



Hjartås kraftverk i Rana kommune, Nordland

Fagrappport nettilknytning

RAPPORT

Rapport nr.: 1	Oppdrag nr.: 150471	Dato: 21.03.2013
Kunde: Miljøkraft Nordland		
Fagrapport Nettilknytning Hjartås kraftverk		
Sammendrag: Se neste side		
1		
Rev.	Dato	Revisjonen gjelder
Utarbeidet av: Erlend Fitje,		Sign.:
Kontrollert av:		Sign.:
Oppdragsansvarlig / avd.:		Oppdragsleder / avd.:
Frode Ålhus/ 118 Elkraftsystemer		Lars Johansen/ 117 Dammer og vannkraft

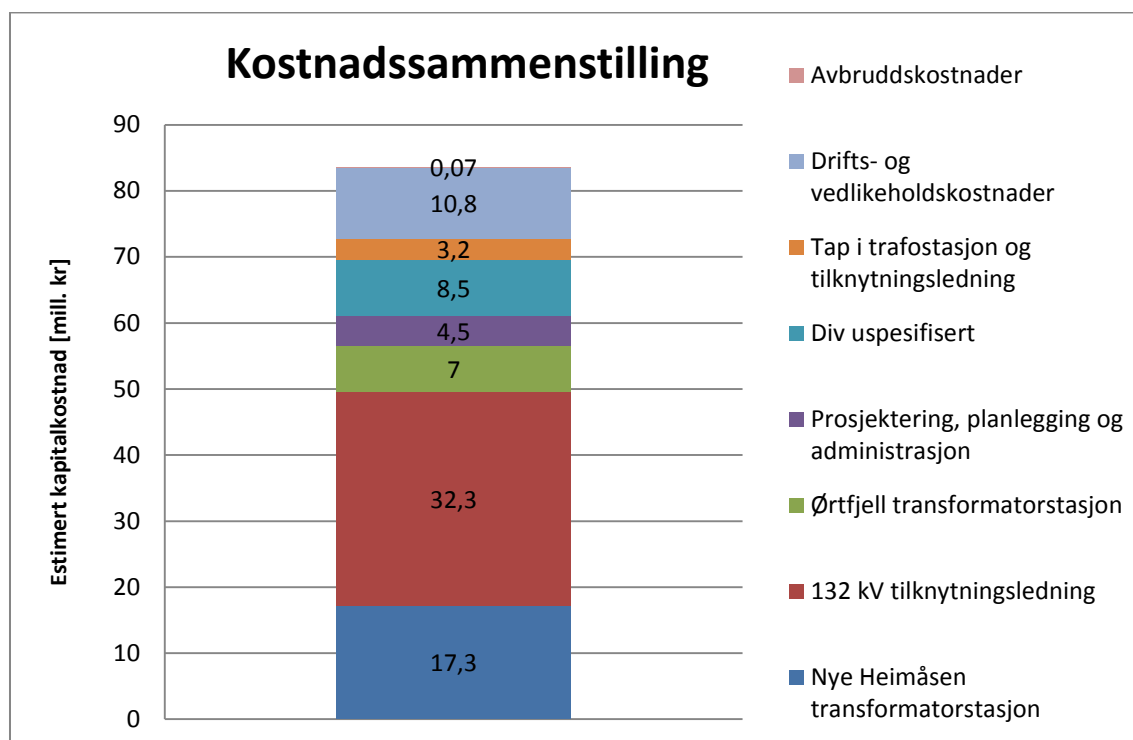
Sammendrag

Hjartås kraftverk er planlagt lokalisert i Rana kommune i Norland fylke. Det er planlagt en installert effekt på ca. 21 MW og en årlig produksjon på ca. 52 GWh. Kraftstasjonen skal tilknyttes regionalnettet via en ny 22/132 kV trafostasjon ved Heimåsen og en ca. 19 km lang 132 kV produksjonsradial fra Heimåsen og til Ørtfjell transformatorstasjon. Det er også vurdert ett alternativ der Hjartås kraftstasjon tilknyttes regionalnettet med 22 kV produksjonsradial som ikke er omsøkt.

Rapporten inneholder forslag til nettilknytningstraseer fra Hjartås til Ørtfjell transformatorstasjon både for 132 kV ledning, og alternativt 22 kV ledning. Teknisk beskrivelse av løsningene og kostnadsestimat er også inkludert i rapporten.

Kostnadsestimat

Figur 1-1 viser en kostnadssammenstilling av nettilknytningskostnadene for Hjartås kraftstasjon. De totale kostnadene (investering og prosjektering, samt kapitaliserte kostnader for tap, drift og vedlikehold) vil være omtrent 83 MNOK.



Figur 1-1 Kostnadssammenstilling for nettilknytning Hjartås kraftstasjon, 132 kV linjetilknytning

Systemløsning

Miljøkraft Nordland har vært i kontakt med Mo Industripark AS som eier både Ørtfjell transformatorstasjon, som Hjartås kraftstasjon planlegges tilknyttet, og eksisterende 132 kV linje fra Ørtfjell til Svabo transformatorstasjon i Mo i Rana. Mo Industripark bekrefter at det er kapasitet i bakenforliggende nett og at det ikke er behov for forsterkninger i dette nettet ved tilknytning av Hjartås kraftstasjon. Den valgte 132 kV tilknytning for Hjartås er begrunnet med at Miljøkraft Nordland planlegger flere kraftverk i tillegg til Hjartås i området.

Innhold

1	Innledning	5
2	Forutsetninger	6
2.1	Tekniske.....	6
2.2	Økonomiske	6
3	Utførte forarbeider	7
4	Henvvisning til gjeldende kraftsystemplan	8
5	Hjartås kraftverk	9
5.1	Teknisk beskrivelse	9
5.2	Estimerte tap	10
6	Nettilknytning	11
6.1	Trasé.....	11
6.2	Teknisk beskrivelse	12
6.3	Eierskap	14
6.4	Støy	14
6.5	Systemløsning.....	15
6.6	Forsyningssikkerhet	15
7	Elektromagnetiske felt	16
7.1	Introduksjon.....	16
7.2	Krav fra myndighetene	16
7.3	Nasjonale anbefalinger.....	16
7.4	Beregning av magnetfelt fra tilknytningsledning.....	17
7.4.1	Forutsetninger for beregningene ved 132 kV.....	17
7.4.2	Forutsetninger for beregningene ved 22 kV.....	18
8	Kostnader	20
8.1	Investeringskostnader	20
8.2	Tapskostnader	21
8.3	Drifts- og vedlikeholdskostnader.....	21
8.4	Avbruddskostnader	21
8.5	Kostnadssammenstilling.....	22
9	Alternative løsninger	23
9.1	22 kV ledning Hjartås kraftstasjon – Ørtfjell transformatorstasjon	23
10	Referanser	24

VEDLEGGSLISTE

Vedlegg 1 Trasékart omsøkt trasé

Vedlegg 2 Enlinjeskjema (underlagt taushetsplikt).

Vedlegg 3 Mulighet for tilknytning- Ørtfjell transformatorstasjon,
brev fra Mo Industripark AS (underlagt taushetsplikt)

Vedlegg 4 Plan- og fasadeskisse transformatorstasjon

Vedlegg 5 Masteskisse (inkl endemast)

Vedlegg 6 Sammenligning av 132 og 22 KV produksjonsradial

1 Innledning

På oppdrag fra Miljøkraft Nordland har SWECO Norge utarbeidet en fagrapport for nettilknytning av Hjartås kraftverk. Rapporten er utarbeidet som grunnlag for konsesjonssøknad for kraftverket.

Kraftverket er lokalisert Rana kommune i Nordland fylke og planlegges bygd med en samlet effekt på 21 MW og 3 aggregater som er beregnet å gi en årlig produksjon på ca. 52 GWh. Hjartås kraftverk er planlagt tilknyttet regionalnettet via en ny 22/132 kV trafostasjon i Heimåsen ved Messingåga, som videre tilknyttes regionalnettet via en ca. 19 km lang 132 kV produksjonsradial mellom Heimåsen og Ørtfjell transformatorstasjon.

Rapporten inneholder forslag til nettilknytningstrasé fra Hjartås kraftstasjon til regionalnettet, som består av en ca. 2 km lang 22 kV luftlinje til Heimåsen transformatorstasjon og en ca. 19 km lang 132 kV luftlinje fra Heimåsen til Ørtfjell transformatorstasjon. I tillegg er det vurdert et alternativ med en ca. 22 km lang 22 kV nettilknytning fra Ørtfjell til Hjartås. Dette alternativet er ikke omsøkt. Det er gjort et estimat over investeringskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader, avbruddskostnader og tapskostnader.

Utførende arbeidsgruppe hos Sweco Norge har vært:

Astrid Dimmen Sæle

Erlend Fitje

Morten Thule Hansen

Rapporten er fagkontrollert av:

Lars Johansen

2 Forutsetninger

2.1 Tekniske

Kraftverket vil bestå av 3 aggregater som gir en planlagt midlere årsproduksjon på ca. 52 GWh. Samlet installert effekt på er på 21 MW.

Strømføringssevne og motstand i linjene som er forutsatt brukt er hentet fra Planleggingsbok for kraftnett- Teknisk data.

2.2 Økonomiske

Det gjort beregninger for å finne nåverdien av tapskostnader og avbruddskostnader samt drifts- og vedlikeholdskostnader for alternativer omhandlet i rapporten. Da linjelengdene varierer lite mellom de ulike traseene, er kostnadssammenstillingen omtrent den samme for samtlige tilknytningsalternativer.

Følgende forutsetninger er lagt til grunn i nåverdiberegningene:

- Kraftpris: 32 øre/kWh (forutsatt pris på 40 EUR/MWh hentet fra forwardmarkedet 2017 og europri 8 kr/euro)
- Internrente: 4,5 % (anbefalt av NVE og godkjent av finansdepartementet for bruk i kraftnettprosjekter)
- Analyseperiode: 30 år
- Brukstilid produksjon: 2500 timer
- Brukstilid tap: 1900 timer (forutsatt 75 % av brukstilid for produksjon i kraftverket)

Investeringskostnadene er basert på Sweco Norges erfaringstil samt kapittel 2.1.2 i Planleggingsbok for kraftnett-Kostnadskatalog regionalnett, med antakelse middels vanskelig terreng.

3 Utførte forarbeider

I forbindelse med tilknytningen av Hjartås opp mot Ørtfjell transformatorstasjon er det sendt forespørsel til eierne Mo Industripark AS (MIP), om kapasitet i bakenforliggende nett.

MIP svarer at tilknytning av ny produksjon mot transformatorstasjonen vil være mulig, da det er ledig kapasitet på 132 kV linjen Svabo – Storforshei – Ørtfjell. Tilknytning forutsetter etablering av nye 132 kV bryterfelt i transformatorstasjonene iht. retningslinjer for slike anlegg.

MIP sitt svarbrev er vist i vedlegg 3.

4 Henvisning til gjeldende kraftsystemplan

Hjartås kraftverk står nevnt i kapittel 6.4.6 i kraftsystemplanen for Helgeland 2012.

Tilknytningsløsningen er i tråd med hva tiltakshaver foreslår. Som nevnt i kraftsystemplanen vil en tilknytning av Hjartås på 132 KV åpne for at det er kapasitet til å mate inn flere andre kraftverk i området. Dette gjelder blant annet Messingåga kraftverk som er konsesjonssøkt.

5 Hjartås kraftverk

Beskrivelsen av nettilknytningen er videre omtalt i tre avsnitt.

- Elektroteknisk utrustning Hjartås kraftverk, 22 kV ledning og transformatorstasjon ved Heimåsen
- Utvidelse av Ørtfjell transformatorstasjon
- 132 kV tilknytningslinje omhandles i kapittel 6.

Vedlegg 2 viser et enlinjeskjema for tilknytningen frem til Ørtfjell og eksisterende nett videre til Svabo.

5.1 Teknisk beskrivelse

Heimåsen transformatorstasjon

I Hjartås kraftstasjon vil det bli etablert en transformator som transformerer fra generatorspenning, høyst sannsynlig 6,6 kV, og opp til 22 kV. Fra kraftstasjonen vil det gå en luftledning på ca. 2 kilometer frem til ny Heimåsen transformatorstasjon hvor spenningen transformeres videre opp til 132 kV for overføring til Ørtfjell transformatorstasjon.

22 kV ledningen er forutsatt bygget som FeAl 240. Denne ledningen har en termisk overføringsevne på ca. 43 MVA. Mastene er kompositt trestolper med stål eller limtretraverser i H mast konfigurasjon. Langs kraftledningen kreves det av sikkerhetshensyn normalt et byggeforbudsbelte på 13 meters bredde).

Heimåsen transformatorstasjon vil bestå av en 132/22 kV 23 MVA transformator og tilhørende koblingsanlegg. Totalt tomteareal for transformatorbygningen vil være ca. 2 dekar. Tabell 5-1 viser de vesentlige komponentene i kraftverk og transformatorstasjon.

Tabell 5-1 Komponenter som vil inngå i transformator Heimåsen

Komponent	Beskrivelse
krafttransformator (132/22 kV 23 MVA)	1 stk
132 kV bryterfelt	1 felt
22 kV generatorbryter	1 stk
Stasjonstransformator (22/0,4 kV)	1 stk
Kontrollanlegg	1 stk
22 kV linje	2,0 km

Ørtfjell transformatorstasjon

Totalt tomteareal for utvidelsen av Ørtfjell transformatorstasjon er antatt ca. 2 dekar. Det forutsettes at det er tilstrekkelig plass ved eksisterende stasjon til dette anlegget. Tabell 5-2 viser hvilke komponenter det må investeres i for utvidelsen. Det er antatt at bryterfeltet i den eksisterende transformatorstasjonen, mot Ørtfjell, vil fortsette å være i drift.

Tabell 5-2 Komponenter som vil inngå i Ørtfjell transformatorstasjon

Komponent	Beskrivelse
132 kV bryterfelt	2 felt
132 kV samleskinne	1 stk
Kontrollanlegg	1 stk

5.2 Estimerte tap

Tapene i transformator (132/22) vil erfaringsmessig ligge mellom 0,4 og 0,6 % ved maksimal overført effekt. Tapene er i denne rapporten estimert til 105 kW, som er 0,5 % av maksimal overført effekt. Tap i 22 kV ledning fra kraftstasjon til transformatorstasjon er estimert til 261 kW, som utgjør 1,24 % av maksimal effekt. Samlet tap i 22 KV ledning og transformatorstasjon utgjør med dette 370 kW eller cirka 1,7 % av maks produksjon.

6 Nettilknytning

6.1 Trasé

Det etableres en ca. 19 km lang 132 kV ledning fra Heimåsen (A1-A5) til Ørtfjell transformatorstasjon (A18). Fra vinkelpunkt A13 er det to alternative traseer (2A og 2B). Alternativ 2B har igjen tre alternative traseer (2B1, 2B2 og 2B3). Fra Hjartås kraftstasjonen til Heimåsen transformatorstasjon etableres en ca. 2 km lang 22 kV ledning, med to alternative traseer, henholdsvis 1A og 1B. Aktuelle traséer er illustrert i Figur 6-1 og vedlegg 1.



Figur 6-1 Oversiktskart. Tilknytningstrasé, transformatorstasjoner og Hjartås kraftstasjon er merket.

Alternativ 1A går sørøst ut fra kraftverket og krysser Hjartåsvegen ned til vinkelpunkt A4. Alternativ 1B går ut fra kraftverket i samme trasé som alternativ 1A, men krysser Hjartåsvegen lenger østover ned til vinkelpunkt A3. Alternativene knekker vestover og møtes inn mot transformatorstasjonen.

Alternativene 2A og 2B følger samme trasé ut fra transformatorstasjon i Heimåsen (A5) til vinkelpunkt A13. I vinkelpunkt A5 skrår traseen mot nordvest og parallelt med jernbanesporet. I vinkelpunkt A6 går traseen vestover frem til vinkelpunkt A7. Her heller traseen mer sørover, før den igjen skrår vestover og krysser E6 og Ranaelva til vinkelpunkt A8. Vest for Ranaelva går traseen sørvestover delvis i parallell med og vest for E6. Traseen legges slik at den er minst mulig synlig for bebyggelse langs Ranaelva.

Alternativ 2A er å gå gjennom et steinbrudd fra vinkelpunkt A13 og følge vinkelpunktene A19, A20 og A21 inn til Ørtfjell transformatorstasjon. Alternativ 2B går fra vinkelpunkt A13 til vinkelpunkt A15, utenom steinbruddet. Videre er det vurdert flere alternative innføringer til transformatorstasjonen. Disse omtales som 2B1, 2B2 og 2B3.

Alternativ 2B1 skrår nordvestover i vinkelpunkt A15, alternativ 2B2 skrår nordvestover i vinkelpunkt A16 og alternativ 2B3 skrår nordover i vinkelpunkt A17. De alternative traseene møtes før innføringen til Ørtfjell transformatorstasjon.

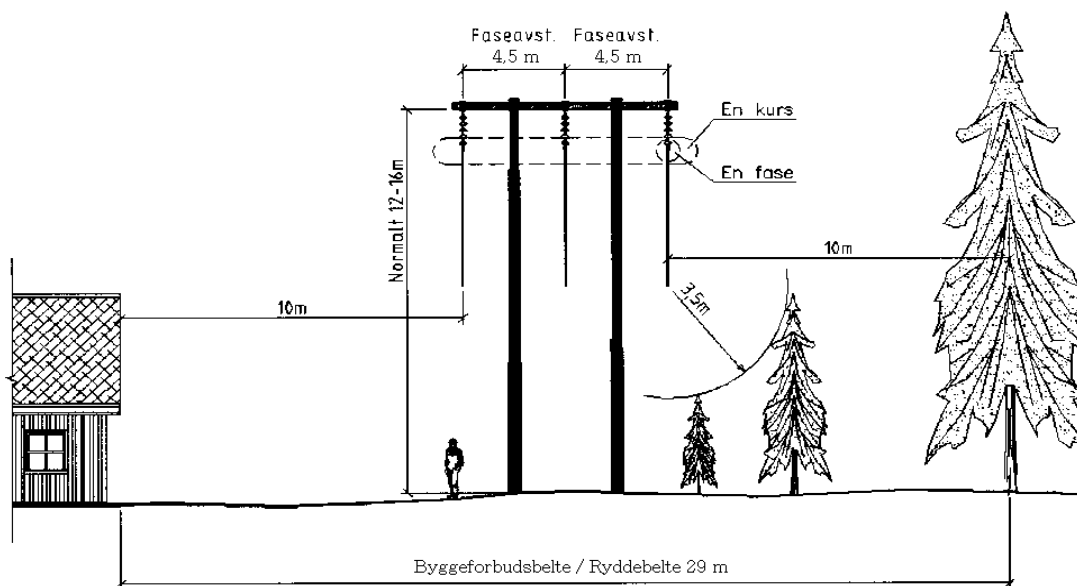
6.2 Teknisk beskrivelse

132 kV luftlinje

Produksjonsradialen vil ha et spenningsnivå på 132 kV. Mastene kan være kompositt trestolper med stål eller limtretraverser i H mast konfigurasjon. Et annet alternativ er komposittmaster. Langs kraftledningen kreves det byggeforbudsbelte på 29 meters bredde som vist i Figur 6-2.

For hele ledningslengden på ca. 19 km vil båndlagt areal være ca. 550 dekar. Spennlengden vil være mellom 150 og 300 m, avhengig av terrenget.

Linetype og tverrsnitt vil være FeAl 120. Denne ledningen har termisk overføringsevne på ca. 162 MVA.

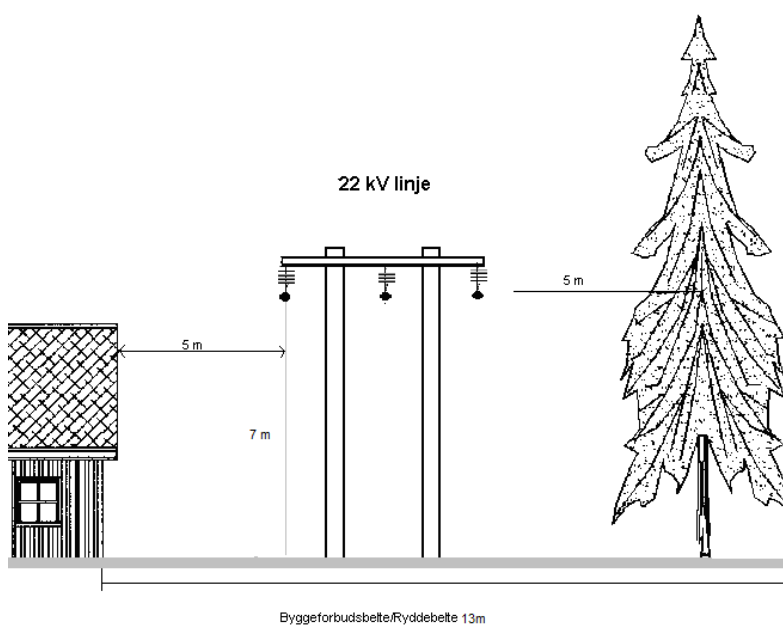


Figur 6-2 Masteskisse 132 KV ledning Byggeforbudsbelte 29 m (tremaster)

Tapene i 132 kV ledningen er ved full produksjon 93 kW, som tilsvarer ca 0,44 % av maksimal effekt.

22 kV luftlinje

Produksjonsradialen fra kraftverket og frem til Hjartås vil ha et spenningsnivå på 22 kV. Mastene er kompositt trestolper med stål eller limtretraverser i H mast konfigurasjon. Langs kraftledningen kreves det byggeforbudsbelte på 13 meters bredde som vist i Figur 6-3.



Figur 6-3 Masteskisse 22 KV ledning Byggeforbudsbelte 13 m

For hele ledningslengden på ca. 2,0 km vil båndlagt areal være ca. 20 dekar. Spennlengden vil være mellom 150 og 300 m, avhengig av terrenget.

Linjetype og tverrsnitt vil være FeAl 240. Denne ledningen har termisk overføringsevne på ca. 43 MVA.

6.3 Eierskap

Den nye 22/132 kV ledningen og transformatorstasjonen planlegges bygd som en egen produksjonsradial. Miljøkraft Nordland har til hensikt å eie og drifte omsøkte ledning ved hjelp av innleid driftsleder. Det vil bli tatt kontakt med Mo Industripark med målsetning om å få til en avtale.

6.4 Støy

Det er tre forhold som kan gi støy fra ledningen:

1. Koronastøy/linjekorona
2. Isolatorkorona/glimtutladninger
3. Kontaktstøy/gnistutladninger

1. Koronastøy/linjekorona

Dette skyldes partielle utladninger ved lederoverflaten. Støyen fra utladningene, koronastøy, oppleves som knitring særlig i fuktig vær, snøvær og rimfrost. Korona er mer fremtredene ved økt spenning fra 132 kV og oppover. Lite linetverrsnitt i forhold til strøm vil forsterke koronastøyen. For omsøkte 132 kV ledning er det forventet gjennomsnittlig effektbelastning på 6 MW, og et tverrsnitt ekvivalent med FeAl 120 (ca. 140 MW overføringsevne). Det vil ikke bli hørbar støy fra ledningen, og heller ikke forstyrrelser på TV, radio og mobiltelefon med den lave effekten i planlagt kraftverk.

2. Isolatorkorona/glimtutladninger

Dette er partielle utladninger fra isolatoroverflate eller mellom isolator og innstøpning av pigg, bolt eller kappe. Det vil for omsøkte anlegg bli benyttet nye moderne isolatorer og faren for isolatorkorona anses å være minimal.

3. Kontaktstøy/gnistutladninger

Dette oppstår først og fremst pga. løse og dårlige forbindelser, samt mangelfull jording. Eksempler på dette kan være løse klemmer eller skålisolatorer som ikke har god kontakt mellom de enkelte leddene. Støyen skyldes korte utladninger mellom elektrodene. Faren for kontaktstøy fra en ny ledning anses som liten. Ved regelmessig vedlikehold av ledningen vil faren for kontaktstøy være liten også når ledningen blir eldre.

6.5 Systemløsning

Hjartås er planlagt tilknyttet med en 22 kV ledning frem til en 22/132 kV transformatorstasjon. Denne er plassert slik at det er hensiktsmessig å samordne tilknytning av Messingåga og Hjartås. Fra Hjartås transformatorstasjon planlegges det en 132 kV linje mot regionalnettet i Ørtfjell transformatorstasjon. Løsningen vil ha tilstrekkelig kapasitet for tilknytning av fremtidig kraftproduksjon.

Av fremtidige kraftverksplaner synes Messingåga kraftstasjon å være realistisk. Messingåga er planlagt utbygd i to trinn. I første byggetrinn, fase A, installeres ett Peltonaggregat med 1,3 MVA ytelse. Generatorspenningen transformeres opp til 22 kV og tilknyttes eksisterende 22 kV distribusjonsnett med en ca. 0,5 km lang jordkabel. I fase B installeres i tillegg ett aggregat med ca. 4 MVA ytelse, slik at en samlet ytelse blir ca. 6 MVA. Alternativt kan det også bli aktuelt med ett aggregat med ca. 6 MVA ytelse. Det er da forutsatt at Messingåga kraftstasjon blir tilknyttet nye Heimåsen transformatorstasjon via en 0,3 km lang 22 kV jordkabel.

Det vises til kapittel 3, der brev fra Mo Industripark AS opplyser om at det er ledig kapasitet på 132 kV linjen Svabo-Storforshei-Ørtfjell.

6.6 Forsyningssikkerhet

Ved utfall av 132 kV linja fra Heimåsen vil det ikke være mulig å mate ut produksjonen fra Hjartås. Eksisterende forbrukere forsynes fra eksisterende nett og forsyningssikkerheten i distribusjonsnettet svekkes ikke.

Dersom det er ønskelig vil det kunne være mulig å etablere en ny transformering mot eksisterende 22 kV distribusjonsnett og på den måten øke leveringssikkerheten i området. Hjartås kraftstasjon vil da kunne fungere som reserveforsyning til Storforshei og i Dunderlandsdalen nordover mot Saltfjellet dersom linja fra Svabo faller ut. I denne sammenhengen vil Hjartås kraftstasjon bidra til å øke den lokale forsyningssikkerheten.

7 Elektromagnetiske felt

7.1 Introduksjon

Kraftledninger omgir seg med lavfrekvente elektriske og magnetiske felt. Elektriske felt skyldes ladningsforskjeller og er uttrykk for hvilke krefter som virker på en ladet partikkel som befinner seg i feltet. Magnetiske felt oppstår ved at ladede partikler er i bevegelse. Som en kortform omtales ofte disse feltene som "elektromagnetiske felt". Dette uttrykket må ikke forveksles med "elektromagnetiske bølger", som generelt utstråler energi.

- Magnetiske felt oppstår rundt en strømførende leder. Feltets styrke er kun avhengig av lederens strøm (A), avstanden mellom lederne, oppbygging/konfigurasjon av ledere, og avstand fra kildene. Styrken i magnetiske felt er uavhengig av spenningsnivå.
- Enhet Tesla eller T blir ofte betegnet i μT (Mikrotesla). $1 \mu\text{T} = 0,000001 \text{ T}$
- Frekvensen for strømmettet i Norge er 50 Hz (nettfrekvente felt), mens frekvensen fra røntgenmaskiner, mikrobølgeovner, signal og antenne anlegg er til sammenligning millioner av Hz.

Noe forenklet kan magnetfelt rundt en kraftledning beregnes ved hjelp av formelen:

$$B = K \frac{d}{r^2} I$$

Der B er størrelsen på magnetfeltet, d er avstanden mellom lederne, r er avstanden til lederen og I er strømmen gjennom lederen. K er en konstant.

7.2 Krav fra myndighetene

Det finnes ingen nasjonale absolutte grenseverdier for magnetfelt. Strålevernforskriftens § 26 (4) sier imidlertid. "**All eksponering skal holdes så lavt som praktisk mulig**".

Eksponeringsgrensen i følge internasjonale anbefalinger er satt $100 \mu\text{T}$. Denne grensen er satt på grunnlag av kjente terskelverdier knyttet til biologiske effekter.

$0,4 \mu\text{Tesla}$ er av Statens strålevern anbefalt som et utredningsnivå for mulige tiltak som viser merkostnader og andre ulemper knyttet til magnetiske felt. Denne utredningsgrensen er satt på grunn av svake epidemiologiske holdepunkt for utvikling av leukemi hos barn dersom de eksponeres for et magnetfelt som er over $0,4 \mu\text{T}$ i gjennomsnitt over året.

Grunnlaget for vurderingene av helserisiko i forbindelse med magnetfelt er det årlige gjennomsnittet av magnetfeltet. Enkeltmålinger alene er derfor ikke godt nok grunnlag for en slik vurdering. Beregning av et gjennomsnittlig magnetfelt over året baseres på strømdata, ledningskonfigurasjon og avstand til kilden for magnetfelt.

7.3 Nasjonale anbefalinger

Det er usikkerhet omkring helsemessige virkninger av lavfrekvente magnetfelt. Temaet ble i 1995 behandlet i en offentlig utredning. NOU (Norges Offentlige Utredninger)-rapport nr

1995:20 inneholder forslag til en forvaltningsstrategi vedrørende elektromagnetiske felter og helse. Rapporten er utarbeidet for Sosial- og helsedepartementet av en tverrdepartemental embetsgruppe. Gruppen mener det er få vitenskapelige holdepunkt for at eksponering for svake elektromagnetiske felt kan ha helsemessige effekter. Samtidig konkluderes det med at elektromagnetiske felt ikke kan betraktes som ufarlige siden det finnes svake epidemiologiske holdepunkt for at eksponering for slike felt kan utgjøre en noe økt risiko for leukemi, selv om funnene er for utilstrekkelige til å foreslå en offentlig regulering av svake elektromagnetiske felt.

Den sier videre at det er ingen enkel sammenheng mellom elektriske og magnetiske felt, og at det derfor er uklart om det er det elektriske eller magnetiske feltet som har en virkning, dersom det overhodet er noen av dem. Elektriske felt fra kraftledninger dempes imidlertid i betydelig grad av blant annet husvegger og vegetasjon. Studier synes dessuten å peke i retning av magnetiske felt som mulig årsak, dersom det er en helsemessig effekt av felt rundt kraftledninger. Det magnetiske feltet er bestemt av strømmen som går gjennom ledningen, og ikke av ledningens spenning. Magnetfeltet varierer proporsjonalt med strømstyrken, og varierer over tid i forhold til belastningen.

I 2005 er det kommet en ny rapport (2005:8) fra en arbeidsgruppe ved Statens Strålevern. Arbeidsgruppen var nedsatt av Helse- og omsorgsdepartementet (HOD) og Olje- og energidepartementet (OED) for å utdype og konkretisere forvaltningsstrategien om magnetfelt og helse ved høyspentanlegg.

Arbeidsgruppen anbefaler ikke nye grenseverdier, og dette samsvarer med vurderingen fra Verdens helseorganisasjon og andre land. Arbeidsgruppen anbefalte at eksisterende praksis med å velge alternativer som gir lavest mulig magnetfelt når dette kan forsvares i forhold til merkostnader ble videreført. Ved bygging av nye boliger eller høyspentanlegg anbefales det å utrede tiltak som kan redusere magnetfeltet dersom gjennomsnittsverdien av magnetfeltet overstiger $0,4 \mu\text{Tesla}$ i gjennomsnitt over året. Det er viktig å være klar over at utredningsgrensen på $0,4 \mu\text{Tesla}$ skal bygge på en årsgjennomsnittlig eksponering og ikke maksimalverdier av magnetfeltet.

Den anbefalte forvaltningsstrategien fra Statens Strålevern ble vedtatt av stortinget i juni 2006.

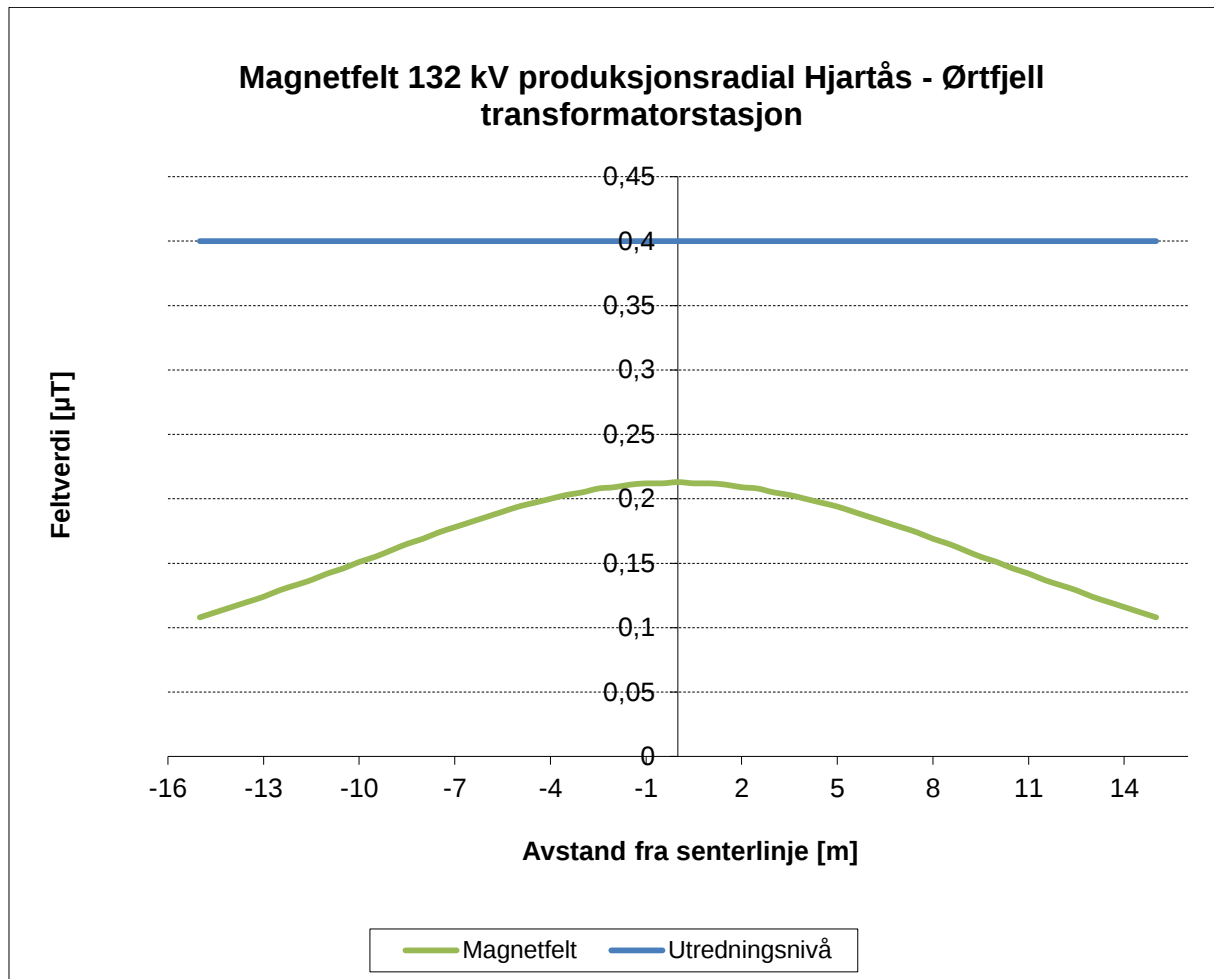
7.4 Beregning av magnetfelt fra tilknytningsledning

Forventet total maksimal produksjon på Hjartås er ca. 21 MW. Det er beregnet magnetfelt på ledning fra Hjartås til tilknytningspunktet i regionalnettet, med en årlig produksjon på ca. 52 GWh. Dette tilsvarer en gjennomsnittlig produksjon på 6 MW.

7.4.1 Forutsetninger for beregningene ved 132 kV

- 132 kV systemspenning
- Lederhøyde 15 m
- Faseavstand 4,5 m
- Beregnet verdier 1 m over bakken
- 2800 timers brukstid for kraftverket
- Strøm 29 A

Figur 7-1 viser magnetfeltberegninger for tilknytningsledningen med de forutsetninger som er gitt. Maksimalt magnetfelt oppstår rett under masten og er i overkant av $0,2 \mu\text{T}$. Magnetfeltet er med god margin under anbefalt grenseverdi. Feltreduserende tiltak er derfor ikke nødvendig

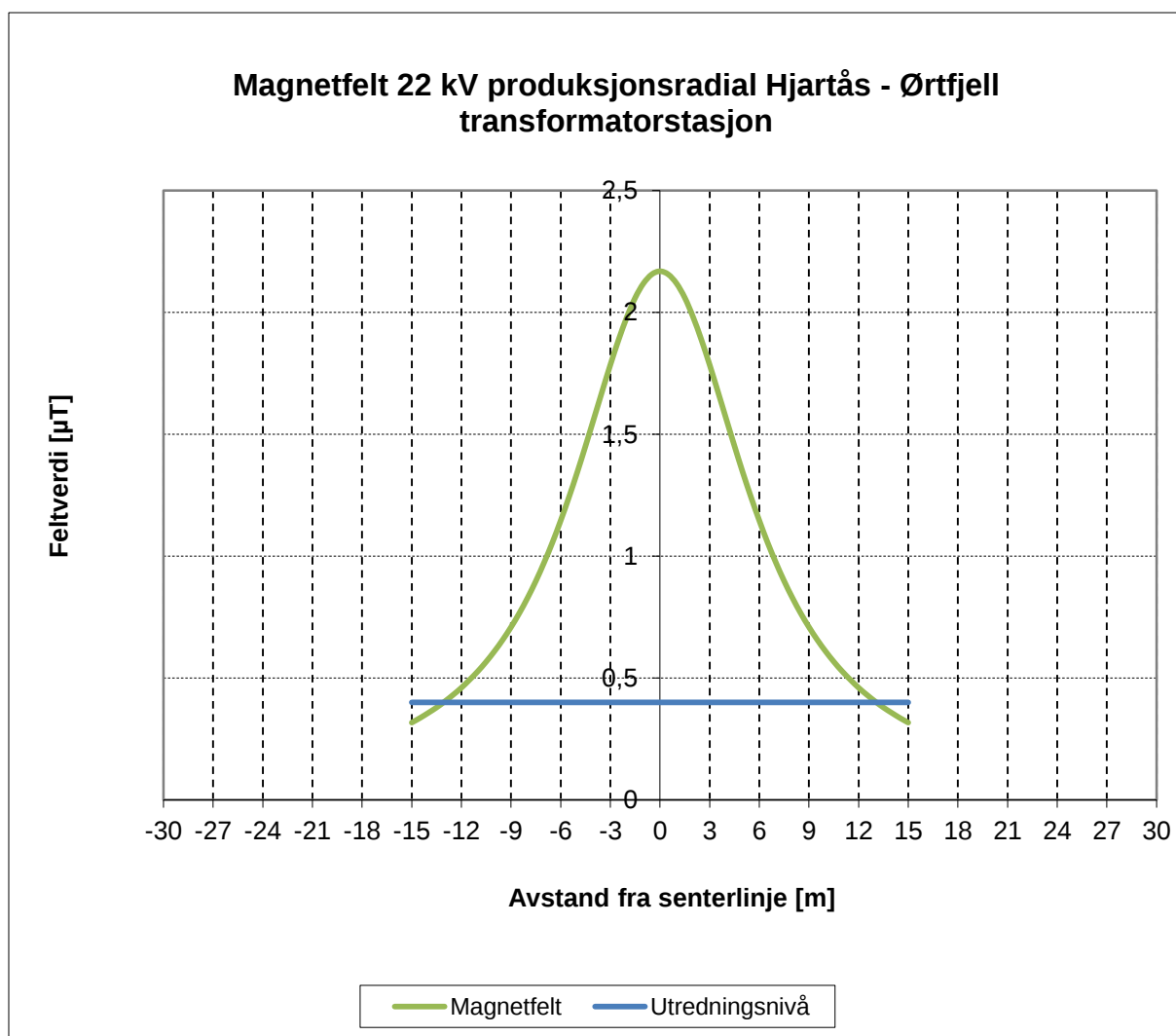


Figur 7-1 Beregnet magnetfelt for 132 kV nettilknytning

7.4.2 Forutsetninger for beregningene ved 22 kV

- 22 kV systemspenning
- Lederhøyde 7 m
- Faseavstand 1,5 m
- Beregnet verdier 1 m over bakken
- 2800 timers brukstid for kraftverket
- Effektfaktor 1
- Strøm 158 A

Figur 7-2 viser magnetfeltberegninger for tilknytningsledningen med de forutsetninger som er gitt. Maksimalt magnetfelt oppstår rett under masten og er i overkant av $2 \mu\text{T}$. Magnetfeltet er ca. 13 m fra masten under anbefalt grenseverdi.



Figur 7-2 Beregnet magnetfelt for 22 kV nettilknytning

8 Kostnader

8.1 Investeringskostnader

Investeringskostnadene baseres på erfaringstall.

Heimåsen transformatorstasjon

Investeringskostnader for transformator i Heimåsen er vist i Tabell 8-1. Kostnadene for generator og hjelpeanlegg er holdt utenom. Krafttransformatoren er dimensjonert således produksjon fra Messingåga kraftverk kan tilsluttes 22 kV samleskinne i Heimåsen trafostasjon

Tabell 8-1 Investeringskostnader for Heimåsen transformatorstasjon

Komponent	Enhetspris [kkkr]	Antall	Kostnad [kkkr]
Krafttransformator (132/22 kV 30 MVA)	4 000	1	4 000
Transformatorgrube	1 000	1	1 000
132 kV bryterfelt	1 600	1	1 600
22 kV generatorbryter	450	1	450
Stasjonstransformator (22/0,4 kV)	200	1	200
Kontrollanlegg	1 000	1	2 000
Grunnarbeid, tomt, adkomstvei	2 000	1	2 000
Bygg	20	250 m ²	5 000
22 kV linje FeAl 240	500	2,0 km	1 000
Totalkostnad transformator			17 250

Kostnaden for krafttransformatoren inkluderer montasje og 132 kV bryterfeltet forutsetter enkel samleskinne.

Tilknytningsledninger

Kostnaden for den 19 km lange 132 kV tilknytningsledningen er estimert til 32,3 millioner kroner. Denne er beregnet ut fra en enhetspris på 1 700 kkr/km og en linjelengde på 19 km.

Ørtfjell transformatorstasjon

Utvidelseskostnader for Ørtfjell transformatorstasjon er vist i Tabell 8-2.

Tabell 8-2 Investeringskostnader for Ørtfjell transformatorstasjon

Komponent	Enhetspris [kkkr]	Antall	Kostnad [kkkr]
132 kV bryterfelt	2 000*	2	4 000
132 kV Samleskinne	1 000	1	1 000
Kontrollanlegg	2 000	1	2 000
Totalkostnad Ørtfjell transformatorstasjon			7 000

*Den økte kostnaden for 132 kV bryterfelt sammenlignet med i *Feil! Fant ikke referanseilden.* kan forklares med at utvidelse av anlegg er dyrere enn nyanlegg.

Total entreprisekostnad er med dette estimert til ca. 56 millioner kroner.

Prosjektering, planlegging og administrasjon kommer i tillegg og ligger erfaringsmessig på 5-8 % av entreprisekostnadene. I denne kostnadsvurderingen er det antatt 8 % av entreprisekostnadene. Det er også inkludert en post med diverse uspesifisert som er kostnader som kan forventes, men er vanskelig å forutsi på forhånd. Her er denne kostnadene estimert til 15 % av entreprisekostnadene. Med disse to postene inkludert er total investeringskostnad ca. 69 millioner kroner.

8.2 Tapskostnader

Kapitaliserte tapskostnader er vist i Tabell 8-3. Forutsetninger er vist i kapittel 2. For transformatoren er 0,5 % tap ved maksimal overført effekt lagt til grunn for årlig tapskostnad.

Tabell 8-3 Tapskostnader i linje og transformator

Komponent	Kostnad [kkkr]
Krafttransformator (132/22 kV) 30 MVA	1 100
22 kV linje FeAl 240 [1,5 km]	1 100
132 kV linje FeAl 95 [19 km]	1 000
Totale tapskostnader	3 200

8.3 Drifts- og vedlikeholdskostnader

Årlige drifts- og vedlikeholdskostnader er antatt 1,5 % av investeringskostnader for linjene og 1,0 % av investeringskostnader for resterende komponenter. Forutsetninger er vist i kapittel 2.

Kapitaliserte drifts- og vedlikeholdskostnader er estimert til å være 10,6 millioner kroner for transformator i Heimåsen, tilknytningsledning og utvidelsen av Ørtfjell transformatorstasjon.

8.4 Avbruddskostnader

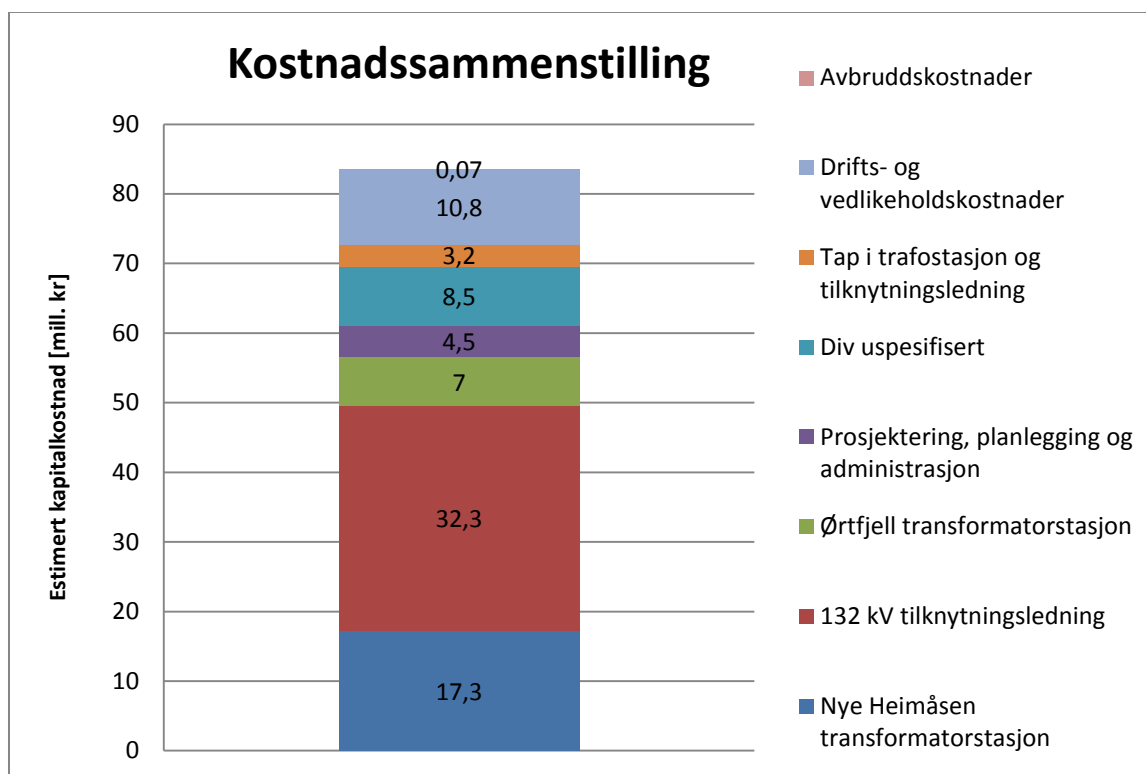
Det er ikke koblet noe forbruk til produksjonsradialen mellom Heimåsen og Ørtfjell transformatorstasjon. Avbruddskostnadene består med dette kun av tapt produksjon.

Kapitaliserte avbruddskostnader er estimert til å være ca. 0,07 millioner kroner. Komponentene som er antatt en feilstatistikk og kilde til avbrudd er transformator i Heimåsen, 3 stk. effektbrytere, kontrollanlegg, 22 kV og 132 kV linjer.

Feilstatistikk er hentet fra Statnetts årsstatistikk 2010, med 06-10 som referanseår. Reparasjonstidene er hentet fra Statnetts kumulative fordeling av reparasjonstider i årsstatistikk 2005, hvor 50 %-verdien av reparasjonstidene er benyttet. Beregningen av kontrollanlegget baseres på erfaringstall. Det er antatt gjennomsnittlig produksjon under beregningene.

8.5 Kostnadssammenstilling

Figur 8-1 viser estimerte totalkostnader for nettilknytning og transformator i Heimåsen. Totale levetidskostnader er estimert til 83 millioner kroner.



Figur 8-1 Kostnadssammenstilling for nettilknytning

9 Alternative løsninger

9.1 22 kV ledning Hjartås kraftstasjon – Ørtfjell transformatorstasjon

Som alternativ til 132 kV ledning mellom transformator i Heimåsen og Ørtfjell transformatorstasjon, er det vurdert en 22 kV løsning hele veien.

22 kV ledningen ville fulgt omtrent samme trasé som 132 kV ledningen. 22 kV ledninger er mindre ruvende og traseen vil enkelte steder kunne legges nærmere bebyggelse. For hele ledningslengden på ca. 20 km ville båndlagt areal blitt redusert med ca. 400 dekar. Grunneieravklaringer samt grunneiererstatninger ville vært enklere med denne driftsspenningen.

I en tidlig fase da planlagt ytelse for Hjartås kraftstasjon var 15 MW ble det gjort en sammenligning av 132 og 22 kV tilknytningsradial. Konklusjonen av denne beregningen indikerte at 22 KV løsningen var samfunnsøkonomisk billigere enn 132 kV. Denne beregningen er beskrevet i vedlegg 6. I ettertid er ytelsen for Hjartås økt og utredninger knyttet til konsesjonssøkte Messingåga kraftverk har konkludert med at denne bør inn på samme tilknytningsledning som Hjartås. På grunnlag av disse 2 funnene er det hensiktsmessig å øke driftsspenningen på ledningen for fremtidige tilknytningsmuligheter.

Det bemerkes at en løsning med 22 kV linjetilknytting for Hjartås ikke vil tillate at ny produksjon fra andre prosjekter i området blir matet inn.

Teknisk beskrivelse av 22 kV ledning

22 kV ledningen var planlagt bygd med kompositt trestolper med stål eller limtretraverser i H mast konfigurasjon, som vist i Figur 6-3. Langs kraftledningen kreves det av sikkerhetshensyn normalt et byggeforbudsbelte på 12-16 meters bredde.

Ledningen ville gått i nærheten av bebodde områder. Forskrift for Elektriske forsyningsanlegg utløser med dette behov for belagte linjer. Største tilgjengelige tverrsnitt for belagte liner er BLX 150. Denne ledningen har en termisk overføringsevne på ca. 20 MVA.

Eierskap 22 kV ledning

Den nye 22 kV ledningen var planlagt bygd som en egen produksjonsradial. Miljøkraft Nordland hadde til hensikt å eie og drifte ledning ved hjelp av innleid driftsleder.

10 Referanser

- [1] Statens Strålevern rapport 2005:8 Forvaltningsstrategi om magnetfelt og helse ved høyspentanlegg
- [2] Statnett FIKS funksjonskrav i kraftsystemet
- [3] Statnett Feilstatistikk, Årsstatistikk 2005 og 2010
- [4] Planbok for kraftverk- Tekniske data