

► Ny 66 kV Harpefoss - Ringebu

Søknad om konsesjon

Oppdragsnr.: 5184589 Dokumentnr.: KON-001 Versjon: E03 Dato: 2019-05-03



Oppdragsgiver: Gudbrandsdal Energi Nett AS
Oppdragsgivers kontaktperson: Arne-Ivar Myrvang
Rådgiver: Norconsult AS, Vikemyra 1, NO-6065 Ulsteinvik
Oppdragsleder: Vidar Brokstad
Fagansvarlig: Oline Kleppe
Andre nøkkelpersoner: Per Reidar Hagen

E03	2019-05-03	Endring tabell 2-1 og 2-2	olke	maskj	vb
E02	2019-02-21	For innsending NVE	olke	maskj	vb
B01	2019-01-08	For gjennomgang oppdragsgiver	olke		
Versjon	Dato	Beskrivelse	Utarbeidet	Fagkontrollert	Godkjent

Dette dokumentet er utarbeidet av Norconsult AS som del av det oppdraget som dokumentet omhandler. Opphavsretten tilhører Norconsult AS. Dokumentet må bare benyttes til det formål som oppdragsavtalen beskriver, og må ikke kopieres eller gjøres tilgjengelig på annen måte eller i større utstrekning enn formålet tilsier.

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)
v/Seksjon for nettkonsesjon

Ny 66 kV kraftledning Harpefossen – Ringebu: Søknad om konsesjon

Gudbrandsdal Energi Nett AS (GE Nett) søker om konsesjon etter Energiloven av 29.06.1990 § 3-1 om konsesjon til ny 66 kV forbindelse mellom Harpefoss kraftstasjon og Ringebu transformatorstasjon i følgende prioritert rekkefølge:

Prioritet 1 Alternativ 1

- Ca. 4,7 km jordkabel, tverrsnitt 3 x 1 x 1200 mm², mellom Harpefoss kraftstasjon og kabelendemast sør for Sør-Fron transformatorstasjon
- Ca. 15 km luftledning, FeAl 240, fra Sør-Fron transformatorstasjon – kabelendemast v/Ringebu transformatorstasjon
- Ca. 75 m jordkabel med tverrsnitt 3 x 1 x 1200 mm² fra kabelendemast til Ringebu transformatorstasjon, alternativt at luftledningen strekkes direkte inn på Ringebu transformatorstasjon

Prioritet 2 Alternativ 2 inkludert alternativ 2.1

- Ca. 2,5 km luftledning, FeAl 240, Harpefoss kraftstasjon – kabelendemast ved NSBs omformerstasjon
- Ca. 2,2 km jordkabel med tverrsnitt 3 x 1 x 1200 mm² fra kabelendemast ved NSBs omformerstasjon til kabelendemast sør for Sør-Fron transformatorstasjon
- Ca. 14,5 km luftledning, FeAl 240, Sør-Fron transformatorstasjon – kabelendemast v/Ringebu transformatorstasjon
- Ca. 75 m jordkabel med tverrsnitt 3 x 1 x 1200 mm² fra kabelendemast til Ringebu transformatorstasjon, alternativt at luftledningen strekkes direkte inn på Ringebu transformatorstasjon
- Alternativ 2.1 krysser Lågen fra Stromlia til Heringen til Børkøy

Prioritet 3 Alternativ 2 uten alternativ 2.1

- Som prioritet 2, men alternativ 2 krysser Lågen vest for Frya, og krysser Frya før kryssing til Børkøya

For alle omsøkte løsninger vil GE Nett søke å oppnå frivillige avtaler med grunneierne som blir påvirket av tiltaket. For de tilfeller frivillige avtaler ikke fører frem søker GE Nett i medhold av Oveigninslova om følgende:

- Etter §2, punkt 19 om tillatelse til ekspropriasjon av bruksrett for nødvendig grunn og rettigheter for å bygge og drive de elektriske anlegg og rettigheter for nødvendig ferdsel og transport i forbindelse med dette.
- Forhåndstiltredelse etter lovens §25, slik at arbeidene kan starte opp før eventuelt skjønn er fastsatt.

Vinstra 06-03-2019
Med vennlig hilsen

.....
Arne-Ivar Myrvang
Prosjektleder GE Nett AS

Innhold

1	Innledning	5
1.1	Presentasjon av tiltakshaver	5
1.2	Geografisk plassering	5
1.3	Gjeldende konsesjoner	5
1.4	Forarbeider	5
1.5	Tillatelser etter annet lovverk	5
1.6	Fremdriftsplan	6
2	Ny 66 kV Harpefossen – Ringebru	8
2.1	Begrunnelse	8
2.2	Teknisk løsning	8
2.3	Prioritering av alternativer	11
2.4	Vurderte, men ikke omsøkte alternativer	12
2.5	Systemløsning og samfunnsøkonomisk vurdering	13
2.6	Sikkerhet og beredskap	16
3	Virkninger for miljø, naturressurser og samfunn	19
3.1	Arealbruk	19
3.2	Elektromagnetiske felt	20
3.3	Støy	23
3.4	Friluftsliv og rekreasjon	23
3.5	Landskap	23
3.6	Kulturminner	24
3.7	Naturmangfold	24
3.8	Andre naturressurser (jord- og skogbruk)	25
3.9	Forurensing	26
4	Vedlegg	27

1 Innledning

1.1 Presentasjon av tiltakshaver

Gudbrandsdal Energi-konsernet består av morselskapet Gudbrandsdal Energi Holding AS og følgende heleide datterselskaper: Gudbrandsdal Energi Nett AS som står for distribusjon av elektrisk kraft i selskapets nettområde, Gudbrandsdal Energi Produksjon AS som produserer kraft i tre kraftverk og Gudbrandsdal Energi Fornybar AS som investerer i vindkraftprosjekter.

Konsernet har hovedkontor på Vinstra i Nord-Fron kommune.

Gudbrandsdal Energi Nett AS (GE Nett) har som formål å bygge, eie og drive anlegg for distribusjon av elektrisk energi og anlegg for bredbånd. Konsesjonsområdet for nettvirksomheten er kommunene Nord-Fron, Sør-Fron, Ringebu, Øyer og Sjøa-området i Sel. GE Nett eier og drifter 8 km 66 kV jordkabel og 76 km 66 kV luftledning. 132 kV anlegg inngår ikke i GE Netts regionalnett. Antall nettkunder er ca. 20 000 (2018). Selskapet er også involvert i utbygging av bredbåndsinfrastruktur i nettområdet.

Kontaktinformasjon til søker:

Navn:	Gudbrandsdal Energi Nett AS
Organisasjonsnummer:	916 319 908
Kontaktperson:	Arne-Ivar Myrvang
E-post:	amy@genett.no
Telefon:	982 95 288

1.2 Geografisk plassering

Tiltaket strekker seg fra Harpefossen kraftstasjon i Sør-Fron kommune til Ringebu transformatorstasjon i Ringebu kommune, i Gudbrandsdalen i Oppland fylke. Figur 1-1 viser geografisk plassering.

1.3 Gjeldende konsesjoner

Det går i dag en 66 kV forbindelse på denne strekningen, bygget i 1965. GE Netts anleggskonsesjon for hele regionalnettet og transformatorstasjoner ble oppdatert i forbindelse med selskapets konserndannelse i 2016. Referanse for gjeldende konsesjonen på den eksisterende ledningen er NVE saksnummer 201507052-3.

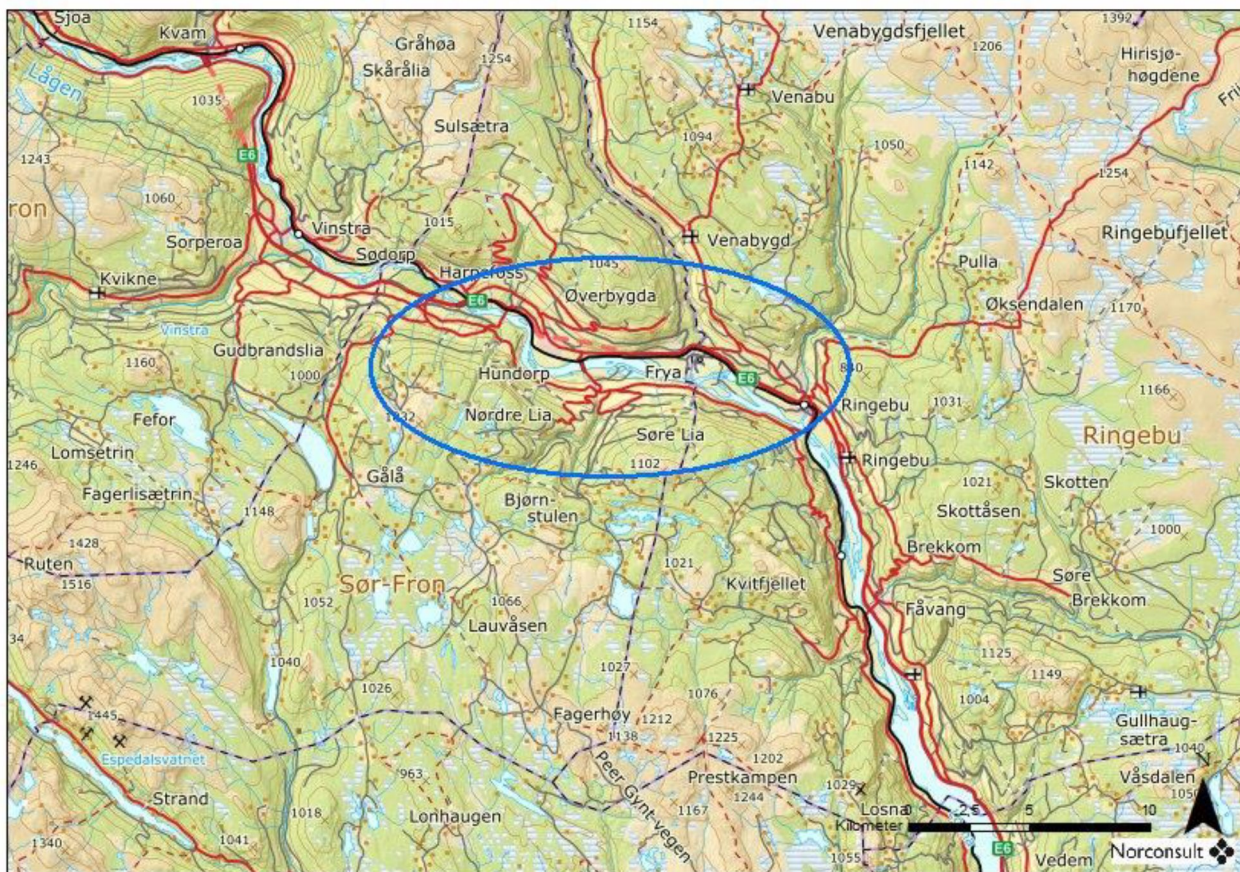
1.4 Forarbeider

Det er utarbeidet en forprosjektrapport som vurderer ulike løsninger og alternative traséer for fornyelse av 66 kV nettet på strekningen. I forprosjektrapporten ble de ulike løsningene vurdert for byggbarhet/teknisk løsning, miljøkonsekvenser og økonomi, og rapporten dannet beslutningsgrunnlag for videre arbeid med konsesjonssøknaden og prioritering av alternativer.

1.5 Tillatelser etter annet lovverk

1.5.1 Vegloven

Der ny kraftledning krysser offentlig vei vil det bli søkt om tillatelse til dette etter vegloven.



Figur 1-1 Tiltaksområdet er vist med blå ring.

1.5.2 Kulturminneloven

Oppland fylkeskommune må vurdere om det er behov for nærmere undersøkelser i henhold til undersøkelsesplikten i kulturminneloven § 9.

1.5.3 Forskrift om konsekvensutredning

Forskrift om konsekvensutredning stiller krav om melding og konsekvensutredning for kraftledninger med spenning på 132 kV eller høyere og en lengde på 15 km eller mer. Vurdering av konsekvenser for miljø og samfunn i dette prosjektet har blitt ivare tatt gjennom å vurdere konsekvensene ihht. NVE sin søknadsveileder, samt gjennom videre konsesjonsbehandling.

1.5.4 Forskrift om luftfartshinder

Et omsøkt spenn over Steinåa vil eventuelt bli merkepliktig etter Forskrift om rapportering, registrering og merking av luftfartshinder. Dette vil bli fulgt opp dersom det gis konsesjon til bygging av dette spennet.

1.6 Fremdriftsplan

Som følge av interne prioriteringer av byggeprosjekt hos GE Nett er det forventet at det vil bli byggestart på den omsøkte forbindelsen i 2021/2022. Det er forventet to års byggetid på ledningen.

Ny 66 kV Harpefoss - Ringebu

Søknad om konsesjon

Oppdragsnr.: 5184589 Dokumentnr.: KON-001 Versjon: E03



Tabell 1-1 Tentativ fremdriftsplan for planlegging og bygging av ny 66 kV forbindelse.

Aktivitet	Tidspunkt
Konsesjonsbehandling	Februar 2019 – Februar 2020
Detaljprosjektering	2020
Tilbudsinnhenting og kontraktinngåelse med entreprenør	2021
Oppstart bygging	Årsskiftet 2021/2022

2 Ny 66 kV Harpefossen – Ringebru

2.1 Begrunnelse

Eksisterende 66 kV forbindelse mellom Harpefoss kraftstasjon og Ringebru transformatorstasjon har lav overføringseffekt og skaper flaskehals i strømnettet.

Store deler av ledningen er bygget med FeAl 70 med strømføringssevne på ca. 470 A. Dette medfører problemer med å mate fra Harpefoss til Rybakken om vinteren. Dert er derfor nødvendig å øke strømføringssevnen til over 800 A med linjetverrsnitt 240 eller høyere.

Eksisterende linje ble bygget i 1965. Tilstandskontroll av linjen viser at den tekniske kvaliteten er dårlig, og linjen har kort restlevetid. Beregninger av nettap viser at det ikke er lønnsomt å beholde linjen med dagens tverrsnitt. Eksisterende trestolper tåler heller ikke en oppgradering til liner med høyere overføringskapasitet.

I Regional kraftsystemutredning for Hedemark og Oppland 2018 (Eidsiva 2018) er det lagt opp til å skifte ut dagens 66 kV ledning fra Harpefoss til Ringebru i perioden 2018-2023.

Det er gjort en samfunnsøkonomisk vurdering av om det kan være aktuelt å erstatte dagens ledning med en 132 kV ledning. Dette vil medføre så store investeringer i stasjoner og nettet for øvrig at dette ikke er vurdert som aktuelt. Det er derfor ønskelig å erstatte eksisterende 66 kV ledning med en ny 66 kV ledning på samme strekning.

En vurdering av systemløsning og samfunnsøkonomi for ulike alternativer er omtalt i avsnitt 2.5.

2.2 Teknisk løsning

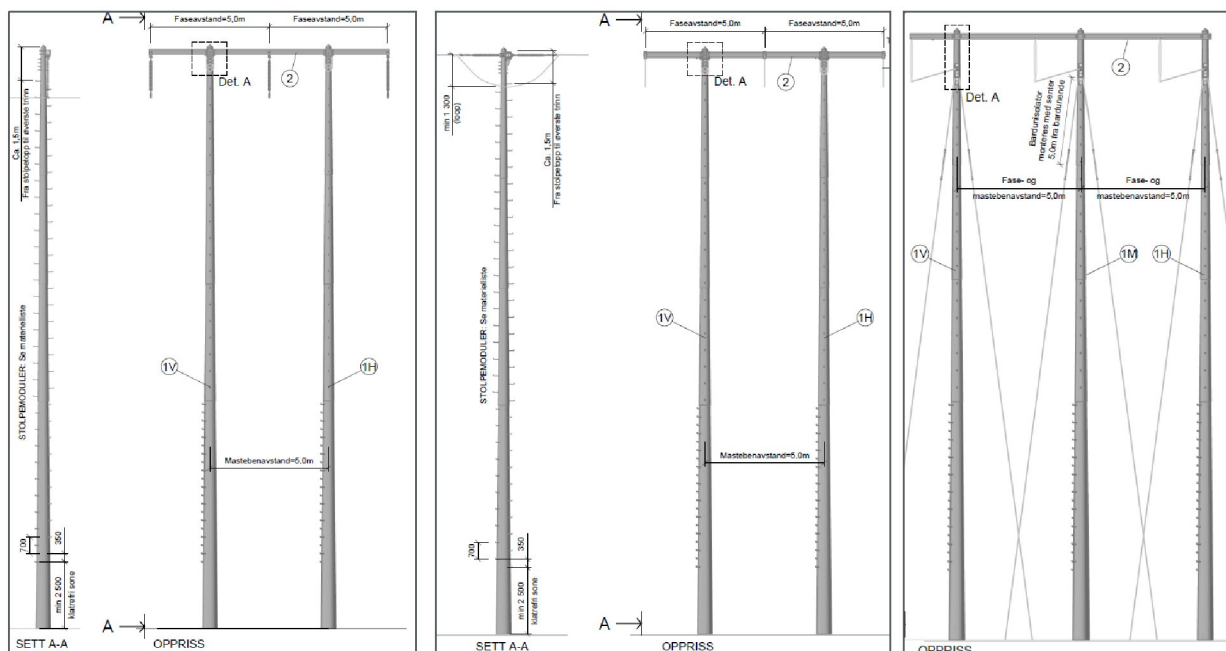
2.2.1 Spesifikasjoner

Ledningen omsøkes med følgende spesifikasjoner og forutsetninger:

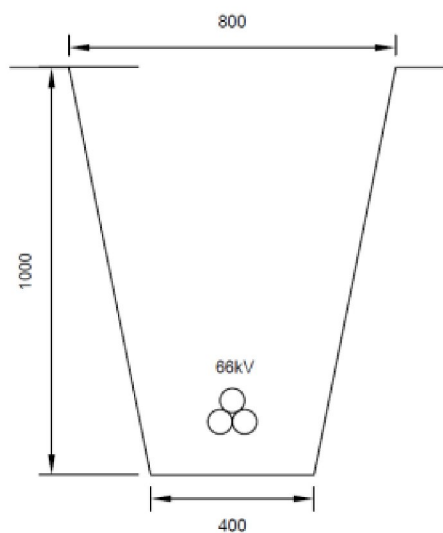
- H-master i kompositt og planoppheng med traverser i galvanisert stål eller aluminium og isolatorer i glass eller kompositt.
- Ved forankringsmaster, vinkelmaster eller på andre punkt med store krefter på mastene kan det bli aktuelt med A-master eller 3E-master. Kabelendemaster vil utføres som 3A-master, og kan måtte bygges som stålmaster.
- Faseavstand 3 m. Ved lengre spenn kan det bli aktuelt å øke faseavstanden til inntil 5 m.
- Mastehøyder vil normalt være 20 – 25 m
- Ledningen omsøkes med tverrsnitt FeAl 240, med overføringskapasitet på ca. 1000 A ved en linetemperatur på 80 °C.
- Det legges til grunn i søknaden at linjen bygges med underliggende OPGW, bortsett fra langs én kilometeren ut fra hver stasjon, der OPGW har funksjon som innføringsvern, og derfor monteres som toppline
- Rydde- og byggeforbudsbeltet for luftledningen vil bli på 26 m ved 3 m faseavstand, og ev. noe høyere i spenn med større faseavstand.
- Jordkabler vil ha tverrsnitt 3 x 1 x 1200 mm² og legges i trekantforlegning i en ca. 1 m dyp grøft.
- Restriksjonsbeltet for jordkabelen vil bli på 10 m.
- Eksisterende 66 kV Harpefossen – Ringebru rives når ny ledning er satt i drift

Det omsøkes to alternativet, hvorav alternativ 2 har ett underalternativ.

Alle alternativer er vist på oversiktskart i Vedlegg 1.1 og mer detaljerte kart i vedlegg 1.2.



Figur 2-1 Prinsippkisser av komposittmaster. H-master til venstre og i midten, med hhv. hengekjedder og avspenningskjedder, og bardunert 3E mast som benyttes til forankringsmast til høyre. Mastene vil være 20 – 25 m høye.



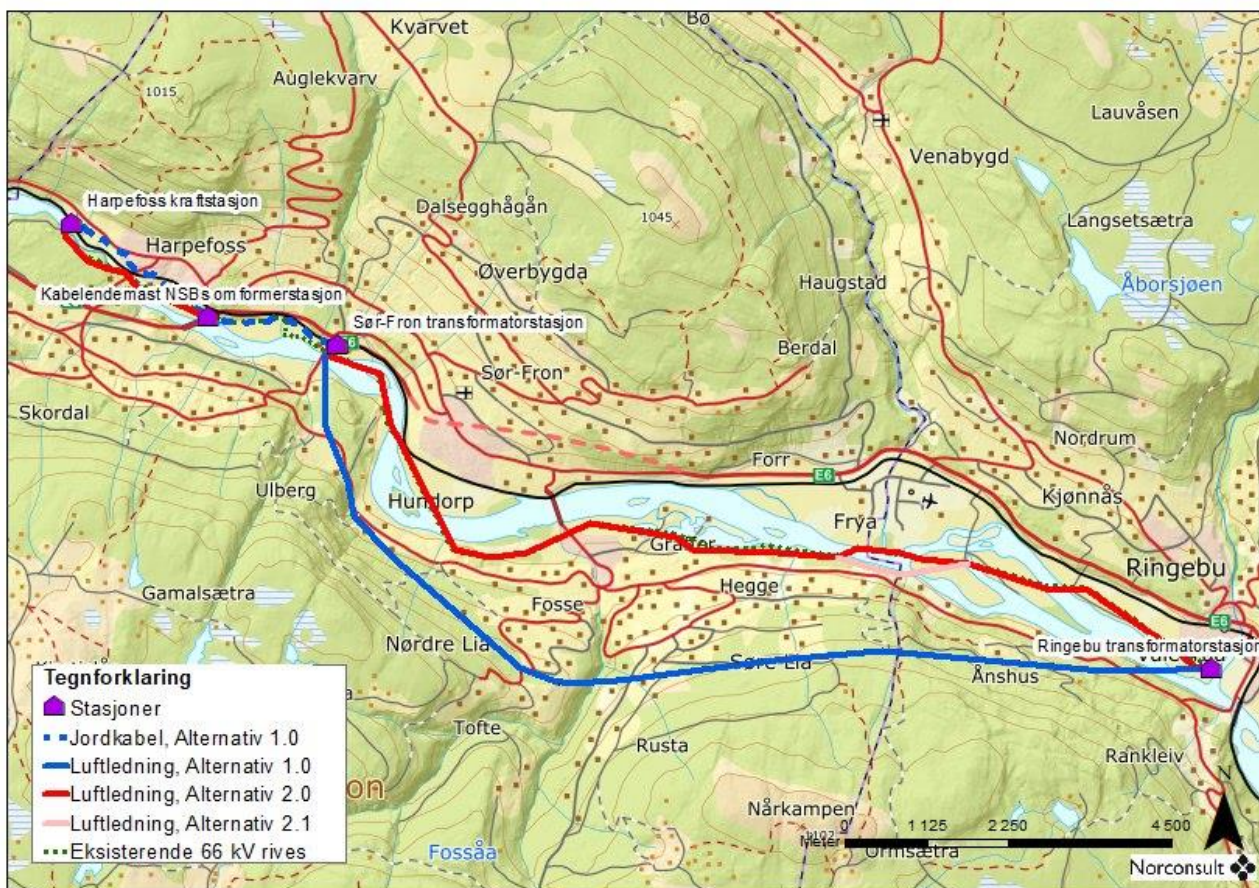
Figur 2-2 Prinsippskisse av kabelgrøft med 66 kV kabel.

2.2.2 Omsøkte alternativer

Alternativ 1

- Ca. 4,7 km jordkabel mellom Harpefoss kraftstasjon og kabelendemast sør for Sør-Fron transformatorstasjon.

- Ca. 15 km luftledning mellom Sør-Fron transformatorstasjon – og Ringebu transformatorstasjon.
- Innføring til Ringebu transformatorstasjon enten ved strekking av luftledning direkte inn på vegg i stasjonen, eller via kabelendemast, og ca. 75 m jordkabel mellom kabelendemast og transformatorstasjon.
- Alternativet åpner for at deler av 22 kV distribusjonsnettet ved Harpefoss kan kables (se vedlegg 1.2)



Figur 2-3 Oversiktskart som viser de omsøkte alternativene.

Jordkabeltraséen ut fra Harpefoss kraftstasjon er planlagt i eksisterende landbruksveg sør for Solbrå, og vil videre følge Sigurdvegen, krysse Gålåvegen og jernbanen før den går over landbruksområder sørøstover til avgreining mot NSBs omformerstasjon. Videre er det planlagt jordkabel langs trasé for eksisterende 66 kV kabel over landbruksområder frem til Sør-Fron transformatorstasjon og videre til kabelendemast ved Lågen sør for Sør-Fron transformatorstasjon. Herfra er det planlagt luftledning. Luftledningen vil krysse Gudbrandsdalslågen like øst for Breivegsbrua, gå vest for Ulbergshaugen og videre sørover via Sveipe. Ledningen går på skrå opp lia mot sørøst, i hovedsak i bakkant av bebyggelsen i Nørdre Lia, og vil krysse mellom Fossbrubakkane og Toftevegen før den går i spenn over Steinåa. I Søre Lia vil ledningen krysse nord for Øygarden og Kolobekken før den fortsette i hovedsak i bakkant av bebyggelsen og går østover og sør for gården Rydningen før den krysser Lågen like vest for Ringebu transformatorstasjon.

Alternativ 1 går stedvis i bratt og ulendt terreng, og vil medføre behov for anleggstraséer frem til hvert mastepunkt under bygging i tillegg til ferdsel i linjetraséen. Det vil i så stor grad som mulig benyttes allerede

eksisterende landbruksveier og skogbrukstraséer. For ferdsel i terrenget er det behov for traséer med en bredde på inntil 3 m. Terrenget vil tilbakeføres til dagens tilstand når anleggsarbeidene er ferdigstilt, men det er behov for å beholde kjørestert terreng langs traséene for fremtidig tilsyn og vedlikehold. Mulige adkomstveier for anleggsarbeid er vist i vedlegg 1.2.

Det er planlagt å benytte jorder langs Meierivegen på sørsiden av Lågen som rigg- og lagerområde. Området er vist på kart i vedlegg 1. Nødvendig riggområde vil være på ca. 30 daa.

Alternativ 2

- Går i hovedsak parallelt med og på sørsiden av eksisterende 66 kV Harpefoss – Ringebu
- Ca. 2,5 km luftledning mellom Harpefoss kraftstasjon – NSBs omformerstasjon
- Ca. 2,2 km jordkabel mellom NSBs omformerstasjon – kabelendemast sør for Sør-Fron transformatorstasjon (som for alternativ 1. Eksisterende forbindelse har kabelendemast før Sør-Fron transformatorstasjon)
- Ca. 14,5 km luftledning mellom Sør-Fron transformatorstasjon – Ringebu transformatorstasjon
- Innføring til Ringebu transformatorstasjon enten ved strekking av luftledning direkte inn på vegg i stasjonen, eller via kabelendemast, og ca. 75 m jordkabel mellom kabelendemast og transformatorstasjon.

Luftledningen krysser Lågen like øst for dam Harpefoss som eksisterende ledning. Den går videre på sørsiden av eksisterende ledning gjennom Hardvollsmorka før den krysser Lågen tre ganger, for å unngå bebyggelse, til nordsiden av Lågen. Videre går den parallelt med eksisterende ledning over jorder frem til avgreiningen til NSBs omformerstasjon, og videre i jordkabel til Sør-Fron transformatorstasjon og videre til kabelendemast sør for denne, som alternativ 1. Fra Sør-Fron går ledningen parallelt med, og krysser eksisterende 66 kV flere ganger. Traséen har tre kryssinger av Lågen fram til Isum, og går videre på sørsiden av Hundorp naturreservat, men går i sin helhet utenfor grensene til reservatet i motsetning til eksisterende 66 kV ledning. Ved Frya er det ytterligere tre kryssinger av Lågen, før ledningen hovedsakelig går over jorder frem til Ringebu transformatorstasjon.

Alternativ 2 går stort sett i flatt terreng gjennom landbruksområder. I tillegg til selve ledningstraséen vil det i anleggsperioden værere nødvendig med tilkomst langs en del private veier i området. Mulige adkomstveier for anleggsarbeid er vist i vedlegg 1.2.

Det er planlagt å benytte jorder langs Meierivegen på sørsiden av Lågen som rigg- og lagerområde. Området er vist på kart i vedlegg 1. Nødvendig riggområde vil være på ca. 30 daa.

Alternativ 2.1

- Underalternativ 2.1 gjelder for en kort strekning på ca. 2 km, og krysser Lågen ved Frya noe lenger øst enn hovedalternativet (alternativ 1) (se kartvedlegg og Figur 2-3).

Elva Frya, som har utløp til Lågen på nordsiden av Lågen, har stor massetransport som tidvis bygger seg opp i elveløpet og gir utfordringer i flomsituasjoner. GE Nett har erfart problemer med massetransport i elva for 22 kV nettet i området, og omsøker derfor også underalternativ 2.1 som krysser Lågen øst for Frya, og derfor unngår problemene med massetransport i Frya.

2.3 Prioritering av alternativer

GE Nett prioriterer alternativene i følgende rekkefølge:

Prioritet 1 Alternativ 1

Prioritet 2 Alternativ 2 inkludert alternativ 2.1

Prioritet 3 Alternativ 2 uten alternativ 2.1

Alternativ 2 går parallelt med, krysser over, og går delvis i samme trasé som eksisterende 66 kV ledning. Bygging av Alternativ 2 betinger derfor periodevis utkoblinger av eksisterende nett, noe som vil medføre en svekket forsyningssikkerhet i området. Ved utkoblet eksisterende ledning og samtidig utfall på 66kV linjen mellom Tretten og Rybakken er det ikke mulighet til å mate hele 22kV nettet som normalt mates fra Ringebru trafostasjon. På dagens ledning henger også en sentral fiberforbindelse gjennom Gudbrandsdalen. Ved bygging av alternativ 2 vil det være utfordrende å sikre stabil drift på denne fiberforbindelsen, og sikring av fiberforbindelsen vil medføre en usikkerhet for kostnader og fremdrift.

I tillegg medfører alternativ 2 en linjeføring langs Lågen som inkluderer svært mange kryssinger av Lågen som er et viktig hekke- og leveområde for fugl og vokseområde for viktige vanntilknyttede vegetasjonstyper. Det viktigste området for fugl og vegetasjon er i tilknytning til Hundorp naturreservat, men både oppstrøms og nedstrøms naturreservatet er det viktige områder for naturmangfold (se avsnitt 3.7). Ande- og vadefuglene som er tilknyttet reservatet er forholdsvis store fugler som er utsatt for kollisjon med kraftledninger. Både forstyrrelser i anleggsperioden og fare for kollisjoner i driftsperioden vil være uheldig for fuglelivet i området, og alternativet vil også medføre hogst i en del viktige naturtyper med flommarkskog. Alternativ 2 går også gjennom Hardvollsmarka som er et viktig friluftslivsområde. Ved bygging av alternativ 1 kan ledningstraséen gjennom Hardvollsmarka fjernes.

De flate områdene i tilknytning til Lågen er også i stor grad utsatt for flom. Store deler av dagens 66 kV forbindelse ligger i aktsomhetsområdet for flom. For søndre del av strekningen har NVE utarbeidet flomsonekart, og her kommer det frem at store deler av ledningen ligger innenfor utbredelse av 10-års flom, som en må forvente flere av i løpet av levetiden av en kraftledning. På flomsletter i stillestående vann er det ikke stor fare for skade på ledningen i flomsituasjoner, men i områder der vannet kan grave i fundamenter kan flomsituasjoner medføre skade på ledningen med påfølgende fare for utfall. Dette har ikke vært et stort problem ved drift av eksisterende 66 kV ledning, men med forventninger om en økning i hyppighet og omfang av flomsituasjoner ser GE Nett på dette som en ekstra risiko ved bygging av alternativ 2. Se ytterligere vurderinga v dette i avsnitt 2.6.1.

Alternativ 1 vil også legge til rette for kabling av deler av 22 kV nettet ved Harpefoss.

Det er mye hakkespett i området, noe som medfører forholdsvis høye vedlikeholdskostnader på eksisterende ledning. Det er derfor ønske om å bygge den nye ledningen i kompositt.

2.4 Vurderte, men ikke omsøkte alternativer

I forbindelse med forprosjektet ble det vurdert flere kabeltraséer mellom Harpefossen og NSB's omformerstasjon. Alle alternativene lå i stor grad langs eksisterende infrastruktur som vei eller jernbane. Alternativer som innebar bygging parallelt med jernbanen er utelatt fordi de medfører HMS utfordringer i byggefasen, og at det stedvis er en del trange passasjer langs jernbanen. Av alternativene langs vei er korteste, og dermed billigste, alternativ valgt å gå videre med.

I forprosjektrapporten ble det også vurdert flere underalternativer av alternativ 1 lenger nord i Nørdre Lia, og dermed mer sentral i bebyggelsen. Disse ble forkastet på grunn av større omfang av nærføring med eksisterende bebyggelse og større visuelle effekter for eksisterende bebyggelse.

Det ble også vurdert å bygge en løsning som er forberedt for 132 kV spenning, omtalt som alternativ 3 i de samfunnsøkonomiske analysene. En slik løsning vil innebære store økonomiske investeringer i

stasjonsanlegg og tilgrensende regionalnett og er derfor ikke vurdert som en aktuell løsning. Ytterligere vurderinger rundt dette er vist i avsnitt 2.5.

2.5 Systemløsning og samfunnsøkonomisk vurdering

2.5.1 Forutsetninger

I dette prosjektet er det ikke vurdert dublering av nettet, dvs. økt redundans, men bare en ren økning i overføringskapasitet. Dermed vil en vurdering av systemløsning kun omhandle optimalisering av nettap samt økonomisk optimalisering. Det er dermed utført en forenklet samfunnsøkonomisk betraktning som inkluderer investeringskostnad og nettap, men det er forutsatt at avbruddskostnadene blir like for alle alternativ. Endring i nettariff blir også tilnærmet lik for alle alternativ.

Det er sett på investeringskostnader, vedlikeholdskostnader og nettapskostnader. Avbruddskostnader antas å bli tilnærmet lik for alle alternativene siden det ikke er snakk om dublering av forbindelsen for noen av alternativene. Nåverdi for alle kostnadselementer er satt opp. Utgangspunkt er en full investering i 2022.

Analysen er utført for følgende alternativer:

Alternativ 0:

- Dagens 66 kV forbindelse på 19 km beholdes og reinvesteres med samme linetverrsnitt som i dag.

Alternativ 1:

- Ny 66 kV forbindelse oppgradert til FeAl 240 i ny trasé
 - Ca. 4,8 km jordkabel mellom Harpefoss kraftstasjon og Sør-Fron transformatorstasjon.
 - Ca. 15 km luftledning mellom Sør-Fron transformatorstasjon – og Ringebu transformatorstasjon.

Alternativ 2

- Ny 66 kV forbindelse oppgradert til FeAl 240 parallelt med dagens trasé
 - Ca. 2,6 km luftledning mellom Harpefoss kraftstasjon – NSBs omformerstasjon
 - Ca. 2,2 km jordkabel mellom NSBs omformerstasjon – Sør-Fron transformatorstasjon
 - Ca. 14,5 km luftledning mellom Sør-Fron transformatorstasjon – Ringebu transformatorstasjon
 - Underalternativ 2.1 krysser Lågen noe lenger øst før Ringebu transformatorstasjon (bare investeringskostnader)

Alternativ 3

- Ny 132 kV forbindelse med FeAl 120 parallelt med dagens trasé.
 - Ca. 2,6 km luftledning mellom Harpefoss kraftstasjon – NSBs omformerstasjon
 - Ca. 2,2 km jordkabel mellom NSBs omformerstasjon – Sør-Fron transformatorstasjon
 - Ca. 14,5 km luftledning mellom Sør-Fron transformatorstasjon – Ringebu transformatorstasjon

Alle analyser tar utgangspunkt i en årlig forbruksvekst på 1 % for perioden 2019 – 2043.

Nettapsanalysen legger til grunn et uttak på 66 kV fra Sør- Fron og Ringebu transformatorstasjoner.

Data for forventet høylast og lavlast er lagt til grunn i nettanalysen ved at det antas at 60% av året er høylast og 40 % er lavlast.

Harpefossen og Nedre Vinstra kraftverker er området sentralnettilknytning, og maksimalt effektuttak er ca. 135 MW.

2.5.2 Nettapskostnader

Samfunnsøkonomiske kostnader for tap er beregnet av SEfAS i "Planleggingsbok for kraftnett".

For beregning av tapskostnader er det tatt utgangspunkt i ekvivalente årskostnader for tap som angitt nedenfor.

$$k_{pekV} = k_p + k_{wekv} \cdot T_t$$

k_{pekV} ekvivalent årskostnad av tap, referert tapenes årsmaksimum [kr/kW, år]

k_p kostnad av maksimal effekttap [kr/kW, år]

k_{wekv} ekvivalent årskostnad for energitap [kr/kWh]

T_t brukstid for maksimaltap [h/år]

Med utgangspunkt i dagens prisnivå og en tapsbrukstid for energitap på 2400 timer/år, er ekvivalent årskostnad for tap for 66/132 kV luftledningsnett referert stadium 2018 beregnet til:

$$k_{pekV} = 529 \text{ kr/kW} + 0,45 \text{ kr/kWh} \cdot 2400 \text{ timer} = 1609 \text{ kr/kW}$$

2.5.3 Investeringskostnader

Prisene som er benyttet til kostnads kalkylene er hentet fra erfaringstall fra nylig gjennomførte prosjekter. I tillegg er det vurdert prosjektavhengige kostnadsparametere som transportforhold, klimatiske påkjenninger og bonitetsforhold. Kostnadene er oppgitt i 2018 kroner eksklusive moms. Kalkylene har på dette stadiet en usikkerhet på +/- 30 %. Kostnadene legger til grunn komposittmaster, linetverrsnitt FeAl 240 for alternativ 1 og 2 og luftledning til vegg ved Ringebu transformatorstasjon. For alternativ 3 er det lagt til grunn komposittmaster, linetverrsnitt FeAl 120 og luftledning til vegg ved Ringebu transformatorstasjon. For alternativ 2 og 3 som vil bygges parallelt med eksisterende 66 kV er det lagt til grunn en tilleggskostnad for drift av fibertilknytningen, som i dag henger på eksisterende 66 kV ledning, i anleggsfasen.

Tabell 2-1 Antatte investeringskostnader for vurderte alternativer. Antatte kostnader baseres på løsning med luftledning direkte inn på Ringebu transformatorstasjon.

Alternativ	Lengde (km)	Kostnad (mill.NOK)
Alternativ 0		
Luftledning Harpefoss – NSBs omformer	2,4	7,5
Jordkabel NSB – Sør-Fron	2,2	9,8
Luftledning Sør-Fron - Ringebu	15,9	49,6
Total		66,9
Alternativ 1		
Jordkabel Harpefoss – Sør-Fron	4,8	21,4
Luftledning Sør-Fron - Ringebu	14,9	58,0
Totalt		79,4
Alternativ 2		
Luftledning Harpefoss – NSBs omformer	2,5	9,4
Jordkabel NSBs omformer – Sør-Fron	2,2	9,8
Luftledning Sør-Fron - Ringebu	14,4	57,0

Tilleggs kostnad fiber anleggsperiode		3,7
Totalt		79,9
Alternativ 2, inkl. 2.1		
Totalt		81,0
Alternativ 3 (132 kV)		
Luftledning Harpefoss – NSBs omformer	2,5	7,5
Jordkabel NSBs omformer – Sør-Fron	2,2	10,8
Luftledning Sør-Fron - Ringebru	14,4	46,4
Tilleggs kostnad fiber anleggsperiode		3,7
Ombygging 3 stasjoner		90,0
Totalt		158,4

2.5.4 Samfunnsøkonomisk vurdering

Det er sett på en analyseperiode på 25 år, og det er tatt hensyn til restverdi ved anleggene etter utløpt analyseperiode. Totale diskonterte kostnader er beregnet, hensyn tatt til restverdier i slutten av analyseperioden. Det er benyttet en kalkulasjonsrente på 3 %. Beregningene er eksklusiv investeringsavgift og renter i byggetiden. I nåverdiberegningen er det satt en økonomisk levetid på 40 år på nettanleggene, og drifts og vedlikeholdskostnader er satt til 1,5 % årlig av investeringsverdi.

De økonomiske resultatene er oppsummert i Tabell 2-2.

Tabell 2-2 Investeringskostnader og fremtidige diskonterte kostnader for de vurderte alternativene.

Alternativ	Investeringskostnader (mill.kr)	Diskonterte kostnader investering og drift (mill.kr)
Alternativ 0	66,9	256,3
Alternativ 1	79,4	117,5
Alternativ 2	79,9	125,7
Alternativ 3	158,4	165,8

Alternativ 0 har lavest investeringskostnad, men på grunn av betydelige nettap kommer alternativet dårligst ut i den samfunnsøkonomiske vurderingen. Rent praktisk vil det være vanskelig å drifte ledningen med denne løsningen fordi kapasiteten blir for liten. Alternativet anbefales ikke.

Alternativ 3 kommer gunstigst ut angående nettap, men alternativet utløser betydelige investeringer i stasjonsanlegg og tilgrensende regionalnett i tillegg til ledningskostnaden. Investeringskostnaden som er oppført i Tabell 2-2 inkluderer en rund sum for investeringer i de tre stasjonene på strekningen, men ingen investeringer i det øvrige nettet. Investeringskostnaden for alternativ 3 er også usikker, og sannsynligvis for lav. På grunn av høye investeringskostnader i nettet for øvrig, og liten sannsynlighet for at nettet for øvrig bli oppgradert til 132 kV er det ikke valgt å gå videre med denne løsningen.

Det er forholdsvis liten forskjell på investeringskostnadene for alternativ 1 og 2. Usikkerhet med hensyn til de endelige byggekostnadene gjør at det er vanskelig å si noe absolutt om den samfunnsøkonomiske forskjellen på alternativene. Ut fra et samfunnsøkonomisk perspektiv kan både alternativ 1 og 2 anbefales.

2.6 Sikkerhet og beredskap

2.6.1 Flom

Store deler av eksisterende 66 kV kraftledning går gjennom NVEs aktsomhetsområder for flom. Aktsomhetsområdene for flom er utarbeidet på oversiktsnivå men indikerer hvor flomfaren bør vurderes næyere. Mellom Hundorp og Ringebu har NVE i tillegg utarbeidet flomsonekart som viser arealet som oversvømmes ved ulike flomstørrelser. Disse viser at store deler av ledningen går gjennom flomsoneområder ved 10 års flom, som det må påregnes flere av i løpet av levetiden til en kraftledning. Langs det meste av strekningen består de flomutsatte områdene av flomsletter der flompåvirkningen vil bestå av stillestående vann, og i mindre grad hurtigrennende vann som kan grave i fundamenter. GE Nett har ikke erfart at flom har vært en utfordring for eksisterende 66 kV ledning, bortsett fra ved Fryas utløp i Lågen der det har vært problemer med eksisterende 22 kV ledning der denne går parallelt med elva.

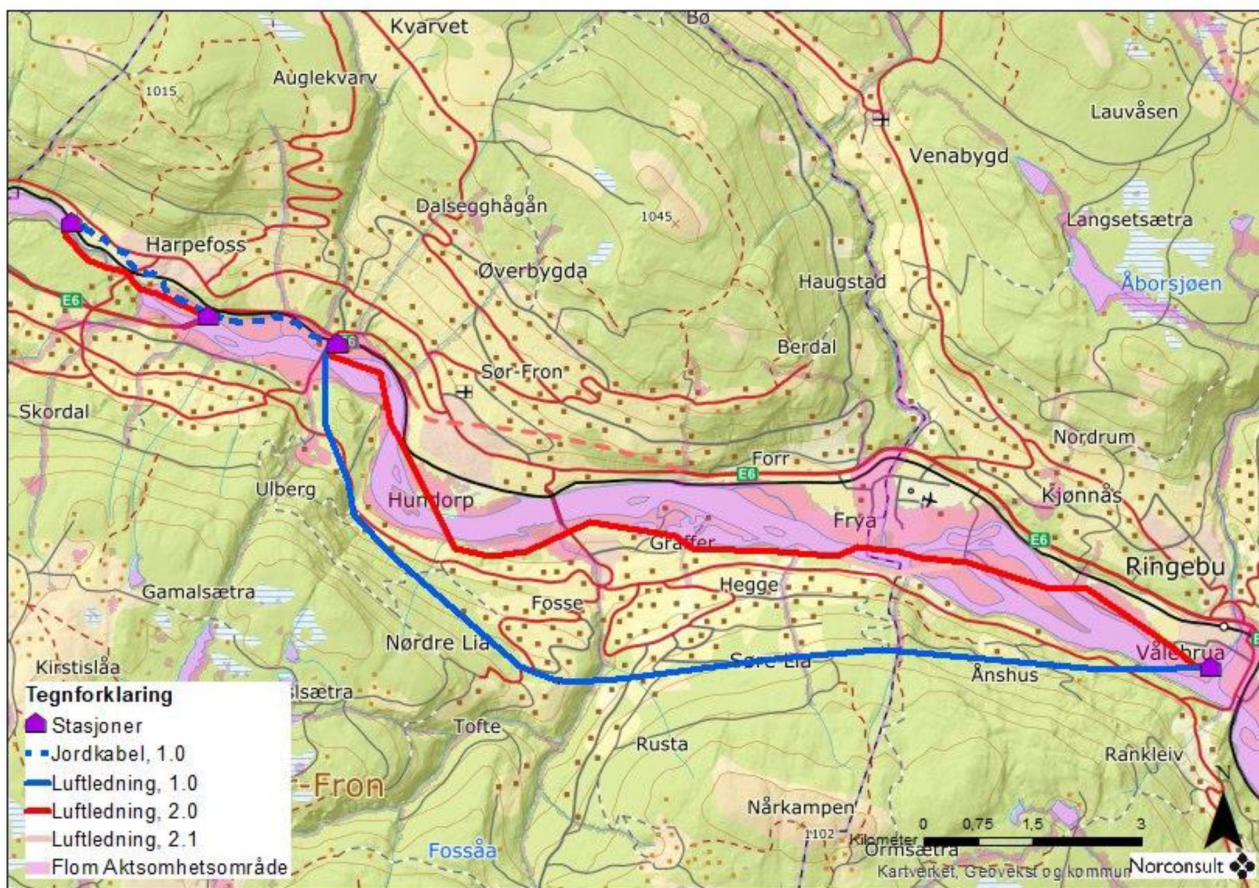


Figur 2-4 Deler av eksisterende 66 kV ledning ved en mindre flomsituasjon.

Alternativ 2 som i stor grad følger eksisterende trasé vil gå gjennom de samme aktsomhetsområdene for flom som eksisterende 66 kV. GE Nett har ikke erfart større problemer med drift av dagens 66 kV ledning som går gjennom flomsoneområdene, da flommer i dette området først og fremst tar form av stillestående vann som ikke graver i fundamenter og kabelgrøfter. Alternativ 2 utelukkes dermed ikke som følge av flomproblematikken i området, men med tanke på mulig økning i både hyppighet og størrelse på flommene anses flomforholdene som en uønsket risiko. Ved eventuell bygging av alternativ 2 vil det i så fall utføres konkrete vurderinger for spesielt utsatte mastepunkt, med forventning om behov for ekstra fundamenteringstiltak (kumringer e.l.) på enkelte punkt.

Ved eventuelle skader som følge av flom, eller ved utfall på ledningen som krever reparasjon i flomsituasjoner, kan tilkomst til ledningen medføre utfordringer ved bygging av alternativ 2.

Alternativ 1 går ikke gjennom aktsomhetsområder for flom bortsett fra på korte strekninger der ledningen krysser Lågen, og langs kabeltraséen vest for Sør-Fron. Jordkabler tar generelt ikke skade av å bli stående under vann. Kablene i seg selv blir heller ikke skadet om det skulle forekomme utvasking av omfyllingsmasser eller overdekningsmasser, men dersom disse massene blir vasket ut av vann med større vannhastighet, må kabelgrøften bygges opp igjen.



Figur 2-5 Alternativ 2 går i stor grad langs og gjennom aktsomhetsområde for flom. Kilde: NVEs aktsomhetskart.

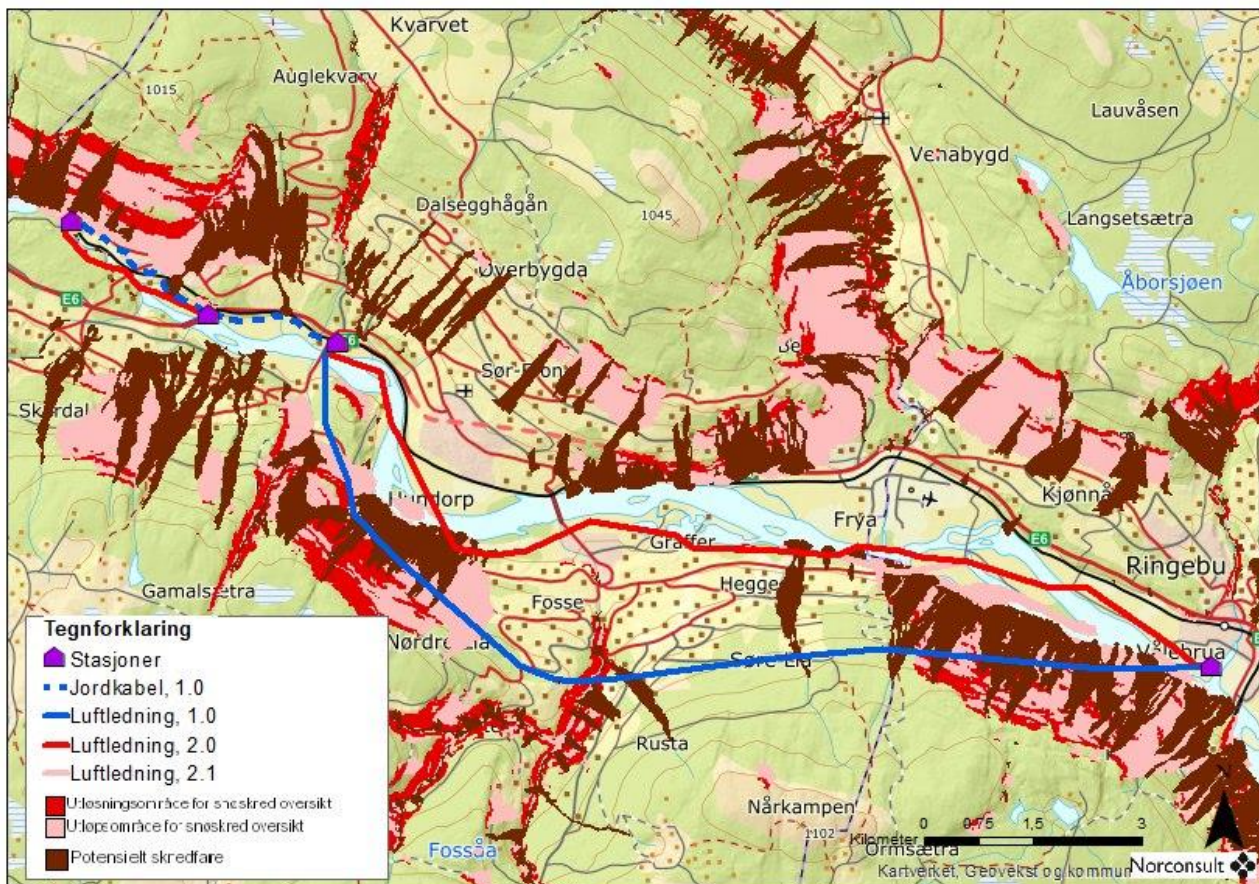
2.6.2 Skred og ras

Alternativ 2 går i svært liten grad gjennom aktsomhetsområder for snøskred på NVEs aktsomhetskart. Unntakene er en kort strekning på sørsiden av Lågen ved Hundorp, der traséen ligger innenfor utløpsområder for snøskred.

Alternativ 1 går i større grad gjennom utløpsområdet for snøskred og steinsprang på sørsiden av Lågen ved Hundorp, samt både utløsnings- og utløpsområder på sørsiden av Lågen ved Ånshus like vest for Ringebu.

NVEs aktsomhetsområder er kalkulert ut fra helning og sier lite om den reelle faren for snøskred og steinsprang i disse områdene. GE Nett kjenner ikke til snøskred- og steinspranghendelser i disse områdene, og tett og høy skog vil også redusere omfang av mindre hendelser.

Et mindre område langs en bekk ved Sveipe i alternativ 1 kan erfaringsvis være utsett for jord- og flomskred. Dette må hensyntas til ved detaljplanlegging av ledningen. Området er lite og mastepunkt kan plasseres slik at fareområdet unngås.



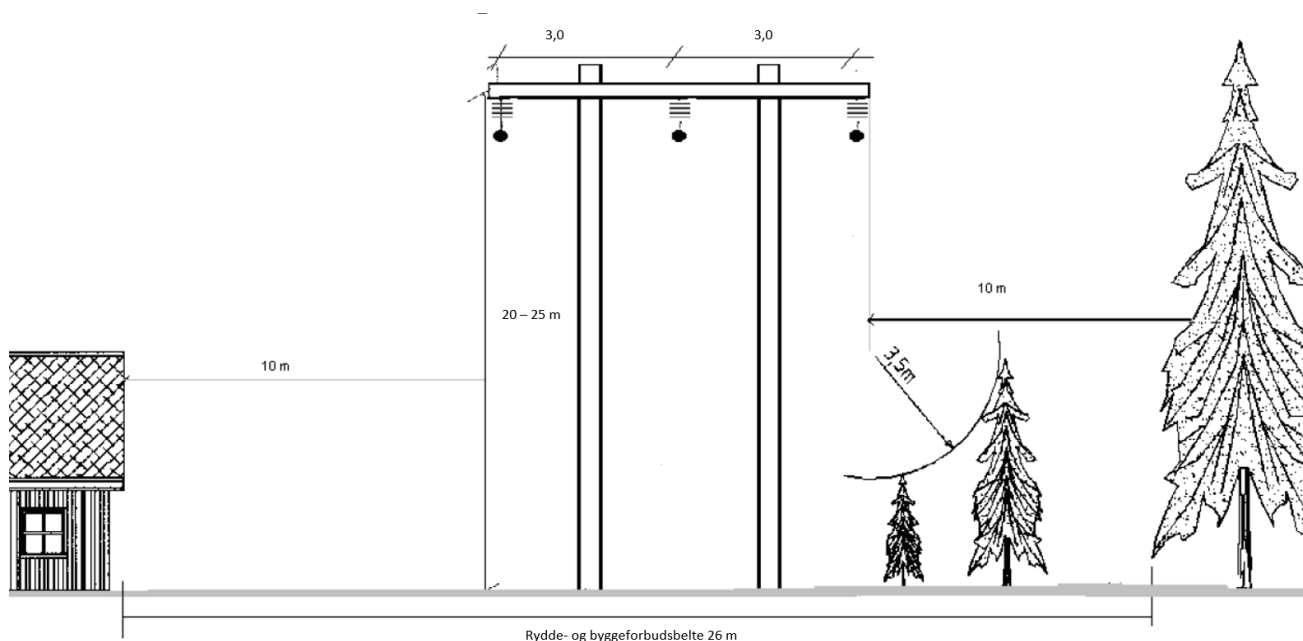
Figur 2-6 Røde og rosa områder viser aktsomhetsområder for hhv. utløsnings- og utløpsområder for snøskred. Brune områder viser aktsomhetsområder for jord- og flomskred. Aktsomhetsområde er teoretisk kalkulert og viser ikke nødvendigvis reelle fareområder. Kilde: NVEs aktsomhetskart.

3 Virkninger for miljø, naturressurser og samfunn

3.1 Arealbruk

Luftledningen vil medføre at et areal under ledningen og 10 m ut fra ytterfasene vil bli klausulert på en slik måte at det bl.a. ikke kan oppføres nye bygg eller benyttes til skogsdrift. Klausuleringsbeltet er likevel ikke til hinder for jordbruksdrift, beitebruk eller ferdsel, eller for driftsbygninger og andre bygg uten permanent opphold så lenge forskriftskravet på 5,2 m opprettholdes. Den omsøkte 66 kV ledningen medfører et klausuleringsbelte på til sammen 26 m, sammenlignet med klausuleringsbeltet på eksisterende ledning på 20 m.

Bredden på klausuleringsbeltet er illustrert i Figur 3-1 og arealbeslag som følge av klausulering og midlertidig arealbruk er vist i Tabell 3-1.



Figur 3-1 Kraftledningen vil medføre et rydde- og byggeforbudsbelte (klausuleringsbelte) på 26 m.

Tabell 3-1 Overslag over midlertidig og permanent arealbruk ved de ulike alternativene. I tillegg kommer bruk av anleggsveier og terrengtraséer.

	Alternativ 1 daa	Alternativ 2 daa
Luftledning - permanent klausulert areal (bredde 26 m)	437	464
Frigitt klausulert areal ved riving eksisterende 66 kV (bredde 18,4 m)	358	358
Rigg- og lager - midlertidig arealbruk anleggsfase	30	30

Behovet for rigg- og lagerområde i anleggsfasen vil være det samme for de to alternativene, og det er også samme område som er tenkt benyttet for begge alternativene. Nødvendige rettigheter til arealbruk, ferdsel og transport omfatter:

- Nødvendig terrengkjøring og landing med helikopter til bygging og drift av anleggene på alle eiendommer som er oppført på grunneierlista (vedlegg 4), herunder også nødvendig rydding av skog som hindrer slik kjøring eller landing.
- Bruk av eksisterende veier / kjørespor og plasser til bygging og drift av ledningene, som vist på kart (vedlegg 1), herunder også rett til nødvendige utbedringer.

Når det gjelder bruk av anleggsveier og terrengtraséer i byggefasen og til senere vedlikehold, vil alternativ 1 medføre mer omfattende bruk av eksisterende skogsveier og nyridding av anleggsveier, mens det for alternativ 2 i større grad vil være transport langs private veier, langsbruksveier og på dyrka mark.

Jordkabelen langs Alternativ 1 går over LNFR-areal, og areal for boligbebyggelse, veier og næringsbebyggelse i kommuneplanens arealdel. Luftledningen langs Alternativ 1 innenfor Sør-Fron kommune går i sin helhet gjennom LNFR-areal. I kommuneplanens arealdel for Ringebu går ledningen gjennom hensynssone for skredfare.

Alternativ 2 i Sør-Fron går stort sett gjennom LNRF-areal. Det går innom hensynsområder for kulturmiljø to ulike steder og områder som er detaljregulert i forbindelse med ny E6.

Ringebu kommune har vedtatt kommunedelplan for E6 som omfatter deler av innføringen til Ringebu transformatorstasjon for begge alternativene. Ny E6 i området har vært diskutert i flere tiår, og det er uklart om det er alternativet som er vedtatt gjennom kommunedelplanen som vil bli realisert. Pådirekte forespørsel har Statens vegvesen antydnet at et alternativ som ikke vil berøre Ringebu transformatorstasjon og innføringen til denne pr. i dag er mest aktuell. Vedtatt kommunedelplan for E6 er derfor ikke tillagt avgjørende vekt i planleggingen av dette prosjektet.

Vest for Fryas utløp i Lågen er det vedtatt reguleringsplan for fremtidig næringsutbygging. Det er også åpnet for utviding av eksisterende næringsareal på østsiden av Frya, like nord for eksisterende kraftledning. Det er under utarbeidelse en reguleringsplan for flomsikring og uttak av elvesedimenter for Fryas utløpssone med tilgrensende elvebanker.

3.2 Elektromagnetiske felt

Rundt alle elektriske anlegg i drift oppstår det lavfrekvente elektromagnetiske felt. Disse blir delt inn i magnetfelt og elektriske felt. Elektriske felt er avhengig av spenninga på anlegget og blir målt i volt per meter (V/m). Slike felt blir effektivt stoppa av metall, jord og bygningsdeler, og har dermed ikke vært knyttet til negative helseeffekter. Elektriske felt blir derfor ikke ytterligere omtalt her.

Magnetfelt oppstår når det går strøm gjennom en ledning og blir målt i mikrotesla (μT). Størrelsen på magnetfeltet er avhengig av strømstyrken gjennom ledningen eller anlegget, avstanden til anlegget og hvordan flere feltkilder virker sammen. Magnetfelt trenger gjennom vanlige byggematerialer og er vanskelig å skjerme.

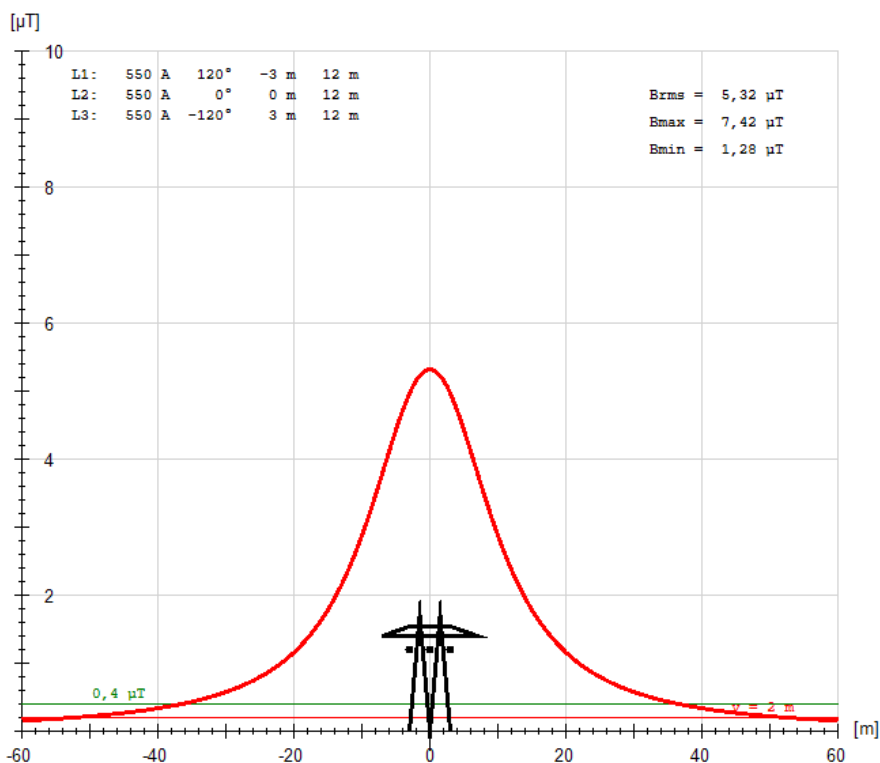
De helsemessige virkningene av magnetfelt har vært gjenstand for omfattende undersøkelser og forskning gjennom mange år. Det har vært gjennomført såkalte epidemiologiske undersøkelser, dvs. statistiske analyser hvor sykdomsregistre er koblet mot bosted nær kraftledninger eller spesiell yrkeseksponering. Sammenhenger som er funnet består hovedsakelig i registreringer av en mulig dobbelt risiko for utvikling av leukemi hos barn bosatt nær vekselstrøms kraftledninger og hos personer som er utsatt for yrkeseksponering. Analysene antyder en økning i risiko for barneleukemi når magnetfeltet er over 0,4

mikrotesla (μT). En dobling i leukemirisikoen innebærer en økning fra ca. 1:20 000 til 1:10 000 per år, og i Norge vil dette statistisk innebære ett ekstra tilfelle av leukemi hvert sjettede år blant barn som er utsatt for magnetfelt fra høyspentledninger. Dette vurderes som en meget lav risiko. Grenseverdien for eksponering til befolkningen er $100 \mu\text{T}$.

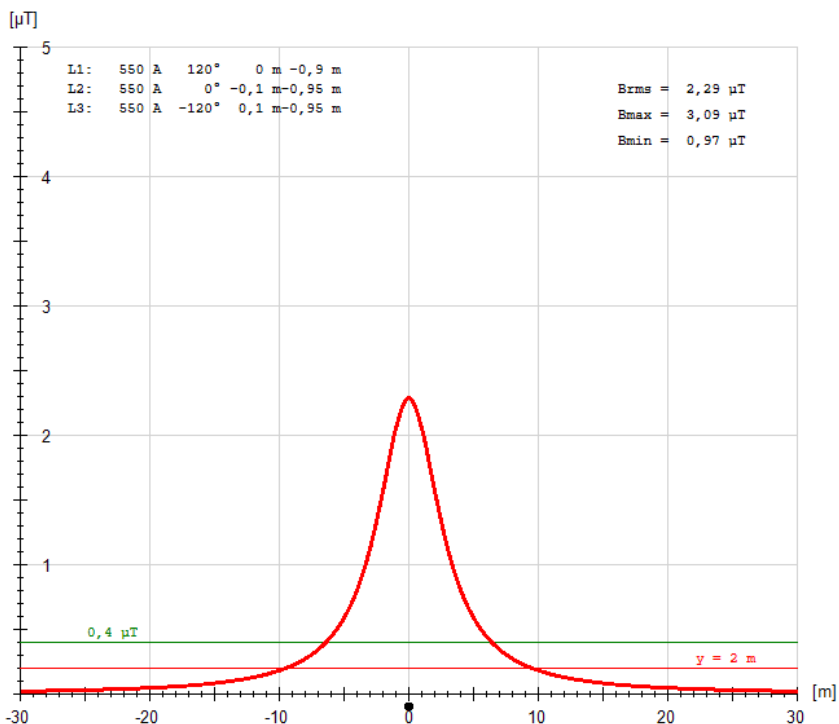
Temaet har på grunnlag av dette vært behandlet i en rekke offentlige utredninger. I Statens strålevern rapport fra 2005 «*Forvaltningsstrategi om magnetfelt og helse ved høyspentanlegg*» anbefaler ikke arbeidsgruppen innføring av nye grenseverdier. Denne anbefalingen samsvarer med vurderingen fra Verdens helseorganisasjon og andre land. Det anbefales imidlertid at nåværende praksis videreføres ved at man velger alternativer som gir lavest mulig magnetfelt når dette kan forsvares i forhold til merkostnader eller andre ulemper av betydning. Ved bygging av nye boliger eller nye høyspentanlegg, anbefales det å gjennomføre et vurdere tiltak som kan redusere magnetfeltet i bolighus med permanent opphold innenfor en magnetfeltstyrke på $0,4 \text{ microtesla}$. Det blir bare stilt krav om tiltak der disse enkelt kan gjennomføres med små kostnader, og det er ikke et generelt forbud mot bolighus innenfor denne grensen.

Luftledninger og jordkabler har ulik utbredelse av magnetfelt, der kabler har større styrke på magnetfeltet rett over kablene, enn tilsvarende rett under en luftledning, men feltet avtar raskere ut til sidene ved jordkabler enn ved luftledninger.

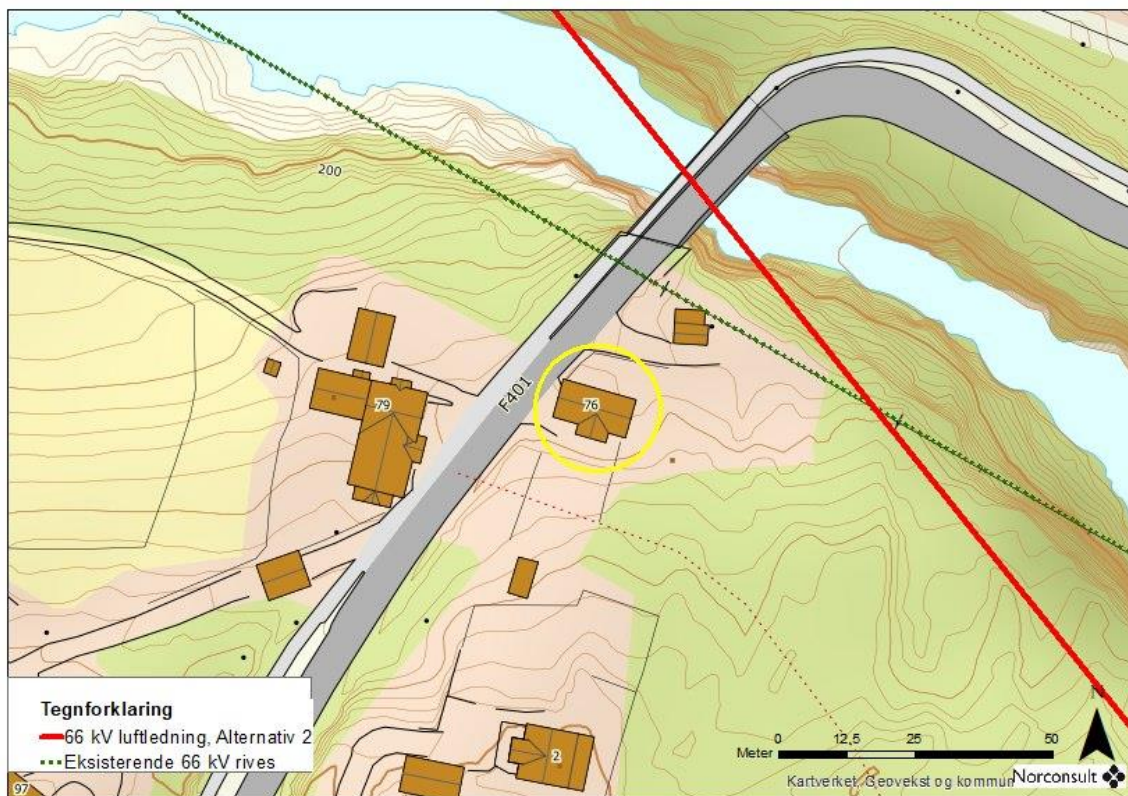
Størrelsen på magnetfeltet er også avhengig av hvor mye strøm som føres gjennom ledningene. I de gjennomførte beregningene er det tatt utgangspunkt i en tunglastsituasjon som gir et «worst-case» scenario, og figurene som viser magnetfeltet representerer dermed ikke en gjennomsnittssituasjon over året.



Figur 3-2 Utredningsgrensen på $0,4 \mu\text{T}$ ligger 35 m ut fra senter luftledningen.



Figur 3-3 Utredningsgrensen på 0,4 µT ligger 6 m ut fra senter jordkabel.



Figur 3-4 Det fraflyttede bolighuset som ligger innenfor utredningsgrensen på 0,4 µT er avmerket med gul sirkel.

En bygning som er registrert som bolighus kommer innenfor denne utredningsgrensen. Dette gjelder et fraflyttet bolighus like øst for Fv401 og sør for brua over Lågen like nedstrøms Harpefossen. Luftledningen i alternativ 2 ligger 33m fra nærmeste hushjørne. Dette er en noe større avstand i forhold til dagen situasjon der ledningen på det nærmeste ligger 20 m fra huset. I dette området fraviker også alternativ 2 noe fra parallelføring med eksisterende 66 kV for å unngå nærføring med bolighus på nordsiden av Lågen, samt for å kunne øke avstand mellom bolighus og ledning i forhold til dagens situasjon.

3.3 Støy

Større kraftledninger og transformatorstasjoner medfører en viss form for støy, men for kraftledninger er det normalt bare 300 kV og 420 kV ledninger som produserer hørbar støy (Miljødirektoratet T-1442/2016). Det er dermed ikke ventet hørbar støy fra den omsøkte ledningen.

3.4 Friluftsliv og rekreasjon

Fagtemaet er vurdert i rapport om konsekvensvurdering i vedlegg 2. I dette avsnittet står et sammendrag av vurderingene som er gjort.

De viktigste områdene og aktivitetene for friluftsliv i tiltaksområdet er følgende:

- Hardvollsmorka for fotturer, familieturer, bærplukking, løping, orientering og skigåing
- Fotturer langs stier i dalsidene og til høyereliggende utsiktspunkt på lokale topper
- Stier og mindre veier i kulturlandskapet i dalbunnen
- Fiske i Lågen
- Bading i Lågen med tilhørende evjer og viker

Alternativ 1 vil fjerne eksisterende luftledning gjennom Hardvollsmorka uten at denne vil bli erstattet med tilsvarende luftledning. Dette vil være positivt for de som ønsker minst mulig teknisk inngrep i dette friluftsområde. Alternativet vil også fjerne eksisterende ledning langs Lågen der denne påvirker opplevelsen for de som går, sykler, bader, fisker eller driver med andre friluftslivsaktiviteter i området. Alternativ 1 vil krysse over merkede turstier på begge sider av Steinåa, og fra turområder på nordsiden av Lågen vil alternativ 1 bli synlig på grunn av hogstbeltet, selv om dette vil bli på noe avstand. Selv om det er positivt å få ledningen bort fra Hardvollsmorka er det vurdert som samlet sett negativt at ledningen fjernes fra samlokalisering med andre tekniske inngrep og ut til områder med færre eksisterende inngrep, og alternativet er vurdert å få noe negative virkninger for fagtemaet (konsekvensgrad -).

Både alternativ 2 og 2.1 er vurdert å ha uendrede virkninger for friluftsliv og rekreasjon sammenlignet med dagens situasjon (konsekvensgrad 0).

3.5 Landskap

Fagtemaet er vurdert i rapport om konsekvensvurdering i vedlegg 2. I dette avsnittet står et sammendrag av vurderingene som er gjort.

Tiltaksområdet ligger i et dalføre med bred dalbunn der Gudbrandsdalslågen på det meste av strekningen slynger seg mellom flomsletter og dyrkamark. Dalsidene består av en mosaikk av gårdstun med innmark og skog. Den solvendte nordsida av Lågen har mest bebyggelse, mens det i den søndre dalsida er mer skog.

I den nordlige delen av tiltaksområdet medfører alternativ 1 kabling av kraftledningen mellom Harpefoss og Sør-Fron transformatorstasjon, noe som medfører at ledningen gjennom skogsområdet ved Hardvollsmorka og kryssingene over juvet ved Harpefossen kan saneres uten at den erstattes av en tilsvarende luftledning.

Sør for Sør-Fron transformatorstasjon medfører alternativ 1 en ny kraftledning gjennom et område uten tilsvarende kraftledninger i dag. Noen få gårder får et nytt teknisk inngrep nær bebyggelsen der området i dag er dominert av kulturlandskap eller skog. Gjennom Nørre og Søre Lia vil ledningen medføre et ryddebelte i skogområder som vil bli synlig på lengere avstander. Hogstfelt vil dempe virkningen av ryddebeltet.

Alternativ 1 medfører også riving av eksisterende ledning langs Lågen, slik at gårder og bebyggelse som har hatt eksisterende 66 kV ledning over jorder og forbi gårdstun i over 50 år nå slipper dette.

Totalt sett følger alternativ 1 dalsida og dermed de store landskapsformene på en god måte, mens dagens ledning krysser Lågen som utgjør et viktig landskapselement hele ni ganger. Samlet sett er det vurdert at alternativ 1 har en noe positiv virkning sammenlignet med dagens situasjon (konsekvensgrad +).

I et landskapsperspektiv vil alternativ 2 ikke medføre noen vesentlige endringer i forhold til dagens situasjon, bortsett fra på den korte strekningen som går fra luftledning til jordkabel der situasjonen visuelt sett vil bli bedret, da jordkabler ikke har noen visuell konsekvens i driftsfasen. For enkelte bolighus, hager eller tun der dagens ledning går tett på, kan parallelføringen medføre enten en noe større eller noe mindre avstand til ledningen avhengig av om den nye ledningen kommer nærmere eller på større avstand enn eksisterende ledning. Slik alternativ 2 foreløpig er planlagt er det i sum noen flere boliger som får større avstand til ny ledning, enn kortere avstand av de boligene som er tette på ledningen. Samlet sett er alternativet vurdert å ha uendret virkning sammenlignet med dagens situasjon (konsekvensgrad 0).

Det er foreslått følgende krav til følgende avbøtende tiltak:

- Ledningen bør i minst mulig grad ligge i utsiktsretning fra bolighus og gårdstun
- Master bør i minst mulig grad plasseres på åpne jorder med direkte utsikt fra bolighus og gårdstun

3.6 Kulturminner

Fagtemaet er vurdert i rapport om konsekvensvurdering i vedlegg 2. I dette avsnittet står et sammendrag av vurderingene som er gjort.

Det er registrert noen automatisk fredete kulturminner langs den omsøkte forbindelsen, bl.a. flere langs eksisterende jordkabel og ett ved Ulbergshaugen. Alle de registrerte kulturminnene kan unngås i anleggsfasen så fremt disse merkes i terrenget.

Store deler av den solvendte lisida mellom Harpefoss og Frya er vurdert som nasjonalt verdifullt kulturlandskap. Alternativ 2 vil gå gjennom en liten del av dette området, der dagens 66 kV ledning også går, mens alternativ 1 i sin helhet vil gå utenom dette området og medføre sanering av eksisterende ledning som sneier innenfor. Virkningene for alle alternativene er stort sett uendret sammenlignet med dagens situasjon (konsekvensgrad 0).

Det er foreslått følgende krav til følgende avbøtende tiltak:

- Aktuelle kulturminner nær ledningstrasé, kabeltrasé, anleggsveier o.l. skal merkes fysisk i terrenget før anleggsstart. Ved usikkerhet om hvilke kulturminner som bør merkes skal dette avklares med kulturminnemyndighetene.

3.7 Naturmangfold

Fagtemaet er vurdert i rapport om konsekvensvurdering i vedlegg 2. I dette avsnittet står et sammendrag av vurderingene som er gjort.

Innenfor tiltaksområdet ligger Hundorp naturreservat. Området er pekt ut som et spesielt viktig område med våtmark i Gudbrandsdalslågen, med spesielt store verdier for fugl, både som funksjonsområde og rasteplass under trekket. I tillegg er flommarksområdene rundt lågen viktig for og en rekke sjeldne og rødlistede sopper og karplanter knyttet til naturforholdene som oppstår rundt naturlig meanderende elvepartier.

Gudbrandsdalen er en dyp og bred dal og strekker seg i sørøstlig-nordvestlig retning, hvilket gjør den til en naturlig, og kanskje en av innlandets viktigste, vandringsruter for trekkfugler under høst- og vårtrekket. I tilknytning til våtmarksområder, elvekantvegetasjon og særlig i området ved Hundorp naturreservat er det registrert en rekke rødlistede vanntilknyttede fugler både i kategoriene sterkt truet, sårbar og nær truet.

Ved Ulbergshaugen er det registrert en hekkelokalitet for en sårbar rovfuglart.

Sør for Harpefossen er det registrert noen rødlistede arter lav som vokser på trær med fuktig mikroklima, som i bekkekløfter og ved fosser. Det er også registrert mange forekomster av rødlistearter knyttet til enten flommark og meanderende elvepartier, kontinentale bekkekløfter og kulturmarkseng langs tiltaksalternativene. I tillegg er det registrert en rekke viktige naturtyper i tiltaksområdet. De fleste naturtyper knyttet til flommark og elv med verdi B, viktig. Dert er også registrert en nordvendt bekkekløft med verdi svært viktig (A-verdi) langs Steinåa. Det er registrert flere rødlistede arter i tilknytning til denne lokaliteten.

Alternativ 1 berører i liten grad de viktige våtmarksområdene og hekkeområde for vanntilknyttet fugl langs Lågen, og alternativet medfører at ledningen blir flyttet fra disse viktige områdene til skogsområder lengere oppe i lia, noe som er vurdert som positivt for naturmiljøet. Alternativet krysser ellers bekkekløfta i Steinåa som er en A-lokalitet (svært viktig), og kan medføre en viss skogrydding i de øvre delene av lokaliteten i forbindelse med ryddebelte. De negative virkningene her kan trolig reduseres dersom det er mulig å gjennomføre avbøtende tiltak.

Siden alternativ 1 innebærer at eksisterende kraftledning flyttes ut av et svært viktig fugleområde er alternativet vurdert å medføre positive virkninger på naturmangfold i området (konsekvensgrad ++).

Alternativ 2 passerer området med rødlistede, fuktighetskrevenende arter ved Harpefossen, men alternativet passerer lengre unna lokaliteten enn dagens ledning, og tiltaket er dermed ikke vurdert på påvirke lokaliteten negativt. Videre langs Lågen vil Alternativ 2 passere gjennom flere viktige naturtyper og strekke seg samtidig gjennom et svært viktig trekk- og leveområde for fugl. I utgangspunktet vil det kunne vurderes at alternativet har svært negative virkninger, men siden det allerede går en kraftledning langs traséen synes ikke virkningene å bli spesielt store når de veies opp mot dagens situasjon. Alternativ 2 og 2.1 er vurdert å ha uendrede virkninger sammenlignet med dagens situasjon (konsekvensgrad 0).

I konsekvensvurderingen er alternativ 1 anbefalt løsning ut fra et naturmiljøperspektiv.

Det er foreslått følgende krav til avbøtende tiltak:

- Anleggsarbeidene bør planlegges slik at de i minst mulig grad berører rødlistede arter og viktige naturtyper
- Særlig for Alternativ 2 bør det legges vekt på å sette igjen lavtvoksende vegetasjon (f.eks. doggpil og mandelpil) i naturtyper med flommarkskog
- Ved Alternativ 1 bør det påvirkede området ved bekkekløfta i Steinåa undersøkes nærmere, og avbøtende tiltak vurderes dersom tiltaket kan påvirke lokaliteten.

3.8 Andre naturressurser (jord- og skogbruk)

Fagtemaet er vurdert i rapport om konsekvensvurdering i vedlegg 2. I dette avsnittet står et sammendrag av vurderingene som er gjort.

Landbruk er en av de viktigste næringsveiene i Gudbrandsdalen. Det har vært en nedgang i tallet på landbruksbedrifter i fylket de siste ti årene, men nedgangen er litt lavere enn for landet som helhet. I Sør-Fron kommune er det i dag registrert 158 jordbruksbedrifter. Jordbruksareal i drift er ca. 36 000 daa, og kommunen har et produktivt skogareal på drøye 120 000 daa. Tilsvarende tall for Ringebu kommune er 219 jordbruksbedrifter, 46 000 daa jordbruksareal i drift og 260 000 daa produktivt skogsareal (SSB 2019). Produksjonen består i hovedsak av grovfor, mjølkeproduksjon og en del sau.

Verdiskapingen i skogbruket i området er også betydelig, og Oppland er landets nest største skogfylke (Fylkesmannen i Oppland 2014). Oppover dalsidene i Gudbrandsdalen forekommer betydelige områder med produktiv granskog, spesielt ned mot Lågen der løsmassene domineres av elveavsetninger.

Alternativ 1 vil medføre større inngrep i skogbruksområder enn dagen situasjon. Alternativet vil også medføre at eksisterende ledning fjernes fra flere jordbruksområder. Dette vil redusere driftsulempene der ledningen i dag går over dyrka mark. Alternativ 1 er derfor vurdert å medføre noe positive virkninger for jordbruk (konsekvensgrad +) og noe negative virkninger for skogbruk (konsekvensgrad -).

Alternativ 2 og 2.1 vurderes å medføre tilsvarende virkninger som dagens situasjon (konsekvensgrad 0).

3.9 Forurensing

Siden ledningen er omsøkt med komposittstolper vil disse ikke inneholde kreosot, som er et oljeprodukt som kan medføre noe forurensing til vann og jord.

Ved graving av fundamentgroper nær vann og vassdrag kan anleggsarbeidene medføre noe blakking av vann, og eventuelt mindre oljeutslipp fra slangebrudd, søl ved drivstoffpåfylling etc. Mastefundamentene krever små anleggsområder, og med tilstrekkelig hensyn og krav til anleggsarbeidene i en MTA-plan bør ikke dette bli noe problem. Utfordringer nær vann og vassdrag ved anleggsarbeidene vil bli større ved bygging av alternativ 2 enn ved alternativ 1, siden alternativ 2 i stor grad ligger nær Lågen med sine leveområder for sårbare fuglearter og vegetasjon. Alternativ 2 medfører også etablering av mastepunkt på Kviksøya i Lågen, som er uten vegadkomst.

Det er foreslått følgende krav til avbøtende tiltak:

- MTA-planen bør vurdere tiltak for å redusere risiko for punktutslipp nær vann og vassdrag

4 Vedlegg

- Vedlegg 1 Kart
 - 1.1 Oversiktskart
 - 1.2 Detaljerte kart
- Vedlegg 2 Virkninger for miljø og samfunn
- Vedlegg 3 Fotografi og visualiseringer
 - 3.1 Bilder av dagens situasjon
 - 3.2 Utsnitt fra 3D modell
 - 3.3 Fotorealistisk visualisering av alternativ 1 fra Søre Lia
- Vedlegg 4 Grunneierlister