NOTAT SAK 2265:

”Tilleggsutredning Dalsbotnfjellet vindkraftverk”

Tilleggsutredning av nettilknytning

INNHOLD:

- Beskrivelse av nye traseer
- Kostnadsoverslag
- Øvrige konsekvenser

Oppdragsgiver: Zephyr AS

Dato: 30. oktober 2015.

Rev dato: 12. februar 2016

	Navn:	Tlf:	E-mail:
Notat utført av	Kjetil R. Hegglid	55 11 60 43	kjetil.hegglid@josok-prosjekt.no



JØSOK PROSJEKT AS

INNHOLDSFORTEGNELSE:

1.0 INNLEDNING 2

2.0 NYE TRASEER FOR 132 KV LEDNING DALSBOTNFJELLET - FRØYSET 3

2.1 ALTERNATIV 2 4
2.2 ALTERNATIV 3 4

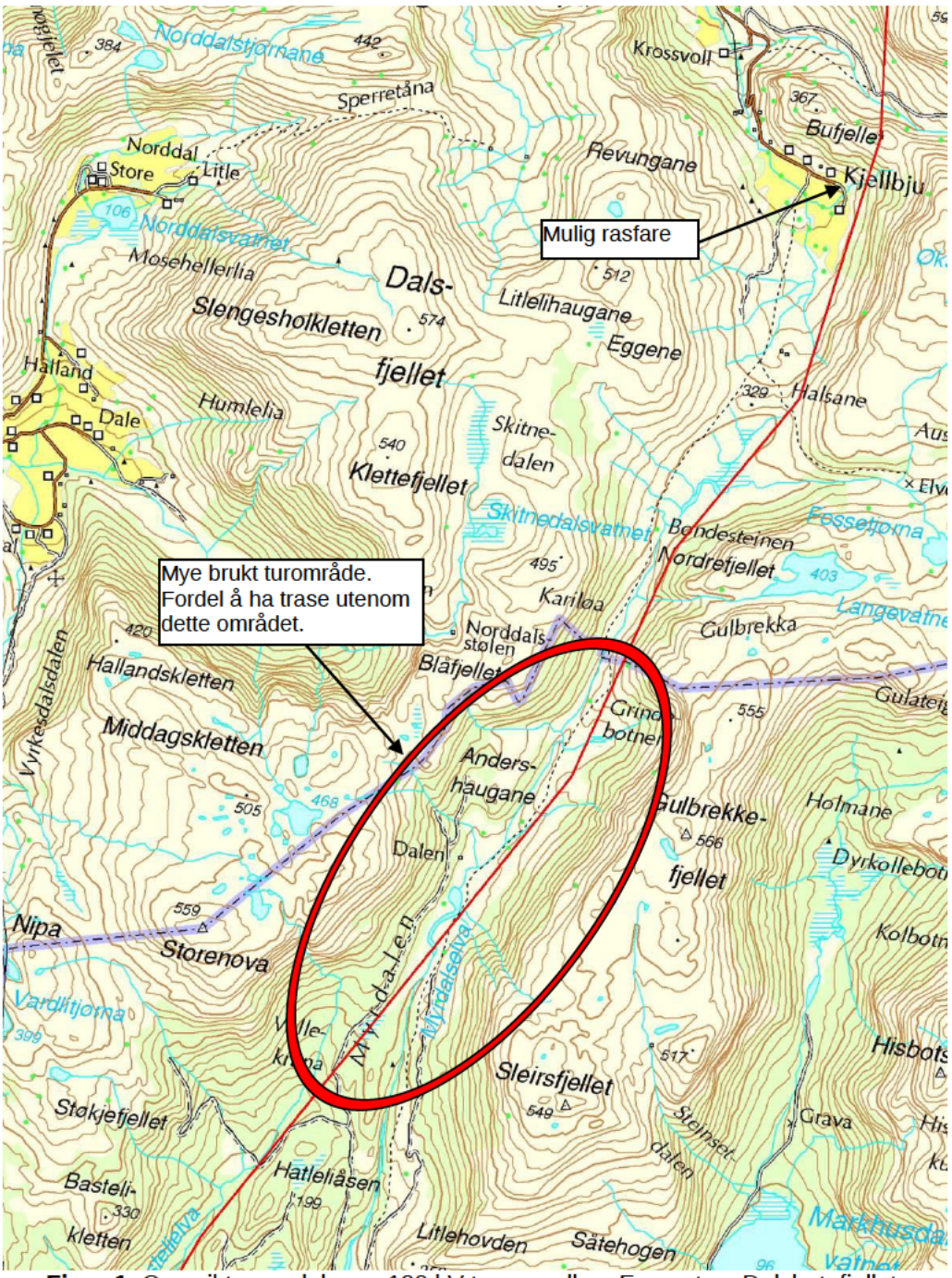
3.0 KONSEKVENSER AV NYE TRASEER 5

3.1 OVERFØRINGSTAP 5
3.2 INVESTERINGSKOSTNADER 6
3.3 SAMFUNNSØKONOMISK SAMMENLIGNING 7
3.4 FRILUFTSLIV 7
3.5 ØVRIGE KONSEKVENSER 7

1.0 INNLEDNING

I februar 2015 ble det av Jøsok Prosjekt utarbeidet en fagrapport angående 132 kV nettilknytning av Dalsbotnfjellet. Dalsbotnfjellet vindkraftverk er planlagt i Gulen kommune i Sogn og Fjordane med en installert effekt på 150 MW. Tilknytningspunkt for vindkraftverket er Frøyset trafostasjon (BKK er stasjonseier) i Masfjorden kommune.

Traseen for ny 132 kV ledning mellom Dalsbotnfjellet og Frøyset trafostasjon har i den videre prosessen blitt kritisert. Traseen er lagt slik at den går gjennom et hyppig brukt turområde samt at ledningen vil bli veldig synlig flere steder. Det er også blitt nevnt av lokalbefolkningen at det er et par steder langs opprinnelig trase hvor det er stor rasfare.

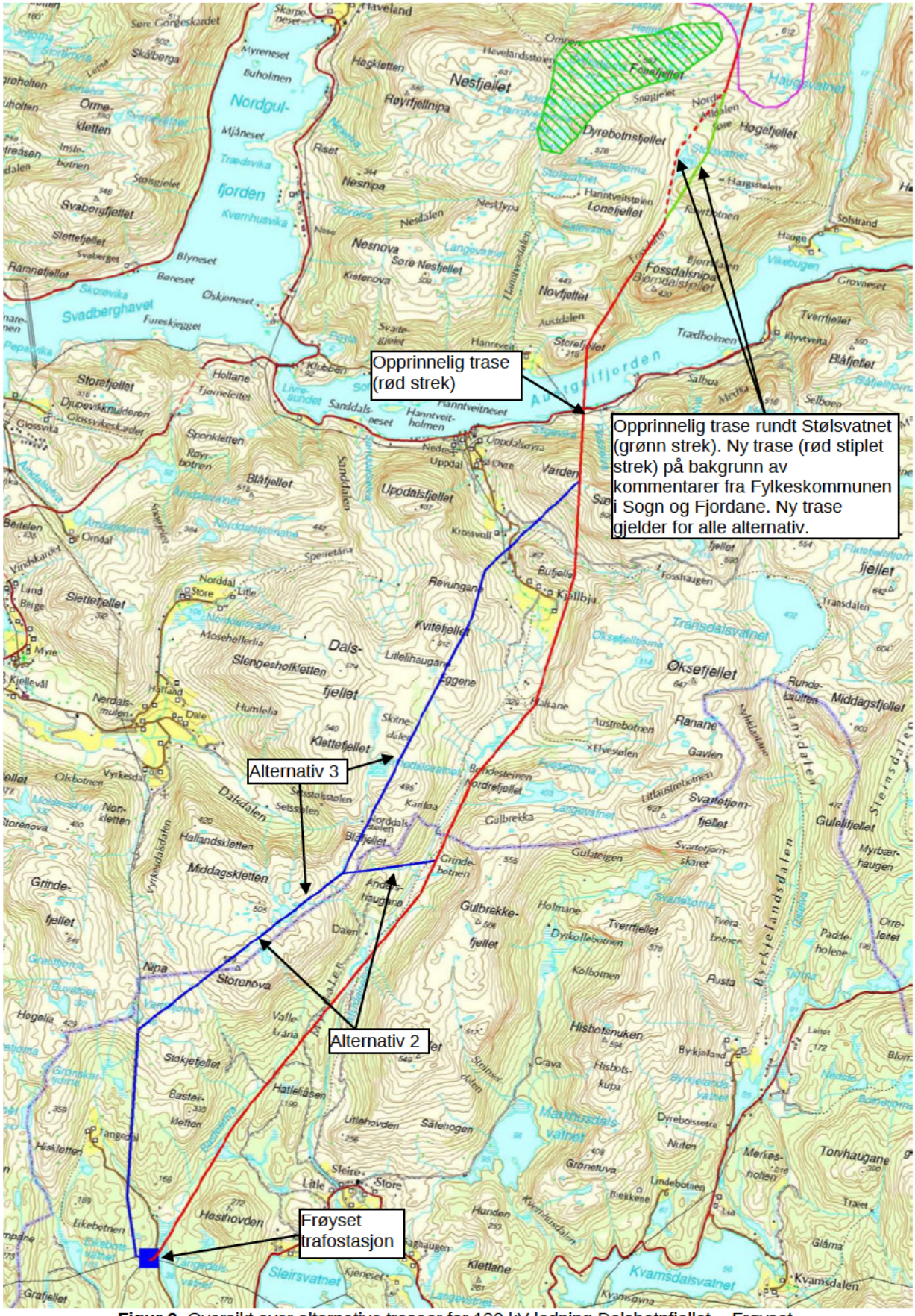


Figur 1. Oversikt over deler av 132 kV trase mellom Frøyset og Dalsbotnfjellet.

Jøsok Prosjekt er engasjert for å finne alternative 132 kV traseer for å unngå turområdet og rasfarlig område vist i figur 1.

2.0 NYE TRASEER FOR 132 KV LEDNING DALSBOTNFJELLET - FRØYSET

Figur 2 viser et grovt oversiktsbilde på de nye traseene som skal vurderes i dette notatet.



Figur 2. Oversikt over alternative traseer for 132 kV ledning Dalsbotnfjellet – Frøyset.

2.1 Alternativ 2

Fra Frøyset trafostasjon følger traseen for ny 132 kV ledning eksisterende 22 kV ledning nordover til Vardlitjørna. Her bøyer 132 kV traseen av fra 22 kV ledningen og føres nordøstover oppe på fjellplatået parallelt med Myrdalen. Trase for ny 132 kV ledning faller sammen med opprinnelig trase ved Grindebotnen.

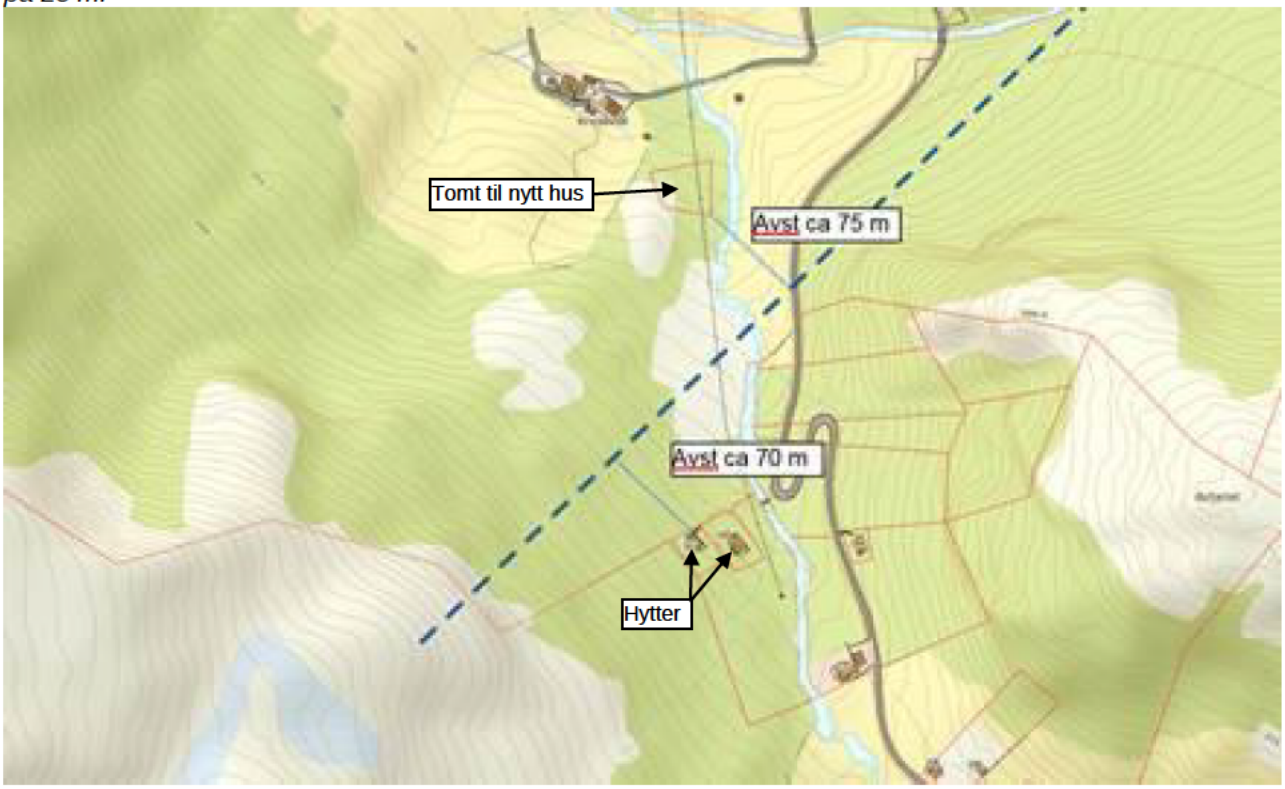
Ved å føre 132 kV ledningen etter denne traseen slipper man unna den nederste delen av Myrdalen der den ville ha blitt mest synlig.

Lengden på 132 kV ledning om dette alternativet benyttes blir ca 19,8 km. Dette er ca 800 m lengre enn opprinnelig trase.

2.2 Alternativ 3

Dette alternativet er en variant av alternativ 2. Løsningen er lik som alternativ 2 frem til Blåfjellet. I alternativ 2 føres 132 kV ledning ned fra fjellplatået og ned til Grindebotn ved Blåfjellet. I alternativ 3 føres 132 kV ledning videre fra Blåfjell og nordøstover mot Revungane. Her krysser 132 kV ledningen over til kanten av Bufjellet og videre til Varden hvor alternativ 3 faller sammen med opprinnelig trase.

Merk: *Ved kryssing av dalføret Kjellbju – Oppdal med ny 132 kV ledning vil traseen gå midt mellom planlagt bolighus og eksisterende hytter. Avstanden mellom tomt/hytter til ledningstrase er 70 – 75 m. Magnetfeltberegninger utført i fagrapport «Nettilknytning av Dalsbotnfjellet vindkraftverk, 132 kV overføringssystem, datert februar 2015» viser at avstand fra senter av 132 kV ledning til utredningsgrensen er på 25 m.*



Figur 3. Kryssing av dalføre ved Kjellbu.

Ved å føre 132 kV ledningen etter denne traseen slipper man unna hele Myrdalen samt et mulig rasfarlig område ved Kjellbju.

Lengden på 132 kV ledning om dette alternativet benyttes blir ca 19,4 km. Dette er ca 350 m lengre enn opprinnelig trase.

3.0 KONSEKVENSER AV NYE TRASEER

I dette avsnittet skal det kjapt gjennomgås de konsekvenser nye traseer vil ha i forhold til opprinnelig trase.

3.1 Overføringstap

Med ulik traselengde vil man nødvendigvis ha ulike overføringstap. Tabell 1 – 3 gir en oversikt over de overføringstap man vil få med de enkelte vurderte alternativ. Det er i denne oversikten ikke tatt med overføringstap i selve vindkraftverket (lavspentnett i turbin, generatortrafo og internt kabelnett i vindkraftverk). Dette er anses som likt for alle alternativer.

Tabell 1. Resultat fra lastflytanalyse (opprinnelig trase).

Komponent	Type tap	Tap	Tapsprosent	Kapitaliserte tap
132/[redacted]kV trafo	Effekttap [kW]	543	0.36 %	kr 8 313 982
	Energitap [MWh]	896	0.23 %	
132 kV luftledning	Effekttap [kW]	1 359	0.91 %	kr 20 807 922
	Energitap [MWh]	2 242	0.57 %	
300/[redacted] kV trafo	Effekttap [kW]	302	0.20 %	kr 4 623 983
	Energitap [MWh]	498	0.13 %	
Sum	Effekttap [kW]	2 204	1.47 %	kr 33 745 886
	Energitap [MWh]	3 637	0.93 %	

Tabell 2. Resultat fra lastflytanalyse (alternativ 2).

Komponent	Type tap	Tap	Tapsprosent	Kapitaliserte tap
132/[redacted]kV trafo	Effekttap [kW]	543	0.36 %	kr 8 313 982
	Energitap [MWh]	896	0.23 %	
132 kV luftledning	Effekttap [kW]	1 417	0.94 %	kr 21 695 971
	Energitap [MWh]	2 338	0.60 %	
300/[redacted] kV trafo	Effekttap [kW]	302	0.20 %	kr 4 623 983
	Energitap [MWh]	498	0.13 %	
Sum	Effekttap [kW]	2 262	1.51 %	kr 34 633 936
	Energitap [MWh]	3 732	0.95 %	

Tabell 3. Resultat fra lastflytanalyse (alternativ 3).

Komponent	Type tap	Tap	Tapsprosent	Kapitaliserte tap
132/[redacted]kV trafo	Effekttap [kW]	543	0.36 %	kr 8 313 982
	Energitap [MWh]	896	0.23 %	
132 kV luftledning	Effekttap [kW]	1 385	0.92 %	kr 21 206 013
	Energitap [MWh]	2 285	0.58 %	
300/[redacted]kV trafo	Effekttap [kW]	302	0.20 %	kr 4 623 983
	Energitap [MWh]	498	0.13 %	
Sum	Effekttap [kW]	2 230	1.49 %	kr 34 143 977
	Energitap [MWh]	3 680	0.94 %	

Tabell 4. Oppsummering overføringstap.

Alternativ	Forskjell fra beste løsning
Opprinnelig trase	0
Alternativ 2	kr 888 050
Alternativ 3	kr 398 091

Ser at alternativ 2 og 3 vil medføre henholdsvis ca 0,9 MNOK og 0,4 MNOK økte kapitaliserte overføringstap i forhold til opprinnelig trase.

3.2 Investeringskostnader

Med ulike lengder vil også investeringskostnaden variere mellom de ulike vurderte alternativene. Tabell 5 viser kostnadsoverslag for 132 kV ledning mellom Frøyset og Dalsbotnfjellet vindkraftverk. Investeringskostnadene for trafostasjonen i Dalsbotnfjellet og utvidelse i Frøyset er ikke tatt med, da de er like for alle alternativer.

For trasealternativ 2 og 3 er enhetskostnaden økt litt for å representere mer ulendt terreng og større avstand til veg i tillegg til marginal økning av pris grunnet noe økte klimalaster (minimal økning).

Se tabell 5 for kostnadsoverslag.

Tabell 5. Kostnadsoverslag.

KOSTNADSOVERSLAG	Oppr	Alt 2	Alt 3
132 kV nett			
132 kV luftledning, komplett inkl montasje	46 740 000	50 085 000	49 250 000
132 kV fjordspenn over Austgulfjorden, komplett inkl montasje	8 750 000	8 750 000	8 750 000
Sum 132 kV nett	**55 490 000**	**58 835 000**	**58 000 000**
Planlegging og administrasjon, ca 10 %	*5 549 000*	*5 883 500*	*5 800 000*
Sum investeringskostnader	**61 039 000**	**64 718 500**	**63 800 000**

Ser av tabell 5 at den opprinnelig vurderte traseløsningen er den rimeligste, mens alternativ 2 er den dyreste. Kostnadsforskjellen mellom rimeligste og dyreste traseløsning ligger på **ca 3,7 MNOK**.

3.3 Samfunnsøkonomisk sammenligning

I den samfunnsøkonomiske evalueringen inngår følgende:

1. Byggekostnader for komplette nettanlegg (avsnitt 3.2) inkl planlegging og administrasjon, 10 % av byggekostnadene.
2. Drifts – og vedlikeholdskostnader, satt til 1,5 % av byggekostnaden pr år
3. Kapitaliserte overføringstap (kun overføringstap i 132/[redacted] kV trafo, 132 kV ledning og 300/[redacted] kV trafo)
4. Kraftpris 0,36 kr/kWh
5. Analyseperiode 25 år
6. Kalkulasjonsrente 4 %
7. Brukstid for vindkraftverket 2 600 timer.
8. Brukstid for tap 1 650 timer

Tabell 6. Samfunnsøkonomisk oppstilling

SAMFUNNSØKONOMISK SAMMENLIGNING	Oppr	Alt 2	Alt 3
132 kV nett			
132 kV luftledning, komplett inkl montasje	46 740 000	50 085 000	49 250 000
132 kV fjordspenn over Austgulfjorden, komplett inkl montasje	8 750 000	8 750 000	8 750 000
Sum 132 kV nett	**55 490 000**	**58 835 000**	**58 000 000**
Planlegging og administrasjon, ca 10 %	*5 549 000*	*5 883 500*	*5 800 000*
Sum investeringskostnader	**61 039 000**	**64 718 500**	**63 800 000**
Kapitaliserte drifts - og vedlikeholdskostnader	13 003 038	13 786 876	13 591 210
Kapitaliserte overføringstap	33 745 886	34 633 936	34 633 936
TOTALE SAMFUNNSØKONOMISKE KOSTNADER	**107 787 924**	**113 139 312**	**112 025 145**

Ser av tabell 6 at den opprinnelig vurderte traseløsningen er den rimeligste, mens alternativ 2 er den dyreste. Den samfunnsøkonomiske kostnadsforskjellen mellom rimeligste og dyreste traseløsning ligger på **ca 5,4 MNOK**.

3.4 Friluftsliv

Ved å benytte alternativ 2 og 3 vil man delvis eller helt fjerne ny 132 kV ledning fra friluftsområdet i Myrdalen. I disse alternativene løftes 132 kV ledning opp i terrenget og i et område som ikke er så mye benyttet til friluftsliv.

3.5 Øvrige konsekvenser

Det er sett i åpne databaser på nett for å undersøke om det er andre konsekvenser enn de som er belyst hittil i notatet:

- Kulturminner: Ingen kulturminner registrert i nærheten av nye traseer.
- Naturområder: Ingen naturområder av viktighet er registrert i nærheten av nye traseer.
- INON: Ved alternativ 2 og 3 vil man redusere INON (sone 2) en del mer enn ved å benytte opprinnelig trase.