

NOTAT

HELLIGVÆR VINDKRAFTVERK

NETT

Oppdrag **9130096 Helligvær vindkraftverk Teknisk Planlegging**
Kunde **Ecofact for Zephyr**
Notat nr. **1**
Dato **07.10.2013**
Til **Toralf Tysse (Ecofact)**
Fra **Kristian Stray (Rambøll)**

Kontrollert **Linn-Mari Høgalmen (Rambøll)**

Sammendrag og anbefaling

For nettilknytning av Helligvær vindkraftverk med en installert effekt på 6x3,3 MW er det vurdert to alternativer.

Landtak Myklebostad

Alternativet innebærer sjøkabel fra planområdet til eksisterende 11/22 kV transformatorstasjon i Myklebostad ved Torvika. Tilknytningspunkt til eksisterende nett vil være bryterfelt i forbindelse med eksisterende stasjon. Kraften overføres på oppgradert 22 kV linje til Messiosen transformatorstasjon.

Landtak Bodøområdet; Kvalvikodden eller Burøya

Alternativet innebærer sjøkabel fra planområdet til Kvalvikodden eller Burøya vest for Bodø sentrum og jordkabel inn til ny 22/11 kV transformator i Bodø nært Havna trafostasjon. Det etableres 11 kV jordkabelforbindelse fra ny til eksisterende trafo.

Anbefaling

Det anbefales en nettilknytning med landtak på Burøya for Helligvær vindkraftverk.

Løsningen har en vesentlig lavere anleggskostnad og nåverdi enn alternativ Myklebostad og fremstår mindre konfliktfylt enn ilandføring på Kvalvikodden på bakgrunn av kjente planer for arealutvikling. Løsning med landtak på Kvalvikodden og Burøya fremstår kostnadsmessig likeverdige, men med noe større usikkerhet knyttet til selve landtaksplassering og dertil kostnad for Kvalvikodden.

Løsningen har som hovedforutsetning at det etableres et 11/22 kV transformatoranlegg nært Havna trafostasjon. Beskrivelse av anbefalt plassering er gitt i kapittel 3.5.3. Internt overføringsanlegg innenfor planområdet bør bestå av 22 kV kabelanlegg i tilknytning til internveier og for øvrig 22 kV linje. Tilknytningspunkt vil være i 11 kV anlegg i Havna trafostasjon.

Investeringskostnader er kalkulert til henholdsvis ca. 59 MNOK for nettilknytningen og ca. 2,2 MNOK for internnett eksklusive turbintrafoer, bygg for turbintrafoer og bryteranlegg for sekundærside (660V) av trafo.

Innhold

Sammendrag og anbefaling	1
1. Innledning	4
2. Utgangspunkt for vurdering av nettilknytning	5
2.1 Helligvær vindkraftverk	5
2.2 Dagens nettsituasjon.....	5
2.3 Regional kraftbalanse	6
2.4 Forsyningssikkerhet	6
3. Tekniske forhold	7
3.1 Vindturbin.....	7
3.2 Sjøkabel og trasébeskrivelse	7
3.3 Jordkabel og trasébeskrivelse	16
3.4 Internt kabelnett	18
3.5 Øvrig elektroteknisk anlegg og tiltak på land	20
3.6 Kommunikasjon.....	22
3.7 Servicebygg	23
4. Kostnadskalkyle.....	25
4.1 Anleggskostnader	25
4.2 Nåverdi	26
5. Tilbakeføring av anlegget etter endt konsesjonsperiode	28
6. Nødvendige tillatelser og avklaringer	29
7. Vurderte og forkastede alternativer.....	30
8. Referanser	31
Vedlegg	32
Vedlegg A Berørte eiendommer utenfor planområdet.....	33
Vedlegg B Reguleringsplaner.....	34
Vedlegg C Kostnadsestimat	35
Vedlegg D Nettilknytning i kart.....	36

1. Innledning

Zephyr AS ønsker å etablere et vindkraftverk på Helligvær i Bodø kommune i Nordland fylke. Planområdet er nærmere bestemt lokalisert på øyene Grimsøya og Valøya /1/ og vindkraftverket planlegges med 6 turbiner á 3,3 MW, totalt 19,8 MW. Det er ingen eksisterende elektrisk infrastruktur på øyene, men Sørvær i nordøst er forsynt med sjøkabel.



Figur 1 Helligvær

Formålet med dette notatet er å fremme forslag og anbefaling til løsning for nettilknytning, med tilhørende vurderinger i tråd med utredningsprogram for Helligvær vindkraftverk. Fra utredningsprogrammet siteres følgende vedrørende nettilknytningen:

- «Kapasitetsforholdene og eventuelle behov for tiltak i overføringsnett skal beskrives. Beskrivelsen skal ses i sammenheng med andre planer for kraftproduksjon i området. Det skal redegjøres for i hvilken grad tiltaket kan påvirke forsyningssikkerheten og den regionale kraftbalansen.»
- Aktuelle traseer for tilknytning til eksisterende nett skal beskrives og vises på kart. Tilknytningspunkt, spenningsnivå, kabeltype, tverrsnitt skal beskrives. Det anbefales at karttjenesten "Kystinfo" benyttes for informasjon vedrørende planlegging av trasé for sjøkabel.
- Investeringskostnader for nettilknytning skal oppgis.
- Det skal gis en kortfattet beskrivelse av hvordan området kan tilbakeføres etter endt konsesjonsperiode.

Vurderingene baserer seg primært på forarbeid fra tidligere fase, innspill fra nettselskap, kommune og kystverket. Det er foretatt én befaring på de aktuelle øyene, men anleggsplassering er i hovedsak vurdert som en skrivebordsstudie på bakgrunn av tilgjengelige kartdata og ortofoto.

Det har ikke vært kontakt med grunneiere eller øvrige interessenter som vil berøres av de nødvendige tiltak. Tiltakshaver oppfordres til å informere berørte grunneiere.

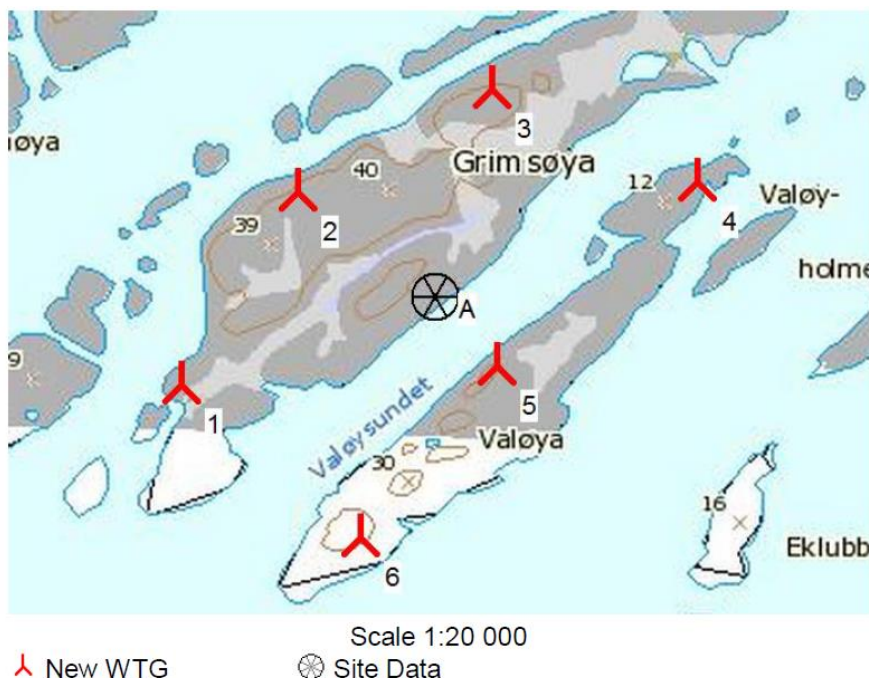
2. Utgangspunkt for vurdering av nettilknytning

2.1 Helligvær vindkraftverk

Pöyry har i juni 2013 utført nye produksjonsberegninger i forbindelse med endrede planer for å redusere støy /2/. Layout og forutsetninger for vurdering av elektroteknisk anlegg bygger på denne rapporten.

Tabell 1 Tekniske nøkkeltall vindkraftverk /2/

Turbintype	Nordex N100, 100 m navhøyde, IA
# turbiner	6
Effekt per turbin	3,3 MW
Totalt installert effekt	19,8 MW
Brutto produksjon	85,2 GWh/år
Nettoproduksjon P90 ¹	70,2 GWh/år
Nettoproduksjon P50 ¹	76,7 GWh/år
Avstand mellom turbiner	4,5 rotordiameter
Rotordiameter	100 m



Figur 2 Turbinplassering /2/

2.2 Dagens nettsituasjon

2.2.1 Distribusjonsnett

Kapasitetsforholdene i eksisterende distribusjonsnett er tidligere beskrevet av Sweco /3/. Det er ikke kapasitet i eksisterende nett for innmating av produksjonen fra Helligvær vindkraftverk, verken for landanlegg eller sjøkabelforbindelse til Sørvær.

2.2.2 Regional- og sentralnett

Det er god kapasitet i transformeringen mot regionalnettet i Messiosen og Havna trafostasjon. Det er ikke etablert 66 kV bryteranlegg i Havna trafostasjon, men ledig plass til en 11 kV avgang. Det er

¹ Totale tap er beregnet til 10 % og omfatter vaketap, elektriske tap og tilgjengelighet

flaskehalser mellom regional- og sentralnettet som må løses før ny produksjon kan tilknyttes i regionen, herunder kapasitetsbegrensninger i Salten trafo samt regionalnettet frem til denne. Statnetts konsesjon om bygging av ny Salten trafo er påklaget til OED og Nordlandsnett vil fremover konsesjonssøke en forsterkning mot Salten trafo for å utbedre flaskehalsene. /26/

2.3 Regional kraftbalanse

I midtre Nordland er det et produksjonsoverskudd i dag, med høyeste og laveste overskudd siste 10 årsperiode i 2002 og 2010 på henholdsvis 1585 GWh og 670 GWh, eksklusive produksjonen i Svartisen og Kobbelv kraftverk. Normalt er det også et effektoverskudd større enn 300 MW. Bodø skiller seg fra Nordland for øvrig med forbruksvekst. /27/

Helligvær vindkraftverk vil bidra til økt produksjonsoverskudd i regionen. Innmating i Havna trafostasjon er av Nordlandsnett vurdert som mest gunstig i forhold til marginaltapene i nettet. /26/

2.4 Forsyningssikkerhet

Helligvær vindkraftverk vil ikke ha noen direkte betydning for forsyningssikkerheten.

- Uregulert kraft ikke er egnet for øydrift og vil følgelig ikke bedre forsyningssikkerheten for Bodøområdet og/eller Myklebostad.
- Både Helligvær og Landegode har i dag etablert reservestrømsaggregat som reserveforsyning og vil i tilfelle feil på eksisterende sjøkabel gi tilstrekkelig forsyning av øyene.

I tilfelle vesentlig forbruksøkning i Helligvær vil en reserveforsyning via vindkraftverket kunne være ønskelig som alternativ til å øke ytelsen på reservestrømsaggregatet. Det vil også være aktuelt å vurdere dette i forbindelse med en eventuell reinvestering.

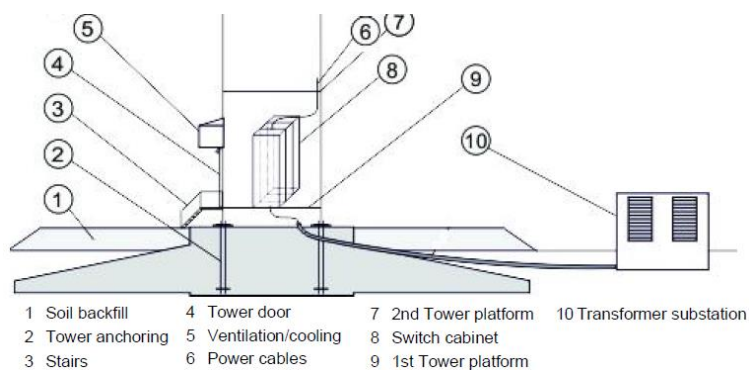
Nordlandsnett er innstilt på å vurdere en form for kostnadsdeling for ny sjøkabel i tilknytning til alminnelig forsyning av Helligvær dersom vindkraftverket etableres. /26/

3. Tekniske forhold

3.1 Vindturbin

Med utgangspunkt i teknisk beskrivelse av Nordex N100/3300 /5/, fremgår følgende teknisk utlegning av det elektriske systemet med utgangspunkt i standard utførelse. Standard utførelse er lagt til grunn i det øvrige av dette notatet.

- Det benyttes en dobbeltmatet asynkronmaskin, generatorspenning 660 V.
- Nominell ytelse for det elektriske systemet er 3,3 MW / 3,67 MVA. Reaktiv effekt kan utnyttes innenfor et bånd tilsvarende $\cos \phi$ lik 0,9 induktivt og kapasitivt.
- I tårnfoten er transformator for turbinens interne forsyning lokalisert sammen med bl.a. frekvenskonverter, kontrollsystem og tilkobling av forbindelse til generator og transformator mot internnettet.
- Transformator 0,66/22 kV og koblingsanlegg 22 kV plasseres i egen kiosk nært turbinen som illustrert i Figur 3. Som alternativ utførelse kan dette anlegget plasseres innenfor tårnet, da med krav om tørrisolert transformator.



Figur 3 Prinsippskisse standard utførelse v/tårnfot N100/3300 /5/

3.2 Sjøkabel og trasébeskrivelse

3.2.1 Kabeltype og forlegningsmetoder

For sjøkabler benyttes PEX(plast)-isolert treleder kabel med kobberleder. Kablene er armert, normalt med langsgående ståltråder i ett eller to lag for å gi ekstra beskyttelse mot ytre påvirkning fra eksempelvis ankring og trål, samt for å håndtere påkjenningene på kabel ved legging og vedlikehold. Med dybder ned mot 500 m vil det være betydelige krefter som virker på kabelen. Et eksempel på sjøkabel er vist i Figur 4.



Figur 4 Typisk skjermet, PEX-isolert, treleder sjøkabel med kobberleder, integrert fiber og ståltrådarmering /6/ og /7/

Kapasitetsmessig har sjøvann og sedimenter relativt gode varmeledende egenskaper. Dimensjonerende for sjøkablers overføringskapasitet vil ofte være i forbindelse med landtak hvor kabel gjerne er lagt i grøft eller rør. I den forbindelse kan overføringsevnen ekvivaleres til jordkabel med tilhørende korreksjonsfaktorer.

Landtak for sjøkabel må merkes særskilt og synlig fra land og sjø. Det kan også være nødvendig å sette opp skilt med forbud mot ankring.

Utforming av landtak avhenger av de stedlige forholdene, som grunnforhold, tidevann, bølgehøyde, offentlig aktivitet, ferdsel etc. Kabel og jordtråd bør føres ut dypt nok i mekanisk sterke rør som tildekkes. Dette må avklares nærmere i detaljprosjekteringen. Rørene påbegynnes et stykke inn på land. Dersom landtak etableres i fjell må det enten sprenges en kanal, alternativt gjennomføres fjellboring med etablering av rør i borehull for å beskytte kabel ved trekking. Fjellboring ansees å være det minst omfattende inngrepet.

Utdragning av sjøkabel gjøres med egnet fartøy. Det vil være fordelaktig å benytte et relativt stort skip som kan ta lange kabellengder for å unngå skjøting. Det bemerkes at det er generelt lang leveringstid på kabelskip og sjøkabler i dag. I smult farvann og over kortere strekninger kan egnet lekter være hensiktsmessig.



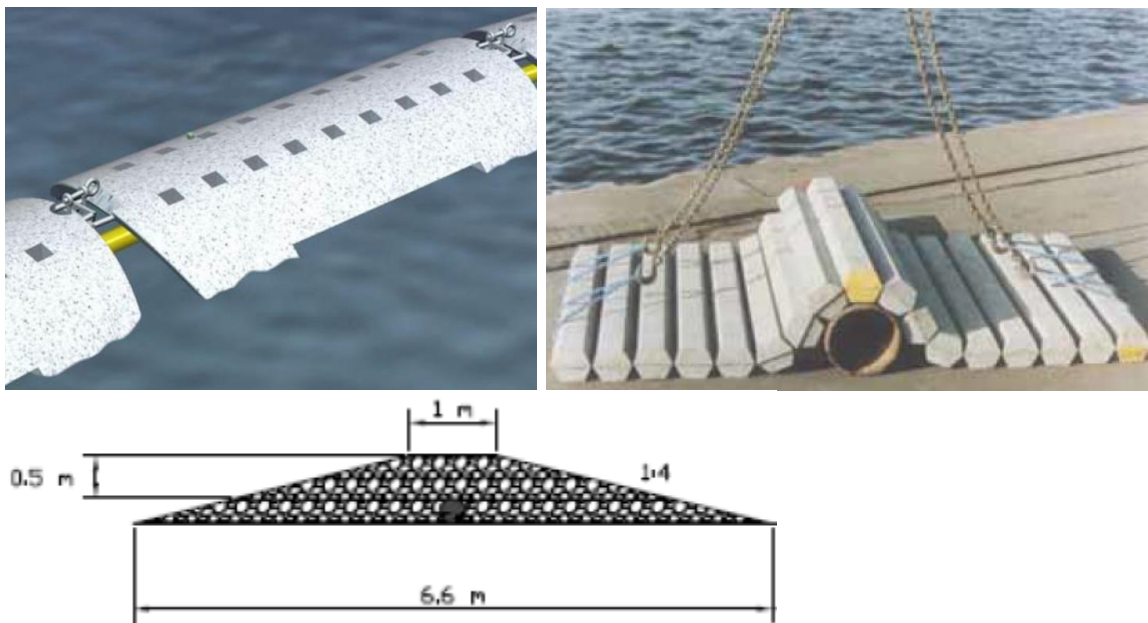
Figur 5 Kabelleggingsfartøy, hhv. CV Fjordkabel (Seaworks AS) /8/ og C/S Nexans Skagerrak 2 (Nexans Norway AS) /9/

Sjøkabel forlegges normalt på sjøbunn og beskyttes ytterligere mot ytre påvirkning gjennom nedgraving eller tildekking, avhengig av bunnforhold. I løse masser vil man kunne benytte nedspyling eller plog.



Figur 6 Venstre: Nexans Capjet system /10/. Høyre: Kabelplog /14/

Ved harde masser eller fjell kan det være nødvendig å benytte steinfylling, betongprofiler/-madrasser eller tilsvarende. Slik mekanisk beskyttelse er også aktuelt der sjøkabel vil krysse eksisterende infrastruktur på havbunnen. I Figur 7 er noen alternative metoder illustrert.



Figur 7 Mekanisk beskyttelse av kabel med betongprofil (SeaCult) /11/, betongmadrass (BERR)/13/ og steinfylling (Tidaway)/12/

3.2.2 Trasébeskrivelse

Det er vurdert landtak i to områder på fastlandet for sjøkabel fra Helligvær vindkraftverk, Myklebostad og Bodøområdet, hvor Sweco /3/ har vurdert landtakene til å være henholdsvis ved Torvika og Kvalvikodden. Bodø kommune har senere også foreslått Burøya som alternativ landtaks plassering i Bodøområdet. Disse tre landtaks plasseringer definerer 3 traséalternativer som i det følgende betegnes ved stedsnavn for landtak, det vil si Myklebostad, Kvalvikodden og Burøya.

Traseene fremgår av Figur 8 og Figur 9 og er foreslått på bakgrunn av en skrivebordsstudie der farleder, topografi iht. dybdekoter og eksisterende infrastruktur på havbunn er hensyntatt. Endelig fastlegging av trasé bør gjøres iht. sjøbunnskartlegging.

Grimsøya – Flatskjæran, felles

Fra Grimsøya foreslås å legge sjøkabel mellom Grimsholmen og Grimsøya og videre vest for Valøyskjæran til dypt vann, ca. 350 m dypt. Videre følges parallelt med farled til denne krysses ved Flatskjæran. Dypeste område ligger på om lag 520 m i henhold til sjøkart. Denne strekningen er felles for alle alternativene og er om lag 14,8 km målt i luftlinje. Ved Flatskjæran må det sørges for tilstrekkelig avstand til eksisterende sjøkabel fra Landegode til Helligvær for å unngå skade på kabler ved forlegning og drift.

Flatskjæran – Myklebostad, Myklebostad

Nord for Flatskjæran mot Myklebostad foreslås å legge sjøkabel sør for Skarpskjæret og Gautskjæret, nord for Storkvitingen og Bøan. Nord-vest for Mefallskjæret dreies traseen og følger parallelt med eksisterende sjøkabel mellom Myklebostad og Landegode. En sjøkabel som er registrert i sjøkart mellom Buholmen og Storvika må krysses. Det må sørges for tilstrekkelig avstand til eksisterende sjøkabel fra Landegode til Helligvær for å unngå skade på kabler ved forlegning og drift, spesielt inn mot landtak ved Torvika/Myklebostad. Målt i luftlinje utgjør denne strekningen om lag 16,5 km.

Flatskjæran - Kvalvikodden

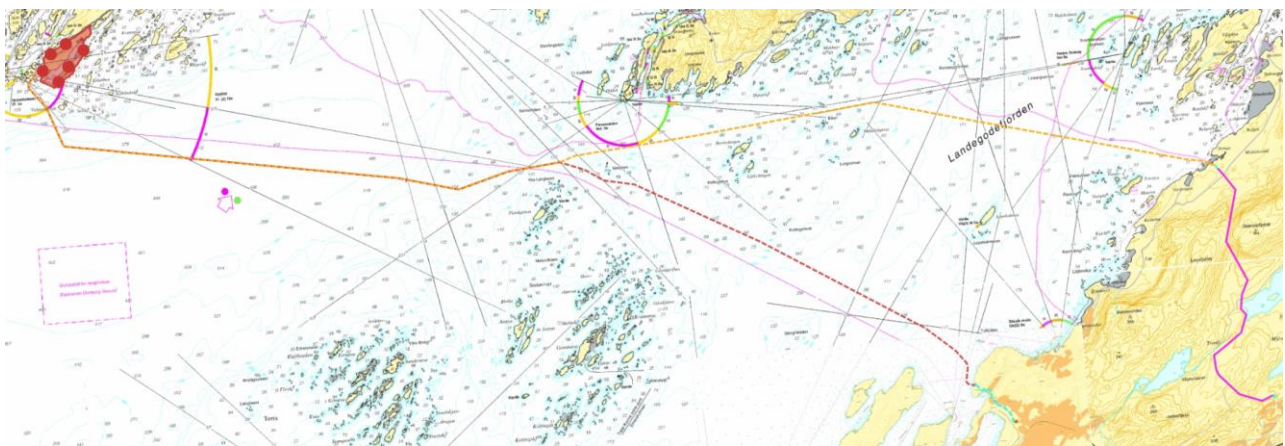
Nord for Flatskjæran mot Kvalvikodden foreslås å legge sjøkabel parallelt med farled mot Bodø Havn. Avhengig av plassering av landtak på Kvalvikodden vil eksisterende sjøkabel mellom Kvalvikodden og Store Hjørtøya krysses. Målt i luftlinje utgjør denne strekningen om lag 12 km.

Flatskjæran - Burøya

Tilsvarende som for Kvalvikodden, men sjøkabel legges forbi sørsiden av Kvalvikodden og krysser Kvalvika over til Burøya. Eksisterende sjøkabel mellom Kvalvikodden og Store Hjørtøya krysses. Målt i luftlinje utgjør denne strekningen om lag 12,9 km.



Figur 8 Sjøkabeltrasé i grunnkart. Til Myklebostad (oransje) og til Kvalvikodden (rød)



Figur 9 Sjøkabeltrasé i sjøkart. Til Myklebostad (oransje) og til Kvalvikodden (rød)

Arbeidet med trekking av sjøkabel må planlegges i forhold til farleder slik at risiko for uønskede hendelser minimeres. Planlegging bør foretas i samråd med Kystverket. Det er ikke registrert ankringsområder eller planlagte oppdrettsanlegg som vil komme i konflikt med foreslåtte traseer med utgangspunkt i Kystverkets kartportal /15/.

Forlegning av sjøkabel er søknadspliktig og Kystverket er myndighet ref. kapittel 6. Kystverket er forelagt en grovskisse av traseer og har ikke funnet utfordringer å kommentere. Eventuell endring av traseer bør forelegges Kystverket fortløpende. Kystverket opplyser at det planlegges et prosjekt knyttet til innsegling til Bodø fra sør og i Bodø Havn. /4/

3.2.3 Plassering av landtak

Myklebostad

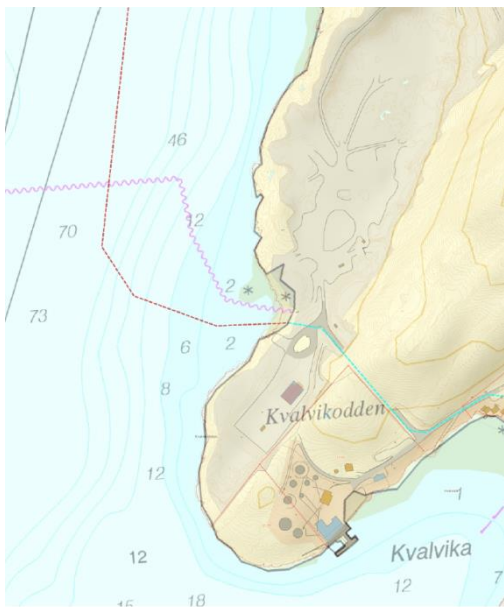
Landtak i Myklebostad er foreslått om lag 30 m nordvest for ytterste sjøbod ytterst i Torvika som vist i på gnr/bnr. 26/16. I henhold til ortofoto er det også aktuelle landtak videre inn i Torvika, men dette innebærer kryssing av eksisterende sjøkabel til Landegode og noe lengre kabel. Foreslått landtak befinner seg om lag 130 m fra 11/22 kV transformator hvor tilknytning til eksisterende nett foretas. Med kort avstand til landtak anbefales det å legge sjøkabel helt inn til trafobygg for å unngå skjøting. Kabeltraseen vil primært gå i dyrket mark og må forlegges på forskriftsmessig dybde.



Figur 10 Foreslått landtak Myklebostad, sjøkabel (oransje), eksisterende kabel til Landegode (rosa)

Kvalvikodden

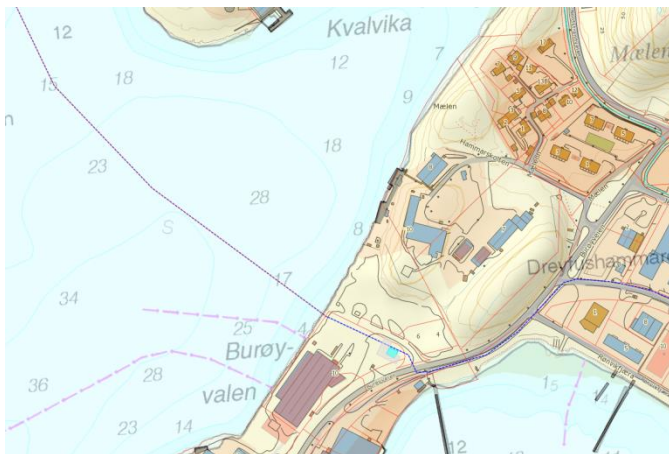
Landtak på Kvalvikodden er foreslått samordnet med landtak for eksisterende sjøkabel som vist i Figur 11 på gnr/bnr. 32/17. Sjøkabel må her skjøtes med egnede overgangsskjøter til jordkabel. I henhold til ortofoto er dette den eneste lokalitet hvor det i dag er løsmasser. Plassering av landtak må imidlertid også tilpasses endelig utvikling av området. Med utgangspunkt i vedtatt reguleringsplan for Kvalvikodden og dialog med Bodø kommune vil det kunne etableres flere industribygg, vei og annen infrastruktur samt kaianlegg. I den forbindelse vil det kunne bli nødvendig å etablere landtak nord eller sør for foreslått plassering. Det må da påregnes utfylling, sprengning eller fjellboring.



Figur 11 Foreslått landtak Kvalvikodden, sjøkabel (rødt), eksisterende kabel til Store Hjartøy (rosa), jordkabel (blått)

Burøya

Landtak på Burøya er foreslått nordøst for bygget til Løvolds Industri på gnr/bnr. 138/700. Sjøkabel må her skjøtes med egnede overgangsskjøter til jordkabel. I henhold til ortofoto og kart er det ikke etablert kaianlegg og det foreligger ingen kjente reguleringsplaner for området. I overgangen mellom land og sjø er det steinfylling.



Figur 12 Foreslått landtak Burøya, sjøkabel (lilla), jordkabel (blått)

3.2.4 Oversikt, potensielt berørte farleder og eks. installasjoner

Tabell 2 og Tabell 3 gir en oversikt over kjente, mulige krysninger med installasjoner i sjø.

Installasjonene er identifisert med Kystverkets kartportal /15/ ved bruk av tema *Sjøkart (wms)* og *Norsk sokkel* (6 undertema).

Tabell 2 Mulige kryssninger med installasjoner i sjø for sjøkabel fra Myklebostad til Helligvær

Helligvær - Myklebostad			
Fra	Til	Type installasjon	Kommentar
Myklebostad	Landegode	Strømkabel	Kryssing av strømkabel avhenger endelig plassering av landtak
Buholmen	Storholmen	Strømkabel	Krysses uavhengig av landtaks plassering ca. 4 km fra land på mellom 70 og 120 m dyp avhengig av endelig trasé
Landegode	Helligvær	Strømkabel	Kryssing og nærføring bør unngås og må tas hensyn til ved prosjektering av trasé.

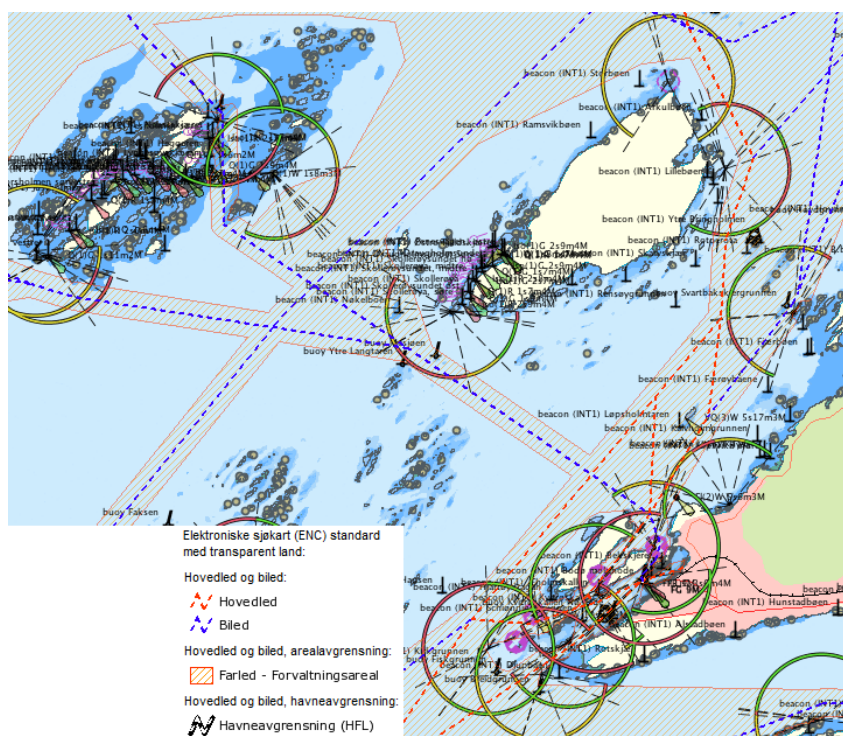
Tabell 3 Mulige kryssninger med installasjoner i sjø for sjøkabel fra Kvalvikodden/Burøya til Helligvær

Helligvær - Kvalvikodden			
Sted	Koordinat	Type installasjon	Kommentar
Kvalvikodden	Store Hjartøy	Strømkabel	Kryssing av strømkabel avhenger endelig plassering av landtak
Landegode	Helligvær	Strømkabel	Kryssing og nærføring bør unngås og må hensyntas ved prosjektering av trasé.

Av Tabell 4 fremgår hvilke farleder som krysses eller parallellføres med sjøkabel mellom Kvalvikodden/Myklebostad og Helligvær. Farledene er identifisert med Kystverkets kartportal /15/ ved bruk av tema *Farled, Fyr og Merke* (3 undertema). Farleder er også illustrert i utsnitt av sjøkart i Figur 13.

Tabell 4 Farleder i nærføring eller som krysses med sjøkabel

Farleder			
Nr.	Navn	Delstrekknr.	Navn delstrekk
2681	Landegode S - Røst	1	Flatskjæran - Røst
2680	Landegode	1	Fleinvær - Landegode
2683	Bodø - Moskenes	1	Bodø - Sørvågen
1573	Støtt - Landegode	1	Skarvskjær - Landegode
0	Hjartøy nord	1	Hjartøyodden - Løpsholmen V
1172	Hjartøysundet	1	Siriskjær - Løpsholmen
2679	Bodø - Karlsøyfjorden	1	Løpsholmen - Karlsøyfjorden

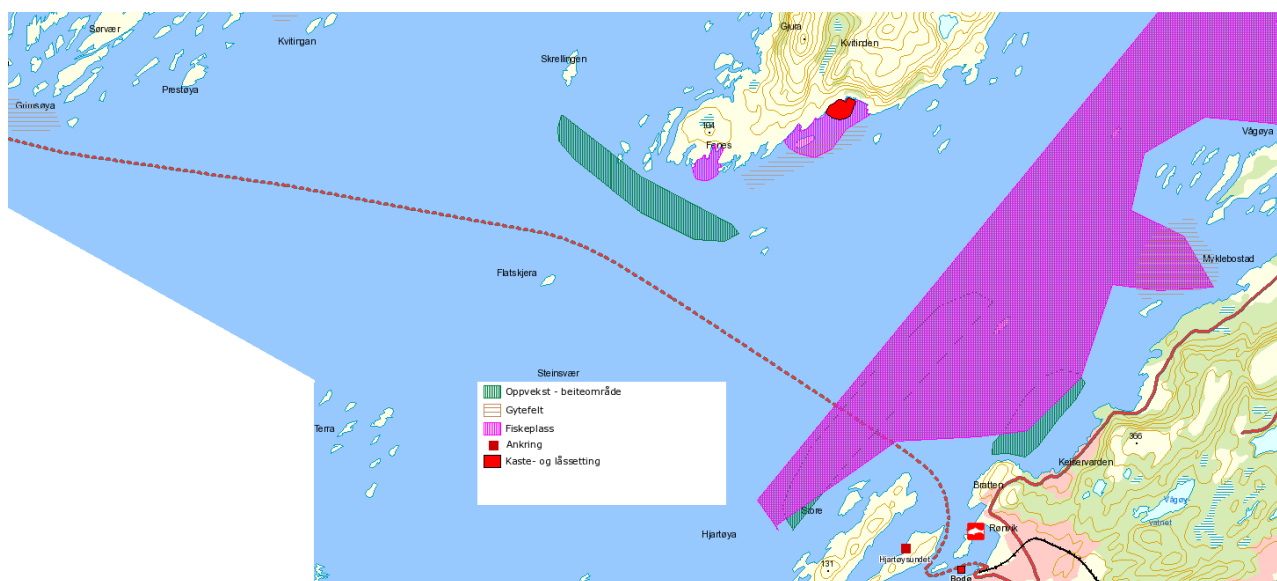


Figur 13 Farleder og biled fra Kystverkets GIS-portal/15/

3.2.5 Havbruk og ankring

Med utgangspunkt i Kystverkets GIS-portal /15/ er det innhentet kjente opplysninger om blant annet havbruk og ankringsplasser. Registrerte momenter fremgår av Figur 14.

- For sjøkabeltraseen fra Grimsøya til Flatskjæran vil denne kunne krysse et gytefelt sørvest for Grimsøya.
- Mellom Flatskjæran og landtak Myklebostad vil det krysses et oppvekst- og beiteområde sør for Landegode, samt fiskeplass og gytefelt vest for fastlandet inn mot Myklebostad.
- Mellom Flatskjæran og landtak Kvalvikodden vil det krysses fiskeplass og gytefelt nord for Store Hjartøy.
- Det er ikke funnet ankringsområder eller områder som er bestemt for oppdrettsformål.



Figur 14 Havbruk og ankring fra Kystverkets GIS-portal/15/

3.3 Jordkabel og trasébeskrivelse

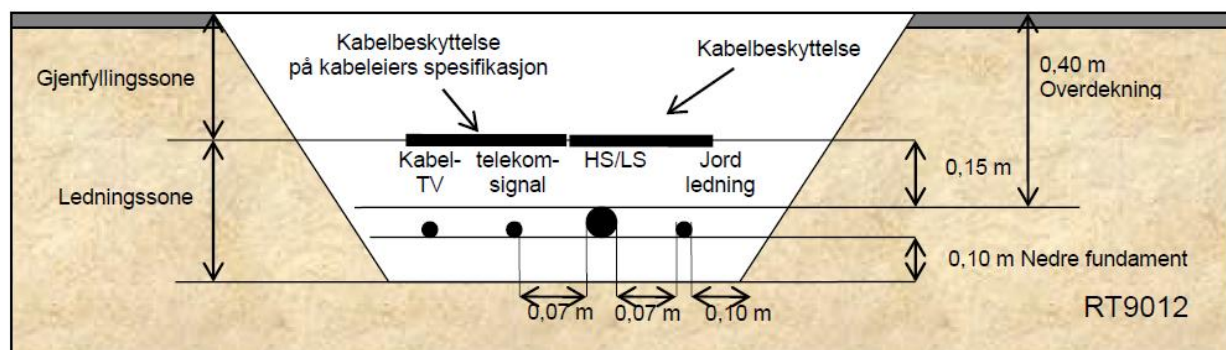
3.3.1 Kabeltype og grøftesnitt

For jordkabler på land benyttes PEX-isolert enleder høyspentkabel med merkespenning 24 kV og aluminiumsleder som vist i Figur 15 Typisk skjermet, PEX-isolert enleder jordkabel med aluminiumsleder forlagt i trekant /16/Figur 15. Kabel forlegges i tett trekant i standard kabelgrøft med jordtråd.



Figur 15 Typisk skjermet, PEX-isolert enleder jordkabel med aluminiumsleder forlagt i trekant /16/

Typisk kabelgrøft er vist i Figur 16 og har normalt en dybde på ca. 0,6 m. Kabelgrøfter innenfor planområdet etableres i internveier mellom vindturbinene og til landtak for sjøkabel. Utførelse og merking må være i henhold til forskriftene. Ved kryssing av trafikkert vei bør kabler trekkes i rør.



Figur 16 Typisk grøfteprofil for kabelgrøft iht. REN /17/

Nordlandsnett har signalisert at kapasiteten og reserveforsyning mot Burøya og Kvalvikodden er god, men også at det kan være aktuelt å legge ned egne rør ved opparbeidelse av grøft for jordkabler mellom Havna trafostasjon og landtak respektive landtak /26/. Tiltakshaver bør drøfte en kostnadsdeling for kabelgrøft med Nordlandsnett dersom anlegget skal etableres.

1 stk. 24 kV jordkabel forlegges i vei frem til Kvalvika og krysser åpent område mellom sjøbuer og bebyggelse til fortau ved Fv. 834, Nordstrandveien. Traseen fortsetter i fortau over krysset Nordstrandveien-Burøyveien og følger i fortau langs Burøyveien til Jernbaneveien. Følger videre i fortau langs Jernbaneveien til ny transformatorstasjon 11/22 kV. Trasélengde er ca. 1,6 km.

Kvalvikodden - Trafostasjon

Burøya - Trafostasjon

Trafostasjon-Havna T

Figur 17 Jordkabeltraseer for landtak Kvalvikodden og Burøya

3.3.3 Trasébeskrivelse jordkabler alternativ Burøya

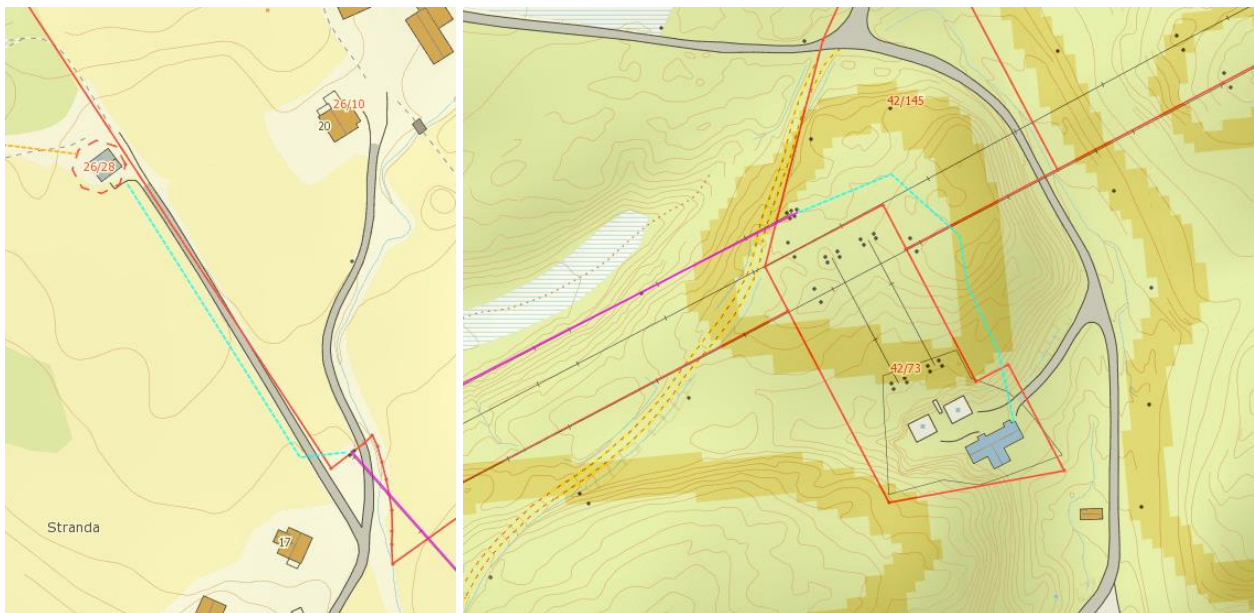
1 stk. 24 kV jordkabel fra landtaket forlegges parallelt med adkomstvei inn til Løvolds Industri, krysser Burøyveien og følger denne parallelt på sør- og østsiden frem til veikryss med Dreyfushammarn. Dreyfushammarn følges frem til ny transformatorstasjon 11/22 kV. Trasélengde er ca. 1,0 km.

Det legges 2 stk. 12 kV jordkabel mellom ny transformatorstasjon frem til Havna trafostasjon. Trasélengde er ca. 0,12 km. Se Figur 17 for trasé i kart.

3.3.4 Trasébeskrivelse jordkabler alternativ Myklebostad

1 stk. 24 kV jordkabel forlegges fra eksisterende 11/22 kV trafo Myklebostad i innmark parallelt med grusvei til eksisterende endemast for linje Messiosen-Myklebostad. Kabel kobles til i mast. Trasélengde er ca. 0,12 km.

1 stk. 24 kV jordkabel forlegges fra endemast for linje Messiosen-Myklebostad i utmark til eksisterende Messiosen trafostasjon. Trasélengde er ca. 0,12 km. Se Figur 18 for traseer inntegnet i kart.

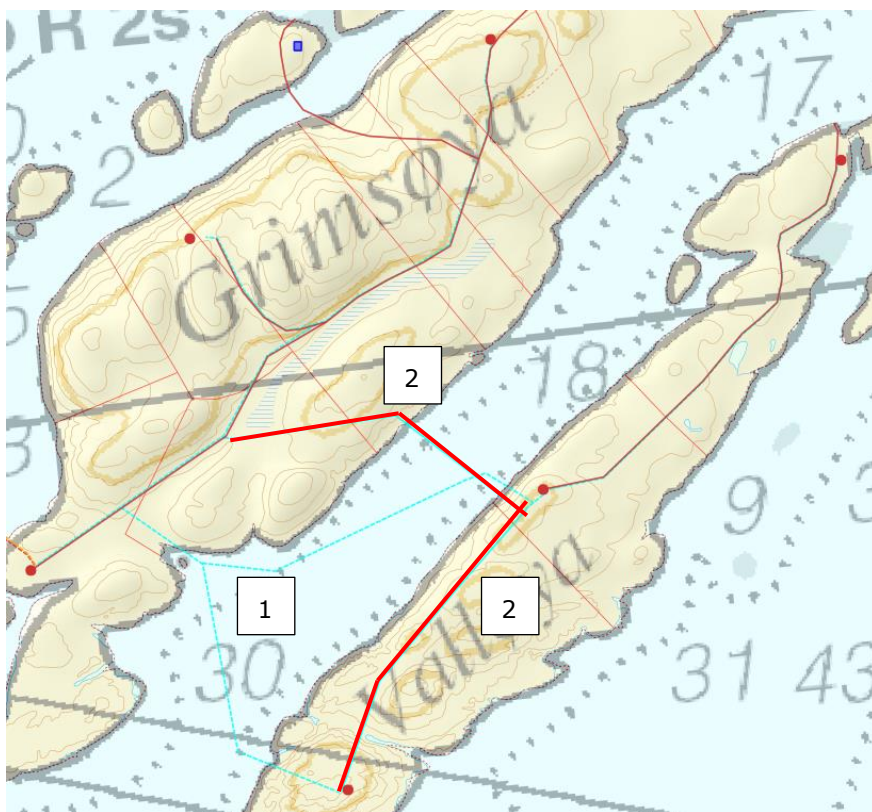


Figur 18 Høyre: Jordkabeltrasé (blå) Myklebostad, venstre: Jordkabeltrasé (blå) Messiosen

3.4 Internt kabelnett

Internt kabelnett legges i grøft i de veier som planlegges mellom vindturbinene. Til sørligste turbin på Valøya og mellom Grimsøya og Valøya og er det ikke planlagt adkomstvei. Det er sett på to alternative løsninger som fremgår av Figur 19, (1) hvor det benyttes sjøkabel og (2) hvor det benyttes luftlinje (markert rødt).

For de to vurderte alternativene er investeringskostnadene anslått til henholdsvis ca. 3,5 MNOK for sjøkabelalternativet og ca. 2,2 MNOK for luftlinjealternativet. Kostnadene knyttet til fjellboring utgjør hovedforskjellen.



Figur 19 Internett

Det anbefales at alternativ 2 benyttes ut fra et kostnadsperspektiv.

Det benyttes jordkabler type 24 kV TSLF snodde enledere av dimensjon 3x1x95 AL, 3x1x150 AL og 3x1x240 AL, totalt ca. 2,25 km som forlegges i ca. 1,75 km grøft i vei med jordtråd og forskriftsmessig merking.

På Grimsøya etableres en sammenhengende jordkabelforbindelse mellom turbinene.

På Valøya etableres jordkabelforbindelse fra nordligste turbin. Fra sørligste turbin via den midterste og over til Grimsøya etableres luftlinje. Det er tatt utgangspunkt i linje type 24 kV FeAl 3x50, endelig tverrsnitt må gjøres på bakgrunn av detaljprosjekteringen. Det etableres kabel-endemaster med avleder for endemastene ved de to sørligste turbinene på Valøya og ved vei på Grimsøya. Fra endemast på Grimsøya legges jordkabel.

24 kV master er typisk 8-13 m høye og har en avstand mellom de ytterste fasene på ca. 6 m. Kryssing av Valøysundet må utføres forskriftsmessig med minimum ca. 6,5 m høyde over høyeste normalvannstand. Det må også settes opp godt synlige varselskilt med angitt fri seilingshøyde.

Sørligste turbin på Grimsøya er samlingsstasjon for produksjonen fra parken og tilknyttes sjøkabler til fastlandet.

3.5 Øvrig elektroteknisk anlegg og tiltak på land

3.5.1 Helligvær

For hver vindturbin, 6 stk., vil det etableres transformator mellom generatorspenning og 22 kV. Hver transformator vil ha en ytelse på ca. 3,7 MVA. Man vil også ha et koblingsanlegg for tilkobling av trafo og 22 kV kabler mellom vindturbinene. Avhengig av plassering vil en vindturbin normalt ha ett eller to felt for tilkobling av 22 kV kabel. Plassering av turbintransformator og koblingsanlegg er noe ulikt mellom de forskjellige turbinleverandørene. Hele eller deler av dette elektrotekniske anlegget kan etableres enten i tårnfot, i nacelle eller i eksternt bygg. I standard utførelse for Nordex N100 plasseres turbintrafo og koblingsanlegg i egen kiosk utenfor tårnet. Det er her tatt utgangspunkt i at kostnad for eksternt kiosk inklusive turbintransformator og 660 V koblingsanlegg inkluderes i turbinleveransen og holdes utenfor kostnadsestimatene i dette notatet. 22 kV koblingsanlegg inkluderes i kostnadsestimat for internnett.

Dersom det senere skal etableres forbindelse i tilknytning til alminnelig forbruk i Helligvær vil det være nødvendig å sette opp en koblingskiosk eller etablere dette i tilknytning til servicebygg. Det gjelder også dersom det i prosjekteringsfasen finnes nødvendig å etablere et reaktoranlegg for kompensering av ladestrøm.

Plassering av SCADA og kontrollutstyr kan gjøres i forbindelse med lokalt servicebygg, alternativt i forbindelse med eventuelt transformatorbygg dersom sjøkabel til fastlandet føres i land ved Kvalvikodden.

3.5.2 Landtak Myklebostad-tilknytning til Messiosen trafostasjon

Det må etableres et 22 kV bryterfelt i tilknytning til 11/22 kV trafostasjon i Myklebostad og jordkabelforbindelse mellom stasjonen og endemast for 22 kV linjen Myklebostad-Messiosen. Det antas at eksisterende bryterfelt for linjen kan benyttes videre i Messiosen trafostasjon, men jordkabelforbindelse fra endemasten må oppgraderes.

22 kV linjen Myklebostad-Messiosen er bygd i 1984 med FeAl 50. Det er ikke kapasitet for tilknytning til denne linjen. Eksisterende master er ikke dimensjonert for aktuelle tråddimensjoner og en kapasitetsoppgradering vil innebære riving av eksisterende linje og nybygging med egnet tverrsnitt. En ombygging vil måtte gjøres seksjonsvis med utstrakt bruk av provisoriske nettstasjoner og omkoblingskabler for å oppnå akseptabel avbruddstid. Nordlandsnett anbefaler ikke en tilknytning til Myklebostad.

3.5.3 Landtak Kvalvikodden/Burøya-tilknytning til Havna trafost.

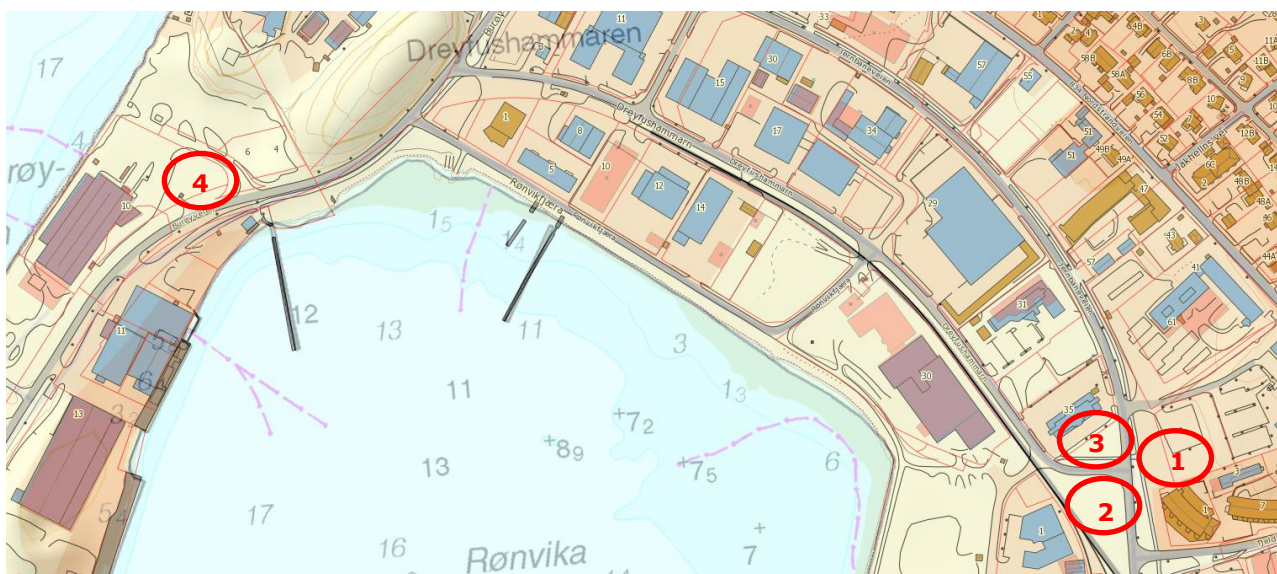
Det må etableres nytt 11 kV bryterfelt i Havna trafostasjon. Det skal være tilstrekkelig plass for utvidelse av anlegget i eksisterende stasjon /26/.

Det må etableres transformering mellom 22 kV fra vindkraftverket og 11 kV som forsynes fra Havna trafostasjon. Nordlandsnett informerer om at det må påregnes etablering av egen stasjon for dette, men utelukker samtidig ikke at anlegget kan etableres i Havna trafostasjon /26/. Sistnevnte kan vurderes som en mulig oppside for prosjektet som vil kunne innebære noe reduserte kostnader for nettilknytningen.

Det er sett på fire aktuelle plasseringer av en 11/22 kV stasjon som vist i Tabell 4 og Figur 20. Forslag 1-3 er forelagt Bodø kommune og alternativ 4 er vurdert på Bodø kommunes innspill om landtak på Burøya.

Tabell 5 Vurderte plasseringer av 11/22 kV trafostasjon

Alt.	Område	Kommentar
1	Rønvika	Området underlagt nylig vedtatt reguleringsplan, planid 1273
2	Rønvika	Nært jernbanespor (nedlagt jamf. /28/), grøntområde
3	Rønvika	Plassbegrensninger og siktlinjer i veikryss
4	Burøya,	Kun aktuelt for landtakalternativ Burøya Næringsområde Stor avstand til Havna trafo



Figur 20 Vurderte plasseringer av 11/22 kV trafostasjon

Alternativ 2 anbefales for plassering av 11/22 kV trafostasjon ved landtak Kvalvikodden eller Burøya. Det foreligger ingen kjente planer for området i dag og avstand til Havna trafostasjon er innenfor rimelig avstand. Stasjonen og tilstøtende areal bør vurderes utformet på en slik måte at man til en viss grad bevarer et «grønt» uttrykk, herunder beplantning og materialvalg for fasader. Et prinsippforslag til utforming av stasjon og plassering er vist i Figur 21.



Figur 21 Eksempel på stasjonsutforming og plassering (alt.2)

Stasjonens hovedkomponenter vil omfatte

- 11/22 kV transformator, ca. 21 MVA
- 1 stk. 22 kV bryterfelt for kabel og trafo, kompaktanlegg
- 1 stk. 11 kV bryterfelt for kabel og trafo

Erfaringsmessig vil det ved et utstrakt kabelnett også være behov for kompensering av reaktiv effekt for overholdelse av krav til reaktiv ytelse i tilknytningspunktet. Etablering av reaktoranlegg på 22 kV vil innebære etablering av ytterligere 1 stk. 22 kV bryterfelt og 1 stk. regulerbar trefasereaktor med nødvendig ytelse. Stasjonsforsyning antas å kunne etableres mot lokal lavspenning.

Det bør også vurderes å etablere et kontrollanlegg i tilknytning til stasjonen, herunder for overvåking og fjernstyring av vindkraftverket.



Figur 22 Eksempel på transformator av tilnærmet samme størrelse /18/

3.6 Kommunikasjon

Det legges til grunn at fiberkabel etableres i forbindelse med forlegning av jord- og sjøkabel. Kostnader for dette er ikke tillagt kostnadsestimat.

Separat fiberkabel kan etableres som enten stripset til høyspentkabel eller lagt separat. Alternativt kan det forlegges kabel med ferdig integrert fiber innvendig/utvendig eller rør for påfølgende blåsing av fibertråd. Det kan også stripses et eget fiberrør på kabel for blåsing.

Blåsing av fiber over lange avstander i fuktige omgivelser og over lange avstander er teknisk utfordrende, og integrert fiber i kabel vil innebære noe større utfordringer ved drift dersom feil på høyspentkabel eller fiberforbindelse. Kostnad for separat, armert fiberkabel og utlegging er imidlertid høyere enn ved en kabelintegrert løsning.

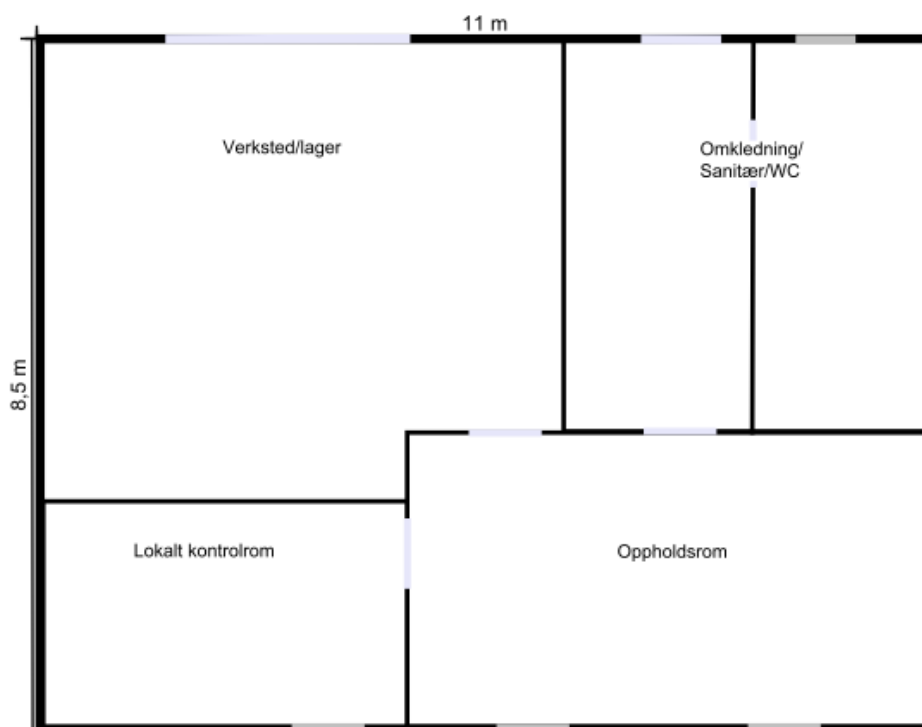
For overføringskabel mellom planområdet og fastlandet anbefales å benytte separat fiberkabel. Mellom øyene innenfor planområdet og jordkabel på land kan alternative metoder benyttes.

3.7 Servicebygg

Servicebygg må planlegges i forhold til hvordan drift- og vedlikeholdsaktiviteter løses med hensyn på eksempelvis lagerhold, logistikk og nødvendighet for innkvartering av personell. Et forslag er vist i Figur 23 hvor det er tatt utgangspunkt i at

- Strømforsyning kan gjøres fra ekstern trafokiosk, alternativt i forbindelse med nærmeste vindturbin (treviklingstrafo).
- Tilreisende personell innkvarteres eksternt
- Kun lager for forbruksmateriell, evt. enkelte store komponenter.

Servicebygget som skissert vil ha en grunnflate på ca. 90-100 m². Det bør også være tilstrekkelig utvendig areal tilgjengelig for mellomlagring av større komponenter som turbinblad.



Figur 23 Grunnskisse typisk servicebygg

Det foreslås å plassere servicebygget ved foreslått kaianlegg, som illustrert i Figur 24. Dette vil kunne innebære mulighet for samordning av eventuelle andre bygningsmessige tiltak og gi en gjenbruksverdi dersom vindkraftverket på sikt nedlegges.



Figur 24 Foreslått plassering av servicebygg

4. Kostnadskalkyle

4.1 Anleggskostnader

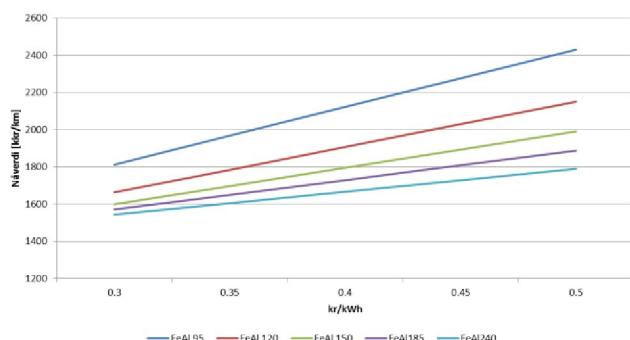
Anleggskostnader må forstås som eksklusive

- Transformator fra generatorspenning til internnett inkl. bygg og tilhørende 660 V bryteranlegg internt i parken, som forutsettes å være en del av turbinleveransen.
- Renter og avgifter i byggetiden.
- Kostnader knyttet til erverv av grunn og rettigheter.

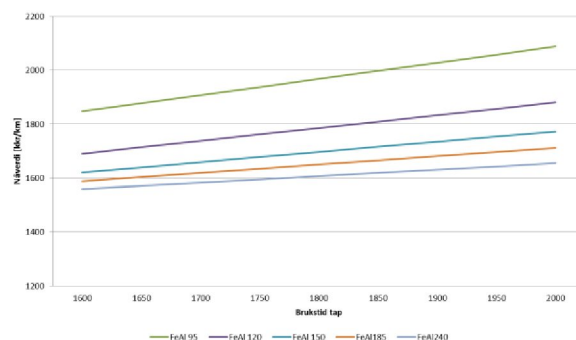
Tabell 6 Nøkkeldata tekn.-øk. vurderinger

Diskonteringsrente	4,5 %
Bruktid tap	1800 timer p.a.
Energipris	0,35 kr/kWh
Analyseperiode	20 år
Drift og vedlikeholdskost.	1,5 % av investeringskostnad nyanlegg
Planlegging og adm.	8 % av investeringskostnad

I Figur 25 og Figur 26 er det gjengitt en sensitivitetsvurdering for valg av linetverrsnitt ved oppgradering av linje Myklebostad-Messiosen. Det bør benyttes FeAl 3x240, men dersom gjenbruk av eksisterende stolper vil det imidlertid kunne svare seg å benytte et lavere tverrsnitt. Dette må eventuelt vurderes nærmere i detaljprosjekteringen og det anbefales i så tilfelle at også marginaltapene utredes nærmere i denne fasen. Linje internt i vindparken er relativt kort og det er ikke sett i detalj på optimalt tverrsnitt da spesielt kryssing mellom øyene forventes å gjøre bruddstyrke dimensjonerende. FeAl 50 vil ha tilstrekkelig kapasitet for alle linjeseksjoner. FeAl 25 og FeAl 70 er også aktuelle tverrsnitt.

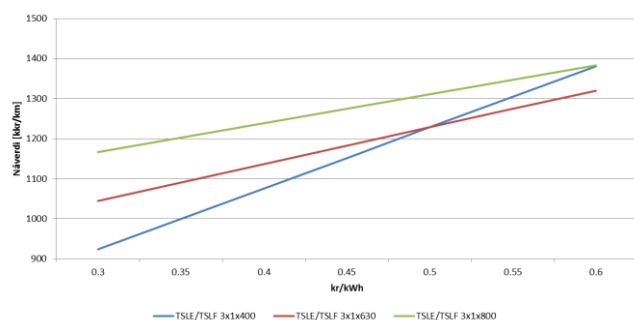


Figur 25 Valg av tverrsnitt linje, sensitivitet energipris

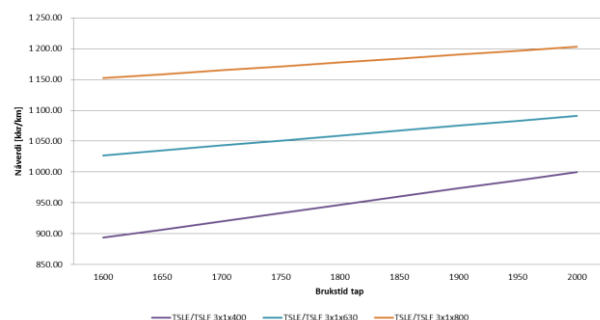


Figur 26 Valg av tverrsnitt linje, sensitivitet brukstid tap

I Figur 27 og Figur 28 er det gjengitt en sensitivitetsvurdering for valg av kabeltverrsnitt for 24 kV jordkabel på land. Det bør benyttes TSLF 3x1x400 Al. En tilsvarende vurdering er gjort for kabler internt i vindparken.

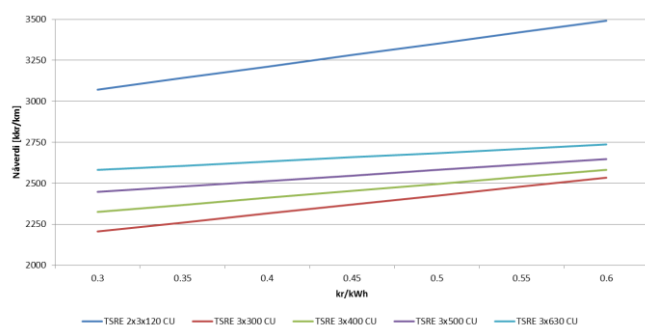


Figur 27 Valg av tverrsnitt kabel, sensitivitet energipris

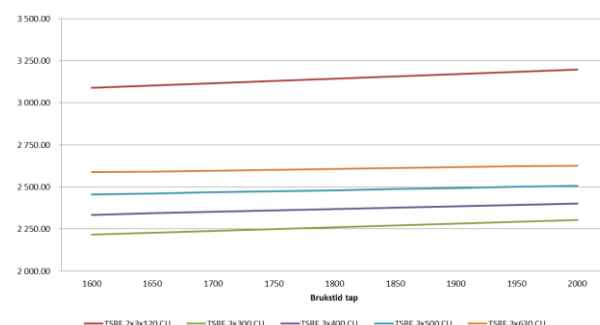


Figur 28 Valg av tverrsnitt kabel, sensitivitet brukstid tap

I Figur 29 og Figur 30 er det gjengitt en sensitivitetsvurdering for valg av kabeltverrsnitt for 24 kV sjøkabel. Kostnadsoptimalt tverrsnitt er 3x300 CU, men det forventes at man på grunn av reduksjonsfaktor for kapasitet må opp ett nivå til minimum 3x400 CU.



Figur 29 Valg av tverrsnitt sjøkabel, sensitivitet energipris



Figur 30 Valg av tverrsnitt sjøkabel, sensitivitet brukstid tap

4.2 Nåverdi

Nåverdien av de foreliggende alternativer for nettilknytning er beregnet med utgangspunkt i anleggskostnad, tapkostnad, drift- og vedlikeholdskostnad samt restverdi av eksisterende anlegg som fornyes eller vil tas ut av drift.

Anleggskostnad er kalkulert med utgangspunkt i Sintef Planboken justert for inflasjon iht. SSB supplert med erfaringsverdier og REN Prosjektsystem. Det bemerkes at for sjøkabel, som utgjør den største andelen av investeringskostnaden i begge alternativer, har råvarepris (kobber) steget betydelig samtidig som det i dag er knapphet på kapasitet hos kabelleverandører og leggefartøy. Usikkerheten i kostnadskalkylen må derfor ansees stor og kan avvike betydelig på et eventuelt investeringstidspunkt.

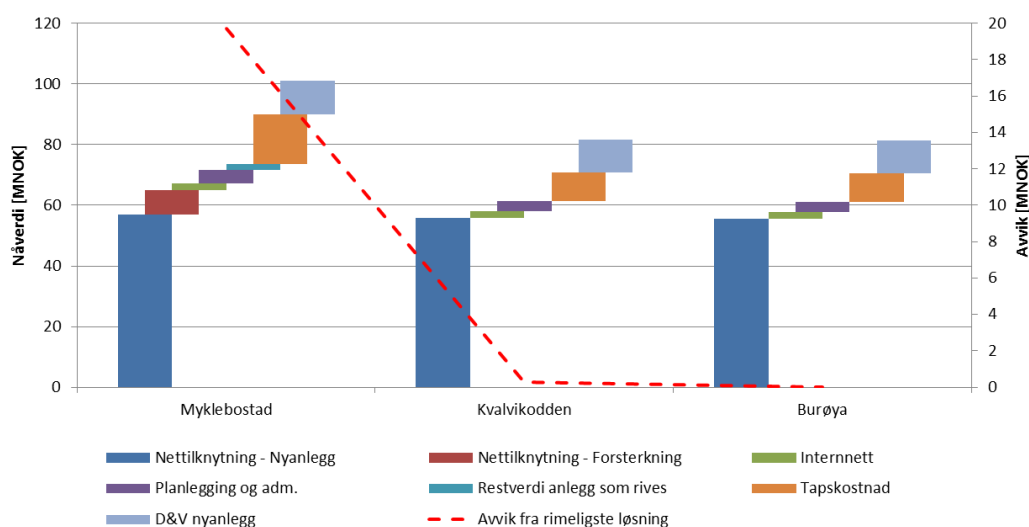
Tapskostnad er beregnet med utgangspunkt i en situasjon med nominell spenning på klemmene referert til 22 kV / 11 kV i nærmeste transformeringspunkt og en reaktiv utveksling i tilknytningspunkt tilnærmet lik null.

For drift og vedlikeholdskostnad (D&V) er det lagt til grunn 1,5 % av investeringskostnad i nyanlegg. Endring av D&V-kostnad knyttet til forsterkning eller utskiftning av eksisterende anlegg vil være begrenset i denne sammenhengen.

Restverdi for eksisterende anlegg som fornyes eller tas ut av drift er kalkulert basert på lineær avskrivning av nyverdi for komponenten.

Resultatet av kalkulert nåverdi for de aktuelle løsninger for nettilknytning er vist i Figur 31. Landtak ved Burøya og Kvalvikodden vil være tilnærmet identiske, med et avvik på 0,3 MNOK i favør Burøya. Myklebostad har en nåverdi i størrelsesorden 19-20 MNOK over Burøya. Det kan videre observeres at utslaget i hovedsak skyldes kostnader knyttet til forsterkning av eksisterende anlegg og kapitaliserte tapskostnader, mens investeringskostnaden i nyanlegg er tilnærmet lik i alle alternativer. Med noe lengre sjøkabel og mer omfattende tiltak ansees den negative usikkerheten for Myklebostad noe større.

Estimat for investeringskostnader fremgår av vedlegg C.



Figur 31 Nåverdi for vurderte alternativer

Tabell 7 Nåverdi av tiltak

Alle tall i MNOK		Myklebostad		Kvalvikodden		Burøya	
1	Nettilknytning						
1.1	Nyanlegg	56.9		55.9		55.6	
1.2	Forsterkning	8.2		-		-	
2	Internnett	2.2		2.2		2.2	
3	Planlegging og adm.	4.4		3.2		3.3	
4	Restverdi anlegg som rives	1.9		-		-	
5	Tapskostnad	Tap fullast [MW]		Tap fullast [MW]		Tap fullast [MW]	
		2.0	16.6	1.2	9.5	1.2	9.5
6	D&V nyanlegg	11.1		10.9		10.8	
	Nåverdi	101.2		81.7		81.5	

5. Tilbakeføring av anlegget etter endt konsesjonsperiode

Jordkabelanlegget internt i vindkraftverket, samt sjøkabel, vil kunne utnyttes til andre formål. Jordkablene utgjør ingen miljømessig fare. Normalt blir disse frakoblet, kappet under bakkenivå og blir liggende under jorden. For sjøkabelen utgjør kobberet en vesentlig restverdi og kan spoles opp og videreselges for gjenbruk.

Trafo/koblingskiosker i tilknytning til vindturbinene kan demonteres og gjenbrukes og/eller sendes til gjenvinning. Tilhørende betongfundamenter kan fjernes med gravemaskin og deponeres.

Trafoanlegg 11/22 kV ved Havna trafostasjon vil kunne overtas av lokal netteier for bruk i energiforsyningen. Alternativt kan bygget overtas av Bodø kommune for bruk til andre formål eller bygget kan rives og berørt areal tilbakeføres og beplantes.

6. Nødvendige tillatelser og avklaringer

Endelig løsning for nettilknytning må avklares med netteier. Det er antatt at tilknytningspunkt for Helligvær vindkraftverk defineres ved klemmer på bryterfelt i netteiers anlegg. Kostnader knyttet til utvidelse av netteiers bryteranlegg er inkludert.

Det må søkes anleggskonsesjon for høyspentanlegg (> 1000 V) i henhold til Energilovens § 3-1 /19/. Idriftsettelse av anlegg må gjøres i henhold til vedtak fra Statnett jamfør FoS § 14 /20/.

Legging av sjøkabel hører under Havne- og farvannsloven /22/ og må omsøkes i henhold til denne. Jamfør lovens § 28 skal også forsvaret underrettes for vurdering av traseen. Lovens § 30 regulerer eventuelle påvirkninger av viktige områder for marint biologisk mangfold. Sjøkabel må fysisk markeres ved landtak, samt fremgå av kartverk med beskyttelsessone som fastsettes i samarbeid med regulerende myndigheter.

Endelig trasé for sjøkabel bør gjøres på bakgrunn av en nærmere sjøbunnskartlegging. Dette er ressurskrevende og ikke tillagt kostnadsestimat. En kartlegging bør også omfatte vurdering av eventuelle forurensede masser langs traseen og vil i tilfelle forekomster avdekkes reguleres av Forurensingsforskriften /21/, samt forekomster av eventuelle marine kulturminner som ligger under Tromsø Museum sitt forvaltningsområde /23/.

For jordkabel på land må trasé avklares med berørte grunneiere, kommune og fylkesmannens miljøvernavdeling. Det tinglyses normalt et rettighetsbånd på hver side av kabel. For jordkabeltrasé som krysser eller føres parallelt med fylkesvei må tiltaket gis tillatelse fra Statens Vegvesen.

Ved kryssing av eksisterende installasjoner/infrastruktur på sjøbunnen, må det inngås avtaler med berørte eiere.

7. Vurderte og forkastede alternativer

Det er gjort en innledende vurdering av en tilknytning til 66 kV samleskinnen i Havna trafostasjon med landtak på Kvalvikodden. Tiltaket med 66 kV sjøkabel er imidlertid er funnet mer kostbart enn øvrige vurderte alternativer og ikke vurdert nærmere.

8. Referanser

- /1/ Melding og forslag til utredningsprogram ... Foreløpig, Zephyr, udatert
- /2/ Uppdaterad produktionsberäkning för Grimsøya vindkraftpark, Poÿry, 12.6.2013
- /3/ Notat nettilknytning, Sweco, 21.6.2013
- /4/ Epostkorrespondanse: Kystverket v/ [T. M. Jensen](#), 11.9.13 kl. 10:34
- /5/ [N100/3300 class K08 delta, technical description, rev.1](#), Nordex Energy GmbH, 18.1.2013
- /6/ Nexans Submarine Power Cables, 6.2013
- /7/ Offshore Electrical Cable Burial for Wind Farms..., M. Sharples, 11.2011
- /8/ Datablad C/V Fjordkabel, Seaworks AS
- /9/ Datablad C/S Nexans Skagerrak, Nexans Norway AS
- /10/ Nexans Protection and trenching, Nexans Norway AS
- /11/ [SeaCult Cable and Pipe Protection](#), 10.9.2013
- /12/ Lower Churchill Project, Tidaway, 2011
- /13/ Review of cabelng techniques and environmental effects..., BERR, 1.2008
- /14/ DEME – Far shore wind farm Thorntonbank
- /15/ [Kystverkets kartløsning](#), 10.9.2013
- /16/ Reka kabel Produktkatalog EI-distribusjon 5.2012
- /17/ REN-blad 9003 versjon 1.3 / 2012
- /18/ [BTB transformer marketplace](#), 11.9.2013
- /19/ LOV 1990-06-29 nr 50: Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven)
- /20/ FOR 2002-05-07 nr 448: Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet
- /21/ FOR 2004-06-01 nr 931: Forskrift om begrensnig av forurensning (forurensningsforskriften)
- /22/ LOV-2009-04-17-19: Lov om havner og farvann (havne-og farvannsloven)
- /23/ Tromsø Museum, seksjon kulturvitenskap
(9.9.2013)http://uit.no/ansatte/organisasjon/hjem?p_dimension_id=88180&p_menu=42374&p_lang=2
- /24/ Epostkorrespondanse: Bodø kommune v/David Losvik
- /25/ Epostkorrespondanse: Bodø kommune v/Tomas Lønsetteig
- /26/ Epostkorrespondanse: Nordlandsnett v/Bjørn B. Pedersen og Arnstein Melle
- /27/ Kraftsystemutredningen Midtre Nordland 2012 (offentlig)
- /28/ [Utviklingsprogram Bodø nasjonalhavn rev.4](#), Rambøll, 28.9.2005

Vedlegg

Vedlegg A Berørte eiendommer utenfor planområdet

Tabell 8 Berørte eiendommer utenfor planområdet iht. www.seeiendom.no 12.9.2013

Alternativ	Gnr/bnr/fnr	Tiltak	Eier hvor kjent
Kvalvikodden	32/17	Landtak sjøkabel og jordkabel	BODØ KOMMUNE Postboks 319 8001 BODØ
	32/836	Jordkabel	
	32/1, 5-9, 11-13, 15-16, 26	Jordkabel	
	143/4	Jordkabel	
	138/2954	Jordkabel	
	138/2408	Jordkabel og trafostasjon alt.2	BODØ KOMMUNE Postboks 319 8001 BODØ
	138/2461	Jordkabel	
	145/43	Jordkabel	
	145/43	Jordkabel	
	32/487	Jordkabel	
	138/3708	Jordkabel	
	138/4679	Jordkabel og trafostasjon alt.1	STADSSALG EIENDOM AS Olav V gate 100 8004 BODØ
	138/4469	Jordkabel	
	138/4179	Trafostasjon alt.3	NORDLANDSBYGG AS Postboks 194 8001 BODØ
Myklebostad	26/16	Landtak og jordkabel	
	26/28	Jordkabel	
	26/10	Jordkabel til mast	
		Eiendommer langs eksisterende 22 kV linje er ikke tatt med.	
	42/145	Jordkabel fra mast	
	42/53	Jordkabel	
	42/73	Jordkabel	
Burøya	138/700	Landtak Burøya	
	138/4563	Jordkabel og trafostasjon alt.4	
	138/4556	Jordkabel	
	138/4527	Jordkabel	
	138/3275	Jordkabel	
	138/2408	Jordkabel og trafostasjon alt.1	BODØ KOMMUNE Postboks 319 8001 BODØ
	138/4469	Jordkabel	

Vedlegg B Reguleringsplaner

Tabell 9 Reguleringsplaner som kan bli berørt av tiltaket iht. [Bodø kommunes GIS-portal](#) og [Bodø kommunes hjemmeside](#) 12.9.2013, samt dialog med Bodø kommune

Alternativ	Planid	Status	Plannavn	Kommentar
Kvalvikodden	1282	Planlegging igangsatt	Områdereguleringsplan for Lille Hjartøy - Ytre havn	Forlegning av sjøkabel inn til Kvalvikodden fra nord bør foretas øst, nord-øst for innsegling til Bodø havn.
	1299	Vedtatt	Detaljregulering for Kvalvikodden – næringsområde N4, N5 og deler av N1 og N3	Av betydning for endelig landtak og jordkabeltrasé på Kvalvikodden.
	1269	Planlegging igangsatt	Nordstrandveien 63	Berøres av jordkabeltrasé i fortau langs Jernbaneveien.
	1273	Vedtatt	Bodø Indre Havn, Felt 9	Jordkabeltrasé og nærliggende tomteareal til Havna trafostasjon.
Myklebostad	3025	Eldre reguleringsplan	Golfbane Myklebostad	Berøres kun dersom landtak flyttes ca. 150 m videre inn i Torvika.
Burøya	1296	Vedtatt	Kvalvikodden	Reguleringsplan. Relevant i forhold til adkomstvei til Kvalvikodden fra Burøya

Vedlegg C Kostnadsestimat

				Enhetskost.	Enhet	Myklebostad 22 kV		Kvalvikodden 22 kV		Burøya 22 kV	
						Mengde	Kost.	Mengde	Kost.	Mengde	Kost.
							Mkr		Mkr		Mkr
1	Nettilknytning						71.6		61.3		61.1
1.1	Nyanlegg						56.9		55.9		55.6
1.1.1		Sjøkabel	3x400CU	1340	kk/km	32.9	44.0	28.1	37.7	29.1	39.0
1.1.2		Sjøkabel	Forlegning I	390	kk/km	32.9	12.8	-	-	29.1	11.3
1.1.3		Sjøkabel	Forlegning II	440	kk/km	-	-	28.1	12.4	-	-
1.1.4		Jordkabel	24 kV 3x1x400AL	390	kk/km	-	-	1.6	0.6	1.0	0.4
1.1.5		Jordkabel	12 kV 3x1x1600AL	1400	kk/km	-	-	0.2	0.3	0.2	0.3
1.1.6		Grøft	by	450	kk/km	-	-	1.7	0.8	1.1	0.5
1.1.7		Grøft	landsbygd	280	kk/km	-	-	-	-	-	-
1.1.8		Jordtråd	50CU	65	kk/km	-	-	1.7	0.1	1.1	0.1
1.1.9		Trafostasjon	22/11 kV ink. trafo	4000	kk/stk	-	-	1.0	4.0	1.0	4.0
1.1.10		Bryterfelt	E 24 kV	100	kk/stk	1.0	0.1	2.0	0.2	2.0	0.2
1.1.11		Bryterfelt	E 12 kV	100	kk/stk	-	-	2.0	0.2	2.0	0.2
1.2	Forsterkning						8.2		-		-
1.2.1		Linje	3x240 FeAl	950	kk/km	7.5	7.1	-	-	-	-
1.2.2		Linje	demontering	80	kk/km	7.5	0.6	-	-	-	-
1.2.3		Jordkabel	24 kV 3x1x630AL	645	kk/km	0.2	0.2	-	-	-	-
1.2.4		Grøft	by	450	kk/km	-	-	-	-	-	-
1.2.5		Grøft	landsbygd	280	kk/km	0.2	0.1	-	-	-	-
1.2.6		Jordtråd	50CU	65	kk/km	0.2	0.0	-	-	-	-
1.2.7		Bryterfelt	22 kV utv.	250	kk/stk	1.0	0.3	-	-	-	-
1.2.8		Bryterfelt	11 kV utv.	250	kk/stk	-	-	1.0	0.3	1.0	0.3
2	Internnett						2.2		2.2		2.2
2.1		Jordkabel	24 kV 3x1x95AL	185	kk/km	1.3	0.2	1.3	0.2	1.3	0.2
2.2		Jordkabel	24 kV 3x1x150AL	220	kk/km	0.7	0.2	0.7	0.2	0.7	0.2
2.3		Jordkabel	24 kV 3x1x240AL	300	kk/km	0.3	0.1	0.3	0.1	0.3	0.1
2.4		Grøft	landsbygd	280	kk/km	1.8	0.5	1.8	0.5	1.8	0.5
2.5		Jordtråd	50CU	65	kk/km	1.8	0.1	1.8	0.1	1.8	0.1
2.6		Linje	FeAl 50	900	kk/km	0.9	0.8	0.9	0.8	0.9	0.8
2.7		Linje	Kabelnedføring	30	kk/stk	2.0	0.1	2.0	0.1	2.0	0.1
2.8		Bryterfelt	K/T 24 kV	25	kk/stk	13.0	0.3	13.0	0.3	13.0	0.3
3	Diverse						4.4		3.2		3.3
3.1			Planlegging, adm.	8 %	av inv.kos	54.4	4.4	39.9	3.2	41.2	3.3

Vedlegg D Nettilknytning i kart

Kart vedlagt i digitalt format.