

SAK 2467

RAPPORT:

”Detaljplaner 132 kV ledning Egersund
Vindkraftverk – Kjelland trafostasjon”

INNHold:

- Utførelse og byggemateriale kraftledning.
- Rettighetsbelte
- Magnetfelt
- Trase

Oppdragsgiver: Norsk Vind Egersund AS

Dato: 15. mai 2015.

	Navn:	Tlf:	E-mail:
Prosjektansvarlig	Kjetil Andersen	55 11 60 42	kjetil.andersen@josok-prosjekt.no
Rapport utført av	Kjetil Andersen	55 11 60 42	kjetil.andersen@josok-prosjekt.no



JØSOK PROSJEKT AS

INNHALDSFORTEGNELSE:

1.0 INNLEDNING	2
2.0 ANLEGGKONSESJON FRA NVE. GRUNNLAG & FORUTSETNINGER.....	2
2.1 ANLEGGKONSESJON, UTDRAK	2
2.1 EGRSUND VINDKRAFTVERK, PLAN 2014	3
2.2 NETTILKNYTNING IHT ANLEGGKONSESJON	4
3.0 REVIDERTE PLANER 2015. VINDKRAFTVERK OG NETTILKNYTNING	5
4.0 NETTILKNYTNING AV EGRSUND VINDKRAFTVERK	6
4.1 AKTUELLE FORSKRIFTER OG NORMER	6
4.2 DRIFTSLEDERANSVAR	6
5.0 132 KV LUFTLEDNING EGRSUND VINDKRAFTVERK - KJELLAND.....	6
5.1 LINETYPE/DIMENSJONERING/ØKONOMI	6
5.2 KRAFTLEDNING, UTFØRELSE OG BYGGEMATERIALE.....	7
5.3 RETTIGHETSBELTER OG PARALLELLFØRING MED LYSE SENTRALNETT.....	9
5.4 KONTROLL AV AVSTANDER MOT 300 kV LEDNING LYSE SENTRALNETT. PARALLELLFØRING OG UTSVING	11
6.0 MAGNETFELTVURDERINGER.....	13
6.1 CASE 1. DAGEN SYSTEM UTEN EGRSUND VINDKRAFTVERK	14
6.2 CASE 2. FREMTIDIG SYSTEM UTEN EGRSUND VINDKRAFTVERK.....	15
6.3 CASE 3. FREMTIDIG SYSTEM MED EGRSUND VINDKRAFTVERK.....	16
6.4 AVBØTENDE TILTAK/UTREDNING MAGNETFELT OVER 0,4 μ T	20
6.4.1 Info fra Statens strålevern og veileder til netteier basert på st. prp. 66:	20
6.4.2 Aktuelle tiltak ved hytte på bruk 41/27:	20

Vedlegg:

1. Oversiktskart Egersund vindkraftverk med nettilknytning til Kjelland, A4
2. Oversiktskart planområde Egersund vindkraftverk. A4
3. Detaljkart 132 kV ledning Kjelland-Egersund vindkraftverk, kartblad 1 – 9, A3

1.0 INNLEDNING

Norsk Vind Egersund AS har fått tildelt gyldig konsesjon for bygging av Egersund vindkraftverk. Denne rapport omhandler detaljer for den planlagte nettilknytningen av Egersund vindkraftverk. Detaljplanen skal oversendes til NVE for godkjenning og omhandler følgende:

1. Kraftledning. Dimensjonering, utførelse, mastebilder, byggemateriale.
2. Rettighetsbelte for kraftledningen
3. Parallellføring med Lyse Sentralnett sin eksisterende 300 kV ledning Kjelland-Åna Sira.
4. Trasevurderinger
5. Magnetfelt beregninger (som grunnlag til trase)

2.0 ANLEGGKONSESJON FRA NVE. GRUNNLAG & FORUTSETNINGER.

2.1 Anleggskonsesjon, utdrag

I medhold av lov av 29. juni 1990 nr. 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven) § 3-1, jf. forskrift av 7. desember 1990 nr. 959 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energilovforskriften) § 3-1 og delegering av myndighet fra Olje- og energidepartementet i brev av 27. november 2013, gir Norges vassdrags- og energidirektorat under henvisning til søknader av 6.7.2007 og 12.4.2012, NVEs vedtak av 1.12.2011 og 20.4.2012, notatet Bakgrunn/or vedtak av 1.12.2011 og OEDs klagevedtak av 4.11.2014 anleggskonsesjon til

Norsk Vind Egersund AS

tillatelse til i Eigersund kommune i Rogaland å bygge og drive følgende elektriske anlegg:

- Et vindkraftverk med en total installert effekt på inntil 110 MW. Dersom valg av turbinstørrelse medfører vesentlig endret installert effekt i vindkraftverket må Norsk Vind Egersund AS søke om endret installert effekt.
- En transformatorstasjon plassert sentralt i den nordlige delen av planområdet, med omsetning 22/132 kV og ytelse på inntil 120 MVA.
- En 8 km lang luftledning fra vindkraftverket til Kjelland transformatorstasjon i Eigersund kommune med nominell spenning på 132 kV.
- Nødvendig høyspennings apparatanlegg.

Vindkraftverket med tilhørende infrastruktur skal i det vesentlige være som vist på vedlagte kart merket «Egersund vindkraftverk - kart over planområde»

2.1 Egersund vindkraftverk, plan 2014

- 27 turbiner
- Maksimal installert effekt: 100 MW
- Gjennomsnittlig årsproduksjon: 350 GWh

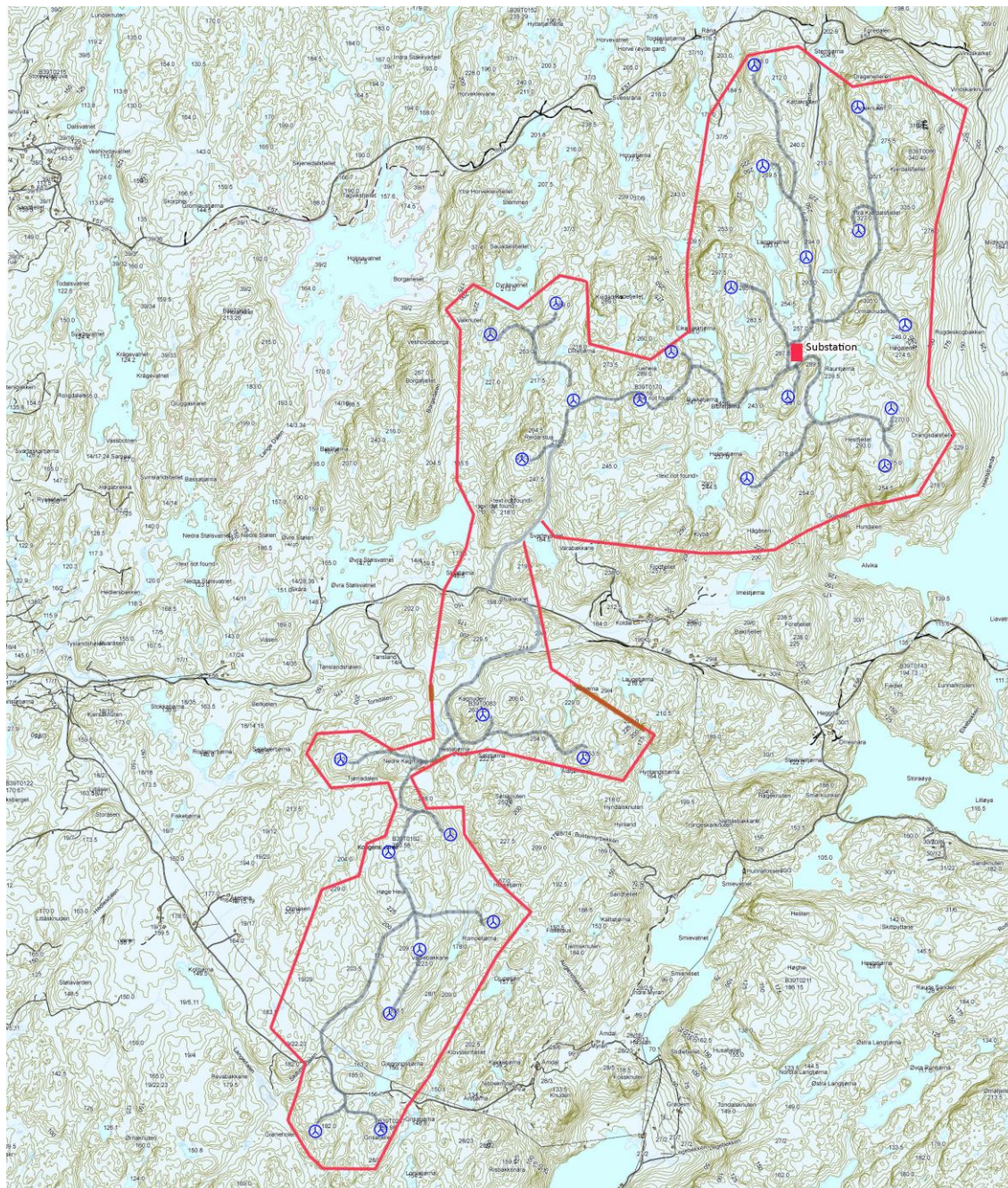


Fig. 1 Planområde Egersund Vindkraftverk år 2014

2.2 Nettilknytning iht anleggskonsesjon

Nettilknytning:	Luftledning. H-master. Lengde ca. 8 km
Tilknytningspunkt:	Kjelland trafostasjon (Lyse Elnett)
Isolasjonsnivå:	Ledningen isoleres for fremtidig drift på 132 (145) kV
Driftsspenning:	Ca. 49,8 kV

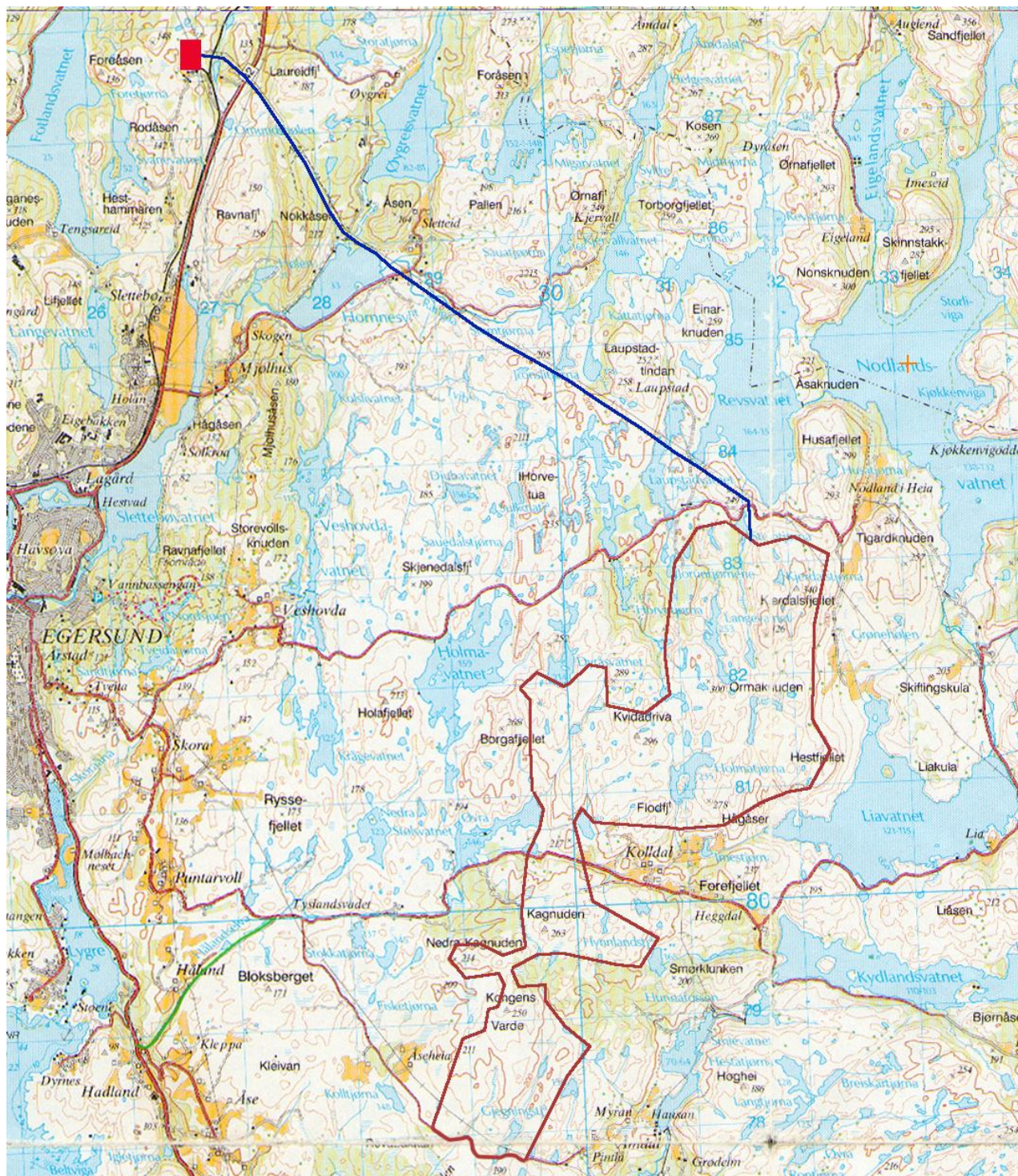


Fig. 2 Kart over nettilknytning (fra konsesjonssøknad/anleggskonsesjon)
Blå strek = Anleggskonsesjon ny 132 kV ledning
Egersund vindkraftverk-Kjelland trafostasjon

3.0 REVIDERTE PLANER 2015. VINDKRAFTVERK OG NETTILKNYTNING

Etter å ha utført en nærmere detaljvurdering av vind, veier og nettilknytning er planene justert til følgende:

- Turbiner Ca. 30 - 34. (Utredet her med 34 stk)
- Maksimal installert effekt: Inntil 111,7 MW. (Utredet her med 108,8 MW)
- Gjennomsnittlig årsproduksjon: Inntil ca. 400 GWh (Utredet her med ca. 350 GWh)

Se fig. 3.



Fig. 3 Oppdaterte planer, Egersund vindkraftverk mai 2015.

4.0 NETTILKNYTNING AV EGRSUND VINDKRAFTVERK

Egersund Vindkraftverk er planlagt tilknyttet Kjelland trafostasjon via en ny 132 kV kraftledning.

4.1 Aktuelle forskrifter og normer

Følgende forskrifter og normer skal følges ved utførelse av nettilknytning av Egersund Vindkraftverk :

- Forskrifter for elektriske anlegg, FEF 2006
- NEK 445-2009 med tilhørende NNA
- NEK 440-2011
- Funksjonskrav i kraftsystemet veileder, FIKS 2012. (Statnett)

4.2 Driftslederansvar

132 kV ledningen mellom Egersund vindkraftverk skal eies og drives av Norsk Vind Egersund AS. Grensesnitt for driftslederansvar mot Lyse Elnett er på innkommende 50 kV ledning på Kjelland trafostasjon, innstrekke på vegg. Gjennomføringer gjennom vegg og innendørs 50 kV bryteranlegg skal eies og drives av Lyse Elnett.

5.0 132 kV LUFTLEDNING EGRSUND VINDKRAFTVERK - KJELLAND

5.1 Linetype/dimensjonering/økonomi

Luftledningen skal overføre ca. 109 MW på en spenning på inntil 49,8 kV(*). Dette tilsvarer at linene på kraftledningen må ha minimum overføringskapasitet på ca. 110 - 115 MVA.

$$115 \text{ MVA} > 1 \text{ 333 A} \approx \underline{\underline{1 \text{ 335 A}}}$$

(* Det holdes for rimelig at i fremtiden vil systemspenningen i regionen bli lagt om til 132 kV. Tidspunkt for dette er uklart, men det holdes likevel for sannsynlig at overgang til 132 kV ikke skjer før etter år 2030.

Kraftledningen er omsøkt med linetype *Feral nr. 240*. En slik linetype vil **ikke** kunne overføre den planlagte produksjonen i Egersund vindkraftverk. Følgende linetyper har vært vurdert:

Tab.1 Vurdering av ulike linetyper og termisk overføringskapasitet

Linetype	Termisk overføringsevne	Minimumskrav 1 225A
Feal nr. 240	1 143 A	Nei
Feal nr. 300	1 322 A	Nei
Feal nr. 329	1 403 A	Ja
444 Al59	1 220 A	Nei
594 Al59	1 461 A	Ja
685 Al 59	1 600 A	Ja

Av linetypene i tab 1. er det 3 av 6 stk som oppfølger minstekravet på **1 335 A** i overføringskapasitet. Valget av linetype baseres da på økonomiske tapsbetraktninger av kraftledningen i hele analyseperioden på 25 år. I de økonomiske vurderingene er det lagt til grunn følgende:

- Rente 4 %
- Analysetid 25 år.
- Overgang til 132 kV systemspenning etter år 10,15, 20 og 25 år
- Byggekostnader, nåverdi år 2015
- Tapspris 0,4 kr/kWh
- Brukstilid mht tap 2100 timer
- Drift/vedlikehold. 0,5 % av anleggskostnaden pr år

Tab. 2. Økonomisk vurdering linetverrsnitt

Overgang til 132 kV spenning etter år 25					
Linetype	Bygekostnad [kr]	Kapitalisert tapskostnad [kr]	Kapitalisert driftskostnad [kr]	Totale kostnader, nåverdi [kr]	Differanse [kr]
Feal nr. 300	16 181 306	23 595 980	1 263 928	41 041 214	3 158 683
Feal nr. 329	16 574 560	21 827 717	1 294 646	39 696 922	1 814 391
594 AI 59	17 244 607	20 220 205	1 346 983	38 811 795	929 264
685 AI 59	18 640 539	17 785 972	1 456 020	37 882 532	-
Overgang til 132 kV spenning etter år 20					
Linetype	Bygekostnad [kr]	Kapitalisert tapskostnad [kr]	Kapitalisert driftskostnad [kr]	Totale kostnader, nåverdi [kr]	Differanse [kr]
Feal nr. 300	16 181 306	20 975 128	1 263 928	38 420 363	2 516 537
Feal nr. 329	16 574 560	19 402 496	1 294 646	37 271 701	1 367 875
594 AI 59	17 244 607	17 972 694	1 346 983	36 564 284	660 458
685 AI 59	18 640 539	15 807 267	1 456 020	35 903 826	-
Overgang til 132 kV spenning etter år 15					
Linetype	Bygekostnad [kr]	Kapitalisert tapskostnad [kr]	Kapitalisert driftskostnad [kr]	Totale kostnader, nåverdi [kr]	Differanse [kr]
Feal nr. 300	16 181 306	17 786 554	1 263 928	35 231 788	1 735 291
Feal nr. 329	16 574 560	16 451 929	1 294 646	34 321 134	824 637
594 AI 59	17 244 607	15 238 332	1 346 983	33 829 923	333 425
685 AI 59	18 640 539	13 399 938	1 456 020	33 496 497	-
Overgang til 132 kV spenning etter år 10					
Linetype	Bygekostnad [kr]	Kapitalisert tapskostnad [kr]	Kapitalisert driftskostnad [kr]	Totale kostnader, nåverdi [kr]	Differanse [kr]
Feal nr. 300	16 181 306	13 907 107	1 263 928	31 352 341	784 771
Feal nr. 329	16 574 560	12 862 059	1 294 646	30 731 264	163 694
594 AI 59	17 244 607	11 911 513	1 346 983	30 503 104	-
685 AI 59	18 640 539	10 471 011	1 456 020	30 567 571	64 467

KONKLUSJON: Dersom overgang til 132 kV skjer etter år 10 (etter år 2025) vil det være lønnsomt å bygge kraftledningen med linetype 685 AI 59. Dersom overgangen til 132 kV skjer før år 10 (< år 2025) så vil det være lønnsomt å bygge kraftledningen med linetype 594 AI 59. Etter JP sin vurdering er det høyst tvilsomt at ett nytt 132 kV regionalnett er på plass under Kjelland før år 2025. Det konkluderes dermed med at kraftledningen mellom Egersund vindkraftverk og Kjelland trafostasjon må utstyres med linetype **685 AI 59**. Ved fremtidig overgang til 132 kV vil da kapasiteten være > 350 MW.

5.2 Kraftledning, utførelse og byggemateriale

Kraftledningen bygges for det meste som en H-mast/portal mast med trestolper og ståltravers. Se fig. 4 og tab. 3

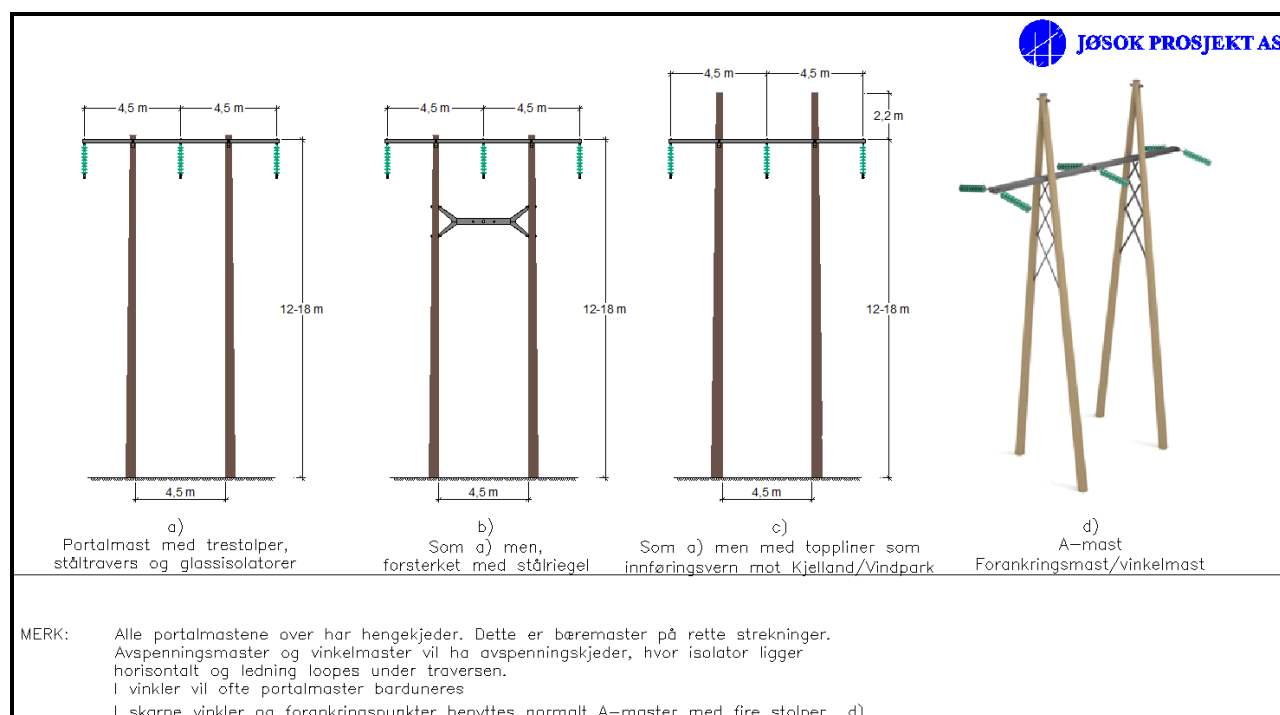


Fig.4. Aktuelle mastetyper og utførelse 132 kV kraftledning Egersund Vindkraftverk – Kjelland trafostasjon
Tab.3 Spesifikasjoner 132 kV kraftledning/Portal mast

Type	Portalmaster/H-master. Trestolper.
Travers	Ståltravers
Systemspenning	132 kV
Driftspenning	Ca. 50 kV
Liner	3 x 685 Al 59
Jordline	Nei
Toppliner	Bare som innføringsvern i form av to toppliner.
Isolatorer	Hengeisolatorer av herdet glass
Avstand ytterfase-ytterfase	Normalt ca. 9 meter
Faseavstand	Normalt 4,5 m. I noen tilfeller inntil 5 meter
Rettighetsbelte	Ca. 29 m. (Noe økende i langspenn)
Driftstemperatur	80 grader

I en strekning på ca. 840 m, i området rundt Hornnesvatnet, må/bør ledningen utføres noe mer kompakt pga av nærføring/avstand til boliger/hytter og avstand til Lyse Sentralnett sin eksisterende 300 kV ledning. Det foreslås derfor en gittermast av stål med trekantoppheng, noe som også gir reduserte magnetfelder. Se fig. 5

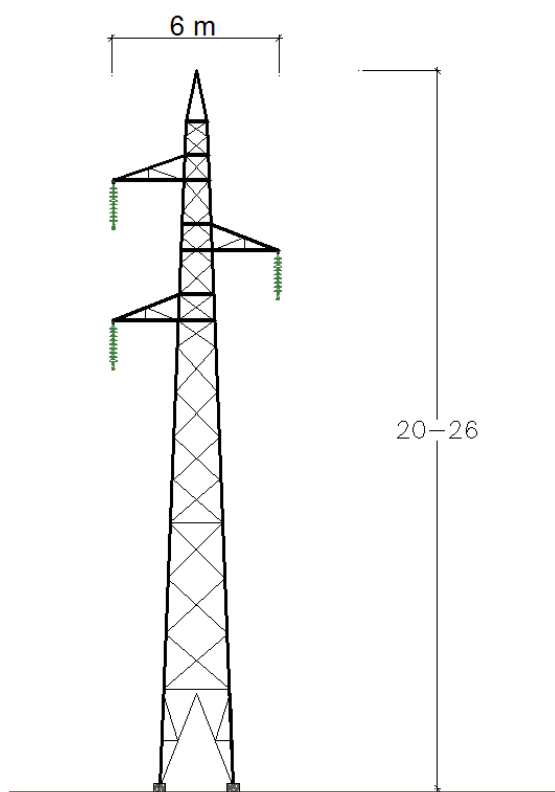


Fig. 5. Gittermast i stål. Seksjon Hornnesvatnet.
Totalt brukes det 5-6 slike master.
Strekning ved Hornnesvatnet er ca. 835 m.

Aktuell strekning er vist på fig. 6

Tab.4 Spesifikasjoner 132 kV kraftledning gittermast med trekantoppheng

Type	Gittermast
Travers	Stålt
Systemspenning	132 kV
Driftspenning	Ca. 50 kV
Liner	3 x 685 Al 59
Toppliner	Bare som innføringsvern i form av to toppliner.
Isolatorer	Hengeisolatorer av herdet glass
Avstand ytterfase-ytterfase	Normalt ca. 6 meter
Rettighetsbelte	Ca. 26 m. (Noe økende i langspenn)
Driftstemperatur	80 grader

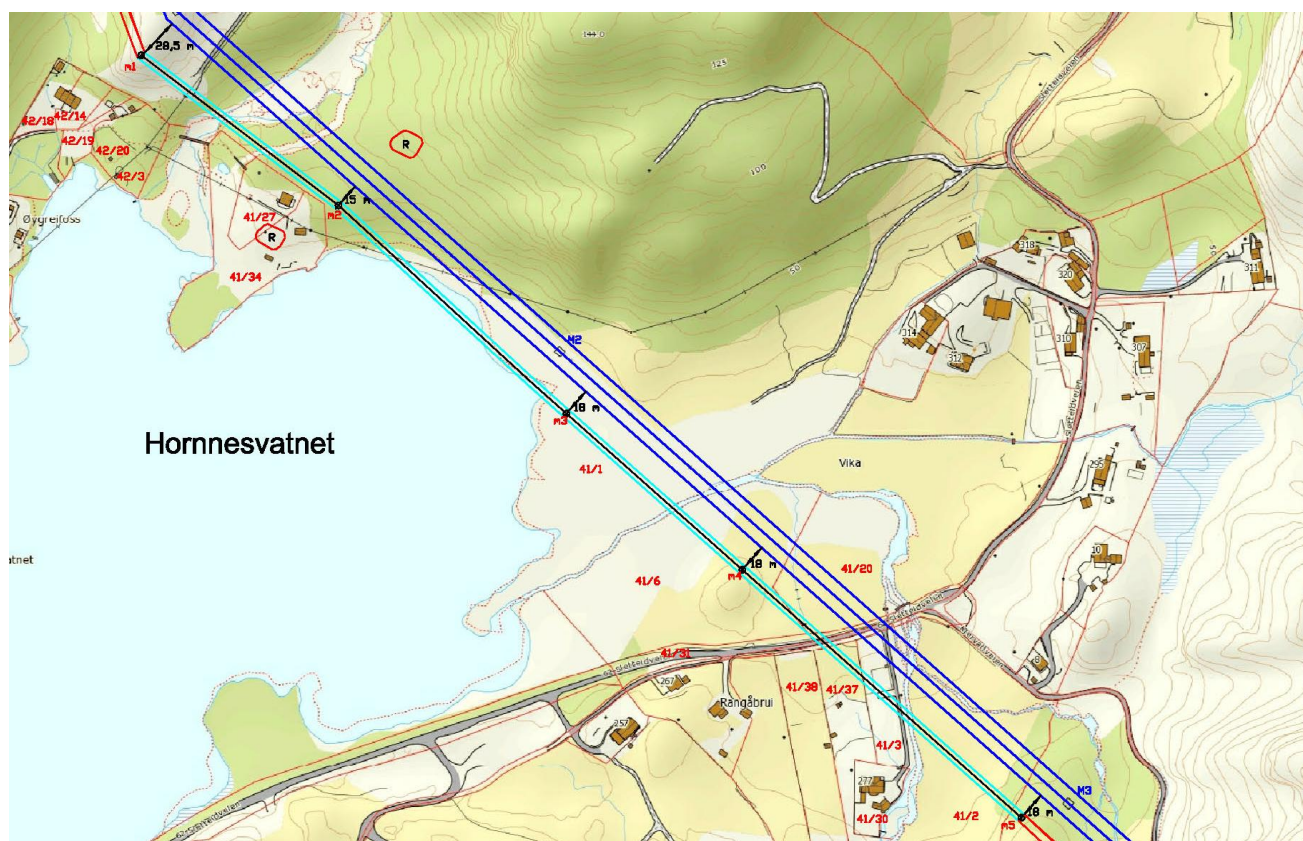
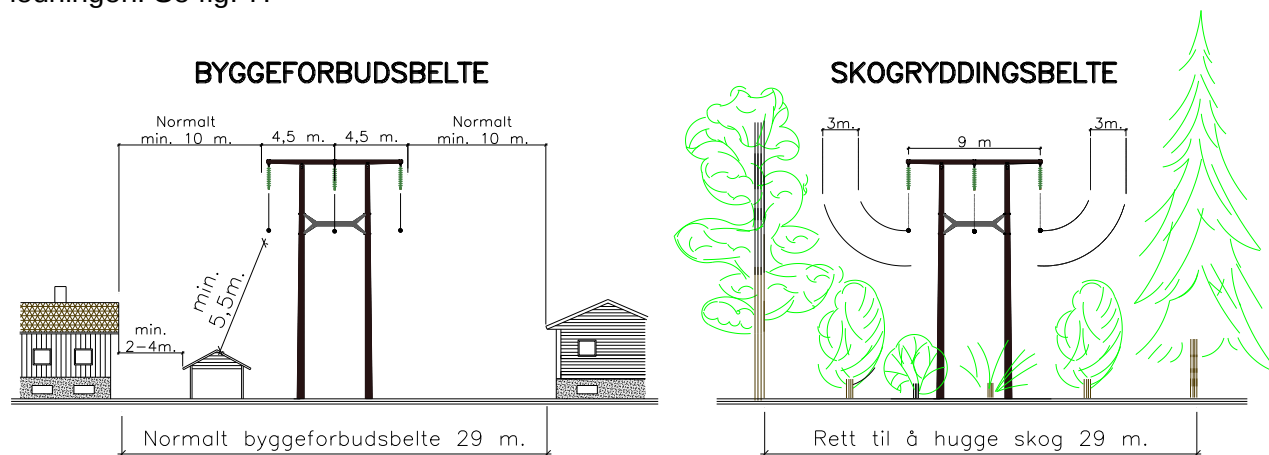


Fig. 6. Strekning med bruk av gittermast i stål. Seksjon Hornnesvatnet, lyseblå strek

5.3 Rettighetsbelter og parallellføring med Lyse sentralnett

Langs ledningen skal ledningseier anskaffe rett til å hugge skog som kan være en risiko for ledningen. Ledningseier skal også ha rett til å nekte oppføring av nye bygninger inntil ledningen. Disse klausulerte rettighetsbeltene vil normalt strekke seg 10 m til siden fra ytterfasene på ledningen. Den nye ledningen båndlegger dermed et belte med 29 meter bredde langs hele ledningen. Se fig. 7.



Figur 7 – Rettighetsbelter langs ledning.

Store deler av traseen skal føres parallelt med Lyse Sentralnett (Statnett) sin eksisterende 300 kV ledning Kjelland-Åna Sira. Iht anleggskonsesjonen (kart i fig. 2), så er det forutsatt at parallellføringen skal foretas på sørsiden av eksisterende 300 kV ledning. Da unngår man også kryssing av 300 kV ledningen. Det tas sikte på å bygge 132 kV ledningen så nær som Lyse sentralnett normalt tillater, dvs at horisontalavstanden ytterfase-ytterfase bør være minst 20 m. Se fig. 8

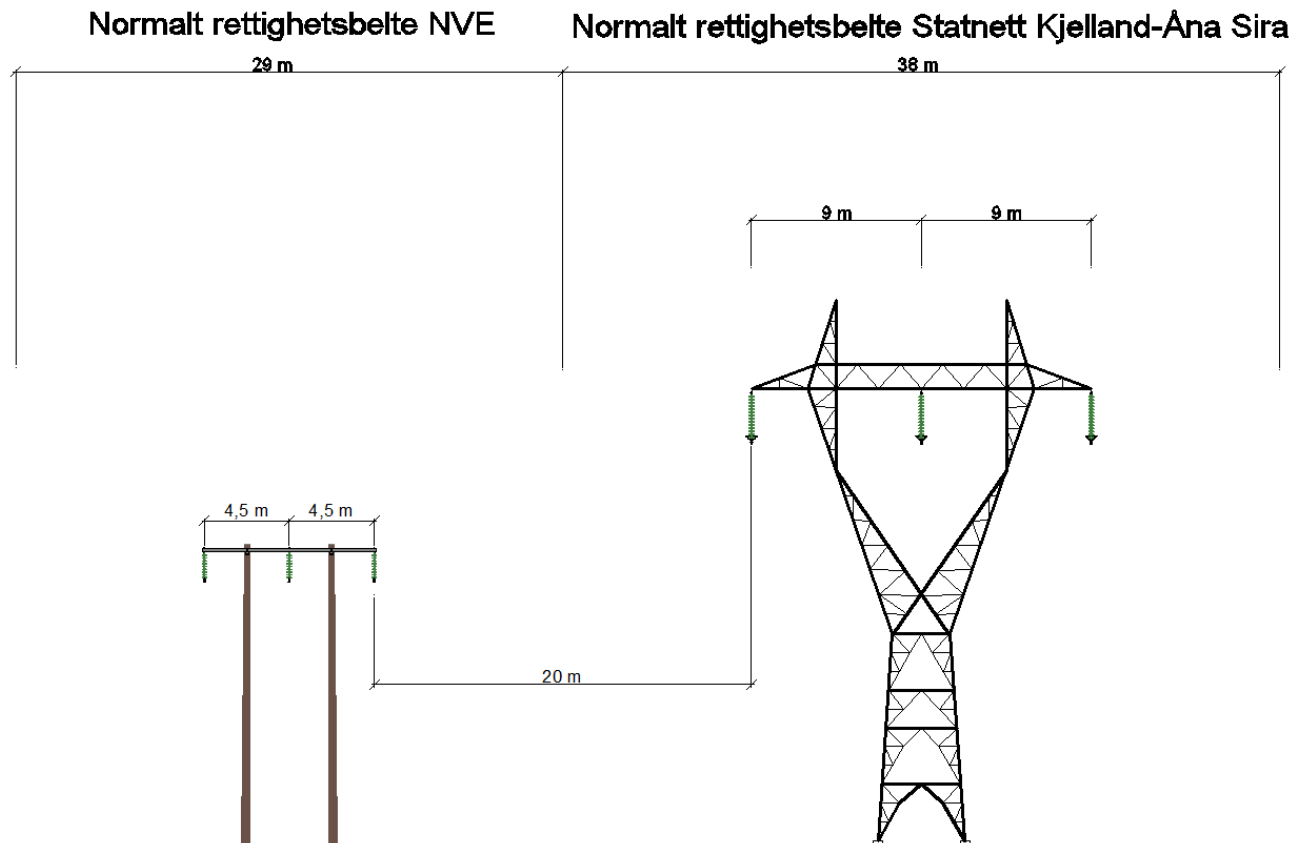


Fig. 8 Parallellføring 132 kV ledning (NVE) og 300 kV ledning (Lyse Sentralnett). Sett i retning nordover mot Kjelland trafostasjon

På strekninger der det er trangt om plassen (jf seksjon Hornnesvatnet), legges det opp til at man må redusere avstanden mellom Lyse Sentralnett sin ledning og NVE sin ledning til minimum 15 m fase-fase, med en gradvis tilnærming tilbake mot 18 m fase-fase, og deretter videre til 20 m. Det foreslås da bruk av alternative master som beskrevet i kap. 5.2 Se fig. 9 og 10.

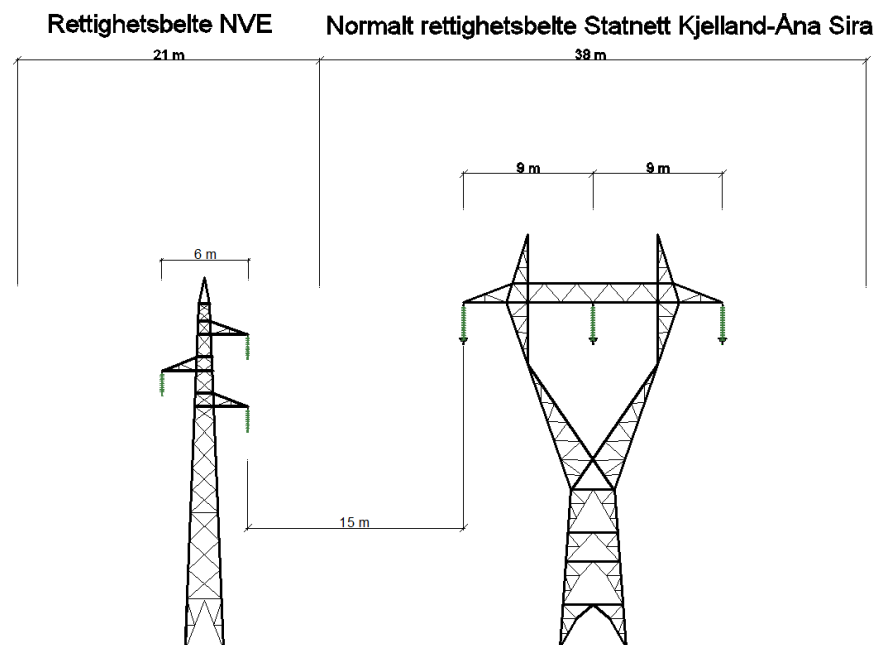


Fig. 9. Parallellføring med Lyse sentralnett. Absolutt minimums avstand. Gjelder ett punkt ved Hornnesvatnet der avstand 132 kV mast til faseline Lyse Sentralnett blir ca. 15 m.

Sett i retning nordover mot Kjelland trafostasjon

I forprosjekt er utsving fra 300 kV kontrollert og funnet OK.

Se også kap. 5.4 for kontroll av avstander

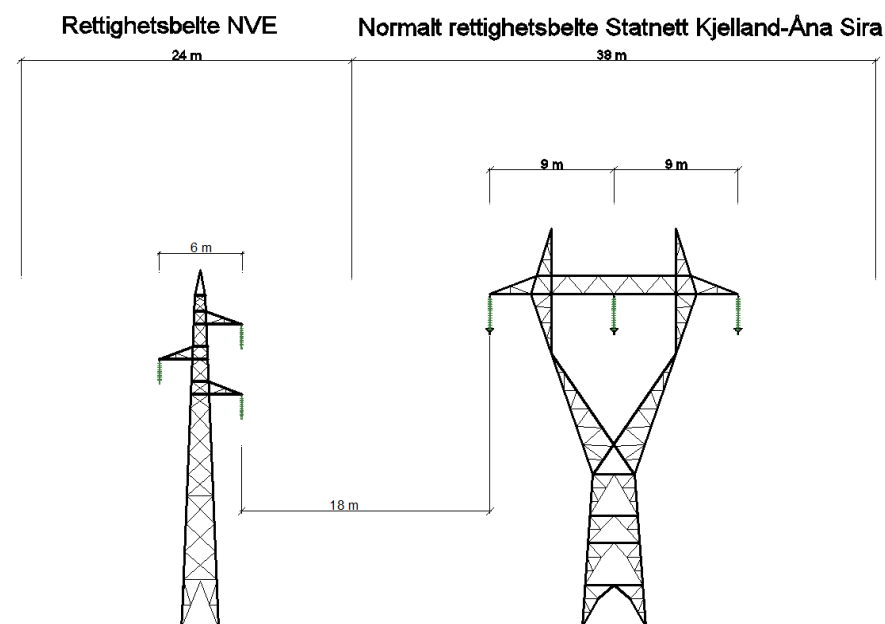


Fig. 10. Parallellføring med Lyse sentralnett. Redusert avstand til 18 m. Gjelder seksjon sør for Hornnesvatnet.

Sett i retning nordover mot Kjelland trafostasjon

I forprosjekt er utsving fra 300 kV kontrollert og funnet OK.

Se også kap. 5.4 for kontroll av avstander

5.4 Kontroll av avstander mot 300 kV ledning Lyse Sentralnett. Parallellføring og utsving

I møte med Statnett og Lyse Sentralnett, *fredag 6. mars 2015*, ble parallellføring mellom 300 kV Lyse sentralnett og ny 132 kV ledning Egersund vindkraftverk diskutert. Statnett/Lyse Sentralnett kom med følgende føringer når det gjelder horisontalavstand parallellførende ledninger til eksisterende 300 kV ledning:

- 20 m : OK.
- >15 m og <20 m. Kan tillates dersom det gjøres en nærmere vurdering som skal godkjennes av Statnett/Lyse Sentralnett
- < 15 m : Godkjennes normalt ikke

Pga plassproblemer mellom eksisterende boliger og eksisterende 300 kV ledning på strekning langs Hornnesvatnet er Egersund Vindkraftverk avhengig av å plassere 132 kV kraftledningen nærmere enn 20 m. På et sted vil avstanden bli 15 meter, men mesteparten av kraftledningen på denne strekningen vil ha en horisontalavstand på ca. 18 m.

Som et grovt forprosjekt, på strekningen langs Hornnesvatnet (ca. 835 m), har JP foretatt følgende vurderinger

- Utsving fra eksisterende 300 kV ledning ved ulike vindhastigheter
- Plassering av nye master for 132 kV ledning (master vist i fig. 5).

De nye 132 kV mastene, m1-m6, på strekningen Langs Hornnesvatnet har følgende beregnede horisontalavstand til parallellførende 300 kV line/mast:

Tab. 5 Horisontalavstand 132 kV mast-300 kV line/mast. Se også fig. 11

132 kV mast	Horisontalavstand til 300 kV
m1	Ca. 28,5 m
m2	Ca. 15,0 m
m3	Ca. 18,0 m
m4	Ca. 18,0 m
m5	Ca. 18,0 m
m6	Ca. 20,0 m

Som grunnlag til utsving er det regnet på de avstander som er nødvendig mot eksisterende 300 kV ledning til Lyse sentralnett. **Worst case** med utsving, er for alle tilfeller i midten av 300 kV spennet (størst mulig utsving) og ved plassering av ny 132 kV mast i dette området. Utsving vil være avhengig av spennlengde og vind. Se tab 6 og fig. 11 for vurdering.

Tab. 6 Utsving fra 300 kV ledning Parrot simplex. Se også fig. 11

Eks ledning Lyse Sentralnett	Spennlengde [m]	Krav til horisontal minsteavstand midt i spennet ved 35 m/s (Utsving (*))	Krav til horisontal minsteavstand midt i spennet ved 38 m/s (Utsving (*))	Målt avstand ny 132 kV mast til faseline 300 kV ledning
M1 – M2	368 m	12,0 m	12,9 m	m1 : 32 m m2 : 15 m
M2 – M3	487 m	17,2 m	18,5 m	m3 : 18 m m4 : 18 m m5 : 18 m
M3 – M4	348 m	11,2 m	12,0 m	m6 : 20 m

(*Inklusiv minsteavstand iht parallellførende ledningsmast i FEF 2006, her satt til 2,4 m.

Konklusjon: Alle minimumsavstander ved både 35 m/s og 38 m/s er overholdt med foreslått parallellføring og plassering av ny 132 kV master m1, m2, m3, m4, m5 og m6. Videre bør det bemerkes at INGEN nye 132 kV gittermaster er blitt foreslått plassert midt i spennet mellom 2 eksisterende 300 kV master. Mast nr m6 (H-mast) er plassert noenlunde midt mellom 300 kV M3 og M4. Her er minstekravet 12 m, men her er også horisontalavstanden mast-line øket til 20 m. Videre så er det rimelig at vinden som skal legges til grunn for dimensjonering/prosjektering i dette området, høyst sannsynlig ikke vil overstige 35 m/s. Merk at m1 - m5 er gittermaster av stål mens m6 er portalmast på trestolper med 9 m travers.

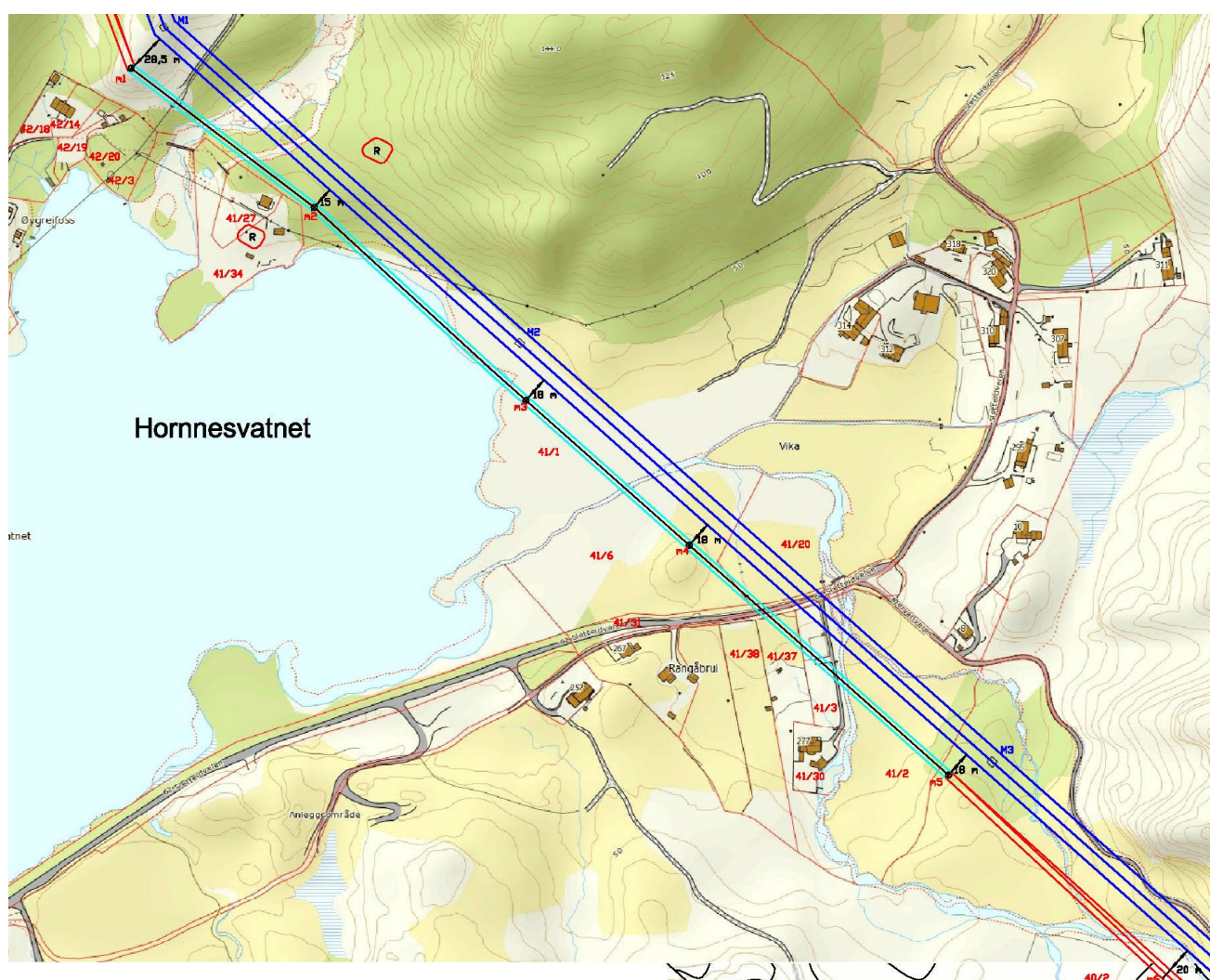


Fig. 11 Parallellføring 132 kV ledning (NVE, lyseblå strek) og 300 kV ledning (Lyse Sentralnett, mørkeblå strek). Vurdering av utsving, masteplassering mm.

6.0 MAGNETFELTVURDERINGER

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 lavArbeidsgruppen 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** strømstyrke 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 magnetfeltberegninger for den aktuelle nettløsningen for Egersund vindkraftverk. Vurdering er gjennomført på strekningen ved Hornnessvatnet, der man har eksisterende boliger og hytter. Følgende situasjoner er undersøkt

1. Dagens situasjon år 2015. Ingen Egersund vindkraftverk eller storstilt utbygging av vindkraftverk i Sør Rogaland. Eksisterende 300 kV ledning Kjelland – Åna Sira overfører årlig 462 GWh.
2. Fremtidig situasjon uten Egersund vindkraftverk. År 2020. Vestre korridor er på plass. Lyse-Støleheia er på plass. Stor utbygging av vindkraftverk i Rogaland. Eksisterende 300 kV ledning Kjelland-Åna Sira overfører årlig 1000 GWh.
3. Samme case som 2, men inklusiv Egersund vindkraftverk og ny 132 kV ledning til Kjelland parallelt med 300 KV ledning Kjelland - Åna Sira.

6.1 Case 1. Dagen system uten Egersund vindkraftverk

Følgende gjennomsnittlig årsbelastning (år 2015) er lagt til grunn i analysen:

- Årlig energioverføring på 300 kV ledning Kjelland-Åna sira: 462 GWh/Ca. 102 A.

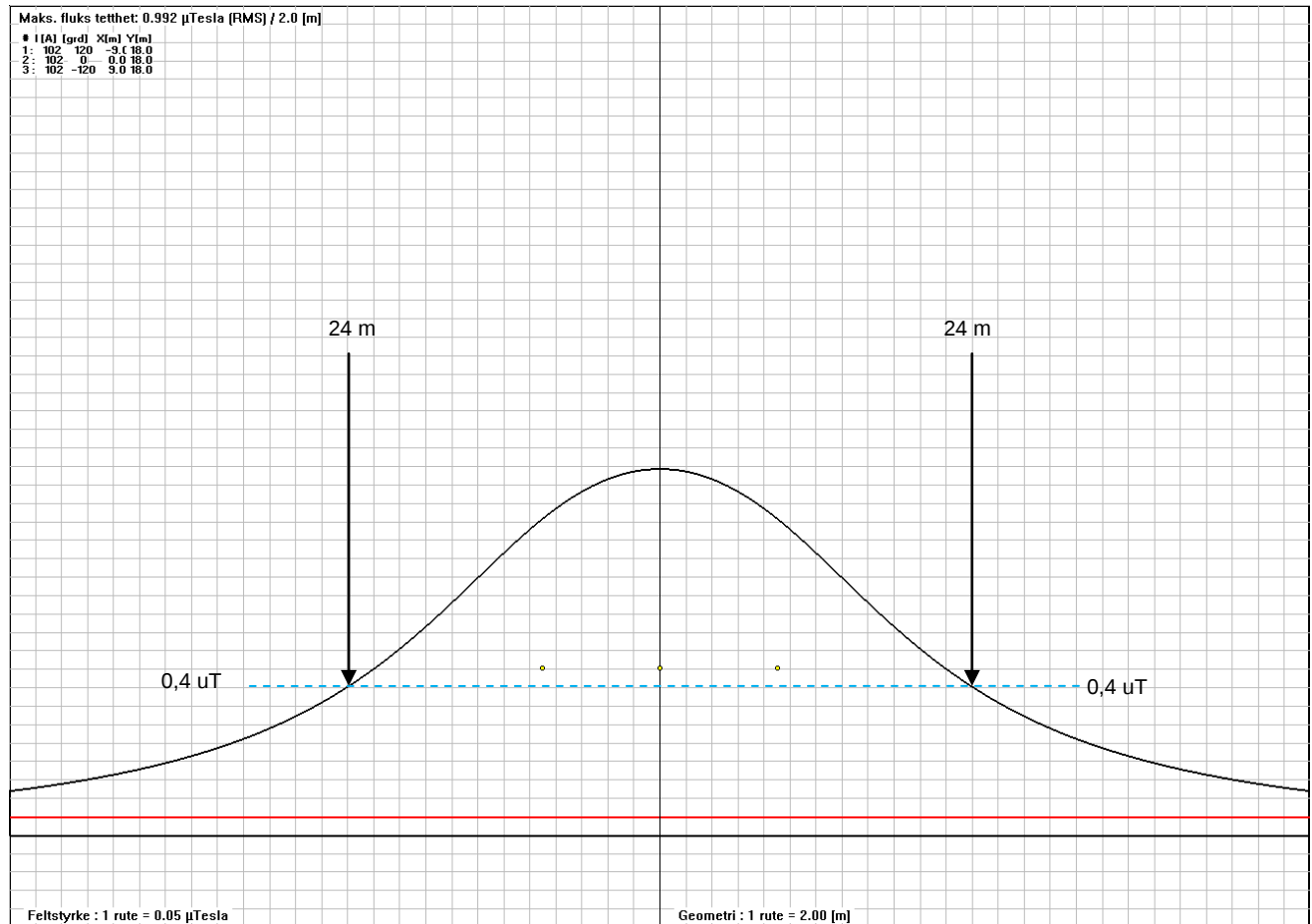


Fig. 12 . Analyse dagens situasjon. Magnetfeltgrense på 0,4 μ T går 24 m til hver side fra senter av dagens 300 kV ledning

Konklusjon: Grensen for magnetfelt høyere enn 0,4 μ T går 24 m til hver side fra senter av ledningen. Det er bare på strekningen langs Hornnesvatnet at dagens 300 kV ledning har noe som helst nærføring med eksisterende 300 kV ledning. Se fig. 13 for inntegnede grenser for magnetfelt > 0,4 μ T. Ingen boliger/hytter ligger da innenfor utredningsgrensen på 0,4 μ T

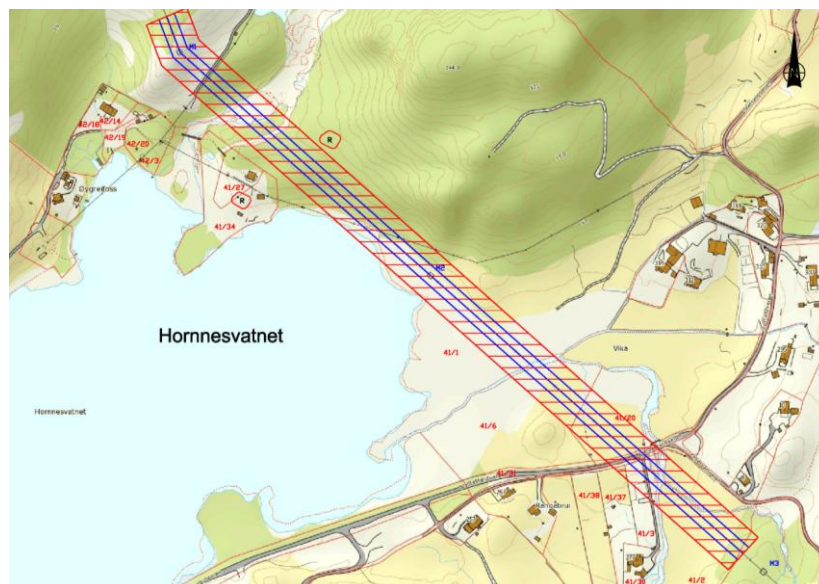


Fig. 13. Dagens 300 kV ledning. Skravert areal for magnetfelt > 0,4 μ T. Ingen boliger eller hytter ligger innenfor beltet.

6.2 Case 2. Fremtidig system uten Egersund Vindkraftverk

Følgende gjennomsnittlig årsbelastning (år 2020) er lagt til grunn i analysen:

- Årlig energioverføring på 300 kV ledning Kjelland-Åna sira: 1 000 GWh/Ca. 220 A.

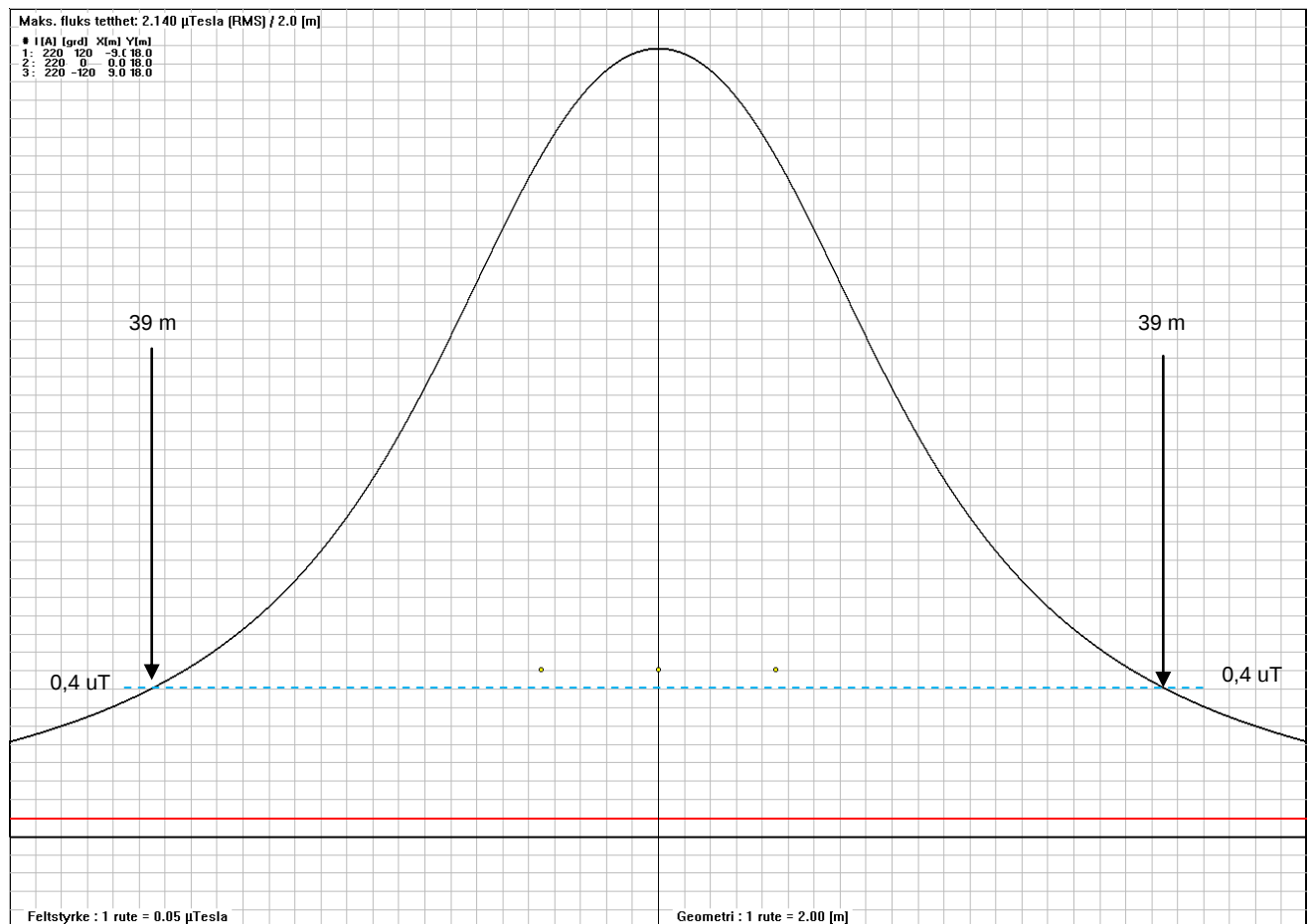


Fig. 14 . Analyse dagens situasjon. Magnetfeltgrense på 0,4 μ T går 39 m til hver side fra senter av dagens 300 kV ledning

Konklusjon: Grensen for magnetfelt høyere enn 0,4 μ T går 39 m til hver side fra senter av ledningen. Det er bare på strekningen langs Hornnesvatnet at dagens 300 kV ledning har noe som helst nærføring med eksisterende 300 kV ledning. Se fig. 15 for inntegnede grenser for magnetfelt > 0,4 μ T. Ingen boliger/hytter ligger da innenfor utredningsgrensen på 0,4 μ T

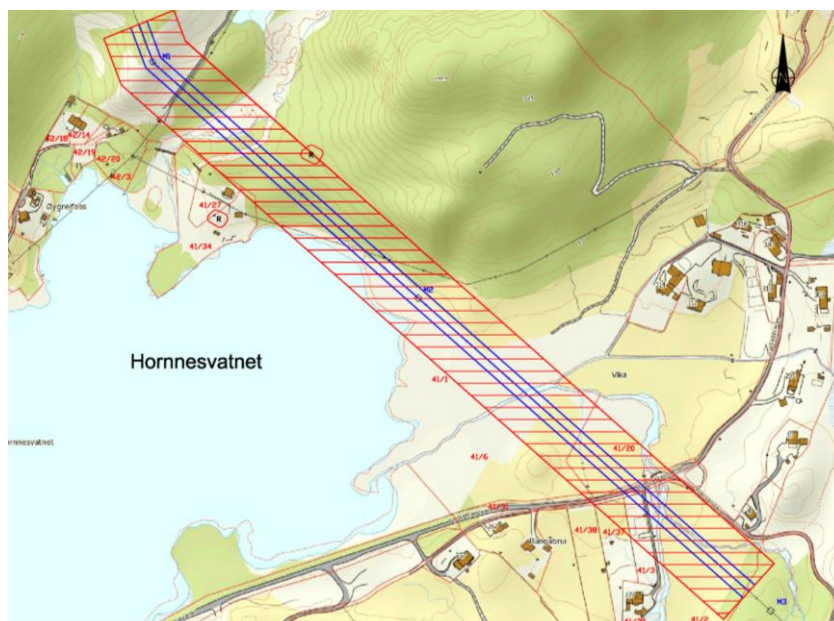


Fig. 15. Dagens 300 kV ledning. Skravert areal for magnetfelt >0,4 μ T.

Ingen boliger eller hytter ligger innenfor beltet.

6.3 Case 3. Fremtidig system med Egersund vindkraftverk

Følgende gjennomsnittlig årsbelastning (år 2020 ++) er lagt til grunn i analysen:

- Årlig energioverføring på 300 kV ledning Kjelland-Åna sira: 1 300 GWh/Ca. 285 A
 - Strømretning fra Kjelland til Åna Sira
- Årlig energioverføring på 132 kV ledning Egersund vindkraftverk-Kjelland: 350 GWh/Ca. 175 A
 - Strømretning fra vindkraftverk mot Kjelland.

NB. Beregningen forutsetter en overgang til 132 kV systemspenning i regionen og parallellføring av ny 132 kV ledning og eksisterende 300 kV ledning. Siden avstanden mellom de 2 kraftledningene vil variere på strekningen langs Hornnesvatnet, så er det gjennomført 3 analyser med varierende avstand og høyder:

- Analyse 1 – Ved m1. Horisontalavstand er ca. 28,5 m
- Analyse 2 – Ved m2. Horisontalavstand er 15 m.
- Analyse 3 – Ved m3, m4 og m5. Horisontalavstand er 18 m.

For alle analyser forutsettes det optimal faserekkefølge R, S og T, som gir det minst mulig utbredelse av magnetfelt.

Analyse 1, m1

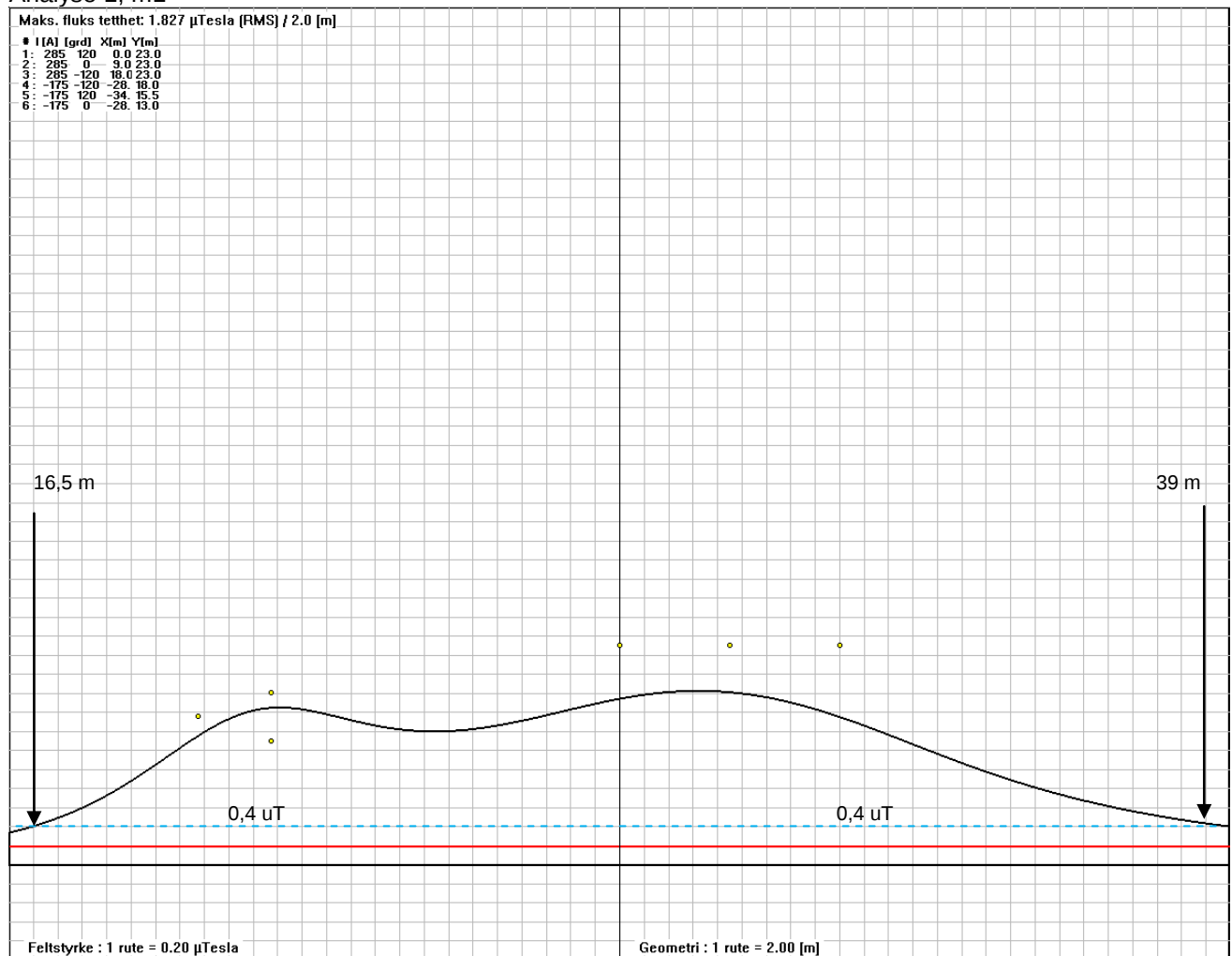


Fig. 16 . Analyse 1 fremtidig situasjon.

Analyse 2, m2

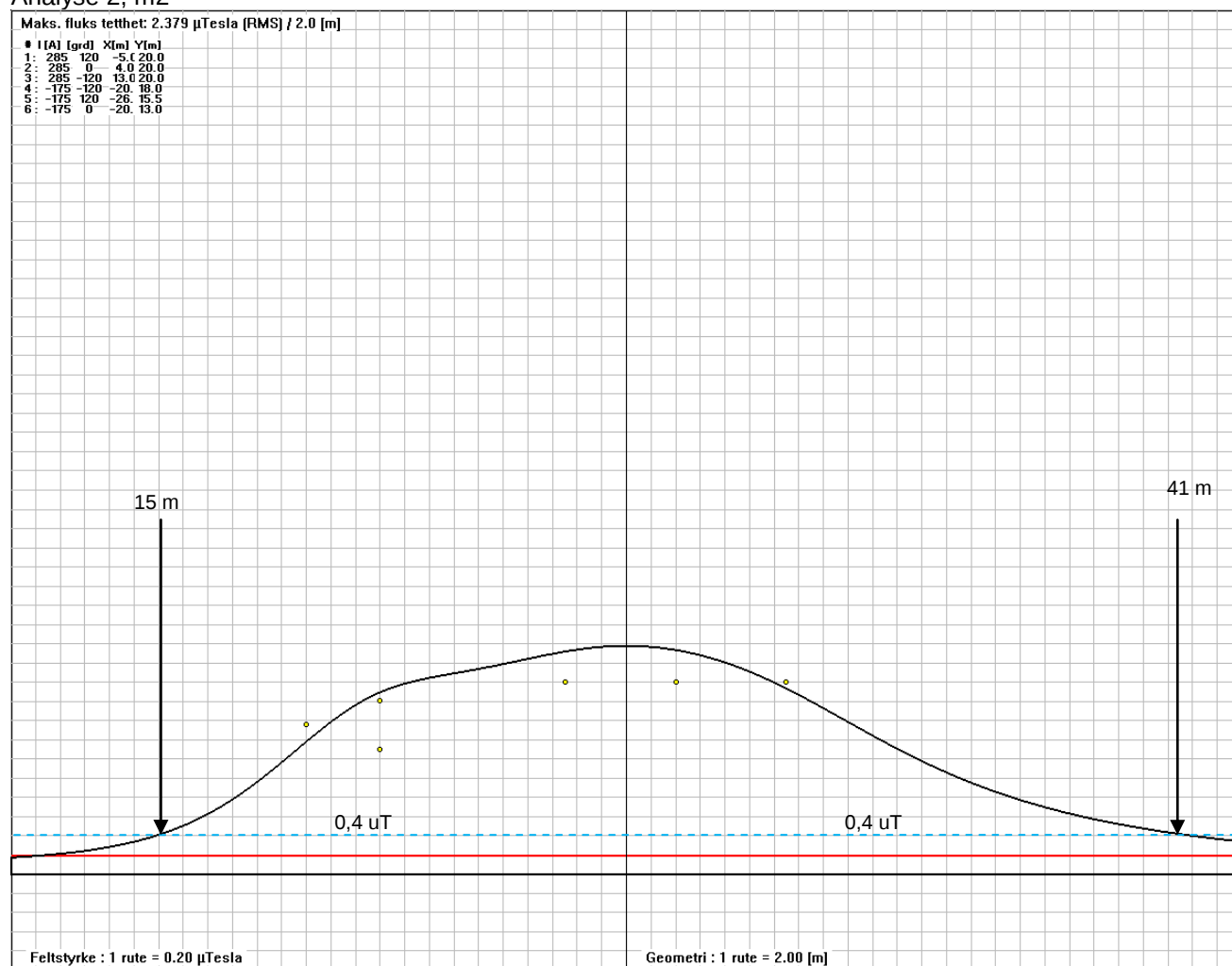


Fig. 17 . Analyse 2 fremtidig situasjon.

Analyse 3, m3, m4 og m5

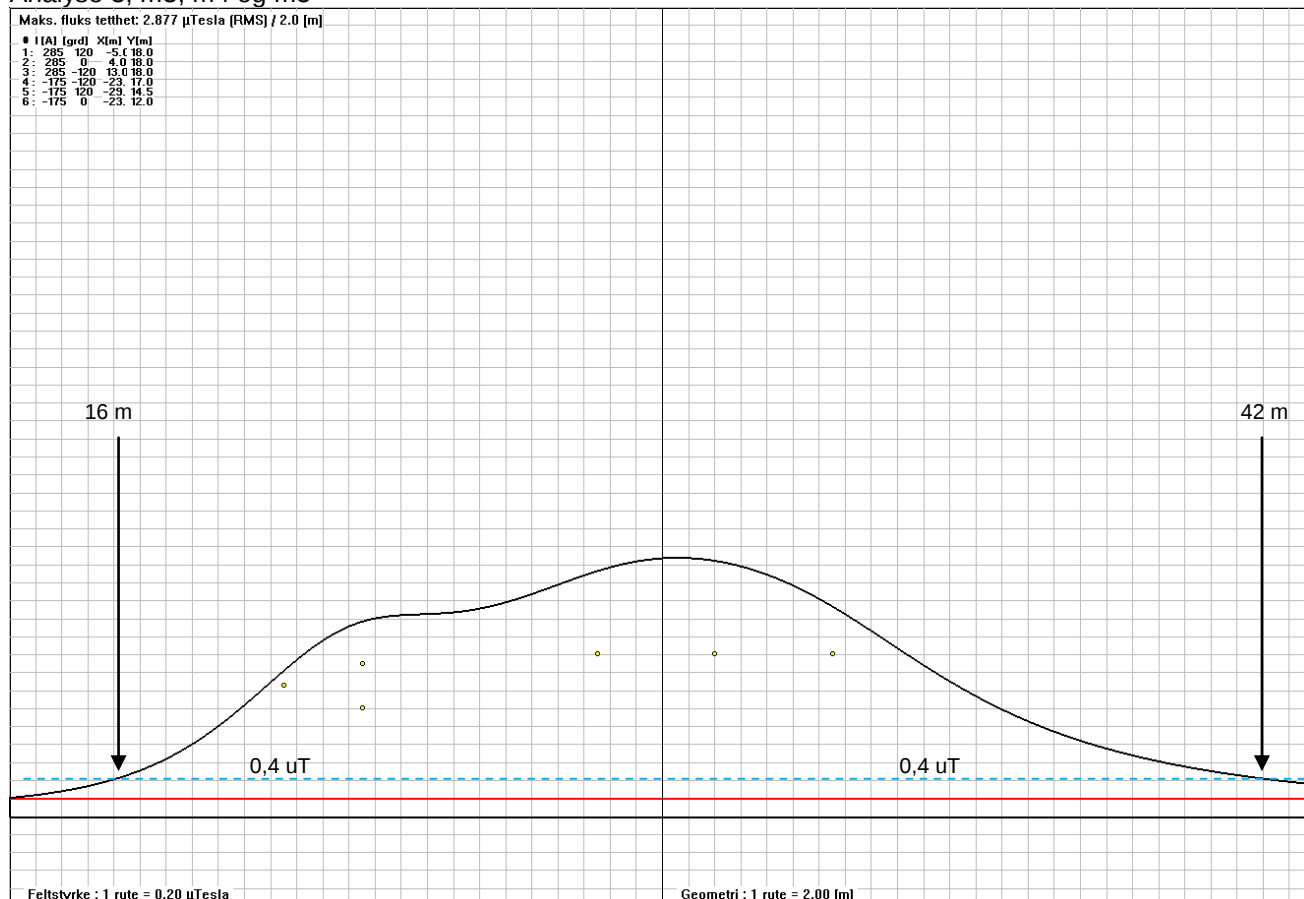


Fig. 18 . Analyse 3 fremtidig situasjon.

Resultater av analyse 1, 2 og 3.

Tab. 7 Horisontalavstand 132 kV mast-300 kV line/mast. Se også fig. 13,14 og 15

Analyse	Magnetfeltgrense 0,4 uT Avstand fra senter av 132 kV ledning	Magnetfeltgrense 0,4 uT Avstand fra senter av 132 kV ledning [m]
Analyse 1	Ca. 16,5 m	Ca. 39
Analyse 2	Ca. 15,0 m	Ca. 41
Analyse 3	Ca. 16,0 m	Ca. 42

Konklusjon. Grensen for magnetfelt på 0,4 μ T på nordsiden av 300 kV ledningen varierer mellom 39 og 42 m fra senter av ledningen. Ingen boliger eller hytter er plassert innenfor denne sonen. På sørsiden av ny 132 kV ledning til Egersund vindkraftverk vil grensen for magnetfelt på 0,4 μ T variere mellom 15 m og 16,5 m fra senter av ledningen. Sør for ny 132 kV ledning vil da én (1) hytte (bruk 41/27) komme innenfor denne sonen. Omtrent halvparten av hytta vil da i gjennomsnitt over året ligge innenfor utredningsgrensen men resten av hytta havner utenfor. Se fig. 19 og 20.

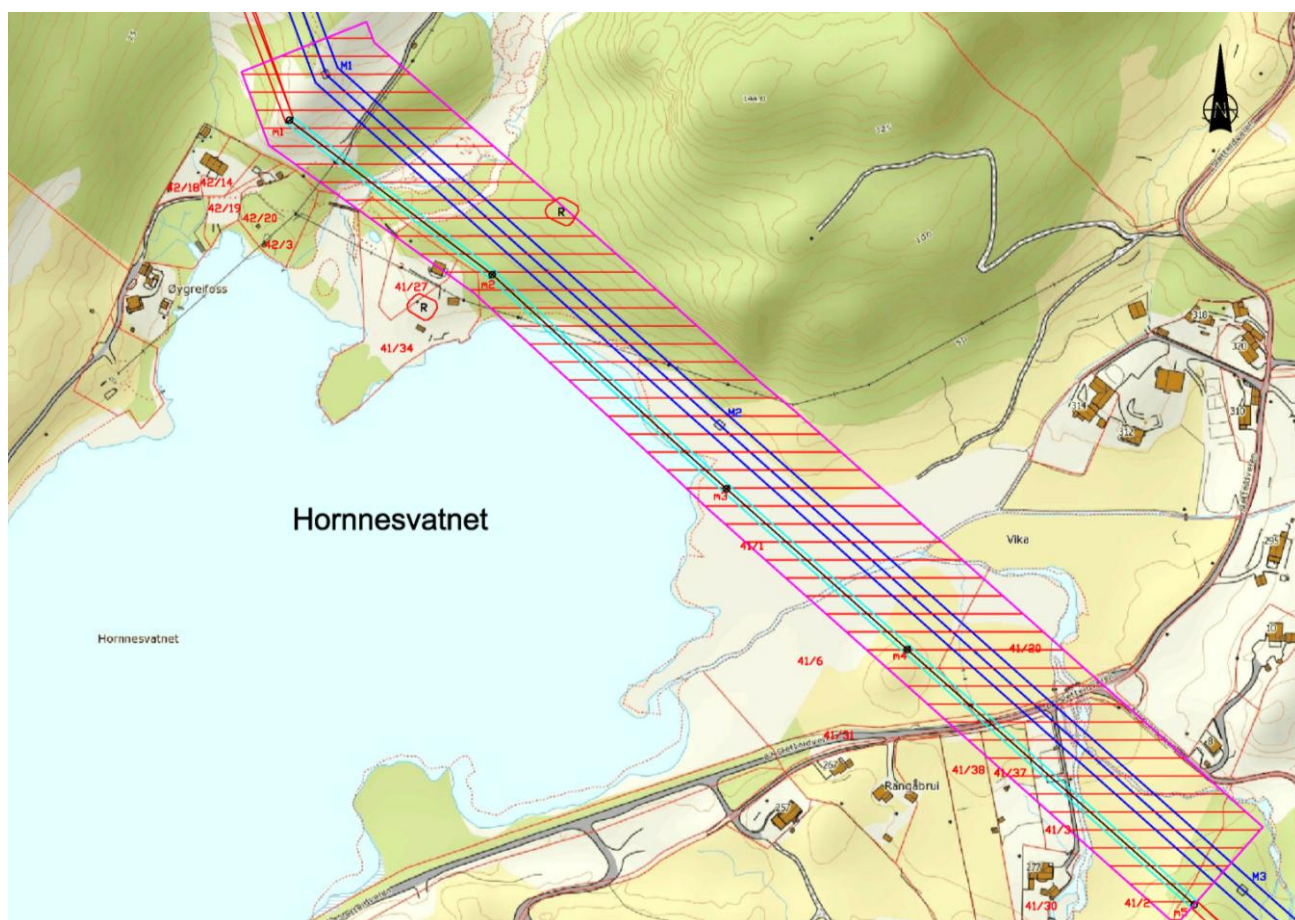


Fig. 19 Mulig fremtidig situasjon med mye innmating av vindkraftverk i Rogaland, samt etablering av Egersund vindkraftverk med 132 kV nettilknytning til Kjelland. Skravert areal er sone med magnetfelt vurdert til å være høyere enn utredningsgrensen på $0,4 \mu T$. Merk at hytte på bruk 41/27 kommer innenfor sonen.

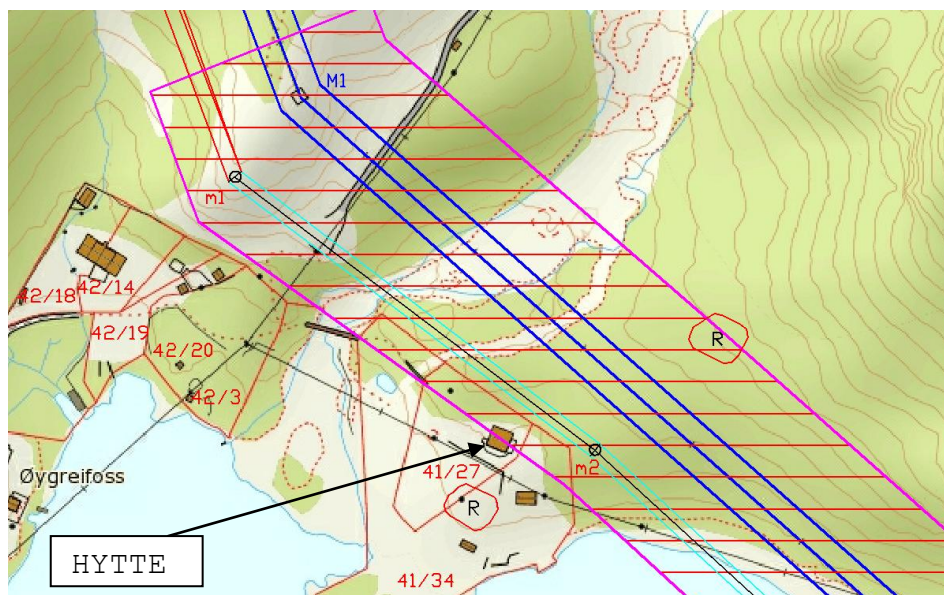


Fig. 20. Utsnitt mulig fremtidig konflikt med hytte på 41/27.

Skravert areal viser beregnet areal med magnetfelt $> 0,4 \mu T$.

6.4 Avbøtende tiltak/utredning magnetfelt over 0,4 μ T.

6.4.1 Info fra Statens strålevern og veileder til netteier basert på st. prp. 66:

Utredningsnivå for magnetfelt = 0,4 μ T

I Norge har vi definert et utredningsnivå for magnetfelt nær høyspentanlegg på 0,4 μ T (gjennomsnittsnivå gjennom året). Dette er ingen grenseverdi, heller ingen tiltaksgrense.

Ledningseier skal ved oppføring av nye høyspentanlegg utrede om magnetfeltet i nærliggende bygg kan bli høyere enn 0,4 μ T. Ved bygg menes her følgende:

- Boliger
- Skoler
- Barnehager

Alternative løsninger for å redusere felt skal i så fall vurderes.

Aktuelle tiltak for nye kraftledninger

Dersom magnetfeltet vil bli over 0,4 μ T, skal alternative løsninger eller tiltak vurderes opp mot kostnader og andre ulemper. Mulige tiltak ved nye bygg nær eksisterende høyspentanlegg hvis magnetfeltet i snitt over året er over 0,4 μ T:

- endre trasévalg for å øke avstand mellom ledning og bygg
- endre mastetype/mastehøyde eller flytte master
- legge jordkabel, noe som gir redusert magnetfelt, men som er svært kostbart

Regjeringens stortingspr. 66.

Ved vurdering av tiltak foreslår Regjeringen følgende generelle retningslinjer:

- Ved nyetablering av bygg, høyspentanlegg eller opprustning av slike anlegg bør en søke å unngå at bygg får magnetfelt over utredningsnivået på 0,4 μ T. Høyere eksponering kan aksepteres dersom konsekvensene ved feltreduserende tiltak blir urimelig store.

6.4.2 Aktuelle tiltak ved hytte på bruk 41/27:

Hytte på bruk 41/27 vil få et høyere magnetfelt enn utredningsgrensen på 0,4 μ T under følgende forutsetninger:

1. Det blir en storstilt utbygging av vindkraftverk i Rogaland.
2. Egersund vindkraftverk blir realisert med en årlig produksjon på ca. 350 GWh.

Aktuelle vurderte magnetfeltreduserende tiltak for hytte på bruk 41/27:

Tiltak	Beskrivelse	Kostnad	Aktuelt å gjennomføre ?
1. Flytte 132 kV ledningen.	Flytte ledningen på nedsiden av hytte vil ikke ha effekt. I tillegg vil ledningen da komme i front av hytten ned mot Hornnesvannet, noe som vil være visuelt skjemmende. Å flytte den nærmere 300 kV ledningen vil heller ikke være aktuelt da man er så nært som forskrifter og Lyse Sentralnett tillater.	-	NEI
2. Flytte ledningen på nordsiden av 300 KV ledningen ?	Medfører kryssing av 300 kV ledning 2 ganger, noe som Lyse Sentralnett ikke ønsker. I tillegg utløser dette ny konsesjonssøknad med mulig forsinkelse av prosjektet.	-	NEI
3. Endre linekonfigurasjon/ mastetype ?	Ikke aktuelt her. Den mastetype som er foreslått her gir det maksimale av hva man kan forvente av feltreduksjon her.	-	NEI
4. Kabling av 132 kV ledning	Hvis man skal kable så må man kable hele strekningen mellom m1 og m3, lengde ca. 430 m. Kabling medfører kryssing av elv og sprenging av grøft. Kostnad blir relativt høy her. Utløser også ny konsesjonssøknad med mulig forsinkelse av prosjektet. .	Ca. 2,8 - 3,0 mill kr	NEI

Konklusjon: Ved hytte på bruk 41/27, foreslås ingen ytterlige tiltak utover det at man bygger den nye 132 kV ledningen så nært man får tillatelse til av Lyse Sentralnett, samt at man bruker kompakt masteløsning med trekantoppheng. Videre presiseres det at avbøtende tiltak for magnetfelt normalt gjelder bolig, skoler og barnehager, ikke hytter. Videre bør det også bemerkes at magnetfeltet her, i fremtiden høyst sannsynlig vil bli vesentlig redusert, dersom det blir vedtatt ny 420 kV ledning mellom Kjelland og Åna Sira, noe som betyr at dagens 300 kV ledning blir fjernet.