

Statnett SF

► Fagrappport naturressurser, annen arealbruk, støy, forurensning og verdiskapning

Konsekvensutredning

Ny 420 kV Lebesby-Varangerbotn

Oppdragsnr.: 5204414 Dokumentnr.: 3 Versjon: J03 Dato: 2021-04-08



Oppdragsgiver: Statnett SF
Oppdragsgivers kontaktperson: Asgeir Vagnhildhaug
Rådgiver: Norconsult AS, Vikemyra 1, NO-6065 Ulsteinvik
Oppdragsleder: Marius Skjervold
Fagansvarlig: Marius Skjervold
Andre nøkkelpersoner: Oline Kleppe, Elin Riise

J03	2021-04-08	Ferdig rapport	MS	OK/ER	MS
B02	2021-01-27	For gjennomlesning Statnett	MS	OK/ER	MS
A01	2020-08-11	Arbeidsdokument	MS		
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.

► Sammendrag

Naturressurser

Tiltaket som helhet berører i hovedsak utmarksområder med snaumark og skrinn vegetasjon. Bortsett fra utbyggingsløsning A og E i delområder to (Tana og Varangerbotn A som stasjonsvalg) kommer tiltaket i svært liten grad i berøring med jordbruksområder. Dersom adkomstveien inn til ny Tana transformatorstasjon justeres unna eksisterende jordbruksareal fjernes miljøkonflikten helt til dette alternativet.

I henhold til arealressurskartene til NIBIO (AR50) er det få skogsarealer som blir berørt av tiltaket. Der hvor skogsarealer blir berørt disse utelukkende klassifisert som impediment. Ettersom verdiene i henhold til metodikken da blir lav vurderes ikke tiltaket å ha nevneverdig negativ konsekvens for skogressurser.

Fire utmarksbeiter blir berørt av tiltaket. Det er ikke ventet at kraftledningen vil ha nevneverdige negative konsekvenser for disse i driftsfasen. I anleggsfasen kan Måskejohka bli påvirket negativt, og det er foreslått avbøtende tiltak for å ivareta dette.

Det er ikke registrert mineralressurser innenfor tiltaksområdet.

Tabell 1-1. Sammenstilling av konsekvensvurdering (driftsfasen) og prioritering mellom alternativer i de tre delområdene for fagtema naturressurser

Tema	Delområde	Utbyggings-løsning	Stasjonsvalg	Trase	Samlet konsekvensvurdering	Prioritering
Jordbruk	1	1A	Lebesby A	1.4-1.0	Ubetydelig	-
		1B	Lebesby B	1.5	Ubetydelig	-
		1C	Lebesby C	1.0	Ubetydelig	-
	2	2A	-	1.0	Ubetydelig	-
	3	3A	Tana	1.0 (TAN) samt omlegginger 132 og 220 kV	Noe miljøskade	4
		3B	Seidafjellet A	1.0 (SEI A) samt omlegginger 132 og 220 kV	Ubetydelig	1
		3C	Seidafjellet C	1.0 (SEI C) samt omlegginger 132 og 220 kV	Ubetydelig	2 (lik 3B)
		3D	Varangerbotn B	1.0 (VAR B) samt omlegginger 132 og 220 kV	Ubetydelig	3 (lik 3B)
		3E	Varangerbotn A	1.0 (VAR A) samt omlegginger 132 og 220 kV	Betydelig miljøskade	5
	Utmarksbeite	Alle	Alle	Felles for alle	Felles for alle	Ubetydelig
Skogressurser	Alle	Alle	Felles for alle	Felles for alle	Ubetydelig	-
Mineralressurser	Alle	Alle	Felles for alle	Felles for alle	Ubetydelig	-

Annen arealbruk

Tiltaket berører ingen kjente private planer. Gjennom de tre berørte kommunene berører tiltakene primært LNFR-områder og enkelte hensynssoner for reindrift. I Tana kommune berøres kommunedelplan for sentrumsområdet Luftjok – Tana bru – Skiippagurra uten at tiltakene berører bolig, fritidsbolig, industri eller andre viktige områder. Seidafjellet A transformatorstasjon (utbyggingsløsning 3B i delområde 3) er planlagt tett på reguleringsplan for Håvgajávri/ Gjeddevann hyttefelt i Nesseby kommune. I samme kommune vil

utbyggingsløsning 3C/D og E (henholdsvis Seidafjellet C, Varangerbotn B og Varangerbotn A som endepunkt) berører reguleringsplan for ledegjerde for rein Seidafjellet-Vestereelvnes.

Tiltaket berører ingen arealer vernet etter naturmangfoldloven, men krysser vassdragene Tana (alternativ 1.0 og utbyggingsløsning 3A, TAN) og Nyborgelva (utbyggingsløsning 3B/C/D/E i delområde 3). Vassdragene er vernet gjennom henholdsvis verneplan II og I.

Tiltaket vil medføre tap av ca. 2 000 – 3 000 daa registrerte INON-områder, avhengig av trasevalg i delområde 1 og 3. Dette utgjør en begrenset del av de totale INON-områdene i de berørte kommunen. Basert på utførte beregninger vil alternativ 1.0 i delområde 1 og utbyggingsløsning B/C gi minst netto negativ konsekvens for INON-områder.

Støy

To bolighus ligger så nær at man ikke kan utelukke noe hørbar støy i perioder med fuktig vær, alternativ 1.0 over Tanaelva (utbyggingsløsning 3B/C/D/E i delområde 3). Støynivået forventes imidlertid å være lavt og langt under anbefalte grenseverdier. En fritidsbolig ligger så nær mulig fremtidig traseføring for 220 kV-ledningen fra Ivalo (utbyggingsløsning 3A i delområde 3) at støynåer bør vurderes nærmere. Eventuelt bør traseen trekkes 50-100 meter unna bygningen.

Med forbehold om at det ikke foreligger støyberegninger knyttet til de fem stasjonsalternativene i delområde 3 vurderes det, med ett unntak, at ingen bolighus eller fritidsboliger vil få støyverdier over anbefalte grenseverdier nær anleggene. Unntaket er dersom Varangerbotn A velges (utbyggingsløsning 3E i delområde 3). Her kan nærmeste bolighus komme svært tett på fremtidig transformatorstasjon. Dersom Statnett velger å søke konsesjon på dette alternativet bør det i det videre arbeidet legges opp til å foreta konkrete støyberegninger.

Forurensning og utslipp

Mulige årsaker til forurensning og utslipp er beskrevet i kapittel 7. Videre er sentrale risikoforhold knyttet til både anleggsfasen og driftsfasen omtalt. Risikoforholdene er stort sett uavhengig av løsningsvalg med unntak av faren for avrenning til vann og vassdrag samt tap av karbonlagre i myr. Her vurderes risikoen størst dersom Seidafjellet A eller Varangerbotn B velges (utbyggingsløsning 3B/3D i delområde 3).

Verdiskapning

Det er kartlagt 21 virksomheter i de tre berørte kommunen som har sin virksomhet innen bygg og anlegg, men foretakene er stort sett små. Alle tre kommunene har overnattingsvirksomheter av en viss størrelse, men ifølge statistikk fra SSB (2020) er det kun i Tana og Lebesby det er mellomstore virksomheter (10-19 ansatte). Tana kommune har den eneste registrerte anleggsvirksomheten med en viss størrelse (20-49 ansatte).

Det forventes at byggevirksomheten vil få positive virkninger i anleggsfasen knyttet til lokale virksomheter innen bygg og anlegg, overnatting og service. Virksomhetenes begrensede størrelse (i forhold til antall ansatte) gjør likevel at virkningen for lokal sysselsetting vurderes å ha liten positiv konsekvens. I driftsfasen vurderes virkningene å ha ubetydelig konsekvens.

Samtlige tre kommuner har innført eiendomsskatt på næringseiendom. Forventet årlig skatteinngang er beregnet av Statnett og ligger i størrelsesorden 1-4 MNOK avhengig av hvilken utbyggingsløsning som velges. De tre kommunene har varierende størrelse på sine årlige driftsutgifter, men den forventede eiendomsskatten vil ikke overstige ca. 4,6 % av totale driftsutgifter for noen kommune. Tiltaket vil ha størst positiv effekt på kommunal økonomi i Nesseby kommune dersom endepunktet for forbindelsen blir ved Seidafjellet eller Varangerbotn.

Innholdsfortegnelse

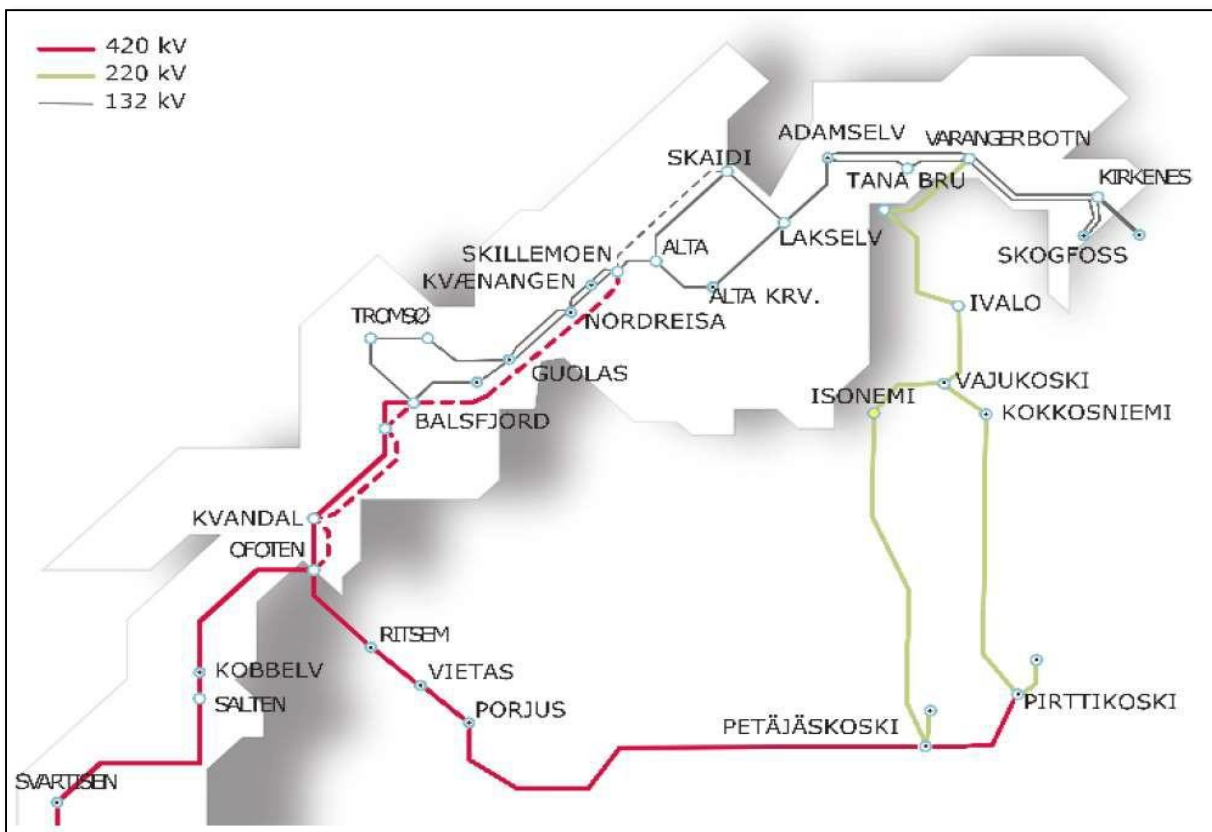
1	Innledning	7
2	Tiltaksbeskrivelse	9
3	Overordnet metodikk	20
4	Naturressurser	23
4.1	Datagrunnlag	23
4.2	Metodikk	23
4.3	Jordbruk	26
4.3.1	<i>Område og verdivurdering</i>	26
4.3.2	<i>Vurdering av påvirkning og konsekvenser i driftsfasen</i>	29
4.3.3	<i>Konsekvensvurdering i anleggsfasen</i>	30
4.3.4	<i>Avbøtende tiltak</i>	30
4.4	Utmarksbeite	31
4.4.1	<i>Område og verdivurdering</i>	31
4.4.2	<i>Vurdering av påvirkning og konsekvenser i driftsfasen</i>	33
4.4.3	<i>Konsekvensvurdering i anleggsfasen</i>	34
4.4.4	<i>Avbøtende tiltak</i>	35
4.5	Skogressurser	35
4.5.1	<i>Område og verdivurdering</i>	35
4.5.2	<i>Vurdering av påvirkning og konsekvenser i driftsfasen</i>	36
4.5.3	<i>Konsekvensvurdering i anleggsfasen</i>	37
4.6	Mineralressurser	37
4.6.1	<i>Område og verdivurdering</i>	37
4.6.2	<i>Vurdering av påvirkning og konsekvenser i driftsfasen</i>	40
4.6.3	<i>Konsekvensvurdering i anleggsfasen</i>	40
5	Annen arealbruk	41
5.1	Båndlagt areal	41
5.2	Forholdet til offentlige og private planer	44
5.2.1	<i>Lebesby kommune</i>	45
5.2.2	<i>Tana kommune</i>	47
5.2.3	<i>Nesseby kommune</i>	50
5.3	Verneområder	51
5.3.1	<i>Naturmangfoldloven</i>	51
5.3.2	<i>Verneplan for vassdrag</i>	51
5.3.3	<i>INON</i>	51
6	Støy	54
6.1	Metodikk	54

6.2	Støy fra kraftledninger	55
6.3	Støy fra transformatorstasjoner	57
6.4	Områdevurdering	58
6.5	Avbøtende tiltak	65
7	Forurensning og utslipp	66
7.1	Datagrunnlag	66
7.2	Metodikk	66
7.3	Forurenset grunn	66
7.4	Drikkevannskilder	66
7.5	Klimagassutslipp	68
7.5.1	<i>SF₆</i>	68
7.5.2	<i>Tap av karbonlager i myr</i>	69
7.6	Risikovurdering	71
7.6.1	<i>Anleggsfasen</i>	71
7.6.2	<i>Driftsfasen</i>	73
8	Verdiskapning	74
8.1	Beskrivelse av dagens status og nøkkeltall	74
8.2	Mulige virkninger for lokal sysselsetting i anleggsfasen	77
8.3	Mulige virkninger for lokal sysselsetting i driftsfasen	78
8.4	Mulige virkninger for kommunal økonomi i driftsfasen	78
9	Samlede vurdering av konsekvenser i driftsfasen	80
9.1	Tilknytning Varangerringen	81
10	Referanse	84

1 INNLEDNING

nærmere på nettutviklingen i Finnmark. Statnett planlegger med utgangspunkt i dette en ny 420 kV kraftledning på strekningen Skaidi-Adamselv-Varangerbotn. Strekningen Skaidi- Adamselv blir konsesjonssøkt først, og strekningen fra Adamselv til Varangerbotn som 2. utbyggingstrinn. NVE har bedt Statnett om at konsekvensene av kraftledningen utredes med bakgrunn i NVEs fastsatte utredningsprogram for 420 kV Skaidi – Varangerbotn, datert 08.04.2011.

Med utgangspunkt i mange planer og et stort potensial for vekst i både forbruk og produksjon av kraft, har Statnett sett nærmere på aktuelle tiltak og behov i prosjektet «Næring og nett i nord». Analysene viser at tilstanden på eksisterende 132 kV mellom Adamselv og Lakselv begrensende for kapasiteten. En ny 420 kV ledning mellom Adamselv (med videre tilknytning mot Skaidi) og Varangerbotn vil legge til rette for konsesjonsgitt vindkraftproduksjon i Øst-Finnmark, et område med svært gode vindressurser. Statnetts vurdering er at en sammenhengende 420 kV-ledning helt opp til Varangerbotn vil legge til rette for om lag 500 MW produksjon i Øst-Finnmark.



Figur 1-1. Kraftnettet i nord. Fra Varangerbotn til Adamselv går to parallelle 132 kV-ledninger, hvorav én går til Tana bru.

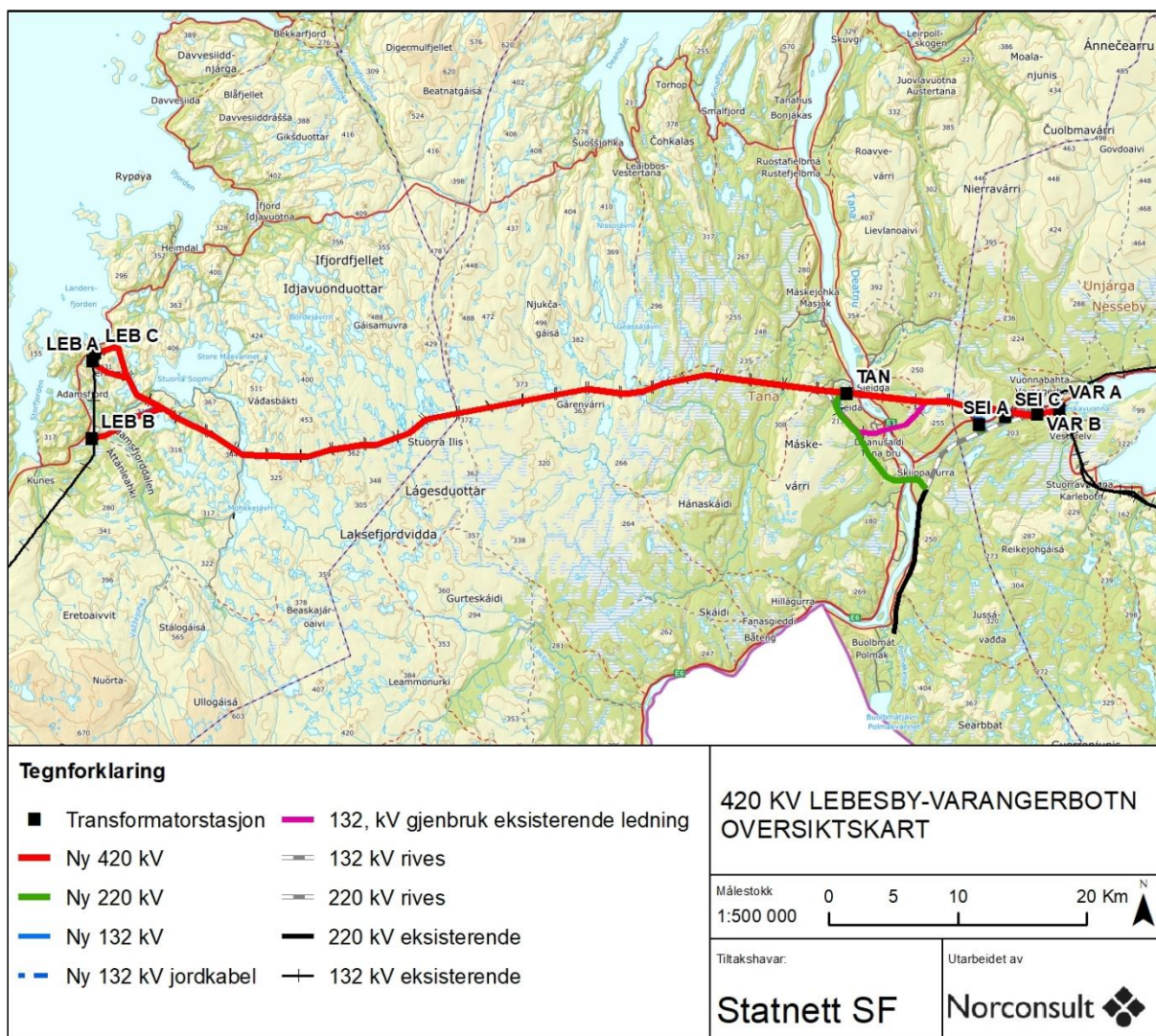
Stasjonsplassering i Adamselv (ny Lebesby transformatorstasjon) samt nødvendige omlegginger av 132 kV inn og ut fra denne er konsesjonssøkt og utredet gjennom prosjektet Skaidi-Lebsby/Adamselv. Se kapittel 2 for nærmere tiltaksbeskrivelse. Konsekvensutredningen vurderer virkningen av tiltaket både i

utbyggingsfasen og i driftsfasen. Kapittel 3 gir en nærmere omtale av datagrunnlaget og metodikken bak konsekvensvurderingene.

Formålet med konsekvensanalysen er at den skal danne grunnlag for å anbefale valg av løsning. Disse utredningene omhandler i all hovedsak ikke prissatte konsekvenser. Basert på en fastlagt metodikk tydeliggjøre prosjektenes relevante konsekvenser og ulike løsningsalternativer vurderes opp mot hverandre.

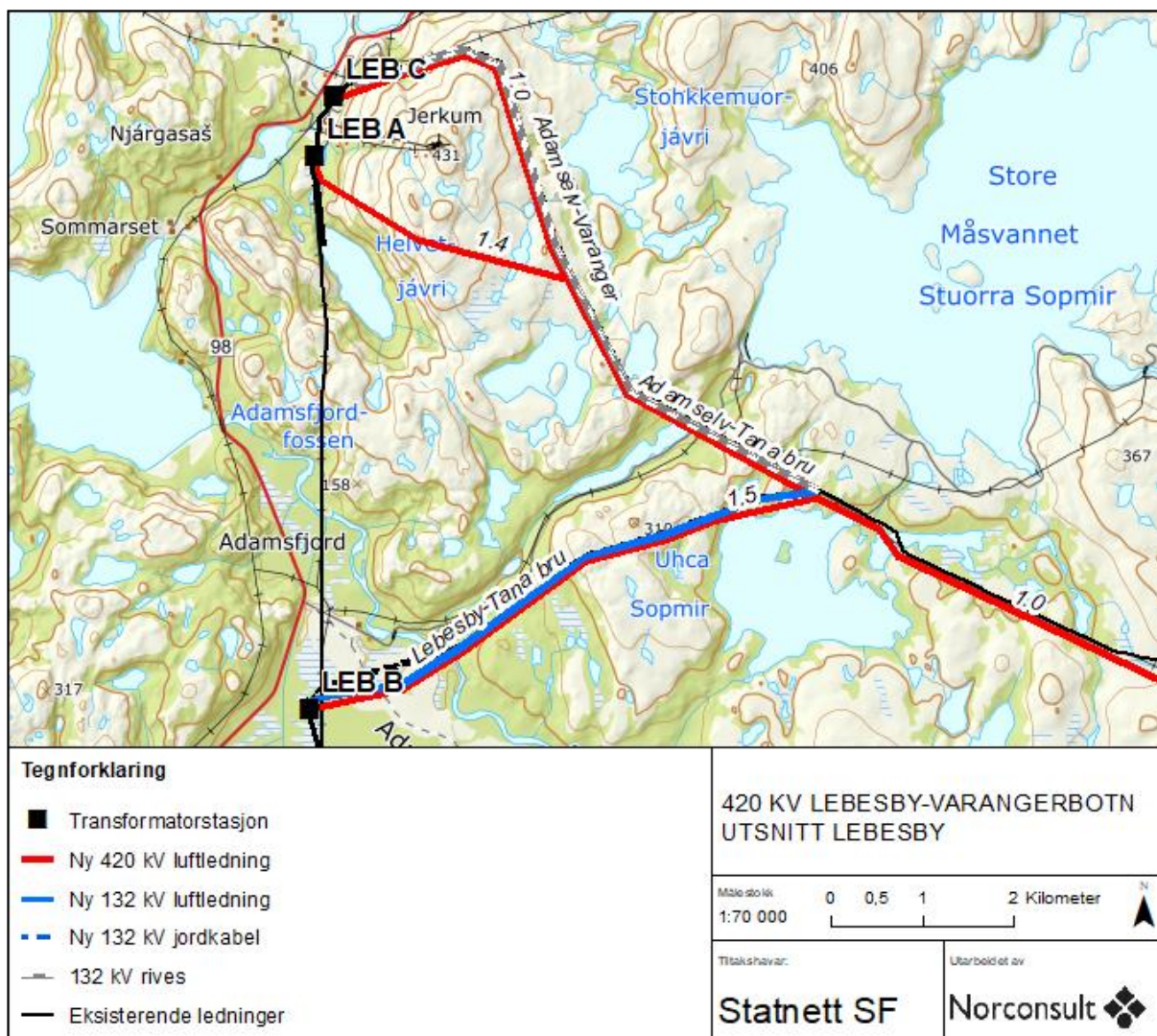
2 TILTAKSBESKRIVELSE

Hovedalternativet i denne konsekvensutredningen er bygging av en ny 420 kV-ledning fra Lebesby til Varangerbotn (alternativ 1.0). Ved Adamselv har Statnett vurdert tre ulike plasseringer av en ny Transmisjonsnett-stasjon, Lebesby A, B og C. Stasjonene med tilhørende innføring fra Skaidi er konsekvensutredet og omhandlet i konsesjonssøknaden for strekningen Skaidi-Lebesby og er ikke nærmere omtalt i disse fagrapportene. Det samme gjelder nødvendige omlegginger av eksisterende 132 kV inn og ut av Lebesby transformatorstasjon. Ny 420 kV-ledning fra ny Lebesby stasjon til Varangerbotn er en del av dette tiltaket.



Figur 2-1. Oversiktskart over hele tiltaket fra Adamselv til Varangerbotn. For detaljert beskrivelse av virkninger for underliggende nett (Tana til Varangerbotn) se Figur 2.3 til 2.7 da dette varierer avhengig av hvilket endepunkt som velges for forbindelsen.

Den nye 420 kV ledningen er planlagt bygd parallelt med de to 132 kV-ledningens som i dag går fra Adamselv til henholdsvis Varangerbotn og Tana bru. Den nye ledningen er planlagt sør for dagens to ledninger.

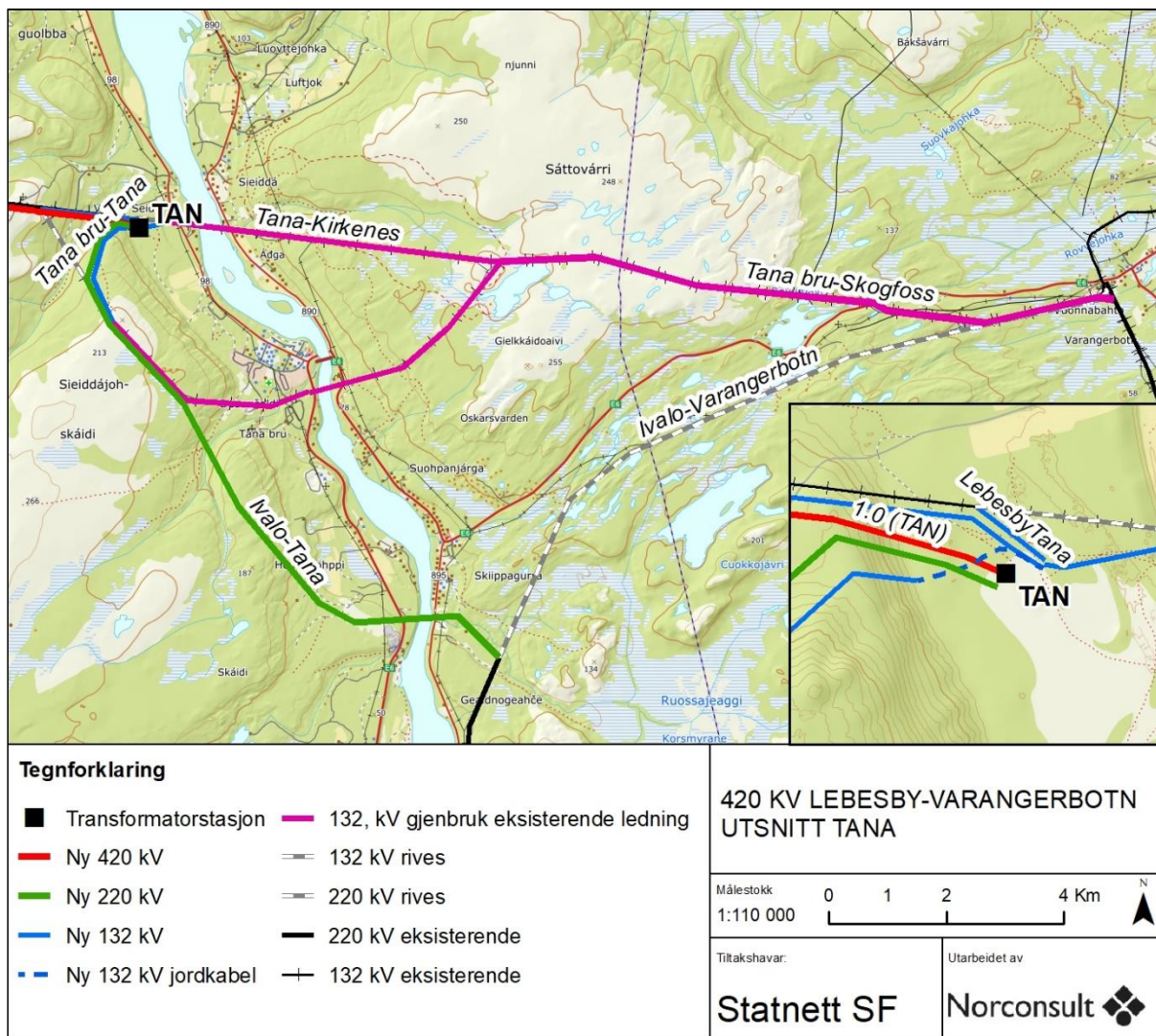


Figur 2-2. Oversikt over ledningsføringer ut fra de tre stasjonsalternativene i Adamselv, Lebesby A, B og C.

Dersom Lebesby C velges som stasjonstomt vil en ny 420 kV-ledning følge 1.0-alternativet i Figur 2-2. Velges Lebesby A føres den nye forbindelse etter alternativ 1.4. Lebesby B innebærer trasealternativ 1.5 ut fra stasjonen. Denne vil da bli liggende i parallell med 132 kV Adamselv-Varangerbotn og Adamselv-Tana som i da vil være lagt om som en del av prosjektet Skaidi-Lebesby. De to 132 kV-ledningene vil inngå som en del av 0-alternativet i disse utredningene. Blir Lebesby B valgt som løsning gjennom prosjektet Skaidi-Lebesby vil dagens to 132 kV-ledninger bli revet frem til punktet hvor alternativ 1.5 møter 1.0. Se Figur 2-2. Dette tiltaket utredes også gjennom nevnte prosjekt og inngår som en forutsetning i 0-alternativet til dette oppdraget.

Endepunktet for den nye 420-kV-ledning vil være en ny transmisjonsnett-stasjon i området Tana bru til Varangerbotn. Statnett har utredet 5 mulige plasseringer for denne stasjonen, TAN (Tana), SEI A (Seidafjellet A), SEI C (Seidafjellet C), VAR A (Varangerbotn A) og VAR B (Varangerbotn B). Se Figur 2-1. Felles for alle alternativene er at Statnett kommer til å sanere sine anlegg i dagens Varangerbotn transformatorstasjon. Dette betyr at dagens 220 kV-ledning fra Ivalo med tilhørende transformering også vil

flyttes ut fra denne stasjonen og få et nytt transformeringspunkt i den nye transmisjonsnett-stasjonen som utredes i dette prosjektet.



Figur 2-3. Detaljutsnitt stasjonsalternativ Tana (TAN), med tilhørende nettløsning.

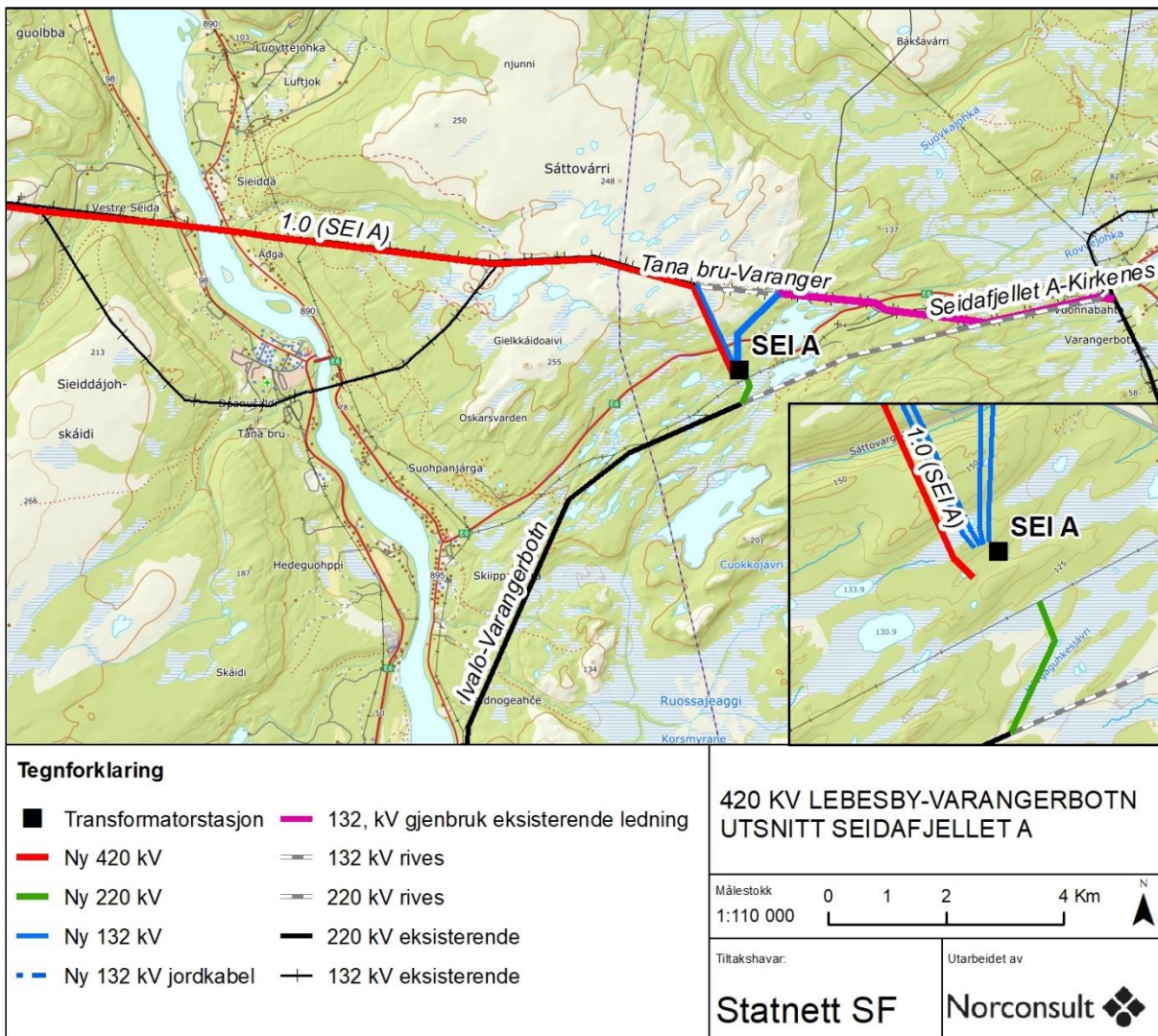
Dersom forbindelsen avsluttes ved stasjonsalternativ TAN avsluttes 420 kV-ledningen her, alternativ 1.0 (TAN). Se Figur 2-3. Innføringen fra de to regionalnettets-ledningene som kommer fra vest, parallelt den nye 420 kV-ledningene, tilkobles den nye stasjonen. Det etableres en tilkobling på 132 kV forbindelsen mot Tana bru transformatorstasjon. Dette innebærer noe ombygging sør og vest for stasjonen. Fra Tana bru tilkobles Tana bru-Skogfoss (132 kV), men her gjenbrukes eksisterende ledning slik den er i dag.

Fra Tana transmisjonsnett-stasjon blir det en 132 kV-avgang mot øst, Tana-Kirkenes. Denne forbindelsen gjenbrukes eksisterende 132 kV-ledning slik den er i dag uten nye tiltak.

Eksisterende 220 kV-ledning, Ivalo-Varangerbotn vil bygges om for å kunne tilkobles stasjonen. Dette innebærer en ny trase på ca. 12 km opp til Tana transmisjonsnett-stasjon som vist i Figur 2-3. Denne forbindelsen vil da avsluttes i Tana. Dette medfører at ca. 13 km av denne forbindelsen kan rives.

TAN stasjon blir da en stasjon med 420 kV, 220 kV og 132 kV og vil medføre et opparbeidet stasjonsareal på ca. 78 daa samt en ny permanent adkomstvei på ca. 800 meter fra Tanafjordveien.

Velges stasjonsalternativ SEI A avsluttes 420 kV-ledningen her, alternativ 1.0 (SEI A). Se Figur 2-4.



Figur 2-4. Detaljutsnitt stasjonsalternativ Seidafjellet A (SEI A), med tilhørende nettløsning.

Tilsvarende som for Tana-alternativet vil de to 132 kV-ledninger fra Lebesby og Tana bru føres inn til stasjonen. Mot øst blir det to 132 kV-avganger mot henholdsvis Kirkenes og Skogfoss. Disse gjenbruker eksisterende ledninger uten nye tiltak med unntak av selve utføringen som bygges ny. Velges dette alternativet vil 220 kV-ledningen fra Ivalo avsluttes her. Dette innebærer en kort omlegging inn til stasjonen. Resterende ca. 6 km av dagens forbindelse videre mot Varangerbotn kan da rives. Se Figur 2-4.

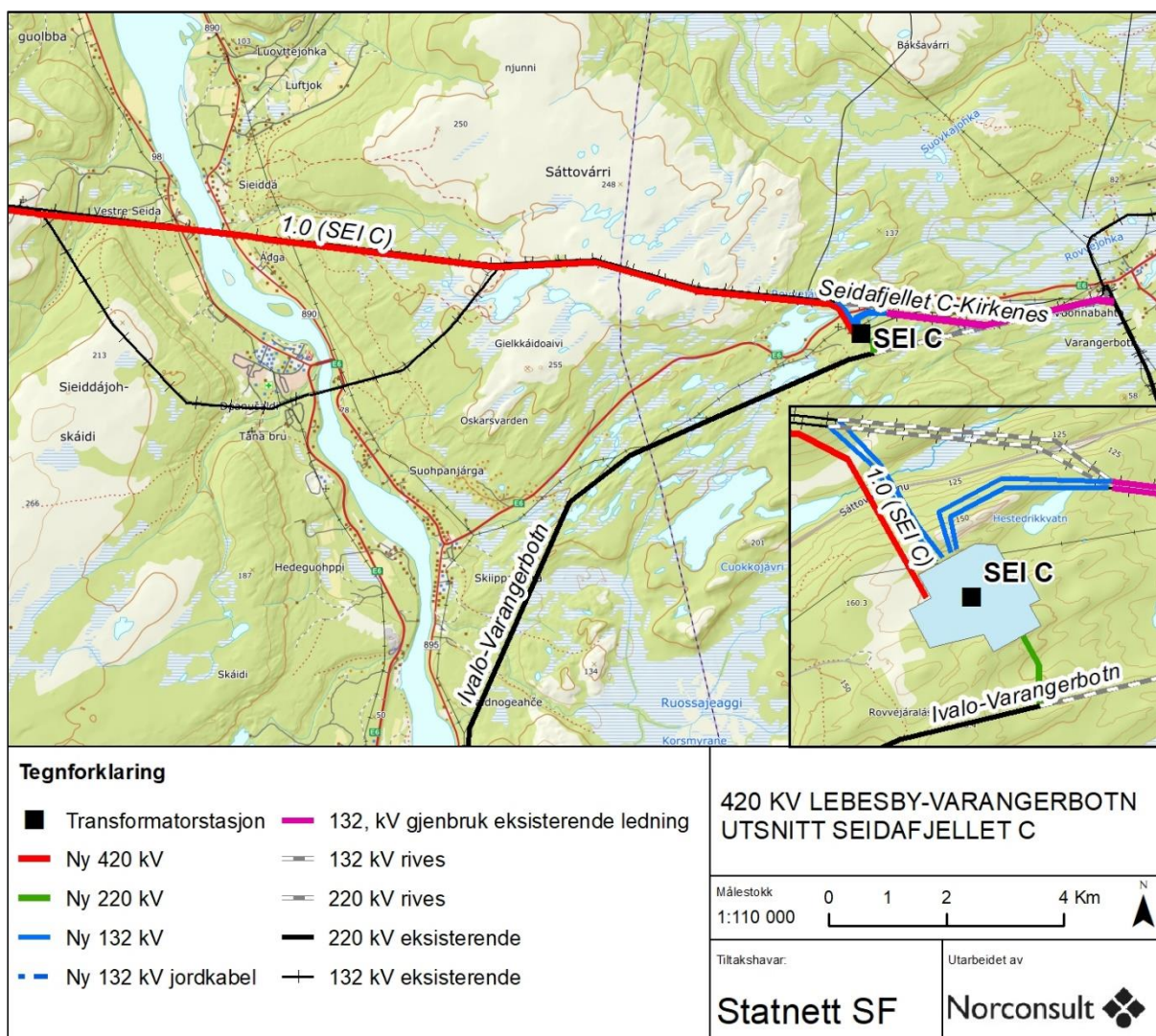
SEI A stasjon medfører et opparbeidet stasjonsareal på ca. 80 daa samt en ny permanent adkomstvei på ca. 500 meter fra E6.

Velges stasjonsalternativ SEI C avsluttes 420 kV-ledningen her, alternativ 1.0 (SEI C). Se Figur 2-5.

Tilsvarende som for de to beskrevne stasjonsalternativene vil de to 132 kV-ledninger fra Lebesby og Tana bru føres inn til stasjonen. Mot øst blir det to 132 kV-avganger mot henholdsvis Kirkenes og Skogfoss. Disse gjenbruker eksisterende ledninger uten nye tiltak med unntak av selve utføringen som bygges ny. Velges dette alternativet vil 220 kV-ledningen fra Ivalo avsluttes her. Dette innebærer en kort omlegging inn til stasjonen. Resterende ca. 3,5 km av dagens forbindelse videre mot Varangerbotn kan da rives. Se Figur 2-5.

SEI C transformatorstasjon medfører et opparbeidet stasjonsareal på ca. 90 daa samt en ny permanent adkomstvei på ca. 1,5 km fra E6.

Dette stasjonsalternativet er kommet frem gjennom den pågående dialogen med reindriftsnæringa og Statnett har besluttet at det skal inngå som en del av konsekvensutredningene etter dialog med NVE.

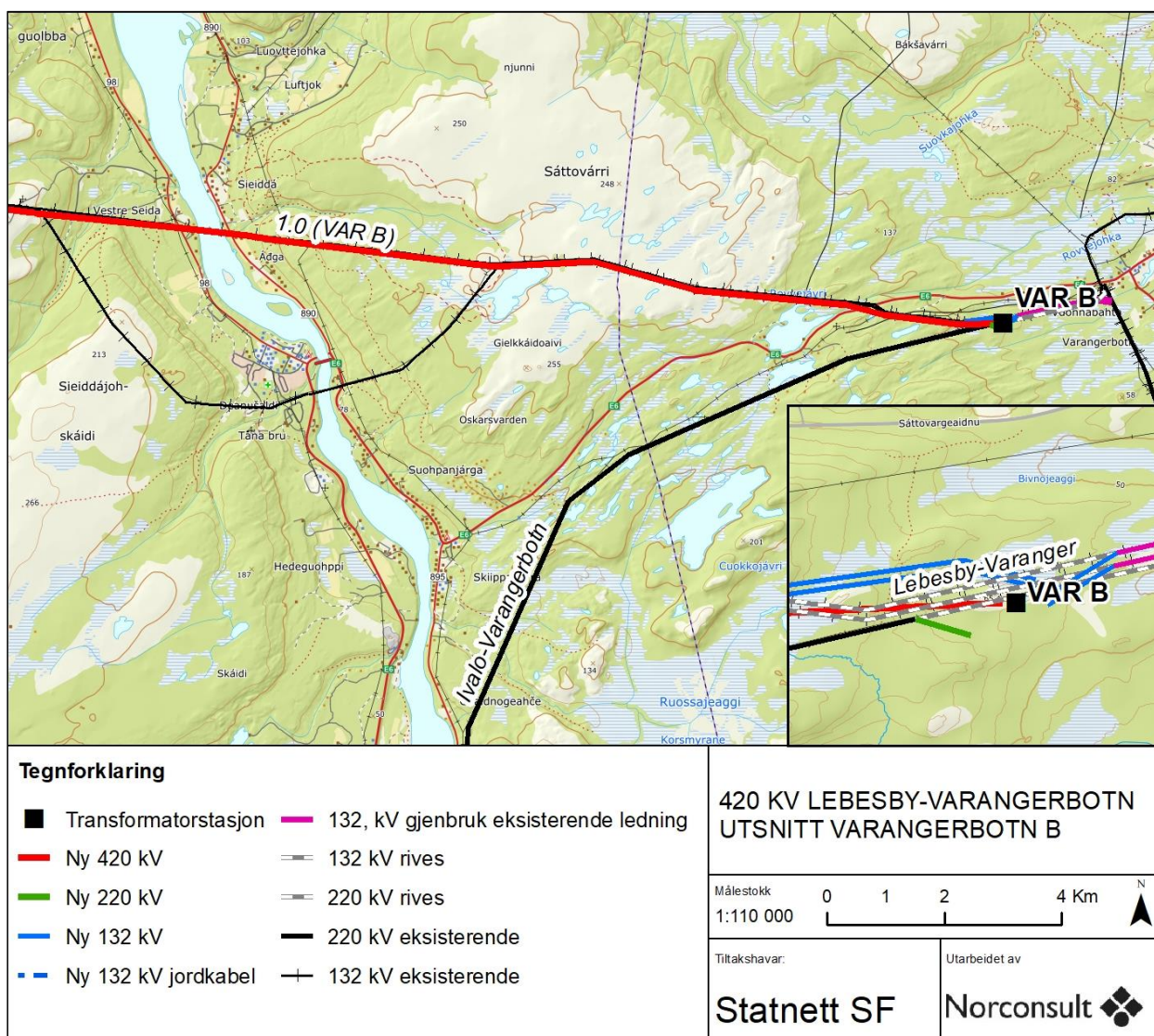


Figur 2-5. Detaljutsnitt stasjonsalternativ Seidafjellet C (SEI C), med tilhørende nettløsning.

Velges stasjonsalternativ VAR B avsluttes 420 kV-ledningen her, alternativ 1.0 (VAR B). Se Figur 2-6.

Tilsvarende som for de tre beskrevne stasjonsalternativene over vil de to 132 kV-ledninger fra Lebesby og Tana bru føres inn til stasjonen. Mot øst blir det to 132 kV-avganger mot henholdsvis Kirkenes og Skogfoss. Disse gjenbruker eksisterende ledninger uten nye tiltak med unntak av selve utføringen som bygges ny. Velges dette alternativet vil 220 kV-ledningen fra Ivalo avsluttes her. Dette innebærer en kort omlegging inn til stasjonen. Resterende ca. 1,8 km av dagens forbindelse videre mot Varangerbotn kan da rives. Se Figur 2-6.

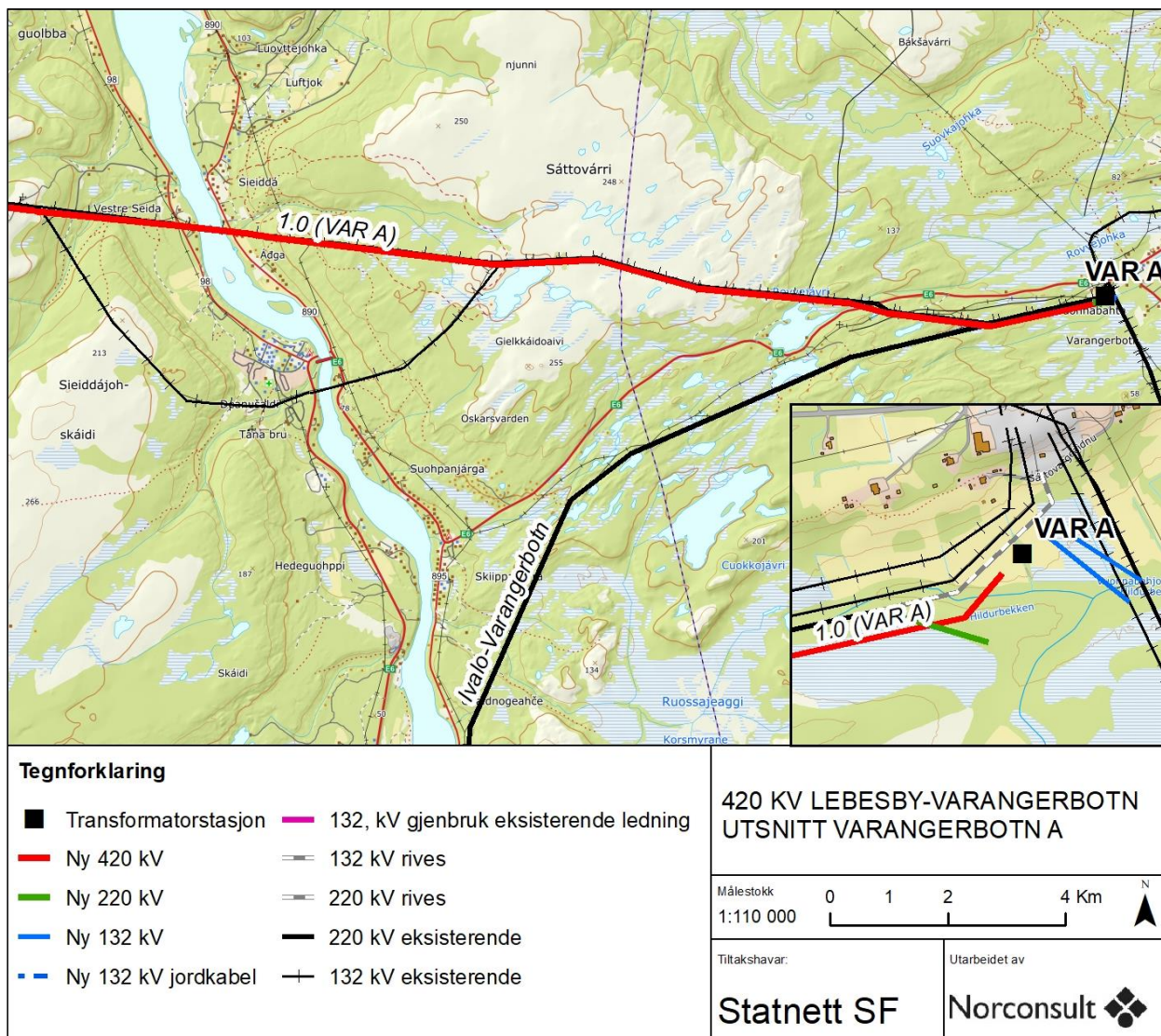
VAR B stasjon medfører et opparbeidet stasjonsareal på ca. 80 daa samt en ny permanent adkomstvei på ca. 430 meter fra E6.



Figur 2-6. Detaljutsnitt stasjonsalternativ Varangerbotn B (VAR B), med tilhørende nettløsning.

Lengst øst av de fem stasjonsalternativene er VAR A, som vil etableres umiddelbart sør for dagens regionalnettstasjon. Se Figur 2-7. VAR A stasjon medfører et opparbeidet stasjonsareal på ca. 70 daa samt en ny permanent adkomstvei på ca. 250 meter fra E6.

Dette stasjonsalternativet vil kun medføre mindre ombygginger av eksisterende ledninger som allerede i dag møtes i dette knutepunktet. Stasjonen tilkobles de to 132 kV-forbindelsene fra vest (Lebesby/Tana bru), ledningen fra Ivalo og eksisterende 132 kV-forbindelse mot Skogfoss og Kirkenes.

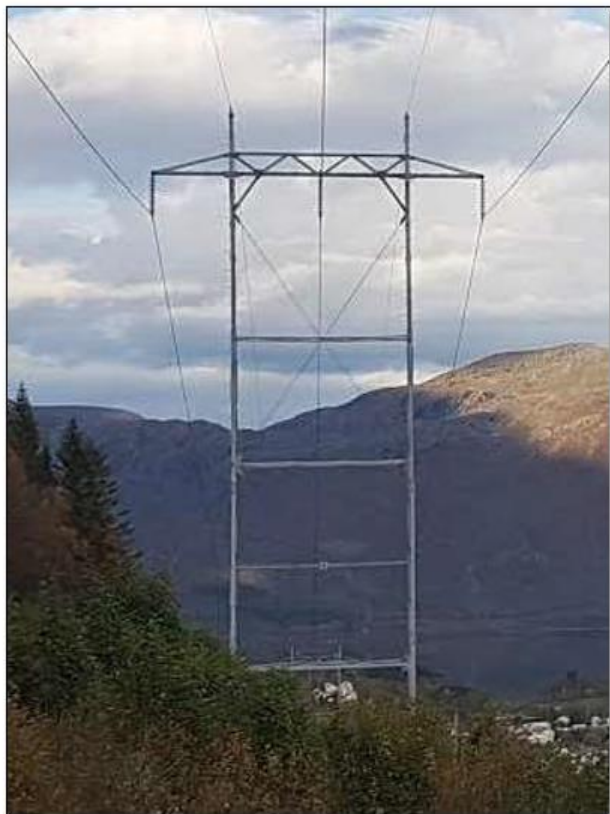


Figur 2-7. Detaljutsnitt stasjonsalternativ Varangerbotn A (VAR A), med tilhørende nettløsning.

Som en følge av at dette tiltaket vil dagens transformatorstasjon i Varangerbotn ikke lenger være tilknyttet transmisjonsnettet. Varanger Kraftnett vil da trolig ha ønske om å etablere en ny tilknytte seg det nye transmisjonsnett-punktet, uavhengig av hvilken plassering som blir valgt.

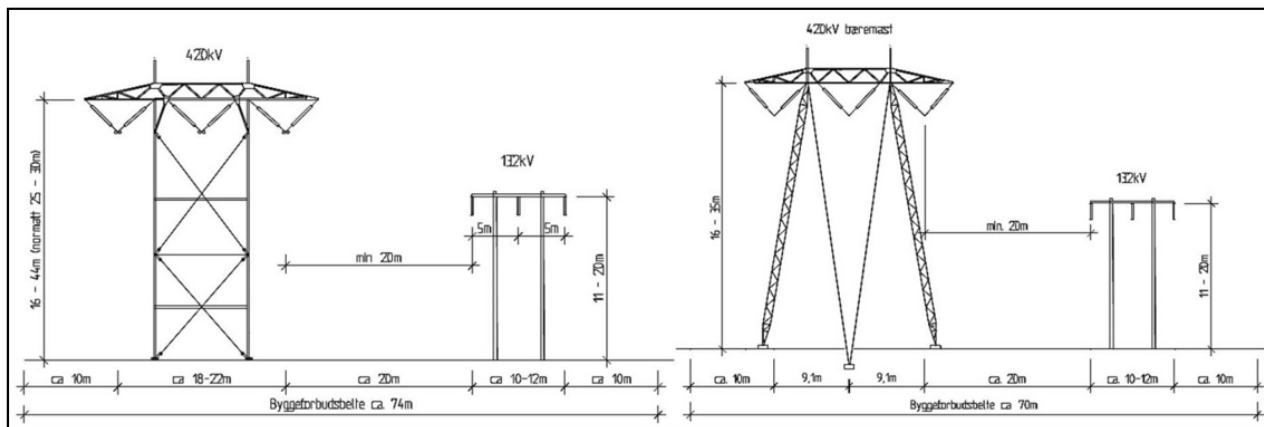
Dette tiltaket er ikke en del av omfanget til Statnett, og er følgelig ikke en del av konsekvensutredningene. Varanger Kraftnett vil måtte fremme en egen konsesjonssøknad og foreta egne utredninger for dette. På et overordnet nivå er likevel denne muligheten omtalt i fagrapportene, siden summen av planlagte og fremtidige innføringer til stasjonsalternativene i mer eller mindre grad kan være med på å angi hvilket av det fem utredede stasjonsalternativene (TAN; SEI A, SEI C, VAR B og VAR A) som gir minst miljølempere. Siden løsningsvalget til Varanger Kraftnett ikke er kjent har Statnett ikke ønsket å kartfeste dette.

De nye mastene blir hovedsakelig bygd som M-master med utvendig bardunering (i traseen lengderetning). Statnetts standardmast (portalmast) vil være aktuelt å benytte i mer kupert landskapsformer. Se Figur 2-8.



Figur 2-8. Bilder av aktuelle mastetyper, til venstre selvbærende stålmaster (portalmast), høyre: innvendig bardunert mast (M-mast).

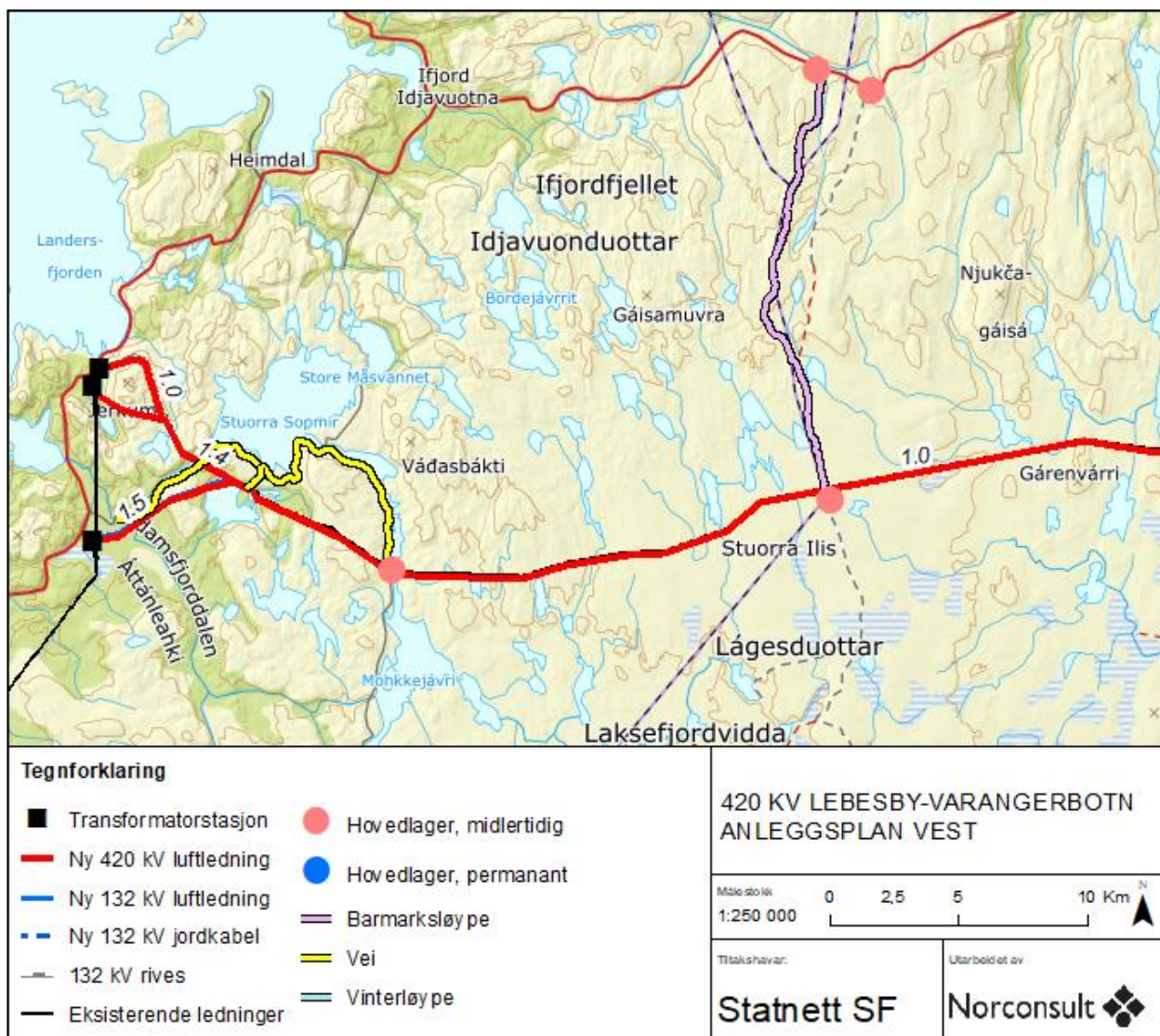
Der ny ledning legges parallelt med eksisterende 132 kV-ledning, vil det normalt kreves en avstand på ca. 20 meter mellom ytterfasene på de to ledningene. Lange spenn og spesielle klimatiske og terrengmessige forhold kan betinge større parallellavstand enn dette.



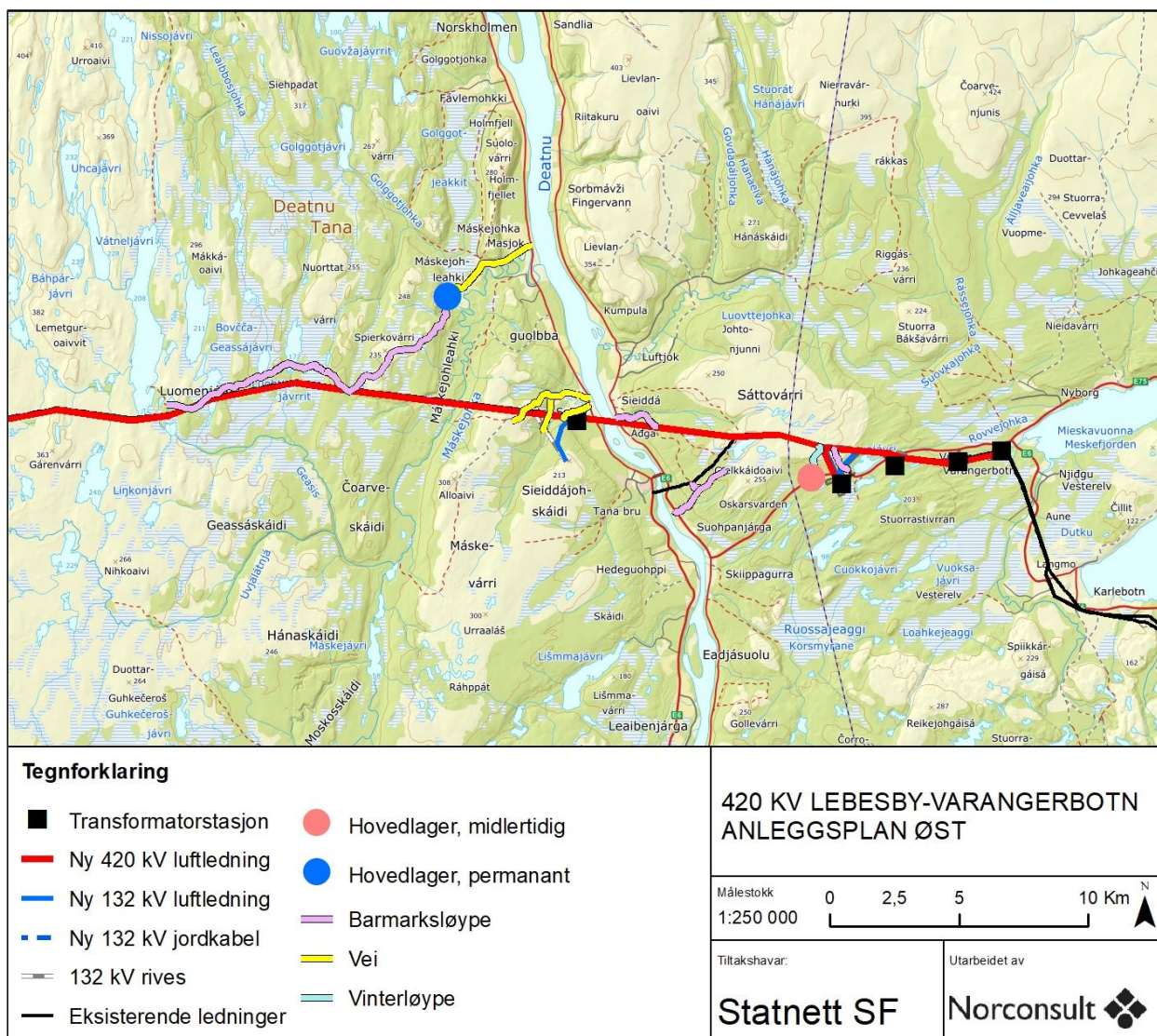
Figur 2-9. Mastebilde for ny 420 kV ledning ved parallellføring med eksisterende 132 kV ledning. Til venstre ved bruk av portalmast, og til høyre med M-mast.

Statnett har utført en foreløpig transportplanlegging. Hovedprinsippene for ledningsbyggingen er på dette stadiet er mest mulig transport på vinterveier. Det vil si at stål, prefabrikkerte stålfundament og annet materiell fraktes ut til mastepunktene på vinterveier anlagt frem til/langs ledningstraseen. Dette vil redusere behovet for helikoptertransport til materielltransport. Fundamentering og mastereis vil kunne skje når være, snøforhold og tæle tillater den type arbeid.

Statnett har så langt vurdert å etablere tre midlertidige hovedlagre i eller nær ledningstraseen. Disse krever et areal på ca. 5-10 daa, men er vurdert å ikke kreve opparbeiding av terrenget. Nord for Tana bru er det identifisert et eksisterende opparbeidet areal som Statnett vurderer å utvide. I utgangspunktet vurderes det å ikke tilbakeføre dette området, slik at dette blir en permanent utvidelse av dagens areal. Dette vil bli drøftet med grunneier og Tana kommune senere i prosjektet.



Figur 2-10. Oversikt over sentrale transportruter og hovedlagre i forbindelse med ledningsbygging. Vestre del av tiltaket.



Figur 2-11. Oversikt over sentrale transportruter og hovedlagre i forbindelse med ledningsbygging. Østre del av tiltaket.

Vest for Tana bru planlegges transporten inn til traseen ut ifra tre angrepspunkt. Dette er eksisterende veier eller barmarksveier som vil bli opparbeidet som vinterveier på snødekt mark, men også kan bli benyttet i noe grad på sommerhalvåret. Disse vil da i utgangspunktet bli benyttet ut ifra den standarden de har i dag.

Dersom det bygges ledning øst for Tanaelva er det planlagt et hovedlager nord for E6, rett vest for Seiddajohka stasjon.

I tilknytning til transformatorstasjonene legges det til grunn at det etableres midlertidige brakkerigger og lagerområder på ca. 3-7 daa i umiddelbar tilknytning til disse. Dette er ikke kartfestet.

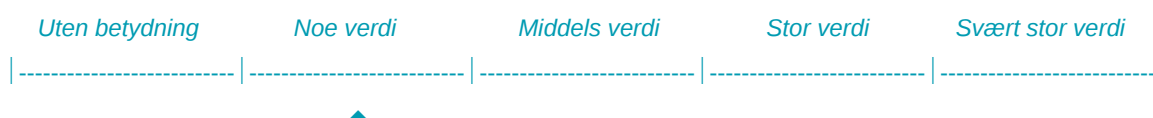
It over baseplassene vist i Figur 2-10 vil det bli etablert flere mindre mellomlagre i tilknytning til ledningstraseene. Videre vil det bli etablert mindre arealer til tromler og linestrekking. Disse er ikke endelig fastsatt og krever normalt ikke terrengopparbeidelse.

3 OVERORDNET METODIKK

Utredningene i dette dokumentet er utført på bakgrunn av fastsatt utredningsprogram (2011, NVE ref. 200904308-88 [1]) med tilhørende bakgrunnsnotat NVE ref. 200904308-89 [2]). Basert på Statnetts dialog med Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) før oppstart av utredningsarbeidet har NVE besluttet at kravene i veileder for utforming av søknad om konsesjon etter energiloven [3] også skal oppfylles.

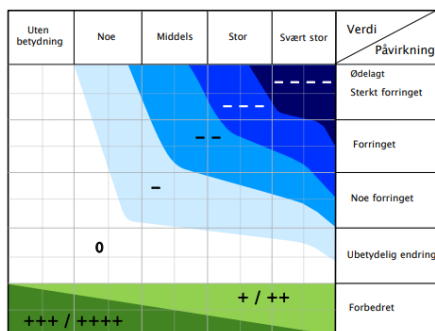
Temaene utredet i dette dokumentet er i all hovedsak vurdert ut ifra en metodikk for ikke-prissatte konsekvenser i henhold til håndbok V720, konsekvensanalyser [4]. Metodikken er tilpasset for enkelte tema. Dette er nærmere omtalt under hvert team. Hovedprinsippet fra håndbok V712 om å fastsette en verdi, vurderer tiltakets påvirkning og ut ifra dette fastsette en konsekvensgrad basert på en konsekvensvifte ligger til grunn for alle tema med mindre annet er spesifisert.

Verdiskalaen som benyttes har en femdelte skala fra uten betydning til svært stor verdi, Figur 3-1. Pila i figuren brukes til å angi hvor på verdiskalaen det aktuelle området er vurdert å være. Kriteriene for å bli tildelt en av de fem verdiene på skalaen er angitt innledningsvis for hvert deltema.



Figur 3-1. Eksempel på verdiskala.

En vurdering av hvordan det vurderte området blir påvirket av tiltaket (påvirkning i Figur 3-2) er definert for en rekke ikke-prissatte tema i Håndbok V712. En nærmere beskrivelse av dette er gitt innledningsvis i hvert deltema. Når verdi og påvirkning er angitt leses konsekvensgrade ut fra konsekvensvifta i Figur 3-2.



Skala	Konsekvensgrad	Forklaring
----	4 minus (----)	Den mest alvorlige miljøskaden som kan oppnås for delområdet. Gjelder kun for delområder med stor eller svært stor verdi.
---	3 minus (---)	Alvorlig miljøskade for delområdet.
--	2 minus (--)	Betydelig miljøskade for delområdet.
-	1 minus (-)	Noe miljøskade for delområdet.
0	Ingen/ubetydelig (0)	Ubetydelig miljøskade for delområdet.
+ / ++	1 pluss (+) 2 pluss (++)	Miljøgevinst for delområdet: Noe forbedring (+), betydelig miljøforbedring (++)
+++ / +++++	3 pluss (+++) 4 pluss (++++)	Benyttes i hovedsak der delområder med ubetydelig eller noe verdi får en svært stor verdiøkning som følge av tiltaket.

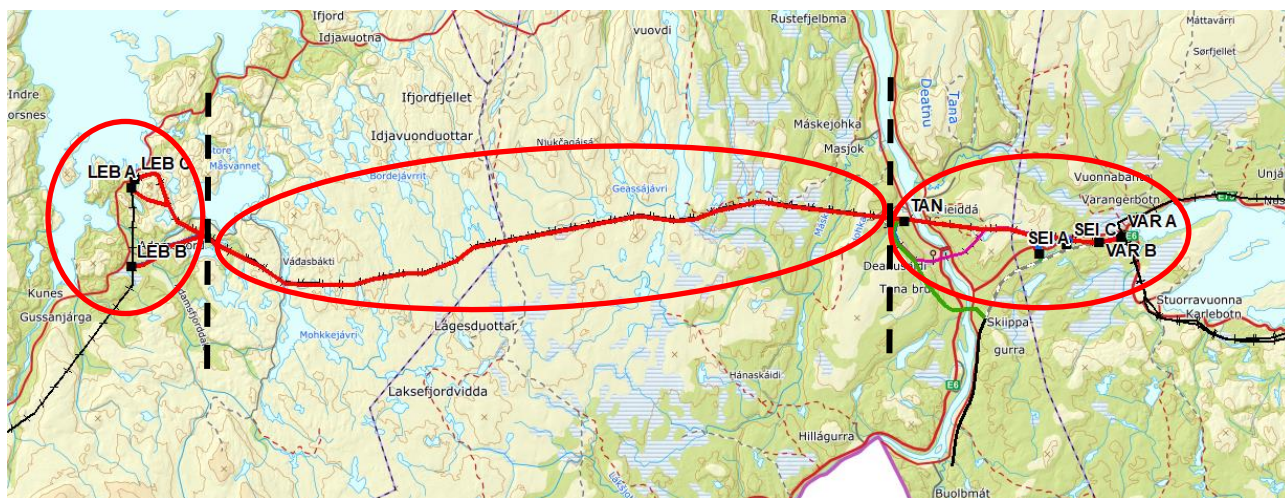
Figur 3-2. Konsekvensvifta og forklaring på ulike konsekvensgrader, Håndbok V712.

Informasjonsgrunnlaget som konsekvensutredningene er basert på (datagrunnlaget) og en avgrensning av influensområdet omtales innledningsvis for hvert deltema. Influensområdet angir hvor langt unna tiltaket områder ligger før de blir vurdert som ikke berørt av planene.

Tiltaket konsekvens vurderes opp mot tilstanden slik den ser ut i dag, også kalt 0-alternativet. For dette prosjektet innebærer dette at transformatorstasjonen Lebesby A/B/C er bygd ut og at omlegginger av eksisterende 132 kV-ledninger tilknyttet disse er bygd/revet, se kapittel 2. Eksisterende 132 kV-ledninger mellom Uhca Sopmir/Lille Måsvannet og ny transformatorstasjon i TAN/SEI A/SEI C/VAR B/VAR A leggs også til grunn som en del av 0-alternativet i tillegg til annen eksisterende infrastruktur/utbygging som eksisterer innenfor influensområdet i dag.

For å danne et beslutningsrelevant underlag er tiltaket inndelt i tre delområder. For enkelte fagtema kan de tre delområdene være oppdelt i mindre enheter for å synliggjøre ulike konfliktnivå innenfor ett og samme delområde. Det gis uansett en samlet konsekvensvurdering for hvert utbyggingsalternativ innenfor delområdene, slik at disse kan sette opp mot hverandre.

Delområde 1 omfatter traseføringer ut fra henholdsvis Lebesby A/B/C frem til et felles punkt nord for Uhca Sopmir (Lille Måsvatn). De presenteres en oppsumert konsekvensgrad for de tre alternativene som sette opp mot hverandre. Delområde 2 går fra Uhca Sopmir til avgreingen (420 kV) starter inn mot Tana transmisjonsnett-stasjon, alternativ 2.0. Innefor delområde 2 er det kun ett trasealternativ, 1.0. I delområde 3 stilles de fem stasjonsplasseringene TAN, SEI A, SEI C, VAR B og VAR A opp mot hverandre. I denne sammenstillingen inkluderes også all nødvendig ledningsbygging/omlegging fra starten av delområde 3 og frem til den aktuelle stasjonen.



Figur 3-3. Inndeling i tre delområder. Lengst vest vurderes utbyggingsløsning 1 A/B/C, i midten 2A og lengst øst er utbyggingsløsning 3A/B/C/D/E.

I denne fagrapporten kan de ulike stasjonsalternativene med tilhørende traseløsninger stedvis bli referert til som utbyggingsløsninger. Tabell 3-1 gi en oppsummering av hvilke tiltak som inngår i de ulike utbyggingsløsningene.

Tabell 3-1. Teknisk løsning innenfor de ulike utbyggingsløsninger.

Delområde	Utbyggings- løsning	Stasjonsvalg	Trase	Riving
1	1A	Lebesby A	1.4-1.0	-
	1B	Lebesby B	1.5	-
	1C	Lebesby C	1.0	-
2	2A	-	1.0	
3	3A (se Figur 2.3)	Tana	1.0 (TAN), 420 kV Ca. 12 km ny 220 kV (Ivalo) Omlegginger 132 kV	Ca. 13 km av dagens Ivalo-Varangerbotn
	3B (se Figur 2.4)	Seidafjellet A	1.0 (SEI A), 420 kV Omlegginger 220 kV og 132 kV inn til stasjonspunktet	Ca. 6,5 km av dagens Ivalo-Varangerbotn
	3C (se Figur 2.5)	Seidafjellet C	1.0 (SEI C), 420 kV Omlegginger 220 kV og 132 kV inn til stasjonspunktet	Ca. 4,5 km av dagens Ivalo-Varangerbotn
	3D (se Figur 2.6)	Varangerbotn B	1.0 (VAR B), 420 kV Omlegginger 220 kV og 132 kV inn til stasjonspunktet	Ca. 1,8 km av dagens Ivalo-Varangerbotn
	3E (se Figur 2.7)	Varangerbotn A	1.0 (VAR A), 420 kV Omlegginger 220 kV og 132 kV inn til stasjonspunktet	-

Ved oppstart av konsekvensutredningene var de tekniske forutsetningene noe mindre i delområde 3. Stasjonsalternativet Seidafjellet C, forutsetningen om at endepunktet i øst skal tilkobles ledningen fra Ivalo (220 kV) samt at eksisterende 132 kV-ledninger mellom Varangerbotn og Tana skal gjenbrukes til fremtidige forbindelser mot henholdsvis Kirkenes og Skogfoss har tilkommet mot slutten av konsekvensutredningene.

Eksisterende ledninger mellom Varangerbotn og Tana er befart, men eksisterende og ny ledningsføring for Ivalo-ledningen har ikke vært en del av befaringsrunden som ble utført i august. Dette gjelder også stasjonsplasseringen Seidafjellet C. Oppdragsgiver har henvist til gjeldende utredningsprogram fra NVE hvor det fremgår at behovet for befaring skal vurderes. Norconsults oppdragsgiver har i dette tilfellet konkludert med at utredede nye tiltak som ikke tidligere er vurdert i felt skal vurderes basert på tilgjengelig informasjon uten supplerende befaringer.

4 NATURRESSURSER

4.1 Datagrunnlag

Utredningen er basert på følgende informasjon og kilder:

- Digitale kartdata fra Norsk Institutt for Bioøkonomi (NIBIO/Kilden), deriblant AR5, AR50, DMK, SAT-SKOG, beitelag, etc.
- Digitale kart fra Norges geologiske undersøkelser NGU. Mineralressurser
- Digitale kart fra Direktoratet for mineralforvaltning. Database over utvinningsretter
- Digitale kart fra Miljødirektoratet. INON og Verneplan for vassdrag
- Kontakt med Finnmarkseiendommen (FeFo) v/ Einar Asbjørnsen.
- Kontakt med de berørte kommunene (v/Oddleif Nilsen, Hege Johansen, Frank Ingilæ)

4.2 Metodikk

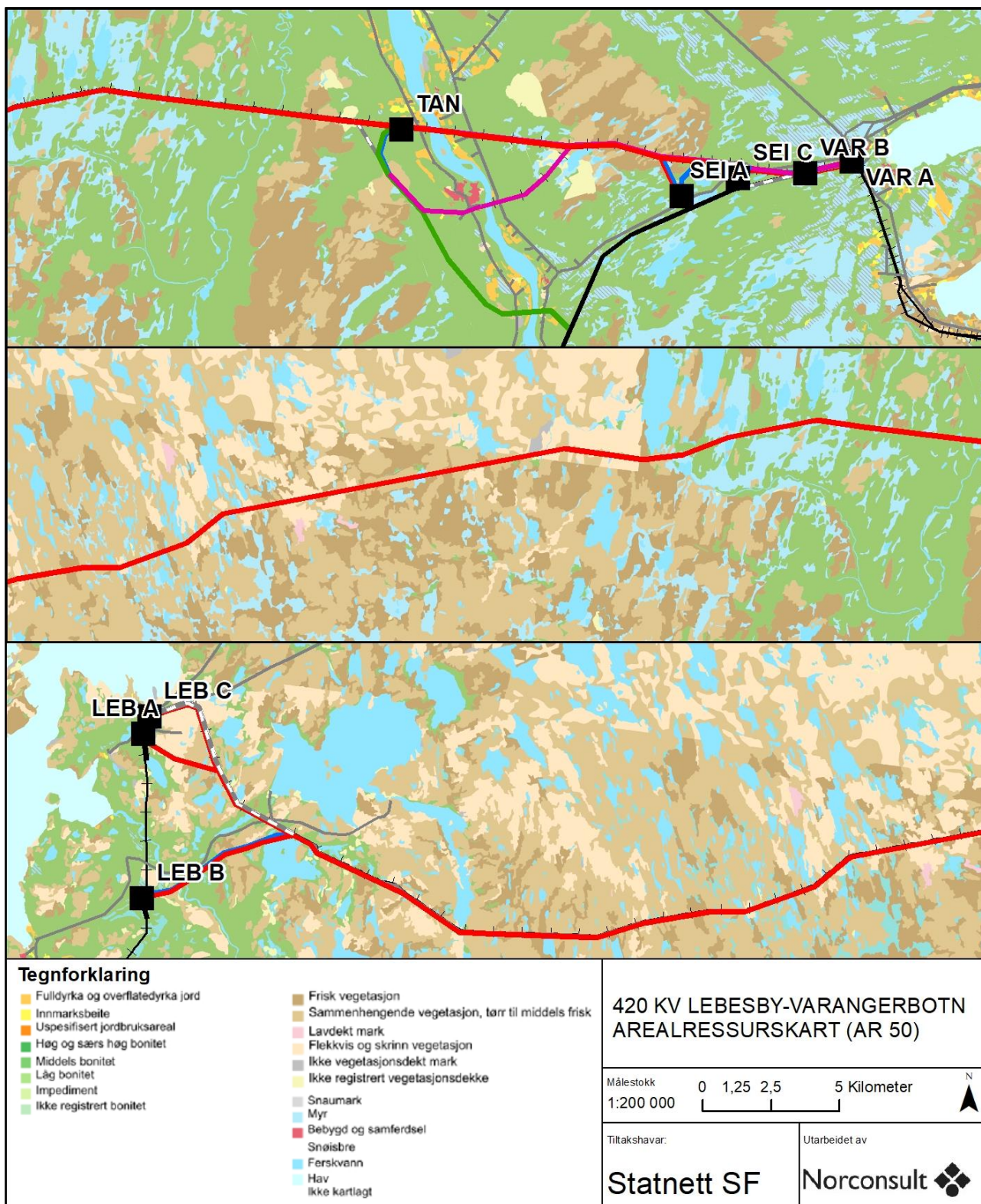
For å danne et beslutningsrelevant underlag er tiltaket inndelt i tre delområder, se kapittel 3.

Registrerings-kategori	Del-kategori	Ubetydelig verdi	Noe verdi	Middels verdi	Stor verdi	Svært stor verdi
Jordbruk ⁷⁸	Jorbruks-areal med jordsmonnkart		Jordressursklasse 3 med store driftstekniske begrensninger Jordressursklasse 4	Jordressursklasse 2 med store driftstekniske begrensninger Jordressursklasse 3 uten store driftstekniske begrensninger	Jordressursklasse 1 med store driftstekniske begrensninger Jordressursklasse 2 uten store driftstekniske begrensninger	Jordressursklasse 1 uten store driftstekniske begrensninger
	Fulldyrka jord uten jordsmonnkart			Organisk jord eller jorddekt, tungbrukt	Jorddekt, lettbrukt og mindre lettbrukt ⁷⁹	
	Overflate-dyrka jord eller innmarks-beite uten jordsmonnkart		Grunnlendt eller organisk jord	Jorddekt		
	Dyrkbar jord		Organisk jord. Jorddekt, ikke tidligere dyrka, som enten er tørkesvak eller ikke selvdrenert, eller er selvdrenert og blokkrik eller svært blokkrik.	Jorddekt, tidligere dyrka. Jorddekt, ikke tidligere dyrka, som er selvdrenert og ikke blokkrik.		
Utmark	Utmarks-beite	Mindre godt beite	Godt beite med middels utnyttelsesgrad	Svært godt beite og stor utnyttelsesgrad		
	Jakt og ferskvannsfiske	Uten næringsmessig betydning	Jakt- og/eller fiskeressurser med en viss næringsmessig betydning	Jakt- og/eller fiskeressurser med stor næringsmessig betydning	Spesielt viktig jakt eller fiskeressurser (eks nasjonalt viktige laksevassdrag)	
Mineralressurser ⁸⁰	Mineralressurser	Alt annet	Lokalt viktig/ liten forekomst	Regionalt viktig	Nasjonalt viktig	Internasjonalt viktig
	Pukk og grus (byggeråstoff)		Viktig og Meget viktig	Regionalt viktig	Nasjonalt viktig	Internasjonal betydning

Figur 4-1. Verdiskala for vurdering av jordbruk, utmarksbeite og mineralressurser.

Deltema naturressurser dekker jordbruk, skogbruk, utmarksbeite og mineralressurser. Kriterier for å vurdere verdiene for de ulike naturressursene er vist i Figur 4-1. Virkinger for reindrift som naturressurs er omtalt i egen fagrapport. Utmarksbasert næring (f.eks. høsting ved jakt/fiske) er også et eget utredningstema og er ikke vurdert i denne sammenheng. Skogbruk er i Håndbok V712 omhandlet som et prissatt tema, i denne utredningen er det gjort en deskriptiv fremstilling av drivverdige skogsforekomster som blir berørt. For vurdering av påvirkningsgraden henvises det til Figur 3-2.

Figur 4-2 gir en oversikt over arealressursene langs ledningen i henhold til NIBIOs arealressurskart, AR50. Rundt stasjonsalternativene både i øst og vest er det noe skog (Impediment). I høyereliggende strøk som over Laksefjordvidda berøres hovedsakelig flekkvis skrinnet vegetasjon, frisk vegetasjon og sammenhengende vegetasjon, tørr til middels frisk.



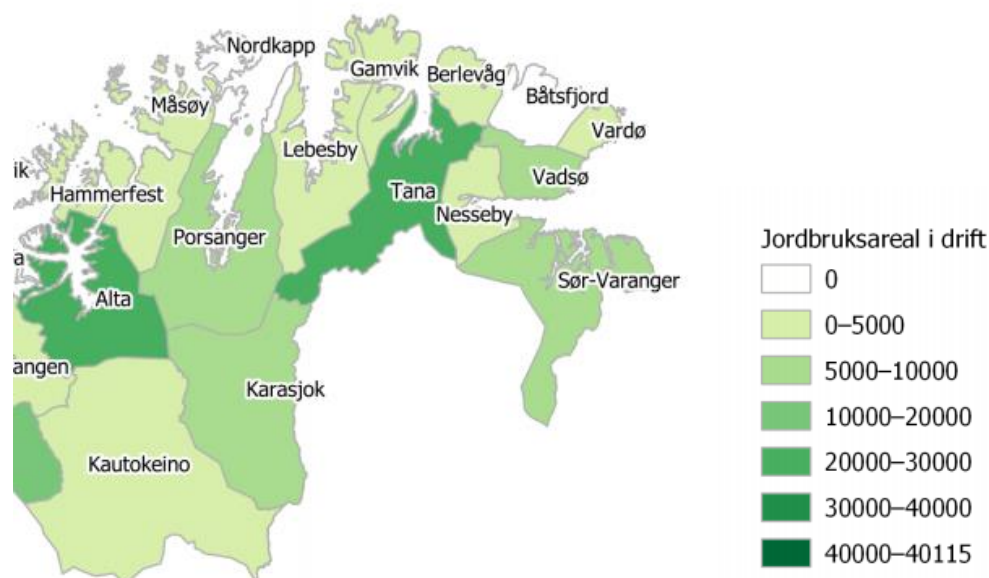
Figur 4-2. Oversikt over arealressurser langs ny 420 kV Lebesby-Varangerbotn. NIBIO AR50.

4.3 Jordbruk

Tiltakets influensområde defineres av kraftledningenes rydde og rettighetsbelte (40 meter for 420 kV og 30 meter for 132 kV) og arealbeslaget til nye transformatorstasjoner (ca. 80 daa).

4.3.1 Område og verdivurdering

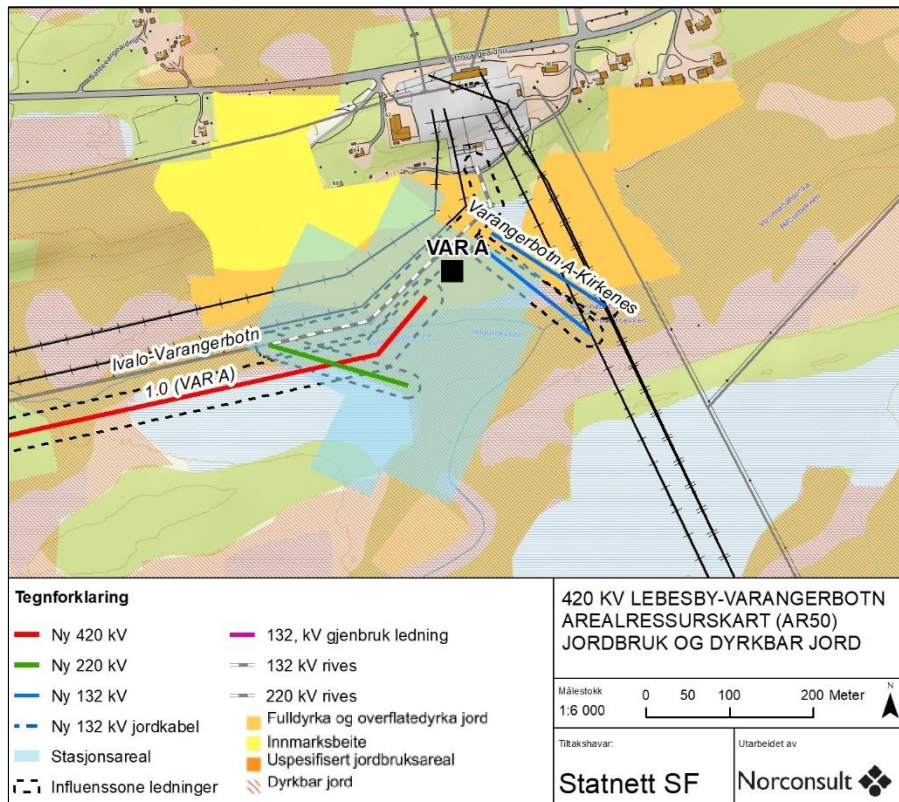
Det foreligger ikke en klassifisering av jordbruksressursene innenfor influensområdet (Kilden.no/jordressursklasser). Verdivurderingen er gjort basert på fylldyrka/overflatedyrka mark uten jordmonnsskart. Landbruksarealet utgjør bare 1,2 prosent av de totale landarealene i Troms- og Finnmark fylke.



Figur 4-3. Jordbruksarealer i drift i Nord-Norge per 2018 i dekar. Landbruksdirektoratet RT-900.

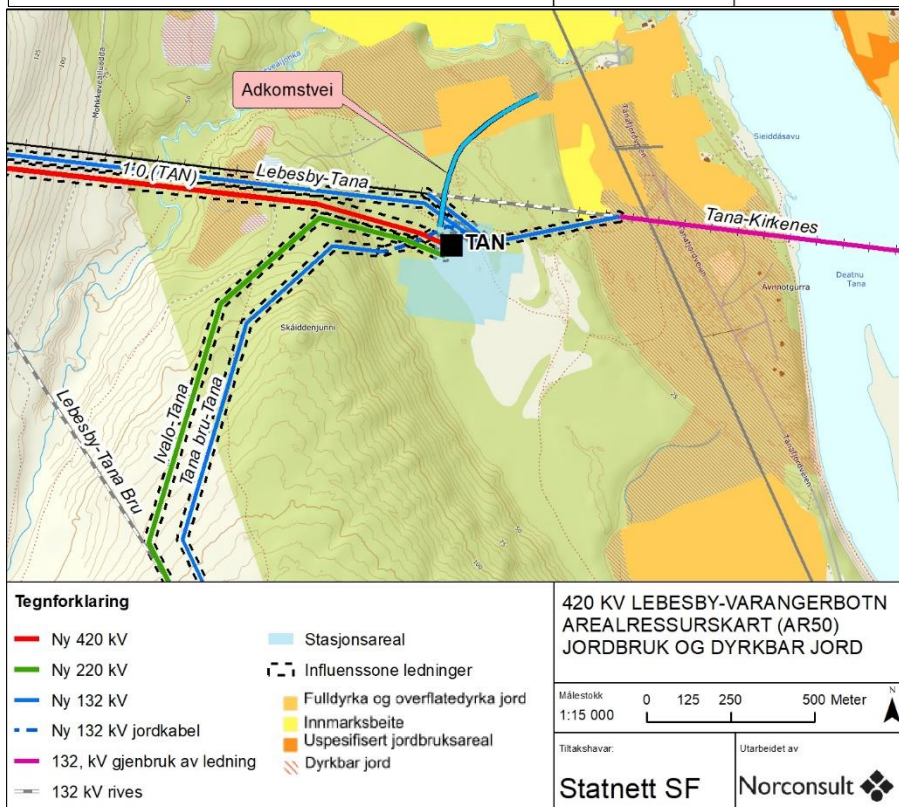
Jordbruket i Troms- og Finnmark er hovedsakelig knyttet opp mot melkeproduksjon (ku) med noe sau. Jordbruksarealer vil derfor primært være knyttet opp mot forproduksjon og innmarksbeiter. Som det fremgår av figur Figur 4-2 vil tiltaket i svært liten grad berøre aktive jordbruksarealer. Fulldyrket/overflatedyrket jord og innmarksbeiter berøres på kun tre steder langs traseen (i henhold til AR 50), alle innenfor delstrekning 3.

Ved Varangerbotn A (VAR A) stasjonsalternativ vil selve stasjonen og noen meter av innføringen til alternativ 1.0 berøre overflatedyrka mark, Figur 4-4.



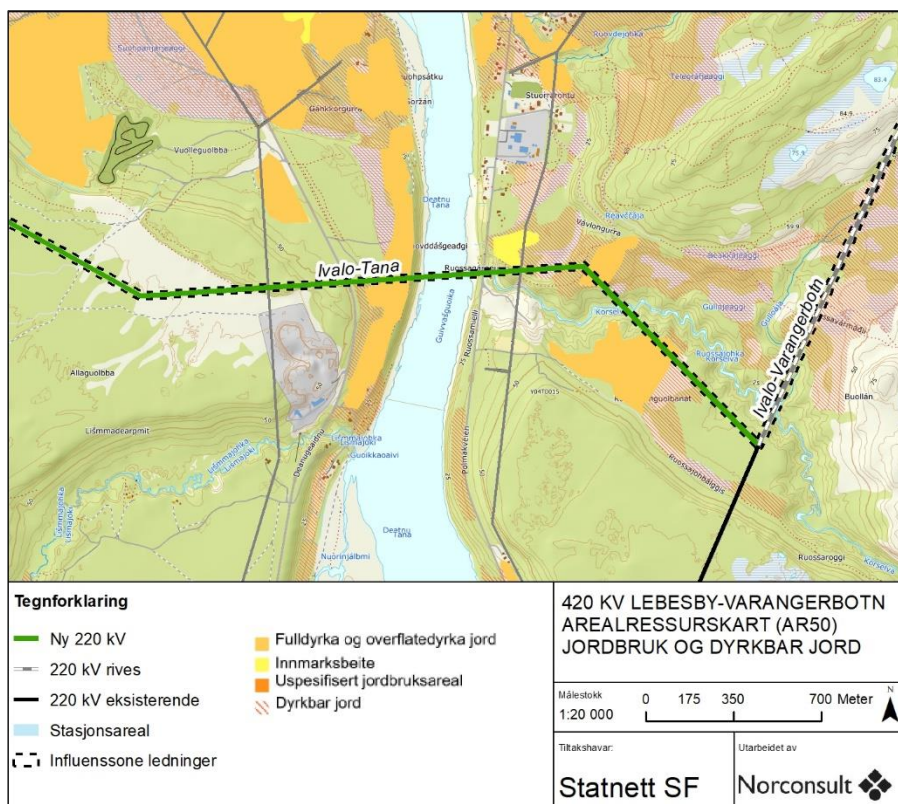
Figur 4-4. berørte jordbruksarealer ved Varangerbotn A transformatorstasjon.

Ved kryssingen av Tana bru vil trase 1.0 berøre noen meter med overflatedyrka mark dersom forbindelsen forlenges mot Seidafjellet/Varangerbotn. Ny 420 kV-ledning planlegges i parallell (sør for) eksisterende 132 kV som i dag krysser elva. Adkomstveien til Tana transformatorstasjon er også planlagt over noe overflatedyrket mark, Figur 4-5.



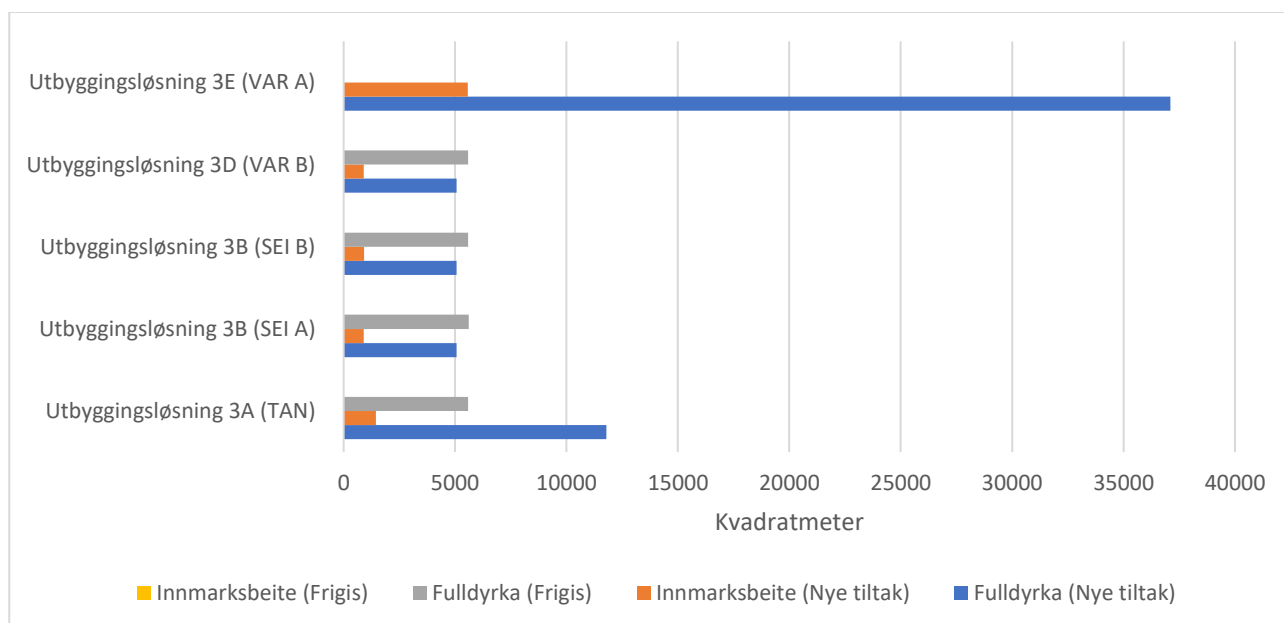
Figur 4-5. Berørte jordbruksarealer ved Tana transformatorstasjon. 420 kV-alternativet videre mot Seidafjellet/Varangerbotn er ikke inntegnet, men vil ligge sør for Tana-Kirkenes i figuren.

Dersom utbyggingsløsningen med Tana som nytt endepunkt for ny 420 kV velges (utbyggingsløsning 3A) vil dagens ledning fra Ivalo måtte legges om. Den nye traseen inn til Tana transmisjonsnettstasjon vil krysse Tanaelva i et område med jordbruksarealer.



Figur 4-6. Berørte jordbruksarealer ved kryssing av Tanaelva (ny innføring 220 kV til Tana transformatorstasjon)

Ved å trekke endepunktet for den nye 420 kV-ledningen østover vil også behovet for ledningsbygging øke. I og med at tiltakene i svært liten grad berører jordbruksarealer vil imidlertid ikke dette gi utslag mellom alternativene.



Figur 4-7. Sammenstilling av berørt jordbruksareal for de fem stasjonsalternativene TAN, SEI A, SEI C, VAR B og VAR A med tilhørende ledningsbygging.

Jordbruksarealene rundt dagens Varangerbotn transformatorstasjon er det som gir størst utslag. Disse blir i noe grad berørt av ledningsombygginger. Felles for utbyggingsløsning 3A-3D er at riving av dagens Ivalo-Kirkenes vil frigi et areal som i dag er berørt av denne ledningen. Utbyggingsløsning 3E (VAR A) berører mest areal på grunn av plasseringen av ny tomt. For utbyggingsløsning 3A (TAN) slår traseen til ledningen fra Ivalo inn til denne stasjonsplasseringen dårlig ut.

I og med at tiltaket kun berører jordbruksarealer i østre del og disse i stor grad har samme kvalitet er det ikke vurdert hensiktsmessig å gi områdene en samlet verdi. Berørte arealer er vurdert å være jorddekt og mindre lettbrukt/tungbrukt og er vurdert til middels verdi.



4.3.2 Vurdering av påvirkning og konsekvenser i driftsfasen

Ingen jordbruksområder blir berørt av ledningsalternativer i delområde 1 og 2. Konsekvensene blir da ubetydelig for alle vurderte traseer.

Konsekvensene i driftsfasen knyttet til jordbruksarealer dreier seg i all hovedsak om tap på grunn av plassering av mastepunkt på fulldyrket/overflatedyrket mark og eventuelle begrensninger i form av landbruksutstyr på grunn av høyde til strømførende liner som krysser.

Størrelsen på fysisk arealbeslag vil avhenge av hvilken mastetype som skal bygges.

Vinkelmast/forankringsmaste har et større behov for fundamentering enn bæremaster. M-masten som Statnett vurderer å benytte i dette prosjektet (bæremaster) har i tillegg utvendig bardunering som også vil påvirke muligheten for å drive jordbruk. Normalt vil det være ca. 10 meter mellom fundamentene (en mast har to eller fire fundamenter) slik at det totale arealbeslaget blir ca. 50-80 m² avhengig av mastetype og bardunering. En kraftledning på denne dimensjonen har imidlertid muligheten til å spenne over lange avstander. Som regel vil det derfor være mulig å plassere mastepunkt utenfor selve jordbruksarealene. I dette prosjektet krysser luftledningen svært avgrensede partier med jordbruksarealer, og der forutsettes derfor at mastepunktene ikke plasseres i direkte konflikt med overflatedyrket mark eller innmarksbeiter (ved kryssing Tana). Begrensninger knyttet til drift på grunn av liner over produksjonsjord knyttes hovedsakelig opp mot svært stort landbruksutstyr. Til forproduksjon vil traktor, forhøster/slåmaskin og rundballepresse være typisk utstyr i driften. I dette prosjektet vil linene ha en tilstrekkelig høyde til at normal drift ikke vil begrenses. Med begrunnelsen gitt over vurderes påvirkningen å være ubetydelig for ledningsføringene fra vestbredden av Tana og frem til SEI A/C og VAR B/A.

Figur 4-7 angir alle arealer som faller inn under tiltakets influenssone. Gitt omfanget av tiltaket vil svært lite jordbruksareal bli berørt. Som redegjort for ovenfor kommer utbyggingsløsning 3E dårligst ut. Dette knyttes opp mot plasseringen av Varangerbotn A. Stasjonsalternativ Varangerbotn A er tenkt plassert på arealer registrert som overflatedyrket (38 daa) og innmarksbeiter (6 daa). Disse arealene vil gå tapt som en følge av inngrepet. Påvirkningen er vurdert å gi en ødeleggelse av berørt landbruksområde.

Adkomstveien inn til Tana transformatorstasjon vil beslaglegge jordbruksarealer, dette er anslått til å være ca. 1,5 daa overflatedyrket mark. Hoveddelen av den nye adkomsten er basert på eksisterende vei som krysser gjennom registrert jordbruksareal i dag, men denne må trolig utvides. Innføringen av Ivalo-ledningen vil ikke gi vesentlige direkte arealtap. Påvirkningen er vurdert å gi noe forringelse av berørt landbruksområde.

Tabel 4-1. Sammenstilling av konsekvensvurderinger for jordbruk i delområde 3.

Utbyggingsløsning	Løsning 3A	Løsning 3B	Løsning 3C	Løsning 3D	Løsning 3E
Stasjonsvalg	Tana (TAN)	Seidafjellet A (SEI A)	Seidafjellet C (SEI C)	Varangerbotn B (VAR B)	Varangerbotn A (VAR A)
Nybygging ledninger	Se Figur 2-3	Figur 2-4	Figur 2-5	Figur 2-6	Figur 2-7
Riving ledninger	Se Figur 2-3	Figur 2-4	Figur 2-5	Figur 2-6	Figur 2-7
Samlet verdivurdering	Middels verdi	Middels verdi	Middels verdi	Middels verdi	Middels verdi
Samlet vurdering av påvirkningsgrad	Noe forringet	Uten betydning	Uten betydning	Uten betydning	Ødeleggelse
Samlet vurdering av konsekvensgrad	Noe miljøskade	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig	Betydelig miljøskade
Prioritering (1-5)*	4	1	2 (lik 3B)	3 (lik 3B)	5

* Prioritering mellom de fem utbyggingsalternativene i delområde 3 hvor 1 vurderes å gi minst miljølempe og 5 vurderes å gi størst.

4.3.3 Konsekvensvurdering i anleggsfasen

All den tid konsekvensvurderingene konkluderer med at berørte arealer til adkomstvei (TAN) og etablering av Varangerbotn A transformatorstasjon medfører et tap av jordbruksareal er det ikke hensiktsmessig å medregne negative konsekvenser knyttet opp mot etableringen av disse (konsekvenser i anleggsfasen).

Forutsatt at Statnett ikke etablere mastepunkt direkte på dyrka mark vil det ikke være negative konsekvenser knyttet til byggingen av nye ledninger. Det forutsettes videre at Statnett tilpasser tidspunkt for ledningsbygging i områder som berører jordbruksarealer slik at dette ikke blir til hinder for produksjon og høsting. Med dette som forutsetning vil konsekvensenes i anleggsfasen være ubetydelig. Dersom en slik tilpassing ikke er mulig vurderes konsekvensens for jordbruksarealer berørt av ledningsbyggingen å gi noe miljøskade.

4.3.4 Avbøtende tiltak

Dersom Tana transformatorstasjon gis konsesjon kan det være mulig å se på en adkomstvei som i mindre grad krysser eksisterende jordbruksareal ved å legge avgjøringpunktet vest for disse teigene (se Figur 4-8 og Figur 4-5). Dersom dette er mulig, vil påvirkningen av Tana transformatorstasjon være ubetydelig.



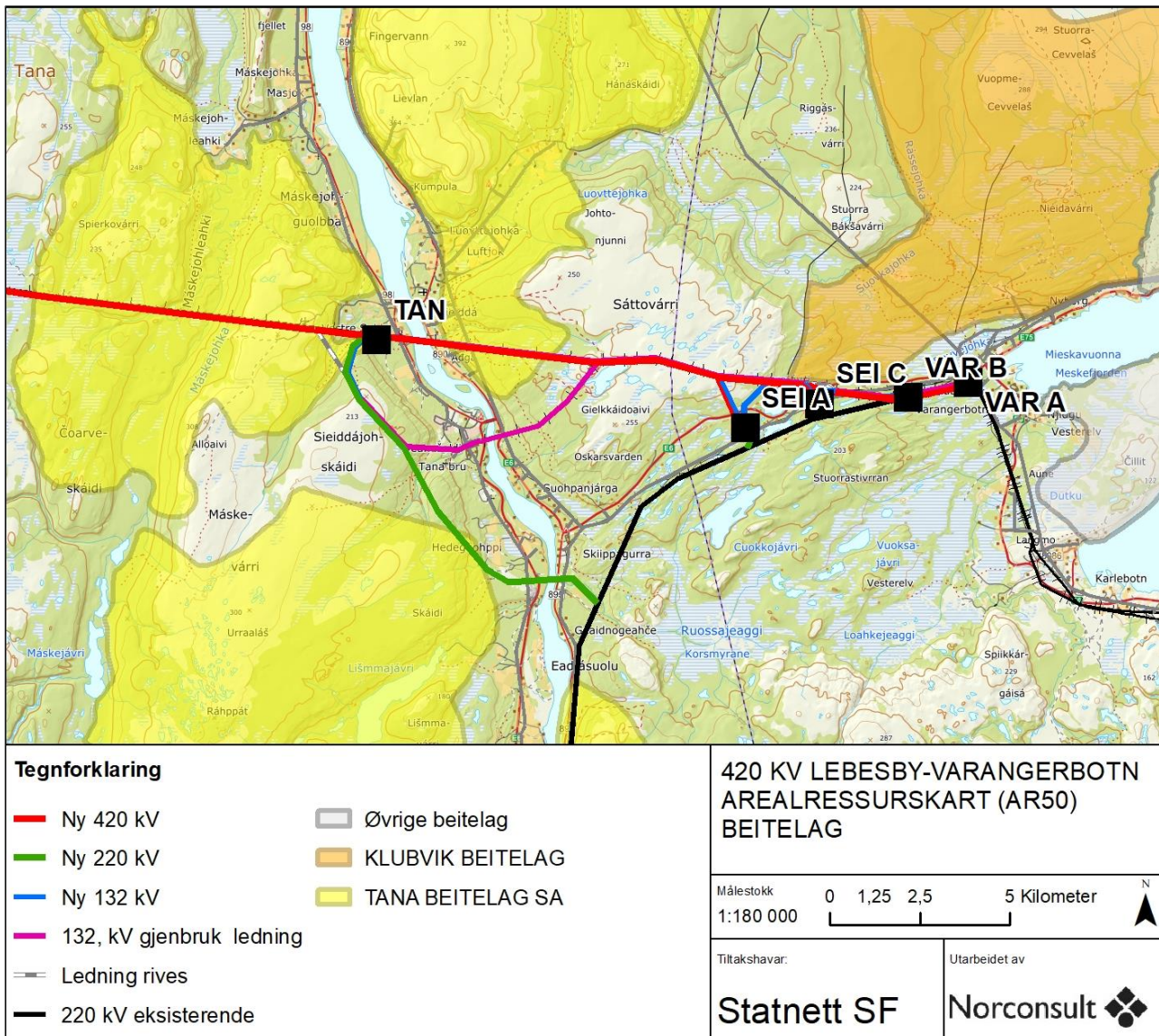
Figur 4-8. Foreslått adkomstvei inn til Tana transformatorstasjon. Som avbøtende tiltak anbefales det å flytte adkomstveien vest for fulldyrket areal.

4.4 Utmarksbeite

Tiltakets influensområde avgrense til 1 km ut fra tiltakene. I driftsfasen kan støy fra anleggsvirksomhet påvirke dyr på utmarksbeite ut til denne avstanden. I driftsfasen vil påvirkningen bare begrenset til det fysiske arealbeslaget.

4.4.1 Område og verdivurdering

Det er registrert fire beiteområder innenfor influensområdet. Tre av disse tilhører Tana Beitelag SA og ett tilhører Klubvik Beitelag. Områdene er vist i Figur 4-9. Figuren viser også et område i øst tilhørende Nesseby Villsaulag. Dette området ligger utenfor influensområdet og vil ikke bli omtalt.



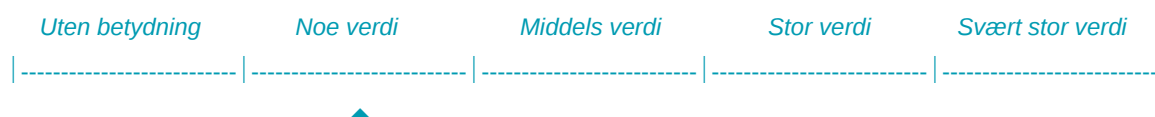
Figur 4-9. Oversikt over eksisterende beitelag innenfor influensområdet til ny 420 kV Lebesby-Varangerbotn. NINIO AR50.

Tabell 4-1. Oversikt over beitelag innenfor influensområdet.

Beitelag	Områdenavn	Type dyr	Antall	Medlemmer	Areal km ²	Dyr/km ²
Tana Beitelag SA	Máskejohka	Sau	175	2	75,1	2
Tana Beitelag SA	Luftjok-Herrevann	Sau	557	5	171,9	3
Tana Beitelag SA	Máskevárri	Sau	143	1	154,1	0,9
Klubvik Beitelag		Sau	3927	10	209,8	19

Kvaliteten på utmarksbeiter er i stor grad avhengig av hvor stor del av tilgjengelig areal som er egnet som beite (nyttbart areal) og kvaliteten på beitet. Svært gode beitearealer for sau kan ha dyrebesetninger opp mot 77-108 dyr per km² mens mindre gode beite kan ha 33-54 dyr per km² [5]. Uten at det er gjort noen vurdering av beitekvaliteten kan man slå fast at beitelagene har svært få dyr per km².

I henhold til verdikriteriene, Figur 4-1, vurderes de fire beiteområdene å ha noe verdi som utmarksbeite pga. lav/middel utnyttelsesgrad. Øvrige arealer innenfor influenssonen vurderes ikke å ha verdi for utredingstemaet.



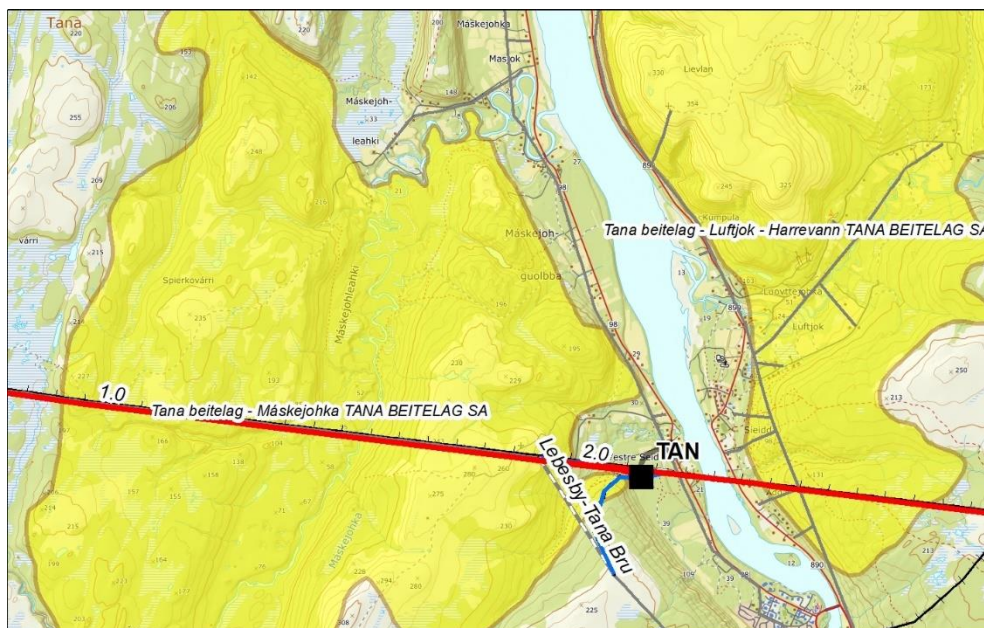
4.4.2 Vurdering av påvirkning og konsekvenser i driftsfasen

Kun Máskevárri, Máskejohka og Luftjok-Herrevann (alle Tana Beitelag) blir direkte berørt av tiltaket.

Máskejohka, som ligger vest for Tana transformatorstasjon, vil bli berørt av en ny 420 kV ledning gjennom områder uansett hvilket endepunkt som blir valgt for tiltaket. Velges Tana som endepunkt (utbyggingsløsning 3A) vil denne stasjonen ligge i randsonen (rett utenfor) utenfor beitelagets kartfestede område.

Utbyggingsløsning 3A vil som nevnt i kapittel 2 også utløse behov for en ny innføring av ledningen fra Ivalo. Denne vil berøre en begrenset del av Máskevárri, som ligger sør for Tana transformatorstasjon.

De resterende fire utbyggingsalternativene vil ikke medføre konflikt med Máskevárri beiteområde da ledningen fra Ivalo får andre ombyggingsløsninger. Alle disse utbyggingsalternativene (3B, 3C, 3D og 3E) medfører imidlertid at beiteområde Luftjok-Herrevann, rett øst for Tanaelva, berøres med en ny 420 kV-ledning.



Figur 4-10. Utsnitt av tiltaket gjennom Máskejojha og Luftjok-Herrevann beiteområder.

En ny 420 kV-ledning parallelt med eksisterende 132 kV-ledninger gjennom Tana Beitelags beiteområde (Máskejojha og Luftjok-Herrevann) vurderes ikke på påvirke beitetilgangen i nevneverdig grad. Den nye ledningsinnføringen fra Ivalo til Tana transformatorstasjon (utbyggingsløsning 3A) vil i liten grad berøre Máskevárri beiteområde, og vurderes ikke å påvirke beitetilgangen i nevneverdig grad. Klubvik Beitelags områder ligger på motsatt side av E6 enn dette ledningstiltaket og blir ikke direkte berørt i driftsfasen.

Tiltaket i delområde 1 og 2 berører ingen verdier og følgelig er konsekvensene vurdert å være ubetydelig.

Tabel 4-2. Sammenstilling av konsekvensvurderinger for beitelag i delområde 3.

Utbyggingsløsning	Løsning 3A	Løsning 3B	Løsning 3C	Løsning 3D	Løsning 3E
Stasjonsvalg	Tana (TAN)	Seidafjellet A (SEI A)	Seidafjellet C (SEI C)	Varangerbotn B (VAR B)	Varangerbotn A (VAR A)
Nybygging ledninger	Se Figur 2-3	Figur 2-4	Figur 2-5	Figur 2-6	Figur 2-7
Riving ledninger	Se Figur 2-3	Figur 2-4	Figur 2-5	Figur 2-6	Figur 2-7
Samlet verdivurdering	Noe verdi	Noe verdi	Noe verdi	Noe verdi	Noe verdi
Samlet vurdering av påvirkningsgrad	Uten betydning	Uten betydning	Uten betydning	Uten betydning	Uten betydning
Samlet vurdering av konsekvensgrad	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig
Prioritering (1-5)*	-	-	-	-	-

* Prioritering mellom de fem utbyggingsalternativene i delområde 3 hvor 1 vurderes å gi minst miljøulempe og 5 vurderes å gi størst. Da alle utbyggingsalternativene er vurdert å ha ubetydelig konsekvens er det ikke gjort en prioritering.

4.4.3 Konsekvensvurdering i anleggsfasen

Støy fra anleggsarbeider, særlig helikoptertransport, kan være forstyrrende for dyr på beite. Av utmarksbeitene innenfor utredningsområdet vurderes Máskejojha og kunne bli negativt berørt i

anleggsfasen. For de øvrige tre områdene berøres kun randsonen av beitene. For Måskehokka utmarksbeite vurderes tiltaket å kunne gi noe miljøskade uten avbøtende tiltak.

4.4.4 Avbøtende tiltak

Tidspunkt for anleggsarbeider gjennom Måskehokka bør vurderes opp mot når det er dyr på beite. Avbøtende tiltak i anleggsfasen kan være tidsbegrensning i forhold til helikopterflyvning og annen særlig støyende aktivitet. Alternativt at man i samråd med beitelaget etablerer flykorridorer som sikrer at besetningen ikke forstyrres på beite eller avtale perioder når dyrene benytter områder lengre vekk fra tiltaket. Anleggsarbeider på bakken vurderes ikke å gi nevneverdige konflikter selv med dyr på beitet. For de øvrige tre områdene bør det være mulig å styre helikoptertrafikken slik at beiteområdenes kjerneområder ikke berøres.

4.5 Skogressurser

Skogbruk er en prissatte konsekvenser, og økonomisk tap som følge av tapt areal og produksjon blir beregnet inn i sammenheng med grunnverv i de samfunnsøkonomiske vurderingene. Derimot skal følgene for dyrkbart (produktiv) areal i skogsområder vurderes under jordbruk i ikke-prissatte konsekvenser. Dette kan eksempelvis være driftsulemper eller hindringer for å kunne ta ut virke på en effektiv måte.

Produktiv skog er skog der det kan drives skogsdrift med økonomisk utbytte. Statistisk sentralbyrå definerer produktiv skog som arealer som «ved gunstige bestandsforhold i gjennomsnitt per år kan produsere minst 0,1 kubikkmeter trevirke med bark per dekar». Uttak av ved til brensel inngår ikke begrepet produktiv skog. Dette er omtalt i de påfølgende vurderingene, men ikke tillagt betydning i verdivurderingene eller fastsettelse av konsekvensgrad.

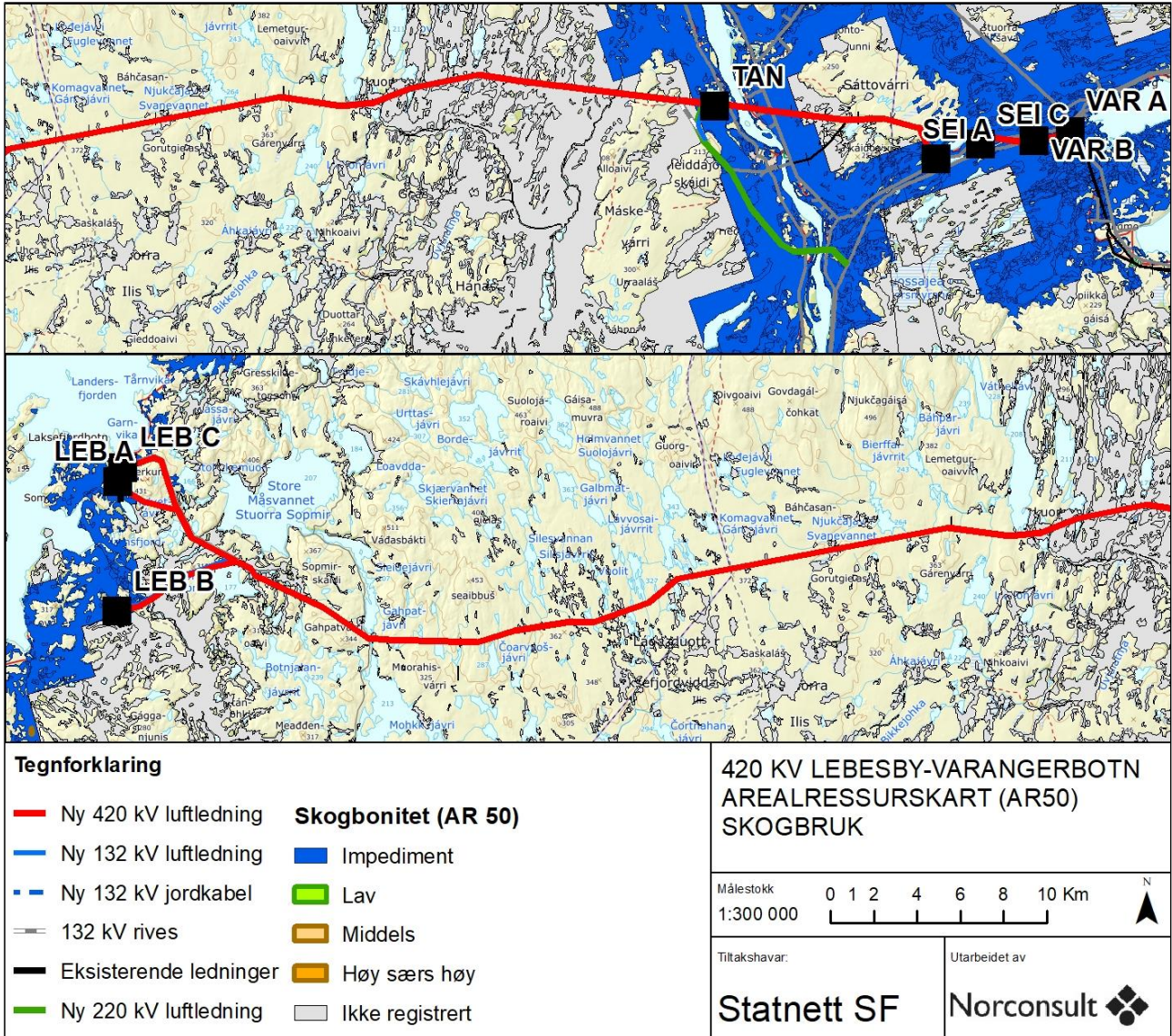
Influenssonen er i vurderingen av virkninger for skogbruk satt til å være lik klausuleringsbeltet til nye ledninger, 40 meter for 420 kV og 30 meter til 132 og 220 kV. I tillegg er fotavtrykkene til stasjonstomtene i delområde 3 vurdert.

4.5.1 Område og verdivurdering

Skogen dekker 24% (18 mill. daa) av landarealene i Troms- og Finnmark. Av dette regnes 8 mill. dekar som produktiv skog (Fylkesmannen i Troms- og Finnmark). Nesseby, Tana og Lebesby kommuner har kun mindre landarealer med produktiv skog. Hovedvekten av de skogdekte arealene er klassifisert som impediment. Innenfor tiltakets influenssone (ledningenes ryddebelt og fremtidige stasjonsareal) er det ikke registrert produktiv skog, se Figur 4-11. I uttalelsene til meldingen av dette prosjektet er det fra forvaltningen påpekt at kartlegging av produktive skogarealer i Finnmark er mangelfull.

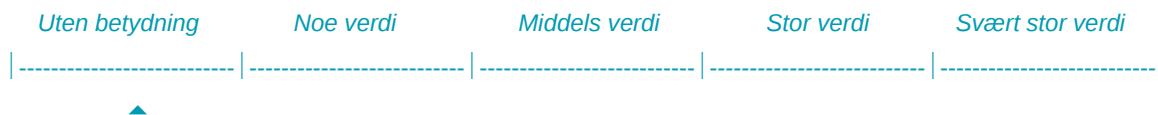
Selv om det kan knyttes usikkerhet til skogressurskartene som legges til grunn for verdivurderingen (Kilden.no AR50/5) bekrefter befaringer av tiltaksområdet at det i all hovedsak er uproduktiv/lavproduktiv skog som blir berørt av tiltaket.

Alle som er bosatt i Finnmark har rett til hogst av løvskog til brensel for egen husholdning forutsatt at uttaket skjer i bostedskommunen. Vedteiger registreres i FEFOs vedteigportal; www.natureit.no. Utreder har gjennomgått registrerte registreringer i de tre berørte kommunene. Størst aktivitet er det i Masjok-dalen. Ingen av de registrerte teigene vurderes å komme i direkte konflikt med ny ledningstrase.



Figur 4-11. Oversikt over skogressurser berørt av tiltaket. NIBIO AR50.

Verdien av produktiv skog i henhold til definisjonen innenfor influensområdet vurderes derfor som uten betydning.



4.5.2 Vurdering av påvirkning og konsekvenser i driftsfasen

Tiltaket vil være uten betydning for skog som ressursgrunnlag siden ingen verdier berøres innenfor influensområdet.

4.5.3 Konsekvensvurdering i anleggsfasen

Tiltaket vil være uten betydning for skog som ressursgrunnlag siden ingen verdier berøres innenfor influensområdet.

4.6 Mineralressurser

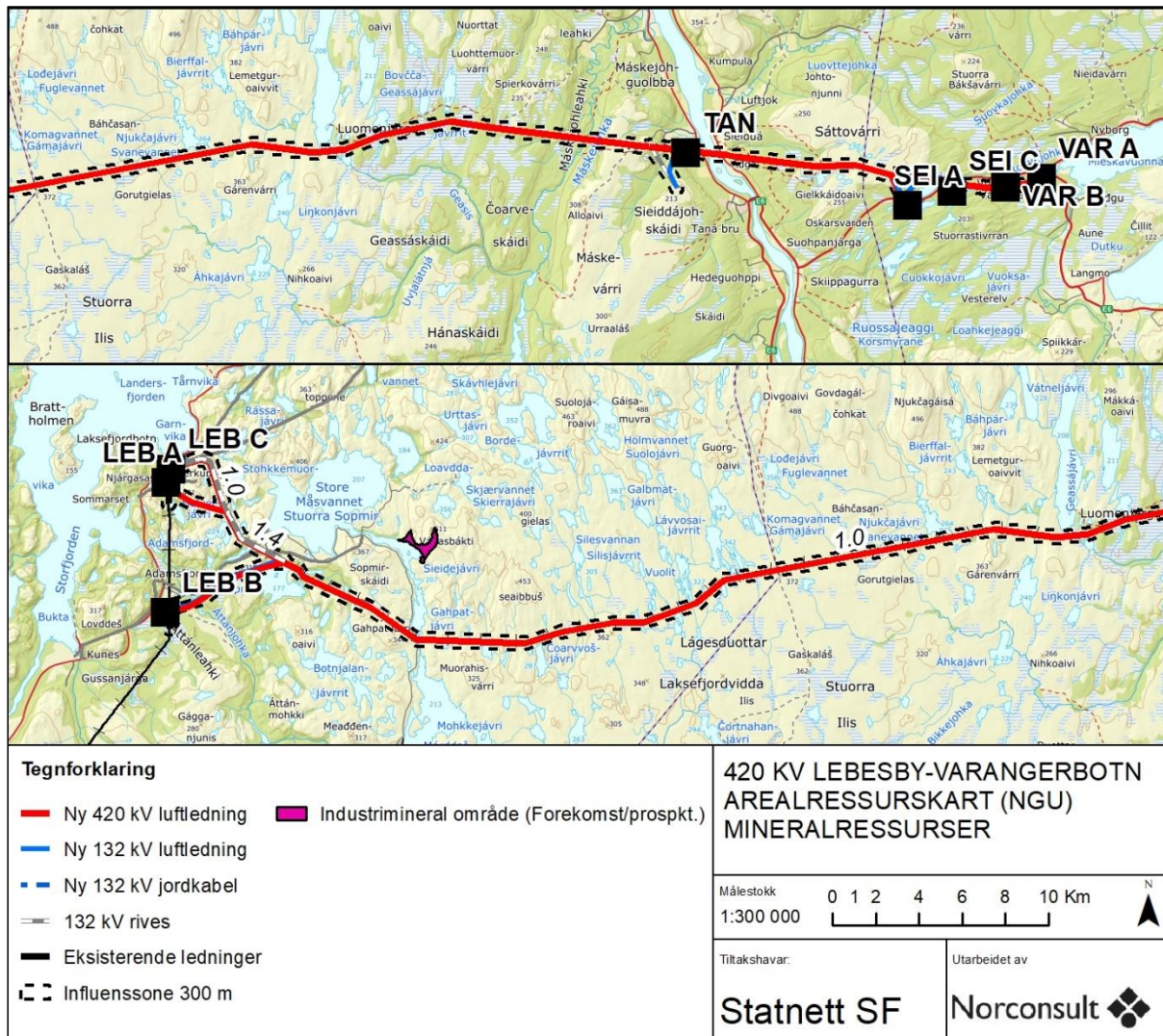
Mineralressurser inndeles i fem ulike grupper: industrimineraler, naturstein, byggeråstoffer (fra fast fjell og løsmasser), metalliske malmer og energimineraler. Disse gruppene inngår i kategoriene forekomster, prospekter og områder med tildelte utvinningsretter ut fra hvor omfattende lokaliteten er undersøkt. Anlegg med tildelt utvinningsrett regnes normalt inn som en prissatt konsekvens og omhandles som en del av de samfunnsøkonomiske vurderingene.

Uttak av mineralforekomster kan komme i konflikt med overføringsanlegg både med tanke på direkte arealkonflikt, men også gjennom at ledninger kan begrense tilstøtende sprengingsaktivitet. I drifts- og anleggsfasen er derfor influenssonen satt til 300 meter ut fra tiltakene.

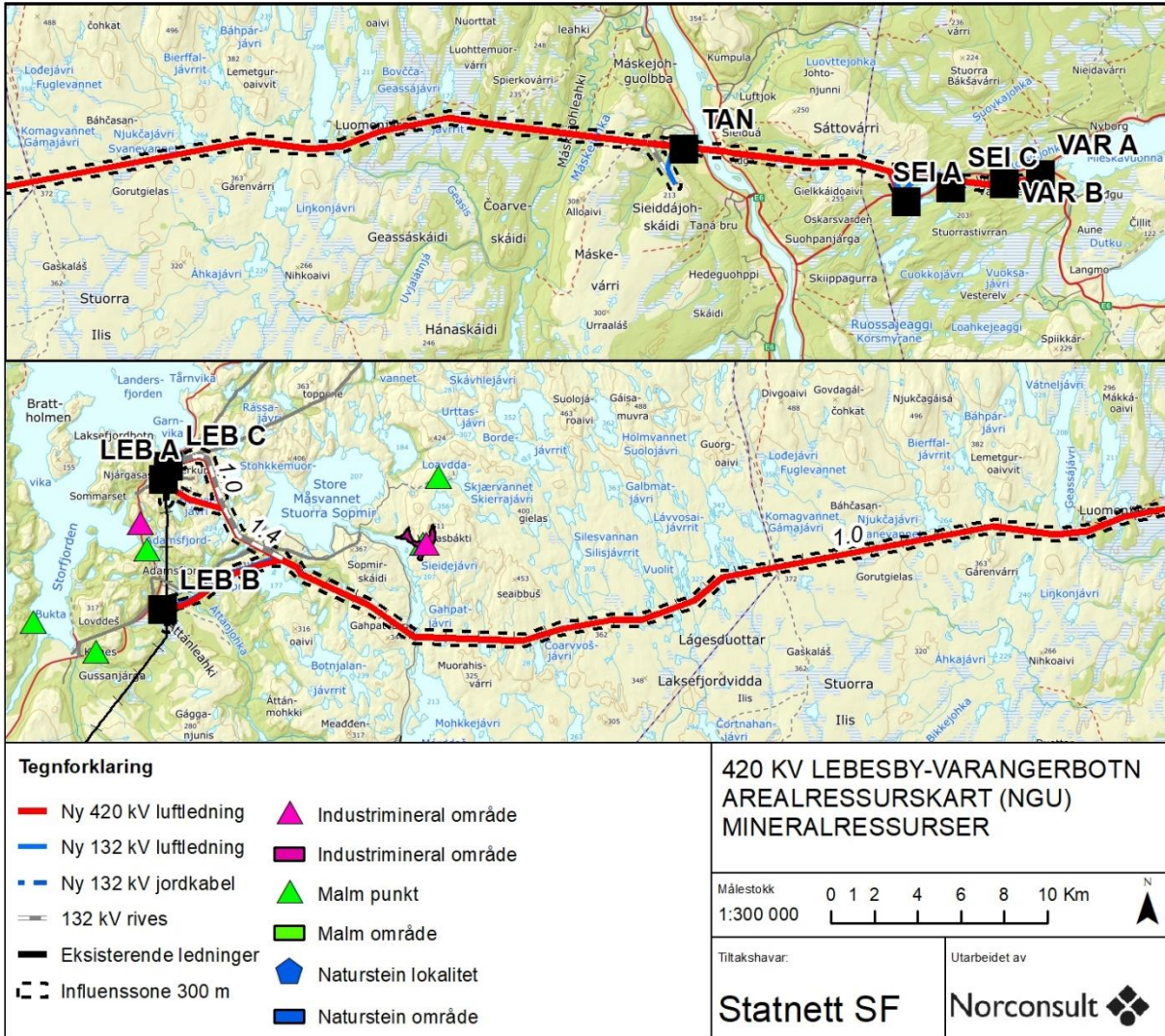
4.6.1 Område og verdivurdering

Vårt nordligste fylke er rikt på mineralressurser. I sum omsatte bedrifter med uttak av mineraler i Nord-Norge for om lag 2,2 milliarder i 2016, og totalt sysselsatte den 783 personer i Nordland og Troms og Finnmark fylker [6]. Basert på kartunderlag fra NGU og Direktoratet for mineralforvaltning er det innhentet informasjon om forekomster og prospekter innenfor influenssonen. Forekomster med tildelte utvinningsretter er også vist på kartutsnitt, men er ikke vurdert i denne sammenheng (ref. avgrensning over mot prissatte konsekvenser.

Som det fremgår av Figur 4-12 er det ikke registrert forekomster eller prospekter innenfor influensområdet. Nærmeste registret forekomsten ligger vest for Store Måsvannet, ca. 4 km unna tiltaket. Til informasjon viser Figur 4-13 også lokaliteter med tildelt utvinningsrett.

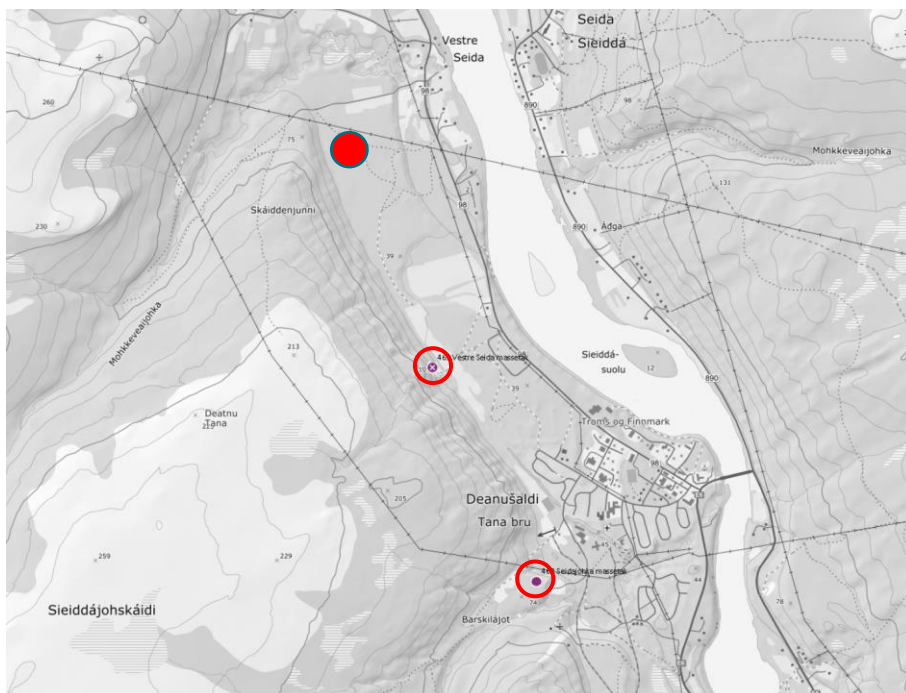


Figur 4-12. Oversikt over mineralressurser (forekomster og prospekter) nær tiltaksområdet.



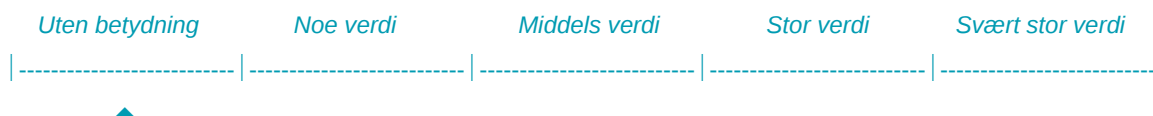
Figur 4-13. Oversikt over mineralressurser (forekomster, prospekter og områder med tildelte utvinningsretter) nær tiltaksområdet.

Sør for Tana transformatorstasjon ligger det to massetak for natursteinsproduksjon som ikke er med i datasettet til NGU, Vestre Seida og Seidajohka massetak (Figur 4-14). Førstnevnte er ikke registrert i drift. Massetakene ligger henholdsvis 2 og 3 km. unna tiltaket.



Figur 4-14. Vestre Seida og Seidajohka massetak vist med røde ringe. Tana transformatorstasjon er med rødt punkt.

Ettersom ingen prospekter eller forekomster for mineralressurser ligger innenfor influensområdet vurderes verdien å være uten betydning.



4.6.2 Vurdering av påvirkning og konsekvenser i driftsfasen

Tiltaket vil være uten betydning for mineralressurser siden ingen verdier berøres innenfor influensområdet.

4.6.3 Konsekvensvurdering i anleggsfasen

Tiltaket vil være uten betydning for mineralressurser siden ingen verdier berøres innenfor influensområdet.

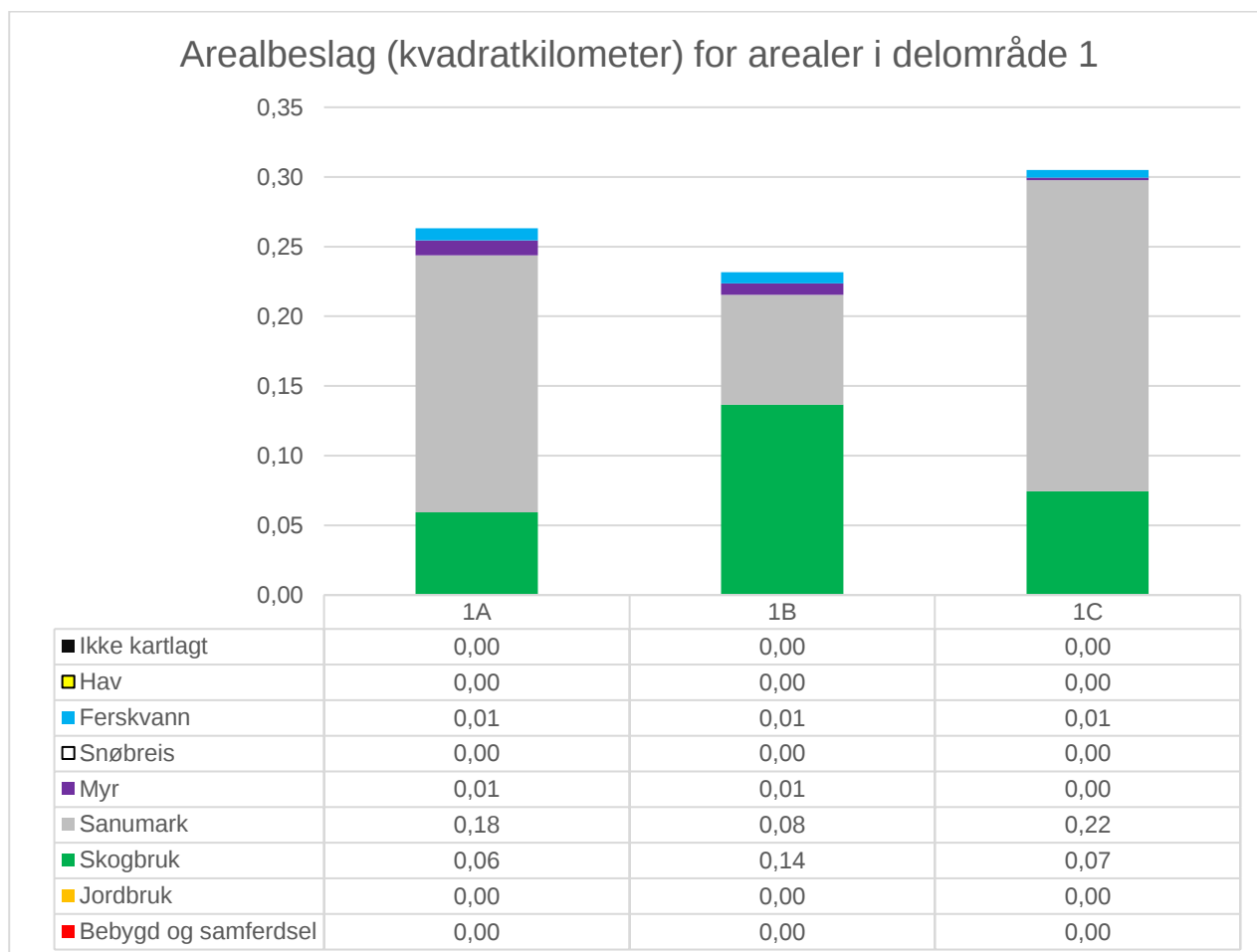
5 ANNEN AREALBRUK

5.1 Båndlagt areal

En ny 420 kV-ledning medfører et byggeforbudsbelte på ca. 40 meter. I praksis vil dette beltet være noe mindre der ledningen bygges parallelt med eksisterende ledninger, men siden tiltaket ikke er prosjektert er det likevel valgt å legge til grunn 40 meter for ny 420 kV-ledninger. Nye 132 kV-omlegginger vil normalt ha et byggeforbudsbelte på ca. 30 meter.

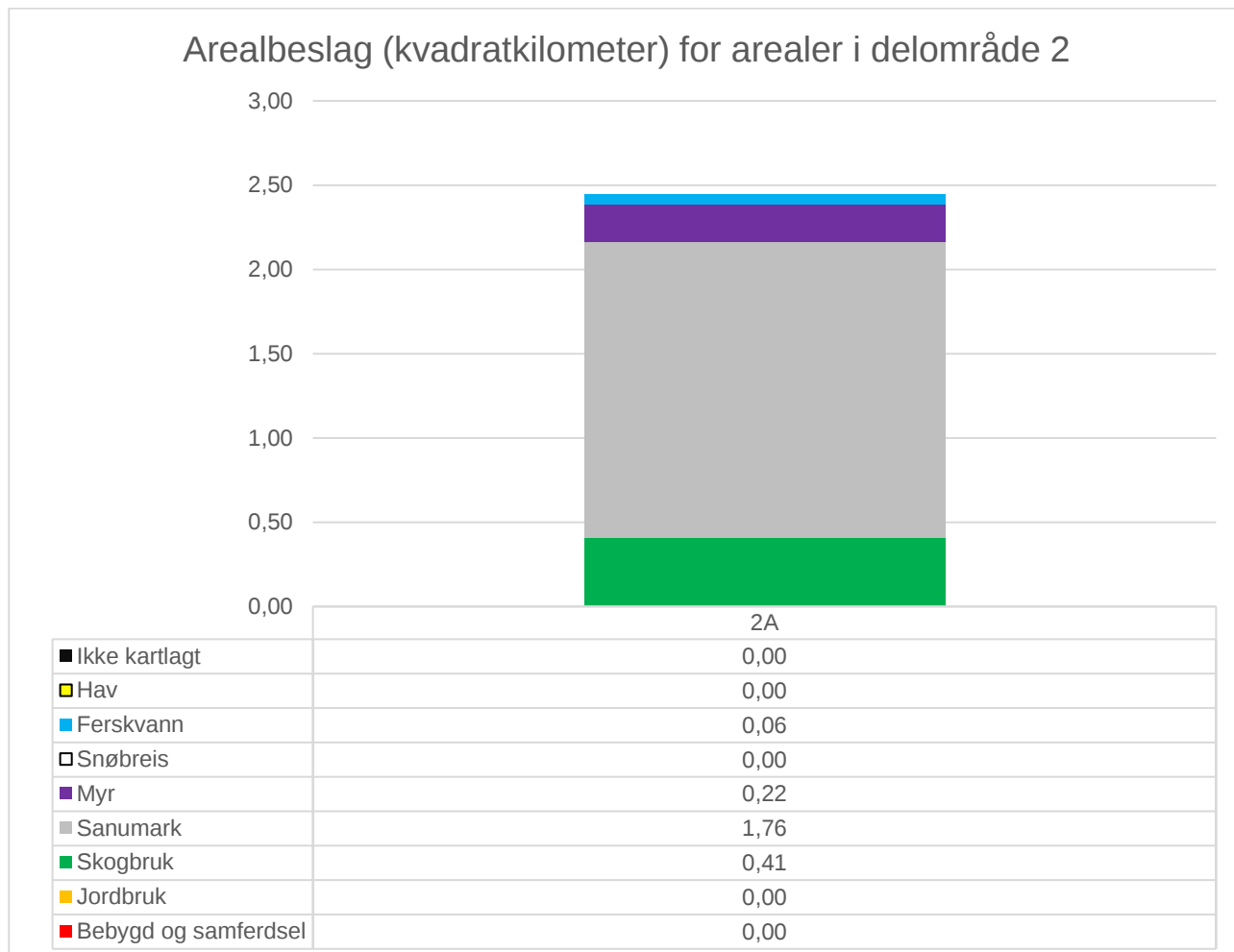
Det henvises til kapittel 4.2 for beskrivelse av delområde 1, 2 og 3 samt hvilke traser som inngår i utbyggingsløsningene 1A/B/C, 2A og 3A/B/C/D/E.

De tre trasemulighetene i delområde 1 vil båndlegge mellom 0,23 og 0,30 km² avhengig av hvilken stasjonsplassering som blir valgt for Lebesby. I all hovedsak er det skogdekt mark og snaumark som berører, se Figur 5-1.



Figur 5-1. Arealbeslag innenfor delområde 1. NIBIO AR50.

I delområde 2 er det kun ett trasevalg, alternativ 1.0. Dette vil i hovedsak berøre snaumark. Det totale båndlagte arealet er estimert å være ca. 2,45 km², se Figur 5-2.

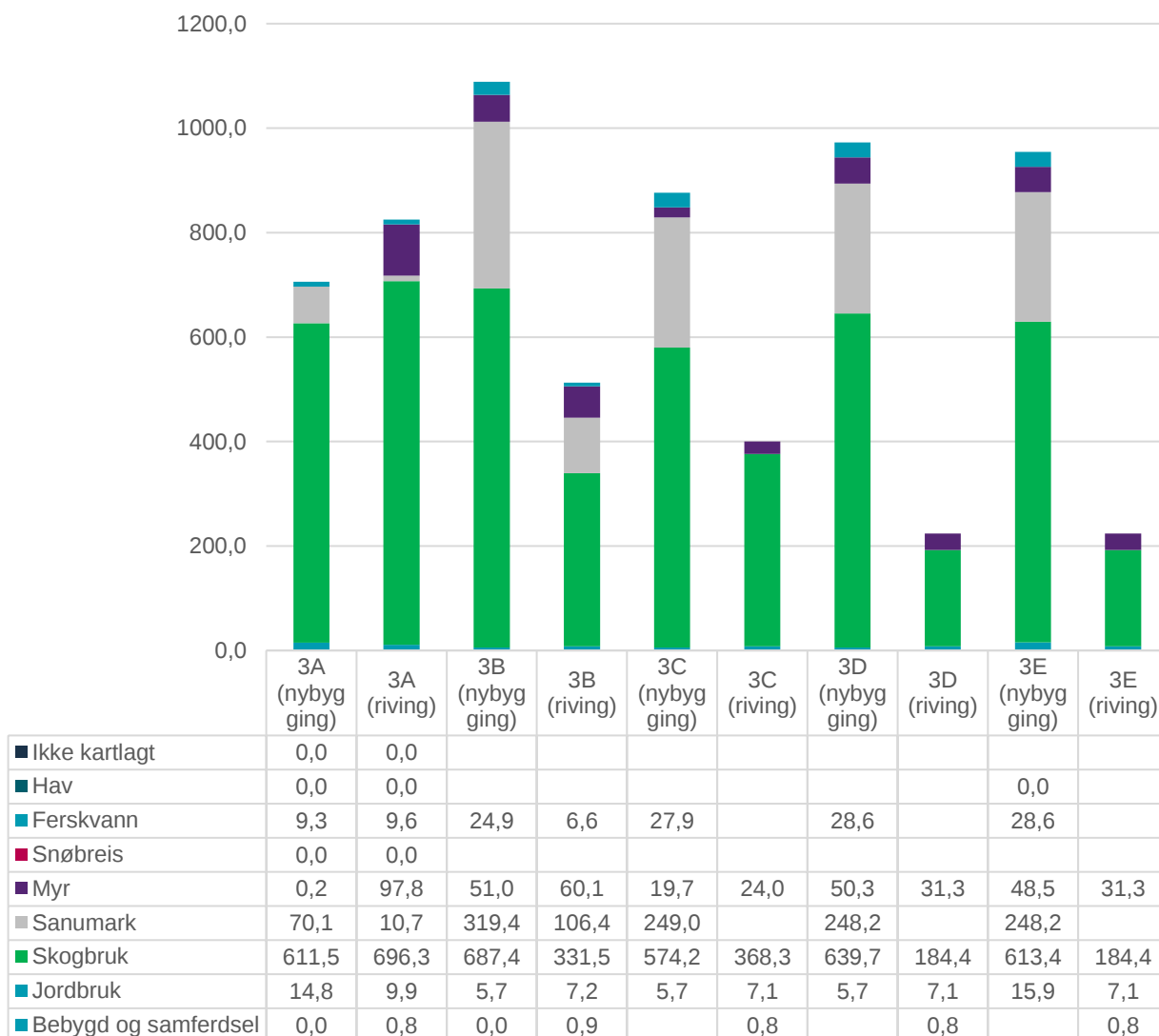


Figur 5-2. Arealbeslag innenfor delområde 2. NIBIO AR50.

I delområde 3 vil båndlagt areal øke jo lenger øst endepunktet for den nye 420 kV-ledningen trekkes. Tana vil gi minst arealbeslag, mens Varangerbotn A vil gi størst båndlagt areal. I delområde 3 er det hovedsakelig skogkledde områder som berøres, se Figur 5-3.

Selve transformatorstasjonene i delområde 3 Tana, Seidafjellet A, Seidafjellet C, Varangerbotn B og Varangerbotn A gir et opparbeidet areal på ca. 80 daa. Tana, Seidafjellet A/B og vil berøre skogkledde områder (impediment). Varangerbotn B berører hovedsakelig skogkledde områder, men også en liten andel myr. Varangerbotn A berører hovedsakelig jordbruksarealer og noe skogkledde mark.

Arealbeslag (kvadratkilometer) for arealer i delområde 3



Figur 5-3. Arealbeslag innenfor delområde 3. NIBIO AR50.

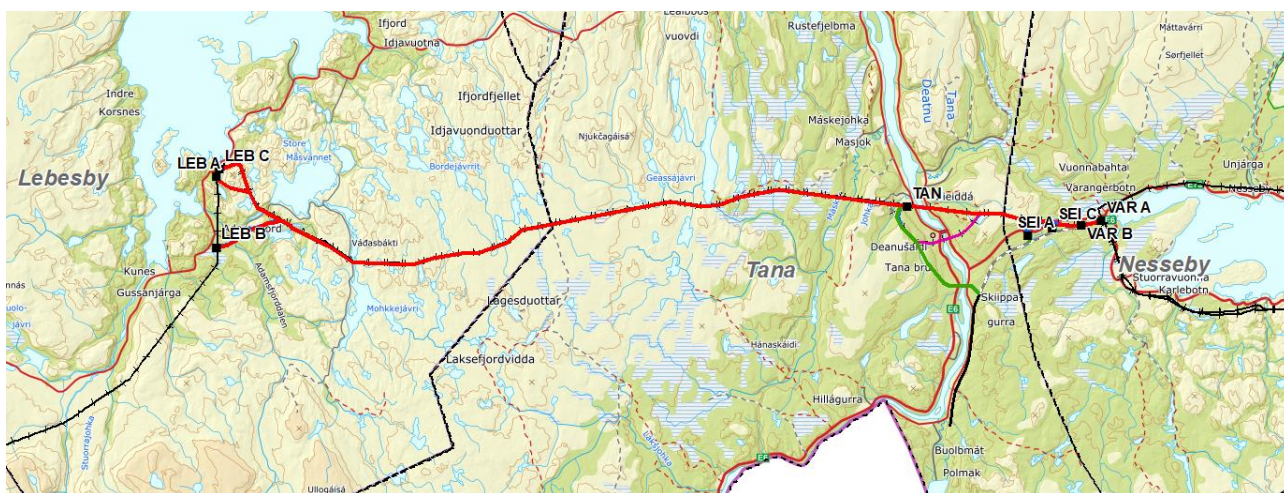
Som det fremgår av Figur 5-3 vil de fem utbyggingsløsningene i all hovedsak berøre arealer registrert under arealkodene skogbruk og snaemark. Utbyggingsløsning 3B (SEI A) ansås å gi størst arealbeslag, uten å se på riving. Selv om SEI C, VAR B og VAR A ligger lengre øst og utløser en lengre 420 kV-ledning skyldes dette at Seidafjellet C ligger vesentlig lengre unna eksisterende 132 kV-ledninger som må føres inn (x2) og ut (x2) av stasjonen. Dette gir i sum drøyt 6 km med 132 kV-ledning.

Ombygging av ledningen fra Ivalo er også utslagsgivende i denne beregningen. Utbyggingsløsning 3A, med Tana som endepunkt gir en større andel riving enn nybygging siden så mye av dagens Ivalo-ledning kan rives (13 km). Som man kan se av figuren over avtar denne gevinsten jo lengre øst man trekker

endepunktet. Dersom man vurderer summen av nybygging og riving kommer Varangerbotn A og Varangerbotn B dårligst ut.

5.2 Forholdet til offentlige og private planer

Tiltaket berører Lebesby, Tana og Nesseby kommuner i Troms- og Finnmark fylke, se Figur 5-4. Se kapittel 6.4 for en redegjørelse av bebyggelse nær ledningstiltakene.

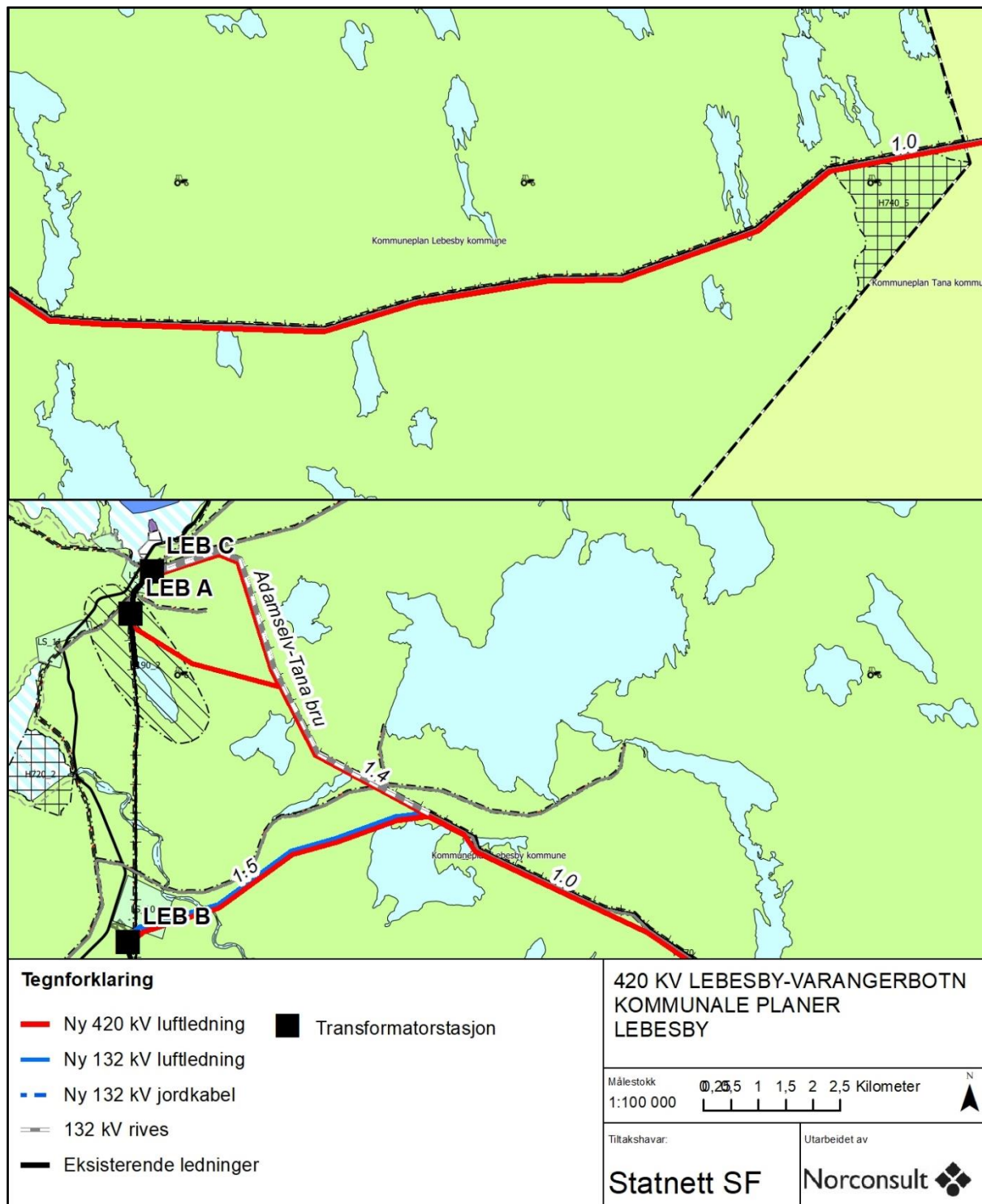


Figur 5-4. Oversikt over berørte kommuner.

Gjeldende planer og strategier for Troms og Finnmark fylke er samlet på fylkeskommunens nettsider; <https://www.tffk.no/tjenester/plan-og-horinger/gjeldende-planer-og-strategier/>. Det er ikke avdekket åpenbare konflikter mellom tiltaket og disse planene.

Regional vindkraftplan for Finnmark 2013-2025 peker på begrensninger i eksisterende nett som en utfordring når det gjelder å realisere ny produksjon fullt ut i dette området. Etableringen av et nytt og forsterket transmisjonsnett mellom (Skaidi) Lebesby og Varangerbotn bidrar positivt i forhold til denne regionale planen.

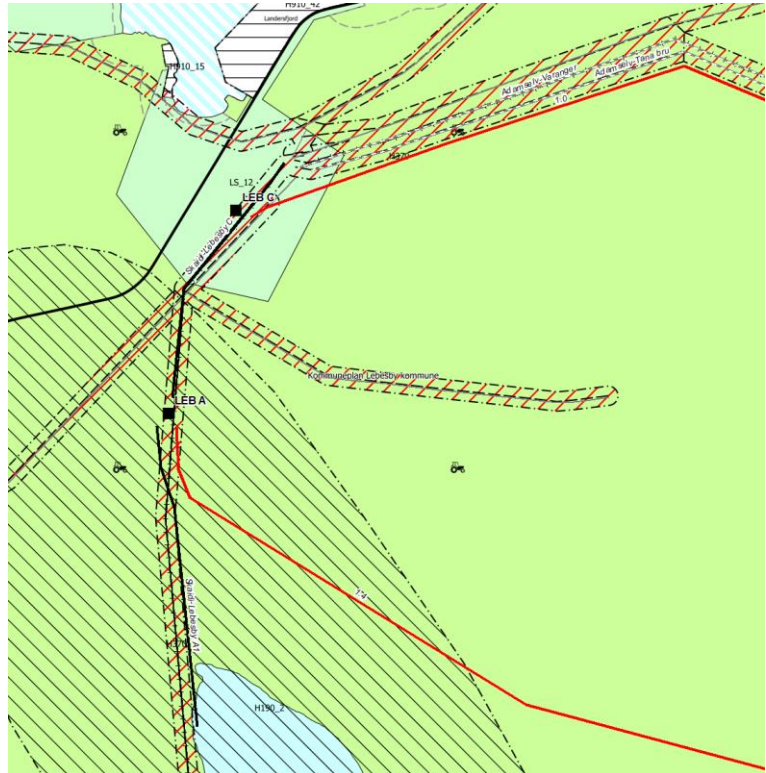
5.2.1 Lebesby kommune



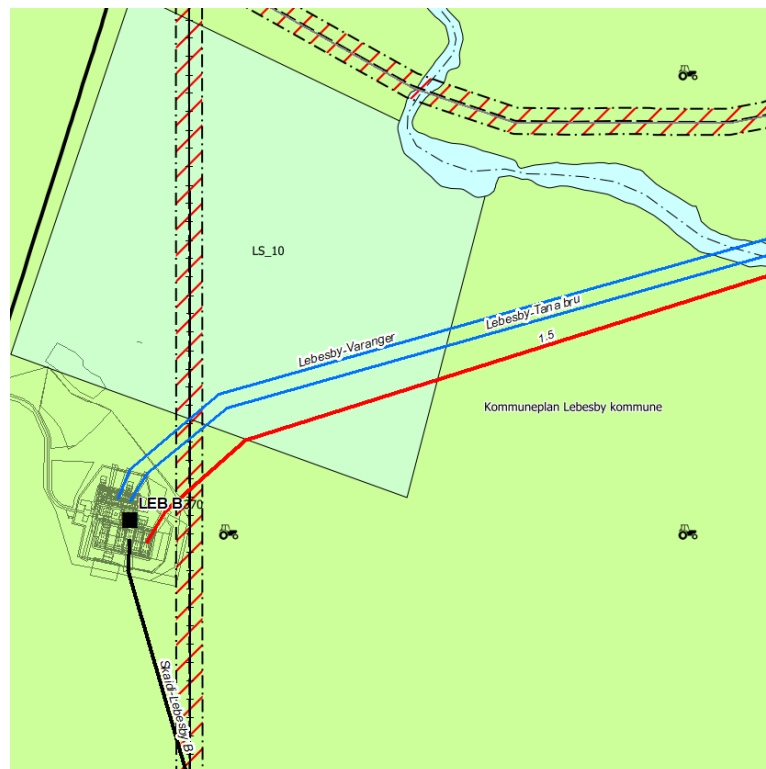
Figur 5-5. Arealformål Lebesby kommune. Grønne områder er LNRF-områder. KPA Lebesby 2019-2035

Utføringsledningen fra Lebesby C transformatorstasjon (alternativ 1.0) berører områder med arealkode LS_12 og LNFR-områder. Brukskoden LS henviser til for arealer for spredt bolig-, fritids- eller næringsbebyggelse. LNFR er arealer for nødvendige tiltak for landbruk og reindrift og gårdstilknyttet næringsvirksomhet basert på gårdens ressursgrunnlag.

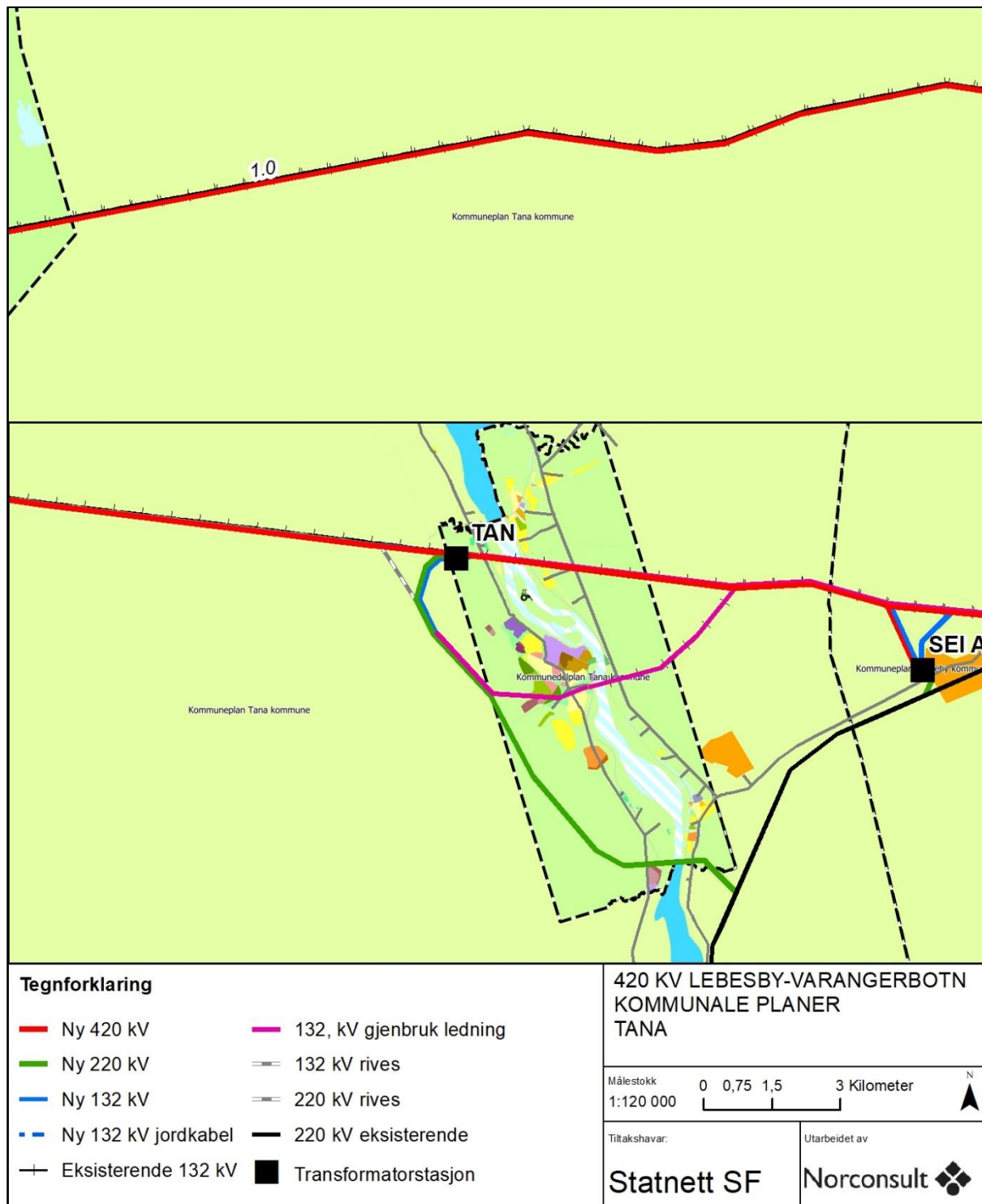
Alternativ 1.4 ut fra Lebesby A transformatorstasjon berører LNFR-områder og et hensynsområde, H190_2, Sikringssoner i forbindelse med vann til akvakulturanlegg.



Ut fra Lebesby B transformatorstasjon vil alternativ 1.5 berøre et område med arealformål LS_10 (LNRF med spredt bolig-, fritids- eller næringsbebyggelse) i tillegg til LNFR-områder.



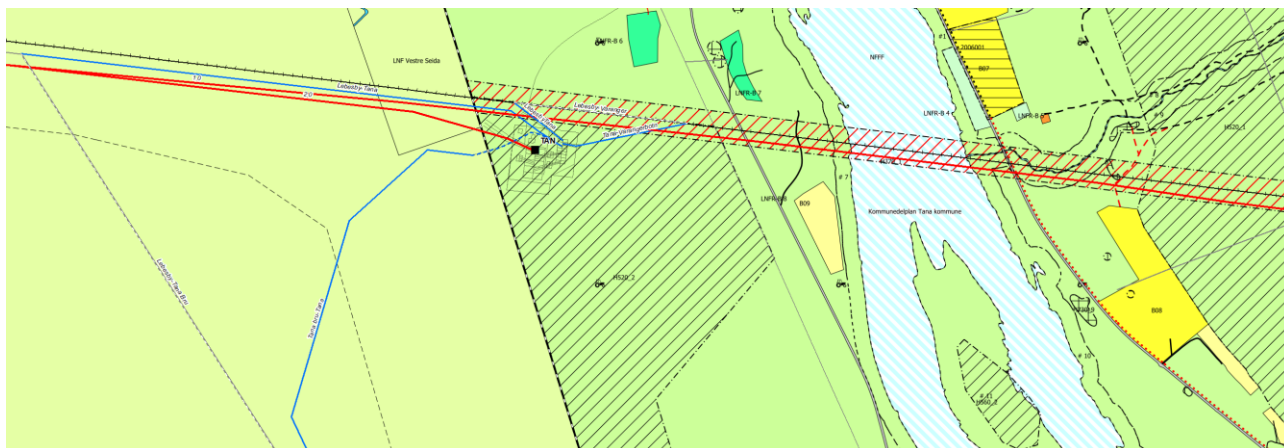
5.2.2 Tana kommune



Figur 5-6. Arealformål Tana kommune Grønne områder er LNR-områder. KPA Tana 2002-2013

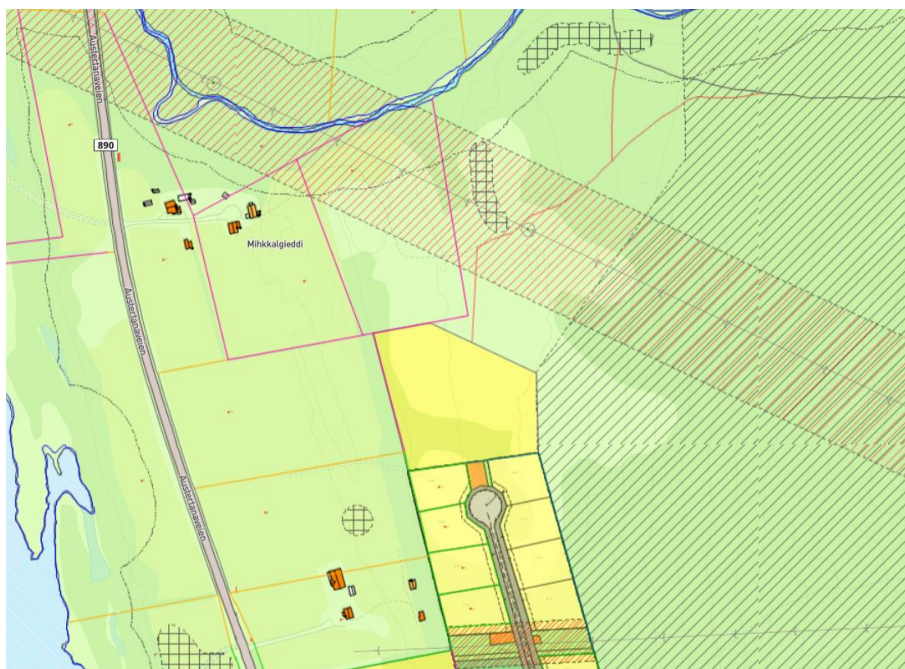
I Tana kommune berøres LNF frem til man kommer til området rundt Tana bru. Her berører tiltaket kommunedelplan for sentrumsområdet Luftjok – Tana bru – Skiippagurra.

Vest for Tana transformatorstasjon berører omleggingen av 132 kV fra Tana bru transformatorstasjon et hensynsområde knyttet til nedslagsfelt drikkevann. Ny Tana transformatorstasjon vil bli liggende i et hensynsområde knyttet til reindrift (H520_2). Øvrige områder som blir direkte berørt er alle LNFR.



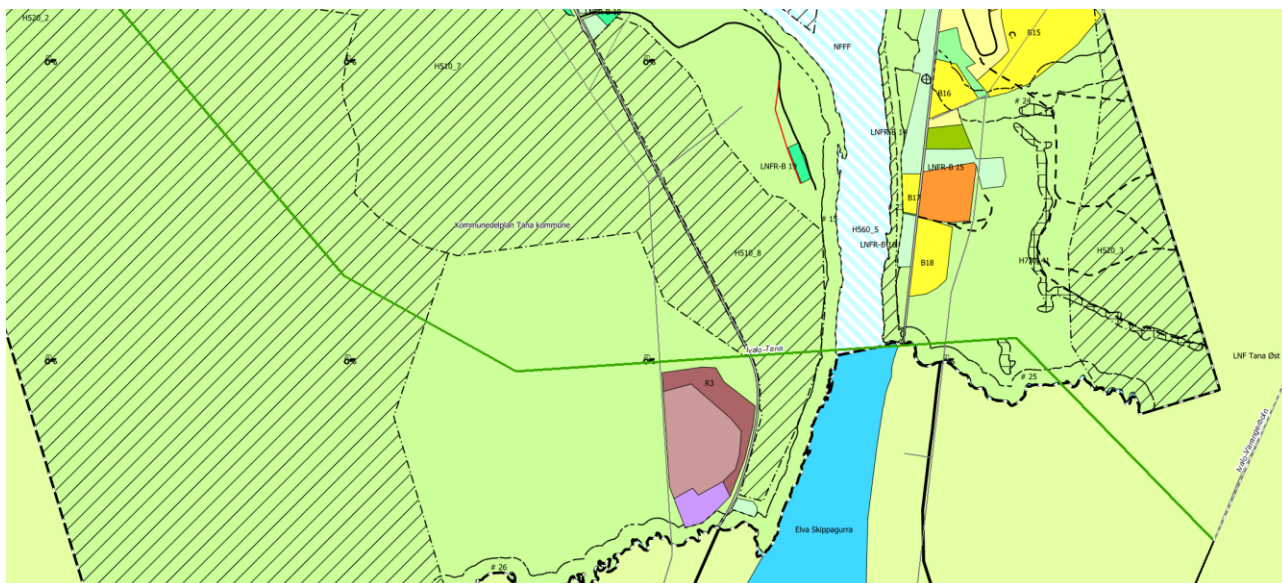
Øst for Tanaelva passerer trase 1.0 rett nord for et område for boliger, B09/08. Deler av dette arealet er detaljregulert, *Detaljregulering for Bjørkelia Nordre*. Avstanden fra nærmeste hjørne på innregulert tomt til senter på dagens 132 kV-ledning er ca. 160 meter. Til B09/08 er det ca. 100 meter.

Det er lagt inn et hensynsbelte på til sammen 100 meter langs dagens ledningstrase.



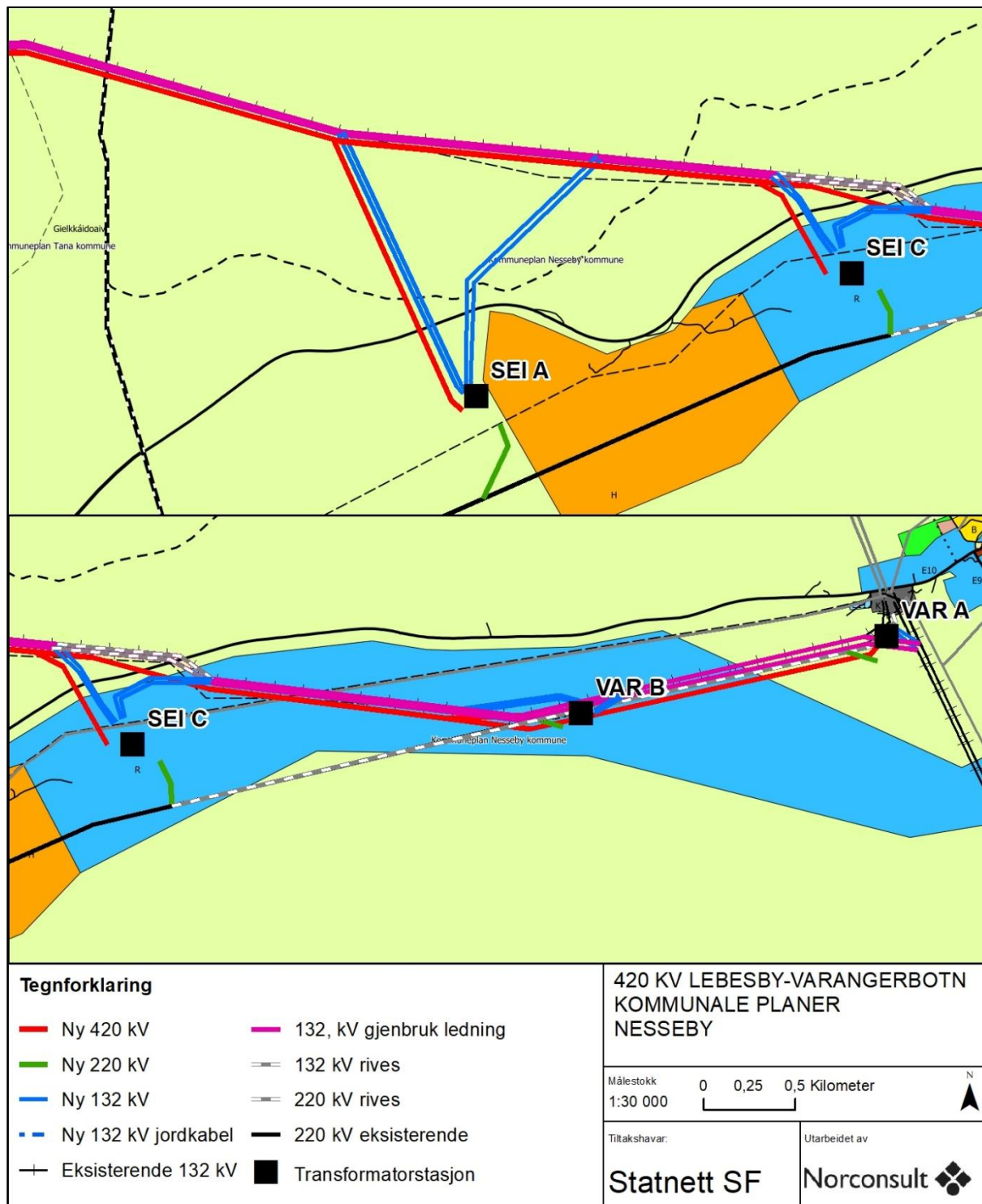
Øst for dette området berøres tiltaket LNFR-områder og et hensynsområde for reindrift, H520_1, som strekker seg frem til kommunegrensa mot Nesseby. Rett før kommunegrensa går alternativ 1.0 gjennom et restriksjonsområde i tilknytning nedslagsfelt for drikkevann.

En omlagt trase for 22 kV-ledningen fra Ivalo vil berøre deler av kommunedelplan for sentrumsområdet Luftjok - Tana bru – Skiippagurra.



Traseen berører i hovedsak LNFR-områder og store deler av dette er i tillegg båndlagt med hensynsone for reindrift, H520. Øst for Tanaelva vil traseen komme i ytterkant av hensynssone H570_42 som er lagt inn i tilknytning til et automatisk fredet kulturminne. Langs østbredden av elva er det i kommunedelplanen inntegnet en korridor med «forbud i områder inntil 100 meter langs vassdrag». Vest for elva passerer traseen ca. 40 meter nord for et regulert massetak (Lismajohka masseuttak).

5.2.3 Nesseby kommune



Figur 5-7. Arealformål Nesseby kommune. LNRF-områder er grønne. Oransje (H) er regulert hytteområde og blått (R) er regulerte områder til reindriftsnæring. KPA Nesseby 2011-2021.

Traseen i Nesseby kommune berører i hovedsak LNF-områder. Seidafjellet A transformatorstasjon er plassert rett i utkanten av et område avsatt til hytteformål (oransje flate i figur over). Området er regulert gjennom *Reguleringsplan for Håvgajávri/ Gjeddevann hyttefelt*. Planlagt adkomstvei vil krysse gjennom området.

Seidafjellet C og Varangerbotn B med tilhørende traseføringer berører reindriftsanlegg som er regulert gjennom *Reguleringsplan for ledegjerde for rein Seidafjellet – Vestereivnes* (blå områder i figur over). Eksisterende ledninger er lagt inn som fareområder (510) gjennom regulert areal.

Varangerbotn A vil berøre LNFR-områder i kommuneplanens arealdel.

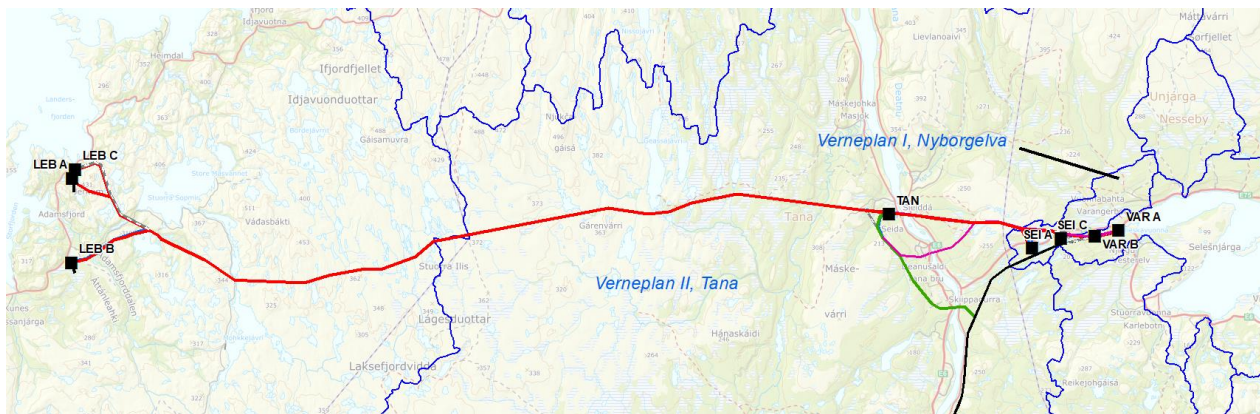
5.3 Verneområder

5.3.1 Naturmangfoldloven

Tiltaket berører ingen arealer vernet etter naturmangfoldloven. Øst for Skiippagurra passerer eksisterende 220 kV-ledning nord for Korsmyran som i forbindelse med arbeidet rundt verneplan for myrer og våtmarker i Finnmark ble vurdert vernet som et naturreservat. Avstanden til området er over 200 meter på det nærmeste.

5.3.2 Verneplan for vassdrag

Tiltaket berører to vernede vassdrag. Tana m/sidevassdrag ble vernet gjennom Verneplan II for vassdrag i 1980. Tanavassdraget er det største uregulerte vassdraget i Norge. Verneplanen har en utstrekning fra Laksefjordvidda i vest til Seidafjellet i øst.



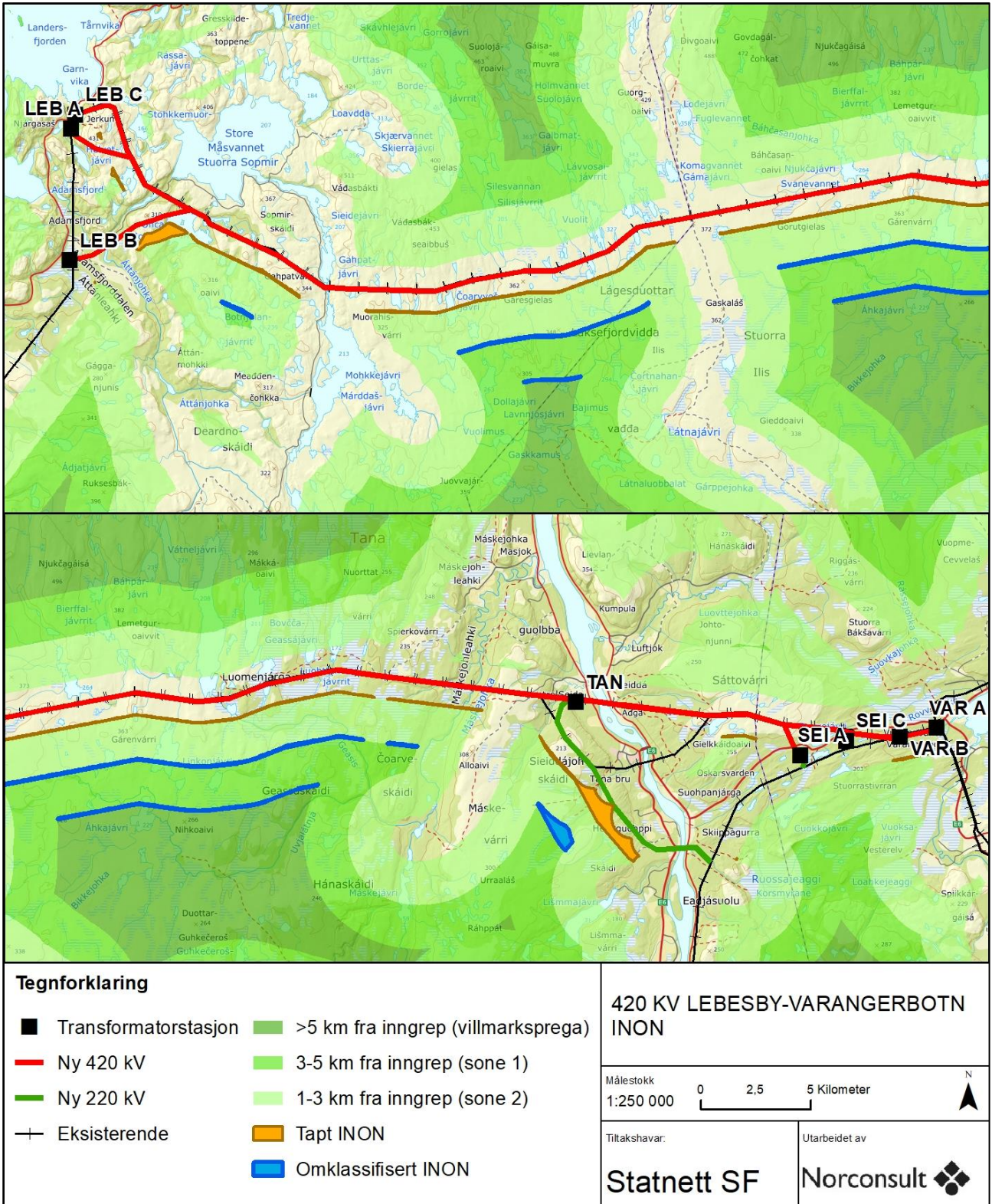
Figur 5-8. Oversikt over berørte vassdrag vernet etter Verneplan I og II.

Fra Seidafjellet og ut til Varangerbotn ligger tiltaket inne i verneplan for Nyborgelva. Elva ble vernet gjennom verneplan I for vassdrag i 1973.

Det planlagte ledningstiltaket vurderes ikke å komme i konflikt med verneformålene i de respektive verneplanen.

5.3.3 INON

Inngrepsfrie naturområder eller INON-område er i norsk forvaltning definert som område som ligg minst 1 km fra tyngre tekniske inngrep. Arealbruksindikatoren "inngrepsfrie naturområder" ble etablert av Direktoratet for naturforvaltning tidlig på 1990-tallet. Dette ble gjort for å kunne følge utviklingen av store sammenhengende naturområder i Norge.



Figur 5-9. Oversikt over inngrepsfrie naturområder langs omsøkt kraftledning. Kilde: Miljødirektoratet (Status 2018).

De inngrepsfrie områdene deles inn i tre kategorier/soner avhengig av hvor stor avstanden er til eksisterende inngrep. Områdene langs unna inngrep (over 5 km) omtales ofte som villmarkspregede områder, og har hatt størst forvaltningsverdi. Veier og kraftledninger regnes som tyngre tekniske inngrep og er med på å forklare hvorfor det i Figur 5-9 ikke er INON-områder langs den utredede traseen (ny 420 kV planlegges bygd parallelt med eksisterende ledninger). Det planlagte tiltaket berører kun INON-sone 2 (1-3 km fra inngrep), men arealer i sone 1 og villmarkspregede områder blir også berørt gjennom en nedklassifisering av disse. Tapte områder sammenfaller i stor grad med at en ny kraftledning parallelt med de eksisterende ledningen «flytter» inngrepet ca. 30-40 meter nærmere eksisterende INON-område. Som det fremgår av Tabell 5-1 og Figur 5-9 vil alternativ 1.5 i delområde 1 og den nye innføringsledningen fra Ivalo (utbyggingsløsning A i delområde 3) medføre størst inngrep i ett og samme INON-område. Tap av INON som følge av alternativ 1.5 i delområde 1 vil i realiteten være marginalt. Dette på grunn av at Statnett nå har søkt konsesjon på å bygge Lebesby B transformatorstasjon (prosjektet Skaidi-Lebesby). Dette medfører at det bygges to nye 132 kV-ledninger ut fra denne stasjonen som vil medføre det beregnede taper i Tabell 5-1 før dette prosjektet eventuelt blir realisert.

Tabell 5-1. Oversikt over tap av INON-områder for alternativer innenfor de tre delområdene. Anslått frigitte områder er basert på grove overslag, og er ikke beregnet.

Delområde	Alternativ	Tapt INON (daa)	Omklassifisert INON (daa)	Frigitt INON (daa)
1	1.0	8	-	-
	1.4	129	-	-
	1.5	1 056*	-	-
2	1.0	2 013	1 349	-
3	Utbyggingsløsning A (TAN)	2 465	947	Ca. 2 000 - 3 500
	Utbyggingsløsning B (SEI A)	51	-	Ca. 1 000 - 2 000
	Utbyggingsløsning C (SEI C)	48	-	Ca. 750 - 1 500
	Utbyggingsløsning D (VAR B)	51	-	Ca. 500 - 1 000
	Utbyggingsløsning E (VAR A)	108	-	-

* Se utdypning i tekst over.

Utbyggingsløsningene i delområde 3 vil også kunne bidra til en positiv effekt, gjennom at deler av dagens 220 kV-ledning fra Ivalo kan rives. Trolig vil da E6 og eksisterende hytteområder sør for denne veien bli nærmeste inngrep, slik at INON-områdene sør for Ivaloledningen kan trekkes 250-450 meter lengre nord. Ettersom utreder ikke har oversikt over eksisterende inngrep som da vil redefinerer INON-områdene er det kun gitt et restriktivt overslag i tabellen over. Størst effekt vil utbyggingsløsning 3A ha siden denne innebærer mest riving. Basert på tallene i tabellen over vil alternativ 1.0 i delområde 1 og utbyggingsløsning B/C gi minst netto negativ konsekvens for INON-områder.

Det er i Troms og Finnmark fylke vi finner den største andelen av INON i Norge. Samtlige tre kommuner har nasjonal sammenheng svært høy andel av sine arealer klassifisert som INON. Tap av INON-områder som en følge av dette prosjektet vil utgjøre en svært liten del av det totale arealet i de tre kommunen som berører siden tiltaket i all hovedsak følger eksisterende kraftledninger.

6 STØY

Støy fra kraftledninger forekommer i fuktig vær (inkludert snø) eller når det er frost på faselinene. Utenom slike værforhold ligger støyen ca. 23 dB lavere og er knapt hørbar. Støyen skyldes små elektriske utladninger på overflaten av spenningsførende deler (faseliner) og høres ut som knitring uten tydelige enkelttoner. Dette omtales ofte som koronastøy. Erfaring viser at støy fra ledning normalt er høyest når ledningen er ny på grunn av ujevnheter og fettrester på lineoverflaten. Dette effekten vil avta ca. ett år etter at ledningen er bygd. I snitt vil støyen fra en 420 kV-ledning reduseres med ca. 6 dB fra bygge-dato til den er ett år gammel. Etter dette vil støybildet være likt ut ledningens levetid.

Fra transformatorstasjoner vil det også være koronastøy fra koblingsanlegg og andre spenningsførende deler. Her vil imidlertid transformatorer og reaktorer være den største støykilden. Disse avgir en kontinuerlig støy uavhengig av værforhold. Transformatorstøy høres hovedsakelig som en dyp brumming som stammer fra 50 Hz vekselspanning.

6.1 Metodikk

Miljødirektoratets «Retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging (T-1442)» gir retningslinjer for grenseverdier knyttet til støy fra bla. industrivirksomhet. Kartfesting av støysoner er blant de viktigste punktene i retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging. Kriteriene for soneinndeling er en kombinasjon av ekvivalentnivågrenser, gitt i målestørrelsen L_{den} , og maksimalstøygrenser. Kriteriene avhenger av støykilde, Figur 6-1 viser grenseverdiene knyttet til støy fra industri med helkontinuerlig drift.

Støykilde	Gul sone		Rød sone	
	Utendørs støynivå	Utendørs støynivå i nattperioden kl. 23 – 07	Utendørs støynivå	Utendørs støynivå i nattperioden kl. 23 – 07
Industri med helkontinuerlig drift	Med impulslyd: $50 \leq L_{den} < 60$	$45 \leq L_{night} < 55$ $60 \leq L_{Aeqmax} < 80$	Med impulslyd: $L_{den} \geq 60$	$L_{night} \geq 55$ $L_{Aeqmax} \geq 80$

Figur 6-1. Kriterier for soneinndeling for støykilde «Industri med helkontinuerlig drift, Miljødirektoratets veileder til retningslinjer av behandling av støy i arealplanlegging (T-1442).

Rød sone, nærmest støykilden, angir et område som ikke er egnet til støyfølsomme bruksformål, og etablering av ny støyfølsom bebyggelse skal unngås. Gul sone er en vurderingssone hvor støyfølsom bebyggelse kan oppføres dersom avbøtende tiltak gir tilfredsstillende støyforhold. Områder utenfor dette angis som hvite områder med et tilfredsstillende støynivå.

T-1442 kan benyttes for nye transformatorstasjoner. For kraftledninger finnes det imidlertid ikke et eget regelverk som regulerer hørbar støy. I utredningssammenheng benyttes ofte anbefalte støygrenser for friområder, friluftslivsområder og stille områder.

Tabell 6-1. Anbefalte støygrenser for friområder, friluftslivsområder og stille områder. Miljødirektoratets veileder til retningslinjer av behandling av støy i arealplanlegging (T-1442).

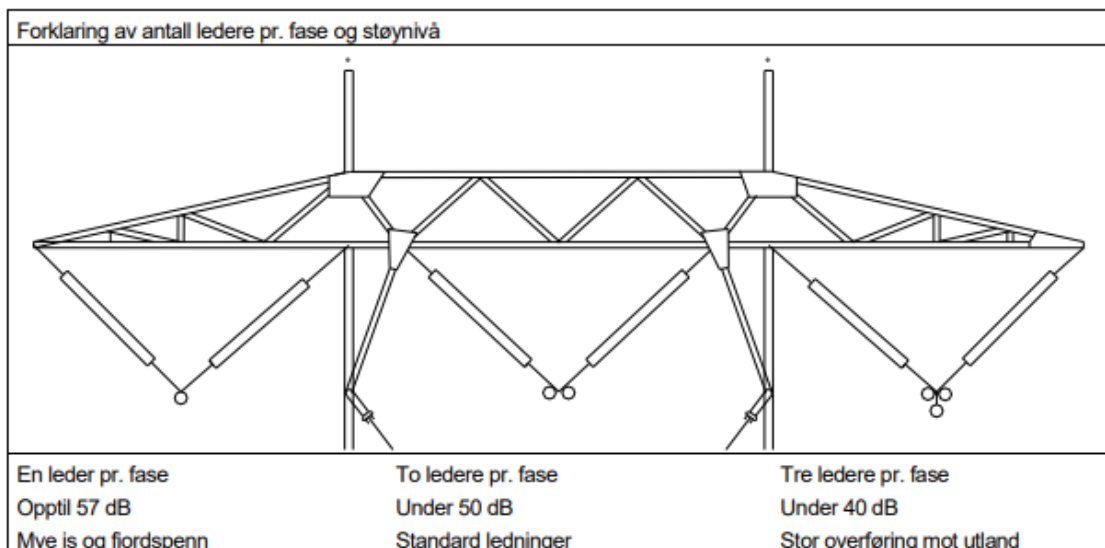
Områdekategori	Anbefalt støygrense, ekvivalent støynivå
Byparker, offentlige friområder, felles uteoppholdsarealer i tettbygd strøk, kirkegårder	Tilsvarende grense som for uteoppholdsareal ved bolig
Stille områder i by/tettsted, større sammenhengende grønnstruktur i tettsteder	$L_{den} < 50$ dBA

Stille områder utenfor by/tettsted, nærfriluftsområder, bymarker	$L_{den} < 40$ dBA
------------------------------------------------------------------	--------------------

6.2 Støy fra kraftledninger

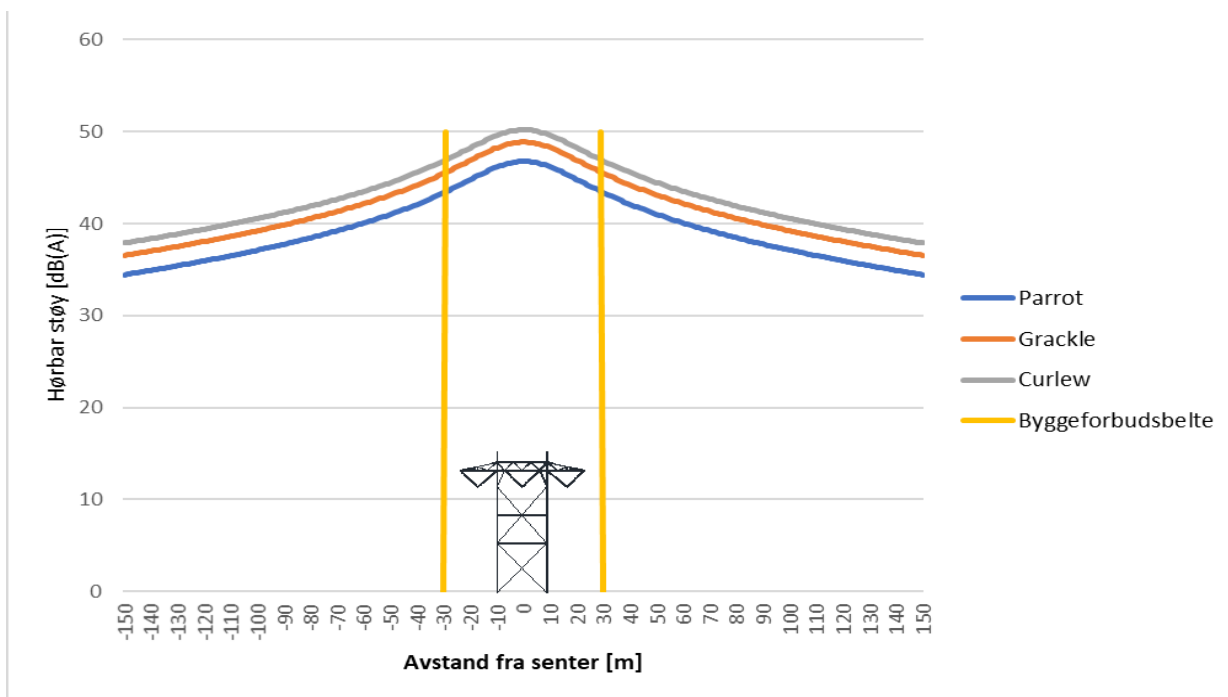
Statnett har gjort støyberegninger av den planlagte nye kraftledningen.

Ved normal drift vil det ikke være hørbar støy fra kraftledninger på 132 kV og 220 kV. Disse spenningsnivåene omtales derfor ikke i de videre vurderingene. Koronastøyen fra en ledning minker desto flere liner/ledere det er per fase, se Figur 6-2. Av hensyn til blant annet støy har Statnett besluttet at nye ledninger utelukkende skal bygges med to (duplex) eller tre (triplex) ledere per fase. I dette prosjektet planlegges det med en duplex-konfigurasjon.



Figur 6-2. Virkninger for støy basert på antall ledere. Miljødirektoratets veileder til retningslinjer av behandling av støy i arealplanlegging (T-1442).

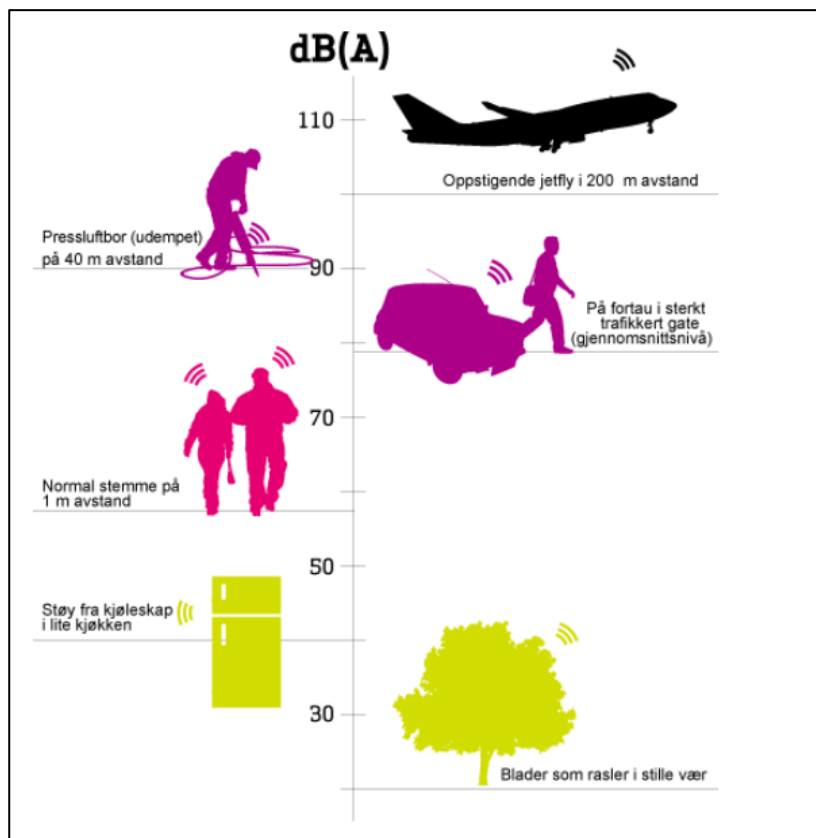
Linetverrsnittet (hvor tykk hver faseline er) vil også ha betydning for støyen. Statnett har et internt krav om at hørbar støy ikke skal overskride 50 dB ved utkanten av byggeforbudsbeltet. Med en forventet strømovertøring på 1 600 A tilsier foreløpige anbefalinger fra Statnett at linetypen Grackle velges på denne forbindelsen.



Figur 6-3. Beregnet hørbar støy basert på en forventet strømoverføring på 1 600 A. Statnett.

Utenfor byggeforbudsbeltet forventes det at lydnivået vil ligge på ca. 46 dB, og under 40 dB når man er mer enn 100 meter unna ledningen. Til sammenligning vil støy fra et normalt kjøleskap avgi ca. 40 dB og normalt stemmebruk på ca. 1 meters avstand tilsvare ca. 55 dB, se Figur 6-4.

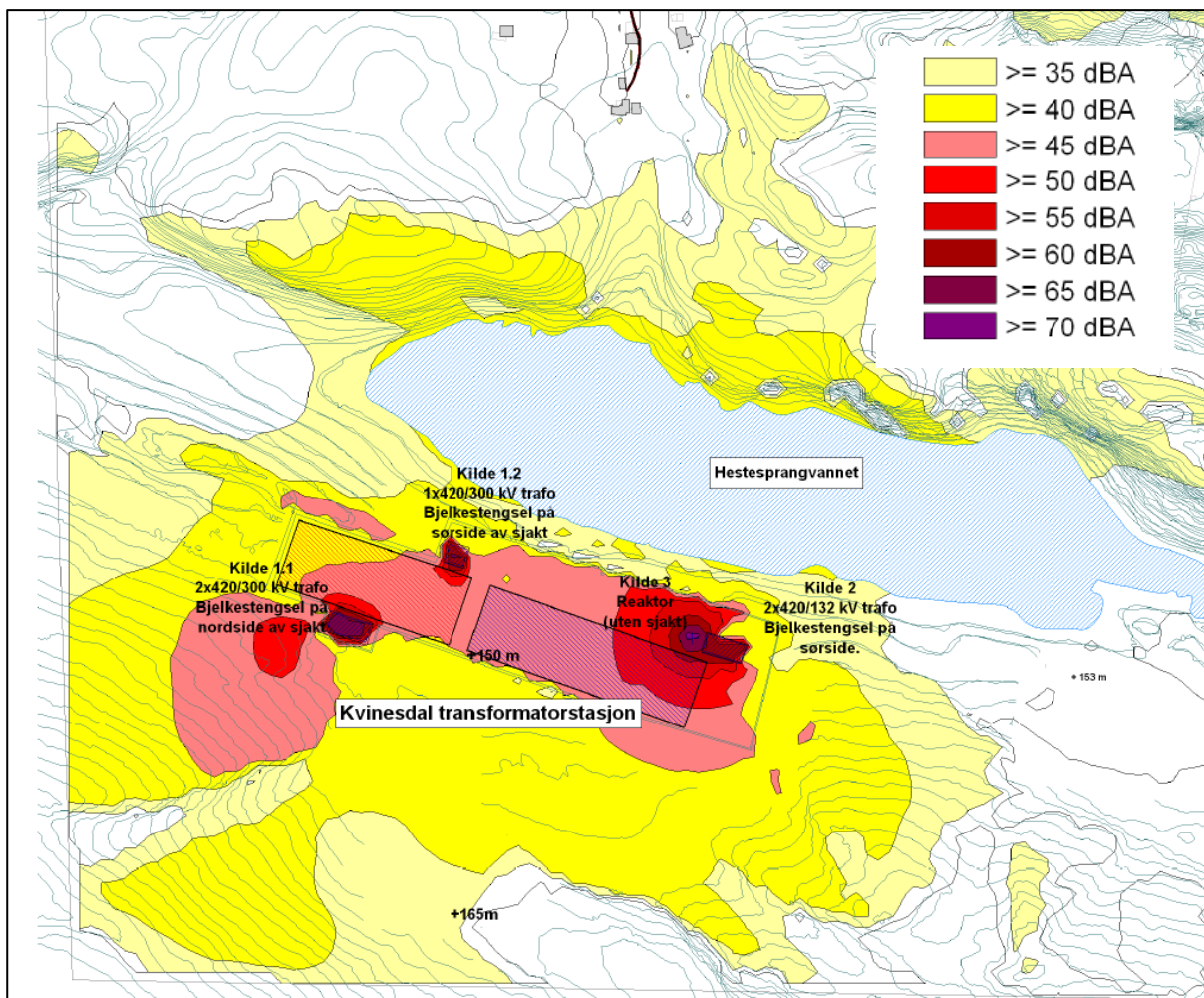
Støyopplevelsen av koronastøy endres etter nivå av bakgrunnsstøy man har i området. I bolig- og hytteområder med lavt bakgrunnsstøynivå, og rekreasjonsområder i stille omgivelser, kan støynivåer over 40-45 dBA oppfattes som plagsomme.



Figur 6-4. Lydnivå fra forskjellige kilder i henhold til desibelskalaen. Kilde: Norsk forening mot støy/www.miljøstatus.no.

6.3 Støy fra transformatorstasjoner

Statnett har gjort støyberegninger av den planlagte nye kraftledningen, men det er ikke gjort egne beregninger knyttet til transformatorplasseringene. Utførte støyberegninger fra tilsvarende transformatorstasjoner viser at støynivået vil være høyt inne på selve stasjonstomten, men falle under 40 dBA når man beveger seg 200-250 meter unna støykilden. Hvordan støyen fordeler seg ut i terrenget rundt et slikt anlegg er naturlig nok avhengig av terreng og topografi. Terrenget ved de utredede stasjonsalternativene er relativt flatt/småkupert med lite naturlig støyskjerming. Fro de videre vurderingene forutsettes det derfor at man i *worst case* kan oppnå støynivåer på rundt 40 dBA ut til 300 meter fra nærmeste støykilde (transformator) dersom det ikke utføres tiltak.



Figur 6-5. Eksempel på støyberegning utført på en av Statnetts nyere anlegg med 420, 300 og 132 som spenningsnivå. Avstand til nærmeste bebyggelse i nord på kartutsnittet er ca. 430 meter. Verdier fra støyberegninger gjort ved en lokasjon vil ikke være direkte overførbare til en annen.

6.4 Områdevurdering

I dette avsnittet er bygninger ut til 150 meter fra ledningens senterlinje kartlagt og beskrevet. Rundt stasjonsalternativene er bygg nærmere enn 500 meter beskrevet. I de følgende kartutsnittene er avstanden

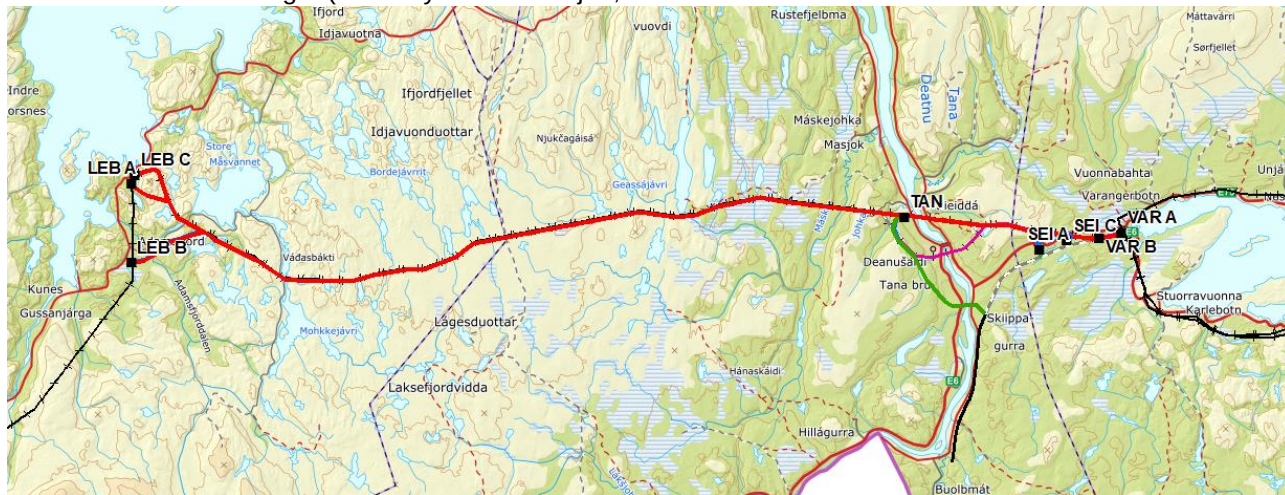
mellom bygg og nytt tiltak illustrert med følgende tegnforklaring:

Tegnforklaring

 Ny 420 kV	 Bolig med varig opphold
 Ny 220 kV	 Fritidsbolig
 Ny 132 kV	 Andre Bygg
 Ny 132 kV jordkabel	 Ny stasjonsflate
 132, kV gjenbruk av eksisterende ledning	 Ny stasjon, avstand 250 m
 132 kV rives	 Ny stasjon, avstand 500 m
 220 kV rives	 Ny ledning, byggeforbudsbelte (22 m)
 420 kV eksisterende	 Ny ledning, avstand 100 m
 220 kV eksisterende	 Ny ledning, avstand 150 m

Figur 6-6. Tegnforklaring til påfølgende kartutsnitt i dette kapittelet.

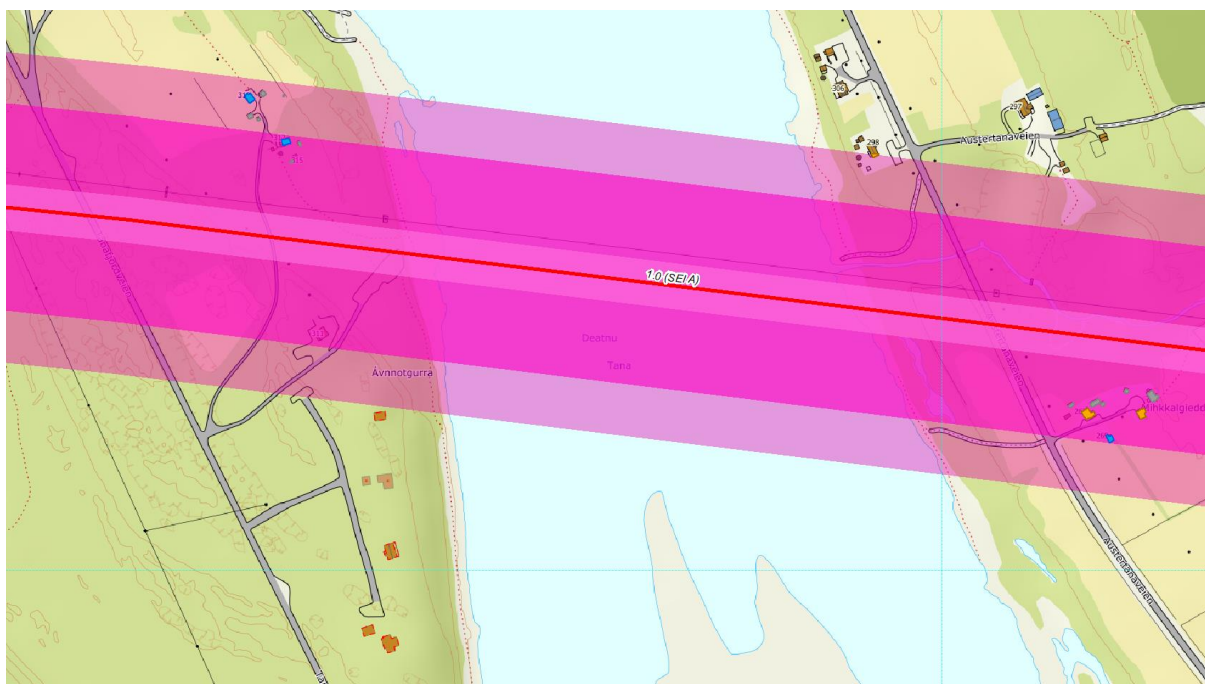
Innenfor delområde 1 og 2 (Lebesby - Tana stasjon, se



Figur 3-3) er det ikke registrert bygninger nærmere enn 150 meter fra utredede nye ledningsalternativer.

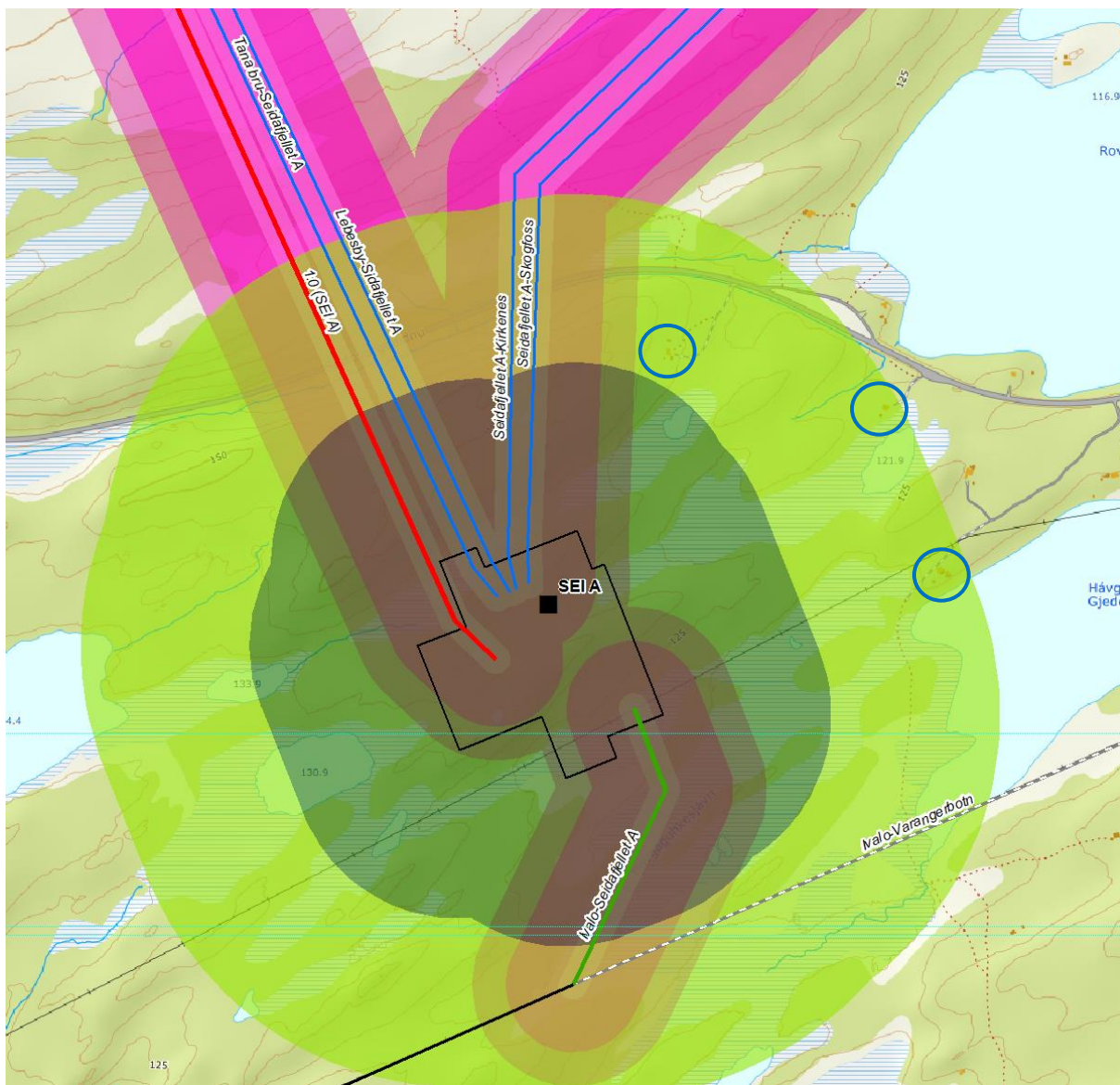
Innenfor delområde 3 vil utbyggingsløsning 3A med TAN som endepunkt for forbindelsen medføre nærføring for noen bygninger. Selve stasjonsplasseringen vil ikke medføre boliger innenfor utredningsgrensene hverken for transformatorstasjonen eller innføringsledningene rundt denne, se Figur 6-7. Etableringen av en ny innføring for 220 kV-ledningen fra Ivalo vil imidlertid kunne komme nære bygninger ved krysningpunktet over Tanaelva, se Figur 6-8. Her er det kartlagt en fritidsbolig ca. 20 meter unna ledningens senterlinje samt fire øvrige bygninger. Det understrekes at denne traseen ikke er planlagt i detalj, og ved en realisering vil det trolig være mulig å øke avstanden til fritidsboligen. Det forventes at noe koronastøy kan høres fra denne ledningen i fuktig vær, selv om koronastøyen fra denne ledningen vil være vesentlig lavere enn en ledning på 420 kV.

For utbyggingsløsningene 3B/C/D og E vil det måtte etableres en ny 420 kV-ledning videre østover, som vil krysse Tanaelva, se Figur 6-9. Her er det registrert tre bolighus med varig opphold, tre fritidsboliger og 12 andre bygninger innenfor utredningsgrensen. Alle husene ligger på østsiden av Tanaelva. To av bolighusene ligger sør for ledningen (ca. 80-90 meter fra), mens den siste ligger helt i grensen av utredningsområdet nord for ledningen (150 meter fra). De nærmeste bolighusene (under 100 meter) vil kunne forvente hørbar støy fra kraftledningen i perioder med fuktig vær. Det første året vil nivået kunne ligge på ca. 40 dB, men forventes å synke etter dette.



Figur 6-9. Bygg innenfor utredningszone for utbyggingsløsning 3B/C/D/E, Kryssing av Tanaelva.

Etableringen av Seidafjellet A transformatorstasjon vil få tre fritidsboliger nærmere enn 500 meter fra stasjonstomten. Fritidsboligene ligger mellom 300 og 470 meter fra stasjonstomten og mellom 450 og 600 meter unna nærmeste trafocelle som er hovedkilden til støy fra anlegget. Selv om det ikke er gjort konkrete støyberegninger vurderes 450 meter som en tilstrekkelig avstand til at støynivået trolig vil ligge under ca. 35 dB. Støybildet vil naturlig nok kunne påvirkes av vindretningen.

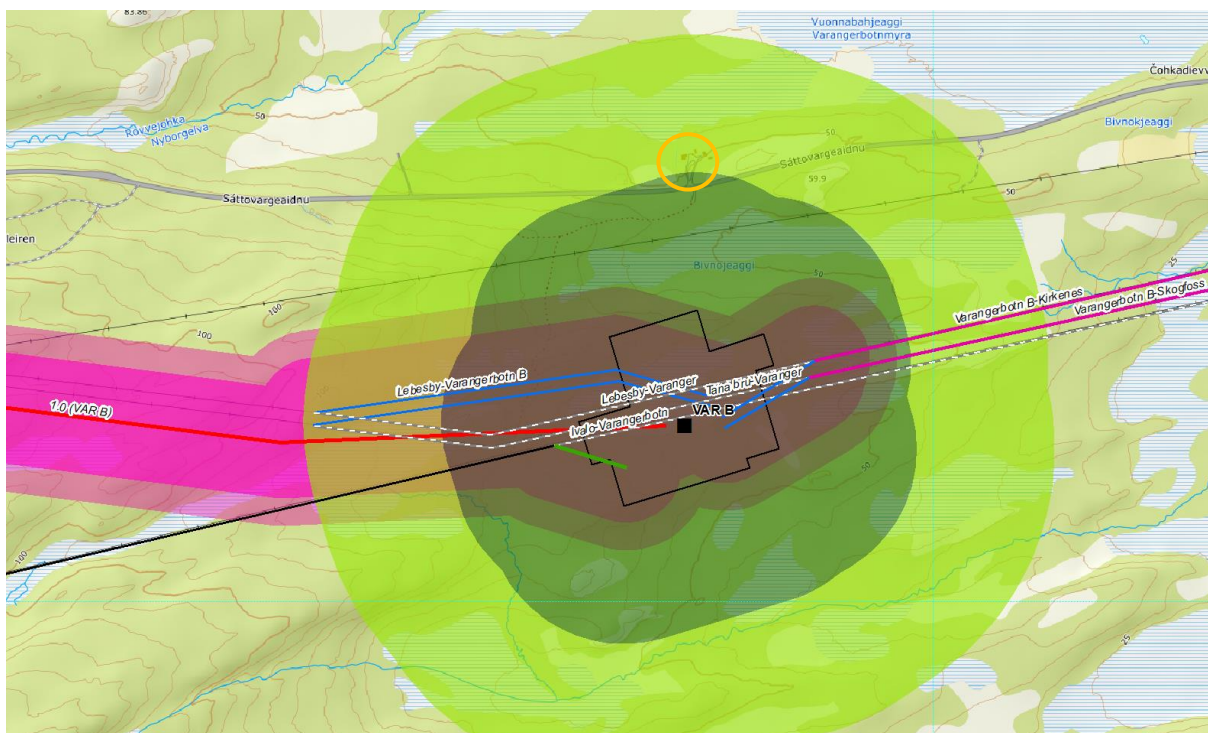


Figur 6-10. Bygg innenfor utredningszone for utbyggingsløsning 3B, Seidafjellet A transformatorstasjon. Tre fritidsboliger nærmere enn 500 meter fra stasjonstomten er merket med blå sirkler.

Utbyggingsløsning 3C med Seidafjellet C som endepunkt for den nye 420 kV-forbindelsen vil berøre de samme bygningene over Tanaelva, som beskrevet over. Resten av tiltaket, inkludert transformatorstasjonen har ikke registrert bygninger innenfor utredningsområdet. Nærmeste fritidsbolig til stasjonen vil ligge ca. 530 meter fra stasjonsgrensen (mot vest).

Dersom Varangerbotn A velges som endepunkt (utbyggingsløsning 3D) berøres omtalte bygninger øst for Tanaelva. I tillegg er det kartlagt et bolighus med tilhørende bygningsmasse nord for stasjonstomten. Varangerbotn B er ikke detaljert ut, slik at stasjonsomriset er antatt av utreder basert på stedsangivning gitt fra Statnett, se Figur 6-11. Bygningene ligger rett ved E6, noe som vil påvirke det generelle støybildet, og vil trolig ha en avstand til stasjonstomten på over 250 meter. Avstand til nærmeste støykilde (transformator)

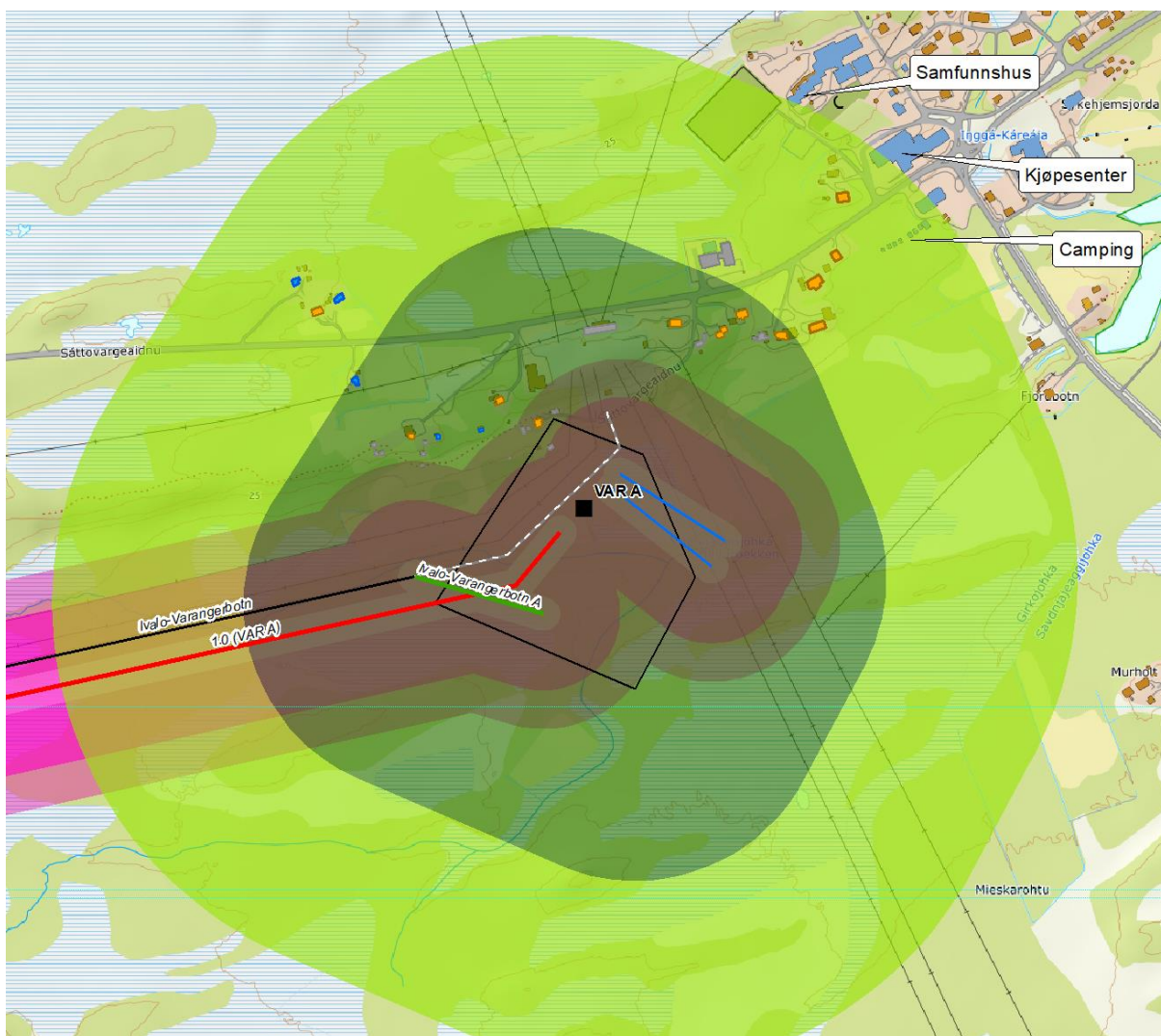
antas å være på over 300 meter. Basert på tidligere utførte støyberegninger forventes det at støynivået vil ligge under 40 dB, og trolig et godt stykke under dette.



Figur 6-11. Bygg innenfor utredningszone for utbyggingsløsning 3C, Varangerbotn A transformatorstasjon. Bolighus med tilhørende bygningsmasse er markert med oransje sirkel.

Utbyggingsløsning 3E med Varangerbotn B som endepunkt vil berøre de samme bygningene over Tanaelva som er nevnt over. Det er registrert en rekke bygninger innenfor utredningsområdet rundt transformatorstasjonen. 12 bolighus, fem fritidsboliger og en rekke øvrige bygninger ligger nærmere enn 500 meter fra stasjonstomten. Sju bolighus og tre fritidsboliger ligger nærmere enn 250 meter. Det nærmeste bolighuset er målt til ca. 15 meter fra opparbeidet stasjonstomt, og vil trolig komme nærmere enn 100 meter fra viktige støykilder (transformator), se Figur 6-12.

Det er ikke foretatt en detaljering av dette stasjonsalternativet. Stasjonens utstrekning og størrelse er tegnet av utreder basert på stedsangivelse fra Statnett. Det er likevel rimelig å anta at flere av bygningen nærmere enn 250 meter fra transformatorstasjonen kan oppleve støy fra det nye anlegget.



Figur 6-12. Bygg innenfor utredningssone for utbyggingsløsning 3E, Varangerbotn A transformatorstasjon.

Områdevurderingene knyttet til støy er ikke basert på konkrete støyberegninger, og er kun faglige vurderinger gjort basert på eksisterende erfaringsgrunnlag. Det er knyttet stor usikkerhet til vurderingene gjort rundt stasjonsalternativene da løsningene ikke er planlagt i detalj. Dette gjør at det er usikkerhet knyttet til stasjonenes endelige plassering og utstrekning samt at utreder ikke kjenner nøyaktig plassering av støykildene (transformatorer i anlegget).

Med dette forbeholdet vurderes virkningene fra støy til omkringliggende bebyggelse som gjengitt i tabell under. Ingen bygninger er kartlagt innenfor delområde 1 og 2, så denne delen er ikke videre omtalt.

Tabell 6-2. Sammenstilling av mulige virkninger for støy i delområde 3.

Utbyggingsløsning	Løsning 3A	Løsning 3B	Løsning 3C	Løsning 3D	Løsning 3E
Stasjonsvalg	Tana (TAN)	Seidafjellet A (SEI A)	Seidafjellet C (SEI C)	Varangerbotn B (VAR B)	Varangerbotn A (VAR A)
Nybygging ledninger	Se Figur 2-3	Figur 2-4	Figur 2-5	Figur 2-6	Figur 2-7
Riving ledninger	Se Figur 2-3	Figur 2-4	Figur 2-5	Figur 2-6	Figur 2-7
Bygninger nær ledning (150 m)	1 fritidsbolig	3 bolighus	3 bolighus	3 bolighus	3 bolighus
Bygninger nær ledning med antatt Lden > 40 dBA	1 fritidsbolig ¹	-	-	-	-
Bygninger nær ledning med antatt Lden 30-40 dBA		2 bolighus ²	2 bolighus ²	2 bolighus ²	2 bolighus ²
Bygninger nær stasjonstomt (500 m)	-	3 fritidsbolig	-	1 bolighus	12 bolighus 5 fritidsbolig
Bygninger nær stasjonstomt med antatt Lden > 45 dBA	-	-	-	-	1-3 bolighus ³ 2 fritidsbolig ³
Prioritering (1-5)*	2	4	1	3	5

* Prioritering mellom de fem utbyggingsalternativene i delområde 3 hvor 1 vurderes å gi minst miljølempe og 5 vurderes å gi størst.

1) Fritidsboligen ligger nær 220 kV-ledningen fra Ivalo. Denne er ikke planlagt i detalj, og det forventes at ledningen justeres slik at støy ut over anbefalte retningslinjer ikke overskrides.

2) Utreder kan ikke utelukke at det vil være perioder med hørbar støy rundt ca. Lden 40 dBA i fuktig vær det første året. Som redegjort for innledningsvis vil støynivået avta etter dette. Det antas da at støynivået vil ligge under 40 dBA.

3) En vurdering av de faktiske forhold knyttet til støy krever at det utføres støyberegninger basert på en detaljert utbyggingsplan.

6.5 Avbøtende tiltak

Det finnes flere tiltak for å redusere støykildene i en transformatorstasjon. Statnett kan stille støykrav til leverandør og man kan gjøre bygningsmessige tiltak i trafosjakten for å redusere støynivået. Dette bør vurderes som avbøtende tiltak dersom Seidafjellet A, Varangerbotn B eller Varangerbotn A velges. For sistnevnte stasjonsalternativ er det såpass mange bolighus og fritidsboliger nær stasjonstomten at utreder anbefaler å utføre en støyberegning av denne løsningen dersom Statnett velger å søke konsesjon på dette alternativet.

7 FORURENSNING OG UTSLIPP

7.1 Datagrunnlag

Utredningen er basert på følgende informasjon og kilder:

- Miljødirektoratets registreringer av grunnforurensning (Miljøstatus)
- AR 50 kart, myrforekomster, Kilden
- Nasjonal grunnvannsdatabase, GRANADA
- Mattilsynet
- Mengde SF₆ i brytere er oppgitt av Statnett

7.2 Metodikk

Vurderingene i dette kapittelet er ikke underlagt metodikken i kapittel 3. Det foreligger ingen verdi- eller omfangskriterier for dette temaet og det her heller ikke satt en konsekvensgrad for tiltaket. Kapittel 0 lister imidlertid opp det som er identifisert av risikoforhold knyttet til anlegg og drift av tiltakene. Disse vurderingene er gjort basert på utredes egne erfaringer med oppfølging av utbyggingsprosjekter (5 års erfaring fra oppfølging av ledningsbygging). Vurderingene knyttes opp mot relevante lovverk som vil være gjeldende i realisering av dette prosjektet:

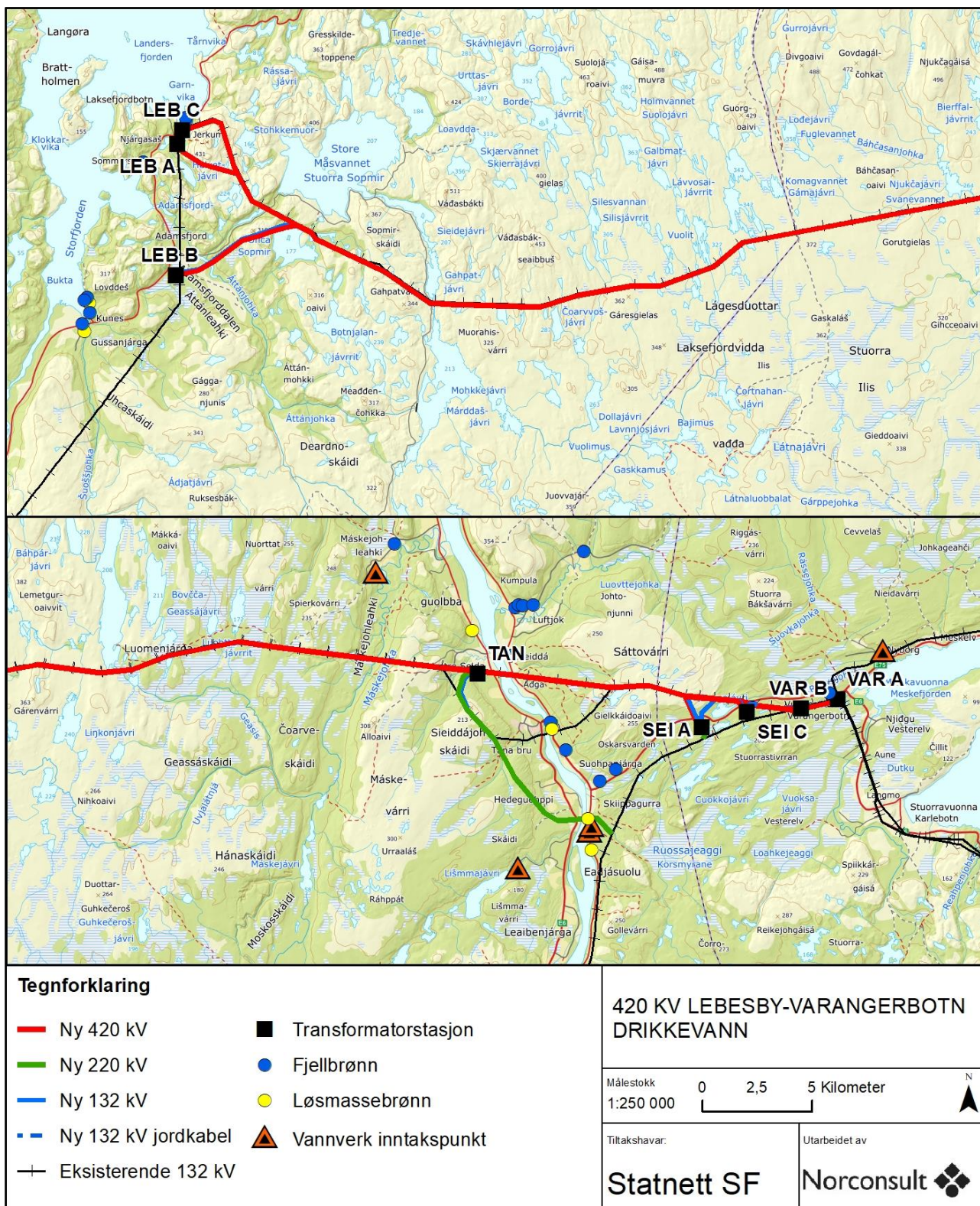
- Forurensningslovens § 7 fastslår den generelle plikten om å unngå forurensning, med mindre det er gitt særskilt tillat etter § 11.
- Forurensningsforskriften kap. 2 er gjeldende regelverk ved terrenginngrep på områder hvor det foreligger mistanke om grunnforurensning. Forskriften setter krav om å undersøke grunnen før terrenginngrep og utarbeide en tiltaksplan for bygge- og gravearbeider når forurensning påvises.
- Krav om kunnskapsgrunnlag (§ 8) i Naturmangfoldloven vil også gjelde forurensede sedimenter for å unngå vesentlig skade på naturmangfold.
- Vannforskriftens § 4: «Tilstanden i overflatevann skal beskyttes mot forringelse, forbedres og gjenopprettes med sikte på vannforekomstene skal ha minst god økologisk og kjemisk tilstand».

7.3 Forurenset grunn

Hele tiltaksområdet er vurdert (ut til 250 meter fra inngrepene) basert på kartlagte områder med forurenset grunn (Miljødirektoratet, grunnforurensning) uten at det er funnet forekomster.

7.4 Drikkevannskilder

Vurderingen av konsekvenser for drikkevann er basert på kildemateriell fra Mattilsynet som bla. dekker borehull, inntak fra drikkevannskilder og vann som drikkevannskilder. Kommuneplanens arealdel inngår også i kildemateriellet. Vannkilder til Grieg Seafood nær Adamselv er vurdert i forbindelse med konsekvensutredningen knyttet til ny 420 kV Skaidi-Lebesby (Multiconsult 2020).



Figur 7-1. Oversikt over drikkevannsbrønner og inntakspunkt til vannverk rundt tiltaksområder. Kilde Mattilsynet.

Som det fremgår av Tabell 7-1 og Figur 7-1 er det ikke kartlagt vannverk i nær tilknytning til tiltaket. Nærmeste inntakspunkt er i Tana kommune. Her kommer den nye innføringsledningen fra Ivalo nær to kartfestede inntakspunkt for vannverk i området ved Korselva. Denne traseen er imidlertid ikke planlagt i detalj.

Tabell 7-1. Avstand til inntakspunkt for vannverk. Kilde Mattilsynet.

Kommune	Inntakspunkt vannverk	Nærmeste trasealternativ	Avstand (m)
Tana	Dovttaláttu	Ny 220 kV (Ivalo)	2 650
Tana	Korselva 1	Ny 220 kV (Ivalo)	300
Tana	Korselva 2	Ny 220 kV (Ivalo)	550
Tana	Hávgajárvi	1.0	3 900
Nesseby	Nyborg	Varangerbotn A	2 950

Det forekommer en rekke drikkevannsbrønner i området, men de aller fleste ligger med svært god avstand til foreslåtte stasjonsplasseringer og ledningstraseer. Unntaket er der Ivalo-ledningen krysser Tanaelva og ved Varangerbotn A transformatorstasjon.

Det må påberegnes at det finnes private drikkevannsbrønner nær tiltakene som ikke er kartlagt.

7.5 Klimagassutslipp

7.5.1 SF₆

Ny transformatorstasjon planlegges som et GIS-anlegg hvor brytere i anlegget vil benytte gass som isolasjonsmedium og for å redusere lysbuer. Gassen som benyttes til dette er SF₆. Denne gassen er den kraftigste klimagassen vi kjenner til med et globalt oppvarmingspotensial (GWP) på 22 800¹, altså knappe 23 000 ganger så virkningsfullt som CO₂. Selv om bryteranleggene er tette viser brukserfaringer fra de siste tiårene at en svært liten mengde gass må påberegnes å lekke ut fra anlegget. Enten gjennom påfylling eller vedlikehold. Brukergruppen for SF₆-gass i Norge regner med at i snitt ca. 0,2% av all installert SF₆-gass i Norge forsvinner ut i atmosfæren hvert år. Disse tallene er basert på innrapportert data fra energinæringen selv og innebefatter alle typer anlegg med SF₆-gass uavhengig av alder. Nyere anlegg har erfaringsmessig mindre utslipp enn eldre anlegg på grunn av bedre rutiner og nyere teknologi. I mangel av bedre grunnlag legges likevel 0.2% til grunn for de videre beregningene.

Statnetts nye transformatorstasjon vil bestykkes med følgende utrustning:

- 8 stk. 420 kV brytere
- 8 stk. 220 kV brytere
- 22 stk. 132 kV brytere

Hver bryter på 420 og 220 kV driftsspenning vil inneholde 40,9 kg SF₆ mens en 132 kV-bryter vil inneholde 7,8 kg. Totalt vil dette gi ca. 828 kg installert SF₆.

Beregnet årlig utslipp vil da tilsvare ca. 1,65 kg SF₆. Omregnet i GWP blir dette 37 750 kg CO₂ årlig.

Som nevnt over vil en utslippsrate på 0,2 % trolig være for høyt for et nytt anlegg med moderne teknologi. De forventede utslippene forventes derfor å ligge vesentlig lavere enn de beregnede tallene. Over et livsløp

¹ CO₂ benyttes som referanseverdi for GWP, hvor denne gassen da er 1.

på 50 år vil likevel en ny transformatorstasjon på denne størrelsen bidra med et ikke ubetydelig negativt klimagassutslipp. Per i dag finnes det ikke alternative isolasjonsgasser på de høyeste spenningsnivåene.

7.5.2 Tap av karbonlager i myr

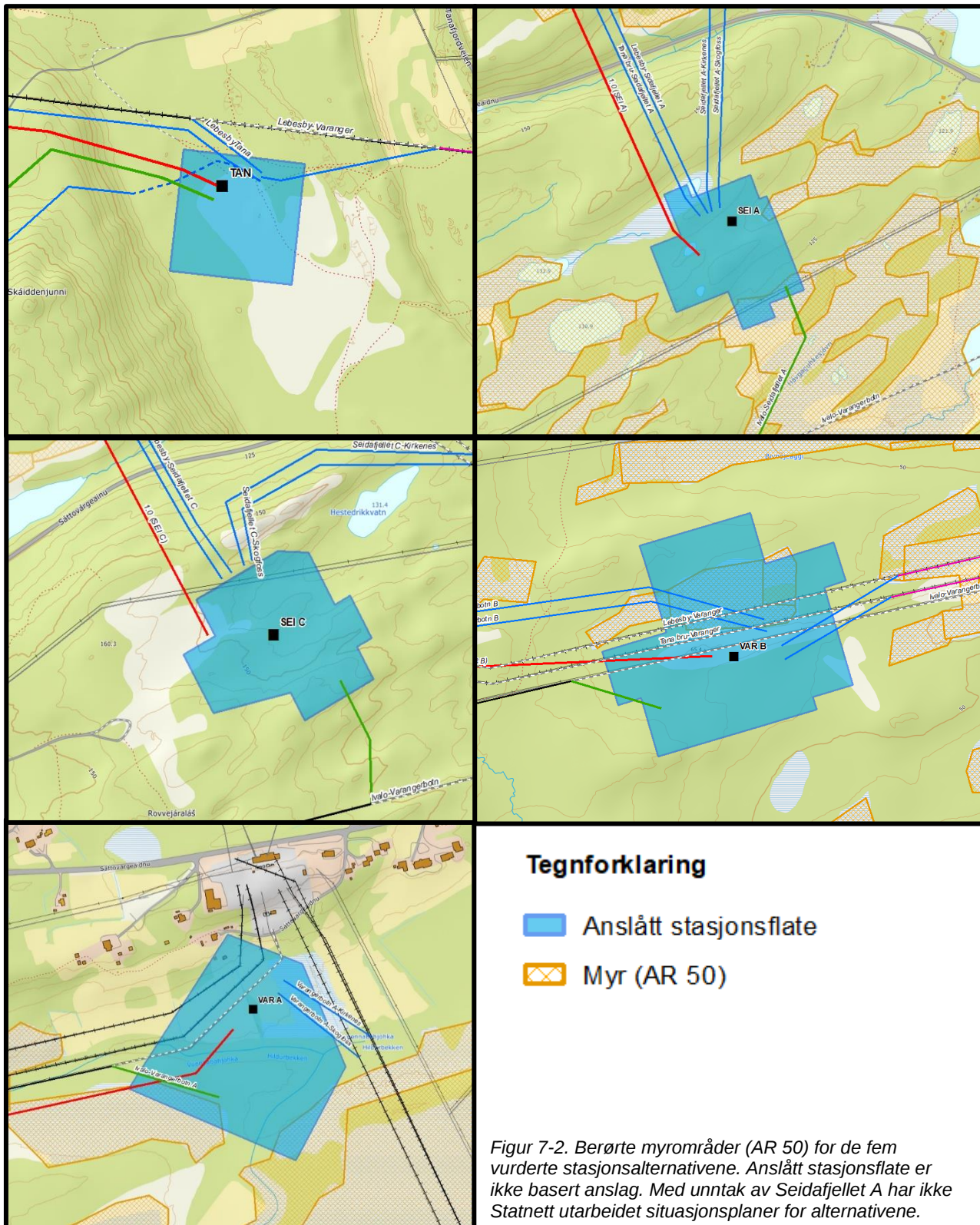
Verdens myrer utgjør kun 3 % av jordas landareal, men lagrer mer karbon enn noe annet terrestrisk økosystem og inneholder opptil 20 % av alt karbonlager i jord. Til sammen lagrer myrene dobbelt så mye karbon som alle verdens skoger. Intakte myrer bidrar til å fjerne CO₂ fra atmosfæren ved at det over tid bygges opp lag på lag med torv. Når myrsystemene påvirkes gjennom inngrep bidrar dette ofte til at grunnvannsstanden senkes. Når luft får tilgang til torva starter en nedbryting av de organiske lagene som frigjør mye av karbonet som over tid har blitt lagret der.

Etablering av en ny kraftledning kan i teorien berøre intakte myrsystemer ved at det etableres nye mastepunkt der. Et mastepunkt er imidlertid avhengig av en svært god forankring, slik at i praksis er det sjelden at det plasseres mastepunkt der hvor det er myr. Normalt ønsker man å finne fast fjell eller tørrere løsmasser gjennom detaljprosjekteringen av nye ledninger. I de tilfeller hvor man likevel kommer i berøring med myrområder vurderes inngrepet fra fundamentet til å ha en svært begrenset utstrekning og omfang. I denne vurderingen er det valgt å se bort fra tap av karbonlager i myr knyttet til etablering av selve ledningsforbindelsen, dels på grunn av at traseen ikke er endelig detaljprosjektert, og dels i begrunnelsen over om at tiltaket vil ha begrenset omfang og effekt.

Transformatorstasjoner vil imidlertid innebære er vesentlig arealinngrep lokalt. Der det etableres en ny stasjonstomt vil all naturlig vegetasjon bygges ned fullstendig og det som måtte eksistere av myr vil forsvinne. Selv om de alternative stasjonsplasseringene ikke er fullt ut detaljert ved tidspunktet for disse vurderingene har Statnett oppgitt nok informasjon i forhold til plassering og et ca. arealbehov til at det vil være mulig å gjøre noen betraktninger.

Det finnes ulike metoder for å beregne karbonlager i myr. I all hovedsak blir beregningene mer nøyaktig jo mer kunnskap man har, eksempelvis dybde på myrlag, volumtetthet og andel organisk materiale. Denne type beregninger krever omfattende feltarbeid og laboratorieanalyser. I disse konsekvensvurderingene er det derfor valgt å benytte faste utslippsfaktorer fra Dokumentasjon VegLCA utarbeidet av Asplan Viak for Statens Vegvesen:

Avtaking av vegetasjonsdekke, skogbunn:	48 kg CO ₂ /m ³
Avtaking av vegetasjonsdekke, myr:	202 kg CO ₂ /m ³
Avtaking av vegetasjonsdekke, innmarksbeite:	55 kg CO ₂ /m ³
Avtaking av vegetasjonsdekke, matjord:	48 kg CO ₂ /m ³



Utredning har tatt utgangspunktet i detaljert utføring for ett av stasjonsalternativene (underlag fra Statnett) og har basert på dette foretatt en vurdering av arealbehovet for de resterende fire alternativene. Vurderingene er basert på antall elektriske komponenter (felt/servicebygg/transformatorer ol.) som skal inn på stasjonen samt krav til fysisk avstand mellom disse. Det er også gjort noen stedlige tilpassinger i forhold til lokale forhold. Basert på dette legges følgende arealbehov til grunn (opparbeidet tomt):

Tabell 7-2. Estimert opparbeidet stasjonstomt og type vegetasjonsdekke som blir berørt.

Stasjon	Opparbeidet tomt (daa)	Myr (daa)	Annet vegetasjonsdekke (daa)	Anslått utslipp (Tonn CO ₂)
Tana	70	0	70	3500
Seidafjellet A	80	9,8	70,2	5490
Seidafjellet C	90	0	90	4500
Varangerbotn B	80	16,9	63,1	6570
Varangerbotn A	78	7,1	70,9	4980

Ettersom dybden på myrområdene, og øvrig vegetasjon, ikke er kjent legges en meter til grunn. Dette tilsvarer normal dybde på myrområder i Norge. Som en forenkling er det også lagt til grunn en utslippsfaktor på 50 kg CO₂/m³ for annet vegetasjonsdekke enn myr. Som det fremgår av Tabell 7-2 vil det ikke være store forskjeller mellom alternativene være så store, men de alternativene som berører mest myr vil komme dårligst ut (Varangerbotn B og Seidafjellet A). Utslippene fra en typisk norsk bil i løpet av ett år utgjør til sammenligning ca. 2 tonn CO₂.

De største klimagassutslippene knyttet til dette prosjektet vil være knyttet til produksjon/fremstilling og frakt av materiell samt transport av anleggsmaskiner i anleggsfasen (særlig helikopterbruk). Det foreligger per i dag ikke noen etablert metodikk for å estimere klima-avtrykket til dette prosjektet uten å foreta en full analyse av livssyklus kostnader (LCC). En LCC-analyse vurderes ikke å inngå som en del av omfanget i henhold til dette utredningsprogrammet.

7.6 Risikovurdering

I dette kapitlet er kjente risikoforhold knyttet til anleggsfasen og driftsfasen for denne type energianlegg beskrevet. Risikoene er knyttet opp mot vurderingene gjort i kapittel 7.3 til 7.5. Sannsynligheten og konsekvensen er ikke vurdert da tiltaket ikke er ferdig detaljplanlagt. Disse vurderingene vil bli dekket gjennom byggherrens (Statnetts) lovpålagte ROS-arbeid i henhold til kravene i byggherreforskriften samt gjennom entreprenørens HMS-styring. Trolig vil Statnett bli pålagt å utarbeide en Miljø-, transport- og anleggsplan (MTA-plan) før oppstart av prosjektet. Risikoforholdene som belyses her bør være et underlag for arbeidene med denne planen.

7.6.1 Anleggsfasen

Lagring og fylling av drivstoff. Dette er erfaringsmessig en vanlig kilde til utilsiktede utslipp i denne type anleggsprosjekter, men omfanget er ofte svært lite. Statnett bør i forbindelse med transport og anleggsplanleggingen sørge for at det stilles krav til håndtering og lagring av dieselprodukter. Dette kan innebefatte krav til drivstofftanker (eks. dobbeltbunnede tanker) minste avstand i forhold til sårbare resipienter ol. Det er utarbeidet gode bransjestandarder for dette, eksempelvis; «Byggenæringens Landsforening/Norsk Petroleumsinstitutt/Maskinentreprenørenes Forbund, 2013». Statnett bør sørge for at det etableres gode beredskapsrutiner for å håndtere uhell/utslipp fra drivstofftanker.

Utslipp fra kjøretøy. Noen mindre utilsiktede utslipp fra anleggsmaskiner vil erfaringsmessig skje i alle større anleggsprosjekter. Typisk er dette slangebrudd på hydraulisk utstyr som gir et begrenset omfang av

oljeutslipp. Risikoen for dette kan reduseres ved å stille krav til entreprenøren om å ha gode rutiner for vedlikehold og tilsyn av maskinpark for å avdekke feil før det inntreffer. Videre bør det stilles krav til at utsatte maskiner må ha absorberende lett tilgjengelig. Eventuelle utslipp til terreng bør fjernes umiddelbart etter utslipp ved hjelp av absorbent og oppgraving av forurensete masser.

Betongarbeider. Normalt innebærer bygging av mastefundamenter og stasjonsbygg en betydelig andel betongarbeider. Restbetong og betongsøl er å anse som forurensete masser og skal ikke havne ute i naturen. I dette prosjektet planlegger Statnett i stor grad å benytte prefabrikkerte betongelementer til fundamentering av mastene. Dette vil gi en vesentlig reduksjon i behovet utflygning av våt betong samt betongstøping i naturen. Det må likevel tas høyde for at ikke alle mastepunktene kan benytte prefabrikkerte elementer. Det er da viktig at Statnett stiller krav til at betongbiler ikke dumper restbetong ved utflygningspunktet eller tillater vasking av betongbilene uten at det foreligger gode løsninger for å samle opp og senere fjerne dette fra riggplass/utflygningspunkt. Betongsøl ved mastefundamentene må også fjernes.

Transformatorstasjonen som skal bygges i dette prosjektet vil stå for en vesentlig del av betongarbeidene. Normalt benytter Statnett prefabrikkerte elementer til mye av konstruksjonen som skal utgjøre stasjonen, men deler av arbeidet vil likevel utføres som plasstøping. Her er det viktig at det etableres egne områder for tømning av restbetong og spyling av betongplandebil slik at dette samles opp. Betongmasser som er dokumentert rene kan knuses og benyttes som fyllmasser dersom de tilfredsstillende girte krav i gjeldende lovverk.

Avrenning til vann og vassdrag. Risikoen for avrenning fra mastepunkt er i utgangspunktet begrenset. Når detaljprosjekteringen er ferdig bør det likevel vurderes om mastepunkt plasseres så nært vann eller vassdrag at det bør stilles særskilte krav til kontroll av overflatevann fra disse. Eventuell avrenning fra de enkelte mastepunktene er som regel knyttet til finpartiklede organiske masser fra gravearbeidene og medfører sjelden en forurensningsfare ut over at turbiditeten øker i et begrenset område. I områder dette vurderes som en risiko kan enkel avskjæringsgrøfter fungere som en god løsning.

Anleggstransport i terrenget kan bidra til avrenning gjennom erosjonsskader som danner nye vannveier. Statnett planlegger en god del vinterarbeid/vintertransport i dette oppdraget som kan redusere denne risikoen. Det er likevel viktig at Statnett har fokus på dette og stiller konkrete krav til entreprenør i forhold til kjøreskader og utbedring av dette.

Størst fare for avrenning er knyttet til grunnarbeidene med etablering av en ny transformatorstasjon. Stasjonstomtene Statnett vurderer er store og krever en god del terrengbearbeidelse og masseutskifting, inkludert deponering av skrapmasser. Stasjonen har ulik avstand til nærmeste vann/vassdrag:

- Tana transformatorstasjon, avstand til vassdrag ca. 600-1000 meter
- Seidafjellet A transformatorstasjon, avstand til vassdrag 0 meter
- Seidafjellet C transformatorstasjon, avstand til vassdrag ca. 100 meter
- Varangerbotn B transformatorstasjon, avstand til vassdrag ca. 250 meter
- Varangerbotn A transformatorstasjon, avstand til vassdrag 0 meter

Seidafjellet A planlegges etablert på et område med en del myrsystemer med interne vannveier mellom disse. Det ligger større vann både øst og vest for stasjonstomten, og man må påberegne at det eksisterer sammenhengende vannveier ut til disse.

Varangerbotn A planlegges i et område med eksisterende bekker/kanaler som kan se ut til å henge sammen med en bekk som munner ut i fjorden (Hildurbekken).

Seidafjellet C planlegges rett vest for Hestdrikkvatn. Ny adkomstvei inn fra øst planlegges også i nærheten vannet.

Øvrige stasjonsalternativer ser ut ifra kart ut til å ha god avstand til vann/vassdrag.

Avrenning til vann og vassdrag må vurderes nærmere som en del av prosjekteringsarbeidet for grunnarbeidene. Det bør lages en plan for håndtering av vann i byggeperioden med nødvendige tiltak for å hindre avrenning, særlig for Seidafjellet A og Varangerbotn B. Når grunnarbeidene er ferdig er faren for avrenning vesentlig mindre og anleggene vil da også ha etablert interne dreneringsløsninger i henhold til gjeldende regelverk (forurensningsloven).

Forurensning av drikkevannskilder. Anleggsarbeider nær kjente forekomster av drikkevannskilder bør vurderes særskilt før byggestart. Kartleggingen som er gjort i forbindelse med denne konsekvensutredningen har vist at kryssingen av Tanaelva med en ny 220 kV-ledning (utbyggingsløsning 3A) og etableringen av Varangerbotn A transformatorstasjon (utbyggingsløsning 3E) krever nærmere vurderinger knyttet til drikkevann og konsekvensene for disse før anleggsstart.

Luftforurensning. Bruk av forbrenningsmotorer medfører produksjon av avgasser, som inneholder en rekke stoffer som f.eks. NO_x, CO, svevestøv (PM₁₀). Dersom Statnett ønsker å redusere disse utslippene kan dette enten gjøres gjennom detaljprosjekteringen (velge løsninger og materiell som krever mindre total transport) eller gjennom å stille krav til entreprenør. Eksempelvis kan dette være forbud mot tomgang på anleggsplass, krav til viss mengde elektriske anleggsmaskiner/kjøretøy fra entreprenør.

Forurenset grunn. Det er ikke identifisert forurenset grunn i nærheten av tiltaket. Forurensningsloven stiller krav til tiltak dersom det dukker opp mistanke om forurenset grunn underveis i anleggsarbeidene. Stasjonstomtene blir i forbindelse med prosjekteringsarbeidet underlagt grunnundersøkelser. I forbindelse med dette arbeidet kan man vurdere å gjøre miljøtekniske undersøkelser samtidig.

Utslipp fra karbonlagre i myr. Gjennom grunnundersøkelsene vil Statnett trolig få kartlagt omfanget av myr ved de ulike stasjonsalternativene. Statnett kan vurdere å optimalisere stasjonsplassering og utforming for å redusere behovet for å masseutskifte eksisterende myrområder. Konflikten med myr vurderes størst for Varangerbotn B og dernest Seidafjellet A.

Søppel i naturen. Erfaringsmessig har Statnett i sine prosjekter gode rutiner og system for avfallshåndtering og sortering. Som i andre prosjekter bør det stilles krav til kontinuerlig oppsamling av søppel, både på riggplass og ute i terrenget, for å hindre vindspredning ut i terrenget. Rutiner for sortering er regulert gjennom avfallsforskriften.

Utslipp av SF₆-gass. Når anlegget er nytt installeres brytere uten gass. Denne tiltransporteres og fylles på når montasjen er ferdig og anlegget er tett. I forbindelse med dette arbeidet kan det oppstå utslipp. Prosedyrer for håndtering og påfylling skal sikre at dette ikke skjer. Utførende personell må ha nødvendig sertifisering for å håndtere SF₆-gass.

7.6.2 Driftsfasen

Forurensningsrisikoen i driftsfasen er normalt mye mindre enn i anleggsfasen. Fra kraftledningen vil det ikke være særskilte utslippsrisikoer. Ved havari på en transformator kan det i teorien forekomme utslipp av trafo-olje. Trafo-gruvene vil være bygd med tette oppsamlingskammer under transformatoren slik at eventuelle utslipp fanges opp i disse. Risikoen for utslipp av trafoolje vil være svært liten. Overvannsledninger/drenering på transformatorstasjonen utløser normalt krav til oljeavskiller som skiller ut og fanger opp oljeholdige produkter som utilsiktet søles på tomten. Ved vedlikehold og eventuelt etterfylling av SF₆-gass kan det også være en risiko for utslipp. Arbeid utført av sertifisert personell og i henhold til gjeldende prosedyrer skal sikre at dette ikke skjer.

8 VERDISKAPNING

Dette kapittelet redegjør for hvordan anlegget kan påvirke økonomien i berørte kommuner. I henhold til utredningsprogrammet og NVEs veileder skal disse vurderingene knyttes opp mot tiltakets virkning på sysselsetting, antatt behov for varer og tjenester og eventuelle inntekter som følge av gjeldende

8.1 Beskrivelse av dagens status og nøkkeltall

Vurderingene av tiltakets effekt på verdiskapning baserer seg på nøkkeltall vedrørende kommunal økonomi, arbeidsmarked og befolkning fra Statistisk sentralbyrå (www.ssb.no). Tall for sysselsetting er hentet fra NAV sine arbeidsmarkedsstatistikker. Statnett har bidratt med estimater for de totale investeringskostnadene.

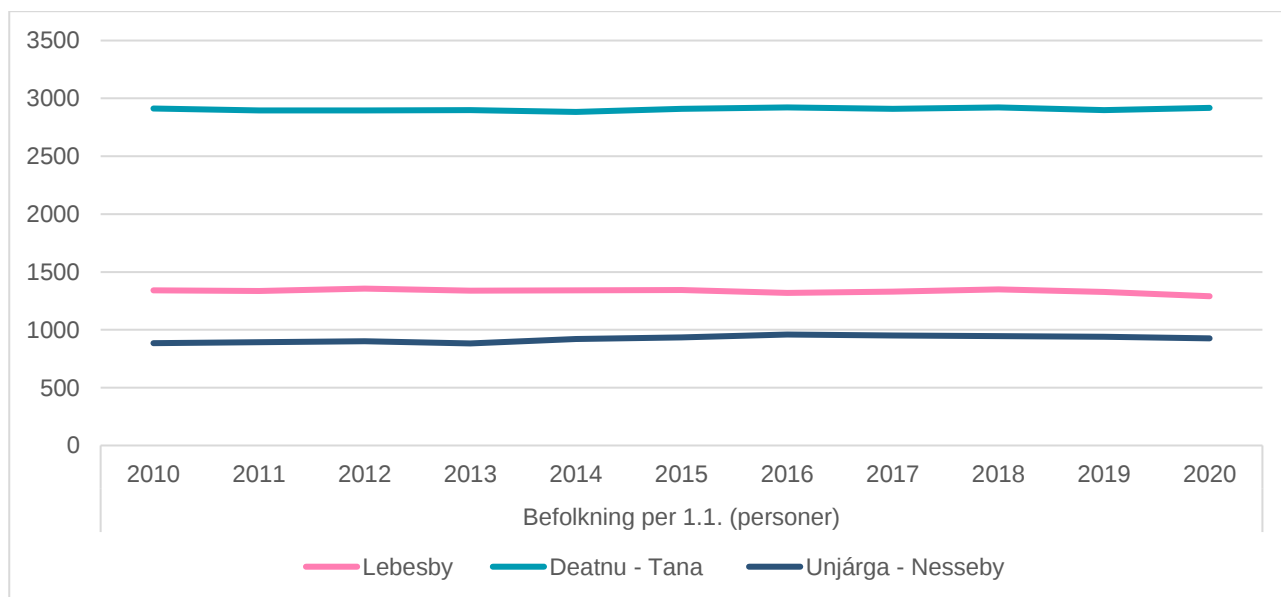
Konsulenten har 5 års erfaring fra byggeoppfølging av større ledningstiltak inkludert nye transformatorstasjoner. Praktisk erfaring fra disse arbeidene er også benyttet i de påfølgende vurderingene.

Tiltakene berører Lebesby, Tana og Nesseby kommuner. Tabell 8-1 angir hvor stor del av de nye anleggene som berører de ulike kommunen. Etablering av en ny transformatorstasjon i Tana eller Nesseby kommune vil gi et næringsareal på ca. 35-40 daa (opparbeidet tomt, ikke fysisk anlegg).

Tabell 8-1. Kommunevis fordeling av nytt anlegg, 420 kV.

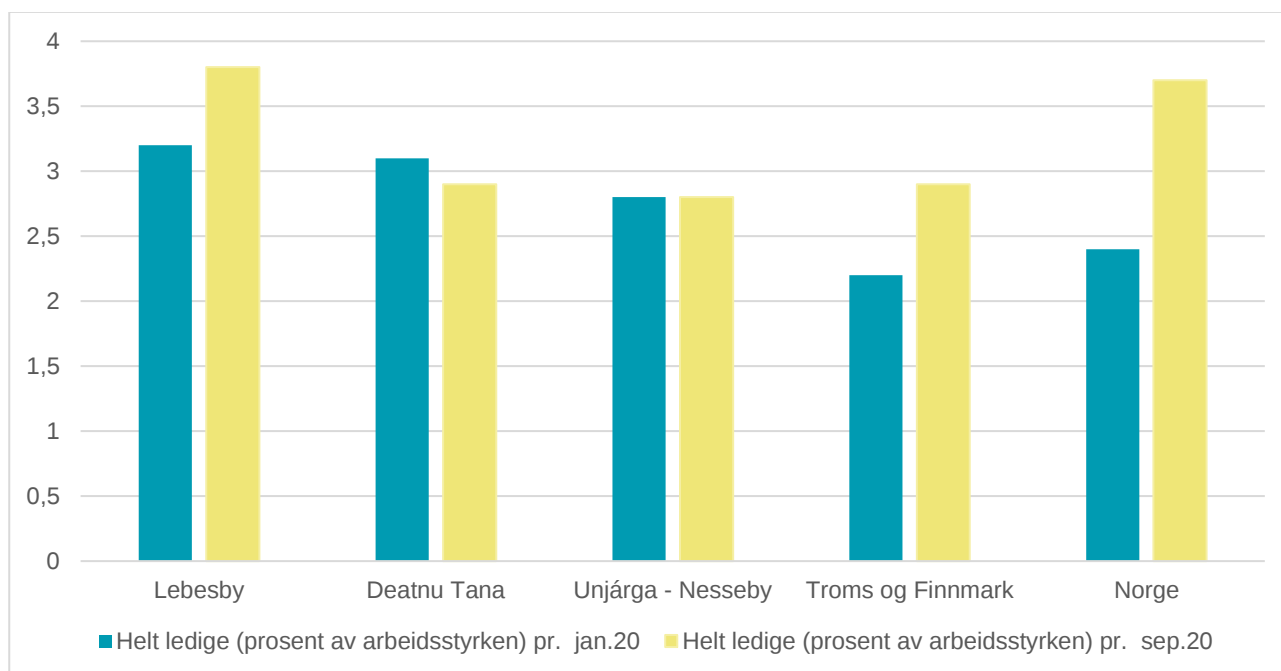
Kommune	Ny 420 kV ledning (km)	Ny transformatorstasjon
Lebesby	29,7	Ny Lebesby ikke del av denne utredningen
Tana	38,7	Mulig ny TAN
Nesseby	8,5	Mulig ny SEI A/SEI C/VAR A/VAR B

De tre kommunene hadde et samlet innbyggertall på rundt 5.300 per 1. januar 2020. Innbyggertallet har vært relativt stabilt over de siste ti årene, slik det fremgår av Figur 8-1. Alle kommunen er relativt små i norsk sammenheng.

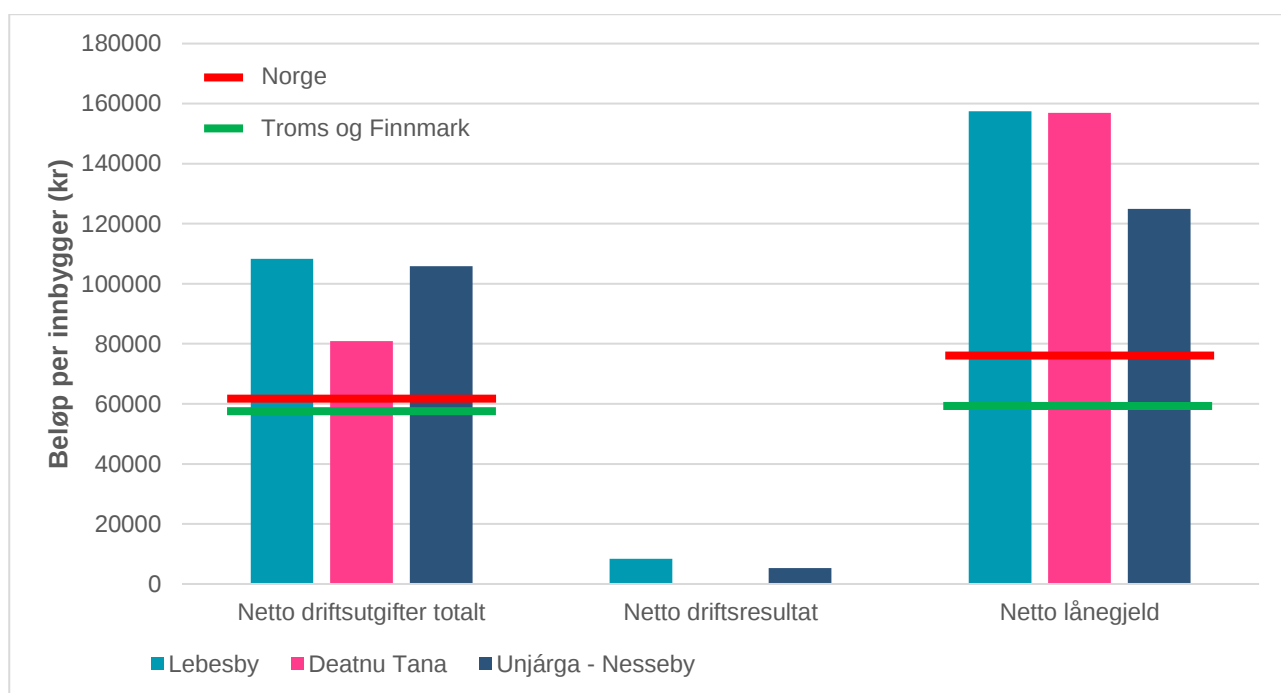


Figur 8-1. Folketall fra 2010 til 2020. Kilde SSB.

Ledighetstallene i de tre kommunen ligger ved inngangen av året noe over snittet for Norge og Troms og Finnmark. Ved tidspunktet for konsekvensutredningen er arbeidsmarkedet vesentlig påvirket av den pågående Korona-pandemien. Tall for september 2020 viser at Tana og Nesseby har ledighetstall under det nasjonale snittet, mens Lebesby har noe over, se Figur 8-2.



Figur 8-2. Ledighetstall for berørte kommuner i januar og september 2020. Kilde NAV.



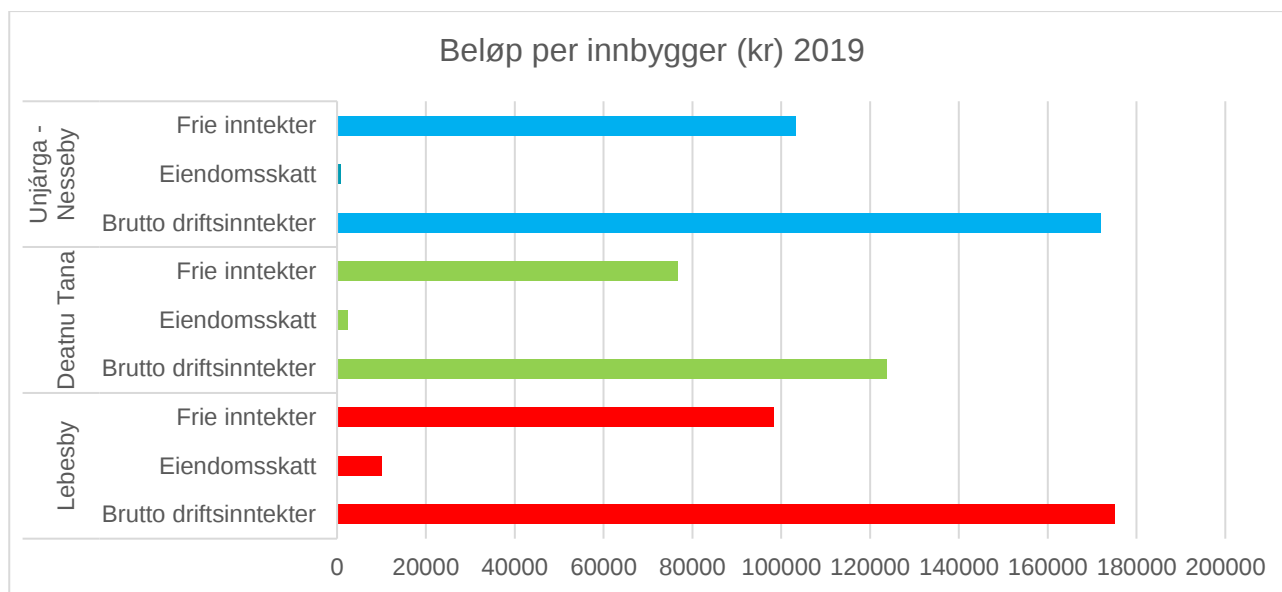
Figur 8-3. Nøkkeltall for kommunal økonomi, 2019. Kilde SSB.

Kommunen har relative like nøkkeltall for kommunal økonomi. Tana har noe lavere netto driftsutgifter per innbygger mens Nesseby har en lavere netto lånegjeld, se Figur 8-3. Alle tre kommuner ligger over lands- og fylkessnittet når det gjelder driftsutgifter og lånegjeld per innbygger.

Alle kommuner har høyeste sats av distriktstilskudd og mottar i tillegg småkommunetilskudd. Samtlige tre kommuner ligger derfor over lands (58 500 kr) og fylkessnittet (54 000 kr) for frie inntekter, Figur 8-4.

I desember 2017 ble det vedtatt nye regler for eiendomsbeskatning av verk og bruk. Etter de nye reglene skal produksjonsutstyr og –installasjoner ikke inngå i eiendomsskattegrunnlaget, fra og med 2019. Endringene innebærer også at kategorien verk og bruk opphører. Eiendommer som i dag hører inn under denne kategorien skal, fra og med 2019 anses som næringseiendom og følge eiendomsskatte reglene for slik eiendom.

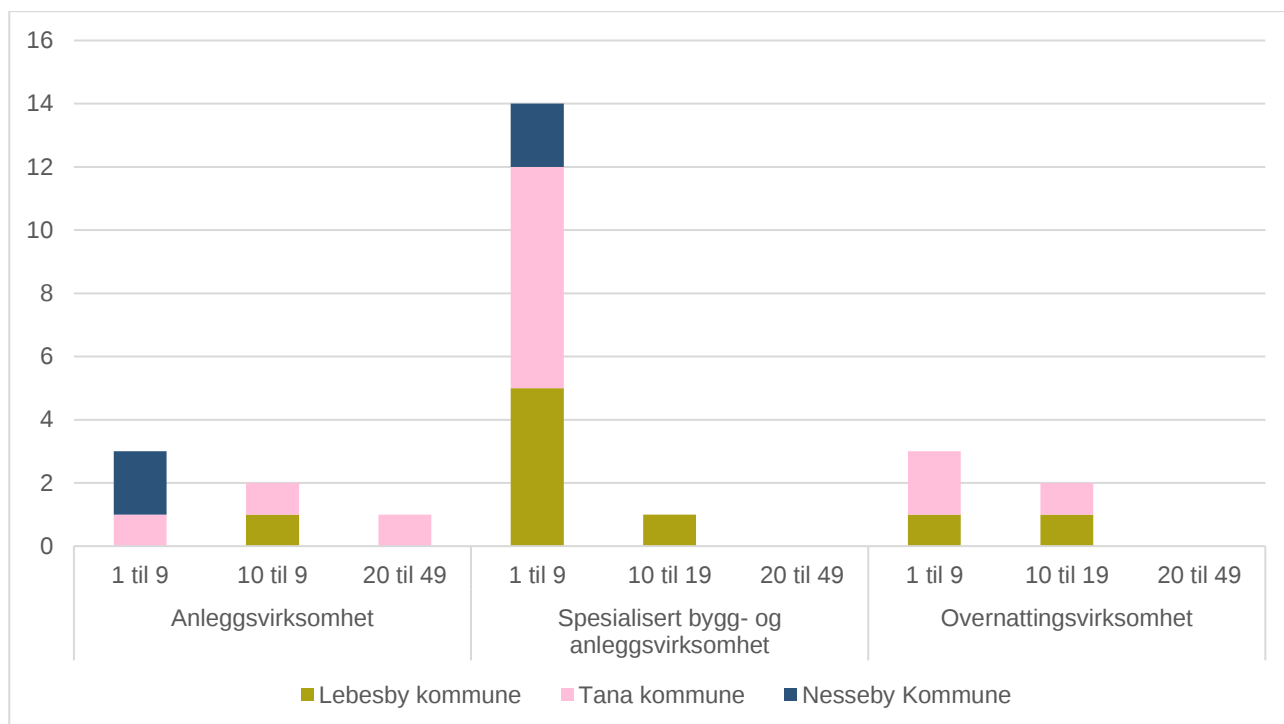
Samtlige kommuner har innført eiendomsskatt på næringseiendom. Nesseby og Lebesby har en sats på 7 promille, mens Tana har per i dag 4,75 promille. Andelen inntekter fra eiendomsskatt samlet sett fremgår av Figur 8-4. Nesseby har som eneste av de tre kommuner kun innført eiendomsskatt på næringseiendom, kraftanlegg/-nett, vindkraftverk og petroleumsanlegg (ikke bolig). Dette forklarer de lave skattetallene for denne kommunen.



Figur 8-4. Nøkkeltall for kommunal økonomi, 2019. Kilde SSB.

Lebesby og Tana kommuner har noe næringsvirksomhet knyttet til virksomheter som naturlig kan forventes å merke en effekt av utbyggingsprosjektet, Figur 8-5. Tana kommune har en mellomstor bedrift innen anleggsvirksomhet (20-49 ansatte) ellers er det kun snakk om mindre enheter. Nesseby har kun to mindre bedrift inne anleggsvirksomhet (1-9 ansatte) og ingen registrert overnattingsvirksomhet².

² Statistikken fra SSB kan inneholde feil og mangler på grunn av manglende innrapportering. Utreder har kjennskap til 8 Seasons i Varangerbotn, men har ikke data for antall ansatte ved denne overnattingsmuligheten.



Figur 8-5. Virksomheter etter størrelse (antall ansatte) i nøkkelnæringer 2020, Kilde SSB.

8.2 Mulige virkninger for lokal sysselsetting i anleggsfasen

Thema Consulting group utførte i 2015 en analyse hvor ringvirkninger av Statnetts nettinvesteringer ble vurdert. Med utgangspunkt i pågående/ferdigstilte prosjekter ble det anslått at ca. 40 % av den planlagte sysselsettingseffekten av Statnetts planlagte investeringsportefølje man tilfalle lokalt og regionalt næringsliv. Rapporten tok for seg den samlede mengde planlagte nettutbygginger uten å gå nærmere inn på regionale forskjeller.

Fra de siste 10 årene har man erfart at hovedsakelig internasjonale entreprenører vinner anbudene for bygging av Statnetts ledningsprosjekter. Utenlandske entreprenører har imidlertid et betydelig behov for å tilknytte seg underentreprenører for å få gjennomført prosjektene.

Arbeidet med montasje av master og strekking av liner krever en spesialisert kompetanse, så mye av ledningsbyggingen forventes utført av utenlandske hovedentreprenører. Typiske leveransetjenester som kan tilfalle norske underleverandører vil være:

- Skogrydding
- Grunnarbeider knyttet til veibygging/opparbeidelse av rigg og lagerplasser
- Grunnarbeider i forbindelse med fundamentering
- Betongarbeider/betongproduksjon
- Overnatting og servicevirksomhet
- Helikoptertransport

Samlet sett er det i de tre berørte kommunen registrert 21 virksomheter inne anlegg. Kirkenes ferdigbetong AS har registrert sin virksomhet i Kirkenes. Tana kommune opplyser om at virksomheten i senere tid etablert en avdeling ved Heargeguolbba industriområde i Tana bru og har hatt flere oppdrag for ulike energiaktører.

Tana kommune opplyser også om at helikopterselskapet Skiippagurra er etablert i Tana og jobber mye mot kraftbransjen. Innenfor grunnarbeider forventes det at anleggsperioden vil ha en positiv sysselsettingseffekt lokalt, men siden virksomhetene stort sett er små vil det være begrenset hvor stor effekt dette har i kommunal sammenheng.

Utenlandske hovedentreørere vil av erfaring ofte stå for egen innkvartering av arbeidere i eksempelvis brakkerigger. De overnattingsvirksomhetene som eksisterer i Tana og Lebesby vil likevel kunne forvente økt belegg og trolig økt sysselsetting. Servicevirksomhet knyttet til anleggsarbeidene vil også kunne forvente økt sysselsetting.

For Tana eller Nesseby vil tiltaket også innebære etablering av en ny transformatorstasjon. Erfaringsmessig vil norske entreprenører i større grad kunne konkurrere om disse kontraktene, særlig når det kommer til grunnarbeidene. Erfaringsmessig vil hovedentreprenøren være større nasjonale anleggsvirksomheter, men med stor grad av innleide lokale virksomheter til grunnarbeider. Ofte vil virksomheter knyttet til etablering av transformatorstasjoner i større grad etterspørre eksisterende overnattingstilbud der det finnes.

Uten at det er forsøkt å tallfeste virkningen for lokal sysselsetting nærmere anslås tiltaket å medføre **liten positiv konsekvens** i anleggsfasen.

8.3 Mulige virkninger for lokal sysselsetting i driftsfasen

Statnett har en omfattende og etablert driftsorganisasjon for nødvendig vedlikehold av nett og stasjoner. Det er per i dag ikke etablert faste driftsbaser i de tre kommunene, og det anslås heller ikke at dette tiltaket vil utløse behov for dette. I forbindelse med drift og vedlikehold av de elektriske anleggene forventes det derfor ingen nevneverdig sysselsettingsvirkning, og særlig ikke lokalt.

Virkninger for lokal sysselsetting lokalt i driftsfasen vurderes å gi **ubetydelig konsekvens**.

8.4 Mulige virkninger for kommunal økonomi i driftsfasen

Statnetts anlegg vil være gjenstand for eiendomsskatt (næringseiendom, kraftanlegg/-nett). Satsene for dette i de ulike kommunene er beskrevet i kapittel 8.1. Eiendomsskatt inngår ikke kommunens inntektsutjevning slik at kommunen sitter igjen med hele inntekten.

Informasjon om takseringsgrunnlaget for beskatning foreligger ikke på utredningstidspunktet. Før vedtaket om nye regler for eiendomsbeskatning (tidligere verk og bruk) ville man noe forenklet anslå eiendomsskatten på grunnlag av totale investeringskostnader (inklusive materialer, arbeid og finansieringskostnader) for den infrastrukturen som ligger i en gitt kommune. Avskrivningsmetoden for den fysiske kapitalen varierer og for enkelthets skyld sees det bort fra dette da høyspenningsanlegg har lang forventet levetid.

Noe forenklet kan eiendomsskatten på nettanleggene beregnes på grunnlag av totale investeringskostnader (inklusive materialer, arbeid og finansieringskostnader) for den infrastruktur som ligger i en gitt kommune.

Statnett har foretatt beregninger av estimert eiendomsskatt for de tre berørte kommunene basert på forventede investeringskostnader.

- Lebesby kommune (ledning): ca. 1-2 MNOK
- Tana kommune (ledning): ca. 1-2 MNOK
- Tana kommune (stasjon): ca. 2,5-3,5 MNOK
- Nesseby kommune (ledning): ca. 0,5-1 MNOK
- Nesseby kommune (stasjon): ca. 2,5-3,5 MNOK

Dersom endepunktet for forbindelsen blir Tana transformatorstasjon vil kommunen kunne regne eiendomsskatt for denne. Nesseby kommune vil da ikke berørt av utbyggingen. For de øvrige fire stasjonsalternativene til eiendomsskatten for en ny transformatorstasjon tilfalle Nesseby kommune.

Virkninger på kommuneøkonomien av kraftnettutbygging vurderes normalt ved å se de årlige kommunale inntektene fra eiendomsskatten i sammenheng med kommunens årlige driftsutgifter. De kommunale driftsutgiftene er 140 millioner for Lebesby, 236 millioner for Tana, og 98 millioner for Nesseby.

Tabell 8-2. Skjønnsmessig verdigrænse for å vurdere effekten av forventet eiendomsskatt opp mot årlige kommunale driftsutgifter.

Verdikriterier	Eiendomsskatt av årlige driftsutgifter (% av dagens verdi)
Svært stor positiv konsekvens	> 10 %
Stor positiv konsekvens	+ 5-10 %
Middels positiv konsekvens	+ 1– 5 %
Liten positiv konsekvens	+ 0,5-1 %
Ubetydelig / ingen konsekvens	-0,5 / +0,5 %
Liten negativ konsekvens	- 0,5-1 %
Middels negativ konsekvens	- 1–5 %

For Lebesby kommune kan eiendomsskatten utgjøre mellom 0,7 og 1,4 % av årlige driftsutgifter og er vurdert å ha liten til middels positiv konsekvens. For Tana er tallet 0,4 til 2,3 % og vurdert å ha ubetydelig til middels positiv konsekvens. Størst positiv effekt kan tiltaket har i Nesseby kommune, dersom forbindelsen bygges helt frem til Varangerbotn. Avsluttes den ved Tana vil ikke kommunen bli berørt. Anslaget for Nesseby er 0 til 4,6 % og vurdert å ha ubetydelig til middels positiv konsekvens.

9 SAMLEDE VURDERING AV KONSEKVENSER I DRIFTSFASEN

For deltema naturressurser påvirkes konsekvensgraden av tiltakene i stor grad av verdigrunnlaget innenfor influensområdet. Det er et svært begrenset omfang av jordbruk og det er ikke kartlagt noen områder med skogressurser. Tiltaket vurderes ikke å ha vesentlige ulemper for utmarksbeiter i driftsfasen og det er ikke kartlagt mineralressurser innenfor influensområdet. På overordnet nivå vurderes tiltaket derfor å ha ubetydelig eller begrensede miljøkonsekvenser. Enkelte av stasjonsalternativene kommer imidlertid i direkte konflikt med jordbruksarealer. Her vil utbyggingsløsning 3E med etablering av Varangerbotn A transformatorstasjon medføre direkte tap av jordbruksarealer. Tana transformatorstasjon kan også medføre noe tap av jordbruksareal, men dette er knyttet til ny adkomstvei og bør være mulig å hensynta gjennom den videre prosjekteringen.

Det er ikke identifisert store arealkonflikter knyttet til offentlige eller private planer. Størst konflikt vurderes det knyttet til utbyggingsløsning 3C og 3D i delområde 3. Her vil en ny transformatorstasjon etableres inne i gjeldende reguleringsplan for ledegjerde for rein Seidafjellet – Vesterelvnes. Dersom Tana transformatorstasjon (utbyggingsløsning 3A) velges vil innføringsledningen fra Ivalo (220 kV) komme i berøring med hensynsoner for reindrift. Konsekvensene av dette er direkte knyttet opp mot reindriftens ressursgrunnlag og blir vurdert inn i egen fagrapport for reindrift. Uavhengig av hvilken utbyggingsløsning som velges i delområde 3 vil kommunedelplan for sentrumsområdet Luftjok – Tana bru – Skiippagurra berøres med nye tiltak. Her er det imidlertid ikke identifisert direkte konflikter med detaljregulerte arealer. I forhold til offentlige og private planer mener utreder derfor at det ikke er grunnlag for å skille mellom de vurderte utbyggingsalternativene når det gjelder arealkonflikter. Det er ingen vesentlig forskjell på alternativene i delområde 1 når det kommer til tap av INON. I delområde 3 vil utbyggingsløsning B og C med henholdsvis Seidafjellet A og B gi minst netto tap av INON-områder, mens en løsning basert på Varangerbotn A gir størst netto tap. Dette henger sammen med at sistnevnte alternativ i liten grad legger til rette for riving av dagens Ivalo-ledning som potensielt kan frigi nye INON-områder.

Varangerbotn A (utbyggingsløsning 3E i delområde 3) er også det alternativet som er vurdert å ha størst negativ konsekvens for støy. Alle øvrige stasjonsalternativer og traseer er vurdert å gi støynivåer godt under anbefalte grenseverdier.

Risikoen knyttet til forurensning henger i stor grad sammen med anleggsperioden og hvilken anleggsgjennomføring Statnett velger. Noen risikoforhold er imidlertid vurdert å være direkte knyttet til løsningsvalg. Seidafjellet A og Varangerbotn A (utbyggingsløsning 3B og 3E i delområde 3) er vurdert å ha størst risiko for avrenning til vann og vassdrag i byggeperioden. Dette kan imidlertid fint håndteres gjennom god anleggsplanlegging. Seidafjellet A og Varangerbotn B (utbyggingsløsning 3B og 3D) er de stasjonsalternativene som vurderes å gi størst tap av karbonlagre ved at de trolig kommer i berøring med større myrområder. Dette er det mindre muligheter for å planlegge seg vekk fra med mindre stasjonen flyttes vesentlig.

Konsekvenser for verdiskaping og lokal sysselsetting er redegjort for, men bør i denne sammenheng ikke være et grunnlag for valg av utbyggingsløsning da konsekvensene for de ulike kommunen vil være forskjellig avhengig av hvilken løsning som velges.

Basert på utredningene i denne rapporten vurderes det at det ikke er grunnlag for å skille mellom alternativene i delområde 1. Ut ifra en totalvurdering vurderes disse å være lik. I delområde 2 er det kun ett alternativ. For tiltakene i begge disse delområdene vurderes konsekvensens som ubetydelig/svær begrenset for de tema som er vurdert i denne rapporten.

I delområde 3 tilsier en samlet vurdering av de tema som er omtalt i denne rapporten at en utbyggingsløsning med Varangerbotn A som endepunkt prioriteres nederst. Deretter Varangerbotn B, Tana og Seidafjellet A. Seidafjellet C vurderes samlet sett som det alternativet som gir en totalt sett best utbyggingsløsning. Forskjellene mellom Tana, Seidafjellet A og Seidafjellet C er imidlertid små.

9.1 Tilknytning Varangerringen

Statnett har orientert utreder om at en realisering av dette prosjektet trolig vil ha følger for underliggende nett ut over det som er en del av dette prosjektet. Dersom det blir etablert en ny transformatorstasjon for transmisjonsnettet i området Tana bru-Varangerbotn vil eksisterende transformatorstasjon i Varangerbotn ikke lenger være en del av transmisjonsnettet. Statnetts 132 kV-ledninger som i dag går inn til dette stasjonspunktet vil da ikke lenger gå innom dagens Varangerbotn transformatorstasjon, og dette blir et rent regionalnettsanlegg for Varanger Kraftnett. Varanger Kraftnett vil da trolig ha behov for å koble sin 132 kV forbindelse, Varangerringen, inn til Statnetts nye transformatorstasjon uavhengig av hvor denne blir plassert. Varangerringen er en 132 kV-forbindelse mellom dagens Varanger transformatorstasjon via Leirpollen og Kobbkroken og tilbake til Varangerbotn. Mellom Varangerbotn og Leirpollen følger den Hanadalen. Hvordan denne forbindelsen skal tilkobles en ny transformatorstasjon i transmisjonsnettet er ikke besluttet, og må eventuelt utredes og omsøkes av regionalnettseier. Dette er likevel en tilkobling som vil påvirke totaliteten av ledningsinnføringer inn til et nytt stasjonspunkt enten det blir Tana, Seidafjellet A/B eller Varangerbotn A/B. Statnett har derfor bedt om at det gjøres en overordnet vurdering av om den slik løsning i vesentlig grad påvirker valg av endepunkt for en ny 420 kV-ledning.



Figur 9-1. Del av Varrangerringen mellom Varangerbotn og Leirpollen

Ifølge Statnetts vurderinger vil det være behov for to nye 132 kV-ledninger mellom Statnetts nye transformatorstasjon og et punkt på dagens ledning mellom eksisterende Varangerbotn og Leirpollen transformatorstasjoner. Minst ny ledningsbygging blir det dersom Varangerbotn A/B velges som endepunkt for Statnetts ledning. For Seidafjellet C og Seidafjellet A kan en ny tilknytning enten bygges parallelt med eksisterende ledninger mellom disse stasjonspunktene og dagens Varangerbotn transformatorstasjon eller men kan trekke de inn fra et punkt på Varangerbotn-Leirpollen, nord for Seidafjellet A/B. Første alternativ medfører totalt fire 132 kV-ledninger i parallell langs E6. Med Tana som endepunkt kan den mest nærliggende løsningen være å trekke to 132 kV-ledninger fra et punkt på Varangerbotn-Leirpollen via Luftjok-dalen og ned til ny Tana transformatorstasjon.

En tilkobling til Varrangerringen vil ikke medføre at vesentlige nye verdiområder berøres for de temaene som er utredet i denne rapporten, ut over at omfanget av inngrep vokser. Ingen områder med verdifulle skogressurser blir berørt og med unntak av en eventuell innføring til Tana vil heller ikke jordbruksarealer bli berørt. Dersom traseen inn til Tana legges gjennom Luftjok-dalen vil dette potensielt kunne komme i konflikt med jordbruksarealer i dette området. Innføringer til Tana og Seidafjellet A/C vil også kunne medføre noe tap av INON-områder. Størst potensiell konflikt vil det være knyttet til offentlige planer, dersom Tana velges

som endepunkt. To nye 132 kV-ledninger ned Luftjok-dalen vil måtte passere bebodde områder med en rekke regulerte områder for næring, bolig og fritidsbolig.

Med alle forbehold om at en tilknytning til Varangerringen ikke er planlagt/kartfestet tilsier en overordnet faglig vurdering utelukkende basert på skjønn at et slikt scenario vil bidra til at utbyggingsløsning 3A med Tana som nytt transformeringspunkt vil kunne bli vesentlig mer konfliktfylt. En mulig fremtidig løsning som beskrevet over vil tale til fordel for Varangerbotn A, men her er allerede konfliktene knyttet til tiltaket som er utredet så store at Seidafjellet A, Seidafjellet C og Varangerbotn B fremdeles vurderes som mindre konfliktfylte. Dersom en fremtidig tilkobling til en ny transformatorstasjon i delområde 3 skal hensynta konsekvensens av en fremtidig tilkobling til Varangerringen tilsier en overordnet vurdering basert på skjønn at utbyggingsløsning 3B (Seidafjellet A), 3C (Seidafjellet C) og 3D (Varangerbotn B) kommer best ut.

Utbyggingsløsning 3A (Tana) som i kapittelet over samlet sett kom ut som ett av de løsningene vil påvirkes mest negativt av å trekke inn Varrangerringen i vurderingene. Dette alternativet skifter da fra å være ett av de foretrukne løsningene til å bli ett av de dårligste, sammen med utbyggingsløsning 3E (Varangerbotn A).

For å kunne gjøre mer faglige etterprøvbare vurderinger av en mer konkret vurdering av konsekvenser og anbefalinger mellom de 5 ulike utbyggingsløsningene, inkludert tilkobling Varangerringen, må det gjennomføres en planlegging av tilkoblingen til Varangerringen. Nettløsning for tilkobling til varangerringen må beskrives på tilstrekkelig detaljnivå og kartfestes før dette kan bli gjort.

10 REFERANSE

- 1 NVE, 2011. Statnett SF: 420 kV kraftledning Skaidi-Varangerbotn. Fastsetting av utredningsprogram
- 2 NVE, 2011. Statnett SF. 420 kV kraftledning Skaidi — Varangerbotn. Bakgrunn for utredningsprogram
- 3 NVE, 2020. Veileder for utforming av søknader om konsesjon for nettanlegg, nr. 2/2020
- 4 Vegdirektoratet, 2018. Konsekvensanalyser, Håndbok V712.
- 5 Norsk Sau og Geit, 2010. Beitekapasitet i utmark, NSG nr. 6/2010
- 6 Nordland/Finnmark/Troms fylkeskommune, 2019. Mineralstrategi for Nord-Norge
- 7 Lebesby kommune, 2019. Kommuneplanens arealdel 2019-2035
- 8 Tana kommune, 2002. Kommuneplanens arealdel 2002-2013
- 9 Tana kommune, 2014. Kommunedelplan for sentrumsområdet Luftjok – Tana bru – Skiippagurra
- 10 Nesseby kommune, 2008. Kommuneplanens arealdel 2011-2021
- 11 Miljødirektoratet, 2014, Veileder til retningslinjer T-1442
- 12 Statens vegvesen, 2020, Dokumentasjon VegLCA v.4.10
- 13 THEMA Consulting group, 2015. Ringvirkninger av Statnetts nettinvesteringer.