TEKNOLOGI, ØKONOMI OG ANDRE FORHOLD KNYTTET TIL EN SJØKABELLØSNING

RAPPORT FRA SJØKABELUTREDNINGEN

UTVALG I

1. februar 2011

Til Olje- og energidepartementet

Olje- og energidepartementet oppnevnte 31. august 2010 et ekspertutvalg for å utrede teknologi, økonomi og andre forhold knyttet til en sjøkabelløsning i Hardanger. Utvalget legger med dette fram sin utredning. Samtlige av utvalgets anbefalinger er enstemmige.

Oslo, 1. februar 2011

Roland Eriksson
leder

Inga E. Bruteig

Kari Sletten

Vigeir Bunæs

Cecilie Krokeide
sekretariat

Innhold

1. Innledning 5
   1.1. Utvalgets oppgave 5
   1.2. Rapportens innhold 5
2. Sammendrag 7
   2.1. Hovedkonklusjoner 7
   2.2. Gjennomføring av arbeidet 7
   2.3. Aktuelle overføringssystemer 8
      2.3.1. Alternativ 1: 420 kV AC oljekabel, 2000 MW 8
      2.3.2. Alternativ 2: 420 kV AC PEX-kabel, 2000 MW 9
      2.3.3. Alternativ 3: +/- 320 kV DC polymer kabel, 2000 MW 9
      2.3.4. Alternativ 4: +/- 500 kV DC masseimpregnert kabel, 1500 MW 9
   2.4. Traseen Simadalen–Kvam 11
   2.5. Påvirkning på det ytre miljøet 12
   2.6. Landanlegg 12
   2.7. Kostnader 13
   2.8. Kabelinstallasjon 13
   2.9. Drift, driftsikkerhet og vedlikehold 14
   2.10. Reparasjon og beredskap 15
   2.11. Påvirkning på kraftsystemet på land 15
3. Kabler i sentralnettet 16
   3.1. Forutsetninger for kabler i sentralnettet 16
   3.2. Vekselstrømskablers elektriske egenskaper og innvirkning på kraftsystemet 17
      3.2.1. Overføringskapasitet 17
      3.2.2. Lastfordeling 17
      3.2.3. Kapasitiv generering 17
      3.2.4. Kortslutningsstrøm 17
      3.2.5. Overspenninger 18
      3.2.6. Usymmetri og magnetiske felt 18
   3.3. Likestrømskablers elektriske egenskaper og innvirkning på kraftsystemet 18
      3.3.1. Overføringskapasitet 18
      3.3.2. Systemkrav 18
      3.3.3. Regulerbarhet 18
      3.3.4. Harmoniske forstyrrelser 18

3.3.5. Magnetiske felt 18
3.4. Pålitelighet 19
3.4.1. Sentralnettets krav 19
3.4.2. Pålitelighet for kabler 19
4. Tekniske, miljømessige og økonomiske forhold for sjøkabler 21
4.1. Kabelsystemer 21
4.1.1. Kabler 21
4.1.2. Skjøter 22
4.1.3. Landanlegg 23
4.2. Vekselstrøm 23
4.2.1. Kraftoverføring med vekselstrøm 23
4.2.2. Driftserfaringer 25
4.2.3. Referanseprosjekter 26
4.2.4. Økonomi 27
4.3. Likestrøm 28
4.3.1. Kraftoverføring med likestrøm 28
4.3.2. Driftserfaringer 31
4.3.3. Referanseprosjekter 32
4.3.4. Økonomi 34
4.4. Tilkobling til sentralnettet 35
4.5. Geologiske forhold 35
4.5.1. Skred fra land 35
4.5.2. Undersjøiske skred 36
4.5.3. Kanaler fra delta, og sandbølger 37
4.5.4. Bratte skråninger 37
4.5.5. Topografi 38
4.5.6. Sammenlikning med andre sjøkabelprosjekt 38
4.5.7. Metoder brukt ved geologiske undersøkelser 39
4.6. Miljø 42
4.6.1. Miljøeffekter 42
4.6.2. Potensielle effekter på marine økosystemer 42
4.6.3. Anleggs-, vedlikeholds- og reparasjonsarbeid 43
4.6.4. Driftsfasen 45
4.6.5. Eksempler fra noen gjennomførte sjøkabelprosjekter 47
4.6.6. Landanlegg 48
4.6.7. Livssyklusanalyse (LCA) 49

4.7. Legging og installasjon 50
4.7.1. Generelt 50
4.7.2. Forberedelser 50
4.7.3. Installasjon 51
4.8. Drift, driftsikkerhet, vedlikehold og reparasjon 55
4.8.1. Driftsikkerhet 55
4.8.2. Forebyggende vedlikehold 56
4.8.3. Beredskap og reparasjoner 57
4.9. Økonomi 57
5. Sjøkabel fra Simadalen til Kvam 59
5.1. Prosjektet Simadalen–Kvam, vurderte alternativer 59
5.2. Teknisk kvalifisering og teknologiutvikling 61
5.2.1. Internasjonale standarder og retningslinjer 61
5.2.2. Teknologiutvikling for alternativ 1–4 61
5.3. Vekselstrøm 63
5.3.1. Kabler 63
5.3.2. Spenningsforhold og energitap 64
5.3.3. Landanlegg 64
5.4. Likestrøm 65
5.4.1. Strømomformere 65
5.4.2. Kabler 67
5.4.3. Spenningsforhold og energitap 67
5.4.4. Landanlegg 68
5.4.5. Forstyrrelser 68
5.5. Geologiske forhold 68
5.5.1. Topografi 69
5.5.2. Geologiske avsetninger og prosesser på fjordbunnen 72
5.5.3. Potensielle fjellskredområder på land 80
5.5.4. Geologiske forhold oppsummert 83
5.6. Miljø 84
5.6.1. Naturverdier i området 84
5.6.2. Marint biologisk mangfold 86
5.6.3. Potensielle trusler for marine naturverdier i de ulike prosjektfasene 88
5.6.4. Avbøtende tiltak for det marine miljøet 89
5.6.5. Landanlegg 89
5.6.6. Avbøtende tiltak på terrestrisk miljø 92

5.6.7. Oppsummering av miljømessige forhold 93
5.7. Legging og installasjon 94
5.7.1. Generelt 94
5.7.2. Traseen Simadalen–Kvam 94
5.7.3. Installasjon 94
5.8. Drift, driftsikkerhet, vedlikehold og reparasjon 96
5.8.1. Driftssikkerhet 96
5.8.2. Forebyggende vedlikehold 97
5.8.3. Beredskap og reparasjon 98
5.9. Effekttap og energitap 101
5.10. Økonomi 102
5.10.1. Investeringskostnader 102
5.10.2. Kostnader for drift, vedlikehold og reparasjon 102
5.11. Sammendrag av Kapittel 5 104
6. Konklusjon 106
6.1. Tekniske, miljømessige og økonomiske forhold for sjøkabler 106
6.2. Erfaringer med lignende prosjekt og overførbare erfaringer 106
6.3. Vurdering av vekselstrømalternativ Simadalen–Kvam 106
6.4. Vurdering av likestrømalternativ Simadalen–Kvam 107
6.5. Geologiske forhold 107
6.6. Miljøeffekter 108
6.7. Landanlegg 109
6.8. Installasjon 109
6.9. Driftsikkerhet og reparasjon 109
6.10. Kabelens påvirkning på kraftsystemet på land 110
6.11. Kostnader 110
Referanser 111
Vedlegg 1 – Elektrotekniske formler 119
Vedlegg 2 – Sammendrag av data for de studerte alternativene 121
Vedlegg 3 – Forkortelser 122

1. Innledning

2. juli 2010 fikk Statnett konsesjon til å bygge en 420 kV kraftledning i luftspenn mellom Sima og Samnanger.

På bakgrunn av sterke ønsker om en ny vurdering av sjøkabelalternativer på deler av strekningen, besluttet regjeringen 10. august å få foretatt en ny uavhengig gjennomgang av dette alternativet.

Gjennomgangen skal bestå av flere utredninger og se på hvordan en slik sjøkabel vil kunne passe inn i kraftsystemet samt de samfunnsøkonomiske og forsyningsmessige virkningene ved bruk av sjøkabel. Berørte kommuner og instanser skal involveres i arbeidet.

Det er nedsatt i alt fire eksterne utvalg som skal se på ulike sider ved sjøkabelalternativer. Utvalg 1 skal vurdere teknologi, økonomi, miljø og andre forhold knyttet til en sjøkabelløsning. Denne rapporten er et resultat av Utvalget sitt arbeid.

1.1. Utvalgets oppgave

Utvalg 1 har fått følgende oppgaver:

- generelt å redegjøre for de viktigste teknologiske, miljømessige og økonomiske forhold knyttet til å benytte sjøkabler til overføring av kraft på et høyt spenningsnivå
- spesifikt å vurdere teknologiske, miljømessige og økonomiske forhold knyttet til eventuelle sjøkabelalternativer fra Simadalen i Eidfjord til Kvam

Utvalget skal oppsummere erfaringer fra eventuelle sammenlignbare kabelprosjekter. Det skal gis en beskrivelse av hvilke erfaringer som anses overførbare, og hvilke erfaringer som eventuelt ikke er det.

Resultatene av utredningen skal dekke vurderinger av følgende aspekter:

- sjøkabelalternativer basert både på vekselstrøm og likestrøm, og tilsvarende vurdering både av PEX- og oljekabler
- kostnadene knyttet til sjøkabelalternativer, inkludert kostnadene ved nødvendige landanlegg
- konsekvenser ved landanlegg, utover de økonomiske
- forhold knyttet til driftsikkerhet, vedlikehold og reparasjoner
- forhold knyttet til reparasjonstider og -kostnader, og hvordan dette kan påvirkes gjennom graden av reparasjonsberedskap
- kabelens direkte påvirkning på kraftsystemet på land

Kunnskap om bunnforhold, undervannstopografi og landskapsmessige, biologiske og geologiske forhold på den aktuelle strekningen skal, så langt slik kunnskap foreligger, legges til grunn for de vurderinger som foretas. Utvalget skal ikke utrede konkrete trasealternativ.

1.2. Rapportens innhold

Utvalget har studert den informasjonen som har vært tilgjengelig og gjort rimelige vurderinger basert på denne informasjonen, i tilegg til å gjøre sammenligninger med lignende prosjekter i Norge og

internasjonalt. Utgangspunktet har vært publikasjoner, tilgjengelig teknisk informasjon og nødvendig tilleggsinformasjon innhentet i hovedsak fra leverandører og Statnett.

Kapittel 2 inneholder et utvidet sammendrag av rapporten.

I Kapittel 3 er forutsetningene for bruk av kabler i sentralnettet vurdert inkludert de elektriske egenskapene til kabler og begrensninger ved bruk av sjøkabelforbindelser i sentralnettet. Krav til pålitelighet for kraftsystemet generelt er diskutert. Driftserfaringer fra sjøkabler er vurdert, spesielt feilfrekvens og reparasjonstider.

De tekniske, miljømessige og økonomiske sidene ved sjøkabler generelt er behandlet i Kapittel 4. Bakgrunnen for Kapittel 4 er å gi et grunnlag for å kunne vurdere bruk av sjøkabler i Norge og spesielt for å kunne vurdere sjøkabel som en mulig løsning mellom Simadalen og Kvam. Teknologi for legging av sjøkabel, vekselstrøm og likestrømssystemer er vurdert med utgangspunkt i leverandørers referanselister, publikasjoner og annen tilgjengelig teknisk informasjon. Noen aktuelle kabelprosjekter er beskrevet kortfattet og inkluderer kostnader der disse har vært tilgjengelige.

Sjøkabel for strekningen Simadalen–Kvam er studert i Kapittel 5 med bakgrunn i Kapittel 3 og 4. Det er tatt utgangspunkt i tekniske publikasjoner og tilgjengelige utredninger for beskrivelse av den tekniske utformingen. Karakteristiske egenskaper og erfaringer fra en rekke verdensomspennende og relevante kabelprosjekter er studert. På anmodning fra Utvalget har Nexans Norway AS og ABB HVC AB foreslått løsning til kabelkonstruksjoner for de aktuelle kravene. En analyse av de geologiske forholdene som er av betydning for en sjøkabelinstallasjon er gjennomført bl.a. med utgangspunkt i tilgjengelige batymetridata fra Sjøkartverket og Statnett. Utvalget har innhentet konsulentbistand på marin økologi fra AquaBiota i Stockholm og har hatt tilgang til Havforskningsinstituttets foreløpige data fra faunaundersøkelsene i Hardangerfjorden i november 2010. Ellers er en rekke utredninger og studier bakgrunn for vurderingen av de miljømessige forutsetningene for en sjøkabelinstallasjon, med fokus på både det marine miljøet og de berørte landområdene.

Rapportens konklusjoner er oppsummert i Kapittel 6.

2. Sammendrag

2.1. Hovedkonklusjoner

Hovedkonklusjonene i rapporten kan kort oppsummeres som følgende:

- Det er teknisk mulig å legge en sjøkabel på strekningen Simadalen–Kvam. Fire alternative kabeltekniske system er beskrevet i rapporten, disse inkluderer både vekselstrøm og likestrøm. Uansett valg av teknologi, er mulig løsning for prosjektet utfordrende og vil kreve mer eller mindre omfattende teknologikvalifisering.
- Det ansees som mulig å finne en akseptabel trasé for legging av sjøkabler, men det er flere utfordrende områder på fjordbunnen som vil kreve ytterligere geologiske og geotekniske undersøkelser for vurdering av stabilitet og skredfare. Skredfaren fra land bør også vurderes, spesielt i to områder. I tillegg må det gjøres gode terrenganalyser for å finne en brukbar trasé ned en bratt skråning i utløpet av Simadalsfjorden, og opp en 400–600 meter høy og svært bratt skråning utenfor Kvam.
- Naturtypene på fjordbunnen i Hardangerfjorden anses som relativt robuste, og det er sannsynligvis liten direkte fare for det biologiske mangfoldet i området. Anleggsarbeidet vil påvirke det marine økosystemet, men det forventes at denne effekten er relativt kortvarig. Avbøtende tiltak vil kunne bidra til å redusere miljøeffektene.
- Ilandføring av kabel krever landanlegg som medfører større eller mindre landskapsinngrep, avhengig av valgt løsning og plassering. Lokalisering må utredes nærmere for å redusere konflikt med bebyggelse og naturverdier.
- Estimerte investeringskostnader for både vekselstrøms- og likestrømsalternativene er minst 4 til 5 ganger høyere enn for en luftledning, og vil være i størrelsesorden 4 500 MNOK til 5 600 MNOK, avhengig av valgt teknisk løsning. Investeringskostnadene for luftledningsalternativet er estimert til 1 000 MNOK.
- Over anleggets levetid vil det i tillegg påløpe følgende kapitaliserte kostnader (nåverdi):
    - for drift, vedlikehold og reparasjoner: 5 % av investeringskostnadene
    - merkostnader knyttet til økte energitap i kabel kontra luftledning: 200–1200 MNOK (avhengig av valgt alternativ)
- Installasjon og reparasjon av kablene vil kunne utføres av de leggefartøy som er tilgjengelig i dagens marked.

2.2. Gjennomføring av arbeidet

Utvalg 1 har arbeidet i perioden 15. september 2010 til 1. februar 2011. Denne rapporten er en sammenstilling av bidrag fra alle utvalgsmedlemmene, som hver har kompetanse innen relevante fagområder. I tillegg har utvalget mottatt konsulentbistand på marinøkologi fra AquaBiota i Stockholm.

Det er underveis i arbeidet avholdt interne utvalgsmøter for diskusjon av rapportens form og innhold. Utvalget har vært representert ved to møter med Hardangerrådet; 7. oktober og 9. desember. Utvalget har også hatt møter og øvrig kontakt med Statnett for overføring av kunnskap og informasjon. Nexans Norway AS og ABB AB har også vært konsultert og bidratt med dokumentasjonsstøtte.

Utvalget gjennomførte 29. november en befaring i Hardanger. Denne ble organisert av leder i Hardangerrådet, Leiv Vambheim. Jan Erik Skog fra Statnett bisto med informasjon under deler av befaringen, og representanter fra Kvam, Granvin, Ulvik og Eidfjord kommune, samt ledelsen ved Sima kraftstasjon ble møtt.

Rapporten er basert på referansedokumentasjon som angitt underveis, både fra fagorganisasjoner som Cigré (International Council on Large Electric Systems) og fra uavhengige forskningsinstitusjoner nasjonalt og internasjonalt.

Status på den tekniske utviklingen er vurdert og sammenliknet med en rekke internasjonale prosjekter.

2.3. Aktuelle overføringssystemer

Fire aktuelle overføringssystemer er studert, se Tabell 2.1. Alle systemene representerer mulige tekniske løsninger for strekningen Simadalen–Kvam. Det er imidlertid klart at en sjøkabel i Hardangerfjorden må imøtekomme flere krav som i kombinasjon savner motstykke i verden:

- høy sammenlagt kapasitet (1500–2000 MW)
- stort dyp (850 meter)
- vesentlig lengre sjøkabelstrekning (70 km) enn tidligere lagt for vekselstrømskabler på dette spenningsnivået

Uansett valgt teknologi, er mulig løsning for prosjektet utfordrende og vil kreve mer eller mindre omfattende teknologikvalifisering. En detaljert beskrivelse av krav til og gjennomføring av en slik kvalifiseringsprosess må utarbeides i et tett samarbeid mellom kunde og leverandør.

De fire alternativene er oppsummert i Tabell 2.1.

Tabell 2.1: Kabelalternativene som er vurdert i rapporten

Teknologi (elektrisk)	420 kV vekselstrøm (AC)		+/- 320 kV likestrøm (DC)	+/- 500 kV likestrøm (DC)
Alternativ	**1**	**2**	**3**	**4**
Kapasitet (MW)	2000	2000	2000	1500
Antall parallelle kretser	2	2	2	2
Kabeltyper	Oljekabel	PEX	Polymer/ DC	Masseimpregnert
Antall kabler	6	6	4	3

Alternativ 1, 2 og 3 består av to uavhengige kretser som hver har overføringskapasitet på 1000 MW. Alternativ 4 består av en bipol og en nøytral leder, som også kan fungere som reserve for de to høyspentkablene i drift.

2.3.1. Alternativ 1: 420 kV AC oljekabel, 2000 MW

Oljekabler med spenning på 420 kV eller høyere representerer et alternativ som bygger på lang erfaring. Denne type installasjoner er lagt på strekninger opp til ca 50 km, noe som er vesentlig kortere enn for tilfellet Simadalen–Kvam. Det finnes imidlertid eksempler på kabler som er lagt på dyp som tilsvarer det i Hardangerfjorden. For å kompensere den kapasitive genereringen kreves omfattende

installasjon av reaktorer. Det er teknisk mulig å realisere en oljekabelforbindelse, men konsekvenser for driften av sentralnettet, og håndteringen av dette må utredes nærmere.

2.3.2. Alternativ 2: 420 kV AC PEX-kabel, 2000 MW

Alternativet med 420 kV PEX-kabel innebærer en forholdsvis ny teknikk. Det eksisterer i skrivende stund kun én 420 kV PEX sjøkabelinstallasjon i drift i dag: den 3,2 km lange forbindelsen mellom Fræna og Nyhamna som er en viktig del av elektrisitetsforsyningen til gassfeltet Ormen Lange i Norskehavet. De elektrotekniske egenskapene til en PEX-kabel er mer gunstige enn for en oljekabel, blant annet i form av lavere tap og lavere kapasitiv generering. PEX-kabelen har imidlertid lavere teknisk modenhet, og vil kreve en mer omfattende teknologikvalifisering. For et så omfattende prosjekt som Simadalen–Kvam innebærer det en større usikkerhet å satse på en PEX-løsning med den begrensede erfaring og kvalifisering som foreligger per i dag. På sikt er det derimot ikke usannsynlig at PEX kan bli et dominerende sjøkabelalternativ for 420 kV.

2.3.3. Alternativ 3: +/- 320 kV DC polymer kabel, 2000 MW

For likestrømsalternativet generelt eksisterer det omfattende erfaring med lang sjøkabeloverføringer. Med tanke på den lange strekningen Simadalen–Kvam, er det langt bedre systemteknisk erfaringsgrunnlag for likestrømsalternativet enn for vekselstrømsalternativet, men håndteringen av likestrømsoverføringen i sentralnettet må utredes nærmere. VSC-omformere (Voltage Source Converter) for +/- 320 kV (polspenning 640 kV) produseres allerede, men VSC-omformerteknologi må kvalifiseres for den overføringskapasiteten (2*1000 MW) som er nødvendig. For polymer DC-kabel kreves det en grundig teknisk kvalifisering for de aktuelle kravene.

2.3.4. Alternativ 4: +/- 500 kV DC masseimpregnert kabel, 1500 MW

Overføringskapasiteten for alternativ 4 er lavere enn for alternativ 3, men full effekt kan opprettholdes ved én kabelfeil, ved at den tredje kabelen (nøytralkabelen) også fungerer som reservekabel. Dette gir god forsyningssikkerhet. Den tredje kabelen kan installeres etter at systemet er satt i drift, noe som vil redusere installasjonstiden. På samme måte som for alternativ 3 utnyttes VSC-omformere, strømmen er omtrent den samme, men polspenningen på 500 kV er lavere. Også her må VSC-omformerteknologien kvalifiseres. Det finnes omfattende erfaringsgrunnlag for masseimpregnerte kabler, også for store dyp. Investeringskostnader og energitap er lavere for alternativ 4 enn for alternativ 3. Eventuelle utfordringer med å integrere en likestrømsoverføring i sentralnettet gjelder også for dette alternativet.

Tabell 2.2 gir en oppsummert beskrivelse av positive og negative sider ved de fire alternativene.

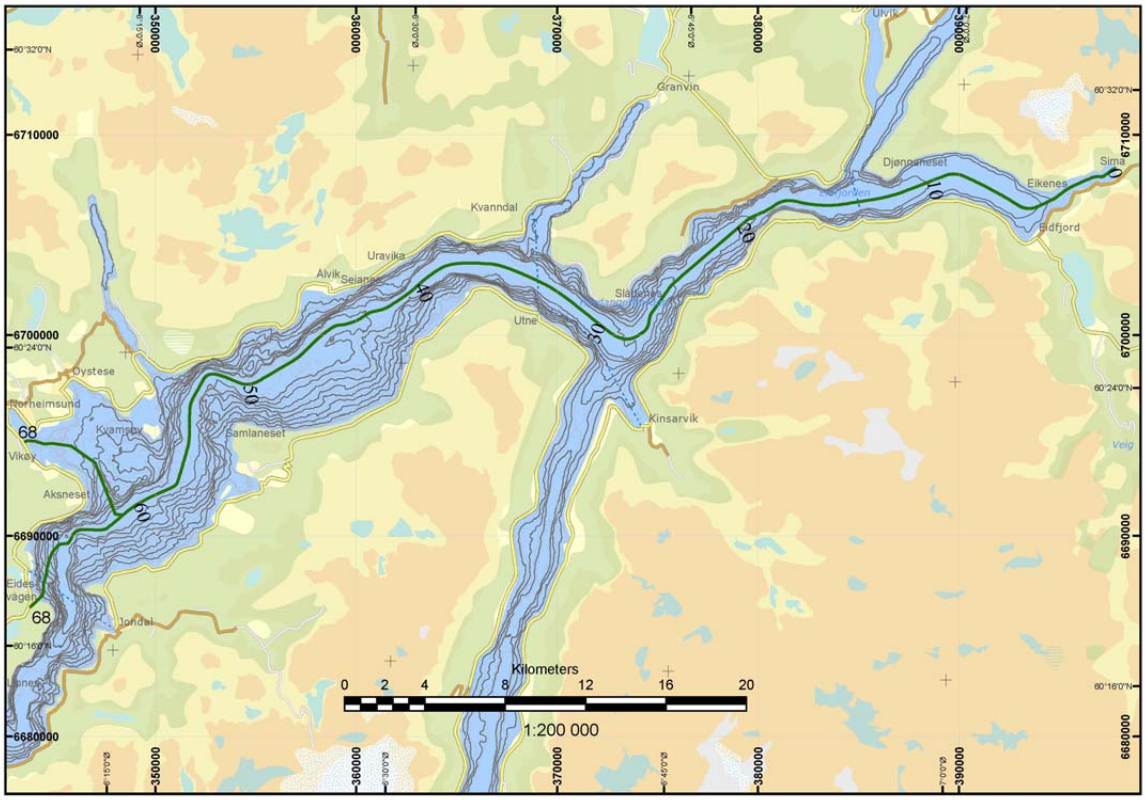
Tabell 2.2 Oversikt over positive og negative sider ved de fire alternativene.

	Positive	**Negative**
Alternativ 1 420 kV olje 2000 MW 6 kabler	▪ Mangeårig erfaring med forholdsvis lange overføringer på stort dyp ▪ Lavere magnetfelt	▪ Krever store kompenseringsanlegg pga reaktiv generering ▪ Høye tap ▪ Krever installasjon og vedlikehold av oljetrykksanlegg ▪ Mulig miljøeffekt ved oljelekkasje
Alternativ 2 420 kV PEX 2000 MW 6 kabler	▪ Forholdsvis lavere reaktiv generering krever mindre kompenseringsanlegg enn alternativ 1 ▪ Krever lite vedlikehold ▪ Lavere magnetfelt	▪ Lite erfaringsgrunnlag for 420 kV sjøkabel ▪ Reparasjonsskjøter er ikke kvalifisert ▪ Fabrikktesting av hele lengder med skjøter er komplisert
Alternativ 3 HVDC 2000 MW 4 kabler	▪ Ingen begrensning på kabellengde ▪ Mulighet til å styre effektflyten ▪ Færre kabler ▪ Lavere miljøpåvirkning pga færre kabler og lavt arealbehov for landanlegg i Kvam	▪ Høye tap ▪ Krever mer vedlikehold enn vekselstrømalternativene ▪ Høyere investeringskostnader
Alternativ 4 HVDC 1500 MW 3 kabler	▪ Likt alternativ 3, men med færre kabler og dermed ytterligere redusert arealbehov ▪ Lavere kostnader og lavere tap enn for alternativ 3, men med tilstrekkelig ytelse og opprettholdelse av pålitelighet ▪ Den tredje kabelen kan installeres senere, noe som forkorter tiden til anlegget kan settes i drift	▪ Høye tap ▪ Krever mer vedlikehold enn vekselstrømsalternativene

2.4. Traseen Simadalen–Kvam

Traseen som har vært utgangspunkt for Utvalg 1 sitt arbeid er vist i Figur 2.1. Basert på tidligere utredninger og bunnforholdene i området, er to mulige ilandføringspunkter i Kvam vurdert i utredningen:

1. Ilandføring opp Aksnesrenna mot Norheimsund
2. Ilandføring ved Eidesvågen



Figur 2.1: Hardangerfjorden mellom Simadalen og Kvam. Omtrentlig trasé for en sjøkabel er vist i grønt, med de to mulige ilandføringspunktene i vest. Tallene langs traseen angir lengde i km relativt til ilandføringspunktet i Sima i øst.

I oktober–november 2010 ble det gjennomført en omfattende fjordbunnsundersøkelse langs den aktuelle kabelstrekningen[1]. I kombinasjon med eksisterende datagrunnlag fra Sjøkartverket, viser resultatene fra denne hovedsakelig to områder som terrengmessig vil gi de største utfordringene for en sjøkabel mellom Simadalen og Kvam:

- en bratt skråning ved munningen av Simadalsfjorden som i snitt har en helning på 9°, men som lokalt er mye brattere og preget av skredgroper og kanaler som gir en ujevn topografi
- en 400–600 meter høy brattkant i fjell med klipper i oppstigningen fra den 850 meter dype fjordbunnen utenfor Aksneset og opp mot land i Nordheimsundområdet

I tillegg er flere undersjøiske skred kartlagt på fjordbunnen, spesielt i Simadalsfjorden og Eidfjorden. De fleste skredene ser ut til å være flere tusen år gamle, men skredaktivitet på fjordbunnen kan ikke

[1] Undersøkelsen ble gjennomført av DOF (http://www.dof.no/) på oppdrag fra Statnett.

utelukkes. Hvis sjøkablene skal graves ned bør man utvise spesiell aktsomhet da denne prosessen kan utløse skred i ustabile masser.

Det vil sannsynligvis være mulig å finne en akseptabel kabeltrasé, dersom detaljerte geologiske og geotekniske undersøkelser for vurdering av stabiliteten og skredfare gjennomføres i forkant. Skredfare fra land må også vurderes.

2.5. Påvirkning på det ytre miljøet

Legging av sjøkabel i Hardangerfjorden fra Simadalen til Kvam representerer et naturinngrep i et økosystem som er lite påvirket av menneskelig aktivitet. Anleggsarbeidet vil påvirke det marine økosystemet, men det forventes at effekten på det biologiske mangfoldet er forbigående. Avbøtende tiltak vil kunne bidra til å redusere miljøeffektene.

Kabelanlegget på fjordbunnen vil danne en kabelgate bestående av 3–6 kabler med 5–10 meters avstand mellom kablene. Traseen vil for store deler av strekningen gå gjennom det som er klassifisert som en viktig naturtype i Norge. Naturtypene på fjordbunnen i Hardangerfjorden anses imidlertid som relativt robuste, og det er sannsynligvis liten direkte fare for det biologiske mangfoldet i området.

Det er likevel usikkerhet knyttet til hvilken effekt bunnsamfunnene vil få av temperaturøkningen som følger av varmeutvikling fra kablene når de er i drift. Dette gjelder også effekten av de elektromagnetiske feltene rundt kablene. Styrkegraden av disse feltene vil avhenge av valgt teknisk løsning. Lite kunnskap om forstyrrelse i denne typen natur gjør at det er vanskelig å forutse langtidseffekter. Kumulative effekter ved andre typer inngrep kan oppstå.

På grunn av mulig konflikt med naturverdier på land i Simadalen og Kvam, må aktuell lokalisering av ilandføringspunkt, landanlegg og eventuelle tilhørende luftledninger utredes nærmere for å redusere konflikt med bebyggelse og naturverdier.

Overvåkingsprogram må etableres for å fange opp eventuelle effekter på landskapet og de biologiske samfunnene langs kabeltraseen, og det bør gjennomføres en livssyklusanalyse med tanke på å redusere den totale miljøbelastningen ved en kabelløsning.

2.6. Landanlegg

En vekselstrømsløsning vil kreve relativt omfattende installasjoner på land, både i Sima og i Kvam. Ilandføring av kabler samt muffehus og kompenseringsanlegg vil kreve areal i størrelsesorden 10 000 m^2. I Kvam kan muffehus og kompenseringsanlegg eventuelt plasseres i fjell for å redusere visuell forurensning.

En likestrømsløsning krever installasjon av omformeanlegg. Disse vil plasseres i Sima og Samnanger, hvor det allerede finnes omfattende koblingsanlegg i dag. Behovet for installasjoner i Kvam er av moderat omfang for likestrømsløsningen, enten kan kablene skjøtes til landkabel eller de kan kobles til likestrømsluftlinje via et muffehus.

2.7. Kostnader

Estimerte investeringskostnader for de ulike sjøkabelalternativene er vist i Tabell 2.3:

Tabell 2.3 Investeringskostnader estimert for de ulike alternativene.

Teknologi (elektrisk)	420 kV vekselstrøm (AC)		+/- 320 kV likestrøm (DC)	+/- 500 kV likestrøm (DC)
Alternativ	**1**	**2**	**3**	**4**
Kapasitet (MW)	2000	2000	2000	1500
Kabeltyper	Oljekabel	PEX	Polymer/ DC	Masseimpregnert
Antall kabler	6	6	4	3
Investeringskostnader	4 500 MNOK	4 500 MNOK	5 600 MNOK	4 500 MNOK

Tilkoblingskostnadene i Sima og Samnanger er inkludert i estimatene, mens kostnadene for å installere et landanlegg i fjell i Kvam vil medføre et tillegg på ca 180 MNOK.

Investeringskostnadene for luftledningsalternativet er sammenlignbart estimert til 1 000 MNOK.

Kapitaliserte kostnader er beregnet for kabelsystemets levetid, antatt å være 40 år; for drift, vedlikehold og reparasjoner er kapitaliserte kostnader estimert til mellom 200 og 270 MNOK, eller ca 5 % av investeringskostnadene.

En forbindelse mellom Simadalen og Samnanger, uavhengig av om det er en sjøkabelforbindelse eller en luftledning, reduserer tapene i sentralnettet. De kapitaliserte merkostnader knyttet til energitap som et sjøkabelalternativ medfører i forhold til et luftledningsalternativ er vist i Tabell 2.4.

Tabell 2.4 Kapitaliserte tapskostnader estimert for de ulike alternativene.

Teknologi (elektrisk)	420 kV vekselstrøm (AC)		+/- 320 kV likestrøm (DC)	+/- 500 kV likestrøm (DC)
Alternativ	**1**	**2**	**3**	**4**
Kabeltyper	Oljekabel	PEX	Polymer/ DC	Masseimpregnert
Kapitaliserte tapskostnader	800 MNOK	200 MNOK	1 200 MNOK	950 MNOK

2.8. Kabelinstallasjon

Gitt kabelparametrene beskrevet for de ulike alternativene, vil eksisterende spesialfartøy oppfylle kravene til installasjonsegenskaper. Det finnes per i dag to til tre installasjonsfartøy på verdensbasis som håndterer krav til vekt og volum.

Felles for de vurderte kabelsystemene er at hver kabel vil veie forholdsvis mye. Hver enkelt kabel leveres i en hel lengde satt sammen med fabrikkskjøter, og kan derfor legges med én installasjonstur per fase for hele strekningen. For 420 kV vekselstrømssystemene må det totalt legges 6 kabler, for +/- 320 kV likestrøm totalt 4 og for +/-500 kV likestrøm totalt 3 kabler. Spesialfartøy for legging av sjøkablene er karakterisert av følgende:

- kan transportere mellom 4 000 og 6 000 tonn kabel
- har leggesystem med håndteringsdiameter på strekksiden på minimum 10 meter

- er utstyrt med et leggemaskineri som kan trekke i størrelsesorden 40–60 tonn avhengig av valgt kabelsystem
- har dynamisk posisjoneringsutstyr for nøyaktig forlegning av kablene i den ønskede traseen

I utgangspunktet er det aktuelt å beskytte en kabel ved hjelp av nedgraving for å redusere risiko for skade fra ytre påvirkning. Nedgraving av kabler gjennomføres også av estetiske og/eller miljømessige hensyn. For den aktuelle traseen synes det ikke å være grunnlag for at kablene skal graves ned for beskyttelse i sin fulle lengde, kun på dyp ned mot 200 meter. Dette vil utgjøre 2–5 km av den totale kabellengden.

Basert på den gjennomførte havbunnskartleggingen, vil det trolig være nødvendig å sikre kablene ved klamring opp mot ilandføringspunktene i vest der det undersjøiske terrenget er svært bratt. Med referanse til kapittel 0, kan det være nødvendig eller tilrådelig med tilsvarende tiltak i området i overgangen mellom Simadalsfjorden og Eidfjorden.

2.9. Drift, driftsikkerhet og vedlikehold

Et vedlikeholdsprogram må utarbeides for kabelsystemet, og dette bør inneholde:

- kontinuerlig temperatur- og feilovervåkning
- jevnlig inspeksjon og vedlikehold av eventuell tildekking/mekanisk beskyttelse
- jevnlig inspeksjon og vedlikehold av installerte system for korrosjonsvern

Dersom et oljekabelanlegg installeres, vil det også være behov for periodisk ettersyn og vedlikehold av systemet for trykkmating av kabelolje og ettersyn med oljekvaliteten.

Feilsannsynligheter for nye anlegg er vanskelig å anslå, men basert på erfaringer og feilstatistikk er det sannsynlig at én eller flere feil vil oppstå i løpet av kabelsystemets levetid. Ved feil på en kabel i vekselstrømsalternativet eller ved feil på en kabel eller omformer for likestrømsalternativ 3 kan driften opprettholdes med halvert overføringskapasitet (1000 MW) og én krets. For likestrømsalternativ 4 opprettholdes full kapasitet (1500 MW), ved en kabelfeil, men reduseres till 750 MW når en omformer er tatt ut av drift.

2.10. Reparasjon og beredskap

For reparasjon av kabler i Hardangerfjorden vil det være behov for tilgang til kabelinstallasjonsfartøy tilsvarende det fartøyet som ble benyttet for å installere anlegget. Avhengig av reparasjonsbehovet kan et fartøy med lavere lastekapasitet mobiliseres dersom øvrige egenskaper er tilnærmet likeverdige. Reparasjonskostnadene er estimert til mellom 50 og 100 MNOK per feil.

Det er 3 hovedkategorier reparasjoner for et sjøkabelanlegg:

- Utskiftning av landtakslengde
- Reparasjon "midt" på installasjonslengden
- Utskifting av hele installasjonslengden

Effektiv håndtering av alle disse reparasjonsscenarioene krever forberedelse og en beredskapsstrategi.

For reparasjoner på kabelsystemet for Hardangerfjorden vil man være avhengig av kabelleverandørens skjøtekompetanse. Dette er uavhengig av hvilket kabelteknisk system som velges.

2.11. Påvirkning på kraftsystemet på land

De elektriske egenskapene til en kabel skiller seg fra de som gjelder for luftlinjer, noe som påvirker sentralnettet med hensyn til belastningsfordeling, reaktiv effekt, mm.

Fordi kabler har lavere impedans gir kabelforbindelsen Simadalen–Kvam større belastningsstrømmer enn en tilsvarende luftledning. Den reaktive effekten i vekselstrømsalternativene må håndteres av kompenseringsanlegg. De tekniske forholdene er sannsynligvis håndterbare, men pga manglende erfaring fra liknende anlegg kan ikke alle aspekter forutses, og løsningen vil kreve god planlegging.

For likestrømsalternativet kan strømmen reguleres optimalt sett ut fra driften av sentralnettet. Overtoner og andre forstyrrelser kan filtreres bort.

3. Kabler i sentralnettet

3.1. Forutsetninger for kabler i sentralnettet

Det er åpenbart at man må knytte produksjonskilder der elektrisiteten produseres sammen med forbruket der det er lokalisert. Helt siden elektrisitet ble tatt i bruk i stor skala har valget vært mellom å overføre elektrisitet med luftledning eller kabel. I Norden er 420 kV høyeste spenning i vekselstrømsnettet og systemet (Sentralnettet i Norge) brukes for overføring av strøm på lange avstander i Norge og mellom naboland. Det nordiske 420 kV-systemet består av totalt ca 19 000 km luftledninger hvorav ca 2700 km er i Norge. For overføring ved høye spenninger og over lengre avstander i sentralnettet er kabel i de fleste tilfeller vesentlig mer kostbart sammenlignet med luftledning. I valget mellom luftledning og kabel settes derfor kostnadene for kabling opp mot kvantifiserbare gevinster som redusert arealbehov i tettbygde strøk eller mot ikke-kvantifiserbare gevinster som redusert visuell forurensning, lavere magnetisk felt osv.

Estetikk og sikkerhetsaspekter er ofte avgjørende når elektrisitet skal føres inn i tettbygde strøk, og ofte er kabel det eneste alternativet som det er plass til. Som en kuriositet kan det nevnes at en lov fra 1884 i New York krevde at alle luftledninger skulle fjernes (Bartnikas m fl, 1999). I enkelte tilfeller har også krav om å begrense magnetfelt ført til kabling av kortere strekninger i sentralnettet.

Lange luftledninger over vann er åpenbart ikke teknisk mulig. Internasjonalt finnes noen eksempler på lange vekselstrømskabler med spenning opp til 420 og 525 kV som forsyner øyer med et eget omfattende kraftsystem. Et slikt eksempel er Vancouver Island som er knyttet til land med to 39 km lange 525 kV kabelforbindelser. Et annet eksempel er Sicilia der det etableres en 2000 MW forbindelse til det italienske fastlandet ved hjelp av to 420kV kabelforbindelser på 43 km. Oslofjorden kan heller ikke krysses uten bruk av kabler. Statnett er i gang med å etablere en ny kabelforbindelse på 3000 MW ved å bruke 420 kV kabler. Vekselstrøm er ikke teknisk mulig for lange kabelstrekninger, men ved å gå over til likestrøm er det ikke begrensninger på lengden av en kabel.

Likestrømsforbindelser anvendes normalt når store effektmengder skal overføres over lange avstander fra avsidesliggende produksjonskilder, eller mellom to hver for seg sterke systemer. På land brukes normalt luftledninger. Sydvestlinken (Svenska Kraftnät–Sydvästlänken) er ett unikt prosjekt der en likestrømsforbindelse med landkabel blir integrert i parallell med sentralnettet. Den skal knytte sør og midt-Sverige sammen og gå videre til Norge. Motivet for prosjektet er utfordringer med å få etablert nye kraftledninger samt behov for økt styring av effekten på strekningen. Overføringslengden blir på ca 750 km hvor ca 500 km vil være kabel.

Geografiske forhold vil kunne gjøre kabling teknisk og økonomisk umulig, f eks i områder med høye fjell og dype daler.

I odelstingsproposisjon Ot. Pr. 62 (2008–2009) ble strategien for økt hensyn til miljø, estetikk og lokalsamfunn ved utbygging av kraftledninger behandlet:

"Kabling skal også alltid vurderes når nye kraftledninger i regional- og sentralnettet skal bygges, men bruken skal være gradvis mer restriktiv med økende spenningsnivå. Jord- eller sjøkabel er mest aktuelt på begrensede strekninger med betydelige verneinteresser eller store estetiske ulemper på 66 og 132 kV, men kan også være aktuelt på strekninger der det gir særlige miljøgevinster på 300 og 420kV."

Av tekniske og økonomiske årsaker består en svært liten del av sentralnettet av kabler. I Norden er mindre enn 2 % av den totale lengden av 420 kV-nettet kablet.

3.2. Vekselstrømskablers elektriske egenskaper og innvirkning på kraftsystemet

Vekselstrømskabler har elektriske og termiske egenskaper som skiller seg fra luftledningers egenskaper. Kabler kan ikke alltid direkte erstatte luftledninger siden kablene har elektriske egenskaper som kan sette bruksbegrensninger. Avgjørende forskjeller er luftledninger og kablers ulike induktans[2] og kapasitans[3]. Induktansen på en luftledning er omtrent 4 ganger større enn for en sjøkabel. Kapasitansen i en oljesjøkabel er vesentlig større enn for luftledninger. Forskjellene er noe mindre for PEX-kabler. Under følger en beskrivelse av hva dette har å si for kabling i sentralnettet.

3.2.1. Overføringskapasitet

På grunn av lavere induktans i kabler øker den teoretiske grensen for sentralnettets overføringskapasitet. På grunn av korte overføringslengder og termiske begrensninger i kabelen har dette likevel ikke stor betydning. Normalt behøves minst to parallelle kabelforbindelser for å oppnå samme overføringskapasitet som en luftledning. Den kapasitive genereringen setter også en grense for hvor lang en kabelforbindelse kan være. For avstander over 100 km er vekselstrøm med kabel stort sett ikke gjennomførbart.

3.2.2. Lastfordeling

Lavere induktans i kabel påvirker hvordan strømmen i et masket sentralnett fordeler seg. Strømmen velger den veien som har minst motstand, noe som ved parallelldrift medfører at kabelen belastes vesentlig mer enn en luftledning. Når kabel velges fremfor luftledning må det gjennomføres grundige analyser for å avdekke hvordan lastfordelingen blir. Det finnes muligheter for å kontrollere lastfordelingen i vekselstrømsnett ved å sette inn seriekondensatorer eller faseforskyvningstransformatorer men dette kompliserer systemet og medfører økte kostnader. Ved bruk av likestrøm kan strømmen kontrolleres svært nøyaktig, noe som er en grunn til at Sydvestlinken planlegges med likestrøm.

3.2.3. Kapasitiv generering

En kabel genererer mer enn 20 ganger så mye reaktiv effekt som en luftledning, noe som krever omfattende kompensering ved hjelp av reaktorer. Hvis hele 420 kV-nettet i Norge ble kablet ville det medført ett behov for ca 100 000 MVAr reaktoreffekt (300 reaktorer), noe som ikke er realistisk. En 2000 MW 70 km oljekabel mellom Sima og Kvam genererer en kapasitiv effekt på ca 2400 MVAr, noe som tilsvarer omtrent hele den reaktive generering fra det norske 420 kV-nettet. Disse forholdene begrenser bruk av kabel til enkelte strekninger og større byer.

3.2.4. Kortslutningsstrøm

Lavere induktans i kabler medfører økt kortslutningsstrøm i systemet. Økningen er derimot moderat og håndterbar.

---

[2] Induktans gir en impedans (en form av motstand) som strømmen møter i luftledninger og kabel. For en oljesjøkabel er induktansen ca 0,22 μH/m, mens den er ca 0,9μH/m for luftledning

[3] Kapasitans genererer reaktiv effekt fra luftledninger og kabel. For en oljesjøkabel er kapasitansen ca 320 pF/m, mens den er ca 12pF/m for luftledninger.

3.2.5. Overspenninger

Høye overspenninger kan forekomme ved utkobling av kabel i en ende uten at reaktorer i motsatt ende er innkoblet. Det er derfor viktig at en med sikkerhet har reaktorer tilkoblet kabelsystemet. Forutsatt at effektbrytere er dimensjonert riktig (sikker bryting av kabelstrømmen uten gjentenning) bør ikke koblingsoverspenninger være et problem. Normalt er kabler godt beskyttet mot overspenninger fra lynnedslag. Resonansoverspenninger skal normalt ikke oppstå ved kabling, men da kablers induktans og kapasitans er vesentlig forskjellig fra luftledninger bør man undersøke om resonanser kan oppstå for aktuelle harmoniske strømmer.

3.2.6. Usymmetri og magnetiske felt

I sjøkabler går storparten av returstrømmen i metalliske returledere og koblingen mellom de tre fasene er svak. Kabler bidrar derfor i liten grad til usymmetri i nettet og magnetfeltene rundt kablene er små. For å unngå returstrøm i kappen på landkabler blir kappen isolert, noe som resulterer i et magnetfelt. På avstand, avhengig av geometrien, er magnetfeltet på landkabel kun noen prosent av feltet fra luftledninger. Formler for utregning av magnetiske felt rundt parallelle ledninger er gitt i vedlegg 1.

3.3. Likestrømskablers elektriske egenskaper og innvirkning på kraftsystemet

3.3.1. Overføringskapasitet

Likestrømskablers termiske egenskaper skiller seg ikke vesentlig fra vekselstrømskabler. Det oppstår ingen tap i armering og kappe noe som medfører at kabler med like ledere kan belastes mer ved likestrøm. Et moderat spenningsfall over kabelen oppstår som en konsekvens av resistansen i lederen. Overføringer kan skje over svært lange avstander. Ett eksempel er den 587 km lange kabelen som er brukt i NorNed-forbindelsen.

3.3.2. Systemkrav

Det stilles forskjellige krav til egenskapene til vekselspenningssystemet avhengig av hvilken type omformerteknologi som velges. Ved bruk av Current Source Converter (CSC), også kalt Line Commutated Converter (LCC), må det stilles visse krav til kortslutningsimpedans i tilknytningspunktet og produksjonskapasitet i området. Voltage Source Converter (VSC) har derimot ikke disse behovene, og man kan i tillegg bygge opp et nett uten egen produksjon.

3.3.3. Regulerbarhet

I motsetning til vekselstrøm der effektflyt bestemmes av nettparametre, kan man ved bruk av likestrøm regulere overført effekt til ønsket nivå.

3.3.4. Harmoniske forstyrrelser

Omformerne brukt i likestrømsanlegg generer harmoniske forstyrrelser. Problemet kan reduseres på vekselstrømssiden ved bruk av reaktorer og filtre. På likestrømssiden brukes kondensatorer og glatningsreaktorer for å begrense de harmoniske forstyrrelsene. Riktig dimensjonering av ventiler, skjerming, filtrering og jording forhindrer høyfrekvente forstyrrelser.

3.3.5. Magnetiske felt

I sjøkabler for vekselstrøm går store deler av returstrømmen i kappen på kabelen og magnetfeltene blir små, noe som ikke er tilfelle for likestrømskabler. Rundt en likestrømskabel oppstår ett likestrømsfelt som kan påvirke retningsvisning på kompass, men det er ikke påvist noen helseeffekter på mennesker.

På noen meters avstand blir magnetfeltet fra kablene mindre enn magnetfeltet fra jorden. Formler for utregning av magnetiske felt rundt parallelle ledninger er vedlagt i vedlegg 1.

3.4. Pålitelighet

3.4.1. Sentralnettets krav

Sentralnettet må planlegges og driftes etter gitte regler som garanterer forsyningen med fornuftig pålitelighet og sikkerhet. Dette medfører at en må ta hensyn til forskjellige feil som kan inntreffe. Antall feil på luftledninger og kabler er omtrent likt. Når en feil oppstår tar det normalt svært kort tid å gjenopprette drift på en luftledning, mens reparasjon av en sjøkabelforbindelse, spesielt ved store dyp, kan ta flere måneder. Et grunnleggende dimensjoneringskriterium for sentralnettet i Norge er at det skal kunne tåle alle enkeltfeil uten avbrudd for sluttforbrukere, det såkalte N-1 kriteriet.

I Norden er det utarbeidet et felles regelverk for planlegging og drift av Sentralnettet (Nordel 2007). Deterministiske kriterier er utarbeidet for et antall forskjelliger feiltyper. For hver feiltype defineres tilstanden før feilen og hvilken tilstand som aksepteres etter at feilen er inntruffet. Under normal drift skal et enkeltutfall kun medføre begrenset drift med regionale konsekvenser. Med normal drift menes at nettet er intakt, planlagt vedlikehold pågår eller befinner sig i normaltilstand 15 minutter etter en uforutsett hendelse. Dette innebærer at ved en uforutsett hendelse skal normal drift være opprettet innen 15 minutter for å kunne håndtere en ny uforutsett hendelse.

Hvert enkelt land har i tilegg egne regelverk hvor også samfunnsøkonomiske vurderinger kan inngå. Dette innebærer at N-1 kriteriet i noen tilfeller kan avvikes, f eks når det ikke er mulig eller ikke økonomisk forsvarlig å oppfylle kravet. I et forslag til nye kriterier for nettinvesteringer presiserer Statnett at nettet skal dimensjoneres slik at N-1 kriteriet skal overholdes ved en langvarig feil på en innenlands kabelforbindelse (som 15 minutter kravet i Nordel 2007). Dette kan ha vesentlig betydning for planleggingen av kabelforbindelser med tanke på dublering av kabler eller parallelle innmatninger.

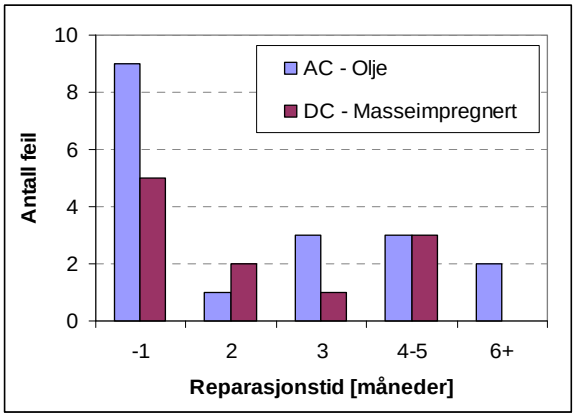
3.4.2. Pålitelighet for kabler

I Tabell 3.1 nedenfor vises feilstatistikk for kabler og luftledninger i det nordiske kraftsystemet i tidsperioden 1999–2008 (Nordel 2008). Forskjellene mellom de nordiske landene kan skyldes geografiske forhold, ulik lynaktivitet og andre værforhold. Feilfrekvensen per år og per km er omtrent den samme for luftledninger og kabler. Derimot er luftledningene mye lengre og det er flere av dem, noe som betyr at antall kabelfeil kun er 1,5 % av totalt antall feil. Reparasjonstidene for kabelfeil er vesentlig mye lengre sammenlignet med reparasjonstidene for luftledninger. De vanligste forbigående feil på luftledninger innkobles automatisk i løpet noen sekunder, mens kabelfeil kan ta alt fra dager til måneder å reparere.

Tabell 3.1 Feilfrekvens for luftledninger og kabler i sentralnettet (Nordel 2008).

	Kabler				Luftledninger			
	220 kV		420 kV		220 kV		420 kV	
	2008 km	Feil per 100kmår 99-2008	2008 km	Feil per 100kmår 99-2008	2008 km	Feil per 100kmår 99-2008	2008 km	Feil per 100kmår 99-2008
Danmark	-	-	309	0,28	105	0,48	1228	0,40
Finland	-	-	-	-	2400	0,70	4443	0,24
Norge	450	0,10	25	0,81	5715	0,68	2683	1,09
Sverige	215	0,89	8	0,00	4117	0,88	10645	0,36
Nordel	665	0,30	342	0,35	13004	0,73	18999	0,43

Internasjonal statistikk over kabelfeil i perioden 1990 til 2005 (Cigrè 2009) viser lavere tall på avbrudd sammenlignet med statistikk fra Nordel. Når det gjelder sjøkabler så dominerer vekselstrøm oljekabler og likestrøm masseimpregnerte kabler med henholdsvis 1006 km og 1948 km. Antall feil per 100kmår for spenningsnivå over 220 kV var 0,0738 for vekselstrøm oljekabel og 0,100 for likestrøm masseimpregnert kabel. Figur 3.1 gir en oversikt over reparasjonstider for olje- og masseimpregnert kabel for alle spenningsnivå.



Figur 3.1 Reparasjonstider i måneder og antall feil for sjøkabler (Cigrè 2009). AC: vekselstrøm; DC: likestrøm.

4. Tekniske, miljømessige og økonomiske forhold for sjøkabler

4.1. Kabelsystemer

4.1.1. Kabler

Figur 4.1 viser de fire vanligste kabeltypene for overføring av elektrisk kraft ved høy spenning. Tverrsnitt av de ulike kabelkonstruksjonene vises i Figur 5.2. (avsnitt 5.3.1) og Figur 5.6 (avsnitt 5.4.2).

Vekselstrøm		**Likestrøm**	
Oljekabel	PEX-kabel	Polymer DC-kabel	Masseimpregnert kabel

Figur 4.1 De fire vanligste sjøkabeltypene (bilder fra Nexans og ABB).

I denne rapporten refereres det til de fire kabeltypene med følgende betegnelser:

Oljekabel
Oljefylt kabel under trykk med isolasjon av papir impregnert med tyntflytende olje. Internasjonalt anvendes betegnelsene SCOF (Self Contained Oil Filled) eller SCFF (Self Contained Fluid Filled). Kabelen anvendes både til vekselstrøm og likestrøm.

PEX-kabel
Kabel med tverrbunden polyeten som isolering. Internasjonalt anvendes betegnelsen XLPE (Cross Linked PolyEthylen). Kabelen anvendes til vekselstrøm.

Masseimpregnert kabel
Kabel med isolering av papir som impregneres med høyviskøs olje. For høye spenninger anvendes kabelen for likestrøm.

Polymer DC-kabel
Kabel med isolering av extrudert polymer for likestrøm. Internasjonalt anvendes betegnelsen *Extruded DC insulation cable*.

Samtlige sjøkabeltyper har fire vesentlige sjikt, fra sentrum; leder, isolasjon, kappe, armering:

Leder
Den strømførende lederen er laget av kobber eller aluminium. Selv om kobber er dyrere enn aluminium brukes dette likevel som ledermateriale for de fleste sjøkabler. Kobber har bedre ledningsevne og muliggjør økt strømstyrke og mindre dimensjoner. Kobber er også mer duktilt en aluminium og egner seg bedre for kabler på større dyp pga større evne til å la lederen oppta strekk uten å gå i brudd. Lederen er oppdelt i et antall delledere. Oljekabler har en sentral kanal som leder trykksatt olje. Oljen holder typisk 25–30 ganger normalt atmosfærisk trykk. Dette krever oljetrykksanlegg i begge ender av kabelen.

Isolasjon
Isoleringens funksjon er å skille den høyspente lederen fra jord. Det er meget viktig at isolasjonen er helt ren. I olje- og masseimpregnerte kabler består isolasjonen av en kombinasjon av papir og olje. Hulrommene som oppstår mellom papirlagene fylles med olje. PEX og polymerisolasjon må være helt fri for hulrom, som kan forårsake partielle utladninger og nedbrytning av isolasjonen. Halvledende skjermer brukes for å skape jevne overganger mellom leder og isolasjon samt mellom isolasjon og kappe.

Kappe
De fleste sjøkabler har en metallkappe som beskytter mot vanninntrengning. Mest vanlig er en kappe av bly, men aluminium og kobber benyttes også. Bly er mykt og må beskyttes under produksjon, transport og installasjon.

Armering
Armeringen gir kabelen mekanisk beskyttelse og styrke mot de strekkpåkjenninger som oppstår under transport og legging, samt eventuell ytre påvirkning under drift. For likestrømskabler benyttes stålarmering. For vekslestrømskabler med returstrøm i armeringen kan både stålarmering og kombinasjoner av stål- og kobberarmering benyttes.

4.1.2. Skjøter

Man snakker om to ulike typer skjøter; fabrikkskjøter og installasjonsskjøter (eller feltskjøter)

Fabrikkskjøter
En fabrikkskjøt forbinder produksjonslengder av en kabel i fabrikken. Ved sveising av lederen er det viktig å unngå alle former for defekter slik at ledningsevnen og den mekaniske styrken opprettholdes. Etter at lederen er blitt skjøtet bygges isolasjonen opp med samme struktur som kabelens isolasjon. For PEX-kabler vikles polymertape som siden herdes under trykk og varme. For oljekabler vikles impregnert papir. Etter at isolasjonen er lagt dras blykappen som har blitt plassert over den ene kabelenden over skjøten. Deretter legges armeringen. En fleksibel fabrikkskjøt har en noe større dimensjon enn kabelen, men dette innebærer ikke et hinder for den videre prosessen og leggingen. Skjøten er en integrert del av kabelen.

Installasjonsskjøter
Installasjonskjøter- eller feltskjøter betegner skjøter der hele kabelseksjoner forbindes ombord på kabelleggingsfartøyet. Skjøting i felten er nødvendig for lange kabler når produksjonslengder skal skjøtes eller om en kabelfeil skal repareres. Før skjøteprosessen legges den ene kabelenden på bunn mens neste kabellengde hentes, alternativt lastes den nye lengden på fra en lekter. For sjøkabler benyttes vanligvis fleksible skjøter der prinsippet for skjøteprosessen er lik den for fabrikkskjøter. En ny armering må påføres med forspenning slik at trekkreftene i armeringen opprettholdes. Det finnes og

prefabrikkerte stive skjøter som benyttes for polymer landkabler eller oljekabler. Disse har et ytre hylster, normalt av stål, som forbindes med kabelens armering. Stive skjøter kan også benyttes på sjøkabler. En stiv skjøt er mindre ønskelig på dypt vann fordi den er mer komplisert å håndtere ut av legge fartøyet da den representerer ett stivt stykke på den ellers fleksible kabelen.

4.1.3. Landanlegg

Sjøkabelen skjøtes på land enten til en landkabel eller avsluttes i et muffehus for tilkobling til luftlinje. Det finnes også tilslutninger som direkte kan kobles til gassisolerte koblingsanlegg. For oljekabler trengs også oljetrykkanlegg i begge ender. Oljekanalen i kabellederen og trykkanleggene må dimensjoneres slik at tilstrekkelig trykk opprettholdes langs hele kabelen. Anleggene må også ha en oljereserve som kan mate inn olje ved kabelfeil og reparasjon. Figur 4.2 viser et eksempel på kabelmuffehus og oljetrykksanlegg.

Kabelmuffehus

Oljetryksanlegg

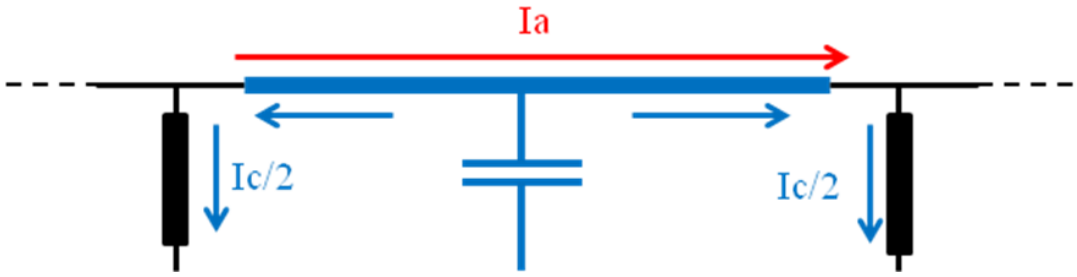
Figur 4.2 Kabelmuffehus og oljetrykksanlegg (bilder fra et muffehus på 420 kV Nyhamna - Fræna og Multiconsult).

4.2. Vekselstrøm

4.2.1. Kraftoverføring med vekselstrøm

Det grunnleggende kravet til en kabelforbindelse er evnen til å kontinuerlig overføre en viss effekt, samt å kortvarig klare en viss overlast f.eks. ved forstyrrelser i sentralnettet. Overføringsevnen til en kabel bestemmes av den maksimale oppvarming som kan tolereres uten at isolasjonen tar skade. For aktuelle forhold ved 420 kV vekselstrøm eller høyspent likestrøm kan man dimensjonere en kabel for ca halvparten av den strøm som en luftledning klarer. For å få sammenlignbar overføringsevne må man derfor ha to parallelle kabelkretser.

Ved overføring av vekselstrøm over lange avstander blir den kapasitive strømmen som kabelen genererer vesentlig i forhold til den aktive strømmen som skal overføres og den tar gradvis større del av den termiske kapasiteten. Jo lengre kabelen er, jo lavere effekt kan overføres. For å ta hånd om den kapasitive strømmen for lengre kabler installeres reaktorer i kompenseringsanlegg i kabelens tilkoblingspunkter. For svært lange kabler kan også reaktorer være nødvendig på flere steder langs kabelen. Figur 4.3 viser en prinsippskisse for en kabeloverføring, der *Ia* representerer den aktive strømmen som overfører energi og *Ic* representerer den kapasitive strømmen som må tas hånd om i kompenseringsanleggene.

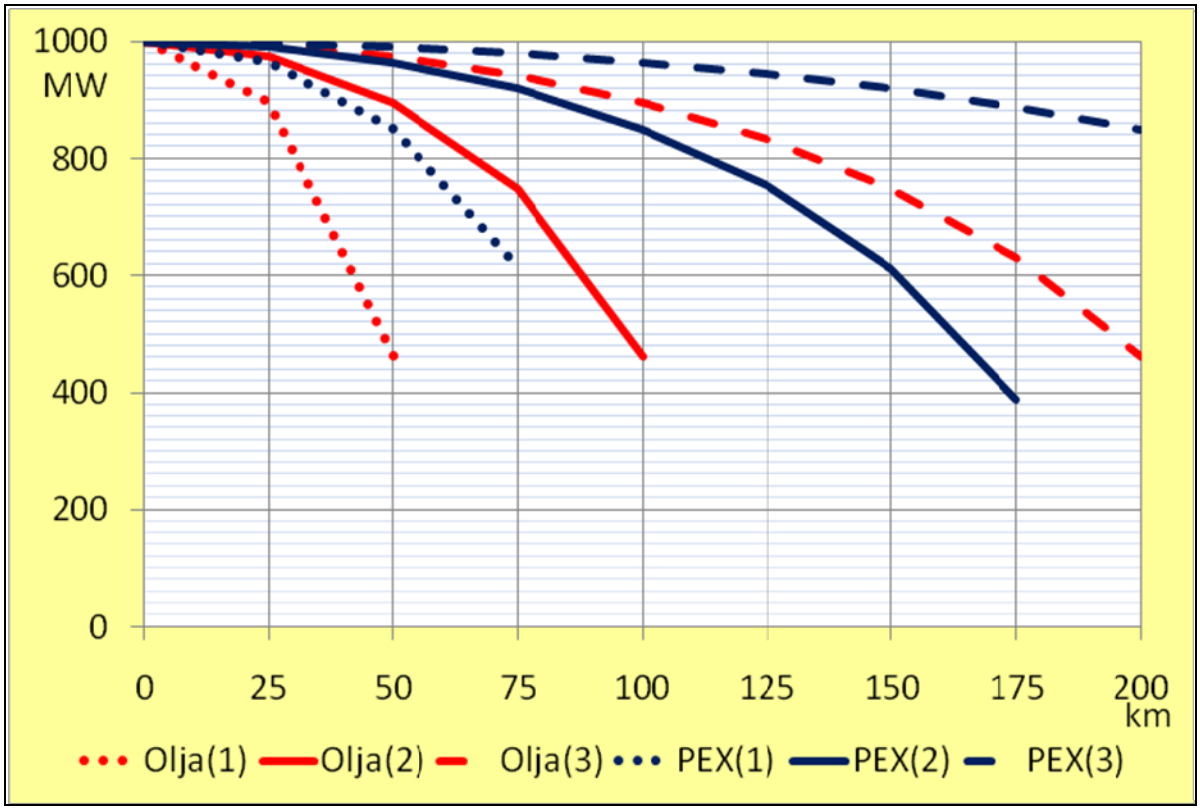


Figur 4.3 Prinsippskisse for kraftoverføring med vekselstrømskabel.

En kabel produserer mellom 10 (PEX-kabel) og 18 MVAr (oljekabel) per km ved 420 kV. Trefase reaktorer produseres for opp til 300 MVAr, se Figur 4.4. For et dobbelkabelsystem for 2000 MW kreves en slik reaktor for hver 10–20 km av kabeltraseen. For de kabellengder som er aktuelle i Hardangerfjorden kan reaktorene plasseres i kablenes endepunkter.

Figur 4.4 Trefase 420 kV reaktor (bilde fra Jurmat Group).

Da den kapasitive strømmen tar en del av kabelens termiske kapasitet avtar overføringsevnen jo lengre kabelen er. Dette setter tekniske grenser for hvor lange overføringer som er mulig med vekselstrøm. Figur 4.5 viser hvordan overføringsevnen ved 420 kV avtar med lengden dersom kabelen er dimensjonert for 1000 MW. Formler for beregningene finnes i Vedlegg 1. Med tre kompenseringsanlegg, en i hver ende og en midtveis, er reduksjonen i overføringsevne ubetydelig for de avstander som gjelder i Hardangerfjorden. For Sima–Kvam er det mulig å kompensere kun i de to endepunktene. For å oppnå en overføringsevne på 1000 MW må en oljekabel dimensjoneres for nominell overføringsevne opp mot 1200 MW.



Figur 4.5 Overføringskapasitet som funksjon av kabellengde. Olje og PEX-kabel. Antall kompenseringsanlegg i parentes. Beregnet ved 420 kV og kabeldata oppgitt i Tabell 5.2.

4.2.2. Driftserfaringer

For vekselstrøm dominerer oljekabler og PEX-kabler. For 2005 rapportertes 724 km land- og 474 km oljesjøkabel installert med spenning over 315 kV (Cigré 2009). Statistikken dekker trolig en vesentlig del av verdens kabelanvendelser. For PEX fantes ved dette tidspunkt ingen installerte sjøkabler med spenning over 315 kV men derimot 250 km landkabler. Det er lang erfaring med oljekabler opp til 525 kV. Den første lengre PEX-kabelen mellom Åland og det svenske fastlandet ble installert i 1973 med spenning 84 kV. I 2006 ble verdens første 420 kV PEX-kabel, 3,2 km lang, installert på 420kV forbindelsen Nyhamna–Fræna som er viktig for kraftforsyning til gassfeltet Ormen Lange.

Cigré har ved jevne mellomrom sammenfattet feilstatistikk for kabelsystem. Den seneste feilstatistikken for perioden 1990–2005 viser minskende feilfrekvenser, fra gjennomsnittlig 0,32 til 0,12 feil per 100kmår (Cigré 2009). Gjennomsnittlig reparasjonstid er 60 døgn. Feilene kan i noen tilfeller være underestimerte grunnet dårlig rapportering, men de vesentligste forbedringene antas å være grunnet bedre legging og forbedret beskyttelse (nedgravning) av kablene. Omtrent halvparten av feilene skyldes ytre påvirkning som tråling, ankring, etc. Hoveddelen av feilene har inntruffet på kabeldelen. Omkring halvparten av kablene savner beskyttelse i form av nedgravning eller overdekking. Statistikken inneholder både kabler forlagt på grunt vann med enkle forhold og kabler lagt på dypt vann under vanskelige forhold.

Generelt har drifterfaringene vært gode. Seks feil inntraff dog på 420 kV sjøkablene over Oslofjorden i perioden 2008–2009 (Statnett Dok.id. 1294991) med avbruddstider mellom 5 og 18 måneder. Feilene har ikke blitt beskrevet i detalj men i (Statnett brev 2009) føres resonnement som tyder på at kablene har blitt utsatt for høyt termisk stress, kanskje som en kombinasjon av lavere marginer p.g.a. stålarmering og redusert lederareal på de aktuelle avsnitt samtidig som omgivelsenes termiske resistans kan ha endret seg med tiden. Oljelekkasjene har foregått i armeringsavslutninger på kablene

på begge sider av fjorden. Feilsøking ved oljelekkasjer på oljetrykkskabel er svært vanskelig. Feilsøkingen på Oslofjordkablene har fulgt metodikken skissert under;

- Søke etter ytre tegn til skade (bl.a. oljesøl på havoverflaten, søk etter mulige fartøy i traseen i angjeldende tidsrom, undervannsinspeksjoner for å identifisere tegn til ytre skade på kabel eller i omkringliggende sjømasser og lignende).
- Impedansmålinger for å identifisere mulig endring i impedans ved eventuell vanninntrengning i kabelisolasjon.
- Kutte kabel for å identifisere hvilken side av kuttstedet oljelekkasjen befinner seg på for på den måten å redusere feilbefengt søkeområde.
- Ta opp feilbefengt kabel for feilsøking på land, både for å redusere miljøproblemene med oljelekkasjene, redusere risiko for vanninntrengning og permanent skade på kabellengde, redusere bruk av reservekabel, for å sikre en effektiv feilsøking og komme raskest mulig i drift med reparert kabel.

4.2.3. Referanseprosjekter

Tabell 4.1 viser noen referanseprosjekter for vekselstrømskabler. En 52 km lang oljesjøkabel for 420 kV har også blitt lagt i Saudi-Arabia og Bahrain på grunt vann. Derimot er det ikke funnet noen referanser for 420 kV med overføringslengde i nærheten av de 70 km som gjelder i Hardangerfjorden. Noen av anleggene er beskrevet nedenfor.

Tabell 4.1 Noen referanseprosjekt for vekselstrømskabler.

Anlegg	Type	I drift (år)	Spenning (kV)	Effekt (MW)	Lengde (km)	Dyp (m)
Åland	PEX	1973	84	-	54,0	-
Tokyo	PEX	2000	500	2400	40,0	Land
Ormen Lange	PEX	2006	420	1000	3,2	200
Oslofjorden ny	PEX	2012	420	1000	13,0	250
Oslofjorden	Olje	1978	420	550	11,0	300
Vancouver Island	Olje	1984	525	2400	39,0	400
Aqaba	Olje	1997	420	550	13,0	850
Gibraltar	Olje	2005	420	700	30,6	618
Sicilien	Olje	2013	420	2000	43,0	250
Oslofjorden ny	Olje	2012	420	2000	13,0	250

Tokyo

Verdens første lengre kabelforbindelse med 500 kV PEX-kabel ble ferdigstilt i slutten av år 2000 mellom stasjonene Shin-Keiyo og Shin-Toyosu i Tokyo. Nominell spenning er 500 kV,

merkespenning 550 kV. To kabelkretser hver med 900 (1200) MW kapasitet med en lengde på omkring 40 km. 2500 mm^2 Al leder med aluminiumsskjerm. Kabelen ble levert i lengder på 1800 meter og ble skjøtet på plass. Fire japanske produsenter: Fujikura, Furukawa, Hitachi og Sumitomo (Fujikura 2003).

420kV Nyhamna - Fræna

Verdens første PEX sjøkabelsystem for 420 kV. Kabelsystemet som er viktig for gassfeltet Ormen Lange består av fire kabler, med en totallengde på 3,2 km, hvorav 2,2 km er lagt på 200 meter dyp mellom det norske fastlandet og øya Gossen. Overføringsevne 1000 MW. 1200 mm^2 Cu leder med 1930 mm^2 Cu skjerm. Leverandør er Nexans i Halden. Ordreverdi 120 MNOK. Test etter legging med 1,7 Uo. Idriftsatt i 2006 (Evenset 2007).

Oslofjorden

Tre parallelle kabelkretser kommer til å erstatte det nåværende kabelsystemet over Oslofjorden som etter 30 år har nådd slutten på sin levetid. Den totale overføringskapasiteten er 3000 MW, fordelt på to oljekabler og en PEX-kabel. Hver kabelkrets er 13 km lang og ligger for det meste på 250 meter dyp. Leveres av Nexans fabrikker i Norge og Japan. Ordreverdi 850 MNOK. Sluttleveranse i august 2012.

Vancouver Island (Jue)

Verdens første 525 kV sjøkabelsystem, mellom Vancouver Island og det kanadiske fastlandet ble satt i drift i 1984. To kabelkretser, hver på 1200 MW, i to seksjoner, 30 respektive 9 km. Lederareal 1600 mm^2. To lag kobberarmering. Dyp 400 meter. Oljekabler fra Nexans og Prysmian. To ulike impregneringer; syntetolje og mineralolje. Oljekanaler på 24 og 30 mm. Effekttap 63–67 W/m. Reaktiv kompensering totalt 2310 MVAr fordelt på 18 reaktorer. Installasjon i 1,5–2 meter dype kabelsjakter. Gode driftserfaringer. I 2006 ble det rapportert at et fiberoptisk målesystem ble installert for temperaturovervåkning, spesielt når en krets er ute av drift (Cherukupalli m fl. 2006).

Aqaba

4 stk 1000 mm^2 enfasekabler som kan benyttes både for 420 kV vekselstrøm (AC) og 400 kV likestrøm (DC). I AC drift 550 MW. Ble installert i 1997 av Nexans. 13 km overføringslengde og et maksimalt dyp på 850 meter. Fiberoptisk temperaturovervåkning av landkabelseksjonen. Dessuten ble det levert en 8 km reservekabel for lagring på land (Balog 1998).

Sicilia

To 420 kV kabelkretser hver på 1000 MW mellom Sicilia og det italienske fastlandet (Messinastredet). 43,4 km lengde, hvorav 38 km sjøkabel. Totalt 260 km enfasekabler. Dyp trolig 250 meter. Ordreverdi 2 500 MNOK. Leverandør Prysmian. Idriftsettes i 2013.

4.2.4. Økonomi

Tabell 4.2 gir en sammenfatning av oppgitte ordreverdi for noen av de ovenstående prosjektene samt det anslaget som Multiconsult gjorde i 2006 for kabel mellom Sima og Norheimsund (Multiconsult 2006).

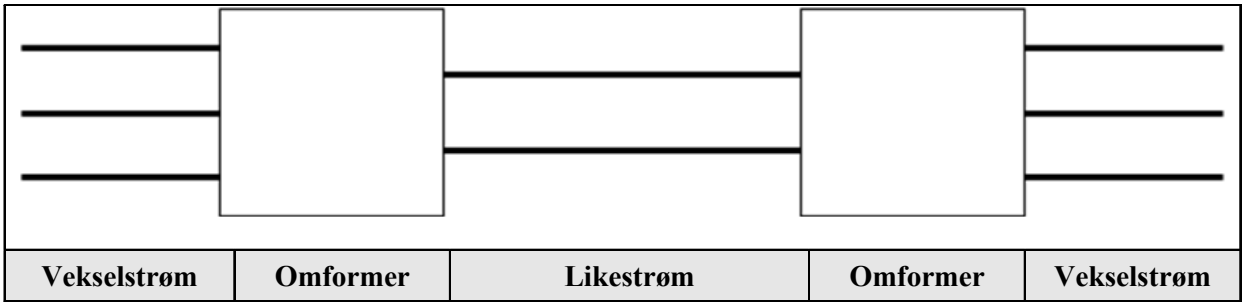
Tabell 4.2 Sammenligning av rapporterte prosjektkostnader.

Prosjekt	Effekt (MW)	Totalkostnad (MNOK)	Lengde (km)	Antall kretser	MNOK/ kretskm
Ormen Lange	1000	120	3,2	1,33	28
Oslofjorden	3000	850	13,0	3,00	22
Sicilia	2000	2 500	43,4	2,00	29
Hardangerfjorden (Multiconsult)	2000	2 651	66,2	2,00	20

4.3. Likestrøm

4.3.1. Kraftoverføring med likestrøm

I elektrisitetens begynnelse brukte man likestrøm. På den tiden var det dog ikke mulig å transformere til høy spenning og overføre over lange avstander og derfor gikk man over til vekselstrøm. De tekniske begrensningene ved lange vekselstrømsoverføringer med kabler var drivkraften bak utviklingen av transmisjonssystem for høyspent likestrøm. I 1954 ble den første likestrømsoverføringen satt i drift mellom Gotland og det svenske fastlandet. Det er store forskjeller i prinsipp og funksjon mellom veksel- og likestrøm. Omformerne i likestrømsystemets endepunkter omformer mellom likestrøm og vekselstrøm. Ofte benytter man bipolare likestrømsystem, en forbindelse med positiv spenning og en med negativ spenning. Forenklet kan man se det som at man med et likestrømsystem overfører energien gjennom to kabler (en per pol) mens man for vekselstrøm benytter tre kabler (en per fase). Figur 4.6 viser den prinsipielle oppbygningen av et veksel/likestrømsystem.



Figur 4.6 Prinsipiell oppbygning av et likestrømsystem.

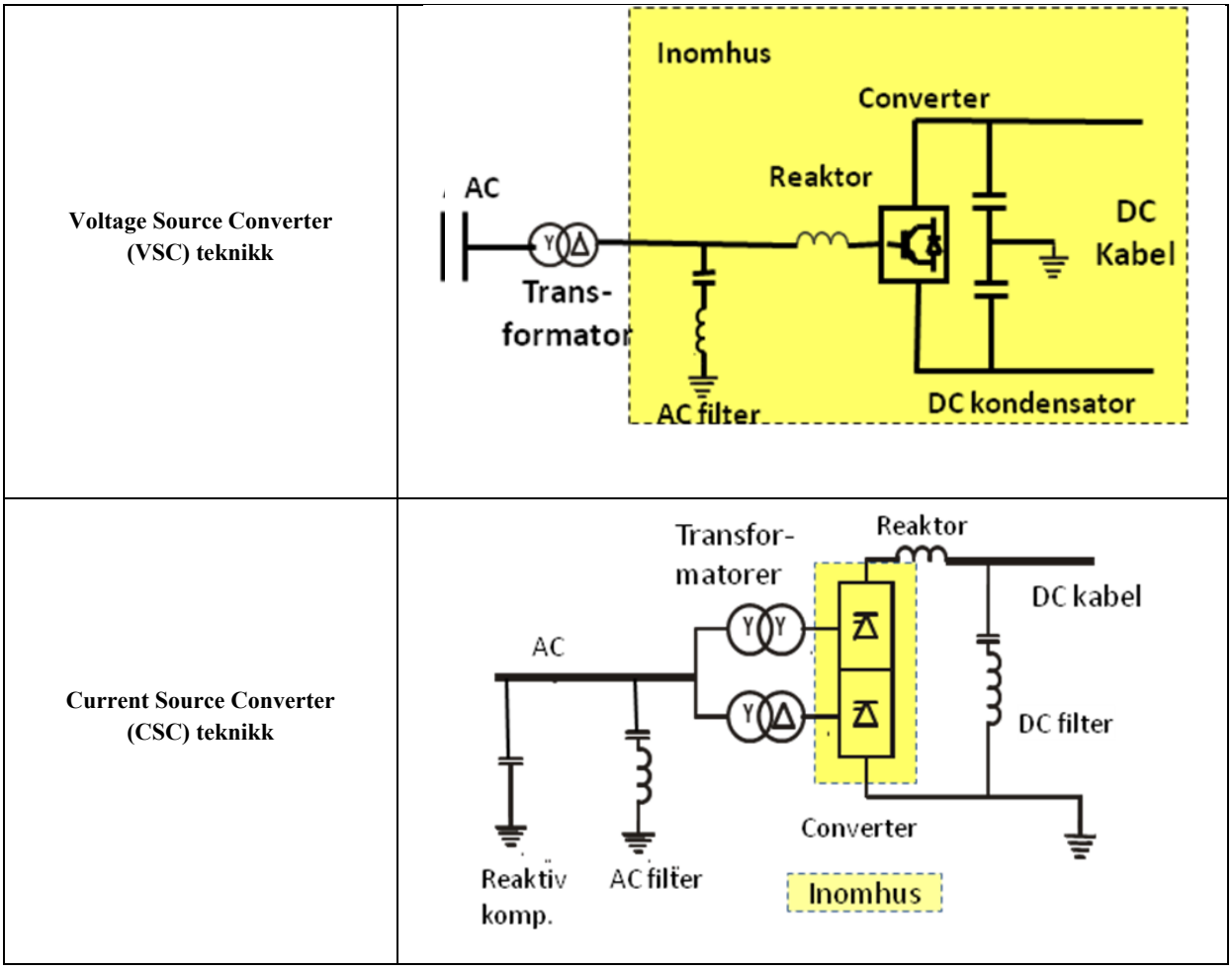
Til forskjell fra vekselstrømsoverføringer finnes det for likestrøm ingen praktiske grenser for hvor lange kabler som kan benyttes. NorNed-forbindelsen mellom Norge og Nederland på 587 km er per i dag verdens lengste likestrømsoverføring med kabel. Det finnes heller ingen prinsipielle øvre grenser for overførbar effekt ettersom behovene kan tilfredstilles med parallelle systemer. I dag finnes to ulike system på markedet; HVDC CSC (også kjent som LCC) og HVDC VSC, se Tabell 4.3.

Tabell 4.3 Ulike system for høyspent likestrøm.

HVDC-teknologi (High Voltage Direct Current)	**Prinsipp**	**Andre navn**
CSC (Current Source Converters)	Omformer bygges opp av tyristorer og nettspenningen brukes for kommutering	LCC (Line Commutated Converter), HVDC Classic
VSC (Voltage Source Converters)	Switchede høyeffekttransistorer benyttes for å generere spenningen med PWM* teknikk	HVDC Light (ABB), HVDC PLUS (Siemens)

* Pulse Width Modulation (pulsbreddemodulering)

Den klassiske HVDC-teknikken (CSC, Current Source Converter) med transistorer der nettet benyttes for å kommutere strømmen fikk konkurranse på slutten av 1990 tallet da høyeffekttransistorer med mulighet til å bryte strømmer ble utviklet i HVDC system med Voltage Source Converters (VSC). Figur 4.7 viser de ulike prinsippene.



Figur 4.7 Ulike teknikker for høyspent likestrøm.

Omformerteknikken for VSC er basert på pulsbreddemodulering der den ønskede spenningen genereres gjennom hurtige omkoblinger. Nå introduseres nye likerettertopologier med flere nivåer (Multi Level Converter, MMC, eller tilsvarende) der spenningen genereres i et antall diskrete steg. Koblingsfrekvensen minsker og dermed også de totale energitapene per omformer; fra ca 1,6 % til 1 % (dvs totalt 2 % for begge endene) (Jacobsson m fl. 2006, Westerweller m fl. 2010). Jacobsson m fl. (2010) angir dagens grenser for omformer til 1800 A likestrøm og spenning opp til +/- 320 kV (640 kV polspenning), som tilsvarer en effekt på 1150 MW per pol.

Med HVDC-CSC endres effektretningen ved å bytte polaritet (+/-) mens for HVDC-VSC så har spenningen hele tiden samme polaritet og effektretningen endres ved å bytte strømretning. Polymer DC-kabel benyttes normalt for VSC ettersom polariteten hele tiden er den samme. Masseimpregnert kabel er ikke like sensitiv for polaritetsvekslinger og den kabeltypen benyttes både for VSC og CSC kabelkonstruksjoner, se Figur 5.6 i avsnitt 5.4.2.

HVDC-CSC benyttes hovedsaklig for overføring av høye effekter fra ett punkt til ett annet. I dag finns anlegg med overføringsevne på 6400 MW og spenning opp til +/- 800 kV (Dauchun m fl.) for luftledninger. Kabler med spenning opp til 500 kV har blitt levert. Man klarer høyere effekter og tapene er lavere. Tapene ligger i området 0,7–0,8 % per likeretter, dvs totalt 1,4–1,6 % (ekskludert tap i overføringslinjene/kablene). Det kreves en matende vekselspenning med en viss kortslutningseffekt i begge ender for at kommuteringen skal fungere. Det kreves relativt omfattende utendørs anlegg.

HVDC-VSC har bedre reguleringsevner og behøver ingen kortslutningseffekt i mottakene ende for å fungere. HVDC-VSC er dermed mer fleksibel i et masket nett, produserer sin egen reaktive effekt og kan effektivt medvirke f.eks. ved gjenoppbygging etter en forstyrrelse (black start). En vesentlig del av anlegget plasseres innendørs og arealbehovet er vesentlig mindre en for HVDC-CSC. Figur 4.8 viser to eksempler. NorNed-stasjonen har en effekt på 700 MW mens Cross Sound stasjonen er på 400 MW. Arealbehovet er dog ikke så avhengig av effektkapasiteten.

VSC anlegg (Cross Sound) 4000 m^2

CSC anlegg (Norned) 26400 m^2

Figur 4.8 Eksempel på anlegg for høyspent likestrøm (ABB 2010).

4.3.2. Driftserfaringer

For likestrøm dominerer masseimpregnerte kabler. Ifølge Cigré (2009) fantes det i 2005 2687 km masseimpregnerte sjøkabler og 454 km oljesjøkabler, hoveddelen med spenninger på 220 kV og høyere. Polymere likestrømskabler ble tatt i bruk da VSC-teknikken ble introdusert og de første sjø- og landkablene installert i 2002 var på 150 kV. Feilstatistikken (Cigré 2009) angir 0,10 og 0,035 feil per 100 kmår for masseimpregnerte- respektive oljekabler. For polymere likestrømskabler savnes feilstatistikk. Rapporterte tilgjengelighetstall for HVDC–CSC overføringer ligger på omkring 98 % (Bennet m fl. 2010). Bennett (2010) inngår derimot ikke kabelforbindelsen og i enkelte tilfeller har tilgjengeligheten vært vesentlig lavere. Rapporterte tilgjengelighetstall for HVDC–VSC overføringer ligger også på omtrent 98 % (Skog m fl. 2010). En kabelfeil (landkabel) har inntruffet en kort tid etter idriftsettelsen av Murraylink.

Fire kabelfeil har inntruffet og blitt reparert på NorNed-kabelen i 2008. Årsakene har ikke blitt rapportert. Avbruddstidene har ligget mellom 20 dager og 3 måneder. Skog m fl. (2010) anbefaler ytterligere forskning mht krav til forlegningsparametere og testing.

Worzyk (2009) gir en grunnleggende gjennomgang av ulike typer feil på likestrømskabler. Feilfrekvensen ligger på 0,1 feil per 100 kmår. For Skagerrak 1 og 2 er det rapportert seks kabelfeil over ca 36 år, og feilrettingstiden strekker seg fra noen uker til noen måneder. Skagerrak 3 har ikke hatt kabelfeil siden installasjon i 1992/93. Baltic cable har hatt tre feil tilsvarende en feilfrekvens på 0,08 feil per 100 kmår og med reparasjonstider på to til fem måneder.

4.3.3. Referanseprosjekter

HVDC-CSC

I dag finnes det et hundretalls HVDC-CSC anlegg i drift med høye effekter og spenninger. Tabell 4.4 viser overføringer i Norden. Leverandører er bl.a. ABB, Siemens og Alstom (oppkjøp av Areva).

Tabell 4.4 HVDC-CSC overføringer i Norden (sjøkabler).

Anlegg	I drift (år)	Effekt (MW)	Spenning (kV)	Kabellengde (km)	Dyp (m)
Gotland	1970	30	150	96	170
Skagerak 1 og 2	1976/77	500	+/- 250	227	550
Gotland 2	1983	130	150	96	170
Gotland 3	1987	130	150	150	170
Kontiskan 2	1988	300	285	88	80
Fennoskan	1989	500	400	200	120
Skagerak 3	1993	440	350	127	550
Baltic cable	1994	600	450	261	40
Kontek	1995	600	400	170	-
SwePol	1999	600	450	230	-
NorNed	2008	700	+/-450	587	410
Fennoskan 2	2011	800	500	200	120

Noen anlegg som er relevante for å bedømme mulighetene for kabellegging i Hardangerfjorden beskrives nedenfor.

SAPEI link

HVDC systemet for 1000 MW ved +/- 500 kV forbinder stasjonene Fiume Santo på Sardinia og Latina på det italienske fastlandet. Overføringslengden er 420 km sjø- og 14 km landkabel. SAPEI link er av spesiell interesse med tanke på det store dypet, 1600 meter. Linken består av HVDC–CSC fra ABB med masseimpregnerte kabler fra Prysmian. Idriftsatt i 2010. Oppgitt ordreverdi for kabeldelen er 400 MEUR.

NorNed

Verdens lengste HVDC-kabel går mellom Norge og Nederland (Skog m fl. 2010). Effektkapasitet på 700 MW ved +/- 450 kV. Av kabelens totale lengde på 587 km ligger 144 km på et dyp ned mot 410 meter i den ytre delen av Fedafjord. Etter leggingen ble kabelen beskyttet mot tråling o.l. med ”water jet trenching” på omkring 97 % av strekningen. Resterende del ble beskyttet med tildekking av stein. De totale overføringstapene ved 700 MW er kun 4,2 %. ABB leverte omformerne mens Nexans og ABB leverte kablene.

HVDC–VSC

Det første demonstrasjonsanlegget for HVDC–VSC ble satt i drift i 1997. Et antall anlegg er installert siden, se Tabell 4.5. ABB har inntil nylig helt dominert markedet. Siemens' første referanseanlegg *Trans bay* ble satt i drift i 2010. Kablene er lagt på forholdsvis moderate dyp (ned til omtrent 100 meter).

Tabell 4.5 Referanseprosjekt HVDC-VSC anlegg.

Prosjekt	I drift (år)	Land	Effekt (MW)	Spenning (kV)	Landkabel (km)	Sjøkabel (km)
Murraylink	2002	AU	220	150	180	-
Cross Sound	2002	USA	330	150	-	40
Estlink	2006	SF	350	150	31	74
BorWin1	2010	D	400	150	75	130
Trans bay	2010	USA	400	200	-	88
Valhall	2010	N	150	78	-	292
Eirgrid	2012	EI	500	200	75	186
DolWin1	2013	D	800	320	90	75

Noen anlegg som er relevante for en bedømmelse av mulighetene for å legge kabel i Hardangerfjorden beskrives nedenfor.

Cross Sound

Det første overføringssystemet med polymer sjøkabel og VSC teknikk. 40 km sjøkabel for overføring av 330 MW vid 150 kV. Forbinder stasjonene New Haven og Shoreham på Long Island. Forbedrer driften av systemet i New England og Connecticut og forsyner Long Island med elektrisitet.

Eirgrid East West Interconnector

HVDC systemet forbinder Irland og Wales og inkluderer 75 km landkabel og 186 km sjøkabel for overføring av 500 MW ved +/- 200 kV. Teknikk HVDC–VSC og polymerkabel. Leverandør ABB. "Black start" og "AC system support" er viktige egenskaper. I pressen er ordreverdien angitt til 3650 MNOK for HVDC systemet inkludert 1750 MNOK for kabeldelen. Settes i drift i 2012.

Trans bay (Westerweller m fl.)

HVDC systemet består av en 88 km lang sjøkabelforbindelse i San Francisco bukten for overføring av 400 MW ved +/- 200 kV. 170 MVAr reaktivt effektutbytte. Motivet for anlegget er økt nettsikkerhet, spenningsstøtte og lavere overføringstap. Teknikk HVDC–VSC og polymerkabel. Leverandør Siemens og Prysmian. Siemens' første VSC referanseanlegg (markedsføres som HVDC PLUS). I pressen er angitt ordreverdi 3000 MNOK.

Sydvestlinken (under planlegging)

Til forskjell fra mange HVDC prosjekt så installeres sydvestlinken i et masket transmisjonssystem som en link integrert i det Nordiske transmisjonssystemet mellom Hörby i Syd-Sverige og

Osloområdet (Svenska Kraftnät). Dette kan være interessant fordi den planlagte Hardangeroverføringen også er integrert i transmisjonssystemet. Mellom et midtpunkt i nærheten av Nässjö planlegges en 176 km 400 kV vekselstrømforbindelse til Hallsberg (nordre delen). Øvrige deler fra Osloområdet til Nässjö (vestre delen) og videre til Hörby (sørlige delen) planlegges som en likestrømsforbindelse med hovedsaklig jordkabel og en installert kapasitet på minst 2x600 MW ved +/- 300 kV. Konsesjon er søkt for den nordre og sørlige delen. Den sørlige delen legges som jordkabel (189 km) og luftledning (62 km). Likestrømsforbindelsen er dublert og inkluderer således to parallelle omformere og to kabler per pol. Kablene legges hovedsaklig i eksisterende ledningsgater, langs landeveier og langs jernbaner. Totalkostnaden er anslått til 6 200 MNOK for den svenske delen.

4.3.4. Økonomi

Tabell 4.6 nedenfor gir en sammenfatning av oppgitte ordreverdier for noen av de ovenstående prosjektene samt det anslaget som Multiconsult (Multiconsult 2006) gjorde i 2006 for kabel mellom Sima og Norheimsund. For SAPEI ble det benyttet CSC-teknikk. De øvrige eksemplene baserer seg på VSC-teknikk. Det har ikke vært mulig å anslå effekten av de ulike overføringskapasitetene.

Tabell 4.6 Sammenligning av noen prosjektkostnader for HVDC. Samtlige prosjekt består av en bipolar overføring.

Prosjekt	Effekt (MW)	Lengde (km)	Kabel kostnad (MNOK)	MNOK/ kretskm	Omformer og stasjon (MNOK)
SAPEI*	1000	434,0	3 250	7,48	-
Eirgrid**	500	261,0	1 740	6,70	1 910
Transbay**	400	88,0	1 000	11,40***	2 000***
Hardangerfjorden**	1250	66,2	757	11,40	1 575

* CSC, ** VSC
*** Anslått fordeling mellom likeretterkostnad og kabelkostnad

National Grid i Storbritannia gir årlig ut en teknologioversikt (GridAppendices) med kostnadsestimater. Denne oversikten viser kostnadene for 1000 MW og 1500 MW overføring som vist i Tabell 4.7.

Tabell 4.7 Kostnader basert på GridAppendices.

Effekt	**Omformer (MNOK)**	**Polymer DC-kabel MNOK/km krets (2 kabler)**	**Masseimpregnert kabel MNOK/km krets (3 kabler)**
1000	1 900	12	-
1500	2 700	-	21

4.4. Tilkobling til sentralnettet

Kabelen (eventuelt via en luftledningsseksjon) tilkobles normalt til transmisjonssystemet i tilgrensende koblingsstasjoner som inneholder koblingsutstyr (effektbrytere, skillebrytere), transformatorer for måling av strøm og spenning, eventuelle avledere, etc. Sånn sett skiller ikke koblingen til tilgrensende koblingsstasjoner seg om overføringen består av luftledninger, kabelsystem for vekselstrøm eller et HVDC system.

I systemet med vekselstrømskabler inngår kabelmuffer der det luftisolerte anlegget kobles til kabelens ledere. For lange overføringer kreves det også anlegg ved siden av kablenes endepunkter med en eller flere reaktorer for kompensering av den reaktive effekten som kablene produserer. I anleggene inngår da også koblings- og kontrollutstyr. Om en sjøkabel kobles til nærliggende koblingsstasjon gjennom en lengre luftledning eller landkabel må kompenseringsanlegget plasseres ved sjøkabelens endepunkt.

I HVDC systemet inngår transformatorer, likerettere, filter etc. Foruten transformatorene plasseres det meste av utstyret for HVDC-VSC innendørs i en spesiallaget bygning. For HVDC-CSC plasseres de plasskrevende filteranleggene normalt utendørs. Utformingen av et HVDC-VSC anlegg skisseres for overføringen Simadalen–Kvam i avsnitt 5.4.1.

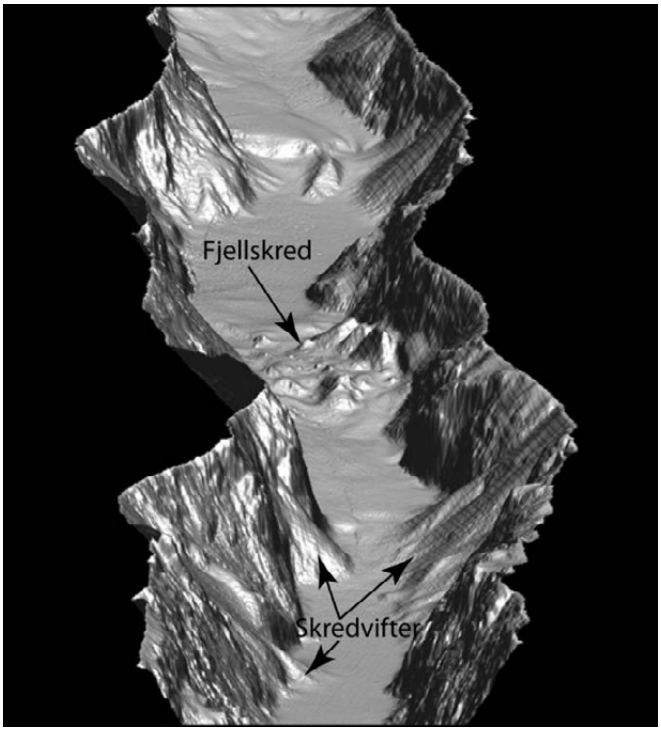
4.5. Geologiske forhold

Fjordene i Norge er gravd ut av isbreer i løpet av mange istider. Fjellsidene rundt fjordene er ofte bratte, også under vann. Fjordbunnen er i hovedsak fylt med sedimenter som er avsatt av breene (morene) under siste istid, og finere sedimenter som er blitt transportert ut i fjorden med breelver under isavsmeltingen og med dagens elver i løpet av de siste 10000–12000 år. På grunn av denne innfyllingen av sedimenter kan fjordbunnen være ganske flat. Store elver som renner ut i fjorden transporterer sedimenter som blir avsatt som deltaer ut på fjordbunnen. Disse kan ha bratte fronter med kanaler. Det kan også avsettes bratte elve/skredvifter fra sidene av fjorden.

De viktigste geologiske forholdene og geologiske prosessene som kan påvirke en sjøkabel er beskrevet i de følgende avsnitt. Noen metoder som brukes ved geologiske undersøkelser er også kort beskrevet.

4.5.1. Skred fra land

Store fjellskred fra dalsidene rundt en fjord har stor rekkevidde og vil kunne gå langt ut på fjordbunnen og også krysse fjorden (Nicoletti & Sorriso-Valvo 1991, Blikra & Abda 1997) (Figur 4.9). Store fjellskred er sjeldne hendelser, men vil kunne gjøre stor skade på en sjøkabel. Mer vanlige skredprosesser i bratte dalsider langs en fjord er steinsprang, jordskred, flomskred og snøskred. Slike skred vil kunne nå fjorden og skredmateriale avsettes da på fjordbunnen. De fleste skred av denne typen er såpass små at skredmaterialet avsettes i fjordsidene, og når ikke ut på de slakere, midtre deler av fjordbunnen. I områder med stor skredaktivitet vil det imidlertid kunne bygges opp store vifter som kan gå langt ut på fjordbunnen (Figur 4.9). Materiale fra slike skred kan legge seg oppå og i verste fall skade en eventuell kabel som legges for nærme foten av vifta.



Figur 4.9 Figuren viser areal under vann i Sørfjorden, Hardanger (batymetridata fra Sjøkartverket). Et fjellskred har gått ut i fjorden og avsetningene dekker hele fjordbunnens bredde. Figuren viser også store skredvifter som kommer ned fra fjellsidene på begge sider. De største går langt ut på den ellers flate fjordbunnen.

4.5.2. Undersjøiske skred

Undersjøiske løsmasseskred kan utløses i bratte fjordsider og på deltafronter, men også i sensitive finkornige løsmasser på relativ flat fjordbunn. Mange av de undersjøiske skredene utløses i strandsonen, og de fleste av disse i områder med mye leire på land. Ofte er kvikkleire involvert i denne type skred, og utløsningen kan skje på grunn av menneskelig aktivitet eller av jordskjelv. Like etter istiden var kraftige jordskjelv et vanlig fenomen. Vekten av isen hadde presset jordskorpen ned og da vekten ble borte ble dette kompensert ved at skorpen rettet seg opp igjen. Dette skjedde raskt i starten og førte til kraftige jordskjelv. Etter hvert har landhevningen avtatt og skjelvene blitt mindre og sjeldnere. En gjennomgang av seismikk fra fjordene i Møre og Romsdal og Sogn og Fjordane viser at den siste store regionale skredhendelsen som skyldes jordskjelv trolig skjedde for ca 2000 år siden (Bøe m fl 2004). Lokalt har man sett at jordskjelv har utløst skred i historisk tid, for eksempel i Rana-distriktet i 1819 (Heltzen 1834). Likevel ansees ikke jordskjelv å være en stor trussel i forhold til utløsning av skred i fjordene i dag. Mange nyere skred på fjordbunnen er derimot utløst av menneskelig aktivitet i strandsonen (for eksempel Bøe m fl. 2003). Undersjøiske løsmasseskred kan også utløses på grunn av erosjon, eller i tilknytting til grunnvann som strømmer ut fra bergrunnen og skaper poreovertrykk i sedimentene. Trykket fører til at friksjonen mellom kornene i sedimentet reduseres slik at sedimentet blir mer ustabilt. Da skal det mindre til av ytre påvirkning for å utløse skred. Ekstremt lavvann, sprengning i fjell eller fylling på ustabile masser kan for eksempel være utløsende årsak. Fjellskred fra land som når langt ut på fjordbunnen vil kunne overbelaste finkornige sedimenter og utløse løsmasseskred. Løsmasseskredene vil da kunne føre med seg blokker og stein langt ut over fjordbunnen (Bøe m fl. 1998).

De fleste større skred som er utløst på flat fjordbunn er mange tusen år gamle og skjedde i forbindelse med de kraftige jordskjelvene like etter isavsmeltingen. Men selv om prosessen ikke er like aktiv i dag, kan det stadig gå store løsmasseskred på fjordbunnen i norske fjorder. Å finne ut akkurat hvor

slike skred vil utløses, og hvor stor sannsynligheten er for et skred krever grundig kartlegging og vurdering av geologiske og geotekniske forhold.

Undersjøiske løsmasseskred trenger ikke nødvendigvis være et problem for en kabel dersom skredmassene beveger seg langsmed kabelen og kun overdekker denne. Faren for skade eller brudd på en sjøkabel vil imidlertid alltid være tilstede ved utløsning av et skred. Skredmasser i bevegelse på tvers av kabelen fører sannsynligvis til at kabelen strekkes og/eller overbøyes og kan lett gi mekanisk skade på kabelen. Uansett retning vil et skred som skaper utilsiktet overdekning av kabelen kunne medføre økt termisk motstand og redusere kabelens overføringsevne. Hvis kabelen begraves av skredmasser vil dette også gjøre en eventuell reparasjon av kabelen mer tidkrevende.

4.5.3. Kanaler fra delta, og sandbølger

Deltaer er geologiske systemer med høy aktivitet. Her avsettes sedimenter raskt og elva skifter hurtig leie mellom avsetningsområder og erosjonskanaler. Disse kanalene kan ofte følges foran deltaene ned mot fjordbunnen og dannes fordi elvevannet er kaldere og inneholder sedimenter som gjør det tyngre enn vannet i fjorden. I kanalene fraktes sand som kan sees som sandbølger som "vandrer" nedover langs kanalen. Kanalene kan endre form og erodere i tidligere avsatte masser og føre til at deler av fjordbunnen sklir ut. Utglidning langs deltafronten er en viktig prosess i utbyggingen av deltaet. Kanaler, sandbølger, erosjon og utglidning kan tvinge en kabel ut av sin stabile tilstand og kan blant annet føre til:

- mekanisk overbøyning
- frispenn
- uønsket overdekning

Hver for seg eller sammen kan disse gi uønskede mekaniske påkjenninger på kabelen, samt endre de termiske forholdene i kabelen.

4.5.4. Bratte skråninger

På fjordbunnen kan man finne bratte skråninger flere steder. De bratte fjellsidene langs mange fjorder fortsetter under vann og gjør at en sjøkabel som legges på den flate fjordbunnen i mange tilfeller må traversere i bratt terreng for å komme opp på land.

Breene har størst erosjonskapasitet der de er tjukkest og beveger seg raskest. I et fjordsystem vil derfor hovedfjorden ofte være dypere enn sidefjordene som blir ”hengende” i forhold til denne. Fjordbunnen i munningen av en sidefjord kan være svært bratt ned mot hovedfjorden.

Store elver som renner ut i fjorden transporterer sedimenter som blir avsatt som deltaer ut i fjorden. Disse kan ha bratte fronter.

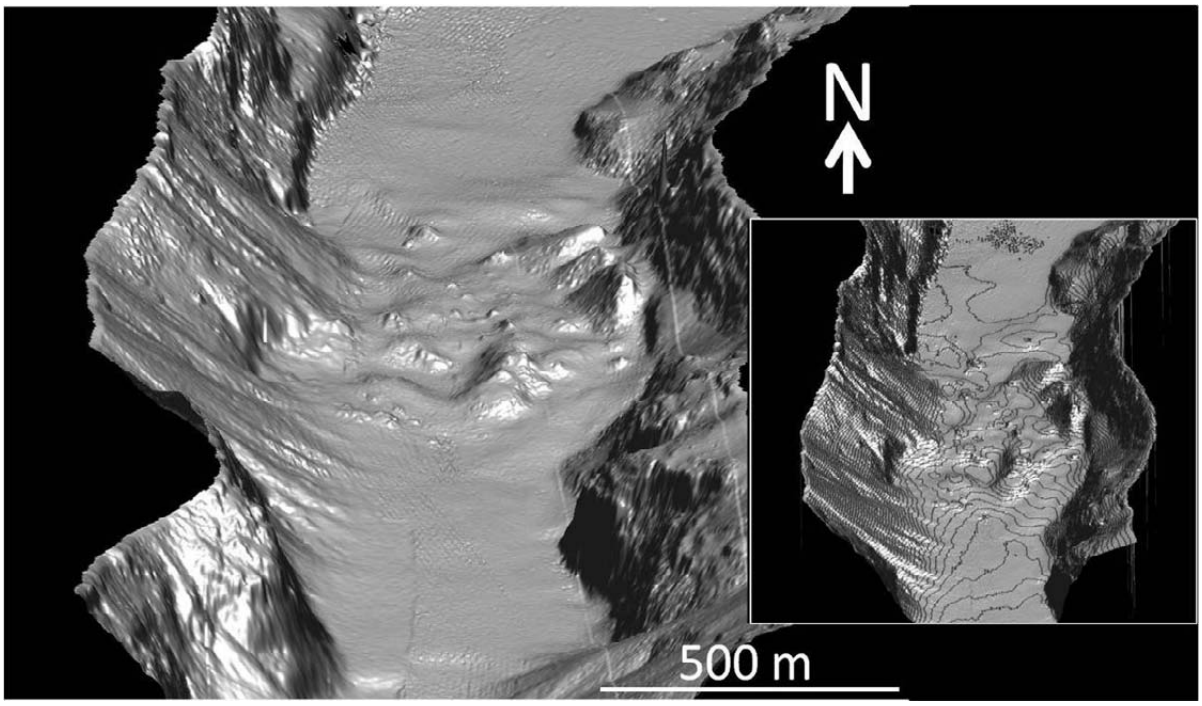
Bakkanten på skredgroper på fjordbunnen kan lokalt også være bratte, og mange meter høye.

Hellinger over 14–15° vil være problematisk for en sjøkabel fordi den ikke vil ligge stabilt på bunnen, men kunne skli av egen vekt. Man må da sørge for å avlaste kabelen på oversiden av hellingen eller være sikker på at lengden av kabel som ligger med helning mindre en 14° på oversiden av hellingen er tilstrekkelig motvekt for den delen av kabelen som kan skli. Blir sjøbunnen for bratt vil man få lange heng og utsette kabelen for stor mekanisk belastning. Dersom det i tillegg er mye strøm i det området kabelen ikke berører bunnen vil den kunne utsettes for virvelinduserte vibrasjoner som kan ødelegge kabelen over tid. I norske fjorder finnes det imidlertid mange kabler som ligger med store heng og frispenn uten at det har gått utover overføringen.

4.5.5. Topografi

Svært ujevnt terreng med store høydeforskjeller vil gjøre det vanskelig å legge en sjøkabel fordi den vil kunne bli hengende i fritt spenn mellom kanter, topper, blokker og rygger. Slik utfordrende topografi vil man ofte finne der avsetninger fra store fjellskred ligger ut på fjordbunnen, uten at de er dekket og jamnet ut av finkornige fjordavsetninger (Figur 4.10). Det kan derfor være vanskelig å finne en god trasé for en sjøkabel gjennom fjellskredavsetninger.

Områder av fjordbunnen med bart fjell kan også være ujevne fordi eventuelle kløfter og høydeforskjeller ikke er gjenfylt og utjevnet av sedimenter. Likeledes kan skredvifter fra land, og områder med mange skredgroper på sjøbunnen være eksempler på utfordrende topografi. Det kan være mulig å fylle på masse for å jamne ut sjøbunnen og dermed unngå frispenn. Dette er blant annet gjort på sjøkabelforbindelsen mellom Nyhamna - Fræna (se avsnitt 4.2.3).



Figur 4.10 Eksempel på et fjellskred som ligger på fjordbunnen (Sørfjorden, Hardanger) og gir en ujevn overflate med høydeforskjeller opp til 70 meter.

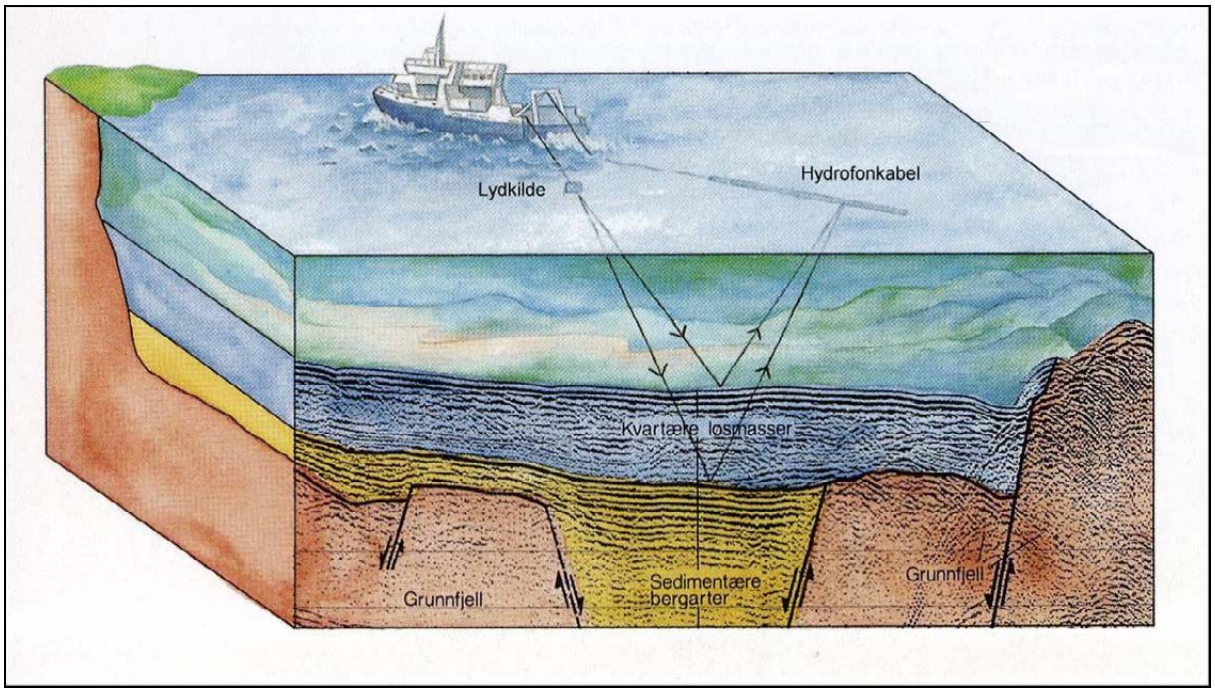
4.5.6. Sammenlikning med andre sjøkabelprosjekt

Ut ifra et geologisk synspunkt vil det mest sammenliknbare sjøkabelprosjektet i Norge være NorNed-kabelen som går gjennom Fedafjorden i Vest-Agder. Fedafjorden ble undersøkt med tanke på skredfare før endelig kabeltrasé ble valgt. Flere skredutsatte områder ble identifisert, blant annet i en NGU-rapport fra 1998 (Bøe m fl. 1998). Rapporten konkluderer med at årlig sannsynligheten for fjellskred som er så store at de krysser fjorden og har potensial til å kutte alle kablene på fjordbunnen er $1x10^{-3}$ (en skredsannsynlighet på ett skred pr tusen år). Sannsynligheten blir enda større når mindre skred, som bare har potensial til å kutte færre kabler, blir lagt til. Statnett anså skredrisikoen som akseptabel ved å legge NorNed-kabelen midt i fjorden (Jan Erik Skog, Statnett). I Fedafjorden er det også beskrevet en stor, undersjøisk utglidning av løsmasser (Bøe m.fl, 1998), men det er ikke gjort noen beregning på sannsynlighet for denne type skred i fjorden.

4.5.7. Metoder brukt ved geologiske undersøkelser

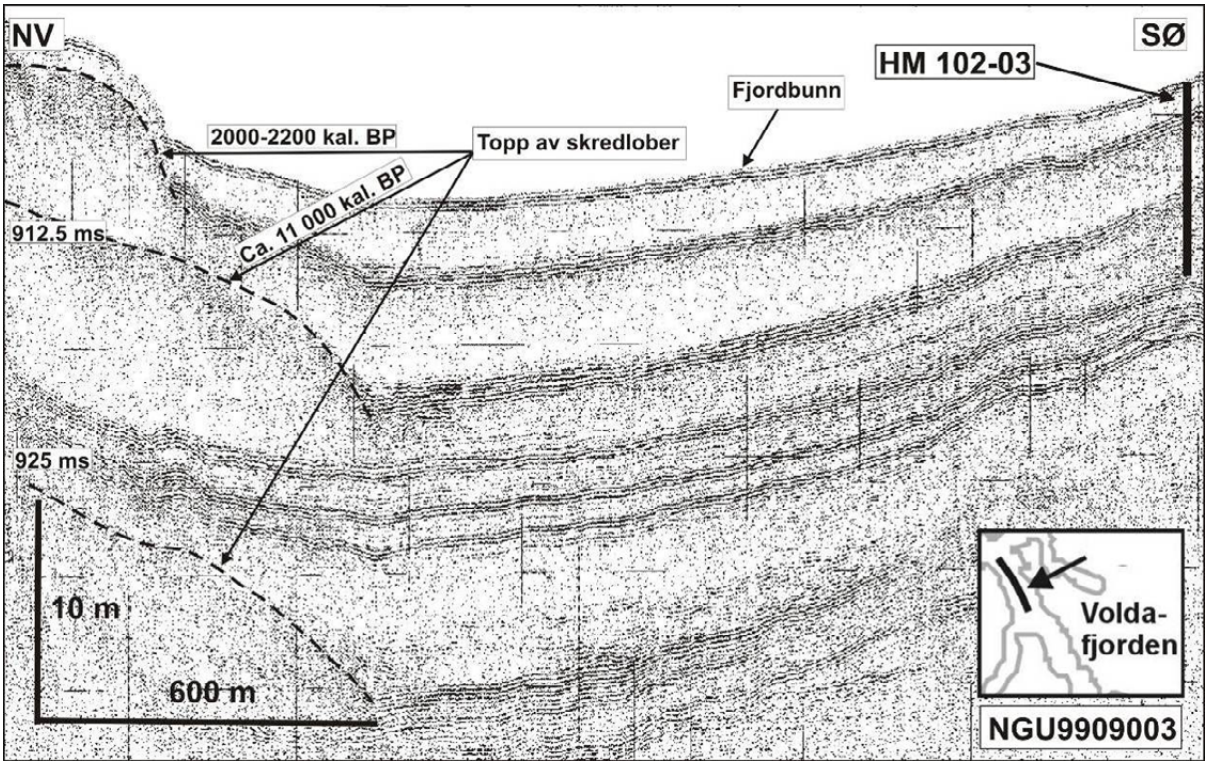
Seismikk

Seismikk er en metode som brukes for å undersøke grunnen under jordoverflaten. Resultatet er et "kart" som viser lagdeling og strukturer nedover i dypet. Metoden går ut på at man sender en trykkbølge fra sjøoverflaten og nedover. Denne trenger gjennom sedimentene og reflekteres tilbake fra de ulike lagene, dvs fra overgangen mellom sedimentene (Figur 4.11). Ekkoet fra sjokkbølgen, det vil si de reflekterte signalene, fanges opp i hydrofoner på sjøoverflaten. Ved hjelp av avansert signal- og databehandling kan detaljerte kart over havbunnens geologi prosesseres.



Figur 4.11 Prinsipp for marin seismikk.

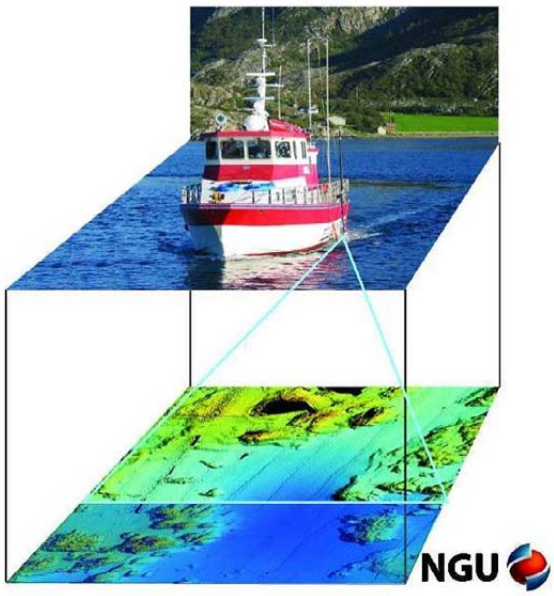
Slam er det vanligste sedimentet i en dyp fjord. Etter at de siste isbreene smeltet bort for 10 000–12000 år siden er det vanligvis avsatt ca 3–10 meter med slam på fjordbunnen. På seismikken vises slammet som en lagpakke med interne parallelle reflektorer som kan følges over lange distanser. Skred ut på fjordbunnen danner lober/vifter med sedimenter som begraves av slammet ettersom tiden går. Slike skredlober er det vanligvis mulig å gjenkjenne på seismikken fordi slammet under har horisontale reflektorer mens slammet over draperer loben (Figur 4.12). Alderen på skredene kan dermed fastsettes relativt, alt etter hvor dypt i lagpakken det ligger. Kort sagt, ligger det i overflaten er det "ungt", ligger det dypt er det "gammelt". Seismikken kan slik fortelle oss om skredprosesser er aktive eller ikke. Seismikk kan også indikere om skredkanter er ferske eller gamle, det vil si om dette er prosesser som fremdeles er aktive eller ikke.



Figur 4.12 Eksempel fra Voldafjorden som viser hvordan skredlober på fjordbunnen blir begravd av yngre sedimenter. Skredlobene kan likevel sees som en forhøyning på overflata.

Multistråleekkolodd

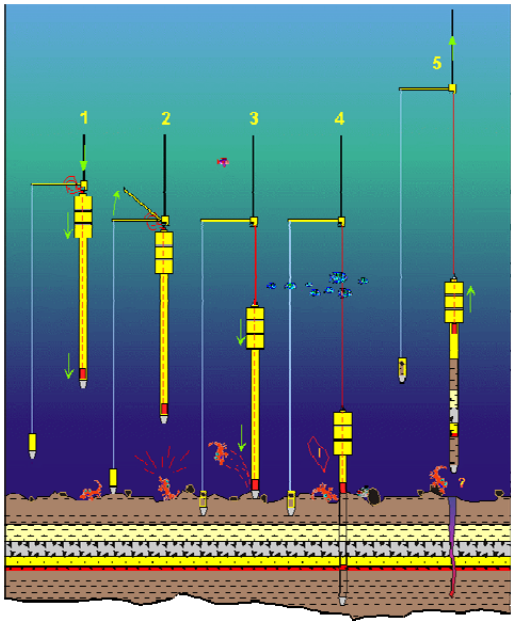
Multistråleekkolodd sender ut en vifte av lydstråler, og registrerer dybder tett i tett i et bredt belte på sjøbunnen (Figur 4.13). Moderne dybdekart har målinger tettere enn én måling pr 10 meters rute på bunnen. Dermed kan man lage terrengmodeller som er like gode og bedre enn de man har på land. Ved å analysere terrengmodellene kan former gjenkjennes som er karakteristiske for geologiske prosesser, slik som skredgroper, lober av skredavsetninger, delta og vifter avsatt av elver og bekker på land. Dette gir muligheter til å vurdere hvorvidt et område i fjorden er stabilt og om installasjoner på bunnen ligger trygt. Det gir også et godt utgangspunkt for å velge optimale traseer ved legging av kabler.



Figur 4.13 Bruk av multistråleekkolodd der det sendes ut en vifte av lydstråler samtidig, slik at man får et detaljert bilde av topografien på sjøbunnen (batymetrien).

Prøvetaking/kjerner

Prøver av sedimentene tas enten med grabb eller kjerneprøvetakere hvor et rør presses ned i sjøbunnen og henter ut en sylinder med sedimenter (Figur 4.14). Slike kjerneprøvetakere kan ha lengder opp mot 20 meter, men er vanligvis 2–4 meter lange. Sedimentprøvene gir viktig informasjon om geotekniske egenskaper eller man kan aldersdatere hendelser på fjordbunnen som for eksempel skred.



Figur 4.14 Prinsippet for kjerneprøvetaking med en stempelprøvetaker. En relativt uforstyrret sylinder av bunnsedimentene blir bevart inne i røret og ulike lag kan gjenkjennes og eventuelt dateres.

4.6. Miljø

4.6.1. Miljøeffekter

Når kabelalternativ skal vurderes opp mot luftledninger, er det viktig å ha i mente at også kabelløsninger innebærer naturinngrep og potensielt skadelige miljøeffekter. Naturvernloven slår blant annet fast at "*mangfoldet av naturtyper skal ivaretas innenfor deres naturlige utbredelsesområde og med det artsmangfoldet og de økologiske prosessene som kjennetegner den enkelte naturtype. Målet er også at økosystemers funksjoner, struktur og produktivitet ivaretas så langt det anses rimelig*".

Det er ikke nødvendigvis sammenheng mellom de estetiske og økologiske effektene av inngrep. Et stygt landskapsinngrep trenger ikke å representere en trussel mot naturmangfold – og vice versa: et inngrep kan være en trussel mot naturmangfoldet selv om det ikke framstår som spesielt stygt eller dramatisk. Effekten av et inngrep har heller ikke automatisk sammenheng med størrelse, men ofte er det slik at store inngrep har større negativ effekt (Hagen & Skrindo 2010). De visuelle effektene ved sjøkabel er langt mindre enn ved luftledninger, og i hovedsak knyttet til landanleggene. Det er derfor hovedsakelig fokusert på effekter på naturtyper og biologisk mangfold i denne utredningen.

Dels kan det forventes effekter av anleggsarbeidet ved legging av kabel samt vedlikehold og reparasjonsarbeider, dels kan kabelen i seg selv påvirke de marine økosystemene i driftsfasen (avsnitt 4.6.1–4.6.4). I tillegg må det bygges forholdsvis omfattende landanlegg ved begge endepunktene, i overgangen mellom luftledning og kabelsystem (avsnitt 4.6.5). For å få et overblikk over den totale miljøpåvirkningen av en kabelløsning, kan en livssyklusanalyse (LCA) være en nyttig innfallsvinkel (avsnitt 4.6.6).

4.6.2. Potensielle effekter på marine økosystemer

Verdens første sjøkabel ble lagt i den engelske kanal allerede i 1850, for å koble sammen Storbritannia og Frankrike med telegraf. Den gangen tenkte en lite på det marine miljøet, men senere har forståelsen for hvordan menneskelige aktiviteter kan påvirke marine økosystemer økt betraktelig. Følgende avsnitt omfatter en gjennomgang av kunnskapsgrunnlaget for mulige effekter på marine økosystemer ved legging og drift av strømkabler. Tabell 4.8 gir en sammenstilling av mulige påvirkningsfaktorer.

Tabell 4.8 Mulige effekter på marint miljø ved legging og drift av sjøkabel. x: effekt forventes; e: eventuell effekt, avhengig av naturforhold og metodevalg; p: potensiell effekt, men dårlig kunnskapsgrunnlag; ls: lite sannsynlig effekt ut fra nåværende kunnskap; –: liten eller ingen forventet effekt.

Påvirkning i anleggsfasen	Naturtyper	Virvelløse dyr (hard- og bløtbunn)	Beinfisk	Bruskfisk	Marine pattedyr	Sjøfugl	Flora
1) Terrenginngrep i fjorden	x	x	–	–	–	–	x
2) Oppvirvling av sediment	x	x	e	e	–	–	x
3) Miljøgiftutslipp	–	e	–	–	–	e	–
4) Støy og vibrasjon	–	–	e	e	e	e	–
Påvirkning i driftsfasen							
1) Kabelens fysiske struktur	x	e	e	e	–	–	e
2) Elektromagnetiske felt	–	ls	ls	p	ls	–	–
3) Termisk påvirkning	–	p	–	–	–	–	p
4) Oljeutslipp (ved skade på oljeisolert kabel)	–	e	–	–	–	e	–

4.6.3. Anleggs-, vedlikeholds- og reparasjonsarbeid

Terrenginngrep i fjorden

Anleggsarbeid med sjøkabler innebærer ofte en påvirkning på sjøbunnen i form av fysiske inngrep og direkte fjerning av sediment ved sprenging, graving eller spyling. Dette er i prinsippet avgrenset til kabelkorridorens direkte nærhet (i størrelsesorden noen meters bredde pr kabel). I slike områder vil naturtypen kunne endres direkte ved at masser flyttes, og naturbunn vil gå over til kategorien kulturbunn (Halvorsen m fl. 2009). Slike inngrep vil i første rekke påvirke bunnvegetasjon og fastsittende dyr. For eksempel forårsaket nedspylingen av kabeltilkoblingen til vindkraftparken Ytre Stengrund i Kalmarsund i Sverige et tre meter bredt vegetasjonsfritt spor etter kabelleggingen, men området var stort sett restituert etter et par–tre år (Vattenfall 2007). Mer mobil fauna, for eksempel krabber og reker, er relativt motstandsdyktige mot inngrep da de enten kan forlate det aktuelle området eller grave seg opp til overflaten dersom de blir dekt av slam (Hammar & Magnusson 2009). Det synes som om sjøbunnen normalt rekoloniseres relativt raskt, og i løpet av ett eller noen få år kan et noenlunde normalt samfunn i det berørte området gjenopprettes (Cooper m fl. 2007, Fröjan m fl. 2008, Hammar & Magnusson 2009). Fastsittende arter, særlig spesielt sårbare og seintvoksende arter (for eksempel sjøfjær, svamper og koraller) er den gruppen som hovedsakelig risikerer å bli negativt påvirket av fysiske inngrep (OSPAR 2009a).

Oppvirvling av sediment

I tillegg til at sediment graves opp og flora og fauna flyttes og skades i forbindelse med dette, så spres også suspenderte sedimentpartikler med strømmer. Størrelsen på partiklene avgjør for en stor del i hvilken utstrekning disse spres, men også vannstrøm og saltholdighet, temperatur- og sjiktning er viktige faktorer. Større partikler sedimenterer generelt raskere, noe som innebærer at sediment med

mye sand og grus gir vesentlig mindre sedimentsky enn sediment med stor andel silt og leire. Også valg av metode (graving, spyling eller pløying) samt eventuelle forebyggende tiltak (for eksempel skjerming, arbeid til visse tider på døgnet eller sesonger) har betydning for hvilke effekter som kan forventes. På tilsvarende måte som ved direkte arealinngrep kan også forflytning av sedimenter påvirke naturtypene på bunnen. Sedimentavleiring kan påvirke både tang og tare og fastsittende fauna som blir overdekt, mens mobil fauna kan påvirkes gjennom endring i bevegelsesmønster. For eksempel kan visse fiskearter vike unna høye konsentrasjoner av suspendert materiale (Bilotta & Brazier 2008, Bisson & Bilby 1982, Johnston & Wildish 1981). Mange fisker er også avhengig av synet for å finne føde, noe som hemmes når turbiditeten (uklarheten) i vannet øker. Dette er imidlertid en temporær effekt, da uklarheten avtar raskt etter at gravingen/spylingen er fullført. Sedimentoverdekning av fiskeegg og larver som er lagt på bunnen kan også gi økt dødelighet (Auld & Schubel 1978, Bilotta & Brazier 2008, Shackle m fl. 1999). Også koralldyr og svamper er sårbare for overdekning og kan påvirkes negativt av oppvirvlet sediment (Rogers 1990).

Miljøgiftutslipp

Finkornige sedimenter (leire og silt) har stor kapasitet til å binde til seg vanskelig nedbrytbare miljøgifter. Sedimenter med høye konsentrasjoner av miljøgifter finner en særlig i forbindelse med havne- og industriområder, samt i områder med avrenning fra byer, tettsteder og landbruk. Ved gravearbeid i grunn som inneholder miljøgifter risikeres en resuspensjon av disse. Dette fører til at organismer kan utsettes både for partikulært bundne miljøgifter fra anleggsarbeidet og fra tidligere bundne miljøgifter som har løst seg i vannet i og med resuspenderingen (Goossens & Zwolsman 1996). Risikoen for negative effekter avhenger av typen miljøgift (f eks vannløselighet og absorpsjonskoeffisient) og sedimenttype. Miljøgifter kan frigis til vannmassene i en kort periode under anleggsarbeidet men kan deretter gå tilbake til å være bundet i sedimentene via kjemiske og/eller biologiske prosesser. Det er også en sjanse for at frigitte miljøgifter blir mer tilgjenglige for organismer (økt biotilgjengelighet), noe som gjør at de kan anrikes i organismer (bioakkumuleres) og i øvre deler av næringskjeden (biomagnifiseres). I tillegg til frigivelse av miljøgifter fra sedimenter er det også en risiko for forurensning fra utilsiktede utslipp ved anleggsarbeidet (for eksempel oljesøl).

Støy og vibrasjon

Undervannslyd forårsaket av menneskelige aktiviteter kan ha ulike effekter på marine arter, avhengig av en rekke ulike faktorer (OSPAR 2009b). Potensielle effekter fra anleggsarbeid er begrenset til lyd forårsaket av den økte sjøtrafikken samt lyd forårsaket av grave- og eventuelt sprengningsarbeid. I dag finnes ingen indikasjoner på at disse lyd- og støynivåene innebærer en særlig risiko for negative effekter på marine arter (OSPAR 2009a). Det er likevel mulig at økt lyd- og støynivå fra anleggsarbeid kan føre til at sjøfugl og marine pattedyr unnviker disse områdene ved høye lydnivåer (Richardson m fl. 1998).

Også fisk kan forventes å unnvike det nærmeste området (Slotte m fl. 2004). Det er for eksempel gjort observasjoner av at torsk har tydelige unnvikende reaksjoner et titals meter fra høye lydkilder (se gjennomgang i Hammar m fl. 2008). Med en eventuell økt støydosering i sjøen fra skipstrafikk og andre lydkilder er det en viss sannsynlighet for at dette kan medføre problemer for fiskens normale og nødvendige kommunikasjon i kritiske livsfaser. Det er mulig at støy og annen forstyrrelse f eks kan være kritisk for fisk i gyteperioder, men dette er det liten kunnskap om (Kystdirektoratet 2004). Det er rimelig grunn til å anta at disse mulige effektene vil være kortvarige og knyttet til anleggsperioden, og at fiskens utbredelse i vannmassene vil gå tilbake til det normale etter kort tid.

4.6.4. Driftsfasen

Kabelens fysiske struktur

Sjøkabler er et syntetisk livsmedium, som defineres som "*en fremmed gjenstand som gjennom menneskers aktivitet er plassert i et natursystem der det ikke naturlig hører hjemme, og som uten menneskers inngripen har en forventet varighet på stedet på 25 år eller mer*" (Halvorsen m fl. 2009). Dersom kabelen ikke graves ned i bløtbunnsområder innebærer det tilgang på et hardt substrat og en struktur som gjør at en lokal "reveffekt" oppstår. Her kan hardbunnsarter kolonisere overflaten av kabelen (OSPAR 2009a) og også tiltrekke seg fisk (Kogan m fl. 2006), noe som gir lokale forandringer i artssammensetningen. Dersom bølgebevegelser flytter på kabelen kan dette føre til slitasje slik at havbunnens struktur endres (Kogan m fl. 2006). Om kabelen graves ned eller dekkes med samme substrat som omgivelsene forventes ikke kabelens fysiske struktur å ha noen påvirkning.

På land er det stor fokus på inngrepsfrie områder (INON); se f eks www.dirnat.no/inon/. Tilsvarende indikator fins ikke for inngrep i marine miljøer, men det er en generell aksept for at naturverdier knyttes opp mot grad av urørthet. En kabelgate med flere parallelle kabler (opp til 6) med 5–10 meter avstand mellom kablene utgjør et betydelig antropogent inngrep i et område.

Elektromagnetiske felt

Alle elektriske kabler genererer elektriske og magnetiske felt. Kraftfeltene som genereres varierer med type kabel, avstanden mellom kablene og med mengden elektrisitet som overføres. Direktegenererte elektriske felt i sjøkabler (både AC og DC) holdes innenfor kabelen ved hjelp av metallskjermer, og påvirker således ikke omgivelsene. Magnetfelt som dannes rundt likestrømskabler (DC) er langt kraftigere enn for tilsvarende vekselstrømskabler (AC) (Öhman m fl. 2007). Fra likestrømskabler er magnetfeltet i størrelsesorden lik det jordmagnetiske feltet de nærmeste meterne rundt kabelen, og avtar så med avstanden til kabelen (se vedlegg 1 og avsnittene 3.2.6 og 3.3.5). I et slikt felt vil organismer i praksis ikke kunne skille mellom nord og sør. En likestrømskabel som er nedgravd vil påvirke organismer på sedimentoverflaten eller i vannmassene i mindre grad enn en tilsvarende frittliggende kabel. Magnetfeltet utenfor vekselstrømskabler er ubetydelige, da returstrømmen som går i kablene i praksis eliminerer magnetfeltet utenfor kabelen.

Studier har vist at et antall ulike marine arter, inklusiv fisk, havskilpadder og krepsdyr kan detektere elektromagnetiske felt (se liste i Gill & Gloyne-Phillips 2005). En del av disse artene bruker jordens naturlige magnetfelt for orientering, migrering og for å finne byttedyr. Det er altså potensielt mulig at kraftfelt ved kabler kan føre til at arter som er følsomme for elektriske eller magnetiske felt påvirkes slik at de for eksempel unnviker eller tiltrekkes av magnetfelt (se litteraturgjennomgang i Öhman m fl. 2007). Det er påvist at flere fiskearter har magnetisk materiale i kroppen og at de kan gjenkjenne magnetiske felt (for eksempel Formicki & Winnicki 1998, Nishi m fl. 2004). Ved vurdering av risiko for miljøpåvirkning fra elektromagnetiske felt fra sjøkabel må en kjenne styrken på de elektromagnetiske feltene som genereres ved drift av kabelen, og så sammenligne dette med de nivåer som er vist å gi negative effekter på ulike organismer.

Effekter på beinfisk

Det er pr i dag få studier som tyder på at beinfisker (Teleostei) i særlig grad påvirkes av elektromagnetiske felt fra sjøkabler. En beinfisk som er studert spesielt er ål (*Anguilla anguilla*), da det er en bekymring for at sjøkabler kan påvirke ålens migrasjon. En av de få studiene som har påvist effekter er en undersøkelse ved en kabel med 130 kV vekselstrøm i Kalmarsund i Sverige (Westerberg & Lagenfelt 2008). Der var konklusjonen at kjønnsmoden ål i gjennomsnitt brukte 40 minutter lengre tid for å krysse en ca 4 km lang strekning der strømkabelen lå, sammenlignet med tilsvarende strekninger nord og sør for kabelen. Det er likevel mulig at andre faktorer enn det elektromagnetiske

feltet kan ha påvirket ålens svømmehastighet, som for eksempel forskjeller i batymetri eller hindring på grunn av kabelens fysiske struktur. Fra et økologisk perspektiv er den eventuelle senkingen av svømmehastigheten liten, særlig i lys av at ålens vandring er 7000 km lang og tar om lag et halvt år (Westerberg & Lagenfelt 2008). Eldre sovjetiske studier har også beskrevet endret svømmehastighet for laks (*Salmo salar*) i et elveparti der det fantes kryssende luftledninger med vekselstrømskabler (Poddubny m fl. 1979 i Westerberg & Lagenfelt 2008). Det svenske fiskeriverket utførte laboratorieforsøk i forbindelse med leggingen av SwePol Link (230 km; 450kV og 600 MW), se avsnitt 4.6.5. Forsøkene kom fram til at magnetfelt av denne styrken ikke påvirker laks eller ørret merkbart (Fiskeriverket 2006).

Effekter på bruskfisk
Bruskfisker (Chondrichthyes) er mer enn 10 000 ganger mer følsomme for elektriske felt enn beinfisker (OSPAR 2009a). Flere arter bruskfisk kan detektere elektriske felt som genereres av byttedyr, og enkelte er mer avhengig av elektriske reseptorer i matsøk enn av kjemiske og visuelle organ. Dette gjelder for eksempel småflekket rødhai (*Scyliorhinus canicula*) og piggskate (*Raja clavata*) (Kalmijn 1971). Det er også rapportert at kabler har blitt skadet av bruskfiskbitt (småflekket rødhai og gråhaier, Carcharhinidae), som trolig har blitt lokket til å bite i kabelen på grunn av induserte elektriske felt (Marra 1989). I laboratorieforsøk har småflekket rødhai vist seg å unnvike elektriske felt tilsvarende de som genereres ved tilslutningskabler fra vindkraftparker, men responsen varierte svært mellom individer og sammenlignet med kontrollgruppa var effekten liten (Gill & Taylor 2001). Ytterligere studier av småflekket rødhai og piggskate viste at bevegelsesmønstrene påvirkes av magnetfelt med samme styrke som stråling fra elektriske kabler til vindkraftparker (Gill m fl. 2009). Om dette fører til en signifikant negativ påvirkning på disse artene, eller bare til en viss endring i bevegelsesmønster, er usikkert.

Effekter på pattedyr
Det har vært diskutert om hval (Cetacea) kan detektere jordens naturlige magnetfelt og navigere etter dette. Noen studier har korrelert forekomsten av strandet hval med geomagnetiske anomalier eller hvalens migrasjonsmønster i relasjon til naturlige magnetfeltsvariasjoner (for eksempel Kirschvink & Dizon 1986, Klinowska 1985). Likevel finnes ennå ingen eksperimentelle bevis for at hval kan oppfatte magnetfelt (Walker 2002). Det finnes heller ingen indikasjoner på at sel er følsomme for magnetfelt (Gill & Gloyne-Phillips 2005).

Effekter på bløtbunnsfauna
Generelt er data- og litteraturgrunnlaget dårlig når det gjelder mulige effekter av elektromagnetiske felt på bløtbunnfauna (makrozoobenthos). En studie som ble gjennomført av Bochert og Zettler (2004) ga ingen bevis for at et kraftig statisk magnetfelt påvirker overlevelse eller helse hos et antall ulike krepsdyr og blåskjell. Det er likevel påvist at flere krepsdyr reagerer på magnetfelt og kan orientere seg etter disse (se gjennomgang i Kullnick & Marhold 2000). For eksempel benytter *Panulirus argu*s (en karibisk hummer) seg av jordens naturlige magnetfelt for å orientere seg tilbake til sitt revir (Lohmann m fl. 1995). Det er ikke grunnlag for å forvente signifikante effekter fra sjøkabler på typiske bløtbunnsfaunaarter, men fagfeltet er lite studert.

Termisk påvirkning
En påvirkningsfaktor som har fått stadig større oppmerksomhet de siste årene er en eventuell påvirkning fra varme som emitteres fra sjøkabler (Reinhardt & Scheurlen 2004, Tasker & Amundin 2010, Worzyk 2009). På samme måte som for magnetfeltstråling er mengden energi som frigjøres avhengig både av strømstyrken og type kabel. Generelt frigis mer varme fra vekselstrømskabler.

Kunnskapsgrunnlaget om hvilken påvirkning en temperaturøkning på noen grader kan få på bunnsamfunn er relativt dårlig, men det finnes en del studier gjort i tilknytning til varmeutslipp fra kraftverk og industri. For disse gjelder likevel at varmeøkningen skjer på grunn av utslipp av oppvarmet vann og ikke gjennom oppvarming av sjøbunnen direkte. Tyske Bundesamt für Naturschutz, BfN (den nasjonale myndigheten for naturvern) har i følge Meißner m fl (Meißner m fl. 2007) retningslinjer for sjøkabler som sier at temperaturøkningen like over en nedgravd sjøkabel ikke kan overstige 2 Kelvin ved 20 cm sedimentdyp. Dette er basert på en ekspertvurdering der man antar at eventuelle negative effekter på naturmiljø ikke forekommer. Det finnes også temperaturmålinger fra en feltstudie ved tilførselskabelen til Nysted vindkraftpark (Danmark) som ligger nedgravd på ca 1 meter dyp som viste at kabelen ved drift økte temperaturen i sedimentet ved kabelen sammenlignet med en nærliggende referansestasjon (Meißner m fl. 2007). Temperaturforskjellen varierte med strømstyrken, minket med avstand fra kabelen og var ca 1 K høyere ved et sedimentdyp på 20 cm. Dersom den høyere temperaturen medfører økt biologisk aktivitet, kan dette igjen påvirke næringsomsetning og oksygenforhold rundt kablene (Worzyk 2009).

Oljeutslipp fra kabel

Sjøkabler med oljeisolering fungerer ved at lavviskøs (tyntflytende) olje pumpes inn i kabelens isolasjon under høyt trykk. Trykket opprettholdes via pumpestasjoner på land, og ved skader på kabelen vil olje lekke ut. For å forhindre vanninntrenging i kabelisolasjonen ved lekkasje er det nødvendig å pumpe inn olje for å opprettholde trykket. Et kabelbrudd på en av Statnetts oljekabler i Oslofjorden i april 2008 førte til at det lakk ut ca 80 liter per time før trykket ble redusert (Worzyk 2009). Oljen som brukes i sjøkabler er hovedsaklig lineære alkylbenzener (LAB). LAB har en lav vannløselighet og bindes ofte til partikulært materiale som kan sedimentere (Sherblom m fl. 1992, Takada & Ishiwatari 1987). LAB i sedimenter brytes relativt raskt ned av bakterier ved god oksygentilgang, men relativt langsomt ved anoksiske (oksygenfrie) forhold (Eganhouse & Pontolillo 2008, Johnson & Barry 2001). LAB-konsentrasjoner i organismer i marine miljø er vanligvis lave. Dette kommer trolig av at de fjernes ved at de inngår i metabolismen hos for eksempel fisk, og derfor i liten grad akkumuleres i miljøet (Murray m.fl. 1991, Phillips m fl. 2001). Utslipp av olje kan påvirke sjøfugler negativt ved at fjærdraktens vannavstøtende evner ødelegges (Clark 1984, O'Hara & Morandin 2010). Vi har ikke funnet rapporter om skader på biologisk mangfold etter lekkasjer fra denne typen kabler.

4.6.5. Eksempler fra noen gjennomførte sjøkabelprosjekter

Som nevnt tidligere, finnes en rekke kabelprosjekter både i Skandinavia og internasjonalt (jfr Tabell 4.1 og Tabell 4.4), men bekymringen for at sjøkablene påvirker det marine miljøet er relativt ny. Nivået på miljøundersøkelsene relatert til ulike prosjekter varierer kraftig, og dagens krav til miljøundersøkelser er klart høyere enn de var for 10 år siden.

Baltic Cable

Baltic Cable ble satt i drift i 1994 og er en 261 km lang likestrømskabel mellom Sverige og Tyskland. Kabelen ble gravd ned ved nedspyling på ca 85 % av strekningen. Kontrollprogrammet som ble avsluttet fem år etter at kabelen var lagt ned viste at bunnfaunaen ikke syntes å være påvirket lenger (Liljestrand 1999). Undersøkelser det svenske fiskeriverket utførte på kjønnsmoden ål (blankål) ved hjelp av telemetri viste likevel at kabelen kan forårsake en misvisning i ålens kompassretning i det de passerer kabelen. Det ble konstatert at effekten av feilorienteringen trolig har liten betydning. Hovedkonklusjonen når det gjelder effekter på ålens vandringsmønster var at kabelen ikke utgjør et vandringshinder (Fiskeriverket 2006).

SwePol Link

SwePol link er en 230 km lang nedspylt likestrømskabel som går mellom Sverige og Polen satt i drift høsten 2000. Kartlegging av bunnvegetasjonen viste at et mindre område i direkte tilknytning til kabelgrøfta var påvirket av gravearbeidene. Kontrollprogrammet viste også at enkelte steder nære kabelgrøften var makrovegetasjonen påvirket ytterligere ett år etter kabelleggingen. Effekter fra sedimentoppvirvling på fisk vurderte det svenske fiskeriverket som svært små. Fiskeriverket undersøkte også her om ålens vandring var påvirket. Det ble konstatert at det var ingen signifikant forskjell i frekvensen av observerte passasjer av telemetrimerket blankål med kabelen i og ute av drift, og at kabel i drift ikke utgjorde et vandringshinder. Fiskeriverket studerte også i hvilken utstrekning laks og ørret kunne påvirkes av magnetfelt gjennom laboratorieforsøk. Ved disse forsøkene fant man ingen belegg for at disse fiskeslagenes svømmeatferd ble endret av et magnetfelt tilsvarende det de utsettes for når de passerer SwePol Link-kabelen (om lag to ganger det jordmagnetiske feltet) (Fiskeriverket 2006).

Sjøkabel til land fra Nysted havmøllepark

I forbindelse med byggingen av Nysted offshore vindkraftpark i Danmark ble det lagt en 10 km lang 132 kV vekselstrømskabel (DONG Energy & Vattenfall AS 2005). Tilslutningskabelen ble spylt ned til 1 meter dyp på hovedsakelig sand- og leirbunn på grunt vann. Undersøkelsene som ble foretatt fant ingen effekt av anleggsarbeidet på fisk eller pattedyr, men flora og fauna langs kabelgrøfta ble påvirket. Anslagsvis ca 0,9 tonn (tørrvekt) bløtbunnsfauna og 0,25 tonn (tørrvekt) flora døde ved anleggsarbeidet. Mengden av fauna minket med ca 50 % ved grøfta. Det ble også påvist en liten økning av silt og leire på noen stasjoner langs grøfta på grunn av sedimentrester fra muddringen. Forstyrrelsen omfattet et ca 5 meter bredt område langs hele strekningen, med en ca 70 cm bred grøft der det meste av faunaen døde. Den maksimale bredden av den synlige påvirkning var ca 10 meter. Konklusjonen fra overvåkingen før, under og etter anleggsfasen var at påvirkning fra mudringsarbeidet for kabelen var begrenset i utbredelse til kabelgrøftas direkte nærhet (noen meters bredde), samt at populasjonene av ålegras, makroalger og bløtbunnfauna innhenter seg etter noen år. Temperaturmålinger ved kabelen viste en noe økt temperatur i sedimentet sammenlignet med en nærliggende referansestasjon, men ingen effektstudier ble gjort i samband med dette (Meißner m fl. 2007).

4.6.6. Landanlegg

Der kabelen skjøtes til luftledning må det bygges et landanlegg i hver ende (se avsnitt 4.1.3). Ved vekselstrømløsning omfatter landanlegget både et kompenseringsanlegg med reaktorer og tilhørende koblingsanlegg samt muffehus for overgangen kabel–luftledning. Dersom det blir brukt oljekabler trengs i tillegg et oljetrykksanlegg og reserveoljetanker. Ved likestrømsforbindelse må det etableres et strømretteranlegg i overgangen mellom likestrøm og vekselstrøm. Både strømretteranlegg og kompenseringsanlegg medfører arealinngrep og generer støy.

Arealinngrep

Nedbygging og forstyrrelse av areal er den direkte påvirkningsfaktoren fra landanlegg. De arealene som bygges ned er tapt for alltid, og grundige forundersøkelser er viktige for å vite hva som går tapt og eventuelt endre plassering for å unngå konflikt med naturverdier. Etablering av tekniske anlegg medfører ofte tilleggsinngrep som har en negativ effekt på natur- og samfunnsverdier eller ikke er i samsvar med den bruken området er regulert til. Inngrep som har oppstått i områdene rundt tekniske anlegg kan være tilsiktet eller utilsiktet, men ofte er de knyttet til anleggsfasen og kan fjernes eller reduseres ved regulær bruk av anlegget. Breie vegskråninger, inngrep rundt bygninger, tilførselsveger, riggområder og kjørespor er eksempler på slike tilleggsinngrep (Hagen & Skrindo 2010). Effekter av arealinngrep er avhengig av naturgitte forhold (terreng, naturtype) på lokaliteten og måten selve

utbyggingen er gjennomført på. Valg av tekniske løsninger og fremgangsmåten i anleggsfasen har betydning for omfanget av inngrepet og for hvilke avbøtende tiltak som nytter.

Arealinngrep kan ha effekter på svært ulike skalanivå i et areal eller landskap. Populasjoner og forekomst av enkeltarter kan påvirkes av inngrepets plassering, og dette er spesielt en utfordring dersom sjeldne eller rødlista arter berøres. Effekter på plantesamfunn eller naturtyper er knyttet til direkte ødeleggelse, men også endra fysisk forhold som påvirker dynamikk og funksjon i økosystemet. Landskapseffekter må vurderes fra to innfallsvinkler, det geofaglige og det visuelle. Arealinngrep kan gi målbare effekter på landskapstyper og landskapselementer (Erikstad m fl. 2009), og gjennom dette også påvirke habitater og økosystemer i det berørte arealet. I mange utbyggingsprosjekter får den estetiske eller visuelle effekten av inngrep stor oppmerksomhet. Denne kan framstilles i form av synlighetsanalyser og kan visualiseres fra gitte punkt i landskapet. Effekten er her er også knyttet til folks opplevelse og holdninger til arealinngrepet (Vistad m fl. 2009).

Støy

Reaktorene i kompenseringsanlegget og strømretteranlegget genererer kontinuerlig støy. En frittstående reaktor vil normalt generere støy med styrke i området 65–95 dB. Miljøverndepartementet har gitt retningslinjer med anbefalte helsemessige støygrenser ved planlegging av virksomhet med støy. Disse vil være førende for hvor nært bebyggelse reaktoranlegget kan plasseres og om det trengs støyreduserende tiltak. Dette kan være alt fra enkel støyskjerming til innendørsanlegg eller anlegg lagt i fjell. Folks opplevelse av motordur/støy er en særlig kilde til irritasjon. Dette er et faglig komplisert felt fordi det er mange individuelle og situasjonsbestemte faktorer som virker inn på graden av irritasjon (Vistad m fl. 2008). En sammenstilling av Marquis-Favre m fl. (2005) oppsummerer fagfeltet over de siste 30 årene og konkluderer med at det er svært avgrenset hvor langt én kommer i studien av fenomenet ”irritasjon” (*annoyance*) ved bare å ha kjennskap til kvaliteter ved den lyden (støyen) som eventuelt forårsaker irritasjonen.

Støy kan også medføre unnvikelse hos dyr i området. Dette gjelder både støy fra krafledninger og fra selve landanlegget, slik det er dokumentert for villrein (Nellemann m fl. 2001, Vistnes & Nellemann 2001). Lokalt vil dette kunne påvirke trekket av hjortevilt gjennom området; til og fra sommer- og vinteropphold, men det er ikke grunn til å tro at det vil ha betydning på bestandsnivå.

4.6.7. Livssyklusanalyse (LCA)

For å få et inntrykk av den totale miljøpåvirkningen et produkt har gjennom sitt livsløp, bør det gjøres en livssyklusanalyse som omfatter alt fra uttak av naturressurser, produksjon, transport og drift til avfallshåndtering og resirkulering i avhendingsfasen. Materialbruk i sjøkabler vil variere med typen kabel, men omfatter uansett betydelige mengder kopper, stål og bly. Mye av dette vil kunne resirkuleres når kabelen tas opp, men utslipp til luft og vann under produksjon utgjør en direkte miljøbelastning. Slike utslipp kan omregnes til belastning på miljø i form av forsuring, eutrofiering, bidrag til global oppvarming og fotokjemisk ozon mm. Tilsvarende gjelder for utslipp som følge av transport fra produksjonssted til området der kabelen skal gå, samt båttrafikken under legging. I driftsfasen vil den mest vesentlige miljøbelastningen være knyttet til tap av elektrisitet gjennom termisk emisjon fra kabelen (se avsnitt 4.6.4, Termisk påvirkning). Tapet må beregnes over kabelens antatte livslengde, for eksempel 40 år. I tillegg skal avfallshandtering og resirkulering inn i analysen, inklusiv tilbakeføring av metaller, varmegjenvinning og deponering av ikke resirkulerbart materiale. I tilfeller der flere alternativer er mulige (f eks kabel kontra luftledning), bør analysen gjøres for hvert alternativ.

Effekten av energitap i kabel

Når energitapet i kabelen gjennom hele driftsfasen er inkludert, vil dette vanligvis overskygge miljøpåvirkningen fra de øvrige faktorene (Worzyk 2009). Dette er likevel svært avhengig av hvordan en beregner skadevirkningene fra energiproduksjonen. Når energien kommer fra en fornybar kilde (som vannkraft) er utslippene tilnærmet lik null, og den totale miljøbelastningen lav. Om det blir lagt til grunn at vi har et felles nordisk kraftmarked med en typisk nordisk elektrisitetsmiks, må tapene bære miljøbelastningen fra den ikke-fornybare andelen som bla innebærer forbrenning av fossilt brensel. Tapene kan også vurderes i lys av det europeiske kraftmarkedet, der fornybarandelen er langt lavere enn i Norden. Uansett vil begrensning av energitapet i kabelen gi store miljøgevinster (Worzyk 2009).

4.7. Legging og installasjon

4.7.1. Generelt

Det vil i dette avsnittet bli redegjort om de forskjellige elementene som inngår i et kabelprosjekt fra start til ferdig installasjon.

Innledningsvis må man for alle sjøkabelinstallasjoner gjøre vurderinger av rute- og trasévalg da dette er viktige elementer å ta stilling til for å estimere kabellengde, installasjonsmulighet og pris. Derfor er ”Route Survey” og ”Route planning” noe av det første man gjør når man har definert behovet for strømoverføring. Rute og trasevalg vil også ha innvirkning på endelig kabeldesign og installasjonsmetode hvor sjøbunnsprofil og dybde er viktige faktorer. Denne informasjonen er en vesentlig del av et anbudsdokument og vil derfor bli beskrevet først. Installasjonsutstyret som brukes består som regel av en lagringsenhet, strekkmaskin for å holde kontroll på leggehastigheten og deflektor eller hjul over skutesiden for å sikre at kabelens minimum bøye- restriksjoner ikke blir overskredet.

4.7.2. Forberedelser

Route Survey

En ”Route Survey” er en kartlegging av sjøbunnen i den aktuelle traseen, hvor bunnforhold og topografi blir kartlagt. Denne gjøres ved at et fartøy utstyrt med multistråleekkolodd (avanserte ekkolodd og sonarer) kjører over den ruten, gjerne en korridor på 200m, som på forhånd er estimert på grunnlag av tilgjengelig informasjon som sjøkart.

Resultatet av en slik survey vil gi detaljert informasjon om følgende:

- Hindringer, stein og klipper
- Juv og lokale senkninger
- Brattheng, skredfare
- Sjøbunnens hardhet
- Områder med høy varmemotstandsevne
- Andre kabler og undervannsinstallasjoner
- Eventuelle funn av arkeologisk betydning
- Natur og fauna

Disse resultatene vil inngå i ”Route Planning” til å bestemme den optimale traseen for kabelen med tanke på installasjon, beskyttelse, stabilitet og kabeldesign.

Route Planning

"Route Planning" gjøres ved å analysere funnene gjort i "Route Survey" hvor man tar hensyn til punktene nevnt over for å sikre at kabelen blir lagt i en optimal trase med tanke på installasjon, beskyttelse, stabilitet og kabeldesign. Der det ikke er mulig å planlegge ruten for å unngå uakseptable negative effekter av noen av de nevnte punktene over vil det bli forsøkt implementert avbøtende tiltak for å oppnå en teknisk så vel som økonomisk akseptabel løsning. Et par eksempler er beskrevet til hvert av elementene under:

- Hindringer, stein og klipper
  - Traserydding og sprenging
- Juv og lokale senkninger
  - Installere med redusert bunnstrekk på kabelen
  - Ruteforberedende tiltak som igjenfylling ved bruk av stein eller grus
- Brattheng, skredfare
  - Forankring
- Sjøbunnens hardhet (problematisk for nedspyling i grøft)
  - Forhåndsgraving av grøft
  - Tildekke med stein som beskyttelse over kabel
- Områder med høy varmemotstandsevne
  - Endre kabelens egenskaper om mulig
- Andre kabler og undervannsinstallasjoner
  - Forberede kryssingspunkter

Så godt som alle kabelinstallasjoner vil i større eller mindre grad være avhengig av å benytte en eller flere av de nevnte tiltakene.

4.7.3. Installasjon

Når kabelprodusent og installasjonskontraktør er valgt begynner prosessen med å planlegge og analysere prosjektet på et detaljert nivå og deretter å gjennomføre installasjonen. Under er en beskrivelse de forskjellige fasene og elementene en kabelinstallasjonskontrakt i grove trekk inneholder.

Planlegging

I planleggingsfasen vil hele ruten bli analysert i forhold til dybde og valgt installasjonsutstyr. Viktige elementer i en slik fase er inntrekking til tilkoblingspunkt på land eller offshore installasjon, værbegrensninger og nødprosedyrer.

Hele ruten vil detaljert beskrives og analyseres med detaljer om bunnstrekk, distanse mellom fartøy og bunnberøringspunkt i forhold til distanse lagt kabel og fartøyets kurs.

Deretter utarbeides en installasjonsprosedyre i med detaljerte beskrivelser av hvert trinn i arbeidsprosessen.

Utlasting

Når total kabellengde er endelig definert og produsert vil installasjonsfartøyet begynne å laste produktet ved produsentens utlastingsfasilitet. Om det er kortere kabel som skal installeres kan den fraktes på trommel til egnet utlastingshavn.

Hvordan kabelen blir lastet ut og lagret på installasjonsfartøyet avhenger av kabelens oppbygging og design. Dette vil være av stor betydning for valg av installasjonsfartøy. Under er en kort beskrivelse av de forskjellige lagringsmetodene og deres begrensninger.

Kveiling:
Ved kveiling av kabel legger man kabelen i en sirkulær eller oval form på et flatt underlag side om side, og danner lag i høyden. Dette kan gjøres med og uten radial støtte avhengig av ønsket lastehøyde. Når en kabel blir kveilet vil det bli en hel "twist" i kabelen for hver runde den blir kveilet og det må verifiseres med produsenten om kabelen er kveilbar og hvilke begrensinger som gjelder før man begynner. I noen tilfeller vil det være greit å kveile kabelen med en minimum kveileradius for å distribuere "twisten" over en gitt lengde.

Fordeler med denne metoden er at den er meget enkel og krever lite utstyr, samt et potensial for hurtig legging/ lasting.

Ulempen er at det ikke er hensiktsmessig på kabler som veier mer enn ca 15-20 kg/m og at kveiling ikke kan utføres på kryssarmerte kabler.

Lagring på trommel
Det finnes to konsepter når det gjelder lagring på tromler; horisontal og vertikal trommel hvor den geometriske betegnelsen beskriver flensenes retning. Felles for begge er at kabelen blir spolt om trommelens kjerne med tilstrekkelig strekk slik at det ikke akkumuleres slakk for hver omdreining av kjernen, noe som kan gjøre installasjon av kabelen risikabel både med hensyn til kabelen og de som operer leggeutstyret. Dette er spesielt gjeldene på horisontale tromler.

Alle kabler kan lagres på trommel gitt at kjernen er stor nok. Fordeler med vertikale tromler er at trommelen kan flyttes fra fartøy til fartøy og at tromlene gjerne er produsert etter en industristandard, noe som gir fleksibilitet for leie/anskaffelse av nødvendig utstyr. En ulempe med vertikale tromler er at det kan gi et høyt gravitasjonssenter sammenlignet med horisontale tromler som også gjerne er å finne fast på dedikerte fartøyer brukt i offshorenæringen. Leggehastigheten for denne type utstyr vil være begrenset til under 1 knop.

Svingskive
Lagring, transport og installasjon vil normalt være sikrest gjort fra en svingskive. ("platespiller") Kabelen blir manuelt lagt i bunnen av svingskiva uten strekk og vil bli liggende som en kompakt kveil helt fram til installasjon. Mindre svingskiver, opp til ca 200 tonn kapasitet, kan ved noen tilfeller transporteres og flyttes fra fartøy til fartøy. Større svingskiver er normalt designet og installert i dedikerte kabelinstallasjonsfartøyer som opererer over hele verden. Noen av verdens største kabelinstallasjonsfartøyer har opptil 7000 tonn kapasitet på en skive, men det er også fartøyer under konstruksjon med en samlet kapasitet på 9000 tonn fordelt på en 6000 og en 3000 tonns svingskive. Alle kabler kan legges på en svingskive gitt at kjernediameteren på denne er stor nok, noe som kabelprodusenten vil oppgi som minimum bøye- radius og som sjelden overstiger 3 meter.

Det som skiller seg ut som klare fordeler ved bruk av svingskive er at kabelen blir lagret uten strekk, ingen risiko for akkumulert slakk, mindre kjerne sammenlignet med ordinær kveiling og minimal fysisk håndtering fra produsent til kabelen er ferdig installert. Ulemper som kan nevnes er at svingskiver er dyre å installere og det finnes ikke mange installert på fartøy på verdensbasis av betydelig kapasitet. Leggehastigheten for denne type utstyr vil i praksis være begrenset til under 30 m/min(1800m/t).

Inntrekking

Der hvor kabelen skal trekkes ut fra land må det enten forberedes med en grøft, inntrekkingsrør eller en kombinasjon av disse. Ved grøftløsning blir konvensjonelle anleggsmetoder som graving og sprengning ofte brukt, det samme kan også brukes for å installere inntrekkingsrøret, men dette kan også installeres ved horisontal direksjonalboring. Ideen er at kabelen skal være tilstrekkelig beskyttet ved igjenfylling av grøften.

Horisontal direksjonalboring blir gjerne brukt hvor annen infrastruktur hindrer konvensjonell grøft. Inntrekkingsrøret vil da bli utstyrt med en inntrekkingswire som kabelen kan kobles til.

Når fartøyet ankommer inntrekkingslokasjonen, landtaket, legger det seg klart på trygg dybde og dynamisk posisjonering, DP. (DP er et system som gjør at fartøyet holder sin posisjon ved hjelp av GPS-signaler eller et annet fast referansepunkt, ofte begge deler.) Om forholdene tilsier det eller om fartøyet ikke har DP kan landfester brukes i forbindelse med landtak. Se også Figur 4.15 og Figur 4.16.

Kabelen blir så lagt på eller knyttet til oppdriftsbøyer og slept inn i grøften, alternativt til enden av inntrekningsrøret ved hjelp av mindre arbeidsbåter. Kabelen blir så koblet til inntrekkingswiren som igjen blir trukket av en winsj på land eller annet egnet redskap. Kabelfartøyet mater ut kabel inntil kabelen er trukket tilstrekkelig opp på land til det designerte koblingspunktet mellom sjøkabel og landkabel eller koblingspunkt på land. Hele operasjonen vil kontrolleres og koordineres av leggesjefen på kabelfartøyet. Når kabelen er sikret i koblingspunktet på land tar man gradvis av oppdriften på kabelen som flyter mellom grøfta og fartøyet, dette blir gjerne gjort ved hjelp av dykkere som ”legger” kabelen i riktig trase helt til fartøyet får fullstendig kontroll over bunnberøringspunktet enten ved hjelp av ROV eller programvare installert som del av fartøyets kabelleggesystem. Fartøyet overtar og vil i grove trekk utføre den samme operasjonen i andre enden, men da i stor grad i motsatt rekkefølge

Figur 4.15 Ilandføring (bilde fra The Diving Co. (NSW) Pty Ltd.).

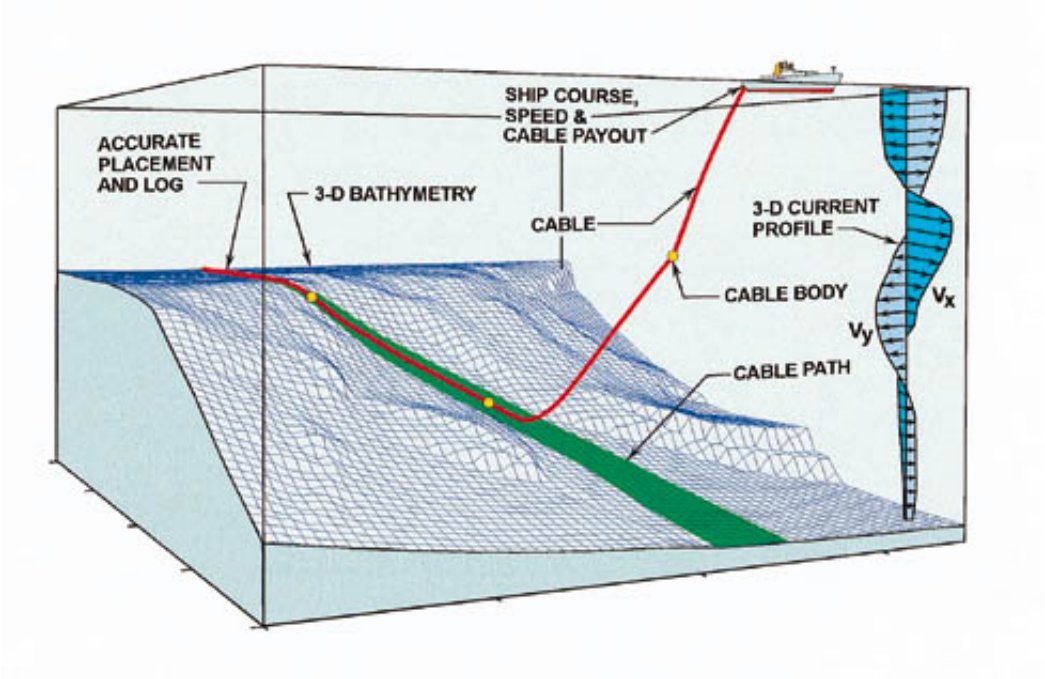
Figur 4.16 Ilandføring (bilde fra Statnett. Ilandføring NorNed fra C/S Havila Skagerrak).

Legging av kabel

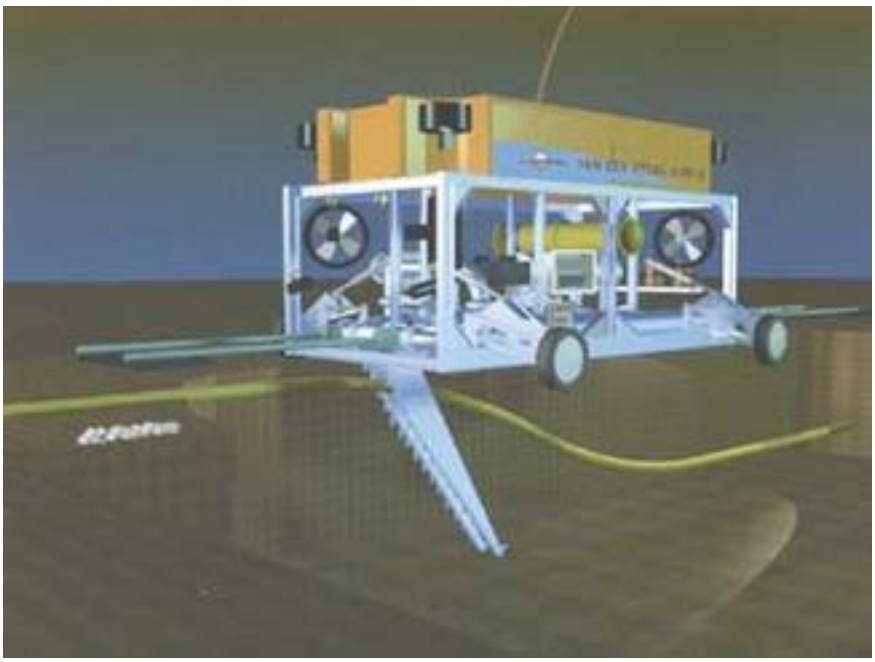
Fartøyet vil under legging av kabel konstant monitorere avstanden mellom deflektor og kabelens berøringspunkt med sjøbunnen samt vinkelen kabelen har ut fra deflektoren for å verifisere at kabelens strekkapasitet og akseptert bunnstrekk blir overholdt og er i henhold til "step"-prosedyrene som er utarbeidet i planleggingsfasen. Se Figur 4.17. De fleste kabelinstallasjonsfartøyer har programvare for å forenkle dette og vil fortløpende beregne de ønskelige parametrene. Fartøyet fortsetter med å legge til det nærmer seg inntrekkingsfasiliteten i den andre enden.

Etter at kabelen er installert vil den i stor grad ligge eksponert og utsatt for ytre påkjennelser som kan skade kabelen. I områder hvor det er høy skipstrafikk eller fiskeaktivitet vil det være nødvendig å beskytte kabelen for skader. Under "Route Planning" vil sjøbunnen bli vurdert og traseen vil i stor grad bli bestemt utafra hvor stor grad av beskyttelse som kan oppnås ved å grave ned kabelen. På strekninger hvor kabelen må beskyttes, men ikke kan graves ned vil tildekning av kabelen ved hjelp av betongmatter eller steindumping være aktuelt.

Nedgraving av kabelen blir enklest gjort med en maskin som følger kabelen og lager en grøft til kabelen. Se Figur 4.18. Dette kan enten gjøres samtidig som kabelen legges eller som en separat operasjon på allerede lag kabel. Det er tre hovedverktøy for nedgraving: Plog, mekanisk graver og vannjett. Akseptabel dybde på grøften vil være avhengig av hardhet i sjøbunnen og behovet for beskyttelse.



Figur 4.17 Figur som viser legging (http://www.offshore-mag.com).



Figur 4.18 Typisk jet trencher Smartjet curtesy ABB cross sound project (http://www.powergenworldwide.com).

4.8. Drift, driftsikkerhet, vedlikehold og reparasjon

4.8.1. Driftsikkerhet

Driftsforstyrrelser kan deles inn i planlagte og ikke-planlagte avbrudd. Planlagte avbrudd for vedlikehold kan legges til tider da transmisjonsnettet (sentralnettet) kan håndtere konsekvensene av ytterligere avbrudd grunnet feil. Planlagte avbrudd for vedlikeholdstiltak på et vekselstrøm-

kabelsystem forekommer meget sjelden mens man ved likestrømsalternativer krever planlagte avbrudd på ca 60 timer for vedlikeholdstiltak hvert annet år (ABB 2010).

Ikke-planlagte avbrudd, spesielt grunnet kabelfeil, kan ha stor betydning. I (Cigré 2005) har et antall feilmoder og tiltak som søker å forebygge feil blitt systematisert:

- Skade/brudd på kabel forårsaket av tredjepart
- Skade på ytre kappe forårsaket av tredjepart, sprøhet, ekstern forurensning av olje, løsemiddel, bitumen og lignende
- Skade på metallkappe forårsaket av tredjepart, korrosjon eller materialtretthet
- Vanninntrengning i isolasjon
- Eksternt mekanisk stress forårsaket av endringer i underlag, termisk ekspansjon–kontraksjon (”snaking”) og utilstrekkelig fastspenning
- Feil i montering som forårsaker lokal økning av elektrisk stress i koblinger og avslutninger
- Lekkasje av intern isolasjonsolje fra endestasjon
- Feil på oljetrykksmålere/sensorer eller målekontakter
- Kabelbevegelse forårsaket av termiske sykluser eller utilstrekkelig fastspenning
- Vanninntrengning i koblingsbokser
- Feil i påtrykte kjølesystemer (der dette er installert)

4.8.2. Forebyggende vedlikehold

Forebyggende vedlikehold for vekselstrømsystem er forholdsvis begrenset mens likestrømssystem krever et mer omfattende vedlikehold. Til en viss grad finnes automatiske overvåkningssystem som tilsluttes sentralnettets SCADA system. Det finnes og fiberoptiske overvåkningssystem for kontinuerlig registrering av temperaturen langs kabelens strekning, såkalte DTS system (Distributed Temperature Measurement Systems), (Cherukupalli m fl.).

Det forebyggende vedlikeholdet behandles nærmere i avsnitt 5.8.2. I (Cigré 2005) gis et antall anbefalinger med hensyn til organiseringen av kabelvedlikehold som kan være allment veiledende:

- Ha en klar strategi for gjennomføringen av kabelvedlikehold, og vurder denne jevnlig
- En statistisk tilnærming bør benyttes når retningslinjer for vedlikehold skal formuleres
- Utvikl og opprettholden database for loggføring av feil på kabelsystem
- Undersøk feil fullstendig når de oppstår
- Legg stor vekt på å redusere skade forårsaket av tredjepart
- Implementer forebyggende tiltak for den aktuelle kabeltypen

De fleste sjøkabelanlegg langs norskekysten har fått leve sine liv i fred, med minimal oppmerksomhet, med unntak av de gangene forbindelsene har feilet.

Masse og PEX kabler er i praksis vedlikeholdsfrie med unntak av ettersyn og vedlikehold av eventuell tildekking/ mekanisk beskyttelse og katodiske eller påtrykte spenningsanlegg for korrosjonsvern.

Oljekabel anlegg med sine trykk eller pumpeanlegg krever jevnlig ettersyn og vedlikehold av trykkmatings system og kvaliteten på kabeloljen.

Grovt sett har mye av vedlikeholdet i Norge frem til nyere tid bestått i reparasjon og utskiftning av anlegg når disse har feilet.

4.8.3. Beredskap og reparasjoner

Eierne av anleggene må veie kostnadene for beredskap og materialer på lager opp mot konsekvensene av feil, når disse oppstår, og forventet tid frem til feilen er rettet.

Det er 3 hovedkategorier reparasjoner for et elektrisk / mekanisk skadet sjøkabelanlegg:

- Utskiftning av landtakslengde
- Reparasjon "midt" på installasjonslengden
- Utskifting av hele installasjonslengden

Med en tilstrekkelig høy beredskap og når alle forhold ligger til rette, vil feil av de 2 første kategoriene kunne rettes med en gjennomføringstid på et par–tre uker også for tyngre sjøkabelforbindelser (www.regjeringen.no 2010).

I praksis er det ingen høy beredskap for kraftsjøkabler i Norge sammenlignet med viktige internasjonale telekomkabelforbindelser. For sistnevnte er det inngått avtaler om beredskap med gitt responstid med leverandører eller eierne har selv egne beredskapsressurser liggende klare i tilfelle feil. Responstiden fra feil er oppdaget, til reparasjonsfartøy er på vei kan derfor være noen timer til et døgn.

For kraftsjøkabler i Norge kan det ta fra noen uker til måneder før reparasjon blir igangsatt uten at dette nødvendigvis er feil strategi fra eier eller operatør sin side.

Det finnes per i dag ingen avtaler om beredskap med kort responstid for reparasjonsfartøy i det norske kraftkabelmarkedet. I markedet for kraftsjøkabel skyldes dette i stor grad at man er avhengig av meget spesialiserte fartøy og operatørene har valgt å være avhengig av de til enhver tid tilgjengelige fartøy ute i markedet fremfor å inngå trolig kostbare avtaler om garantert tilgjengelighet. I tillegg til behovet for fartøy er man også avhengig av kapasiteten på spesialist personell hos kraftkabelleverandørene for skjøte arbeidene på kabelen.. Tilgjengeligheten på montasjepersonell fra kraftkabelleverandørene varierer med type kabel, og øker med spenningsnivå på kabelen. For denne typen tjenester er det inngått beredskapsavtaler mellom kabeleierne og kabelleverandørene.

En siste faktor av betydning for reparasjonstid er hvor mye reservekabel eierne har valgt å kjøpe og legge på lager for sine sjøkabelforbindelser.

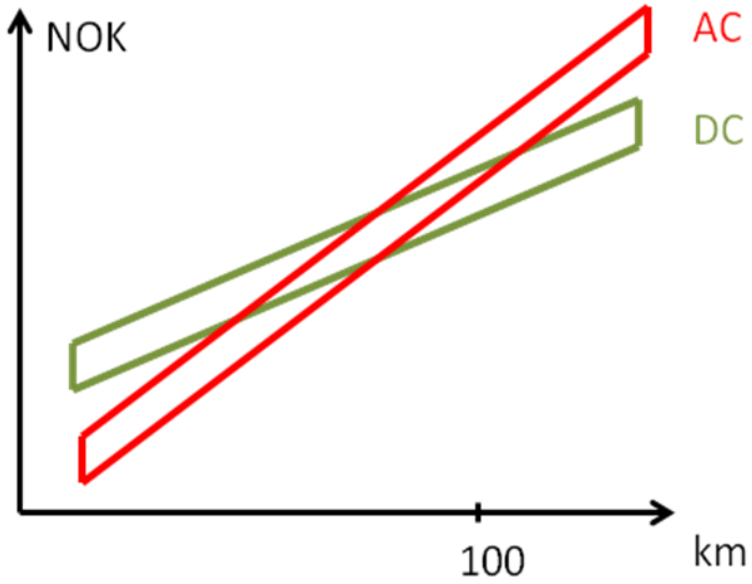
For reparasjon av kraftkabler i sjø trenger man normalt tilgang til kabelinstallasjonsfartøy tilsvarende de fartøy som ble benyttet for å installere anleggene eller fartøy som mobiliseres for anledningene med tilnærmet likeverdige egenskaper, men muligens med lavere lastekapasitet med hensyn til volum/ vekt kabel som skal fraktes til reparasjonsstedet.

Effektiv håndtering av alle disse reparasjonsscenariene krever forberedelse og en strategi for beredskapen

4.9. Økonomi

Kostnader og tekniske begrensninger er avgjørende ved valg av teknikk for lange forbindelser. For korte avstander er kostnadene for vekselstrømsystemer lavere enn likestrømsystemer på grunn av de

forholdsvis høye kostnadene forbundet med omformerstasjonene. Ved lengre avstander kompenserer de lavere kabelkostnadene kostnadene for omformerstasjonene og over en viss lengde blir kostnadene for likestrømsystemer lavere enn de for vekselstrømsystemer, se Figur 4.19.



Figur 4.19: Kostnader som funksjon av overføringsavstand. Prinsippskisse for veksel- og likestrømsoverføring med kabel.

For å få en oppfatning av sammenhengen mellom kostnadene for et vekselstrøm- og et likestrømsystem kan man gjøre et oversiktlig regneeksempel basert på prosjektkostnadene som ble presentert i avsnitt 4.2.4 og 4.3.4. Om man for en 1000 MW overføring antar at kabelkostnadene er 28 MNOK/km for vekselstrøm og 12 MNOK for likestrøm, samt en omformerkostnad på 1900 MNOK blir kostnadene for likestrømssystemet lavere ved avstander over 120 km. Ved en sammenligning må man også ta hensyn til kostnadene for kompenseringsanleggene som ved lange vekselstrømsoverføringer blir betydelige. Reguleringsevnen til HVDC kan også vurderes positivt og man behøver ikke alltid like høy overføringskapasitet med HVDC. Man må selvfølgelig gjøre en mer grundig analyse for de alternativer som kan bli aktuelle og da må man også ta med alle systemaspektene. Dette behandles videre for Simadalen–Samnanger i Kapittel 5.

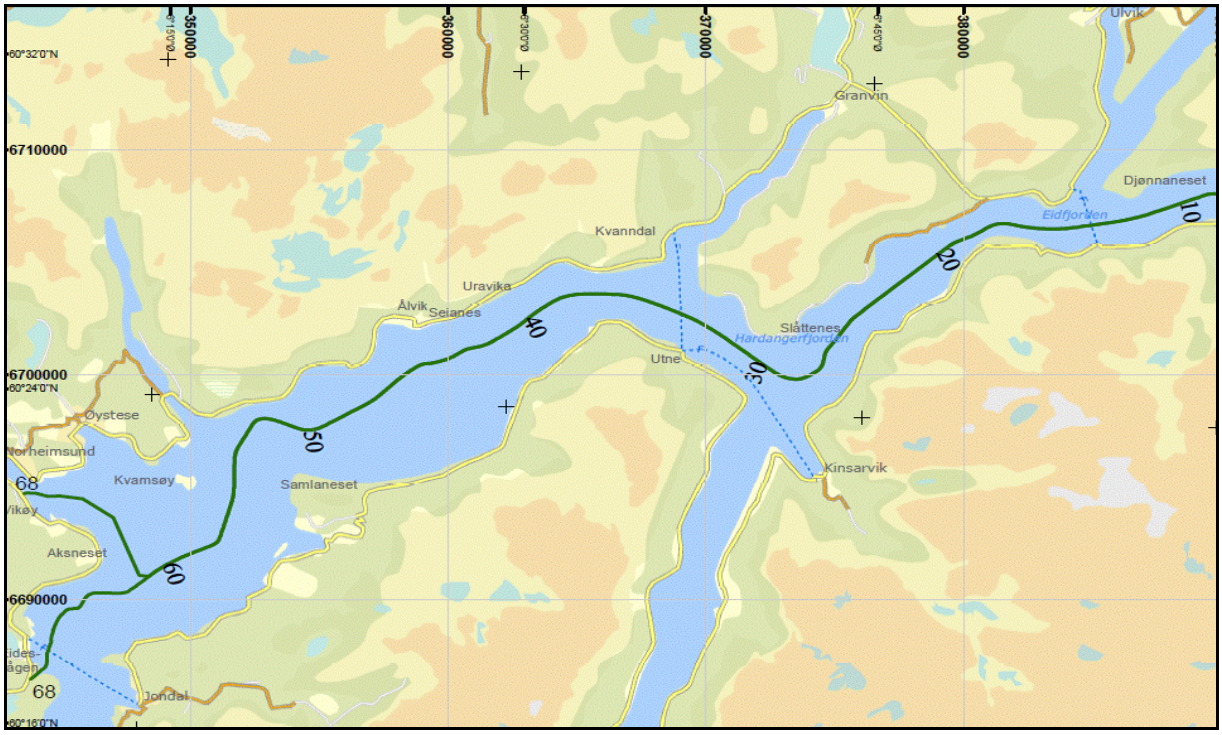
5. Sjøkabel fra Simadalen til Kvam

5.1. Prosjektet Simadalen–Kvam, vurderte alternativer

Utvalgets oppdrag har vært å studere de tekniske, miljømessige og økonomiske forutsetningene for sjøkabel mellom Simadalen og Kvam. Den traseen som har vært utgangspunkt for utvalget er vist i Figur 5.1. Utvalgets oppdrag har ikke inkludert å undersøke hvordan Norheimsundområdet kan forbindes med Samnanger. Basert på tidligere utredninger og undersøkelse av bunnforhold er to mulige ilandføringer vurdert:

1. ilandføring via Aksnesrenna og landanlegg i Norheimsundområdet, med ny luftlinje videre til Samnanger.

2. ilandføring ved Eidesvågen, og videre til Samnanger langs den eksisterende 300kV-forbindelsen Mauranger–Samnanger.



Figur 5.1 Sjøkabeltrasé fra Simadalen til Kvam.

Utvalget har vurdert fire ulike alternativer for sjøkabelforbindelsen Simadalen–Kvam, to basert på vekselstrøm og to likestrømsalternativer.

For alternativene med vekselstrøm er det valgt en overføringskapasitet på 2000 MW. Studier gjennomført av Utvalg 2 viser at for å overholde kravet til N-1 vil maksimal belastning på kabelen være opp mot 1500 MW (Statnett Notater 2010). Kravet til overføringskapasitet medfører derfor behov for to parallelle kabelsystemer (totalt 6 enfasekabler). Dette gir en overføringskapasitet som er sammenlignbar med luftledningsalternativet, samt god redundans ved kabelfeil. To ulike kabeltyper er vurdert for vekselstrømsalternativet, oljekabel og PEX-kabel, henholdsvis alternativ 1 og 2.

To likestrømsalternativer har blitt studert, med overføringskapasitet på 2000 og 1500 MW, henholdsvis alternativ 3 respektive alternativ 4. Alternativ 3 (2000 MW) gir samme overføringskapasitet som vekselstrømsalternativene og har også to parallelle kabel- og omformersystem for +/- 320 kV, med totalt fire stk polymer DC-kabler. Studier gjennomført av Utvalg 2 viser at en god forsyningssikkerhet oppnås med en HVDC overføringskapasitet på 1300–1500 MW. Derfor er det også valgt et overføringssystem for 1500 MW (alternativ 4), med en +/- 500 kV bipolar og tre masseimpregnerte kabler. I begge alternativene kan driften opprettholdes med minst halve kapasiteten, selv under feil på én kabel.

De fire hovedalternativene er presentert i Tabell 5.1.

Tabell 5.1 Aktuelle kabelalternativer vurdert av Utvalg 1.

Spenning	420 kV vekselspenning		+/-320 kV likespenning	+/- 500 kV likespenning
Alternativ	1	2	3	4
Kapasitet (MW)	2000	2000	2000	1500
Antall parallelle kretser	2	2	2	2
Kabeltype	Oljekabel	PEX	Polymer DC	Masse-impregnert
Antall en-fase kabler	6	6	4	3

Av de to vekselstrømsalternativene er 420 kV oljekabel en løsning basert på lang erfaring. Det finnes flere sjøkabelsystemer med tilsvarende overføringskapasitet og spenning, men for betydelig kortere avstander. Slike kabler har vært lagt på tilsvarende dyp som er aktuelt i Hardangerfjorden, men da med lavere overføringskapasitet. For 420 kV PEX-kabel finnes lange landkabelsystemer opp til 550 kV, mens for sjøkabel finnes kun korte kabler. PEX-kabler har gunstigere elektriske egenskaper og krever mindre kompensering sammenlignet med oljekabel. Denne teknologien kan bli dominerende for sjøkabler på sikt. Kombinasjonen av dyp, lengde og kapasitet som er nødvendig for en vekselstrømsoverføring i Hardangerfjorden savner dermed sidestykke i verden.

For likestrømsalternativet er utgangspunktet for omforming mellom veksel- og likestrøm basert på Voltage Source Converters (VSC). VSC omformerteknologien har til forskjell fra Current Source Converter (CSC) teknologien bedre reguleringsegenskaper når likestrømsforbindelser integreres i et masket sentralnett. Den kan også brukes for å bygge opp nettet ved utfall. Teknologien har vært på markedet i over ti år, men ikke for de spenningsnivå og de installasjonsforutsetninger som ligger til grunn for et sjøkabelprosjekt i Hardangerfjorden. For VSC er vanligvis polymer DC-kabler brukt. Masseimpregnert (MI) DC-kabel er et alternativ der man har erfaring med legging helt ned mot 1600 meters dyp. For +/- 500 kV er masseimpregnerte kabler det eneste tilgjengelige alternativet i dag.

I avsnitt 5.2 gjennomgås nødvendig teknologikvalifisering og nødvendig utvikling for å kunne benytte sjøkabel på strekningen Simadalen–Kvam. Prinsipielle løsninger inklusive tekniske data presenteres for hvert alternativ. Den tekniske utformingen i avsnitt 5.3 og 5.4 er utarbeidet med utgangspunkt i tekniske publikasjoner og tilgjengelige utredninger. Karakteristiske egenskaper og erfaringer fra flere lengre sjøkabelprosjekt i verden er studert. På forespørsel fra Utvalget har også Nexans og ABB designet kabelkonstruksjoner for de aktuelle kravene.

5.2. Teknisk kvalifisering og teknologiutvikling

5.2.1. Internasjonale standarder og retningslinjer

Det eksisterer omfattende internasjonale standarder og retningslinjer for uvikling, design, testing og legging av kabler og elektroteknisk utstyr. Under er noen aktuelle standarder som omhandler sjøkabler:

Design

IEC Standard 60287. Calculation of the continuous current rating of cables (2006).

Testing

- Electra No. 171. Recommendations for mechanical tests on sub-marine cables. Cigré WG 21.02 (1997)
- IEC 60141-1. Test on oil-filled and gas-pressure cables and their accessories – Part 1: Oil-filled, paper or polypropylene paper laminate insulated, metal-sheathed cables and accessories for alternating voltages up to and including 500 kV.
- IEC standard 62067. Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 150 kV (Um = 170 kV) up to 500 kV (Um = 550 kV) – Test methods and requirements.
- Electra No. 189. Recommendations for testing of long AC cables with extruded insulation for system voltages above 30 (36) up to 150 (170) kV (2000)
- Electra No. 189. Recommendations for tests of power transmission dc cables for rated voltages up to 800 kV. pp 39 ff. (2000)
- Cigré Technical brochure TB 219. Recommendations for testing DC extruded cable systems for power transmission at rated voltage up to 250 kV (2003)

5.2.2. Teknologiutvikling for alternativ 1–4

De fleste sjøkabelprosjekter er på en eller annen måte unike med tanke på lengde, dyp, overføringskapasitet, bunnforhold osv. Uavhengig av teknisk løsning er det nødvendig med en egen teknologikvalifisering for Simadalen–Kvam. Nedenfor er det gitt mer detaljer omkring utviklingsnivå og behovet for teknisk utvikling og kvalifisering for de ulike alternativene.

Oljekabel – vekselstrøm (alt 1)

Oljekabler er kvalifisert for dyp ned til 850 meter (Balog m fl. 1998) men ikke for en kapasitet på 1000 MW. For mindre dyp er oljekabel kvalifisert for 1000 MW.

PEX-kabel – vekselstrøm (alt 2)

PEX-kabler er kvalifisert på drift for 420 kV sjøkabel (Evenset m fl. 2007). Kabellengden er derimot kun 3,2 km og kvalifisert dyp er 200 meter. Ingen fabrikkskjøter eller reparasjonsskjøter er kvalifisert. For PEX-kabler er det ikke mulig å fabrikkteste hele kabellengden som er aktuell i Hardangerfjorden (70 km) med fabrikkskjøter.

Polymer DC-kabel – likestrøm (alt 3)

For Hardangerfjorden er det nødvendig med et sprang i teknologiutvikling for Polymer DC-kabel både med tanke på spenning, overføringskapasitet og dyp. Kabel og skjøter må kvalifiseres. Kabler er per i

dag installert med spenning på 200 kV og en kapasitet på 400 MW. Det er kabler med en spenning på 320 kV og kapasitet på 800 MW i bestilling. Det foreligger en rapport (Jacobsen m fl. 2006) på dimensjonering og test av 300 kV kabler med 1000 MW kapasitet i henhold til Electra 171 ned til minst 1500 meters dyp.

Masseimpregnert kabel – likestrøm (alt 4)
Massekabler er kvalifisert for dyp ned til 1600 meter med en kapasitet på 1000 MW ved +/-500 kV. Strømbelastningen for en likestrømsløsning som er vurdert i Hardangerfjorden er derimot større enn det som har vært testet.

I tillegg til teknologiutvikling og kvalifisering av selve kabelen kan det for noen av alternativene være nødvendig med uvikling også på de øvrige komponentene i overføringssystemene.

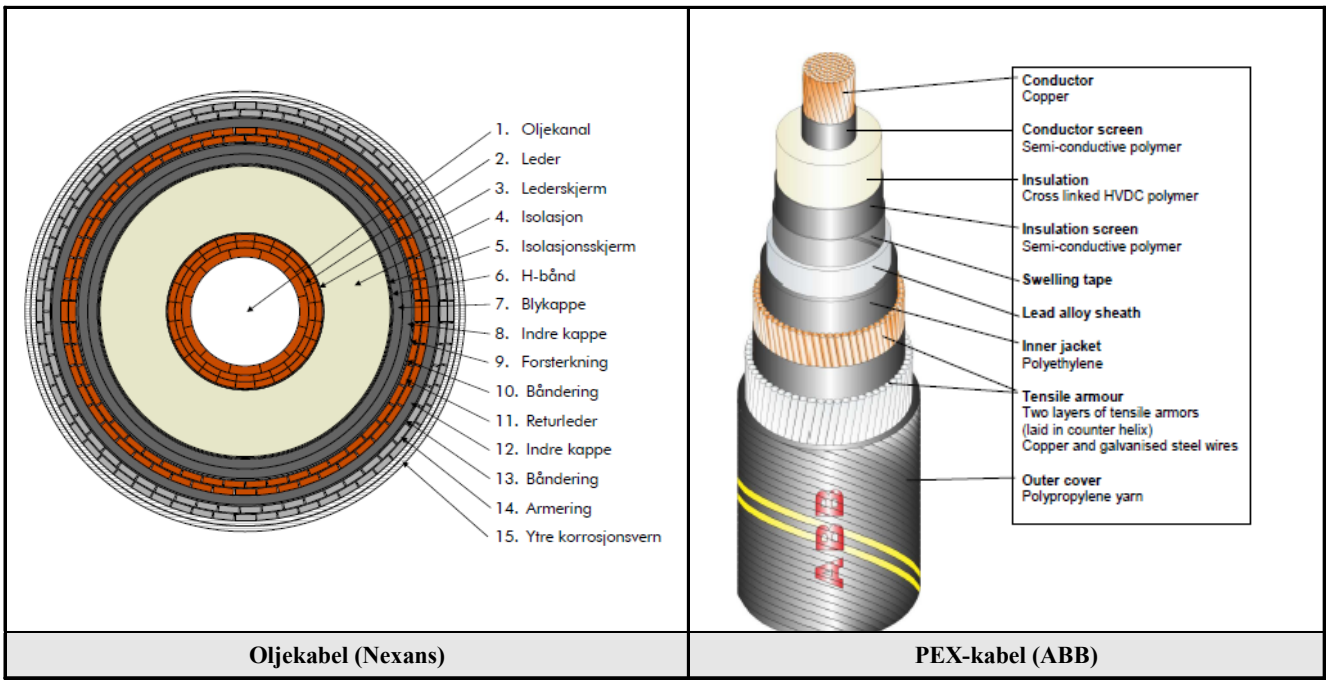
Vekselstrømalternativet – øvrige komponenter
Nødvendige elektrotekniske komponenter er allerede på markedet og standarder foreligger. 420 kV reaktorer finnes i standard størrelser. Effektbrytere må spesifiseres for de aktuelle applikasjonene, men det bør ikke være store problemer med å finne nødvendige standardiserte komponenter.

Likestrømsalternativet – omformer
VSC-omformere er i dag i drift opp til 200 kV og i bestilling for 320 kV (polspenning 640 kV) og 800 MW. Det er derfor nødvendig med teknologiutvikling og kvalifisering for å kunne bruke denne løsningen på Simadalen–Kvam. Moduloppbygging av omformerne gjør det mulig å tilpasse den til aktuelle krav og det vurderes som mulig å møte kapasitetskravene (Jacobsson m fl. 2010, ABB 2010).

5.3. Vekselstrøm

5.3.1. Kabler

På verdensbasis finnes flere kabelleverandører, Nexans, ABB og Prysmian er noen eksempler. Designdata er innhentet fra Nexans (oljekabel) og ABB (PEX-kabel). Figur 5.2 viser de to alternativene.



Oljekabel (Nexans)	PEX-kabel (ABB)

Figur 5.2 Sjøkabelkonstruksjoner for vekselstrøm med 420 kV spenning og 1000 MW overføringskapasitet.

Kablene er dimensjonert for å klare 1000 MW ved 400 kV med optimal kompensering i begge kabelendene. Oljekabelen har et lederareal på 1200 mm^2 og en returleder av kobber. Med en oljekanaldiameter på 40 mm opprettholdes tilfredsstillende trykkvariasjon langs kabeltraseen. I den angitte konstruksjonsløsningen består armeringen av doble lag ståltråd. Hver enkelt en-fase oljekabel kan produseres med 1–2 fabrikksskjøter og legges i en omgang for hele strekningen. PEX-kabelen har 1400 mm^2 lederareal og en kombinasjon av kobber- og ståltrådsarmering. Hver enkelt en-fase PEX-kabel kan produseres med 10–15 fabrikkskjøter og legges i en omgang for hele strekningen. Kablenes pluss-sekvensdata framgår av Tabell 5.2.

Tabell 5.2 Pluss-sekvens data for de vurderte kabeltypene.

Kabeltype	Resistans r (Ω/km)	Induktans l (μH/km)	Konduktans g (1/MΩkm)	Kapasitans c (μF/km)
PEX	0,0348	0,245	0,032	0,19
Olja	0,0280	0,194	0,238	0,32

5.3.2. Spenningsforhold og energitap

Spennings- og strømforhold samt energitap er beregnet slik det fremgår av Vedlegg 1 for en 70 km lang kabelstrekning med kabeldata som fremgår av Tabell 5.2. Ved beregningene er spenningen i belastningsenden satt til 410 kV trefasespenning. Belastningen er antatt rent resistiv. Kabelsystemenes (to parallelle kretser) kapasitive generering (2366 MVAr for oljekablene og 1405 MVAr for PEX-kablene) antas kompensert med reaktorer i belastningsendene tilsvarende halvparten av den kapasitive genereringen. Tilsvarende reaktiv effekt påkrevd i den genererende enden er av samme størrelsesorden.

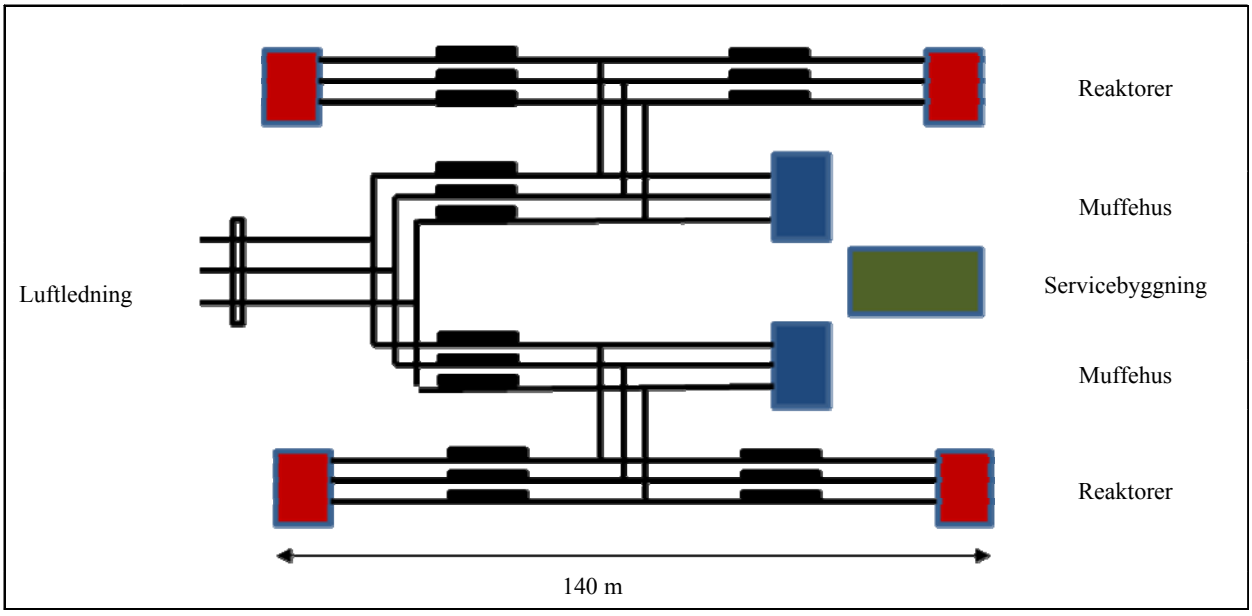
Tabell 5.3 viser beregnede energitap inklusive tapene i reaktorene. Man ser også at spenningsforholdene er rimelige. Resistansene er i alle beregninger satt like med de med full last. Reaktortapene (ca 0,167 % av den reaktive effekten) er ca 3,95 MW for oljekabelalternativet og 2,35 MW for PEX-kabelalternativet.

Tabell 5.3 Spenninger og effekttap for vekselstrømalternativene (inklusive tap i reaktorer).

	Oljekabelsystem		**PEX-kabelsystem**	
Belastning (MW)	Spenning (kV)	Effekttap (MW)	Spenning (kV)	Effekttap (MW)
2000	407,6	35,6	405,3	33,1
1000	403,9	18,2	402,9	11,5
500	402,0	13,8	401,5	6,1
0	400,3	12,3	400,0	4,3

5.3.3. Landanlegg

Ved ilandføringspunktene må det installeres kompenseringsanlegg som inneholder flere 420kV reaktorer som vist i Figur 4.4. Ved bruk av oljekabel vil det være behov for totalt åtte reaktorer (fire i hver ende av kabelsystemet) med en total ytelse på ca 2400 MVAr. PEX-kabler vil kreve totalt fire reaktorer med en total ytelse på ca 1400 MVAr. Endelig størrelse på reaktorene og eventuell regulering av dem må avgjøres ut fra systemmessige forhold. Det må da også gjøres vurderinger på reaktiv regulering i Samnanger. Ved ilandføringspunktet avsluttes kablene i et muffehus med tilknytning til luftledning som vist i Figur 4.2. Et koblingsanlegg benyttes for å knytte til reaktorene, kabelgjennomføringene og luftlinje. Landanleggene vil også inkludere et kontrollrom og et trykkoljeanlegg for alternativet med oljekabel. Ved eventuelt bruk av fjellanlegg kan det være aktuelt med et kapslet koblingsanlegg. Figur 5.3 viser ilandføringsanlegg for et oljekabelsystem.



Figur 5.3 Utendørs ilandføringsanlegg for et oljekabelsystem (skissert).

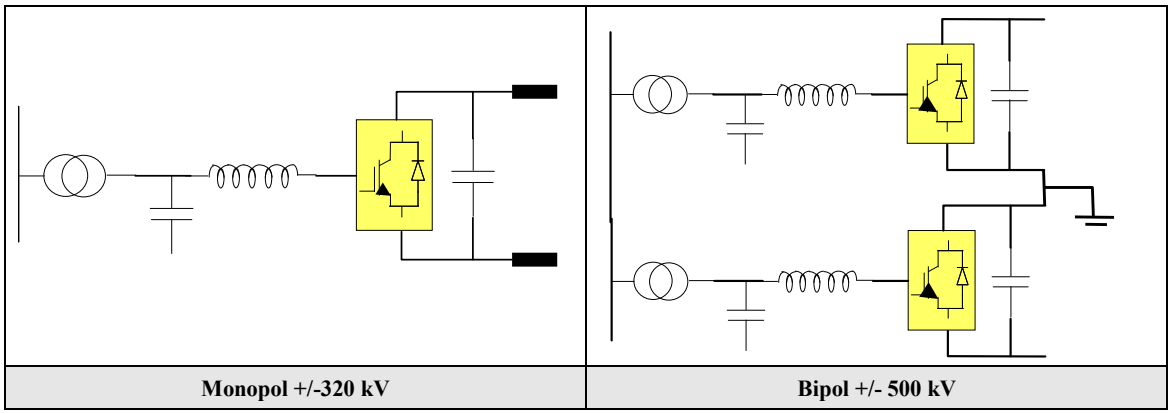
5.4. Likestrøm

5.4.1. Strømomformere

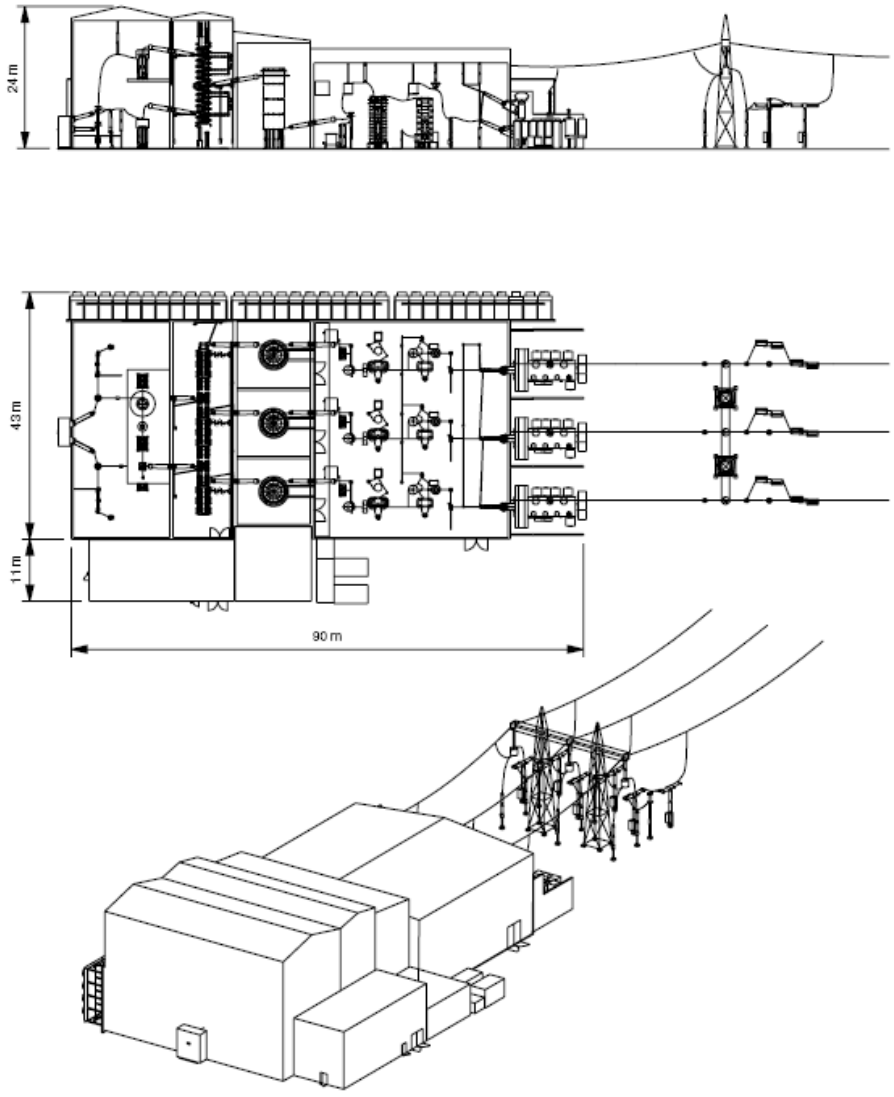
I avsnitt 4.3 er ulike prinsipper for høyspent likestrøm gjennomgått. Dette kapittelet baserer seg på design og data fra ABB (ABB 2010). Det finnes flere andre leverandører av HVDC VSC, blant annet Siemens, markedsført som HVDC PLUS (Westerweller m fl. 2010). Ved bruk av likestrøm plasseres omformerne i Sima og Samnanger. Omformeren kan i tillegg benyttes til å regulere reaktiv effekt og erstatter dermed det planlagte anlegget for reaktiv kompensering (Static VAR compensator – SVC) i Samnanger.

I alternativet med 2000 MW overføringskapasitet (alternativ 3) installeres det to parallelle omformere i Sima og Samnanger, det vil si totalt fire omformere bestående av monopoler, se Figur 5.4. Figur 5.5 viser en skisse av en omformer med 1000 MW kapasitet. Totalt vil hver omformer inkludert transformatorer og bygninger legge beslag på 54 ganger 90 meter. Tilkoblingen til 420kV-nettet er til høyre i figuren, og det benyttes standard komponenter til dette.

For 1500 MW-alternativet (alternativ 4) benyttes to monopoler som til sammen danner en bipol for +/- 500 kV som vist i Figur 5.4. Kabelsystemet består av to høyspenningskabler og en nøytralkabel. Ved å dimensjonere samtlige kabler for 500 kV kan nøytralkabelen benyttes som reserve for polkablene. Overføringssystemet kan drives med full effekt med kun høyspenningskablene. Det innebærer at nøytralkabelen kan installeres ved et senere tidspunkt og at anlegget kan idriftsettes raskere. Strømmen er omtrent lik den i alternativ 3 mens spenningen over hver omformerpol er lavere. For alternativ 4 trengs det også totalt fire omformeranlegg med omtrent samme utforming som i Figur 5.5.



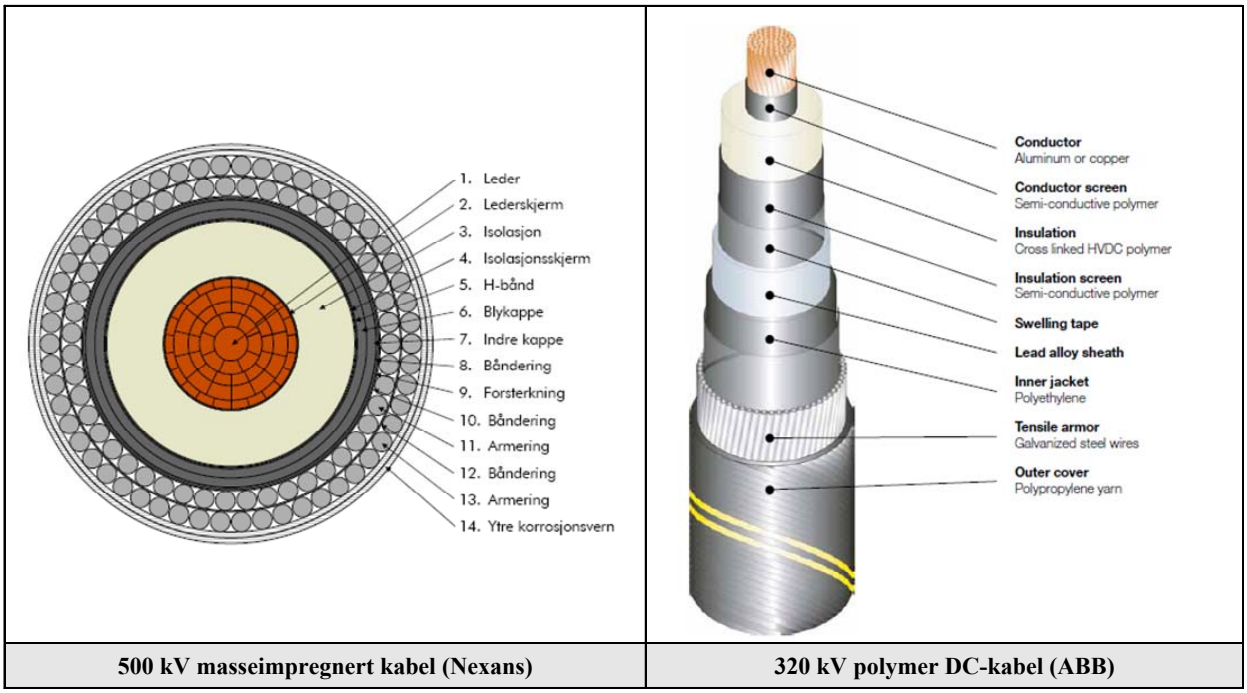
Figur 5.4 Aktuelle utforminger av omformer.



Figur 5.5 Layout for en 1000 MW-omformer.

5.4.2. Kabler

Det finnes flere kabelleverandører; blant annet Nexans, ABB og Prysmian. Konstruksjonsdata er blitt innhentet fra ABB (Polymer DC-kabel) og Nexans (masseimpregnert kabel). De to konstruksjonene vises i Figur 5.6. For alternativ 3 benyttes polymer DC-kabel, som normalt brukes av ABB og Siemens for VSC anlegg med +/- 320 kV. Kabelens resistans er 0,01335 Ohm/km ved full last. For alternativ 4 benyttes masseimpregnerte kabler med kobberareal 1600 mm^2 og resistans 0,0122 Ohm/mm^2.



500 kV masseimpregnert kabel (Nexans)	320 kV polymer DC-kabel (ABB)

Figur 5.6 Sjøkabelløsninger for likestrøm

5.4.3. Spenningsforhold og energitap

Omformerstasjonenes tap inklusive transformatorer anslås til 1 % av transmittert effekt, dvs. totalt 2 % for begge endene til sammen. Omformerne gir tap selv om det ikke overføres effekt. Ved ulike driftsforhold med 70 km overføringsavstand blir tapene som fremstilt i Tabell 5.4. Spenningsfallet langs kabelen er lite, kun 1,3–1,5 kV ved full effekt.

Tabell 5.4 Spenningsfall og tap for likestrømsalternativene.

	Alternativ 3			Alternativ 4		
Overført effekt	Tap i kabel (MW)	Tap i omformere (MW)	Tap totalt (MW)	Tap i kabel (MW)	Tap i omformere (MW)	Tap totalt (MW)
2000	9,13	40	49,1	3,84*	30*	33,8*
1000	2,28	26	28.3	1,71	23	24,7
500	0,57	19	19,6	0,43	16	16,4
0	0,00	12	12,0	0,00	9	9,0

* Ved 1500 MW

5.4.4. Landanlegg

Ilandføringen i Norheimsundområdet kan enten være i et muffehus, som vist i Figur 4.2, eller man kan skjøte inn en landkabel som knyttes til likestrømsluftledning til Samnanger. I Sima kan kablene trekkes direkte til omformeren. Ilandføringen har et begrenset behov for tilgjengelig areal. Omformeren i Samnanger vil eliminere behovet for det planlagte SVC i Samnanger.

5.4.5. Forstyrrelser

Elektromagnetiske forstyrrelser

Ved design av omformerne må en ta hensyn til de elektromagnetiske forstyrrelsene som kan oppstå på grunn av harmoniske og raske spenningspulser. Vekselspenningen genereres gjennom pulsbreddemodulering (PWM) og derfor vil det bli et vesentlig avvik mellom spenningskurven fra vekselstrømssiden av omformerne og den sinusformede spenningskurven i kraftsystemet. Reaktor og AC filter må utformes på en slik måte at forvrengningen av spenningen og forstyrrelser på telefonnettet ikke overskrider gjeldende krav. Det kan også være behov for filtrering på DC-siden hvis likestrømskabelen går i nærheten av telefon- eller signalledninger. Når ventilene kobler vil spenningspulser oppstå. For å forhindre at høyfrekvente forstyrrelser sprer seg ut i kraftsystemet må ventilene designes riktig, bygningen må skjermes og det må sørges for høyfrekvensjording. Dempekretser monteres både på vekselstrøm- og likestrømssiden av omformeren for å begrense forstyrrelsene. Det kan også monteres filter på vekselstrømssiden som begrenser radioforstyrrelser.

Akustiske forstyrrelser

Det meste av utstyret som skaper akustisk støy er plassert innendørs i omformerbygningen og lyden kan dermed dempes gjennom valg av akustiske egenskaper til materialer i vegger og tak. Transformatorer, kjølesystem, ventilasjon, filer og aircondition er typiske lydkilder. Lydforurensningen må analyseres for hvert enkelt prosjekt for å sikre at grenseverdier i nærmiljøet ikke overskrides. Typiske støygrenser er 60 dB ved omformeren og 40 dB ved nærmeste nabo.

5.5. Geologiske forhold

En sjøkabeltrasé mellom Simadalen og Kvam vil gå fra kraftstasjonen i Sima, gjennom Simadalsfjorden, Eidfjorden, Utnefjorden, Indre og Ytre Samlafjorden og opp på land i Kvam (Figur 5.7). Geologiske forhold som kan ha konsekvenser for en sjøkabel langs denne traseen er beskrevet i de følgende avsnittene. Det har imidlertid ikke vært mulig å gjøre noen grundige vurderinger av disse forholdene innenfor rammene av dette utvalgsarbeidet. Det må gjøres detaljerte geologiske og geotekniske undersøkelser for å fastslå i hvor stor grad forholdene er problematiske for en sjøkabel, og hvilke tiltak som eventuelt kan iverksettes.

I utredningsarbeidet har utvalget hatt tilgjengelig detaljerte batymetridata fra Sjøkartverket og Statnett, innhentet ved bruk av multistråleekkolodd. Seismikkdata fra Universitetet i Bergen og Statnett er stilt til rådighet, og det er brukt kart og flytfoto fra landområdene (Norge i bilder). I tillegg er tidligere publikasjoner studert, blant annet en avhandling om geologien i Hardanger av H. Holtedahl (1975).

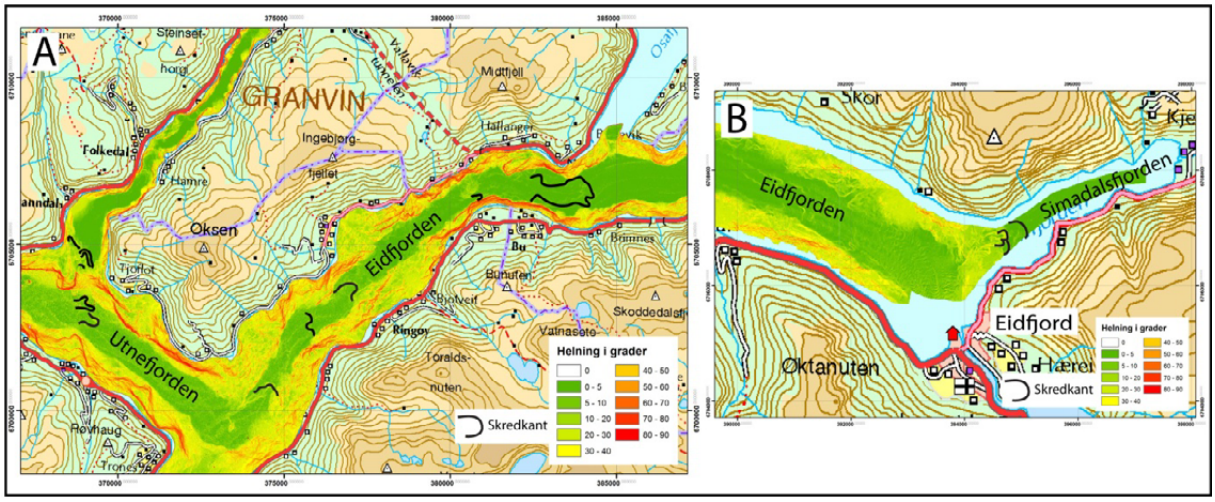
Figur 5.7 Oversiktskart over Hardangerfjorden mellom Simadalen og Kvam.

5.5.1. Topografi

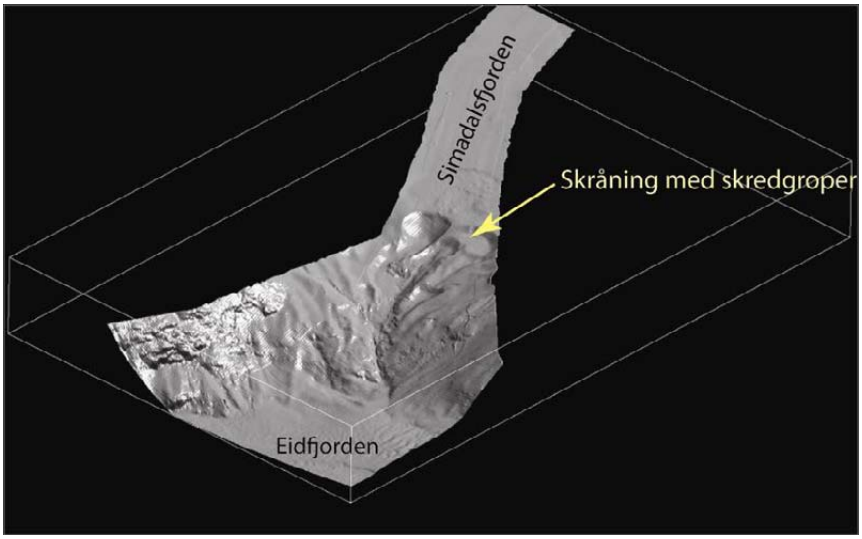
Topografiske kart fra land og detaljerte batymetriske kart fra Sjøkartverket og Statnett viser at fjellsidene rundt Hardangerfjorden til dels er svært bratte både over og under vann. Den midtre, dypeste delen av fjorden er derimot relativ flat og jevn på grunn av oppfylling av sedimenter. For å komme ned på den flate fjordbunnen må en sjøkabel imidlertid føres ned en bratt skråning fra Simadalsfjorden ned til Eidfjorden, og likeledes opp en bratt for å komme på land i Kvam. Utglidninger og undersjøiske skred gjør at vi finner skredgroper med opp til 20 meter høye og tildels svært bratte bakkanter på tvers av fjorden flere steder mellom Simadalen og Kvam.

Simadalsfjorden, Eidfjorden og Utnefjorden

Indre deler av Hardangerfjorden er trang med bratte dalsider både over og under vann, mens selve fjordbunnen er flat (Figur 5.8). Simadalsfjorden er grunn (< 50 meter dyp) og smal. Den flate fjordbunnen er ca 450 meter bred ved munningen av fjorden. Trolig ligger det fjellskredavsetninger på fjordbunnen, men disse er såpass gjenfylt av slam at topografien er utvisket, og det bør være mulig å finne en brukbar trasé gjennom skredmassene. Ved munningen av Simadalsfjorden er det en bratt skråning med ca 9° helling i snitt. Lokalt er skråningen imidlertid mye brattere. Flere utglidninger og skred på denne skråningen har ført til at området er preget av skredgroper med bratte kanter og skredkanaler (Figur 5.9). Terrenget her er derfor både ujevnt og bratt, i tillegg til geotekniske utfordrende (se avsnitt 5.5.2).



Figur 5.8 Skråningskart som viser helning i grader på terrenget under vann. Datasettet er satt sammen med topografisk kart over landområdene. Kartet viser at indre deler av Hardangerfjorden, Eidfjorden og Utnefjorden (A) og Simadalsfjorden (B), er trang, og fjordsidene skråner bratt ned mot den flate fjordbunnen. Det er også en bratt skråning med flere skredgroper der Simadalsfjorden går ut i Eidfjorden (B).



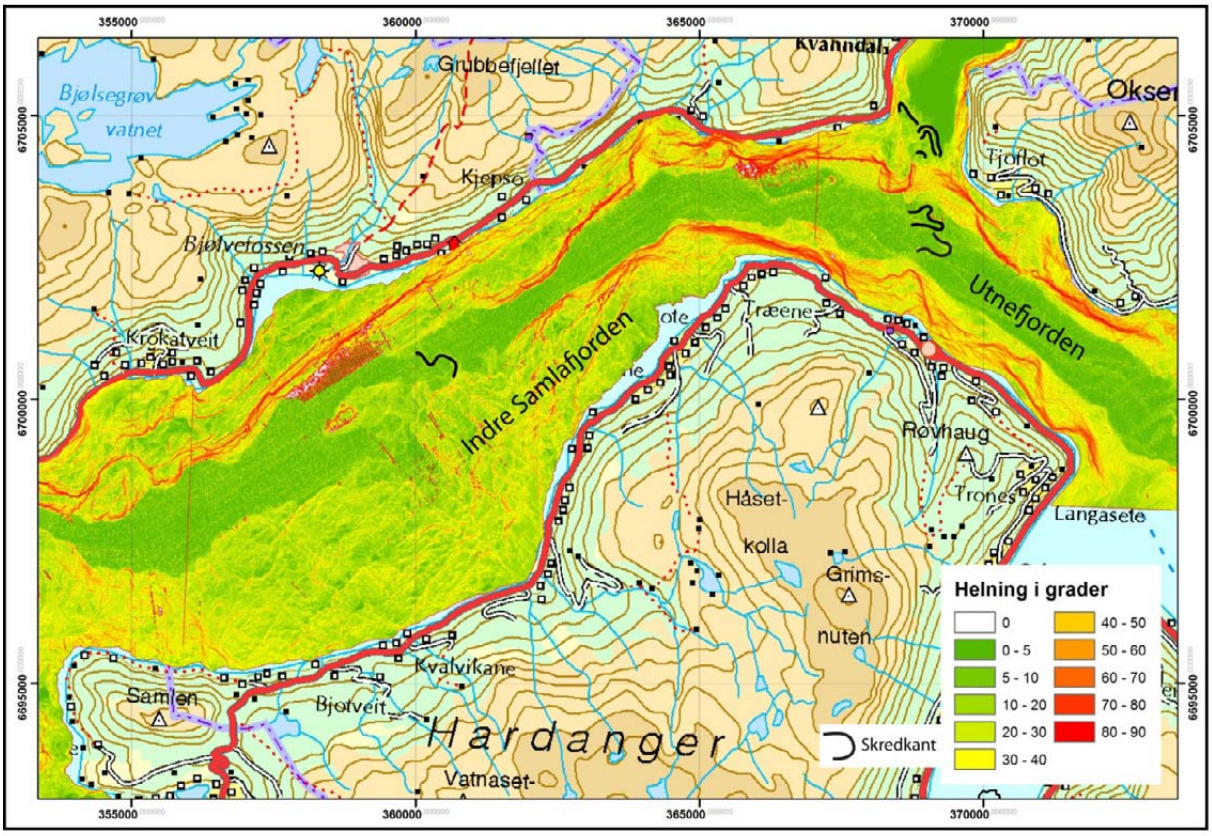
Figur 5.9 Skyggerelieff av skråningen ved munningen av Simadalsfjorden. Det er flere tydelige skredgroper og skredkanaler på skråningen som har en gjennomsnittlig helling på 9°, men som lokalt er mye brattere.

Eidfjorden er 250 meter dyp innerst og 700 meter dyp ved innløpet til Sørfjorden (Figur 5.7) og den flate fjordbunnen er ca 700–1200 meter bred. Fjorden blir altså 450 meter dypere over en strekning på ca 24 km, noe som gir en gjennomsnittlig helling på fjordbunnen på litt over 1°. Selv om en gradient på litt over 1° er forholdsvis lite, og problemfritt for en kabel, så kan det ha betydning for stabiliteten av sedimentene på fjordbunnen (avsnitt 5.5.2). Det er da også lokalisert tre skredgroper fra undersjøiske skred i Eidfjorden. Én skredgrop er også kartlagt i Utnefjorden (Figur 5.10). Bakkantene av skredgropene går på tvers av de midtre, flate deler av fjorden og utgjør lokale brattkanter som er opp til 20 meter høye.

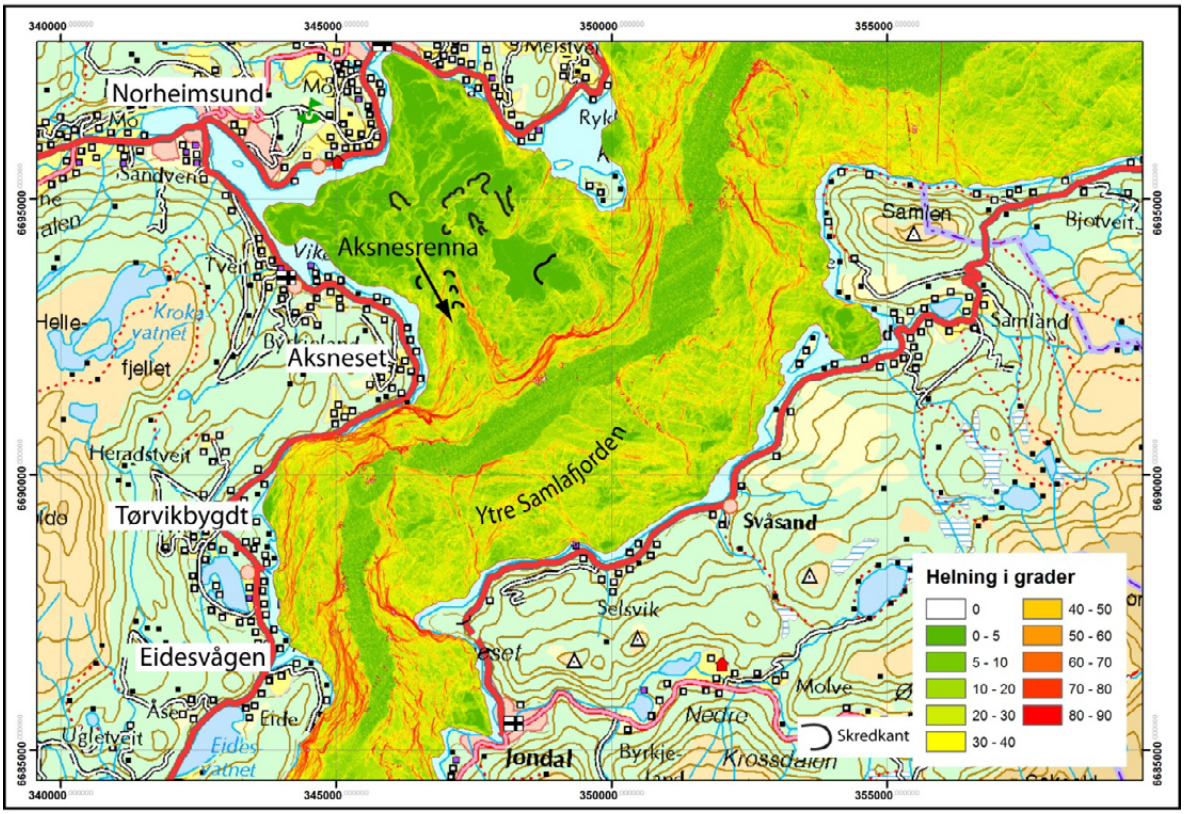
Samlafjorden

Videre sørvestover blir fjorden enda dypere, ned mot 850 meter utenfor Aksneset sørøst for

Norheimsund. Gradienten på fjordbunnen er imidlertid lavere enn i Eidfjorden. Den flate fjordbunnen er 300–1000 meter bred i denne delen av fjorden, og det er kartlagt én skredkant i Indre Samlafjorden. Denne er ca 5 meter høy. Samlafjorden og dalsidene er noe slakere enn lenger øst, spesielt på sørsiden av fjorden (Figur 5.10 og Figur 5.11). Også under vann er den søndre fjordsiden forholdsvis slak ned mot de dypere deler av fjorden, mens det på nordsiden er en brattkant fra fjordbunnen og opp til en grunnere hylle nærmere land. Utenfor Norheimsund utgjør denne hylla et forholdsvis grunt platå (100–300 meter dypt) (Figur 5.11).



Figur 5.10 Skråningskart og topografiske kart fra Indre Samlafjorden der fjorden er breiere og fjordsidene slakere, spesielt den sørøstre fjordsiden. På nordsiden av fjorden er det en brattkant fra den dype, flate fjordbunnen og opp til ei hylle nærmere land.

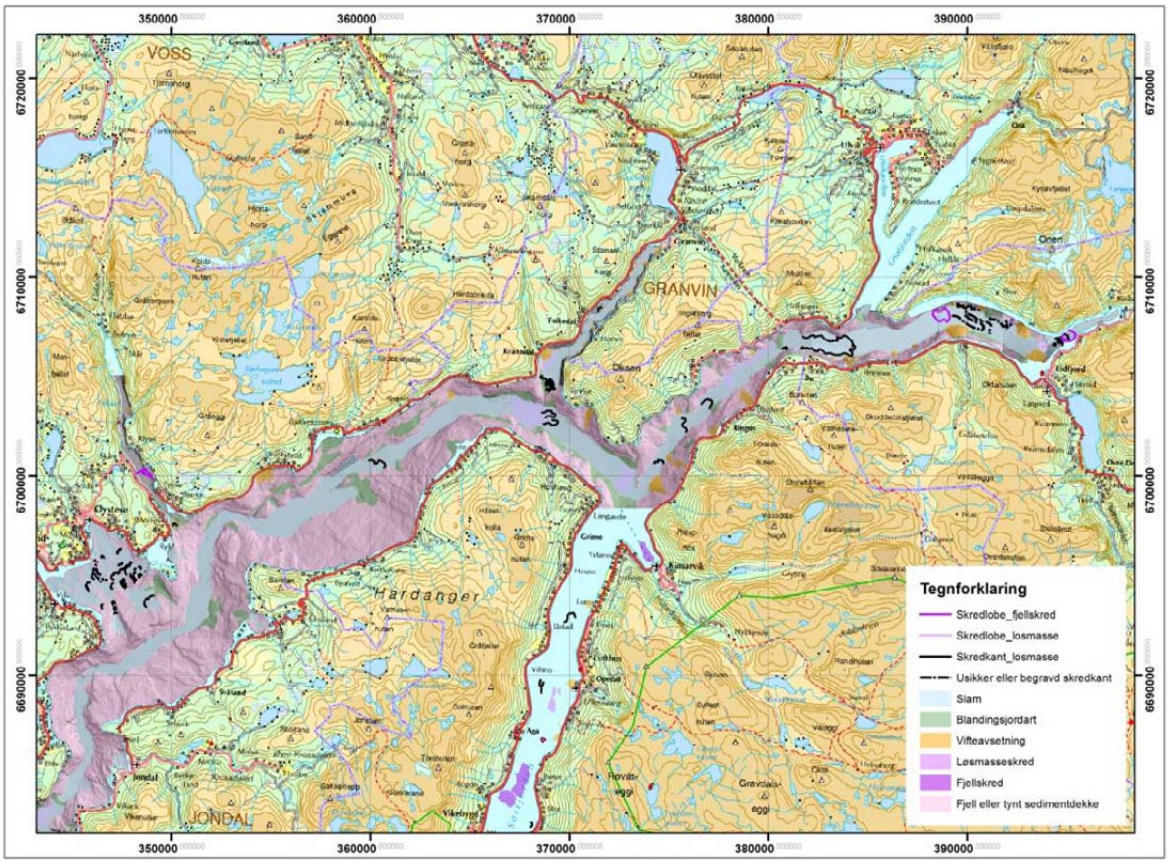


Figur 5.11 Skråningskart og topografisk kart som viser at den søndre fjordsiden i Ytre Samlafjorden er forholdsvis slak, men at det på nordsiden er en 400–600 meter høy, bratt skråning fra den dype delen av fjorden opp til et platå utenfor Norheimsund og Øystese. Utenfor Aksneset er fjorden 850 meter dyp.

Brattkanten fra den dypeste delen av fjorden og opp på platået ved Norheimsund er 400–600 meter høy. En kløft/renne skjærer seg gjennom brattkanten utenfor Aksneset (Figur 5.10). Denne renna omtales heretter som Aksnesrenna og utgjør en mulig trasé for en sjøkabel hvis den skal inn i Norheimsundområdet. Lenger sørvest, ved bukta inn mot Tørvikbygd, er brattkanten noe slakere og her kan det være mulig å finne en sjøkabeltrasé opp mot land, og eventuelt inn mot Eidesvågen.

5.5.2. Geologiske avsetninger og prosesser på fjordbunnen

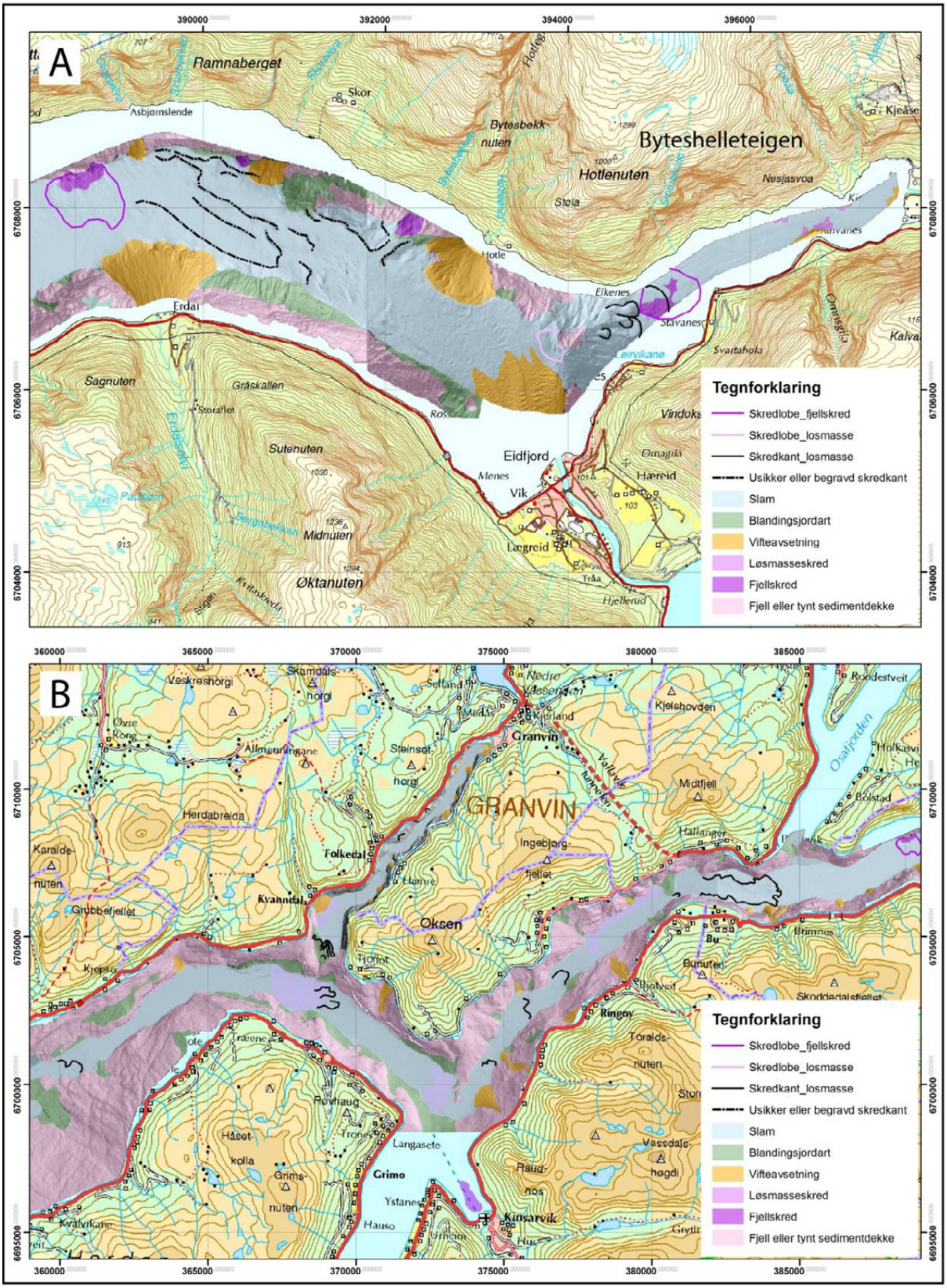
Detaljert batymetri fra Sjøkartverket og Statnett, samt noe seismikkdata fra UiB, gjør det mulig å tolke hva slags avsetninger som finnes på fjordbunnen. I tolkningen av batymetridataene er det fokusert på å identifisere skredkanter, skredavsetninger, løsmasseavsetninger med stor mektighet og bart fjell, da dette kan ha betydning for stabilitetsforhold på sjøbunnen. Tolkningen er vist i Figur 5.12, og i større målestokk i Figur 5.13, Figur 5.18 og Figur 5.19.



Figur 5.12 Tolkning av detaljert batymetri i Hardangerfjorden. Kartet er laget på basis av morfologi.

- *Skredlobe:* avsetninger fra skredmasser fra fjellskred eller løsmasseskred som synes som forhøyninger på fjordbunnen
- *Skredkant løsmasse:* brattkanter på sjøbunnen tolket som bakveggen på skred utløst i finkornige sedimenter på bunnen
- *Slam:* viser den flate fjordbunnen som er dominert av finkornige sedimenter
- *Blandingsjordart:* viser områder der sedimentdekket er tykt nok til å dekke over fjelltopografien utenom den flate bunnen. I disse områdene kan sedimentene variere fra slam til mer grove sedimenter med sand, grus stein og blokk.
- *Vifter:* avsetninger som kommer fra sidene (land) der sedimentkilden kan være ulike typer skred og/eller elver
- *Løsmasseskred*: avsetninger fra undersjøiske skred
- *Fjellskred*: avsetninger fra store fjellskred som har gått ut i fjorden. Fjell eller tynt sedimentdekke viser områder uten sedimenter, eller der sedimentdekket er så tynt at fjelltopografien dominerer

Simadalsfjorden, Eidfjorden og Utnefjorden



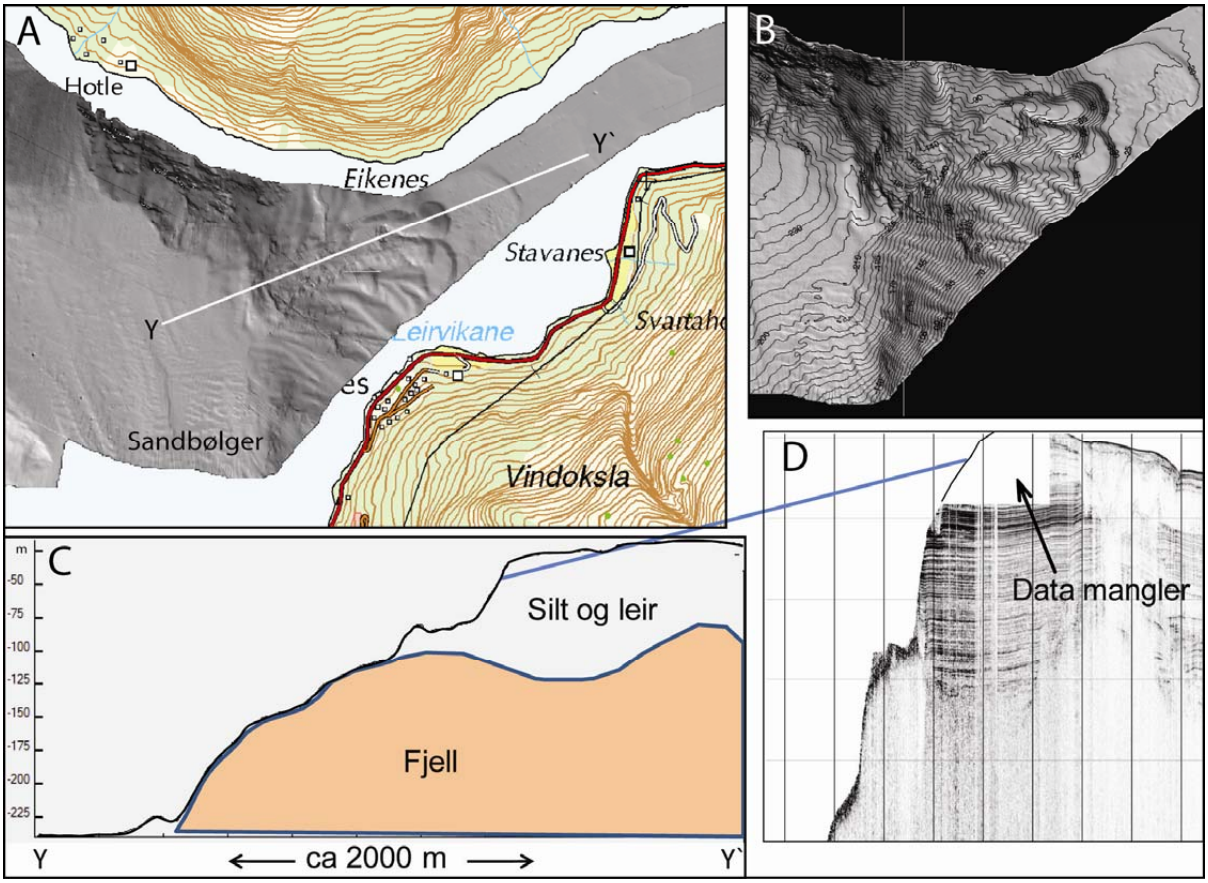
Figur 5.13 Geologisk tolkning av batymetri i område Simadalsfjorden–Samlafjorden. A: Simadalsfjorden og indre Eidfjorden, B: Eidfjorden og Utnefjorden (forklaring på tegnforklaringen er gitt i figurtekst til Figur 5.11).

I indre deler av Hardangerfjorden er fjorden smal og fjordsidene bratte med lite sedimentdekke (Figur 5.13). Det er flere aktive vifter (skred og/eller elvevifter) fra sidene og ned mot fjordbunnen som ellers er dekket av slam. På viftene kan det tidvis skje mindre utrasinger eller hurtige avsettinger knyttet til flom eller skredepisoder på land. Viftene består av blandingsjordarter med variasjon fra fine til grove sedimenter. Enkelte av viftene er store, men ingen når helt ut til midten av fjorden, med unntak av to store vifter i indre del av Simadalsfjorden (Figur 5.13 A). Disse viftene, én på nordsiden og én på sørsiden av Simadalsfjorden, bygges ut av elver som har gravd dype gjel i svakhetssoner i fjellsidene. Vifteutbyggingen starter på land og går ut i fjorden. De to viftene møtes nesten i midten av fjorden og kraftige flomskred vil kunne føre til at skredavsetninger blir avsatt helt ut hit.

Ved munningen av Simadalsfjorden ligger masser fra ett eller flere fjellskred tvers over den flate fjordbunnen (Figur 5.13 A). Skredavsetningene er delvis dekket av slam, noe som tyder på at skredet/skredene er fra en tidlig periode etter isavsmeltingen. Antall skred og alderen på dem bør imidlertid sjekkes nærmere. Fordi sedimenttilførselen til denne fjordarmen er forholdsvis stor, blant annet på grunn av flere flomepisoder i elva Sima, kan en fjellskredavsetning tildekkes av finkornige sedimenter raskere her enn andre steder.

I Simadalsfjorden ligger en tykk pakke med finkornige sedimenter som ble avsatt under isavsmeltingen og etterpå. Denne lagpakken ligger med en bratt skrent ut mot den bratte skråningen ned i Eidfjorden (Figur 5.14). I skrenten har det skjedd setninger i form av rotasjonsskred. I noen av skredene er massene sklidd ut og ligger i en haug ved foten av skråningen. Haugen er delvis begravd av deltaet ut fra Eidfjord, noe som tyder på at skredene er eldre enn 5000 år og kanskje så gamle som 10000 år. Fjellskredavsetningene på toppen av skråningen kan bidra til at denne er ustabil, selv om disse avsetningene trolig har ligget der i flere tusen år. Stabiliteten og sannsynligheten for nye skred på skråningen må vurderes i forhold til en eventuell sjøkabel. En skal også være ekstra oppmerksom hvis man skal grave ned en kabel i et slikt område, da selve nedgravingsprosessen kan utløse skred hvis massene er ustabile.

Det er kartlagt noen skredlober som skiller seg ut som forhøyninger i terrenget på den ellers flate fjordbunnen (Figur 5.13). Skredene kan komme fra land, eller fra utglidninger på sjøbunnen, og skredavsetningene kan ligge på overflaten av fjordbunnen, eller være begravd og stamme fra skred langt tilbake i tid. På de fleste skredlobene er imidlertid morfologien veldig avrundet og utvisket og avsetningene stammer trolig fra skred som har gått for flere tusen år siden. Det kan ikke utelukkes at noen av disse gamle skredlobene er resultat av fjellskred slik som i Simadalsfjorden, men det er ikke spor etter "ferske" fjellskred langs den eventuelle kabeltraseen.

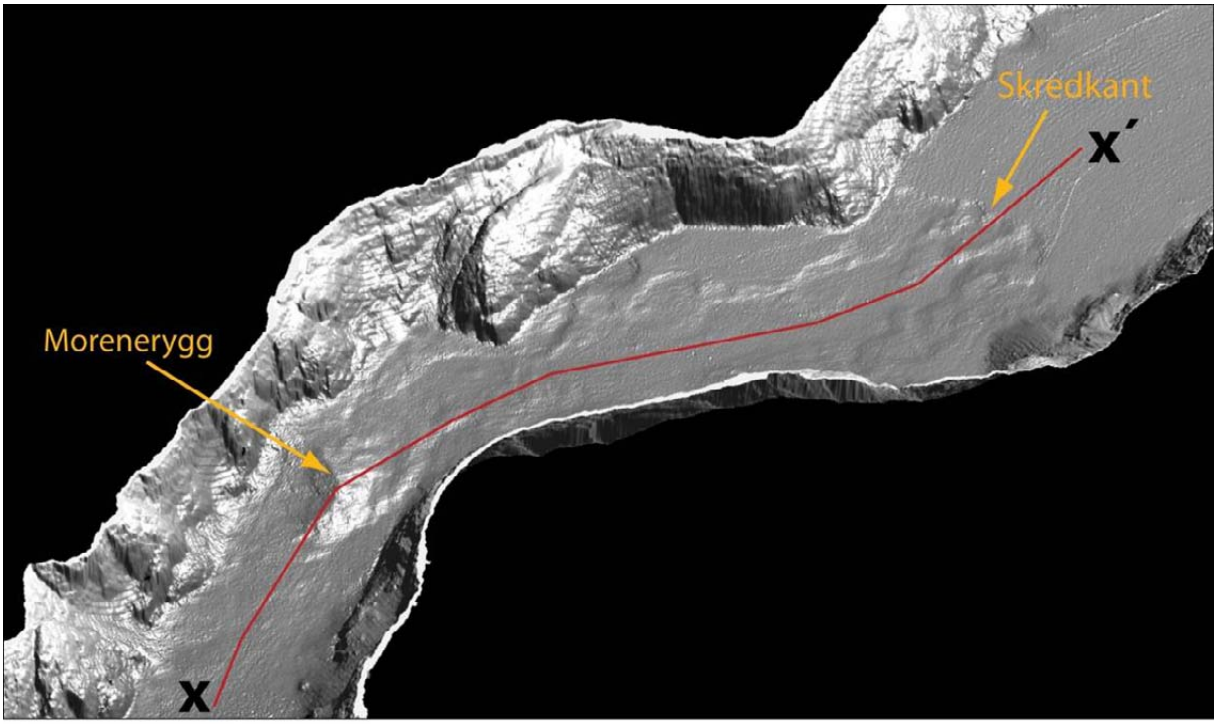


Figur 5.14 Bratt skråning med skredgroper i Simadalsfjorden vist på følgende måter:

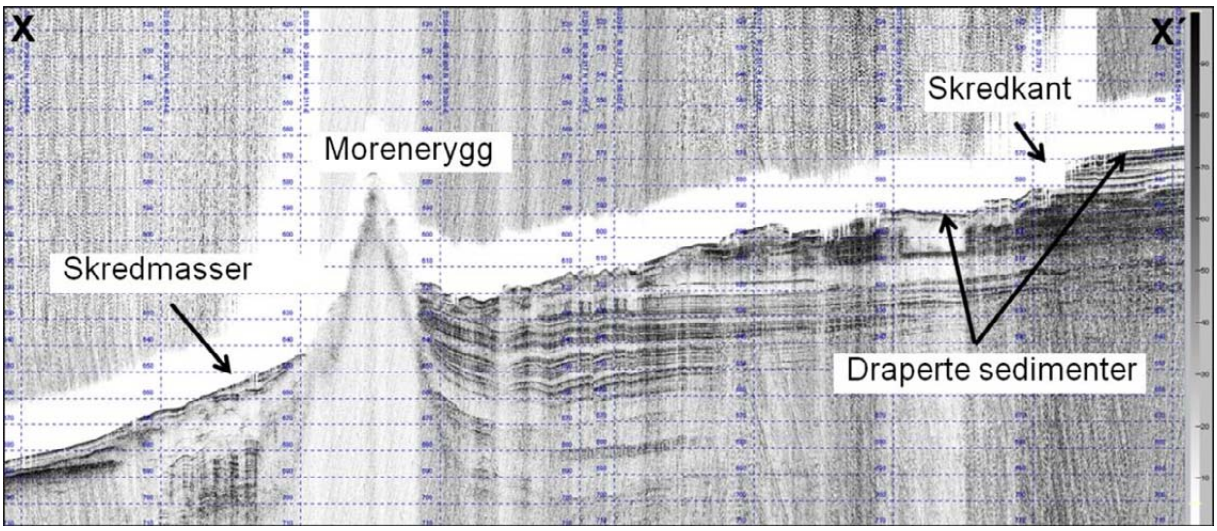
- A: Skyggerelieff av den bratte skråningen med flere skredgroper ved munningen av Simadalsfjorden
- B: Skyggerelieff med konturlinjer
- C: en tolkning av sedimentavsetninger og fjell fra seismikken
- D: et seismisk profil (fra Statnett). På Skyggerelieffet synes sandbølger fra deltaet som kommer ut fra Eidfjord.

På vifta som er en forlengelse av deltaet ut fra Eidfjord er det mulig å se sandbølger på den detaljerte batymetrien (Figur 5.13). Det ser imidlertid ut som om disse er drapert med noe slam, og antagelig er de lite aktive. Dette bør imidlertid undersøkes nærmere.

I tillegg til løsmasseskredene i skråningen i Simadalsfjorden har det har gått flere undersjøiske skred i finkornige sedimenter på fjordbunnen i indre deler av fjordsystemet, spesielt i Eidfjorden. De bratte bakkantene på skredgropene synes godt på batymetrien, og kan være opp til 20 meter høye. Det største av disse undersjøiske skredene har gått utenfor Bu i Eidfjorden (Figur 5.13 og Figur 5.15). Her har et område på ca 1,3 km^2 glidd ut mellom en markerte skredkanten og en morenerygg. Skredkanten er ca 7 meter høy, noe som betyr at volumet av skredet har vært opp mot 90 millioner m^3. Høyoppløselig seismikk fra Universitetet i Bergen (Figur 5.15) viser at både skredkanten og fjordbunnen på østsiden og vestsiden av denne er drapert av et ca 3 meter tykt lag av slam. Dette slamlaget representerer sannsynligvis avsetningene etter isavsmeltingen og viser at skredet skjedde kort tid etter deglasiasjonen. Massene som gled ut har fulgt fjorden utover og mesteparten ble nok avsatt der fjordbunnen flater ut i Samlafjorden. Noe av skredmassene ligger også igjen i partier i Eidfjorden, for eksempel i et område nedenfor moreneryggen (Figur 5.15). Helt inn mot moreneryggen ligger en avsetning som tolkes som skredmasser som ligger nesten blottet på fjordbunnen, og er dannet i løpet av de siste få tusen år. Disse har trolig kommet ned den bratte skråningen på nordvestsiden av fjorden.



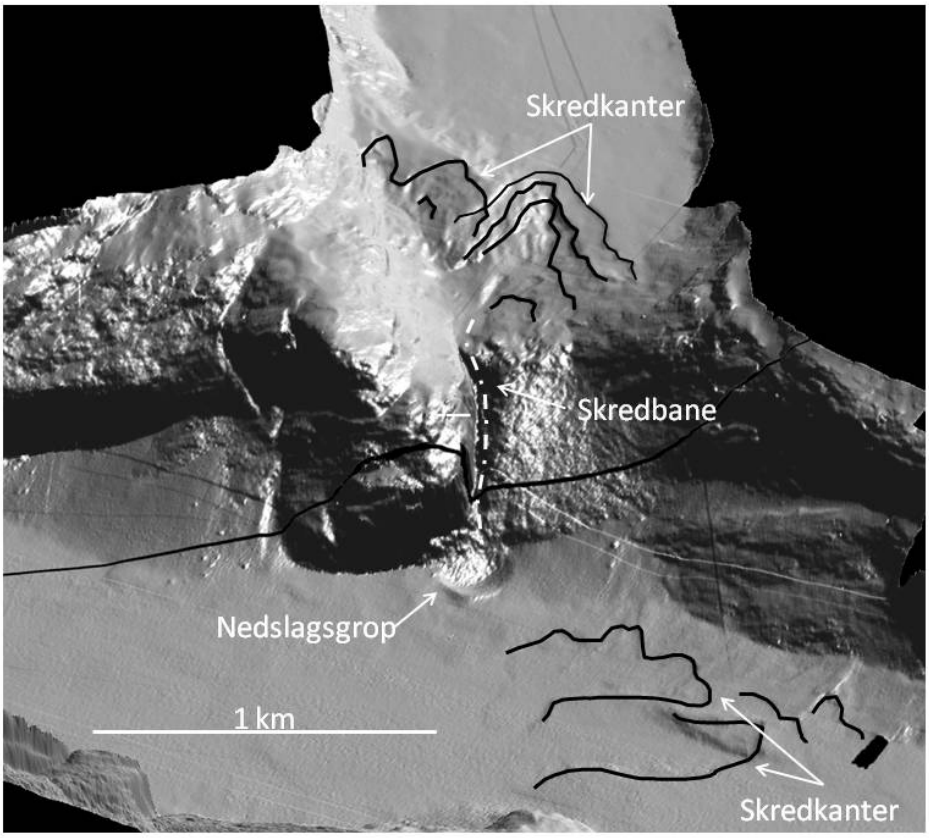
Figur 5.15 Skyggerelieff fra Eidfjorden som viser et stort skredområde i finkornige sedimenter utenfor Bu. Den røde linjen markerer det seismiske profilet som er vist i Figur 5.16.



Figur 5.16 Seismikkprofilet X-X´ (markert i Figur 5.15) viser et tverrsnitt gjennom sedimentene på sjøbunnen. Det er ca 7,5 meter mellom de horisontale, blå stiplede linjene. Den markerte skredkanten og sjøbunnen på østsiden og vestsiden er drapert av et ca 3 meter tykt lag av sedimenter. Utenfor moreneryggen ser man skredmasser fra det store skredet og sannsynligvis masser fra yngre skred fra den bratte nordvestsiden av fjorden. Seismikken er stilt til rådighet av Berit Oline Hjelstuen, Universitetet i Bergen.

Hans Holtedahls avhandling om Hardanger (Holtedahl 1975) inneholder blant annet analyser av kjerner langs djupålen av fjorden omtrent i det strekket som sjøkabelen er planlagt. Kjernene viser at det er mange turbidittavsetninger fra skred i systemet, men at de i Samlafjorden ligger et stykke nede i lagfølgen og tilsier at det er liten skredaktivitet i dag. I Eidfjorden, som ut fra den morfologiske analysen ser ut til å være mest aktiv finnes turbiditter helt i overflaten av enkelt kjerner. Det kan bety at noen av skredlobene vi ser på nordvestsiden av fjorden er et resultat av senere hendelser, og at dette er et område man bør studere nærmere.

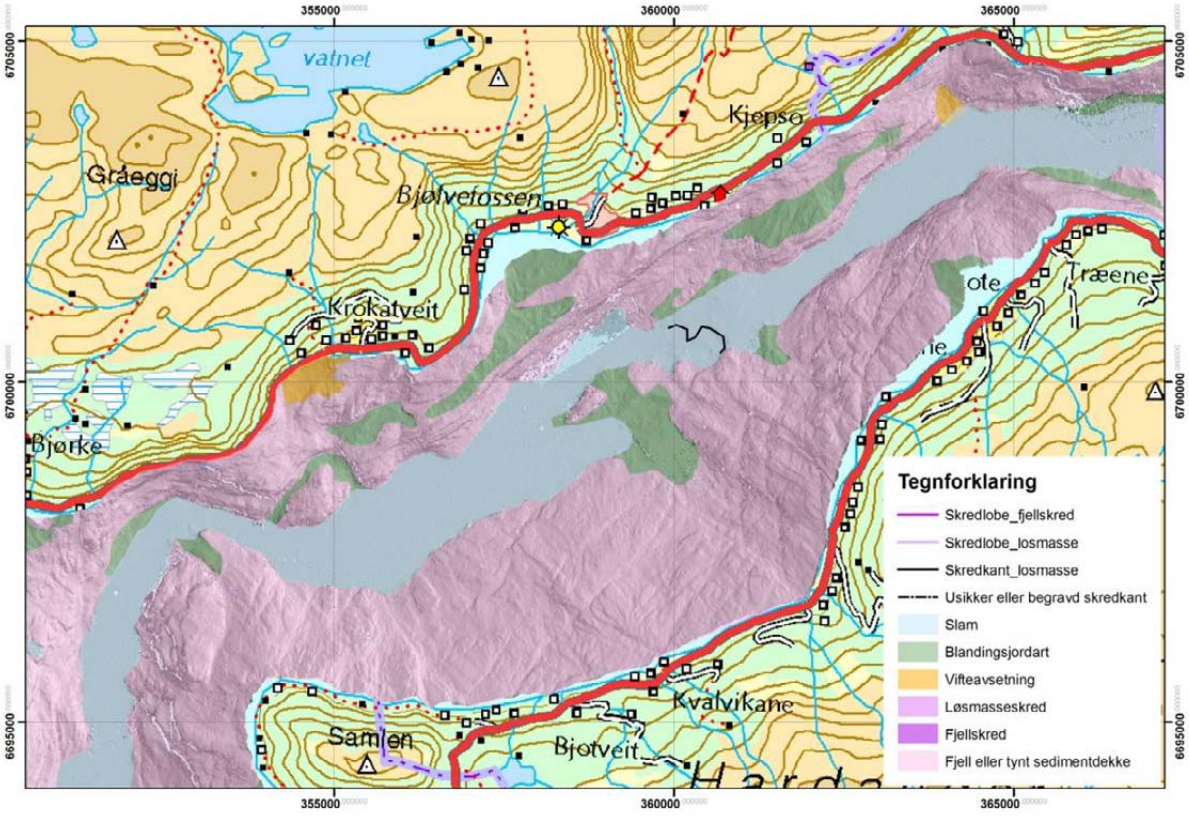
Ved foten av den bratte skråningen fra munningen av Granvinfjorden og ned i Utnefjorden (Figur 5.17) er det en halvsirkelformet forsenkning med en voll foran. Gropen og vollen er dannet ved at skredmasser har strømmet nedover skråningen og truffet den flate bunnen med så stor kraft at massene her er slått opp i en rygg. Trolig er det løsmasser på toppen av skråningen som er blitt mobiliserte. Aktiviteten er mest sannsynlig fra perioden etter isavsmeltingen, og har trolig ikke noen betydning for en kabel sentralt i fjorden.



Figur 5.17 Grop med voll foran ved munningen av Granvinfjorden. Fenomenet er dannet ved at skredmasser har strømmet i stor fart ned skråningen og truffet den flate fjordbunnen med så stor kraft at massene her er slått opp i en rygg.

Indre Samlafjorden

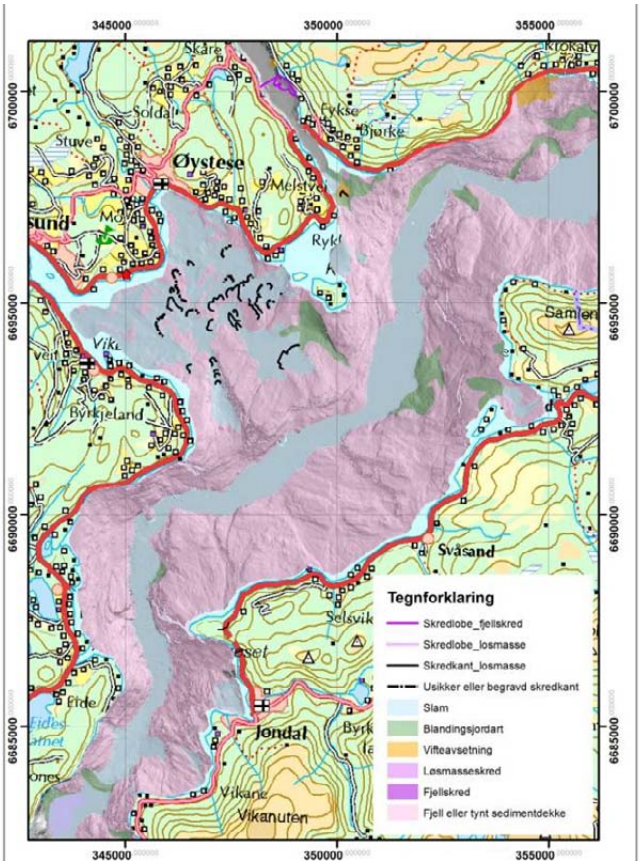
Lenger vest i fjorden, i Indre Samlafjorden (Figur 5.18), ligger det tykke slamavsetninger i midtre deler av fjordbunnen, mens det for en stor del er bart fjell eller tynt sedimentdekke i sidene opp mot land. Stedvis er det imidlertid større sedimentmektigheter her også. Et par skred/elvevifter kommer ned i fjorden fra nordsiden, men når ikke ut til midtre deler av fjorden. Det er bare funnet én skredkant i finkornige sedimenter i de dypere deler av fjorden, og fjordbunnen er veldig jevn med liten gradient. Dette tolkes til å være et stabilt område.



Figur 5.18 Geologisk tolkning av batymetri i Indre Samlafjorden (for tegnforklaringen, se Figur 5.11).

Ytre Samlafjorden

I Ytre Samlafjorden er det lite løsmasseavsetninger i fjordsidene, men tolkningen av batymetrien viser noen områder med tjukkere sedimentdekke (Figur 5.19). De dypeste deler av fjorden er dekket av slam og har en jevn overflate. Det er en bratt kant fra den dype delen av fjorden opp til et platå utenfor Norheimsund og Øystese. Forsenkninger i berggrunnen på dette platået er gjenfylt av slam. Det er observert mange mindre skredkanter i finkornige sedimenter på platået. I Aksnesrenna er det avsatt en tjukk sedimentpakke og i øvre deler sees det flere skredkanter. Skredkantene her er avrundet og sannsynligvis mange tusen år gamle, men alderen på skredene må undersøkes nærmere. Det må også gjøres geotekniske undersøkelser og stabilitetsvurderinger av sedimentene i Aksnesrenna hvis det skal legges en sjøkabel her. Hvis massene er ustabile vil skred kunne utløses enten ”av seg selv”, eller som følge av eventuell nedgraving av kablene. I den bratte skråningen opp mot Eidesvågen er det lite sedimenter og sannsynligvis liten skredfare, selv om mindre utglidninger kan forekomme hvis lokale avsetninger av sedimenter blir forstyrret.

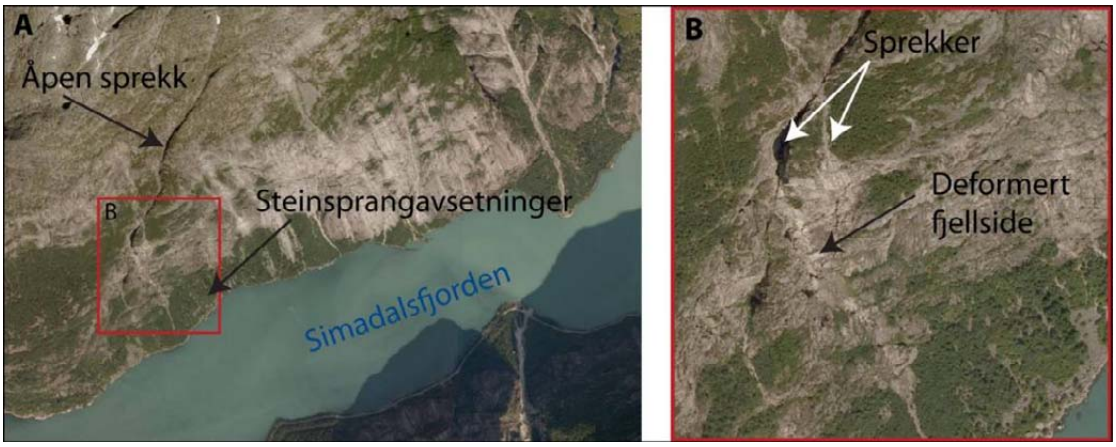


Figur 5.19 Geologisk tolkning av batymetri Ytre Samlafjorden (for tegnforklaringen, se Figur 5.11).

5.5.3. Potensielle fjellskredområder på land

Det har ikke vært utført noe feltarbeid eller befaring fra helikopter som kan legges tilgrunn for analyser av potensielle fjellskredområder på land. Vurderingen er derfor utelukkende basert på studier av kart og flyfoto gjennom *Norge i bilder*. Fem områder på nordsiden av hovedfjorden og fire på sørsiden er plukket ut som potensielle fjellskredområder. Tre av disse er tilsynelatende mer alvorlige enn de andre. De til sammen ni områdene beskrives kort under. Alle stedsnavn er markert på oversiktskartet på Figur 5.7.

Byteshelleteigen



Figur 5.20 Byteshelleteigen, Simadalsfjorden.

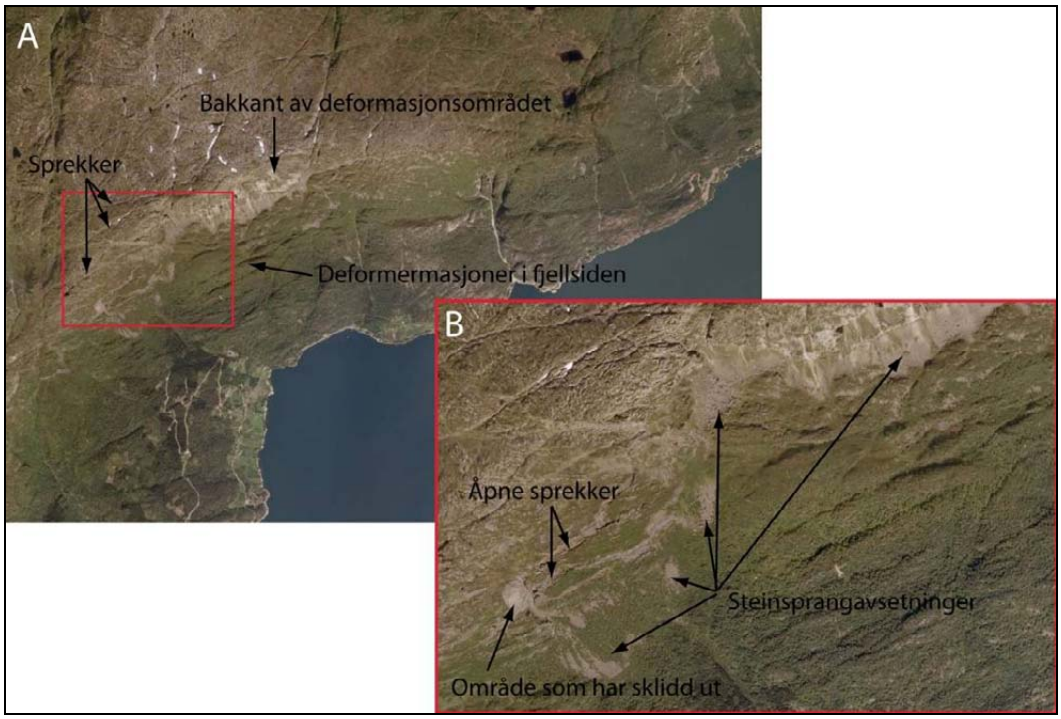
Ved Byteshelleteigen på nordsiden av Simadalsfjorden er det en gammel struktur i fjellet som er blitt reaktivert. Det er en åpen sprekk som strekker seg fra den bratte fjellsiden mot fjorden og bakover i fjellmassivet (Figur 5.20 A). Øverst i den bratte delen av fjellsiden er det en steinblokk med sprekk på begge sider, og med deformert fjell under (Figur 5.18 B). Generelt er det mye steinsprang i fjellsiden ned mot fjorden, noe som indikerer at systemet er aktivt. I fjorden nedenfor er det funnet avsetninger etter ett eller flere tidligere fjellskred som sannsynligvis kom fra denne dalsiden.

Vangsbygdi

Figur 5.21 Vangsbygdi, Eidfjorden**.**

Ved Vangsbygdi i Eidfjorden er det tydelige spor etter et stort, eldre fjellskred (Figur 5.21). Det er en del steinsprangaktivitet i fjellsiden, men det er ikke noen strukturer eller spor etter deformasjoner som tilsier at det er fare for et nytt stort fjellskred her. Skredet er ikke observert på overflata av fjordbunnen under og er trolig så gammelt at det er begravd dypt ned i sedimentene.

Djønno



Figur 5.22 Djønno, Eidfjord.

Lenger vest i Eidfjorden, ved Djønno er det en bratt bakkant med steinsprangaktivitet og en deformert fjellside under (Figur 5.22 A). Dette ser ut til å være en aktiv deformasjon som foregår i dag, altså er deler av fjellet i bevegelse. Det er flere sprekker i fjellpartiet og områder med steinsprangaktivitet. Totalt sett er det et stort volum som er i bevegelse, og her er det dermed potensial for å få utløst et stort fjellskred. I vestre del av område (Figur 5.22 B) er det noen åpne sprekker i berggrunnen, og et område der deler av fjellsiden har sklidd ut. Avsetningene fra dette steinskredet ligger i ura under.

Bjørgi

Figur 5.23 Bjørgi, ved utløpet av Granvinfjorden.

Ved Bjørgi ved utløpet av Granvinfjorden er det en bratt fjellvegg hvor det trolig er gått fjellskred tidligere (Figur 5.23). Det er sprekker i nordre del av fjellpartiet og aktiv deformasjon. Dette partiet kan potensielt løsne og danne et fjellskred eller steinskred som går ut i fjorden, men vil sannsynligvis ikke ramme kabeltraseen hvis denne legges i hovedfjorden.

Gråfjellet
Ved Gråfjellet ytterst i Utnefjorden kan det observeres deformasjoner i fjellsiden, men strukturene er bratte og går inn i fjellet. Det er lite steinsprangaktivitet her, og ut i fra flytfototolkningene ser området ut til å være forholdsvis stabilt.

Holmaviki
Ved Holmaviki i Ytre Samlafjorden ser vi spor etter et tidligere fjellskred og det er en tydelig struktur i fjellet. Denne ser imidlertid ikke aktivt ut, og basert på denne første analysen anses faren for fjellskred som liten.

Utne
I Utneområdet er det noen sprekker i berggrunnen og noe steinsprangaktivitet. Eventuelle fjellblokker som kan løsne er imidlertid trolig for små til å kunne nå fjorden.

Ringøy
Ved Ringøy på sørsiden av Eidfjorden er det spor etter noe deformasjon av fjellsiden, men deformasjonen ser ikke aktiv ut. Tolkningene av flyfoto indikerer at faren for fjellskred er liten.

Bu
Øst for Bu i Eidfjorden er det en stor sprekk i berggrunnen, men denne har helning inn i fjellet og det er ingen steinsprangaktivitet. Faren for fjellskred er derfor tolket til å være liten.

5.5.4. Geologiske forhold oppsummert

Topografi oppsummert
Selv om fjordsidene i Hardangerfjorden til dels er svært bratte både over og under vann, er de dypere deler av fjordbunnen relativ flat og jamn, og slik sett godt egnet for en kabeltrasé. De to områdene som terrengmessig vil gi størst utfordringer for en sjøkabel mellom Simadalen og Kvam er:

- den bratte skråningen ved munningen av Simadalsfjorden som i snitt har en helning på 9°, men som lokalt er mye brattere og preget av skredgroper og kanaler som gir et ujevnt terreng. Det vil kreve grundige undersøkelser både med hensyn på topografi, og ikke minst geotekniske forhold (avsnitt 5.5.2) for å føre en kabeltrasé ned denne skråningen.
- den 400–600 meter høye brattkanten i fjell fra den dype delen av fjorden utenfor Aksneset og opp mot land i området rundt Norheimsund. Skråningen må studeres nøye for å finne eventuelle traseer for en sjøkabel. En mulighet kan være å bruke Aksnesrenna, en annen å gå litt lenger sør ved bukta utenfor Tørvik. Her er brattkanten noe slakere og det er flere hyller i fjellsiden hvor det kan være mulig å finne en brukbar trasé.

En kabeltrasé må også krysse flere skredkanter som går på tvers av fjorden, spesielt i indre deler av fjordbassenget; Simadalsfjorden, Eidfjorden og Utnefjorden. Det finnes også avsetninger av store steinblokker på sjøbunnen, spesielt i Simadalsfjorden, men det er ikke lokalisert store fjellskredavsetninger på overflaten som har en så komplisert topografi at det blir et stort problem å krysse dem med en kabeltrasé.

Geologiske avsetninger og prosesser på fjordbunnen oppsummert

I Hardangerfjorden, mellom Simadalen og Kvam ser det ut til at undersjøiske skred og ustabile løsmasser kan være en utfordring for en sjøkabel i Eidfjorden og Simadalsfjorden, med den bratte kanten ved munningen av Simadalsfjorden som det trolig mest ustabile området. Selv om dataene som ligger tilgrunn for denne utredningen tilsier at det meste av skredaktiviteten vi ser spor av i fjorden foregikk for flere tusen år siden, vil det være nødvendig med grundige geologiske og geotekniske undersøkelser for å vurdere skredfaren i disse områdene. Det samme gjelder for Aksnesrenna, der det er spor etter tidligere utglidninger. Det må også vurderes om selve leggingen av en kabel vil kunne føre til utløsning av skred.

Resten av kabeltraseen vil gå på relativ flat, og sannsynligvis stabil sjøbunn. Kabeltraseen vil riktig nok krysse noen gamle skredgroper der bratte, høye bakkanter kan føre til noe frispenn for kabelen, men skredene er trolig gamle og de dype deler av Samlafjorden ansees å være stabile. Slike korte frispenn vil trolig ikke være noe problem for sjøkabler med mindre det er mye strøm i området. Det vil alltid være en viss fare for utglidninger og tilførsel av skredavsetninger på de store elve/skredviftene som kommer ned fjordsidene.

En sjøkabeltrasé bør planlegges slik at den legges med god avstand til elve/skredvifter som kommer fra land. Spesielt i den smale Simadalsfjorden må en kabeltrasé planlegges nøye slik at en unngår elve/skredvifter.

Fjellskred oppsummering

Det foreligger ingen tidligere kartlegging av fjellskredfaren i Hardangerfjorden som kan legges tilgrunn for dette utvalgsarbeidet. De vurderingene av fjellskredfare som er foretatt her er derfor basert på en rask gjennomgang av kart og flyfoto.

Det har vært mulig å gjenkjenne åpenbare strukturer og avsetninger som identifiserer områder som er, eller har vært, utsatt for bevegelser som kan ha betydning for utløsning av fjellskred. Det er også mulig å se at enkelte områder er mer aktive enn andre. Det er imidlertid ikke mulig å angi sannsynligheten for at et fjellskred skal kunne forekomme. For å kunne si noe mer om sannsynlighet må det gjøres grundige undersøkelser som omfatter feltarbeid og målinger på land, og detaljerte studier av seismikk i fjorden for å gjenkjenne fjellskredavsetninger. I Hardangerfjorden, fra Simadalen til Kvam, er det tre områder som peker seg ut med tanke på potensielle fjellskred. Det er Byteshelleteigen (Simadalsfjorden), Bjørgi (munningen av Granvinfjorden) og Djønno (Eidfjorden). Bjørgi ligger så langt fra en eventuell kabeltrasé i hovedfjorden at et skred herfra trolig ikke vil påvirke sjøkablene. De få fjellskredavsetningene som er observert på sjøbunnen ved hjelp av batymetridata ser alle ut til å være flere tusen år gamle.

De begrensede undersøkelsene av fjellskredfare som er gjort for indre deler av Hardangerfjorden tyder på at faren for store fjellskred som kan føre til skade på en sjøkabel er mindre her enn i Fedafjorden der NorNed-kabelen er lagt.

5.6. Miljø

5.6.1. Naturverdier i området

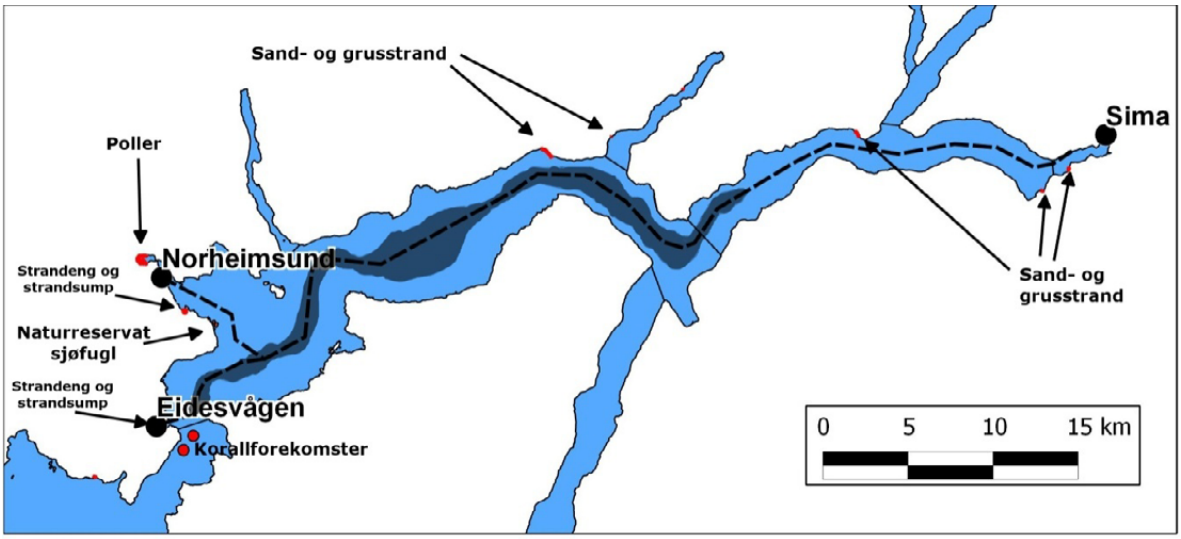
Hardangerfjorden er kalt dronninga blant norske fjorder, og kombinasjonen av natur- og kulturverdier har gitt landskapet en nasjonal symbolverdi. Etter klassifiseringen i NiN (Naturtyper i Norge; Halvorsen m fl. 2009) tilhører Hardangerfjorden landskapstypen *nedskåret fjordlandskap*. Dette er

fjorder med stor nedskjæringsdybde og bratte skråninger i dalsidene. Langs den foreslåtte kabeltraseen er fjellsidene til dels godt over 1000 meter over havnivå og fjordbunnen ned til 860 meter under havnivå. Langs fjorden finnes et stort mangfold av natursystemer, inklusiv jordbruksland og kulturmarker, i særlig grad med fruktdyrking. Ur og skredmark er karakteristiske landformer knyttet til massebevegelse (se avsnitt 5.5). Fjorden i seg selv er utnytta på mange vis, til fiskeri, oppdrett, rekreasjon og reiseliv – og som mottaker for forurensninger, deponi for tunnelmasser og transportveg for folk og gods (Skaala m fl. 2009). Hardangerfjorden har Norges tetteste konsentrasjon av oppdrettsanlegg, men det er lite av dette i indre deler og langs den foreslåtte kabeltraseen.

Identifisering av naturverdier i det aktuelle området er gjort ved litteraturgjennomgang samt kontakt med personer med utdypende kunnskap om området. Utvalget har også hatt tilgang til Havforskningsinstituttets foreløpige resultater fra Statnetts survey av fjorden i oktober–november 2010.

Verneområder og verneobjekter

Et søk i Naturbase (Direktoratet for naturforvaltning, www.dirnat.no) gir et overblikk over verneområder og verneobjekter i området. Det er ingen marine nasjonalparker eller rent marine naturreservater i fjorden mellom Simadalen og Kvam. Det finnes flere naturreservater på land (terrestriske reservater), blant annet et sjøfuglreservat ved Aksnesholmane (se Figur 5.24: Naturreservat sjøfugl) og et edellauvskogreservat ved Eidesvågen, ca 10 km sør for Norheimsund. To korallforekomster, som er vernede objekter, er også registrert nær Eidesvågen (Figur 5.24).



Figur 5.24. Strandnære og marine naturtyper som er viktige for biologisk mangfold langs kabeltraseen (utdrag fra Naturbase; Direktoratet for naturforvaltning). Spesielt dype fjordområder i sjøkabelstrekningens fjordbasseng er indikert med mørkblått. Kabeltraseen er angitt som stipla linje.

Viktige naturtyper

I området er det registrert flere naturtyper som er spesielt viktige for biologisk mangfold. Store deler av fjorden hører til det som DN-håndbok 19 (Direktoratet for naturforvaltning 2007a) definerer som "Spesielt dype fjordområder" (fjordområder dypere enn 500 meter). Dype fjorder er ansett som spesielt viktige naturtyper fordi de bidrar til å stabilisere miljøforholdene i fjorden da bassengvannets treghet reduserer effektene av korttids- (sesong til sesong/år til år) eller meteorologiske endringer. I dypområder kan det biologiske mangfoldet være svært forskjellig fra det en finner på grunnere farvann. Kabelen fra Sima til Kvam vil for en stor del gå i spesielt dype fjordområder (se figur 2), ned til 860 meter. Fjordbunnen her er dominert av finsedimenter, hovedsakelig leire, sandholdig leire og

silt. Mot fjordsidene og landfallene er det enkelte områder med knauser og steinblokker (Statnetts survey 2010).

Andre viktige marine naturtyper registrert i henhold til DN-håndbok 19 er "Poller" (marine/brakkvannsbassenger med innsnevret åpning og grunn terskel) i Norheimsund. Av viktige naturtyper på land i henhold til DN-håndbok 13 (Direktoratet for naturforvaltning 2007b) knyttet til fjorden finnes flere forekomster av havstrandtypene "Sand- og grusstrand" og "Strandeng og strandsump" (Figur 5.23).

5.6.2. Marint biologisk mangfold

Rødlistede marine arter

Søk i Artsportalen v 1.02 samt Artskart 1.5 (begge via www.artsdatabanken.no) rapporterte forekomst av to kritisk trua (CR) fiskearter fra det aktuelle området: pigghai (*Squalus acanthias*) og ål (*Anguilla anguilla*). To rødlista pattedyr, kategorisert som sårbare (VU), er registrert for Hordaland fylke: steinkobbe (*Phoca vitulina*) og oter (*Lutre lutra*). Steinkobbe ble ikke er observert i fylket ved seltakseringene i perioden 2003–2006 (Nilssen & Bjørge 2010), men det er flere rapporterte funn fra Hardangerfjorden i Artskart, bl a to observasjoner innerst i Simadalsfjorden i 2008 og 2009. Oter er mest vanlig i nordre del av fylket (Heggberget m fl. 2007), men arten ekspanderer imidlertid sørover, og i 2008 er det registrert oter i Kvinnherad i Artskart. Korallforekomstene registrert i området gjelder den revbyggende øyekorallen *Lophelia pertusa* som er kategorisert som nær trua (NT) i den norske rødlista 2010 (Kålås m fl. 2010). Ved Havforskningsinstituttets ROV-undersøkelser i Hardangerfjorden i november 2010 (utført for Statnett) ble det også påvist forekomster av bløtkorallen *Anthomastus* langs to transekter, ved Kvamsøy og indre Eiknes. *Anthomastus grandiflorus* er rødlista som nær trua (NT). Ved Kvamsøy ble det også påvist kolonier av øyekorall *Lophelia pertusa*. Ved ytterligere undersøkelser er det mulig at flere rødlista arter kan finnes i det aktuelle området, for eksempel er den sterkt trua (EN) dyphavsfisken blålange (*Molva dypterygia*) tidligere rapportert lengre ut i fjorden (Johansen & Heggøy 2003).

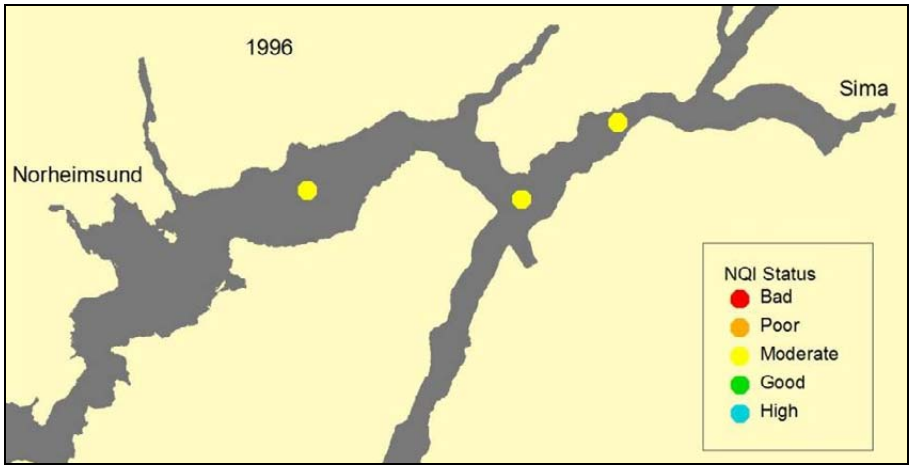
Typiske bunnsamfunn i fjordområdet

Makrovegetasjonen i ytre del av Hardangerfjorden ble undersøkt av NIVA i 2007 (Moy m fl. 2007), med fokus på forekomst av sukkertare (*Saccharina latissima*). Undersøkelsen ble gjort like utenfor området for den planlagte sjøkabelen, men rapporten beskriver også fjordens generelle status. Hardangerfjorden viser stor likhet med andre fjorder i regionen, med et karakteristisk tangbelte i relativt god tilstand (bestående av blæretang, *Fucus vesiculosus*; sagtang, *Fucus serratus* og grisetang, *Ascophyllum nodosum*) samt betydelige innslag av martaum (*Chorda filum*), andre trådformige alger (grønn-, rød- og brunalger) og større mengder langpigget kråkebolle (*Echinus acutus*). Lignende data er beskrevet i to andre rapporter (Johansen & Heggøy 2003, Johnsen & Sægrov 2008). De siste 50 åra har det skjedd betydelige endringer både i Hardangerfjorden og regionen omkring, med et skifte mot en dominans av opportunistiske ettårige alger på bekostning av tarearter (jf. Jorde & Klavestad 1963). Dette tilskrives i første rekke en omfattende eutrofiering (overgjødsling) av området (Johnsen & Sægrov 2008, Moy m fl. 2007).

Havforskningsinstituttets ROV-undersøkelser i Hardangerfjorden i november 2010 beskriver forekomster av karakteristiske arter i transektet langs deler av kabeltraseen. Generelt beskrives de dype delene av fjorden som bløtbunn av finkornige sedimenter med innslag av stein og blokk som går over til bratte klippvegger med hardbunn mot kantene. På de bløte partiene ble det observert en rekke groper med arter som trollhummere (slekta *Munida*), sjøstjerner (for eksempel *Brisingida*), sjøpølser (slektene *Stichopus, Bathyplotes*), sjøfjær (trolig mest av slekta *Virgularia*) og pølseormer (*Bonellia* sp.). På hardbunn (grovkorna sedimenter, fjell og fjordvegger) dominerer ulike svamper (Porifera

varia, for eksempel slektene *Axinella*, *Phakellia, Hymedesmia*), muslingkolonier av blant annet kjempefilskjell (*Acesta excavata*) og sjøstjerner (for eksempel *Brisingida* og *Henricia*). I de noe grunnere områdene er det observert flere koralldyr innen ordenen sjøtrær; *Isidella* og *Primnoa.* Disse er sårbare for mekanisk forstyrrelse og overdekning, men de er ikke på den norske rødlista. Tidligere undersøkelser av bløtbunnhugg i området har gitt lignende resultater og viser at Hardangerfjorden er karakterisert av dypbunnsarter som er typiske for slike fjorder (Johansen & Heggøy 2003, Rygg & Skei 1997). De fleste artene synes å være vanlig forekommende over større områder, og det antas at restitueringsevnen for populasjonene i de berørte områdene er god.

Ved undersøkelser utført av NIVA i 1996 ble det også gjort analyser av miljøgifter ved flere stasjoner langs den aktuelle kabelstrekningen (Rygg & Skei 1997). Den gjeldende norske klassifiseringen for miljøgifter i sediment (Bakke m fl. 2007) viser at konsentrasjonene av miljøgifter i sediment generelt var relativt lave langs den planlagte strekningen for sjøkabelen. Likevel bør det noteres at sedimentene inneholdt moderate konsentrasjoner av kvikksølv (Hg) og bly (Pb) på enkelte steder. Analyser av havbørstemark tyder likevel på at miljøgiftene bare i mindre grad er biotilgjengelige. Ved disse undersøkelsene ble tilstanden for bløtbunnsamfunn ved tre stasjoner anslått (på 850 meter, 710 meter og 517 meter dyp), se Figur 5.25. Tilstanden på disse stasjonene var moderat i 1996, noe som er en forverring fra 1991 (høy–god). Dette antok man kom av lave konsentrasjoner av oksygen på bunnen av fjorden en gang i løpet av første halvdel av 1990-talet (Rygg & Skei 1997). Hardangerfjorden er også den fjorden som har flest lakseoppdrettsanlegg i hele Norge (Walle 2008), noe som kan ha en lokal negativ effekt på bløtbunnsamfunn (se for eksempel Heggøy & Johannessen 2006).



Figur 5.25 Vannkvalitet (NQI-status) i 1996 på tre dype stasjoner langs den planlagte sjøkabeltraseen . Kart: Brage Rygg, NIVA.

Typiske pelagiske organismer i fjordområdet

Hardangerfjordens pelagiske organismer er delvis beskrevet ved undersøkelser i løpet av prosjektet EPIGRAPH (Torstensen & Falkenhaug 2009, Torstensen & Falkenhaug 2010).
Zooplanktonsamfunnet karakteriseres av arter typiske for lignende fjorder, med en dominans av små hoppekreps (copepoder) i de øvre 100 meter og av særlig rovlevende zooplankton dypere enn 200 meter. Krill er vanlig og tallrik i hele fjorden, med storkrill (*Meganyctiphanes norvegica)* som dominerende art. Pelagiske reker som rosenglassreke (*Pasiphaea multidentata)*, rødglassreke (*P. tarda)* og rødflekkglassreke (*Sergestes arcticus)* er vanligere på dyp under 100–200 meter.

Fiskesamfunnet i Hardangerfjorden har tidigere vært sterkt dominert av brisling (*Sprattus sprattus*), men arten har hatt dårlig rekruttering de siste tiårene og forekomsten har gått kraftig ned (Johnsen & Sægrov 2008). Brisling er likevel fremdeles en vanlig forekommende art i fjorden sammen med andre typiske fiskearter som sild (*Clupea harengus*), svarthå (*Etmopterus spinax*), rognkjeks (*Cyclopterus lumpus*), hvitting (*Merlangius merlangus*), laks (*Salmo salar*), ørret (*Salmo trutta*), svartkutling (*Gobius niger*) m fl. (Bjørge m fl. 2010, Torstensen & Falkenhaug 2009, Torstensen & Falkenhaug 2010, Walle 2008). Også Havforskningsinstituttets ROV-undersøkelser fra november 2010 beskriver forekomster av typiske fiskearter som kolje (*Melanogrammus aeglefinus*), marulk (*Lophius piscatorius*), knurr (*Eutrigla gurnardus*), lange (*Molva molva*), havmus (*Chimaera monstrosa*) og skolest (*Coryphaenoides rupestris*).

Spesielt verneverdig

Konvensjonen for biologisk mangfold gir visse retningslinjer for hvilke aspekter av biologisk mangfold som bør overvåkes spesielt. For det aktuelle området omfatter dette særlig 1) arter som er trua; 2) ville slektinger av domestiserte/kultiverte arter; 3) unike økosystemer og habitater. Om man går ut fra den norske rødlista bør man ta spesielt hensyn til forekomster av koraller som er klassifisert som nær trua (*Anthomastus grandiflorus* og *Lophelia pertusa*) som ble påvist ved Havforskningsinstituttets ROV-undersøkelser i november 2010 ved Kvamsøy og indre Eiknes, dersom disse blir liggende nær kabelstrekningen. Også forekomst av trua fiskearter som blålange og pigghai er høyst aktuelle og kan være relevante å overvåke. Villaks (*Salmo salar*) og vill sjøørret (*Salmo trutta*) forekommer i området og i følge biomangfoldkonvensjonen skal det tas spesielt hensyn til disse da det er oppdrett av artene i fjorden. Området innenfor det som er definert som spesielt dype fjordområder (dypere enn 500 meter) skal det også tas ekstra hensyn til.

5.6.3. Potensielle trusler for marine naturverdier i de ulike prosjektfasene

Anleggs- og demonteringsfase

Anleggsfasen omfatter graving eller sprenging/boring for å få laget kabeltraseer fra land og ned til dypt vann, samt selve kabelleggingen. Det må lages 2–6 grøfter for kablene, alt etter valgt løsning. Sprengning/graving med mekanisk utstyr gjøres vanligvis ned til ca 40 meter dyp. Ved nedgraving på dypere grunn enn dette benyttes typisk nedspyling med ROV-farkost for hver enkelt kabel. Installasjonsfartøyene bare kan håndtere en kabel av gangen. Der kabelen går over bart fjell kan en enten la kabelen ligge udekket, eller dekke den med pukk eller stein fra et steindumpefartøy. Typisk pukkstørrelse er 2–4 tommers diameter. Potensielle trusler omfatter:

- Nedgraving av sjøkabelen innebærer et terrenginngrep som kan endre det marine landskapet, spesielt på grunt vann.
- Anleggsarbeidet vil påvirke bløtbunnsamfunnene ved kabelgrøfta negativt. Påvirkningen er likevel begrensa til lokale forstyrrelser nær graveområdet (én eller noen meters bredde per kabel), og er avhengig av hvilken nedgravingsmetode som velges.
- Støy og vibrasjoner kan skremme bort både fugl, fisk og marine pattedyr fra anleggsarbeidets nærområde (i intervallet 10 til 100-tals meters radius).
- Oppvirvling av sediment kan påvirke alger og karplanter på grunnere områder samt bløtbunnfaunaen i nærheten av kabelgata. Koraller og fisk, inklusiv egg og larver, kan også påvirkes negativt om de dekkes med slam.
- Effekter av forurensninger kan ha en betydelig påvirkning, men dette er det vanskelig å si noe om da det innebærer ulykkestilfeller. Utslipp av olje fra anleggsområdet kan påvirke sårbare organismer negativt, for eksempel sjøfugl.

Driftsfase

Det antas en levetid på kabelanlegget på minimum 40 år. Potensielle trusler i driftsfasen omfatter:

- Kabelen i seg selv representerer et fremmedelement (syntetisk livsmedium) i et ellers langt på veg urørt naturområde med et intakt naturlig økosystem, og innebærer tap av urørthet.
- Effekter av kabelens fysiske struktur kan forårsake kunstige reveffekter i områder der kabelen ikke graves ned.
- Bunntemperaturen kan øke opp til flere grader nærmest kabelen på grunn av varmeemisjon. Dette kan ha lokale effekter på vegetasjon og fauna.
- Ved likestrømsløsning kan elektromagnetiske felt påvirke fisk i området. Kunnskapen om slike eventuelle effekter er dårlig, men mye tyder på at påvirkningen er liten eller ubetydelig. Bruskfisk, som for eksempel pigghai, er den organismegruppa som er mest følsom for eventuelle effekter. Ved vekselstrømsløsning vil effektene være minimale.
- Effekter av forurensninger kan få en betydelig påvirkning, men dette er det vanskelig å si noe om da det er knyttet til ulykkestilfeller. Lekkasje i tilfelle oljekabel benyttes kan få negative konsekvenser for fauna, for eksempel sjøfugl. Det er lite som tyder på at annen forurensning oppstår i driftsfasen, men ved avslutning av en eventuell kabel må det tas hensyn til at denne inneholder mange kjemikalier, bl.a. bly og kopper.
- Effekter fra vedlikeholds- og reparasjonsarbeid kan forårsake samme effekter som i anleggsfasen.

5.6.4. Avbøtende tiltak for det marine miljøet

Muligheten for avbøtende tiltak må vurderes gjennom alle faser av prosjektet (planlegging, anlegg, drift/vedlikehold, avvikling). Aktuelle tiltak kan være:

- Anleggsfasen bør legges til passende sesong for å minimere risiko for påvirkning, der det tas hensyn til rasteperioder for vannfugl og vandrings- og gytetider for fisk.
- Kabelen bør i sårbare områder graves ned for å hindre kunstig reveffekt og minske eventuell påvirkning fra elektromagnetiske felt og temperaturøkning.
- Ved kabelleggingen bør en i størst mulig grad unngå områder med ømtålige og seintvoksende arter (for eksempel sjøfjær, svamper, koraller). Dette er spesielt viktig på strekningen som omfattes av naturtypen dype fjordbunner, der organismer har en langsom tilvekst på grunn av låge temperaturer.
- Det må tas spesielt hensyn til de rødlista korallforekomstene av typen som er observert ved Kvamsøy og indre Eiknes, og videoobservasjoner må benyttes under kabelleggingen for å velge trasé som i minst mulig grad påvirker disse.
- Sedimentskyens utbredelse bør om mulig begrenses ved hjelp av avskjermningsutstyr, spesielt i grunne områder med sårbar flora eller nær koraller. Beregning av sedimentskyens størrelse kan gjøres ved hjelp av modellering for å bedre anslå risikoen. Sedimentskyens størrelse kan også begrenses ved å pløye en grøft i stedet for spyling eller mudring ved nedgraving av kabelen. Dette vil både minske oppvirvling av sedimenter og redusere mengden bunnfauna som påvirkes negativt.
- Anleggsarbeidet bør generelt utføres med høge krav på miljøkvalitetssikring for å unngå oljespill og andre utslipp.
- Ved å velge PEX-isolert kabel framfor oljekabel elimineres risikoen for oljelekkasjer.
- Forundersøkelser og miljøovervåkingsprogrammer må gjennomføres for å fange opp eventuelle påvirkninger fra anleggs- og driftfase, og i hvilken grad landskapet og de biologiske samfunnene langs kabeltraseen restituerer seg. Dette må også omfatte undersøkelser/forskning på hvilke effekter temperaturøkningen fra strømkabelen får.
- Plan for restaurering/kompensasjon av påvirkning på naturverdier ved negative effekter eller ved ulykkeshendelser.

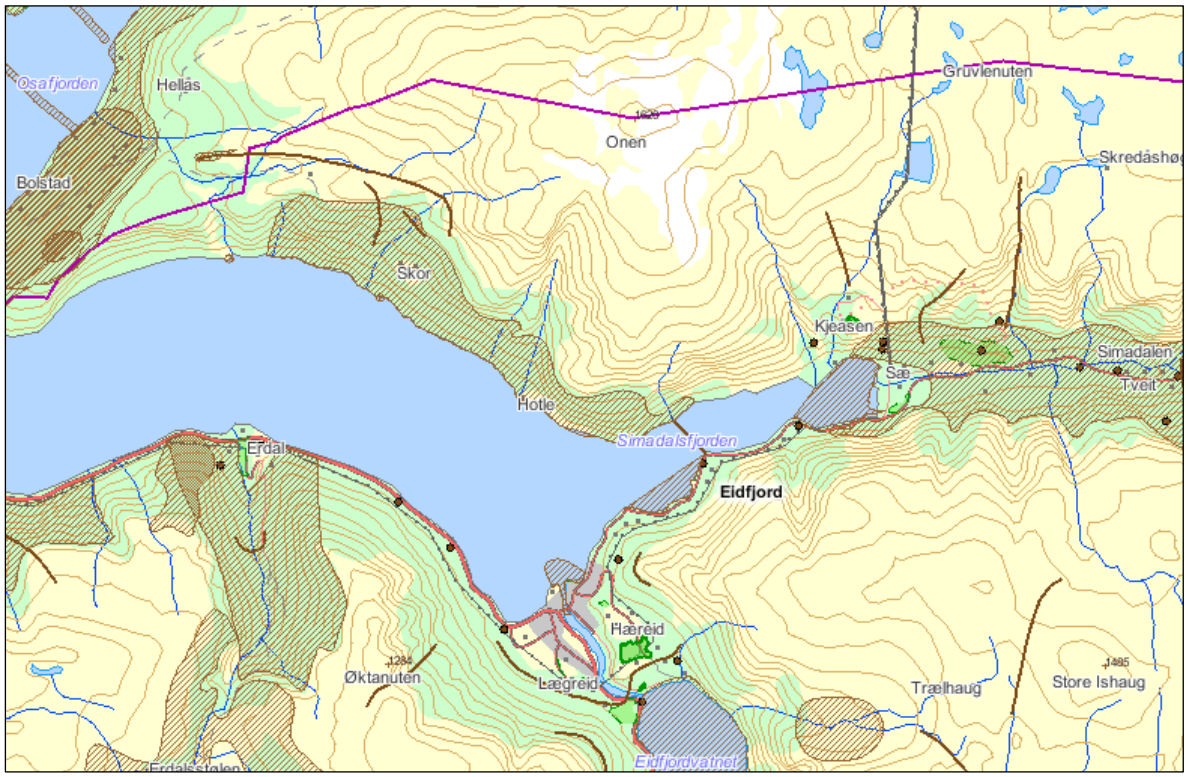
5.6.5. Landanlegg

Bygging av landanlegg medfører et ikke ubetydelig arealinngrep, men størrelsen er avhengig av typen kabel og størrelsen på overføringen. Ved lokalisering av ilandføringspunkt, selve landanlegget og

luftledningene videre, er det viktig å ta hensyn til både naturverdier og folks opplevelse av anlegget i forhold til støy og visuell forurensning.

Simadalen

Landanlegget i Simadalen (Eidfjord kommune, Figur 5.26) er planlagt samlokalisert med den eksisterende Sima kraftstasjon. Området er langt på veg utbygd fra før, og det er relativt små konflikter i forhold til naturverdier. Indre del av Eidfjorden og Simadalsfjorden er likevel en viktig overvintringsplass for vannfugl og rasteplass for lom, andefugl og måker om våren (Mjøs & Overvoll 2006). Den flate og grunne fjordbunnen er gyte- og oppvekstområde for fisk, men er ikke registrert som gyteområde for kysttorsk (http://kart.fiskeridir.no/). To viktige delområder kan potensielt bli berørt av ilandføringen: gruntvassområdet Leirvikane–Stavanes og indre del av Simadalsfjorden. Øst for Sima kraftverk ligger en gråor-heggeskog som er klassifisert som type C – lokalt viktig. Simadalen er ellers et viktig beiteområde for hjort (Mjøs & Overvoll 2006).

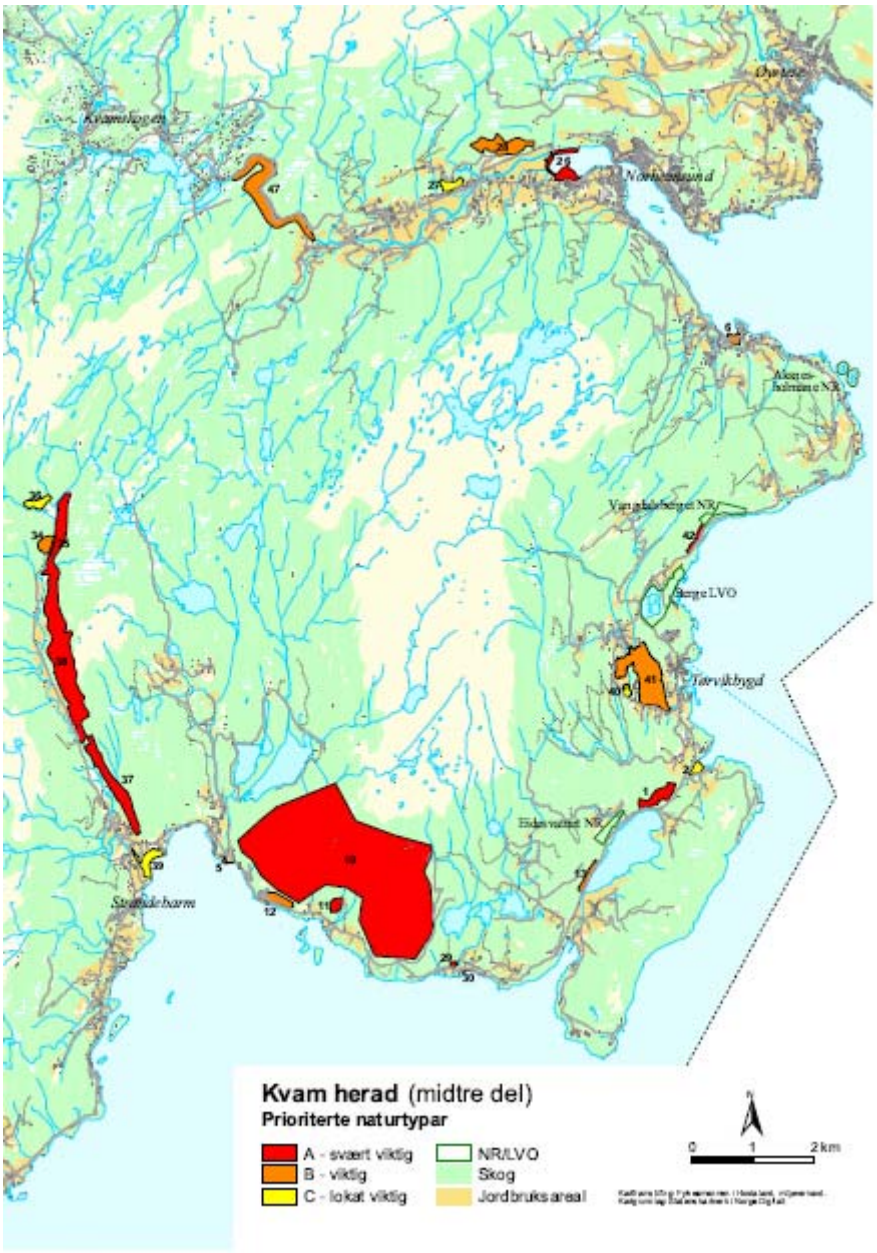


Figur 5.26 Kart over naturverdier i indre del av Eidfjorden og Simdalsfjorden (Mjøs & Overvoll 2006).

Kvam

Ved ilandføringa i Kvam er alternativet *Aksnesrenna* mot Norheimsund lite i konflikt med viktige naturtyper (Figur 5.26). Det er likevel potensielt konfliktfylt i forhold til bebyggelse og friluftsaktiviteter, og både ilandføringssted og plassering av landanlegg må utredes. Det samme gjelder for valg av trasé for luftledning fra Norheimsund til Samnanger.

Ilandføring av kabel ved alternativet *Eidesvågen* (Figur 5.27) kan potensielt komme i konflikt med en strandeng/strandsump klassifisert som type C (lokalt viktig). Innenfor Eidesvågen ligger også Augastadnakken, en rik edellauvskog klassifisert som type A (svært viktig) og Eidesvågen naturreservat, som er et edellauvskogsreservat (Holtan 2009). Eidesvågen–Ljones har også to av kommunens viktige viltområder som er gitt høyeste kategori (Innstranda og Ljonesåsen), med blant annet dagområder og leikplasser for storfugl (Askeland 2002). Ved plassering av landanlegget i dette området må det tas hensyn til viktige naturtyper, og det samme gjelder ved valg av trasé for luftledning til Samnanger. Det synes fornuftig å i størst mulig grad samlokalisere denne med Maurangerledningen, som kommer inn over Ljones og Eidesvatnet. En likestrømsløsning vil redusere behovet for landanlegg i Kvam til kun å omfatte muffestasjon, da strømretteranlegget kan samlokaliseres med det eksisterende anlegget i Samnanger.



Figur 5.27 Kart over viktige naturtyper i midtre del av Kvam (Holtan 2009). Ilandføringsalternativene Aksnesrenna (øverst) og Eidesvågen (nederst) er angitt med piler.

5.6.6. Avbøtende tiltak på terrestrisk miljø

Muligheten for avbøtende tiltak må også vurderes gjennom alle faser av prosjektet på land (planlegging, anlegg, drift/vedlikehold, avvikling). Aktuelle forebyggende tiltak i planleggings- og anleggsfasen er (fra Hagen & Skrindo 2010):

- Bevisst arealbruk – redusere omfanget av berørt areal
- Bevisst plassering av installasjoner, veger og traseer
- Planlegge arealbruk for massehåndtering
- Definere inngrepsgrense

- Forsterking av midlertidige kjøretraseer
- Tilrettelegge for naturlig gjenvekst
- Ta vare på toppmasser (jord og vegetasjon)
- Mellomlagring og gjenbruk av toppmasser
- Fjerne midlertidige anlegg

Bevisst arealbruk

Arealbruken til randsoner, rigg- og deponiarealer og anleggsveger må minimeres av arealbruk til det absolutt nødvendige. Plassering av både selve anleggene og tilhørende midlertidige inngrep må ta hensyn til kjente naturverdier og legges utenom spesielt verdifulle og sårbare arealer. Her er dette særlig viktig ved alternativ Eidesvågen i Kvam. Grensene for inngrepet bør være klart definert før arbeidet starter opp, gjerne med fysiske markeringer i terrenget. Dette er spesielt viktig der det er behov for midlertidige anlegg i en anleggsfase. Ved transport over spesielt sårbare områder kan installasjoner som bruer og tunneler være til god hjelp. Å legge veien over eller under viktige naturområder kan være forskjellen på bevaring og tap av naturverdier i enkelte prosjekter. I mindre skala kan det i enkelte situasjoner være nødvendig å gjerde inn områder som ikke skal berøres.

Planlegging av arealbruk for massehåndtering

Som en del av forebyggende tiltak bør de ressursene (for eksempel jord og vegetasjon) som skal bygges ned tas vare på. Massene må mellomlagres og det er behov for en plan der håndtering og arealbruk av disse massene synliggjøres i prosjektet. Arealene for deponi forankres i reguleringsplanen. Deponiområdene må plasseres slik at de ikke medfører nye, store inngrep.

Fjerning av midlertidige anlegg

Fjerning av midlertidige anlegg og tilleggsinngrep som berører den regulære bruken av et anlegg må inngå i selve utbyggingsprosjektet. Ofte blir for anleggsveger eller rester av massetak liggende eller bare delvis fjernet etter endt arbeid. Målet for disse områdene bør være å tilrettelegge for naturlig gjenvekst og fjerne alt utstyr, tilkjørt materiale og andre kilder til forurensing. Toppmasser fra anleggsområdet bevares, mellomlagres og gjenbrukes.

5.6.7. Oppsummering av miljømessige forhold

Legging av sjøkabel i Hardangerfjorden fra Simadalen til Kvam representerer et naturinngrep i et område med et intakt naturlig økosystem, og innebærer tap av urørthet. Kabeltraseen vil i store deler av strekningen gå langs havbunnen i det som er klassifisert som en viktig naturtype i Norge: spesielt dype fjordområder. Her vil det dannes en kabelgate som består av et antall kabler (2–6, avhengig av valgt teknisk løsning) med opp til 25 meter avstand mellom kablene. Naturtypene på fjordbunnen anses som relativt robuste, og det er sannsynligvis liten direkte fare for det biologiske mangfoldet i området. Det er likevel betydelig usikkerhet knyttet til effekten på bunnsamfunnene av temperaturøkningen som følge av varmestråling fra kablene, og også av de elektromagnetiske feltene rundt eventuelle likestrømskabler. Lite kunnskap om forstyrrelse i denne typen natur gjør også at det er vanskelig å forutse langtidseffekter. Kumulative effekter ved andre typer inngrep kan oppstå.

Anleggsfasen vil representere en vesentlig forstyrrelse i forbindelse med sprenging, graving og spyling av kabelgrøfter samt skipstrafikk i forbindelse med selve kabelleggingen. Dette vil påvirke det marine økosystemet, men det forventes at effekten på det biologiske mangfoldet er midlertidig. Avbøtende tiltak vil kunne bidra til å redusere miljøeffektene.

Sjøkabelløsningen innebærer også arealinngrep på land (i Sima og Kvam), og spesielt i Kvam kan dette komme i konflikt med naturverdier eller skape irritasjon på grunn av visuell forurensning og støy. Lokalisering av ilandføringspunkt, landanlegg og luftledninger må utredes nærmere for å redusere konflikt med bebyggelse og naturverdier.

Overvåkingsprogram må etableres for å fange opp eventuelle effekter på landskapet og de biologiske samfunnene langs kabeltraseen, og det bør gjennomføres en livssyklusanalyse med tanke på å redusere den totale miljøbelastningen ved kabelløsning.

5.7. Legging og installasjon

5.7.1. Generelt

Det vil i dette avsnittet bli redegjort for de installasjonsrelaterte sidene ved et eventuelt kabelprosjekt for Hardangerfjorden og strekningen Simadalen–Kvam spesielt.

5.7.2. Traseen Simadalen–Kvam

Ser man på data fra traseundersøkelsene synes det sannsynlig at man vil kunne finne en egnet trasé for installasjon av sjøkabler mellom Simadalen i Eidfjorden til Kvam (ref. avsnitt 5.5).

Den største utfordringen, utover selve dybden synes å være å finne et egnet sted å føre eventuelle kabler opp fra dypet på og i land i Kvam.

Utvalget ser to mulige ilandføringsområder. Opp Aksnesrenna for ilandføring i nærheten av Norheimsund, eller i Eidesvågen. Felles for begge plassene er at oppstigningen fra dypet er forholdsvis bratt. Det vil være naturlig å forlegge kabler med oppstigning skrått opp bratthenget, eller ved direkte oppstigning.

På grunn av de bratte hengene vil det høyst trolig være ønskelig å foreta sikring og avlastning av eventuelle kabler i begge disse mulige landtakene.

Begge ilandføringspunktene vil gi en trasélengde på ca 70 km. Utvalget har derfor valgt å benytte denne lengden i de videre vurderingene.

5.7.3. Installasjon

Som beskrevet i avsnitt 5.1 er kraftoverføring med både vekselstrøm og likestrøm mulig for forbindelsen Simadalen–Kvam. Disse systemene vil sette noe forskjellige krav til installasjonen og dette kapittelet er derfor delt opp i en generell del og spesiell del etter systemtype.

Installasjon generelt

Felles for alle kabelsystemene er at hver kabel vil veie forholdsvis mye og at det er ønskelig å installere disse i hele lengder. Samtidig vil hver kabel trolig være av en type med dobbel armering lagt i motsatt retning for at kabelen skal tåle installasjon på det store dypet i Hardangerfjorden. Det vil også være krav til minimum bøyediameter i størrelsesorden 10-12 m for håndtering av disse kablene under leggestrekk. Man vil derfor være nødt til å benytte et spesialfartøy for legging av kraftkabler på store havdyp. Dette fartøyet må ha følgende egenskaper:

- kunne transportere mellom 4000 og 6500 tonn kabel i kontinuerlig lengde på en svingskive (avhengig av system- og kabeldesign)
- inneha et leggesystem med håndteringsdiameter på strekksiden på minimum 10 meter

- inneha leggemaskineri som kan trekke i størrelsesorden 40-90 te over en akseptabel lengde av produktene
- ha dynamisk posisjoneringsutstyr for nøyaktig forlegning av kablene i den ønskede traseen

I øyeblikket finnes det tre eksisterende fartøyer og ett under bygging som klarer vekt og volum for de foreslåtte løsningene for sjøkabler i Hardanger (Tabell 5.5).

Tabell 5.5 Fartøy i drift eller for levering i 2011 som egner seg for installasjon av kraftkabler i Hardangerfjorden.

Kabelskip	Eier/drifter	Lastekapasitet (tonn)	Max leggestrekk (tonn)
CS Nexans Skagerrak	Nexans Norway AS	Ca 7 000	Ca 60
CS Giulio Verne	Prysmian Spa	Ca 7 000	Ca 50
CSV North Ocean 102	J. Ray Mc Dermott	Ca 7 000	Ca 2 x 130
AMC Connector	Aker Marine Contractors AS	Ca 9 000	Ca 70

Forlegning av et AC kabelsystem på 2000 MW

For et AC kabelsystem på 2000 MW vil det være nødvendig med to, 3-leder kabelforbindelser, dvs totalt 6 kabler.

Som nevnt i avsnitt 5.1 kan oljekabel, eller PEX-isolert kabel benyttes..

Kablene bør ideelt sett legges med en separasjon på ca 5-10 meter Dette vil fungere i den flate og brede fjordbunnen i Hardangerfjorden, men kan være vanskelig å oppnå i landtakene og i oppstigningen fra bunnen mot de to mulige landtakene i nærheten av Kvam.

Utvalget har innhentet forslag til typiske kabeldesign for denne typen anlegg. Data kan være som vist nedenfor i Tabell 5.6.

Kabeltype	Ytre diameter (mm)	Vekt i luft (kg/m)	Vekt i vann (kg/m)	Max tillatt strekk (kN)	Maksimalt installasjons-strekk (t)	Vekt av en fase kabel (t)
HVAC Olje	162	75	54	625	48	5250
HVAC PEX	150	59	41	ukjent	37	4130

Tabell 5.6 Mekaniske parametre for HVAC olje og PEX kabel

Kablene beskrevet i tabellen ovenfor kan transporteres på et spesialfartøy i en hel lengde, og det ville være nødvendig med 6 turer totalt for å installere den komplette forbindelsen.

Forlegning av et DC kabel system på 2000 MW

For et DC kabelsystem på 2000 MW er det nødvendig med to komplette kabelsystemer bestående av 4 stykk 320 kV polymer DC-kabler (ref. avsnittene 5.1 og 5.4). I alternativet for +/- 500 kV benyttes en

bipol med 2 stykk masseimpregnerte 500 kV kabler og en nøytralleder som også vil kunne benyttes som fullverdig DC høyspentkabel.

Det er ikke spesielle krav til separasjon mellom disse kablene ut fra overføringshensyn, men det kan være gunstig med en viss separasjon ut i fra reparasjonshensyn.

Utvalget har innhentet forslag til typiske kabeldesign for denne typen anlegg. Data kan være som vist nedenfor i Tabell 5.7.

Tabell 5.7 Mekaniske parametere for HVDC masseimpregnert og polymerkabel.

Kabeltype	Yttre diameter (mm)	Vekt i luft (kg/m)	Vekt i vann (kg/m)	Max tillatt strekk (kN)	Maksimalt installasjons-strekk (t)	Vekt av en fase kabel (t)
HVDC MI	142	70	54,2	-	48	4 900
HVDC Polymer	130	53	39,7	-	36	3710

Kablene beskrevet ovenfor i Tabell 5.7 er mulig å transportere på spesialfartøy i en hel lengde og det vil være nødvendig med fire turer totalt for å installere den komplette forbindelsen for alternativ 3 (2000 MW, ref. avsnitt 5.4) og tre turer totalt for å installere den komplette forbindelsen for alternativ 4 (1500 MW, ref. avsnitt 5.4).

Beskyttelse av utlagt kabelsystem

I utgangspunktet er det aktuelt å beskytte en kabel ved nedgraving for å redusere risiko for skade fra ytre påvirkning. Nedgraving av kabler gjennomføres også av estetiske og/eller miljømessige hensyn.

For traseen Simadalen–Kvam synes det ikke å være grunnlag for at eventuelle kabler skal graves ned i sin fulle lengde. Det vil være naturlig å se på nedgraving som beskyttelsesmetode i fra land og et stykke ned i fjorden fra hvert ilandføringspunkt. For eksempel ned til 100-200m fra overflaten, dette vil utgjøre 2–5 km av den totale lengden av kabelen.

Basert på havbunnsundersøkelsen gjennomført i oktober/ november 2010, vil det trolig være fornuftig og påkrevd sikre kablene ved klamring i hvert landtak og muligens i noen av skråningene som passeres på vei opp Aksnesrenna eller mot Eidesvågen i Kvam.

5.8. Drift, driftsikkerhet, vedlikehold og reparasjon

5.8.1. Driftssikkerhet

Planlagte avbrudd

Planlagte avbrudd burde i vekselstrømsalternativene med to parallelle kretser sjelden påvirke hele overføringen mellom Sima og Samnanger. Vedlikehold på den ene kretsen, for eksempel funksjonskontroll og vedlikehold av brytere skal normalt kun berøre den ene kretsen. Eventuelt vedlikehold på luftledning mellom Sima og Samnanger eller vedlikehold på endepunktskomponenter i Sima eller Samnanger vil berøre hele forbindelsen, noe som ikke avviker fra vanlige overføringer med luftledning.

I likestrømsalternativet er det forventet planlagt avbrudd på ca 60 timer for hver krets for vedlikehold hvert annet år (ABB 2010).

Ikke-planlagte avbrudd

Det kan oppstå flere feil i vekselstrømsalternativet som vil gi kortere, uplanlagte avbrudd. Feil på luftledning mellom Kvam og Samnanger er antatt å inntreffe med samme frekvens som andre luftledninger. Feil på de konvensjonelle komponentene som reaktorer, brytere osv kan også inntreffe. Det er mulig å designe landanleggene slik at avbruddene ikke blir lange. Forbindelsen bør også kunne fungere ved utfall av f.eks. en av de åtte reaktorene i oljekabelalternativet.

I likestrømsalternativet er det flere komponenter som kan feile. Det er mulig å påvirke tilgjengeligheten ved å bygge inn redundans i designfasen. Et vanlig mål for tilgjengeligheten er 98 % og dette er mulig å oppnå. Dette tilsvarer omtrent en ukes avbrudd per år og inkluderer også planlagte avbrudd. Varigheten på avbrudd er kort. Ved to parallelle systemer kan det ene være i drift.

Kabelfeil er naturligvis de mest alvorlige hendelsene som også har lengst reparasjonstid. Før eller siden kommer kabelfeil til å inntreffe på strekningen. Siden forbindelsen skal fungere etter de kriteriene som kreves i sentralnettet må systemet designes slik at N-1 kriteriet også opprettholdes ved langvarige kabelfeil. I de vurderte alternativene oppnås dette ved bruk av parallelle systemer. Under reparasjonstiden er dog overføringsevnen halvert i alternativene 1–3. For alternativ 4 kan full effekt opprettholdes ved feil på en høyspentkabel ved å benytte nøytralkabelen som reservekabel. I Kapittel 4 ble historiske feilfrekvenser og reparasjonstider for sjøkabler presentert. Driftserfaringer fra vekselstrøm og likestrømsystemer ble gjennomgått i avsnitt 4.2.2 og avsnitt 4.3.2.

For å danne seg en oversiktlig oppfattning av mulige feilfrekvenser kan man gjøre ett illustrativt regneeksempel. Om en antar at feilfrekvensen λ er 0,1 feil per 100 kmår for en trefase vekselstrømskrets blir λ = 0,14 for et kabelsystem med to kretser på 70 km. Hvis en antar at tiden til feil er eksponentialfordelt så er sannsynligheten for at feil inntreffer i løpet av tiden t gitt av:

$$P = 1 - e^{-\lambda t}$$

Sannsynligheten for at en feil inntreffer på ett av de parallelle trefase vekselstrøms kabelsystemene i løpet av en tiårsperiode blir da 0,75. Med en reparasjonstid på 3 måneder og λ = 0,07 for gjenværende kabel blir sannsynligheten for at en feil inntreffer på den gjenværende kabelen samtidig 0,017, dvs ca 2 %. På tilsvarende vis kan også feilsannsynligheten i likestrømsalternativene analyseres, men da med hensyn til et færre antall kabler. Verdiene må brukes varsomt siden det ikke er mulig å forutse egenskapene i nye systemer fram i tid. Generelt er erfaringene gode i Norge for fjordkabelsystemer.

Det er vanskeligere å anslå sannsynligheten for avhengige feil. Ankringsskader, skred osv kan utløse såkalte ”common mode failures”. For å unngå disse feiltypene må en grundig risikoanalyse gjennomføres på prosjektet.

5.8.2. Forebyggende vedlikehold

Forebyggende vedlikehold for vekselstrømssystemet er forholdsvis begrenset, men inkluderer:

- Periodisk tilsyn av alarm- og oljetrykksanlegg for oljekabler, samt termineringspunkter
- Oljeanalyse av oljekablene
- Oljeanalyse av reaktorene
- Periodisk tilsyn og vedlikehold av koblingsanlegg

Forebyggende vedlikehold av likestrømssystemer er mer omfattende sammenlignet med vekselstrømsystemer. For å redusere avbruddstidene må vedlikeholdet være godt organisert og

reservedeler må være tilgjengelige. Forebyggende vedlikehold kan i stor grad gjennomføres uten at anlegget må tas ut av drift. Det er anslått totalt 200-400 timer per år for å gjennomføre vedlikeholdet (ABB 2010). Annethvert år er det nødvendig med 60 timer avbrudd og en arbeidsinnsats på 160 timer per likestrømskrets.

Til en viss grad finnes automatiske overvåkningssystemer som knyttes til sentralnettets operatører gjennom et SCADA-system. Disse er:

- Oljetrykksmålinger for oljekabler
- Oljenivå og trykk i kabelavslutninger
- Overvåkningssystem for koblingsanlegg og reaktorer
- Et stort antall parametre fra omformerstasjonene

For å overvåke kablenes termiske forhold vil det også være fornuftig å installere fiberoptiske overvåkingssystemer for kontinuerlig registrering av temperaturen langs hele strekningen, for eksempel DTS system (Distributed Temperature Measurement System).

For forbindelsen Simadalen–Kvam bør det utarbeides et vedlikeholdsprogram også for undervannsbiten av kabelsystemet. I tillegg til overvåkning som beskrevet over bør dette programmet inkludere jevnlig inspeksjon, med økende inspeksjonsintervaller, så lenge det ikke observeres feil. Disse inspeksjonene bør inkludere periodisk ettersyn og vedlikehold av eventuell tildekking/ mekanisk beskyttelse, og installerte system for korrosjonsvern.

Dersom et oljekabelanlegg installeres, vil det også være behov for periodisk ettersyn og vedlikehold av systemet for trykkmating og av kvaliteten på kabeloljen.

5.8.3. Beredskap og reparasjon

Beredskap

Dette avsnittet vil omhandle hva som kan være mulig å gjennomføre i form av beredskap og hva som ville være nødvendig for å oppnå dette. Det vil ikke bli oppgitt noe kostnadsestimat for en slik beredskap.

Man må veie kostnadene for beredskap og mengde reservekabel samt skjøtemateriell på lager, opp mot konsekvensene av helt eller delvis utfall av forbindelsen, inkludert den forventede tid til eventuelle feil er rettet. For en forbindelse som Simadalen - Kvam vil man være helt avhengig av skjøtekompetansen til leverandøren(e) av kablene. Dette er uavhengig av om det velges et system basert på vekselstrøm eller likestrøm. Man vil også være helt avhengig av å ha tilgang til spesialfartøy egnet for reparasjonen som skal utføres.

Eksempel på beredskap og feilrettingstid

Via avtaler med leverandørindustrien vil for eksempel følgende beredskap kunne planlegges/ implementeres:

- Reparasjonsfartøy skal alltid være tilgjengelig på x ukers varsel
- Personell for utførelse av skjøtearbeid skal alltid være tilgjengelige på et gitt antall ukers varsel
- En full reservelengde er anskaffet sammen med hovedleveransen og er lagret på egnet sted for henting i deler eller i sin helhet av reparasjonsfartøyet
- Friskt skjøtemateriell er alltid på lager eller kan mobiliseres på x ukers varsel

Det viser seg også at det kan være vanskelig å finne nøyaktig posisjon til en feil på et slikt kabelanlegg med lange lengder. Mangel på nøyaktig lokalisering av feilstedet vil kunne øke tiden på reparasjonsarbeidet med y uker.

Man vil nå kunne få en situasjon som vist i Tabell 5.8.

Tabell 5.8 Eksempel på tidssyklus for feilretting.

Tidspunkt	Status	Kommentar
T0	Feil oppdages	
T0+x	Utstyr og personnel er klare for å utføre reparasjon, lasting av reservemateriell starter	
T0+x+z	reparasjon kan starte dersom man har lokalisert skade stedet og bestemt reservelengde som skal hentes	Z=5til10dager avhengig av mengde kabel som skal lastes y=tiden til å lokalisere skadestedet og nødvendig reservelengde
T0+x+z+y	reparasjonsarbeidet starter	Kapping av skadet kabel. Opptak av kabel til hel kabel kan skjøtes mot reserve kabel
T0+x+z+y+r	Reparasjon utført	r avhenger av hvor mye kabel som skal skiftes og om det skal gjøres 1 eller 2 skjøter. Med landtaks utskiftning dvs 1 skjøt og ny ilandføring kan r1 typisk være 10-12 dager (1-2 dager på opptak og tilrettelegging, 5-7 dager på skjøting med reservekabel, 1-2 dager på legging og ilandføring) Med skjøting ”midt” på kabelen vil r2 typisk være 16-20 dager(2-3 dager på opptak, 2x5-7 dager på skjøting, 2 dager på rigging/ legging mellom skjøting og 1 dag på nedlegging av hårnåls skjøt)

Gitt at man trolig velger x til å være noen uker skulle ikke tiden y få noen praktisk betydning og total reparasjonstid vil da kunne bli følgende for de tre reparasjonsscenariene:

- Landtaksutskiftning: T= x+15 til 17 døgn
- Reparasjon av midtstykke: T= x + 21 til 25 døgn
- En full utskiftning av en lengde: T = x + 20-25 døgn + tid for montasje på land i hver ende

Varigheten på tiden x vil være helt avhengig av hvor mye penger man vil legge i mobiliseringstid for reparasjonsfartøy x kan i prinsippet være 0 dersom kabeleier velger å betale for å ha reparasjonsfartøy i kontinuerlig beredskap ved kai, lastet med reservekabel klar for operasjon. Deretter vil x øke med redusert betalingsvilje. Dersom man skal ut på markedet å lete etter egnet fartøy den dagen skaden allerede er et faktum, vil x være helt avhengig av hvor i verden de egnede fartøyene måtte være og hvor opptatte de er.

Man vil da kunne risikere at x får en varighet på flere måneder.

Reparasjon

For reparasjon av kabler i Hardangerfjorden vil det være behov for tilgang til kabelinstallasjonsfartøy tilsvarende det fartøyet som ble benyttet for å installere kablene. Dersom man kun skal skifte en landtaksende eller utføre en reparasjon av feil "midt" på kabelen, kan et fartøy med lavere lastekapasitet mobiliseres dersom øvrige egenskaper er tilnærmet likeverdige. Et annet alternativ for reparasjon av en feil "midt" på kabellengden er å ta opp kabelen i hele lengden fra land og til skadestedet fra den enden som er kortest fra land. I et slikt tilfelle vil man kunne klare seg med et fartøy med halve lastekapasiteten av det originale installasjonsfartøyet med forøvrig med de samme egenskapene.

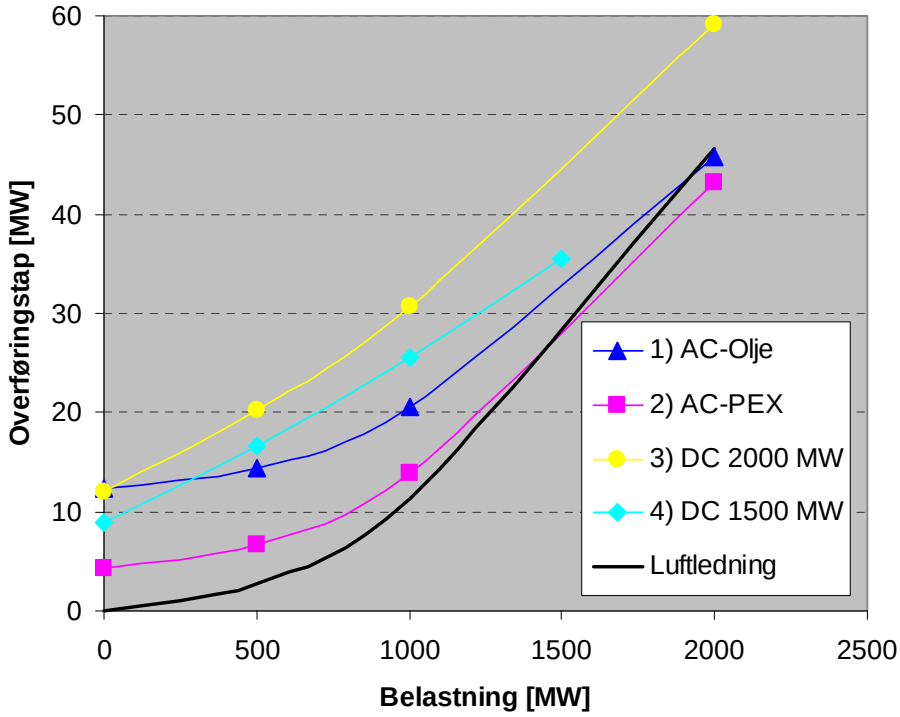
Andre utfordringer med reparasjon i Hardangerfjorden

Et forhold ved reparasjon som er spesielt for Hardangerfjorden utover dypet og de store kreftene de representerer i håndtering av kabel for reparasjon, kommer fjordens geometri. Fordi fjorden er relativ smal og dyp vil det kunne være utfordrende å utføre reparasjoner på en kabel uten at dette vil blokkere for fremtidige reparasjoner av andre kabler i systemet i samme område.

Det store dypet gjør det også utfordrende å vedlikeholde/opprettholde trykk og oljemating ved en åpen feil på en oljekabel. Det vil i et slikt tilfelle være risiko for at den skadede kabelen fylles med vann og hele kabelen ødelegges før den kan repareres. Tilsvarende vil det være risiko for at det samme skjer mens kabelen håndteres under reparasjonsarbeidet. En slik skade vil også medføre potensielt store utslipp av tyntflytende kabelolje i perioden fra feilen oppstår til man har kunnet ta den skadede delen av kabelen til overflaten og tettet denne.

5.9. Effekttap og energitap

Effekttapene for overføringen Sima–Samnanger er beregnet som funksjon av belastningen for de fire alternativene og sammenlignes i Figur 5.28 med et luftledningsalternativ. Til tapene for de ulike kabelalternativene i Tabell 5.3 og Tabell 5.4 er det lagt til tap i en tenkt 20 km lang luftledning mellom Norheimsundområdet og Samnanger. Det rene luftledningsalternativet har en ledningslengde på 92,4 km.



Figur 5.28 Effekttap som funksjon av belastning. Overføring Sima til Samnanger. AC: Vekselstrøm. DC: Likestrøm.

De årlige energitapene er estimert med utgangspunkt i en gjennomsnittlig belastning på 500 MW, se Tabell 5.9. Noter at disse energitapene kun med forsiktighet kan brukes for å sammenligne ulike alternativ. De er basert på en gjennomsnittlig belastning og ulike løsninger gir ulike gjennomsnittsbelastninger. En ny forbindelse mellom Simadalen og Kvam vil minske tapene i det øvrige nettet. Dette vil til en viss grad kompensere for de tapene som oppstår i de fire alternativene (som domineres av dielektriske tap, og tap i reaktorer og omformere).

Tabell 5.9 Tapskomponenter for de ulike alternativene (MWh/år).

Tapskomponent	Alternativ				Luftledning
	1	2	3	4	
Kabeltap	86 400	32 900	5 000	3 800	-
Kompensering	34 600	20 600	-	-	-
Omformer	-	-	166 400	140 200	-
Luftledning	5 300	5 300	4 000	1 600	24 500
Totalt	126 300	58 800	175 400	145 600	24 500

5.10. Økonomi

5.10.1. Investeringskostnader

Et grovt estimat av investeringskostnadene kan gjøres med utgangspunkt i rapporterte prosjektkostnader i avsnitt 4.2.4 og 4.3.4. Regner man med en kretskostnad på 28 MNOK/km for vekselstrømsalternativene blir kostnaden for to kabelkretser 3920 MNOK. I tillegg kommer kostnader til kompenseringsanlegg og tilkobling i Sima og Samnanger på minst 500 MNOK.

Med omformerkostnader og kabelkostnader for en likestrømskrets som i Alternativ 3 på 1900 MNOK, respektive 12 MNOK/km, blir totalkostnaden eksklusive tilkobling i Sima og Samnanger 5480 MNOK.

For Alternativ 4 kan omformer- og kabelkostnader på tilsvarende vis estimeres til 2700 MNOK, respektive 21 MNOK/km. Dette gir en totalkostnad på 4170 MNOK, eksklusive tilkobling i Sima og Samnanger.

Etter anmodning fra Utvalget har også Statnett estimert investeringskostnadene for de ulike alternativene. Disse gir totalkostnader i samme størrelsesorden som ovenfor.

Tabell 5.10 gjør rede for Utvalgets samlede kostnadsoverslag for de fire alternativene. For samtlige inngår også kostnader for overføringen mellom Sima og Samnanger, inklusive tilkobling begge steder. Tilsvarende kostnad for luftledningsalternativet er estimert til 1000 MNOK. Ekstrakostnader for et eventuelt fjellanlegg for vekselstrømsalternativene i Norheimsundområdet er estimert til 180 MNOK.

Tabell 5.10 Estimerte investeringskostnad for de fire studerte alternativene (MNOK).

	420 kV vekselstrøm (AC)		**+/- 320 kV likestrøm (DC)**	**+/- 500 kV likestrøm (DC)**
Kostnadspost	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3	Alternativ 4
	420 kV olje 2000 MW 6 kabler	420 kV PEX 2000 MW 6 kabler	HVDC 2000 MW 4 kabler	HVDC 1500 MW 3 kabler
Totalt MNOK	4 500	4 500	5 600	4 500

5.10.2. Kostnader for drift, vedlikehold og reparasjon

Nåverdikostnaden er beregnet med en realrente på 5 % og en analyseperiode på 40 år. Dette gir en kapitaliseringsfaktor på 17,16.

Ved beregning av nåverdikostnaden for energitap er forventet utvikling av markedsprisen på elektrisk energi lagt til grunn. Elektrisitetsprisen er i 2011 ca 31 øre/kWh og forventes å øke til ca 40 øre/kWh i 2020. I tillegg kommer sertifikatsavgifter, i dag ca 13 øre/kWh. Med dette som utgangspunkt er nåverdikostnaden beregnet for en gjennomsnittlig årlig energitapskostnad på 50 øre/kWh. Energitapene er beregnet ved 500 MW kontinuerlig belastning inklusive kompensering i vekselstrømsalternativene og omformer i likestrømsalternativene. Videre er tapene i en luftledning mellom Norheimsundområdet og Samnanger inkludert, se avsnitt 5.9. Ingen hensyn er tatt til reduserte tap i det øvrige nettet.

Energitapskostnadene er sammenstilt i Tabell 5.11. For en luftledning Simadalen–Samnanger er tilsvarende kapitaliserte energitapskostnader beregnet til 210 MNOK. En forbindelse mellom Sima og Samnanger uavhengig av om det er en sjøkabelforbindelse eller en luftledning reduserer tapene i

sentralnettet. For noen lastfall er dette estimert til opp til tre MW (tilsvarende opp til 225 MNOK kapitalisert) til sjøkabelalternativets fordel (Statnett Notater). Dette innebærer at den kapitaliserte merkostnaden for en sjøkabelforbindelse i forhold til en luftledning kan være i størrelsesorden 210–435 MNOK. lavere enn de beregnede tapskostnadene i Tabell 5.11. I avsnitt 6.11 er 300 MNOK benyttet i kostnadssammenlikningen.

Vedlikeholdsinnsatsen for likestrømsalternativene har av leverandører blitt angitt til en årlig innsats på 600 arbeidstimer for hver krets i Alternativ 3, noe som gir årlige kostnader i størrelsesorden 1 MNOK. I tillegg kommer kompetansebygging og personalkostnader for kontinuerlig tilsyn og drift samt innsats for å kunne håndtere driftsforstyrrelser. Utvalget har ikke hatt tilstrekkelig grunnlag for å estimere kostnadene, men anslår en årlig kostnad for drift og vedlikehold av likestrømsalternativene 3 og 4 på 10 MNOK respektive 7.5 MNOK.

For vekselstrømsalternativene er drift og vedlikeholdsinnsatsen betydelig lavere, og den årlige drifts- og vedlikeholdskostnaden er satt til 5 MNOK for oljekabelalternativet og 3 MNOK for PEX-kabelalternativet. Beregnet nåverdi fremgår av Tabell 5.11.

Kostnadene for eventuelle kabelreparasjoner krever fartøy med tilstrekkelig kapasitet og man kan forvente seg reparasjonskostnader på minst 50 MNOK, i mer kompliserte tilfeller 100 MNOK. Nåverdikostnaden for reparasjoner har i vekselstrømsalternativet blitt beregnet med utgangspunkt i en reparasjonskostnad på 100 MNOK per feil og antagelsen at tre feil inntreffer jevnt fordelt over en 30-års periode. For de øvrige alternativene har reparasjonskostnaden blitt satt i proporsjon til antall kabler. Kostnad for fartøy i beredskap må legges til.

Tabell 5.11 Beregnede kapitaliserte drift-, vedlikehold- og reparasjonskostnader for alternativene (nåverdi i MNOK).

	420 kV vekselstrøm (AC)		**+/- 320 kV likestrøm (DC)**	**+/- 500 kV likestrøm (DC)**
Kostnadspost	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3	Alternativ 4
	420 kV olje 2000 MW 6 kabler	420 kV PEX 2000 MW 6 kabler	HVDC 2000 MW 4 kabler	HVDC 1500MW 3 kabler
Energitap*	1 084	505	1 504	1 249
Drift og vedlikehold	86	51	172	129
Reparasjoner	150	150	100	75
Nåverdi, totalt	1 320	706	1 776	1 453

* I beregningen av energitapene er det ikke tatt hensyn til reduksjon av tap i det øvrige nettet som overføringen Sima–Kvam forventes å gi. De virkelige tapskostnadene er derfor lavere enn i tabellen.

5.11. Sammendrag av Kapittel 5

Med utgangspunkt i studier Utvalg 2 har gjennomført, samt informasjon fra Statnett om belastningsutvikling og nettegenskaper ved unormal drift, har fire hovedalternativ blitt studert; tre med 2000 MW og ett med 1500 MW overføringskapasitet:

1. 420 kV vekselstrømssystem med oljekabler og 2 parallelle kretser
2. 420 kV vekselstrømssystem med PEX-kabler og 2 parallelle kretser
3. +/- 320 kV likestrømssystem basert på VSC-teknikk, med 2 parallelle kretser)
4. +/- 500 kV likestrømssystem basert på VSC-teknikk, med 1500 MW kapasitet og 2 parallelle kretser

Prinsipielle løsninger inklusive tekniske data presenteres for hvert alternativ. Den tekniske utformingen av alternativene er utviklet med utgangspunkt i tekniske publikasjoner og tilgjengelige utredninger. Karakteristiske egenskaper og erfaringer fra flere lengre sjøkabelprosjekter på verdensbasis har blitt studert. På Utvalget sin forespørsel har også Nexans og ABB designet kabelkonstruksjoner for de aktuelle kravene. Målet har ikke vært å gi en allsidig oversikt over alle leverandørers konstruksjoner, men å presentere teknisk troverdige alternativer for overføringen fra Simadalen til Kvam. Også andre leverandører, f.eks. Prysmian og Siemens, med tilsvarende kompetanse antas å kunne tilby lignende løsninger.

Det er gjennomført en analyse av de geologiske forholdene som har betydning for legging av sjøkabler, med utgangspunkt i tilgjengelig batymetridata fra Sjøkartverket og Statnett. Videre har diverse seismiske data fra Universitetet i Bergen og Statnett blitt stilt til disposisjon, og utvalget har studert kart, flyfoto og publikasjoner om geologien i Hardanger. Det kreves dog ytterligere geologiske og geotekniske undersøkelser for å bedømme eventuelle problematiske forhold for legging av sjøkabler.

Litteraturstudier og annen innhenting av kunnskap ligger til grunn for vurdering av de miljømessige effektene av en sjøkableløsning, inklusiv de berørte landområdene. Opplysninger om rødlista arter i det marine miljøet er henta fra Artsdatabanken. Opplysninger om verneområdene er hentet fra Direktoratet for naturforvaltning. NIVA og Havforskningsinstituttet har gjennomført flere studier av det marine miljøet og forekomst av miljøgifter i Hardangerfjorden. Ved Statnetts ROV-undersøkelser i november 2010 har Havforskningsinstituttet beskrevet forekomsten av karakteristiske arter langs den aktuelle kabeltraseen. Kommunale kartlegginger i Kvam og Eidfjord har lagt grunnlaget for en vurdering av påvirkning på viktige naturtyper og viltområder ved de aktuelle ilandføringsalternativene.

Driftssikkerhetsmessige forhold, sannsynlighet for feil og mulighetene til å reparere kablene har blitt vurdert utafra tekniske publikasjoner fra Cigré samt Utvalgets egne erfaringer. Ved feil på en kabel kan driften for samtlige alternativ opprettholdes. Dog vil feil medføre for alternativ 1, 2 og 3 at overføringskapasiteten reduseres til 1000 MW. I alternativ 4 er den nøytrale kabelen dimensjonert for høyspenning og ved feil kan systemet drives balansert med to kabler og full effekt. Ved vedlikehold eller feil i en omformer kan likestrømssystemene drives med halv effekt.

Tabell 5.12 gir en oppsummert beskrivelse av positive og negative sider ved de fire alternativene.

Tabell 5.12 Oversikt over positive og negative sider ved de fire alternativene

	Positive	**Negative**
Alternativ 1 420 kV olje 2000 MW 6 kabler	▪ Mangeårig erfaring med forholdsvis lange overføringer på stort dyp ▪ Lavere magnetfelt	▪ Krever store kompenseringsanlegg pga reaktiv generering ▪ Høye tap ▪ Krever installasjon og vedlikehold av oljetrykksanlegg ▪ Mulig miljøeffekt ved oljelekkasje
Alternativ 2 420 kV PEX 2000 MW 6 kabler	▪ Forholdsvis lavere reaktiv generering krever mindre kompenseringsanlegg enn alternativ 1 ▪ Krever lite vedlikehold ▪ Lavere magnetfelt	▪ Lite erfaringsgrunnlag for 420 kV sjøkabel ▪ Reparasjonsskjøter er ikke kvalifisert ▪ Fabrikktesting av hele lengder med skjøter er komplisert
Alternativ 3 HVDC 2000 MW 4 kabler	▪ Ingen begrensning på kabellengde ▪ Mulighet til å styre effektflyten ▪ Færre kabler ▪ Lavere miljøpåvirkning pga færre kabler og lavt arealbehov for landanlegg i Kvam	▪ Høye tap ▪ Krever mer vedlikehold enn vekselstømalternativene ▪ Høyere investeringskostnader
Alternativ 4 HVDC 1500 MW 3 kabler	▪ Likt alternativ 3, men med færre kabler og dermed ytterligere redusert arealbehov ▪ Lavere kostnader og lavere tap enn for alternativ 3, men med tilstrekkelig ytelse og opprettholdelse av pålitelighet ▪ Den tredje kabelen kan installeres senere, noe som forkorter tiden til anlegget kan settes i drift	▪ Høye tap ▪ Krever mer vedlikehold enn vekselstrømsalternativene

Utvalgets konklusjoner er oppsummert i Kapittel 6.

6. Konklusjon

6.1. Tekniske, miljømessige og økonomiske forhold for sjøkabler

Hvert sjøkabelprosjekt må evalueres med hensyn til aktuelle krav til elektrisk ytelse, geologiske/ terrengmessige forhold, miljømessige hensyn, samt forutsetninger for installasjon og reparasjon. Dersom det eksisterer mulige alternative landforbindelser, må merkostnadene som et sjøkabelalternativ medfører vurderes i forhold til de miljømessige og samfunnsmessige gevinstene.

Enkeltstående sjøkabelprosjekt av moderate lengder påvirker ikke vesentlig sentralnettets egenskaper og drift. En omfattende kablifisering av sentralnettet er derimot ikke realistisk, både på grunn av økonomiske og elektrotekniske forhold, da dette vil kreve en omfattende installasjon av reaktiv kompensering.

6.2. Erfaringer med lignende prosjekt og overførbare erfaringer

Av tekniske og økonomiske årsaker består en meget liten del av transmisjonsnettet av kabler. I de nordiske transmisjonsnettene for 420 kV dominerer luftledninger fullstendig, og mindre enn 2 % av den totale ledningsstrekningen utgjøres av kabler.

Estetiske og sikkerhetsaspekter er ofte avgjørende når elektriske energi skal mates inn til forbrukere i større tettsteder der kabel ofte er det eneste alternativet fordi det ikke er plass til luftledninger.

Lengre overføringer over vann er kun mulig med kabel og det eksisterer flere eksempler på lange forbindelser til øyer med vekselstrøm ved spenninger opp til 420 kV og 525 kV, eksempelvis Vancouver Island (39 km sjøstrekning med to 525 kV-kretser), eller forbindelsen mellom det italienske fastlandet og Sicilia (43 km sjøstrekning med to 420 kV-kretser). Å krysse Oslofjorden er heller ikke teknisk mulig uten kabel og her bygger man for tiden ut kapasiteten med tre kabelforbindelser til 3000 MW ved 420 kV.

For lange strekninger er av tekniske grunner vekselstrøm ikke mulig, men ved bruk av likestrømsteknikk finnes ingen grenser for kablenes lengde. NorNed-kablene mellom Norge og Nederland er et slikt eksempel (587 km sjøstrekning, 700 MW ved +/- 450 kV). Det finns en rekke sjøforbindelser i verden med likestrøm.

6.3. Vurdering av vekselstrømalternativ Simadalen–Kvam

En vekselstrømskabel Simadalen–Kvam utsettes for flere krav som i kombinasjon savner motstykke i verden, med vesentlig lengre sjøkabelstrekning (70 km), høy sammenlagt effekt og stort dyp (850 meter) i forhold til hva som er lagt tidligere. De tekniske løsningene for prosjektet vil derfor bli spesielle og må kvalifiseres. De utviklingssteg som kreves kan derimot bygge på tidligere utførte prosjekter av lignende karakter.

To vekselstrømsalternativ er blitt evaluert i dette utvalgsarbeidet:

- 420 kV oljekabel med en overføringskapasitet på 2000 MW
- 420 kV PEX-kabel med en overføringskapasitet på 2000 MW

420 kV oljekabel er en løsning som bygger på lang erfaring. Det finnes flere oljekabelinstallasjoner i verden med spenninger på rundt 420 kV, men kun på sjøstrekninger opp mot 50 km. Mellom Simadalen og Kvam er det ca 70 km. For å kompensere den kapasitive genereringen kreves en omfattende installasjon av reaktorer, totalt ca 2400 MVAr. Det synes teknisk mulig å realisere en ojlekabelforbindelse, men kabelforbindelsen blir et dominerende innslag i sentralnettet.

420 kV PEX-kabel er en forholdsvis ny teknikk. Det finns kun én 420 kV PEX sjøkabelinstallasjon i drift i verden (3,2 km for 420 kV-forbindelsen Nyhamna–Fræna som er viktig for kraftoverføring til gassfeltet Ormen Lange). PEX har også blitt bestilt for en av de tre nye 420 kV kabelkretsene over Oslofjorden. De elektrotekniske egenskapene er gunstigere enn for oljekabel, men alternativet krever en mer omfattende kvalifisering av bl.a. skjøteteknikk. For et så omfattende prosjekt som Simadalen–Kvam innebærer det en større usikkerhet å satse på en PEX-løsning pga begrenset erfaring og grad av kvalifisering per i dag. På sikt er det derimot ikke usannsynlig at PEX kan bli et dominerende sjøkabelalternativ for 420 kV.

6.4. Vurdering av likestrømalternativ Simadalen–Kvam

Med tanke på den lange strekningen innehar likestrømsalternativene et bedre systemteknisk erfaringsgrunnlag enn vekselstrømsalternativet. Man kan også styre effektflyten over forbindelsen i langt større grad enn for vekselstrømsalternativene.

To likestrømsalternativ er evaluert:

- +/- 320 kV polymer DC-kabel med 2000 MW overføringskapasitet
- +/- 500 kV masseimpregnert kabel med 1500 MW overføringskapasitet

Begge er basert på VSC-teknikk. Det eksisterer omfattende erfaring med lange likestrømsoverføringer også ved store dyp. VSC[4]-omformere for +/- 320 kV (polspenning 640 kV) produseres allerede, men VSC-omformerteknologien må kvalifiseres for den overføringskapasiteten som er nødvendig. For alternativt med polymer DC-kabel og 2000 MW kreves ytterligere kvalifisering av kabel og skjøteteknikk med tanke på det store dypet i Hardangerfjorden. For alternativet med masseimpregnert kabel og 1500 MW finnes det erfaringsgrunnlag på dyp ned til 1600 meter.

6.5. Geologiske forhold

To områder på fjordbunnen er identifisert som de mest utfordrende med hensyn på geologiske forhold:

- En bratt skråning ved munningen av Simadalsfjorden som i snitt har en helning på 9°, men som lokalt er mye brattere og preget av skredgroper og kanaler som gir en ujevn topografi. Terrenget må kartlegges nøyaktig for å finne en egnet kabeltrasé. Studier av batymetridata indikerer at skredaktiviteten på skråningen er flere tusen år gammel, men det bør gjøres detaljerte geologiske og geotekniske undersøkelser for å vurdere stabiliteten og sannsynligheten for nye skred. Skredfaren må vurderes spesielt hvis kabelen skal graves ned da denne prosessen i seg selv kan utløse skred i ustabile løsmasser.

- En 400–600 meter høy brattkant i fjell fra den dype fjordbunnen og opp mot land i området rundt Norheimsund. Skråningen må studeres nøye for å finne en egnet trasé som gir minst mulig frispenn for sjøkablene. En mulighet kan være å bruke Aksnesrenna, en annen å gå inn mot Eidesvågen der brattkanten er noe slakere. Det er funnet spor etter flere utglidninger i sedimentene i Aksnesrenna. Løsmasseskredene har trolig gått for flere tusen år siden, men skredfaren i Aksnesrenna bør likevel utredes hvis det skal legges sjøkabler her.

En kabeltrasé mellom Simadalen og Kvam må i tillegg krysse flere skredkanter som går på tvers av fjorden, spesielt i indre deler av fjordbassenget. Disse er opp til 20 meter høye, men bør ikke være et problem for legging av en sjøkabel.

[4] VSC: Voltage Source Converter

Dataene som ligger til grunn for denne utredningen indikerer at det meste av skredaktiviteten på fjordbunnen foregikk for flere tusen år siden. Det vil likevel være nødvendig å vurdere faren for nye skred, spesielt i Simadalsfjorden og Eidfjorden.

Det vil alltid være en viss fare for utglidninger og tilførsel av skredavsetninger på de store elve/skredviftene som kommer ned fjordsidene fra land. En sjøkabeltrasé bør planlegges slik at den legges med god avstand til slike elve/skredvifter som det er flere av i fjorden.

Tre områder peker seg ut med tanke på potensielle fjellskred mellom Simadalen og Kvam. Det er Byteshelleteigen (Simadalsfjorden), Bjørgi (munningen av Granvinsfjorden) og Djønno (Eidfjorden). Bjørgi ligger så langt fra en eventuell kabeltrasé i hovedfjorden at et skred herfra trolig ikke vil påvirke sjøkablene. Da det ikke er gjort noen kartlegging av faren for store fjellskred i dette området tidligere er datagrunnlaget for vurderingene gjort i dette utvalgsarbeidet svært begrenset. På denne bakgrunn er det ikke mulig å si hvor stor sannsynlighet det er for at fjellskred skal utløses på de tre nevnte lokalitetene i løpet av de neste 100 år. Med tanke på hvor trang Simadalsfjorden er, og at det her er funnet spor av tidligere fjellskred langt ut på fjordbunnen, er dette trolig det området som har størst fjellskredrisiko i forhold til en sjøkabel. De få fjellskredavsetningene som er observert på sjøbunnen ved hjelp av batymetridata ser alle ut til å være flere tusen år gamle.

6.6. Miljøeffekter

Legging av sjøkabel i Hardangerfjorden fra Simadalen til Kvam representerer et naturinngrep i et økosystem lite påvirket av menneskelig aktivitet. Kabeltraseen vil i store deler av strekningen gå langs fjordbunnen i det som klassifiseres som en viktig naturtype i Norge: spesielt dype fjordområder. Her vil det dannes en kabelgate som består av et antall kabler (2–6, alt etter teknisk løsning) med opp til 5–10 meter avstand mellom kablene. Naturtypene på fjordbunnen anses som relativt robuste, og det er sannsynligvis liten direkte fare for det biologiske mangfoldet i området. Det er likevel usikkerhet knyttet til effekten på bunnsamfunnene av temperaturøkningen som følge av varmestråling fra kablene, og også av de elektromagnetiske feltene rundt kablene. Lite kunnskap om forstyrrelse i denne typen natur gjør også at det er vanskelig å forutse langtidseffekter. Kumulative effekter ved andre typer inngrep kan oppstå.

Anleggsfasen vil representere en vesentlig forstyrrelse i forbindelse med sprenging, graving og spyling av kabelgrøfter samt skipstrafikk i forbindelse med selve kabelleggingen. Dette vil påvirke det marine økosystemet, men det forventes at effekten på det biologiske mangfoldet er midlertidig. Avbøtende tiltak vil kunne bidra til å redusere miljøeffektene.

Sjøkabelløsningen innebærer også arealinngrep på land (i Sima og Kvam), og spesielt i Kvam kan dette komme i konflikt med naturverdier eller skape irritasjon på grunn av visuell forurensning og støy. Lokalisering av ilandføringspunkt, landanlegg og luftledninger må utredes nærmere for å redusere konflikt med bebyggelse og naturverdier.

Overvåkingsprogram må etableres for å fange opp eventuelle effekter på landskapet og de biologiske samfunnene langs kabeltraseen, og det bør gjennomføres en livssyklusanalyse med tanke på å redusere den totale miljøbelastningen ved kabelløsning.

6.7. Landanlegg

Samtlige alternativ krever installasjoner på land. Vekslestrømsalternativet krever landanlegg for reaktiv kompensering, muffehus mm i tilknytning til ilandføringspunktene. Arealbehovet er på ca 10 000 m^2 for alternativ 1 og 6 000 m^2 for alternativ 2. I Norheimsundområdet kan det være et alternativ å plassere landanleggene i fjell.

For likestrømsalternativene vil landanleggene i Norheimsundområdet bli av moderat omfang Enten kan kablene skjøtes til landkabel eller så kreves kun et muffehus for tilkobling til luftlinje. De relativt omfattende omformeranleggene har et arealbehov på 10–15 000 m^2,og vil plasseres i Sima og Samnanger.

6.8. Installasjon

Gitt kabelparametrene beskrevet for de ulike alternativene, vil eksisterende spesialfartøy oppfylle kravene til installasjonsegenskaper. Det finnes per i dag to til tre installasjonsfartøy på verdensbasis som håndterer krav til vekt og volum.

Spesialfartøy for legging av sjøkablene er karakterisert av følgende:

- kan transportere mellom 4 000 og 6 000 tonn kabel
- har leggesystem med håndteringsdiameter på strekksiden på minimum 10 meter
- er utstyrt med et leggemaskineri som kan trekke i størrelsesorden 40–60 tonn avhengig av valgt kabelsystem
- har dynamisk posisjoneringsutstyr for nøyaktig forlegning av kablene i den ønskede traseen

For den aktuelle traseen synes det ikke å være grunnlag for at kablene skal graves ned for beskyttelse i sin fulle lengde, kun på dyp ned mot 200 meter. Dette vil utgjøre 2–5 km av den totale kabellengden.

Basert på den gjennomførte havbunnskartleggingen, vil det trolig være nødvendig å sikre kablene ved klamring opp mot ilandføringspunktene i vest der det undersjøiske terrenget er svært bratt.

6.9. Driftsikkerhet og reparasjon

Feilsannsynligheter for nye anlegg er vanskelig å anslå, men basert på erfaringer og feilstatistikk er det sannsynlig at én eller flere feil oppstår i løpet av kabelsystemets levetid. Ved feil på en kabel i vekselstrømsalternativet eller ved feil på en kabel eller omformer i likestrømsalternativ 3, kan driften opprettholdes med 1000 MW og én krets. I likestrømalternativ 4 opprettholdes full kapasitet, 1500 MW, ved én kabelfeil, mens kapasiteten reduseres till 750 MW når en omformer er tatt ut av drift.

Reparasjon av kabel i Hardangerfjorden medfører spesielle utfordringer knyttet til fjordens geometri. Fordi fjorden er relativ smal og dyp vil det kunne være utfordrende å utføre reparasjoner på en fase på en slik måte at det ikke blokkerer for fremtidige reparasjoner av andre faser av kabelsystemet i samme område. Det kan derfor være mer aktuelt å plukke opp den skadde kabelen fra land i den enden som er nærmest feilen og skjøte inn et reparasjonsstykke for så å legge kabelen tilbake til land. De estimerte reparasjonskostnadene beløper seg til 50–100 MNOK per feil.

Effektiv håndtering av reparasjonsscenariene beskrevet i rapporten krever forberedelse og en beredskapsstrategi. For reparasjoner på kabler for Hardangerfjorden vil man være avhengig av kabelleverandørens skjøtekompetanse. Dette er uavhengig av hvilket kabelteknisk system som velges.

6.10. Kabelens påvirkning på kraftsystemet på land

De elektriske egenskapene til en kabel skiller seg fra de som gjelder for luftlinjer, noe som påvirker sentralnettet med hensyn til belastningsfordeling, reaktiv effekt mm.

Fordi kabel har lavere impedans gir kabelforbindelsen Simadalen–Kvam større belastningsstrømmer enn en tilsvarende luftledning. Den reaktive effekten i vekselstrømsalternativene må håndteres av kompenseringsanlegg. De tekniske forholdene er sannsynligvis håndterbare, men pga manglende erfaring fra liknende anlegg kan alle aspekter nødvendigvis ikke forutses.

I likestrømsalternativet kan strømmen reguleres på en optimal måte sett ut fra driften av sentralnettet. Overtoner og andre forstyrrelser kan filtreres bort.

6.11. Kostnader

Investeringskostnadene er estimert til 4500 MNOK for vekselstrømsalternativene med 2000 MW overføringskapasitet og for likestrømsalternativ 4 med 1500 MW overføringskapasitet. For likestrømsalternativ 3 med 2 000 MW er investeringskostnaden estimert til 5600 MNOK. I alle anslagene er tilkoblingskostnader i Sima og Samnanger inkludert. Kostnadene kan sammenlignes med en luftledning mellom Sima og Samnanger som er estimert til 1000 MNOK. Merkostnaden for eventuelt fjellanlegg i Norheimsundområdet er estimert til 180 MNOK

De kapitaliserte kostnadene for drift, vedlikehold og reparasjoner er estimert til 200–270 MNOK eller ca 5 % av investeringskostnadene.

En forbindelse mellom Simadalen og Samnanger, uavhengig av om det er en sjøkabelforbindelse eller en luftledning, reduserer tapene i sentralnettet. De kapitaliserte merkostnader som et sjøkabelalternativ medfører i forhold til et luftledningsalternativ er vurdert til:

- Ca 800 MNOK for alternativ 1
- Ca 200 MNOK for alternativ 2
- Ca 1200 MNOK for alternativ 3
- Ca 950 MNOK for alternativ 4

Referanser

ABB information guide (2010). It is time to connect. April 2010.

Askeland, Ø. 2002. Viltet i Kvam. Kartlegging av viktige viltområde og status for viltartane. MVA-rapport 5-2002. Kvam herad og Fylkesmannen i Hordaland. 60 s.
Auld, A. H. & Schubel, J. R. 1978. Effects of suspended sediment on fish eggs and larvae: A laboratory assessment. - Estuarine and Coastal Marine Science 6 (2): 153-164.

Auld, A. H. & Schubel, J. R. 1978. Effects of suspended sediment on fish eggs and larvae: A laboratory assessment. - Estuarine and Coastal Marine Science 6 (2): 153-164.

Bakke, T., Breedveld, G., Källqvist, T., Oen, A., Eek, E., Ruus, A., Kibsgaard, A., Helland, A. & Hylland, K. 2007. Veileder for klassifisering av miljøkvalitet i fjorder og kystfarvann - Revisjon av klassifisering av metaller og organiske miljøgifter i vann og sedimenter. TA-2229/2007. NIVA & NGI for Statens forurensningstilsyn. 12 s.

Balog m fl. The gulf of Aqaba submarine cable crossing. Cigre report 21-302, 1998

Bartnikas R Srivastava K D. IEEE Power and Communication Cables. Theory and applications. Press series on power engineering, 1999, ISBN 0-7803-1196-5

Bennett M G, Dhaliwal N S, Leirbukt, A "A survey of the reliability of HVDC systems Throughout the world during 2007-2008", Cigré B4_209_2010

Bilotta, G. S. & Brazier, R. E. 2008. Understanding the influence of suspended solids on water quality and aquatic biota. - Water Research 42 (12): 2849-2861.

Bisson, P. A. & Bilby, R. E. 1982. Avoidance of suspended sediment by juvenile coho salmon. - North American Journal of Fisheries Management 4: 371-374.

Bjørge, A., Myksvoll, M. & Bjelland, O. 2010. Kystøkologi i Porsangerfjorden og Hardangerfjorden. - I Gjøsæter, H., Haug, T. & Hauge, M., red. Havforskningsrapporten 2010. Ressurser, miljø og akvakultur på kysten og i havet. s. 66-69.

Blikra, L.H. & Anda, E. 1997. Large rock avalanches in Møre og Romsdal, western Norway. NGU Bulletin 433: 44-45.

Bochert, R. & Zettler, M. L. 2004. Long-term exposure of several marine benthic animals to static magnetic fields. - Bioelectromagnetics 25 (7): 498-502.

Bochert, R. & Zettler, M. L. 2004. Long-term exposure of several marine benthic animals to static magnetic fields. - Bioelectromagnetics 25 (7): 498-502.

Bøe, R, Rise, L., Blikra, L.H., Longva, O. & Eide, A. 2003. Holocene mass movements in Trondheimsfjorden, Central Norway. Norwegian Journal of Geology 83: 3-22.

Bøe, R., Blikra, L.H., Reite, A. & Thorsnes, T. 1998. Skredfarevurderinger i forbindelse med undersjøiske kabeltraséer i Fedafjorden, Vest-Agder. NGU rapport 98.144. 32 s.

Bøe, R., Longva, O., Lepland, A., Blikra, L. H., Sønstegaard, E., Haflidason, H., Bryn, P. & Lien, R. 2004. Postglacial mass movements and their causes in fjords and lakes in western Norway. Norwegian Journal of Geology, Vol. 84: 35-55.

Boes, L. C. 1995. Magnetic orientation of spiny lobsters in the ocean: experiments with undersea coil systems. - Journal of Experimental Biology 198: 2041-2041.

Cherukupallis m fl.. Application of distributed fibre optic temperature sensing on BC Hydro's 525 kV submarine cable system, Cigre report 21-203, 2006

Cigré TB 219. Recommendations for testing DC extruded cable systems for power transmission at rated voltage up to 250 kV. (2003).

Cigré TB 279. Maintenance for HV cables and accessories. WG B1.04 (2005).

Cigré TB 379. Update of service experience of HV underground and submarine cable systems, Working group B1.10. April 2009.

Clark, R. B. 1984. Impact of oil pollution on seabirds. - Environmental Pollution Series A, Ecological and Biological 33 (1): 1-22.

Cooper, K., Boyd, S., Eggleton, J., Limpenny, D., Rees, H. & Vanstaen, K. 2007. Recovery of the seabed following marine aggregate dredging on the Hastings Shingle Bank off the southeast coast of England. - Estuarine Coastal and Shelf Science 75 (4): 547-558.

Dauchun Huang, Yinbiau Shu, Jiangjun Ruan, Yi Hu, "Ultra high-voltage transmission in China: Development, Current status and future prospects",Proceedings of IEEE, Vol 97, No 3, March 2009

Direktoratet for naturforvaltning. 2007a. Kartlegging av marint biologisk mangfold. DN-håndbok. 19-2001. Revidert 2007.

Direktoratet for naturforvaltning. 2007b. Kartlegging av naturtyper - Verdisetting av biologisk mangfold. DN-håndbok. 13, 2. utgave 2006 (oppdatert 2007).

Dodds S, Railing B, Akman K, Jacobsson B, Worzyk T, Nilsson B, "HVDC VSC (HVDC light) transmission – operating experiences", Cigré B4_203_2010

DONG Energy & Vattenfall AS. 2005. Review Report 2005: The Danish Offshore Wind Farm Demonstration Project: Horns Rev and Nysted Offshore Wind Farm Environmental impact assessment and monitoring. - The Environmental Group of the Danish Offshore Wind Farm Demonstration Projects. DONG Energy & Vattenfall A/S, København, Fredericia. 150 s.

East coast transmission network technical feasibility study. The Crown Estate. January 2008, www.thecrownestate.co.uk

Eganhouse, R. P. & Pontolillo, J. 2008. Susceptibility of synthetic long-chain alkylbenzenes to degradation in reducing marine sediments. - Environmental Science & Technology 42 (17): 6361-6368.

Electra No. 171. Recommendations for mechanical tests on sub-marine cables. Cigré WG 21.02 (1997).

Electra No. 189. Recommendations for testing of long a.c. cables with extruded insulation for system voltages above 30 (36) up to 150 (170) kV. (2000).

Erikstad, L., Halvorsen, R., Thorsnes, T., Andersen, T., Blom, H. H., Elvebakk, A., Elven, R., Gaarder, G., Moen, A., Mortensen, P. B., Norderhaug, A., Nygaard, K. & Ødegaard, F. 2009.

Inndeling på landskapsnivå. Naturtyper i Norge Bakgrunnsdokument 13. http://www.artsdatabanken.no/ThemeArticle.aspx?m=52&amid=3903. Artsdatabanken, Trondheim. 28 s.

Evenset G m fl.. Qualification, supply and testing of the worlds first 420 kV XLPE submarine cable system in Norway, Jicable 2007.

Fiskeriverket. 2006. Inverkan på fisk och fiske av SwePol Link, Fiskundersökningar 1999-2006. 106 s.

Formicki, K. & Winnicki, A. 1998. Reactions of fish embryos and larvae to constant magnetic fields. - Italian Journal of Zoology 65: 479-482.

Fröjan, C. R. S. B., Boyd, S. E., Cooper, K. M., Eggleton, J. D. & Ware, S. 2008. Long-term benthic responses to sustained disturbance by aggregate extraction in an area off the east coast of the United Kingdom. - Estuarine Coastal and Shelf Science 79 (2): 204-212.

Fujikura Technical review. Construction of the worlds first long-distance 500 kV XLPE cable line, 2003.

Gill, A. B. & Gloyne-Phillips, I. 2005. COWRIE 1.5 Electromagnetic Fields: The potential effects of electromagnetic fields generated by sub-sea power cables associated with offshore windfarm developments on electrically and magnetically sensitive marine organisms – a review. Commissioned by COWRIE Ltd.

Gill, A. B. & Taylor, H. 2001. The Potential Effects of Electromagnetic Fields Generated by Cabling Between Offshore Wind Turbines Upon Elasmobranch Fishes. Research Project for Countryside Council for Wales, Countryside Council for Wales. Science Report No. 488. 73 s.

Gill, A. B., Huang, Y., Gloyne-Philips, I., Metcalfe, I., Quayle, V., Spencer, J. & Wearmouth, V. 2009. COWRIE 2.0 Electromagnetic Fields (EMF) Phase 2: EMF-sensitive fish response to EM emissions from sub-sea electricity cables of the type used by the offshore renewable energy industry. Commissioned by COWRIE Ltd (project reference COWRIE-EMF-1-06).

Goossens, H. & Zwolsman, J. J. G. 1996. An evaluation of the behaviour of pollutants during dredging activities. - Terra et Aqua 62: 20-28.

GridAppendices. National Grid 2010. http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/CC4994A2-83C5-4990-9E0C-F8CE04DCA588/43378/Appendices2010_Final.pdf

Hagen, D. & Skrindo, A. B. 2010. Håndbok i økologisk restaurering. Forebygging og rehabilitering av naturskader på vegetasjon og terreng. - Forsvarsbygg, Oslo.

Halvorsen, R., Andersen, T., Blom, H. H., Elvebakk, A., Elven, R., Erikstad, L., Gaarder, G., Moen, A., Mortensen, P. B., Norderhaug, A., Nygaard, K., Thorsnes, T. & Ødegaard, F. 2009. Naturtyper i Norge – Teoretisk grunnlag, prinsipper for inndeling og definisjoner. - Naturtyper i Norge versjon 1.0 Artikkel 1: 1-210.

Hammar, L. & Magnusson, M. 2009. Miljöeffekter vid muddring och dumpning - En litteratursammanställning. Naturvårdsverket. 5999. 72 s.

Hammar, L., Andersson, S. & Rosenberg, R. 2008. Miljömässig optimering av fundament för havsbaserad vindkraft. Vindval. Rapport 5828. Naturvårdsverket, Stockholm. 105 s.

Heggberget, T. M., Solem, M. I. & Holmstrøm, F. 2007. Fallvilt og avlivede dyr av oter. Årsrapport for 2006. NINA Rapport 243. Norsk institutt for naturforskning, Trondheim. 22 s.

Heggøy, E. & Johannessen, P. 2006. Marinbiologisk miljøundersøkelse av oppdrettslokalitet ved Mele i Jondal kommune, Hordaland i 2006. Rapport 3. Universitetsforskning Bergen, Seksjon for anvendt miljøforskning. 29 s.

Heltzen, I. A. 1834. Ranens Beskrivelse, Rana Museums og Historielag, Mo i Rana. 290 s.

Holtan, D. 2009. Kartlegging og verdisetting av naturtypar i Kvam. Kvam herad og Fylkesmannen i Hordaland. MVA-rapport 2/2009. 103 s.

Holtedahl, H. 1975. The Geology of the Hardangerfjord, West Norway. NGU Bulletin 36. 87 s.
IEC 60141-1. Tests on oil-filled and gas-pressure cables and their accessories - Part 1: Oil-filled, paper or polypropylene paper laminate insulated, metal-sheathed cables and accessories for alternating voltages up to and including 500 kV.

IEC Standard 60287. Calculation of the continuous current rating of cables (2006).

IEC Standard 62067. Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 150 kV (Um=170kV) up to 500 kV (Um=550kV) – Test methods and requirements.

Jacobsson B m fl.. HVDC with voltage source converters and extruded cables for up to +/- 300 kV and 1000 MW. Cigré report B4-105. 2006.

Jacobsson B, Karlsson P, Asplund G, Harnefors L, Jonsson T, “VSC-HVDC Transmission with cascaded two-level converters”, Cigré B4_110_2010.

Johansen, P.-O. & Heggøy, E. 2003. Marinbiologisk miljøundersøking i Maurangerfjorden og Hardangerfjorden i 2002 og konsekvensvurdering i samband med utfylling av steinmassar frå "Jondalstunnelen". IFM rapport nr 6. Institutt for fiskeri- og marinbiologi, Universitetet i Bergen. 58 s.

Johnsen, G. H. & Sægrov, H. 2008. Hardangerfjorden. Økologisk status 2007 og veien videre. Rapport 1052. Bergen, Rådgivende Biologer AS. 1-55 s.

Johnson, S. J. & Barry, D. A. 2001. Potential for anaerobic biodegradation of linear alkylbenzene cable oils: literature review and preliminary investigation. Land Contamination & Reclamation 9 (3):3.

Johnston, D. W. & Wildish, D. J. 1981. Avoidance of dredge spoil by herring (Clupea harengus harengus). - Bull Environm Contam Toxicol 26: 307-314.

Jorde, I. & Klavestad, N. 1963. The natural history of the Hardangerfjord 4. The benthonic algal vegetation. - Sarsia 9 (1): 1-100.

Jue J S. Performance and operating experience of Brittish Columbia 525 kV submarine cable AC system, Cigre report 21-201, 1994

Kålås, J. A., Viken, Å., Henriksen, S. & Skjelseth, S., red. 2010. Norsk rødliste for arter 2010: - Artsdatabanken, Trondheim. 480 s.

Kalmijn, A. J. 1971. The electric sense of sharks and rays. - Journal of Experimental Biology 55 (2): 371-383.

Kirschvink, J. L. & Dizon, A. E. 1986. Evidence from strandings for geomagnetic sensitivity in cetaceans. - J. exp. Biol 120: 1-24.

Klinowska, M. 1985. Cetacean live stranding sites relate to geomagnetic topography. - Aquatic Mammals 1: 27-32.

Kogan, I., Paull, C. K., Kuhnz, L. A., Burton, E. J., Von Thun, S., Greene, H. G. & Barry, J. P. 2006. ATOC/Pioneer Seamount cable after 8 years on the seafloor: Observations, environmental impact. - Continental Shelf Research 26 (6): 771-787.

Kullnick, U. & Marhold, S. 2000. Direkte oder indirekte biologische Wirkungen durch magnetische und/oder elektrische Felder im marinen (aquatischen) Lebensraum: Überblick über den derzeitigen Erkenntnisstand. Teil I. Technische Eingriffe in marine Lebensräume. T. Merck & H. v. Nordheim, Bundesamt für Naturschutz. BFN - Skripten 29.

Kystdirektoratet. 2004. Utredning av konsekvenser av skipstrafikk i området Lofoten–Barentshavet. 138 s.

Liljestrand, A. 1999. Kontrollprogram bottenfauna, bottenflora. Baltic Cable. Marin Miljöanalys AB.

Lohmann, K. J., Pentcheff, N. D., Nevitt, G. A., Stetten, G. D., Zimmer-Faust, R. K., Jarrard, H. E. & Boes, L. C. 1995. Magnetic orientation of spiny lobsters in the ocean: experiments with undersea coil systems. - Journal of Experimental Biology 198: 2041-2041.

Marquis-Favre, C., Premat, E. & Aubree, D. 2005. Noise and its effects - A review on qualitative aspects of sound. Part II: Noise and annoyance. - Acta Acustica United with Acustica 91 (4): 626-642.

Marra, L. J. 1989. Sharkbite on the SL submarine lightwave cable system: history, causes and resolution. - IEEE Journal of Oceanic Engineering 14 (3): 230-237.

Meißner, K., Bockhold, J. & Sordzl, H. 2007. Problem Kabelwärme? - Vorstellung der Ergebnisse von Feldmessungen der Meeresbodentemperatur im Bereich der elektrischen Kabel im Offshore-Windpark Nysted Havmøllepark (Dänemark). Meeresumweltsymposium 2006. Hamburg. s.

Mjøs, A. T. & Overvoll, O. 2006. Viltet i Eidfjord. Kartlegging av viktige viltområde og status for viltartane. Eidfjord kommune og Fylkesmannen i Hordaland, MVA-rapport 3/2006. 64 s.

Moy, F., Christie, H. & Tveiten, L. 2007. Undersøkelser av sukkertare i Hardangerfjorden. Tilstands-rapport fra befaring 2-3 juli 2007. NIVA-rapport: 5509. Norsk institutt for vannforskning. 10 s.

Multiconsult . Sima – Samnanger. 420 kV sjø og landkabel i Hardanger. Muglighetsstudie for Statnett. Mars 2006

Murray, A. P., Richardson, B. J. & Gibbs, C. F. 1991. Bioconcentration factors for petroleum hydrocarbons, PAHs, LABs and biogenic hydrocarbons in the blue mussel. - Marine Pollution Bulletin 22 (12): 595-603.

Nellemann, C., Vistnes, I., Jordhoy, P. & Strand, O. 2001. Winter distribution of wild reindeer in relation to power lines, roads and resorts. - Biological Conservation 101 (3): 351-360.

Nicoletti, P.G. & Sorrio-Valvo, M. 1991. Geomorphic controls of the shape and mobility of rock avalanches. Geol. Soc. Am. Bull. 103: 1365-1373.

Nilssen, K. T. & Bjørge, A. 2010. Sel – havert og steinkobbe. - I Gjøsæter, H., Haug, T. & Hauge, M., red. Havforskningsrapporten 2010. Ressurser, miljø og akvakultur på kysten og i havet. s. 142-143.

Nishi, T., Kawamura, G. & Matsumoto, K. 2004. Magnetic sense in the Japanese eel, Anguilla japonica, as determined by conditioning and electrocardiography. - Journal of Experimental Biology 207 (17): 2965-2970.

Nordel 2007. Nordic grid code 2007 (Nordic collection of rules). 15 januari 2007

Nordel 2008. Grid disturbances and fault statistics.. https://www.entsoe.eu/index.php?id=63&no_cache=1&sword_list[]=statistics.

O'Hara, P. D. & Morandin, L. A. 2010. Effects of sheens associated with offshore oil and gas development on the feather microstructure of pelagic seabirds. - Marine Pollution Bulletin 60 (5): 672-678.

Öhman, M. C., Sigray, P. & Westerberg, H. 2007. Offshore windmills and the effects electromagnetic fields an fish. - Ambio 36 (8): 630-633.

OSPAR. 2009a. Assessment of the environmental impacts of cables. 19 s.

OSPAR. 2009b. Overview of the impacts of anthropogenic underwater sound in the marine environment. Biodiversity and Ecosystems Series, Publication Number 441/2009. 134 s.

Phillips, C. R., Venkatesan, M. I. & Lin, T. 2001. Linear alkylbenzenes in muscle tissues of white croaker near a large ocean outfall in southern California, USA. - Environmental Toxicology and Chemistry 20 (2): 231-238.

Regjeringen.no (2010). ”Oversikt over reparasjoner på sjøkabler de siste årene”. http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/aktuelt/nyheter/2010/sporsmal-og-svar-sima---samnanger.html?id=612349.

Reinhardt, G. & Scheurlen, K. 2004. F+E-Vorhaben: Naturschutzaspekte bei der Nutzung erneuerbare Energien. FKZ 801 02 160. Institut für Energie- und Umweltforschung, Heidelberg & Institut für Umweltstudien, Weisser & Ness GmbH. 134 s.

Richardson, W. J., Malme, C. I. & Thomson, D. H. 1998. Marine mammals and noise. - Academic Press.

Rogers, C. S. 1990. Responses of coral reefs and reef organisms to sedimentation. - Marine ecology progress series 62 (1): 185-202.

Rygg, B. & Skei, J. 1997. Tiltaksorienterte miljøundersøkelser i Sørfjorden og Hardangerfjorden 1996. Delrapport 2. Sedimenter og bløtbunnsfauna. Rapport 711/97. Norsk institutt for vannforskning. 74 s.

Shackle, V. J., Hughes, S. & Lewis, V. T. 1999. The influence of three methods of gravel cleaning on brown trout, Salmo trutta, egg survival. - Hydrological Processes 13 (3): 477-486.

Sherblom, P. M., Gschwend, P. M. & Eganhouse, R. P. 1992. Aqueous solubilities, vapor pressures, and 1-octanol-water partition coefficients for C9-C14 linear alkylbenzenes. - Journal of Chemical & Engineering Data 37 (4): 394-399.

Skog J E, van Asten H, Worzyk T, Andersrod, T ”NorNed – Worlds longest power cable”, Cigré B1_106_2010.

Slotte, A., Hansen, K., Dalen, J. & Ona, E. 2004. Acoustic mapping of pelagic fish distribution and abundance in relation to a seismic shooting area off the Norwegian west coast. - Fisheries Research 67 (2): 143-150.

Statnett 15.01.2009. Brev till NVE.

Statnett Dok.id. 1294991. Feil på Oslofjord-kablene. Teknisk orientering om feil på.

Statnett Notater 26.11.2010, 21.12.2010– Sammenligning av systemløsninger Sima-Samnanger. Statnett 26.11.2010.

Svenska Kraftnät – Sydvästlänken. http://www.svk.se/Projekt/Samtliga-projekt/Sydvastlanken/

Takada, H. & Ishiwatari, R. 1987. Linear Alkylbenzenes in Urban Riverine Environments in Tokyo - Distribution, Source, and Behavior. - Environmental Science & Technology 21 (9): 875-883.

Tasker, M. L. & Amundin, M. 2010. Marine strategy framework directive: Task Group 11 Report Underwater noise and other forms of energy. Joint Research Center / European Commission/ICES. 64 s.

Torstensen, E. & Falkenhaug, T. 2009. Toktrapport EPIGRAPH - Økosystemtokt Hardangerfjorden, april 2009. Havforskningsinstituttet. 22 s.

Vattenfall. 2007. Miljökonsekvensbeskrivning av nätanslutning av Kriegers flaks vindkraftpark.

Vistad, O. I., Eide, N. E., Hagen, D., Erikstad, L. & Landa, A. 2008. Miljøeffekter av ferdsel og turisme i Arktis. En litteratur- og forstudie med vekt på Svalbard. Norsk institutt for naturforskning, Lillehammer/Trondheim. 124 s.

Vistad, O. I., Vitterstø, J., Andersen, O., Øian, H. & Bjerke, T. 2009. Hvor viktig er vatn og vassføring for friluftsliv?. Brukerstudier om aktiviteter, opplevelser, holdninger, kraftutbygging og konsesjonsvilkår. - Miljøbasert Vannføring 4-2009. Norges vassdrags- og energidirektorat. 84 s.

Vistnes, I. & Nellemann, C. 2001. Avoidance of cabins, roads, and power lines by reindeer during calving. - Journal of Wildlife Management 65 (4): 915-925.

Walker, M. 2002. Biomagnetism. - I Perri, W. F., Würsig, B. G. & Thewissen, J. G. M., red. Encyclopedia of marine mammals. Gulf Professional Publishing s. 104-105.

Walle, G. 2008. Sjøaure (Salmo trutta) i Hardangerfjorden - Lakselusinfeksjon, vekst og diett i eit fjordsystem med stor oppdrettsaktivitet. Institutt for naturforvaltning, Universitetet for miljø- og biovitenskap, Ås. 25 s.

Westerberg, H. & Lagenfelt, I. 2008. Sub-sea power cables and the migration behaviour of the European eel. - Fisheries Management and Ecology 15 (5-6): 369-375.

Westerweller T, Friedrich K, Armonies U, Orini A, Parquet D, When S, “Trans bay cable – world’s first HVDC system using multilevel voltage sourced converter, Cigré B4_101_2010.

Worzyk, T. 2009. Submarine Power Cables: Design, Installation, Repair, Environmental Aspects. - Springer-Verlag Berlin Heidelberg.

Vedlegg 1 – Elektrotekniske formler

Magnetiske felt

Det magnetiske feltet i avstand r (m) fra en lang leder med strømmen I (A) er gitt ved:

$$B = 2\frac{I}{r}\cdot 10^{-7}$$

For et lederpar separert med avstand d (m) og med strømmene I og $-I$ (A) er det magnetiske feltet i avstand r (m) tilnærmet (gitt at r er vesentlig større enn d):

$$B = 2\frac{I\cdot d}{r^2}\cdot 10^{-7}$$

For et trefasesystem med fasene separert med avstand d (m) og med en trefase strøm med effektivverdi I (A) er effektivverdien av det magnetiske feltet i avstand r (m) tilnærmet (gitt at r er vesentlig større enn d):

Fasene plassert på linje: $B = 2\frac{I\cdot d}{r^2}\sqrt{3}\cdot 10^{-7}$

Fasene plassert i en likesidet trekant: $B = 2\frac{I\cdot d}{r^2}\cdot\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot 10^{-7}$

For kabler er strømmen I i formelen over forskjellen mellom strømmen i lederen og eventuell returstrøm i skjerm, kappe og armering. For vekselstrømsjøkabler er normalt lederstrømmen og returstrømmen omtrent like noe som resultere i svake magnetfelt rundt kablene.

Kilde: P Pettersson, ”Simplified methods for characterization of magnetic fields from balanced three phase systems, Cigré 1992, report 36-103.

Overføringsevne

Om kabelen er dimesjonert for I_n og den totale kapasitive genereringen er I_c blir den høyeste strøm som kan overføres (kabelens totale reaktive effekt forutsettes kompensert):

Kompensering i en ende: $\sqrt{I_n{}^2 - I_c{}^2}$

Kompensering i begge ender: $\sqrt{I_n{}^2 - \left(\frac{I_c}{2}\right)^2}$

Kompensering i begge ender og midtveis: $\sqrt{I_n{}^2 - \left(\frac{I_c}{4}\right)^2}$

Beregning av spenninger og strømmer

Spenninger, strømmer og tap i en kabeloverføring bestemmes av ligningene:

$$\begin{bmatrix} U_1 \\ I_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh \gamma d & Z_c \sinh \gamma d \\ \dfrac{\sinh \gamma d}{Z_c} & \cosh \gamma d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_2 \\ I_2 \end{bmatrix}$$

der $\gamma = \sqrt{(r + j\omega l)(g + j\omega c)}$

$$Z_c = \sqrt{\frac{r + j\omega l}{g + j\omega c}}$$

Indeksen 1 og 2 betegner kabelens begge endepunkter. r, l, g, c er kabelens resistans, induktans, konduktans respektivt kapasitans per lengdeenhet.

Vedlegg 2 – Sammendrag av data for de studerte alternativene

	Spenning			
	420 kV vekselstrøm		+/- 320 kV likestrøm	+/- 500 kV Likestrøm
	Alternativ 1	**Alternativ 2**	**Alternativ 3**	**Alternativ 4**
Antall parallella system	2	2	2	2
Kabeltype	Oljekabel	PEX	Polymer DC	Masse-impregnert
Overføringskapasitet (MW)	2000	2000	2000	1500
Kabelstrekning km	70	70	70	70
Antall enfase kablar	6	6	4	3
Aktiv strøm per kabel	1443[5]	1443[6]	1563	1500
Dim. strøm per kabel	1650	1499	-	-
Ledarareal/material	1200 mm^2/Cu	1400mm^2/Cu	1600mm^2/Cu	1600 mm^2/Cu
Skjerm/material	Cu	Cu		
Armering/material	Stål	Stål/Cu	Stål	Stål
Kabelvekt i luft kg per m	75	59	53	70
Kabelvekt i sjø kg per m	54	41,2	39,5	54
Kabel OD	162	147	130	142
Pluss-sekvens impedans (100%) Ω/ km og krets	0,028+j0,061	0.0348+j0.0771	-	-
Pluss-sekvens kapasitans µF /km og krets	0,32	0,19	-	-
DC resistans (100%) Ω/ km kabel	-	-	0,01335	0,0122
Reaktiv kompensering (Mvar)	2400	1400	-	-

[5]Ved 400 kV

[6]Ved 400 kV

Vedlegg 3 – Forkortelser

AC	Alternating Current (vekselstrøm)
A	Ampere (måleenhet for strøm, I)
CSC	Current Source Converter (også kjent som LCC, se nedenfor)
DC	Direct Current (likestrøm)
EUR	Euro
HVDC	High Volage Direct Current (likestrømsoverføring)
LCC	Line Commutated Converter (nettkommutert omformer)
VSC	Voltage Source Converter (tvangskommutert omformer)
M	Millioner
NOK	Norske kroner
ROV	Remote Operated Vehicle (fjernstyrt undervannsfarkost)
SVC	Statisk VAR-kompensator
V	Volt (måleenhet for spenning, U)
VA	Volt-ampere (måleenhet for tilsynelatende effekt, Q)
VAr	Volt-ampere reaktiv (måleenhet for reaktiv effekt)
W	Watt (måleenhet for effekt, P)
Wh	Watt timer (måleenhet for energi)