saving of energy tariff by producing and consume self was not as high as expected. The energy tariff consists of fixed costs, and a power tariff. The power tariff is hard to reduce since it's just the highest registered



power consumption in the month that counts for the tariff, and its not likely to believe that the a wind turbine always will reduce this tariff. In scenarios 2 and 3 the turbines is below 100 kVa, and then there is a low that says that the consumer does not have to pay a consumer fee for own consumption. So for these scenarios, there is some money to save by producing and use it self. For scenarios 4 -5, the turbine is above 100 kVa so the consumer will not save the consumption fee in these scenarios. The energy tariff is reduces in all scenarios, but it is not enough to make any of the scenarios profitable. Scenario 2 got a negative net present value (NPV) of NOK 1,250,071. Scenario 3 got a negative NPV of NOK 2,078,364. Scenario 4 got a negative NPV of NOK 3,676,301 and scenario 5 got a negative NPV of NOK 3,651,535. All NPVs are calculated based on the lifetime of the turbine, which is 20 years. The financial results are considered with some uncertainty. Therefore, these results cannot be determined as absolutely correct. The energy production may be larger as a result if the wind conditions are better than expected, the opposite can also be possible. There is also possible to find a turbine at a lower cost, but turbine costs can also rise in the future. Based on the assumptions made and simplifications done in this paper, none of the scenarios in this paper gives a profit to the farm. The investment cost is clearly the factor that decides the project, and with a lower investment cost, one of the scenarios may be profitable and could be realized. Apart from the financial result, the radar close to the farm is probably the biggest challenge in the project.



## Innholdsliste

Forord.....	iii
Sammendrag.....	v
Abstract.....	vii
Innholdsliste.....	ix
Figurliste.....	xi
Tabelliste.....	xii
1 Innledning.....	1
1.1 Bakgrunn.....	1
1.2 Gården.....	1
1.3 Formål.....	1
2 Generelt om vind og vindturbin.....	2
2.1 Vindressursen.....	2
2.2 Vindturbin.....	2
2.3 Generator.....	6
3 Miljø, lover og rammebetingelser.....	8
3.1 Lover og rammebetingelser.....	8
3.2 Konsekvenser for miljø og samfunn.....	9
3.3 Økonomiske rammer.....	12
4 Mulighetsstudie Roer gård.....	18
4.1 Energi og effektbehov på Roer gård.....	18
4.2 Scenarier Roer gård.....	24
4.3 Valg av turbin(er).....	25
4.4 Vinddata.....	34
4.5 Plassering av turbin(er).....	38
4.6 Simulering.....	41
4.7 Miljø, lover og rammebetingelser.....	47
4.8 Inntekter.....	52
4.9 Kostnader.....	56
4.10 Økonomiske beregninger.....	60
5 Resultater.....	63
5.1 Simuleringsresultater.....	63
5.2 Produksjonsprofiler av årlig produksjon.....	65
5.3 Sammenligning av produksjon og forbruk.....	68
5.4 Skygge- og støysimulering.....	72
5.5 Økonomiske resultater.....	79
5.6 Sensitivitetsanalyse - 250 kW turbin.....	79
6 Diskusjon.....	80
6.1 Felles for alle scenarier.....	80



---

6.2	Scenario 2 – 45 kW turbin.....	80
6.3	Scenario 3 - optimal effektstørrelse for dagens forbruk.....	81
6.4	Scenario 4 - 250 kW turbin med dagens forbruk.....	82
6.5	Scenario 5 - 250 kW turbin med fremtidig forbruk.....	83
7	Konklusjon .....	85
8	Videre arbeid.....	86
9	Referanser .....	87





## Figurliste

Figur 1 – HAWT. (Foto: J.O. Volden. Judith Gap, MT, USA) .....	4
Figur 2 – VAWT. [6] .....	4
Figur 3 – Eksempel på $C_p - \lambda$ kurve.....	5
Figur 4 – Eksempel på effektkurve 250 kW vindturbin. (J.O.Volden) .....	6
Figur 5 – Gårds- og grendeverk illustrasjon .....	16
Figur 6 – Oversiktsbilde Roer gård[34] .....	18
Figur 7 - Effektvarighetskurve Roer Gård .....	19
Figur 8 - Forbruksprofil 2011 og 2012[36] .....	19
Figur 9 – Månedsforsbruk 2011 og 2012 basert på tall fra Tabell 4.....	20
Figur 10 – Gjennomsnittlig og fremtidig månedsforsbruk.....	21
Figur 11 – Kartskisse nettilkobling Roer Gård[2] .....	22
Figur 12 – Effektflyt i fire kvadranter.....	23
Figur 13 – Energi i fire kvadranter .....	23
Figur 14 – Bilde av WindEN 45 på Undheim, Rogaland. [1] .....	29
Figur 16 – Oversiktsbilde over målestasjoner rundt Roer. [46] .....	36
Figur 17 – Vindrose 1080 .....	38
Figur 18 – Vindrose 1081 .....	38
Figur 19 – Vindrose 1082 .....	38
Figur 20 – Vindrose 1083 .....	38
Figur 21 – Roer gårds eiendom[48] .....	39
Figur 22 - Plassering av turbin merket med rødt. Blått felt er aktuelle plasseringer og blå strek er jordkabel frem til gården[49].....	40
Figur 23 – Turbinplasseringsområde mot vest sett fra veien. (Foto: J.O. Volden).....	41
Figur 25 – PARK modul i WindPRO .....	44
Figur 26 – Støyfølsomme områder .....	45
Figur 27 – Skyggemottakere (Shadow receptor) rundt Roer gård.....	46
Figur 28 – 5 km influensområde rundt Roer gård[51] .....	48
Figur 30 – Produksjonsprofil S2, 36 m høyde.....	65
Figur 31 – Produksjonsprofil S3, 36 m høyde.....	66
Figur 32 – Produksjonsprofil S4 og S5, 40 m høyde.....	67
Figur 33 – Sammenligning forbruk mot produksjon S2, 36 m høyde.....	68
Figur 34 – Sammenligning forbruk mot produksjon S3, 36 m høyde.....	69
Figur 35 – Sammenligning forbruk mot produksjon S4, 40 m høyde.....	70
Figur 36 – Sammenligning forbruk mot produksjon S5, 40 m høyde.....	71
Figur 37 – Skyggesimuleringer S2 .....	73
Figur 38 – Skyggesimuleringer S3 .....	75
Figur 39 – Skyggesimuleringer S4-S5.....	77
Figur 40 – Støysimuleringer S4-S5 .....	78
Figur 41 – Sensitivitetsanalyse S5.....	79

## Tabelliste

Tabell 1 – Parametere i ligning 1 .....	2
Tabell 2 - Differensiert gebyr for elsertifikatgodkjenning, NVE[23].....	13
Tabell 3 – Oversikt over forbruk pr. år [35] .....	20
Tabell 4 – Månedsforsbruk. Alle tall er oppgitt i kWh.....	21
Tabell 5 - Strømkabler Roer gård[2].....	23
Tabell 6 – Utvalgte scenarier for Roer gård .....	24
Tabell 7 – Sammenligningsfaktorer vindturbiner.....	26
Tabell 8 – Utvalgte aktuelle turbiner 45-50 kW.....	27
Tabell 9 – Tekniske data WindEN 45.....	28
Tabell 10 – Kostnader WindEN 45.....	28
Tabell 11 - Utvalgte aktuelle turbiner 200-250 kW .....	32
Tabell 12 – Tekniske data WTN 250[45] .....	33
Tabell 13 – Kostnader WTN 250[1].....	34
Tabell 14 – Målestasjoner lang,- og korttidsserier. ....	36
Tabell 15 – Korrelasjon 20 meter over bakken mellom seriene 1080-1083 og langtidsserien 6080.....	37
Tabell 16 – Korrelasjon 40 meter over bakken mellom seriene 1080-1083 og langtidsserien 6080.....	37
Tabell 17 – Korrelasjon 60 meter over bakken mellom seriene 1080-1083 og langtidsserien 6080.....	37
Tabell 18 – Ruhetsfaktorer.....	42
Tabell 19 – Flora, fauna og kulturminne-forekomster innen 5 km radius fra Roer gård. [51].....	49
Tabell 20 – Flytrafikk og radar innen 5 km radius fra Roer gård.....	51
Tabell 21: Forwardskontrakter hentet fra NASDAQ OMX commodities tirsdag 5. mars 2013. [54].....	52
Tabell 22 – Spotpris på elsertifikater 12.04.13 [55] .....	52
Tabell 23 - Opprinnelsesgarantier[55] .....	53
Tabell 24 – Effekttariffer Hafslund bedriftskunder 2013 [56] .....	55
Tabell 25 – Gjennomsnittlige nettleiekostnader 2011 og 2012.....	55
Tabell 26 - Tariffer for plusskunder hos Hafslund[2] .....	56
Tabell 27 – Nettleiepriser for lokal innmating i Hafslunds distribusjonsnett[2] .....	56
Tabell 28 – Forsikringskostnader S2-S5[1] .....	57
Tabell 29 – Kostnader scenario 2 .....	57
Tabell 30 – Investeringskostnader S3.....	58
Tabell 31 – Veiledende transformastorkostnader[57] .....	59
Tabell 32 – Investeringskostnader S4.....	59
Tabell 33 – Årlig kontantstrøm .....	61
Tabell 34 – Produksjonsresultater scenario 2 .....	63
Tabell 35 – Produksjonsresultater Scenario 3.....	64
Tabell 36 – Produksjonsresultater Scenario 4.....	64
Tabell 37 – Produksjonsresultater Scenario 5.....	64

---

Tabell 38 – Produksjonsdata per måned S2, 36 m høyde.....	65
Tabell 39 – Produksjonsdata per måned S3, 36 m høyde.....	66
Tabell 40 – Produksjonsdata S4 og S5, 40 m høyde.....	67
Tabell 41 – Sammenligning forbruk mot produksjon per måned S2, 36 m høyde.....	68
Tabell 42 – Sammenligning forbruk mot produksjon per måned S3, 36 m høyde.....	69
Tabell 43 – Sammenligning forbruk mot produksjon S4, 40 m høyde.....	70
Tabell 44 – Sammenligning forbruk mot produksjon S5, 40 m høyde.....	71
Tabell 45 – Skyggesimuleringer S2.....	72
Tabell 46 – Skyggesimuleringer S3.....	74
Tabell 47 – Skyggesimuleringer S4-S5.....	76
Tabell 48 – Støysimuleringer S4-S5.....	77
Tabell 49 – Økonomiske resultater alle scenarier.....	79



## 1 Innledning

### 1.1 Bakgrunn

Denne oppgaven handler om å undersøke lønnsomheten i å installere en vindturbin på en gård for å produsere elektrisitet til eget forbruk, samt levere til nettet i overskuddsperioder. Motivasjonen bak oppgaven kom av en hypotese om at ved å produsere egen energi så sparer man både strøm og nettleiekostnader i de periodene turbinen produserer. Sparte nettleiekostnader er en ekstraintekt som vil kunne gjøre småskala vindkraft lønnsomt på gårdsbruk med stort forbruk. Jan-Olav Øderud i Multiconsult ble kontaktet og temaet ble diskutert med han. Han satte sammen en gruppe på tre personer som skulle ta for seg tre ulike produksjonsteknologier som mulighet for å redusere kjøp av kraft på en gård. Dette er teknologier som henter ut energi fra sol, biomasse og vind. Denne oppgaven tar for seg vindkraft. Oppgaven fokuserer i området som defineres som mikro- og minikraftverk med effektstørrelser mellom 15 kW til 250 kW.

### 1.2 Gården

Gården ligger i Rygge i Østfold og har produksjon av kylling, grønnsaker, poteter og korn. Kyllingproduksjonen er på ca. 120 000 kyllinger per år fordelt på ni innsett. Gården har også et større og et mindre kjølelager for grønnsaker, samt kornlager. Kyllingproduksjonen er på grensen av dagens konsesjonsregler, men det forventes en utvidelse av grensen i fremtiden. Kyllingfjøset bruker mye energi til oppvarming og ventilasjon hele året. Kjølelageret har også et stort forbruk igjennom året, unntatt om sommeren. Bonden på gården ønsker å undersøke mulighetene for å produsere energi for å spare energikostnadene fra de energikildene som er nevnt tidligere.

### 1.3 Formål

Denne oppgavens formål er å finne ut hvordan vindkraft kan gi økt bedriftsøkonomisk overskudd på gården. Innunder dette skal det gjøres en grundig analyse av vindforholdene og det skal fremskaffes data for en turbin som passer til drift under disse vindforholdene. Det skal også fremstilles en produksjonsprofil og sammenligne gårdens forbruk opp mot turbinens produksjon. Det er ønskelig at turbinen kan installeres enklest mulig under gjeldende konsesjonsregler eller unntak fra disse. Småskala vindkraft er lite utbredt i Norge da det kun er satt opp et fåtall de senere årene, spesielt i segmentet hvor denne oppgaven fokuserer (15-250 kW ). Det er imidlertid en del fokus på temaet fra blant annet organisasjoner som arbeider for bønder i Norge.

## 2 Generelt om vind og vindturbin

Dette kapitlet tar for seg hva vind er og den vanlige løsningen for å utnytte vind til elektrisitetsproduksjon.

### 2.1 Vindressursen

Vind skapes ved at jordens overflate oppvarmes forskjellig og derfor forskjellig oppvarming av luftmassene. Dette fører til at luftmasser flytter seg fra områder med høyt lufttrykk til områder med lavere lufttrykk. [3]

#### 2.1.1 Effekt

Effekt i en vindturbin er gitt ved:

$$P_w = \frac{1}{2} \rho C_p A U^3 \quad (\text{Ligning 1})$$

Hvor parameterne er definert i Tabell 1.

Tabell 1 - Parametere i ligning 1

Symbol	Beskrivelse	Enhet
$P_w$	Effekt i Watt	J/s
$\rho$	Tettheten til luft	1,225 kg/m <sup>3</sup>
$C_p$	Effektfaktor <sup>1</sup>	Mellom 0 -1
A	Arealet av rotorskiven ( $A = \pi r^2$ )	m <sup>2</sup>
U	Vindhastighet	m/s

Effektbegrepet blir senere i oppgaven omtalt som installert effekt, som er designytelsen til anlegget. [3]

#### 2.1.2 Brukstimer

Brukstimer eller fullasttimer er et mål på årlig kraftproduksjon. Det tilsvarer den tiden kraftverket måtte produsert ved full effekt for å oppnå den samme årsproduksjonen. [4]

$$\text{Brukstimer}(h) = \frac{\text{Produsert energi per år (kWh)}}{\text{Installert effekt (kW)}} \quad (\text{Ligning 2})$$

## 2.2 Vindturbin

For å oppnå en jevn vind er det viktig at det er åpent rundt turbinen. På bakken er det ofte mye som skaper turbulens og rotoren må ha en viss avstand fra bakken til hubben. Hubben er toppen av tårnet der rotor og generator er festet. Høydeforskjellen mellom horisontalplanet og hubben kalles hubhøyde eller navhøyde. Den er omkranset av et

<sup>1</sup> Andel av den kinetiske energien som blir omdannet til mekanisk energi

overbygg som beskytter rotor og generator. Dette kalles nacelle. Vindforholdene er jevnere i høyden, og man får ofte høyere middelvind ved høyere tårn. Oppgaven vil ikke gå nærmere inn på bygging av turbinen. Valg av tårnhøyde blir en avveining av gevinsten i økt produksjon ved høyere tårn kontra merkostnaden ved høyere tårn. Tårnet må ta opp store krefter og være godt fundamentert i bakken. De vanligste tårntypene er fagverkstårn, rørformede tårn og bardunfestet fagverkstårn. Det er i dag vanligst med rørformede tårn. Disse har fordeler med at det er en enkel konstruksjon, ikke mange boltede konstruksjoner som et fagverk. Det er også lettere adkomst innvending og det gir en renere linje visuelt sett enn et fagverk. Fundamentet skal holde tårnet i samme posisjon. Typisk blir det brukt armering og betong.[3]

### 2.2.1 Rotor

Det skiller mellom horisontal- og vertikalakslede turbiner. Figur 1 nedenfor viser en horisontalakslet vindturbin (HAWT). HAWT er den mest vanlige turbinen i dag. I HAWT er rotorakslingen parallell med horisontalplanet. Figur 2 viser en vertikalakslet vindturbin (VAWT). Den har aksling vertikalt i forhold til horisontalplanet.

De største fordelene med HAWT er:

1. Den sveiper over et større areal i forhold til massen til bladene og gir lavere kostnader pr. kW.
2. Gjennomsnittlig høyde for sveipearealet kan ligge høyere over bakken. En VAWT bygd på samme navhøyde må bygges like høy som lengden til et blad i HAWT for at den skal nå den samme høyden. Dette øker effektiviteten pr. kW installert HAWT.

De største fordelene med VAWT er:

1. Den er uavhengig av vindretning
2. Gir, generator og bremsemekanismer kan plasseres nært bakken. Dette gjør vedlikehold enklere og man holder tunge komponenter på bakken i stede for i tårnet. Tårnet kan dermed bygges rimeligere. Man unngår også overføring av strøm i tårnet og minimerer tap i overføringen ved at generator og transformator kan plasseres nær hverandre.
3. Bladene er faste og trenger ingen mekanismer for rotering. Dette gjør at bladene kan lages enkle og billige.

Til tross for sine fordeler har ikke VAWT blitt en stor suksess. HAWT har som nevnt store fordeler av at den gir lavere kostnader og har større effektivitet per kW. Av den grunn er teknologien videreutviklet og fremstår i dag som en kjent og driftssikker teknologi i verden. [3] En norsk leverandør av mikroskala vindturbiner (0-100kW) anbefaler VAWT på steder som er utsatt for ising da HAWT krever et avisingsystem og dette ikke er spesielt utbredt på mindre turbiner. [5] Denne oppgaven fokuserer på HAWT turbiner og dermed alle komponenter som er viktig for denne.



Figur 1 – HAWT.  
(Foto: J.O. Volden. Judith Gap, MT, USA)



Figur 2 – VAWT. [6]

### 2.2.2 Gir

Giring øker omdreiningshastigheten fra rotor til generator slik at høyere hastigheter på generator kan oppnås. Fordelen med dette er at man kan benytte mindre generatore. Turbiner uten gir krever større generatore. Dette vil bli nærmere omtalt i kapittel 2.4.1. Girkassen er utsatt for store krefter fra rotor, fra generator ved oppstart og ved mekanisk bremsing av turbinen. Dette gir slitasje på girene og kan føre til havari. En ulempe ved bruk av girboks og generator er at disse systemene ofte er designet for bruk direkte på nett, og det krever konstant omdreiningshastighet på generatoren. Dette er en utfordring ved varierende vindstyrke. Girkassen er et kritisk punkt i turbinen, bestående av mange roterende deler. Det er viktig at girkassen er designet for å tåle de laster turbinen blir påført. Dette er viktig for driftssikkerheten i en turbin.[3]

### 2.2.3 Styringssystem

Maksimal utnyttelse skjer ved at vinden blåser vinkelrett på disskiven som rotorbladene utgjør. Turbinen kan være en active yaw eller free yaw turbin. Active yaw betyr at nacellen orienterer seg mekanisk oppvinds ved hjelp av servomekanismer, slik at vinden treffer bladene før den treffer tårnet. Free yaw betyr at vinden flytter rotoren slik at vinden treffer rotoren nedvinds tårnet. Tårnet vil da skape en turbulens i vinden. Det vanligste i større turbiner er active yaw. [3]

### 2.2.4 Rotor og regulering av effekt

Rotorens oppgave er å omdanne kinetisk energi i vinden til mekanisk energi i rotorakslingen. To typer turbiner er tilgjengelige; konstant- og variabelt turtall på rotor. Med konstant turtall menes det at rotoren har det samme turtallet for alle vindhastigheter fordi den er låst til nettet og skal levere 50 Hz. Effektiviteten til denne

vil da variere med vindhastigheten. Variabelt turtall er en rotor der turtallet endres i forhold til vindhastigheten. Denne utnytter varierende vindhastigheter bedre enn en turbin med fast turtall.

### Effektfaktor og tip-speed-ratio (TSR)

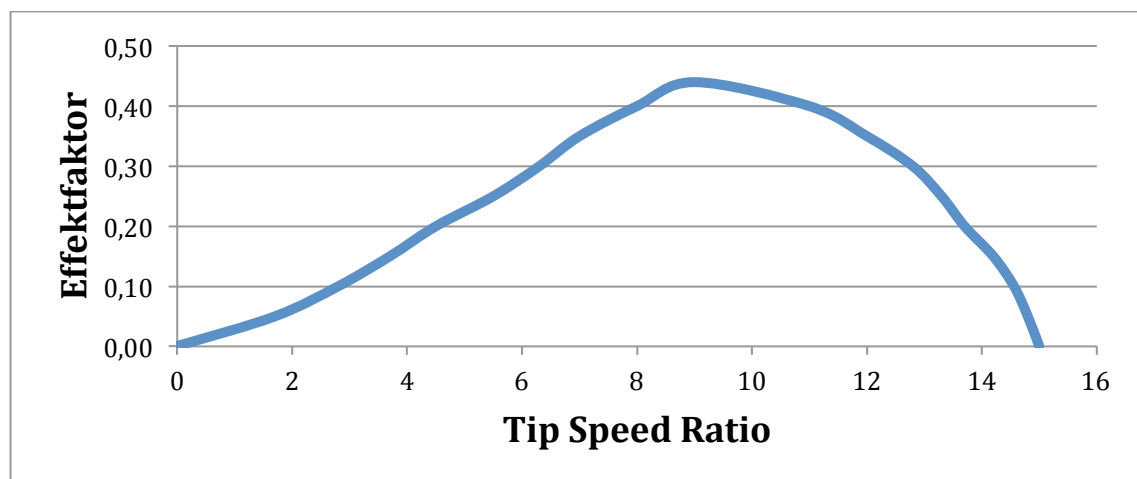
Effektfaktor ble omtalt i kapittel 2.1.1 og størrelsen på effekten varierer ettersom effektfaktoren varierer. Effektiviteten til en vindturbin er avgrenset av Betz kriterium, som sier at  $C_{pmax} = \frac{16}{27} \approx 0,59$

Teoretisk kan da effektfaktoren variere mellom 0 og 0,59.

Tip speed ratio ( $\lambda$ ) er vinkelhastighet multiplisert med radius og dividert med vindhastigheten:

$$\lambda = \frac{\text{Hastighet ytterst på bladet}}{\text{vindhastighet}} = \frac{\Omega R}{U} \quad (\text{Ligning 3})$$

hvor  $\Omega$  er vinkelhastighet (rad/s),  $R$  (m) er radius og  $U$  (m/s) er vindhastighet. Forholdet mellom  $C_p$  og  $\lambda$  uttrykkes i en  $C_p$ - $\lambda$  kurve som vist i Figur 3. I dette tilfellet gir en tip speed ratio på 10 en effektfaktor på ca. 0,4 og er det optimale i dette tilfellet. Fra Ligning 3 så er  $\Omega$  og  $U$  er variable og  $R$  er fast. Vindhastigheten kan ikke påvirkes, så den eneste mulighet til på optimalisere TSR, er å endre vinkelhastigheten. Den endres ved at turtallet til rotoren endres. Endring i rotorhastighet er kun mulig for turbiner med variabelt turtall. Turbiner med fast turtall kan ikke endre rotasjonshastighet og dermed når den optimal TSR kun ved en bestemt vindhastighet.



Figur 3 – Eksempel på  $C_p$  -  $\lambda$  kurve.



### Turbin med konstant turtall

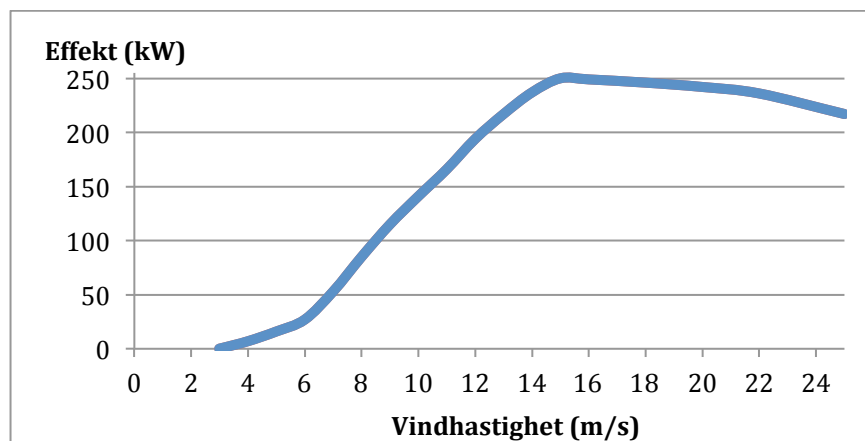
Turbinen har enten faste blader som ikke kan vrís, kalt Stall eller bevegelige blader, kalt Aktiv pitch. Ved Stall er bladene faste og optimalisert i en vinkel som gir en optimal tip-speed ratio ved lave vindhastigheter. Denne utformingen gjør at turbinen bremses ved høye vindhastigheter. Pitch er å justere bladenes vridningsvinkel. Dette gir en bedre kontroll over effekten ved alle vindhastigheter. Styringselektronikk brukes for å kontrollere lasten på generatoren, slik at turbinen hele tiden holder konstant hastighet. Hvis generatoren er koblet direkte på nettet vil den tvinges til å løpe synkront med fast turtall bestemt av nettfrekvensen og antall poler i maskinen. Mer om dette i kapittel 2.3.

### Turbin med variabelt turtall

Turbinen har som den foregående, enten faste eller bevegelige blader, igjen kalt stall eller pitch. Stall pitch er ikke spesielt utbredt, men active pitch er nokså utbredt. Fordelen med active pitch og variabelt turtall er at bladvinkelen endres til optimal tip-speed-ratio som muliggjør en høyere effektfaktor ved varierende vindhastigheter. [3] Små turbiner har ofte faste blader og vil ikke ha de samme reguleringssegenskapene som større turbiner. Oppgaven vil handle om små turbiner og de er ofte bygd enklere og med faste blader (stall), men det er viktig å være klar over alternativene som finnes.

#### 2.2.5 Effektkurve

Effektkurven til en turbin angir hvilken effekt turbinen vil gi ved vindhastigheter typisk mellom 3 – 25 m/s. Figur 4 viser et eksempel på en effektkurve og hvordan effekten varierer med varierende vindhastighet.



Figur 4 – Eksempel på effektkurve 250 kW vindturbin. (J.O.Volden)

## 2.3 Generator

### 2.3.1 Induksjonsgenerator

Induksjonsgeneratoren eller asynkrongenerator er det samme som en induksjonsmotor. Den består av stator som står stille og omkranser rotoren. Denne rotoren som omtales i dette kapittelet må ikke forveksles med rotoren i vindturbinen, da den kalles turbinrotor i dette kapittelet. Statoren består av en hul sylindrisk laminert kjerne. Åpne porter i lamineringen gir plass til statorviklingene. Rotoren består av elektrisk ledende

vindinger i en kjerne. Statoren blir magnetisert ved at den tilkobles nettet. Magnetfeltet roterer etter følgende ligning:

$$n_s = \frac{120f}{p} \quad (\text{Ligning 4})$$

hvor ( $n_s$ ) er synkronturtallet, ( $f$ ) er frekvensen på nettspenningen og ( $p$ ) er antall poler. Dersom rotoren roteres raskere enn synkronturtallet så vil induksjonsmaskinen fungere som en generator. Den vil da levere aktiv effekt til nettet. Ved hjelp av gir kan rotorhastigheten økes og antall poler kan reduseres. [7]

### 2.3.2 Synkrogenerator

Synkrogeneratoren har en identisk stator som induksjonsgeneratoren hvis den er DC-eksitert. Magnetiseringsstrømmen er likestrøm (DC) og kan enten settes opp som et stasjonært eller roterende felt. Generatorer over 5 kVA har oftest roterende DC felt. DC strømmen hentes fra likerettet vekselstrøm som generatoren produserer. Dette kalles at generatoren er egenmagnetisert. Rotor og stator har det samme turtallet, derav betegnelsen synkrogenerator. Den reaktive effekten styres ved å regulere magnetiseringsstrømmen. Den aktive effekten er avhengig av det mekaniske momentet til rotoren. Synkrogeneratoren er mer egnet for variabelt turtall. Turtallet påvirker frekvensen direkte fra Ligning 4. Denne må da likerettes til DC og vekselrettes tilbake til AC med 50 Hz. Dette gjøres med en frekvensomformer. Girkassen kan fjernes, men det må kompenseres med en generator med flere poler for å øke frekvensen. Dette gjør at generatoren vil bli fysisk større, men gir-leddet unngås. [3]

## 3 Miljø, lover og rammebetingelser

### 3.1 Lover og rammebetingelser

Lover og tillatelser er helt nødvendig for å kunne realisere prosjektet. Disse danner en ramme, og den bør identifiseres tidlig i prosjektfasen, slik man ikke bruker ressurser på planlegging før man vet om prosjektet er gjennomførbart.

#### 3.1.1 Energiloven

##### Energiloven

Energiloven ble vedtatt 1990 og formålet er definert i § 1-2: *"Loven skal sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt."* [8] Det er også vedtatt en forskrift som har hjemmel i energiloven. Av forskriftenes § 3-1. *Konsesjonsplikt for elektriske anlegg* kommer det frem: *"Konsesjonsplikt for elektriske anlegg etter lovens § 3-1 er anlegg med spenning over 1000 V vekselstrøm/1500 V likestrøm."* [9] I tillegg er det mange andre krav til en konsesjonssøknad, men det vil ikke denne oppgaven gå videre inn på. Grensen for å måtte søke konsesjon er anlegg som overstiger en vekselspenning på 1000 V.

##### Fritak for konsesjon

Det er fremmet et forslag til endring i energiloven der Olje- og energidepartementet (OED) foreslår å knytte konsesjonsplikten for vindkraftanlegg til installert effekt i stedet for elektrisk spenning. Dette medfører at mindre konsesjonspliktige vindkraftanlegg som i dag behandles av NVE vil bli behandlet av kommunene etter plan- og bygningsloven (PBL). Det er også forslag om å innføre en rapporteringsplikt til NVE etter en tillatelse fra kommunene. Små vindkraftverk som ikke er tilkoblet kraftnettet eller som er tilkoblet kraftnettet ved lavspenning er ikke konsesjonspliktige. Hvor store vindkraftverk målt i installert effekt som kan tilkobles lavspennetnettet er begrenset av transformator- og kabelkapasitet i lavspennetnettet. Større vindturbiner produserer normalt ved 690 V og transformeres til 22 kV før de tilkobles kraftnettet. De blir da konsesjonspliktige som følge av at det må etableres en transformator med spenning over 1000V. OEDs forslag er å endre konsesjonsgrensen fra en spenningsgrense til en effektgrense. Denne grensen er foreslått til 500 kW og det betyr at anlegg under denne størrelsen skal behandles av kommunene etter PBL. Grensen gjelder samlet installert effekt, ikke for hver enkelt turbin. Det er også foreslått å begrense antall vindturbiner til to innenfor hvert prosjekt. [10] Høringsfristen er over og saken er nå under behandling. Det skal utarbeides en veileder for kommunene før loven eventuelt trer i kraft. Saken er oversendt statsråd i løpet av våren 2013 og det er da ventet et vedtak. Det er anslått at lovendringen kan gjelde fra årsskiftet 2013/2014. [11]

### 3.1.2 Plan og bygningsloven

#### Landbruk Pluss

Utvikling innen Norsk landbruk har gått i to retninger, økt volumproduksjon og sterkere satsing på tilleggsnæring. Det er opprettet en samlebetegnelse for tilleggsnæring i landbruket, Landbruk pluss. Den er opprettet for å gi informasjon om hvilke muligheter som ligger innenfor plan – og bygningsloven for å tilrettelegge for flere aktiviteter knyttet til gårdsdrift. Det er utarbeidet en veileder [12] som definerer hva som ansees som tilleggsnæring og hva som ikke er tilleggsnæring. I områder som i kommunens arealplan er definert som Landbruks-, natur- og friluftsområder (LNF-områder), er det tillatt med bygge- og anleggsvirksomhet som er direkte knyttet til stedbunden næring. Fra veilederen [12] kommer det frem at mikro- og minikraftverk, biobrenselanlegg, vindturbiner inngår i LNF begrepet "hvis anlegget i det vesentlige forsyner gården med egen energi." Med vesentlig grad menes at det skal brukes minimum 51% av egenprodusert energi på gården. [1] Det inngår ikke i LNF hvis det i vesentlig grad produserer for videresalg. Det siste tilfellet krever planavklaring i kommuneplanens arealdel, ny reguleringsplan, eller dispensasjon fra gjeldende plan. Reguleringsplan kan være aktuelt å utarbeide for større anleggs- og byggesaker. Det er opp til kommunen om dette er tilfelle. Dispensasjon er aktuelt og kan være enkelt å få gjennomført, mens det andre steder verre. [12] Oppsummert vil dette si at ved produksjon til eget forbruk så er tiltaket tillatt i forbindelse med landbruk og uten utarbeidelse av reguleringsplan. Hvis tiltaket skal gjennomføres som et Landbruk pluss tiltak, så vil byggesaksreglene i PLB bli førende. En vindturbin blir i denne sammenheng sett på som en driftsbygning i landbruket og skal behandles som en meldingssak, etter § 10 i "Forskrift om saksbehandling og kontroll i byggesaker." [13] Småskala vindkraft er forholdsvis nytt i Norge og ved en fremtidig stor utbygging så vil den enkelte kommunen måtte ta stilling til om det skal legges til rette for småskala vindkraft. [14]

### 3.1.3 Tilkobling til eksisterende kraftnett

Det må i en tidlig fase av prosjektet tas kontakt med netteier i området for å informere om prosjektet og hvilke muligheter og utfordringer det medfører. Det er også en mulighet å drive en vindturbin i et eget isolert nett, men dette vil by på problemer ved å tilpasse produksjon til forbruk, samt alternative produksjonskilder eller batteri i perioder uten vindkraft produksjon. Muligheten med forsyning i eget kraftnett vil ikke bli omtalt videre i oppgaven. Netteier stiller også en rekke krav som må være oppfylt av produksjonsenheten før den kan tilkobles kraftnettet

## 3.2 Konsekvenser for miljø og samfunn

Etablering av vindkraftanlegg har både positive og negative sider. NVE vektet fordeler mot ulemper med tiltaket opp mot hverandre, og gjør et vedtak på søknad om konsesjon basert på dette. Det er imidlertid ikke i alle tilfeller man må søke NVE, som omtalt i kapittel 3.1.1 Energiloven. Det er antatt at praksisen med fordeler opp mot ulemper benyttes uavhengig av hvilken instans som avgjør saken. Erfaringer fra tidligere vindkraftutbygginger er nyttige referanser for å beskrive kjente og antatte konflikter, og de mest sentrale er tatt opp her. Avsnittene under er skrevet med tanke på småskala

vindkraftanlegg på én til to turbiner, ikke vindparker med flere turbiner. De parameterne som er vanligst i Norge er valgt ut. [15]

### 3.2.1 Bosetning

Når plassering av anlegget velges er det tre sentrale faktorer man bør ta hensyn til: Støy, skyggekast/refleks og isfall/-kast.

#### Støy

Støy fra rotorbladene, aerodynamisk støy opptrer for vindhastigheter mellom 4-8 m/s. Over 8 m/s skaper vinden i seg selv mer støy en turbinene. Denne hastigheten er omtalt som frisk bris i dagligtalen.[16] Lydemisjon, levert lyd fra vindturbiner er mellom 95 og 105 dBa. Lydmisjon er oppfanget lyd på en viss avstand fra turbinene. I soverom er grensen for slik støy 35 dBa, utendørs ved bolig eller fritidsbebyggelse er grensen 45 dBa. Ved lydemisjon på 100 dBa vil det på 350 meters avstand oppleves en støy på 45 dBa, det er derfor ikke anbefalt å anlegge vindturbiner nærmere enn 400 meter fra bolig- eller fritidsbebyggelse. Ved nærmere plassering bør det i en eventuell søknad vedlegges nærmere dokumentasjon om støy fra den aktuelle turbinen. Mekanisk støy fra vindturbiner er normalt ikke et problem. [15]

#### Skyggekast

Skyggepåvirkning fra vindturbiner er innenfor et område på maksimalt 2 km fra turbinen. Over 4-500 meter fra turbinen er skyggeeffekten akseptabel, men det anbefales ikke en kortere avstand mellom turbin og bolig- eller fritidsbebyggelse enn 9 rotordiameter. Skyggevirksomheter er også avhengig av rotoren størrelse. Større rotordiameter vil medføre lengre anbefalt avstand mellom turbin og bebyggelse. Ved plassering av turbinen nord for bebyggelse så blir negative skyggekonsekvenser mindre. Det er anbefalt med maksimalt 10 timer/år skyggevirksomhet fra vindturbin, men det er ingen lov som regulerer det. [15]

#### Isfall/-kast

Is på bladene kan falle av eller bli kastet av. Is oppstår vanligvis når det har oppstått tåkerim. Utdrag fra Statkraft Grøner 2003 om dette: *"Dette forårsakes av underkjølte dråper i tåke/skyer og medfører isoppbygging på oppvindsida av eksponerte konstruksjoner ved temperaturer under 0°C"* Dette medfører dårligere aerodynamiske egenskaper som resulterer i mindre energiproduksjon. Det er imidlertid ikke et vanlig problem i Norge sør for Trøndelag på områder under 300 moh. [17]

### 3.2.2 Fauna

Alle arter som omfattes av naturmangfoldloven, altså krypdyr, amfibier, fugl og pattedyr defineres i denne sammenheng som fauna. Vindturbiner kan være en trussel mot krypdyr og amfibier dersom de vil gjøre beslag på leveområdene til disse artene. For pattedyr er det arealbeslaget og beslag av beiteareal som kan være en negativ konsekvens. Internasjonalt er det nevnt at flaggermus vil kunne få problemer ved at de kolliderer med bladene. Generelt er konsekvensene små for pattedyr. Fugl er den arten som i størst grad blir påvirket negativt av vindturbiner i Norge. Konsekvenser for fugl er



direkte kollisjon med bladene, tapte hekke- eller beiteområder, eller økt energibruk dersom de flyr omveier under trekk for å unngå turbinene. [15] Det er begrenset forskning på dette feltet i Norge, men ut fra en studie gjort under byggingen av Smøla Vindpark ble havørnens respons på utbyggingen kartlagt. Før utbyggingen hekket 5 par innenfor influensområdet (1 km fra nærmeste turbin). Etter utbyggingen var det ingen hekking nærmere enn en km fra parken. [18] Selv om havørn på Smøla trekker seg unna, så er det ingen garanti for at andre fugler vil gjøre det samme i dette tilfellet.

Ut fra dette kan det se ut som de viktigste konfliktområdet mellom fugl og vindturbiner er at fuglene holder seg unna områder med vindturbiner.

Følgende kriterier er anbefalt i forhold til fauna:[15]

Det bør ikke settes opp småskala vindturbiner nærmere enn

- 1 km fra områder som er vernet av hensyn til fuglelivet
- 500 m fra viktige funksjonsområder ( hekkeområder, beiteområder) for ugler, rovfugl eller fugler på trekk. [15]

### 3.2.3 Landbruk, landskap og friluftsliv

#### Landbruk

Konflikt mellom landbruk og vindturbiner er knyttet til det arealet vindturbinen bruker.

#### Landskap

Vindturbiner er uansett størrelse mer eller mindre synlige og påvirker landskapsbildet. Oppfattelsen av vindturbiner er veldig forskjellige blant mennesker. Følgende kriterier er anbefalt i forhold til landskap:[15]

Det bør ikke etableres småskala vindkraftverk:

- I urørte naturområder
- I historiske landskap
- Slik at kraftverket dominerer over eksisterende landemerker eller kulturminner
- I landskapsformer hvor vindkraftverket blir for dominant
- Nærmere eksisterende vindkraftverk enn 2,5 km. [15]

#### Friluftsliv

Turbiner påvirker opplevelsen av naturen og vil kunne gjøre områder mindre attraktive. Bruksområdet rundt turbinen blir også begrenset på grunn av støy og skyggekast. Ved å bygge en vindturbin båndlegger man dette arealet, og det blir ikke aktuelt med fremtidig bebyggelse i dette området. Området kan fremdeles brukes til friluftsliv, jakt og rekreasjon. Man bør unngå å plassere anlegget i viktige naturområder og nærmere enn 300 meter fra eksisterende friluftsområder som badeplasser. Jakt er ikke problematisk på annen måte enn at man må ta hensyn til turbinen som en bygning. [15]

### 3.2.4 Konflikter med flytrafikk og radar

#### Flytrafikk

Det kan oppstå en konflikt hvis vindturbiner planlegges plassert nært en flyplass. Spesielt i flystripas lengderetning er det viktig å ikke anlegge høye konstruksjoner. Det må tas kontakt med luftfartsmyndighetene og/eller forsvaret for å avklare om dette er et reelt problem hvis det er en flyplass i nærheten.

#### Radar og sambandstjenester

Radar og sambandstjenester kan bli forstyrret av vindturbiner. Turbiner er høye konstruksjoner med bevegelige deler. Bladene kan skape elektromagnetisk interferens og forstyrre signaler. Det vil si at et signal som opprinnelig skal gå fra sender til mottaker, vil kunne bli reflektert av turbinen og mottaker vil motta signalet fra to steder. Dette er et mindre problem med blader laget av kompositt, men metallblader vil kunne skape problemer. Størrelsen på anlegget har også en innvirkning og om det er en eller flere turbiner, samt turbinens konstruksjon.

Følgende er anbefalt i forhold til flytrafikk og radar- og sambandstjenester:

- Ingen etablering i flystripens lengderetning[15]
- Ingen plassering i direkte konflikt med link- og radarstasjoner[15]

## 3.3 Økonomiske rammer

### 3.3.1 Inntekter

Inntektene fra en gårdsturbin vil avhenge av om turbinen skal produsere for videresalg, om deler av produksjonen skal brukes selv og resten videreselges, eller om alt skal brukes selv.

#### Spotpris

Elspot er et felles nordisk marked for kontrakter for levering av fysisk kraft hver time neste døgn. Prisen fastsettes på grunnlag av kjøps- og salgsanmeldinger og oppgjøret skjer i EUR/MWh. Nord Pool Spot AS er handelsplassen som koordinerer dette. Kraftmarkedet består også av et finansielt marked som tilbys av NASDAQ OMX commodities, tidligere Nord Pool AS. Dette er markedsplassen for derivatkontrakter, altså opsjoner, forward- og futureskontrakter. Dette er kontrakter for risikostyring og prissikring i kraftmarkedet uten fysisk levering. Disse produktene omtales som langsiktige kontrakter og kan forhandles på lengre perioder som døgn, uke, måned, kvartal og år. De kan handles inntil fem år frem i tid. [19] Disse kontraktene danner et grunnlag for hva elspotprisen vil kunne bli i det tidsrommet som kontraktene gjelder.

#### Støtteordninger

Støtteordninger til fornybar energi har ulike hensikt og bruken av ordningene henger sammen med hva målet er. Norge har gjennom EUs fornybar energi direktiv forpliktet seg til å øke sin fornybarandel fra ca. 60 % til 67,5 %. [20] Et virkemiddel for å nå dette målet er å øke den fornybare energiproduksjonen igjennom det felles sertifikatmarkedet som Norge og Sverige inngikk 1. Januar 2012. Målet med dette er å øke den samlede





kraftproduksjonen i Norge og Sverige med 26,4 TWh innen 2020. Ordningen fungerer slik at nye produksjonsanlegg kan søke NVE om å bli godkjent som elsertifikatberettiget, slik at anlegget mottar elsertifikater. Anlegg som kan søke er nye anlegg som produserer elektrisitet basert på fornybare energikilder som vann- og vindkraft, sol-, hav-, geotermisk- og bioenergi. Det utstedes et elsertifikat per produserte MWh. Opprustning av eldre anlegg får også elsertifikater på den økte produksjonen anlegget får som følge av bedre ressursutnyttelser. For eksempel økt virkningsgrad i et vannkraftverk. Elsertifikatene må omsettes og det er skapt et marked ved at strømleverandører til sluttbruker, forbruker av egenprodusert elektrisk energi og den som kjøper elektrisk energi til eget forbruk på kraftbørsen må kjøpe elsertifikater for en gitt andel av kraften som brukes eller leveres i løpet av et år. [21] Et anlegg får elsertifikater i 15 år fra den dato NVE har gjort vedtak om godkjenning, eventuelt annet tidspunkt fastsatt av NVE. Frist for å delta i ordningen er at anlegget er i drift innen 31. Desember 2020. [22] Elsertifikater utstedes etterskuddsvis på ukentlig basis, basert på målt produksjon i anlegget. Anlegg som kan få elsertifikat må opprette konto hos Statnett som er registeransvarlig for elsertifikater i Norge. Det er fastsatt et gebyr i forbindelse med å bli godkjent for elsertifikatordningen i Tabell 2, men det er gebyrfritt i det tilfellet det blir avslag på søknad om elsertifikater. Dette er et engangsgebyr, men det kan bli innført et mindre årlig gebyr senere. [23] Statnett har også et mindre gebyr for kontohavere i elsertifikatregisteret, men det ses bort fra dette videre i oppgaven. [24]

Tabell 2 - Differensiert gebyr for elsertifikatgodkjenning, NVE[23]

Anleggsstørrelse	Gebyr
Under 100 kW	15 000
F.o.m 100 kW til 5 MW	30 000
5 MW og større	60 000

### Opprinnelsesgarantier

Opprinnelsesgarantier er et dokument som utstedes per MWh som en garanti for elektrisk energi produsert av fornybare energikilder. Alle kraftprodusenter som ønsker har rett til å få utstedt opprinnelsesgarantier. Utsteder i Norge er Statnett. Disse skal brukes til varedeklarasjon, altså hvilke konsekvenser produksjonen av elektrisiteten hadde for miljøet. Opprinnelsesgarantier omhandler ikke fysisk handel av elektrisk energi og kan omsettes uavhengig av hvor produksjonen skjer. Ved salg av opprinnelsesgarantier så gir produsenten fra seg rettigheten til opprinnelsen for elektrisiteten, og kjøperen/sluttbrukeren har retten til å kalle elektrisiteten i sitt forbruk fornybar. Dette er en mulighet for en kraftprodusent til å øke sine inntekter. Det er ikke et marked for opprinnelsesgarantier på lik linje med spot og elsertifikater. Det er et årlig gebyr på 15 000 kr for å delta i ordningen. [25]

### Nettleie

Nettleie er prisen en kunde betaler for å få distribuert strøm til seg selv, samt å være koblet til nettet. Dette for å kompensere for tap under overføring av strøm, utbygging og drift av nett. Nettleien består av et fast- og et energiledd. Fastleddet skal dekke de





kostnadene nettselskapet har med kunden, som fakturering og måling. Energileddet skal reflektere de marginale tapskostnadene, altså de kostnadene som oppstår på grunn av større tap ved en ekstra overført kWh i nettet. Ved større effektbruk skal det også inngå et effektledd i nettleien, dette er tilfelle når kunden har hovedsikring på typisk 100 – 250 A. Kunden betaler nettleie for forbruket uansett, men hvis det installeres en vindturbin som medfører bespart nettleie så blir bespart nettleie å regne som en inntekt. Derfor er det plassert under inntekter i denne sammenheng. [26]

### 3.3.2 Kostnader

#### Investeringskostnad

Investeringskostnaden inneholder kostnadene knyttet til investeringen. Dette inkluderer vindturbin med fundamentering, montering, kabler, nettilknytning, vei, bytting av transformator og eventuelle andre kostnader som blir utløst ved utbyggingen som for eksempel anleggsbidrag.

#### Anleggsbidrag

Områdekonsesjonær kan bestemme et anleggsbidrag for å dekke kostnader med nye- eller nødvendige oppgraderinger i nettet som følge av tiltaket. Ved oppgradering i forbindelse med økt kapasitet eller kvalitet så skal anleggsbidraget beregnes ut fra kostnadene som følger med dette. Anleggsbidrag består av anleggskostnad minus tilknytningsgebyr, hvor anleggskostnad er kostnaden med å forsterke anlegget og tilknytningsgebyr er et gebyr i forbindelse med tilkobling til nettet. I anleggsbidrag inngår også bytte og installasjon av ny måler.[27] Anleggsbidraget blir inkludert i investeringskostnaden.

#### Driftskostnader

Driftskostnader for en vindturbin er drift- og vedlikeholdskostnader og forsikringer. Leie for bruk av areal kan også være aktuelt. NVE har i en studie av landbasert vindkraft kommet frem til en driftskostnad på 13 øre/kWh[28], men de kan typisk ligge mellom 12-18 øre/kWh. [29] Det inngås typisk serviceavtaler med produsenten med minimum varighet 3-5 år, men normalt 5-15 års varighet. Større aktører har ofte egne driftsordninger og kortere serviceavtaler enn mindre aktører.[29] Serviceavtaler for småskala vindturbiner kan koste om lag 12-15 000 kr per år.[1] Turbinen må også smøres en eller flere ganger årlig, noe som vil utgjøre en mindre kostnad. På en gårdsturbin antas det at denne jobben inngår som en del av gårdsarbeidet og det vil ikke bli fastsatt noen kostnad på dette i denne oppgaven. Videre i oppgaven tas det utgangspunkt i at tilsyn og drift inngår i arbeidet til bonden.

#### Forbruksavgift

Det skal betales forbruksavgift på all elektrisk kraft som blir forbrukt i Norge. For 2013 er denne fastsatt til 11,61 øre/kWh. Det gis fritak for kraft forbrukt fra anlegg som har en ytelse mindre enn 100 kVA og leveres direkte til sluttbruker. Det gis også fritak for andre tilfeller, men det er ikke relevant for denne oppgaven. [30]



### 3.3.3 Plusskunder

Plusskunder er en ordning NVE har innført og er definert som:

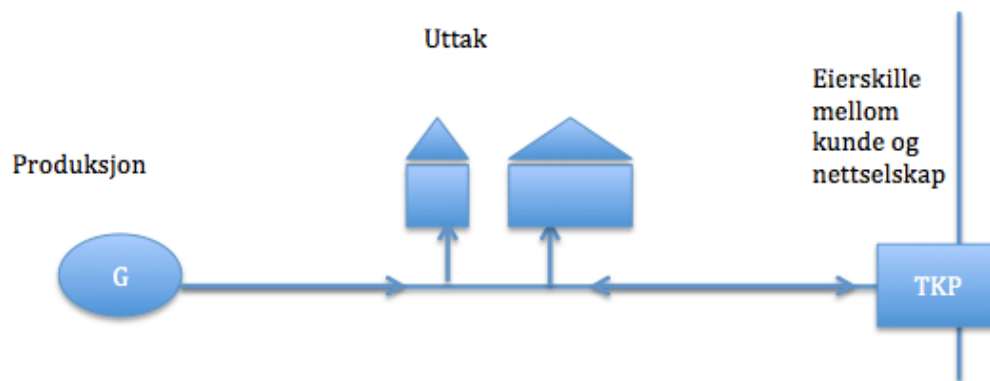
”Sluttbruker av elektrisk energi som har en årsproduksjon som normalt ikke overstiger eget forbruk, men som i enkelte driftstimer har overskudd av kraft som kan mates inn i nettet. Produksjonsenheter der det kreves omsetningskonsesjon eller sluttbrukere med produksjon som også leverer elektrisk energi til andre sluttbrukere, er ikke omfattet av ordningen for plusskunder” [26] Det vil si at kunden selger kraft i timer med produksjon større enn eget forbruk til områdekonsesjonær (Netteier). Pris på overskuddskraft må bli bestemt med områdekonsesjonær, men det er anbefalt at dette blir satt til spotpris i området. Plusskunden må ha installert en måler som måler innmating og uttak fra nett time for time. Denne skal stå i grenseskillet mellom områdekonsesjonær og kunde, typisk ved hovedsikring. Det kan også være aktuelt å installere en egen måler på produksjonsenheten for å måle bruttoproduksjon i enheten, blant annet hvis det skal søkes om elsertifikater og/eller opprinnelsesgarantier. Det er antatt at en naturlig effektgrense vil være ved øvre grense for fritak for forbruksavgift (100 kVA) for en lik behandling av kunder i nettselskapene.[26] Nett-tariffering av plusskunder vil foregå etter en praksis som tar utgangspunkt i de tariffene (nettleien) kunden ville måtte betalt uten egen produksjon.[26] Plusskunder slipper også å inngå balanseavtale med Statnett eller avtale med en balanseansvarlig som har ansvaret for din produksjon. Balanseavtale er en avtale Statnett krever. Dette fordi de skal ha kontroll på nettfrekvensen og større anlegg må derfor kunne reguleres opp og ned for å kunne oppfylle dette. Plusskundeanslegg er små i det store kraftnettet og derfor er ikke dette nødvendig. Plusskunder har også unntak fra energilovforskriften som sier at enheter som omsetter energi skal ha omsetningskonsesjon. [9] Plusskundeordningen er en frivillig ordning mellom sluttbruker og nettselskap. Dette vil si at det må bli enighet, samt lages en avtale mellom de to aktørene for at ordningen skal tre i kraft.

### 3.3.4 Gårds- og grendeverk

Denne ordningen er aktuell for kraftverk med produksjon utover plusskundeordningen. Den omhandler kraftverk som forsyner et mindre antall sluttbrukere eller gårder innenfor et lokalt lavspent nett som i Figur 5. Produsenter med produksjon under 1 GWh/år kan søke om omsetningskonsesjon på forenklede vilkår, eller det kan inngås en avtale med en balansesansvarlig som kan ta seg av kjøp/salg av kraft. Det stilles ikke krav til anleggskonsesjon for lavspent nettanlegg bygd før 1. januar 2010 og det er krav om individuell måling av all produksjons-, bo-, og fritidsenheter hvis forbruker overstiger 200 A ved 3 faser og 230 V, tilsvarende 79,6 kVA.<sup>2</sup> Det er unntak for måling av forbruk i boenhetene hvis de ikke overstiger de foregående verdiene, da det kun trenger å være måler i tilknytningspunkt (TKP). [31]

---

<sup>2</sup>  $\sqrt{3} * 200A * 230V = 79,6 \text{ kVA}$



Figur 5 – Gårds- og grendeverk illustrasjon

### Nettleie produksjon

Gårds- og grendeverk avregnes på samme måte som annen produksjon som mates inn på nettet. Det skal bestå av energiledd som nevnt i kapittel 3.3.2 ,samt andre tariffledd. Andre tariffledd eller residualledd baseres på gjennomsnittlig produksjon de siste ti år. For kraftverk med installert effekt under 1 MW skal dette leddet maksimalt være 30% av installert effekt multiplisert med 5000 timer. For 2013 er denne satsen 0,8 øre/kWh. All kjøp og salg av kraft skal rapporteres til Statnett av en balanseansvarlig. For mindre enheter er det vanlig å inngå dette med en eksisterende balanseansvarlig. Balanseansvarlig er en aktør som har omsetningskonsesjon. [31]

### Nettleie forbruk

Hvis samlet forbruk ikke overstiger 200 A ved 230 V så skal måling skje i TKP, ellers på hver enkelt tilkoblet enhet som beskrevet over Figur 5. Fastledd, energiledd og andre avgifter måles her etter brutto forbruk. [31] Tariffer for dette finnes hos det lokale nettselskapet.

### 3.3.5 Økonomiske beregninger

#### Nåverdimetoden

Den vanligste metoden for å beregne lønnsomhet i et investeringsprosjekt er netto-nåverdi metoden (NNV / NPV). Prinsippet er at alle kontantstrømmer som blir generert av prosjektet blir neddiskontert og summert i dagens pengeverdi. Det blir fastsatt et avkastningskrav på investeringen, samt levetiden til prosjektet. [32]

$$NNV = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{U_t}{(1+k)^t} \quad (\text{Ligning 5})$$

hvor  $I_0$  er investeringskostnaden i år 0

$U_t$  er prosjektoverskudd i år t

k er diskonteringsrenta /avkastningskravet

n er prosjektets levetid. [32]

#### Levelized Cost Of Electricity (LCOE)

Siden dette er et kraftprosjekt er det hensiktsmessig å beregne en kostnad per kWh som anlegget vil kunne levere i hele sin levetid, da dette kan sammenlignes med dagens strømpris i kr/kWh. LCOE er netto nåverdi av totale

levetidskostnader i prosjektet delt på netto nåverdi av energi produsert totalt i anleggets levetid. Produsert energi må diskonteres på lik linje med penger, siden en kWh i fremtiden ikke har samme verdi i kroner i fremtiden som i dag.

[33] Det forutsettes at anlegget ikke forringes, altså at det er like effektivt i hele levetiden. Ligning 6 gir en forenklet utregning av LCOE. [33]

$$LCOE = \frac{\text{Totale levetidskostnader}}{\text{Energi produsert totalt i levetiden}} \quad (\text{Ligning 6})$$

## 4 Mulighetsstudie Roer gård

Kapittel 4 er en gjennomgang av kapittel 2 og 3 med Roer gård som mulighetsstudie og med forskjellige scenarier basert på følgende kriterier:

- Unngå konsesjonsøking
- Minst mulig produksjon til eksport – mest til eget bruk
- Optimalisering av turbin i forhold til dagens forbruk
- Større produksjon enn forbruk med dagens-, og med et antatt fremtidig forbruk

Kapittel 4.1 tar for seg dagens- og et fremtid energibehov på gården. I 4.2 blir det presentert ulike scenarier basert på kriteriene over, rammebetingelser for gården ut fra kapittel 2 og 3 og befaring. Kapittel 4.3-4.6 tar for seg valg av turbin, plassering og produksjonssimulering. 4.7 vil ta for seg alt som påvirkes av tiltaket, samt lover og regelverk. 4.8 og 4.9 tar for seg inntekter og kostnader i de ulike scenariene. Kapittel 4.10 tar for seg økonomiske rammer og analyser. Det vil bli vist mellomregninger og mellomresultater som er nødvendig for å komme frem til resultater i kapittel 5. Det blir også vist innhentete data om konsekvenser for miljø- og samfunn i kapittel 4.7.



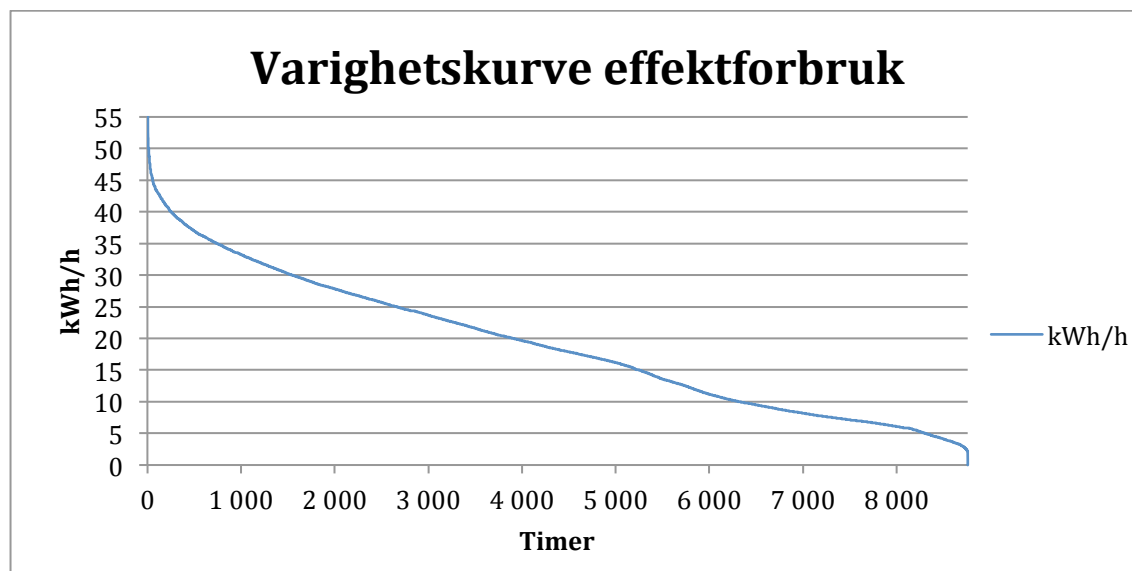
Figur 6 – Oversiktsbilde Roer gård[34]

### 4.1 Energi og effektbehov på Roer gård

#### 4.1.1 Dagens behov

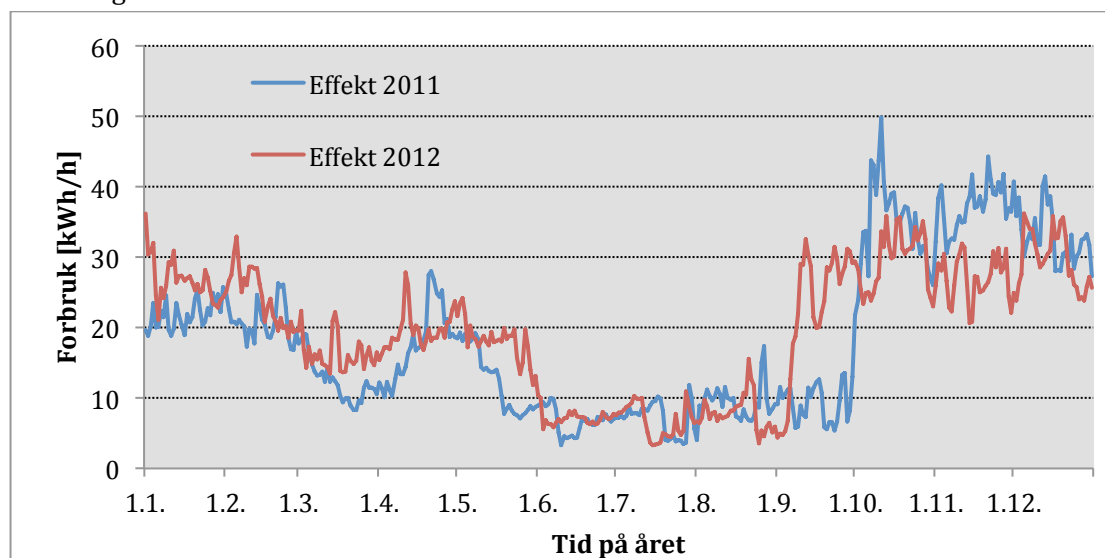
Roer gård bruker det meste av energien til oppvarming av kyllingfjøs og til kjølelager.[35] Kyllingfjøsset er utstyrt med to propanovner, hver på 66 kW. Det velges å ikke gå nærmere inn på energiforbruket som i dag forsynes ved hjelp av gass, da en utskiftning av gass til elektrisk eller annen oppvarming vil gå uten for denne oppgavens rammer. Den elektriske energien blir i hovedsak brukt av kjøle- og tørkelager samt ventilering i fjøs. Det er innhentet målt timeforbruk for årene 2011 og 2012 for gården fra Hafslund som danner en forbruksprofil. To år er i midlertid kort tid for å kunne gi en god statistikk på forbruket, og siden forbruket følger klimaet (kjøling, tidlig/sen høst) så vil det alltid være en usikkerhet i forbruksprofil og totalt årsforbruk. Det er laget en effektvarighetskurve basert på timesverdiene for 2011 og 2012. Enheten er oppgitt som

kWh/h, siden det er basert på timemålte verdier. Ved å anta at effektforbruket er konstant per time, så kan forbruket sees på som effektforbruk i kW. Figur 7 viser hvor stort effektbehovet er i timer per år. Maksverdi i kurven på ca. 50-55 kW vil være et tilfelle som skjer i en meget kort periode av året, antakeligvis på sekund- eller minuttnivå. Minimumsverdien er ca. 2 kW. Dette er den minste verdien som er registrert, og forbruker er større enn eller lik ca. 2 kW i alle årets 8760 timer. Kurven er nyttig da man for eksempel kan se av kurven at forbruket er 20 kW i ca. 4000 av årets timer.



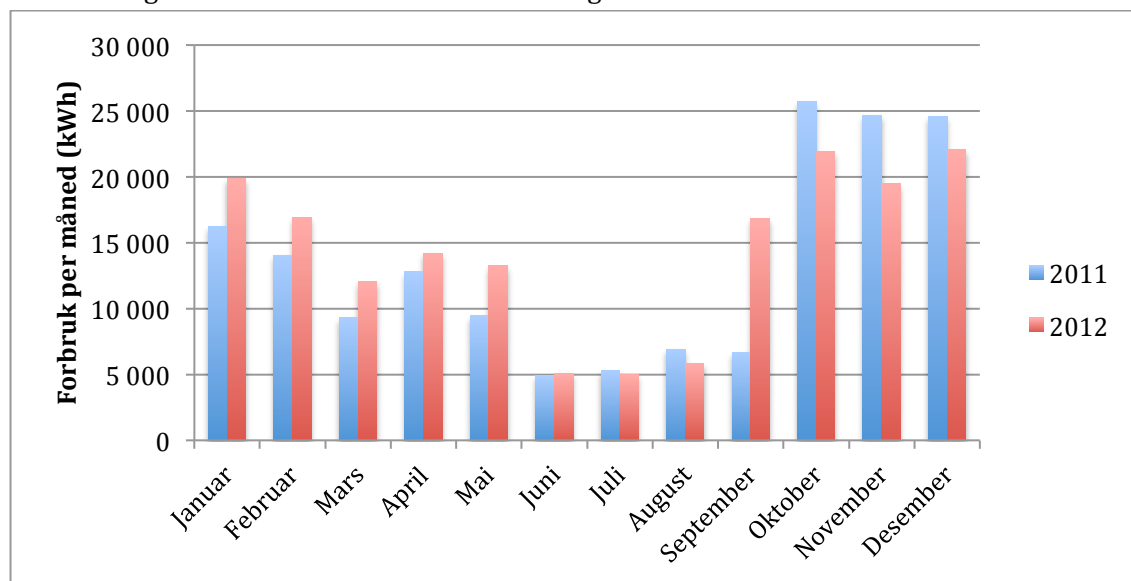
Figur 7 - Effektvarighetskurve Roer Gård

Forbruksprofilen varierer litt fra år til år som vist i Figur 8 under. En trend er at forbruket er stabilt vinterstid mellom 20 og 30 kW. Fra juni til august ligger forbruket under 10 – 15 kW. Det er en variasjon fra 2011 til 2012 når på høsten forbruket øker, og dette skyldes i hovedsak når kjøling og tørking har blitt iverksatt. Senhøsten er nokså lik i 2011 og 2012 med et forbruk mellom 20 – 40 kW.



Figur 8 - Forbruksprofil 2011 og 2012[36]

Det er valgt sammenligning av forbruk og simulert produksjon på månedsnivå siden forbruksprofilen varierer en del igjennom året. Noe mer detaljert sammenligning er ikke valgt siden den ville inneholde flere antakelser og antakelig ikke ende opp med et bedre resultat. Figur 9 viser månedsforbruk i 2011 og 2012.



Figur 9 – Månedsforbruk 2011 og 2012 basert på tall fra Tabell 4.

Tabell 3 – Oversikt over forbruk pr. år [35]

År	Forbruk (kWh)
2011	160 671
2012	172 550
Gjennomsnittlig årlig forbruk 2011 og 2012	166 611

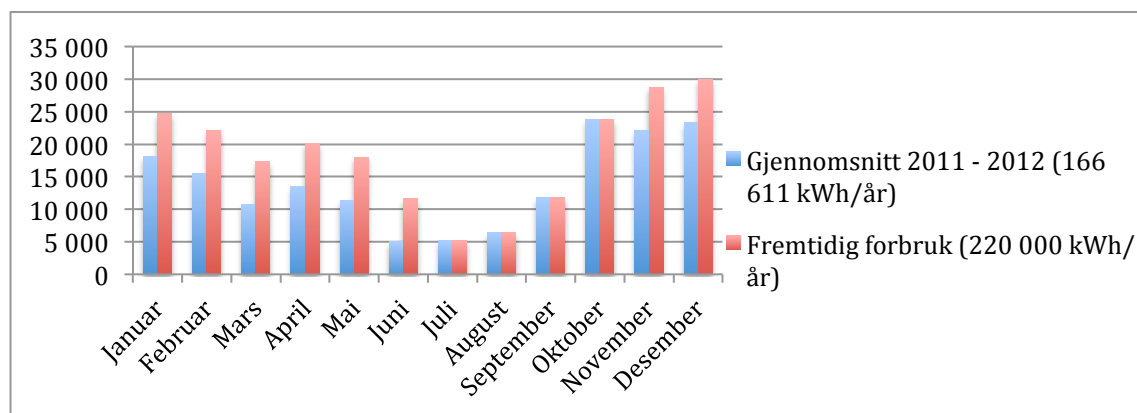
#### 4.1.2 Fremtidig behov

Det er planer om et nytt kjølelager mellom kyllingfjøset og nåværende kjølelager. Dette skal erstatte den minste kjøledelen i nåværende kjølelager og skal bli en del større. Det skal også isoleres bedre med tanke på kjøling over vinteren og levering av grønnsaker til vår/sommer året etter. Det er anslått et totalt forbruk på 220 000 kWh elektrisitet etter denne utvidelsen. [35] Tabell 3 viser et gjennomsnittlig forbruk per i dag på ca. 166 600 kWh. Et fremtidig behov ligger ca. 53 400 kWh høyere.<sup>3</sup> Det er ventet at dette skal brukes til kjøling på senhøst og frem til juni for levering av grønnsaker da. Forenklet så fordeles dette forbruket på månedene nov-juni og legges på et gjennomsnittlig månedsforbruk fra 2011 og 2012. Fremtidig månedsforbruk er oppgitt i Tabell 4.

<sup>3</sup> 220 000 kWh – 166 600 kWh = 53 400 kWh

Tabell 4 – Månedsförbruk. Alle tall er oppgitt i kWh.

Måned	2011	2012	Gjennomsnitt 2011- 2012	Fremtidig økning	Fremtidig forbruk (220 000 kWh/år)
Januar	16 242	19 884	18 063	6 675	24 738
Februar	14 069	16 902	15 485	6 675	22 160
Mars	9 318	12 055	10 686	6 675	17 361
April	12 798	14 222	13 510	6 675	20 185
Mai	9 461	13 253	11 357	6 675	18 032
Juni	4 903	5 091	4 997	6 675	11 672
Juli	5 305	5 001	5 153	0	5 153
August	6 927	5 831	6 379	0	6 379
September	6 672	16 808	11 740	0	11 740
Oktober	25 731	21 965	23 848	0	23 848
November	24 667	19 469	22 068	6 675	28 743
Desember	24 580	22 070	23 325	6 675	30 000
Sum	160 671	172 550	166 611	53 400	220 011



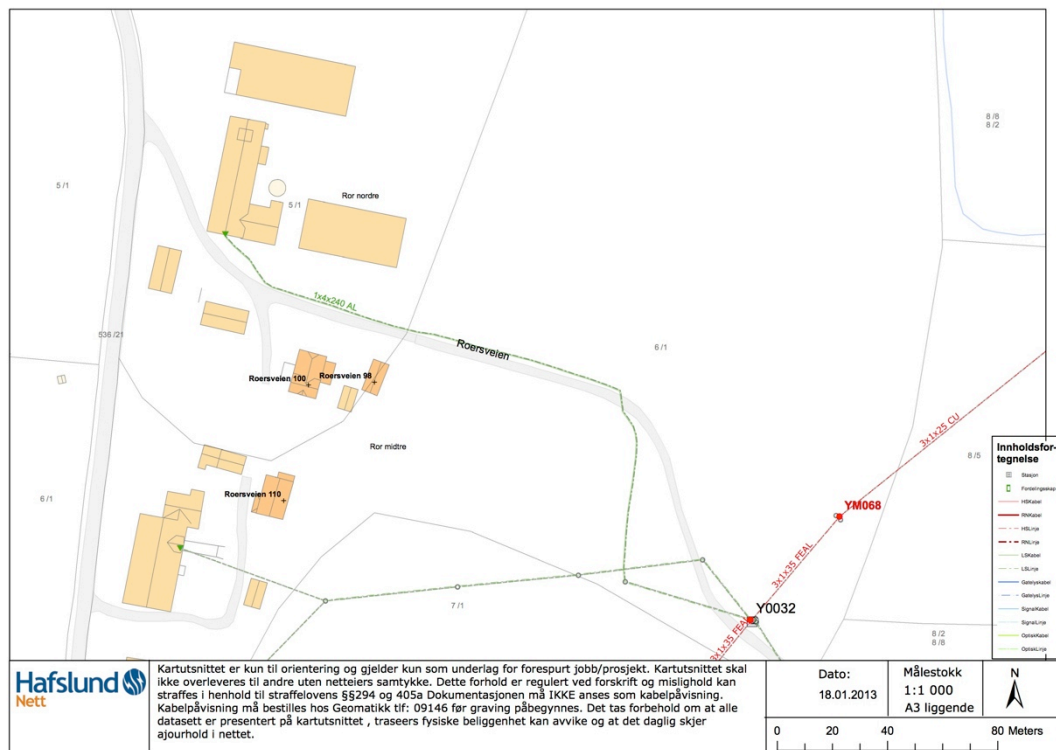
Figur 10 – Gjennomsnittlig og fremtidig månedsförbruk

Det er ikke gjort anslag på fremtidig forbruk ved elektrisk oppvarming av kyllingfjøs. Dette faller utenfor oppgavens rammer, siden det vil komme en investeringskostnad på et nytt oppvarmingsanlegg i fjøset.



### 4.1.3 Tilkobling til eksisterende kraftnett

Hafslund har områdekonsesjon og er netteier i området. Roer gård er tilkoblet 17 kV distribusjonsnett via to 1x4x240 TFXP Al kabler i jord og to 1x4x150 Al i luftstrek fra nettstasjon Y0032. Se Figur 11. Transformatoren har en kapasitet på 100 kVA med primær- og sekundærspenning på hhv. 17 kV og 240 V. Det er beregnet at maksimalbelastning på transformatoren har vært 115 kVA. Se vedlegg 1 for mer informasjon om nettilkoblingen på Roer gård. [2]

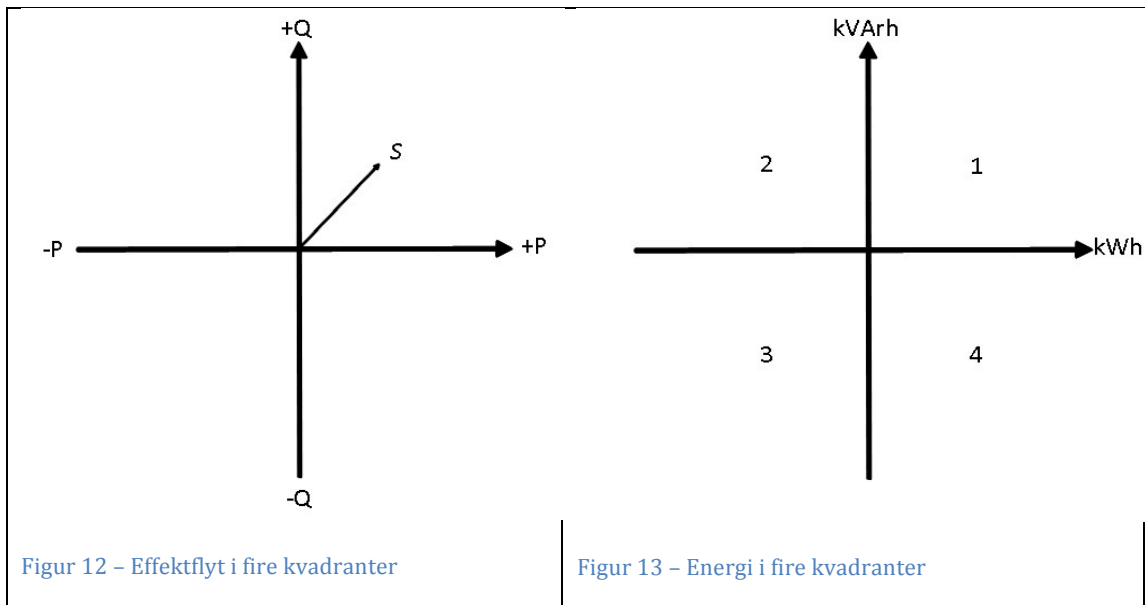


Figur 11 – Kartskisse nettilkobling Roer Gård[2]

Transformatoren forsyner Roer gård, samt fire andre gårdsbruk og en bolig. [35]Hafslund nett har utarbeidet retningslinjer for tilknytning av produksjonskilder i lavspenningsnettet (230 – 400 V) som bør studeres nærmere ved en eventuell installasjon av turbin. [37]. Oppgaven vil ikke gå nærmere inn på dette, da det er en mer detaljert planlegging og ikke vil være utslagsgivende for formålet med denne oppgaven.

### Strømmåler

Det er installert en fjernavlest timesmåler som måler maksimal effekt samt energibruk. Dette er en to-kvadrant måler som måler aktiv og reaktiv effekt inn. Ved innmating tilbake på nettet så må dette også måles. Det kreves da en fire kvadrants måler som måler de fire mulighetene aktiv- og reaktiv effekt inn- og ut av måleren i tre faser. En gitt effektflyt, vektor  $S$ , i Figur 12 vil resultere i registrering av energi i den samme kvadranten i Figur 13. [38] Roer gård må bytte ut sin nåværende måler med en fire kvadrantsmåler som har integrert kommunikasjon for direkte avlesning i henhold til Hafslund Netts krav. [2]



Figur 13: Kvadrant 1 er det området hvor både kVAr og kWh er positive, begge leverer til forbruk. Kvadrant 2 reaktiv energi er positiv mens faktisk energi (kWh) flyter negativt. I kvadrant 3 er både reaktiv og aktiv energi negativ. I kvadrant 4 er reaktiv effekt negativ mens faktisk energi (kWh) er positiv. [38]

#### Kabler i lavspent nett

Hafslund har oppgitt at kablene har kapasiteter oppgitt i Tabell 5. Mer spesifikasjoner om kablene finnes i vedlegg 1.

Tabell 5 - Strømkabler Roer gård[2]

Kabelnavn	Type kabel	Strømkapasitet
1x4x240 TFXP Al	Jord	350 A
1x4x150 Al	Luft	380 A

#### Begrensende faktor for effekt inn-/utmating

Kabelen som går i jord, 240 Al kabelen bør ikke belastes mer enn 315 A. Dette for å forlenge levetiden på kabelen. [2] Denne kabelen vil være begrensende av de to siden den har minst strømkapasitet. Gården er utstyrt med to kabler i parallell og da vil begrensende strømovertføringskapasitet bli satt til  $2 * 315 A = 630 A$ .

Tilsynelatende effekt (S) er den totale effekten som blir overført og som systemet dimensjoneres etter. Denne består av reaktiv (Q) og aktiv effekt (P), jf. Figur 12. Oppgaven vil ikke gå nærmere inn på forskjellen mellom disse.

Tilsynelatende effekt er gitt ved[7]:

$$S = \sqrt{3} * I * E \quad (\text{Ligning 7})$$

For å finne maksimal tilsynelatende effekt kablene tåler brukes Ligning 7. Det antas at spenningen er konstant 230 V og at kablens kapasitet er begrenset av maksimal strømovertøring på 2 \* 315 A. Innsatt i Ligning 7 vil dette gi en tilsynelatende effekt:

$$S = \sqrt{3} * 630A * 230 V = 251 \text{ kVA.} \quad (\text{Ligning 8})$$

Transformatoren i nettstasjonen har en kapasitet på 100 kVA. Siden 100 kVA < 251 kVA så vil transformatoren måtte skiftes for å kunne utnytte kabelkapasiteten fullt ut. Ved tilsynelatende effekt over 251 kVA må spenningen økes til 400 V. Dette krever at transformatoren i nettstasjonen blir byttet til 400 V. Ligning 9 viser at kablene da vil få en kapasitet på:

$$S = \sqrt{3} * 630A * 400 V = 436 \text{ kVA.} \quad (\text{Ligning 9})$$

## 4.2 Scenarier Roer gård

Oppgavens målsetning er å bidra til økt bedriftsøkonomisk overskudd på Roer gård ved å forsyne gården med egenprodusert energi i stede for å kjøpe energien. Dermed er det ønskelig at tiltaket blir et landbruk pluss tiltak. Basert på informasjon innhentet i kapittel 4.1, samt grunnlag fra kapittel 2 og 3, har fem scenarier blitt foreslått. Scenariene blir omtalt parallelt etter hva som gjelder for hvert enkelt scenario videre i oppgaven der det er hensiktsmessig.

Tabell 6 - Utvalgte scenarier for Roer gård

Scenario nummer	Forkortet navn	Hva	Hvorfor
1	S1	Ca. 15 kW turbin.	Vil unngå stor andel eksport.
2	S2	45-50 kW turbin.	Lik maksimalt effektforbruk på Roer.
3	S3	Turbin(er) optimalisert til å dekke eget årlig forbruk u/transformatorbytte .	For å utnytte plusskundeordningen.
4	S4	200-250 kW turbin med dagens forbruk. Bytte trafo, beholde kabler.	For å finne eventuell ekstraintekt ved å eksportere i store perioder av året.
5	S5	200-250 kW turbin med en fremtidig forbruk. Bytte trafo, beholde kabler.	For å beregne lønnsomhet i et tenkt scenario i fremtiden.

S4 og S5 tar for seg en turbin på 200 - 250 kW. Det ble vurdert et scenario med en turbin på 500 kW, men det ble forkastet siden en turbin på 250 kW sannsynligvis vil

eksportere i store deler av året. Det antas at lønnsomhet i et større prosjekt enn 250 kW vil bli avdekket hvis det er lønnsomhet i en på 250 kW. Større effektstørrelser enn 250 kW blir ikke videre omtalt i oppgaven.

### 4.3 Valg av turbin(er)

Det er ønskelig å få satt opp en turbin uten å måtte søke om konsesjon og derfor vil ikke en størrelse over 500 kW være aktuelt. Strømkablene fra 22 kV og til gården har en kapasitet på 251 kVA og transformatoren har en kapasitet på 100 kVA. Dette sees på som et landbruk pluss tiltak og da skal minst 51% av produksjonen forbrukes på gården. [1] Det velges også å se bort fra de minste turbinene på markedet (<15 kW) siden de blir veldig små i forhold til å dekke en del av eget forbruk. Gode referanser på småskala vindturbiner er vanskelig å oppdrive siden turbiner som er 10-20 år gamle i dag, ikke lenger er i produksjon som følge av teknologisk utvikling mot større turbiner. [1]

Brukte turbiner gir vesentlig billigere kostnader per kW enn en ny turbin. En brukt turbin bør ikke ha forventet levetid lik en ny turbin på 15 - 20 år. Det er ingen garanti for dette selv om turbinen fremstår som nyoverhølt, og et havari etter noen få år vil ikke være ønskelig. Nettselskapene krever at brukte turbiner må sertifiseres før de kan koblet til kraftnettet. Det er en generell oppfatning om at nye turbiner anbefales og bør foretrekkes foran brukte. [39] Denne oppgaven vil derfor ikke ta for seg brukte turbiner som et alternativ videre. Nye turbiner må på lik linje med brukte turbiner ha sertifiseringer som kreves i Norge. Dette for å ivareta sikkerhet og kvaliteten på strømmen som blir levert. Det Norske Veritas (DNV) sertifiserer turbiner til en kostnad på ca. 2-300 000 kr per sertifisering, da uten noen garanti for at den blir godkjent for Norge og norske standarder. Det er svært få småskala turbiner tilgjengelig på det norske markedet, og ved egen import kan det bli stilt krav om sertifisering hvis dette ikke foreligger fra produsent. Hvis sertifisering foreligger kan det allikevel bli stilt krav om at DNV godkjenner sertifiseringen. Dette fordi det finnes aktører som opptrer uærlig og setter på sertifiseringer som kreves i Europa for å få solgt turbinene sine. Det er ingen garanti om at DNV godkjenner alle slags turbiner. [1] Import av vindturbiner medfører ingen tolltariff. [40] Merverdiavgift (MVA) vil komme i tillegg. Siden dette skal inngå i næringsvirksomhet så har foretaket rett til fradrag for MVA. [41] Det er også mulig å få fradrag for MVA eller lignende avgift i produksjonslandet, men oppgaven vil ikke gå videre inn på dette. Prisene blir derfor oppgitt uten MVA.

Nordisk Folkecenter for Renewable Energy i Danmark har utarbeidet en uavhengig markedskatalog over småskala vindturbiner fra 0 - 50 kW. [6] Denne omfatter 327 turbiner per 2012. Den dekker ikke alle småskala turbiner i verden, men de fleste turbinprodusentene i verden er kontaktet i forbindelse med denne katalogen og de produsentene som ikke er med, har ikke svart på forespørselen. Det antas at katalogen gir et godt innblikk i dagens marked for turbiner. Eventuelle nykommere på markedet vil det alltid være, og det planlegges en oppdatering av katalogen i 2013. I katalogen er hver produsent listet opp med sine turbiner med spesifikasjoner. [6] For turbiner over 50 kW er det ikke fremskaffet noen markedsoversikt, siden det har vært vanskelig å

oppdrive. Det er gjort grundige søk på internett etter turbiner i størrelsene 50 – 250 kW, søkt i relevant faglitteratur, samt innhentet opplysninger fra leverandører av vindturbiner i Norge. Faktorer som er listet opp i Tabell 7 er vurdert som viktige i valg av turbin.

Tabell 7 – Sammenligningsfaktorer vindturbiner

Faktor	Hvorfor
Pris	Sammenligningsgrunnlag for valg av turbin. Prisene må inkludere produksjon, frakt og bygging for å kunne sammenligne.
Sertifisering	Sertifisering må være i orden før turbinen kan kobles til nett.
Levetid og garanti	For å sammenligne turbinene på et likt grunnlag
Produsentens tid i bransjen	Lang tid i bransjen kan si noe om deres evne til å levere gode produkter, samt service.
Generatortype (med/uten gir)	Viktig med tanke på slitasje på roterende deler.
Antall solgte av enheten	Ingen eller få solgte enheter gir få referanser. Referanser bør innhentes før valg av turbin.

#### 4.3.1 Scenario 1 – 15 kW turbin

I S1 er det foreslått turbin på ca. 15 kW. Ved innhenting av informasjon om vindturbiner og priser så gir en vindturbin på 15 kW vesentlig dyrere installasjon per kW enn en større turbin. Leverandører anbefaler gårdbrukere å investere i minimum 40-50 kW, da mindre størrelser vil gi et lite bidrag og ikke komme bedre ut økonomisk enn litt større turbiner.[1] Det velges derfor å forkaste scenario 1 med 15 kW effekt fra denne oppgaven.

#### 4.3.2 Scenario 2 – 45-50 kW turbin

S2 har forslag på 45-50 kW installert effekt. Det er gjort et utvalg av de tilgjengelige turbinene fra katalogen til Nordisk Folkecenter og det antas at katalogen dekker det som finnes på verdensmarkedet. Vertikalakslende turbiner er utelatt. De resterende er listet opp i Tabell 8. Utfyllende sammenligningsfaktorer og datablad for turbinene i Tabell 8 finnes i vedlegg 2. Det er varierende innhold på opplyste data. Wande DS13-50/12 utelukkes siden den er oppgitt med en levetid på 5 år. Antakelig er dette en feil i katalogen, men det har ikke lyktes å fremskaffe en mer eksakt levetid ved kontakt med produsent. Alle aktuelle produsenter har blitt kontaktet og forespurt om pris, men det har ikke lyktes i å innhente priser på alle. Altem 50 kW er ikke i produksjon, men de skal lage en ny som er på markedet om ca. 2 års tid. [42] Forskjellene mellom turbinene er mange. Hannevind og WindEN turbinene har fordeler med at de har blitt levert til Norge tidligere og har dermed de nødvendige sertifiseringene[1, 43] De er utstyrt med asynkron generator og leverer 50 Hz direkte på nett, det vil si at de har giring for å øke turtallet. Dette kan være en svakhet, men det er ingen dokumentasjon tilgjengelig på

dette siden de har vært på markedet i kort tid og det antas at de er like bra som de andre turbinene. Det er ikke innhentet mer detaljer på sertifisering på turbinene fra Seaforth og Endurance, mens de kinesiske turbinene er oppgitt med CE sertifisering (Forevoo, Ghrepower, Wande). Det må innhentes mer presis informasjon om sertifisering ved valg av disse turbinene. Seaforth og Endurance turbinene er oppgitt med induksjonsgenerator (asynkron) på lik linje med Hannevind og WindEN, og derfor må det også være giring på disse. De kinesiske har alle permanent magnet generator, altså at det magnetiske feltet lages av permanente magneter i generatoren. Ghrepower har girløs direkte drevet generator og er en aktuell kandidat. Den har en leverandør i Storbritannia. Wande og Forevoo har ikke svart på prisforespørsel. Innhentede data for de aktuelle turbinene er listet opp i Tabell 8. Priser er oppgitt i NOK uten MVA. Innhentede priser kan ikke uten videre sammenlignes, da noen inkluderer alle kostnadene, mens andre ikke gjøre det.

Tabell 8 - Utvalgte aktuelle turbiner 45-50 kW

Produsent	Modell	Effekt (kW)	Pris turbin
Hannevind	45 kW	45	Ikke fått svar
WindEN	45	45	836 000 NOK <sup>4</sup>
Endurance	E-3120	50	Ikke fått svar
Seaforth	AOC 15/50	50	200,000 EUR <sup>5</sup>
Forevoo	FDQ14-50/13	50	Ikke fått svar
Ghrepower	FD13-50/12	50	Ikke fått svar
Wande	FD13-50/12	50	Forkastet
Altem	50kW	50	Under utvikling

Det er ikke lett å gi en god vurdering av turbinene siden det ikke eksisterer lange driftserfaringer med noen av dem. Prisusikkerheten er den største utfordringen, da med sertifiserings- og godkjenningsskostnad, samt levetid på de ulike turbinene. Tilgjengeligheten til servicepersonell er også noe som må avdekkes nærmere ved et valg. Det er gjort en forenkling og brukt WindEN 45 kW til simuleringene i denne oppgaven, siden den er lettest tilgjengelig i det Norske markedet og simuleringresultatene antas å bli nokså like siden turbinene er i den samme effektstørrelsen. Utfyllende data om WindEN 45 er oppgitt i Tabell 9.

<sup>4</sup> Uten installasjonskostnader

<sup>5</sup> Grovt estimat på totalpakke ferdig satt opp

Tabell 9 – Tekniske data WindEN 45

Tekniske data	
Design effekt	45 kW
Effekt begrensing	Stall regulering
Levetid	20 år
Garanti	2 år
Cut in hastighet	3,5 m/s
Nominell vindhastighet (250 kW effekt)	13 m/s
Generator	45 kW
Spenning	400 V AC
Rotor orientering	Nedvind
Gir	Ja
Tårnhøyder	24, 30 og 36 m (18, 26, 36) <sup>6</sup>
Rotordiameter	14,6 m

Tabell 10 – Kostnader WindEN 45

Beskrivelse	Kostnad
WindEN 45 (24 m)	756 000 NOK
WindEN 45 (30 m)	796 000 NOK
WindEN 45 (36 m)	836 000 NOK
Installasjon og grunnarbeider	Ca. 500 000 NOK
Sum kostnader 24 (m) turbin	Ca. 1 260 000 NOK
Sum kostnader 30 (m) turbin	Ca. 1 300 000 NOK
Sum kostnader 36 (m) turbin	Ca. 1 340 000 NOK

I innlandet er det anbefalte med 36 m høyde da det gir mest produksjon. [1]Det er en kostnad på ca. 40 000 for hver seksjon på 6 meter, og det vurderes til at det er en liten merkostnad for å øke produksjonen. Turbinen med 36 m høyde vil derfor bli benyttet videre i oppgaven. Produktbeskrivelser av turbinen viste at den ble levert med andre høyder tidligere, men under innhenting av kostnader ble det avdekket at den leveres med andre høyder.

<sup>6</sup> Disse tårnhøydene var oppgitt hos produsent. Ved kontakt med leverandør er det høydene utenfor parentes som leveres i dag og som kostnadene gjelder for.



Installeringskostnad vil ligge mellom 200-500 000, avhengig av plassering, nett-tilknytning, og arbeidstimer som kreves. Denne kostnaden kan reduseres ned mot 200 000 ved egeninnsats i byggingen. [1] 500 000 velges til videre bruk i denne oppgaven.



Figur 14 – Bilde av WindEN 45 på Undheim, Rogaland. [1]



### 4.3.3 Scenario 3 – Optimal effektstørrelse for dagens forbruk

S3 er en optimalisering av dagens situasjon slik at årlig produksjon blir omtrent lik årlig forbruk. Det legges opp til å unngå transformatorbytte for å spare kostnaden ved anleggsbidrag. Ved en ekstrem situasjon uten forbruk på lavspenningssiden av transformatoren så vil transformorkapasiteten på 100 kVA bli førende for maksimal effektinstallasjon i turbinen. Kablene har høyere kapasitet og er ingen begrensning. Effektstørrelse må finnes ut fra simulering med forskjellige effektstørrelser i WindPRO. Den effektstørrelsen som produserer omtrent det samme som det årlige gjennomsnittlige forbruket fra Tabell 3 vil bli valgt. Valg av turbin i S3 vil derfor bli omtalt kort i kapittel resultatkapittelet, siden svaret ikke er sikkert før det er gjort simuleringer. Simuleringen vil ta utgangspunkt i produksjonssimuleringen for S2 da de vil gi informasjon om forventet produksjon fra en turbin på 45 kW og om den vil være over, under eller lik årlig gjennomsnittlig forbruk. Markedet for småskala turbiner mellom 50 og 100 kW er meget begrenset[1] og det er ikke fremskaffet noen aktuelle turbiner med referanser. Det eksisterer et bruktmarked i dette segmentet, men det er som tidligere nevnt ikke aktuelt i denne oppgaven. Det kan være aktuelt med to turbiner hvis det viser seg å være hensiktsmessig. Hvis det blir tilfelle vil det bli foretatt en forenkling der det sees bort fra vaketap. Vaketaf er tap som følge av vind som først treffer den ene turbinen, utnytter energien og skaper turbulens før vinden treffer den neste turbinen. Ved valg av to turbiner vil de bli satt opp i parallell retning mot den dominerende vindretningen, og derfor vil vaketaf være av noe som skjer ved vind kun fra bestemte retninger. Det kan imidlertid ikke utelukkes vaketaf ved valg av to turbiner.

### 4.3.4 Scenario 4 – 200-250 kW turbin med dagens forbruk

Det er foreslått en turbin i effektstørrelse 200 – 250 kW. Dette på grunnlag av at kabelkapasitet mellom nettstasjon og gården er på 251 kVA. Det er ønskelig å unngå å bytte kablene, og generatorinstallasjon kan da ikke overstige 251 kVA. Kabelkapasiteten kan imidlertid utnyttes bedre ved å øke spenningen mellom gården og nettstasjonen til 400 V. Transformator må også oppgraderes for å takle effektøkningen. Turbinstørrelser mellom 100 kW og 200 kW er et område som er lite dekket på verdensmarkedet, i likhet med 50- 100 kW. [1] En hypotese er at en 200- 250 kW turbin vil gi svar på om det vil være lønnsomhet i å overdimensjonere systemet for eksport i store deler av tiden, siden den sannsynligvis vil produsere mer enn gårdens årlige forbruk. Begrensende faktorer vil være at gården må bruke minimum 51 % av energien produsert i året for at det skal anses som et landbruk pluss tiltak. Dette er ønskelig for enklest mulig å få bygd anlegget, jf. 3.1.2 Plan og bygningsloven. Basert på gjennomsnittlig forbruk i 2011 og 2012 vil produksjonen i en stor turbin bli begrenset som vist i utregningen i Ligning 10.

$$100\% * \frac{166\,611 \text{ kWh}}{51\%} = 326\,688 \text{ kWh} \quad (\text{Ligning 10})$$

---

Dette vil si at turbinen kan produsere maksimalt 362 688 kWh per år for å bli godkjent som et landbruk pluss tiltak ved dagens forbruk.

Det er funnet en markedsoversikt på internett hvor det er listet opp 73 modeller med effekt mellom 200 og 250 kW.[44] Det antas at dette er oversikt over det turbinene som er mulig å anskaffe på verdensmarkedet per i dag. En del av disse er eldre modeller og ikke i produksjon. 24 av disse er oppgitt til å være i produksjon i dag. Alle 73 modellene er listet opp i vedlegg 3. Av de 24 som er under produksjon er det innhentet sammenligningsfaktorer, og da er Tabell 7 brukt som mal. De 24 turbinene er listet opp i Tabell 11. Priser er forsøkt innhentet for alle turbinene og er oppgitt i NOK uten MVA. Prisene kan ikke sammenlignes uten videre, da noen inkluderer alt mens andre ikke inkluderer alt.

Tabell 11 - Utvalgte aktuelle turbiner 200-250 kW

Produsent	Modell	Effekt (kW)	Pris turbin
ACSA	A27/225	225	325 000 EUR <sup>7</sup>
ACSA	A29/225	225	Ikke fått svar
Aeronautica Windpower	29-225	225	Ikke fått svar
Aeronautica Windpower	33-225	225	Ikke fått svar
CWEL	C-30/250	250	Ikke fått svar
NEPC	250/31	250	Ca. 500 000 EUR <sup>8</sup>
NEPC	225/40	225	Ikke innhentet
NEPC	200/30	200	Ikke innhentet
Norwin	29-STALL-225 kW	225	Ikke fått svar
Pioneer Wincon	P250/29	250	Ikke fått svar
Southern Wind Farms	GWL225/40	225	Ikke fått svar
Soyut Wind	Soyut Wind 250	250	Ikke fått svar
Soyut Wind	Soyut Wind 200	200	Ikke fått svar
SRC Green Power	SRC 250/50	250	Ikke fått svar
SUREnergy	SURNPS 29-225	225	Ikke fått svar
Vergnet	GEV MP 250/30	250	Ikke fått svar
Vergnet	GEV MP 250/32	250	Ikke fått svar
Vergnet	GEV MP 200/32	200	Ikke fått svar
WES	WES30 Mk1	250	4,5 - 5 000 000 SEK <sup>8</sup>
WESPA	WESPA 225/29	225	Ikke funnet
WESPA	WESPA 200/29	200	Ikke funnet
WESPA	WESPA 200/33	200	Ikke funnet
Wind Technik Nord	250/30	250	4 300 000 NOK <sup>8</sup>
Wind Technik Nord	200/26	200	Ikke innhentet

<sup>7</sup> Inkl. installasjon, uten tårn

<sup>8</sup> Inkl. installasjon, uten fundament og kabeltilknytning.

Tabell 11 viser at prisene for de innhentede turbinene ligger i samme området. Som i scenario 2 kan ikke prisene uten videre sammenlignes, da noen inkluderer alle kostnadene, mens andre ikke gjøre det. Ved kontakt med en norsk leverandør av turbiner leveres det en fra Wind Teknik Nord på 250 kW. [1] Som en forenkling på grunn av at pris-, og at turbinen er lett tilgjengelig i Norge, samt at servicemulighetene eksisterer i Norge så benyttes denne turbinen i scenario 4 og 5. Ved en faktisk investering i en vindturbin i denne størrelsen så må sammenligningsfaktorene i tabell 7 vurderes grundigere. Dette ble ikke gjort i denne oppgaven fordi det viste seg meget utfordrende å kontakte et stort antall produsenter og kunder for å innhente data om forskjellige turbiner, samt driftserfaringer. Data om WTN 250 er ført opp i Tabell 12 og mer utfyllende informasjon finnes i vedlegg 4 – WTN 250.



Figur 15 – WTN 250. Dette er benyttet som forsidebilde i oppgaven[1]

Tabell 12 – Tekniske data WTN 250[45]

Tekniske data	
Design effekt	250 kW
Effekt begrensing	Stall regulering
Levetid	20 år
Garanti	5 år
Cut in hastighet	4 m/s
Nominell vindhastighet (250 kW effekt)	14 m/s
Generator	50/250 kW – Har et system som kan endre polene for å endre effekt
Spenning	400 V AC
Rotor orientering	Oppvind – mekanisk yaw system
Gir	Ja
Tårnhøyder	30 og 40 m
Rotordiameter	29 og 30 m

Tabell 13 – Kostnader WTN 250[1]

<b>Kostnader</b>	
WTN 250 (30 m)	3 360 000 NOK
WTN 250 (40 m)	4 000 000 NOK
Installasjon og grunnarbeider	900 000 NOK
Sum kostnader (30 m ) turbin	4 260 000 NOK
Sum kostnader (40 m ) turbin	4 900 000 NOK

Tabell 13 viser kostnadene for 30 og 40 meters tårn. Rotordiameter ble valgt til 30 m siden det er den som leveres i Norge. [1] Effektkurve og lydspesifikasjoner for turbinen er innhentet for bruk i Windpro. Disse finnes i vedlegg 4 – WTN 250. Det er anbefalt av leverandør å benytte 40 meters tårnhøyde i innlandet, da det vil gi større produksjon. 40 meters høyde er derfor benyttet videre i oppgaven.

#### 4.3.5 Scenario 5 - 200-250 kW turbin med fremtidig forbruk

Forbruket i S5 er 220 011 kWh, og derfor blir 51 % vesentlighetsgrad et litt høyere tall enn i S4. Ligning 11 gir en utregning av 51 % vesentlighetsgrad for S5:

$$100\% * \frac{220\,011\text{ kWh}}{51\%} = 431\,394\text{ kWh} \quad (\text{Ligning 11})$$

Det vil si at turbinen i S5 kan produsere inntil 431 294 kWh per år og bli ansett som et Landbruk Pluss tiltak. Det benyttes identisk turbin som i scenario 4, WTN 250. Kostnadene vil dermed bli de samme.

## 4.4 Vinddata

### 4.4.1 Simuleringsprogrammet WindPRO

Windpro er en programvare for å designe, utvikle og vurdere vindkraftprosjekter. Det ble benyttet versjon 2.7 av WindPRO i denne oppgaven. Videre blir WindPRO forkortet til WP. Programvaren består av forskjellige moduler som har ulike funksjoner. Programmet baserer seg på en visuell tilnærming av prosjektområdet, heretter kalt site. Kartgrunnlag over det aktuelle området i bunn, for så å legge på lag med informasjon. [43] I 4.6 Simulering vil det være en forklaring på hvordan dette ble gjennomført i WP. Kapitlene hvor WP er omtalt vil være enklest å forstå for lesere med erfaring fra programmet, da det omtales mye programspekifiske navn.

### 4.4.2 Vindressurskart for Norge

Kjeller vindteknikk har på oppdrag fra NVE laget et vindressurskart for Norge. Dette er basert på mesoskalamodellen Weather Research and Forecasting(WRF). Dataene i denne kartleggingen er sammenlignet med målte vinddata fra 22 målestasjoner rundt i Norge. Disse målemastene er eid av selskaper som utvikler vindkraft og er brukt fordi de måler vindhastighet og retning i 50 meters høyde.

Meteorologisk institutt har målemaster i 10 meters høyde, og det gir en vesentlig lavere kvalitet på dataene enn de på 50 meters høyde. Modellen tar høyde for geografiske data som topografi, overflateegenskaper, albedo og vegetasjon. Spesielt følsomme områder er de nederste hundre meterne over bakken, og landskapet har stor innvirkning der. Resultatet av vinddataene er presentert i timesverdier på et punkt i en oppløsning på 1 x 1 km i rutenett for hele Norge for 2005. Fra 2000 og til 2008 er det laget en langtidsserie i punkter med 4 x 4 km oppløsning. Dataene fra 2005 er ikke representativ som en langtidsserie på det aktuelle stedet, og de må derfor korrigeres mot langtidsdataene. Langtids korrigerings av modelldata gjøres ved å bruke en MCP (Measure Correlate Predict) metode i dataprogrammet WindPRO. Det benyttes timeskorrelasjon mellom den aktuelle stasjonen i 1 x 1 km oppløsning mot langtids serien i 4 x 4 km oppløsning. Denne metoden er ikke anbefalt hvis timeskorrelasjonen er under 0,8. En timeskorrelasjon på 1 sier at datasettene samsvarer bra og 0 tilsvarer ingen samsvar mellom datasettene. [4]For hvert gridpunkt er det simulerte vindhastigheter og vindretning for høydene 10, 20, 40, 60, 80 og 100 meter over bakken.

#### Usikkerhet i modelldata

Total usikkerhet i vindressurskartet fra Kjeller vindteknikk er anslått til 15 %. Usikkerheten består av to punkter, der usikkerheten til modellen er anslått til 10 % og usikkerheten til vinddataene er anslått til 5%. Modellusikkerheten kan skyldes parameterne som er valgt og utelatt. Blant annet er det større usikkerhet i østlandsområdet enn kystnære områder, siden det ikke har vært stor interesse for å sette ut høye målemaster til produksjonssimulering av vindkraft på Østlandet. På Østlandet ligger målemastene lavere i terrenget og i skogområder, og vil dermed gi en større usikkerhet.[4]

#### Usikkerhet i årsmiddelvind

Usikkerhet forbundet med normalårskorrigerings og beregning av årsmiddelvind er anslått til 5%. Dette skyldes lengden av referansedata, som her er 9 år og usikkerheten i hvor representative de er i lengre perioder. Total usikkerhet i vindkartet vil derfor variere med modell som er benyttet og korrelasjonen mellom referansepunkt og stedpunkt. [4]I tillegg vil det være en usikkerhet innad i 1 x 1 km området på grunn av lokale forhold, og dette må modelleres nøyaktig for å gi et godt resultat. Generelt vil vindretning og vindhastighet ha en større usikkerhet nærmere bakken enn i høydene 50-100 meter. [4]

#### Usikkerhet i produksjonsestimeringene

Vindkartet til Kjeller Vindteknikk har beregnet produksjon for hele Norge ved en fiktiv turbin. Dette medfører også en usikkerhet, men denne oppgaven ser bort fra den siden rådataene skal inn i et program og behandles der. Ved en mer nøyaktig bruk av parameter for lokale forhold så vil denne usikkerheten reduseres.





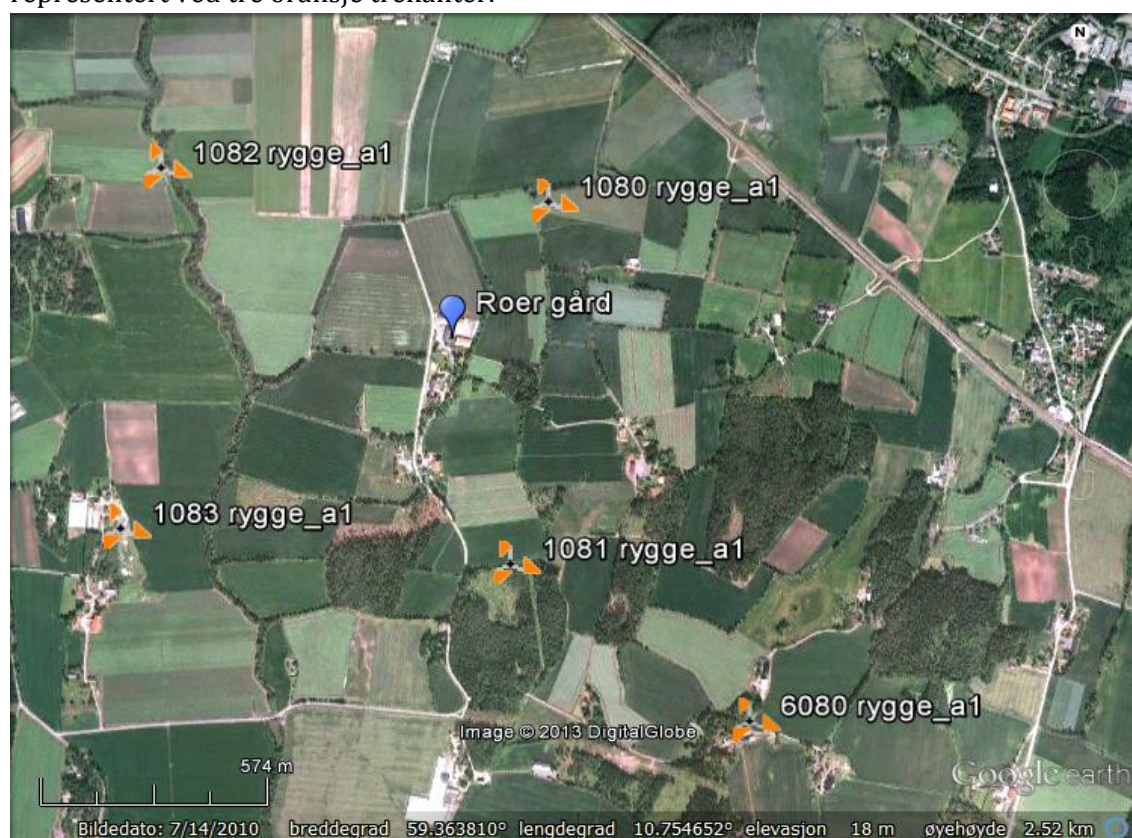
#### 4.4.3 Vinndata Roer gård

Innhentede vindserier for Roer gård er listet opp i Tabell 14 med forklaring på korttids-, eller langtids-serier. Disse vil bli omtalt som målestasjoner, men er i virkeligheten modellerte stasjoner. Korttidsseriene representerer 1 x 1 km oppløsning, mens langtids-seriene representerer 4 x 4 km.

Tabell 14 – Målestasjoner lang- og korttidsserier.

Navn	Type serie
1080 Rygge_a1	Korttids
1081 Rygge_a1	Korttids
1082 Rygge_a1	Korttids
1083 Rygge_a1	Korttids
6080 Rygge_a1	Langtids

Figur 16 viser plassering av målestasjonene i nærheten av Roer gård. Hver er representert ved tre oransje trekkanter.



Figur 16 – Oversiktsbilde over målestasjoner rundt Roer. [46]

#### Korrelasjon mellom korttid- og langtidsserie

Korrelasjonen finnes ved å laste inn tidsseriene for hver korttidsserie og finne korrelasjonen mot langtidsserien for en valgt høyde. Dette ble gjort ved hjelp av MCP (Measure Correlate Predict – long term correction) modulen i WindPRO. Korrelasjon mellom 0,8 og 0,9 ansees som god og da aksepteres tidsserien som representativ og det lages en langtidsserie i punktet til den opprinnelige korttidsserien. Det er to anbefalte

metoder som benyttes til oppskalering av kortidsdataene, en regresjons-, og en matrisemetode. [47] Disse baserer seg på to ulike regnemåter, og resultatet tilslutt vil bli litt forskjellig. Det er derfor vanskelig å skille mellom dem, og begge er tatt med som et grunnlag videre. Tabell 15 til Tabell 17 viser korrelasjonen ( $r$ ) mellom kortidsstasjonene og langtidsstasjonen for vindhastigheter ( $v$ ) og vindretning ( $d$ ) for de utvalgte høydene 20, 40 og 60 meter. Disse høydene er valgt ut som grunnlag siden en turbin i denne oppgaven vil ha navhøyder mellom 20 og 60 meter. Se vedlegg 5 for fullstendig rapporter.

Tabell 15 – Korrelasjon 20 meter over bakken mellom seriene 1080-1083 og langtidsserien 6080.

Målestasjon \ Metode	1080 v	1081 v	1082 v	1083 v	1080 d	1081 d	1082 d	1083 d
Regresjon	0,83	0,83	0,81	0,82	0,99	0,99	0,99	0,99
Matrise	0,83	0,83	0,82	0,82	1	0,99	1	1

Tabell 16 – Korrelasjon 40 meter over bakken mellom seriene 1080-1083 og langtidsserien 6080.

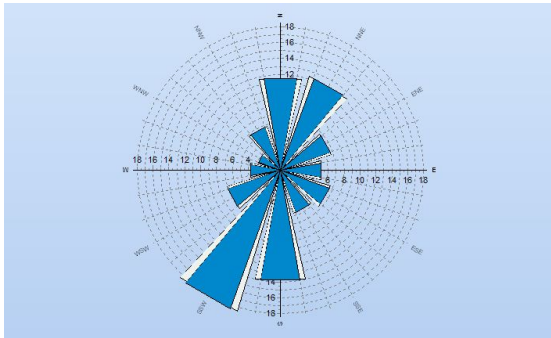
Målestasjon \ Metode	1080 v	1081 v	1082 v	1083 v	1080 d	1081 d	1082 d	1083 d
Regresjon	0,84	0,84	0,83	0,84	0,99	0,99	0,99	0,99
Matrise	0,85	0,85	0,84	0,84	0,99	0,99	0,99	0,99

Tabell 17 – Korrelasjon 60 meter over bakken mellom seriene 1080-1083 og langtidsserien 6080.

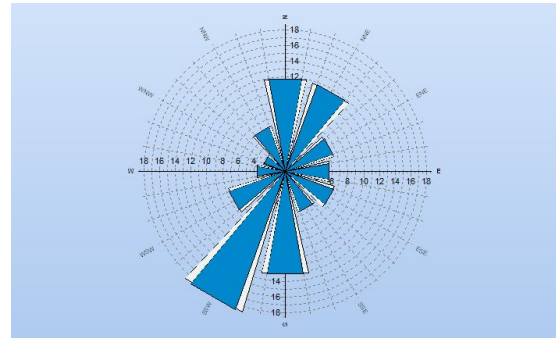
Målestasjon \ Metode	1080 v	1081 v	1082 v	1083 v	1080 d	1081 d	1082 d	1083 d
Regresjon	0,84	0,85	0,84	0,84	0,99	0,99	0,99	0,99
Matrise	0,86	0,86	0,85	0,85	1	1	1	1

Alle korrelasjonene er over 0,8 og de er godtatt. Tendensen for vindkorrelasjon i alle tilfellene er at matrisemetoden gir litt bedre korrelasjon enn regresjonsmetoden. Vindhastighetskorrelasjonene variere fra 0,81 ved 20 meter for stasjon 1082 og til 0,86 for stasjon 1081 ved 60 meter. Retningskorrelasjonene er omtrent helt identiske. Siden alle stasjonene er noenlunde like, så kan ingen av dem forkastes i beregningene. Turbinen(e) vil bli plassert innfor området som avgrenses av 1080-1083. Når alle seriene er representative så kan det brukes en eller flere i beregningene. Det velges å benytte alle fire seriene og vekte på avstand fra turbin til målepunktene istedenfor å basere simuleringene på en tidsserie. Vindrosene i Figur 17 - Figur 20 viser vindretning i prosent av tiden for hver av målestasjonene basert på regresjonsmetoden over.

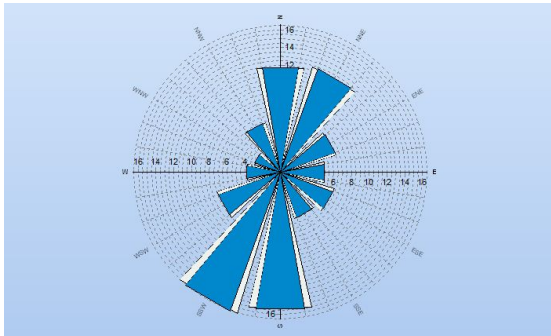




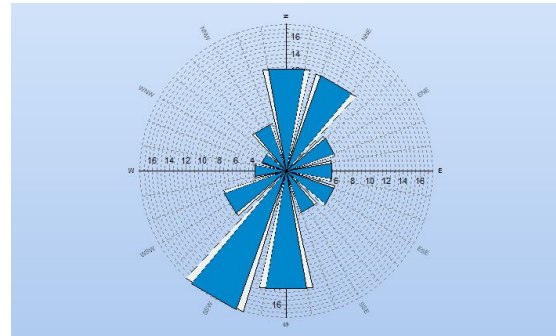
Figur 17 – Vindrose 1080



Figur 18 – Vindrose 1081



Figur 19 – Vindrose 1082



Figur 20 – Vindrose 1083

#### 4.5 Plassering av turbin(er)

Anbefalt minsteavstand fra turbin er 4-500 meter etter anbefalinger om skygning og støy i kapittel 3.2.1. Det er diskutert plassering av turbin sammen med gårdeier og det er antydnet steder der det visuelt sett er minst hinder for vinden, samt gjort et grovt anslag i forhold til skygning ved soloppgang og nedgang til ulike årstider. Det blir ikke lagt opp til en plassering nærmere enn 400 meter fra bolig- og fritidsbebyggelse. Roer gårdene består av Nordre-, mellom-, Søndre-, og Østre Roer. Mellom Roer og Nordre Roer ligger helt tett og turbinen må minst stå 400 meter unna. Plassering skal også være på Roers gårds eiendom og uten konflikter som vei og nedgravd kabel over naboens eiendom. Flyfoto med eiendommen til Roer gård markert med gult i Figur 21. Roer gård kan skimtes i den nordligste teigen.



Figur 21 – Roer gårds eiendom[48]

Den sørligste teigen er ikke ønskelig som plassering siden naboteigen da må krysses med kabelgrøft eller luftlinje. [35] Det er spredt bosetning i området rundt og påvirkning av tiltaket vil i hovedsak bli den visuelle endringen i landskapet, avhengig av størrelse på turbinen. Ut fra første overblikk over alle vinddataene for forskjellige lokasjoner rundt gården i Windpro viser vindrosen for hvert punkt at vinden blåser fra sør og sørvest det meste av tiden, jf. 4.4.3. Det er derfor ønskelig med en plassering som gir minst mulig hindringer i denne retningen. Tabell 19 i kapittel 4.7.1 viser at Roerlunden gravplass ligger 100 m fra gården i Ø-SØ retning. Dette er derfor en utelukket plassering. For å minimere tap av jord til landbruk er en plassering midt på jordene ikke aktuelle. På befaring på Roer gård ble aktuelle plasseringer satt til jorddele i den nordre del av eiendommen. Det er akseptabel avstand til gården, vindforholdene vil ikke påvirkes av omliggende hindringer og det er kort avstand til vei. Støy og skyggeforhold vil også bli ivare tatt ved at minste avstand til bolighus på Roer er 400 meter.[49] Det vil bli lagt jordkabel fra turbin til gården med en lengde på 450 m. I Figur 22 er aktuelle plasseringsområder merket med blått og en valgt plassering for alle scenarier er merket med rødt. Jordkabel fra turbin til gården er tegnet som en blå stek. Alle scenariene blir beregnet ut fra samme plassering for et mest mulig likt grunnlag, eventuelt to turbiner i nærheten av dette punktet hvis det i noen av scenariene kan være aktuelt med to turbiner.



Figur 22 - Plassering av turbin merket med rødt. Blått felt er aktuelle plasseringer og blå strek er jordkabel frem til gården[49]

Figur 23 viser valgt turbinplassering sett fra veien mot vest. Trærne markerer grenseskillet. Trær i nærheten av turbinen bør fjernes for å unngå mulig turbulens. Det trengs litt forsterking av vei, samt oppstillingsplass rundt turbin. Kabler kraves ned og krysser hovedvei i området hvor bildet er tatt.

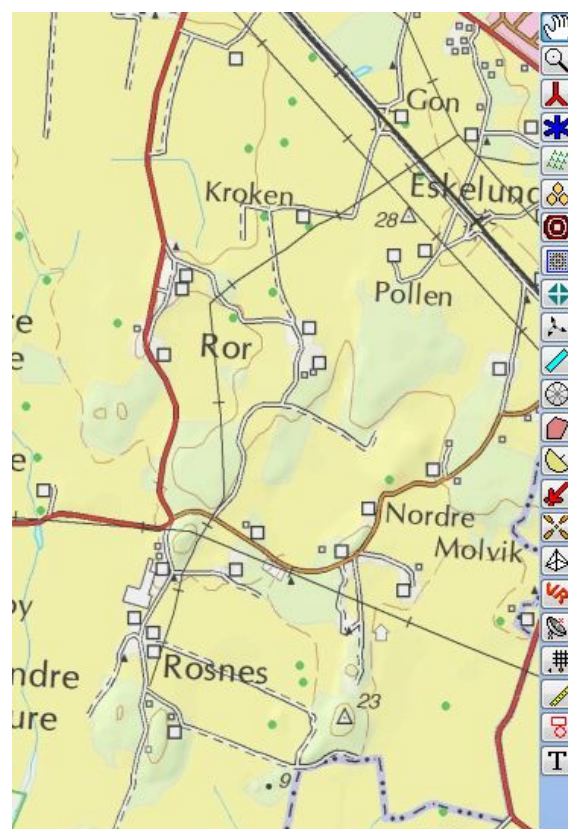




Figur 23 – Turbinplasseringsområde mot vest sett fra veien. (Foto: J.O. Volden)

#### 4.6 Simulering

Denne delen tar for seg prosessen fra vinddata til årlig produksjon for valgte turbiner, samt simuleringer av støy og skyggeverdier. Dette er utført med simuleringer i WindPRO (WP) basert på innhentede vinddata og støyverdier for hver turbin. WP består av to vinduer, et for objekter og kart og et hvor de ulike utregningsmodulene er presentert. WP har et visuelt grensesnitt og et bakgrunnskart ble tidlig innhentet for en visuell oversikt over området. Kartet ble linket opp mot koordinatsystemet UTM – ETRS89 sone 32 ved å plote inn koordinatene for punktet i det øverste venstre hjørnet av kartgrunnlaget og oppgi korrekt målestokk. Koordinatene ble hentet fra [www.norgeskart.no](http://www.norgeskart.no) ved sammenligning av kartgrunnlaget mot [www.norgeskart.no](http://www.norgeskart.no) i samme målestokk. Videre er det lagvis oppbygning av de ulike informasjonslagene. Energiutregningene er utført med det innebygde tilleggsprogrammet WASP. Dette krever en egen lisens og det er benyttet Multiconsults lisens i denne oppgaven. Fordelen med WASP er at den utfører mer grundige energikalkulasjoner fordi den tar i bruk mer av informasjonen om landskapet og terrenget, samt at den har mer avanserte strømningsmodeller enn WP. [47]



Figur 24 – Skjermdump fra WindPRO med bakgrunnskart og ulike lagobjekt til høyre. Ror heter Ror på kartet.

#### 4.6.1 Laginndeling i WindPRO

Programmet er oppbygd lagvis, hvor hvert lag inneholder ulik informasjon.

Høydedata er innhentet fra en online database som er integrert i WP og definert som et eget lag. Det dekker hele kartgrunnlaget. Bygninger og andre hindringer i nærheten av aktuell turbinplassering ble lagt inn som obstacles i WP med grunnlag i informasjon om bygninger fra det kommunale GIS-kartet for Rygge kommune [49] og informasjon om høyder fra Roer gård.[35] Et lag med ruhet ble definert ut fra hvordan arealtypene er i ulike avstander fra gården. Ruhet defineres manuelt etter hvor mye det påvirker vindforholdene fra vann med faktor null til skog med faktor tre. Vann har da ingen påvirkning mens skog påvirker mest i denne sammenheng. Tabell 18 viser ruhetsfaktoren for de ulike arealtypene.

Tabell 18 – Ruhetsfaktorer

Arealtype	Ruhetsfaktor
Vann	0
Landbrukslandskap, Åpent	1,5
Landbrukslandskap, delvis åpent	2
Landbrukslandskap, delvis lukket	2,5
Skog	3
By	3

Det ble definert ruhet for et område like stort som kartgrunnlaget, minst 6 km radius fra Roer gård ut fra anbefalinger fra veilederen til WP.[47] Etter en manuell definering av ruhetsområdene ble dette konvertert til sammenhengende linjer i WP som er påkrevd i produksjonssimulering. Det ble også lagt inn et lag med skyggemottakere i nærheten av turbinplasseringene. Skyggemottakere er steder som boliger og andre interesser som vil kunne bli påvirket av skyggekast fra turbinen. Støyfølsomme områder ble også merket inn i en avstand inntil 500 meter fra turbinplasseringen.

#### 4.6.2 Vinddata

Tidsseriene som er omtalt i 4.4.3 Vinddata Roer gård ble hver for seg importert som et Meteo objekt i WP. Alle tidsseriene har oppgitte koordinater som ble plottet inn og disse ble vist som i Figur 16. Deretter ble tidsseriene korrelert og utregnet til langtidsserier ved hjelp av MCP modulen. Det ble benyttet regresjons- og matriseutregning for alle utregningene som omtalt i 4.4.3 Vinddata Roer gård for 20, 40 og 60 meters høyde over bakken.

### 4.6.3 Turbindata

Turbiner er omtalt som Wind Turbin Generator (WTG) i WP. Det er en innebygd katalog over en rekke turbiner som også er mulig å oppdatere online. Den inneholder allikevel ikke alle turbiner, og simuleringene er helt avhengig av en korrekt effektkurve for hver turbin for et bra resultat. Turbinene som er valgt i 4.3 Valg av turbin(er) eksisterte ikke i WTG katalogen i WP og måtte legges inn manuelt. Effektkurver og lydverdier ble da innhentet. Turbinen må legges inn som et eget lag i WP på den plasseringen som er bestemt.

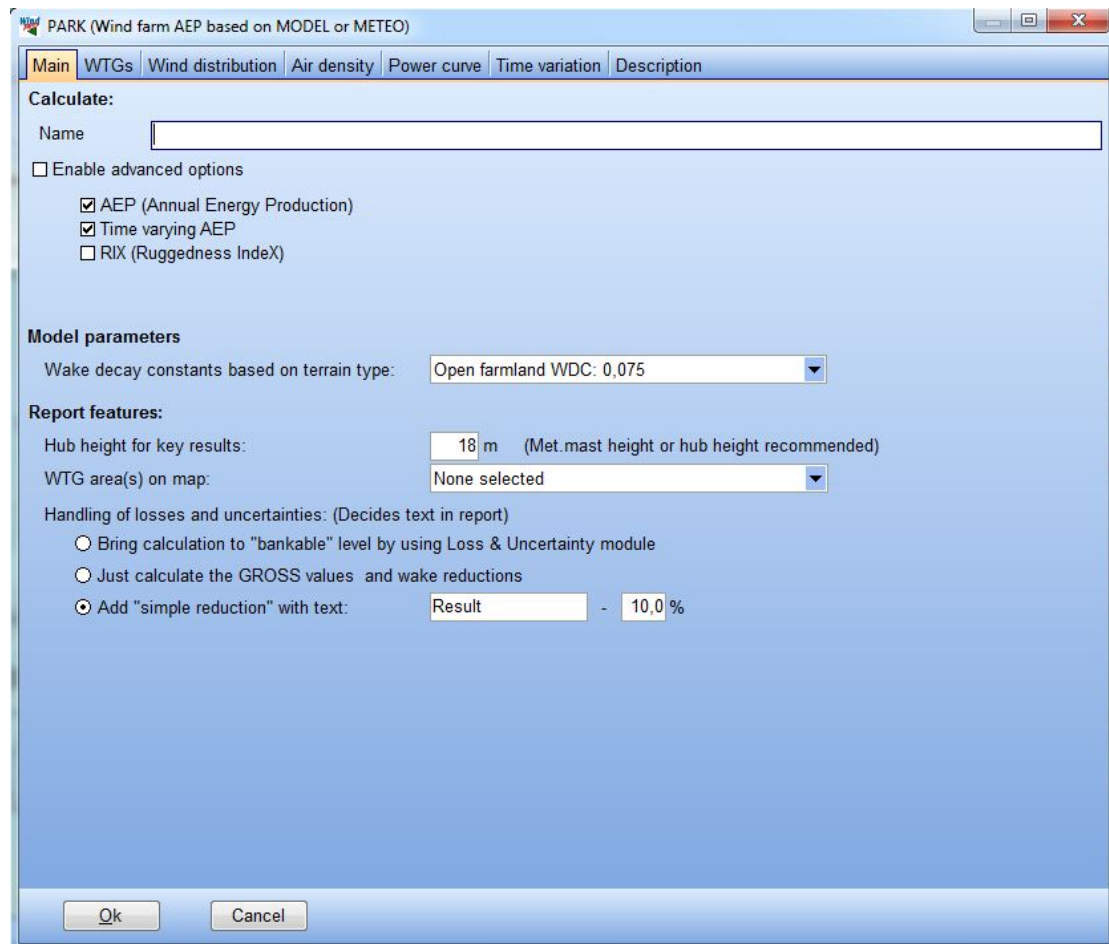
### 4.6.4 Innsamling av relevant data - Site data objekt

Det er valgt å bruke modulen WaSP INTERFACE for best mulig simulering av produksjon. Den er avhengig av et site data objekt på samme sted som turbinen skal stå. Site data objektet samler inn all aktuell informasjon for den valgte posisjonen. I dette inngår ruhetlinjer, hindringer, høydekurver og vinddata. Siden korrelasjonen er såpass god for vinddataene på alle stasjonene i 20, 40 og 60 meters høyde så velges det å bruke alle de kalkulerte langtidserverdiene for stasjonene 1080, 1081 1082 og 1083. Det må lages et site data objekt for hver av de valgte høydene. I site data objekt vil det bli vektet et gjennomsnitt av de fire målestasjonene. Vektingen avhenger av avstanden fra Site data objekt (turbinplassering) til hver målestasjon, hvor den nærmeste blir vektet mest. Site data objekt er ingen kalkuleringsmodul, kun en innsamling av data som skal brukes videre i WaSP INTERFACE. Det ble etablert site data objekter på samme lokasjon for 20, 40 og 60 meters høyder og disse ble lagt inn i et eget lag i WP.

### 4.6.5 Produksjonssimulering

Modulen PARK er valgt til produksjonssimulering fordi den har mulighet til å regne ut tidsvarierende energiproduksjon. Derfor velges Time varying AEP (annual energy production) i valgpanelet for utregning. Figur 25 viser skjermbilde av PARK modulen. Under Wind distribution fliken velges en av site data objektene etter hvilken høyde som er mest relevant for høyden på turbinen som skal kalkuleres. Det er også mulig å velge samme turbin med flere ulike høyder, siden de fleste turbinene kan leveres slik. Lufttetthet må også velges, og det benyttes en individuell justering for hver turbin basert på navhøyde. Klima data hentes automatisk fra nærmeste målestasjon, som er Rygge. Det brukes også en metode for å korrigere effektkurven, det er valgt det anbefalte alternativet i WP. I forhold til å matche produksjon og forbruk så er månedsverdier et nivå der produksjon og forbruk kan sammenlignes fra år til år. Tidsoppløsning på resultatene velges til måned. Times-, og døgn-, og ukesoppløsning er vurdert til å ikke gi noe utfyllende informasjon siden variasjoner i forbruket vil variere etter årlige variasjoner i vær med tanke på innhøsting, varme- og kuldeperioder, og da blir noe annet et månedsverdier vurdert som upresist i denne oppgaven. Referanseserie for vindvariasjon kreves for å finne en vindfordeling, og siden vindseriene er meget godt korrelert mot langtidsseriene så er det likegyldig hvilken av målepunktene som velges. Valget faller på den som ligger nærmest turbinplasseringene, 1080\_Rygge\_a1 i 60 meters høyde. 60 meter velges fordi den høyden gir en god sesongprofil uten store

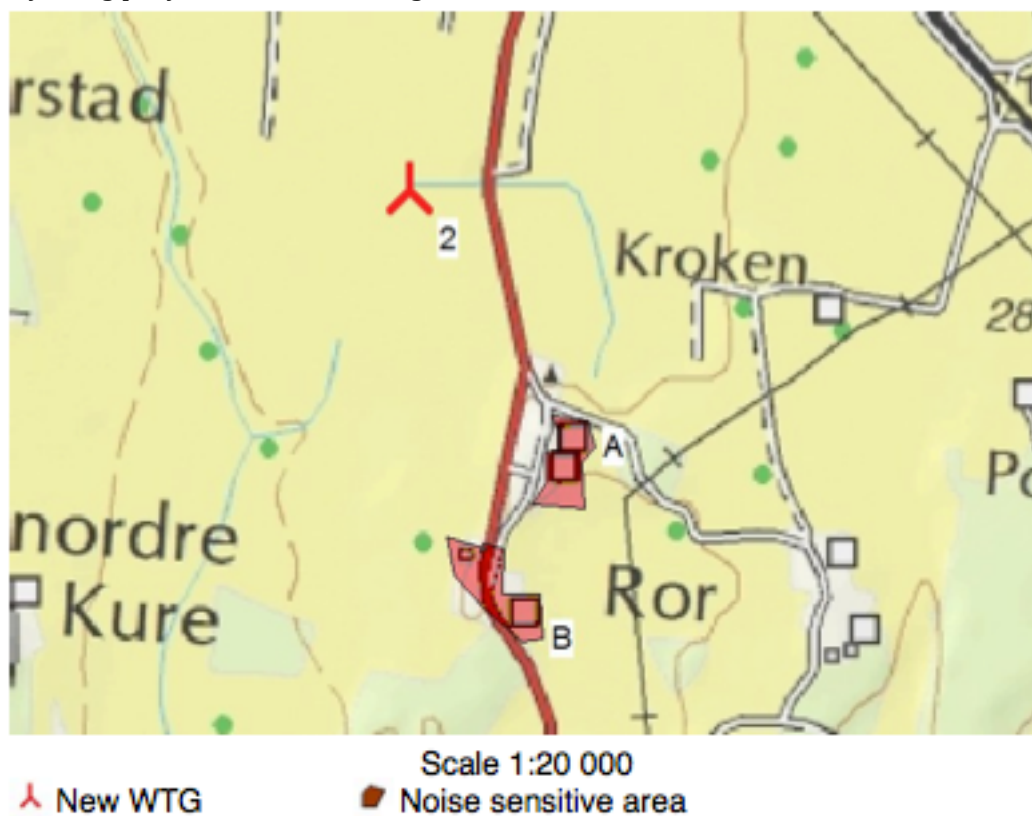
påvirkninger fra landskapet, siden den er såpass høy. Deretter kalkulerer WP produksjon for den valgte turbinen. Disse resultatene vil bli presentert i kapittel 5 Resultater.



Figur 25 – PARK modul i WindPRO

#### 4.6.6 Støysimulering

Det opprettes støyfølsomme områder A og B. Skjermdump fra WindPRO viser dette i Figur 26. A er Nordre-, og Mellem Roer, B er Søndre Roer. De er ikke vurdert at det er andre støyfølsomme områder i nærheten. Simuleringer i Windpro tar for seg verste mulige lydnivå fra turbinene og vurderer dette opp i mot avstand fra turbin til områdene. Simuleringene tar også for seg at fordeling av lydbølger er fordelt likt i alle retninger fra turbinen. Det er lagt et krav på maksimum 45 dBa til grunn i simuleringene, jf. kapittel 3.2.1 Bosetning. Simuleringene er utført ved vindhastighet på 8 m/s. Lydsimuleringer blir kun utført for S4-S5 siden det ikke lyktes å innhente lydverdier for WindEN 45 turbinen. WindEN er en såpass liten turbin at den vil sannsynligvis ikke lage mye lyd.[1] Resultatene fra S4-S5 med en mye større turbin vil gi sannsynligvis gi et resultat som er høyere enn WindEN 45, altså vil dette kunne gi en antydning på lydverdiene fra S2 og S3.



Figur 26 – Støyfølsomme områder



#### 4.6.7 Skyggesimulering

Skyggesimuleringene gjøres i WindPRO ved å definere de nærmeste boligene som skyggemottakere. Det simuleres et "worst case" hele året der følgende er antatt:

- Solen skinner hele dagen fra soloppgang til solnedgang.
- Rotoren står alltid 90 grader på linja fra turbinen til sola.
- Turbinen går hele tiden.

Worst case ble valgt for å finne de teoretisk maksimale skyggeverdiene. Faktiske skyggekast vil i virkeligheten bli lavere. Det simuleres på de turbinene som blir er valgt og brukt videre i resultatene. Figur 27 viser definerte skyggemottakere rundt turbinområdet, hvor Roer Nordre er A. Det er benyttet de høyeste turbinene som blir valgt i resultatene. Beregningene er begrenset til et område på 2000 meter fra turbinområdet. Det vil bli oppgitt timesverdier for hver av skyggemottakerne, og timesverdier for de aktuelle turbinene i resultatene.



Figur 27 – Skyggemottakere (Shadow receptor) rundt Roer gård.

#### 4.6.8 Usikkerhet

Usikkerhet i produksjonssimuleringene er en viktig del av resultatene, siden en mulig realisering av et av scenariene vil medføre investeringer. Derfor bør simuleringene gi et så godt svar på virkeligheten som mulig, men usikkerheter vil alltid opptre. Følgene usikkerheter er vurdert som påvirkende i denne oppgaven med usikkerheten i prosent. [47]

- Vindstatistikk, jf. Kapittel 4.4.2 Vindressurskart for Norge (15%)
- Terrengbeskrivelser, ruhet, hindringer og høyder ( 5%)
- Effektkurven ( 5%)
- Kalkulasjonsmetode (5%)

En vanlig metode for å estimere en samlet usikkerhet er å beregne en felles RMS verdi for usikkerhetene.[47] Ligning 12 viser denne utregningen:

$$\text{Usikkerhet} = \sqrt{(15^2 + 5^2 + 5^2 + 5^2)} = 17,3\% \quad (\text{Ligning 12})$$

Denne usikkerheten vil følge resultatene hele veien og må tas i betraktning ved en eventuell investering i prosjektet. Sensitivitetsanalysen tar for seg endringer i produksjonen og viser hvordan dette slår ut for det scenariet med lavest LCOE.

#### 4.6.9 Produksjonstap

Produksjonstap forekommer av ulike årsaker som:[47]

- Transformator tap før måling av produksjon
- Tilgjengelighet. At turbinen ikke er tilgjengelig på grunn av service eller lignende. (3%)
- Høye vindhastigheter. Noe tid må påregnes hvis turbinen må stanse ved vindhastigheter høyere enn det turbinen tåler. (0,3 %)
- Turbinen må stoppes på grunn av lydemisjon om natten, mye skyggekast i noen perioder, eller lignende.

Det ses bort fra transformator tap og at turbinen må stoppes som følge av lydemisjon om natten og skyggekast, siden det ikke har blitt anskaffet noen tapsverdier for disse. Derfor er direkte tap beregnet til 3,3 %. Dette vil bli fratrukket produksjonsresultatene.

### 4.7 Miljø, lover og rammebetingelser

#### 4.7.1 Konsekvenser for miljø og samfunn

Konsekvenser av en utbygging vil avhenge av størrelsen på turbin og antall turbiner. I dette tilfellet er det snakk om en til to turbiner hvis tiltaket enklest mulig skal slippe konsesjon, forutsatt at endring i energilov blir vedtatt, jf. kapittel 3.1.1. Influensområdet er satt til 5 km fra Roer gård. Ved valg av større turbiner, vil den påvirke landskap lenger unna gården enn en mindre turbin, siden den blir høyere og mer synlig. Dette kapitlet fokuserer på å legge frem fakta om hvilke verdier som finnes i området.[39]

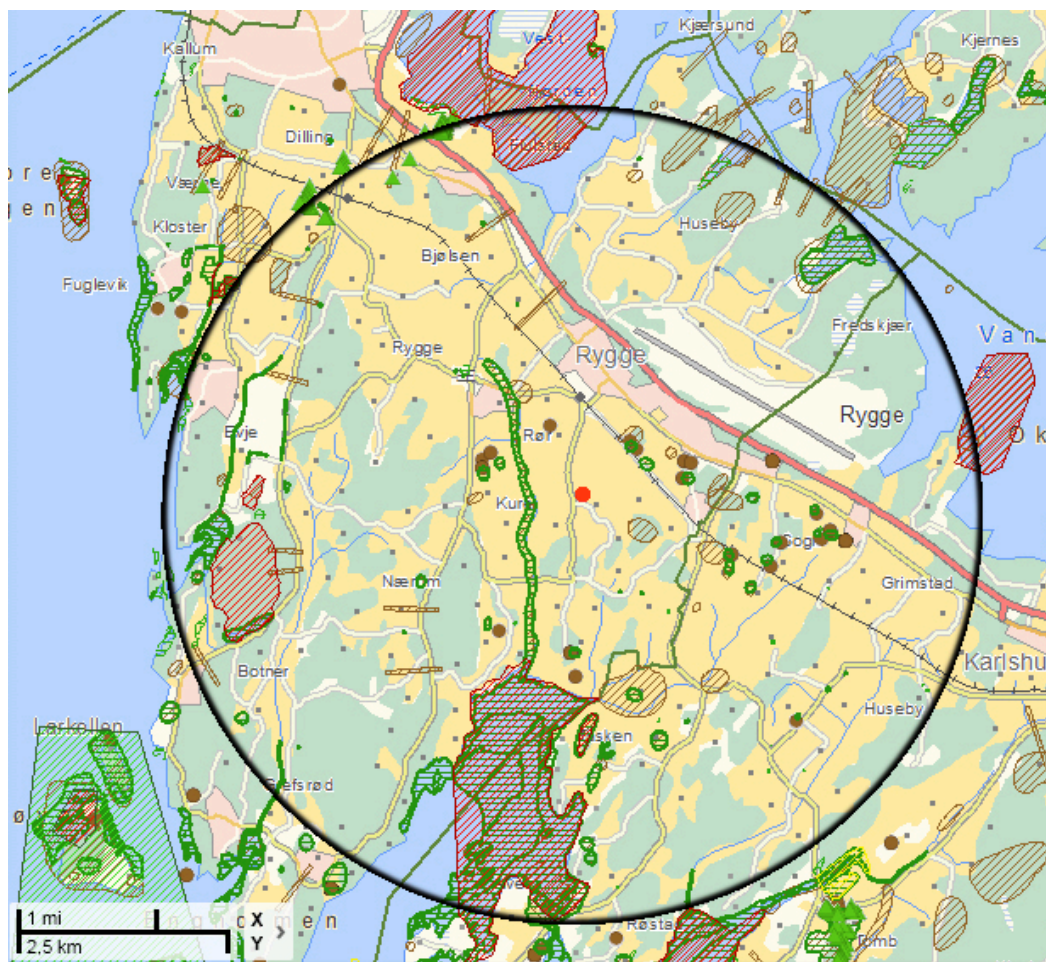
### Bosetning

Fra kapittel 3.2.1 Bosetning kommer det frem at støy, skyggekast og iskast er problemer som må tas hensyn til ved etablering av vindturbin.

Støy og skyggeberegninger tar utgangspunkt i det som ble bestemt i kapittel 4.5 Plassering av turbin(er). Fra Statkrafts rapport [17] er ikke dette et aktuelt tema under 300 moh. Det er også undersøkt med isingskartet som er laget av kjeller vindteknikk. Isingskartet indikerer laveste mulig ising som er 0-50 timer per år i det aktuelle området.[50]

### Flora, fauna og kulturminner

Direktoratet for naturforvaltnings har laget Naturbase, som er en web basert database med informasjon om "verneområde, statleg sikra friluftslivsområde og kartlagde område med utvalde naturtyper og økologiske funksjonsområde for prioriterte artar" i en felles database." [51] Ved søk på Nordre Roer, på kartet Ror nordre på alle tema i databasen så er det temaene verneområder, naturtyper, arter, kulturminner, skogbruksplan, arealressurser og rødlistearter som gir utslag. Søket er avgrenset til radius 5000 meter fra Roer gård etter anbefaling fra Multiconsult[39], se Figur 28 hvor Roer er merket som en rød prikk i midten.



Figur 28 – 5 km influensområde rundt Roer gård[51]

Forekomster som kan ha innvirkning på tiltaket jf. Kapittel 3.2 Konsekvenser for miljø og samfunn er oppført i Tabell 19. Flora vil ikke ha et større influensområde enn 3-400 meter fra Roer gård og er derfor ikke tatt med ved avstand større enn 400 meter.

Tabell 19 – Flora, fauna og kulturminne-forekomster innen 5 km radius fra Roer gård. [51]

Hva	Navn	Type	Nærmeste avstand	Himmelretning fra gården
Artsforekomst område	Kureåa (bekkedrag)	Yngleområde for: Myrsanger, Gulsanger Munk, Ringdue, Gresshoppesanger Møller, Nattergal, Rørsanger, Løvmeis, Hagesanger, Spettmeis	Ca. 500 m	NV - SV
Fredet kulturminne	Roerlunden	Gravhaug fra jernalder[52]	Ca. 100 m	Ø - SØ
Artsforekomst område	Hermannskogen skogholt ved jernbane Eggeroa	Yngleområde for: Gråhegre	Ca. 650 m Ca. 900 m Ca. 1600 m	Ø -SØ NØ Ø
Artsforekomst område	Myra, Sarpebakken	Yngleområde for: Vaktel Myrsanger	Ca. 2700 m	SØ
Artsforekomst område	Viersholmen	Leveområde for: Åkerrikse	Ca. 2100 m	SSØ
Tasken naturreservat	Tasken	Yngleområde for: Skogdue	Ca. 2600 m	S
Kurefjorden naturreservat	Kurefjorden naturreservat	Viktig beite-, hekke-, og overvintringsområde for fugl. Våtmarksområde	Ca. 2000 m	SSØ -SSV
Kajalunden naturreservat Yngleområde	Kajalunden naturreservat	Yngleområde for: Skogdue Dvergspett Myrsanger Nattergal Svartspett	Ca. 3900 m	V

Artsforekomst område	Værne Kloster	Yngleområde for: Gråhegre Myrsanger	Ca. 4500 m	NV
Artsforekomst område	Vestre Vansjø naturreservat	Yngleområde for 36 forskjellige typer fugl. Konstatert 16 hekkende arter og 5 sannsynlig hekkende fugler.[51]	Ca. 4200 m	NNV - N
Artsforekomst område	Kjellerødskogen	Leveområde for: Storfugl Orrfugl	Ca. 4200 m	NNØ
Artsforekomst område	Kilebukta	Yngleområde for: Knoppsvane	Ca. 4200 m	NNØ -NØ
Artsforekomst område	Fredskjærskilen	Yngleområde for 12 fuglearter.	Ca. 3900 m	NØ
Moskjæra naturreservat	Moskjæra naturreservat	Våtmarksområde i Vansjø. Registrert 33 arter, 16 hekket i området pr. 1986. [51]	Ca. 4800 m	ØNØ - Ø

#### Landbruk, landskap og friluftsliv

Det må avsettes areal til vei, oppstillingsplass og fundament til turbinen. Roer gård ønsker at den skal være plassert på egen eiendom og derfor vil det beslaglegge noe landbruksareal. Det er ønskelig med en plassering i nærheten av grøft eller annen naturlig avgrensning i arealene, slik at arealtapet blir minst mulig.[35] Landskapsmessig vil turbinen bli mer eller mindre synlig avhengig av hvor stor den blir. Dette vil variere med de ulike scenariene. Fra kriteriene i kapittel 3.2.3 så er det kun historiske landskap som er aktuelt for Roer, da Roerlunden gravplass fra jernalderen er en uaktuell plassering. I forhold til friluftsliv så er ikke området mye brukt til friluftsliv. Det bedrives jakt på jordene og det er ikke i særlig konflikt med tiltaket. Basert på tilgjengelig informasjon så er ikke tiltaket i direkte konflikt med de nevnte verneområdene og leveområdene for fugl, men det må gjøres en nærmere vurdering av miljøkonsekvensene ved en eventuell utbygging.





### Konflikter med flytrafikk og radar

Avstander til flytrafikk og radar er hentet fra naturbase og er oppgitt i Tabell 20.

Tabell 20 – Flytrafikk og radar innen 5 km radius fra Roer gård.

Hva	Bruksområde	Avstand Roer	Himmelretning fra Roer
Rygge flyplass	Luftfartstrafikk med rullebane i NV-SØ retning.	Ca. 2000 m	NNØ - SØ
Forsvarets radar	Overvåke lufttrafikk	Ca. 3500 m	NØ

Etter retningslinjer i kapittel 3.2.4 så er det ikke anbefalt å anlegge vindturbin i flyplassens lengderetning. Dette er ikke et problem da Roer ligger parallelt med rullebanen på Rygge. Forsvaret har en radar i forbindelse med sin aktivitet på Rygge og retningslinjene for vindturbin i nærheten av radar er en minimumsavstand på 10 km fra radaren.[53] Dette bare et problem hvis det er fri sikt mellom radar og vindturbin. På Roer vil det bli tilfelle hvis turbinen skal over tretopphøyde da radaren er plassert en del høyere enn Roer gård og det vil bli fri sikt. Ved fri sikt er praksisen til forsvaret at det kan gjøres unntak i enkelt tilfeller, men det er vanskelig å få til. Radaren kan også bygges om for å utelukke vindturbinen, men det til bli en merkostnad som vil skrinlegge hele prosjektet i denne oppgaven og blir ikke omtalt videre. Forsvarsbygg har undersøkt plasseringen til gården i forhold til radaren og det viser seg at selv med 18 meters navhøyde så vil turbinen sannsynligvis bli synlig på radaren. [53]

#### 4.7.2 Lover og rammebetingelser

##### Fritak for konsesjon

Endringen i energiloven vil medføre at grensen for å søke konsesjon vil bli 500 kW samlet installert effekt fordelt på en eller inntil to turbiner, i stede for dagens 1000 V grense. Av høringsuttalelsene som foreligger så er samtlige positive til endringen. Hvis denne ikke trer i kraft og prosjektet skal bli gjennomført uten konsesjon, så må prosjektet ikke medføre installasjon av komponenter som overstiger 1000 V. Oppgaven tar utgangspunkt i at endringen blir vedtatt. Det tas også utgangspunkt i at vindturbinen vil inngå som en tilleggsnæring i landbruket og faller under betegnelsen landbruk pluss. Dette fordi turbinen vil redusere strømutfgiftene og vil kunne generere inntekt i form av strømsalg.

##### Tillatelse plan- og bygningsloven

For en enklest mulig gjennomføring er det ønskelig at tiltaket blir regnet som stedbunden næring, jf. Kapittel 3.1.2. Roer gård ligger i et LNF område i kommunedelplanen til Rygge. [49]Anlegget må i vesentlig grad forsyne gården med egen energi for at det skal bli godkjent som byggetiltak knyttet til stedbunden næring i LNF området. En turbin utenfor disse rammene vil ikke inngå i LNF området, og det vil måtte utarbeides en egen reguleringsplan eventuelt dispensasjon fra gjeldene regelverk.



## 4.8 Inntekter

### 4.8.1 Inntekter fra strømsalg

Eksport av energi fra gården samt redusert strømgifter er definert som inntekten fra produksjonen. Dette er oppført som to poster i vedlegg 7-10, avhengig av om strømmen forbrukes selv eller selges tilbake på nettet. Produksjon fra turbinen blir en inntekt uansett om gården bruker energien selv eller om den blir solgt. Alternativet uten turbin hadde vært å kjøpt den samme energimengden til samme pris. Dermed vil den produserte energien bli sett på som en inntekt uavhengig om den selges til nettet ellet blir forbrukt selv. For å regne ut en fremtidig inntekt fra salg av energi er det benyttet forwardkontrakter frem til og med 2018. Det er valgt siden historiske priser gir lite informasjon om et marked hvor det bygges ut mye ny produksjon. Forwardkontraktene på NASDAQ OMX commodities omsettes pr. 5 mars 2013 for følgende i Tabell 21.

Tabell 21: Forwardkontrakter hentet fra NASDAQ OMX commodities tirsdag 5. mars 2013. [54]

Produktnavn	BID/ASK (EUR/MWh)	kr/ MWh <sup>9</sup>
ENOYR-14	37,20 / 37,30	277,90
ENOYR-15	36,00 / 36,10	268,95
ENOYR-16	35,20 / 35,40	263,75
ENOYR-17	36,45 / 36,65	273,05
ENOYR-18	37,85 / 38,00	283,00
Gjennomsnitt forventet spotpris 2014 - 2018		273,33

ENOYR-14 står for Electric Nordic Forward år 2014. Det er forventet gjennomsnittpris i 2014. Den gjennomsnittlige prisen vil bli brukt i de økonomiske beregningene. Det vil være en nødvendig forenkling fordi det er utenfor denne oppgavens rammer å gå nærmere inn på prisvariasjon i et fremtidig kraftmarked. Strømprisene vil uansett variere over året, da det typisk er lave priser om vår og sommer og høyere priser om vinteren. Det sees bort fra dette i oppgaven, da det kompliserer utregningene og usikkerhetene blir større som følge av flere antakelser.

### 4.8.2 Inntekter fra støtteordninger

Elsertifikater er den aktuelle støtteordningen som er innført i Norge for produksjonsanlegg. Tabell 2 oppgir et differensiert gebyr for godkjenning av anlegg. Det er hentet inn priser på elsertifikater som er oppgitt i Tabell 22.

Tabell 22 – Spotpris på elsertifikater 12.04.13 [55]

Produkt	Bid/Ask (SEK/MWh)	Kr/MWh <sup>10</sup>
Spot elsertifikat	220/225	200,25

<sup>9</sup> Valutakurs 1 EUR = 7,45 Kr. (05.03.2013)

Forenkler og bruker salgsprisen. (ASK)

<sup>10</sup> 1 SEK = 0,89 NOK (12.04.13) Forenkler og bruker salgsprisen. (ASK)

Ligning 13 viser utregning av minste totale produksjon i anleggets levetid som kreves for at det skal forsvare seg å søke om elsertifikater for anlegg under 100 kW. Dette er ikke årlig produksjon, men samlet produksjon i elsertifikatperioden på 15 år. 15 000 kr er et engangsgebyr. Det sees bort fra mindre administrasjonskostnader for elsertifikatene.

$$\frac{15\,000\text{ kr}}{200,25\text{ kr/MWh}} = 74,9\text{ MWh} = 74\,900\text{ kWh} \quad (\text{Ligning 13})$$

(Ligning 14 viser utregning av minste produksjon i 15 års perioden for at det skal forsvare seg for anlegg mellom 100 kW og 5 MW. Gebyret for denne størrelsen er 30 000 kr.

$$\frac{30\,000\text{ kr}}{200,25\text{ kr/MWh}} = 149,8\text{ MWh} = 149\,800\text{ kWh} \quad (\text{Ligning 14})$$

Dette er samlet minsteproduksjon over 15 år, og hvis anleggene overstiger produksjon utregnet i Ligning 13 og (Ligning 14 så vil det være lønnsomt å søke om elsertifikater. Disse tallene er basert på dagens spotpris på elsertifikater og disse kan endre seg. Prisen som er innhentet vil bli benyttet videre i oppgaven.

#### Opprinnelsesgarantier

Fra 3.3.1 Inntekter medfører utstedelse av opprinnelsesgarantier en årlig kostnad på 15 000 kr. Priser på opprinnelsesgarantier er innhentet og oppgitt i Tabell 23. [55]

Tabell 23 - Opprinnelsesgarantier[55]

Produkt	Bid/Ask (EUR/MWh)	Kr/MWh <sup>11</sup>
GOO hydro 2013 <sup>12</sup>	0,15 / 0,22	1,64

For at det skal forsvare seg å betale et årlig gebyr så må årlig produksjon være av et vesentlig volum. Dette volumet blir utregnet i Ligning 15.

$$\frac{15\,000\text{ kr}}{1,64\text{ kr/MWh}} = 9146,3\text{ MWh} = 9,15\text{ GWh} \quad (\text{Ligning 15})$$

Ligning 15 viser at en årlig produksjon over 9,15 GWh forsvare en årlig utgift på 15 000 kr. I denne oppgaven med en maksimal installert effekt på 250 kW (S4 og S5) vil

<sup>11</sup> 1 EUR = 7,45 Kr. (05.03.2013) Forenkler og bruker salgsprisen (Ask).

<sup>12</sup> (Guarantee Of Origin, GOO)



ikke dette være teoretisk oppnåelig i løpet av et år.<sup>13</sup> Det velges derfor å se bort fra inntektsmuligheten fra opprinnelsesgarantier videre i oppgaven.

#### 4.8.3 Nettleie

Nettleie er definert som inntekt i denne oppgaven, siden det er ønskelig å spare nettleie ved å produsere energien selv. Derfor er nettleie en mulig inntekt siden alternativkostnaden er å kjøpe energien. Redusert nettleie vil da fremstå som en bespart nettleiekostnad. Hafslund netts nettleiepriser for bedrifter og næringsdrivende beskriver at anlegg med overbelastningsvern over 125 A ved 230 V, samt anlegg med årsforbruk over 100 000 kWh skal ha effektavregning. For plusskunder som har effektavregning så tolkes plusskundeordningen til at de blir belastet slik de ville blitt uten egen produksjon.[26] I Hafslunds nett blir dette oppsummert i Tabell 24. Effektledd avregnes etter høyeste registrerte effektuttak per måned, jf. Kap. 3.3.2 Kostnader. Bruk av reaktiv effekt medfører økte tap ved at det bruker overføringskapasitet i nettet. Ved effektuttak over 50 kW og effektfaktor under 0,9 så kan Hafslund kreve at effektfaktoren forbedres. Reaktiv effekt vil ikke omtales videre i oppgaven.[56]

---

<sup>13</sup> 250 kW \* 8760h = 2,19 GWh. 2,19 GWh < 9,15 GWh. (1 år = 8760 timer)

Tabell 24 – Effekttariffer Hafslund bedriftskunder 2013 [56]

Effekttariff		Fastledd (kr/mnd.)	Effektledd (kr/kW*mnd.)		Energiledd <sup>14</sup> (øre/kWh)	
			Sommer apr- okt	Vinter nov - mar	Sommer apr- okt	Vinter nov - mar
Lavspenning 230 V og 400 V	Uttak	480	25	74	4,25	6,40

Det er utregnet nettleiekostnader for årene 2011 og 2012 basert på timesverdier benyttet i 4.1.1 Dagens behov. Effekttariffer til utregning er hentet fra Tabell 24. Det sees bort fra prisstigning da de innhentede prisene benyttes for utregning av nettleien i både 2011 og 2012. Alle utregninger er uten MVA. Tabell 25 viser gjennomsnittlige nettleiekostnader. Vedlegg 6 viser utregnede nettleiekostnader for 2011 og 2012.

Tabell 25 – Gjennomsnittlige nettleiekostnader 2011 og 2012

Gj. snitt 2011 - 2012	Maks effekt (kW)	Forbruk måned (kWh)	Fastledd (kr/mnd)	Effektledd (kr/mnd)	Energiledd (kr/mnd)	Totalt nettleie (kr/mnd)	Gj. Snitt nettleie (kr/kWh)
Januar	34	18 063	480	5 495	3 253	9 228	0,51
Februar	33	15 486	480	2 686	2 789	5 955	0,38
Mars	27	10 687	480	2 327	1 925	4 732	0,44
April	35	13 510	480	899	2 143	3 522	0,26
Mai	24	11 357	480	682	1 801	2 963	0,26
Juni	13	4 997	480	329	793	1 602	0,32
Juli	19	5 153	480	509	817	1 806	0,35
August	25	6 379	480	662	1 012	2 154	0,34
September	18	11 740	480	717	1 862	3 059	0,26
Oktober	60	23 848	480	1 487	3 782	5 749	0,24
November	51	22 068	480	3 508	3 974	7 962	0,36
Desember	51	23 325	480	3 523	4 201	8 204	0,35
Sum (år)		166 611	5 760	22 819	28 352	56 936	0,34

#### 4.8.4 Mulighet som plusskunde

Plusskunder defineres som sluttbruker med produksjon som ikke overstiger årlig forbruk, men som i enkelte driftstimer har overskudd av kraft som kan mates inn i nettet, jf. Kapittel 3.3.3 Plusskunder. Det er ikke fastsatt at det skal være noe skille mellom om sluttbruker er privatperson eller en bedrift.[2] Tariffer for plusskunder hos Hafslund oppgitt i Tabell 26. Videre i beregninger er det tatt utgangspunkt i at plusskunden får spotpris på energi levert tilbake til nettet. Tabell 26 oppgir energiledd for uttak til 18,49, samt et årlig fastledd på 600 kr. Disse tallene vil ikke bli benyttet da

<sup>14</sup> I tillegg kommer forbruksavgift jf. Kapittel 3.3.2 Kostnader. Den inkluderes i dette leddet i utregningen videre i oppgaven.

dette gjelder for vanlige husholdninger. Siden gården har effektavregning blir energileddet på uttak er definert etter effekttariffene så blir disse gjeldene hvis anlegget er definert som plusskunde. Tabell 24 oppgir effekttariffene hos Hafslund.

Tabell 26 - Tariffer for plusskunder hos Hafslund[2]

Plusskundetariff		Fasteledd (Kr/år)	Energiledd (Øre/kWh)		
			Sommer apr – okt	Vinter dag nov-mar	Vinter natt/helg nov – mar
Lavspenning 230 V og 400 V	Uttak	600	18,49		
	Innmating - tapsledd	-	-4,25	-6,40	-6,40
	Innmating - kraftkjøp	-	- løpende pris hos Nord Pool Spot		

#### 4.8.5 Mulighet som gårds- og grendeverk

Hvis produksjonen ikke skal gå til eget forbruk, men i hovedsak selges på nett så vil tiltaket ikke være en plusskunde og det er aktuelt å vurdere ordningen Gårds- og grendeverk (G&g). Innmatingstariffer hos Hafslund Nett for produksjonsenheter er oppført i Tabell 27. Dette er ikke spesielt for G&g siden disse har tariffer på lik linje med andre produksjonsenheter. Se kapittel 3.3.4

Tabell 27 – Nettleiepriser for lokal innmating i Hafslunds distribusjonsnett[2]

Tariffgruppe	Residualledd (Øre/kWh)	Energiledd (Øre/kWh)	
		Vinter nov - mar	Sommer apr - okt
Tariff IET Lavspenning innmating 230 V og 400 V	0,80	-6,40	-4,25

Energileddet avregnes etter målt energiutveksling i innmatingspunktet i den aktuelle tidsperioden. Residualleddet beregnes som omtalt i kapittel 3.3.4. Tariffer for uttak vil bli som i dagens situasjon. Det er tatt utgangspunkt i at produsent som ligger under gårds- og grendeverk ordningen får spotpris på energien som blir levert tilbake.

#### 4.9 Kostnader

Kostnadene vil bestå av investeringskostnader og driftskostnader. En årlig servicekostnad med avtaletid på fem år vil koste 12000 kr/år.[1] Denne benyttes for alle scenariene og antas at vil bli brukt i hele levetiden. Forsikringskostnader er innhentet for WindEN 45 (S2-S3). For WTN 250 (S4-S5) har det ikke lyktes å innhente et tilbud, og

det er antatt at det vil koste 10 000 kr/år. Tabell 28 oppgir forsikringene for de ulike turbinene. Kostnadene vil bli avrundet til nærmeste 50 000 kr siden det er store usikkerheter forbundet med dem.

Tabell 28 – Forsikringskostnader S2-S5[1]

Turbin	Forsikringskostnad kr/år
WindEN 45	2 900
WTN 250	10 000

#### 4.9.1 Scenario 2 – 45 kW turbin

45 kW vil ikke medføre utbygging av transformator eller kabler. Investeringskostnadene blir da i hovedsak turbinkostnad og bygging av turbinen, samt innkjøp og legging av kabel fra turbin til gården. Det benyttes turbinen på 36 meters høyde, jf. Kapittel 4.3 Valg av turbin(er). Hafslund nett vil sannsynligvis kreve at det installeres en lastbryter ved transformatoren til 17 kV. [2] For større effektstørrelser kan det komme krav fra Hafslund om å installere en målecelle på høyspenningssiden i transformatoren, men for størrelser opp mot 100 kVA er ikke dette aktuelt.[2] Kabeltype og -størrelse vil variere ut fra effektstørrelsen på turbinen. Oppgaven vil ikke gå nærmere inn på kabelteknologi og størrelser, så det blir gjort en forenkling og valgt samme kabeltype som den jordkabelen som i dag forsyner gården. Dette må detaljplanlegges og beregnes nærmere ved en eventuell utbygging. Lengden er satt til ca. 450 meter mellom hovedsikring på gården og valgt turbinplassering. Det trengs ikke parallell i S2 og S3 da halvparten av 251 kVA er mer enn nok i disse scenariene. Det er innhentet priser på kabel og lastskillebryter.[57, 58] Priser på turbin er hentet fra 4.3 Valg av turbin(er). Det er hentet inn pris på ny strømmåler som er oppført i Tabell 29. Denne måleren kan brukes for alle scenariene og vil bli benyttet videre i utregningene.

Tabell 29 – Kostnader scenario 2

Komponent	Antall	Enhetskostnad NOK u/MVA	Totalt NOK u/MVA
TFXP 1 kV 2x4x240 AL <sup>15</sup> jordkabel[58]	350 m	350 kr /m	157 500
Kabelgrøft i løsmasser[58]	300 m	300 kr/m	135 000
Kryssing av fylkesvei med grøft for jordkabel [58]	1	10 000	10 000
Måler for produksjonsanlegg kl.1 m/fjernavlesning	1	8 875	8 875
Lastskillebryter[57]	1	15 000	15 000
Turbinkostnad (36 m)	1	1 340 000	1 340 000
Sum kostnader			1 666 375
Sum kostnader avrundet			1 650 000

<sup>15</sup> Inkludert jordtråd og dekkbord

#### 4.9.2 Scenario 3 – Optimal effektstørrelse for dagens forbruk

Det forutsettes at det benyttes to WindEN 45 turbiner. Simuleringer vil vise hvordan dette vil slå ut. Det er ikke hentet inn priser på andre turbiner, og derfor vil det være hensiktsmessig å benytte de som allerede er hentet inn.

Tabell 30 – Investeringskostnader S3

Hva	Antall	Kostnad NOK u/MVA	Totalt NOK u/MVA
Turbin inkl. montering og produksjonsmåler	2	1 340 000	2 680 000
Lastskillebryter	1	15 000	15 000
Kabel fra turbin til gård	1	302 500	302 500 <sup>16</sup>
Måler	1	8 875	8 875
Sum kostnader			3 006 375
Sum kostnader avrundet			3 000 000

#### 4.9.3 Scenario 4 –250 kW turbin med dagens forbruk

##### Transformator

200- 250 kW turbin vil kreve utskifting av transformator. Ved oppgradering av transformator så vil denne måtte plasseres på bakken ved tilknytningspunktet. Figur under viser 17 kV tilknytningspunkt til gården. Den står i Roerlunden som er en fredet gravhaug , jf. 4.7.1 Konsekvenser for miljø og samfunn. Transformator i bakkestasjon må etableres utenfor fredet område, så det krever ombygging av 17 kV nettet for å få gjennomført det. Oppgaven går ikke nærmere inn på dette temaet, men det må tidlig avklares med Hafslund om dette lar seg gjøre hvis scenario 4 eller 5 blir valgt. [58]



Figur 29 – Nettilknytningspunktet 17 kV/ 230 V til gården med 100 kVA transformator i mast. [2]

##### Strømkabler

Kablene inn til gården har en anbefalt maksimal kapasitet på 251 kVA ved 230 V. De er dimensjonert for større strømmer, så de vil tåle høyere effekter i korte perioder. Det er valgt samme kabel som i S2 og S3 mellom turbin og gård men i S4 og S5 blir den lagt i parallell, altså det trengs to kabler á 450 meter. Turbinen WTN 250 som er valgt har en generatorspenning på 400 V. Det er hensiktsmessig å ha denne spenningen frem til gården, eventuelt helt frem til dagens transformator i 17 kV nettilknytningspunkt. Fordelen med dette er å minske overføringstap. Det vil kreve en transformator som har transformerer

<sup>16</sup> Fra kostnader S2: kabel + graving+ kryssing av vei = 302 500 kr

400 / 230 V, siden det er ønskelig å bruke energi direkte i gårdsdriften. I et worst case ved null forbruk på gården og maksimal effekt på turbinen vil dagens kabler overgå anbefalt belastning. Det må vurderes nærmere om dette er forsvarlig ved et valg av denne løsningen. Tabell 31 viser kostnadene ved ulike størrelser på transformatoren. Dette er kostnader som vil inngå i anleggsbidraget. Transformatoren i nettilkoblingspunktet på dimensjoneres for større tilsynelatende effekt enn produksjonsenheten kan levere. For eksempel krever en turbin på 200-250 kW at det installeres en trafo på 315 kVA. Kostnaden med utskifting av transformator går ut på differansen mellom dagens og en ny transformator. Ved å sette inn en ny transformator vil det bli tilbakebetalt ca. 12 000 for dagens 100 kVA transformator. Det inkluderes også en målecelle på høyspenningssiden av transformatoren, siden det sannsynligvis vil komme krav om dette. [59]

Tabell 31 – Veiledende transformastorkostnader[57]

Kapasitet <sup>17</sup>	Listepris NOK <sup>18</sup>	Montering NOK <sup>19</sup>	Sum trafo NOK
200 kVA	46 000	12 000	58 000
315 kVA	58 000	12 000	70 000
500 kVA	80 000	12 000	92 000

Tabell 32 – Investeringskostnader S4

Hva	Antall	Enhetskostnad NOK u/MVA	Totalt NOK u/MVA
Turbin inkl. montering og produksjonsmåler (40 m)	1	4 900 000	4 900 000
Lastskillebryter [57]	1	15 000	15 000
Høyspenning målecelle[57]	1	100 000	100 000
Kabel fra turbin til gård	2	302 500	605 000
315 kVA transformator inkl. Montasje	1	70 000	70 000
Måler	1	8 875	8 875
Tilbakebetaling 100 kVA transformator	1	- 12 000	-12 000
Sum kostnader			5 686 875
Sum kostnader avrundet			5 700 000

<sup>17</sup> Standard kapasiteter for transformatorer i Norge. [57] M. Trafo, "listepriser transformatorer," ed, 2013.

<sup>18</sup> Entreprenører har rabattavtaler med Møre Trafo, så faktiske priser vil ligge under listepris. [57] ibid.

<sup>19</sup> Det må påregnes en feilmargin i denne kostnaden siden den er generell. [59] I. N. AS, "Kostnadsoverslag transformator og montering ", ed. Infratek: Lasse Solbakken, 2013.

#### 4.9.4 Scenario 5 - 250 kW turbin med fremtidig forbruk

Det benyttes samme turbin som i Scenario 4. Dermed er investeringskostnaden beregnet til 5 700 000 NOK. Investeringer til nytt utstyr for større forbruk er ikke medregnet, da den investeringen vil bli gjort uavhengig av denne oppgaven.

#### 4.10 Økonomiske beregninger

Det benyttes utregning basert på nåverdiprinsippet forklart i kapittel 3.3.5. Siden dette er en investering i et kraftverk er det også hensiktsmessig å benytte levelized cost of electricity (LCOE). Beregningene tar utgangspunkt i en levetid på 20 år, siden begge turbinene er oppgitt med 20 års levetid. Anbefalt avkastningskrav for små vannkraftverk ligger mellom 5-7%.[60] Det tas utgangspunkt i dette og det velges derfor et avkastningskrav på 6 % i de økonomiske beregningene. Det vil også bli vist NPV for ulike avkastningskrav. Alle nåverdiberegninger er før skatt. Dette er tatt ut for å forenkle i forhold til rentefradrag , avskrivninger og andre skattemessige forhold som spiller inn.

##### 4.10.1 Nåverdi

Nåverdien av de årlige kontantstrømmene diskonteres ved hjelp av funksjonen i Microsoft Excel som heter NPV (Net Present Value). For enkelhet skyld omtales netto nåverdi som NPV videre i oppgaven siden dette uttrykket benyttes i Excel. Resultatet blir da dagens verdi av de fremtidige kontantstrømmene. Dette resultatet fratrukket investeringskostnaden er NPV i prosjektet. Det blir regnet ut NPV for hvert scenario sammen med LCOE i samme regneark. Regnearkene for hvert scenario er vedlagt i vedlegg 7-10. Levetiden i prosjektet er satt lik levetiden til turbinene, som i alle scenarier er 20 år.

Utregningene av redusert nettleie for resultatet i 5.5 Økonomiske resultater blir basert på gjennomsnittsforsbruk i årene 2011 og 2012 fra Tabell 25. Det viser seg at muligheten for å redusere nettleie ligger i å redusere effektledet og energiledet. Siden det er lite sannsynlig at vindturbinene skal produsere for å dekke de høyeste effektuttakene, så sees det bort fra effektledet og mulighetene ved å redusere dette. Fastledet vil bli som tidligere og dermed er det energiledet som kan reduseres. De økonomiske beregningene tar anta i at plusskunde blir aktuelt for Scenario 2 – 3, mens gårds- og grendeverk blir aktuelt for scenario 4 og 5. Dette er en antakelse, og det kan være mulig at de større anleggene kan bli godkjent som plusskunde, men det er gjort en forenkling som sier at S2-S3 er plusskunde og S4-S5 blir gårds- og grendeverk. Dette tilsier da at energiledttariffene for sommer og vinter som benyttes er like for plusskunder og g&g, mens som gårds- og grendeverk vil det komme et residualledd i tillegg. Dette vil da inngå i Scenario 4 og 5. Siden nett-tariffering av plusskunder vil foregå etter en praksis som tar utgangspunkt i de tariffene (nettleien) kunden ville måtte betalt uten egen produksjon, jf. Kapittel 3.3.3 Plusskunder, så vil ikke energiledet for uttak og fastledet i Tabell 26 - Tariffer for plusskunder hos Hafslund[2] være gjeldende. Det tas utgangspunkt i at innmatingen blir tariffert etter Tabell 26, mens uttak til energiled, effektledd og fastledd følger Tabell 24 – Effekttariffer Hafslund bedriftskunder 2013



[56]. Det vil også bli vist hvilken investeringskostnad som gir en nåverdi lik 0 kr ved 6 % rente. Dette er altså den maksimale investeringskostnaden prosjektet kan betjene ved 6 % avkastningskrav. Det er forutsatt at alle scenariene søker om elsertifikater og får disse i 15 år, da det er stor sannsynlighet at inntektene fra elsertifikater i løpet av 15 år overstiger gebyret til godkjenning av elsertifikater. Det er også forutsatt at alle turbinene får elsertifikater av brutto produksjon, altså målt på generatoren før uttak på gården.

Tabell 33 viser oppsettet for utregning av innbetalinger og utbetalinger. Denne finnes utfylt for hvert scenario i vedlegg 7 - 10. Vedlegg 11 gir en nærmere forklaring til utregningene, samt formlene som er brukt i utregningene i excel.

Tabell 33 – Årlig kontantstrøm

	Antall	Kostnad	Totalt
<b>Investeringskostnad</b>			
Total investeringskostnad			
Gebyr grønne sertifikater			
<b>Sum investeringskostnad</b>			
<b>Innbetalinger årlig</b>			
Salg av strøm fra gården <sup>20</sup>			
Salg av elsertifikater (kr/kWh)			
Redusert nettleie			
Redusert strømregning			
<b>Sum innbetalinger</b>			
<b>Utbetalinger årlig</b>			
Forsikring (kr)			
Residualledd <sup>21</sup>			
Årlig service (kr)			
<b>Sum utbetalinger</b>			
<b>Netto årlig kontantstrøm</b>			

<sup>20</sup> Dette er salg av energi i eksportsituasjoner.

<sup>21</sup> Residualledd på 0,80 øre/kWh blir en kostnad på turbinene som ikke går under plusskundeordningen. Gårds- og grendeverk ordningen er omfattet av dette.

#### 4.10.2 Levelized Cost Of Electricity (LCOE)

Utrekning av denne gjøres i samme Excel ark som NPV og vises parallelt med NPV i økonomiske resultater. Utrekningene finnes i vedlegg 7-10.

#### 4.10.3 Internrente

Det velges også å inkludere internrente i de økonomiske analysene. Internrenten viser prosjektets avkastning i prosent. Dette for å vise hvilken avkastning som er forventet i de ulike scenariene. Internrente beregnes ved å bruke funksjonen IRR i excel og blir utregnet sammen med NPV og LCOE. [32]

Internrenten presenteres i 5.5 Økonomiske resultater.

#### 4.10.4 Sensitivitetsanalyse

Det vil bli laget en sensitivitetsanalyse på det scenariet med lavest LCOE, altså scenariet som kommer ut med lavest kostnad per kWh (kr/kWh) blant alle scenariene. Den vil vise forskjellen i LCOE ved prosentvis endring i faktorene årlige kostnader, investeringskostnad og avkastningskrav. Det vises for endringer på  $\pm 20\%$  og  $\pm 40\%$  for årlige kostnader,  $\pm 20\%$ ,  $\pm 30\%$  og  $\pm 45\%$  for investeringskostnaden,  $\pm 2\%$  og  $\pm 4\%$  for avkastningskravet og en produksjonsendring  $\pm 20\%$ . Disse verdiene er tilfeldig valgt for å vise forskjeller ved ulike endringer.

## 5 Resultater

### 5.1 Simuleringsresultater

Alle simuleringsresultater er vist som rapporter hvor produksjon og brukstimer blir presentert. Det blir vist produksjonsresultat med og uten tap. Det er også simulert for de ulike tårnhøydene for å se forskjellene innad i hvert scenario. Scenario 3 skal vise en optimalisering av årlig produksjon mot dagens årlige forbruk, og her vil den høyden på turbinene som kommer nærmest bli benyttet. Brukstimer er oppgitt for resultatet minus tap. Gjennomsnittlig vindhastighet i navhøyde er oppgitt for de aktuelle tårnhøydene.

#### 5.1.1 Produksjonstap

I presentasjonen for de ulike scenariene under blir de årlige produksjonstallene presentert uten- og med 3,3 % tap, jf. 4.6.9 Produksjonstap. Med tap er den produksjonen som benyttes i videre beregninger.

#### 5.1.2 Scenario 2 – 45 kW turbin

Turbinen WindEN 45 ble valgt og benyttet til simuleringene. Det ble valgt å bruke alle de fire site data objektene med data fra 20 meters høyde for tårn 18 og 26. Det ble benyttet data fra 40 meters høyde for tårnhøyde 36 meter. Disse simuleringene ble gjort før det kom frem at den ikke lenger leveres i 18 og 26 meters høyde, men 24 og 30 meters høyde. Det er imidlertid av mindre betydning, da tårnhøyde på 36 meter er valgt til videre bruk i oppgaven.

Tabell 34 – Produksjonsresultater scenario 2

Tårnhøyde (m)	Resultat (MWh)	Resultat - 3,3% (MWh)	Brukstimer -3,3% (h)	Gjennomsnittlig vindhastighet(m/s)
18	71,4	69,0	1 534	5,1
26	84,5	81,7	1 816	5,5
36	90,3	87,3	1 940	5,6

#### 5.1.3 Scenario 3 - Optimal effektstørrelse for dagens forbruk

Simuleringer fra S2 viser at årlig produksjon er ca. halvparten av årlig forbruk på ca. 166 000 kWh fra Tabell 3. Det antas da at to turbiner som brukt i scenario 2 vil kunne dekke det årlige forbruket med en effekt på 2 x 45 kW. Derfor er to like turbiner som turbinen i scenario 2 valgt i dette scenariet. Et argument for dette er at S2 bygges først og deretter kan det utvides med en identisk turbin for å ca. doble produksjonen på et senere tidspunkt. Dette for å skaffe erfaringer fra en turbin før det investeres i en til. Det er anbefalt at disse plasseres med et mellomrom på ca. 100 meter. Derfor blir den ene turbinen plassert på samme sted som S2, men den nye blir flyttet ca. 100 meter nærmere hovedveien. De vil da stå da stå parallelt i mot sør- sør-vest, som tidligere er funnet at er den retningen det blåser mest i fra, jf. Kapittel 4.4.3. Kostnadene for S3 vil bli som i S2, men da med 2 x kostnaden av turbin inkl. installasjon. Det benyttes da

tårnhøyde på 36 m, siden de ekstra meterne er vurdert til å gi noe større produksjon til en lav ekstra kostnad etter anbefalinger fra leverandør. [1]

Tabell 35 – Produksjonsresultater Scenario 3

Tårnhøyde (m)	Resultat (MWh)	Resultat - 3,3% (MWh)	Brukstimer -3,3%(h)	Gjennomsnittlig vindhastighet (m/s)
36	180,2	174,2	1 913	5,6

#### 5.1.4 Scenario 4 –250 kW turbin med dagens forbruk

Turbinen WTN 250 ble benyttet og det ble simulert på tårnhøydene 30 og 40 meter. Videre ble det valgt [1]

Tabell 36 – Produksjonsresultater Scenario 4

Tårnhøyde (m)	Resultat (MWh)	Resultat - 3,3% (MWh)	Brukstimer -3,3%(h)	Gjennomsnittlig vindhastighet (m/s)
30	369,9	357,7	1 431	5,6
40	432,0	417,8	1 671	5,7

#### 5.1.5 Scenario 5 –250 kW turbin med fremtidig forbruk

Tabell 37 – Produksjonsresultater Scenario 5

Tårnhøyde (m)	Resultat (MWh)	Resultat - 3,3% (MWh)	Brukstimer -3,3% (h)	Gjennomsnittlig vindhastighet (m/s)
30	369,9	357,7	1 431	5,6
40	432,0	417,8	1 671	5,7

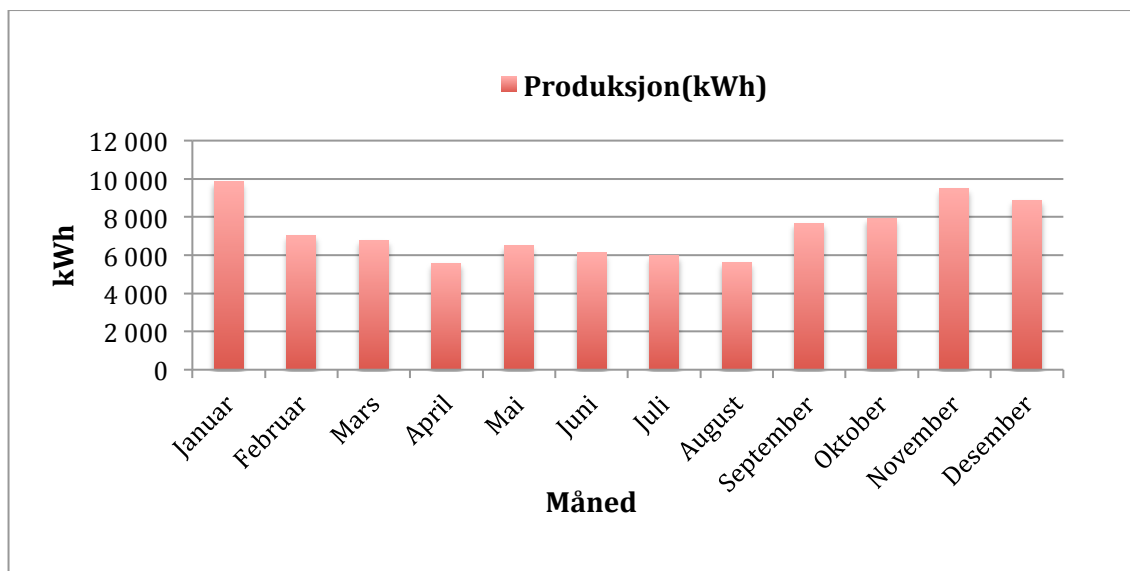
## 5.2 Produksjonsprofiler av årlig produksjon

### 5.2.1 Scenario 2 – 45 kW turbin

Produksjonsdata per måned er presentert i Tabell 38 og profilen er vist i Figur 30.

Tabell 38 – Produksjonsdata per måned S2, 36 m høyde

Måned	Produksjon(kWh)
Januar	9 854
Februar	7 008
Mars	6 785
April	5 591
Mai	6 496
Juni	6 119
Juli	5 963
August	5 602
September	7 663
Oktober	7 912
November	9 490
Desember	8 879
Sum	87 364



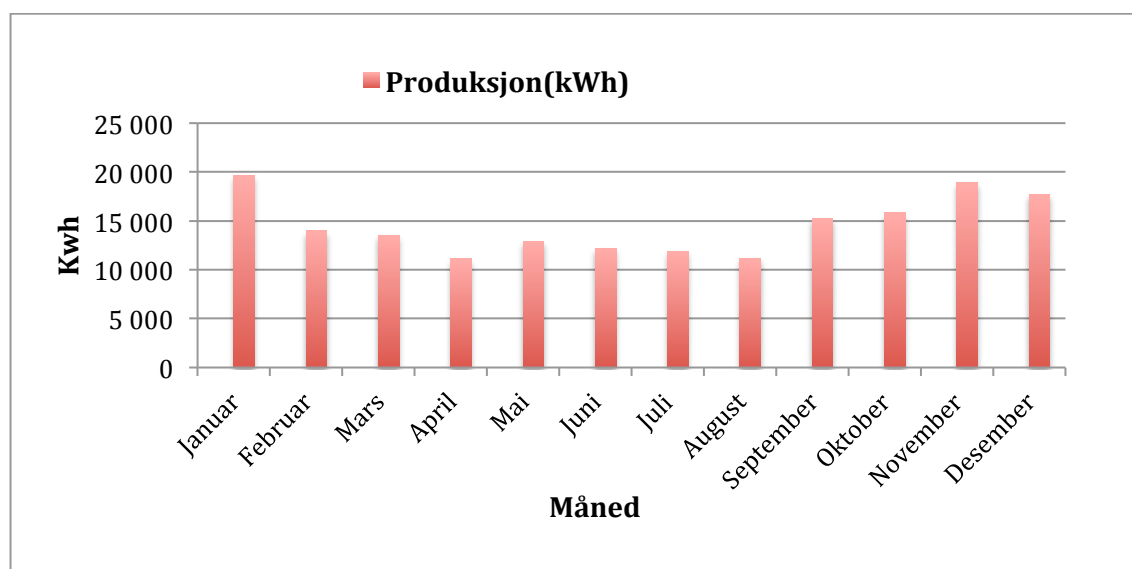
Figur 30 – Produksjonsprofil S2, 36 m høyde

### 5.2.2 Scenario 3 – Optimal effektstørrelse for dagens forbruk

Produksjonsdata per måned er presentert i Tabell 39 og profilen er vist i Figur 31.

Tabell 39 – Produksjonsdata per måned S3, 36 m høyde

Måned	Produksjon(kWh)
Januar	19 658
Februar	13 970
Mars	13 527
April	11 118
Mai	12 937
Juni	12 190
Juli	11 902
August	11 193
September	15 278
Oktober	15 822
November	18 936
Desember	17 707
Sum	174 237



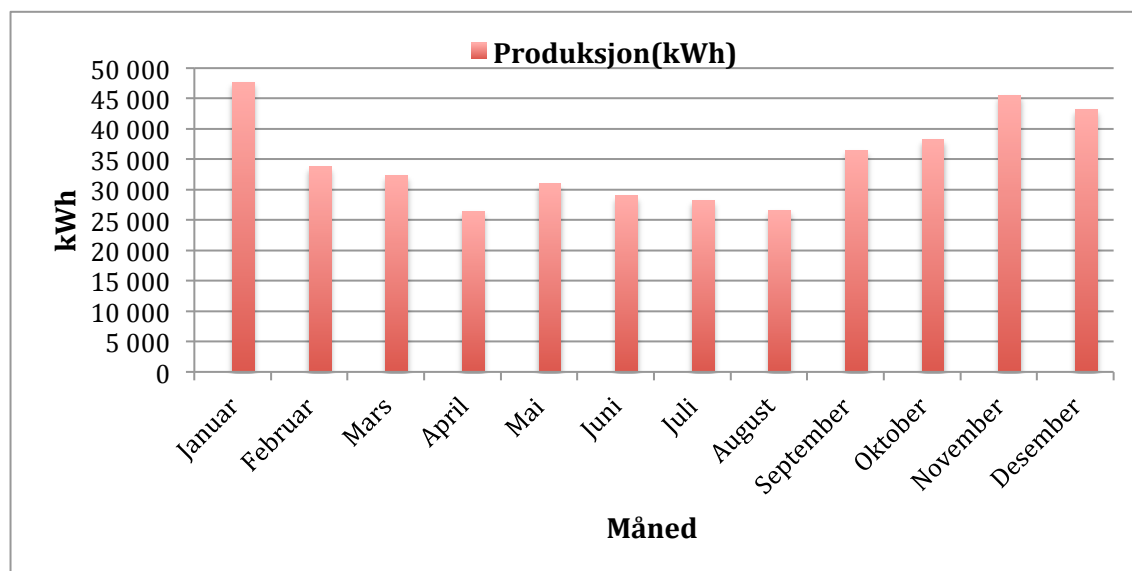
Figur 31 – Produksjonsprofil S3, 36 m høyde

### 5.2.3 Scenario 4 og 5 - 250 kW turbin med dagens-, og fremtidig forbruk

Tårnhøyde på 40 m er valgt til videre bruk i oppgaven. Produksjonen i S4 og S5 vil være lik, og blir i dette kapitlet presentert sammen. I kapittel 5.3 vil de skilles, da de skal sammenlignes opp mot forbruket i dag (S4) og i fremtiden (S5).

Tabell 40 – Produksjonsdata S4 og S5, 40 m høyde

Måned	Produksjon(kWh)
Januar	47 606
Februar	33 709
Mars	32 286
April	26 455
Mai	30 910
Juni	28 952
Juli	28 187
August	26 542
September	36 399
Oktober	38 171
November	45 459
Desember	43 113
Sum	417 788



Figur 32 – Produksjonsprofil S4 og S5, 40 m høyde



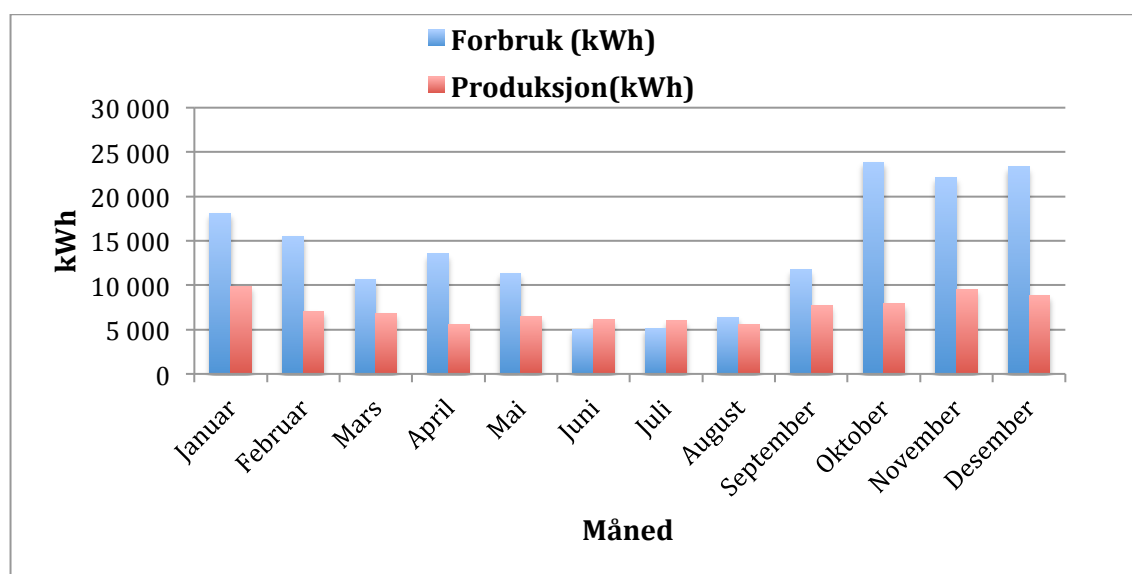
### 5.3 Sammenligning av produksjon og forbruk

Sammenligningen av produksjon mot forbruk viser en balanse med import/eksport fra gården. Negativt verdier i balanse er forbruk som ikke er dekket av produksjonen, og må kjøpes fra nettet, positive verdier er salg av strøm til nettet. Det gjennomsnittlige forbruket fra 2011 og 2012 er hentet fra Tabell 4 og brukt som grunnlag. Produksjonsprofiler er hentet fra 5.2 Produksjonsprofiler.

#### 5.3.1 Scenario 2 – 45 kW turbin

Tabell 41 – Sammenligning forbruk mot produksjon per måned S2, 36 m høyde

Måned	Forbruk (kWh)	Produksjon(kWh)	Balanse (kWh)
Januar	18 063	9 854	-8 209
Februar	15 485	7 008	-8 477
Mars	10 686	6 785	-3 901
April	13 510	5 591	-7 919
Mai	11 357	6 496	-4 861
Juni	4 997	6 119	1 123
Juli	5 153	5 963	811
August	6 379	5 602	-777
September	11 740	7 663	-4 078
Oktober	23 848	7 912	-15 935
November	22 068	9 490	-12 578
Desember	23 325	8 879	-14 445
Sum	166 611	87 364	-79 247

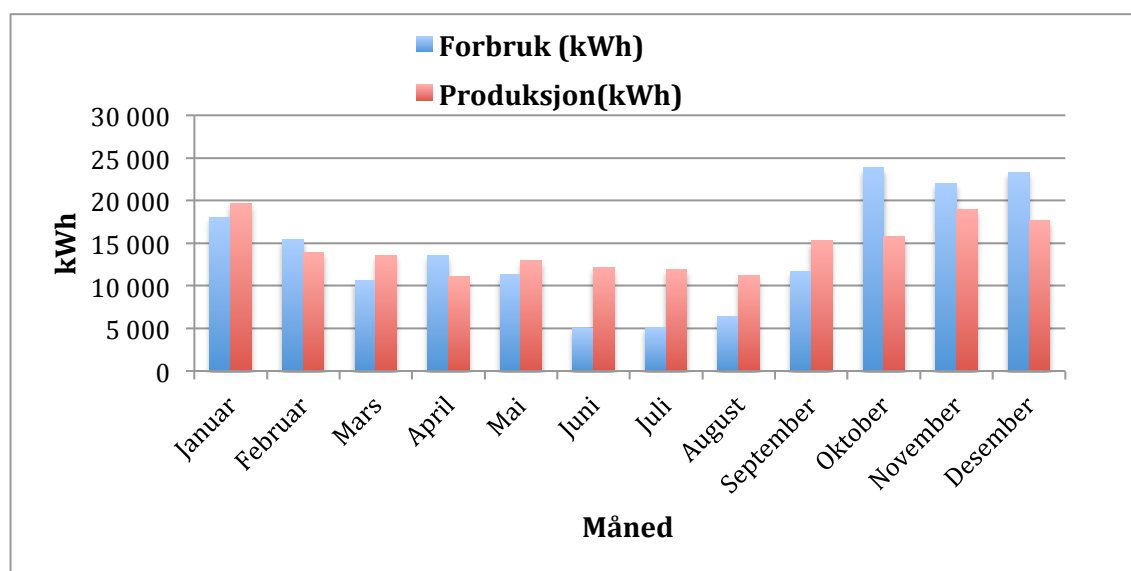


Figur 33 – Sammenligning forbruk mot produksjon S2, 36 m høyde

### 5.3.2 Scenario 3 – Optimal effektstørrelse for dagens forbruk

Tabell 42 – Sammenligning forbruk mot produksjon per måned S3, 36 m høyde

Måned	Forbruk (kWh)	Produksjon(kWh)	Balanse (kWh)
Januar	18 063	19 658	1 595
Februar	15 485	13 970	-1 516
Mars	10 686	13 527	2 841
April	13 510	11 118	-2 393
Mai	11 357	12 937	1 580
Juni	4 997	12 190	7 193
Juli	5 153	11 902	6 749
August	6 379	11 193	4 814
September	11 740	15 278	3 538
Oktober	23 848	15 822	-8 026
November	22 068	18 936	-3 132
Desember	23 325	17 707	-5 617
Sum	166 611	174 237	7 627

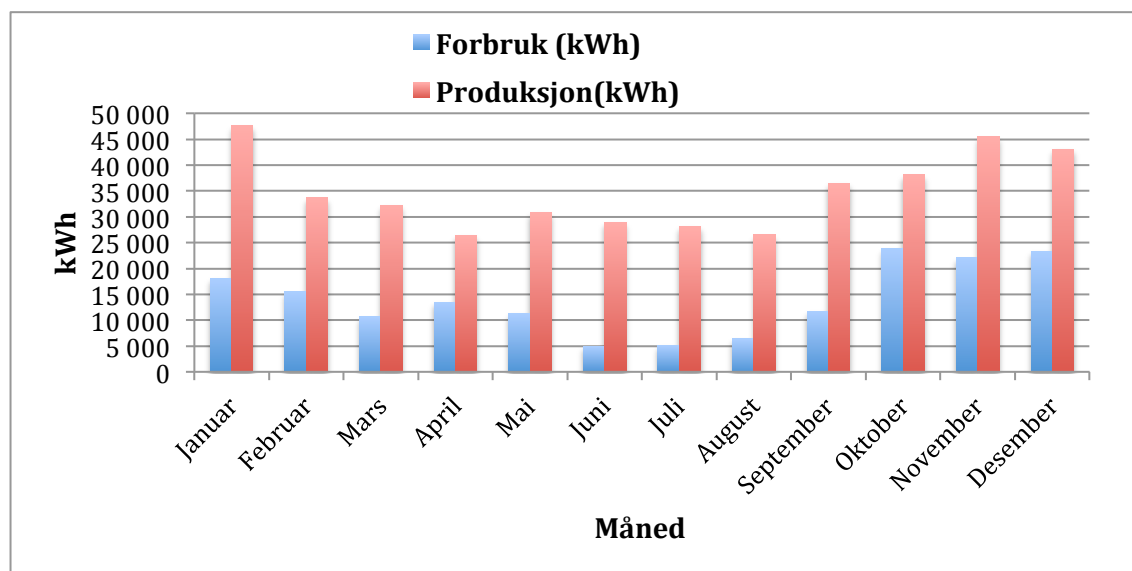


Figur 34 – Sammenligning forbruk mot produksjon S3, 36 m høyde

### 5.3.3 Scenario 4 - 250 kW turbin med dagens forbruk

Tabell 43 – Sammenligning forbruk mot produksjon S4, 40 m høyde

Måned	Forbruk (kWh)	Produksjon(kWh)	Balanse (kWh)
Januar	18 063	47 606	29 543
Februar	15 485	33 709	18 223
Mars	10 686	32 286	21 600
April	13 510	26 455	12 945
Mai	11 357	30 910	19 553
Juni	4 997	28 952	23 955
Juli	5 153	28 187	23 034
August	6 379	26 542	20 163
September	11 740	36 399	24 659
Oktober	23 848	38 171	14 323
November	22 068	45 459	23 391
Desember	23 325	43 113	19 788
Sum	166 611	417 788	251 178



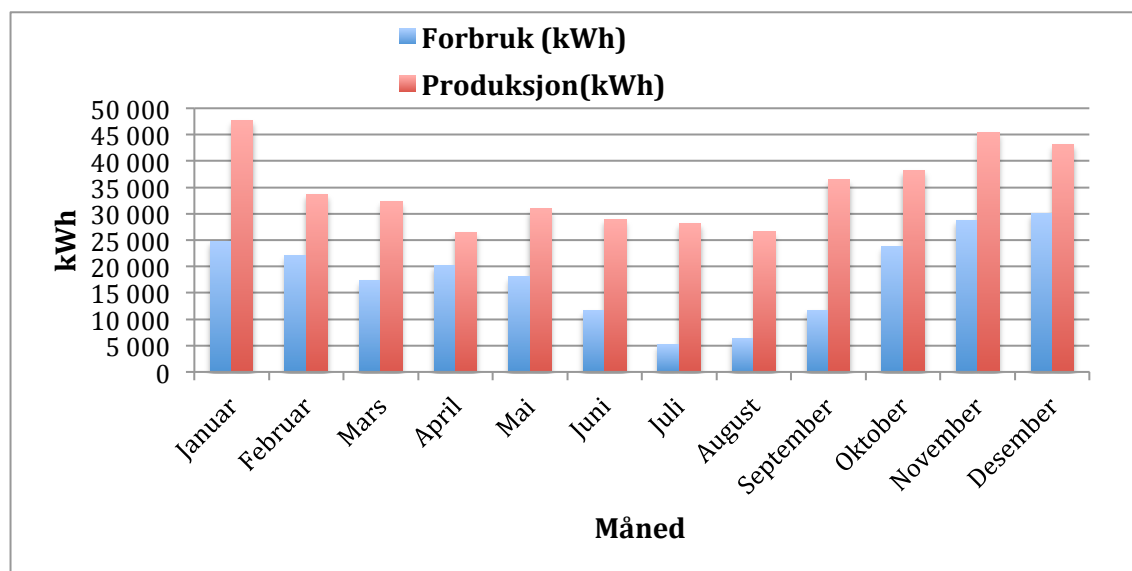
Figur 35 – Sammenligning forbruk mot produksjon S4, 40 m høyde

### 5.3.4 Scenario 5 – 250 kW turbin med fremtidig forbruk

Forbruket i scenario 5 er et fremtidig antatt forbruk som er hentet fra Tabell 4. Produksjonen er lik som i S4.

Tabell 44 – Sammenligning forbruk mot produksjon S5, 40 m høyde

Måned	Forbruk (kWh)	Produksjon(kWh)	Balanse (kWh)
Januar	24 738	47 606	22 868
Februar	22 160	33 709	11 548
Mars	17 361	32 286	14 925
April	20 185	26 455	6 270
Mai	18 032	30 910	12 878
Juni	11 672	28 952	17 280
Juli	5 153	28 187	23 034
August	6 379	26 542	20 163
September	11 740	36 399	24 659
Oktober	23 848	38 171	14 323
November	28 743	45 459	16 716
Desember	30 000	43 113	13 113
Sum	220 011	417 788	197 778



Figur 36 – Sammenligning forbruk mot produksjon S5, 40 m høyde

## 5.4 Skygge- og støysimulering

Det ble simulert skyggekastning for de turbinene det ble valgt å gå videre med i 5.2 Produksjonsprofiler. Verdiene og figurene i dette delkapittelet er hentet fra WindPRO. De inntegnede små blå firkantene i figurene er hindringer (obstacles) i WindPRO. De har samme bokstav som skyggemottakerne, men de må ikke forveksles med skyggemottakerne i tabellene under. Simuleringene viser et worst case, og faktiske skyggekast blir antakeligvis noe mindre enn de tidene som er simulert. Det ble ikke simulert støyverdier for S2 og S3, da det ikke lyktes å innhente støyverdier. Alle figurene i dette delkapittelet er hentet fra rapportene generert i WindPRO.

### 5.4.1 Skygge- og støysimulering S2 – 45 kW turbin

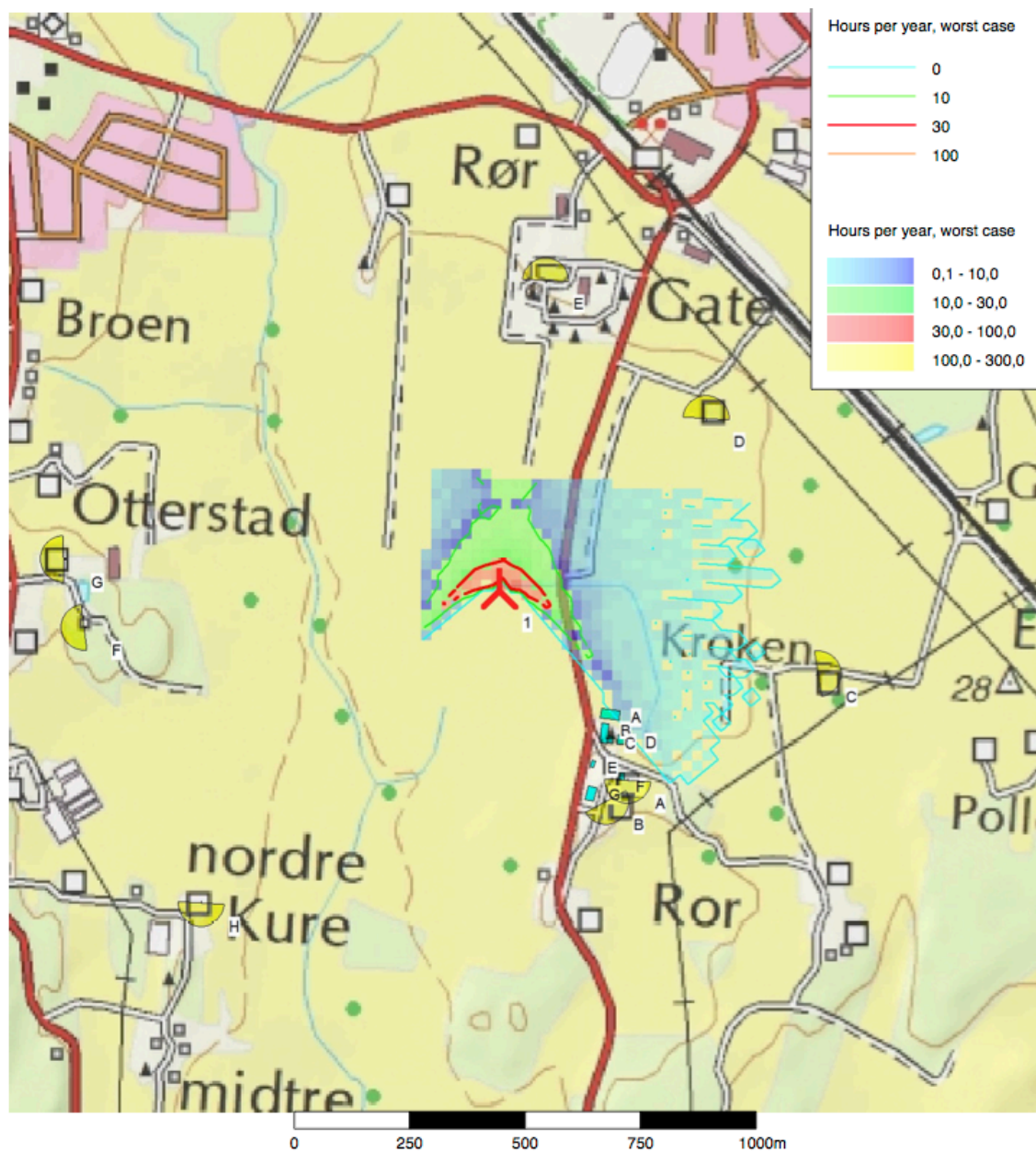
#### Skyggesimulering

Tabell 45 viser skyggemottakere og hvor mange skyggetimer de får per år, skyggetimer per dag og maksimal skyggetid per dag fra turbinen valgt i S2.

Tabell 45 – Skyggesimuleringer S2

Skyggemottaker	Skyggetimer per år (timer/år)	Skyggedager per år (dager/år)	Maksimal skyggetid per dag (timer/dag)
A	0:00	0	0:00
B	0:00	0	0:00
C	0:00	0	0:00
D	0:20	6	0:05
E	0:00	0	0:00
F	0:00	0	0:00
G	0:00	0	0:00
H	0:00	0	0:00

Figur 37 viser worst case i timer per år, der de ulike fargearealene viser timer med skyggelegging per år.



Figur 37 – Skyggesimuleringer S2

### 5.4.2 Skygge- og støysimulering S3 - optimal effektstørrelse for dagens forbruk

#### Skyggesimulering

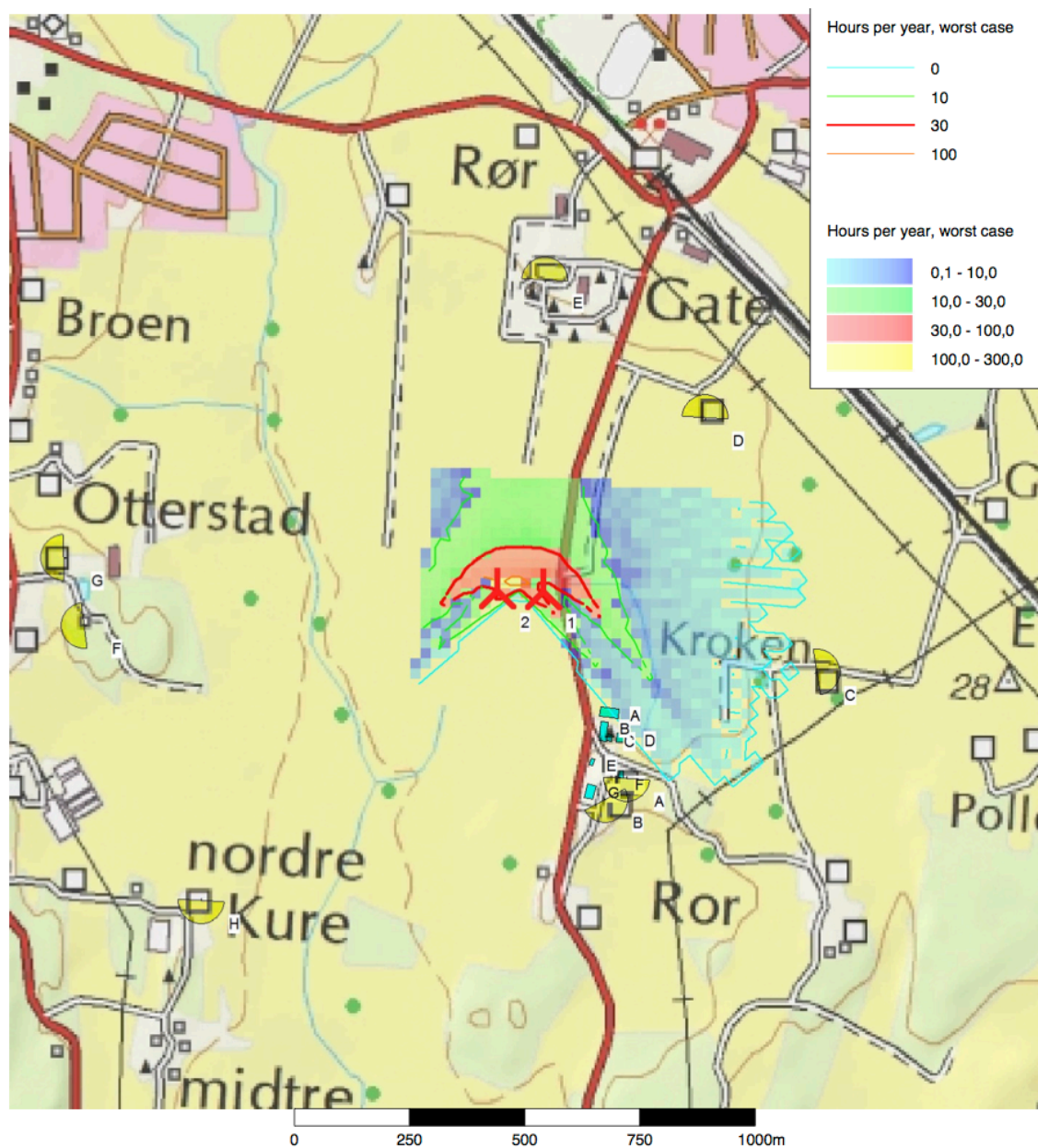
Tabell 46 viser skyggemottakere og hvor mange skyggetimer de får per år, skyggetimer per dag og maksimal skyggetid per dag fra turbinen valgt i S3.

Tabell 46 – Skyggesimuleringer S3

Skyggemottaker	Skyggetimer per år (timer/år)	Skyggedager per år (dager/år)	Maksimal skyggetid per dag (timer/dag)
A	0:00	0	0:00
B	0:00	0	0:00
C	0:00	0	0:00
D	1:20	18	0:08
E	0:00	0	0:00
F	0:00	0	0:00
G	0:00	0	0:00
H	0:00	0	0:00

Figur 38 viser worst case i timer per år, der de ulike fargearealene viser timer med skyggelegging per år.





Figur 38 – Skyggesimuleringer S3

### 5.4.3 Skygge- og støysimulering S4 og S5 – 250 kW turbin

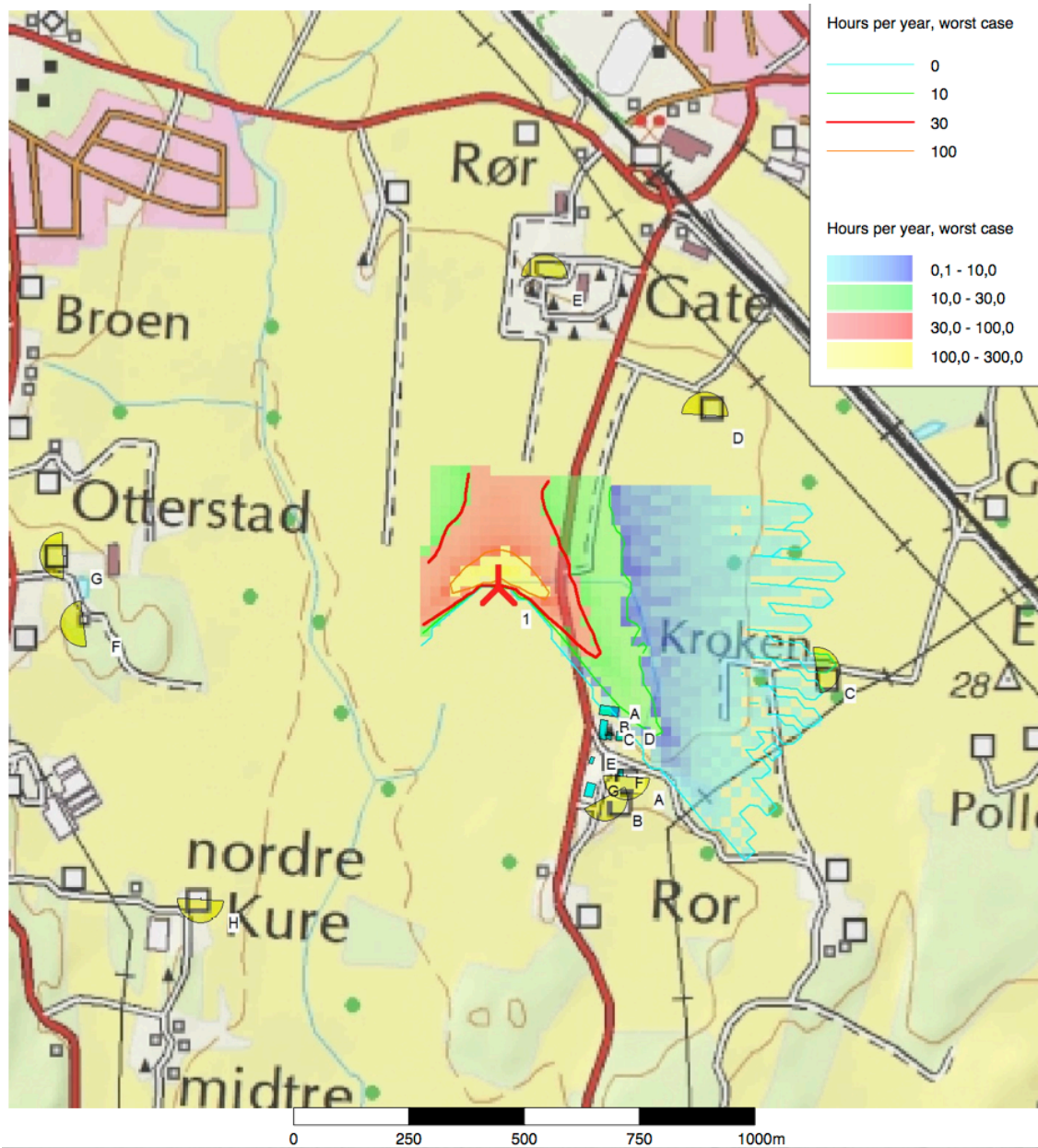
#### Skyggesimulering

Tabell 47 viser skyggemottakere og hvor mange skyggetimer de får per år, skyggetimer per dag og maksimal skyggetid per dag fra turbinen valgt i S4 og S5.

Tabell 47 – Skyggesimuleringer S4-S5

Skyggemottaker	Skyggetimer per år (timer/år)	Skyggedager per år (dager/år)	Maksimal skyggetid per dag (timer/dag)
A	0:00	0	0:00
B	0:00	0	0:00
C	0:18	6	0:04
D	1:56	16	0:12
E	0:00	0	0:00
F	0:00	0	0:00
G	0:00	0	0:00
H	0:00	0	0:00

Figur 39 viser worst case i timer per år, der de ulike fargearealene viser timer med skyggelegging per år.



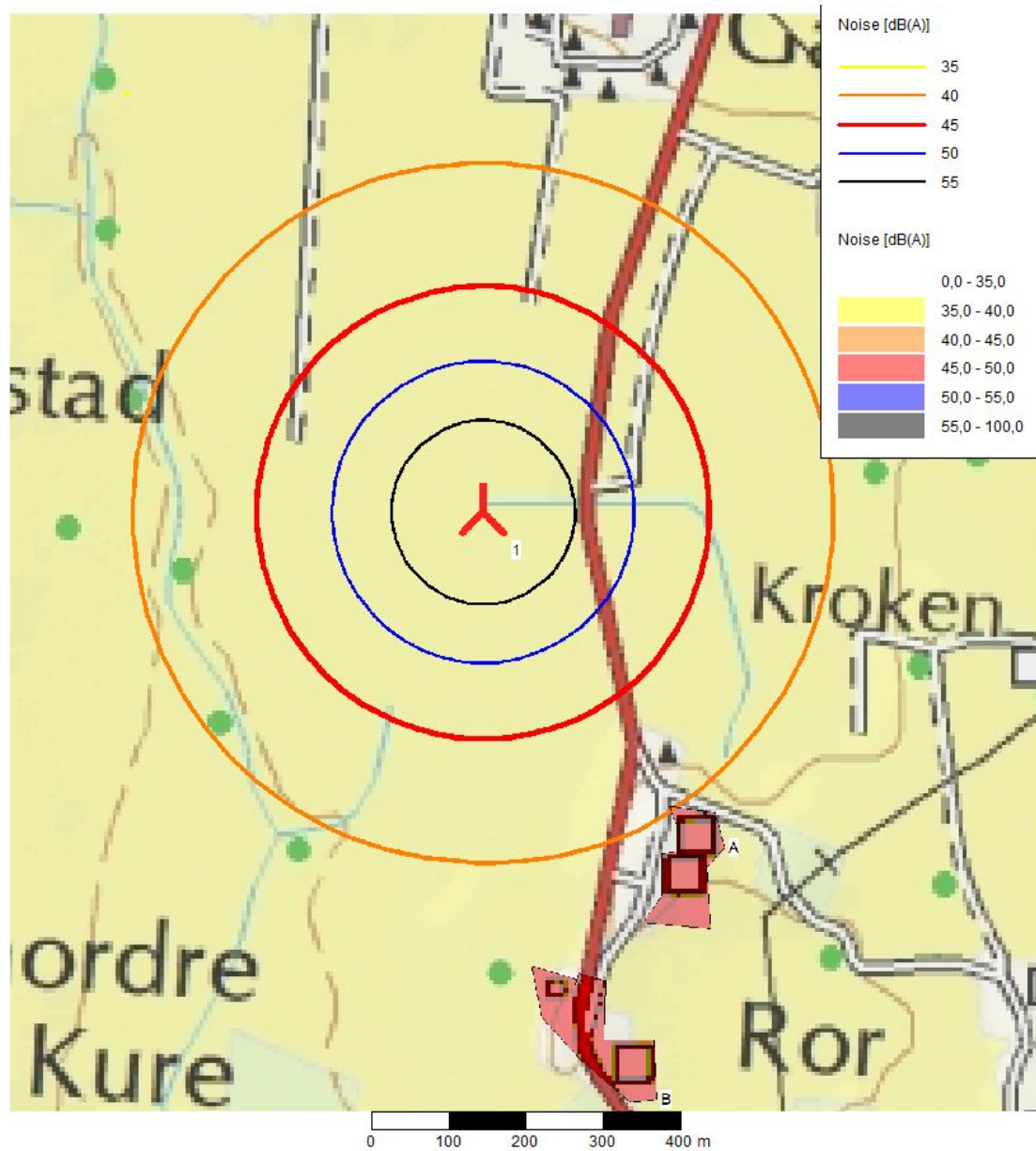
Figur 39 – Skyggesimuleringer S4-S5

### Støysimulering

Tabell 48 – Støysimuleringer S4-S5

Støyfølsomt område	Krav (dBa)	Lydnivå fra turbin (dBa)	Krav oppfylt
A	45	40,2	Ja
B	45	37,1	Ja

Figur 40 viser støysimuleringer fra turbin. Områdene A og B er definert som støyfølsomme områder og markert med rødt, jf. Kapittel 4.6.6 Støysimulering.



Figur 40 – Støysimuleringer S4-S5



## 5.5 Økonomiske resultater

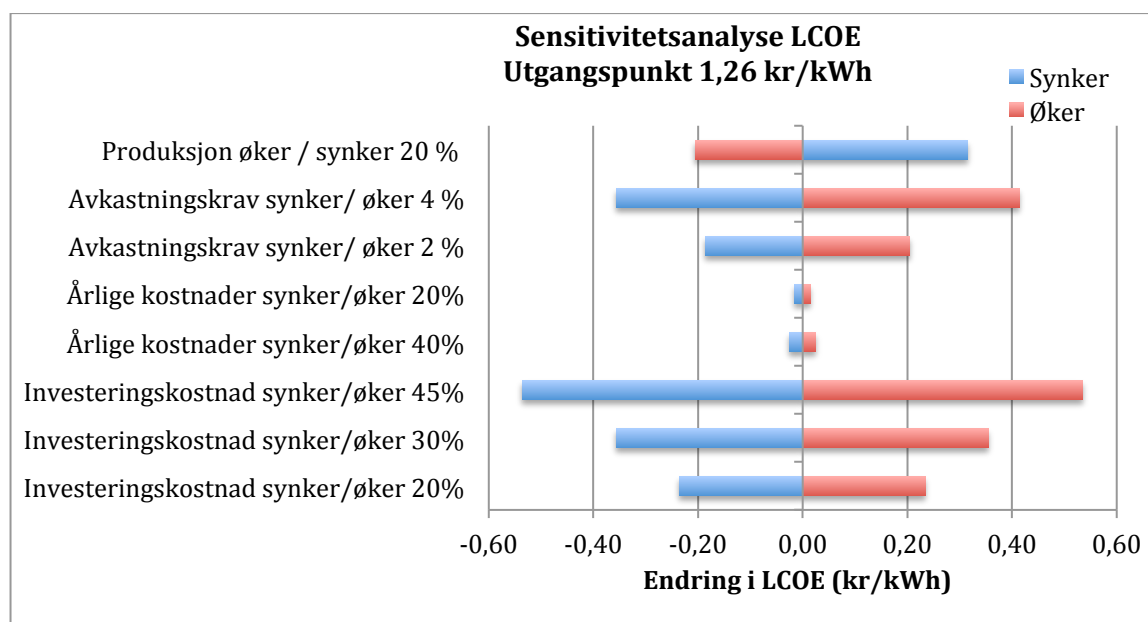
Tabell 49 viser økonomiske resultater for alle scenariene. Avkastningskravet er satt til 6 % for alle beregningene. Utrengningene for disse resultatene finnes i vedlegg 7-10.

Tabell 49 – Økonomiske resultater alle scenarier

Scenario nr:	NPV (kr)	Maksimal investeringskostnad (kr)	LCOE (kr/kWh)	Internrente
2	-1 250 071	414 929	1,83	-8,92 %
3	-2 078 364	936 636	1,61	-6,68 %
4	-3 676 301	2 053 699	1,26	-5,10 %
5	-3 651 535	2 078 465	1,26	-5,01 %

## 5.6 Sensitivitetsanalyse - 250 kW turbin

S4 og S5 har identisk LCOE. Nåverdien er større negativ for S5 enn for S4. I fremtiden er det stor sannsynlighet for at forbruk blir mer likt S5 enn S4. Derfor er det utarbeidet en sensitivitetsanalyse for S5. Figur 41 viser sensitivitetsanalysen for S5. X-aksen viser endring i kr/kWh. Legg merke til endringen i produksjon, da en økning gir lavere LCOE. Ved økning i de andre faktorene vil det resultere i en økning i LCOE.



Figur 41 – Sensitivitetsanalyse S5

## 6 Diskusjon

### 6.1 Felles for alle scenarier

For alle scenariene vil tiltaket bli et naturinngrep. Etter retningslinjene som er gitt ser det ikke ut til at noen av scenariene vil ha store konflikter med landbruk eller friluftsliv. Landskap er noe usikkert, da det er vanskelig å forutsi hvordan aksepten for vindturbiner er i det aktuelle området. Hvordan kommunen og andre interesseorganisasjoner vil se på prosjektet er også usikkert. Fakta om nærområdet er kartlagt, men en nærmere vurdering må gjøres hvis en utbygging blir aktuelt. Konflikten med radaren på Rygge er antakelig den største ulempen som er avdekket, da forsvaret har svært liten aksept for synlige turbiner i nærheten av sine radarer. Scenario 1 ble tidlig forkastet, da denne ble vurdert til å være ulønnsom basert på tidlige innhentete kostnader. Det kan se ut til at denne vurderingen var fornuftig, da heller ikke de andre scenariene fikk et positivt resultat, men det kan ikke sies med sikkerhet da det ikke ble gjort grundigere analyser av dette scenariet. Vinddataene som ble innhentet danner grunnlaget for produksjonssimuleringene. Tap som er fratrukket gir et godt bilde på hva produksjonen vil bli i de ulike scenariene. Dette er likevel basert på simulerte data og ikke faktiske målinger. Det bør utføres målinger i høyde tilsvarende et aktuelt scenario for å få riktige data for en eventuell utbygging. Felles for alle produksjonsresultatene er usikkerheten som er knyttet til produksjonsestimatene. I kapittel 4.6.8 ble det utregnet en usikkerhet på 17,3 % i produksjonsestimeringene. Denne kan føre til et bedre og et dårligere resultat. Tallene som er presentert i oppgaven er konservative, det er altså ikke tatt noen optimistiske antakelser. Dette kan være riktig, men det kan også være en feilkilde.

### 6.2 Scenario 2 – 45 kW turbin

En negativ nåverdi er ikke det mest gunstige utgangspunkt for videre arbeid med oppgaven. Det er imidlertid en rekke kostnader som kan kuttes, blant annet installasjonsarbeider og rimeligere strømkabel. Avkastningskravet kan også endres hvis det er aksept for det. Da vil prosjektet kunne ha en litt bedre økonomi. Allikevel ser ikke det ut til å hjelpe når turbinen koster mye i utgangspunktet. En gjennomføring av scenario 2 innenfor maksimal investeringskostnad vil bety en meget rimelig turbin og så godt som ingen installasjonskostnader. Kjøp av ny turbin er anbefalt i denne oppgaven, men for å få lønnsomhet i dette prosjektet virker det som man må gå bort fra dette. Det er ikke å anbefale, da en brukt turbin vil kunne ha en forkortet levetid i forhold til en ny turbin, samt pådra seg kostnader i forbindelse med krav om ny sertifisering fra DNV for å få lov til å koble seg til nettet. På en annen side så finnes det eksempler på norske bønder som har installert brukte turbiner. Driftserfaringer med disse strekker seg ikke lenger enn 5 år, og det ligger en stor risiko i å investere i brukt utstyr. Et havari etter 10 år vil ha store konsekvenser for økonomien i prosjektet. Det er også mulig å kutte i årlige servicekostnader, men siden anlegget skal vare i 20 år så er det viktig med regelmessig vedlikehold. Produksjonsprofilen ligger en del under forbruksprofilen og turbinen vil levere det meste til eget forbruk. På sommeren er det litt eksport i noen perioder med lavt forbruk. Dette er en antakelse siden dette er månedssnitt. I realiteten

vil eksport og import også forekomme andre tider på året. Forbruket er nokså høyt i de andre delene av året, og eksportsituasjoner vil kun skje i begrenset omfang. Dette scenariet fikk den minste negative nåverdien av de vurderte prosjektene, men dette har en klar sammenheng med at det er den minste investeringen av alle scenariene. En fordel med dette scenariet er at det krever ikke bytte av transformator noe som gjør at den kan kobles direkte på det eksisterende lavspentnettet. Anlegget bør også være enkelt å få gjennomført da det holder seg innenfor vesentlighetsgraden siden det ikke er netto eksport per år. Det vil også sannsynligvis bli definert som en plusskunde. Det er forutsatt at plusskundetariffene gjelder for innmating, mens uttak blir tariffert slik gården er i dag, etter effektavregning. Prosjektets LCOE er en god del høyere enn dagens kraftpriser inkl. nettleie, men dette kan selvfølgelig endre seg i løpet av anleggets levetid. Skyggeverdiene av turbinen er begrenset og det er vurdert at den ulempen er liten. Støyverdier var ikke mulig å anskaffe, men en så liten turbin vil sannsynligvis ikke være hørbar i det hele tatt. Internrenten i dette scenariet er lavest av alle scenariene. Dette som følge av den laveste produksjonen blant scenariene, men med høye enhetskostnader.

### 6.3 Scenario 3 - optimal effektstørrelse for dagens forbruk

De to turbinene som ble valgt i S3 var ment som en naturlig utvidelse av S2. Scenariet var ment til å dekke årlig forbruk, og gjentatte simuleringer fikk en produksjon som ligger litt over årlig forbruk. Figur 34 viser sammenligning av produksjons- og forbruksprofil og de ligger jevnt unntatt årets tre siste måneder da forbruket er litt høyere. Det ble sett bort fra disse månedene da det var mer fornuftig å prøve å dekke forbruket med produksjon i de fleste månedene i året. Vindforholdene øker og minker i takt med forbruket igjennom året, noe som er positivt med tanke på å få dekket eget forbruk. I sommermånedene vil det oppstå en eksportsituasjon. Eksport vil også oppstå sporadisk i andre perioder, da det er så å si umulig å kunne produsere kun for eget forbruk igjennom hele året uten mulighet til å lagre-, eller kvitte seg med energien på andre måter. Det er en mulighet å lagre energien i batterier, men det går ikke oppgaven nærmere inn på da batterier er dyre i innkjøp i dag. Dette kan imidlertid endre seg i fremtiden. Effektstørrelsen i S3 på ca. 90 kW er passer bra til dagens forbruk på gården, samt at 90 kW er under grensen for forbruksavgift slik at all produksjon kan forbrukes uten forbruksavgift. Det er en antakelse at disse turbinene tilsammen er under 100 kVA. Dette må undersøkes nærmere slik at det er sikkert at den er under 100 kVA. Siden det er en optimalisering mot gårdens forbruk er det antatt at scenariet vil gå under plusskundeordningen.

Økonomien i S3 viser en negativ nåverdi. Det er også her muligheter for å spare ved å gjøre mye selv. S3 har også en større maksimal investeringskostnad enn S2. Siden flere av kostnadene er faste, slik som kabel så vil S3 ha en større fordel av denne enn S2 siden den samme kabelen kan benyttes. For å optimalisere prosjektet så vil det være hensiktsmessig å investere i en kabel som passer perfekt til denne effektstørrelsen. Besparelsen i nettleie er nokså stor som vist i vedlegg 8, men det bidrar ikke nok til at prosjektet blir lønnsomt. Det ble ikke gjort en utregning i besparelsen i effektledet,



men ved en større installert effekt er det rimelig å anta at den vil dekke opp noe av kostnadene i effektleddet. Siden effektleddet avregnes etter et det høyeste observerte effektuttaket per måned, så er det vanskelig å si hvor stor denne besparelsen kan bli. Salg av strøm og reduserte kostnader til strømkjøp og elsertifikater er heller ikke nok til å bedre økonomien. Et annet moment er at energiledttariffen som gården har på uttak er lav. Den er identisk med innmatingstariffen som plusskunder og gårds- og grendeverk får ved å mate inn energi i nettet til Hafslund Nett, bare med motsatt fortegn. Siden da uttak blir en kostnad, blir også bespart uttak en inntekt. Når disse tariffene er identiske, men med motsatt fortegn så vil en innmating på nettet gi en inntekt i seg selv. Forskjellen på uttak og innmating er at forbruksavgiften kommer i tillegg på uttak. Dette medfører at besparelsen ved egen bruk er besparelse av forbruksavgift og strømkostnad (spotpris). Denne antakelsen ser bort fra mulighet ved å spare i effektleddet. Ved å vurdere S3 som en mulighet bør markedet for turbiner i denne effektstørrelsen undersøkes grundigere. Dette er i dag et meget begrenset marked, men i fremtiden vil muligens denne effektstørrelsen være mer tilgjengelig. LCOE for prosjektet var bedre enn S2, men ikke god nok til å konkurrere med dagens strømpriser. Skyggeverdiene er ikke spesielt sjenerende for noen av skyggemottakerne og ligger innenfor anbefalte skyggekrav. Det ble ikke simulert støy, men som i S2 så er det vurdert slik at disse turbinene ikke vil avgi sjenerende støy. Internrenten i dette prosjektet er marginalt bedre enn S2, men det er allikevel en høy negativ avkastning.

#### 6.4 Scenario 4 - 250 kW turbin med dagens forbruk

Formålet med S4 var å finne ut om det var noe økonomisk gevinst i å overdimensjonere anlegget i forhold til gårdens energibehov. Det resulterte i eksport i alle årets måneder, da produksjonen er en god del større enn forbruket i de fleste måneder. Sammenligning av produksjonsprofil mot forbruksprofil viser at forbruket i oktober, november og desember er nokså høyt og at de ligger nærmest hverandre da. Årlig produksjon er oppgitt til 417,8 MWh altså 417 800 kWh. Dette blir imidlertid såpass mye at S4 ikke er under 51% vesentlighetsgrad, da grensen for dette er utregnet til 326 688 kWh fra kapittel 4.3.4. Derfor vil den kommunale godkjenningen kunne by på noen utfordringer. Sannsynligvis så vil ikke dette bli et problem da forbruket er forventet å øke i fremtiden, men uten økt forbruk blir det litt mer utfordrende å få tiltaket godkjent. Det er med andre ord fornuftig å øke forbruket hvis scenario 4 skal kunne bli gjennomført. Mer om dette i scenario 5. Kravene for konsesjonsfritak for vindturbiner er oppfylt, men S4 vil falle utenfor plusskundeordningen. S4 vil derfor gå som et Gårds- og grendeverk, og bli behandlet deretter. Det kompliserer omsetning litt, men ut fra regelverket virker det som slike tiltak enkelt kan la seg gjennomføre. Residualledd er inkludert i S4 siden det er slik gårds- og grendeverktariffen er oppbygd. Det må også betales forbruksavgift av produksjon som forbrukes på gården, siden turbinen er over 100 kVA. Støysimuleringene viser at turbinen ligger innenfor utendørskravene, men ikke innenfor kravene til støy utenfor soverom. Dette er vurdert til et mindre problem, da disse verdiene gjelder for nærmeste berørte som er gården. Siden tiltaket vil bli gjennomført som en del av gårdsvirksomheten, så antas det at beboerne på gården vil akseptere denne ulempen. Skyggekastene vil øke med en større turbin, men verdiene er

godt innenfor anbefalte krav. Dette anses derfor som et mindre problem. Som de økonomiske resultatene viser så har prosjektet en større negativ nåverdi enn S2 og S3. Dette skyldes også her at investeringskostnaden blir meget stor i forhold til inntjeningspotensialet. Vi ser at vi har en stor reduksjon i energileddet, da det blir negativt igjennom året, altså en netto inntekt. Turbinen vil kunne dekke hele årets forbruk, og redusere strømkostnadene tilsvarende. Besparelsen er da i hovedsak redusert strømkostnad. Dette er en forenkling siden utregningene er gjort på månedsnivå, i praksis vil det ikke blåse hele tiden. Det er også en del å hente på inntekten ved eksport. Maksimal investeringskostnad er større enn de to foregående scenariene, da produksjonen er en god del høyere og kan forsvare en større investering. Turbinen er allikevel meget dyr i forhold til produksjonen, men også her må mulighetene for å redusere kostnadene undersøkes. Turbinkostnaden er i seg selv den største enkeltkostnaden, og her som tidligere kan det være mulig å undersøke markedet nærmere. En brukt turbin kan være en enkel løsning, men er det forbundet en stor risiko med dette. Det anbefales ikke å gå videre med dette, men hvis det allikevel er interesse for det så bør man være svært kritisk i valg av turbin. Nyere turbiner vil antakelig bli rimeligere ettersom markedet utvikler seg, samtidig som nettleie kan øke for å øke besparelsen ved å produsere selv. Prosjektet har identisk LCOE med S5, men har en større negativ internrente. Dette skulle tilsi at dette prosjektet er det minst gunstige av S4 og S5. Nåverdien er også marginalt mer negativ enn i S5.

## 6.5 Scenario 5 - 250 kW turbin med fremtidig forbruk

Som i S4 så er turbinen lik, mens forbruket er større. Sammenligningen av produksjons- og forbruksprofil passer godt da turbinen alltid vil produsere mer enn forbruket, selv i månedene med mest forbruk blir dette dekket. Siden forbruket er større enn de foregående scenariene, så vil turbinen i S5 komme under 51% vesentlighetsgrad. Det er imidlertid ikke langt opp til grensen som er utregnet til 431 294 kWh når produksjonen er 417 800 kWh, så en turbin med større effekt ville antakelig kommet utenom dette kravet, og prosessen for å sette opp hadde blitt litt mer komplisert. En 250 kW turbin bør derimot være en enkel sak å få gjennomført i forhold til arealplanen i kommunen. Dette vil også bli definert som et gårds- og grendeverk med tilhørende regler. Noe som var interessant å se på var de økonomiske resultatene for S4 og S5, siden turbin og dermed produksjon er identisk i de to scenariene mens forbruket er endret. De økonomiske resultatene viser en litt større negativ nåverdi i S5 enn i S4. Siden kostnaden ved å kjøpe strømmen og lage den selv er lik, blir energien som lages selv regnet som en inntekt. I nettleiekostnadene er det i energileddet det er mulig å spare. Siden energileddet på uttak og energileddet på innmating er like men med negativt fortegn på innmating (negativ kostnad = inntekt), så ville det i utgangspunktet være likegyldig om produsert energi benyttes selv eller mates inn på nettet. Denne uttakstariffen gjelder da kun for næringskunder med effektavregning. Forskjellen på uttak og innmating blir som i S4 at forbruksavgift kommer i tillegg på uttak. I S4 og S5 er det også forbruksavgift på produksjon siden generatorene er over 100 kVA. Fordelen med å produsere til eget forbruk er derfor besparte strømkostnader, siden det er likegyldig i energileddet om energien brukes lokalt eller mates inn på nettet da netteier

betaler for innmating og fakturerer for uttak. LCOE er som nevnt i diskusjonen for S4 lik for S4 og S5. Dette er logisk siden det er samme turbin i begge scenariene med de samme drifts- og vedlikeholdskostnadene. Det observeres også at de største anleggene gir den laveste LCOE, og at trenden i disse scenariene er at den er synkende med økende effektstørrelse. Det samme observeres for internrenten. Den er forskjellig i fra S4 til S5, og da den eneste forskjellen mellom de er at S5 har et større forbruk. Dermed indikerer det at lønnsomheten øker ved å bruke energien selv som i S5 i stede for å levere mer til nettet som i S4. Sensitivitetsanalysen som ble utarbeidet viser ulike endringer i LCOE ved ulike prosentvise endringer. Redusere LCOE kan gjøres ved enten å redusere kostnadene eller øke produksjonen. Det er ikke mye å hente på endringer i kostnadene årlige utbetalinger, altså driftskostnader. Reduksjon i avkastningskravet gir også en reduksjon i LCOE. Produksjonsøkningen gir en reduksjon i LCOE og reagerer motsatt av de andre faktorene, da de andre faktorene i tabellene er kostnader og ved økte kostnader så øker LCOE. Produksjonsøkningen på 20 % er ikke nok til å redusere LCOE ned på et akseptabelt nivå, men det vises at en produksjonsøkning på 20 % bidrar mer til å senke LCOE enn 20 % lavere investeringskostnad. Hvis dermed flere av faktorene slår inn, for eksempel investeringsstøtte for å redusere investeringskostnaden, høyere produksjon og et lavere avkastningskrav så vil LCOE kunne nærme seg dagens- og fremtiden energikostnader. Småskala vindturbiner på gårdsbruk har et stort potensiale i Norge, og vil antakelig bli mer aktuelt i fremtiden etter som teknologien utvikler seg og blir rimeligere.

## 7 Konklusjon

Småskala vindturbiner er dyre i innkjøp, og det kreves gode vindforhold for å få en produksjon som kan forsvare investeringen. De økonomiske støtteordningene gir et vesentlig bidrag på inntektssiden, men allikevel ikke nok til at noen av scenariene blir lønnsomme under de forutsetningene som er tatt. Usikkerhet i kostnader og produksjonssimuleringene gjør det vanskelig å gi en klar anbefaling. På kostnadssiden må det endringer til, både på turbinkostnaden, strømprisene og eventuelt andre støtteordninger for at småskala vindkraft skal kunne bli konkurransedyktig med andre teknologier. Radaren i umiddelbar nærhet til gården er også en sentral faktor som sannsynligvis ikke vil godta en vindturbin så nært, og skal det i fremtiden bli aktuelt å bygge som følge av at rammebetingelsene har endret seg og kostnadene har sunket, så er tillatelse i forhold til radaren et meget usikkert punkt. Under følger et eksempel på hvor langt unna lønnsomhet prosjektet er i scenario 2. Den negative nåverdien i økonomiske resultater for S2 viser at med en total investeringskostnad på 1 665 000 kr, så er prosjektet 1 250 071 kr unna å ha en nåverdi lik 0 kr, altså at prosjektet går i null. Differansen mellom 1 665 000 kr og 1 250 071 kr er den maksimale investeringen som prosjektet kan betjene. Slik er det også for de øvrige scenariene. Dette vil si at å benytte vindkraft til energiproduksjon på Roer gård ikke vil gi et bedriftsøkonomisk overskudd med de beregningene som er gjort i denne oppgaven. Med mer nøyaktige måledata, samt et bedre kostnadsgrunnlag og en prisutvikling på vindturbiner som går ned, så vil prosjektet muligens kunne realiseres i fremtiden.

## 8 Videre arbeid

Av konklusjonen så er det ikke anbefalt å gå i gang med dette med utgangspunkt i de løsninger som er valgt. Skal det i fremtiden være aktuelt å sette opp en vindturbin så bør det i en tidlig fase tas kontakt med forsvarsbygg angående radarproblematikken. Det kan jo tenkes at radaren skal nedlegges, eller at den får bygget inn et system som takler vindturbiner. Hvis slikt skjer så kan prosjektet muligens gjennomføres hvis det i fremtiden er økonomisk forsvarlig. For det første bør det settes opp en målemast i aktuell høyde for en turbin. Dette for å innhente en reell statistikk over vindforholdene, og denne bør da minst stå ute 1-2 år, og helst lenger. Videre bør det nedlegges en del ressurser i å finne en riktig turbin, og da er en minimering av kostnader veid opp mot kvalitet på turbin svært viktig. Slik som scenariene i oppgaven viser så kan den maksimale investeringskostnaden være et greit anslag på hva en kan forvente seg av budsjett for turbiner i størrelsen lik turbinene i oppgavens scenarier. Siden denne oppgaven avdekker at det er lite lønnsomt å kjøpe ny turbin, så er det mye å spare på å kjøpe en brukt. Oppgaven tok ikke utgangspunkt i dette, så der er ikke innhentet noen oversikt over markedet for disse. Dette markedet må undersøkes nøye, og erfaringer bør innhentes av de som har investert i en brukt turbin. Det må nok en gang understrekes at man bør være kritisk til en brukt turbin og det er viktig å huske på at turbinen skal vare i 20-25 år, som en ny turbin.

## 9 Referanser

- [1] W. v. B. Helset, "Informasjon om småskala vindkraft i Norge," ed: WENAS, 2013.
- [2] H. N. v. E. Grudic, "Informasjon om Nettilknytning og Roer gård," ed: Hafslund NETT, 2013.
- [3] J. G. M. J.F. Manwell and A. L. Rogers, *Wind energy explained*, 2 ed.: WILEY, 2009.
- [4] E. A. k. Øyvind Byrkjedal, Kjeller Vindteknikk, "Vindkart for Norge," NVE, NVEs hustrykkeri2009.
- [5] GETEK, "GETEK -katalog: Alternativ energiforsyning ", ed, 2012.
- [6] K. Christensen, "Catalogue of Small Wind Turbines 2012," N. f. f. R. Energy, Ed., 6 ed, 2012.
- [7] T. Wildi, *Electrical Machines, Drives, and Power Systems*, 6 ed. USA: Person Prentice Hall, 2006.
- [8] Lovdata. *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven)*. Available: <http://www.lovdata.no/all/tl-19900629-050-001.html - 1-2>
- [9] Lovdata, "Forskrift om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energilovforskriften)."
- [10] R. v. OED, "Høring - Forslag til endringer i energiloven og i energilovforskriften," ed, 2013.
- [11] O. v. K. Wiermyhr, "Telefonsamtale med rådgiver i OED," ed, 2013.
- [12] M.-L.-o. matdepartementet, "Plan- og bygningsloven og Landbruk Pluss," in *T-1443 Veileder* ed, 2005.
- [13] Lovdata, "Forskrift om saksbehandling og kontroll i byggesaker," ed.
- [14] M. O.-o. energidepartementet, "Retningslinjer for planlegging og lokalisering av vindkraftanlegg," in *Veileder T-1458*, ed, 2007.
- [15] P. I. B. o. J. Krikström, "Kriterier for etablering av småskala vindkraftverk," 2005.
- [16] YR.no. (2013). *Beaufortskalaen*. Available: <http://om.yr.no/forklaring/symbol/vind/>
- [17] N. Statkraft Grøner AS, Riksantikvaren, Direktoratet for naturforvaltning, "Vindkraft og miljø – en erfaringsgjennomgang," 2003.
- [18] A. F. O. Reitan, "Bestands- og reproduksjonskontroll av havørn i 2003 etter utbygging av trinn 1 av Smøla vindpark.," 2003.
- [19] O.-o. energidepartementet, "Fakta 2008 om energi og vannressurser i Norge, kap. 7 Kraftmarkedet," 2008.
- [20] S. v. A. C. Bøeng, "Fornybardirektivet – Hva betyr det for energibransjen?," Energi Norge2011.
- [21] STATNETT, "ELSERTIFIKATORORDNINGEN: ROLLER OG ANSVAR," 2012.
- [22] O.-o. energidepartementet, "Forskrift om elsertifikater," 2011.
- [23] NVE. (2013). *Gebyr for elsertifikatorordningen*. Available: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Elsertifikater/Kraftprodusenter/Gebyr/>

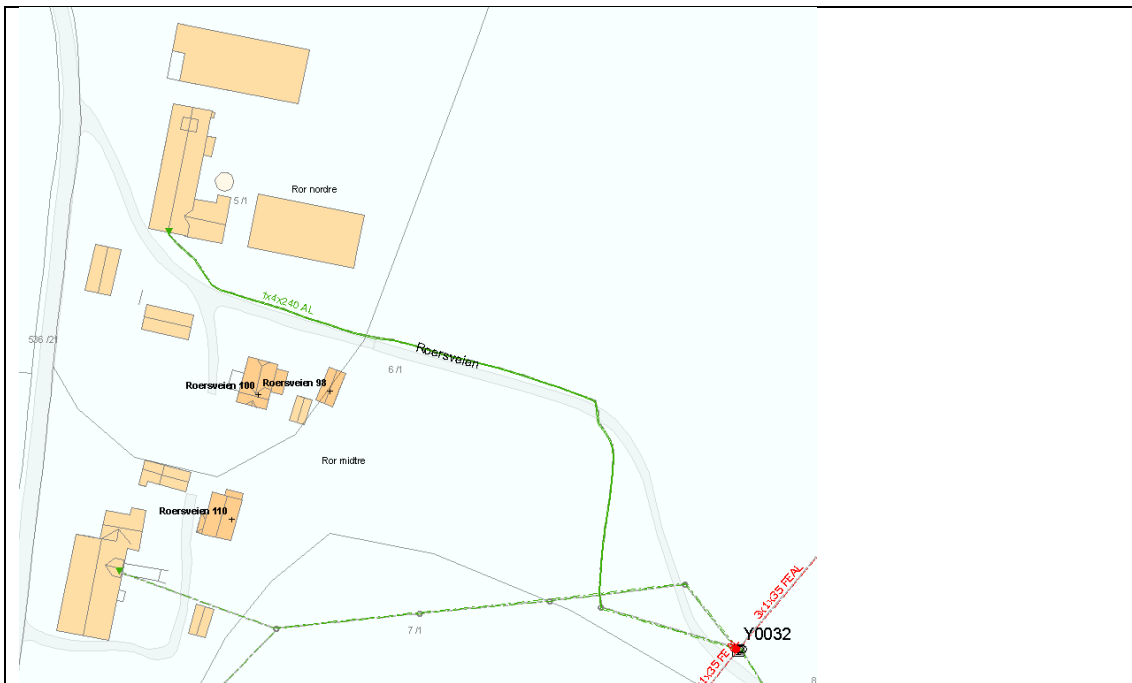


- [24] STATNETT. (2013). *Om elsertifikater->informasjon*. Available: <http://necs.statnett.no/Lists/PublicPages/AboutElCertificates.aspx>
- [25] STATNETT. (2013). *Om opprinnelsesgarantier*. Available: <http://necs.statnett.no/Lists/PublicPages/Info.aspx>
- [26] ECgroup, "VILKÅR FOR PLUSSKUNDER," Energi Norge 2011.
- [27] Lovdata, "§ 17-5. Anleggsbidrag," in *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer*, ed, 1999.
- [28] E. B. C. o. I. S. Inger Helene Waagaard, "Mulighetsstudie for landbasert vindkraft 2015 og 2025," NVE2008.
- [29] N. V. N. o. E. Norge). (2013). *Kostnader og investering*. Available: <http://www.vindportalen.no/oekonomi/kostnader-og-investering.aspx>
- [30] T.-O. AVGIFTS DIREKTORATET, "Avgift på elektrisk kraft 2013," in *Rundskriv nr. 10/2013 S*, ed, 2013.
- [31] NVE. (2013). *Gårds- og grendeverk*. Available: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie1/Beregning-av-tariffer-for-innmating-fra-produksjon/Gards-og-grendeverk/>
- [32] M. H. o. S. Lindset, *Finansiering og investering kort og godt*: Universitetsforlaget, 2007.
- [33] S. CORPORATION, "The drivers of the Levelized Cost of Electricity for Utility-Scale Photovoltaics " 2008.
- [34] S. Kartverk. (2013). *Norgeskart* Available: <http://www.statkart.no>
- [35] E. a. N. Roer, "Opplysninger om Roer Gård," ed, 2013.
- [36] A. M. Størdal, "PV Roer gård," IMT, Universitetet for miljø- og biovitenskap, 2013.
- [37] H. N. AS, "01-06-01 TILKNYTNING AV PRODUKSJONSANLEGG 230 - 400 V", in *Retningslinje*, ed. Nettutvikling Kjetil Ryen og Sigurd Kvistad, 2006.
- [38] I. E. Commission. (2013). *four-quadrant metering*. Available: <http://dom2.iec.ch/terms/terms.nsf/9bc7f244dab1a789c12570590045fac8/57729bc6f1abad96c125787f00246517?OpenDocument>
- [39] L. S. Udem, "Telefonsamtale," Seniorrådgiver vindkraft ed: Multiconsult, 2013.
- [40] *Tolltariffen 2013, kap. 84.12 Andre kraftmaskiner og motorer*, 2013.
- [41] *Lov om merverdiavgift (merverdiavgiftsloven)*, § 8-1. Hovedregel, 2013.
- [42] M. s. A. P. LTD, "E-post fra Altem Power ", ed, 2013.
- [43] Hannevind.com, "Telefonsamtale med hannevind.com ", ed, 2013.
- [44] T. WINDPOWER. (2013). *Turbines list*. Available: [http://www.thewindpower.net/manuturb\\_turbines\\_en.php?tri=2](http://www.thewindpower.net/manuturb_turbines_en.php?tri=2)
- [45] W. T. Nord. (2013). *WTN 250*. Available: [http://www.windtechniknord.de/250\\_e.htm](http://www.windtechniknord.de/250_e.htm)
- [46] G. Earth. "Nordre Ror, Rygge" [Online].
- [47] E. i. A. S. Per Nilsen, "WindPRO 2.6 User Guide ", 1 ed: EMD international A/S, 2008.
- [48] <http://www.seeiendom.no>. (2013). *Nordre ror, Rygge*.
- [49] Vansjøregionen. (2013). *Webinnsyn*. Available: [http://webhotel3.gisline.no/WebInnsyn\\_vansjo/Klient/Vis/Vansjo](http://webhotel3.gisline.no/WebInnsyn_vansjo/Klient/Vis/Vansjo)



- 
- [50] NVE, "Vindkraft," *Isingskart*, 2009.
- [51] D. F. NATURFORVALTNING. (2013, 03.03.2013). *Naturbase*.
- [52] Riksantikvaren. (2012). *Ror nordre og søndre*. Available: <http://www.kulturminnesok.no/Lokaliteter/OEstfold/Rygge/Ror-nordre-og-soendre>
- [53] Forsvarsbygg, "Telefonsamtale m/ radaransvarlig," ed: Forsvaret, 2013.
- [54] N. O. COMMODITIES. (2013). *Prices Financial Market Nordic Electricity*. Available: <http://www.nasdaqomx.com/commodities/markets/marketprices/>
- [55] S. Kraftmäkling. (2013, 12.04.12). *Marknadspriser*. Available: <http://www.skm.se/priceinfo/>
- [56] H. NETT. (2013). *Nettleiepriser for bedrifter og næringsliv*. Available: [http://www.hafslundnett.no/nett/artikler/les\\_artikkel.asp?artikkelid=239](http://www.hafslundnett.no/nett/artikler/les_artikkel.asp?artikkelid=239)
- [57] M. Trafo, "listepriser transformatorer," ed, 2013.
- [58] I. N. AS, "E-post korrespondanse om Roer gård," ed. Infratek: L. I. Bratsberg, 2013.
- [59] I. N. AS, "Kostnadsoverslag transformator og montering ", ed. Infratek: Lasse Solbakken, 2013.
- [60] N. v.-o. energidirektorat, "Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk," ed: NVE, 2010.

## Vedlegg 1 – nettilkobling



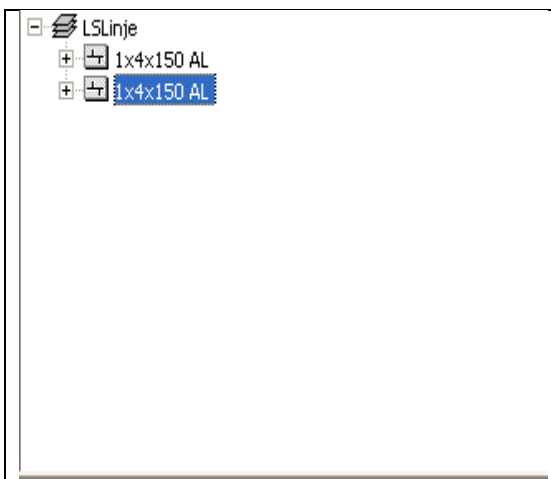
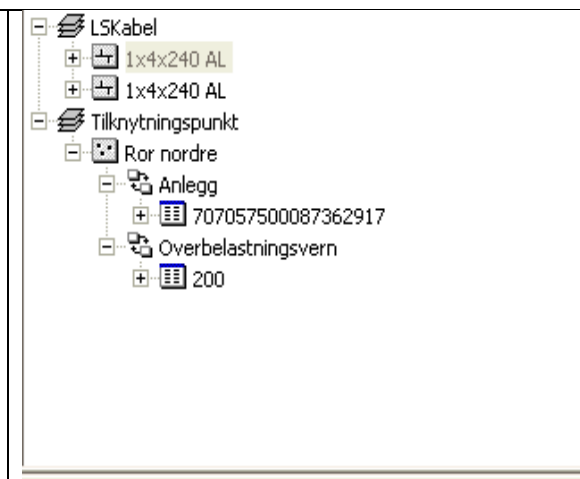
Figur 1 – Nettstasjon Y0032 og lavspent nett

OBJECTID	11764772
SubtypeCD	Nettstasjon
Status	I drift
Kommune	Rygge
Eier	Hafslund Nett
Transformatorstasjon	Halmstad-501
Driftsmerking	Y0032
Plassering	Roer
Driftsspennning [V]	17kV
Anmerkning	Rygge_Raade
B1	Y0032
B2	17
B3	1
Element	Nettst
Fabrikat	Andre
Stasjonstype	Mast arrangement
Nettstasjonstype	MT
Jordfeilovervåkning	<Null>
Betjening	<Null>
Fabrikasjonsår	<Null>
SF6 gass [kg]	<Null>
Maks antall trafoer	1
Maks traføyttelse	100
Maks antall HS felt	1
Maks antall LS kurser	5

Figur 2 – Informasjon om nettstasjonen

OBJECTID	6547644
SubtypeCD	Fordelingstrafo_Tovikling
Status	I drift
Kommune	Rygge
Eier	Hafslund Nett
Driftsmerking	TY0032-1
Driftsspennning [V]	17kV
Anmerkning	Sjekkett10.03.04ok.HK / Trinnst
B1	Y0032
B2	17
B3	TR1
Element	Trafo
Fabrikat	Møre Trafo
Typebetegnelse	OTB 3335
Serie-/Fabrikasjonsnummer	780401
Fabrikasjonsår	1978
Transformatorstype	<Null>
Koblingsgruppe	Yy0
Mulige koblingsgrupper	Yyn0
Kjølemetode	<Null>
Merkeytelse [KVA]	100 kVA
Merkespenning PRIM [V]	17000
Merkespenning SEK [V]	240 V
Merkespenning Sekundær	240
Merkestrøm primær [A]	3,4
Merkestrøm sekundær [A]	240
Er [%]	1,62
Ek [%]	6,06
R0 SEK [mOhm]	<Null>
X0 SEK [mOhm]	<Null>
X0X1	10
Tomgangsstrøm [%]	<Null>
Tomgangstap [W]	300
Belastningstap [W]	1620
Antall trinn	5
Antall trinn opp	2
Antall trinn ned	2
Trinnstørrelse [%]	3 %

Figur 3 – Transformator spesifikasjoner

																																																																																																																																																							
<table border="1"> <tr><td>Kommune</td><td>Rygge</td></tr> <tr><td>EIER</td><td>Hafslund Nett</td></tr> <tr><td>SUBTYPECD</td><td>LSLinje</td></tr> <tr><td>MERKESPENNING</td><td>1 kV</td></tr> <tr><td>DRIFTSSPENNING</td><td>230 V</td></tr> <tr><td>ENABLED</td><td>True</td></tr> <tr><td>STATUS</td><td>I drift</td></tr> <tr><td>ANMERKNING</td><td>&lt;Null&gt;</td></tr> <tr><td>TYPEBETEGNELSE</td><td>1x4x150 AL</td></tr> <tr><td>ISOLASJONSTYPE</td><td>EX</td></tr> <tr><td>ANTALLEDERE</td><td>4</td></tr> <tr><td>ANTLEDEREPRFASE</td><td>1</td></tr> <tr><td>LEDERTVERRSNITT</td><td>150</td></tr> <tr><td>LEDERMATERIALE</td><td>Al</td></tr> <tr><td>NULLEDERTVERRSNITT</td><td>150</td></tr> <tr><td>NULLEDERMATERIALE</td><td>Al</td></tr> <tr><td>PARALLEL</td><td>A</td></tr> <tr><td>FORLEGNINGSAAAR</td><td>2006</td></tr> <tr><td>Maks tillatt driftsstrøm [A]</td><td>380</td></tr> <tr><td>B1</td><td>Y0032</td></tr> <tr><td>B2</td><td>0,230</td></tr> <tr><td>B3</td><td>K04A</td></tr> <tr><td>ELEMENT</td><td>N437331</td></tr> <tr><td>LENGDE</td><td>55,60284619</td></tr> <tr><td>LENGDEKILDE</td><td>Shape med tillegg</td></tr> <tr><td>LENGDETILLEGG</td><td>&lt;Null&gt;</td></tr> <tr><td>PLANSTATUS</td><td>Ferdig bygd</td></tr> <tr><td>FP_IPID</td><td>437331</td></tr> <tr><td>BRUK_STANDARDVERDIER</td><td>Ja</td></tr> <tr><td>R1</td><td>0,01145419</td></tr> <tr><td>X1</td><td>0,0040034</td></tr> <tr><td>R0</td><td>0,04559433</td></tr> <tr><td>X0</td><td>0,01612483</td></tr> <tr><td>CD</td><td>66,16738697</td></tr> <tr><td>CJ</td><td>33,36170771</td></tr> </table>	Kommune	Rygge	EIER	Hafslund Nett	SUBTYPECD	LSLinje	MERKESPENNING	1 kV	DRIFTSSPENNING	230 V	ENABLED	True	STATUS	I drift	ANMERKNING	<Null>	TYPEBETEGNELSE	1x4x150 AL	ISOLASJONSTYPE	EX	ANTALLEDERE	4	ANTLEDEREPRFASE	1	LEDERTVERRSNITT	150	LEDERMATERIALE	Al	NULLEDERTVERRSNITT	150	NULLEDERMATERIALE	Al	PARALLEL	A	FORLEGNINGSAAAR	2006	Maks tillatt driftsstrøm [A]	380	B1	Y0032	B2	0,230	B3	K04A	ELEMENT	N437331	LENGDE	55,60284619	LENGDEKILDE	Shape med tillegg	LENGDETILLEGG	<Null>	PLANSTATUS	Ferdig bygd	FP_IPID	437331	BRUK_STANDARDVERDIER	Ja	R1	0,01145419	X1	0,0040034	R0	0,04559433	X0	0,01612483	CD	66,16738697	CJ	33,36170771	<table border="1"> <tr><td>OBJECTID</td><td>110694344</td></tr> <tr><td>SUBTYPECD</td><td>LSKabel</td></tr> <tr><td>STATUS</td><td>I drift</td></tr> <tr><td>Kommune</td><td>Rygge</td></tr> <tr><td>EIER</td><td>Hafslund Nett</td></tr> <tr><td>DRIFTSSPENNING</td><td>230 V</td></tr> <tr><td>MERKESPENNING</td><td>1 kV</td></tr> <tr><td>ANMERKNING</td><td>&lt;Null&gt;</td></tr> <tr><td>B1</td><td>Y0032</td></tr> <tr><td>B2</td><td>0,230</td></tr> <tr><td>B3</td><td>K03A</td></tr> <tr><td>ELEMENT</td><td>B437319</td></tr> <tr><td>TYPEBETEGNELSE</td><td>1x4x240 AL</td></tr> <tr><td>Isolasjonstype</td><td>TFXP</td></tr> <tr><td>LEDERMATERIALE</td><td>Al</td></tr> <tr><td>LEDERTVERRSNITT</td><td>240</td></tr> <tr><td>ANTALLEDERE</td><td>4</td></tr> <tr><td>ANTLEDEREPRFASE</td><td>1</td></tr> <tr><td>KABELANTALL</td><td>1</td></tr> <tr><td>NULLEDERMATERIALE</td><td>Al</td></tr> <tr><td>NULLEDERTVERRSNITT</td><td>240</td></tr> <tr><td>PE_TVERRSNITT</td><td>&lt;Null&gt;</td></tr> <tr><td>PARALLEL</td><td>&lt;Null&gt;</td></tr> <tr><td>FORLEGNINGSAAAR</td><td>2006</td></tr> <tr><td>ANTATTFORLEGNINGSAAAR</td><td>&lt;Null&gt;</td></tr> <tr><td>Maks tillatt driftsstrøm [A]</td><td>350</td></tr> <tr><td>LENGDE</td><td>248,46</td></tr> <tr><td>LENGDEKILDE</td><td>Hafslund kabel med tillegg</td></tr> <tr><td>LENGDETILLEGG</td><td>&lt;Null&gt;</td></tr> <tr><td>PLANSTATUS</td><td>Ferdig bygd</td></tr> <tr><td>KABELNUMMER</td><td>&lt;Null&gt;</td></tr> <tr><td>FP_IPID</td><td>437319</td></tr> <tr><td>PROSJEKTNUMMER</td><td>AO135476</td></tr> <tr><td>BRUK_STANDARDVERDIER</td><td>Ja</td></tr> <tr><td>R1</td><td>0,0310575</td></tr> <tr><td>X1</td><td>0,01788912</td></tr> <tr><td>R0</td><td>0,12423</td></tr> <tr><td>X0</td><td>0,0720534</td></tr> <tr><td>CD</td><td>0,3130596</td></tr> <tr><td>CJ</td><td>0,1590144</td></tr> </table>	OBJECTID	110694344	SUBTYPECD	LSKabel	STATUS	I drift	Kommune	Rygge	EIER	Hafslund Nett	DRIFTSSPENNING	230 V	MERKESPENNING	1 kV	ANMERKNING	<Null>	B1	Y0032	B2	0,230	B3	K03A	ELEMENT	B437319	TYPEBETEGNELSE	1x4x240 AL	Isolasjonstype	TFXP	LEDERMATERIALE	Al	LEDERTVERRSNITT	240	ANTALLEDERE	4	ANTLEDEREPRFASE	1	KABELANTALL	1	NULLEDERMATERIALE	Al	NULLEDERTVERRSNITT	240	PE_TVERRSNITT	<Null>	PARALLEL	<Null>	FORLEGNINGSAAAR	2006	ANTATTFORLEGNINGSAAAR	<Null>	Maks tillatt driftsstrøm [A]	350	LENGDE	248,46	LENGDEKILDE	Hafslund kabel med tillegg	LENGDETILLEGG	<Null>	PLANSTATUS	Ferdig bygd	KABELNUMMER	<Null>	FP_IPID	437319	PROSJEKTNUMMER	AO135476	BRUK_STANDARDVERDIER	Ja	R1	0,0310575	X1	0,01788912	R0	0,12423	X0	0,0720534	CD	0,3130596	CJ	0,1590144
Kommune	Rygge																																																																																																																																																						
EIER	Hafslund Nett																																																																																																																																																						
SUBTYPECD	LSLinje																																																																																																																																																						
MERKESPENNING	1 kV																																																																																																																																																						
DRIFTSSPENNING	230 V																																																																																																																																																						
ENABLED	True																																																																																																																																																						
STATUS	I drift																																																																																																																																																						
ANMERKNING	<Null>																																																																																																																																																						
TYPEBETEGNELSE	1x4x150 AL																																																																																																																																																						
ISOLASJONSTYPE	EX																																																																																																																																																						
ANTALLEDERE	4																																																																																																																																																						
ANTLEDEREPRFASE	1																																																																																																																																																						
LEDERTVERRSNITT	150																																																																																																																																																						
LEDERMATERIALE	Al																																																																																																																																																						
NULLEDERTVERRSNITT	150																																																																																																																																																						
NULLEDERMATERIALE	Al																																																																																																																																																						
PARALLEL	A																																																																																																																																																						
FORLEGNINGSAAAR	2006																																																																																																																																																						
Maks tillatt driftsstrøm [A]	380																																																																																																																																																						
B1	Y0032																																																																																																																																																						
B2	0,230																																																																																																																																																						
B3	K04A																																																																																																																																																						
ELEMENT	N437331																																																																																																																																																						
LENGDE	55,60284619																																																																																																																																																						
LENGDEKILDE	Shape med tillegg																																																																																																																																																						
LENGDETILLEGG	<Null>																																																																																																																																																						
PLANSTATUS	Ferdig bygd																																																																																																																																																						
FP_IPID	437331																																																																																																																																																						
BRUK_STANDARDVERDIER	Ja																																																																																																																																																						
R1	0,01145419																																																																																																																																																						
X1	0,0040034																																																																																																																																																						
R0	0,04559433																																																																																																																																																						
X0	0,01612483																																																																																																																																																						
CD	66,16738697																																																																																																																																																						
CJ	33,36170771																																																																																																																																																						
OBJECTID	110694344																																																																																																																																																						
SUBTYPECD	LSKabel																																																																																																																																																						
STATUS	I drift																																																																																																																																																						
Kommune	Rygge																																																																																																																																																						
EIER	Hafslund Nett																																																																																																																																																						
DRIFTSSPENNING	230 V																																																																																																																																																						
MERKESPENNING	1 kV																																																																																																																																																						
ANMERKNING	<Null>																																																																																																																																																						
B1	Y0032																																																																																																																																																						
B2	0,230																																																																																																																																																						
B3	K03A																																																																																																																																																						
ELEMENT	B437319																																																																																																																																																						
TYPEBETEGNELSE	1x4x240 AL																																																																																																																																																						
Isolasjonstype	TFXP																																																																																																																																																						
LEDERMATERIALE	Al																																																																																																																																																						
LEDERTVERRSNITT	240																																																																																																																																																						
ANTALLEDERE	4																																																																																																																																																						
ANTLEDEREPRFASE	1																																																																																																																																																						
KABELANTALL	1																																																																																																																																																						
NULLEDERMATERIALE	Al																																																																																																																																																						
NULLEDERTVERRSNITT	240																																																																																																																																																						
PE_TVERRSNITT	<Null>																																																																																																																																																						
PARALLEL	<Null>																																																																																																																																																						
FORLEGNINGSAAAR	2006																																																																																																																																																						
ANTATTFORLEGNINGSAAAR	<Null>																																																																																																																																																						
Maks tillatt driftsstrøm [A]	350																																																																																																																																																						
LENGDE	248,46																																																																																																																																																						
LENGDEKILDE	Hafslund kabel med tillegg																																																																																																																																																						
LENGDETILLEGG	<Null>																																																																																																																																																						
PLANSTATUS	Ferdig bygd																																																																																																																																																						
KABELNUMMER	<Null>																																																																																																																																																						
FP_IPID	437319																																																																																																																																																						
PROSJEKTNUMMER	AO135476																																																																																																																																																						
BRUK_STANDARDVERDIER	Ja																																																																																																																																																						
R1	0,0310575																																																																																																																																																						
X1	0,01788912																																																																																																																																																						
R0	0,12423																																																																																																																																																						
X0	0,0720534																																																																																																																																																						
CD	0,3130596																																																																																																																																																						
CJ	0,1590144																																																																																																																																																						
<p><b>Figur 4 - Spesifikasjoner 150 Al luftlinje</b></p>	<p><b>Figur 5 - Spesifikasjoner TFXP 240 Al jordkabel</b></p>																																																																																																																																																						

## Vedlegg 2

<b>Produsent</b>	Hannevind, 45 kW	WindEn 45	Endurance, E-3120	Seaforth, AOC 15/50	Forevoo, FDQ14-50/13	Ghrepower, FD13-50/12	Wande, FD13-50/12	Altem, 50kW*
<b>Land</b>	Sverige	Sverige	Canada	Canada	China	China	China	India
<b>Effekt (kW)</b>	45	45	50	50	50	50	50	50
<b>Side i PDF /side i katalog</b>	104 / 89	108 / 93	26 eller 11	28 / 13	39 / 24	40 / 25	42 / 26	69 / 54
<b>Produsentens tid på markedet</b>	10	6	4	15	5	-	8	2
<b>Levetid år</b>	20+	20	20	30	20	15	5	20
<b>Garanti år</b>	3, opp til 10	2	5	?	2	2	1	1
<b>Antall solgte</b>	-	>60	Kontakt	175+	-	-	>20	0
<b>Generator</b>	400V, 50 hZ asynkron	asynkron	3 fase induksjon	3-fase Induksjon	PM	3-fase PM	DDPM	DDPM
<b>Spenning</b>	400 V	400 V	400 V	400 V	?	380	480	-
<b>Sertifisering</b>					CE	CE	CE	-
<b>Pris</b>	Ikke fått svar	Ikke fått svar	Ikke fått svar	Ikke fått svar	Ikke fått svar	Ikke fått svar	117700 EUR	110 000 EUR
<b>Pris inkluderer</b>							ikke inkl. Regulator	Ikke inkl. Tårn
<b>Merknad</b>								Under utvikling

\*Ikke tilgjengelig



WindEn 45

## WindEn Sweden AB (Sweden)

Theres Svenssons Gata 10, vån. 4  
417 55 Gothenburg

[www.winden.com](http://www.winden.com)

Tel: +46 (0)31 - 50 66 70  
Fax: +46 (0)31 - 65 45 99  
E-mail: [info@winden.se](mailto:info@winden.se)  
Contact: Daniel Lundgren

6 years in business

Distribution:  
Domestic, International  
and Direct from factory



Model	WindEn 30	WindEn 45
Orientation	Downwind	
Rated Output	30 kW	45 kW
Peak Output	30 kW	45 kW
Output Voltage (V)	3 phase, 400 VAC, 50 Hz	
Generator Type	Asynchronous induction generator	
Applications	Grid Connection	
Controller Type	PLC	
Overspeed Protection	1. Stall regulation 2. Fail safe disc brake 3. Blade tip brake	
Blade Material	Glass-reinforced plastic	
# of Blades	3	
Rotor Diameter (m)	13	14.6
Swept Area (m <sup>2</sup> )	133	166
Windspeed (m/s)		
Rated	12	13
Cut-in	3.5	
Cut-out	20	
Governing		
Survival	52.5	
Head Weight (kg)	2000	2500
Tower Type	Self-supported, lattice or tubular, hot dip galvanised steel	
Tower Height (m)	18-36	
Product Life (years)	20 design life	
Warranty (years)	2	
Units sold	>60	
Years on the market	1	6
Price	Please contact us!	
Additional Info	Our two Swedish-made wind turbines have been developed and tested to combine a high level of safety and quality with a very competitive price, to ensure better profitability for our customers.	

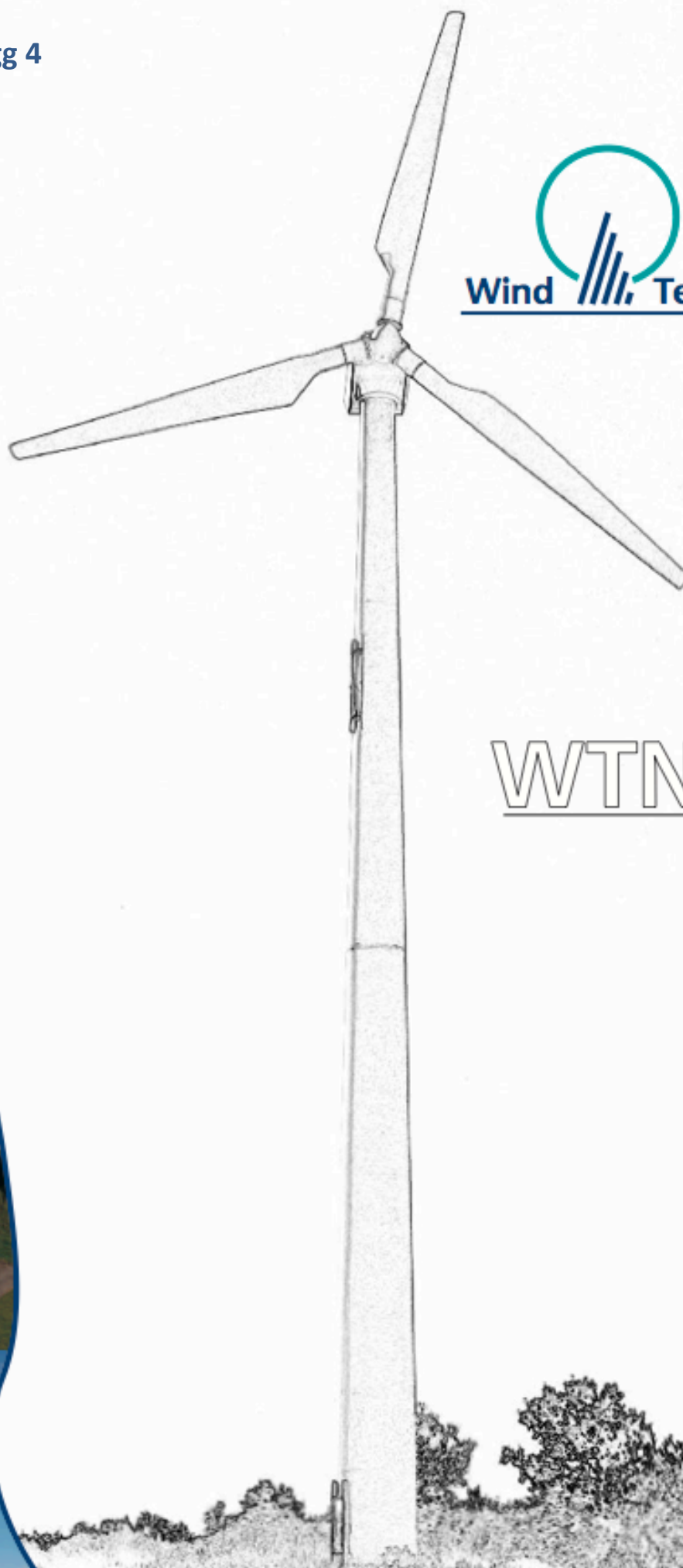
### Vedlegg 3 – Vindturbiner mellom 200 – 250 kW.

<b>Produsent</b>	<b>Modell</b>	<b>Effekt (kW)</b>	<b>Rotordiameter (m)</b>	<b>Merknad</b>
ACSA	A27/225	225	27	Under production
ACSA	A29/225	225	29	Under production
Aeronautica Windpower	29-225	225	29	Under production
Aeronautica Windpower	33-225	225	33	Under production
CWEL	C-30/250	250	29	Under production
Danwin	27/225	225	27	Old model
Danwin	24/200	200	24	Old model
Dencon	Tornado 250/26	250	26	Old model
Dencon	Tornado 200/26	200	26	Old model
Ecotecnia	28	225	28	Old model
Fuhrlander	FL 250/30	250	29	Old model
HSW	250	250	28	Old model
India Wind Power	IWPL-29/250	250	30	Old model
ITP	250 kW	250	30	Old model
Lagerwey	LW250-27	250	27	Old model
Lagerwey	LW250-30	250	30	Old model
MBB	Monopteros M30	200	33	Old model
Neg Micon	M750	250	31	Old model
Neg Micon	M530	250	26	Old model
Neg Micon	M530/24	250	24	Old model
Neg Micon	M250/24	250	24	Old model
Neg Micon	M700-225	225	30	Old model
Neg Micon	M570	200	27	Old model
NEPC	250/50	250	28	Old model
NEPC	250/31	250	31	Under production
NEPC	225/40	225	30	Under production
NEPC	200/30	200	30	Under production
Nordex	N29/250	250	29	Old model
Nordex	N27/250	250	27	Old model
Nordex	N27/225	225	27	Old model

Norwin	29-STALL-225 kW	225	29	Under production
Norwin	29-STALL-200 kW	200	29	Under production
Norwin	33-STALL-200 kW	200	33	Old model
Pioneer Wincon	P250/29	250	29	Under production
Shriram EPC	SEPC 250T	250	29	Old model
SIVA	250/50	250	30	Under production
Southern Wind Farms	GWL225/40	225	30	Under production
Soyut Wind	Soyut Wind 250	250	41	Under production
Soyut Wind	Soyut Wind 200	200	37	Under production
SRC Green Power	SRC 250/50	250	30	Under production
SUREnergy	SURNPS 29-225	225	30	Under production
Südwind	S31/250	250	31	Old model
Tacke	TW-250	250	26	Old model
Vergnet	GEV MP 250/30	250	30	Under production
Vergnet	GEV MP 250/32	250	32	Under production
Vergnet	GEV MP 250/28	250	28	Old model
Vergnet	GEV 26/220	220	26	Old model
Vergnet	GEV 26/200	200	26	Old model
Vergnet	GEV MP 200/32	200	32	Under production
Vergnet	GEV MP 200/30	200	30	Under production
Vergnet	GEV MP 200/28	200	28	Old model
Vestas	V27/225	225	27	Old model
Vestas	V29/225	225	29	Old model
Vestas	V25/200	200	25	Old model
Vestas	V23/200	200	23	Old model
WES	WES30 Mk1	250	30	Under production
WES	WES200	200	30	Old model
WESPA	WESPA 225/29	225	29	Under production
WESPA	WESPA	200	29	Under



	200/29			production
WESPA	WESPA 200/33	200	33	Under production
Wincon	W250/29	250	26	Old model
Wincon	W200/26	200	26	Old model
Wincon	W200/24	200	24	Old model
Wind Technik Nord	250/30	250	30	Under production
Wind Technik Nord	200/26	200	26	Under production
Wind World	W2530/250	250	25	Old model
Wind World	W250/29	250	29	Old model
Wind World	W2500/220	220	25	Old model
Wind World	W2320/200	200	23	Old model
Windey	WD25-250kW	250	25	Old model
Windmaster	WM22/200	200	22	Old model
Windmatic	200	200	23	Old model



WTN 250



## CERTIFIED WINDTECHNOLOGY

### Blade / Rotor

The WTN 250 is equipped with a 3-blade up wind stall regulated rotor, with an improved overall efficiency. A special placing on the frame reduces the effect of moments of rotation. The blades are made of reinforced polyester and are equipped with "fail-safe" tip-brakes, which are activated simultaneously by centrifugal forces. The projected area of the blades is relative small, which contributes to a high survival wind speed. With a blade length of 13,4 m and a diameter of 30 m the rotor of the WTN 250 has a swept area of 707 m<sup>2</sup>. The rotor speed is 40 rpm.

### Hub

The hub is made of casted steel GGG 40.3 and mounted to the rotor shaft-flange. Correction of the pitch angel of the blades is possible by oval holes in the blade flanges.

### Main shaft

The main shaft is a forged piece and made of high-grade alloyed steel. It is mounted in two bearings, able to transfer all forces and moments to frame and gear.

### Main bearings

Two long-time grease lubricated bearings are the basis for a nearly noiseless operation of the main shaft. The places the main bearings are fitted to the frame are machined.

### Gearbox

A heavy three-stage helical gear transforms the 40 revolutions of the rotor to the 1500-rpm of the generator. This gear is specially designed for the WTN 250 with a gear ratio of 1 : 37.8. An oil cooler is separately placed.

### Coupling

The power of the rotor, transformed in the gearbox, is transmitted to the generator by an elastic coupling. With this method no vibrations will reach the bearings of the generator, and a longer lifetime is expected.

### Brakes and emergency brake system

The turbine is equipped with two (2) independent fail-safe systems. As mentioned before, the blades are equipped with a simultaneously activated safety tip-brake, and on top of these blades braking mechanisms,



the WTN is equipped with a disc brake.

The disk braking mechanism is supplied through two hydraulic fail-safe brake callipers, which are activated through a loss of supply (grid) voltage. The tip-brakes are in normal operation hold in position by a hydraulic cylinder. In emergency situations a hydraulic valve is activated by centrifugal forces, and both brake systems are engaged, independent of each other.

### Generator

The generator is a pole-changing asynchronous machine with a nominal output of 250 kW at 1500 rpm respectively 50 kW at 1000 rpm. It is operating on 400V AC level. A ventilator is cooling the outside of the machine.

### Yaw-System

The yaw-system is representing the main advantage in modern wind technology and makes the WTN 250 superior, compared with other conventional engineering in the wind industry.

The taken solution, designed and well tested, is to arrange two gears in that way, that any space in the system is eliminated. These yaw gear system incorporate both, a damping system to decrease forces induced by the turning forces of the rotor, and a brake system, while the yaw motors

## SECURE WINDTECHNOLOGY

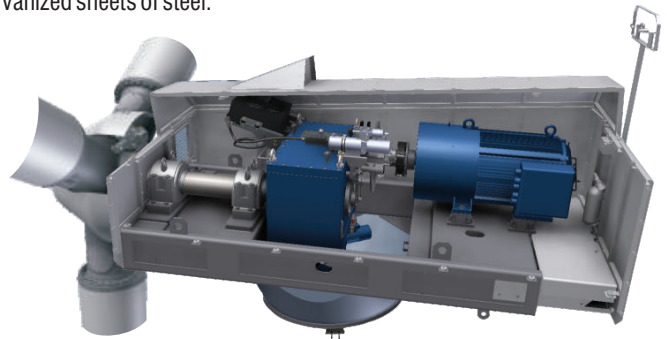
are stopped.

This system is ideally suited for WTG`s installed in multiples (wind farm applications) where the shadow effect of upwind placed WTG`s is blame for exposures to dynamic turning loads.

Another features of this yaw system are the automatic untwisting of the cables, and an additional twisted cable switch for more safety.

### Nacelle

The hot dip galvanized nacelle frame is constructed of welded steel beams that support the main shaft, gear, generator etc. The yaw ring is fitted to the bottom of the frame and allows the connection to the tower. The nacelle can be reached by a ladder inside the tower. The cover is made of galvanized sheets of steel.



### Tower

The lattice tower is a new design especially made to reach all destinations around the world by low costs. All parts of the turbine are suitable in a 40 ft container. Alternative an edged and bolted tubular tower is available.

The highest tower has a hub height of 50 m so that the rotor of the turbine is reaching a lower turbulence area. This will increase the output and the service life of the WTG.

However – there are sites where only small heights are allowed so that there is still a 30 m welded tubular tower available.

The microprocessor control system is placed at the bottom of the tower or in a special housing. A lockable door prevents unauthorised access.

The WTG comes equipped with safety belt and safety line, which provides a secure climbing during installation and maintenance.

### Control panel

All functions of the wind turbine are controlled by means of a proven microprocessor. While the turbine is operating and connected to the grid, the computer stores a number of operational data. If the WTG is erected in a wind farm, the turbines can be linked up to a computer management system. This design makes it possible to retrieve data and actual performance data from the wind turbines, and allows remote operation of the machines. If no management system is utilized, the same data can be read on the display mounted on the computer, that is continuously checking all sensors and the safety system:

- Grid control of: Voltage, Frequency, Phase equality
- Over speed control on rotor that activates disc brake
- Thermal sensor in generator
- Vibration sensor
- Automatic untwisting of cables
- Thermal relay for yaw gear motor
- Automatic stop for worn brake pads
- Automatic start-up in the event of grid failure
- Self-diagnostic in case of failure. Display indicates failure code.
- Generator speed
- Rotor speed
- Yawing
- Overspeed

The control system also ensures gradual grid hook-up via thyristors on all three phases. The phase compensation is included in the main panel and allows a Cos. phi above 0,9. All electrical components are protected against lightning.

## TECHNICAL DATA

### WTN 250 50 / 60 Hz Version – 30 m - 50 m hub height

1. General				
Nominal Output:	250 kW			
Rotor shaft arrangement:	horizontal			
Effect limitation:	Stall			
Mode of operation:	Grid connected			
Hub height:	30 m - 50 m			
50 year extreme gust:	59,5 resp. 52,5 m/s			
Calculated lifetime:	20 years			
2. Power data (10 min-mean windspeed in hub height)				
Cut in windspeed:	4 m/s			
Rated windspeed:	14 m/s			
Power at 10 m/s:	151,8 kW			
Cut off windspeed:	25 m/s			
Max. shaft power:	300 kW			
Specified output:	378 W/m <sup>2</sup>			
3. Rotor				
Diameter:	29 m or 30 m			
Swept area:	661 m <sup>2</sup> or 707 m <sup>2</sup>			
Number of blades:	3			
Kind of hub:	rigid			
Arrangement of rotor:	upwind			
Rotor speed:	26 / 40 rpm			
Lambda:	5,5			
Blade pitch angle:	-2 °			
Conus angle:	0 °			
Nacelle angle:	4 °			
4. Blade				
Type:	LM 13,4			
Material:	Glassfiber			
Length of blade:	13,39 m			
Chord root / tip:	1,259 m / 0,03 m			
5. Gear				
Type:	Spur gear			
Ratio:	1 : 30,23 resp. 37,96			
Stages:	3			
6. Yaw system				
Kind (active / passive):	active			
Actuation:	electrical			
Yaw speed:	1,0 ° - 1,2 ° / s			
Absorption system:	Friction safety clutch			
7. Generator				
Kind:	asynchronous, pole-changeable			
Rated output:	50 / 250 kW			
Rated speed:	1.515 or 1.212 rpm			
Voltage:	400 V ± 10%			
Frequency:	50 Hz or 60 Hz ± 5%			
Protection:	IP 55			
Insulation:	Class F			
Grid connection:	via Thyristors			
8. Tower				
Kind:	Lattice	Edged	Tubular	Tubular
Material:	Steel	Steel	Steel	Steel
Length:	48,4 m	45 m	38,7 m	28,7 m
Safety ladder:	yes	yes	yes	yes
9. Control system				
Kind of output control:	Stall regulation			
Operating system:	IC 1000			
Remote control system:	via telephone line			
Scada system:	Gateway			
Automatically start:	after loss of grid and after cut out wind			
10. Brakes				
Aerodynamic brakes:	Tip brakes			
- Activation:	hydraulic			
Mechanical brakes:	Disc brake			
- Arrangement:	behind gearbox			
- Activation:	mechanical			
11. Masses				
Rotor (with hub):	3.550 kg + 650 kg (30 m)			
Nacelle (without rotor):	9.750 kg			
Tower:	50 m lattice	46 m edged		
	22.700 kg	32.000 kg		
Total without foundation:	36.500 kg	45.700 kg		
Tower:	40 m tubular	30 m tubular		
	21.000 kg	11.500 kg		
Total without foundation:	34.700 kg	25.200 kg		

## ECONOMIC WINDTECHNOLOGY

### WTN 250

The wind power plant is a product of development, which is based on 20 years of constant experience in wind turbine design and production. It is designed by using well-tested and dependable construction elements in combination with modern technical know-how, to arrive the best possible results transferring wind into electrical energy.

Utilizing the same reliable, rugged construction of the past along with all updates in the technology, this turbine is designed for an environment as seen in wind farms with high wind speeds, thus ensuring maximum production and output. The optimal availability and production capacity together with the high manufacturing quality from the production line, along with a favorable price/efficiency relationship makes the turbine to be short-term economical investment.

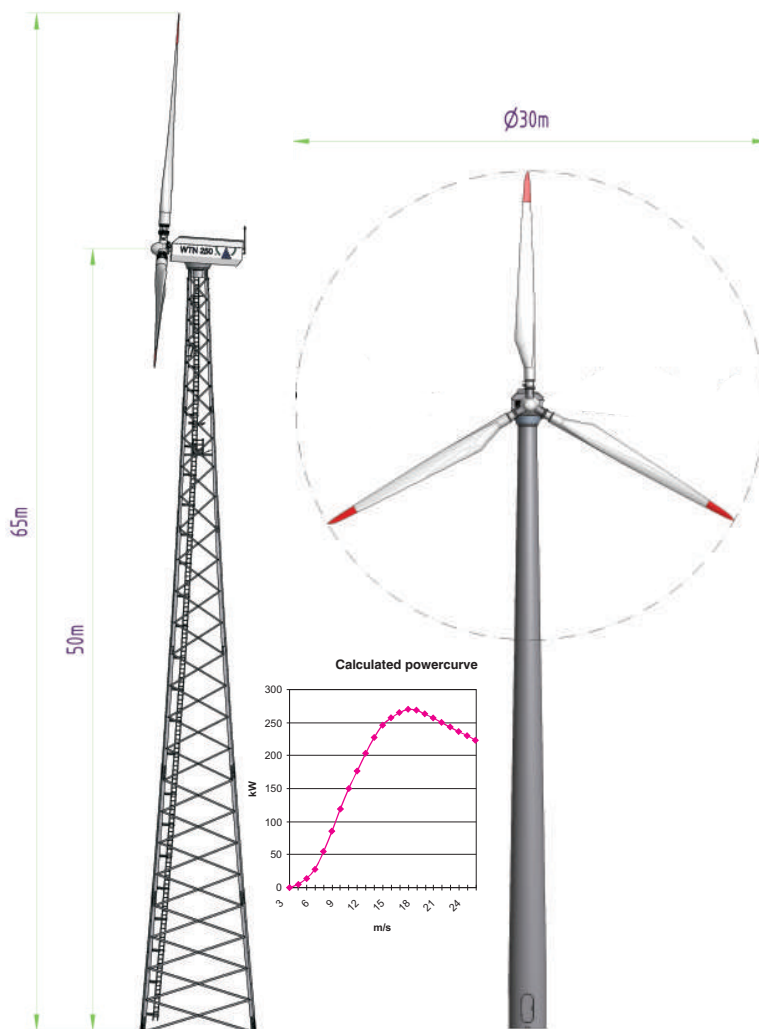
### Sites for erection

Sites for erection of the WTN 250 can be, as single unit for local production for large-scale consumers and for installation in wind farms as power station connected to the main grid.

In both cases the local regulations and rules for parallel production and connection to the grid will be followed. The optimal output and minimum expenditures can be reached by entering into a service and maintenance agreement.

### Security

To get the approval and certification for a wind turbine, it is necessary to go through very complicated and extensive procedures by officials and test organizations. Hereby the owner will obtain the maximum of technical security.







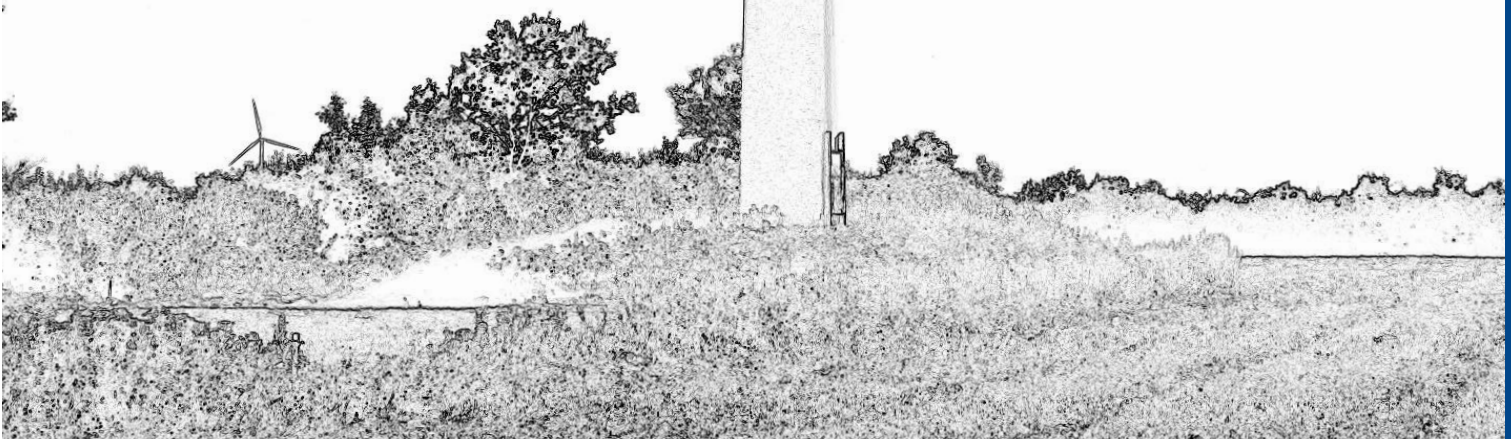
**Wind Technik Nord**

Enger Straße 13  
D-25917 Enge-Sande

Tel.: +49 46 62-69 80 00  
Fax: +49 46 62-69 80 09

E-Mail: [info@windtechniknord.de](mailto:info@windtechniknord.de)

[www.windtechniknord.de](http://www.windtechniknord.de)



# Power curve of WEG:

## WTN 250

30 - 50 m Hub height



Enger Straße 13  
D-25 917 ENGE-SANDE  
www.windtechniknord.de

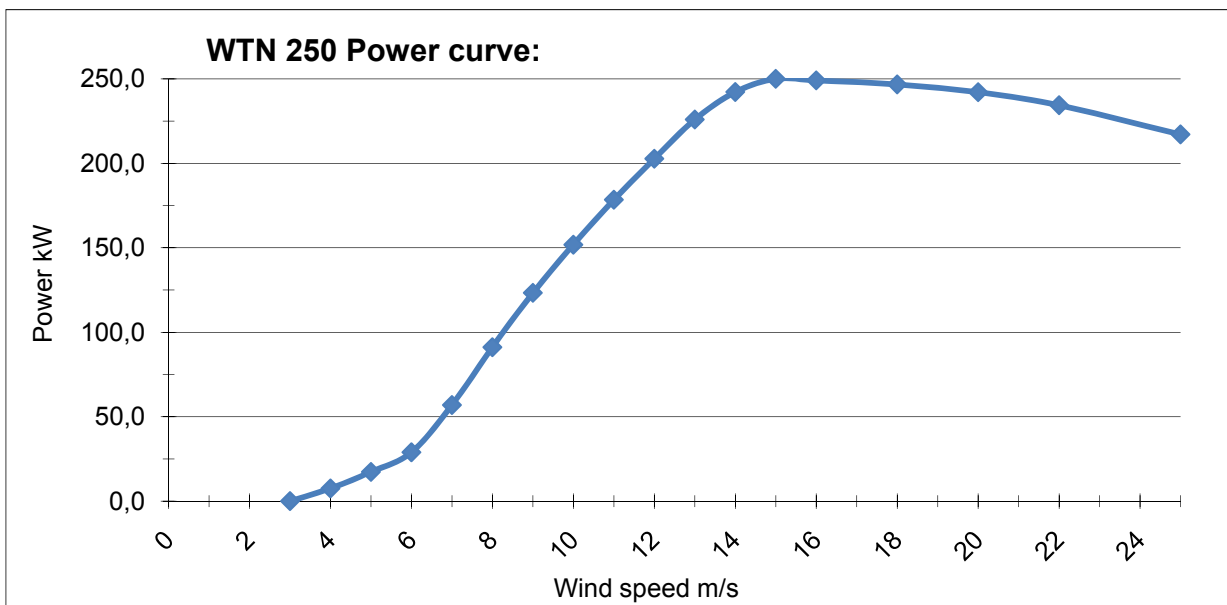
**Type: WTN 250**

Diameter: 30 m

Swept rotor area: 707 m<sup>2</sup>

All metrological conditions according to IEC 61 400 - 12

Wind in Hubheight in m/s :	Output in kW:
3	0,0
4	7,5
5	17,3
6	28,9
7	56,9
8	91,1
9	123,3
10	151,8
11	178,4
12	202,7
13	225,9
14	242,2
15	250,0
16	249,1
18	246,7
20	242,1
22	234,4
25	217,1



**General Noise Specifications WTN 250 kW**

**IEC STANDARD ON MEASUREMENT TECHNIQUES**

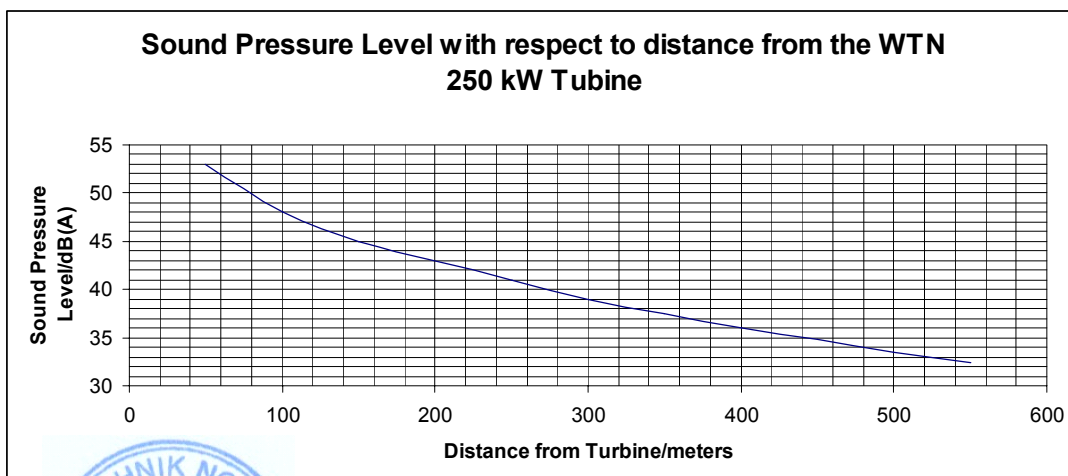
The sound power level is determined for an acoustic reference wind speed of 8 m/s at 10 m height. The revision of the standard focused on a reproducible tonal assessment procedure and the determination of the sound power level at each integer wind speed from 6m/s to 10 m/s at 10 m height.

Distance from the base of the turbine to the measurement equipment was 75 meters  
 Hub height of the turbine was 50 meters

Frequency/Hz	Sound Power/dβA
63	90.3
125	91.6
250	92.4
500	93.0
1000	88.3
2000	86.5
4000	84.1
8000	71.9
<b>A-weighted total</b>	<b>98.8</b>

\*At a distance of 75 meters analysis of the noise shows there are no clearly audible tones or impulses

Wind Speed at 10m above ground	Sound Power Level/dβA
5m/s	92.8
6m/s	95.1
7m/s	97.4
8m/s	99.8
9m/s	99.9
10m/s	100.1





# Vedlegg 5

WindPRO version 2.8.579 Dec 2012

Project:

**Roer gård**

Printed/Page

19.03.2013 12:05 / 1

Licensed user:

**Jon Olav Volden**

This license is ONLY to be used for educational purposes

--

Jon Olav Volden / jovo@student.umb.no

Calculated:

30.12.1899 00:00/2.8.579

## MCP - Overview of MCP-calculations

Calculation: 20 m 1080-1083 - 6080 korrelert

This report gives an overview of the measure-correlate-predict calculations made using the WindPRO MCP-module.

All table values are long term corrected and at measurement mast position. Correlations r and standard errors s are for the concurrent measured and corresponding predicted data based on no averaging.

### Table of calculations

Method	Description	Measure height a.g.l.	Mean wind in measure height 1)	Key height a.g.l. 3)	Mean wind in key height 2)	Wind energy	WTG energy	r - wind speed	s - wind speed	r - wind index	s - wind index	Time of calculation
		[m]	[m/s]	[m]	[m/s]				[m/s]		[%]	
Regression MCP	1080_rygge_a1.20,0m - /6080_rygge_a1.20,0m -	20,0	5,28	50,0	6,48	88,1	96,6	0,8253	1,6036	0,9942	2,7140	19.02.2013 10:18
Matrix MCP	1080_rygge_a1.20,0m - /6080_rygge_a1.20,0m -	20,0	5,26	50,0	6,44	86,7	95,5	0,8324	1,5880	0,9951	2,4821	19.02.2013 10:19
Regression MCP	1081_rygge_a2.20,0m - /6080_rygge_a1.20,0m -	20,0	5,29	50,0	6,49	78,4	89,0	0,8271	1,6181	0,9939	2,7773	19.02.2013 10:24
Matrix MCP	1081_rygge_a2.20,0m - /6080_rygge_a1.20,0m -	20,0	5,28	50,0	6,47	77,6	88,5	0,8328	1,6075	0,9941	2,6702	19.02.2013 10:24
Regression MCP	1082_rygge_a3.20,0m - /6080_rygge_a1.20,0m -	20,0	5,16	50,0	6,31	79,6	92,0	0,8133	1,5753	0,9941	2,7395	19.02.2013 10:26
Matrix MCP	1082_rygge_a3.20,0m - /6080_rygge_a1.20,0m -	20,0	5,15	50,0	6,30	79,3	92,0	0,8228	1,5481	0,9958	2,2774	19.02.2013 10:27
Regression MCP	1083_rygge_a4.20,0m - /6080_rygge_a1.20,0m -	20,0	5,11	50,0	6,29	78,3	89,7	0,8168	1,5569	0,9931	2,9202	19.02.2013 10:29
Matrix MCP	1083_rygge_a4.20,0m - /6080_rygge_a1.20,0m -	20,0	5,08	50,0	6,27	77,8	89,4	0,8247	1,5375	0,9958	2,2591	19.02.2013 10:30

1) Mean wind speed of time series

2) Calculated with WAsP

3) When calculated with displacement height, the displaced height is shown in ().

Project:

Roer gård

Printed/Page

19.03.2013 12:05 / 1

Licensed user:

Jon Olav Volden

This license is ONLY to be used for educational purposes

- -

Jon Olav Volden / jovo@student.umb.no

Calculated:

30.12.1899 00:00/2.8.579

**MCP - Overview of MCP-calculations****Calculation:** 40 m 1080-1083 - 6080 korrelert

This report gives an overview of the measure-correlate-predict calculations made using the WindPRO MCP-module.

All table values are long term corrected and at measurement mast position. Correlations  $r$  and standard errors  $s$  are for the concurrent measured and corresponding predicted data based on no averaging.

**Table of calculations**

Method	Description	Measure height a.g.l.	Mean wind in measure height 1)	Key height a.g.l. 3)	Mean wind in key height 2)	Wind energy	WTG energy	r - wind speed	s - wind speed	r - wind index	s - wind index	Time of calculation
		[m]	[m/s]	[m]	[m/s]				[m/s]		[%]	
Regression MCP	40 m 1080 / 6080 korrelert	40,0	5,79	50,0	6,13	79,9	85,3	0,8413	1,7141	0,9923	3,2249	18.02.2013 15:26
Matrix MCP	40 m 1080 /6080 korrelert	40,0	5,77	50,0	6,10	79,1	84,4	0,8508	1,6753	0,9939	2,8534	18.02.2013 15:28
Regression MCP	1081_rygge_a2.40,0m - /6080_rygge_a1.40,0m -	40,0	5,80	50,0	6,08	69,8	76,5	0,8424	1,7314	0,9922	3,2607	18.02.2013 15:47
Matrix MCP	1081_rygge_a2.40,0m - /6080_rygge_a1.40,0m -	40,0	5,77	50,0	6,06	69,3	75,8	0,8510	1,6995	0,9932	3,0148	18.02.2013 15:49
Regression MCP	1082_rygge_a3.40,0m - /6080_rygge_a1.40,0m -	40,0	5,69	50,0	5,98	75,4	81,7	0,8334	1,6941	0,9920	3,2981	19.02.2013 10:01
Matrix MCP	1082_rygge_a3.40,0m - /6080_rygge_a1.40,0m -	40,0	5,67	50,0	5,97	75,1	81,5	0,8434	1,6501	0,9937	2,9114	19.02.2013 10:02
Regression MCP	1083_rygge_a4.40,0m - /6080_rygge_a1.40,0m -	40,0	5,66	50,0	5,96	74,2	79,5	0,8361	1,6904	0,9912	3,4407	19.02.2013 10:03
Matrix MCP	1083_rygge_a4.40,0m - /6080_rygge_a1.40,0m -	40,0	5,64	50,0	5,94	73,7	78,9	0,8442	1,6573	0,9932	3,0129	19.02.2013 10:04

1) Mean wind speed of time series

2) Calculated with WAsP

3) When calculated with displacement height, the displaced height is shown in ().

Project:

Roer gård

Printed/Page

19.03.2013 11:34 / 1

Licensed user:

Jon Olav Volden

This license is ONLY to be used for educational purposes

--

Jon Olav Volden / jovo@student.umb.no

Calculated:

30.12.1899 00:00/2.8.579

**MCP - Overview of MCP-calculations****Calculation:** 60 m 1080-83 - 6080 korrelert

This report gives an overview of the measure-correlate-predict calculations made using the WindPRO MCP-module.

All table values are long term corrected and at measurement mast position. Correlations  $r$  and standard errors  $s$  are for the concurrent measured and corresponding predicted data based on no averaging.

**Table of calculations**

Method	Description	Measure height a.g.l.	Mean wind in measure height 1)	Key height a.g.l. 3)	Mean wind in key height 2)	Wind energy	WTG energy	$r$ - wind speed	$s$ - wind speed	$r$ - wind index	$s$ - wind index	Time of calculation
		[m]	[m/s]	[m]	[m/s]				[m/s]		[%]	
Regression MCP	60 m 1080 /6080 regression	60,0	6,11	50,0	5,80	74,9	74,8	0,8468	1,8032	0,9920	3,3643	18.02.2013 15:38
Matrix MCP	60 m 1080 /6080 matrix	60,0	6,13	50,0	5,82	74,2	75,3	0,8555	1,7591	0,9969	2,0742	18.02.2013 15:40
Regression MCP	60 m 1081/6080 regression	60,0	6,11	50,0	5,83	67,4	69,0	0,8475	1,8235	0,9920	3,3722	18.02.2013 15:44
Matrix MCP	60 m 1081/6080 matrix	60,0	6,13	50,0	5,84	67,0	69,4	0,8562	1,7806	0,9970	2,0184	18.02.2013 15:45
Regression MCP	60 m 1082/6080	60,0	6,01	50,0	5,71	72,7	73,1	0,8410	1,7876	0,9917	3,4321	18.02.2013 16:14
Matrix MCP	60 m 1082/6080	60,0	6,02	50,0	5,73	72,3	73,8	0,8492	1,7457	0,9971	1,9912	18.02.2013 16:16
Regression MCP	60 m 1083/6080	60,0	6,01	50,0	5,70	71,8	71,3	0,8432	1,7953	0,9910	3,5666	18.02.2013 16:18
Matrix MCP	60 m 1083/6080	60,0	6,02	50,0	5,72	71,3	72,0	0,8518	1,7529	0,9968	2,0621	18.02.2013 16:20

1) Mean wind speed of time series

2) Calculated with WAsP

3) When calculated with displacement height, the displaced height is shown in ().

## Vedlegg 6

Tabell 1 – Nettleiekostnader 2011

År 2011	Maks effekt (kW)	Forbruk måned (kWh)	Fastledd (kr/mnd)	Effektledd (kr/mnd)	Energiledd (kr/mnd)	Totalt nettleie (kr/mnd)	Gj. Snitt nettleie (kr/kWh)
Januar	34	16 242	480	2 531	2 925	5 936	0,37
Februar	33	14 069	480	2 442	2 534	5 456	0,39
Mars	27	9 318	480	1 983	1 678	4 141	0,44
April	35	12 798	480	878	2 030	3 388	0,26
Mai	24	9 461	480	608	1 501	2 589	0,27
Juni	13	4 903	480	320	778	1 578	0,32
Juli	19	5 305	480	485	841	1 806	0,34
August	25	6 927	480	630	1 099	2 209	0,32
September	18	6 672	480	448	1 058	1 986	0,30
Oktober	60	25 731	480	1 488	4 081	6 049	0,24
November	51	24 667	480	3 804	4 443	8 727	0,35
Desember	51	24 580	480	3 789	4 427	8 696	0,35
Sum (år)		160 671	5 760	19 403	27 394	52 560	0,33

Tabell 2 – Nettleiekostnader 2012

År 2012	Maks effekt (kW)	Forbruk måned (kWh)	Fastledd (kr/mnd)	Effektledd (kr/mnd)	Energiledd (kr/mnd)	Totalt nettleie (kr/mnd)	Gj. Snitt nettleie (kr/kWh)
Januar	114 <sup>1</sup>	19 884	480	8 458	3 581	12 519	0,63
Februar	40	16 902	480	2 930	3 044	6 454	0,38
Mars	36	12 055	480	2 671	2 171	5 322	0,44
April	37	14 222	480	920	2 256	3 656	0,26
Mai	30	13 253	480	755	2 102	3 337	0,25
Juni	14	5 091	480	338	807	1 625	0,32
Juli	21	5 001	480	533	793	1 806	0,36
August	28	5 831	480	693	925	2 098	0,36
September	39	16 808	480	985	2 666	4 131	0,25
Oktober	59	21 965	480	1 485	3 484	5 449	0,25
November	43	19 469	480	3 212	3 506	7 198	0,37
Desember	44	22 070	480	3 256	3 975	7 711	0,35
Sum (år)		172 550	5 760	26 235	29 310	61 306	0,36

<sup>1</sup> Denne verdien kan være en feilmåling, men det velges å benytte den videre da dette er grunnlaget. Ved manuell inspeksjon så er forbruket over 100 kW i noen timer i januar

## Vedlegg 7

### Scenario 2

Oransje = fyll inn

	Antall	Kostnad	Totalt
<b>Investeringskostnad</b>			
Total investeringskostnad	1	1 626 375	1 650 000
Gebyr grønne sertifikater	1	15 000	15 000
Sum investeringskostnad			1 665 000
<b>Innbetalinger årlig</b>	<b>Antall kWh</b>	<b>Pris (kr/kWh)</b>	
Salg av strøm fra gården	0	0,27	0
Salg av elsertifikater (kr/kWh)	87 364	0,20	17 495
Redusert nettleie			14 535
Redusert strømregning	87 364	0,27	23 879
Sum innbetalinger			55 908
<b>Utbetalinger årlig</b>	<b>Antall</b>	<b>Pris (kr)</b>	
Forsikring (kr)	1	2 900	2 900
Residualledd (kap 3.3.4)	90	0,008	0
Årlig service (kr)	1	12000	12000
Sum utbetalinger			14 900

Netto årlig kontantstrøm

41 008

## Scenario 2

Positivt = Eksport

	Forbruk (kWh)	Produksjon(kWh)	Balanse (kWh)
Januar	18 063	9 854	-8 209
Februar	15 485	7 008	-8 477
Mars	10 686	6 785	-3 901
April	13 510	5 591	-7 919
Mai	11 357	6 496	-4 861
Juni	4 997	6 119	1 123
Juli	5 153	5 963	811
August	6 379	5 602	-777
September	11 740	7 663	-4 078
Oktober	23 848	7 912	-15 935
November	22 068	9 490	-12 578
Desember	23 325	8 879	-14 445
Sum	166 611	87 364	-79 247

Tariff innmating / uttak	Innmating( kr/kWh)*	Uttak( kr/kWh)**
Vinter (nov-mar)	-0,064	0,1801
Sommer (apr - okt)	-0,0425	0,1586

\*Negativt = betaling for innmating

\*\*Inkl. Forbruksavgift på uttak (11,61 øre/kWh)

## Scenario 2

Måned	Energiledd før (kr)*	Energiledd etter (kr)	Redusert nettleie (kr)
Januar	3 253	1 478	
Februar	2 789	1 527	
Mars	1 925	703	
April	2 143	1 256	
Mai	1 801	771	
Juni	792	-48	
Juli	817	-34	
August	1 012	123	
September	1 862	647	
Oktober	3 782	2 527	
November	3 974	2 265	
Desember	4 201	2 602	
Sum	28 351	13 817	14 535

\*Hentet fra tabell 26 - gjennomsnittlig forbrukt

Gj. Snittlig nettleiekostnad før	37 318
Redusert nettleie	14 535
Gj. Snittlig S2	22 783
Prosentvis reduksjon av tot. Kost	38,95 %
Prosentvis reduksjon av energiledd	51,27 %

**Scenario 2**

Avkastningskrav	6,0000 %
-----------------	----------

Netto nåverdi \*Elsertifikatmarkedet avsluttes etter 15 år

År	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Investeringskostnad	1 665 000																					
Driftskostnad																						
Årlig kontantstrøm	-1 665 000	41 008	41 008	41 008	41 008	41 008	41 008	41 008	41 008	41 008	41 008	41 008	41 008	41 008	41 008	41 008	9 470	9 470	9 470	9 470	9 470	9 470

NPV (kr)	-1 250 071
Maksimal investeringskostnad (6 % avkastning) (kr)	414 929
Internrente	-8,92 %

**LCOE**

År	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Årlig energiproduksjon (kWh)		87 364	87 364	87 364	87 364	87 364	87 364	87 364	87 364	87 364	87 364	87 364	87 364	87 364	87 364	87 364	87 364	87 364	87 364	87 364	87 364	87 364
Årlige driftskostnader (kr)		14 900	14 900	14 900	14 900	14 900	14 900	14 900	14 900	14 900	14 900	14 900	14 900	14 900	14 900	14 900	14 900	14 900	14 900	14 900	14 900	14 900

Nåverdi (kWh)	1 002 054
Nåverdi utgifter (kr)	1 835 902
LCOE (kr/kWh)	1,83



## Vedlegg 8

### Scenario 3

Oransje = fyll inn

	Antall	Kostnad	Totalt
<b>Investeringskostnad</b>			
Total investeringskostnad	1	2 926 375	3 000 000
Gebyr grønne sertifikater	1	15 000	15 000
			0
Sum investeringskostnad			3 015 000
<b>Innbetalinger årlig</b>			
	<b>Antall kWh</b>	<b>Pris (kr/kWh)</b>	
Salg av strøm fra gården	7 627	0,27	2 085
Salg av elsertifikater (kr/kWh)	174 237	0,20	34 891
Redusert nettleie			26 149
Redusert strømregning	166 611	0,27	45 540
Sum innbetalinger			108 664
<b>Utbetalinger årlig</b>			
	<b>Antall</b>	<b>Pris (kr)</b>	
Forsikring (kr)	2	2 900	5 800
Residualledd (kap 3.3.4)	90	0,008	0
Årlig service (kr)	1	12000	12000
Sum utbetalinger			17 800

Netto årlig kontantstrøm

90 864

**Scenario 3**

Positivt = Eksport

	Forbruk (kWh)	Produksjon(kWh)	Balanse (kWh)
Januar	18 063	19 658	1 595
Februar	15 485	13 970	-1 516
Mars	10 686	13 527	2 841
April	13 510	11 118	-2 393
Mai	11 357	12 937	1 580
Juni	4 997	12 190	7 193
Juli	5 153	11 902	6 749
August	6 379	11 193	4 814
September	11 740	15 278	3 538
Oktober	23 848	15 822	-8 026
November	22 068	18 936	-3 132
Desember	23 325	17 707	-5 617
Sum	166 611	174 237	7 627

Tariff innmating / uttak	Innmating( kr/kWh)*	Uttak( kr/kWh)**
Vinter (nov-mar)	-0,064	0,1801
Sommer (apr - okt)	-0,0425	0,1586

\*Negativt = betaling for innmating

**Scenario 3**

\*\*Inkl. Forbruksavgift på uttak (11,61 øre/kWh)

Måned	Energiledd før (kr)*	Energiledd etter (kr)	Redusert nettleie (kr)
Januar	3 253	-102	
Februar	2 789	273	
Mars	1 925	-182	
April	2 143	379	
Mai	1 801	-67	
Juni	792	-306	
Juli	817	-287	
August	1 012	-205	
September	1 862	-150	
Oktober	3 782	1 273	
November	3 974	564	
Desember	4 201	1 012	
Sum	28 351	2 203	26 149

\*Hentet fra tabell 26 - gjennomsnittlig forbrukt

Gj. Snittlig nettleiekostnad før	37 318
Redusert nettleie	26 149
Gj. Snittlig S3	11 169
Prosentvis reduksjon av tot. Kost	70,07 %
Prosentvis reduksjon av energiledd	92,23 %

**Scenario 3**

Avkastningskrav	6,0000 %
-----------------	----------

**Netto nåverdi**

\*Elsertifikatmarkedet avsluttes etter 15 år.

År	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Investeringskostnad	3 015 000																					
Driftskostnad																						
Årlig kontantstrøm	-3 015 000	90 864	90 864	90 864	90 864	90 864	90 864	90 864	90 864	90 864	90 864	90 864	90 864	90 864	90 864	90 864	30 803	30 803	30 803	30 803	30 803	30 803

NPV (kr)	-2 078 364
Maksimal investeringskostnad (6 % avkastning) (kr)	936 636
Internrente	-6,68 %

**LCOE**

År	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Årlig energiproduksjon (kWh)		174 237	174 237	174 237	174 237	174 237	174 237	174 237	174 237	174 237	174 237	174 237	174 237	174 237	174 237	174 237	174 237	174 237	174 237	174 237	174 237
Årlige driftskostnader (kr)		17 800	17 800	17 800	17 800	17 800	17 800	17 800	17 800	17 800	17 800	17 800	17 800	17 800	17 800	17 800	17 800	17 800	17 800	17 800	17 800

Nåverdi (kWh)	1 998 486
Nåverdi utgifter (kr)	3 219 165
LCOE (kr/kWh)	1,61

## Vedlegg 9

### Scenario 4

Oransje = fyll inn

	Antall	Kostnad	Totalt
<b>Investeringskostnad</b>			
Total investeringskostnad	1	5 086 875	5 700 000
Gebyr grønne sertifikater	1	30 000	30 000
Sum investeringskostnad			5 730 000
<b>Innbetalinger årlig</b>	<b>Antall kWh</b>	<b>Pris (kr/kWh)</b>	
Salg av strøm fra gården	251 178	0,27	68 654
Salg av elsertifikater (kr/kWh)	417 788	0,20	83 662
Redusert nettleie			22 103
Redusert strømregning	166 611	0,27	45 540
Sum innbetalinger			219 959
<b>Utbetalinger årlig</b>	<b>Antall</b>	<b>Pris (kr)</b>	
Forsikring (kr)	1	10 000	10 000
Residualledd (kap 3.3.4)	250	0,008	3 000
Årlig service (kr)	1	12000	12000
Sum utbetalinger			25 000

Netto årlig kontantstrøm

194 959

## Scenario 4

Positivt = Eksport

	Forbruk (kWh)	Produksjon(kWh)	Balanse (kWh)
Januar	18 063	47 606	29 543
Februar	15 485	33 709	18 223
Mars	10 686	32 286	21 600
April	13 510	26 455	12 945
Mai	11 357	30 910	19 553
Juni	4 997	28 952	23 955
Juli	5 153	28 187	23 034
August	6 379	26 542	20 163
September	11 740	36 399	24 659
Oktober	23 848	38 171	14 323
November	22 068	45 459	23 391
Desember	23 325	43 113	19 788
Sum	166 611	417 788	251 178

Tariff innmating / uttak	Innmating( kr/kWh)*	Uttak( kr/kWh)**
Vinter (nov-mar)	-0,064	0,064
Sommer (apr - okt)	-0,0425	0,0425

\*Negativt = betaling for innmating

\*\*Inkl. Forbruksavgift på uttak (11,61 øre/kWh)

## Scenario 4

Måned	Energiledd før (kr)*	Energiledd etter (kr)	Redusert nettleie (kr)
Januar	1 156	-1 891	
Februar	991	-1 166	
Mars	684	-1 382	
April	574	-550	
Mai	483	-831	
Juni	212	-1 018	
Juli	219	-979	
August	271	-857	
September	499	-1 048	
Oktober	1 014	-609	
November	1 412	-1 497	
Desember	1 493	-1 266	
Sum	9 008	-13 095	22 103

\*Hentet fra tabell 26 - gjennomsnittlig forbrukt

Gj. Snittlig nettleiekostnad før	37 318
Redusert nettleie	22 103
Gj. Snittlig S4	15 215
Prosentvis reduksjon av tot. Kost	59,23 %
Prosentvis reduksjon av energiledd	245,37 %

**Scenario 4**

Avkastningskrav	6,0000 %
-----------------	----------

**Netto nåverdi** \*Elsertifikatmarkedet avsluttes etter 15 år.

År	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Investeringskostnad	5 730 000																					
Driftskostnad																						
Årlig kontantstrøm	-5 730 000	194 959	194 959	194 959	194 959	194 959	194 959	194 959	194 959	194 959	194 959	194 959	194 959	194 959	194 959	194 959	91 149	91 149	91 149	91 149	91 149	91 149

NPV (kr)	-3 676 301
Maksimal investeringskostnad (6 % avkastning) (kr)	2 053 699
Internrente	-5,10 %

**LCOE**

År	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Årlig energiproduksjon (kWh)		417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788
Årlige driftskostnader (kr)		25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000

Nåverdi (kWh)	4 791 996
Nåverdi utgifter (kr)	6 016 748
LCOE (kr/kWh)	1,26

## Vedlegg 10

### Scenario 5

Oransje = fyll inn

	Antall	Kostnad	Totalt
<b>Investeringskostnad</b>			
Total investeringskostnad	1	5 086 875	5 700 000
Gebyr grønne sertifikater	1	30 000	30 000
Sum investeringskostnad			5 730 000
<b>Innbetalinger årlig</b>	<b>Antall kWh</b>	<b>Pris (kr/kWh)</b>	
Salg av strøm fra gården	197 778	0,27	54 059
Salg av elsertifikater (kr/kWh)	417 788	0,20	83 662
Redusert nettleie			24 653
Redusert strømregning	220 011	0,27	60 135
Sum innbetalinger			222 509
<b>Utbetalinger årlig</b>	<b>Antall</b>	<b>Pris (kr)</b>	
Forsikring (kr)	1	10 000	10 000
Residualledd (kap 3.3.4)	250	0,008	3 000
Årlig service (kr)	1	12000	12000
Sum utbetalinger			25 000

Netto årlig kontantstrøm

197 509



Positivt = Eksport

Scenario 5	Forbruk (kWh)	Produksjon(kWh)	Balanse (kWh)
Januar	24 738	47 606	22 868
Februar	22 160	33 709	11 548
Mars	17 361	32 286	14 925
April	20 185	26 455	6 270
Mai	18 032	30 910	12 878
Juni	11 672	28 952	17 280
Juli	5 153	28 187	23 034
August	6 379	26 542	20 163
September	11 740	36 399	24 659
Oktober	23 848	38 171	14 323
November	28 743	45 459	16 716
Desember	30 000	43 113	13 113
Sum	220 011	417 788	197 778

Tariff innmating / uttak	Innmating( kr/kWh)*	Uttak( kr/kWh)**
Vinter (nov-mar)	-0,064	0,064
Sommer (apr - okt)	-0,0425	0,0425

\*Negativt = betaling for innmating

\*\*Inkl. Forbruksavgift på uttak (11,61 øre/kWh)

#### Scenario 5

Måned	Energiledd før (kr)*	Energiledd etter (kr)	Redusert nettleie (kr)
Januar	1 583	-1 464	
Februar	1 418	-739	
Mars	1 111	-955	
April	858	-401	
Mai	766	-824	
Juni	496	-1 106	
Juli	219	-1 474	
August	271	-1 290	
September	499	-1 578	
Oktober	1 014	-917	
November	1 840	-1 070	
Desember	1 920	-839	
Sum	11 995	-12 658	24 653

\*Hentet fra tabell 26 - gjennomsnittlig forbrukt

Gj. Snittlig nettleiekostnad før	37 318
Redusert nettleie	24 653
Gj. Snittlig S5	12 665
Prosentvis reduksjon av tot. Kost	66,06 %
Prosentvis reduksjon av energiledd	205,53 %

### Scenario 5

Avkastningskrav	6,0000 %
-----------------	----------

Netto nåverdi \*Elsertifikatmarkedet avsluttes etter 15 år.

År	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Investeringskostnad	5 730 000																				
Driftskostnad																					
Årlig kontantstrøm	-5 730 000	197 509	197 509	197 509	197 509	197 509	197 509	197 509	197 509	197 509	197 509	197 509	197 509	197 509	197 509	197 509	91 149	91 149	91 149	91 149	91 149

NPV (kr)	-3 651 535
Maksimal investeringskostnad (6 % avkastning) (kr)	2 078 465
Internrente	-5,01 %

### LCOE

År	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Årlig energiproduksjon (kWh)		417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788	417 788
Årlige driftskostnader (kr)		25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000

Nåverdi (kWh)	4 791 996
Nåverdi utgifter (kr)	6 016 748
LCOE (kr/kWh)	1,26

# Vedlegg 11

Forklaring til vedlegg 7-10 – Forklaringene gjelder for alle scenarier.  
 Scenario 2:

Vedlegg 6			
Scenario 2			
Oransje = fyll inn			
	Antall	Kostnad	Totalt
<b>Investeringskostnad</b>			
Total investeringskostnad	1	1 626 375	1 626 375
Gebyr grønne sertifikater	1	15 000	15 000
Sum investeringskostnad			1 641 375
<b>Innbetalinger årlig</b>			
	Antall kWh	Pris (kr/kWh)	
Salg av strøm fra gården		0,27	0
Salg av elsertifikater (kr/kWh)	74 715	0,20	14 962
Redusert nettleie			12 595
Redusert strømregning	74 715	0,27	20 422
Sum innbetalinger			47 979
<b>Utbetalinger årlig</b>			
	Antall	Pris (kr)	
Forbruksavgift (kr/kWh)*	0	0,1161	0
Forsikring (kr)	1	2 900	2 900
Residualledd (kap 3.3.4)	90	0,008	0
Årlig service (kr)	1	12000	12 000
Sum utbetalinger			14 900
Netto årlig kontantstrøm			33 079

Hvis årsproduksjon < årsforbruk er denne satt til 0.

Elsertifikater baserer seg på brutto produksjon, hentet fra tabellen under

Hvis produksjon < årlig forbruk: Redusert strømregning = årlig prod.

Hvis årlig produksjon > årlig forbruk : Redusert strømregning = årlig forbruk. Antar da at turbinen dekker alt forbruk i hele året. I dette tilfellet vil det bli eksport og "salg av strøm fra gården" vil regne ut inntekten fra salg av overskuddsenergi.

Hvis anlegget defineres som plusskunde slipper anlegget residualleddet. (S2-S3) Dette leddet blir gjeldende når anlegget går under gårds- og grendeverk (S4-S5)

Tariffer for uttak er inkludert forbruksavgift, siden det må betales på uttak.

Scenario 2	Forbruk (kWh)	Produksjon(kWh)	Positivt = Eksport
			Balanse (kWh)
Januar	18 063	8 428	-9 635
Februar	15 485	5 994	-9 492
Mars	10 686	5 803	-4 883
April	13 510	4 781	-8 729
Mai	11 357	5 556	-5 801
Juni	4 997	5 233	237
Juli	5 153	5 100	-53
August	6 379	4 791	-1 588
September	11 740	6 553	-5 187
Oktober	23 848	6 767	-17 081
November	22 068	8 116	-13 952
Desember	23 325	7 594	-15 731
Sum	166 611	74 715	-91 895
<b>Tariff innmating / uttak</b>			
	Innmating( kr/kWh)*	Uttak( kr/kWh)**	
Vinter (nov-mar)	-0,064	0,1801	
Sommer (apr - okt)	-0,0425	0,1586	
	*Negativt = betaling for innmating		
	**Inkl. Forbruksavgift på uttak		
<b>Scenario 2</b>			
Måned	Energiledd før (kr)*	Energiledd etter (kr)	Redusert nettleie (kr)
Januar	3 253	1 735	
Februar	2 789	1 709	
Mars	1 925	879	
April	2 143	1 384	
Mai	1 801	920	
Juni	792	-10	
Juli	817	8	
August	1 012	252	
September	1 862	823	
Oktober	3 782	2 709	
November	3 974	2 513	
Desember	4 201	2 833	
Sum	28 351	15 756	12 595
*Hentet fra tabell 26 - gjennomsnittlig forbrukt			
Gj. Snittlig nettleiekostnad før	37 318		
Redusert nettleie	12 595		
Gj. Snittlig S2	24 723		
Prosentvis reduksjon av tot. Kost	33,75 %		
Prosentvis reduksjon av energiledd	44,42 %		

Kommentar til energileddsberegninger i nest nederste tabell:

"Energiledd før" er basert på "forbruk" multiplisert residualleddene for uttak.

"Energiledd etter" er basert på "Balanse" hvor +/- verdier blir multiplisert med tariffer tilsvarende om det er innmating/uttak.

Positive verdier i nederste tabell er kostnader, negative verdier er negative kostnader, altså inntekter.

"Redusert nettleie" er differansen i energiledd på månedsbasis mellom "energiledd før" og "energiledd etter" Se neste side for formler som er brukt for nærmere informasjon om utregningene.

	A	B	C	D
1	<b>Vedlegg 6</b>			
2	<b>Scenario 2</b>			
3	Oransje = fyll inn			
4				
5		<b>Antall</b>	<b>Kostnad</b>	<b>Totalt</b>
6	<b>Investeringskostnad</b>			
7	Total investeringskostnad	1	1626375	=C7*B7
8	Gebyr grønne sertifikater	1	15000	=C8*B8
9				
10				
11	Sum investeringskostnad			=SUM(D6:D10)
12				
13	<b>Innbetalinger årlig</b>	<b>Antall kWh</b>	<b>Pris (kr/kWh)</b>	
14	Salg av strøm fra gården	=IF(D46>0;D46;0)	0,27333	=C14*B14
15	Salg av elsertifikater (kr/kWh)	=C46	0,20025	=C15*B15
16	Redusert nettleie			=D67
17	Redusert strømregning	=IF(C46<B46;C46;B46)	0,27333	=C17*B17
18	Sum innbetalinger			=SUM(D14:D17)
19				
20	<b>Utbetalinger årlig</b>	<b>Antall</b>	<b>Pris (kr)</b>	
21				
22	Forbruksavgift (kr/kWh)*	0	0,001161	=B22*C22
23	Forsikring (kr)	1	2900	=C23*B23
24	Residualledd (kap 3.3.4)	90	0,008	=IF(B24<100;0;0,3*B24*5000*C24)
25	Årlig service (kr)	1	12000	=C25*B25
26	Sum utbetalinger			=SUM(D21:D25)
27				
28				
29	Netto årlig kontantstrøm			=D18-D26
30				
31	*Forbruksavgift på generatorer over 100 kVA			

	A	B	C	D
32	<b>=A2</b>			Positivt = Eksport
33		<b>Forbruk (kWh)</b>	<b>Produksjon(kWh)</b>	<b>Balanse (kWh)</b>
34	Januar	18063	8427,62478632478	=C34-B34
35	Februar	15485,35	5993,71430769231	=C35-B35
36	Mars	10686,2	5802,94590598291	=C36-B36
37	April	13510,1	4781,34644444444	=C37-B37
38	Mai	11356,8	5555,63049572649	=C38-B38
39	Juni	4996,7	5233,36909401709	=C39-B39
40	Juli	5152,85	5100,02417948718	=C40-B40
41	August	6378,9	4790,5424017094	=C41-B41
42	September	11740,2	6553,21161538462	=C42-B42
43	Oktober	23847,7	6766,83914529915	=C43-B43
44	November	22068	8116,19213675213	=C44-B44
45	Desember	23324,75	7593,86741880342	=C45-B45
46	Sum	=SUM(B34:B45)	74715,3079316239	=SUM(D34:D45)
47				
48				
49	<b>Tariff innmating / uttak</b>	<b>Innmating( kr/kWh)*</b>	<b>Uttak( kr/kWh)</b>	
50	Vinter (nov-mar)	-0,064	=B50*-1	
51	Sommer (apr - okt)	-0,0425	=B51*-1	
52		*Negativt = betaling for innmating		
53	<b>=A2</b>			
54	<b>Måned</b>	<b>Energiledd før (kr)*</b>	<b>Energiledd etter (kr)</b>	<b>Redusert nettleie (kr)</b>
55	Januar	= $\$C\$50*B34$	= $IF(D34<0;D34*\$C\$50*-1;D34*\$B\$50)$	
56	Februar	= $\$C\$50*B35$	= $IF(D35<0;D35*\$C\$50*-1;D35*\$B\$50)$	
57	Mars	= $\$C\$50*B36$	= $IF(D36<0;D36*\$C\$50*-1;D36*\$B\$50)$	
58	April	= $\$C\$51*B37$	= $IF(D37<0;D37*\$C\$51*-1;D37*\$B\$51)$	
59	Mai	= $\$C\$51*B38$	= $IF(D38<0;D38*\$C\$51*-1;D38*\$B\$51)$	
60	Juni	= $\$C\$51*B39$	= $IF(D39<0;D39*\$C\$51*-1;D39*\$B\$51)$	
61	Juli	= $\$C\$51*B40$	= $IF(D40<0;D40*\$C\$51*-1;D40*\$B\$51)$	
62	August	= $\$C\$51*B41$	= $IF(D41<0;D41*\$C\$51*-1;D41*\$B\$51)$	
63	September	= $\$C\$51*B42$	= $IF(D42<0;D42*\$C\$51*-1;D42*\$B\$51)$	
64	Oktober	= $\$C\$51*B43$	= $IF(D43<0;D43*\$C\$51*-1;D43*\$B\$51)$	
65	November	= $\$C\$50*B44$	= $IF(D44<0;D44*\$C\$50*-1;D44*\$B\$50)$	
66	Desember	= $\$C\$50*B45$	= $IF(D45<0;D45*\$C\$50*-1;D45*\$B\$50)$	
67	Sum	=SUM(B55:B66)	=SUM(C55:C66)	=B67-C67
68	*Hentet fra tabell 26 - gjennomsnittlig forbrukt			
69				
70	<b>Gj. Snittlig nettleiekostnad før</b>	37318		
71	<b>Redusert nettleie</b>	=D67		
72	<b>Gj. Snittlig S2</b>	=B70-B71		
73	<b>Prosentvis reduksjon av tot. Kost</b>	=B71/B70		
74	<b>Prosentvis reduksjon av energiledd</b>	=D67/B67		

