

SMÅ VINDKRAFTVERK PÅ NORSKEKYSTEN

**Sammenfatningsrapport fra en forstudie
gjennomført av
EFI, IFE og NVE - Energidirektoratet**

**NVE - E publikasjon 1/1985
Juni 1985**

SMA VINDKRAFTVERK PÅ NORSKEKYSTEN

Sammenfatningsrapport fra en forstudie gjennomført av
EFI, IFE og NVE-Energidirektoratet.

NVE-E publikasjon 1/1985

Juni 1985

86/580

(620.9
NVE)

556(05)

ex 2

| Innhold: | Side |
|--|------|
| 0. SAMMENDRAG | 4 |
| 1. INNLEDNING | 8 |
| 1.1 Alment | 8 |
| 1.2 Målsetting | 8 |
| 1.3 Arbeidsopplegg | 8 |
| 1.4 Andre plasseringssteder | 10 |
| 1.5 Rapportens oppbygging | 11 |
| 2. POTENSIALET FOR ET NORSK VIND/DIESELENGASJEMENT | 11 |
| 2.1 Norge | 11 |
| 2.2 Eksportmarkedet | 12 |
| 3. ELFORSYNINGEN TIL FROØYENE OG GIVÆR | 12 |
| 3.1 Problemstilling | 13 |
| 3.2 Forsyningsstrategi, konklusjoner | 14 |
| 3.3 Installasjon av vindkraftaggregat. Konklusjoner | 16 |
| 4. FORSLAG TIL UTVIKLINGSKONSEPT FOR VIND/DIESELANLEGG | 18 |
| 5. BESKRIVELSE AV AKTUELLE VINDKRAFTAGGREGAT | 22 |
| 5.1 Innledning | 22 |
| 5.2 Alment om tekniske løsninger for små aggregat ... | 22 |
| 5.3 Beskrivelse av vurderte aggregat | 24 |
| 5.3.1 Bonus | 24 |
| 5.3.2 Micon | 25 |
| 5.3.3 Nordtank | 26 |
| 5.3.4 Vestas | 27 |
| 5.3.5 Windmatic | 28 |
| 5.3.6 Howden | 28 |
| 5.3.7 IRD | 29 |
| 5.3.8 Kontrollsystem | 30 |
| 6. STYRKEFORHOLD FOR VINDKRAFTAGGREGAT | 30 |
| 6.1 Vindforhold | 30 |
| 6.2 Styrkeforhold | 31 |
| 6.3 Levetidsforhold, ising | 33 |
| 7. PRØVEPROGRAM | 34 |
| 7.1 Målsetting | 34 |
| 7.2 Prøveprogram, innledende driftsfase | 34 |
| 7.3 Videre driftsfase, utvikling av vind/dieselkonsept | 35 |

| | Side |
|--|------|
| 8. KOSTNADSFORHOLD | 36 |
| 8.1 Rent vindkraftaggregat | 37 |
| 8.1.1 Investeringer, 55 kW aggregat oppsatt på Frøya | 37 |
| 8.1.2 Drifts- og vedlikeholdskostnader | 39 |
| 8.1.3 Evaluering, målinger | 40 |
| 8.2 Kostnadene for utbygging til et vind/dieselkonsept | 41 |
| 8.3 Samlede kostnader, prøveanlegg på Frøya | 46 |
| 8.4 Referanse kostnader for et 50-60 kW vindkraft- aggregat | 47 |
| 8.4.1 Investeringer | 47 |
| 8.4.2 Faste årskostnader | 48 |
| 8.4.3 Produksjonskostnader | 48 |
| 9. SAMMENFATTENDE VURDERINGER | 49 |
| 10. VIDERE ARBEID | 51 |
| 11. REFERANSER | 52 |

TABELLER:

| | |
|--|----|
| Tabell 3.2-1: Elforsyning av Frøøyene. Beskrivelse av .. forsyningens pålitelighet. | 53 |
| Tabell 3.2-2: Elforsyning av Frøøyene. Hovedresultatet av kostnadsanalyser. 55 kW vindaggregat. | 54 |

FIGURER:

| | |
|---|----|
| Fig. 4.1: Forslag til utviklingskonsept for vind/dieselanlegg. | 55 |
|---|----|

0. SAMMENDRAG

Elektrisitetsforsyningens Forskningsinstitutt (EFI), Institutt for energiteknikk (IFE) og NVE-Energidirektoratet har i perioden 84/85 gjennomført en forstudie vedrørende små vindkraftaggregat. Målsettingen har vært å undersøke om slike aggregat kunne være lønnsomme for steder med spesielt dyr elforsyning. Dette gjelder i første rekke øysamfunn der elforsyningen skjer via diesellaggregat, eller via spesielt dyre kabelforbindelser til land.

Om lønnsomhet fremsto som sansynlig har målsettingen også vært å gjennomføre en foreløpig teknisk/økonomisk vurdering av aktuelle vindkraftaggregat, og vurdere hvordan et samlet prøveanlegg eventuelt kunne bygges opp.

Mandatet for undersøkelsen har vært NVE's innstilling til Oed av 28.2.84 vedrørende vindkraft, og Oed's brev til NVE av 10.5.84 om samme sak.

To referansesteder på kysten har vært analysert, ut i fra en foregående rundspørring innen aktuelle elverksområder. Det ene omfatter øysamfunnet Givær vest for Bodø. Givær har i dag ren dieselforsyning. Det andre er øya Gjæsingen i Frøyområdet nord for Frøya. Gjæsingen har i dag kabeltilknytning til land.

Totalt sett fremviser små vindkraftaggregat i samdrift med dieselanlegg mulighet for lønnsomhet enten i dag eller på sikt for øysamfunn. Analysene viser imidlertid at situasjonen kan variere fra sted til sted. Om det er lønnsomt eller ikke avhenger av omstendighetene i det enkelte tilfelle.

Gevinsten ved vind/dieselanlegg ligger i potensialet for brensel sparing. Hvor mye dieselolje som kan spares avhenger av hvor mye dieselproduksjon det er som tillates erstattet av vindkraftproduksjon. Problemet med stor andel vindkraftproduksjon er å håndtere de store fluktuasjoner i vind-

effekten, både hva angår lastfordeling og frekvensholdning, og samtidig opprettholde tilfredsstillende elkvalitet ut på nettet. Målet for pågående utvikling er å finne frem til system som tillater en høyest mulig andel vindkraftproduksjon, helst 100%, så sant det blåser tilstrekkelig.

Vindkraft for Givær viser foreløbig dårlig lønnsomhet. Dette henger bl. annet sammen med at samfunnet er meget lite, de høye enhetskostnader for meget små vindaggregat, og forutsetningen om et moderat innslag av vindkraftproduksjon.

Analyser gjennomført for Gjæsingen/Frøøy-området viser at dagens forsyningsmåte med løpende reparasjoner av bestående kabler er den billigste, men at en gradvis overgang til ren vind-dieselforsyning når kabelen til land blir mer utskiftningsmoden kan vise seg som den mest attraktive strategi på sikt. En vindaggregatstørrelse på 55 kW fremstår som optimal for Gjæsingen. Ut i fra en samlet vurdering foreslås det at et slikt aggregat anskaffes allerede nå. I en innledende periode plasseres det på Frøya, for utprøvnings-, måle- og forskningsformål.

De gjennomførte analyser har som nevnt forutsatt et moderat innslag av vind. Dieselen holdes her alltid i drift for reguleringsformål, og frekvensholding. Om større innslag av vind kan forutsettes øker potensialet for lønnsomhet.

Mange institusjoner og bedrifter i utlandet arbeider med utviklingen av bedre vind/dieselbaserte pakkelsesløsninger. Foreløbig synes det imidlertid ikke å være demonstrert løsninger som totalt sett er tilfredsstillende. Vind/dieselanlegg vurderes av mange som et slumrende marked med stort potensiale.

I tilknytning til anskaffelsen av et vindaggregat foreslås det derfor at en samtidig legger opp til en norsk egenutvikling av en egnet vind/diesel-pakkelsesløsning. Dette forutsettes å skje innen rammen av et 2-års prøveprogram fra idriftsettelse av vindkraftaggregatet.

Samlede kostnader fram til avsluttet program over en 2-års periode fra idriftssettelse av vindkraftaggregatet er anslått til 4.5 Mkr, grovt avrundet til området 4-5 Mkr med de usikkerheter som foreligger. Usikkerhetene er særlig knyttet til utviklingen av vind/dieselkonseptet. Eksempelvis kan kostnadene bli lavere enn anslått, om utstyr skulle vise seg å kunne leies eller lånes istedenfor å kjøpes. På den annen side kan uforutsette hendelser og problemer medføre kostnadsøkninger.

Fra norsk synspunkt vil lokal og isolert utnyttelse av små vindkraftaggregater i parallell med dieselanlegg sammenfatningsvis være av interesse i to hovedsammenheng:

- Som et potensielt økonomisk forsyningsalternativ for mange isolerte bosetninger langs vår kyst.
- Som basis for industrielle "pakkeløsninger" med tanke på å skape nye markedsmuligheter internasjonalt for norsk verkstedindustri.

Utover vind/diesel-aspektet fremviser små vindkraftaggregat flere interessante sider sammenliknet med de større. Disse kunne det være av interesse å få utprøvet i praksis. Disse sider gjelder i første rekke den enklere teknologi, og de lavere enhetskostnader. I tillegg vil innstallasjon av et eller flere små aggregat også gi verdifull praktisk vindkraftefaring av almenngyldig karakter, representativ også for større aggregat.

Totalt sett kan altså flere hensyn tilsi at en moderat satsing med praktiske forsøk omkring små vindkraftaggregat kunne være et fornuftig ledd i et videre vindkraftprogram.

Det er i undersøkelsesperioden mottatt et par henvendelser vedrørende støtte til anskaffelse av 55 kW aggregat også et par andre steder i landet. Det ene stedet er på Fosshalvøya, det andre i Vest-Agder. Om midler finnes foreslås

slik støtte gitt. Det vil gi et bredere erfaringsgrunnlag for selve vindkraftaggregatene.

Det har vært gjennomført en rundreise til danske leverandører av små vindkraftaggregat, som et ledd i den tekniske og kommersielle kartlegging og vurdering av slike aggregat. Foreløpig synes det mest aktuelt å velge blandt 5 beskrevne danske fabrikat, for et prøveanlegg innledningsvis plassert på Frøya.

Det konkluderes med at en teknisk løsning med horisontal, trebladet rotor plassert opp mot vinden, og utstyrt med faste blader vil være best egnet.

De harde vindforhold på Frøya/Gjæsingen nødvendiggjør at spesiell vekt legges på vurdering av styrkeforhold ved et aggregatkjøp. Det påregnes imidlertid at tilstrekkelig sterke aggregat kan anskaffes, om aktsomhet utvises.

Rapporten inneholder en del tekniske beskrivelser og vurderinger vedrørende aktuelle vindkraftaggregat. Hvordan arbeidet med utviklingen mot et vind/diesekonsept kunne legges opp er også beskrevet. Samlet sett er rapporten ment å kunne utgjøre et egnet grunnlag for et videre prosjektarbeid.

Om prosjektet besluttet gjennomført foreslås det noen innledende skritt. Disse skritt omfatter etablering av avtalegrunnlag for hvem som skal stå som ansvarlig for bygging og drift, om hvordan kostnadsdelingen mellom berørte parter skal være, og utarbeiding av tekniske spesifikasjoner og et forespørselsdokument for små vindkraftaggregat.

1. INNLEDNING

1.1 Alment

Denne rapport sammenfatter resultatene fra en prosjektstudie vedrørende små vindkraftaggregat generelt, og vind-diesel-anlegg spesielt, gjennomført i 84/85. Deltakere i forstudien har omfattet Elektrisitetsforsyningens Forskningsinstitutt (EFI), Institutt for energiteknikk (IFE), og NVE-Energidirektoratet. Sistnevnte har fungert som koordinator.

EFI og IFE har hver for seg utarbeidet delrapporter som inngår som vedlegg til denne sammenfatningsrapport. Sammenfatningsrapporten er utarbeidet av EFI, IFE og NVE-Energidirektoratet i fellesskap.

I tillegg har Fysisk Institutt ved Universitetet i Trondheim (NLHT) og Norsk Institutt for Luftforskning (NILU) utarbeidet vindgrunnlag for områdene Gjæsingen, Givær og Vallersund.

1.2 Målsetting

Målsettingen for studiet har vært å undersøke om vindkraft kunne være lønnsomt for steder i Norge som i dag har spesiell dyr elforsyning. Dette vil vanligvis være øysamfunn langs kysten med dieselbasert strømforsyning, eller med spesielt kostbare kabelforbindelser til land.

Mandatet har vært NVE's innstilling til Olje- og energidepartementet av 28.2.84 vedrørende vindkraft, og Oed's brev til NVE av 10.5.85 om samme sak.

1.3 Arbeidsopplegg

Arbeidet startet sommeren/høsten 1984 innen Energidirektoratet med en kartlegging av steder i Norge med spesiell dyr elforsyning (14). På basis av denne undersøkelse ble øyene Givær og Gjæsingen valgt som referansesteder å basere de videre analyser på.

Givær, som ligger ca 30 km vest for Bodø har i dag ren dieselforsyning.

Gjæsingen ligger ca 15 km nord for Frøya, og utgjør en del av Frøyene. Gjæsingen og tilknyttede øyer har i dag kabelforbindelse til land. Kabelforbindelsene er imidlertid gamle, og må på sikt forventes utskiftet.

Givær og Gjæsingen anses hver for seg som typiske for problemstillinger vedrørende eventuelle vind/dieselkonsept også for andre steder langs kysten.

Med utgangspunkt i forsyningssituasjonen for Givær og Gjæsingen har EFI analysert alternative forsyningsstrategier, inklusive vind/dieselanlegg. Arbeidet har munnet ut i pålitelighets- og kostnadsanalyser, vurdering av aggregatstørrelser, og forslag til en norsk egenutvikling av et egnet vind/dieselkonsept.

IFE har gjennomgått situasjonen for små vindkraftaggregat, for aggregatstørrelser vurdert innledningsvis som aktuelle for Givær og Gjæsingen. Denne gjennomgang har omfattet beskrivelse av tekniske løsninger for små vindaggregat, utarbeiding av oversikt over de mest aktuelle fabrikat, og forslag til valg av teknisk løsning.

Som et ledd i den tekniske -økonomiske vurdering av små aggregat har IFE og Energidirektoratet våren 85 gjennomført en rundreise til de mest aktuelle danske leverandører. Formålet med denne rundreise har vært å oppdatere og supplere opplysninger vedrørende den aggregatstørrelse som etterhvert fremsto som mest interessant å starte med, området 50-60 kW. Dette omfattet både tekniske, økonomiske og leveransemessige forhold.

Vindstyrker langs norskekysten er høye i forhold til endel steder i utlandet der vindkraftaggregat hittil har vært plassert.

I utgangspunktet er høye vindstyrker positivt, i det en får høy årsproduksjon pr aggregat i forhold til områder med mer moderat vind.

På den annen side gir høye vindstyrker høyere påkjenninger på konstruksjonene. Dette gjelder spesielt høye ekstremvinder som er dimensjonerende styrkemessig.

I forstudien er det derfor lagt spesiell vekt på en omtale av styrkemessige forhold, særlig hva angår tilsynelatende forskjeller de enkelte leverandørers konstruksjoner imellom.

1.4 Andre plasseringssteder

I løpet av prosjektperioden har en også mottatt henvendelser fra et par steder på fastlands-Norge, med ønsker om støtte til anskaffelse av små vindkraftaggregat. Dette omfatter stedet Vallersund Gård på Fosen-halvøya og et område i Vest-Agder.

Vallersund Gård er et bo- og arbeidsfelleskap for stoffskadet ungdom. Stedet i Vest-Agder omfatter et vanlig gårdsbruk.

Felles for disse to er et ønske om å få innstallere et 55 kW vindkraftaggregat, forutsatt at egnet finansiell støtte utover egne midler kan skaffes tilveie.

Slike vindaggregat vil i fall ikke inngå som et ledd i utviklingen av et vind-dieselkonsept. På den annen side vil de kunne gi et bredere erfaringsgrunnlag for selve vindkraftaggregatet, både hva angår drift, produksjon og kostnadsmessige forhold.

Som et ledd i prosjektstudiet har derfor vindgrunnlaget for Vallersund Gård også blitt evaluert (6).

1.5 Rapportens oppbygging

I de følgende avsnitt er stoffet gruppert som følger:

- Beskrivelse av potensialet for et norsk vind/dieselprogram.
- Beskrivelse og analyse av elforsyningen til Froøyene og Givær.
- Beskrivelse av forslag til utvikling av et vind/dieselanlegg.
- Beskrivelse av aktuelle vindkraftaggregat.
- Omtale av styrkeforhold for vindkraftaggregat.
- Omtale av et prøve- og utviklingsprogram de første par driftsår.
- Anslag over kostnader.

Rapporten avsluttes med en oppsummering av hovedmomentene, og forslag til et par innledende skritt som må tas i et videre prosjektarbeid, om prosjektet besluttes gjennomført.

2. POTENSIALET FOR ET NORSK VIND/DIESELENGASJEMENT

Potensialet for et norsk engasjement omkring vind/dieselanlegg omfatter i hovedsak:

- Steder i Norge med spesiell dyr elforsyning, i første rekke øysamfunn langs kysten.
- Basis for industrielle "pakkeløsninger", med tanke på nye markedsmuligheter internasjonalt.

2.1 Norge

En foreløpig undersøkelse (14) tyder på at det er ca 20 steder i utpregede kyststrøk som forsynes med elektrisitet fra dieselaggregat idag. Samlet energiproduksjon for disse utgjør ca 350.000 kWh/år. Samlet effektinnstallasjon er ca 100 kW.

I tillegg finnes ca 40 dieselaggregat noe lenger inn i landet. Samlet energiproduksjon for disse utgjør ca 620.000 kWh/år. Samlet effektinnstallasjon er ca 190 kW.

Utover dette har de forespurte elverk identifisert 15-20 øysamfunn som forsynes via kabel, men hvor potensialet for en fremtidig vind-dieselløsning kan være tilstede. Samlet energiproduksjon for disse utgjør ca 5.000.000 kWh. Samlet effektinnstallasjon utgjør ca 1.500 kW.

Det gjøres oppmerksom på at disse tall gjelder bare for de 7 elverk som har svart på Energidirektoratets forespørsel og oppgitt tall for produksjons- og effektbehov for sine mest aktuelle øyområder. En tilsvarende oppsummering hos de resterende kyst-elverk ville ha gitt anslagsvis 3-5 ganger disse produksjons- og effektbehov for øysamfunn som forsynes via kabel. Da er større øyer som Værøy og Røst ikke tatt med i betraktningen.

2.2 Eksport

Utenlandske leverandører (9, 10) bedømmer eksempelvis markedet for små vind-dieselanlegg til underutviklede områder som meget lovende. Som eksempel nevnes et land som India, som i dag har et stort antall dieselaggregat i drift.

Det burde ikke være utenkelig at norsk industri i fremtiden kunne delta i konkurransen om industrielle "pakkeløsninger" av denne kategori som supplement til øvrig norsk eksport av kraftverksutstyr og -teknologi.

3. ELFORSYNINGEN TIL FROØYENE OG GIVÆR

Kartlegging av hovedkonsekvensene av ulike forsyningsstrategier samt forslag til valg av forsyningsstrategi for Froøyene er dokumentert i rapport fra EFI, ref 1.

Kartlegging av økonomiske konsekvenser ved installasjon av vindkraftaggregat på Givær er også dokumentert i rapport fra EFI, ref 2.

Datagrunnlaget samt de konkrete hovedpremisser og supplerende stoff er gitt i et antall vedlegg til nevnte rapporter.

3.1 Problemstilling

Froøyene

Froøyene med bosetting konsentrert til øyene Gjæsingen (49 personer pr 1/1 1984), Sør-Burøy (55 personer) og Sauøy (21 personer) hører til forsyningsområdet til A/L Hitra og Frøya Kraftlag.

Øyene forsynes i dag via et for det meste gammelt kabelsystem som bl.a. innebærer stor risiko for svikt og et kostbart vedlikehold.

Det er i denne situasjon aktuelt å se på ulike hovedstrategier for fremtidig elforsyning av Froøyene og herunder også å vurdere om vindkraft eventuelt kan være et tjenlig energimessig supplement. Tre hovedforsyningsstrategier med diverse undertilfeller er kartlagt og vurdert pålitelighets- og kostnadmessig.

- Ren kabelforsyning som i dag. Med eller uten forsterkning av gamle kabelstrekninger.
- Dieselanlegg på ett sted (Gjæsingen). Dieselanlegget står enten som reserve for den første og lengste kabelforbindelsen, eller det utgjør alene forsyningskilden for Froøyene.
- Dieselanlegg fordelt på tre steder (Gjæsingen/Sør-Burøy/Sauøy). Som foran skilles det mellom to undertilfeller. Anleggene som antas tilpasset respektive øybe-

lastninger står enten som reserve for kablene, eller de står som eneforsyner for respektive øysamfunn.

Hvert av de forsyningstilfellene som er definert er gjennomregnet med og uten vindkraft som supplement for aggregatstørrelsene 33 kW og 55 kW. I relasjon til eventuell lokal dieselforsyning fra Gjæsingen, synes disse to ytelsler av vindaggregat å være aktuelle, se avsn. 3.3.

De tallverdier som framkommer i studien må betraktes å være av orienterende, kvalitativ art og interessante først og fremst når en sammenligner ulike forsyningsmåter.

Givær

Øya Givær utenfor Bodø har for tiden (okt. 1984) en befolkning på ca 30 personer. Disse utgjøres av 7 bofaste husstander.

Øya forsynes i dag med elkraft fra det lokale dieselmotorkraftverk som består av 2 aggregater på hhv. 50 kVA og 29 kVA. Det minste aggregatet er nedslitt, og brukes kun i særlige tilfeller.

Det er i denne situasjonen aktuelt å vurdere om vindkraft eventuelt kan være et tjenlig energimessig supplement til den fremtidige elforsyning av Givær.

3.2 Forsyningsstrategi, konklusjoner

Froøyene

De utførte pålitelighets- og kostnadsanalysene av ulike forsyningsstrategier for Froøyene sammen med tilgjengelig bakgrunnsmateriale synes å gi grunnlag for visse retningsgivende konklusjoner:

- Billigste forsyningstrategi er dagens forsyningsmåte uten nylegging av kabler, men utbedring av feil på enkleste måte. Forsyningsmåten ser ut til å være billigst selv om ikke-levert fastkraft verdsettes så høyt som 5-10 kr/kWh.

Forsyningsmåten bedømmes imidlertid utilfredsstillende ut fra en kvalitetsmessig synsvinkel, med høyere tall for forventet avbruddstid enn for andre strategier.

- Hvis foregående utsagn er korrekt, angir beregningene følgende strategi som optimal for forsyning av el til Froøyene:

- * Et reservedieselanlegg på 180 kW installeres på Gjæsingen.

Ingen nylegging av kabel. Ved brudd i kabelforsyningen foretas lokal utbedring av skaden(e).

- * Når/hvis den situasjon oppstår at det ikke lenger er økonomisk riktig å reparere kabelen ut til Gjæsingen installeres et dieselaggregat nr 2, og forsyningen fortsetter som ren dieselforsyning. Den "slutt-løsning" som derved er etablert er pålitelighetsmessig bedre enn strategi "ren kabelforsyning med fornying av tre gamle kabelstrekninger".

Dersom vindkraft introduseres i et rent dieselbasert forsyningstilfelle, blir økonomien vesentlig forbedret, se avsnitt 3.3.

Tallgrunnlaget fra pålitelighetsanalyser fremgår av tabell 3.2-1, s.53.

Tallgrunnlaget fra kostnadsanalysen, alternativet 55 kW aggregat, fremgår av tabell 3.2-2, s.54.

Givær

For Givær er det ikke utført tilsvarende analyser av ulike foryningsstrategier som for Froøyene.

Det er her i hovedsak utført en analyse av de økonomiske

konsekvensene ved introduksjon av vindkraft i den eksisterende dieselbaserte elforsyning.

3.3 Installasjon av vindkraftaggregat. Konklusjoner.

I lys av den uferdige status på området kontrollutrustninger for vind-dieselanlegg, og i lys av at man på norsk side mangler erfaring fra vindkraftsektoren, er de økonomiske overlegninger som er gjort basert på den forutsetning at vindkraft bare er tilgjengelig som "samtidskraft" (nivå I, se avsn. 4). Vindkraften har i denne anvendelsen ingen pålitelighetsmessig betydning. Verdien ligger i at vindproduserte kWh el kommer til løpende erstatning for kWh el som ellers ville vært tappet fra hovednettet, eventuelt produsert i dieselanlegg. Denne forutsetning innebærer et moderat innslag av vindkraft.

Givær

De utførte kostnadsanalyser for Givær er også basert på dagens moderate nivå av vindproduksjon i forhold til dieselproduksjonen. Analysene viser at det valgte konsept med et 10 kW vindkraftaggregat i samkjøring med det største dieselaggregat (40 kW) ikke er økonomisk tjenlig.

Om et tilfredsstillende "stand-alone" konsept utvikles, bør imidlertid situasjonen for Givær tas opp igjen.

Gjæsingen

Ved ren kabelforsyning i fremtiden, vil vindbasert el erstatte el fra hovednettet, og dette vil i følge beregningene bety en merkostnad for systemet på 30-35 kkr/år. Vindkraftaggregatet på 55 kW fremtrer som klart kostnadsgunstigere enn den på 33 kW, se tabell 3.2-2, s. 54.

Dersom vindkraft introduseres innenfor et forsyningstilfelle hvor dieselanlegg er reserve for kabelforbindelse(r), viser beregningene at merkostnaden for vindløsningene er omtrent det samme som anført ovenfor, nærheten av 30 kkr/år.

Dersom vindkraft introduseres i et rent dieselbasert forsyningstilfelle, blir som nevnt økonomien vesentlig forbedret:

- Hvis aggregatet på 33 kW benyttes, vil det foran omtalte "underskuddet" gå ned fra i området 30-35 kkr/år til 10-15 kkr/år.
- Hvis aggregatet på 55 kW benyttes vil aggregatet være en lønnsom investering. Forventet årlig nytte av vindaggregatet er her ca 20 kkr større enn forventede samlede årskostnader forbundet med anskaffelse og drift av aggregatet.

Økonomisk sett er det altså motivert å velge aggregatet på 55 kW fremfor det på 33 kW. Teknisk sett betyr det ingen merkomplikasjon. Hvis vindkraft skal introduseres på Gjæsingen foreslås derfor i første omgang anskaffet et aggregat på 55 kW.

Fordi bidraget fra vind har karakter av tilfeldig variasjon vil vindaggregatets nyttevirkning, i første omgang i hvert fall, ligge i dets bidrag til den rene energidekningen over året når det samkjøres enten med hovednettet eller et lokalt dieselanlegg. Fra et senere tidspunkt når en egnet kontrollutrusting for konfigurasjonen vind/dieselanlegg eventuelt kan tas i bruk, vil vindaggregatet i tillegg til å gi bedre driftsøkonomi eventuelt også kunne få en pålitelighetsmessig betydning. I perioder med svikt vil aggregatet kunne produsere alene, og tidvis gi nødvendig kraft til prioriterte formål.

De utførte systemanalyser for Froøyene som er stiliserte og basert på dagsaktuelle kostnadsdata, viser at det på lengre sikt vil være lønnsomt å introdusere vindbasert elkraft som et energimessig supplement. Det bør derfor, ut fra bl.a. følgende supplerende overlegninger, vurderes om ikke et prøveanlegg skal etableres allerede nå:

- Kostnadsutviklingen fremover vil rimeligvis skje i favør av vindbasert elkraft.
- Vi bør komme ut over utredningsstadiet og skaffe oss konkret viten og erfaring også på dette feltet. ("The proof of the pudding is the eating"). Tåler vindaggregatene norsk kystklima? Kan hende blir produksjonen vesentlig større enn antatt? Hva med miljølempene? ...
- Mange bosettinger langs kysten vil potensielt være interessert i en kostnadseffektiv vind/diesel-løsning. Det samme vil store og slumrende markeder i den tredje verden. Et anlegg i tilknytning til Frøyene vil gi erfaringsbakgrunn i denne sammenheng og eventuelt kunne tjene som "verksted" for utvikling av egnet kontrollutrustning for slike pakkeløsninger.

Hvis det vedtas å gå til anskaffelse av et vindaggregat, vil en foreslå at det i første omgang plasseres på Titran på Frøya, for utprøvings-, måle- og forskningsformål.

4. FORSLAG TIL UTVIKLINGSKONSEPT FOR VIND-/DIESELANLEGG

Ved introduksjon av vindbasert elektrisitet i den lokale energiforsyning kan en generelt tale om to karakteristiske ambisjonsnivå i anvendelsen. Et teknisk ukomplisert nivå I, hvor vindkraften pr definisjon bare er et løpende supplement til annen elforsyning. Videre et teknisk vesentlig mere avansert nivå II, hvor vindaggregatet alene er istand til eventuelt å dekke den lokale belastningen, såsant det blåser tilstrekkelig.

Fra norsk synspunkt vil lokal og isolert utnyttelse av små vindkraftaggregater (5-100 kW) i parallell med dieselanlegg være av interesse i to hovedsammenheng:

- Som et potensielt økonomisk forsyningsalternativ for mange isolerte bosettinger langs vår egen kyst.

- Som basis for industrielle "pakkeløsninger" med tanke på å skape nye markedsuligheter internasjonalt for norsk verkstedindustri.

Med denne generelle interessebakgrunn og med utgangspunkt i vår manglende praktiske erfaring fra vindkraftsektoren, anses det fornuftig å utvikle et formålstjenlig vind/diesel konsept tilpasset forsyningen av Frøyene. Konseptet bør være robust, og i størst mulig grad gjøre bruk av standard og vedlikeholdsforståelige komponenter. Videre bør det befordre en akseptabel forsyningskvalitet. Det bør videre ha mulighet til å oppnå nær optimal "iboende" brenselssparingsmulighet og dermed driftsøkonomi. Konseptet må gi mulighet for følgende fire aktuelle driftssituasjoner:

- 1) Vindaggregat i samdrift med det elektriske hovednett.
- 2) Vindaggregat i lokal samdrift med dieselanlegg.
- 3) Dieselanlegg alene forsyner lokal belastning.
- 4) Vindaggregat alene forsyner lokal belastning.

Konseptet bør være fleksibelt i den forstand at en eventuell trinnvis løsning av oppgavene 1)-4) kan skje i form av "myk" utvidelse der allerede anskaffede hovedkomponenter forblir i bruk. Slik fleksibilitet er et særlig poeng for oss som mangler erfaring fra vindkraftområdet.

I lys av de hovedpremisser som er gitt, bedømmes et konsept basert på bruk av asynkronmaskineri i vindaggregatet å være blant de mest interessante. Såvidt en kan se vil alle nevnte ønskemål kunne oppfylles på en kostnadsgunstig måte, dersom det utviklingskonsept som er skissert i figur 4.1, s.55 legges til grunn for vind-/dieselanlegget:

- Nivå I-anvendelse: Vindkraft tilgjengelig bare som samdriftskraft, se figur 4.1a. Det anskaffes et 55 kW vindaggregat utrustet med en $(55 \times 1.16 / 0.8)$ 80 kVA asynkrongenerator. Aggregatet foreslås i første omgang plassert på Titran på Frøya for utprøvings-, måle- og forskningsformål.

Den normale Nivå I driftssituasjon vil være samdrift med det elektriske hovednett. Med bruk av asynkronmaskineri, som er en robust og vedlikeholdsvennlig utrustning, vil samdriften skje mykt og bekvemt uten stabilitetsproblemer. Utrustningen er dertil meget vel egnet som kjernen i et mer avansert konsept.

- Nivå II-anvendelse: Vindkraft tilgjengelig både som samdriftskraft og som "stand-alone" forsyning, se fig. 4.1 b,c.

Etableringen av konseptet på Nivå II kan eventuelt tenkes å foregå i flere steg:

- Konfigurasjonen vindaggregat/variabel tilleggslast m/kontrollutrustning utvikles og utprøves først, se fig. 4.1 b. Anta at både diesel og vindaggregat er i drift ved et gitt tidspunkt. Vinden er relativt svak, og vindaggregatet dekker bare en mindre del av lasten. Dieselen kontrollerer frekvensen. Det går null effekt til den variable tilleggslasten.

Vinden øker og det samme gjør vindbasert eleffekt. Dieselen regulerer ned og frekvensen stiger opp mot 50 Hz ifølge statikken for regulatoren på dieselanlegget. Spenningen kontrolleres av regulatoren på dieselanleggets synkronmaskin. Vinden øker forbi det punkt hvor dieselen går på minste tillatte produksjon. Det går nå effekt til den variable tilleggslasten som har overtatt frekvenskontrollen ved at det er en P-f-statikk i området litt over 50 Hz.

En mikrodatamaskin er inkludert som hjerne i kontrollutrustningen som har som en hovedoppgave å følge med effektleveransen til den variable tilleggsbelastningen. Når denne effekten er over et gitt nivå, og tilførselen er stabil og vedvarende legges dieselen ut via den angitte clutch. Driften fortsetter med vindaggregatet

som eneleverandør og med dieselens synkrongenerator som spenningsregulerende element.

Når vinden avtar igjen og man ifølge mikrodatamaskinens evaluering nærmer seg det punkt at vindaggregatet ikke alene klarer forsyningen, gis startsignal til dieselen som starter v.hj.a. batteri. Synkronmotoren koples fra nettet, clutchen kopler inn og dieselaggregatet koples til nettet igjen. Driften fortsetter med både vindaggregatet og diesel tilkople

Batteristart kan muligens erstattes av start v.hj.a. stort svinghjul på synkrongeneratoren. Dette må evt. vurderes nærmere. Kfr. arbeider som pågår i Danmark, ved Risø's prøvestasjon for vindmøller.

Løsningen er stadig robust. Det består av standard komponenter, vedlikeholdet er enkelt og det kan foretas av én mann.

- Konfigurasjonen vindaggregat/variabel tilleggsslast/-batteri med kontrollutrustning utvikles og utprøves deretter, fig. 4.1 b.
- Den foregående løsning (fig. 4.1 b) kan tenkes utilfredsstillende som følge av ett eller flere forhold:
 - * Driftsøkonomien er utilfredsstillende fordi dieselen legges for sjeldent ut som følge av vanskeligheter med "trend-evalueringen" av vind.
 - * Stor slitasje på dieselen p.g.a. for hyppige start/stopp. F.eks. fordi vinden (tidvis) har et uryddig/vanskelig profil.
 - * For dårlig kvalitet på leveransen av el: For dårlig spenning evt. for hyppige avbrudd.

Disse mangler bør langt på vei kunne elimineres ved å bringe inn et batterilager med to omformere, se fig. 4.1 c. Batteriet bør ha kapasitet til å dekke samlet last for en kortere periode, - f.eks. i 10-20 min. Det vil være en utfordrende oppgave å søke å totaloptimalisere driften m.h.p. de viktigste frihetsgrader i problemet: Start/stopp av diesel, bruk av batteri, bruk av variabel tilleggslast, i lys av målinger av og evt. varsler om vind.

5. BESKRIVELSE AV AKTUELLE VINDKRAFT-AGGREGAT

5.1 Innledning

En rapport utarbeidet av IFE (3) beskriver 22 forskjellige typer vindturbiner i størrelsesområdet fra 10 kW til 108 kW. Rapporten konkluderer med at en horisontal-akslet, tre-bladet, oppvinds, stall-regulert turbin ville være det beste alternativet for et eventuelt prøveprogram for små anlegg i Norge. Totalt sett peker 50 kW - 60 kW seg ut som den mest interessante størrelse, vindaggregatmessig. Denne størrelse gir også best lønnsomhet for Gjæsingen, avsn. 3.3.

5.2 Alment om tekniske løsninger for små aggregat.

Det følgende kommenterer ulike problemstillinger vedrørende:

- Horisontal/vertikal aksel.
- Tre/to blader.
- Stallregulering/bladvinkelregulering.
- Bremsesystem.
- Sideinnstillingssystem.
- Rørtårn/gittertårn.

Der finns ulike synspunkter for og imot turbiner med horisontal aksel. For eksempel ville en utførelse med vertikal aksel redusere behovet for et tårn til et minimum. Turbinen ville samtidig være så godt som uavhengig av vind-retning. En ville dermed unngå kompliserte sideinnstillingsystemer. Nå har imidlertid horisontale turbiner nådd en så høy grad av teknisk utvikling at slike forhold er ikke lenger avgjørende. Konseptet dominerer det kommersielle markedet i dag.

Å bruke tre blader i stedet for to gir teoretisk litt høyere produksjon. Denne fordel kan spises noe opp av de ekstra kostnadene et ekstra blad påfører konstruksjonen. Den store fordelene med et tredje blad er imidlertid reduserte og jevnere belastninger på navet. Trebladete rotor er dominerer markedet, og det er etterhvert akkumulert lang driftserfaring med disse.

En stall-regulert rotor har bladene fast montert i navet. Effekten reguleres ved at bladene "staller" når vindhastigheten overstiger nominell vindhastighet. En bladvinkel-regulert turbin regulerer effekten ved å dreie hele bladet. Fordelen ved stall-regulering er at den representerer en robust og driftsikker reguleringsmetode, uten bevegelige deler. Regulering av blad-vinkel er meget komplisert mekanisk, som krever mange bevegelige deler. Dette reduserer utvilsomt dens pålitelighet. Stallregulering kan imidlertid gi større belastninger på selve bladet. Den er foreløpig bare utbredt for kortere bladlengder og små aggregat.

Luftbremsen skal normalt aktiveres dersom den mekaniske bremsen svikter under en nedbremsing. Det er almen oppfatning at rotorens omdreiningstall ikke må overstige ordinært drifts-turtall med luftbremsen ute.

På noen aggregat må luftbremsen tilbakestilles manuelt. Dette bør i fall kunne skje på en enkel måte, med faste adkomstinnretninger.

Utførelser av mekanisk brems varierer mellom plassering både på nav, på primæraksel eller på høyhastighetsaksel mot generator. Det kan også skille mellom graden av "fail-safe". "Fail-safe" vil si at bremsen aktiveres også ved en svikt i det elektriske eller hydrauliske anlegg. En "fail-safe" brems vil normalt være å foretrekke.

De fleste av de vurderte aggregatene har elektriske sideinnstillings-system. Noen av produsentene anbefaler å bruke

dette system også til å dreie aggregatet ut av vinden når det parkeres i høy vind. Dette vil ikke være mulig ved strøm-brudd. Beregninger av belastninger på parkert aggregat bør i alle fall utføres for den mest ugunstige forutsetning. Dette er parkering rett opp mot vinden.

Både av drift- og vedlikeholdshensyn vil et lukket rørtårn være å foretrekke framfor et gittertårn. Dette vil eliminere behovet for ekstra hus til kontroll- og apparatanlegg, og muliggjøre innvendig oppstigning til maskinhuset. Dette kan gjøre vedlikeholdsjobben noe enklere i surt, vestlandsk vinterklima.

Styrkemessige betraktninger omkring tårnet er omtalt i avsn. 6.

5.3 Beskrivelse av vurderte aggregat.

Det følgende avsnitt beskriver hvert av 7 vurderte fabrikat for Gjæsingen/Frøya noe i mer detalj. For en generell oversikt over tekniske data for disse og andre henvises til ref. 3.

5.3.1 Bonus

Bonus-aggregatet blir produsert av Danregn Vindkraft i Brande i Danmark.

Rotoren har selvbærende blader av fabrikat Alternegy. Luftbremsen består av dreibare bladspisser, aktivert av sentrifugalkraften. Ifølge produsenten vil turtallet med luftbremsene ute være ca 70 o/m for vindhastigheter i øvre enden av drifts-området, 20 m/s - 25 m/s. Dette er ca 70% over vanlig driftsturtall på 45 o/m. Det er også interessant å merke seg at den mekaniske bremsen er plassert på selve navet. Dette vil utvilsomt spare primærakselen for en del av belastningene forbundet med nedbremsing. Bremsen er hydraulisk aktivert.

Tannhjulsvekselen er dimensjonert for en kontinuerlig mekanisk effekt på 105 kW. Det er derfor lite sannsynlig at eventuelle effektspisser over nominell merkeeffekt vil føre til overbelastninger av vekselen.

Sideinnstillingen besørges av en elektrisk motor. Denne motoren dreier også turbinen ut av vinden når vindhastigheten overstiger 25 m/s, slik at den parkeres med rotorplanet parallelt med vinden. Dette gjøres for å redusere belastningen på aggregatet under ekstreme vindforhold.

Tårnet er en rørkonstruksjon i varmgalvanisert stål. Inspeksjon og vedlikehold av maskineri krever at maskinhusdekselet åpnes. I følge produsenten bør åpning ikke skje ved vindhastigheter høyere enn 8 m/s - 10 m/s. Dette synes lavt, og vil i fall riktig begrense antallet dager slikt arbeid kan foretas på vindrike steder som eksempelvis Frøya.

5.3.2 Micon

Micon-aggregatet blir produsert av Moerup Industrial Windmill Company, Micon A/S, ved Randers i Danmark.

Rotoren har selvbærende blader av Micon konstruksjon, men er produsert av OL Boats. Luftbremsen består av såkalte "spoilers", eller klaffer, som slår ut på oversiden av bladet. Spoilerne utløses av sentrifugalkraften, og forblir ute så lenge rotoren dreier rundt. I følge produsenten vil turtallet med bremsene ute holde seg under vanlig driftsturtall for alle vindhastigheter.

Den mekaniske bremsen er plassert på høyhastighetsakselen mot generator. Det ble angitt at både tannhjulsveksel og transmisjonssystem forøvrig var dimensjonert for de belastninger en nedbremsing måtte medføre. Bremsen er elektromekanisk.

Tannhjulsvekselen er dimensjonert for 115 kW kontinuerlig mekanisk effekt.

Sideinnstillingen skjer med elektrisk motor. Turbinen dreies ikke ut av vinden når den stoppes på grunn av for høy vind.

Tårnet er en rørkonstruksjon i varmgalvanisert stål, med innvendig oppstigning til maskinhuset. Det angis også å være mulig å foreta en viss inspeksjon og vedlikehold fra trinn øverst i tårnet uten å åpne selve maskinhusdekselet. Denne egenskap synes meget attraktiv for dårlig vær.

5.3.3 Nordtank

Nordtank-aggregatet blir produsert av Nordtank i Balle i Danmark.

Rotoren har selvbærende blader av fabrikat Alternegy. Luftbremsen består av dreibare bladspisser, aktivert av sentrifugalkraften. Som for Bonus-aggregatet vil turtallet med luftbremsen ute stige til over 60% - 80% av vanlig driftsturtall for vindhastigheter i øvre endene av driftsområdet, ca 20 m/s - 25 m/s.

Den mekaniske bremsen er plassert på høyhastighetsakselen, og er fjæraktivert.

Tannhjulsvekselen er dimensjonert for 140 kW kontinuerlig mekanisk effekt.

Sideinnstillingen skjer med elektrisk motor. Aggregatet dreies ut av vinden når vindhastigheten overstiger stoppvindhastigheten, ca 25 m/s.

Tårnet er et sylindrisk stålrør, med innvendig oppstigning til maskinhuset. Der er imidlertid ingen forberedte innretninger for inspeksjon og vedlikehold av

luftbremsen fra tårnet. Slikt arbeid krever oppsetting av stige eller ekstra kran.

Inspeksjon og vedlikehold av maskineri forutsetter at maskinhus-dekselet åpnes. Dette kan i følge produsent skje for vindhastighet opptil ca 20 m/s.

5.3.4 Vestas

Vestas-aggregatet blir produsert av Vestas Vindmølle-avdeling ved Lem i Danmark.

Rotoren har selvbærende blader av egen konstruksjon og produksjon. Luftbremsen består av dreibare bladspisser, aktivert av sentrifugalkraften. I følge produsenten vil turtallet med luftbremsene ute holde seg under vanlig driftsturtall for alle vind-hastigheter.

Den mekaniske bremsen er plassert på primærakselen. Den er hydraulisk aktivert.

Sideinnstillingen av aggregatet skjer med elektrisk motor. Denne dreier også turbinen ut av vinden når vindhastigheten overstiger stopp-vindhastigheten, ca 25 m/s.

Tårnet kan leveres enten som rør-eller gitter-konstruksjon, begge av varmgalvanisert stål. Produsenten anbefalte gitter-tårn, av grunner som omtalt i avsn. 6 om styrkeforhold.

Inspeksjon og vedlikehold av maskineri krever at maskinhusdeksel åpnes. I følge produsenten kan dette skje i vindhastigheter opptil 20 m/s.

5.3.5 Windmatic

Windmatic-aggregatet blir produsert av Wind Matic A/S i Herning i Danmark.

Rotoren har frittstående blader av LM fabrikat. Luftbremsene er i form av klaffer som slår ut på oversiden av bladet. De utløses av sentrifugalkraften. I følge produsenten vil turtallet holde seg under vanlig driftsturtall for alle vindforhold, med luftbremsene ute.

Den mekaniske bremsen er plassert på primærakselen. Den er hydraulisk aktivert.

Sideinnstillingen av aggregatet besørjes av en elektrisk motor. Turbinen dreies ikke ut av vinden når den stoppes i høy vind.

Aggregatet kan leveres enten med rørtårn eller gittertårn. Produsenten insisterte på en leveranse med gittertårn for norske forhold, av grunner angitt i avsn. 6 om styrkeforhold.

Inspeksjon og vedlikehold av maskineri krever at maskinhusdeksel åpnes. Produsenten mener at dette kan gjøres i vindhastigheter opptil ca 15 m/s.

5.3.6 Howden

Howden-aggregatet produseres av James Howden and Company Ltd. i Glasgow i Skottland.

Rotoren har selvbærende blader av Howden konstruksjon, men er produsert av Gifford Technology Ltd. Bladene er laget i tre/epoxy-laminat. Dette gjør dem en del lettere enn glassfiber-bladene brukt av de danske produsentene. Luftbremsene består av dreibare bladspisser, aktivert av sentrifugalkraften. Den mekaniske bremsen er plassert på høyhastighetsakselen mot generator. Den er elektro-

mekanisk. Tannhjuls-vekselen er dimensjonert for 80 kW kontinuerlig mekanisk effekt.

Sideinnstillingen besørges av hydraulikk-motorer. Systemet omfatter et "fail-safe" bremsesystem.

Tårnet er utført som et relativt slankt rørtårn, av en konstruksjon mye brukt i britiske konstruksjoner for høye master etc. Der er ikke adkomst opp til maskinhus gjennom tårnet. Ved vedlikehold senkes derimot hele aggregatet til bakken ved hjelp av et vinsj-system. Dette kan opereres med håndkraft, eller med en dieselmotor. Vinsjen kan være en attraktiv løsning for isolerte steder, da en blir uavhengig av store kraner.

5.3.7 IRD

IRD-aggregatet produseres av International Research and Development i Newcastle, England.

Rotoren har selvbærende blader av dansk fabrikat Aerostar. Luftbremsen består av dreibare bladspisser, aktivert av sentrifugalkraften. Aggregatet har dobbelte mekaniske bremsere.

Sideinnstilling-systemet er mekanisk, drevet av to halerotorer.

Tårnet er en gitterkonstruksjon. Oppreisingen av tårn med påmontert aggregat skjer som for Howden-aggregatet.

IRD omtaler sitt aggregat som et "2.-generasjons vindaggregat". Aggregatet er basert på de erfaringer IRD har gjort seg etter installasjon av 2-4 danske (Windmatic) aggregat plassert på forskjellige steder i Storbritannia og Irland. Filosofien angis å være "safety in opera-

tion". Aggregatet omtales som spesielt konstruert for drift på isolerte steder med hardt klima.

5.3.8 Kontrollsystem

Alle de omtalte danske produsenter er nå i ferd med å ta i bruk mikroprosessorbaserte styresystem. Windmatic mener de var først ute. De angir at de nå opererer med tredje-generasjonssystem. Bruk av mikroprosessorer gir stor fleksibilitet i styring og overvåking av aggregatet. Ved bruk av modem vil en i stor grad også kunne fjernstyre aggregatene.

De fleste danske aggregat leveres også med thyristor-innkobling. Dette medfører en "myk" drift, mer skånsom både for nettet og aggregatet selv.

6. STYRKEFORHOLD FOR VINDKRAFTAGGREGAT

6.1 Vindforhold

Det er tre størrelser i det atmosfæriske grensesjikt som er av spesiell betydning for et vindkraftverk. Disse omfatter vindhastighet, gust-faktor og turbulens-intensitet.

Vindhastigheten vil til enhver tid bestemme produksjonen fra og belastningen på et vindkraftaggregat. Vindhastigheten varierer med høyde over bakken, særlig over den lave høyden et lite aggregat opererer i. Aggregatets rotor kan derfor oppleve varierende vindhastighet ved hver omdreining. Dette medfører et komplisert lastbillede.

Gust-faktoren er definert som forholdet mellom ekstremvinden og gjennomsnitts-vinden i samme periode. Den er en viktig parameter i fastleggingen av dimensjonerende ekstremvind. Pr definisjon skal et gust eller et vindstøt ha en varighet som er lang nok til at strukturen det påvirker oppfatter vindstøtet som en statisk last. For vindturbiner har 2 sek. til 3 sek. vindstøt vært brukt som dimensjoneringskriterium.

For store bygninger har 30 sek. vindstøt vært brukt. Gustfaktoren avtar med høyden over bakken, og er altså størst i det området små vindkraftaggregat opererer.

Mens gust-faktoren er et uttrykk for ekstreme positive (økende) vindkast representerer turbulens-intensiteten vindens typiske fluktuasjoner enten de er positive eller negative (avtagende). Turbulensintensiteten angir fluktuasjoner i turbulent kinetiske energi i vinden. Turbulensintensiteten er en av de parametrene som bestemmer utmattingen av en vindturbin. I likhet med gust-faktoren avtar også turbulens-intensiteten med høyden over bakken.

Vindforholdene kan variere fra sted til sted, og ofte kan det være store lokale variasjoner. Det er eksempelvis relativt store forskjeller på forventbare ekstremvinder i Danmark i forhold til på Frøya. Den såkalte 50-års vinden for kystnære strøk i Danmark oppgis å være 40 m/s - 45 m/s, midlet over et par sekunder. Til sammenlikning kan tilsvarende vind på Frøya forventes å komme opp i 65 m/s - 70 m/s. Det er derfor i utgangspunktet rimelig å tro at vindturbiner konstruert for danske forhold vil måtte forsterkes for en plassering på Frøya.

Vindforholdene på den britiske atlanterhavskysten er på den annen side mer like dem som finnes på norskekysten. De britiske produsentene angir dimensjonerende ekstremvinder på 60 m/s - 80 m/s. Det burde derfor være rimelig å forutsette at vindturbiner konstruert for britiske (skotske) kystforhold uten videre også vil være sterke nok for norske forhold.

6.2 Styrkeforhold

De lastene et vindkraftaggregat utsettes for er tyngdekrefter, sentrifugalkrefter og aerodynamiske krefter av forskjellig natur.

Aerodynamiske krefter på rotoren under drift omfatter løft- og motstandskrefter. Disse kan deles opp i tangensial- og

aksialkrefter. Tangensialkraften gir dreiemomentet på generatoren. Aksial-kraften vil forsøke å velte tårnet. Når rotoren er parkert, som den normalt vil være ved vindhastigheter over 25 m/s, vil den aerodynamiske belastning bare være aksiale krefter.

Risø prøvestasjon har som krav angitt at rotoren skal tåle en belastning som tilsvarer 300 N/m^2 bestrøket areal. Dette kan representere en sikkerhetsfaktor på ca 4 i forhold til virkelige laster belastninger ved drift i høy vindhastighet. Årsaken til den sterke overdimensjoneringen angis å være en høy sikkerhetsfaktor mot utmatting.

En belastning på 300 N/m^2 tilsvarer omtrent lasten ved ca 63 m/s vindhastighet på en parkert 55 kW vindturbin. Dette er i nærheten av det som kan forventes av ekstreme vindkast i løpet av en 30-års periode på Frøya. Det angis at både danske og britiske rotorertåler belastninger godt i overkant av de spesifiserte 300 N/m^2 . Rotoren er dermed neppe det kritiske punkt, rent styrkemessig.

Tårnet er imidlertid en komponent som synes beregnet med mindre grad av overdimensjonering sammenliknet med rotor.

Det var belastningene på tårnet som opptok de fleste danske produsentene, med hensyn på den høyere ekstremvinden på norskekysten i forhold til i Danmark.

To av produsentene, Bonus og Nordtank, mente imidlertid at et standard aggregat vil være sterkt nok, ettersom deres produkter også var delvis utviklet for steder i Amerika med ekstremvinder av størrelsesorden 65 m/s.

Windmatic ga uttrykk for at deres standard rørtårn ikke var sterkt nok for norske ekstremvinder. De foreslo derfor at et enkelt aggregat for Norge burde utføres med gitter-tårn av den typen Windmatic bruker enkelte steder i California.

Vestas aggregat var konstruert for en overlevelses-vindhastighet på 50 m/s, altså vesentlig lavere enn det som ble spesifisert for norske forhold. Vestas mente imidlertid at rotor og maskinhus ville være sterke nok, men at ders standard tårn måtte forstekes med ca 30% ekstra stålmengde. Dette ville være lettest og billigst å gjøre for et gittertårn. De anbefalte derfor gittertårn dersom det var snakk om bare et fåtall aggregat. Vestas vill imidlertid analysere hele aggregatet styrkemessig ved en vanlig forespørsel, med mer spesifiserte lasttilfeller angitt.

Micon mente at deres aggregat i utgangspunktet ville tåle de ekstremvinder vi hadde spesifisert. I likhet med Vestas ville de imidlertid gå igjennom hele aggregatet ut i fra lasttilfelle angitt i en vanlig forespørsel.

6.3 Levetidsforhold, ising.

Når det gjaldt levetidsforhold og utmatting, var det generelle inntrykket at dette som problem var ivaretatt ved overdimensjonering. To unntak bør imidlertid nevnes:

- Micon hadde foretatt levetids-beregninger på typiske komponenter som funksjon av turbulensintensiteten på stedet aggregatet skulle stå.
- Vestas var i ferd med å gjennomføre et utmattingsforsøk på et eksemplar av deres nye blad, for å supplere de statiske beregningene (300 N/m^2 -kravet) med utmattingsegenskapene.

Vestas var også opptatt av mulige ising-problemer. Dette kunne føre til en relativt stor ekstrabelastning på tårnet på grunn av isens tyngde. Et slikt problem ble vurdert å være størst for et gittertårn. Isings-forholdene på aktuelle byggesteder burde derfor vurderes spesielt, etter Vestas mening.

7. PRØVEPROGRAM

Om et vindkraftaggregat av størrelse tilpasset Gjæsingen anskaffes, innledningsvis plassert på Frøya, forutsettes det gjennomført et spesielt prøveprogram/utviklingsprogram de første par driftsår.

7.1 Målsetting

Målsettingen for et slikt program kan formuleres som følger:

- Å se hvilken driftsregularitet og produksjon som kan oppnås for de harde vindforhold som gjelder der, for selve vindkraftaggregatet.
- Å vinne konkrete erfaringer med driftsegenskapene for vindaggregat som elproduksjonsenhet.
- Å utvikle og prøve et egnet og robust vind-dieselkonsept.

7.2 Prøveprogram, innledende driftsfase.

For den innledende driftsfase forutsettes bare vindkraftaggregatet innstallert. Den innledende driftsfase kan forslagsvis vare et års tid, eksempelvis fra høsten 86 til høsten 87. Det vesentlige er at den omfatter en sammenhengende høst-vintersesong, med de hardeste vindforhold. Hovedsaken for den innledende driftsfase blir å prøve driftsregularitet og produksjonsevne for selve vindkraftaggregatet.

I denne periode evalueres hovedsakelig vind/ytelsesforholdet for aggregatet.

Måling av strukturelle laster kan også bli aktuelt, om leverandør kostnadsfritt eller for en rimelig kostnad vil medlevere/utlåne strekkklapper og måleutstyr. Dette kunne særlig gjelde laster på spesielle komponenter som tårn, turbinblad, etc.

Målinger av strukturelle laster ville eventuelt gi et bedre grunnlag til å bedømme virkelige belastningsnivå på konstruksjonen. I tillegg vil en kunne sammenlikne de praktiske målinger med det eksempelvis IFE kan beregne på basis av FFA's WINRO-program.

I tillegg kommer spesielle evalueringer av elektriske forhold.

Drift av både aggregat og måleutstyr antas å skje ubetjent, bortsett fra vanlige inspeksjoner, og behov ved eventuelle kampanjemålinger. Programkostnader antas foreløbig hovedsakelig knyttet til innsamling og bearbeiding av data, og til eventuelle forberedelser for gjennomføringen av det etterfølgende vind-dieselprogram.

Kostnadene er omtalt i avsn. 8.1.

7.2 Videre driftsfase, utviklingen av vind/diesel-konsept.

Om resultatene fra den innledende driftsfase er tilfredsstillende forutsettes utviklingen av selve vind/dieselsonseptet gjennomført. Forslagsvis antas også denne fase også å vare et års tid, eksempelvis fra høsten 87 til 88. Varigheten vil imidlertid avhenge av utforming av det endelige program. Trinn i utviklingen av et slikt konsept er beskrevet i avsnitt 4.

I denne fase må det antas at en viss lokal bemanning på stedet inngår. Hvor mye som trengs vil avhenge av det endelige program.

Utstørsbehov og kostnader er beskrevet i avsnitt 8.2.

8. KOSTNADSFORHOLD

Anskaffelse av et vindkraftaggregat på 55 kW som beskrevet, underveis eventuelt utbygget til et vind-dieselsonsept innklusive et dieselgeneratorsett vil medføre følgende kostnader, innklusive en 2-års periode fra idriftsettelse:

- Kostnader forbundet med oppsetting og prøving av et rent vindkraftaggregat.

- Kostnader forbundet med en videre utbygging, utvikling og prøving av et vind/dieselsonsept.

Kostnadene for dette spesielle prøveanlegget av førstegangs-karakter vil imidlertid ikke være representative som "referanse" kostnader for et vindkraftaggregat i 50-60 kW-klassen. Til det bruk er enkelte kostnadsposter for høye.

Det er derfor også innen følgende avsnitt også forsøkt angitt et overslag som bedre kunne indikere kostnadsområdet for en "referanse" anskaffelse av et lite vindkraftaggregat. I dette lavere overslag er enkelte poster beskåret eller utelatt i forhold til kalkylen for prøveanlegget på Frøya. I tillegg er de laveste prisopplysninger fra danske leverandører lagt inn, istedenfor de middelverdier som er anvendt for prøveanlegget.

8.1 Rent vindkraftaggregat.

8.1.1 Investeringer, 55 kW vindkraftaggregat oppsatt på Frøya.

Innvesteringene for et 55 kW vindkraftaggregat anslås som følger, prisnivå våren 85 , kkr:

| | |
|--|----------------|
| - Vindkraftaggregat | = 400,- |
| - Fundament, vei, planering | = 350,- |
| - Tilknytning mot bestående elnett | = 180,- |
| - Transporter, kranleie | = 50,- |
| - Montasje, idriftssettelse | = 50,- |
| - Leie av 20 m målemast med måleutstyr | = 200,- |
| - Prosjektering | = 150,- |
| - Øvrig, uforutsett | = 100,- |
| - Investeringsavgift, 10% av foregående | = <u>128,-</u> |
| Sum | 1.608,- |

Avrundet = 1,7 Mkr

Noen kommentarer til enkelte poster er som følger:

Vindkraftaggregat

De foreløpige prisopplysninger fra endel leverandører viser stor spredning.

For leveranse fra fabrikk eksklusiv frakt, inklusive montasje, eksklusive kranleie varierte prisanslagene i området 400.000 - 600 000 Dkr (7-11).

I overslaget for Frøya er brukt en middelvei, 500.000 Dkr, avrundet til 400.000 Nkr.

Fundament, planering, vei

Basis for anslaget er overveielser gjort i Statskraftverkenes prosjektstudie (15). Korreksjon for kortere

avstand til vei og mindre aggregat enn i denne studie er imidlertid gjort. Det er forutsatt plassering i posisjon 5, ref. 16, fig. 2.

Eltilknytning

Det forutsettes eltilslutning mot bestående 22 kV-linje som krysser oppstillingsområdet. Den omfatter bryteranlegg, transformator, kabeltilslutninger (antatt 500 m avstand mellom aggregat- 22 kV linje), og avledere.

Montasje, idriftssettelse

Posten forutsettes å dekke ekstra utgifter som måtte påløpe byggherren i denne periode, utover leverandørens ytelser.

Leie av målemast

Aggregatet er foreløpig forutsatt plassert nær veien som passerer målestasjonen på Titran, for å spare veikostnader inn i området.

Innsparingen tilsvarer omtrent utgiftene til innleie av en 20 m målemast. En interessant tilleggserfaring kunne imidlertid være å sammenholde resultatene fra de store mastene inne på området med de fra en liten mast. Dette tilsier at en plassering et stykke unna kunne være interessant i seg selv.

Prosjekteringskostnader

Posten omfatter byggherrens antatte utgifter, forbundet med prosjektgjennomføring, og eventuell opplæring av personell.

Posten blir her spesielt tyngende, som følge av at det er et anlegg av førstegangskarakter, og ved at kostnadene belastes ett lite aggregat alene.

Øvrig, uforutsett

Dette forutsettes å dekke et visst omfang miljøundersøkelser, ifall dette skulle bli aktuelt. I tillegg utgjør posten en viss kalkylereserve.

8.1.2 Drifts- og vedlikeholdskostnader.

Aggregatet er forutsatt kjørt helautomatisk og ubemannet. Driftskostnadene burde da forutsetningsvis bli lave.

Vedlikeholdskostnadene skal dekke enklere forebyggende vedlikehold, smøremidler, etc.

Leverandører anslår selv en representativ sum for drift- og vedlikeholdskostnader til 1.5%/år av investeringene (7-11).

Hva angår risikoen for uforutsette driftskostnader, knyttet til større og mindre driftsuhell og havarier, vil denne reduseres dels av de vanlige leverandørgarantier, dels av muligheten for å tegne ekstra forsikring.

I garantitiden utbedrer leverandøren kostnadsfritt de feil eller mangler som slike garantier vanligvis dekker. Vanlig garantitid er 2 år.

Videre har danske leverandører tildels solgt sine vindkraftaggregat med havariforsikring. Havariforsikringen dekker også konsekvenser av værforhold der det vanlige garantiansvar ikke måtte strekke til, inklusive stormskader. Leverandøranslag (7-11) over kostnaden for en slik forsikring varierer i området 10.000-20.000 Dkr for et 55 kW aggregat, for en 5-års periode. For denne kalkyle brukes 15.000 Nkr, dvs 3 000 Nkr/år.

Forutsetningen for at en leverandør inkluderer havariforsikring er imidlertid at han samtidig får en servicekontrakt overfor byggherren. Denne anslås til 1500 Dkr/år, eksklusiv reise og opphold for montør, og omfatter en hovedin-

speksjon i året. Posten anslås her til 10.000 Nkr/år, alt innklusive.

Årlige- og vedlikeholdskostnadene for selve prøveanlegget, eksklusive målinger og utviklingsarbeider kan dermed anslås som følger, kkr:

| | |
|--|----------|
| - Drift og vedlikehold, byggherreandel | |
| 1.5% av samlet invest. på 1700 | = 25,- |
| - Havariforsikring | = 3,- |
| - Servicekontrakt med leverandør | = 10,- |
| Sum | = 38,- |
| | avrundet |
| | = 40,- |

8.1.3 Evaluering, målinger

Med det enkleste opplegg for evaluering av selve vindkraftaggregatet, avsn. 7.2, anslås kostnadene foreløpig til området 100 kkr/år. Som retningsgivende forutsettes IEA's standard for vindturbiner.

Kostnader forbundet med eventuelle målinger av strukturelle laster vil avhenge av det endelige program, og hvilken avtale som måtte bli inngått mellom prosjekt og leverandør om kostnadsdeling for slike målinger.

Hva angår elektriske målinger forutsettes det i en slik fase å foreta en elektrisk evaluering av selve vindaggregatet, for interessante vindforhold og belastningsforhold. Det forutsettes å benytte i hovedsak eksisterende måleutrustning og datainnsamlingsutstyr på Frøya.

Kostnadene for de elektriske målinger anslås på denne bakgrunn som følger, eksklusive kostnader for brakker, kkr:

| | |
|---|---------|
| - Nødvendig måleutstyr, innklusive innstallasjon | = 120,- |
| - Kampanjemålinger, innklusive reiser, opphold, forberedelser | = 80,- |
| - <u>Behandling av måledata, evalueringer</u> | = 100,- |
| Sum | = 300,- |

Av foregående fremstår samlede kostnader for et rent vindkraftanlegg på Frøya, innklusive en 2 års drifts- og evalueringsperiode, med unntak som nevnt, kkr:

| | |
|---|-----------|
| - Investeringer | = 1700,- |
| - Drifts- og vedlikeholdskostnader (2 år) | = 80,- |
| - Evaluering av selve vindkraftaggregatet | = 200,- |
| - <u>Elektriske målinger</u> | = 300,- |
| Sum | = 2 280,- |
| Avrundet | = 2 300,- |

8.2 Kostnadene for utbygging til et vind/dieselkonsept

Kostnadene for å videreutbygge selve vindkraftaggregatet til et vind/dieselkonsept omfatter kostnader for komponenter, nødvendig tilleggsutstyr og innstallasjonsarbeider. I tillegg kommer kostnader for kampanjemålinger, bearbeiding av måledata og utprøving av kontrollutrustning.

Vind/dieselkonseptet innebærer samkjøring av det installerte aggregat og et diesel/generatorsett, eventuelt også et batterilager.

Dette teknisk vesentlig mere avanserte nivået vil kreve innsamling av store datamengder. Dette gjelder både for en generell evaluering, og for kontroll av kvaliteten på den kontrollutrustning som etterhvert vil bli utviklet og utprøvet.

På dette nivå vil det være behov for egnete bygninger/-brakker for diesel/generatorsett med brennstofftank og tilbehør, elektriske fordelingstavler, måle- og kontroll-

utrustning, variabel tilleggslast og lastsimulator, samt eventuelt batterianlegg og tilhørende veksel/likereetter.

På grunn av de store datamengder som må innsamles, synes eksisterende utstyr på Frøya lite egnet på grunn av for liten kapasitet pr enhet. Hvilke muligheter, eventuelt problemer som knytter seg til bruk av flere parallelle datainnsamlings-systemer, er ikke avklart.

Det forutsettes derfor her at det investeres i et egnet utstyr som har den nødvendige innsamlingskapasitet og databehandlingsmulighet.

Det forutsettes videre at det kjøpes inn et egnet diesel/generatorsett med svinghjul og clutch.

Det følgende anslår kostnadene for de enkelte postene med kommentarer.

Diesel

Det forutsettes et diesel/generatorsett med elektrisk ytelse ca 40 kW (50kVA). Komplette aggregat inkl. montasje på stedet, med brennstofftank, svinghjul, clutch, etc.:

kr 170 000,-

Transport og diverse/inklusive leie av egnet brakke, driftskostnader i prøveperiode, vedlikehold, etc.:

kr 40 000,-

Hus for elutstyr

Det regnes med leie av brakker for plassering av elektriske fordelingstavler, måleutstyr, datainnsamlingsutstyr, etc.

Kostnader for leie, transport, forsikringer, vedlikehold i den aktuelle prøveperiode:

kr 40 000,-

Apparattavler

Det tas sikte på å installere et antall fordelingstavler med brytere for de enkelte komponentene i konseptet.

Tavlene inneholder også nødvendige måletransformatorer, måleverdiomformere, instrumenter, etc.

Tavler, inkl. tilkopling av alle elektriske forbindelser, instrumenter, måletransformatorer, transport, montasje (ekskl. måleverdiomformer):

kr 60 000,-

Måle- og registreringsutstyr

Egnet datainnsamlingsutstyr med nødvendig databehandlingskapasitet:

kr 120 000,-

Nødvendig antall måleverdiomformere, tilpasset avansert vind/diesel-system med batterilager, inklusiv tilkopling, montasje, transport, etc.:

kr 100 000,-

Denne post er eksklusiv det utstyr som er beskrevet under avsn. 8.1.

Variabel tilleggslast og lastsimulator

Det tas sikte på å skaffe til veie en thyristor-styrt variabel tilleggslast (dump-load) for trinnvis styring. På denne måten unngås den forvrengning av spenningskurven som ville følge av en kontinuerlig styring. Denne er rent ohmsk. Last-simulator kan gjøres enklere, men har en resistiv og en reaktiv del.

Variabel tilleggslast, 55 kW, inkl. montasje, tilkopling og transport:

kr 40 000,-

Lastsimulator, 40 kW/20 kVAr inkl. montasje, tilkopling og transport:

kr 70 000,-

Batterilager m/tilleggsutstyr

Batterilager dimensjoneres for anleggets nominelle belastning (40 kW), og tilpasses en korttidsutladning på 20 min.

Det velges et batteri som tåler et tilfredsstillende antall totale ut- og oppladninger, og som har minimalt vedlikeholdsbehov.

- Kostnader for blybatteri 40 kW, 220 V \pm 10%, 20 min utladning (180 Ah/10h), med stativ, transport, montasje, vedlikehold i prøveperioden og tilkopling:

kr 90 000,-

- Veksel/likereetter-utstyr tilpasset ovennevnte batteri og belastning, inkl. transport, montasje, tilkopling:

kr 90 000,-

Detaljplanlegging, målinger og bearbeiding av måledata

Det må regnes med en betydelig innsats i forbindelse med planlegging og utførelse av måleprogrammet. I denne posten inngår også kostnader for kalibrering og tilpasning av måleverdiomformerne, igangsetting av datainnsamlingsutstyret, diverse uforutsette problemer, reiser og opphold.

- For det første året av driftsperioden, for detaljplanlegging av vind/dieselanlegg, innledende målinger på dieselanlegg, etc.

kr 150 000,-

- For det andre året av driftsperioden,

kr 350 000,-

Utvikling og utprøving av kontrollutrustning

Utvikling og utprøving av egnet kontrollutrustning for det avanserte vind/dieselanlegget, eventuelt med batterilager vil innebære bruk av datamaskin i stor grad. Selve utprøvingen anses også å være tidkrevende, men siktemålet er å komme fram til en utrustning som kan danne grunnlag for komersiell anvendelse.

Kostnader for dette arbeid i en utviklings- og prøveperiode, inkl. transport, nødvendig utstyr, etc.:

kr 800 000,-

Diverse

For uforutsette kostnader knyttet til utbyggingen mot et vind/dieselsonsept, eventuelt lokal bemanning i en prøveperiode, nødvendige møter med tilhørende reiser, etc. anslås

kr 80 000.-

Samlede kostnader for prøve- og utviklingsprogram, nivå II, kkr:

| | | |
|--|---|---------|
| - Dieselgeneratorsett | = | 170,- |
| - Transport, diverse | = | 40,- |
| - Hus for elutstyr | = | 40,- |
| - Apparatavler | = | 60,- |
| - Måle- og registreringsutstyr | = | 120,- |
| - Måleverdiomformere, etc. | = | 100,- |
| - Variabel tilleggslast, lastsimulator | = | 110,- |
| - Batterilager | = | 90,- |
| - Veksel/likereetterutstyr | = | 90,- |
| - Målinger og bearbeiding av måledata | = | 500,- |
| - Utvikling og prøving av kontrollutrustning | = | 800,- |
| - Diverse | = | 80,- |
| <hr/> | | |
| Sum | = | 2 200,- |

8.3 Samlede kostnader, prøveanlegg på Frøya.

Av foregående avsnitt 8.1 og 8.2 fremstår følgende hovedposter frem til utviklet vind/dieselsonsept 2 år fra idriftsettelse av selve vindkraftaggregatet, våren 85 pengeverdi, kkr:

| | | |
|---|---|---------|
| - Rent vindkraftaggregat | = | 2 300,- |
| - Utbygging, utvikling til vind/dieselsonsept | = | 2 200,- |
| <hr/> | | |
| Sum, nominelt | = | 4 500,- |

Det må presiseres at det knytter seg endel usikkerheter til disse anslag, og tallene må betaktes som retningsgivende. Dette gjelder særlig utbyggingen til vind/dieselsonsept.

Her kan kostnadene både bli lavere og høyere. De kan eksempelvis bli lavere om utstyr kan leies eller lånes istedenfor å kjøpes. Uforutsette hendelser og problemer med et konsept av utviklingskarakter kan på den annen side medføre kostnadsøkninger.

Et rundt anslag for et sannsynlig kostnadsområde kunne være 4-5 Mkr.

8.4 Referanse kostnader for et 50-60 kW vindkraftaggregat

8.4.1 Investeringer

En lav kalkyle for en "referanse" anskaffelse av et aggregat under mer gunstige betingelser anslås foreløpig som følger:

| | |
|--|---------|
| - Vindkraftaggregat 55 kW, 400 Dkr . 0.8 | = 320,- |
| - Fundament, vei | = 100,- |
| - Tilknytning mot bestående elnett | = 30,- |
| - Transporter, kranleie | = 50,- |
| - Investeringsavgift, 10% | |
| av foregående | = 55,- |
| <hr/> | |
| Sum | = 607,- |
| Avrundet | = 610,- |

Posten for fundament og vei forutsetter eksempelvis enklere terrengforhold enn på Frøya, lavere betongpriser og minimale veikostnader.

Posten for eltilknytning forutsetter likeledes tilknytning mot et nærliggende lavspent nett, ikke høyspentnett som på Frøya.

8.4.2 Faste årskostnader:

En tilsvarende kalkyle for årskostnader anslås som følger, kkr:

| | | |
|---|---|------|
| - Kapitalkostnader, 7%, 25 år, 0.0854.610 | = | 52,- |
| - Drift og vedlikehold, byggherre, 1.5% av 610 | = | 9,- |
| - Havariforsikring | = | 5,- |
| - Servicekontrakt | = | 10,- |
| <hr/> | | |
| Sum pr år | = | 76,- |

8.4.3 Produksjonskostnader

Produksjonsevnen for et 55 kW aggregat anslås av leverandører (7-11) til området 180-200.000 kWh/år, for vindstyrker som på Frøya. Det anses at produksjonsevnen sansynligvis ligger nærmere den øvre grense enn den nedre.

Om produksjonen antas til 180.000 kWh/år blir nominell produksjonskostnad for aggregatet

$$= \frac{76.000}{180.000} \cdot 100 = 42 \text{ øre/kWh.}$$

Om den istedet antas til 200.000 kWh/år blir produksjonskostnaden

$$\frac{76.000}{200.000} = 38 \text{ øre/kWh.}$$

Avrundet = Området 40 øre/kWh. Om regnestykket stemmer eller ikke kan bare prøves i praksis.

9. SAMMENFATTENDE VURDERINGER

Følgende fremstår av undersøkelsen:

- Små vindkraftaggregat viser mulighet for lønnsomhet for øysamfunn langs kysten med spesielt dyr elforsyning, basert på analyser av to referansesteder.

Analysene viser imidlertid at situasjonen kan variere fra sted til sted. Om det er lønnsomt eller ikke med vind/dieselmotorkonsept avhenger av omstendighetene i det enkelte tilfelle.

- Gevinsten ved vind/dieselanlegg ligger i potensialet for innsparing i brenselkostnader. Hvor mye som kan spares avhenger av hvor mye vindkraftproduksjon som tillates i forhold til dieselproduksjonen, utover vindforholdene på stedet.
- De gjennomførte analyser har forutsatt en "moderat" andel av vindkraftproduksjon. Dette innebærer at dieselaggregatene alltid er i drift, og ivaretar spennings- og frekvensholdningen.

Utvikling pågår imidlertid internasjonalt for å øke andelen vindproduksjon i slike system. Målet er å komme frem til løsninger som muliggjør at dieselaggregatene kan stanses helt såsant det blåser tilstrekkelig slik at vindkraftaggregatet klarer forsyningen alene ("stand-alone"-konsept). Dette vil kunne øke potensialet for brensel sparing vesentlig.

- Analyser gjennomført for øya Givær vest for Bodø viser at lønnsomhet for et vind/dieselmotorkonsept foreløpig ikke er tilstede der. Dette henger bl.a. sammen med at samfunnet er meget lite, med høye enhetskostnader for meget små vindaggregat.

Om et tilfredsstillende "stand-alone" konsept utvikles bør imidlertid situasjonen for Givær tas opp igjen.

- Analyser gjennomført for Gjæsingen/Froøy-området viser at dagens forsyningsmøte med løpende reparasjoner av bestående kabler er den billigste, men at en gradvis overgang til ren vind-dieselforsyning når kabelen til land blir mer utskiftningsmoden kan vise seg som den mest attraktive strategi på sikt. En aggregatstørrelse på 55 kW fremstår som optimal for Gjæsingen. Ut i fra en samlet vurdering foreslås det imidlertid at et slikt aggregat anskaffes nå, innledningsvis oppsatt på Frøya.
- Ingen vind-dieselløsninger presentert hittil synes tilgjengelig i kommersiell utførelse og samlet vurdert tilfredsstillende hva angår økonomi, robusthet og kvalitet av forsyning.

Vind/dieselanlegg vurderes imidlertid av mange som et slumrende marked, med et stort potensiale.

- Samlet sett foreslås det derfor at en etter en innledende utprøving av selve vindkraftaggregatet videreutbygger anlegget til et vind/dieselkonsept. Dette forutsettes å innebære en utviklingsinnsats.
- Samlede kostnader frem til avsluttet utvikling/utprøving etter 2 år fra idriftssettelse av vindkraftaggregatet er anslått til 4.5 Mkr, grovt avrundet til 4-5 Mkr med de usikkerheter som foreligger.
- En produksjonskostnad for en "referanse" anskaffelse av et 55 kW vindkraftaggregat og med høye vindstyrker som på Frøya er som illustrasjon anslått til området 40 øre/kWh. Om dette stemmer kan bare prøves i praksis.
- Om budsjettmidler foreligger foreslås det også gitt passende støtte til to 55 kW-prosjekter til interessenter ved Vallersund på Fosen, og i Vest-Agder. Dette vil gi

et bredere erfaringsgrunnlag, hva angår selve vindaggregatet. Forespørsler om slik støtte er mottatt i prosjektperioden.

- Totalt sett fremstår flere sider ved små vindkraftaggregat som interessante i vindkraftsammenheng. Det synes derfor fornuftig å vinne noe praktisk erfaring med slike aggregat, de beskjedne investeringer som trengs tatt i betraktning.
- Små vindkraftaggregat av tilfredsstillende utprøvetthet og robusthet bør med aktpågivenhet kunne skaffes tilveie. Foreløpig synes det mest aktuelt å velge blandt 5 beskrevne danske fabrikat. Visse undersøkelser er imidlertid også gjort også for 2 britiske fabrikat. Om de i praksis er robuste nok kan bare utprøves på Frøya.

10. VIDERE ARBEID

Om det vedtas å gå inn for et program som beskrevet for Gjøsing/ Frøya bør enkelte innledende skritt i et videre prosjektforløp omfatte følgende:

- Etablering av avtalegrunnlag for hvem som skal stå som ansvarlig byggherre, og hvem som skal stå ansvarlig for driften.
- Fastlegging av kostnadsfordeling de berørte parter imellom.
- Utarbeiding av tekniske spesifikasjoner og et forespørselsdokument for små vindkraftaggregat.

11. REFERANSER

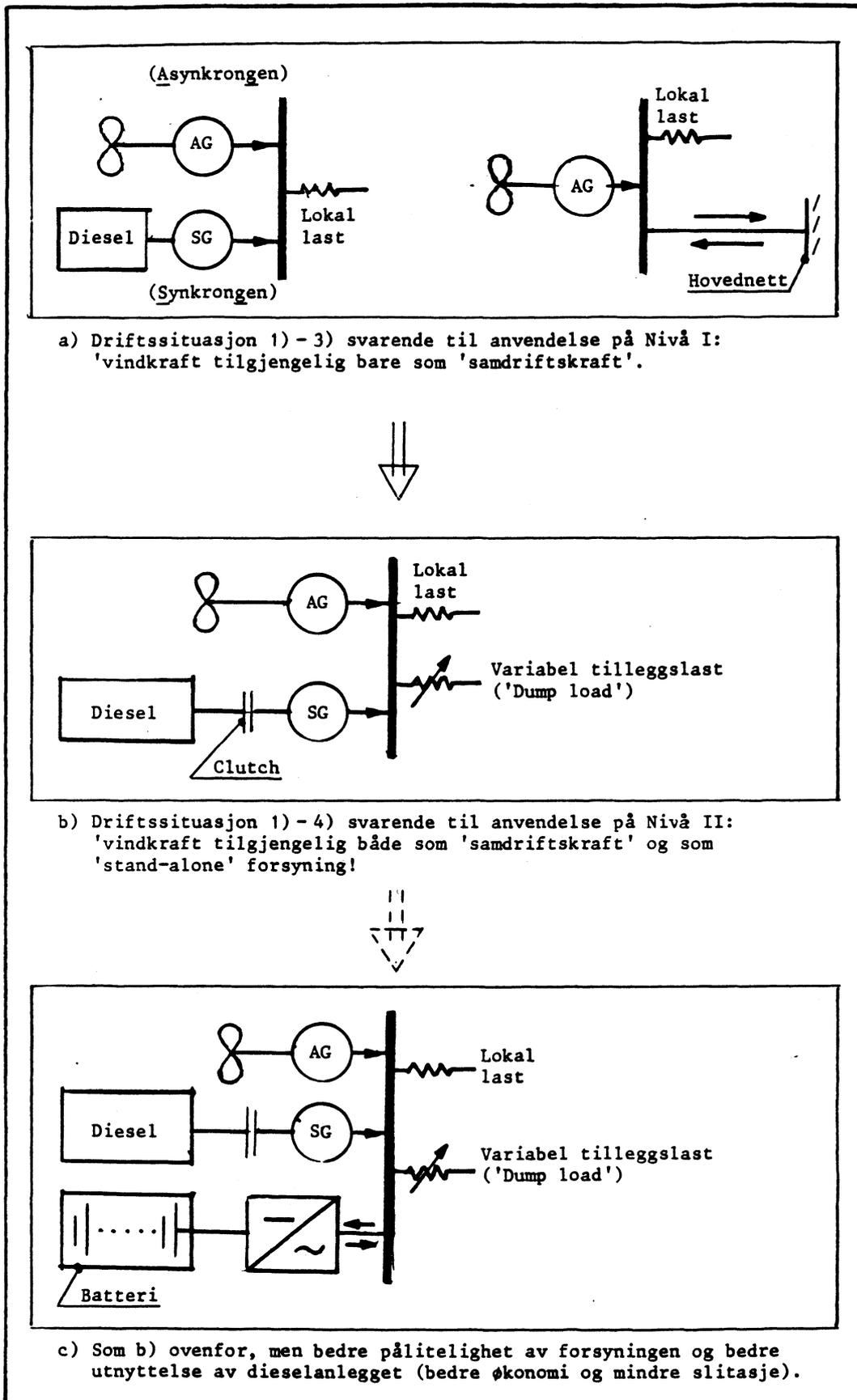
1. EFI: Forsyningen av el til Frøyene. April 85.
2. EFI: Kartlegging av økonomiske konsekvenser ved innstallasjon av vindkraftaggregat på Givær. April 85.
3. IFE: Oversikt over små og mellomstore vindturbiner. Mars 85.
4. NLHT: Vindforhold på Gjæsingen i Frøya kommune. Mars 85.
5. NILU: Estimerte vindforhold på Givær i Nordland. Mars 85.
6. NILU: Estimerte vindforhold for Vallersund. April 85.
7. Intern kommunikasjon, Bonus, Danmark, mai 85.
8. " " , Wind-Matic, " "
9. " " , Vestas, " "
10. " " , Micon, " "
11. " " , Nordtank, " "
12. " " , IRD, England, april 85
13. " " , J. Howden, Skottland april 85
14. NVE-ESS 103/84: Små vindkraftverk på norskekysten. August 84.
15. SV-84/1: Teknisk/økonomisk vurdering av preliminare tilbud.
16. SV-83/64: Innstilling om byggested for prøveanlegg vindkraft.

| Forsyningstilfelle | | | Forventet årlig avbruddstid i elforsyningen. (Pga. teknisk svikt fra VIKAN og utover.) | | | Merknader | |
|--------------------------------------|--|---|--|------------------|--------------|--|--------------------------|
| | | | Gjøsingen [h/år] | Sør-Burøy [h/år] | Sauøy [h/år] | | |
| Ren kabelforsyning (Dagens strategi) | Dagens forsyning. Ingen kabelforsterkning. | | 163 | 222 | 225 | Denne løsning vurderes i utgangspunktet å være utilfredsstillende. Tallene kan dermed stå som "kalibreringseksempler" på ikke tilfredsstillende forsyning. | |
| | Dagens forsyning. 3 kabelstrekk fornyes. | | 20 | 27 | 28 | Akseptabel pålitelighet | |
| Diesel Gjøsingen | Diesel i reserve | 1 dieselanlegg. Ingen kabelforsterkning | 3,3 | 64 | 68 | Akseptabel pålitelighet | |
| | | 1 dieselanlegg. 2 kabelstrekk fornyes | 3,3 | 11 | 11,2 | Meget god pålitelighet | |
| | Ren diesel forsyning | 1 dieselaggregat | Ingen kabelforsterkning | 350 | 409 | 413 | Uakseptabel pålitelighet |
| | | | 2 kabelstrekk fornyes | 350 | 357 | 358 | Uakseptabel pålitelighet |
| | (1+1) dieselaggregat | | Ingen kabelforsterkning | 3,6 | 63 | 67 | Akseptabel pålitelighet |
| | | | 2 kabelstrekk fornyes | 3,6 | 11 | 11,4 | Meget god pålitelighet |
| Diesel Gjøsingen/Burøy/Sauøy | Diesel i reserve | 3 dieselaggregat | 3,3 | 4,5 | 4,6 | Meget god pålitelighet | |
| | | 2 kabelstrekk fornyes | 3,3 | 3,5 | 3,5 | Meget god pålitelighet | |
| | Ren diesel forsyning | 1 dieselaggregat | Kabelnett neglisjert | 350 | 350 | 350 | Uakseptabel pålitelighet |
| | | (3+3) dieselaggregat | Kabelnett neglisjert | 3,6 | 3,6 | 3,6 | Meget god pålitelighet |

TABELL 3.2-1: Elforsyning av Froøyene. Beskrivelse av forsyningens pålitelighet. Kilde: EFI, ref. 1.

| Forsyningstilfelle | | | Faste kostnader [kkr/år] | | | | | | | Elenergi-regnskap [kWh/år] | | | | Driftsavhengige kostnader [kkr/år] | | | | Samlede årskostn. som påvirk. av vurderte frihetsgrader [kkr/år] | Merknader | | |
|--|--|---|--------------------------|-------------|------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-----------------------------|-------------------|---------------------|---------------|------------------------------------|--------------------------------|--------------------------|---------------------------|--|-----------|--|---------|
| | | | Kabelkostnader | | | Dieselkostn. | | Vindagg.-kostn. | | Samlede faste års-kostnader | El fra vind-aggr. | El fra hoved-nettet | El fra diesel | Ikke-levert el-energi | Kostnad av el fra hoved-nettet | Kostnad av el fra diesel | Kostnad av ikke-levert el | | | Samlede drifts-avh. års-kostn. | |
| | | | Kapital-kostnader | Vedlikehold | Reparasjon | Kapital-kostnader | Drift/vedlikehold | Kapital-kostnader | Drift/vedlikehold | | | | | | | | | | | | |
| Ren kabel-forsyning. (Dagens strategi) | Dagens forsyning Ingen kabelforsterkninger | 1V | 0 | 67,3 | 172,0 | 0 | 0 | 40 | 25 | 250,3 | 151270 | 566710 | 0 | 15600 | 159,8 | 0 | 31,2 | 191,0 | (504,1) | } (504,1-474,0) = 29,3 = merknad vindlesn. | |
| | | 1U | 0 | 67,3 | 172,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 177,3 | 0 | 721565 | 0 | 15600 | 203,5 | 0 | 31,2 | 234,7 | 474,8 | | |
| | Dagens forsyning 3 kabelstrekk fornyes. | 2V | 792,3 | 47,1 | 19,4 | 0 | 0 | 40 | 25 | 913,8 | 154315 | 577315 | 0 | 1950 | 162,8 | 0 | 3,9 | 166,7 | (1098,5) | } 28,5 | |
| | | 2U | 792,3 | 47,1 | 19,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 840,8 | 0 | 735215 | 0 | 1950 | 207,3 | 0 | 3,9 | 211,2 | 1070,0 | | |
| Diesel Gjeslingen | Diesel i reserve | 1 dieselanlegg. Ingen kabelforsterkning | 3V | 0 | 67,3 | 172,0 | 66,0 | 15,0 | 40 | 25 | 331,3 | 154050 | 564772 | 9979 | 3100 | 159,3 | 8,5 | 6,2 | 174,0 | (568,1) | } 27,2 |
| | | 3U | 0 | 67,3 | 172,0 | 66,0 | 15,0 | 0 | 0 | 258,3 | 0 | 721239 | 12026 | 3100 | 203,4 | 10,2 | 6,2 | 219,8 | 540,9 | | |
| | 1 dieselanlegg. 2 kabelstrekk fornyes | 4V | 252,9 | 53,8 | 119,0 | 66,0 | 15,0 | 40 | 25 | 458,9 | 154750 | 568165 | 10065 | 600 | 160,2 | 8,6 | 1,2 | 170,0 | (695,9) | } 27,4 | |
| | | 4U | 252,9 | 53,8 | 119,0 | 66,0 | 15,0 | 0 | 0 | 385,9 | 0 | 723653 | 12912 | 600 | 204,1 | 10,3 | 1,2 | 215,6 | 668,5 | | |
| | Ren diesel forsyning | (1+1)dieselaggr. 2 kabelstrekk fornyes | 5V | 252,9 | 35,0 | 5,9 | 109,0 | 120,0 | 40 | 25 | 590,0 | 154750 | 0 | 542230 | 600 | 0 | 462,7 | 1,2 | 463,9 | (1059,7) | } -19,4 |
| | | | 5U | 252,9 | 35,0 | 5,9 | 109,0 | 120,0 | 0 | 0 | 517,0 | 0 | 0 | 696980 | 600 | 0 | 555,1 | 1,2 | 556,3 | 1079,1 | |
| Diesel Gjeslingen/ Burey/ Sauøy | Diesel i reserve | 3 dieselaggr. Ingen kabelforsterkning | 6V | 0 | 67,3 | 172,0 | 114,0 | 40,0 | 40 | 25 | 404,3 | 154750 | 566077 | 12453 | -300 | 159,6 | 11,5 | 0,6 | 171,7 | (638,8) | } 27,4 |
| | | 6U | 0 | 67,3 | 172,0 | 114,0 | 40,0 | 0 | 0 | 331,3 | 0 | 721565 | 15300 | -300 | 203,5 | 13,2 | 0,6 | 217,3 | 611,4 | | |
| | Ren diesel forsyning Kabelnett neglisj. | (3+3) dieselaggr. Kabelnett neglisj. | 7V | 0 | 0 | 0 | 186,0 | 285,0 | 40 | 25 | 544,0 | 154750 | 0 | 538775 | -275 | 0 | 511,7 | -0,6 | 512,3 | (1056,3) | } -19,4 |
| | | | 7U | 0 | 0 | 0 | 186,0 | 285,0 | 0 | 0 | 471,0 | 0 | 0 | 693525 | -275 | 0 | 604,1 | -0,6 | 604,7 | 1075,7 | |

TABELL 3.2-2: Elforsyning av Froøyene.
Hovedresultat av kostnadsanalyser, 55 kW vindaggregat.
Kilde: EFI, ref. 1.



FIGUR 4.1: Forslag til utviklingskonsept for vind/dieselanlegg.
Kilde: EFI, ref. 1.