

SIRAGRUNNEN VINDPARK

Sokndal og Flekkefjord kommuner



Nettilknytning av Siragrunnen Vindpark
132 kV overføringssystem

Forord

*Denne fagrapport omhandler nettilknytning av Siragrunnen vindpark.
Alle beregninger og utredninger tar utgangspunkt i følgende:*

- Siragrunnen vindpark: 200 MW installert effekt.
- Vindturbiner: REPOWER 5 MW.
- Ant turbiner: 40 stk.
- Gjennomsnittlig årsproduksjon: ca. 677,5 GWh (årlig netto prod fra WTG i vindparken)

Nettilknytning av Siragrunnen Vindpark er utredet med følgende 132 kV overføringssystem mellom vindparken og tilknytningspunkt i Åna-Sira:

1. Ny 132 kV sjøkabel fra vindpark til landtak ved Sanden. 132 kV luftledning videre frem til transformatorstasjon i Åna-Sira
2. Ny 132 kV sjøkabel i Åna-Sira fjorden til landtak sør for Sletta + 132 kV jordkabel frem til transformatorstasjon i Åna-Sira. (Kabelløsning)

Begge løsningene forutsetter følgende:

- Ny 132/33 kV offshore trafostasjon i Siragrunnen vindpark. Ytelse inntil 210 MVA.
- Ny 210 MVA 300/132 kV trafo i Åna-Sira med tilhørende bryteranlegg.
- Et utstrakt 33 kV sjøkabelanlegg i vindparken, som forbinder vindturbinene sammen og som har som formål å overføre produksjonen til en offshore transformatorstasjon plassert sentralt i selve vindparken.

Nettanleggene berører Sokndal og Flekkefjord kommuner.

Rapporten tar for seg følgende:

1. Spesifikasjon av overføringsanlegg og tilhørende transformator- og bryteranlegg.
2. Systembeskrivelse, nettanalyser, tap og økonomi.
3. Tekniske utredninger av nødvendig nettanlegg.

Rapport utført av:



Ansvarlig: Kjetil Andersen
Oppdatert Nov 2012.

INNHALDSFORTEGNELSE:

1.0 INNLEDNING	3
2.0 MELDTE LØSNINGER SOM FORKASTES	3
3.0 EIERFORHOLD DAGENS TRAFOSTASJON I ÅNA-SIRA	3
4. SYSTEMGRUNNLAG – FORHOLDET TIL KRAFTSYSTEMPLAN.....	4
5. LASTFLYTANALYSER.....	5
6. UTBYGGINGSPLANENE FOR SIRAGRUNNEN VINDPARK	6
6.1 INTERNT SJØKABELANLEGG I VINDPARKEN.	6
6.2 TRANSFORMATORSTASJON I VINDPARKEN	6
6.3 132 kV OVERFØRINGSSYSTEM TIL ÅNA-SIRA.	8
6.4 SPESIFIKASJONER FOR 132 kV LUFTLEDNINGER.	9
6.5 SPESIFIKASJONER FOR 132 kV KABLER.	12
6.6 TILTAK I ÅNA-SIRA TRAFOSTASJON.....	12
7. UTFØRELSE OG BYGGEMETODER	15
7.1 OFFSHORE TRANSFORMATORSTASJON.....	15
7.2 SJØKABELANLEGG	15
7.3 LANDTAK FOR SJØKABLER	16
7.4 JORDKABELANLEGG.....	18
7.5 LUFTLEDNINGER	18
7.6 ÅNA SIRA TRAFOSTASJON	18
7.7 BEHOV FOR OPPFØLGENDE UNDERSØKELSER.....	19
8. KOSTNADSOVERSLAG/ØKONOMI NETTILKNYTNING	19
8.1 BYGGE KOSTNADER FOR NETTILKNYTNING OG TRAFØANLEGG.....	19
8.2 OVERFØRINGSTAP NETT.....	20
8.3 ØKONOMISK EVALUERING AV NETTILKNYTNING.	21
9. GRUNNERVERV FOR NETTILKNYTNING.....	21
9.1 ERSTATNINGSPRINSIPPER FOR TILHØRENDE 132 kV OVERFØRINGSANLEGG.	22
10. ELEKTROMAGNETISK FELT OG HELSE	22
11. AREALBRUK & VISUALISERING AV 132 KV LUFTLEDNING.	25

Vedlegg:

1. Oversiktskart. Tegn B-13757. 1:25 000
2. Trasekart internt 33 kV sjøkabelanlegg i Siragrunnen Vindpark Tegn B-14406. 1:25 000
3. Trasekart 132 kV eksport nett til Åna-Sira- Tegn B-14407. 1:25 000
4. Trasekart 132 kV jordkabel i Åna-Sira. Tegn B-14478 1:3000
5. Oversiktskart. Utvidelse av transformatorstasjon i Åna-Sira. A-10155 1:1000
6. Brev fra Lyse Elnett vedr. nettilknytning av Siragrunnen Vindpark
7. Grunneierlister nettilknytning Siragrunnen Vindpark
8. Visualisering linje Sanden/Molebekken.
9. Lastflytanalyser nettilknytning Siragrunnen Vindpark

1.0 INNLEDNING

Siragrunnen vindpark er omsøkt med inntil 200 MW installert effekt. Denne rapport tar for seg nettilknytning av vindparken med tilhørende nettanlegg og transformatoranlegg.

Produksjonen fra Siragrunnen vindpark må føres mot eksisterende transformatorstasjon i Åna-Sira. Siragrunnen vindpark er ikke den eneste vindparken i området som tar sikte på å tilknytte seg i Åna-Sira. Tellenes vindpark har fått tildelt anleggskonsesjon (nov 2012) for inntil 200 MW med nettilknytning mot Åna Sira.

Det fremgår ikke spesifikt i anleggskonsesjonen eller konsesjonssøknaden til Tellenes hvordan en utvidelse i Åna Sira er tenkt. Det er derfor i denne rapport også synliggjort hvordan Siragrunnen vindpark kan samarbeide med andre vindparker om felles innføring mot Åna-Sira, samt hvordan dette arealmessig og teknisk kan løses på trafostasjonen i Åna-Sira. For øvrig har det i prosessen med nettilknytning av Siragrunnen vindpark vært kontakt og møter med Lyse Elnett AS (regionalnettsansvarlig) og Sira-Kvina kraftselskap (eier av Åna-Sira trafostasjon), samt Statnett.

Sira Kvina har i denne prosessen godkjent de tekniske løsningene for en fremtidig utvidelse av anleggene i Åna Sira som en følge av Siragrunnen(og om mulig sammen med Tellenes).

2.0 MELDTE LØSNINGER SOM FORKASTES

I melding av 2007 ble Siragrunnen vindpark meldt med 4 forskjellige løsninger for nettilknytning. Av disse løsningene er følgende alternativ forkastet:

- Alt 1A med innføring som luftledning til Åna-Sira trafostasjon sør for eks. 300 kV ledning Kjelland-Åna Sira. Løsningen er forkastet pga plassproblemer i Åna-Sira området.
- Alt 3 med 33 kV sjøkabler i land sør-vest for Sanden, med tilhørende 132/33 kV trafostasjon på land. Løsningen er forkastet pga. dårlige landtak, samt at det ikke er en driftsforsvarlig løsning med trafostasjon på land i Sanden området.

For øvrig er landtaket for ilandføring av en 132 kV sjøkabel flyttet noe lenger inn mot Sanden pga bedre forhold for ilandføring av sjøkabel. Dette bidrar til en bedre og mer driftssikker løsning.

3.0 EIERFORHOLD DAGENS TRAFOSTASJON I ÅNA-SIRA

Dagens transformatorstasjon i Åna-Sira eies og drives av kraftselskapet Sira Kvina. Spenningsnivået i Åna-Sira er i dag 300 kV, 60 kV og 11 kV. Sira Kvina har vannkraftverk på ca. 150 MW som mates ut på 300 kV sentralnett via en 11/300 kV, 180 MVA transformator.

Lyse Elnett eier to stk 11/60 kV trafo i Åna-Sira. Videre er det 3 utgående 60 kV linjer fra Åna-Sira. Disse linjene eies og drives av henholdsvis Titania, Dalane Energi og Agder Energi. Det er også to utgående 300 kV ledninger fra Åna-Sira. 300 kV ledning Åna Sira-Kjelland eies av Lyse, og 300 kV ledning Åna Sira – Fedal eies av Statnett. For øvrig eies og drives Åna-Sira trafostasjon av Sira Kvina kraftselskap. (se fig 1 for prinsipiell oversikt over anleggene i Åna Sira)

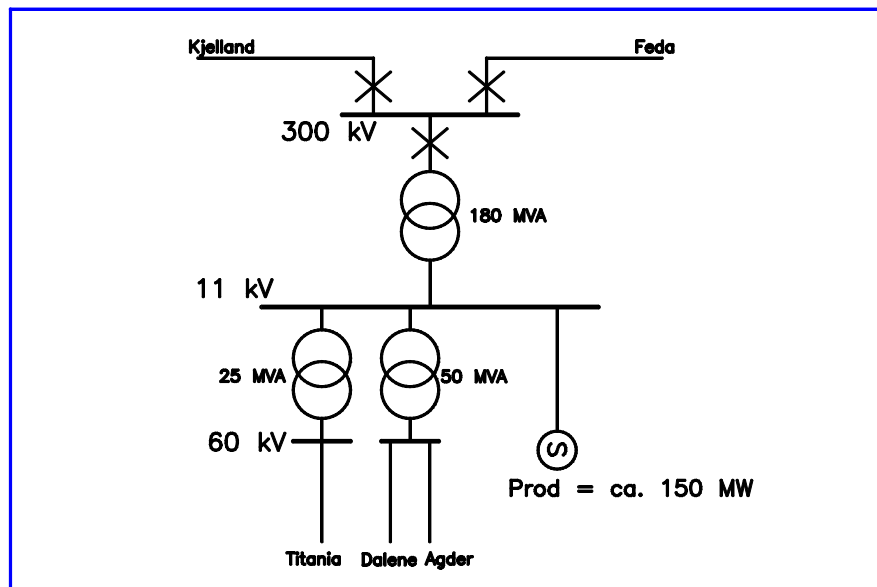


Fig. 1. Åna Sira trafostasjon. Dagens anlegg

For å få ut produksjonen fra Siragrunnen vindpark og eventuelt andre vindparker i regionen (for eksempel Tellenes), må det derfor etableres et nytt 132/300 kV transformatoranlegg med tilhørende 132 kV og 300 kV bryteranlegg i Åna-Sira. Siragrunnen vindpark er innstilt på å diskutere løsninger om eierforhold og drift av disse nye anleggene med Sira Kvina.

4. SYSTEMGRUNNLAG – FORHOLDET TIL KRAFTSYSTEMPLAN.

Lyse Elnett er kraftsystemansvarlig i regionen. Siragrunnen Vindpark inngår i gjeldende kraftsystemplan. Videre er Lyse Elnett informert om Siragrunnen vindpark, og planene om en nettilknytning i Åna-Sira.

Lyse Elnett stadfestet tidlig i prosessen at det ville være ledig kapasitet til en innmating på ca. 1000 - 1200 MW i sentralnettet i Sør-Rogaland. Dette var basert på en nettstudie som ble utført i 2007/2008 av Statnett og Lyse Elnett. I etterkant er det tildelt anleggskonsesjoner til flere vindkraftverk, bl. a i Bjerkreimsklyngen og Tellenes vindpark (200 MW). I tillegg har Lyse Elnett tem. oppgradert 300 kV linjen Åna Sira – Kjelland.

Pt har Lyse Elnett og Statnett i felleskap iverksatt en nærmere nettanalyse (dynamisk) som har til hensikt å stadfeste hvor mye vindkraftproduksjon og vannkraftproduksjon som kan mates inn i sentralnettet i Rogaland. Lyse Elnett kan derfor ikke garantere ledig kapasitet til Siragrunnen før dette studiet er avsluttet. På lengre sikt vil følgende tiltak sannsynligvis bedre kapasiteten i sentralnettet:

- Statnett sine planer om vestre korridor og ny 420 kV ledning.
- Ny 420 kV fra Lysebotn til Stavangerområdet.
- Temp. oppgradering av Statnett sin 300 kV ledning Åna Sira-Feda.
- Temp oppgradering av eks. 300 kV ledning Bjerkreim-Stokkeland

Statnett mener også at ny vindkraftproduksjon i Åna Sira må/bør sees og vurderes i sammenheng med de aktuelle vindkraftverk i Bjerkreimklyngen/Bjerkreim trafostasjon.

Statnett som er overordnet systemansvarlig for sentralnettet, er informert om Siragrunnen vindpark og den planlagte nettilknytning og utvidelsen i Åna-Sira. Siragrunnen vindpark er kjent med at Statnett ikke ennå har konkrete planer om å spenningsoppgradere sentralnettet fra Åna Sira, og at en mulig spenningsoppgradering her vil først være aktuell etter år 2020. En slik spenningsoppgradering vil da muligens utløse en helt ny stasjon, sannsynligvis plassert nord for dagens 300 kV anlegg i Åna Sira.

Siragrunnen vindpark er foreløpig planlagt med en tilknytning mot det eksisterende 300 kV nettet i Åna-Sira. Siragrunnen vindpark er også beredt til å forestå en omkoblbar 300 kV trafo til 420 kV, dersom Statnett ønsker det i Åna Sira. En overgang til 420 kV vil også øke overliggende nettkapasitet i regionen.

I planene om nettilknytning av Siragrunnen vindpark er det tatt høyde for å samarbeide om en felles løsning for innføring av nye 132 kV ledninger til Åna-Sira. Tellenes vindpark har planer om ny 132 kV ledning til Åna-Sira. For å unngå at det bygges unødvendig mange 132 kV ledninger inn til Åna-Sira, skisseres det derfor en løsning om en dobbel stålkursmast siste stykket inn til Åna-Sira. Dvs. en kurs for Tellenes Vindpark og en for Siragrunnen vindpark.

Det tas også sikte på å samarbeide med Lyse Elnett og Sira Kvina Kraftselskap om felles løsninger for koblingsanlegget og transformatoranlegget i Åna-Sira. Ved valg av løsning må det legges til grunn driftstekniske krav fra Lyse Nett, Sira-Kvina kraftselskap og/eller krav fra Statnett. Stasjonsløsninger bør være fremtidsrettet og ikke legge begrensninger på ytterligere utvidelser eller spenningsoppgraderinger. Her er det også skissert anlegg som ivaretar både Siragrunnen og Tellenes sitt behov, samt mulighet for å utvide anlegget med 132 kV som nytt regionalnett i området.

5. LASTFLYTANALYSER

For Siragrunnen vindpark er det etablert lastflytmodeller med nettilknytning mot Åna-Sira. Det er kun gjennomført statiske lastflytanalyser for å kunne vurdere spenningsforhold og tapsforhold som følge av Siragrunnen vindpark. Svingbussen i modellen er satt på 300 kV samleskinne i Åna-Sira. Analysene inkluderer dermed ikke tap i overliggende 300 kV nett.

I lastflytanalysene er det forutsatt 40 stk 5 MW turbiner, og en total produksjon på 200 MW. Videre er det forutsatt at turbinene drives med $\cos \phi = 1$, og dermed ikke bidrar med reaktiv effekt. Alternative løsninger med både forbruk og produksjon av reaktiv effekt kan også være aktuelt. Imidlertid er mengde reaktiv effekt fra Siragrunnen avhengig av valgt turbintype/generator. Lastflytanalysene viser imidlertid fine og stabile spenningsforhold i 132 kV nettet.

Se vedlegg 9 for gjennomførte lastflytanalyser.

6. UTBYGGINGSPLANENE FOR SIRAGRUNNEN VINDPARK

6.1 Internt sjøkabelanlegg i vindparken.

I tårnet på hver vindturbin monteres det en transformator med tilhørende koblingsanlegg som hever spenningen fra maskinspenning til 33 kV. På det nåværende tidspunkt antar en at maskinkapasiteten i hver turbin kan variere mellom ca. 3 - 8 MW og at det til sammen blir ca. 67 - 25 vindturbiner. Samlet installert turbineffekt i Siragrunnen vindpark blir 200 MW.

Fra de enkelte vindturbiner og frem til transformatorstasjonen offshore i vindparken legges et nett av 33 kV sjøkabler. Med utgangspunkt i 40 stk 5 MW vindturbiner vil det gå med ca. 42,5 km 33 kV sjøkabler til dette formålet. Se tab. 1 for oversikt over mengde sjøkabler fordelt på de forskjellige tverrsnitt.

Tab 1. Oversikt 33 kV sjøkabler internt i vindparken

	3x95 mm ² Cu	3x150 mm ² Cu	3x240 mm ² Cu	3x400 mm ² Cu	3x630 mm ² Cu
Mengde [m]	25 490	3 260	5 800	4 740	2 880

I alle kablene inkluderes det en fiberkabel, min. 24 fiber, for kommunikasjon og overvåking av vindturbiner. Se kart B-14406 i vedlegg 2 for oversikt over internt sjøkabelanlegg i Siragrunnen vindpark.

6.2 Transformatorstasjon i vindparken

I vindparken har en funnet det hensiktsmessig å installere en transformatorstasjon på egen plattform offshore, med transformatorkapasitet på ca 210 MVA og omsetningsforhold 33/132 kV. På samme plattform blir det montert transformator, nødvendig koblingsanlegg og kontrollfunksjoner, nødstrømsaggregat, verksted/lager, oppholdsrom, helikopterplattform og diverse hjelpeutstyr. Antatt plassering av transformatorstasjonen er vist på vedlagte kart B-14406 i vedlegg 2. Se tab 2 for spesifikasjon av trafostasjon i vindpark.

Tab. 2 Nødvendige primærkomponenter i offshore transformatorstasjon

- 1 stk krafttransformator, inntil 210 MVA, 132/33 kV, kjøling ONAN/ONAF utstyrt med berøringssikre kabeltilkoblinger både på primær og sekundærside.
- 1 stk 132 kV brytefelt/koblingsfelt, utført som gassisolert anlegg (GIS)
- 8 stk 33 kV bryterfelt/koblingsfelt
- 1 stk stasjonstransformator 33/0,41 kV, 100 kVA
- Nødaggregat og tilhørende elektrisk utrustning.
- Nødvendige 132 kV og 33 kV kabelforbindelser.
- Nødvendig kontrollanlegg

Det forutsettes montert oljeoppsamlingskum for eventuell spillolje fra transformatorer samt automatisk brannslukningsutstyr.

Avhengig av hvilke krav som stilles av regionalnettseier og Statnett, kan det også bli nødvendig å montere kondensatorbatterianlegg, samt jordslutningsspole i transformatorstasjonen.

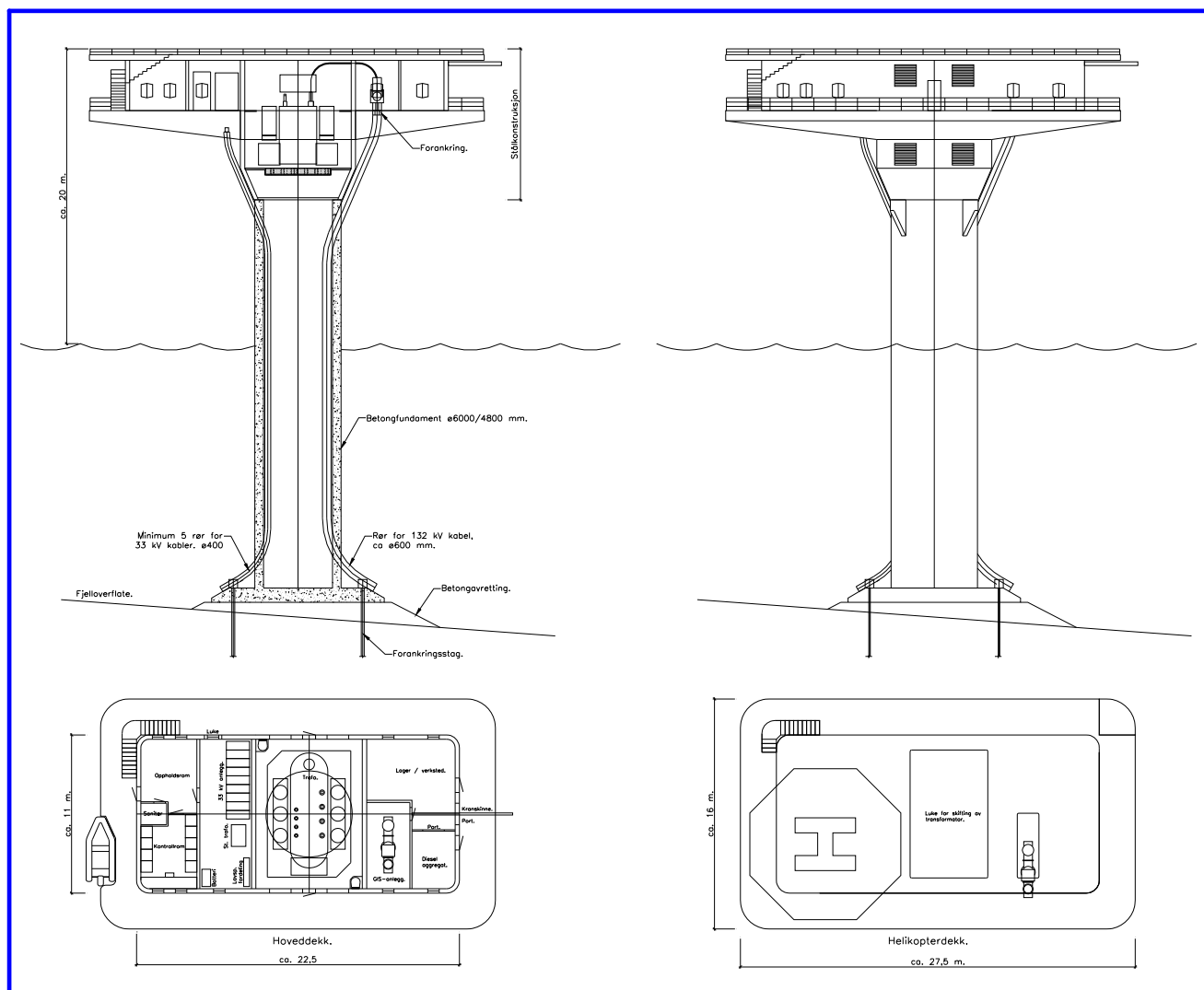


Fig.2 Eksempel på utførelse av offshore transformatorstasjon i Siragrunnen vindpark.

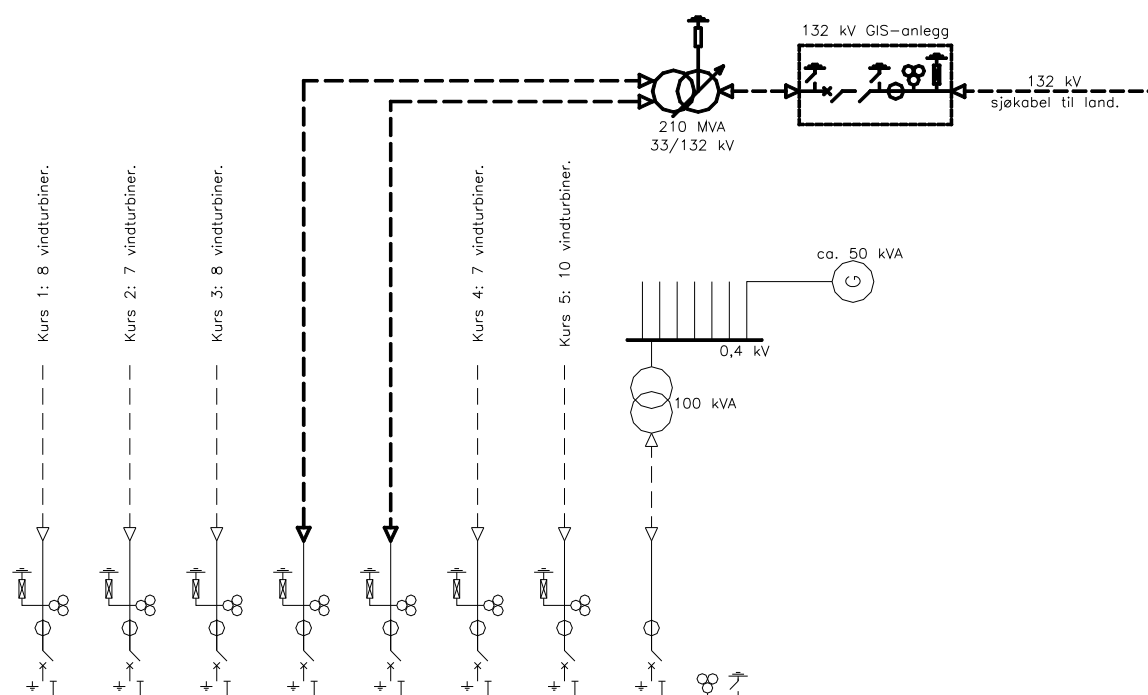


Fig. 3 Oversikt Siragrunnen vindpark, (200 MW, 40 vindturbiner)

6.3 132 kV overføringssystem til Åna-Sira.

Fra transformatorstasjonen i vindparken må produksjonen overføres mot Åna-Sira på et nytt 132 kV system. I dag er det ikke noe 132 kV system i området men det eksisterer et 60 kV regionalnett som føres ut fra Åna-Sira. 300 kV ledningen Kjelland-Feda, sløyes innom Åna-Sira. I Åna-Sira er det transformering fra 300 kV til 11 kV og fra 11 kV til 60 kV

Produksjonen fra Siragrunnen vindpark må dermed overføres til Åna-Sira på eget 132 kV system, med direkte opptransformering til 300 kV i Åna-Sira. Dette medfører at det må installeres en ny 132/300 kV transformator i Åna-Sira, og at eksisterende 300 kV samleskinnesystem må utvides.

Det er vurdert 2 forskjellige overføringssystem fra Siragrunnen vindpark og frem til Åna-Sira. Se kart B-14407 i vedlegg 3 for traséoversikt over de 2 aktuelle løsningene.

Alternativ 1.

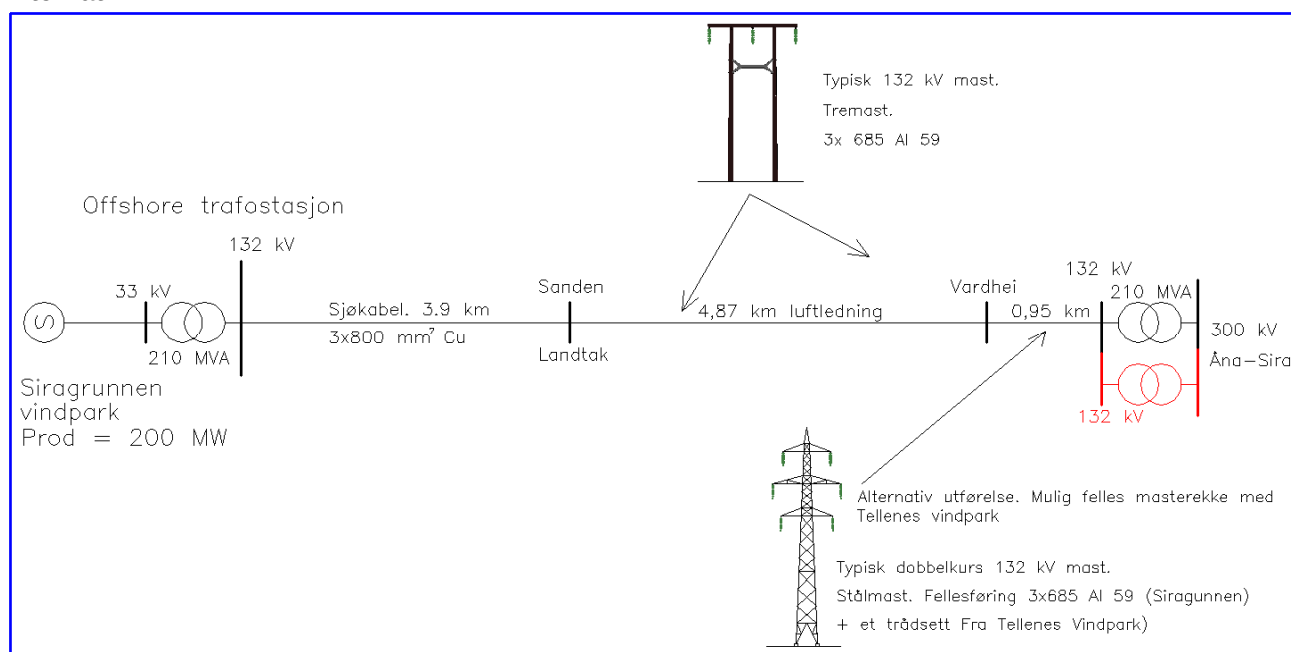


Fig. 4. Siragrunnen Vindpark. Skisse nettilknytning alternativ 1 (Rødt= nødv. trafo anlegg for Tellenes vindpark).

Kommentar: Tellenes vindpark har fått tildelt anleggskonsesjon for en ny 132 kV ledning fra Tellenes og frem til Åna-Sira. For å unngå at det blir konflikter med nye 132 kV ledninger inn til Åna-Sira, tas det sikte på å samarbeide med Tellenes vindpark om en mulig fellesføring av 132 kV ledningen siste stykket inn til Åna-Sira. Det er da tenkt en løsning med dobbelkurs stålmaster (tårnmaster), der det ene trådsettet er forbeholdt Siragrunnen vindpark og det andre trådsettet er forbeholdt Tellenes.

Fra transformatorstasjon offshore legges det en sjøkabel til land med systemspenning 132 kV. Det er valgt pex-isolert sjøkabel med alle 3 faselederne innenfor felles ståltrådarmering. Her innbygges også optisk fiberkabel. Sjøkabelen føres i land ved Sanden. Fra landtaket på Sanden føres sjøkabelen over i en 132 kV luftledning som H-master av trestolper. 132 kV luftledningen føres deretter forbi Fløyfjellet, over Malbergsheia og Sedeknuden, og ned til Bekkjedal der den krysser eksisterende 60 kV ledninger. Videre føres ledningen østover, og krysser eks. 300 kV ledning Kjelland- Åna Sira. Herfra vinkles ledningen sørover inn mot Åna-Sira, og føres parallelt med eksisterende 300 kV ledning. (se fig.4 for skisse over løsning)

Alternativ 2.

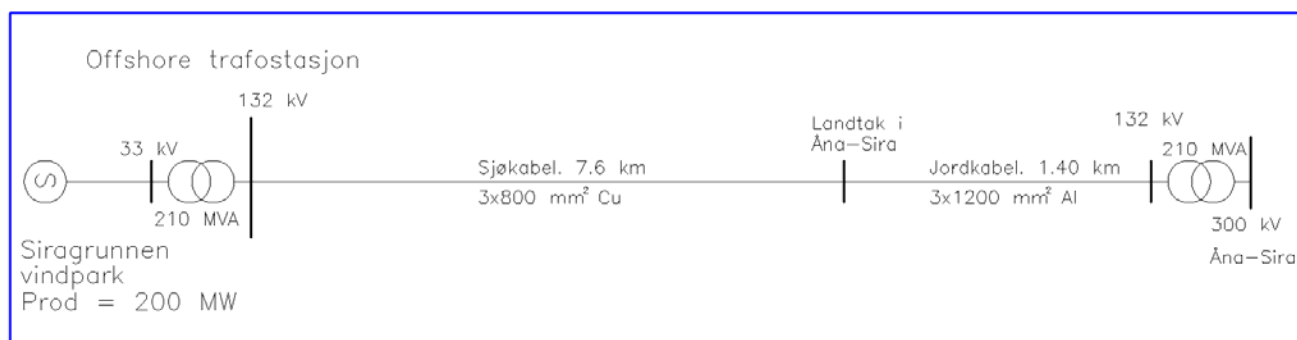


Fig. 5. Siragrunnen Vindpark. Skisse nettilknytning alternativ 2. Kun bruk av sjøkabler og jordkabler.

Alt 2 er en løsning uten bruk av luftledninger. Fra transformatorstasjon offshore legges det en sjøkabel inn langs Åna-Sira fjorden med systemspenning 132 kV. Det er valgt pex-isolert sjøkabel med alle 3 faselederne innenfor felles ståltrådarmering, 3x800 mm² Cu. Kabelen innebygges med optisk fiberkabel. Sjøkabelen føres i land i Åna-Sira nordøst for Midbø. Herfra føres den mot Åna-Sira trafostasjon som en pex-isolert 132 kV jordkabel, 3x1x1200 mm² Al. Kabelen legges fortrinnsvis langs veg/i vegskulderen hele veien inn til Åna-Sira. (se fig. 5). Trasé for en eventuell 132 kV jordkabelfinnes i tegn B-14478 i vedlegg 4.

De to netalternativene har en samlet overføringslengde på 132 kV systemspenning:

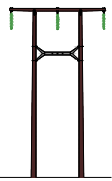
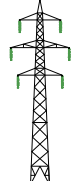
Tab. 3 Sammenligning av overføringslengder.

Alternativ	Alt 1	Alt 2
Sjøkabel lengde	3,90 km	7,60 km
Jordkabel lengde	-	1,40 km
Luftledning	5,82 km	-
Totalt	9,72 km	9,00 km

6.4 Spesifikasjoner for 132 kV luftledninger.

De aktuelle mastetyper/kraftledningene utføres med følgende tekniske spesifikasjoner. (se tab. 4).

Tab. 4 Tekniske spesifikasjoner for de aktuelle luftledningsalternativene.

Spesifikasjon		
Type	Portalmaster/H-master. Trestolper. Forsterket med riegler.	Dobbelkurs. Gittermast i stål.
Travers	Ståltravers, Al. travers eller limtre.	Stål
Systemspenning	132 kV(145 kV)	132 kV (145 kV)
Strømførende liner	3x685 Al 59 (* Legert Aluminium	685 Al 59 (* +mulig trådsett Tellenes) Legert Aluminium
Jordline	1 stk jordline med innlagt fiber (OPGW) i hele ledningens utstrekning	-
Toppliner	Bare som innføringsvern i form av to toppliner.	En toppline i hele kraftledningens utstrekning.
Isolatorer	Hengeisolatorer av herdet glass	Hengeisolatorer av herdet glass
Avstand ytterfase-ytterfase	Normalt 9 meter	Normalt 8 meter.
Rettighetsbelte	Ca. 29 m. Noe redusert i forbindelse med parallellføring (se fig 7)	Ca. 28 m. Noe redusert i forbindelse med parallellføring
Mastebilde	Se fig. 6	Se fig. 6
Trasé	Se vedlagt kart B-14407 (vedlegg 3)	Se vedlagt kart B-14407 (vedlegg 3)

(* Linetverrsnittet som er antydnet i rapporten er basert på at Siragrunnen vindpark blir utført med 200 MW produksjon. Ved økende eller redusert produksjon vil ledningstverrsnittet endre seg.

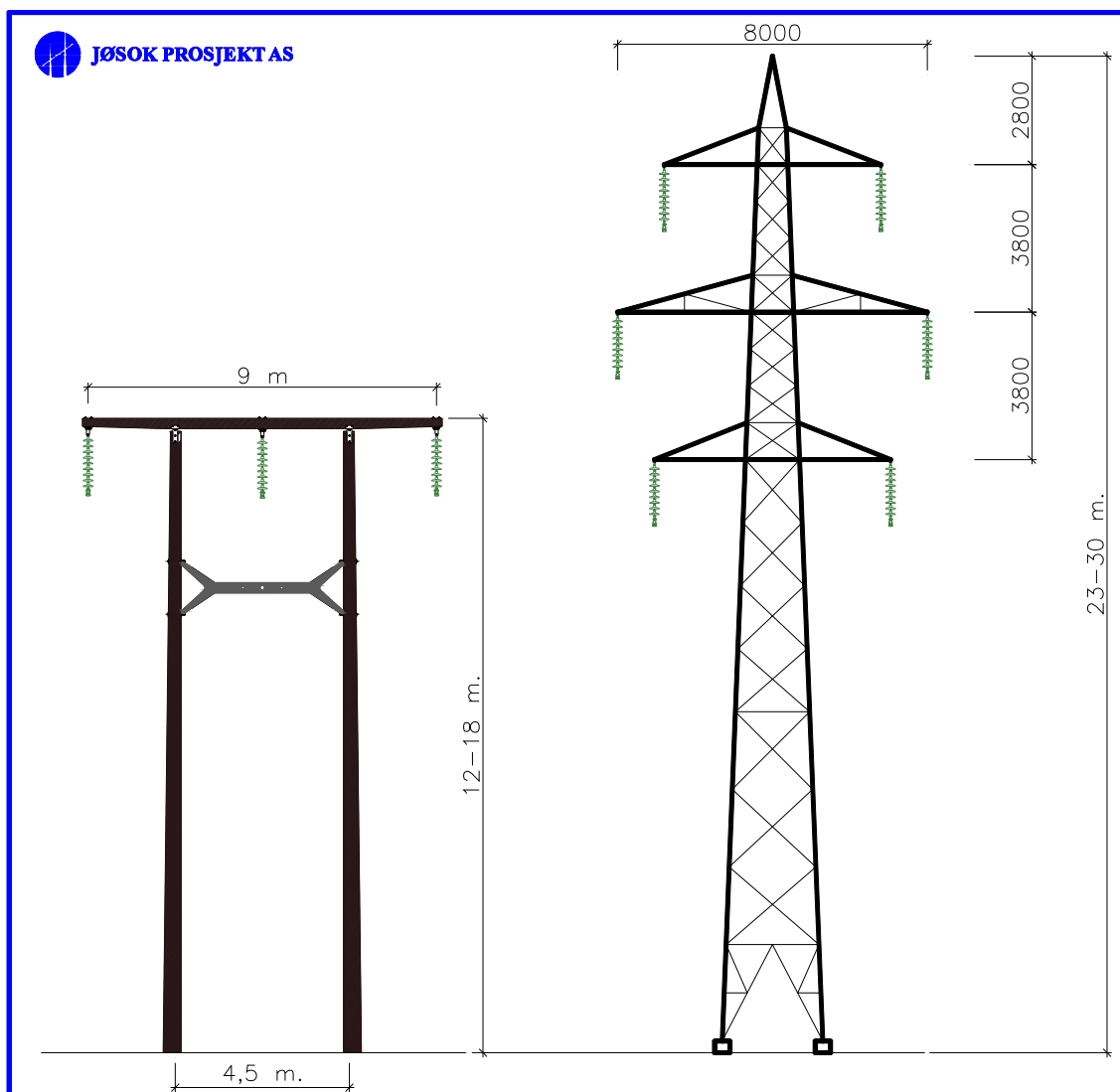


Fig. 6. Mastetyper/mastebilder. Dobbeltkurs (gittermast) benyttes kun som innføring til Åna-Sira under forutsetning at det samarbeides med Tellenes vindpark om felles masterekke inn til Åna Sira)

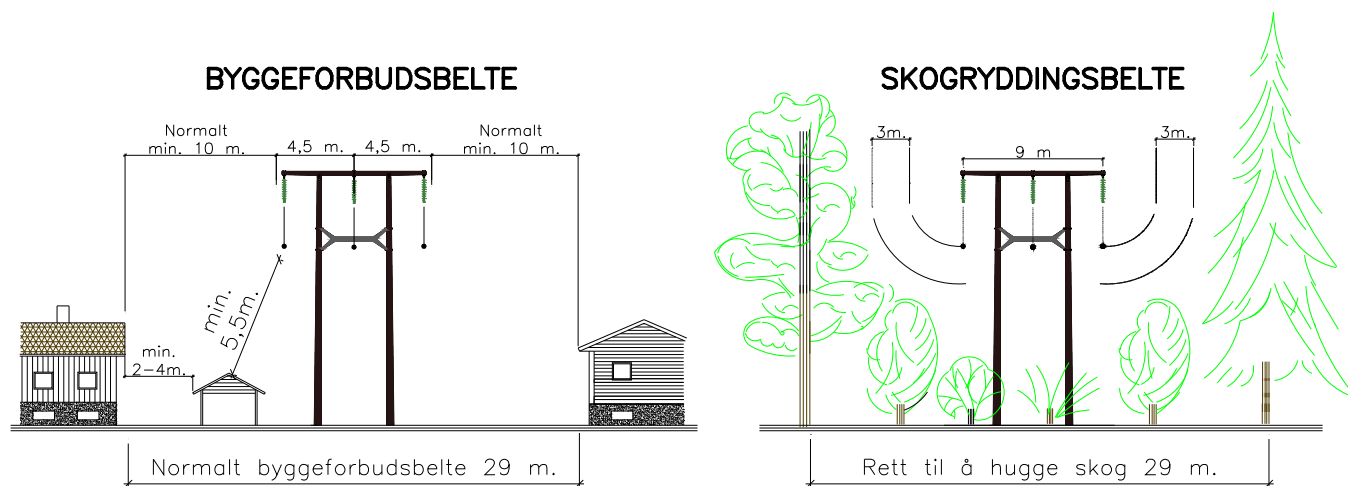


Fig. 7. Rettighetsbelte for H-mast/portalmast

6.5 Spesifikasjoner for 132 kV kabler.

De aktuelle 132 kV kablene vil/kan utføres med følgende tekniske spesifikasjoner. (se tab. 5).

Tab. 5 Tekniske spesifikasjoner for de meldte 132 kV kablene.

Spesifikasjon		
Type	Sjøkabel. PEX isolert 3 leder kabel.	Jordkabel. TSLF PEX isolert enleder kabel.
Systemspenning	132 kV (145 kV)	132 kV (145 kV)
Armering	Ståltråd	-
Strømførende leder	3x800 mm ² Cu (*)	3x1x1200 mm ² Al (*)
Forlegning	Nedgravd/nedspylt i landtakene og/eller borrhull i fjell.	Forlagt i tett trekant. Langs vegskulder eller i veg. Overdekning ca. 600 mm
Rettighetsbelte	Ca 5-6 meter	Ca. 5-6 meter.
Grøfteprofil	Se fig. 8	Se fig. 8
Fiberforbindelse	Inkluderes i kabelen	Fiberkabel legges i eget rør

(*) Tverrsnittet som er antydnet i meldingen er basert på at Siragrunnen vindpark blir utført med 200 MW produksjon. Ved økende eller redusert produksjon vil kabeltverrsnittet endre seg.

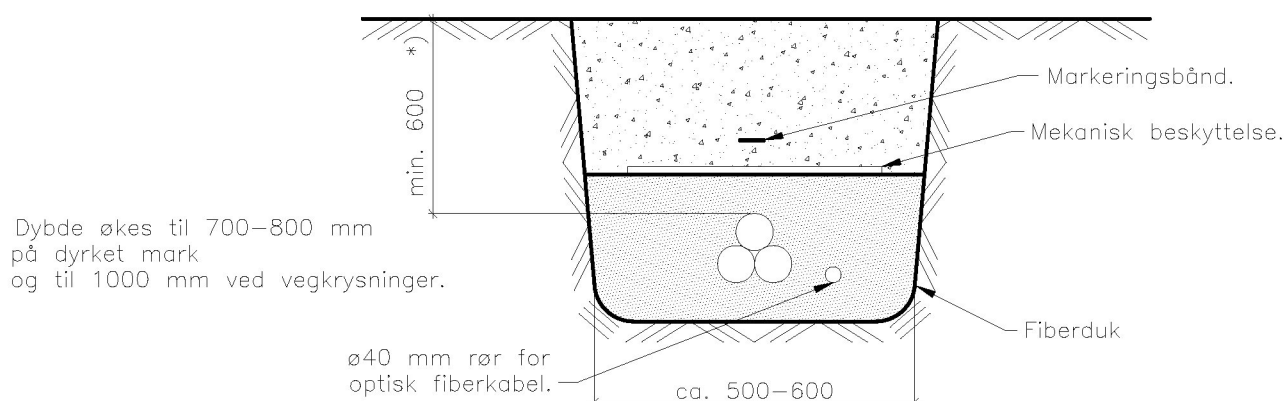


Fig. 8. Grøfteprofil i normalt terreng/vegskulder/kant av veg.

6.6 Tiltak i Åna-Sira trafostasjon

Åna-Sira er idag en utendørs trafostasjon med en stk 300 kV SSK + 1 stk 300 kV hjelpesamleskinne.

Stasjonsområdet kan utvides i nordøstlig retning både med innstrekkestativ og ny 300 kV SSK, samt nødvendig 132 kV bryteranlegg. Utvidelsen er tenkt utført som et konvensjonelt utendørsanlegg med de nødvendige 132 kV, 300 kV felt og 300/132 kV transformator(er). Arealmessig vil dette anlegget kreve et ytterligere inngjerdet areal på ca. 2200-2500 m². Dette under forutsetning at det må gjøres plass til bryterfelt og trafoanlegg til flere vindparker en kun Siragrunnen Vindpark.

Plassmessig er det vanskelig å utvide dagens 300 kV SSK i lengderetning (østlig retning). Det er derfor synliggjort en mulig løsning i Åna-Sira med nytt 132 kV anlegg på nordsiden av vegen. Løsningen fordrer da følgende primærkomponenter (utvidelse):

1. 300 kV linjefelt/bryterfelt. Komplett. (2 stk)
1. Trafoceller og 300/132 kV trafoanlegg (2 stk)
2. 132 SSK med tilhørende apparatanlegg.
3. 132 kV bryterfelt (2 stk trafofelt og 2 stk linjefelt)
4. Innstrekkestativ for nye innkommende luftledninger. (132 og 300 kV innstrekkestativ)

Kommentar: Ovenstående primærutstyr er komponenter som er nødvendig i Åna-Sira og som er utløst av Siragrunnen Vindpark alene. Dersom andre vindparker også skal føres inn mot Åna-Sira på et 132 kV system, må stasjonen utvides ytterligere med flere 300/132 kV transformatorer, flere 132 kV og 300 kV koblingsfelt, samt nødvendig fellesanlegg som samleskinnesystem (SSK) og stativer

Alternativt, dersom det blir aktuelt med flere innkommende 132 kV linjer som følge av andre vindparker, må stasjonen utføres med følgende: (kun nevnt primærkomponenter for Siragrunnen):

Tab. 7 Nødvendige primærkomponenter i Åna-Sira trafostasjon for Siragrunnen Vindpark, dersom stasjonen utvides for flere aktører og med to utgående 132 kV ledninger.

- Trafo 300/132 kV, 200 MVA
- 1 stk 300 kV trafofelt.
- 1 stk 132 kV trafofelt
- 1 stk 132 kV linjefelt mot Siragrunnen
- 132 kV SSK (fellesanlegg)
- 300 kV SSK (fellesanlegg)
- Innstrekksstativ (fellesanlegg)

I tillegg til dette kommer nødvendig trafoanlegg, 300 kV- og 132 kV bryteranlegg for andre aktører enn Siragrunnen vindpark, for eksempel Tellenes vindpark

En eventuell utvidelse av trafostasjonen i Åna-Sira vil bli planlagt i nært samarbeid med Sira Kvina Kraftselskap. Dersom Sira Kvina ser for seg at de i fremtiden må ha plass til utvidelse av 132 kV felt (enten pga. kraftproduksjon eller pga. omlegging av regionalnettet), så må stasjonen utvides i nordlig og østlig retning. Stasjonsområde vil da bli utvidet enda mer i østlig retning enn vist på fig. 9. Arealmessig vil en slik løsning kreve et ytterligere inngjerdet areal på ca. 3000 m² i forhold til dagens. En videre planlegging av stasjonen er avhengig av hvor mange vindparker som skal mates mot Åna-Sira, fremtidig regionalnettstruktur i området, planer til Sira Kvina Kraftselskap, samt planer til Statnett. En fremtidig overgang til 132 kV regionalnett for Agder Energi og Dalane Energi vil bli betydelig enklere ved en slik stasjonsløsning.

Løsning fordrer også at eksisterende 60 kV ledning til Agder Energi må legges om eventuelt kables.

Kommentar:

I forbindelse med vurdering av ny 300/132 kV transformator i Åna-Sira, har det også vært vurdert en løsning med å utforme den nye transformatoren med en tredje 11 kV vikling, for å kunne ha reserve for Sira Kvina sin vannkraftproduksjon og trafo 11/300 kV. Imidlertid er dette en løsning som er teknisk vanskelig og kostbar å gjennomføre:

1. 300 kV viklingen på transformatoren må kunne ta imot både produksjon på Siragrunnen vindpark og kraftproduksjon fra Sira Kvina. Viklingen må da være større enn 350 MVA. Dette fører til en større, dyrere og mye tyngre krafttransformator. Transportmessig blir denne løsningen også vanskelig og kostbar.
2. Den nye transformatoren vil bli stående i andre enden av dagens stasjon. Dette medfører at det må etableres et eget 11 kV skillesystem mot den nye transformatoren, med kapasitet til min. 150 MW. En slik løsning er vanskelig å gjennomføre på denne stasjonen.
3. Spenningsregulering blir vanskeligere med en treviklingstrafo (300/132/11 kV)

Sira Kvina Kraftselskap er også enig i at en slik løsning blir vanskelig, og vil derfor selv vurdere andre løsninger for å oppnå reserve for vannkraftproduksjonen i Åna-Sira.

7. UTFØRELSE OG BYGGEMETODER

7.1 Offshore transformatorstasjon.

Fundamentet utføres på samme måte som fundamentet for vindturbinene. I fundamentskaftet innmonteres nødvendige rørføringer (J-rør) for innføring av 33 kV og 132 kV kabler. Selve plattformen bygges på et verft der alt utstyr innmonteres og funksjonsprøves før plattformen fraktes ut i feltet og settes på plass på fundamentet i ett løft.

Transformatorplattformen skal ikke være beregnet for langvarig opphold av mennesker, men den skal ha fasiliteter for at 2-3 montører i nødsfall kan overnatte. Heller ikke i byggetiden blir det behov for langvarig opphold av montører. En tenker seg at stasjonen bygges ferdig, spenningsprøves og funksjonsprøves på verft i land og at den fraktes ut i vindparken og settes på plass på fundamentet med kran i ett løft.

7.2 Sjøkabelanlegg

Sjødybden varierer mellom 40 meter på det dypeste i selve vindparken og 5-10 meter inne i Åna-Sira fjorden. Det er valgt PEX-isolert sjøkabel med alle 3 fasene samlet innenfor felles ståltrådarmering. Denne løsningen har flere fordeler i forhold til et tilsvarende enledersystem (1 sjøkabel pr. fase):

- Det beslaglegges mindre areal på havbunnen.
- Kabelen blir større og tyngre, og er dermed mindre utsatt for bevegelser i bølgelag og/eller havstrømmer.
- Kablene gir ubetydelig magnetfelt i forhold til enlederkabler.
- Overføringstapene blir lavere enn ved tilsvarende enlederkabler.

Likeså forutsettes det at kablene ikke skjøtes under utlegging, men at alle nødvendige skjøter er ferdig montert på fabrikk. Dette gir større sikkerhet for at skjøtene blir gjennomført under forhold som sikrer god kvalitet. Alle sjøkabler leveres dermed i sin hele lengde fra fabrikk.

Kablenes vekt og lengder tilsier dermed at de må utlegges med spesialutstyrte kabelutleggingsfartøy. Spesielt er forholdene inne i Åna-Sira fjorden vanskelig, der dybden varierer mellom 15 m og 5 m. For å legge 132 kV kabel inn i denne fjorden, fordrer det et kabelutleggingsfartøy som kan operere i grunne farvann og samtidig har en lastekapasitet på mer enn 700 tonn. (en 7,6 km sjøkabel 3x800 mm² Cu, i sin helhet, veier ca. 650-660 tonn). "Nautilus Maxi" fra Seløy Undervannservice, er et slikt fartøy, og er ideell for legging av tyngre sjøkabler i grunne farvann. (Se fig 10 for bilde av Nautilus Maxi.)



Fig. 10 "Nautilus Maxi", kabelutleggingsfartøy. (Foto: Seløy Undervannservice).

For en eventuell nedgraving eller nedspyling av sjøkabler i løsmasser må det brukes spesialutstyr. Imidlertid kan man ikke regne med at det uten videre vil bli nødvendig eller et man klarer å grave ned sjøkablene i hele sin lengde(r). I hvilken grad nedgraving av kablene er aktuelt vil bli avklart under detaljprosjektering, men i stor grad må sjøkablene uansett sikres langs fjell og på berg, i alle landtak og et stykke utover, og på områder som det drives med ankring/tråling.

På steder der kablene ikke kan graves/spyles ned kan det nyttes betongmatter som dekkes over sjøkablene:

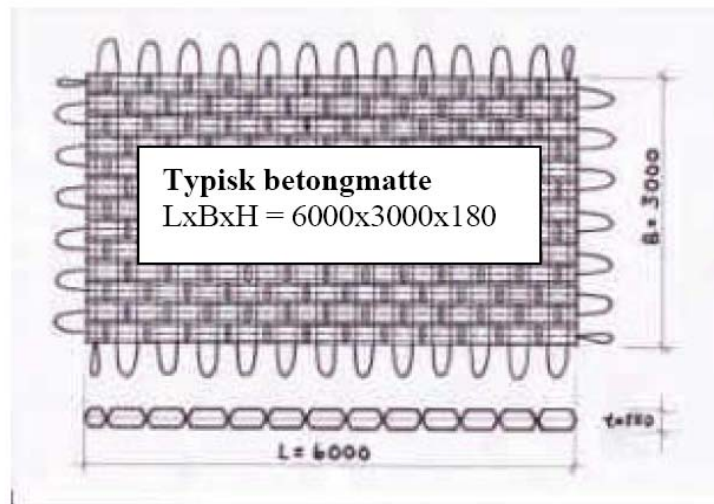


Fig. 11 Eks. på betongmatte for beskyttelse av sjøkabler.

Betongmatter benyttes hovedsakelig til beskyttelse av sjøkabler på havbunnen og i landtak. De brukes også for å hindre utvasking i grunnområder med sterk strøm eller i plaskesoner. Betongmattene består av rektangulære betongblokker bundet sammen av tau med høy bruddstyrke. Sammenbindingen gjør mattene fleksible, og de vil derfor forme seg etter underlaget ved installasjon. Etter installasjonen vil mattene danne en beskyttelse og stabilitet for ytre påvirkning.

7.3 Landtak for sjøkabler

I tidligere planer for Siragrunnen Vindpark var det planlagt løsning(er) med landtak for sjøkabel på utsiden av Åna-Sira fjorden. Imidlertid er forholdene der så tøffe vinterstid, at man ikke kan regne med at ilandføring av en sjøkabel vil kunne være driftsikker løsning der, bl.a. pga steinmasser som flytter seg under de værste vinterstormene samt at dybdeforholdene ikke er optimale. Et landtak på utsiden av Åna-Sira fjorden, ut mot havet, vil dermed bli uforholdsmessig kostbart i forhold til den driftsikkerhet man kan forvente for sjøkabelen. Aktuelle landtak for sjøkabler er derfor flyttet lenger inn i Åna-Sira fjorden. Avhengig av hvilken nettløsning som velges for Siragrunnen, er 2 forskjellige landtak aktuelle:

Alt 1, landtak Sanden/Molebekken.

Sjøkabel føres i land ved Sanden ca. 10-20 meter vest for utløpet av Molebekken. Kabelendemasten vil bli plassert ca. 25-40 meter opp på land, der sjøkabelen videreføres i en 132 kV luftledning mot Åna-Sira. Selve landtaket her er planlagt utført med et borehull (ca. 300 mm), for å føre sjøkabelen fra sjø og inn på land. Borehullet er foreløpig antatt til ca. 25-45 meter langt. (se fig 11)



Fig. 11. Landtak og kabelendemast ved Sanden/Molebekken. Fra kabelendemast og ut i sjøen føres kabelen i et borehull. Rød stiplet strek angir ca. plassering av et eventuelt borehull for sjøkabel.

Løsningen med både borehull og plassering av kabelendemast inne på land er nødvendig for å sikre en akseptabel og sikker driftsløsning for sjøkabelen og kabelendemasten. Eventuelt vil sjøkabelen bli supplert med overdekkende betongmatter et stykke ut fra Sanden.

Alt 2, landtak Åna Sira (innerst i fjorden).

Landtaket her er mindre utsatt for sjø, vær og vind, og det antas at et landtak for sjøkabel på dette stedet ikke vil representere noe driftsproblem. Landtaket utføres på konvensjonell måte; nedgravd, nedsprengt, sikret med rør eller betongkanal, betongmatter etc. Ca. 5-10 meter opp på land skjøtes inn en jordkabel, som føres videre mot Åna Sira trafostasjon. (se fig 12.)

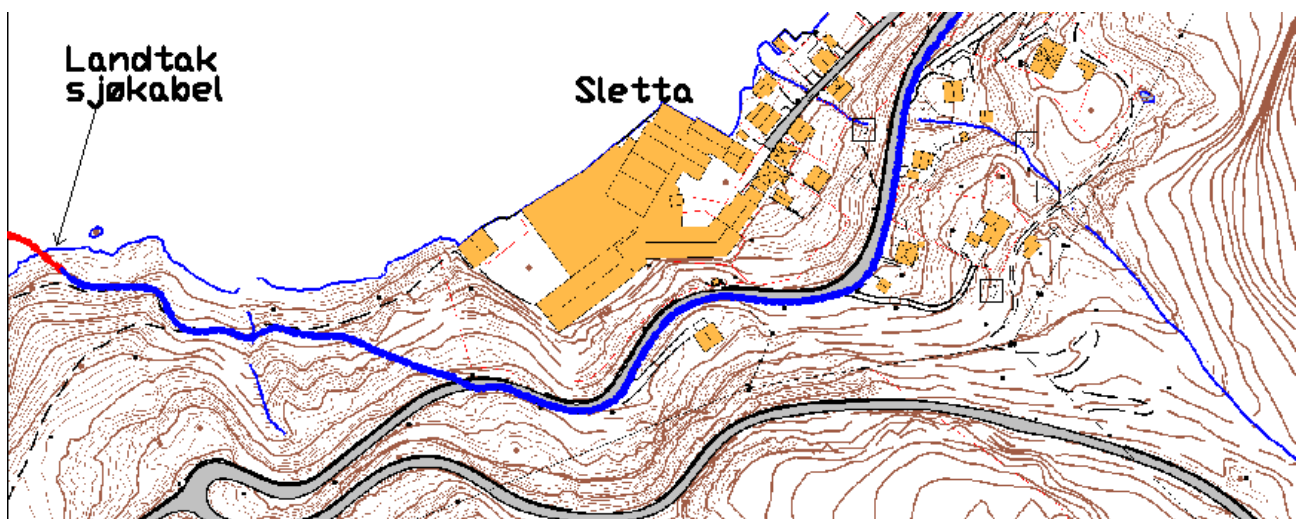


Fig. 12. Landtak for sjøkabel i Alt. 2.

Rød strek = 132 kV sjøkabel

Blå strek = 132 kV jordkabel mot Åna Sira

7.4 Jordkabelanlegg

Jordkablene legges i egne kabelgrøfter, normalt med ca. 0,6 – 0,8 m overdekning. Hvert kabelsett legges i tett trekant med sandomfylling og overliggende mekanisk beskyttelse og markeringsbånd. For at ikke sanden skal bli utvasket antas at sandomfyllingen må innpakkes med fiberduk. I samme grøft legges optisk fiberkabel i rør. Figur 8 viser snitt gjennom en kabelgrøft.

Kablene leveres i ca. 800-1000 meters lengder og uttrekking av kablene skjer ved hjelp av spesialmaskiner. Hver kabeltrommel veier over 8 tonn og det må påregnes opparbeidelse eller forsterkning av transportveger. Det er også betydelige mengder sand som skal uttransporteres, ca. 250-300 tonn pr. km. Ved utlegging av kabler er det vanlig at man opererer med åpen grøft i størst mulig grad. Dette bidrar til enklere utlegging og bruk av skjøter/rør reduseres.

I stor grad forutsettes det at kabeltrasén skal følge eksisterende veganlegg inn til Åna-Sira. Fortrinnsvis legges kablene i vegskulder eller i veg. Der jordkabelen skal legges i utmark (fra sjøkabel-landtaket og opp til eks. veg) må det sannsynligvis etableres en egen grusveg for fremføring av maskiner og nødvendig sand. Kablene legges i/langs denne vegen.

Ved en eventuell gjennomføring av et slikt jordkabelanlegg i/langs veg, er det påregnelig at det vil oppstå restriksjoner på bruk av eksisterende veger i området. Problemene oppstår hovedsakelig pga få omkjøringsmuligheter og smal bredde på veg. Deler av dette kan løses med å etablere forbikjøringsramper eller legge stålplater over grøft. Det er sannsynligvis ikke til å unngå at det likevel vil kunne oppstå trafikale situasjoner som kan komplisere gravearbeidet.

7.5 Luftledninger

Luftledningen fra landtak på Sanden og frem til Åna-Sira trafostasjon er tenkt utført som en H-mast/portalmast med kreosotimpregnerte stolper. På det nåværende tidspunkt anslås det ca. 5-6 master pr. km, men masteplasseringer er ennå ikke bestemt. Mastehøyden vil variere noe avhengig av topografi og spennlengde, men total mastehøyde kan variere mellom 12 og 18 meter. I den grad det er mulig vil man tilstrebe en plassering av master utenom dyrket mark, og fortrinnsvis i grenselinjer eller på fjellgrunn.

I forbindelse med fundamentering vil det bli utført gravearbeid til fjell eller 2-3 meters dybde i løsmasser. På fjell i dagen festes stolpene med stag.

I forbindelse med bygging av linjen kan/vil det bli benyttet følgende utstyr:

- Helikopter for transport av nødvendig utstyr.
- Gravemaskin for reising av stolper/linjer
- ATV, 4 hjuls motorsykel med henger for transport av materiell.

7.6 Åna Sira trafostasjon

En utvidelse av Åna Sira trafostasjon medfører behov for tilkjøring av en god del masser på stasjonsarealet som ligger på nordsiden av vegen (132 kV anlegget). Her opplyser Sira Kvina kraftselskap at det muligens kan benyttes overskuddsmasser fra tippen til Åna Sira kraftverk. På eksisterende trafostasjon i Åna Sira vil det også bli nødvendig med noe planering/sprening av området i østlig retning, for utvidelse av 300 kV anlegg.

Tiltak vil bli nærmere avklart med Sira Kvina Kraftselskap og Statnett.

7.7 Behov for oppfølgende undersøkelser

En eventuell sjøkabel inn Åna-Sira fjorden kan by på tekniske problemer. Ved spesielle vindretninger i kombinasjon med ferskvannstrømninger ut fra Sira kvina anleggene, kan det oppstå ekstreme strømningsforhold i utløpet av Åna Sira fjorden. Utløpet er ganske trangt og er dermed med på å bidra til forholdene forverres ytterligere. Kombinasjonen vind og strøm gir dermed uoversiktlige og varierende bunnforhold i innløpet.

Før man eventuelt stadfester en konsesjon på en sjøkabel inn denne fjorden, bør det gjennomføres oppfølgende undersøkelser på hvordan disse forholdene kan løses teknisk, og om sjøkabel inn dette sundet i det hele tatt er å anbefale som en løsning.

Videre må det avklares mot Statnett/Lyse Elnett/Sira Kvina hvem som skal konsesjon, eierskap og driftsansvar for de nødvendige 300 kV anleggene.

8. KOSTNADSOVERSLAG/ØKONOMI NETTILKNYTNING

8.1 Bygge kostnader for nettilknytning og trafoanlegg

Siragrunnen vindpark er omsøkt med 2 forskjellige nettløsninger mot trafostasjon i Åna-Sira. Overføringsanleggene er kostnadsberegnet, og tar utgangspunkt i følgende:

- Prisnivå og pengeverdi: **NB år 2008**
- Valutakurs: 1 Euro = NOK 8,24
- Kobberpris/blypris: LME juni 2008.
- Sjøkabelanlegg: Budsjettpriser fra kabelleverandør 2008
- Utleggingskostnader: Anslag og budsjett fra entreprenør 2008.

Øvrige nettkostnader er basert på erfaringsgrunnlag supplert med kontakt mot leverandører og entreprenører. Overslaget fremkommer som komplette budsjettpriser uten at nøyaktig detaljprosjektering foreligger. Det antas at kostnadsoverslaget er innenfor grensene +/- 20 %. Pris er oppgitt eks. prosjektering/adm og renter i byggetid.

Tab. 8 Kostnadsoverslag nettilknytning og trafoanlegg Siragrunnen Vindpark.

	Alt 1 [mill kr]	Alt 2 [mill kr]
Post 1 33 kV sjøkabelanlegg 33 kV sjøkabelanlegg internt i vindpark. Komplette inkl. utlegging og montasje. Totalt Ca. 42 km med 33 kV sjøkabel	97,8	97,8
Post 2 Offshore trafostasjon 33/132 kV, 210 MVA Offshore transformatorstasjon i vindpark. Komplette inkl. trafoanlegg, 132 kV bryteranlegg, nødvendig utrustning og fundament.	81,8	81,8
Post 3 Nettilknytning 132 kV nettilknytning mot Åna-Sira. Komplette inkl. montasje/utlegging.	46,7	72,0
Post 4 Åna-Sira trafostasjon. 132/300 kV trafo, 210 MVA Tiltak i Åna-Sira. Utvidelse av stasjon, innstrekkestativ, 132 kV bryteranlegg, 300 kV bryteranlegg, trafoanlegg, etc. Komplette inkl. montasje	(* 44,8	(*44,8
Totalt	271,1	296,4

**(Kostnadsoverslaget for nødvendige tiltak i Åna-Sira forutsetter at kun Siragrunnen Vindpark etableres mot trafostasjonen i Åna-Sira. Dersom Tellenes vindpark også skal føres mot Åna-Sira, må ytterligere tiltak i Åna-Sira gjennomføres (se tab. 6). Dette medfører at kostnadsoverslaget for tiltak i Åna Sira (post 4) må økes med ca. 4 - 5 mill kr, til ca. 50 mill kr. Post 4 inkluderer kun kostnader som er utløst av Siragrunnen vindpark, samt alle nødvendige kostnader for fellesanlegg mellom Siragrunnen og Tellenes. Med fellesanlegg menes følgende: Planering, sprenging, opparbeidelse av tomt, gjerde, felles innstrekkestativ, felles samleskinne, felles 300 kV bryteranlegg etc.*

Kommentar til kostnadsoverslaget:

Overslaget er utarbeidet i 2008 basert på nøktern vurdering, presentert som rene byggekostnader/anleggskostnader, uten tillegg, prosjektering, adm og renter i byggetid:

Siden sommeren 2008 har man hatt følgende utvikling:

1. Kobberpris noe redusert/eller samme høye nivå som i 2008 (LME)
2. Aluminiumspris og stålpris ca. halvert siden 2008 (LME)
3. Økende anleggskostnader.
4. Høyere press på entreprenører/anlegg.
5. Noe økte materialkostnader (el anlegg)
6. Sterkere krone, 1 Euro = NOK 7,5 (10 % reduksjon)

En samlet vurdering tilsier derfor noe økte kostnader siden 2008, herunder:

33 kV kabelanlegg: 100 – 110 mill kr
Offshore trafostasjon: 100 - 110 mill kr
Nettilknytning 132 kV: Alt 1 – Ca. 50 mill kr
Alt 2 – Ca 75 - 80 mill kr
Tiltak i Åna Sira: ca. 50 - 60 mill kr.

SUM 2012: Alt 1 : 300 – 330 mill kr
Alt 2 : 330 – 360 mill kr

8.2 Overføringstap nett.

Det vil oppstå overføringstap mellom vindparken og trafostasjonen i Åna-Sira. Dvs effekttap som oppstår i overføringsanleggene, og som i tillegg har en økonomisk konsekvens.

Avhengig av hvilken nettløsning som velges for Siragrunnen Vindpark, så vil man få forskjellige årlige energitap i overføringen. Se tab 9, der tapene fremkommer som effekttap ved full produksjon (200 MW) og som årlige energitap. Tapene inkluderer følgende:

- Interne tap i vindturbinene (lavspent kabelanlegg og transformatoranlegg)
- Tap i 33 kV internett (sjøkabelanlegg).
- Tap i 33/132 kV offshore trafo.
- Tap i 132 kV eksportnett mot Åna Sira.
- Tap i 132/300 kV trafo i Åna Sira

Tab 9 Overføringstap i nettanlegg for Siragrunnen Vindpark.

	Overføringstap Alt 1	Overføringstap Alt 2
Overføringstap nett [kW]	5 685	5 610
Årlige energitap/overføringstap [GWh]	11,5	11,4
Netto produksjon mot 300 kV SSK Åna Sira [GWh]	666,0	666,1
Energitap i % av årlig produksjon (677,5 GWh)	1,70 %	1,68 %

Årlige energitap/effekttap for Siragrunnen Vindpark fremkommer ved 40 møller a 5 MW. Totalt 200 MW produksjon (årlig gjennomsnittlig produksjon på ca. 665 GWh). Effekttap i overføringsanleggene er beregnet i et eget lastflytprogram (EDSA). Lastflytanalysene er lagt ved denne rapport i vedlegg 9

8.3 Økonomisk evaluering av nettilknytning.

På grunnlag an nettberegninger og systemvurderinger er det foretatt en samfunnsøkonomisk evaluering av alle økonomiske forhold som har betydning for valg av nettløsning for Siragrunnen Vindpark , herunder:

Anleggskostnader:	Prisnivå og pengeverdi: År 2012. Nøyaktighet +/- 20 %.
Prosjekteringskostnader:	Kostnader vurdert til ca. 6-8 % av anleggskostnaden.
Driftskostnader:	For nye nettanlegg er driftskostnadene vurdert til 1 % av anleggskostnaden.
Tapskostnader:	Ekvivalent årskostnad for overføringstap er satt til 0,35 kr/kWh. Brukstil mhp tap er satt til ca. 2030 timer. (60 % av brukstiden til vindparken)
Kapitalisering:	4,5 % rente og 20 års analysetid.

Den totale differansen mellom nettilknytning Alternativ 1 og 2 fremkommer av tab. 10

Tab. 10 Totale kostnader (nåverdi) for nettilknytning av Siragrunnen Vindpark

	Alt 1 [mill kr]	Alt 2 [mill kr]
Anleggskostnader nettilknytning	50,0	80
Prosjekteringskostnader og adm, ca. 6-8 %	3,5	4,8
Driftskostnader 1 %. Kapitalisert over 20 år. Nåverdi	6,5	10,4
Tapskostnader. Kapitalisert. Nåverdi	52,5	51,8
Totalt	112,5	147,0
Differanse		+ 34,5

Konklusjon: Nettilknytning med sjøkabel og jordkabel (Alt. 2) er totalt **ca. 35 mill kr** dyrere enn nettilknytning via sjøkabel og luftledning (Alt. 1.)

9. GRUNNERVERV FOR NETTILKNYTNING

Ledningseieren må ha varige rettigheter for de elektriske overføringsanleggene på land, enten det er i form av en 132 kV luftledning eller en 132 kV jordkabel.

Nødvendige rettigheter for luftledning:

- Det erverves rett til å anbringe master med ledninger og jordelektroder.
- Det erverves rett til transport og adkomst med materiell og personell. Herunder erverves også rett til å benytte eksisterende private veger.
- Det erverves rett til å utføre reparasjoner, ombygging og fornying av anlegget.
- Det erverves rett til skogrydding innefor et belte på 28 meter.
- Klausulering mot fremtidig bebyggelse innenfor rettighetsbelte (28 m)
- Restriksjoner på bruk av løypestrenger etc.

Nødvendige rettigheter for jordkabel:

- Det erverves rett til å anbringe kabler med tilhørende kabelutstyr i jorden.
- Det erverves rett til transport og adkomst med materiell og personell. Herunder erverves også rett til å benytte eksisterende private veger.
- Det erverves rett til å utføre reparasjoner, ombygging og fornying av anlegget.
- Det erverves et rettighetsbelte på 5 meter.
- Klausulering mot fremtidig bebyggelse innenfor rettighetsbelte (5 m)

Det forutsettes at vederlag fastsettes ved ekspropriasjonsskjønn eller minnelig avtaleskjønn, samt at det utarbeides skjønnsforutsetninger der det i detalj fremgår hvilke rettigheter og forpliktelser partene har.

Oversikt over berørte grunneiere for nettilknytningen(e) er vedlagt denne rapport i vedlegg 7.

Berørte grunneiere er informert om den planlagte nettilknytningen i brevform. I tillegg er det også avholdt grunneiermøte i Åna Sira i Aug 2008. Møtet hadde som formål å informere om saksgang, rettigheter, mastetyper, arealbruk, magnetfelt og trasévalg. Berørte kommuner var også invitert.

9.1 Erstatningsprinsipper for tilhørende 132 kV overføringsanlegg.

Areal for utvidelse av Åna-Sira trafostasjon skal erverves som eiendom. (Imidlertid løses dette i minnelighet mellom Sira Kvina Kraftselskap, Statnett og Siragrunnen AS). For kraftledninger skal det ikke erverves eiendom, dog kun rettigheter som nevnt. Oppgave over de eiendommer og rettighetshavere som blir berørt av tiltakene fremgår av vedlegg 7.

Vederlag for rettighetene og eiendommene blir fastsatt som en **engangssum** for all fremtid, enten vha minnelige avtaler eller ved offentlig skjønn. Grunneiere/rettighetshavere har rett til sakkyndig (juridisk) hjelp under dette arbeidet.

Anskaffelser av rettigheter skjer **vanligvis** på følgende måte:

1. Søknad om ekspropriasjon og forhåndstiltredelse (dette dokument)
2. Krav om skjønn sendes til skjønnsretten. Grunneier blir stevnet til skjønnsretten og får rett til sakkyndig hjelp
3. Arealoppgaver utarbeides.
 - a. Oppgaver over skog som må ryddes utarbeides av skogsakkyndig.
 - b. Oppgave over inngrep på de enkelte eiendommer utarbeides.
4. Det kan startes forhandlinger om minnelige avtaler.
5. I den grad man ikke klarer å omforenes om en minnelig avtale, vil vederlag bli fastsatt av skjønnsretten.
6. Vederlag skal utbetales med tillegg av renter.

10. ELEKTROMAGNETISK FELT OG HELSE

Kraftledninger og andre strømførende installasjoner omgir seg bl.a. med lavfrekvente elektromagnetiske felt. Det er fortsatt usikkerhet omkring helsemessige virkninger av slike felt. Konklusjonene fra 2 ekspertutvalg nedsatt av Sosial- og Helsedepartementet i 1994 og 2000 konkluderer med at:

"-verken epidemiologiske eller eksperimentelle data gir grunnlag for å klassifisere lavfrekvente elektromagnetiske felt som kreftfremkallende. De er heller ikke funnet sikre vitenskapelige holdepunkter for at andre sykdommer, skader eller plager kan være forårsaket av elektromagnetiske felt av art og styrke som man kan bli eksponert for i dagliglivet eller i de fleste yrker. Epidemiologiske undersøkelser taler for at leukemi forekommer oftere blant barn som bor nær kraftledninger enn hos andre barn, men de foreliggende data er ikke tilstrekkelige til å avgjøre en årsakssammenheng. Avgjørende spørsmål om eventuelle biologiske virkningsmekanismer, dosedefinisjoner og doseeffektrelasjoner er ubesvarte."

I rapport avgitt av en arbeidsgruppe 1. juni 2005 nedsatt for å vurdere:

"Forvaltningsstrategien ved anlegg av nye høyspentledninger og ved anlegg av boligområder, skole og barnehager etc. i nærheten av høyspentledninger..." sammenfatter arbeidsgruppen følgende:

"Kunnskapssituasjonen i dag er mer avklart enn tidligere og omfattende forskning kan sammenfattes med at det er en mulig økt risiko for utvikling av leukemi hos barn der magnetfeltet i boligen er over 0,4 μT , men den absolutte risikoen vurderes fortsatt som meget lav.....Arbeidsgruppen anbefaler ikke innføring av nye grenseverdier.....Ved bygging av nye boliger eller nye høyspentanlegg anbefales det å gjennomføre et utredningsprogram som grunnlag for å vurdere tiltak som kan redusere magnetfelt. Det anbefales 0,4 μT som utredningsnivå for mulige tiltak og beregninger som viser merkostnader og andre ulemper"

Fra 2006 er det offisiell forvaltningsstrategi i Norge at det ved bygging av nye ledninger eller ved anlegging av bygg nær kraftledninger, så skal det utredes mulige tiltak og kostnader ved disse, dersom **gjennomsnittlig** strømsstyrke i ledningene gir et sterkere magnetfelt enn **0,4 microTesla [μT]** i bygninger for varig opphold av mennesker. Eventuelle avbøtende tiltak kan være flytting av linjen eller endring av linekonfigurasjonen.

For å kartlegge hvor utredningsgrensen går er det utført beregninger for de aktuelle nettløsningene. Årlig gjennomsnittlig produksjon fra Siragrunnen Vindpark er ca. 714,8 GWh. Fratrullet overføringstap vil årlig gjennomsnittlig strøm i 132 kV ledningen være ca. 355-365 A. Det velges derfor å vise det elektromagnetiske feltet ved en gjennomsnittlig strøm på **350 A**. (se fig. 13 for magnetfelt fra 132 kV luftledning (nettløsning Alt. 1) og fig. 14 for magnetfelt fra 132 kV jordkabel (nettløsning Alt. 2)).

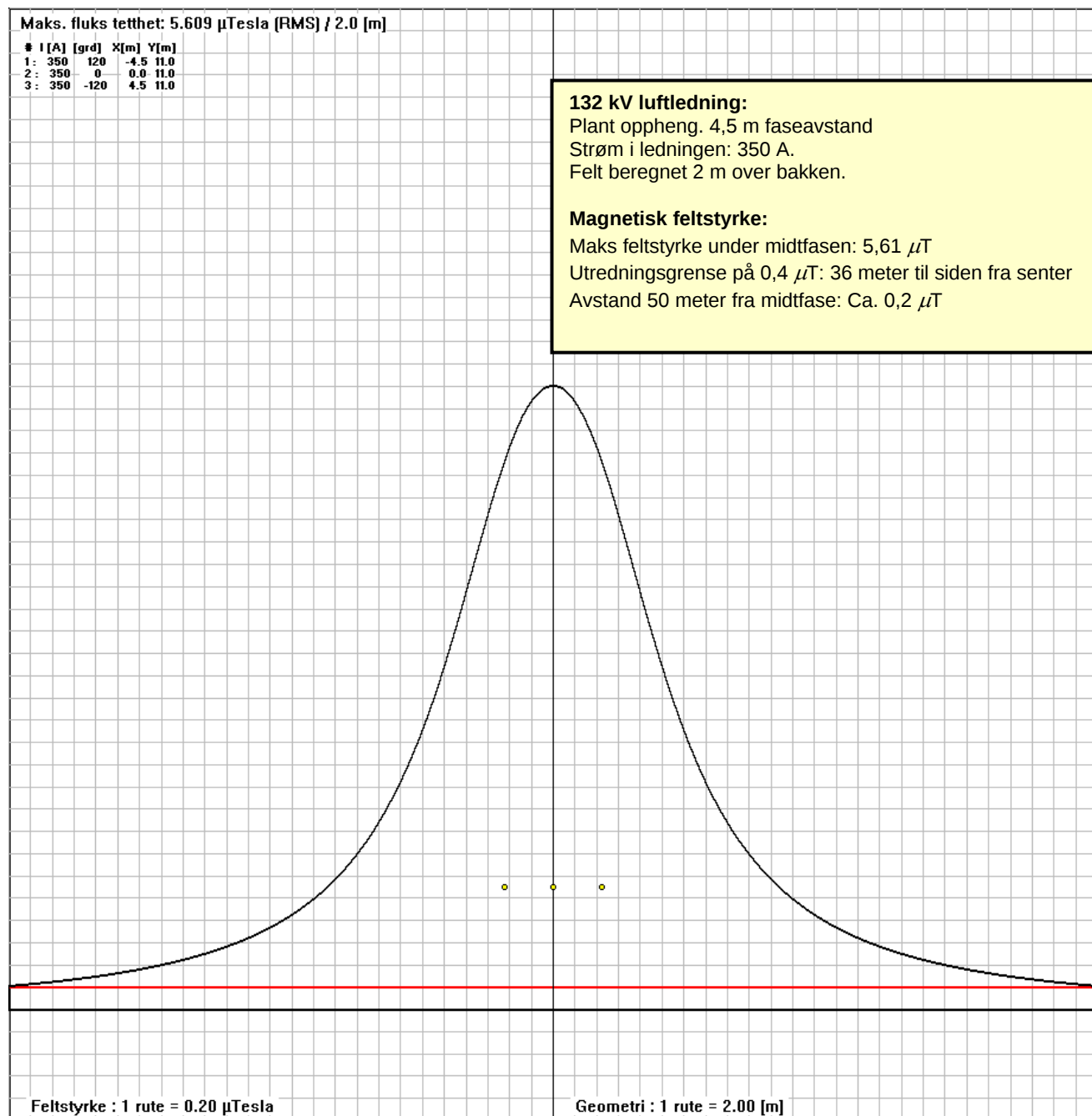


Fig.13 Elektromagnetisk feltstyrke fra 132 kV luftledning til Åna-Sira.

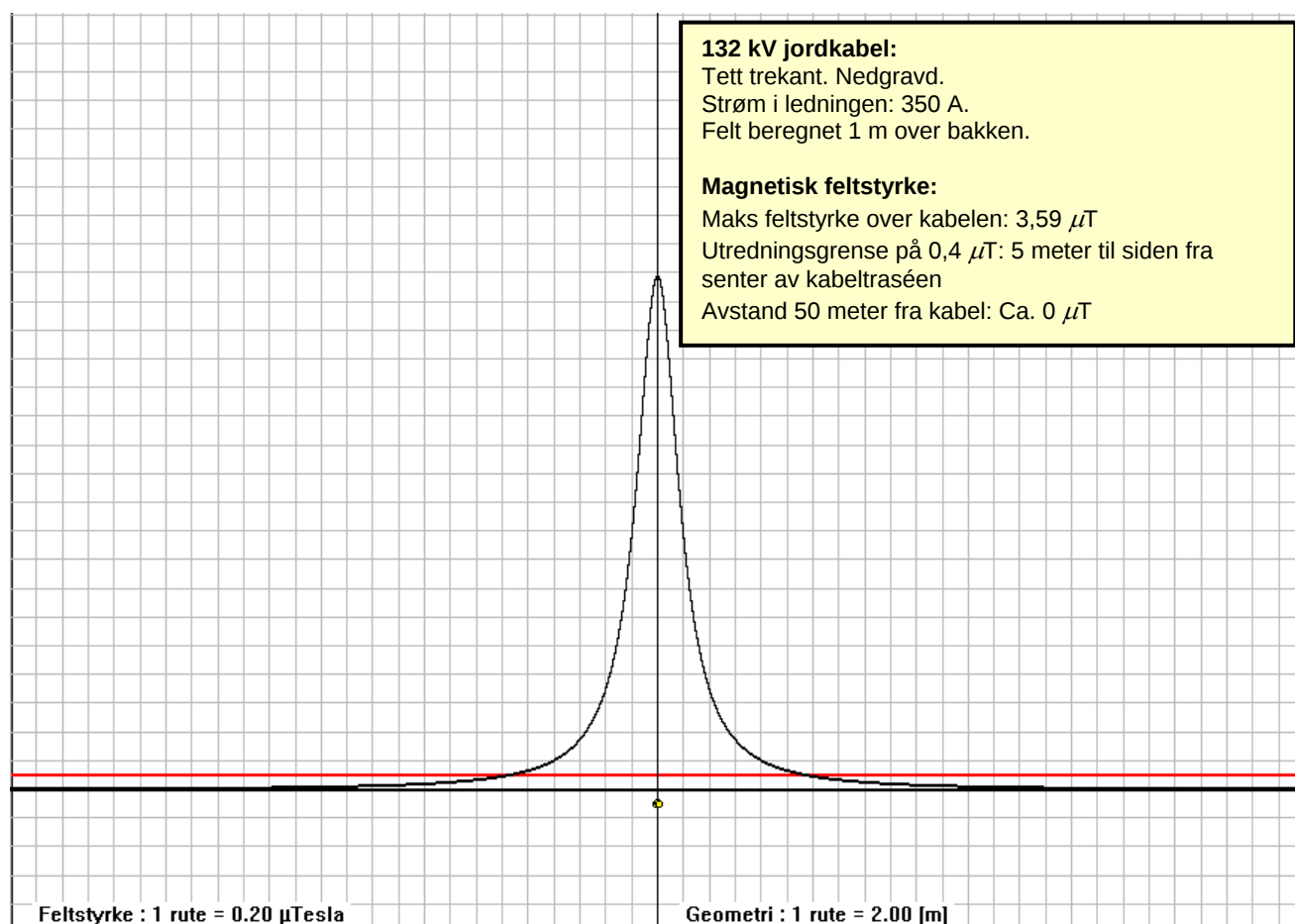


Fig.14 Elektromagnetisk feltstyrke fra 132 kV jordkabel til Åna-Sira.

Resultat av beregningene:

Tab. 11 Oppsummering magnetfeltberegninger.

	Alt 1 Luftledning	Alt 2 Jordkabel
Utredningsgrense, $0,4 \mu T$. Avstand fra senter.	36 meter	5,0 m
Magnetfeltverdi i avstand 50 meter fra senter	Ca. $0,2 \mu T$	Ca. $0 \mu T$

Konklusjon: Dersom det befinner seg bebodde hus/hytter innenfor ca. 36 meter fra senter av luftledningen eller 5 meter fra jordkabelen, er man innenfor den såkalte utredningsgrensen. Ingen bebodde hus/hytter befinner seg nærmere luftledningen enn 150 meter. Når det gjelder nærføring til jordkabelen langs veg innerst i Åna-Sira er det kun ett hus som er nærmere enn 5 m. Avbøtende tiltak for å få redusert magnetfeltet her kan være:

- Traséjustering. Flytte jordkabelen over til andre siden av veggen.
- Overdekke jordkabelen med isolerende aluminiumsplater.

Begge disse tiltakene vil bidra til at huset kommer under utredningsgrensen på $0,40 \mu T$. Detaljer rundt avbøtende tiltak for en eventuell jordkabel vil bli avklart under prosjektering.

Elektromagnetisk felt er imidlertid en del av vår elektriske hverdag. Som en sammenligning kan man se det elektromagnetiske feltet fra vanlig husholdningsapparater i tab. 12.

Tab. 12. Oversikt elektromagnetisk felt fra vanlig husholdningsapparater. (Kilde WHO)

Apparat	Avstand	Elektromagnetisk felt [μT]
Elektriske ovner	30 cm	0,15 - 0,5 μT
Mikrobølgeovner	30 cm	4 – 8 μT
Oppvaskemaskiner	1 m	0,07 – 0,3 μT
Kjøleskap	1 m	< 0,01 μT
Vaskemaskiner	30 cm	0,15 – 3 μT
Kaffetraktere	30 cm	0,08 – 0,15
Strykejern	30 cm	0,12 – 0,3 μT
Støvsuger	1 m	0,13 – 2 μT
Barbermaskiner	3 cm	15 – 1 500
Varmekabler i gulv	5 cm	0,2 – 3 μT
Vannseng	10 cm	0,04 – 2,5 μT
Fotbad	10 cm	Ca 200 μT

11. AREALBRUK & VISUALISERING AV 132 kV LUFTLEDNING.

En eventuell 132 kV luftledning fra Sanden til Åna Sira vil ha et rettighetsbelte på ca. 28 meter. Total klausulert areal blir da ca. 168 daa. Tilsvarende vil en jordkabel innerst i Åna Sira få et rettighetsbelte på ca. 5 m, og total klausulert areal blir da. 7 daa. Det er ikke regnet inn noe areal/rettighetsbelter på sjøkabelanlegg.

Det er utarbeidet en visualisering av luftledningen fra landtaket ved Sanden og videre opp mot Fløyfjellet langs Molebekken. Punktet er valgt fordi ledningen vil bli noe synlig fra dette punktet fra Åna-Sira fjorden. Lenger inne i Åna Sira fjorden vil ledningen bli vanskelig å få øye på, da den føres et godt stykke inne på fjellet langs Malbergsheia og Sedeknuden. Fotovisualiseringen av ledningen kan sees i vedlegg 8



Ansvarlig for utarbeidelse av fagrapporten:

JØSOK PROSJEKT AS
Postboks 169 Krokstad
5863 Bergen

www.josok-prosjekt.no