

SAMFUNNSØKONOMISKE VIRKNINGER

RAPPORT FRA SJØKABELUTREDNINGEN UTVALG IV

1. februar 2011

Til Olje- og energidepartementet

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

Molde, 1. februar 2011

Arild Hervik
leder

Ann Lisbet Brathaug

Kåre P. Hagen

Christian Andersen Maria Sandsmark
sekretariat

Innhold

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER.....	iv
1 Forord	1
1.1 Bakgrunn	1
2 Innledning.....	2
2.1 Tolkning av mandatet.....	2
2.2 Tilnærming/avgrensninger	2
2.3 Organisering av utvalgsarbeidet.....	2
2.4 Disposisjon av sluttrapport.....	3
3 Grunnlaget for den samfunnsøkonomiske analysen	3
3.1 Strukturen i analysen	3
3.2 Forutsetninger for analysen	4
3.3 Behovet for tiltak.....	5
3.4 Alternativer som analyseres	8
3.5 Konsekvensmatrisen.....	15
4 Avbruddskostnader og forsyningssikkerhet.....	18
4.1 Avbruddskostnader/KILE.....	18
4.2 Forsyningssikkerhet.....	18
5 Systemtekniske effekter og et velfungerende kraftmarked.....	20
5.1 Systemtekniske effekter	20
5.2 Velfungerende kraftmarked.....	21
6 Samfunnsøkonomiske virkninger knyttet til miljø og landskap	21
6.1 Miljø- og landskapsvirkninger for Sima-Samnanger	22
6.2 Miljø- og landskapsvirkninger for alternativer til Sima-Samnanger.....	27
6.3 NIJOSs referansesystem for landskap	29
6.4 Oppsummering av miljø- og landskapsvirkninger	32
6.5 Mulige metoder for prissetting av miljø- og naturgoder	33
7 Virkninger av eventuell økt bruk av sjøkabling.....	34
7.1 Innledning.....	34
7.2 Sammenlignbare prosjekter i sentralnettet	37
7.3 Konsekvenser av økt kabling for investering og nettariffen 2010-2020	39
7.4 Finansieringskostnader.....	45
7.5 Vedlegg: Forvaltningspraksis når det gjelder kabling.....	46
7.6 Vedlegg: beregning av finansieringskostnad.....	46
8 Sammenstilling av nytte- og kostnadselementer for alternativene	47

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER

Forsyningssikkerhet: Bakgrunnen for problemet og behovet for nettinvesteringer

Samfunnets funksjonsdyktighet er kritisk avhengig av påregnelig kraftforsyning. Det gjelder innenfor privatsfæren der viktige husholdningsfunksjoner er avhengig av elektrisk kraft, og det gjelder for samfunnet der viktige samfunnsfunksjoner er avhengig av stabil krafttilgang. Bortfall av kraftforsyning vil derfor etter noen tid kunne skape betydelige problemer for berørte hushold, og vil kunne føre til at livsviktige samfunnsfunksjoner stopper opp. Det gjelder for eksempel IKT, finanssektoren, helsesektoren, transportsektoren, vann- og avløpssektoren, for å nevne noen av de viktigste. Avhengighetsforholdet gjør at kraftleveranser må karakteriseres som en samfunnskritisk tjeneste. Dette betyr at kraftledningsnett med tilhørende systemer som understøtter en stabil kraftforsyning, må anses som en kritisk infrastruktur for et velfungerende samfunn. I særlig grad gjelder dette sentralnettet siden de samfunnsøkonomiske konsekvensene av nettutfall ville være mer alvorlige der enn i de underliggende nett.

Prinsipielt har forsyningssikkerhet karakter av fellesgode for alle dem som er avhengig av stabil kraftforsyning. En påregnelig og sikker kraftforsyning vil imidlertid ha en verdi utover verdien av faktisk bruk (såkalt ikke-bruksverdi) for alle som er tilknyttet nettet. Denne formen for eksistensverdi vil kunne variere mellom brukerne avhengig av hvilke reserveløsninger som den enkelte har investert i. Husholdninger som har alternative oppvarmingsmuligheter, vil for eksempel kunne ha lavere betalingsvillighet for en gitt økning i leveringssikkerhet enn dem som ikke har alternativer til elektrisk oppvarming. En kunne tenke seg at betalingsvilligheten for leveringssikkerhet kunne fanges opp i nettleien. Men mangel på valgmuligheter for den enkelte bruker gjør at dette neppe er mulig i praksis. Det er derfor grunn til å anta at betalingsvilligheten for ulike grader av leveringssikkerhet i liten grad blir synliggjort i kraftmarkedet.

Kraftnettet i Norge dimensjoneres og driftes etter det såkalte N-1 kriteriet. Det betyr at kraftsystemet skal kunne tåle utfallet av en enkelt komponent i nettet uten at det medfører leveringsavbrudd for sluttbrukerne. Dette er et deterministisk og erfaringsmessig basert kriterium som har vist seg å virke bra i praksis. Det kan imidlertid implisere både for høy og for lav sikkerhetsgrad sett i forhold til en teoretisk optimal forsyningssikkerhet basert på avveining av merkostnadene for netteier ved å redusere avbruddssannsynligheten i forhold til gevinstene for brukerne ved redusert sannsynlighet for leveringsbortfall. Men i lys av at en ikke har pålitelige markedssignaler om verdien av forsyningssikkerhet å holde seg til, kan det forholdsvis strenge N-1 kriteriet virke fornuftig ettersom kostnadene forårsaket av underinvesteringer i forsyningssikkerhet kan være betydelig høyere enn kostnadene som følge av overinvesteringer.

Problembeskrivelse og behov for tiltak

Inn mot Bergen er det tre viktige snitt som kan være begrensende for kraftflyten. Dette gjelder Bergenssnittet, BKK-snittet og Fardalsnittet. Produksjonskapasiteten i Bergensområdet er mindre enn etterspørselen, og det er derfor behov for import, spesielt i vinterperioden. Benytter man N-1 prinsippet, betyr det at maksimal kapasiteten på hver av linjene i et snitt skal være tilstrekkelig til å dekke hele tilførselsbehovet til området innenfor snittet. Med andre ord, det er den svakeste linjen i et snitt som avgjør kapasiteten til snittet. Hvis det skjer en feil, og den intakte linjen ikke kan dekke hele etterspørselen, vil hele forbruket innen snittet bli avbrutt.

Hovedpunktene fra problembeskrivelsen er at:

- De største problemene i dagens situasjon knytter seg til Bergenssnittet, men effektkapasiteten her påvirkes ikke av en eventuell ny forbindelse mellom Sima og Samnanger. Etablering av den konsesjonssøkte linjen Modalen-Mongstad-Kollsnes innen 2016, vil øke kapasiteten og gi N-1 drift over Bergenssnittet. Dette vil også øke tilgjengelig produksjonskapasitet om vinteren for BKK-området med 200 MW.
- Under normale driftsforhold er kapasiteten på BKK- og Fardalsnittet tilstrekkelig til å håndtere importbehovet til BKK-området. Dette vil være tilfelle også de nærmeste årene, men det kan oppstå situasjoner med kritisk importbehov ved lavt tilsig og lav fyllingsgrad i magasinene.
- Prognoser viser forbruksvekst i BKK-området som gradvis øker flyten over BKK- og Fardalsnittet. Uten tiltak vil situasjonen frem mot 2020 bli stadig mer utfordrende. Systemvern og deling av nettet gir mulighet for å opprettholde forsyningen i anstrengte situasjoner, men gir samtidig økt risiko for utkobling av forbruk i situasjoner med feil i nettet.
- Situasjonen på kort sikt er ikke så alvorlig at det ikke er mulig å vente med den konsesjonsgitte linjen mellom Sima og Samnanger. Dermed er det relevant å diskutere alternative løsninger. Valg av andre løsninger enn den konsesjonsgitte har imidlertid en pris, enten ved at det medfører risiko for avbrudd i forsyningen i anstrengte situasjoner, eller ved at man må pådra seg kostnader for midlertidige tiltak.
- Det er også viktig for forsyningssikkerheten i Bergens-området at den planlagte utnyttelsen av kapasiteten på Energiverk Mongstad realiseres, samt at kortsiktige tiltak på forbrukssiden gjennomføres, inkludert et eget prisområde for BKK-området.

Luftpenn og sjøkabelalternativet – virkninger for natur og miljø

Leveringssikkerheten i kraftnettet avhenger av driftssikkerheten til kraftlinjene. Driftssikkerheten vil normalt avhenge av trasévalg for overføringslinjer og nettets fysiske robusthet. Kostnadene vil dels bestå i verdien av nødvendige materielle ressurser og arbeidskraft knyttet til investeringer og vedlikehold, og dels i miljøkostnader ettersom infrastruktur for overføring av kraft med nødvendighet vil innebære naturinngrep i varierende grad. Det minst kostnadskrevende trasévalget for netteier vil ofte ligge i nærheten av bebodde områder, og vil dermed føre til at mange blir eksponert for miljøinngrepene. En kan da få den problemstillingen at det alternativet som har de laveste markedsbestemte kostnadene, er det som har de høyeste kostnadene knyttet til miljøinngrep. Dette gjelder trolig i varierende grad for de fleste utbyggingsprosjekter for elektrisitetsnett i Norge, og dette er tilfellet også for Sima-Samnanger prosjektet.

-Konsesjonsgitt linje Sima-Samnanger

Landskapet omkring Hardangerfjorden, både hovedløp og sidearmer, hører til blant det mest storslagne av Norges fjordlandskaper og er svært verdifullt landskapsmessig sett. Til tross for storslagent naturlandskap er det likevel kulturpåvirkningen som vekker internasjonal oppmerksomhet, først og fremst fordi området er befolket. Hardangerfjorden er velkjent i nasjonal og internasjonal sammenheng og turister trekkes til Hardanger med cruisebåter. Fjellområdene rundt er karakterisert ved store snaufjellsområder med stor variasjon av landformer. Disse områdene er vannrike og noen vassdrag er berørt av kraftutbygging. Områdene har tradisjonelt blitt brukt til seterdrift, mens dagens bruk av fjellet er knyttet til rekreasjon.

Den konsesjonsgitte luftledningen berører de indre fjordbygdene Sima, Osa, Ulvik, Granvin, Klyve og Norheimsund. Traséen er i hovedsak lagt i utkanten av bygdene og i overgangssoner mellom fjord og fjell. Den har ingen kryssinger med hovedløpet til Hardangerfjorden. Deler av traséen berører

imidlertid flotte fjellområder og innebærer kryssing av fjordarmer, nærmere bestemt Osafjorden, Granvinsfjorden og Fykkesund. Fra hovedarmen til Hardangerfjorden er linjen synlig i området rundt Ålvik og noe østover mot utløpet av Granvinsfjorden.

-Sjøkabel

Sjøkabel mellom Sima og Nordheimsund/Kvam gir ingen landskapsmessige konsekvenser der kabelen ligger i fjorden. Ilandføringen av sjøkabelen i Kvam kommune vil kreve landskapsmessige inngrep i et begrenset omfang.

-Sammenligning luftlinje og sjøkabel

Begge de aktuelle alternativene representerer en akseptabel forsyningssikkerhet for BKK-området, og også for Bergens-regionen når Bergenssnittet ikke lenger er begrensende for kraftflyten inn til regionen. Luftlinjealternativet er likevel mest robust vurdert ut fra forsyningssikkerhet, da det kan ta betydelig lengre tid å reparere feil på en sjøkabel under de dybdeforhold det er her tale om. På den annen side er det nokså klart at luftlinjealternativet fører til et større naturinngrep i Hardanger. Sjøkabel er det alternativet som minimerer miljøkostnadene totalt sett, men maksimerer de betalbare kostnadene. Den konsesjonsgitte traséen som innebærer luftlinje, er betydelig rimeligere når det gjelder investeringer og vedlikehold, men fører etter manges oppfatning til betydelig høyere miljøkostnader.

Litt forenklet kan en si at problemstillingen når det gjelder valget mellom luftlinje eller sjøkabel mellom Sima og Samnanger har to dimensjoner. Den ene består i å avveie miljøkostnader mot betalbare, markedsbestemte kostnader. Den andre dimensjonen går ut på å avveie kostnadene ved forringet naturmiljø mot gevinster knyttet til økt forsyningssikkerhet for kraft. Siden alternativene er omtrent likeverdige når det gjelder forsyningssikkerhet, kan vi begrense oss til å se på avveiningen mellom miljø- og markedsbestemte kostnader.

Betalingsvillighet for natur- og miljøgoder

Den samfunnsøkonomiske verdien av et miljøgode kan deles inn i bruksverdi og eksistensverdi. Miljøkonfliktene rundt Sima-Samnanger prosjektet knytter seg først og fremst til de estetiske virkningene av synlige høyspentledninger. Områdene som berøres er i hovedsak indre bygder i Hardanger som ligger i sidearmer til Hardangerfjorden, samt fjell- og skogområder rundt disse, mens traséen noen steder vil bli synlig fra Hardangerfjorden. Begge landskapstypene har både bruksverdi og eksistensverdi. Mens landskapet rundt sidearmene har karakter av å være et regionalt fellesgode for de som bor og ferdes i området, kan hovedarmen til Hardangerfjorden ha preg av å være et nasjonalt symbol og derfor et fellesgode for hele landets befolkning.

Landskapet rundt Hardangerfjorden har blant annet identitet og verdi gjennom bosetting og kraftutbygging, slik at virkningen for eksistensverdien ikke er like negativ som den ville vært for et inngrep i uberørt natur. Sima-Samnanger prosjektet innebærer heller ingen kryssing av hovedarmen til Hardangerfjorden (den eksisterende linje fra Sauda til Mauranger krysser fjorden). Kraftlinjer er ikke i seg selv irreversible landskapsestetiske inngrep. Om en senere skulle finne at synligheten av høyspentledninger i området er uakseptabelt eller behovet ikke lenger er til stede, kan man fjerne linjer og master. Traseen gjennom skog- og fjellområdene, samt de tre kryssingene av sidearmer til Hardangerfjorden vil imidlertid ha en betydelig negativ landskapsestetisk effekt. Dette påvirker de som bor i de berørte bygdene, og de som driver friluftaktivitet i de berørte områdene.

Det er generelt vanskelig å foreta direkte jevnføringer mellom betalbare kostnader og kostnader i form av nyttetap forårsaket av redusert kvalitet av miljøgoder. Det må imidlertid nevnes at det er utarbeidet

survey-baserte teknikker for utledning av økonomisk verdi av fellesgoder der tilgang og bruk ikke kan gjøres til gjenstand for kjøp og salg i vanlige markeder. Disse har særlig vært brukt til å estimere såkalt ikke-bruksverdi når det gjelder miljøgoder vidt definert. Validiteten av slike metoder og estimater er imidlertid omdiskutert.

Det finnes i dag kun en enkelt studie av betalingsvillighet for å unngå nye 420 kV linjer i Norge, men studien er ikke landskapsmessig direkte sammenlignbar med netttiltaket Sima-Samnanger. Med utgangspunkt i den etablerte litteraturen om verdsetting av miljø- og naturgoder og ovennevnte studie, finner ikke utvalget grunnlag for å kunne angi et bestemt kronebeløp for verdien av å slippe å se kraftmaster/kraftledninger i terrenget, eller for andre miljø- og landskapsvirkninger. Det er for øvrig grunnlag for å anta at en positiv betalingsvillighet er tilstede og at det for estetiske virkninger er sterkere preferanser for kabling i tettbygde strøk enn i fjord/høyfjellstrøk, noe som også er i samsvar med dagens praksis for valg av kabling i distribusjonsnettet. Den økonomiske belastningen med å velge det mest miljøvennlige alternativet kan anskueliggjøres ved å dele merkostnaden ved sjøkabel på den relevante brukergruppen. Ansees miljøgodet som et nasjonalt fellesgode og fordeles på hele befolkningen, vil merkostnaden på 3,4 milliarder kr i gjennomsnitt beløpe seg til ca 90 kr pr husstand per år i 35 år. Ansees miljøgodet som et regionalt fellesgode, vil merkostnaden fordelt på innbyggerne i Hordaland beløpe seg til cirka 1000 kr per husstand per år i 35 år.

Sjøkabel i Hardanger må ventes å føre til økt kabling for andre nye nettinvesteringer

Det er flere landskapsregioner i Norge som har karakter av å være nasjonale og regionale fellesgoder. Valg av sjøkabel på strekningen Sima-Norheimsund vil føre til endret praksis når det gjelder håndtering av miljøkonflikter ved luftledninger i sentralnettet og kan derfor utløse økt krav om sjø- eller jordkabel i en rekke foreliggende nettinvesteringsplaner. Siden kabling har vesentlig høyere investeringskostnader, vil økning i bruk av kabler påvirke sentralnettstariffen. Utvalget vurderer merkostnaden av endret kablingspraksis til å være 30 milliarder kroner, inkludert Sima-Samnanger investeringen. Utlignes dette beløpet på alle husstander i Norge blir det et årlig beløp på 730 kroner i 35 år. Dersom merkostnaden fordeles på strømforbrukerne innen alminnelig forsyning etter forbruk – husholdninger og næringsliv – svarer dette til en økning i strømregningen på omkring 2,7 prosent, det vil si omkring 350 kroner for en husstand som bruker 20 000 kWh årlig.

Sammenlignbare og relevante alternativ til Sima-Samnanger

En samfunnsøkonomisk vurdering av den konsesjonsgitte Sima-Samnanger luftledning og et alternativ med sjøkabel bør også omfatte alternativer som enten har lavere miljøkonsekvenser enn luftledningen eller har lavere investeringskostnader enn sjøkabel, gitt samme grad av forsyningssikkerhet. Null-alternativet i analysen er den konsesjonsgitte luftlinjen. Utvalget har vurdert et bredt spekter av alternative tiltak. En sammenstilling av nytte- og kostnadselementer vises i Tabell 0-1. Tre alternativer har lik eller noe høyere investeringskostnader enn det konsesjonsgitte alternativet, men gir ingen miljømessige forbedringer og har samme eller dårligere forsyningssikkerhet: Sima-Samnanger trasé 3.0 reduserer arealene med utberørt natur sammenlignet med null-alternativet, Sima-Evanger gir mer nærføring til boliger og friluftsmiljø rundt Voss, mens Sauda-Samnanger både har svakere forsyningssikkerhet på grunn av parallell trasé med eksisterende linje og tre nye fjordspenn. Spenningsoppgradering av eksisterende ledning Sauda-Aurland har en miljøgevinst ved at den eksisterende traseen kan benyttes i stor grad, men nye og større master og krav til å unngå nærføring vil kreve nye landskapsinngrep. Spenningsoppgraderingen er en allerede planlagt nettinvestering, der etappene Sauda-Samnanger og Fardal-Ørskog planlegges gjennomført innen 2020, mens etappen Samnanger-Fardal planlegges gjennomført på lengre sikt. Uten ny tilførselslinje til BKK-området vil oppgradering gi forsyningssikkerhetsmessige utfordringer i byggeperioden, samt øke byggekostnadene

og miljøinngrepene. Konesjonsprosess og byggeperiode kan samlet sett ta rundt 8-10 år. I tillegg utsettes realiseringen av et gjennomgående 420 kV nett på Vestlandet, noe som kan få systemmessige konsekvenser. Et gasskraftverk i Bergens-området vil avhjelpe forsyningssikkerheten i en eventuell oppgraderingsperiode. Et konvensjonelt gasskraftverk gir merkostnader i form av nødvendig offentlig støtte og økte klimakostnader. Verket kan heller ikke produsere i overskuddssituasjoner. Et reservekraftverk har ikke denne ulempen, da konesjonsvilkårene tilsier minst mulig drift. Et slikt verk kan dermed heller ikke fungere som reserve i forhold til kortvarige feil i nettet – om da ikke konesjonsvilkårene justeres – men vil ha karakter av å være en forsikring mot virkninger av langvarige feil.

	Investerings- kostnad	Ferdig- stillelse	Forsyningssikkerhet	Miljø
Null-alternativet (konesjongitt trasé)	1 100 mill	2012	Akseptabel Oppfyllelse av N-1 for BKK-snittet	Dårlig Betydelig miljøinngrep, med tre kryssinger av sidearmen til Hardangerfjorden
Sjøkabel	Merkost 3 400 mill	+ 5 år	Like god Venting betyr lite dersom realisering innen 2017	Bedre Ingen synlige master og linjer mellom Sima og Norheimsund men nye naturinngrep ved ilandføring av kabel. Ingen forbedring for Kvam hvis ilandføring i Norheimsund
Reservekraftverk og spennings- oppgradering Sauda-Aurland	Merkost 2-3 000 mill	+ 6-8 år	Svakere Oppfyllelse av N-1 når ferdigstilt, men gir utfordringer i oppgraderingsperioden	Bedre Bruker store deler av opprinnelig trasé, men større master, nye krav til nærføring og parallell drift i byggeperioden gir miljøutfordring
Gasskraft og spennings- oppgradering Sauda-Aurland	Merkost 1 000 mill + høye merkost fordi gasskraft ikke er kommersielt lønnsomt	+ 6-8 år	Svakere Oppfyllelse av N-1 når ferdigstilt, men gir utfordringer i oppgraderingsperioden	Bedre/Dårligere Bruker store deler av opprinnelig trasé, men større master, nye krav til nærføring og parallell drift i byggeperioden gir miljøutfordring, og i tillegg klimakostnad for gasskraftverket
Sima-Samnanger 3.0	0	+ 1-2 år	Like god Venting betyr lite, men litt vanskeligere tilgjengelig for reparasjon	Dårligere/ Like dårlig Dårligere hvis uberørt natur er mer verdifull enn hyttemiljønatur
Sima-Evanger	Merkost 100 mill	+ 5-8 år	Like god Venting betyr lite	Like dårlig Unngår synlighet nær hovedarm av Hardangerfjorden, men mer nærføring til boliger og friluftsmiljø rundt Voss
Sauda- Samnanger	Merkost 200 mill	+ 5-8 år	Svakere Venting betyr lite, men svakere alternativ pga parallell linjer	Like dårlig/Dårligere Betydelig mer nærføring til boliger og gir tre fjordspenn (hvorav ett er Hardangerfjorden) som ikke kan gå i parallell med eksisterende

Tabell 0-0-1: Sammenstilling av alternativer vurdert relativt til null-alternativet konesjongitt linje Sima-Samnanger

Konklusjoner

Utvalget kan ikke på faglig grunnlag ta stilling til en rangering av luftalternativet (konesjongitt trasé) i forhold til sjøkabelalternativet. Disse to alternativene er likeverdige med hensyn til forsyningssikkerhet ved at de begge gir en tredje tilførselslinje til BKK-området. Sjøkabelalternativer med følgevirkninger kan ha en merkostnad for investeringer som utvalget anslår til rundt 30 milliarder kroner. Luftlinjealternativet innebærer på sin side betydelige naturinngrep. En rangering vil innebære en vurdering av betalingsvillighet for vern av miljøverdier mot de høye merkostnadene ved kabling. Utvalget har ikke hatt tilstrekkelig informasjon til å foreta denne vurderingen.

Utvalget har sett på en rekke mulige alternativ til de to omtalte, men de fleste har enten like omfattende eller større miljøinngrep enn luftspenn Sima-Samnanger. Unntaket er spenningsoppgradering av Sauda-Samnanger. Utfordringene og kostnadene knyttet til dette arbeidet er betydelige og gjennomføringen krever støtte fra ny produksjonskapasitet i tillegg. Imidlertid synes de samlede merkostnadene å være lavere enn kostnader til kabling inklusive eventuelle følgevirkninger. Alternativet spenningsoppgradering Sauda-Aurland i kombinasjon med reservekraftverk, for å oppnå akseptabel forsyningssikkerhet i oppgraderingsperioden, er imidlertid ikke utredet tilstrekkelig til at utvalget kan trekke en endelig konklusjon. Til tross for at oppgradering ikke gir en tredje linje inn til BKK-området, kan utvalget ikke utelukke at dette kan være det samfunnsøkonomisk sett beste alternativet.

En verdi av å vente med en ny tilførselslinje til BKK-området er knyttet til løpende oppdatering av forbruksutviklingen. Momenter som taler for rask realisering av ny tilførselslinje er merverdi for eksport av sommerkraft ut av BKK-området, realisering av småkraftpotensialet, økt energitilgang for Bergensområdet dersom BKK-snittet deles, og mulighet til mer kostnadseffektiv spenningsoppgradering av Sauda-Aurland.

1 Forord

1.1 Bakgrunn

Statnett fikk 2. juli 2010 konsesjon til å bygge en 420 kV kraftledning i luftspenn mellom Sima og Samnanger. På bakgrunn av sterke ønsker om en ny vurdering av sjøkabelalternativet på deler av strekningen besluttet regjeringen i 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 en sjøkabelløsning. Dette utvalget skal se på samfunnsøkonomiske virkninger av sjøkabelalternativer.

1.1.1 Mandat

- Utredningen skal se på de samfunnsøkonomiske virkningene av sjøkabelalternativer og sammenligne disse med virkningene ved det konsesjonsgitte luftalternativet. Utredningen skal omfatte de samfunnsøkonomiske virkningene for forsyningssikkerheten i Bergensområdet, herunder kostnader til tiltak for å bedre forsyningssikkerheten i Bergensområdet i perioden fra luftledningsalternativet ville vært på plass til en eventuell sjøkabel kan være på plass.
 - Utredningen skal omfatte vesentlige forhold, inkludert vurderinger av samfunnsøkonomiske virkninger knyttet til miljø og landskap.
- Utvalget skal vurdere de samfunnsøkonomiske virkninger på landsbasis ved en eventuell økt bruk av sjøkabling også andre steder i landet.

Utredningen skal avgis til Olje- og energidepartementet senest innen 1. februar 2011.

1.1.2 Oppnevning og sammensetning

Olje og energidepartementet har oppnevnt følgende ekspertutvalg:

- Professor Arild Hervik, Høgskolen i Molde (utvalgsleder)
- Professor Kåre P. Hagen, Norges Handelshøyskole
- Seksjonssjef Ann Lisbet Brathaug, Statistisk Sentralbyrå

Sekretariat

Til å bistå ekspertutvalget i prosessen med å gjennomføre evalueringen og skrive utvalgsrapporten har følgende personer vært engasjert i sekretariatet:

- Christian Andersen, Samfunns- og næringslivsforskning
- Maria Sandsmark, Møreforskning Molde

2 Innledning

2.1 Tolkning av mandatet

Utvalget er i mandatet bedt om å se på samfunnsøkonomiske virkninger av sjøkabelalternativer sammenlignet med luftalternativet og samfunnsøkonomiske virkninger for forsyningssikkerheten og kostnader til tiltak for å bedre forsyningssikkerheten i perioden til eventuell sjøkabel er på plass. Utvalget vil presisere at en samfunnsøkonomisk analyse må fange opp utelatte alternativer under begrepet samfunnsøkonomiske virkninger og tiltak. Mandatet tolkes dit hen at likeverdige alternativer med kortere investeringstid og som er mindre kostbare enn sjøkabelalternativet, må inkluderes i analysen.

Utvalget er også bedt om å vurdere de samfunnsøkonomiske virkninger på landsbasis ved en eventuell økt bruk av sjøkabling også andre steder i landet. Utvalget tolker mandatet slik at det er konsekvenser for nettariffen ved eventuell endret kabel-policy, der dagens beregningsmåte for nettariffen skal benyttes. Grunnlaget for vurderingen av omfang vil være planer i Statnetts nettutviklingsplan frem mot 2020, inkludert foreliggende konsesjonssøknader.

2.2 Tilnærming/avgrensninger

2.2.1 Avgrensninger i forholdet til de andre utvalgene

Det er gjort avgrensninger i forhold til overlapp eller komplementaritet i mandater til Utvalg II:

- Utvalg II har blant annet i sitt mandat at de skal vurdere konsekvenser for nettariffen av økt kabling og utgangspunktet skal være planer beskrevet i Statnetts nettutviklingsplan. Denne delen av deres mandat overlapper deler av Utvalg IV sitt mandat, jf. andre kulepunkt i avsnitt 1.1.1. I møte med Utvalg II den 21. oktober, ble det bestemt at Utvalg IV tar ansvar for å utrede dette punktet på vegne av begge utvalgene.

2.3 Organisering av utvalgsarbeidet

Utvalget hadde sitt første møte 6. september 2010, og har siden avholdt møter med fagmiljø og fagpersoner i tillegg til internmøter:

- OED – oppstart 6. september
- Steinar Strøm, Vista Analyse, 23. september
- Statnett, 23. september
- Gerd Kjølle, Sintef Energi, 4. oktober
- Torstein Bye, SSB, 4. oktober
- Hardangerrådet, 7. oktober
- BKK, 7. oktober
- Einar Hope, NHH, 19. oktober
- Ståle Navrud, UMB, 21. oktober
- Sintef/NTNU, 21. oktober
- Sjøkabelutvalg II, 21. oktober
- Internmøte, 26. oktober
- Statoil, 2. november
- Statnett, 16. november
- Sjøkabelutvalg III, 23. november
- NVE, 23. november

- Naturkraft, 25. november
- Industrikraft Møre, 29. november
- Møte med Hardangerrådet, 9. desember
- Internmøte, 15. desember
- Møte med NVE, 10. januar
- Internmøte med alle utvalgene, 20. januar
- Internmøte 25. januar
- Internmøte 26. januar

2.4 Disposisjon av sluttrapport

Utvalgets vurdering er presentert i foreliggende sluttrapport. Rapporten har følgende struktur:

- Avsnitt 3 presenterer grunnlaget for den samfunnsøkonomiske analysen, inkludert behovet for tiltaket som Sima-Samnager ledningen representerer, forutsetninger og alternativer, samt konsekvensmatrisen
- Avsnitt 4 diskuterer avbruddskostnader og forsyningssikkerhet, herunder KILE-ordningen og ROS-analyse for Hordaland
- Avsnitt 5 diskuterer systemtekniske effekter og et velfungerende marked
- Avsnitt 6 diskuterer samfunnsøkonomiske virkninger knyttet til miljø og landskap
- Avsnitt 7 analyserer de samfunnsøkonomiske virkninger på landsbasis ved en eventuell økt bruk av sjøkabling også andre steder i landet
- Avsnitt 8 sammenstiller nytte- og kostnadselementer for alternativene

3 Grunnlaget for den samfunnsøkonomiske analysen

3.1 Strukturen i analysen

Finansdepartementets veileder for samfunnsøkonomiske analyser redegjør for hovedstrukturen i samfunnsøkonomiske analyser. Diskusjonen under følger strukturen i veilederen, og gjengir de viktigste problemstillinger som har vært lagt til grunn i utformningen av den foreliggende analysen.

- **Problem og formålsbeskrivelse**
En samfunnsøkonomisk analyse må ta utgangspunkt i en problem- og formålsbeskrivelse, som gjør rede for de behov som prosjektet eller tiltaket retter seg mot. Det skal skilles mellom beskrivelse av formål og behov på den ene siden og på den andre beskrivelse av tiltak og virkninger. Analysen av behovet må bygge på noen forutsetninger om fremtidig utvikling i produksjon, forbruk og andre deler av kraftnettet. Forutsetninger som legges til grunn er innholdet i avsnitt 3.2, mens behovet for tiltak diskuteres i avsnitt 3.3.
- **Spesifisering av tiltak**
Ulike tiltak som retter seg mot problemet beskrives i avsnitt 3.4. I prinsippet skal alle relevante alternativer vurderes for å sikre at man finner den optimale løsningen. I praksis må antallet alternativer begrenses. Utvelgelsen må være gjennomtenkt og begrunnet slik at man får frem en dekkende beskrivelse av det mulighetsområdet som eksisterer for problemløsningen, og slik at alternativene i utgangspunktet kan anses som aktuelle og relevante.
- **Spesifisering av virkninger**

Tiltak vil variere med hensyn til kostnader til investering, drift og vedlikehold. Det kan også være ulike virkninger når det gjelder de problemer som tiltaket er rettet mot. Endelig kan tiltakene ha positive og negative virkninger på områder som ikke direkte inngår i målsetningen for prosjektet. Virkningene som tas med i beskrivelsen må fange opp de viktigste dimensjonene for å beskrive effektene av tiltakene. Det er tatt utgangspunkt i et standard oppsett for samfunnsøkonomiske analyser av kraftnett. Muligheten for å beskrive virkninger varierer. Noen virkninger kan prissettes, noen virkninger kan beskrives kvantitativt og andre igjen må beskrives kvalitativt. Det er ikke et krav at alt skal kunne prissettes for å kunne vurderes i en samfunnsøkonomisk analyse. I analysen er det viktig å være oppmerksom på de problemer som knytter seg til prissetting av virkninger. Det er videre viktig å være presis når det gjelder hvilke hendelser og konsekvenser som rubriseres under de ulike virkninger. Man må være oppmerksom på overlapp og inkonsistens når det gjelder ulike virkninger. Dette gjelder både innen gruppene av prissatte og ikke prissatte effekter. Presentasjonen bør derfor inneholde en klar avgrensning av virkninger som beskriver samme dimensjon i utfallsrommet (for eksempel avbruddskostnader og forsyningssikkerhet). Dette er tatt opp i avsnitt 3.5.

- **Sammenstilling og vurdering**

De ulike tiltakene må sammenlignes med utgangspunkt i alle de virkninger som er vurdert som relevante. Grunnlaget for sammenligningen er en konsekvensmatrise som både inneholder prissatte og ikke prissatte effekter. Tiltakene vil ofte ha forskjellige egenskaper når det gjelder tid til planlegging og utbygging, og nytte- og kostnadseffekter vil realisere seg over flere år.

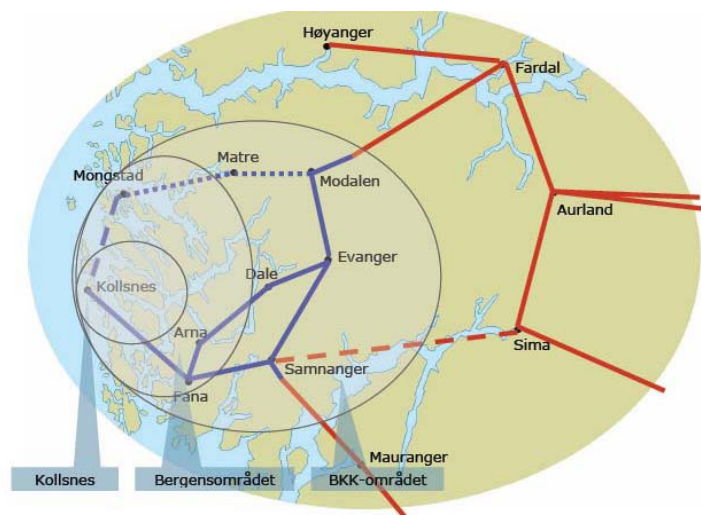
3.2 Forutsetninger for analysen

Følgende forutsetninger legges til grunn i analysene.

- Forutsetninger når det gjelder nettstruktur i BKK-området
 - Det legges til grunn at Modalen-Mongstad-Kollsnes ferdigstilles i henhold til gjeldende planer, altså innen 2016
 - Gjeldende praksis med deling av nettet i BKK-området i to deler, som forsynes fra nord og syd, tas hensyn til der det er relevant.
 - Etablert systemvern med mulighet for utkobling av alminnelig forsyning svarende til 85 000 personer tas hensyn til der det er relevant.
- Forutsetninger når det gjelder produksjon og forbruk
 - Analysene baserer seg på Statnetts og BKKs anslag for forbruksutvikling når det gjelder energi og maksimal effektbelastning fra ulike forbruchssegmenter. Dette er beskrevet i avsnitt 3.3.
 - Det reelle overføringsbehov over kraftlinjene inn mot BKK- og Bergensområdet vil bli påvirket av hvor mye produsentene melder inn i markedet, og dette avhenger på sin side av forventninger om den fremtidige tilgang på vann i magasinene. Behovet for overføringskapasitet kan derfor ikke analyseres alene ut fra maksimal effekt i forbruk og produksjon.
 - Igangsetting av CO2 renseanlegg Mongstad med 23 MW forbruk utsettes til 2018
 - Elektrifisering av Troll A (kompressor 3&4) vil bli gjennomført som planlagt
 - Statnetts forutsetninger om avtaler om fleksibilitet i forbruk og produksjon legges til grunn.

3.3 Behovet for tiltak

I begrunnelsen for en ny linje mellom Sima og Samnanger har forsyningssikkerhet og risiko for avbrudd i leveringen til Bergensområdet vært et sentralt argument. Det har vært en omfattende debatt både om tolkningen av dagens situasjon og om fremtidig utvikling når det gjelder produksjon og forbruk. I dette avsnitt vil utvalget kort redegjøre for sin forståelse av situasjonen på kort sikt og frem mot 2020.



Figur 3-1: Oversikt over nettstrukturen og kritiske snitt innen og omkring BKK-området

Figuren over viser et utsnitt av høyspentnettet omkring Bergen. Størstedelen av etterspørselen i dette området kommer fra Bergen. Produksjonskapasiteten i Bergensområdet er mindre enn etterspørselen, og det er derfor behov for import, spesielt i vinterperioden. Et snitt er deler av nettet som kan være begrensende for kraftflyten mellom to områder. Det er i figuren tre relevante snitt. Snittet som gjelder linjene Samnanger-Fana og Dale-Arna kalles Bergenssnittet. Snittet som gjelder linjene Mauranger-Samnanger og Evanger-Modalen kalles BKK-snittet. Endelig benevnes snittet med linjene Mauranger-Samnanger og Aurland-Fardal som Fardalsnittet.

Det er vanlig innen krafttransmisjon å ta hensyn til muligheten for feil ved hjelp av N-1 prinsippet. Dette betyr at nettverket skal kunne tåle utfall av en vesentlig komponent. Benytter man N-1 prinsippet på tilførselen til området diskutert over, betyr det at overføringen inn til området skal kunne tåle at en av linjene i snittene faller ut som følge av feil. Dette er det samme som at maksimalkapasiteten på hver av linjene i et snitt skal være tilstrekkelig til å dekke hele tilførselsbehovet til området innenfor snittet. Dette betyr også at det er den svakeste linjen i et snitt som avgjør kapasiteten til snittet.

Hvis det skjer en feil, og den intakte linjen ikke kan dekke hele etterspørselen, vil hele forbruket innen snittet bli avbrutt. En mulighet for å redusere konsekvensen av en feil er å etablere et systemvern, som raskt kan avbryte forsyningen til en del av det samlede forbruket. Hvis denne forbruksreduksjonen er slik at den intakte linjen i snittet kan dekke den resterende etterspørselen, vil tilførselen til denne kunne opprettholdes. Den del av etterspørselen som er inkludert i systemvernet vil imidlertid få avbrutt forsyningen. En situasjon med etablert systemvern refereres til som N-1/2 drift. En annen mulighet for å redusere konsekvensene ved feil er å dele nettet. Når det gjelder BKK-området deles nettet ved linjene Dale-Arna og Evanger-Samnanger. Da forsynes halvdelen av BKK- og Bergensområdet fra syd, og halvdelen fra nord. Dette øker overføringskapasiteten fordi det ikke lenger

er den svakeste linjen som bestemmer kapasiteten i hele snittet. Konsekvensen er imidlertid at en feil på linjene inn mot Bergensområdet vil føre til utfall av halvparten av forsyningen.

Tall for 2010	Snitt		
	Bergen	BKK	Fardal
Effektkapasitet MW	520	1 050	1 050
Topplast MW	1 690	1 806	1 806
Differanse effekt og last	1 170	756	756
Snittkapasitet			
N-1	680	850	750
N-1/2	1 030	1 100	
Delt nett	1 250	1 250	
Tall basert på simulert flyt			
Andel tid over N-1 2010		7,2 %	10%
Andel tid over N-1 2020		10 %	18%

Tabell 3-1 Effekt i produksjon, maksimal etterspørsel og flyt over snitt i og omkring BKK-området. Kilde: Statnett.

Tabell 3.1 viser i øverste linje effektkapasiteten, altså maksimal produksjonskapasitet, innenfor de tre snitt som er definert over. I linjen under vises maksimal etterspørsel i løpet av ett år. Differansen mellom effektkapasiteten og maksimal etterspørsel viser, hvor meget som må kunne importeres under maksimallast, under forutsetning av at det produseres maksimalt. Tallene gjelder for 2010. Tabellen viser også kapasiteten over de tre omtalte snittene, under ulike forutsetninger om drift av nettet¹.

Det fremgår av Tabell 3.1 at målt ut fra effekttallene er kapasitetsproblemet på kort sikt spesielt knyttet til Bergenssnittet. Importbehovet under maksimal last er større enn kapasiteten over Bergenssnittet under N-1 og N-1/2 drift. Derimot er kapasiteten tilstrekkelig over BKK- og Fardalsnittet under N-1 drift.

Kapasiteten over Bergenssnittet påvirkes ikke av en eventuell ny forbindelse mellom Sima og Samnanger. Derimot vil Bergenssnittet bli påvirket av en ytre ring omkring Bergen, som vil bli realisert ved en realisering av en linje over Modalen-Mongstad-Kollsnes. Denne linjen vil gi mulighet for N-1 drift over Bergenssnittet. Denne linjen vil også øke produksjonskapasiteten innenfor BKK-snittet, ved at produksjon omkring Modalen, omkring 200 MW, vil komme på innsiden av BKK-snittet.

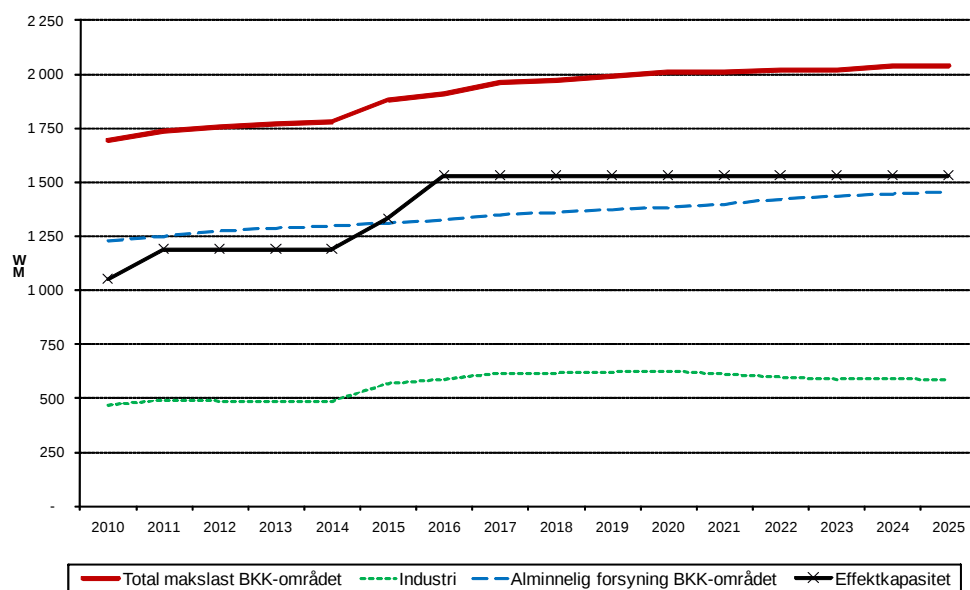
Utvalget legger i den videre analysen til grunn at linjen Modalen-Mongstad-Kollsnes faktisk blir bygget med ferdigstillelse i 2016, og oppmerksomheten vil derfor bli rettet mot BKK-snittet og Fardalsnittet. Som det ble vist i Tabell 3.1 er det for 2010 tilstrekkelig kapasitet over disse snittene til å håndtere maksimal etterspørsel, forutsatt at det produseres maksimalt innen BKK-området. Dette reiser to spørsmål. For det første om det alltid kan legges til grunn at maksimal produksjonskapasitet er tilgjengelig i de perioder hvor etterspørselen er størst, og for det andre hvordan utviklingen vil være i etterspørsel og produksjonskapasitet i årene fremover.

¹ Det kan skilles mellom den kontinuerlige snittgrensen, det vil si den kapasitet som kan opprettholdes over lengre tid, og den kortvarige snittgrensen, som kan opprettholdes i perioder opp mot 20 minutter. Tiden som er tilgjengelig ved den kortsiktige snittgrensen er tilstrekkelig til å kalle inn mer produksjon, hvis den er tilgjengelig.

Når det gjelder det første spørsmålet, er det nødvendig å være oppmerksom på samspillet mellom energi og effekt i et vannkraftbasert system. Vannkraftverk vil bare kunne produsere maksimalt, så lenge det er tilstrekkelig vann i magasinene. Dette betyr at det i en situasjon med høyt forbruk eller lavt tilsig over en lengre periode, kan være mindre produksjonskapasitet tilgjengelig enn det som normalt er maksimal produksjon. Dette betyr også at vannkraftprodusenter i perioder kan være tilbakeholdende med å melde inn maksimal kapasitet, hvis de ønsker å spare på vannet i magasinene i forventning om forbruk på et senere tidspunkt. Hensynet til å rasjonere med tilgjengelig energi betyr derfor at produksjonen ofte er lavere enn den maksimalt tilgjengelige effekten, og at importbehovet derfor er større enn det som er lagt til grunn i diskusjonen over. Statnett har mulighet for å regulere opp produksjonen i tilfelle det forventes mangel på effekt, men denne mulighet forutsetter at det er tilgjengelig energi. Statnett har i perioder også vært tilbakeholdende med å utnytte denne muligheten over lengre tid, for ikke å risikere energimangel på et senere tidspunkt.

Dette bekreftes av de simulerte tall for flyten over BKK- og Fardalsnettet, som er vist i nederste del av Tabell 3.1. Det er vist tall for 2010 og 2020. Simuleringene er basert på tilgjengelig kapasitet og forventet forbruk for de to årene, men for 2010 er det lagt til grunn at energiverket på Mongstad var i drift hele dette året. I virkeligheten ble energiverket tatt i bruk i slutten av året. Det er imidlertid situasjonen med energiverk Mongstad som er mest relevant for vurderingen av den fremtidige situasjon. Tallene er basert på forventet tilsig og temperatur og beregnet ut fra eksisterende statistikk. Som det ses av tabellen er forventningen at flyten over BKK-snittet overstiger N-1 grensen i 7,2 % av tiden i 2010 og 10 % av tiden i 2020. De tilsvarende tallene for Fardalsnettet er 10 % for 2010 og omkring 18 % for 2020. Det er i tallene for 2020 tatt hensyn til endring i produksjonskapasitet og maksimalt forbruk over perioden.

Figuren under viser utviklingen i maksimal effektterspørsel og produksjonskapasitet i BKK-området, basert på prognoser fra BKK og Statoil. Den røde kurven øverst er den forventede utviklingen i maksimal etterspørsel for hvert år. Den knekkede kurven med kryss viser utviklingen i effektkapasiteten i produksjonen. Det fremgår av kurven at differansen mellom maksimal effektterspørsel og kapasiteten i produksjonen snevres inn frem mot 2015 og 2016 og deretter øker.



Figur 3-2: Maksimal effektterspørsel og vintereffekt i produksjon i BKK-området 2010-2025. Kilde: BKK og Statoil

Den simulerte flyten som er beskrevet over fanger ikke opp situasjonen i mer ekstreme situasjoner, som vil forekomme i vintre med spesielt lavt tilsig av vann til magasinene og lave temperaturer. Dette var for eksempel situasjonen vinteren 2009/2010. Statnett har i et notat til OED vist at flyten over BKK snittet i perioden fra 1. januar til 31. mars 2010 i vesentlige perioder oversteg den kontinuerlige N-1 grensen. I to perioder var flyten større enn den kortvarige snittgrensen, og i disse periodene ble nettet delt. Kapasiteten ved delt nett var tilstrekkelig til å håndtere flyten over BKK- og Fardalsnittet.

I perioder med høylast og flyt over N-1 grensen vil feil på linjene som går inn mot BKK-snittet kunne føre til avbrudd i forsyningen til BKK-området. Dette kan skje ved at systemvernet blir aktivert, slik at deler av forbruket kobles ut. Systemvernet impliserer automatisk avbrudd av forsyningen for etterspørsel tilsvarende 85 000 husstander. I perioder med delt nett vil en feil føre til at halvparten av forsyningen kobles ut. Hvor lang tid en slik utkobling varer avhenger av typen feil. I de fleste situasjoner kan forbruket kobles inn igjen etter kort tid. Sannsynligheten for avbrudd av denne typen avhenger av risikoen for feil på de relevante delene av nettet, og av lengden på de kritiske periodene. Det er spesielt i situasjoner med delt nett at det er høy risiko for avbrudd. Dette skyldes at forsyningen inn mot hver av de to delene av Bergen under deling følger en lang linje. En feil på en del av linjen eller i stasjoner på linjene vil føre til avbrudd for en av delene av Bergensområdet. Hver av delene har omkring 200 000 innbyggere.

Diskusjonen over peker mot følgende foreløpige konklusjoner

- Under normale driftsforhold på nåværende tidspunkt er kapasiteten på BKK- og Fardalsnittet tilstrekkelig til å håndtere importbehovet til BKK-området, og dette vil være tilfelle også de nærmeste årene
- Bergenssnittet er sterkt belastet de nærmeste årene, og dette vil være tilfelle inntil linjen Modalen-Mongstad-Kollsnes blir ferdig i 2016. Situasjonen over Bergenssnittet påvirkes ikke av en ny linje
- Tiltak som reduserer overføringsbehovet eller kapasiteten over BKK-snittet vil bli viktig i løpet av årene 2018-2020. Det er mulighet for å vurdere alternativer som ferdigstilles innen dette tidsrommet.
- Analysen viser imidlertid også at energisituasjonen kan føre til at overføringsbehovet kan være større enn det som fremkommer ved å sammenligne maksimal effekt og maksimalt forbruk. Systemvern og deling av nettet gir mulighet for å opprettholde forsyningen i anstrengte situasjoner, men delt nett gir økt risiko for utkobling av forbruk i situasjoner med feil i nettet. Dette betyr at det er relevant å vurdere tiltak som gjør det lettere å håndtere overføringsbehovet i årene frem til et tiltak som permanent påvirker ny forsyning til BKK-området er på plass.

3.4 Alternativer som analyseres

Med utgangspunkt i analysen av behov i avsnitt 3.3, vurderer utvalget det slik at det er et behov for å gjennomføre tiltak for å forbedre forsyningssikkerheten i BKK- området, men at situasjonen ikke er så kritisk på kort sikt at det ikke lar seg gjøre å vente på en eventuell sjøkabel som alternativ til Sima-Samnanger luftledningen. Hvis miljø- og naturkonsekvensene ved luftledninger vurderes som så store at sjøkabel er et kostnadmessig sammenlignbart alternativ til luftledning, er det imidlertid nærliggende å spørre om ikke andre tiltak gir minst like stor nytte til lavere kostnad, blant annet alternative innføringsledninger til BKK-området, jf. forprosjektet dokumentert i Statnett (2004). Når utvalget er bedt om å vurdere de samfunnsøkonomiske konsekvensene av sjøkabelalternativer for nettførsterkningen Sima-Samnanger, er det derfor grunnlag for å inkludere alle alternative løsninger

som tidsmessig, kostnadmessig og forsyningssikkerhetsmessig er sammenlignbare med et sjøkabelalternativ. En slik tilnærming er også en metodemessig forutsetning for at analysen skal være en samfunnsøkonomisk nytte-kostnadsvurdering, jf diskusjonen om mulighetsområdet i avsnitt 3.1. På den andre siden har utvalget begrenset seg til alternativer som har vært vurdert og som er antatt teknisk gjennomførbare. Omfattende endringer i energipolitikken ligger utenfor analysens område.

For en region med begrenset overføringskapasitet og underskudd i effekt- og/eller energibalansen, kan man i prinsippet velge å iverksette tiltak innen tre områder:

1. Nettforsterkning (overføring) – herunder linjer, kabler, spenningsoppgradering og SVC anlegg
2. Produksjon (tilbud) – herunder vind-, vann- og gasskraft
3. Forbruk (etterspørsel) – herunder prisområder, smart-grid/toveis-kommunikasjon, ENØK

De ulike tiltakene vil ha forskjellige kostnader og virkninger. I dette kapittelet presenteres de underliggende vurderinger for valg av prosjekter som inkluderes i den samfunnsøkonomiske analysen, samt forutsetningene som beregningene bygger på.

3.4.1 Nettiltak

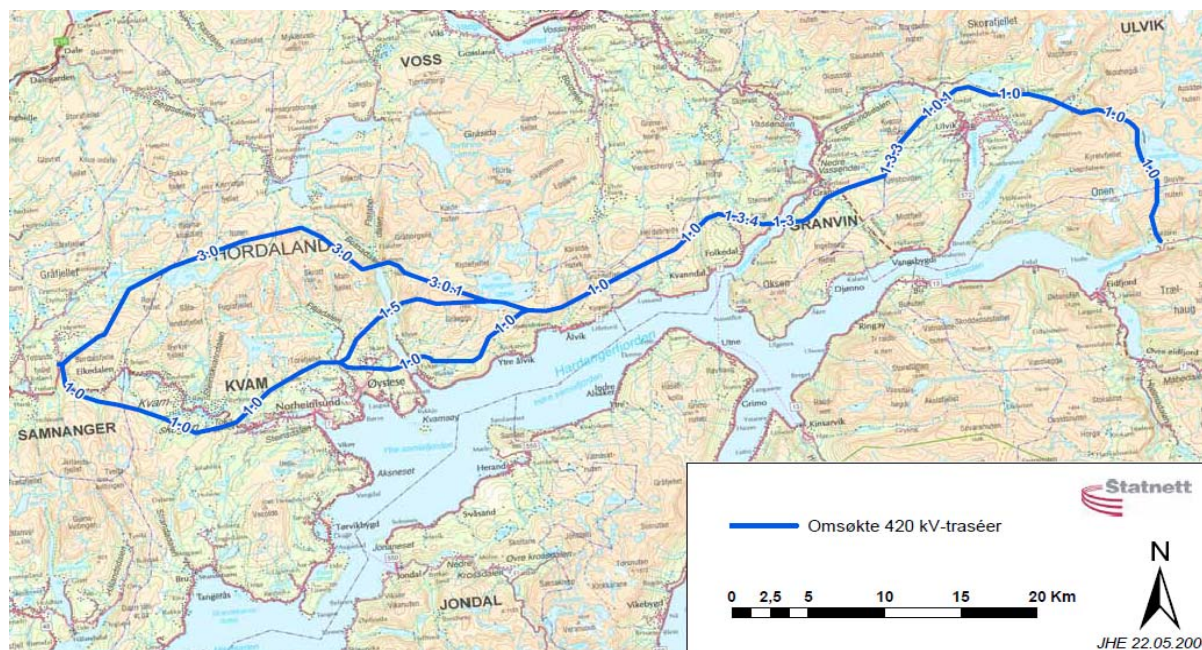
Her presenteres de nettforsterkningsalternativer som utvalget finner er mest relevant å vurdere til bruk i den samfunnsøkonomiske analysen. Det alternativ som er best utredet er den konsesjonsgitte traseen for luftledning mellom Sima og Samnanger. Her er traseen kontrollert med største grad av detaljering, og prosjektet og kostnadsanslagene er blitt justert ut fra det som i konsesjonsprosessen ble vurdert å være nødvendige avbøtende tiltak. De øvrige anslagene som presenteres for andre nettalternativer har ikke vært gjenstand for samme prosess. Det innebærer at det knytter seg større usikkerhet til anslagene enn for prosjekter som er nærmere gjennomføringsfasen. Dette er i overensstemmelse med den etablerte metodikken for konseptvalg. Det viktigste er at anslagene er gjennomført ut fra samme prinsipper, og tilstrekkelig nøyaktige til å tillate en sammenligning mellom konkurrerende løsningsforslag.

Null-alternativet: Sima-Samnanger konsesjonsgitt trase

Utvalget vurderer den konsesjonsgitte Sima-Samnanger linjen å være null-alternativet i den samfunnsøkonomiske analysen, eller basisalternativet, da dette er tiltaket som per i dag er vedtatt.

Fra Sima følger traséen dagens to 420 kV linjer nordover til Langvatnet. Derfra dreier den vestover og passerer over indre del av Osafjorden. Videre går traséen i utkanten av bebyggelsen og nord for Ulvik sentrum før den dreier sør-vestover og passerer øst for Granvin og Granvinsfjorden et par km sør for Granvin. Deretter følger en strekning som passerer i fjellsiden nord for Folkedal og videre mot vest i fjellsiden nord for Kvanndal, Ålvik og Bjølvfossen nær hovedløpet av Hardangerfjorden. Linjen bøyer så av og passerer Fyksesund nord for Klyve og nord for Øystese og Norheimsund. Traséen skråer derfra vestover og krysser ved Tokagjelet for å komme inn mot Samnanger fra sør-vest. Av de tre omsøkte traséalternativene mellom Sima-Samnanger, jf. Figur 3-2, er den konsesjonsgitte traséen i hovedsak tilsvarende omsøkt alternativ 1.5 (1.0/1.0.1/1.3.3/1.3/1.3.4 og 1.5).

Sima-Samnanger konsesjonsgitt linje har en investeringskostnad på 1,1 milliarder kroner, årlige drifts- og vedlikeholdskostnader er estimer til 2,1 mill. Distansen er på 92 km og forventet ferdigstillelse er 2012.



Figur 3-3: Omsøkte traséer, jf. Konsesjonssøknaden, Statnett (2006)

Sima-Samnanger alternativ 3.0 (nordgående trase)

Statnetts alternativ 3.0 fra konsesjonssøknaden skiller seg fra det konsesjonsgitte kun for det siste strekket som i sin helhet ligger innenfor Kvam kommune. Alternativet skrår nord-vestover etter passering i fjellsiden bak Bjølvefossen og krysser Fyksesund lengst i nord. Videre mot vest går traséen i fjellområder nord for Kvam, før den dreier mot sør ned til Samnanger. Utvalget har funnet det relevant å ta med dette alternativet, da det representerer en omsøkt og konsekvensutredet trasé som går utenom hytte- og friluftsområdene på Kvam.

Sima-Samnanger alternativ 3.0 har også en investeringskostnad på rundt 1,1 milliarder kroner og antatt årlige drifts- og vedlikeholdskostnader på 2,1 mill. Forventet ferdigstillelse er 2013-14.

Sjøkabel

Statnett fikk i meldingsprosessen til Sima-Samnanger investeringen krav om å utrede et sjøkabelalternativ. Et slikt alternativ ble vurdert med sjøkabel fra Sima til Norheimsund eller Ljones i Kvam kommune og fra kompenseringanlegg der videre med luftledning til Samnanger. Lufttraséalternativet fra Nordheimsund tilsvarende den utredede strekningen 4.0, se Figur 6-1.

Utvalget legger til grunn en antatt investeringskostnad på 4,5 milliarder kroner og ferdigstillelse i 2017-18. Nærmere vurdering av teknisk løsning, kapasitet, investeringskostnad og driftskostnad ligger under mandatet til Utvalg 1.

Sima-Evanger

En 420 kV linje fra Sima til Evanger vil som Sima-Samnanger være en øst-vest forsterkning i sentralnettet. Linjen vil gå gjennom Eidfjord, Ulvik, Granvin og Voss. Ut fra forenklede kartstudier er det rimelig å anslå at fra Sima til Ulvik vil ledningen gå i tilsvarende trasé som den konsesjonsgitte Sima-Samnanger linjen. Fra Ulvik kan ledningen enten følge Sima-Samnanger traseen forbi Granvin til etter kryssingen av Granvinsfjorden, før den dreier av nordover mot Voss (sørlig alternativ). Alternativt kan den legges vestover allerede ved Ulvik og antydningvis passere nord for Øvre

Vassenden til Voss (nordlig alternativ). Fra Voss vil ledningen måtte fortsette på sørsiden av Vangsvatnet til Evanger.

Sima-Evanger var et av Statnetts forkastede alternativer til Sima-Samnanger luftledningen, men alternativet har tilsvarende overføringskapasitet i hovednettet. Ulempene med Sima-Evanger skriver seg fra linjemessige svakheter inne i BKK-området. Samnanger ble vurdert som et tilknytningspunkt som ville avlaste det begrensede snittet Evanger – Dale – Arna og Evanger – Samnanger. I tillegg ville en tilknytning ved Samnanger bidra til spenningsstøtte der, mens det i Evanger allerede er spenningsstøtte på grunn av stort produksjonsanlegg. Det relative fortrinnet som Samnanger har som tilknytningspunkt fra Sima vil endre seg noe dersom BKKs konsesjonssøkte ledninger fra Modalen til Mongstad og fra Mongstad til Kollsnes realiseres som planlagt. Disse potensielle endringene i BKK-nettet, gjør at utvalget finner alternativet interessant.

En linje mellom Sima og Evanger med nordlig trasé (69 km) eller sørlig trasé (74 km) har en antatt investeringskostnad på henholdsvis 1,1 milliarder og 1,2 milliarder kroner. Årlige drifts- og vedlikeholdskostnader er estimert til henholdsvis 1,92 mill og 1,96 mill kroner. Forventet ferdigstillelse er 2017-20. Sørlig trasé antas å være den minst konfliktfylte i forhold til nærføring og dette alternativet vil bli inkludert i den samfunnsøkonomiske analysen.

Sauda-Samnanger

En ny 420 kV linje i parallell til den eksisterende 300 kV linjen fra Sauda til Samnanger ble vurdert i forkant av konsesjonssøknaden til Sima-Samnanger prosjektet i et forprosjekt for nettforsterkning til BKK-området, jf. Statnett (2004). Fra forprosjektet har utvalget hentet følgende beskrivelse av potensiell trasé:

Fra Sauda transformatorstasjon går det i dag tre 300 kV-ledninger parallelt vestover. Etter ca. 5 km skiller Sauda-Blåfalli lag med de to andre og dreier nordover. En ny ledning Sauda-Samnanger vil stort sett følge parallelt på nord- og østsiden av denne ledningen mot Blåfalli transformatorstasjon. Underveis passerer blant annet Åbødalen ved Sauda, Stordalen og Åkrafjorden. Traséforslaget passerer ca. 2 km øst for Blåfalli mellom Djupedlasnuten og Fjellhaugvatn, i et område med flere ledninger. Etter passering Blåfalli følges 300 kV-ledningen Blåfalli-Mauranger på østsiden, først gjennom Myklebustdalen, forbi Rosendal, over Skålaegga og videre i lia sør-øst for Sildafjorden. Etter passering Ænesdalen følges ledningen inn Maurangsfjorden. Fjorden krysses ved Ramnaberg og over til Eggene ved Gjetningsdalen, ca. 1 km vest for eksisterende fjordspenn for 300 kV- ledningen Mauranger-Samnanger. De neste 8-10 km over til Daurmålsdalen er det vanskelig å følge parallelt med eksisterende ledning, og det er behov for å utrede en trasé noe lengre vest. Eksisterende ledning krysser Hardangerfjorden ved Belsnes. Her er det pga bebyggelse ikke plass til et nytt spenn ved siden av. På den andre siden av fjorden krysses Ljonesåsen vestover. Etter hvert dreier traséen mer nordlig øst for Strandebarm og i rett linje opp mot Kvamskogen. Denne følges på nordsiden inn til Samnanger transformatorstasjon.

Alternativet med en ny forsterkning fra Sauda til Samnager har vært diskutert i den offentlige debatten og resultater fra analyser av dette alternativet er vedlagt konsesjonssøknaden for Sima-Samnanger. Der fremkommer det at alternativet er kapasitetsmessig godt, men forsyningssikkerhetsmessig svakere, da linjene går i parallell. Utvalget finner det imidlertid interessant å ha alternativet med i den videre analysen av alternativer.

En ny Sauda-Samnanger linje har en antatt investeringskostnad på 1,3 milliarder kroner og årlige drifts- og vedlikeholdskostnader er estimert til 2,35 mill. Distansen er på 123 km og forventet ferdigstillelse er 2017-20.

Aurland-Evanger

I Aurland er det forbindelse østover i sentralnettet og det går allerede 420 kV linje mellom Sima og Aurland. Derfor ønsket utvalget å studere nærmere et alternativ med nettførsterkning fra Aurland til Evanger. Basert på kartstudier vil en ny linje fra Aurland sørover anslagsvis måtte gå i samme trasé som eksisterende ledning mot Myrdal ved Flåmsbanen, derfra vil den måtte dreie vestover mot Voss i likhet med Bergensbanen. Linjen vil antydningssvis måtte passere Voss på sørsiden mot Evanger.

Etter Statnetts vurdering er en 420 kV linje fra Aurland til Evanger ikke gjennomførbar på grunn av store tekniske utfordringer, samt at linjen vil måtte innebære lange strekninger med nærføring. Utvalget vurderer det derfor slik at investerings- og driftskostnaden ved alternativet vil være betydelig større enn Sima-Evanger alternativet, uten å gi høyere nytte, eller mindre konfliktfylte miljø- og naturinngrep, og utelukker derfor dette alternativet i den videre analysen.

SVC anlegg Samnanger

Et SVC anlegg er et kompenseringsanlegg som bidrar med spenningsstøtte. SVC anlegg i Samnanger er som nevnt et av Statnetts vurderte og forkastede alternativer til Sima-Samnanger luftledningen, da resultatene fra analysen som underbygget konsesjonssøknaden viste høyere netto nåverdi for Sima-Samnanger luftledningen enn for SVC anlegg med gjeldende forutsetninger. Grunnen til at SVC anlegg har vært oppe i debatten i 2010, er at resultatene fra analysen fra 2006 viste at med Energiverk Mongstad på plass, ville SVC anlegget ha *større* netto nåverdi enn Sima-Samnanger luftledningen. SVC anlegget ville gi en mindre reduksjon i forventede avbruddskostnader, men hadde samtidig vesentlig lavere investeringsomkostninger. Det er siden blitt argumentert for at blant annet spenningsvern og økt produksjonskapasitet sør for BKK-området har redusert nytten av et SVC anlegg. Et nyere notat av Statnett konkluderer med at et SVC-anlegg forventes å gi følgende nyttevirksomheter for BKK-området:

- Reduserte kostnader til spesialregulering for å holde akseptable spenninger
- Noe bedret forsyningssikkerhet ved redusert sannsynlighet for aktivering av forbruksutkobling ved lave spenninger.

Statnett vurderer imidlertid også at et SVC anlegg vil ikke øke importgrensen til området, og at det uten Sima-Samnanger fortsatt vil være et behov for et systemvern med forbruksutkobling.

Utvalget vurderer at et SVC anlegg ikke er tilstrekkelig som enkeltstående tiltak på lang sikt, siden importgrensen ikke økes vesentlig, og inkluderer ikke et slikt anlegg som et permanent alternativ i den videre analysen.

Spenningsoppgradering Sauda-Aurland

Spenningsoppgradering av eksisterende 300 kV nett fra Sauda til Aurland er også et av Statnetts forkastede alternativer til Sima-Samnanger luftledningen. Sauda og Aurland er i dag de to punktene i nettet hvor Vestlandet er tilknyttet det øvrige hovednett. Strekningen er på ca 300 km og krever i tillegg til oppgradering av linjer også etablering av 420/300 kV transformering i minst 8 transformatorstasjoner. Arbeidet vil kreve utkobling som fører til ensidig forsyning av BKK-området, noe som begrenser tiden det er mulig å drive spenningsoppgradering og som gir svekket forsyningssikkerhet i disse periodene (både overskudds- og underskuddsperioder er problematisk). I

tillegg vil annet vedlikehold på ledninger som krever utkobling enten måtte forseres eller forskyves i tid. Tiltaket ble av Statnett vurdert ulønnsomt som et første tiltak på grunn av høyere kostnader enn de vurderte linjealternativene.

Uten en ny nettførsterkning til BKK-området, vil oppgraderingsarbeidet bli systemmessig komplisert og mer kostbart. Et gasskraftverk i Bergens-område vil kunne avhjelpe situasjonen noe, men det er uklart hvilken betydning økt produksjonskapasitet vil ha for forsyningssikkerheten og realiseringstiden. Netttiltaket ligger imidlertid inne i planene referert i Statnett (2010). Der planlegges oppgradering av strekningene Sauda-Samnanger og Fardal-Aurland igangsatt innen 2020 til en anslått kostnad på til sammen 1 milliarder kroner. Mellomstrekket fra Samnanger til Fardal ligger inne som planlagt på lengre sikt. Dette strekket er omtrent halvparten av den totale lengden. Kostnaden ved oppgradering av denne etappen anslås derfor også å ligge rundt 1 milliarder kroner.

Forsert spenningsoppgradering uten ny nettførsterkning til BKK-området vil gjøre prosjektet dyrere, men kostnadsøkningen er usikker. Her antas at investeringskostnadene øker til omkring det dobbelte. En antatt merkostnad i forhold til planlagt investeringskostnad for spenningsoppgradering Sauda-Aurland er dermed rundt 2 milliarder kroner. Denne merkostnaden, inkludert tiltak for å bedre forsyningssikkerheten i byggeperioden, kan imidlertid vise seg å være lavere enn investeringskostnaden ved sjøkabelalternativet. Med en effektiv konsesjonsbehandling vurderes alternativet å kunne realiseres i løpet av 8-10 år. Utvalget finner det derfor interessant å også inkludere spenningsoppgradering med tilleggstiltak i den videre analysen.

3.4.2 Tiltak i produksjon

Vann og vind

Det foreligger en rekke planer for ny vind- og vannkraftproduksjon i Hordaland, jf. Tabell 3-2 med kapasitetstall for meldte og søkte prosjekter i NVE.

Prosjekt – Hordaland	MW	GWh
Mini/mikrokraftverk (<1MW) – meldt	-	43
Mini/mikrokraftverk (<1MW) – søkt	7	62
Småkraftverk (>1MW<10MW) – meldt	10	34
Småkraftverk (>1MW<10MW) – søkt	241	803
Større vannkraft (>10MW) – meldt	128	500
Større vannkraft (>10MW) – søkt	26	81
Vindkraft – konsesjon, men ikke i drift	160	477
Vindkraft – meldt	80	240*)
SUM	652	2240

Tabell 3-2 Oversikt over meldte og søkte vann- og vindkraftprosjekter i Hordaland, kilde NVE

*) Ikke oppgitt – anslått energiproduksjon basert på forholdstall til de konsesjonsgitte vindkraftverk

Skal nye vind- og vannkraftprosjekter kunne bidra til forsyningssikkerheten i BKK-området, gitt dagens nettstruktur, må disse verkene ligge innenfor BKK-snittet (Masfjorden, Vaksdal, Samnanger, Bergen, Øygarden, Radøy, Voss, Ulvik, delvis Ullensvang, Granvin, Kvam, Os, Askøy, Lindås, Meland, Fjell, Osterøy, Gulen, Sund og Høyanger sør for Sognefjorden). I listen i tabellen ovenfor dreier dette seg om vannkraftprosjekter tilsvarende 210 MW installert kapasitet og 770 GWh normalårsproduksjon og vindkraftprosjekter tilsvarende 90 MW installert kapasitet og 270 GWh normalårsproduksjon. I tillegg kommer de konsesjonssøkte vannkraftprosjekter som ennå ikke er i

drift, i størrelsesorden 38 MW og 125 GWh. Det samlede potensialet for fornybar kraft innenfor BKK-snittet utgjør dermed en midlere årsproduksjon på omkring 1170 GWh. BKK opererer på sin side med et betydelig høyere anslag.

Nye vind- og vannkraftprosjekter vil imidlertid få begrenset mulighet til å realiseres, før det etableres nettførsterkninger i området som kan transportere kraften ut i sommerhalvåret. Her er det ulike investeringsbehov for alle tre nettnivåene, inkludert en sentralnettsforsterkning ut av BKK-området. I tillegg gir mini- og småkraftverk et begrenset bidrag til forsyningssikkerhet, da dette er uregulert produksjon som i kalde perioder ikke produserer. Vindkraft er også en usikker ressurs i en anstrengt effektsituasjon.

Konvensjonelt gasskraftverk

I den offentlige debatten om kraftlinjer mellom Sima-Samnager har det vært hevdet at et tilstrekkelig stort gasskraftverk i Bergensområdet kan gjøre nettinvesteringen overflødig. Utvalget ønsker derfor å drøfte om et konvensjonelt gasskraftverk er et egnet alternativ i den samfunnsøkonomisk nytte-kostnadsanalysen. Problematikken rundt lokale versus globale utslipp ønsker ikke utvalget å drøfte i denne rapporten.

Byggetiden for et gasskraftverk (CCGT) med kapasitet på rundt 450 MW ligger på ca 2-3 år. Siden det allerede foreligger flere utredninger som kan benyttes i noen grad (Naturkraft fikk konsesjon på et 400 MW gasskraftverk på Kollsnes i 1997 og BKK har en konsesjonssøknad "stilt i bero" for et 450 MW gasskraftverk på Mongstad), kan planleggings- og konsesjonsbehandlingstiden trolig kortes ned i forhold til normal behandlingstid. Utvalget anslår derfor at et konvensjonelt gasskraftverk kan stå ferdig bygget i løpet av 5-6 år. Alternativet er derfor tidsmessig et reelt alternativ til investering i sjøkabel.

Byggekostnadene for et gasskraftverk (CCGT) med kapasitet på rundt 450 MW anslås å ligge mellom 3- 3,5 milliarder kroner. For at alternativet skal gi tilstrekkelig forsyningssikkerhet for BKK-området uten Sima-Samnager forsterkningen, må imidlertid linjen Sauda-Aurland spenningsoppgraderes for å tilfredsstille N-1 kravet. Det foreligger som nevnt allerede planer om en slik linjeoppgradering, jf Statnett (2010). Et gasskraftverk kan bidra til økt forsyningssikkerhet i periodene da en linje er ute for oppgradering, men vil ikke kunne produsere kraft i sommersesongen på grunn av lav lokal krafttettspørsmål og begrenset nettkapasitet for å få transportert kraften ut av regionen. Det vil derfor være vanskelig å få til kommersiell lønnsom drift av et nytt gasskraftverk i Bergens-regionen i perioden før etablert nettførsterkning, selv uten dagens krav om rensing av CO₂ utslipp fra dag én for nye gasskraftkonsesjoner. Gasskraftverk som tiltak synes derfor å måtte bli finansiert av det offentlige for å kunne realiseres. En slik prosess vil være krevende i forhold til statsstøtterelementet, men en mulig løsning kan være å knytte forsyningssikkerhetsproblematikken til en Public Service Obligation (PSO)-ordning, lignende CADA avtalen i Irland, jf. EU Commission Decision C (2003) 4488 fin 16. Desember. En rekke forutsetningene må i tillegg være oppfylt for å kunne få godkjent tilsvarende avtale for BKK-området.

Reservekraftverk

Etablering av et reservekraftverk i Bergens-området med kapasitet på 450 MW kan gi tilsvarende forsyningssikkerhet som et konvensjonelt gasskraftverk. Investeringskostnaden anslås til 2,5 milliarder kroner, fordi konstruksjonen er enklere enn for et konvensjonelt gasskraftverk. For dagens løsninger finnes det også et annenhåndsmarked, slik at reservekraftverket kan avhendes når behovet ikke lenger er tilstede. Dersom et netttiltak er på plass fra 2017-2020, kan dermed kostnaden ved tiltaket reduseres

til anslagsvis 1-1,5 milliarder. Et reservekraftverk vil bidra til forsyningssikkerheten dersom det er rasjoneringsfare på grunn av lav magasinfylling før vårmeltingen og ved eventuelle langvarige linjebrudd mens Sauda-Aurland spenningsoppgraderingen pågår. Med en effektiv konsesjonsbehandling vil et reservekraftverk kunne realiseres innen to år, da det allerede er klarlagt for et slikt verk på Kollsnes. Typisk vil reservekraftverk ha dårlig brenselsutnytting og er derfor dyre å drifte, samt at de slipper ut betydelig mer klimagasser enn et konvensjonelt gasskraftverk. Tiltaket vil imidlertid karakteriseres som en forsikring og utvalget finner det relevant sammen med alternativet spenningsoppgradering av Sauda-Aurland ledningen.

3.4.3 Tiltak i forbruk

I et område med kraftunderskudd og begrenset overføringskapasitet, bør det også vurderes om det kan gjøres tiltak på forbrukssiden for dermed å redusere energi- og effektbehovet. På lengre sikt vurderes potensialet å kunne være relativt betydelig.

For den kraftkrevende industrien har Statnett opprettet ulike virkemidler for redusert forbruk ved anstrengte situasjoner. Slike virkemidler er opsjoner i forbruk og deltakelse for store forbrukere i RKOM-markedet, som skal sørge for at det alltid er tilstrekkelig tilgjengelig kapasitet i regulerkraftmarkedet vinterstid. Disse virkemidlene har relativt begrenset funksjon for forsyningssikkerheten i BKK-området, da det utenom petroleumsanleggene på Kollsnes og Mongstad, er få slike forbrukere i området. Petroleumsindustrien har et betydelig potensial for å redusere forbruket ved utfall av en ledning, men har generelt høye kostnader ved nedstengning og for lengre perioder vil kostnadene bli svært høye.

Et annet tiltak på forbrukssiden er å la alle kraftkundene møte den til enhver tid gjeldende kraftpris målt mot spotmarkedet. Så lenge spotmarkedets priser gjenspeiler knapphet i tilbud i forhold til etterspørsel, kan såkalt ”toveis kommunikasjon” mellom kunde og kraftselskap bidra til at forbrukerne finner det lønnsomt å redusere sitt forbruk mens kraftprisen er høy. Dermed kan kritiske maksimallastperioder unngås. Selv om gevinsten kan være stor for BKK-området dersom et slikt tiltak blir snarlig iverksatt, er det avhengig av at det etableres et eget prisområde der. Utvalget er av den oppfatning at tiltak i forbruk alene ikke vil gi tilstrekkelig forsyningssikkerhet i BKK-området.

3.4.4 Liste over alternativer som skal med i analysen

Med utgangspunkt i drøftingene i avsnittene over, konkluderer utvalget med at følgende alternativer skal behandles videre i den samfunnsøkonomiske analysen:

- Nullalternativ: konsesjonsgitt luftledning Sima-Samnanger
- Sjøkabel mellom Sima og Norheimsund
- Sima-Samnanger alternativ 3.0 (nordgående trase)
- Sima-Evanger
- Sauda-Samnanger
- Spenningsoppgradering Sauda-Aurland med ekstratiltak i produksjon

3.5 Konsekvensmatrisen

Dette avsnitt gir en oversikt over de relevante prissatte og ikke prissatte effektene, som skal inngå i analysen. Alle alternativer som diskuteres skal beskrives ut fra en kombinasjon av prissatte og ikke prissatte effekter. Argumenter som har vært fremmet i diskusjonen om Sima-Samnanger kan knyttes til kategoriene investerings- og driftskostnader, risikoen for avbrudd, konsekvenser for forsyningssikkerheten, hensynet til kraftsystemet i et bredere perspektiv og effekter for natur- og

kulturmiljø og turisme. Konsekvensmatrisen fanger opp de nevnte dimensjonene. De dimensjonene som er nevnt faller stort sett inn i de kategoriene som Statnett bruker i sine samfunnsøkonomiske analyser². Konsekvensmatrisen under tar derfor utgangspunkt i Statnetts kategorier.

Prissatte effekter	
Investeringskostnad og driftskostnader for hovedtiltaket	Hovedtiltaket er de investeringer som gjøres langs den nye traseen.
Investeringskostnader og driftskostnader for midlertidige tiltak i en vente/anleggsperiode	Dette gjelder alle typer midlertidige tiltak som gjennomføres på nett-, produksjons-, eller etterspørselssiden (kjøp av opsjoner for reduksjon av forbruk, for eksempel)
Avbruddskostnader målt ved KILE	Dette er endring i avbruddskostnader fremkommer som resultat av investeringene i tiltakene som er nevnt over. Det er primært knyttet til feil ved de ulike linjene inn mot BKK-området.
Overføringstap	Endring i kapasitet på linjene gir også endringer i flyt og overføringstap i nettet som helhet. Det er ikke tapet som kommer av flyten på den nye linjen som skal vurderes.
Flaskehalskostnader	Dette gjelder effekten av at kapasitetsskranker i nettet reduserer muligheten for import til et område eller eksport ut fra området. Eksport gjelder sommerkraft fra BKK-området. En ny forbindelse vil gi reduserte flaskehalser, og dermed en reduksjon i kostnadene.

Tabell 3-3 Oversikt over relevante prissatte effekter i analysen

I en samfunnsøkonomisk analyse vurderes differansekostnaden (eller gevinsten) i forhold til null-alternativet. Dette betyr at alternativer som har samme verdi langs en av konsekvensene som null-alternativet vil få verdi null på denne variabelen.

Statnetts konsesjonssøknad fra 2006 inneholdt i Vedlegg 1 et sammendrag av en samfunnsøkonomisk analyse. De prissatte effektene som er beskrevet i den analysen inneholder de variablene som er nevnt i Tabell 3.3 over. Det fremgår imidlertid av analysen fra 2006 at det var to variabler som dominerte i det samfunnsøkonomiske regnskapet. Dette var investeringskostnadene og reduksjonen i avbruddskostnader målt ved KILE verdier. Siden avbruddskostnadene var så viktig for resultatet, er det viktig å være oppmerksom på hva som lå til grunn for disse tallene. Grunnlaget for beregningene er beskrevet i et ikke offentliggjort vedlegg til konsesjonssøknaden. Det fremgår av dette vedlegget, at beregningen tar utgangspunkt i flyten av kraft over BKK snittet og risikoen for feil på tilførselslinjene i dette snittet. I en situasjon hvor flyten er under N-1 grensen, ble det lagt til grunn at en feil i nettet ikke ville føre til avbrudd. I en situasjon hvor flyten inn mot BKK-området er mellom N-1 grensen og N-1/2 grensen ble det lagt til grunn at en feil i nettet ville føre til utkobling av de 85 000 personer som blir påvirket av automatisk utkobling. Endelig vil en feil på ledningene i en situasjon med delt nett føre til avbrudd for hele BKK-området, siden det legges til grunn deling ved Blåfalli i vinterhalvåret og Refsdal i sommerhalvåret. Kilekostnadene ble beregnet ut fra et anslag på forbruket for de deler av etterspørselen som berøres av avbruddet. De ulike alternativene i 2006 analysen ble vurdert ut fra

² Se for eksempel Nettutviklingsplan 2010 side 22-24.

hvordan de påvirker andelen av året hvor nettet kunne drives som N-1, og andelen av tid hvor deling eller N-1/2 drift var nødvendig. Denne andelen av tid kunne endre seg over tid på grunn av vekst i forbruket eller endring i forutsetning om tilgjengelig produksjon.

Den metodikken som er beskrevet over har også senere blitt brukt i analyser av avbruddsrisikoen i BKK-området, blant annet i et notat fra Statnett til OED om forsyningssikkerheten til BKK-området. Kapasiteten på ulike linjer har imidlertid endret seg siden 2006, og deling av nettet gjennomføres på en ny måte i dag.

Kostnadene ved investering i nye forbindelser i sentralnettet er vesentlige. I de anslagene som brukes vil det være en vesentlig usikkerhet. Hvor stor denne usikkerheten er, vil variere avhengig av hvor godt gjennomarbeidet og modent prosjektet er og hvor god erfaringsgrunnlag det er i utgangspunktet. For store investeringer vil det være en besparelse i rentekostnader ved å investeringstidspunktet. Hvis det tas hensyn til dette må det samtidig legges vekt på eventuelle kostnader ved midlertidige tiltak som vil være nødvendige. Det må også tas hensyn til en eventuell økning i risiko for avbrudd jo senere et tiltak blir iverksatt. Når det gjelder kostnadene ved midlertidige tiltak er det et tema som blir drøftet av andre av de nedsatte utvalgene. Dette tema er derfor ikke vektlagt i den foreliggende analyse, og det betyr at det kan være nødvendig å ta hensyn til resultater fra andre utvalg i den endelige vurderingen av de alternativer som drøftes i denne rapporten.

Ikke prissatte effekter	
Forsyningssikkerhet,	Dette begrepet dekker betydning for stabilitet og driftssikkerhet som ikke fanges opp av de prissatte effektene. Her må grensedragningen være nøye spesifisert. Dette gjelder en overordnet robusthet i systemet som ikke gjelder utfall og feil på konkrete linjer. Både effekt- og energiperspektivet kan være relevant.
Natur- og miljøkonsekvenser	Her gis en overordnet beskrivelse av de natur-, by-, og friluftsområder som berøres og endres. I Statnetts og NVEs analyser brukes dimensjonene landskap, kulturminner og kulturmiljø, friluftsliv, naturmiljø, rein, jordbruk og skogbruk, reiseliv og turisme, verneinteresser og inngrepsfrie naturområder.
Systemtekniske effekter	Under dette punktet nevnes positive og negative effekter på kraftsystemet/nettet, som ikke er tatt hensyn til i de numeriske beregninger eller andre ikke prissatte effekter. Det kan for eksempel fleksibilitet når det gjelder oppgraderinger i fremtiden eller fremtidige investeringer som kan bli nødvendige på sikt. Hensynet til en hensiktsmessig fremtidig overordnet nettstruktur inngår her. Opsjonsverdier kan være et relevant tema.
Velfungerende kraftmarked	Dette gjelder størrelsen på prisområder, konsekvenser for effektiv konkurranse og lignende.

Tabell 3-4 Oversikt over ikke prissatte effekter som medtas i analysen

4 Avbruddskostnader og forsyningssikkerhet

4.1 Avbruddskostnader/KILE

Det skjelles mellom hendelser hvor gjenoppretting kan starte umiddelbart, og hendelser hvor full gjenoppretting først er aktuelt etter reparasjon. Dette kan forlenge utetiden. Samtidig forekommer den slags hendelser sjeldnere.

Når det gjelder bruk av KILE-verdier i en samfunnsøkonomisk analyse, må det legges vekt på følgende momenter

- Det knytter seg betydelig usikkerhet til de konkrete KILE-verdier som benyttes. Dette gjelder både for nivået på verdiene og forståelsen av de hendelser som husholdninger og bedrifter refererer til.
- Med den gjeldende metodikk er det en rekke konsekvenser av avbrudd som ikke tas direkte hensyn til i beregningen av samlede KILE-kostnader. Dette gjelder spesielt effekter som rammer på tvers av ulike sektorer. Transport er et eksempel. Hvis strømbrudd avbryter transport, fører det til tap og forsinkelser som ikke fanges opp av KILE-beregningene. Det er ikke sannsynlig at den KILE verdi som settes på bortfall av kraft levert til transportsektoren fanger opp konsekvensene for transportbrukerne.

Spørsmålet er da hvilken konsekvens dette skal få når det gjelder bruken av KILE-verdier i prissettingen av avbrudd. Det kan her legges til grunn at selv med den usikkerhet som knytter seg til verdiene, kan det være nyttig med en prissetting av mellomlange avbrudd – opp til for eksempel en times varighet. Dette vil fange opp en rekke hendelser som kan knyttes til avbruddsstatistikken for kraftlinjer med ulike egenskaper. Det må imidlertid i fremstillingen legges vekt på at det kan være tale om en undervurdering av konsekvensene, og at dette ikke dekker risikoen for større og mer sjeldne hendelser. Dette er temaet for diskusjonen av forsyningssikkerhet. Utvalget har fått utarbeidet et notat av seniorforsker Gerd Kjølle som redegjør nærmere for KILE-verdiene som grunnlag for samfunnsøkonomiske beregninger. Notatet er gjengitt i et vedlegg til rapporten.

4.2 Forsyningssikkerhet

Diskusjonen om forsyningssikkerhet har også referert til en rekke forhold som ikke fanges opp av den etablerte beregningsmåten. Dette gjelder spesielt større feil og samfunnssikkerhet.

4.2.1 ROS-analyse Hordaland 2009

En ROS-analyse for Hordaland, dokumentert i FylkesROS (2009), tar for seg kartlegging og forebygging av risiko og utgangspunktet er det offentlige fokuset på samfunnssikkerhet, uttrykt gjennom NOU 2000: 24, St.meld. nr. 17 (2001-2002) og St.meld. nr. 22 (2007-2008). Målet med ROS-analysen er å gi en helhetlig oversikt over risikobildet i Hordaland som fylke og region, herunder en vurdering av risikoen for svikt i energiforsyningen.

Strømbrudd som behandles i ROS-analysen er delt inn i tre kategorier:

1. Kort strømstans – inntil 4 timer (vurderes som sannsynlig)
2. Middels strømstans – fra 4 timer til 5 dager (vurderes som lite sannsynlig)
3. Lang strømstans – mer enn 5 dager (vurderes som usannsynlig)

I følge FylkesROS (2009) vil et strømbrudd på *inntil 4 timer* trolig ikke få konsekvenser for liv og helse, men mindre ulykker og enkelte dødsfall vil kunne forekomme på grunn av mulig fravær av

mobildekning og dermed hindring av nødmeldinger. Erfaringen tilsier også at gater uten lys øker sannsynligheten for overfall, innbrudd og hærverk. Konsekvensene av kortere strømbrudd vurderes som moderate selv for høyt trafikkerte veier. Næringsmiddelindustrien er avhengig av strøm både til produksjon og oppbevaring av kjølevarer, og selv kortere strømbrudd vil føre til stopp i all produksjon med påfølgende store økonomiske tap. For olje- og gassproduksjon og annen prosessindustri vil strømbrudd i første rekke få økonomiske konsekvenser som raskt kan overstige beløp på 500 mill kroner. Svingninger i trykk og temperatur i prosessanlegg som følge av strømstans, kan føre til brann og lekkasjer og dermed få konsekvenser for liv, helse og miljø. Konsekvensene vurderes imidlertid som moderate.

Konsekvensene av et mellomlangt strømbrudd, *fra 4 timer til 5 dager*, kan bli store dersom dette skjer om vinteren. Spesielt utsatt er de som bor i boliger uten annen oppvarmingskilde enn elektrisitet, noe som ofte forekommer i byer og tettsteder. Ved varighet over 12 timer vil et strømbrudd da kunne føre til helsefare og dødsfall for syke og eldre. Sykehjem som mangler aggregat eller alternativ oppvarmingskilde, vil i et slikt tilfelle måtte evakuere beboerne. Ved strømstans på flere døgn vil sannsynligheten for skade og dødsfall også øke som et resultat av manglende kontakt med brann, politi og helsevesen. Jernbanetrafikken er i utgangspunktet ikke så sårbar for strømbrudd. Lostjenesten vil få redusert kommunikasjonsmulighet, og fergetrafikk uten reservesystem på fergekai vil bli rammet. Ved strømbrudd på mer enn tre døgn må det på enkelte steder vurderes å innføre dagslyssegling på grunn av batterivarigheten på fyr. Redusert vannkvalitet som følge av strømbrudd vurderes ikke å ha store konsekvenser for liv og helse så lenge det finnes vann til sanitær bruk og brannslukking. Virksomheter som benytter vann i produksjonen vil bli påført økonomiske tap. Kloakk som går i overløp, vil kunne føre til større lokale forurensingsproblem og blir strømstansen langvarig over et stort område, vil konsekvensene kunne bli store. For finanssektoren og handelsstanden vil alle strømbrudd over en viss varighet medføre mye kaos, men konsekvensene vil være minimale. Ved strømbrudd på inntil 5 dager vil en mangle oppdatert kontoinformasjon. Ved strømbrudd *over 5 dager* vil bankene måtte stenge og en slik situasjon vil kunne få alvorlige økonomiske virkninger for samfunnet.

4.2.2 Eksempler på større avbrudd

Året 2003 var karakterisert av en rekke store avbrudd i kraftleveransene i flere deler av verden. Omfanget og årsakene var forskjellige, men samlet illustrerer hendelsene kompleksiteten i kraftsystemet.

I september 2003 ble det sydlige Sverige og Sjælland rammet av det mest omfattende leveringsavbrudd som hadde vært i et 20 års perspektiv (Larsson og Ek, 2004). Årsaken var en serie med feil som til sammen førte til overbelastning av kraftnettet. Avbruddet gjaldt 4 500 MW i Sverige og 1 800 MW i Danmark. Gjenoppbygning av forsyningen kunne starte umiddelbart med utgangspunkt i det intakte nordlige nettet, og vannkraftstasjoner i Norge, Sverige og Finland som var klar til å øke produksjonen umiddelbart til erstatning for kapasiteten som hadde falt ut i syd. Omkring kl 19.00 samme dag var hele forsyningen gjenopptatt i det berørte området. Omkring 4 millioner mennesker ble berørt. Den samlede mengden ikke levert energi er anslått til 10 GWh i Sverige og 8 GWh i Danmark. Årsaken til den alvorlige utviklingen var at to større feil oppstod med meget kort varsel. Isolert sett var begge feilene slik som skulle kunne håndteres ut fra N-1 prinsippet, men dette krever at systemet får tid til å stabilisere seg etter den første hendelsen. Dette var ikke tilfelle denne dagen. Hendelsen førte til endringer i rutiner for håndtering av kriser, bedre vedlikehold og kontroll av ulike deler av nettet, og fokus på økt transmisjons- og produksjonskapasitet i det berørte området.

Den 14. august 2003 ble det nordøstlige USA og Canada rammet av en omfattende blackout, som berørte 50 millioner mennesker i 8 delstater i USA og 2 i Canada (Anderson m fl., 2005). Omkring 63 GW etterspørsel falt ut på det verste.

Den 28. september 2003 ble Italia rammet av en omfattende blackout. Denne dagen var det stor import av strøm til Italia over ledninger fra Sveits. På grunn av kontakt med trær falt en viktig linje i dette snittet ut. Kontakten ble ikke reetablert raskt nok på grunn av den høye flyten over snittet, og dette førte til overbelastning av en parallell linje.

At det innen ett og samme år forekom så omfattende blackouts i ulike land førte til en bred diskusjon av årsaker og mulighet for avbøtende tiltak. For de fleste hendelser gjelder at det forekom en sekvens av feil, som kunne ha vært håndterbare, hvis de oppstod alene. Når flere hendelser kommer samtidig er det redusert mulighet for å kontrollere situasjonen. Et annet spørsmål er muligheten for å redusere omfanget av slike hendelser når de først er utløst. Dette krever at feil blir oppdaget raskt og at det er kapasitet til å håndtere dem. Dette stiller krav til kompetansen hos de involverte i systemovervåkingen, krav til informasjonsflyten og fleksibiliteten i systemet som gjør at korrigerende tiltak kan iverksettes. De er i ettertid blitt lagt vekt på at kontroll er vanskeligere når at feil skjer i grenseområdene mellom ulike systemoperatører, noe som sinket koordineringen av tiltak i de hendelsene som er beskrevet over. Det er også i ettertid blitt lagt vekt på evnen til å gjenopprette forsyningen raskt i tilfelle sammenbrudd.

Erfaringen fra disse hendelsene tilsier at det legges vekt på tiltak som reduserer risikoen for utfall av sentrale deler av kraftsystemet. Dette er viktig for å redusere muligheten for at flere hendelser inntreffer samtidig. Samtidig må det være en generell robusthet i systemet som gjør det mindre følsomt, og som gir den nødvendige handlingskapasitet for systemoperatørene. Når hendelser inntreffer, må omfanget av avbrudd kunne reduseres mest mulig, og gjenoppretting må kunne skje raskt.

5 Systemtekniske effekter og et velfungerende kraftmarked

Det er også relevant å vurdere de ulike alternativene i en større sammenheng, der fleksibilitet i forhold til øvrig utvikling og planer er viktig. For den konsesjonsgitte Sima-Samnanger linjen og alternativene som vurderes her, blir det her drøftet hvorvidt tiltaket passer inn i planer som angår nettutviklingen på Vestlandet og i et velfungerende kraftmarked.

5.1 Systemtekniske effekter

Det er mange faktorer som påvirker behovet for oppgradering og/eller kapasitetsøkning i nettet på Vestlandet. De mest opplagte eksemplene er nyetablering av forbruk av en viss størrelse, nyetablering av produksjonsanlegg som krever nettilknytning, nettets alderssammensetning og andre store planlagte nettinvesteringer, som nye kraftutvekslingskabler til utlandet. I dette bildet spiller politiske målsettinger en viktig rolle, som den ferske avtalen med Sverige om etablering av et felles marked for grønne sertifikater. Internasjonale politiske målsettinger om økt fornybar kraftproduksjon har ført til planer om omfattende bygging av vindmøller til havs, og Statnett er involvert i et internasjonalt arbeid med planleggingen av en "Super-grid" for Nordsjø-området, jf. Statnett (2010). På sikt vil slike planer, om de blir realisert, gi konsekvenser for det innenlandske nettet, og kanskje vil det også bli aktuelt å bygge nye kabler for at norsk vannkraft skal kunne utligne variabel vindkraftproduksjon på kontinentet. For den konsesjonsgitte Sima-Samnanger forbindelsen, eller alternativer til denne, er det det urealiserte småkraftpotensialet på Vestlandet, nettets alderssammensetning, den omsøkte 420 kV

linjen Ørskog-Fardal og planlegging av kabler til utlandet, og først og fremst ledningen til Storbritannia fra Vestlandet (Kvilldal er foreslått, jf. Statnett 2010), som er de mest relevante faktorer. Hvor sterke driverne er, påvirkes blant annet av EUs Fornybardirektiv, der kravene til Norge ennå ikke er avklart.

I følge NVEs kartlegging av potensialet for småkraftverk i Norge, jf. NVE (2004), har Sogn og Fjordane det største potensialet for økt småkraftproduksjon, foran Nordland, Hordaland og Møre og Romsdal. Vestlandets andel av småkraftpotensialet er dermed betydelig og anslagsvis 47 prosent av det samlede potensialet som kan realiseres for inntil 3 kr/kWh. Utløsingen av dette potensialet, som ansees å være lønnsomt uten offentlig støtte, er imidlertid i stor grad avhengig av investeringer i nettet. Med et marked for grønne sertifikater, er det rimelig å forvente en økende interesse for å realisere dette potensialet, men den faktiske nettutbyggingen vil i stor grad avgjøre hvor etableringen skjer og dermed om det er de mest lønnsomme prosjektene som realiseres eller ikke. Basert på NVEs kartlegging og inngåelsen av avtalen om grønne sertifikater, er det mye som tyder på at det er fornuftig å prioritere å tilrettelegge for en utbygging av småkraft på Vestlandet. Hovedgrunnen er den store andelen lønnsomme prosjekter og den relativt korte avstanden til markedene for denne kraften, som synes å være forbrukerne på kontinentet/UK.

En nettforsterkning som løser forsyningssikkerhetsproblemet i BKK-området, vil samtidig bidra til å få transportert produksjonen fra nye småkraftverk ut av Vestlandsområdet (det kan fremdeles være flaskehalser i underliggende nett). Tidspunktet for realisering av en slik løsning vil påvirke den systemtekniske effekten, der prosjekter som kommer før i tid vil gi større positivt bidrag enn prosjekter som ikke lar seg realisere før lenger ut i tid.

5.2 Velfungerende kraftmarked

Engrosprisene på elektrisk kraft bestemmes av handelen på den nordiske kraftbørsen NordPool og disse prisene påvirkes av overføringskapasiteten i nettet. Det norske markedet har i hovedsak vært inndelt i to geografiske områder – sør og nord, men vedvarende flaskehalser i nettet gir grunnlag for endringer. I dagens situasjon opereres det med fem prisområder. Når overføringskapasiteten mellom prisområdene er begrenset, vil det i perioder føre til at områdene opplever forskjellige kraftpriser. Uten begrensninger blir områdeprisene de samme. Vedvarende ulike kraftpriser gir fordelingsmessige konsekvenser og skaper konkurranseulempe for næringsliv i området med den relativt høyere kraftprisen. Flaskehalser i nettet kan også begrense antallet kraftprodusenter bak flaskehalsen og dermed bidra til midlertidige muligheter for utøvelse av markedsmakt. Prisforskjeller mellom geografiske områder kan unngås gjennom å bygge nettforsterkninger som aldri gir begrensninger i overføringen, men en slik praksis vil ved ukritisk bruk gi overinvestering og sløsing med samfunnets ressurser, inkludert kostnader knyttet til nærføring til boliger pluss natur- og miljøinngrep. Tiltak på forbruks- og produksjonssiden kan i gitte situasjoner være samfunnsøkonomisk mer lønnsomme enn nettinvesteringer. Riktige investeringssignaler for alle typer tiltak – forbruk, produksjon og nett – kan markedet gi gjennom utviklingen av egne prisområder, som også er i overensstemmelse med hovedprinsippene i Bye m.fl. (2010).

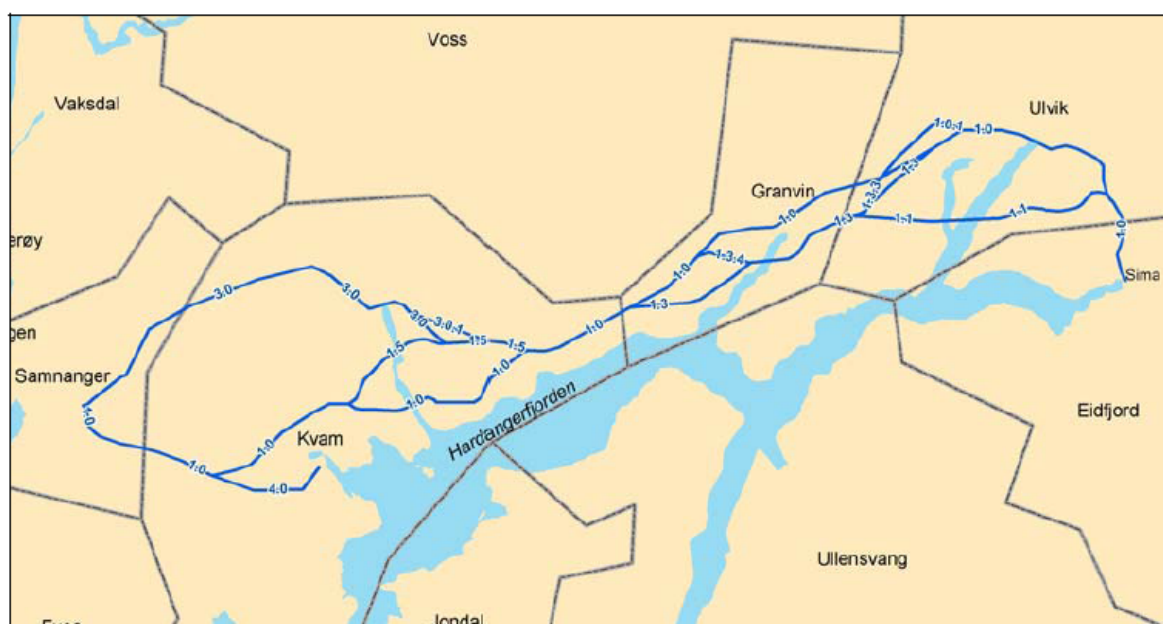
6 Samfunnsøkonomiske virkninger knyttet til miljø og landskap

Miljø og landskap har stått sentralt i diskusjonen av den konsesjonsgitte luftledning mellom Sima og Samnanger, spesielt de estetiske virkningene som kan knytte seg til konsekvenser i forhold til friluftsliv, reiseliv og turisme, samt inngrepsfrie naturområder. I dette kapittelet defineres og avgrenses de ulike natur- og miljødimensjonene knyttet til landskapsestetikk, og en oppsummering av

konsekvensene som ble vurdert i forbindelse med Statnetts konsesjonssøknad, blir gjengitt. Utvalget har ikke gjennomført egne innsamlinger av data på dette nivået. Videre vil det gis en overordnet vurdering av miljø- og landskapskonsekvenser for de alternative løsninger til Sima-Samnanger som er valgt for den samfunnsøkonomiske analysen. Her har utvalget støttet seg til tidligere utredningsprosjekter, jf. Statnett (2004), og Norsk institutt for jord- og skogkartlegging (NIJOS) sitt referansesystem for landskap. Til slutt i kapittelet drøftes muligheten for prissetting av miljø- og landskapseffekter.

6.1 Miljø- og landskapsvirkninger for Sima-Samnanger

I forbindelse med konsesjonssøknaden til 420 kV kraftledningen mellom Sima-Samnanger har Statnett vurdert konsekvenser for ulike traséalternativer med hensyn til landskap, kulturminner og kulturmiljø, friluftsliv, naturmiljø, rein, jord- og skogbruk, reiseliv og turisme, samt verneinteresser og inngrepsfrie naturområder, se trasékart Figur 6-1.



Tabell 6-1: Oversikt over Statnetts utredede traséalternativer for 420 kV kraftledningen mellom Sima og Samnanger, jf. Spikkeland og Moe (2006)

Vurderingene dekker de kravene NVE har fastsatt for temaet i utredningsprogrammet for tiltaket (NVE 03.02.06) og er gjennomført av en rekke eksterne fagmiljøer. Følgende fagrapporter fra konsekvensutredningen er relevant for landskapsestetiske virkninger:

- Konsekvenser for friluftsliv (Asplan Viak)
- Konsekvenser for landskap (Asplan Viak)
- Konsekvensutredning for reiseliv og turisme (NINA)
- Konsekvenser for kulturminner og kulturmiljø (NIKU)

Konsekvenser i utredningene listet ovenfor, er alle vurdert med utgangspunkt i metode som bygger på Statens vegvesens Håndbok 140 (1995/2006), samt sektorvise veiledere for konsekvensutredninger. Fagrapportene er offentlig tilgjengelige. De fleste analysene konkluderer med en rangering av ulike traseutforminger av Sima-Samnanger tiltaket, inkludert sjøkabelalternativ, og rangeringen varierer etter hvilket faglig perspektiv som legges til grunn, jf. gjengivelsene i det følgende:

Landskap – Asplan Viak (2006a)

De visuelle kvalitetene i omgivelsene vurderes med bakgrunn i at et vakkert landskap har god komposisjon. Med komposisjon menes samspillet mellom landform/terrengform, vegetasjon, elver og vann, bebyggelse og infrastruktur. Landskapets verdi er vurdert på en skala liten – middels – stor verdi.

Hardangers landskap er velkjent i nasjonal sammenheng. Det storslagne fjordlandskapet har fått oppmerksomhet også internasjonalt. Kulturpåvirkning med spor etter menneskelig aktivitet med strandsteder, industristeder, fruktbygder, lauvingslier, hyllegårder og støler gir landskapet stor verdi. Fjellområdene i planområdet er karakterisert av store snaufjellsområder med stor variasjon av landformer. Fjellområdene er vannrike og mange vassdrag er berørt av kraftutbygging. Tradisjonelt har fjellområdene blitt brukt til seterdrift og utnyttelse av frodige beiter. Dagens bruk av fjellet er i større grad knyttet til rekreasjon. Turister trekkes til Hardanger med cruisebåter. Opplevelsen av landskapet fra vegene er også viktig. Det er etablert Nasjonal turistveg Hardanger. Landskapsopplevelsen er viktig for de som besøker området som turister, men den er selvfølgelig viktig også for de fastboende. De indre fjordbygdene Sima, Osa, Ulvik, Granvin, Fykse, Klyve, Botnen og Norheimsund har godt komponert og harmonisk landskap som har stor verdi. Storslagne fjellområder med stor grad av urørthet er vurdert å ha stor landskapsverdi. Landskapet omkring Hardangerfjorden, både hovedløp og sidearmer er også svært verdifullt landskapsmessig sett.

Konsekvenser:

Alternativ 4.0 er det beste landskapsmessig sett ettersom store deler av strekningen er sjøkabel og dermed ikke synlig i landskapet. Alternativet har liten negativ konsekvens for landskapsbildet.

Alternativ 1.0 er vurdert som den beste av luftledningsalternativene. Dette alternativet har ingen kryssinger med Hardangerfjorden, og traséen er lagt i utkanten av bygdene og i overgangssoner mellom fjord og fjell. Alternativet har middels negativ konsekvens for landskapet.

Alternativ 1.5 har heller ingen kryssinger av Hardangerfjorden, men berører flotte fjellområder. Alternativet har middels negativ konsekvens for landskapet.

Alternativ 1.1, 1.3, og 1.3.4 innebærer fjordkryssing. Disse alternativene har alle middels til stor negativ konsekvens for landskapet.

Alternativ 3.0 berører storslagne og til dels urørte fjellområder i stor grad. Alternativet er vurdert å ha stor negativ konsekvens for landskapsbildet.

Kulturminner og kulturmiljø- NIKU (2006)

Kulturminnene i tiltaksområdet defineres ut i fra forskjellige bruksmåter i landskapet som omfatter jordbruk og fruktdyrking i kyst- og dalområdene, og seterdrift i høyfjellet. På strekningen mellom Sima kraftstasjon og Samnanger transformatorstasjon er det vurdert 11 ulike alternativer. Traseene går i stor grad i høyfjell som har vært/er i bruk til stølsdrift/beiting. Noen av alternativene krysser en eller flere fjorder. Få kulturminner/-miljøer i området har regional/nasjonal verdi (Botnen, Skår, Medås/Ystås, Osa og Kjeåsen), ellers ligger hovedvekten til kulturmiljøene på lokal middels verdi. Andelen kulturminner/-miljøer i nærvirkningssonen er begrenset, men mange får en visuell innvirkning av tiltaket. Andelen kulturminner/-miljøer langs alternativene gjør det vanskelig å komme med forslag til trasejusteringer.

Ut fra en totalvurdering er alternativ 4.0 med sjøkabel det beste alternativet for Hardangerregionens mange og varierte kulturminner/-miljøer. Antall kulturmiljøer som blir påvirket ved dette tiltaket er få og ingen av dem har stor verdi. Nest beste alternativ blir en kombinasjon av ulike alternativer: Fra Samnanger transformatorstasjon til Fyksesund går NIKU inn for alt. 3.0. Fortsetter videre med enten alt. 1.5 eller 3.0.1 til den går inn på alt 1.0. Krysser Gransvinsfjorden med alt. 1.3.4. og fortsetter med alt. 1.0 fram til Sima kraftstasjon. Ingen av alternativene 1.3 eller 1.1 er fordelaktig da de krysser direkte viktige kulturmiljøer (Folkedal) og har kryssing over brede fjorder. Å gå for alt. 1.0.1 ved Ulvik har heller ingen fordel. Alternativene 3.0 → 1.5 eller 3.0.1 → 1.0 → 1.3.4 → 1.0 blir sett av NIKU som nest beste løsning av tilgjengelige alternativer. Imidlertid understrekes det at ”nest beste” alternativ har en del visuelle negative innvirkninger på viktige kulturmiljøer. Det er fra kulturminnehensyn negativt at store deler av tiltaket går i åpent fjellområde med mange støler og lite moderne inngrep. Dette er en avgjørende faktor som gjør at alternativ 4.0 er det beste alternativet. Alternativene 1.1 krysser fjorden, og blir vektet av NIKU som et større negativt inngrep for regionen enn alternativ.1.0. Dette fordi fjordens bredde og landskapets form gjør kryssingen visuelt dominerende for kulturlandskapet, selv om det forekommer langt færre kulturminner/-miljøer langs alternativene 1.1.

Friluftsliv – Asplan Viak (2006b)

Friluftsliv defineres og avgrenses som opphold og fysisk aktivitet i friluft i fritiden med sikte på miljøforandring og naturopplevelse. Det tradisjonelle friluftslivet omfatter aktiviteter som innebærer en forsiktig bruk av naturen, lite tilrettelegging og tekniske inngrep, for eksempel fotturer, skiturer, rideturer, padling, jakt- og fisketurer. Det moderne friluftslivet omfatter aktiviteter som innebærer en mer intensiv utnyttelse av naturen og aktiviteter, og som forutsetter større grad av tilrettelegging og tekniske inngrep, for eksempel trening i lysløype, slalåmkjøring, offroad-sykling. Verdien rangeres på en skala fra ingen verdi til svært stor verdi.

Friluftslivet er først og fremst knyttet til fjellområdene men også til båtliv på fjorden og nærfriluftslivet i bygdene. Kvamskogen peker seg ut som det området som har flest brukere og aktiviteter, spesielt om vinteren. Nærheten til Bergen og Norheimsund er viktig, og det meldes om opp til 20- til 30 000 dagsbesøkende. Kvamskogen er godt tilrettelagt for alpinsporten med 19 skitrekk (3 barneskitrekk) som betjener 30 alpinløyper. Furedalen Alpin og Eikedalen skisenter er de største. Det er mer enn 50 km preparerte løyper og flere merkede stier. Kvamskogen har den største hyttekonsentrasjonen i Hordaland fylke og det er planer for mer utbygging. I fjellområdene langs Hardangerfjorden går det flere merkede stier fra bygdene ved fjorden og inn i fjellet. Området mellom Ulvik og Granvin ved Vatnasetet er mye benyttet i friluftssammenheng, og her ligger det også hytter og støler. Fitjadalsvatnet og Fitjadalen er også et benyttet friluftslivsområde med støls- og hyttebebyggelse.

Konflikter mellom friluftsinnteresser og kraftledninger er først og fremst knyttet til mastenes synlighet, og derved endring av landskapsopplevelsen. Nærføring til friluftslivsområder, sti og løypenett og seter- og hytteområder er derfor konfliktfulle. I områder som fra før har få eller ingen tekniske inngrep, vil kraftledninger oppleves spesielt negative. Parallellføring med eksisterende kraftledninger eller veier, anses som en fordel da inngrepene samles og ikke påvirker nye friluftslivsområder. Enkelte fjellområder langs traséene er registrerte som inngrepsfrie naturområder (INON) av Fylkesmannens miljøvernaveidning. Områdene er vurdert som verdifulle på en annen måte enn mer bygdenære områder som benyttes hyppigere og gjerne av flere.

Alternativ 1.0: Alternativet går på det meste av strekningen i overgangen mellom skogkledde fjordsider, bygder og snaufjellet, og kommer derfor mest i konflikt med det bygdenære friluftslivet. Alternativet krysser merkede turstier på hele strekningen, og vil bli synlig fra flere hytter og planlagte hytteområder på strekningen mellom Ulvik og Granvin og langs brinken av Granvinsfjorden og Hardangerfjorden. Også forbi Granvinsvatnet og Fitjadalsvatnet har alternativet konsekvenser for friluftslivet. Over Kvamskogen går ledningen parallelt med eksisterende linje og vil bli synlig fra hytteområder, alpinbakker og turløyper. Kraftledningen vurderes å gi stor til middels negative konsekvenser for friluftslivet. Spesielt er strekningen over Kvamskogen konfliktfull.

Alternativ 1.0.1: Alternativet krysser et område med flere hytter og friluftaktiviteter. Fra planlagt hyttefelt ved Tungeteigen og fra hoppbakken i Lødalen, vil ledningen kunne bli synlig, men sannsynligvis godt skjermet av skogen. Kraftledningen vurderes å gi middels negativ konsekvens for friluftslivet da den ikke berører viktige friluftslivsområder direkte, men er synlig fra disse.

Alternativ 1.3: Alternativet er synlig fra flere turstier i lien bak Ulvik og fra Haugseåsen skisenter. Fjordkryssingen vil være synlige fra turstier mot Ingebjørgfjellet og Oksen men på god avstand. Ledningen går vest for Granvinsfjorden i den skogkledde fjellsiden mot Hardangerfjorden, og krysser flere turstier som går fra fjorden og opp i fjellet; til Kalvbakkhøgdi, Skori og Kvanndalsstølen. Ved Kvanndalsstølen passerer ledningen støler og hytter ved små vann, og ved Storvatnet et planlagt hyttefelt innenfor en avstand på 1 km hvorfra ledningen vil bli synlig. Kraftledningen vurderes å gi middels negativ konsekvens for friluftslivet, da den krysser mange turstier og går nær støler og hytter.

Alternativ 1.3.4: Alternativet krysser mindre stier innerst i Øvre Folkedal ved Gili. Kraftledningen vurderes å gi liten negativ konsekvens for friluftslivet.

Alternativ 1.3.3: Alternativet krysser tursti mot Kvasshovden og Vatnasete og går nær stølen Skitnasete. Kraftledningen vurderes å gi middels negativ konsekvens for friluftslivet.

Alternativ 1.5: Alternativet går i snaufjellet fra Giljafjellet til Fykkesundet. Ledningen går på en smal landtunge mellom Bjølsegrøvvatnet og Vetlavatnet, og vil være synlig i det åpne landskapet omkring vannene. Turgåere og sportsfiskere vil oppleve kraftlinjen. Det ligger også en del hytter rundt vannet hvorfra ledningen vil bli synlig. Vest for Fykkesundet vil ledningen passere Fitjadalsvatnet som er viktig i friluftssammenheng. Traséen er lagt over Soldalsfjellet og Heiane, og krysser her et tett nettverk av turløyper og kommer nær støler og hytter ved Hyrting. Traséen er synlig fra nordenden av vannet og fra Lauvvikane og Kvannvik. Fra planlagte hytteområder øst for Fitjadalsvatnet, vil ledningen bli synlig fra Sjonarhaugen. Kraftledningen vurderes å gi stor negativ konsekvens for friluftslivet da den berører viktige friluftslivsområder og hytteområder.

Alternativ 3.0: Fjordkryssingen vil bli synlig fra fjellgården Skår og fra Botnen som er utgangspunkt for turer mot Hamlagrøvatnet og Torfinnsheim. Ledningen går gjennom et inngrepsfritt område med mange små vann. Traséen er trukket nord for den planlagte turisthytten ved Vendingstjørni noe som vurderes som positivt. I nærheten av traséen ligger en støl på Søyasete, en hytte på vestsiden av Svartavatnet og enkelte hytter i Sotabotnen hvorfra kraftledningen vil bli synlig. Det går flere turstier fra Kvamskogen og nordover mot Høgabu og Hamlagrøvatnet som krysses av ledningen. Ned mot Samnanger krysser kraftledning flere turstier som kommer opp fra Høysæter. Fra hytteområdene ved Høysæter kan kraftledningen bli synlig. Kraftledningen vurderes å gi stor til middels negativ konsekvens for friluftslivet.

Alternativ 3.0.1: Alternativet går fra halvøyen Dyranes i Bjølsegrøvvatnet til Eggene i snaufjellet og over flere mindre fiskevann. Ledningen kan få negative konsekvenser for friluftsopplevelsen i forbindelse med fisket i vannene. Kraftledningen vurderes å gi middels negativ konsekvens for friluftslivet.

Alternativ 4.0: Fra Norheimsund ved Kaldestad stiger ledningen bratt opp fjellsiden mot Krokavatnet. Traséen går under tregrensen og krysser i lien flere mindre stier og skogsbilveger som kommer opp fra Steinsdalen. Det er enkelte hytter i området. Ved Krokavatnet, Blomsete og Netelandsstølen kommer ledningen nær hytter og master kan bli synlige.

Alternativet går som 1.0 fra Svartaberg til Samnanger: I forhold til friluftsliv gir alternativ 4.0 mellom Sima og Samnanger ingen konsekvenser for strekningen Sima – Nordheimsund da den går i kabel i fjorden. For strekningen Nordheimsund - Samnanger er konsekvensene de samme som for alternativ 1.0. I forhold til alternativ 3.0 som går i snaufjellet og delvis i inngrepsfritt område, går alternativ 4.0 i områder hvor det ligger hytter og mye brukte friluftsområder. Konfliktgraden er derfor større i forhold til hvor mange som vil oppleve ledningen, men mindre ift. uberørt natur. Kraftledningen vurderes å gi middels negativ konsekvens for friluftslivet. Spesielt er strekningen over Kvamskogen konfliktfull.

Reiseliv og turisme – NINA (2006):

Reiselivsnæringen i Hardanger, er meget betydelig, og området er en reiselivsdestinasjon av nasjonal betydning. Grove anslag på næringens omsetning ligger rundt en milliard kroner, og det anslås at rundt 1 200 årsverk er knyttet til reiseliv i regionen bestående av kommunene Ullensvang, Odda, Jondal, Kvam, Granvin, Ulvik og Eidfjord. Til sammenligning anslås det at hele reiselivsnæringen i Hordaland sysselsetter rundt 10 000 årsverk. Fire av kommunene berøres av prosjektet, dvs. Eidfjord, Ulvik, Granvin og Kvam, av disse er det mest turisme i Ulvik, Eidfjord og Kvam. Turismen i området er sammensatt, men domineres av sommerturisme basert på ferie og fritidsmarkedet. Hardangerfjorden inngår sammen med Sognefjorden og diverse fjorder i Møre og Romsdal i det som internasjonalt markedsføres som fjord-Norge. Næringen i området fremstår som godt organisert og profilerer seg i økende grad på natur- og landskapskvaliteter. Både det norske og ulike utenlandske markeder er til stede i området i betydelig grad, gjennom individuelle reiser og gruppereiser, med privatbil, buss og cruiseskip. I tillegg har spesielt Kvam herad en betydelig næringsvirksomhet knyttet til fritidshytter på Kvamskogen. Samlet sett er det ingen tvil om at reiselivsnæringen i området har svært stor verdi.

Utviklingen innen reiselivet i området uten inngrepet vurderes som dynamisk, voksende men svært uforutsigbart. Reiselivet i dette området preges selvsagt av de generelle endringene og risikoene som næringen generelt er preget av, som økt spesialisering, mer vekt på autensitet og opplevelser, kortere ferier og økt betalingsvilje. Den vedtatte Hardangerbroen vil formodentlig føre til betydelige endringer i reiselivet i området, i første rekke i form av en intern omfordeling knyttet til endringer i reisemønster og reisetid, men også med muligheter for vekst, særlig innenfor dagsbesøk.

Vurderingene knyttet til virkning og konsekvens er beheftet med stor usikkerhet. For det første har vi ikke funnet tilsvarende vurderinger fra Norge eller andre land som vi kan trekke erfaringer ut i fra. For det andre er som sagt næringen av et slikt omfang at selv en liten negativ konsekvens kan få relativt stor økonomisk betydning og begrunne relativt betydelige investeringer i avbøtende tiltak. Næringen i området er meget negativ til alle alternativ med luftlinje, og er meget bekymret for virkningene. Det er argumenter både for og mot at inngrepet skal kunne påvirke reiselivet betydelig.

Rangering: Sjøkabelalternativet 4.0 er det klart minst negative for reiselivsnæringen. Ved en nærmere vurdering av alternativene er det viktig å peke på at det fremkommer et eget alternativ som en

kombinasjon av 1.1 og 3.0, som av luftspennalternativene etter vår faglige vurdering vil gi de minste negative virkningene for reiselivsinteressene av de ulike alternativene som ikke innebærer sjøkabel. Dette gir følgende rangering av de ulike alternativene:

Best: Alternativ 4
Nest best: Kombinasjon av alternativ 1.1 og alternativ 3 (alt. 1.1 Sima – Granvin, Alt. 3 Granvin – Samnanger)
Tredje best: Alternativ 3
Fjerde best: Alternativ 1.1
Dårligst: Øvrige alternativ (1.0, med varianter 1.01, 1.3, 1.3.4, 1.5)

Verneinteresser og inngrepsfrie naturområder

Inngrepsfrie områder omfatter alle områder som ligger mer enn en kilometer (i luftlinje) fra tyngre tekniske inngrep og er inndelt i tre soner basert på avstand fra nærmeste inngrep. Verneområder er områder vernet etter naturloven. For å vurdere konsekvensene av investeringen på verneinteresser og inngrepsfrie områder har Statnett benyttet kommuneplaner og andre relevante planer, samt Direktoratet for naturforvaltning sine digitale kart. I konsesjonssøknaden Statnett (2006) er følgende oppsummert:

Inngrepsfrie naturområder

Alle de omsøkte traséalternativene vil redusere arealene med inngrepsfrie naturområder i området (tap av inngrepsfrie naturområder i km²), jf. Tabell 6 fra konsesjonssøknaden:

	Sone 1 (> 5 km)	Sone 2 (3-5 km)	Sone 3 (1-3 km)
Alt 1.0	0	0,56	30,6
Alt 1.5	0	0,56	31,6
Alt 3.0	0	4,0	42,8

Verneområder

I regionen er det en rekke verneområder, men ingen av de omsøkte traséalternativene kommer i berøring med områder vernet etter naturvernloven.

Verna vassdrag

Alternativ 1.0: Traséen går igjennom nedbørsfeltet til de vernede vassdragene Granvinavassdraget, Fosselvi og Frølandselvi (se trasékart vedlegg 15). Verneverdiene i Granvinavassdraget vil ikke bli berørt. Nedbørsfeltet til det vernede vassdraget Frølandselvi utgjør en del av Kvamskogen og er et svært viktig område for friluftsliv for hele Bergensregionen.

Alternativ 1.5: Traséalternativet berører de samme vernede vassdragene som alternativ 1.0.

Alternativ 3.0: Trasealternativet unngår det vernede vassdraget Fosselvi, men berører Granvinavassdraget og Frølandselvi.

6.2 Miljø- og landskapsvirkninger for alternativer til Sima-Samnanger

Sima-Evanger

Statnetts konsesjonssøknad fra 2006 inneholder en kort beskrivelsen av alternativet Sima-Evanger, men inkluderer ingen referanser til miljø- og landskapsvirkninger. Traséen vil imidlertid måtte gå nær

bebyggelse og det kan forventes nærføringsproblematikk og estetiske ulemper tilsvarende Sima-Samnanger traséen, spesielt for området rundt Voss.

Sauda-Samnanger

Beskrivelsen av alternativet Sauda-Samnanger i Statnett (2006) inneholder ingen referanser til miljø- og landskapsvirkninger og det er ikke gjennomført konsekvensutredninger av en mulig trasé.

Traséalternativet er imidlertid vurdert tidligere, blant annet i Statnett (2004), der det er dokumentert et forslag til trasé med overordnede miljø- og landskapsvurderinger:

Krysning av Åbødalen ved Sauda er på grunn av nærføring til bolighus ikke mulig ved siden av de tre eksisterende 300 kV-ledningene og ny løsning må finnes. Ved Hellaugvatnet øst for Frette er det dårlig plass til nye master; tilpasning må utredes. Ny trasé forbi Blåfalli, med kryssning av flere andre ledninger må utredes nærmere. Det er dårlig plass i Myklebustdalen, og parallellføringen trolig stedvis fravikes. Plassproblemer i forhold til terreng og bebyggelse kan utløse behov for, eller krav om, kabling av den minste ledningen på strekningen mellom Blåfalli og Rosendal. Fra Rosendal vil en ny ledning bli veldig eksponert og synlig over Skålaegga. Det bør derfor vurderes å avvike parallellføringen mot øst over en strekning på 2-3 km. Videre nordover mot kryssningen av Maurangsfjorden er det ikke oppdaget kritiske punkter, men fjordkrysningen bør legges 1-1,5 km vest for nåværende spenn, både på grunn av bebyggelsen på nordsiden av fjorden og traséen videre. Terrenget videre nordover er krevende, med trange passasjer, potensiell rasfare og høytliggende fjellpartier. For å omgå vanskelighetene foreslås å avvike parallellføringen og gå noe lenger vest til øverst i Daurmålsdalen, en strekning på ca. 9 km. På østsiden av Hardangerfjordspennet (Belsnes) er det bebyggelse helt inntil på begge sider (og under), og ikke plass til en ny ledning. Krysses fjorden ca. 1 km lengre sør blir spennet noe lengre enn dagens, og høyden på vestsiden av fjorden noe lavere. Hvorvidt dette er teknisk mulig å gjennomføre må utredes nærmere. For å unngå nærføring til gårdsbruk ved Ugletveit, setergrenda Olshiller og hytter ved Byrkjenesvatnet må det vurderes å gå i ny trasé sør og vest for Ljones etter fjordspennet, i ca. 4 km, for deretter å krysse eksisterende 300 kV-ledning og gå på østsiden av denne videre. Nærmere Kvamskogen bør ledningen igjen gå på vestsiden, av hensyn til hyttebebyggelsen og videreføring langs eksisterende 132 kV-ledning inn til Samnanger. Flere krysningspunkter kan være aktuelle.

I følge Naturbasen er det ikke direkte konflikter knyttet til verneformål på strekningen Sauda-Samnanger. Imidlertid er området tilhørende Baroniet i Rosendal klassifisert som spesielt verdifullt kulturlandskap (ett av 14 områder i Hordaland). Eksisterende 300 kV-ledning går gjennom en del av dette området i dag. En eventuell ny ledning vil krysse alleén parallelt inntil denne, nærmere gårdsbebyggelsen. Den vil også passere rett over en restaurert sag i elva like ved – et stort dugnadsprosjekt.

Spenningsoppgradering Sauda-Aurland

En spenningsoppgradering mellom Sauda og Aurland uten ny tilførselslinje vil være krevende systemmessig, da langvarige utkoblinger vil være vanskelig. Arbeidet med oppgraderingen må derfor i stor grad utføres i parallell til eksisterende linje. Dette gir nye landskapsmessige inngrep, sammenlignet med om den oppgraderte linjen kunne legges i samme trasé som den eksisterende. Når oppgraderingen er gjennomført, vil det imidlertid kun være én linje, og det er uklart hvorvidt naturinngrepene i den nye traséen vil være mer negative enn den opprinnelige traséen.

6.3 NIJOSs referansesystem for landskap

Norsk institutt for jord- og skogkartlegging (NIJOS) skaffer informasjon om jorda, skogen, utmarka og landskapet i Norge til bruk i planlegging, offentlig forvaltning og næringsutvikling. Instituttet er et nasjonalt fagorgan og har ansvar for flere langsiktige nasjonale program for overvåking og kartlegging av landets arealressurser. Her inngår et nasjonalt referansesystem for landskap. Da utvalget ikke har anledning til å innhente fagvurderinger for miljø- og landskap for de inkluderte traséalternativene i den samfunnsøkonomiske analysen, velges NIJOS landskapsinndeling som referanse for sammenligning på overordnet nivå, jf. www.nijos.no.

NIJOS sitt nasjonale referansesystem for landskap deler Norge inn i 45 landskapsregioner basert på fellestrekk i landskapet. Hver region har sin særegne landskapskarakter basert på sammensetningen av de seks grunnleggende landskapskomponentene:

- Landskapets hovedform
- Landskapets småformer
- Vann og vassdrag
- Vegetasjon
- Jordbruksmark
- Bebyggelse og tekniske anlegg

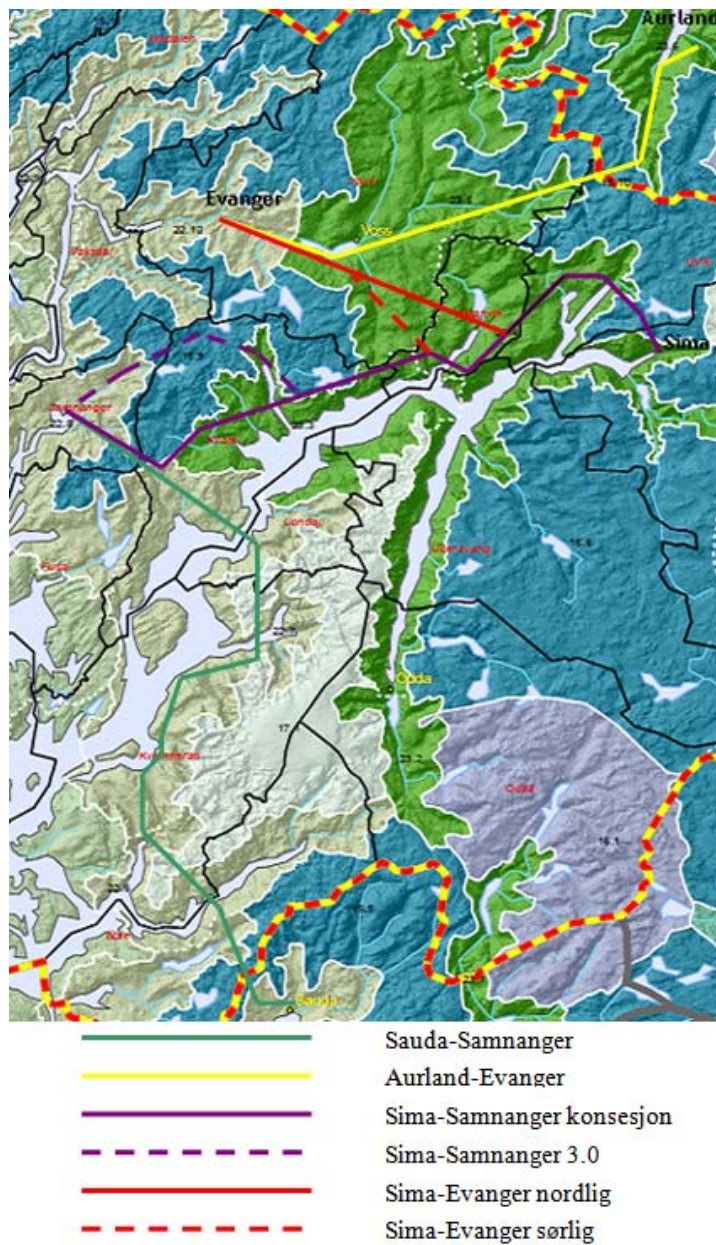
Ved beskrivelse av de ulike landskapskomponentene er det satt en "stjerneverdi" for å indikere komponentens visuelle betydning for, og utbredelse i, landskapsregionen:

- *** Dominerende landskapskomponent, avgjørende for landskapskarakter og avgrensning
- ** Viktig for landskapskomponent, vesentlig for landskapskarakteren
- * Viktig landskapskomponent, vesentlig for deler av regionen/underregionen
- Ingen stjerne viser at landskapskomponenten er uten betydning eller ikke finnes

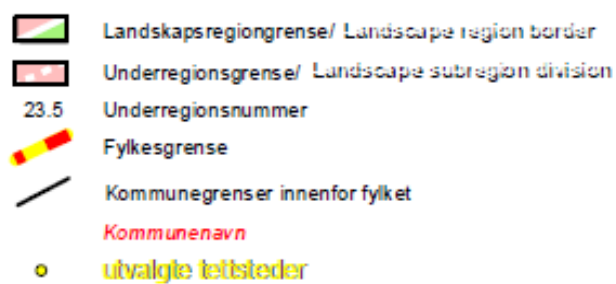
Følgende landskapsinndelinger med tilhørende fargekoder dekker Hordaland fylke med angitt prosentvis fordeling, jf. Figur 6-2: De landskapsregionene som traséene i foreliggende analyse berører, er 15. Lavfjell i Sør-Norge, 17. Breene, 22. Midtre bygder på Vestlandet, samt 23. Indre bygder på Vestlandet, se Figur 6-3 inkludert tegnforklaring gjengitt i Figur 6-4, hvoretter de fire landskapsregionene beskrives mer utførlig, basert på NIJOS (2005).

33,6	15. Lavfjellet i Sør-Norge
5,1	16. Høgjellet i Sør-Norge
6,9	17. Breene
6,1	20. Kystbygdene på Vestlandet
17,1	21. Ytre fjordbygder på Vestlandet
16,6	22. Midtre bygder på Vestlandet
14,5	23. Indre bygder på Vestlandet

Tabell 6-2: Fargekoder for landskapsregioner i Hordaland med prosentvis fordeling av fylkets totalareal



Tabell 6-3: Kart over det geografiske område for alle vurderte nye lufttrasealternativer med NIJOS landskapsregioner



Tabell 6-4: Tegnforklaring til kart gjengitt i Figur 6-3

Lavfjell i Sør-Norge (15)

Regionen er en samlegruppe for store snaufjellsområder opp til 1500 moh, men her inngår også enkelte topper med høgfjell samt mindre områder med fjellskog. Regionen har stor variasjon i både landform og berggrunn, inkludert vidder, flyer, brede U-daler og smale V-daler. Regionens fjelltrakter har tradisjonelt vært bruk til jakt, fangst, fiske og annen utmarksbruk som beite og slått. Reinsjakta har hatt og har en stor betydning for mange bygdelag. Regionen har mange forskjellige kulturminner fra ulike tidsepoker, blant annet gamle ferdselsveier, hellere, fangstanlegg, felegre, fiskebuer og turistforeningshytter. Fra slutten av 1800-tallet og fram til i dag har regionen blitt en stor friluftsregion for det norske folk. Med sine rike vannressurser er regionen betydelig påvirket av kraftutbygging. Tekniske installasjoner, demninger, reguleringssoner og store kraftlinjer gir preg lokalt.

Breene (17)

I Norge fins to hovedtyper av breer; platåbreer som dekker store topper og midre botn- og dalbreer som stikker fram mellom fjellformene. Breregionen særmerkes av kontraster med stor spennvidde i naturtyper fra jorder og frodige u-formede daler til karrig høyfjell, vidder og breplatå. Mens det tidligere har vært utstrakt ferdsel over enkelte breer, er det i dag mest ferdsel på breene i forbindelse med isklatring, skiturer og brevandring. Rundt de mest kjente breene ligger et nettverk av stier og turisthytter.

Midtre bygder på Vestlandet (22)

Regionen strekker seg fra Gjesdal i Rogaland til Tingvoll på Nordmøre. I grove trekk kan den ses som et belte mellom fjordmunningene og indre bygdene. Her inngår også flere mellomstore fjellområder mellom fjordløpene. På grunn av regionens vide utstrekning varierer fjordenes omkringliggende landformer mye. Mest utbredt er mer avrunda paleiske fjellformer, men alltid i en grovere mosaikk med enten større åser, storkuperte heier og vidder eller mer typiske glasiale fjellformer. Fjordene er kjent for sine høye og steile bergsider. I blant annet Hordaland er hovedformen mer oppbrutt og fjordene og dalene ofte trange og uoversiktlige. Ved siden av store og små fjordsjøer er rennende vann et gjennomgående karaktertrekk i regionens daler. Særlig har sidedalene ofte trange gjel eller høye terskler som elvene kaster seg utfor. Skogspreget er betydelig og her er store områder med særlig lauv- og blandingsskog. Tyngden av vestlandsjordbruket ligger i regionen med vel 662 000 dekar dyrka mark i drift, der over 6 prosent betegnes som brattlendt. Disse arealene utgjør en vesentlig del av jordbruksområdets landskapskarakter. Grasproduksjon dominerer med 98 prosent, mens det resterende gjerne er frukt- eller bærproduksjon, særlig i grensene mot region 23. Mindre industristeder finnes spredt over hele regionen. Veinettet er utstrakt og følger både fjordløp og større daler. Tunneler binder stedvis fjorder og daler sammen, men ferger er fortsatt viktig for samferdselen. Fjordlandskap tilsvarende det norske finnes i andre steder i verden (Grønland, Alaska, Chile, New Zealand), men det spesielle med de norske fjordregionene er at de er bebygd. Det er kulturelementene som danner blikkfang og målbare dimensjoner i fjordlandskapene, uavhengig av om det er nyere bolighus eller eldre gårdstun.

Indre bygder på Vestlandet (23)

Regionen strekker seg fra nord i Rogaland til Nordmøre og dekker det mest storslagne av Norges fjordlandskaper. Den kjennetegnes ved at alle u-regioner har en betydelig nedskåret hovedform som strekker seg dypt inn i landet og omgis av høye fjell. Til tross for storslagent naturlandskap er det likevel kulturpåvirkningen som vekker internasjonal oppmerksomhet, først og fremst fordi de er bosatt. At det i tillegg finnes svært særegne kulturmiljøer som hver for seg eksplisitt utnytter regionens høydeforskjeller, for eksempel strandsteder, industristeder, fruktbygder, hyllegårder, heimestøler og fjellstøler, gjør at det er som menneskeskapte kulturlandskaper regionens virkelige verdi ligger.

Regionen har over 3 600 aktive bruk og er et av landets største husdyrregioner. Selv om eldre høstingsformer opphørte for 30-50 år siden, preges store områder av ulike tradisjonelle kulturmarkstyper. Omfattende skjøtsel gjør regionen til et av landets kjerneområder for bevarte slåtteenger, hagemarker og lauvingslier. Regionen har spredtbygde strandsteder hvor det i det 20-århundre vokste frem flere tettsteder basert på kraftkrevende industri, men gårdsbebyggelse er karaktersetende for regionen. Klimaet danner et skille mot de tilgrensende midtre fjordbygdene. Her er svakt kontinentalt klima med kaldere vintre og ofte vesentlig mindre nedbør enn lengre vest. Lauvskogen dominerer.

I følgende tabell vises ”stjerneverdiene” for de ulike landskapskomponentene i landskapsregionene som de vurderte traséene passerer:

	Betydning – ”stjerneverdi”			
	15	17	22	23
Landskapets hovedform	**	***	***	***
Landskapets småformer	***	***	**	***
Vann og vassdrag	***	***	***	***
Vegetasjon	***	-/**	***	***
Jordbruksmark	-/*	-	*/***	***
Bebyggelse og tekniske anlegg	-/*	-/*	**	***

Tabell 6-5: ”Stjerneverdier” for de ulike landskapskomponentene for region 15, 17, 22 og 23 (NIJOS, 2005)

6.4 Oppsummering av miljø- og landskapsvirkninger

Tabell 6-2 sammenfatter vurderinger av natur- og landskapsestetiske konsekvenser for nettalternativene diskutert i avsnittene ovenfor, samt hvilke landskapsregioner som berøres.

Konsekvensutredede alternativer	Landskap, friluftsliv, kulturminner og kulturmiljø, reiseliv, samt verneinteresser og inngrepsfrie naturområder	NIJOS landskapsregioner
Sima-Samnanger konsesjonsgitt trasé	Vurdert å ha middels negativ konsekvens for landskapsbildet for store deler av strekningen, men middels til stor negativ konsekvens for traséetappene 1.3 og 1.3.4. Vurdert å ha stor til middels negativ konsekvens for friluftslivet. Traséen rangeres foran 3.0 i forhold til berøring av inngrepsfrie naturområder.	Alternativet berører mest indre bygder på Vestlandet (23), noe lavfjell i Sør-Norge (15) og noe midtre bygder på Vestlandet ved Samnanger (22).
Sima-Samnanger alternativ 3.0 (nordgående trase)	Vurdert å ha stor negativ konsekvens for landskapsbildet, men foretrekkes sammenlignet med 1.0 mht kulturminner og kulturmiljø. Vurdert å ha stor til middels negativ konsekvens for friluftslivet. Traséen rangeres foran den konsesjonsgitte i forhold til reiseliv og verna vassdrag.	Alternativet berører mest indre bygder på Vestlandet (23), en del lavfjell i Sør-Norge (15), spesielt i Kvam, og noe midtre bygder på Vestlandet ved Samnanger (22).
Ikke-konsekvensutredede alternativer		
Sima-Evanger	Traséen går nær bebyggelse og det kan forventes nærforingsproblematikk og estetiske ulemper for området rundt Voss.	Alternativet berører mest indre bygder på Vestlandet (23) og noe midtre bygder på Vestlandet mot Evanger (22) og noe lavfjell i Sør-Norge like etter Sima (15)
Sauda-Samnanger	Traséen går nær bebyggelse og i tillegg til	Alternativet berører mest midtre

	nærføringsproblematikk er det utfordringer med allerede tre parallelle ledninger ut fra Sauda, passering av Baroniet i Rosendal, samt tre fjordkrysninger.	bygder på Vestlandet (22), noe breer i Kvinnherad (17) og litt lavfjell i Sør-Norge nær Sauda og Samnanger (15)
Spenningsoppgradering Sauda-Aurland	Nærføringsproblematikk på lange strekninger i områder med stor aktivitet.	Alternativet berører mest midtre bygder (22), men også indre bygder på Vestlandet (23), lavfjell i Sør-Norge (15) og noe breer i Kvinnherad (17)
Sjøkabel mellom Sima og Norheimsund, luftlinje mellom Norheimsund og Samnanger	Alternativet rangeres som bedre enn lufttrasé Sima-Samnanger i alle fagrapportene vedlagt konsekvensutredningen. Konsekvensene av sjøkabel for miljøet i Hardangerfjorden og områdene der muffestasjonene vil bli liggende, er utredet av Utvalg 1	Luftledningen mellom Norheimsund og Samnanger vil berøre midtre og indre bygder på Vestlandet og lavfjell i Sør-Norge i like stor grad (15, 22, 23)

Tabell 6-6: Oppsummering av miljø- og landskapsvirkninger for ulike alternative netttiltak

6.5 Mulige metoder for prissetting av miljø- og naturgoder

Überørt natur, et vakkert landskap og særegne kulturmiljø, som er karakteristisk for deler av landskapet hvor traséen til Sima-Samnanger linjen skal gå, er eksempler på fellesgoder. Et fellesgode kjennetegnes ved at en som bruker av det ikke begrenser andres mulighet til å bruke av det og at det er vanskelig eller umulig å ekskludere noen fra å bruke det. Disse kjennetegnene tilsier at slike goder ikke blir omsatt i et marked, og offentlig produksjon eller subsidiering er vanlig, som for eksempel for fyrlykter eller forsvar. Det er imidlertid rimelig at de som benytter fellesgodene også betaler for det, for eksempel over skatteseddelen som i tilfellet med forsvar, da hele landets innbyggere er brukergruppen. Myndighetene står likevel overfor problemet å avgjøre i hvor stort omfang det offentlige skal tilby godet.

En fremgangsmåte for å bestemme hvor mye av et fellesgode som skal være tilgjengelig, er å spørre den relevante brukergruppen hva de er villige til å betale for å ha godet tilgjengelig, eller eventuelt spørre hvor mye de er villige til å akseptere i kompensasjon for å godta en forringelse i tilgjengeligheten. Slike analyser er imidlertid utfordrende på flere måter. For eksempel vil det kunne være slik at hvis den potensielle brukeren vet han må betale det oppgitte beløpet, har han lett for å undersøke sin sanne betalingsvillighet, noe som vil bidra til at tilgjengeligheten av fellesgodet blir lavere enn det som er best for samfunnet. På den annen side, hvis den potensielle brukeren vet han kan benytte godet gratis, vil ha lett oppgi for høy betalingsvillighet, noe som vil bidra til at tilgjengeligheten blir høyere enn det som er best for samfunnet.

Utfordringen knyttet til spørsmålet og hvor mye av et fellesgode som skal være tilgjengelig, er også å identifisere miljøendringen som ønskes verdsatt og å beskrive endringen i kvalitet som følger av inngrepet som planlegges. Derneft må det identifiseres hvem som blir berørt, dvs å identifisere den relevante brukergruppen.

Den samfunnsøkonomiske verdien av et miljøgode kan deles inn i direkte- og indirekte bruksverdi, samt eksistensverdi. Miljøkonfliktene rundt Sima-Samnanger prosjektet knytter seg først og fremst til de estetiske virkningene av synlige høyspentledninger. Områdene som berøres er i hovedsak indre bygder i Hardanger som ligger i sidearmen til Hardangerfjorden, samt fjell- og skogområder rundt disse, mens traséen noen steder vil bli synlig fra Hardangerfjorden. Begge landskapstypene har både bruksverdi og eksistensverdi. Mens landskapet rundt sidearmene har karakter av å være et regionalt fellesgode for de som bor og ferdes i området, kan hovedarmen til Hardangerfjorden ha preg av å være et nasjonalt symbol og derfor et fellesgode for hele befolkningen.

Synlige høyspentledninger har uten tvil landskapsestetiske effekter. Sima-Samnanger prosjektet innebærer imidlertid ingen kryssing av hovedarmen til Hardangerfjorden. Synlighet fra deler av hovedløpet av fjorden kan imidlertid gi en negativ opplevelse av landskapet, men denne opplevelsen er ikke først og fremst knyttet til uberørt natur, men til samspillet mellom spektakulær natur og bosetting, der infrastruktur som veier og tunneller – og snart Hardangerbro – og kraftutbygging allerede er synlige elementer. Om en senere skulle finne at synligheten av høyspentledninger i området er uakseptabel eller behovet ikke lenger er til stede, kan man fjerne linjer og master. Traséen gjennom skog- og fjellområdene, samt de tre kryssingene av sidearmer til Hardangerfjorden vil imidlertid ha en betydelig negativ landskapsestetisk effekt. Dette påvirker de som bor i de berørte bygdene og de som driver friluftaktivitet i de berørte områdene.

Prissetting av miljø- og naturgoder til bruk i samfunnsøkonomiske nytte-kostnadsanalyser er et omfattende og til tider omstridt tema innen fagområdet, se Hanley og Barbier (2009). Det er mange fallgruver i forhold til metodene som benyttes for å måle betalingsvillighet og analysene er kostbare å gjennomføre. Når resultatene i tillegg gir rom for tolkninger, begrenser slike analyser relevansen for bruk i konkrete prosjekt. Dersom det ikke foreligger ressurser til å gjennomføre skreddersydde analyser til et gitt investeringsprosjekt, anbefales det at man for å sikre overføringsverdi, benytter nasjonale studier med så nær som mulig problemstilling til aktuelt prosjekt, jf. Vedlegg om verdsetting av miljøgoder.

For Sima-Samnanger prosjektet, der nye 420 kV linjer ønskes etablert, finnes det kun én sammenlignbar norsk studie, nemlig en studie av verdsetting av estetiske effekter av kraftledninger med utgangspunkt i blant annet nye linjer mellom Namsos-Roan. Denne undersøkelsen ble gjort av SWECO og finansiert av Statnett, jf. SWECO (2009). En av konklusjonene fra studien er at estetikk ikke kan måles i km ledning, da det ikke fremkommer høyere betalingsvillighet for lange strekninger enn korte. Svarene fra undersøkelsen sår også tvil om nytten av slike analyser, da det ikke er avdekket høyre betalingsvillighet for dem som bor nær linja (synlig) enn dem som bor lengre unna. Analysen konkluderer imidlertid med at kabling i tettbebygde strøk foretrekkes fremfor i fjord/høyfjellsstrøk, noe som er forenelig med dagens praksis for kabling i distribusjonsnettet. Skogsterreng og dalbunn er landskapstyper som er lavest prioritert for å unngå inngrep fra kraftlinjer.

Med utgangspunkt i den etablerte litteraturen om verdsetting av miljø- og naturgoder, inkludert SWECO (2009), finner ikke utvalget grunnlag for å kunne angi et bestemt kronebeløp for verdien av å slippe å se kraftmaster/kraftledninger i terrenget, eller for andre miljø- og landskapsvirkninger. Det er imidlertid grunnlag for å anta at en positiv betalingsvillighet er tilstede. Den økonomiske belastningen med å velge det mest miljøvennlige alternative kan anskueliggjøres ved å dele merkostnaden ved sjøkabel på den relevante brukergruppen. Ansees miljøgodet som et nasjonalt fellesgode og fordeles på hele befolkningen, vil merkostnaden på omkring 3,4 milliarder kroner i gjennomsnitt beløpe seg til ca 90 kr pr husstand pr år i 35 år. Ansees miljøgodet som et regionalt fellesgode, vil merkostnaden fordelt på innbyggerne i Hordaland beløpe seg til ca 1000 kr pr husstand pr år i 35 år.

7 Virkninger av eventuell økt bruk av sjøkabling

7.1 Innledning

Dette notat tar opp del to i mandatet for Utvalg IV: ”Utvalget skal vurdere de samfunnsøkonomiske virkninger på landsbasis ved en eventuell økt bruk av sjøkabling også andre steder i landet.”

Med ”de samfunnsøkonomiske virkninger på landsbasis” forstår utvalget tre elementer

1. Endring i investeringskostnader
2. Endring i kostnader knyttet til naturinngrep
3. Finansieringskostnader knyttet til å øke prisen på bruk av energi
4. Konsekvenser for kraftmarkedet hvis den relative prisen på transmisjon øker

Når det gjelder punkt 4 vil en økning i kostnaden for kraftoverføring kunne påvirke omfanget av prosjekter som gjennomføres i sentralnettet. Dette kan imidlertid også få konsekvenser for andre typer prosjekter som er avhengig av overføringskapasiteten. Et eksempel kan være etablering av ny produksjon i områder hvor nettet er svakt utbygget fra før. Utvalget har ikke hatt mulighet for å gå inn i konkrete vurderinger av dette. Hvor vesentlig problemstillingen er må ses i forhold til de kostnadsøkninger som anslås.

Det er enighet om at det er dyrere å legge kabler enn å strekke luftledninger per kilometer når man ser på anleggskostnadene isolert. Hvor stor kostnadsforskjellen er, avhenger blant annet av typen kabel som skal legges, lengden på kabel og luftledning, og lokale forhold som bestemmer kostnader til landanlegg og legging av kablet. Det vil ikke innen rammen for Utvalg IVs arbeid være mulig å komme med detaljerte og gjennomarbeidede anslag på kostnadene ved ulike prosjekter. Kostnadsanslagene vil derfor bli basert på et forholdstall mellom kostnader per kilometer for henholdsvis luftledning og kabel. Dette anslaget vil bli modifisert ut fra en kort diskusjon av de enkelte prosjektenes kompleksitet.

Motstykket til de økte investeringskostnadene vil være en endring i kostnader knyttet til naturinngrep. Dette vil være en samfunnsøkonomisk gevinst som er vanskelig å prissette. Finansieringskostnaden knytter seg til de etterspørselseffekter som følger av at økte investeringskostnader legges på energileddet for sluttbrukerne.

Ut fra dagens praksis når det gjelder investering i sentralnettet, vil Statnett være ansvarlig for finansiering av den økte kablingen, og må trekke inn de nødvendige midlene gjennom Sentralnettariffen. Kostnadene vil derfor bli videreført til produsenter og nett på lavere spenningsnivå, og i siste ende til brukerne av kraft. I tillegg til den samlede kostnaden vil det bli gjort beregninger av betydningen for den gjennomsnittlige nettleien for sluttbrukere av kraft³. Dette gjør det mulig å vurdere kostnadene ved økt bruk av kabling i forhold til de samlede kostnadene for kraft for sluttbrukerne.

Et sentralt spørsmål i denne utredningen er forståelsen av ”eventuell økt bruk av sjøkabling”. Utvalget tolker dette slik at et vedtak om bruk av sjøkabler som en del av forbindelsen mellom Sima og Samnanger, må forstås som fastsettelse og anvendelse av et generelt prinsipp for bruk av kabler. Hvis dette er en endring av gjeldende praksis for kabling, kan en konsekvent gjennomføring av denne på sammenlignbare prosjekter, føre til økt kabling. Dette reiser spørsmålene om hva som dagens praksis, og hva som er grunnlaget for å identifisere sammenlignbare prosjekter.

Det er klart at den historiske praksis når det gjelder bruk av kabler i sentralnettet har vært restriktiv. Det er bare en liten del av det samlede sentralnettet som i dag går i kabel. Tabellen under viser den

³ Konsekvensene for nettariffen er ikke nevnt i Utvalg IVs mandat, men i mandatet til Utvalg II. Det er en forståelse mellom utvalgene at Utvalg IV dekker dette spørsmålet for begge utvalgene.

samlede lengde på ledninger i distribusjonsnettet, regionalnettet og sentralnettet. Det fremgår at det tradisjonelt har vært lite bruk av kabel på høyere nettnivåer, mens det er vanlig i distribusjonsnettet.

		Liner i alt	Luftledning	Jordkabel	Sjøkabel
Distribusjonsnett	I alt	301 579	165 789	133 812	1 978
Regionalnett	I alt	18 638	17 182	1 147	309
	...33, 47 og 66 KV	10 957	9 807	954	196
	...110, 132 og 145 KV	7 681	7 375	193	113
Sentralnett	I alt	10 800	10 685	48	67
	...132 og 145 KV	2 933	2 901	3	29
	...220 og 300 KV	5 404	5 337	45	22
	...420 KV	2 463	2 447	:	16

Tabell 7-1: Kraftledninger i Norge i 2008 etter nettnivå, spenning og type. Elektrisitetsstatistikken, SSB.

Det ble i 1994 igangsatt flere utredninger om bruk av kabler ut fra miljøhensyn. Disse utredningene førte frem til en forvaltningsstrategi for miljø- og estetikk i kraftledningssaker, som ligger til grunn for dagens praksis. Strategien er diskutert og sammenfattet i avsnitt 6 i Stortingsproposisjon 19 (2000-2001). Det vises i denne proposisjonen til de høye kostnadene ved bruk av kabler, spesielt på høye spenningsnivå. Når det gjelder de høyeste spenningsnivåene står det i proposisjonen: ”420/300 kV vert bygd som luftledning, og berre i heilt spesielle unntakstilfelle med særst sterke miljøomsyn, kan det vere aktuelt med pålegg om kabling.” Hele avsnittet om forvaltningspraksis er vist i vedlegg til dette avsnitt. Betingelsene for kabling på ulike nettnivå ble tatt opp igjen i Ot.prp. 62 (2008-2009). Her står det at ”Jord- eller sjøkabler er mest aktuelt på begrensede strekninger med betydelige verneinteresser på 66kV eller 132 kV, men kan også være aktuelt på strekninger der det gir særlige miljøgevinster på 300kV og 420 kV.” Det vises også til at man for høyere spenningsnivåer må være oppmerksom på økte kostnader, naturinngrep ved kabling, forsyningsikkerhet og tekniske utfordringer og muligheten for å tilknytte ny produksjon. Utvalget legger til grunn at de to proposisjonene beskriver samme prinsipper for valg av kabelløsninger. NVE legger i en rapport om kabler fra 2003 vekt på at faste prinsipper for bruk av kabling er nødvendige for å sikre likebehandling mellom ulike prosjekter.

Hovedpoenget i den beskrevne praksis er en avveining mellom kostnader og miljøhensyn⁴. Når det gjelder Sima Samnanger er spørsmålet derfor, om en eventuell kabling setter en ny standard for miljøhensyn. Det har ikke tidligere vært gjennomført et så stort kablingsprosjekt begrunnet med miljøhensyn. I den forstand vil det være en ny praksis. Konsekvensene av dette avhenger da av, om det eksisterer sammenlignbare prosjekter for utbygging av sentralnettet. Spørsmålet om sammenlignbarhet er vanskelig, og kan vurderes på flere nivåer.

Det er en rekke planlagte kraftledningsprosjekter, hvor det lokalt er fremsatt ønske om bruk av kabler. At det eksisterer et ønske om kabling er imidlertid ikke i seg selv et tilstrekkelig grunnlag for å avgjøre om to prosjekter er sammenlignbare. Det kan ikke legges til grunn at kabling av deler av Sima-Samnanger vil føre til at alle andre ønskede kabelprosjekter vil bli gjennomført.

⁴ Avveiningen påvirkes av at miljøhensynene ofte vil være lokalt begrunnet, mens finansieringen av tiltak i Sentralnettet påvirker alle krafbrukere.

Det kan i prinsippet forekomme, at et geografisk område nasjonalt har så stor symbolsk betydning, at det må legges egne kriterier til grunn for inngrep som påvirker natur- eller kulturverdier. Dette er identisk med spørsmålet om de områdene som berøres, kan anses som et nasjonalt eller et lokalt felles gode. Hvis det første er tilfelle vil det være få sammenlignbare prosjekter. Utvalget finner det imidlertid vanskelig å legge til grunn et slikt kriterium. Vurderingen av hvilken vekt som skal legges på Hardangerområdet, er ikke entydig på nasjonalt nivå. Området er ikke i dag uberørt av prosjekter som påvirker natur- og kulturmiljø, og det finnes andre kjente naturområder som er berørt av kraftlinjer eller andre anlegg.

Det er utvalgets oppfattelse, at spørsmålet om sammenlignbarhet så langt som mulig bør avgjøres med utgangspunkt i de konkrete kriterier som legges til grunn for å vurdere konsekvenser for natur- og kulturverdier, og som er brukt i avsnittet om ikke prissatte konsekvenser. Det er altså den konkrete og lokale påvirkning av ulike natur- eller kulturverdier som må være grunnlag for å sammenligne kabling av Sima-Samnanger med andre prosjekter.

Fremgangsmåten i resten av dette kapittel vil derfor være som følger

- Det vil bli gitt en oversikt over alle de prosjekter for utbygging av Sentralnettet, som i dag er til behandling i NVE.
- Det vil bli gjort en kort vurdering om det blant disse er områder som kan være sammenlignbare med områdene som påvirkes av den konsesjonsgitte linjen Sima-Samnanger.
- De økte kostnadene ved bruk av kabel for de sammenlignbare prosjektene vil bli ansett som den samfunnsøkonomiske konsekvens av økt kabling.
- Betydningen av disse økte kostnadene for den årlige nettleien for en gjennomsnittshusholdning vil bli beregnet.

7.2 Sammenlignbare prosjekter i sentralnettet

NVE har gitt følgende oversikt over kraftledningsprosjekter som er til behandling per november 2010.

Type	Strekning	Kilometer
420 kV	Sima-Samnanger	94
420 kV	Ørskog-Farstad	280
420 kV	Namsos-Storheia	120
420 kV	Storheia-Orkdal/Trollheim	127
420 kV	Skaidi-Varangerbotn	215
420 kV	Mongstad-Kollsnes	35
420 kV	Mongstad-Modalen	70
420 kV	Ofoten-Balsfjord	160
420 kV	Balsfjord-Hammerfest	370
420 kV	Rød-Bamble	35
420 kV	Lyse-Støleheia	73
	Totalt for 420 kV	1 579
300-420 kV	Spenningsoppgradering	340
66-132 kV	Regionalnett	800

Tabell 7-2: Kraftledninger til behandling per november 2010

Av de prosjekter som er nevnt over er det prosjektene på 300-420 kV som er relevante. Prosjektene på 66-132 kV er ikke en del av Sentralnettet, og i den etablerte politikk for kabling er det forskjellige grenser for denne gruppen og gruppen på 300-420 kV. Når det gjelder spenningsoppgradering vil man i stor grad kunne utnytte eksisterende traseer, men ønsker om kabling oppstår i en del tilfeller fordi traseer på lavere spenningsnivå ofte ligger tett på bebyggelse. Det er ikke gitt at krav om kabling som følge av nærføring kan begrunnes med et eventuelt eksempel fra Sima-Samnanger.

Det vil i det følgende bli gitt en kort omtale av hvert av prosjektene på 420 kV. Formålet er å vurdere om bruk av sjøkabel for Sima-Samnanger kan sies å etablere en presedens som er relevant for de ulike prosjektene. Ørskog-Fardal skal binde sammen Sogn og Fjordene og Sunnmøre, og vil være et viktig ledd i forsyningen til Midt-Norge. Den konsesjonssøkte traseen går fra Fardal langs med Sognefjorden ut mot kysten, og nordover mot Sunnmøre. Det krysses flere fjorder underveis, blant annet ved Hjørundfjorden, som er en del av innseilingen til Geiranger. En ledning vil påvirke en rekke markante dal- og fjellområder. Det har i løpet av konsesjonsbehandlingen vært fremmet en rekke klager og ønsker om utredning av kabling av hensyn til natur, turisme og friluftsliv. Statnett utredet bruk av kabel på ulike delstrekninger, og OED bad i 2009 om en spesifikk utredning av kabel ved kryssing av Hjørundfjorden nær Ørskog. Dette prosjektet er på mange måter sammenlignbart med Sima-Samnanger, og det vil være vesentlig presedens ved etablering av kabel i Hardanger, men ikke nødvendigvis for hele strekningen.

Namsos-Storheia er planlagt med en trase som går mod sør og vest ut mot kysten. Traseen ligger i innlandet, men berører flere naturområder med verneverdi. Det har derfor vært fremsatt krav om utredning av jordkabel for deler av strekningen. Storheia-Orkdal/Trollheim strekker seg sørover fra Sørheia og den konsesjonssøkte traseen går i kabel under Skreabukten. Det har vært fremmet krav om utredning av lengre kabel under Skreabukten, ved bolignære områder og et friluftsområde ved Aunfjæra. Den konsesjonssøkte traseen for Skaidi-Varangerbotn går sør om Porsangerfjorden, og krysser på østsiden av fjorden trekktruten fra den truede dverggåsen. Det har ut fra dette vært fremsatt ønske om kabel under Porsangerfjorden. Dette utgjør en mindre del av den samlede strekningen for prosjektet. Ofoten-Balsfjord følger eksisterende ledninger, men påvirker områder som er mye brukt til friluftsmål. Balsfjord-Hammerfest går i forlengelse av den planlagte ledningen fra Ofoten, og kommer innom Skadi sørøst for Hammerfest. Traseen berører markante naturområder og tangerer bebygde områder. Det har vært fremsatt krav om kabel på hele eller deler av strekningen. Rød-Bamble er et relativt lite prosjekt i Grenland området. Prosjektet er et ledd i en større plan om 420 kV forbindelse mellom Kristiansand og Rød i Skien kommune. Traseen kommer tett til bebyggelse og passerer over Norsjø-vannet med betydning for friluftslivet i området. Estetikk og elektromagnetiske felt har vært fremført som begrunnelser for kabling. Lyse-Stølaheia berører området omkring Lysefjorden og Prekestolen naturpark.

Gjennomgangen over er svært kortfattet og usystematisk, men det er mulig å trekke noen konklusjoner som er relevante for vurderingen av kablingspolitikk. Både når det gjelder landskapstyper som berøres, eller interesser som berøres (friluftsliv, turisme, hytteområder, nærføring til bebyggelse etc.) vil det være prosjekter andre steder i landet som er sammenlignbare med den konsesjonssøkte traseen for Sima-Samnanger. Ut fra et prinsipp om like behandling vil gjennomføring av sjøkabling på deler av strekningen Sima-Samnanger derfor åpne opp for tilsvarende prosjekter andre steder i landet. Dette

vil bidra til økte kostnader ved gjennomføring av prosjekter i Sentralnettet, samtidig som det vil bidra til å skjerme områder andre steder i landet, som også anses som verdifulle⁵.

Omfanget av kabling som følger av en endret forvaltningspraksis er ikke lett å fastslå. Det blir gjerne fremsatt relativt omfattende krav om kabling, gjerne for hele den aktuelle strekningen. Når det gjelder Sima-Samnanger synes ønsket om kabling imidlertid å være begrunnet primært med å skjerme de vesentligste fjordnære områdene, og bruk av sjøkabel vil ikke dekke hele strekningen fra Sima til Samnanger. På samme måte kan kabling ved andre prosjekter avgrenses til de mest verdifulle og utsatte områder, selv om det er vanskelig å avgrense dette på en objektiv måte. Det vil derfor ikke være aktuelt at alle prosjekter som gjennomføres på 420 kV nivå i fremtiden skal legges i kabel i full utstrekning. For de fleste prosjekter vil nødvendig kabling av kritiske områder bare utgjøre en mindre del av den samlede strekningen.

7.3 Konsekvenser av økt kabling for investering og nettariffen 2010-2020

7.3.1 Endring i investeringskostnader

Det er i avsnittet over argumentert for at det er en rekke prosjekter i sentralnettet som er sammenlignbare med Sima-Samnanger, og at en likebehandling av ulike prosjekter derfor vil føre til økt kabling også andre steder i landet. Det er videre argumentert for at en slik overføring av prinsippene for kabling av Sima Samnanger bare er relevant for spenningsnivåene 300-420 kV. Det er endelig argumentert for, at krav om kabling som oppstår på grunn av nærføring av høyspentledninger ved spenningsoppgradering ikke kan ses som en følge av utbygging av Sima-Samnanger.

I Tabell 7.3 under er det gitt en oversikt over forventede investeringskostnader i 2010 kroner for de prosjekter som er igangsatt eller planlagt i perioden 2010-2020. Oversikten baserer seg på Statnetts Nettutviklingsplan 2010. De viktigste av prosjektene i Tabell 7.3 var også representert i Tabell 7.2, og var den del av diskusjonen i Avsnitt 7.2. I nettutviklingsplanen er det tatt med ulike typer prosjekter. Dette gjelder investering i nett på ulike spenningsnivå, spenningsoppgraderinger av nett og investering i transformatorstasjoner og lignende nødvendig utstyr. I tabellen er det lagt vekt på investeringer i nye ledninger eller spenningsoppgraderinger på 300-420 kV nivå. Innen gruppen av spenningsoppgraderinger kan det skjelnes mellom oppgraderinger som utnytter eksisterende master, og oppgraderinger som krever nye og kraftigere master. Det siste er tilfelle ved 300 kV simplex ledninger. Det er bare denne typen oppgradering som anses å bli påvirket av en eventuell endring i prinsippene for kabling. For spenningsoppgradering er det derfor angitt antall kilometer med simplex ledning. Andre typer investeringer er samlet under gruppen ”annet”. Det er nevnt prosjekter fra de fem ulike regioner som brukes i nettutviklingsplanen. Nederst i tabellen er investeringene oppsummert for alle regioner samlet.

⁵ De økte kostnader til investering kan altså ikke tolkes som en ren ”ekstrakostnad” ved å gjennomføre sjøkabel for deler av Sima-Samnanger.

Region	Nivå	Type	Strekning	Mill kr	Km	Km simplex
Øst	420	Kabel	Oslofjorden	1 100	13	
Øst	420	Sp.oppgr.	Rød-Sylling	650	135	79
Øst	420	Sp.oppgr.	Osloingen	1 500	26	
Øst	420	Sp.oppgr.	Flesaker-Hasle	600	91	91
Øst	420	Sp.oppgr.	Holen-Flesaker	1 350	161	161
Øst		Annet		1 700	206	
Sum Øst				6 900	632	331
Sør	420	Ny	Lyse-Støleheia	1 300	73	
Sør	420	Sp.oppgr.	Kristiansand-Rød	1 100	180	
Sør	420	Sp.oppgr.	Kristiansand-Sauda	2 200	341	171
Sør	420	Sp.oppgr.	Tonstad-Arendal	350	129	22
Sør		Annet		500	0	
Sum Sør				5 450	723	193
Vest	420	Ny	Sauda-Liastølen	190	30	
Vest	420	Ny	Sima Samnanger	1 100	94	
Vest	420	Ny	Kollsnes-Mongstad	550	35	
Vest	420	Ny	Mongstad-Modalen	600	70	
Vest	420	Ny	Fardal-Aurland	300	47	
Vest	420	Sp.oppgr.	Saurdal-Sauda		0	
Vest	420	Sp.oppgr.	Sauda-Samnanger	700	130	88
Vest	420	Forsterkning	Borgund-Årdal	600	40	
Vest		Annet		510	0	
Sum Vest				4 550	446	88
Midt	420	Ny	Ørskog Fardal	3 600	280	
Midt	420	Sp.oppgr.	Klæbu-Namsos	430	165	0
Midt	420	Sp.oppgr.	Klæbu-Orkdal-Viklandet	750	132	132
Midt	420	Ny	Namsos-Storheia	850	120	
Midt	420	Ny	Storheia-Orkdal/Trollheim	1 900	127	
Midt	420	Sp.oppgr.	Viklandet Fåberg	1 800	220	121
Midt		Annet		520	0	
SumMidt				9 850	1 044	253
Nord	420	Ny	Ofoten-Balsfjord	1 400	160	
Nord	420	Ny	Balsfjord-Hammerfest	3 300	370	
Nord	420	Sp.oppgr.	Røssåga-Namsos	500	234	0
Nord	420	Ny	Svartisen-Røssåga	650	116	
Nord	420	Ny	Skaidi-Varangerbotn	2 300	215	
Nord		Annet		1 640	0	
Sum Nord				9 790	1 095	0
Alle	420	Ny		18 040	1 737	
Alle	420	Sp.oppgr.		11 930	1 944	865

Alle		Annet		6 570	259	
Alle		Alle invest.		36 540	3 939	
Alle	420	Nybygging				2 602

Tabell 7-3: Prosjekter i Sentralnettet basert på Nettutviklingsplan 2010

Det fremgår av Tabell 7.3 at det samlede planlagte investeringsnivå i Sentralnettet er nær 37 milliarder i periode 2010-2020. Av dette er vel 18 milliarder knyttet til nye linjer, mens nær 12 milliarder kommer fra spenningsoppgradering. Det er 1 737 kilometer med nyinvestering og 865 kilometer med oppgradering av simplex-ledninger.

Anslagene på økningen i kostnader vil bli basert på antall kilometer ledning. Investering i nye kraftledninger inkluderer ulike typer anlegg som transformatorstasjoner, koblingsanlegg og reaktiv kompensering. Disse elementene utgjør en vesentlig del av de samlede kostnadene, men vil ikke bli påvirket av at deler av ledningen legges i kabel. Økningen i kostnadene ved økt bruk av kabling avhenger derfor forholdstallet mellom kostnad per kilometer for henholdsvis kabel og luftledning. Dette forholdstallet vil variere en del mellom ulike prosjekter. Det vil i beregningene under bli brukt verdien 8, som er det som anbefales av NVE når det gjelder kilometerkostnader. Økningen i kostnadene vil også avhenge av hvor stor del av strekningen som antas å bli lagt i sjø- eller landkabel. Som det er argumentert for i Avsnitt 7.2, er det ikke naturlig å anta at dette gjelder hele strekningen. En lav andel på 25 % og en høy andel på 50 % vil bli brukt i beregningene. Når det gjelder prosjekter med spenningsoppgradering, kan det som tidligere argumentert for være rimelig med en noe lavere andel. Det vil bli lagt til grunn at andelen er halvparten av det som er tilfelle for nyinvesteringer. NVE har overfor utvalget anbefalt en kostnad per kilometer luftledning på 4 millioner, og en kostnad per kilometer kabel på 32 millioner⁶.

Prisforhold kabel-luft	Andel Kabel	Nye 420 kV	Sp.oppgr. Simplex	I alt	Endring
	0	6 946	3 460	10 406	0
8	Lav	19 102	6 488	25 589	15 183
	Høy	31 257	9 515	40 772	30 366

Tabell 7-4: Økte investeringskostnader for perioden 2010-2020 avhengig av forutsetning om andel kabling og økt kostnad per enhet. Millioner 2010 kr

Som det fremgår av Tabell 7.4 avhenger endringen i investeringskostnader sterkt av de forutsetninger som legges til grunn. Ved høy andel kabling og under forutsetning om 8 ganger høyere kostnader for kabel sammenlignet med luftledning, blir økningen over 10 års perioden i størrelsesordenen 30,3 milliarder. Hovedparten av økningen kommer fra nye prosjekter. Med forutsetning om lav andel kabling og 8 ganger høyere kostnader for kabel, blir økningen over 10 års perioden 15,1 milliarder.

7.3.2 Betydning for sentralnettariffen

Dette avsnitt tar opp hvilken justering av sentralnettariffen som kan forventes ut fra de økte kostnader som er beregnet under ulike forutsetninger i Avsnitt 7.2. Inntekten for Statnett er underlagt regulering

⁶ Statnett har i et internt notat vurdert omfanget av kabling i ulike prosjekter. Tar man utgangspunkt i de prosjekter som er nevnt i Nettutviklingsplanen er deres estimat omkring 22% av nye investeringer vil komme som kabel. Andelen er litt høyere for nyanlegg enn for spenningsoppgradering. Statnetts anslag på kilometerkostnaden for kabel er imidlertid en del høyere enn de 32 millioner som er lagt til grunn i dette notatet. Statnetts anslag på merkostnad per kilometer er 45-65 millioner.

fra NVE. Det fastsettes årlig en inntektsramme som er ment å gi dekning for drift, vedlikehold og nødvendige investeringer samtidig som det legges opp til en løpende effektivisering. Inntektene til Statnett avhenger av etterspørselen etter kraft og situasjonen i kraftmarkedet, og kan ikke forutses nøyaktig for hvert år. Det har derfor vært praksis at årlig mer- eller mindreinntekt i forhold til inntektsrammen skulle tas hensyn til i neste års inntektsramme og tariff. De senere år har svingende inntekter fra flaskehalser og utenlandskabler gitt økt volatilitet for Statnetts inntekter, og dermed svingende tariffsatser for kundene. For å skape større stabilitet er det fra og med 2011 lagt opp til en utjevning av mer og mindreinntekt over en rullerende fire års periode. Ut over dette er det ikke lagt opp til endringer i strukturen i tariffen.

Sentralnettariffen består i en kombinasjon av variable og faste ledd. De faste ledd avhenger av hvilken kundegruppe man tilhører. Kundegruppene for sentralnettet vil bestå av produksjonsenheter, kraftkrevende industri og nettverk på lavere nivå, hvor vanlige husholdninger og næringsvirksomhet er koblet til. Nettselskapenes etterspørsel i sentralnettet vil derfor avhenge den kundemasse de betjener. Tariffen som betales av produksjonsenheter vil blive videreført til kraftbrukerne gjennom kraftprisen.

De variable leddene i sentralnettariffen består av

- Flaskehalsinntekter som oppstår som følge av prisforskjeller mellom ulike områder innen Sentralnettet
- Marginaltapssatsen som avspeiler bidraget til nettap ved innmating eller uttakk av en kWh i ulike punkter i nettet. Satsen er symmetrisk omkring 0 for innmating eller uttak, og betalingen beregnes som systemprisen multiplisert med marginaltapssatsen.

De faste ledd i tariffen beregnes på ulikt grunnlag for de tre kundegruppene

- For produksjon er avregningsgrunnlaget midlere produksjon (energi) for de siste ti årene.
- For forbruk er avregningsgrunnlaget effektuttaket i topplasttiden for de siste fem årene. For nettselskaper tas det hensyn til mengden av utkoblbart forbruk, slik at det er den samlede effektbelastning som er grunnlag for avregningen.
- For kraftkrevende industri er avregningsgrunnlaget effektuttak i topplasttiden ganget med en sats for MW.

Satsene for de faste ledd er for 2011 0,8 øre per kWh for produksjon og 230 kr MW topplast for forbruk. Det er egne reduserte satser for utkoblbart forbruk, avhengig av varslings tid.

Det er de faste leddene som gir den største inntekten for Statnett, og det er forbrukssiden som bidrar med langt den største delen av inntekten. Vi vil i det følgende gå ut fra at en økning i Statnetts inntektsbehov vil bli fordelt på de faste ledd, og proporsjonalt på de ulike kundegruppene.

Tabell 7.5 under viser Statnetts samlede inntektsramme for årene 2006 til 2009. Tabellen viser også summen av tariffinntekter og flaskehalsinntekter. Denne varierer vesentlig over tid, og genererer mer- og mindreinntekt som må utlignes i tariffen over tid. Det er inntektsrammen som er det relevante mål på Statnetts langsiktige inntekter fra sentralnettariffen.

	2006	2007	2008	2009
Inntektsramme	3 122	3 243	3 355	3 722
Driftsinntekt	2 862	3 263	4 076	2 689
Mer-/mindreinntekt	-260	20	721	-1 033

Tabell 7-5: Inntektsramme og driftsinntekt fra tariff og flaskehalsinntekter. Fra Statnetts årsrapport 2009.

Bidraget fra ulike tariffledd for årene 2008 og 2009 er vist i Tabell 7.6.

	2008	2009
Tariffinntekt faste ledd produksjon	684	691
Tariffinntekt faste led forbruk	1 942	1 170
Andre leieinntekter	116	148
Energiledd	739	642
Flaskehalsinntekter	884	384
Inntekter til øvrige eiere i nettet	-292	-346
Sum driftsinntekter regulert virksomhet	4 073	2 689

Tabell 7-6: Fordeling av inntekt på tariffledd. Fra Statnetts årsrapport 2009.

Det fremgår av Tabell 7.6 at det er tariffinntektene fra faste ledd som er den vesentligste inntektskomponent. Heretter følger energiledd og flaskehalsinntekt. Tariffinntekten fra produksjon er relativt konstant mellom 2008 og 2009, på tross av at det er vesentlig endring for forbrukssiden. Dette har sammenheng med at tariffene for produksjon reguleres av internasjonale avtaler, og at tilpasninger til mer- eller mindreinntekt derfor tas over forbruksleddene.

Når det gjelder de tre hovedkundegrupper, var bidraget til tariffinntekten fra produsentsiden omkring 23 % i årene 2007 og 2008, mens andelen steg til nærmere 40 % for 2009. For kraftkrevende forbruk har bidraget i 2007-2009 ligget omkring 10 %, mens øvrig forbruk står for resten.

Det er anslått i Avsnitt 7.2, at økningen i investeringskostnader ved økt kabling i perioden 2011-2020 ligger et sted mellom 15 og 30 milliarder, gitt 8 gangen per kilometer, og avhengig av de forutsetninger som legges til grunn. Hvis man legger til grunn en jevn investeringstakt gjennom perioden varierer den årlige investeringen mellom 1,5 og 3,0 milliarder.

Investering i nytt nett gir grunnlag for en økning i inntektsrammen for Statnett. Denne økningen består dels av den årlige avskrivningen på investeringen, dels av en kapitalkostnad beregnet ut fra avskrivningsgrunnlaget korrigeret for arbeidskapital på 1 %, og multiplisert med NVE renten, som er satt til 5,26 %. Dette er den 5 årige statsobligasjonsrente pluss 2,39 %. Avskrivningen beregnes lineært over 35 år. Bidraget til inntektsrammen for en investering vil endre seg etterhånden som avkastningsgrunnlaget avskrives. Antar man jevn investeringstakt vil økningen i inntektsrammen være maksimal etter 10 år, når alle periodens investeringer er gjennomført.

For å kunne gi et anslag på den langsiktige effekten på Statnetts inntektsramme vil det bli lagt til grunn at de samlede investeringene fordeler seg likt på årene 2010-2019. Nåverdien i 2010 av denne jevne investeringsstrøm vil være noe lavere enn summen av investeringene som er nevnt tidligere. Som mål på endringen i den årlige inntektsrammen for Statnett vil det brukes det konstante årlige beløpet (annuiteten) som over 35 år vil gi samme nåverdi som den beregnede nåverdien av investeringene.

Andel kabel	Samlet invest.	Nåverdi invest	Annuitet 35 år
Lav	15 183	12 186	769
Høy	30 366	24 372	1 538

Tabell 7-7: Anslag på årlig økning i inntektsramme som følge av økt kabling 2010-2019

Med forutsetning om en andel kabling på 25% for nye linjer og 12,5 % for spenningsoppgradering er nåverdien i 2010 av en jevn investeringsrate 12,1 milliarder, og den årlige økning i Statnetts inntektsramme anslås til 769 millioner. Med forutsetning om en andel kabling på 50% for nye linjer og 25 % for spenningsoppgradering er nåverdien i 2010 av en jevn investeringsrate 24,3 milliarder, og den årlige økning i Statnetts inntektsramme anslås til 1,5 milliarder. Disse beløpene kan sammenlignes med den årlige inntektsrammen for Statnett, som i 2009 var 3,7 milliarder. En økning i inntektsrammen med 1,5 milliarder svarer til en økning på 40 prosent.

7.3.3 Betydning for husholdninger og annen alminnelig forsyning

Tariffinntektene til Statnett kommer som tidligere nevnt fra tre hovedkilder: kraftverk (produsenter) som er knyttet til sentralnettet, kraftintensiv industri og kraftnett på lavere spenningsnivå som leverer videre til husholdninger og annen alminnelig forsyning. Kraftintensiv industri står for 10 % av tariffinntekten. Dette betyr at produsenter og nett på lavere nivå betaler størstedelen av en økning i sentralnettariffen. Vi antar at kraftkrevende industri ikke belastes med økningen i tariffen.

For husholdninger og andre deler av alminnelig forsyning vil den samlede betaling for kraftforsyning bestå av betaling for energi fra kraftprodusentene og nettleie til det distribusjonsnett man er tilknyttet. Økningen i sentralnettariffen for produsentene vil bli lagt oven i kraftprisen og dermed bli overført til sluttbrukerne. For distribusjonsnettene vil betalingen til Sentralnettet være en del av de utgifter som må dekkes av sluttbrukerne. Slik sett vil økningen i sentralnettariffen overføres til sluttbrukerne innen alminnelig forsyning, både som et påslag på kraftprisen og i nettleien.

	Øre/kWh			GWh	Mill kr		
	Sum	Kraftpris	Nettleie	Forbruk	Sum	Kraft	Nett
2008							
Alle forbrukergrupper	51,9	33	18,9	116 583	60 507	38 472	22 034
Kraftintensiv industri	26,6	24,3	2,3	40 673	10 819	9 884	935
Bergverksdrift og utvinning	43,7	37,9	5,8	2 460	1 075	932	143
Industri utenom kraftkrevende industri	47,0	33,6	13,5	9 175	4 312	3 083	1 239
Diverse forsynings- og renovasjonsvirksomhet	47,4	36,1	11,4	1 656	785	598	189
Transport og lagring	47,0	32,6	14,4	1 609	756	525	232
Bygg- og anleggsvirksomhet og annen tjenesteyting	55,7	37,0	18,7	23 987	13 361	8 875	4 486
Husholdninger og jordbruk	65,5	39,8	25,7	37 023	24 250	14 735	9 515
Husholdninger	64,7	39,9	24,8	33 366	21 588	13 313	8 275

Tabell 7-8: Gjennomsnittspris for kraft og nettleie for ulike forbrukergrupper 2008. Samlet forbruk og anslag på samlet betaling. Basert på SSB elektrisitetsstatistikk 2010. Nettleien er et veid gjennomsnitt av fastledd og energiledd.

Hvis man tar går ut fra at kraftpris og nettleie blir økt med samme andel for alle forbruksgrupper utenom kraftkrevende industri, kan økningen i sentralnettariffen fordeles på de ulike forbruksgrupper ut fra tallene i Tabell 7.8. Den samlede betalingen for kraft for alminnelig forsyning (alt utenom kraftkrevende industri) utgjorde i 2008 cirka 50 milliarder. En økning med 1,5 milliarder utgjør 2,7 prosent. Når det gjelder husholdningene var den samlede betalingen for energi og nett omkring 21,5 milliarder.

For en gjennomsnittlig husholdning tas det ofte utgangspunkt i et årlig forbruk på 20 000 kWh. Dette svarer til en samlet utgift til energi og nett på 12 940 kroner. En 2,7 prosents økning svarer da til omkring 350 kroner årlig.

7.4 Finansieringskostnader

Med samfunnsøkonomiske finansieringskostnader tenkes det ikke primært på betalbare renter, men på det samfunnsøkonomiske offeret som finansieringen gir opphav til. Dersom finansieringen skjer sentralt, har Finansdepartementet bestemt at den samfunnsøkonomiske finansieringskostnaden ved generell skattefinansiering er 20 øre pr skattekroner. Det er et uttrykk for den samfunnsøkonomiske knapphetsverdien på skattemidler.

I foreliggende tilfelle er det brukerne som skal finansiere investeringene. Vi kan oppfatte det som en form for brukerbeskatning. Men her er den fiskalt motivert, og ikke miljømotivert som ved Pigou-beskatning. Brukerne betaler dels gjennom avgiften ved å være tilknyttet el-nettet (nettleie) og dels ved den kraften som de kjøper gjennom nettet. Om hele kostnadsøkningen hadde blitt belastet det faste leddet i nettleien, og dette ikke ville føre til bortfall av kunder fra nettet, ville denne finansieringen kun ha inntektsvirkninger. Det betyr kun en inntektsoverføring fra strømkundene til Statnett. Dette ville imidlertid ha fordelingsvirkninger ved at storforbrukere og småforbrukere ville få den samme belastningen for å finansiere økt bruk av sjøkabling. Fordelingsvirkningene vil kunne dempes ved at kostnadsøkningen legges dels på det volumavhengige leddet og dels på fastleddet i tariffen. Tabell 7.9 under viser et veid gjennomsnitt av fastledd og variabelt ledd i tariffen i distribusjonsnettet for husholdninger og næring. Med forutsetning om 20 000 kWh forbruk vil fastleddet for husholdningene utgjøre 30 % av den samlede betalingen. Med 30 000 kWh forbruk i næring utgjør fastleddet 26 %.

	Veid gjennomsnit tariff, landsbasis		
	Forbruk	Fast	Øre/Kwh
Husholdn	20 000	1620	19,5
Næring	30 000	2150	20,2

Tabell 7-9: Fastledd og variabelt ledd og forutsetning om forbruk. NVE tariffstatistikk 2010.

Når kraftprisen øker, vil forbruket gå ned - mer på lang sikt enn på kort. Grensekostnaden ved overføring av kraft i el-nettet er trolig relativt beskjeden (flaskehalskostnader, overføringstap, etc). La oss anta at grensekostnaden er konstant, slik at vi kan fokusere på konsumentens side. Om vi ser bort fra begrensninger i nettet, vil maksimering av samfunnsnyten forutsette pris lik grensekostnad. Når prisen settes høyere enn grensekostnaden, får vi et samfunnsøkonomisk tap i form av et urealisert potensielt konsumentoverskudd. En økning i det energiavhengige leddet i tariffen vil føre til en ytterligere reduksjon i konsumentoverskuddet. Denne reduksjonen er det samfunnsøkonomiske offeret ved å velte en del av investeringskostnadene over på energileddet. Utvalget har beregnet dette med utgangspunkt i en priselastisitet for forbruket i alminnelig forsyning på -0,2. Resultatet blir her en årlig kostnad på 150 millioner. Hvis priselastisiteten er -0,05 blir den tilsvarende kostnad omkring 40 millioner. Detaljer i beregningen er vist i vedlegg i avsnitt 7.6.

7.5 Vedlegg: Forvaltningspraksis når det gjelder kabling

I st.prp. 19 (2000-2001) er følgende forvaltningsprinsipp beskrevet.

”Basert på dei utgreiingar som er gjort dei seinare år om miljøspørsmål ved kraftleidningar og etter gjennomgang av nyare praksis, har departementet utarbeidd følgjande strategi for framtidig behandling av kraftleidningsaker: I alle konsesjonssaker om bygging og drift av kraftleidningar skal styresmaktene kritisk vurdere både behovet for anlegget og om det er mogleg å rive gamle leidningar.

Ut frå estetiske omsyn bør kraftleidningar som hovudregel ikkje lokaliseras for nær bustader. I slike tilfelle bør òg spesielle verneverdige naturområde eller kulturlandskap haldast utanom. Anlegga bør få form og farge slik at den estetiske verknaden for bustader vert dempa.

Ein bør freiste ikkje å ramme område som er vurderte som særskilte viktige for det biologiske mangfaldet, jf. St.meld. nr. 58 (1996-97) Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling, slik som område av verdi for friluftsliv og verneverdige kulturmiljø. Ein bør i tillegg freiste å leggje traséen slik at dei store samanhengande naturområda, som er tilnærma urørt av tekniske inngrep, ikkje vert ramma.

Eitkvart pålegg om kabling vil byggje på skjønn, der ein legg særleg vekt på samhaldet mellom miljø, estetikk og kostnader. Kabling av kraftleidningar er særleg aktuelt ved spenningar under 66 kV. For 132 og 66 kV blir normalt luftleidning valt. I spesielle tilfelle med sterke verneinteresser eller store estetiske ulemper kan ein velje kabling på kortare strekk. 420/300 kV vert bygd som luftleidning, og berre i heilt spesielle unntakstilfelle med særskilte miljøomsyn, kan det vere aktuelt med pålegg om kabling.

Ved viktige fuglebiotopar og elles der det er registrert sjeldne fuglearter som kan flyge inn i kraftleidningar, bør ein vurdere spesielle tiltak. Dette kan vere endring av trasé, merking av leidningen eller andre tekniske tiltak. I spesielle tilfelle kan ein vurdere kabling.”

7.6 Vedlegg: beregning av finansieringskostnad

Det vil i de følgende bli lagt til grunn at en økning i Statnetts inntektsramme vil bli fordelt proporsjonalt på de tre kundegruppene, kraftkrevende industri, produsenter og forbrukere (nett på lavere spenningsnivå). Det legges til grunn at kraftkrevende industri bidrar med 10 % av Statnetts inntekt, mens produsenter betaler 25 % og nett på lavere spenningsnivå betaler 65 %. Som vist i Tabell 7.9 over utgjør de faste ledd omkring 30 % av inntekten i distribusjonsnettet, mens 70 % av inntekten er basert på energibruken målt i kWh. Det legges også til grunn at hele inntekten for produsentene er basert på betaling i forhold til bruk av energi. Med dette utgangspunkt vil omkring 63,5 % av en økning i sentralnettariiffen bli betalt gjennom prisen på energi. Dette fremkommer som $(1-0,1)(0,25 + 0,65 \cdot 0,7)$. Den første parentes er andelen som betales av produsenter og nett. Den andre parentes er andelen av inntekten for de to sistenevnte gruppene som trekkes inn via energileddet.

Det er i Tabell 7.8 vist at den gjennomsnittlige prisen for alle kraftbrukere under ett er 51,9 øre/kWh og at denne prisen kan splittes i et bidrag fra energi på 33 øre og betaling for nett på 18,9 øre. Denne beregningen inkluderer kraftkrevende industri. Med utgangspunkt i tabellen kan den tilsvarende gjennomsnittspris for alminnelig forsyning (alt utenom kraftkrevende industri) beregnes til 59,7 øre, fordelt på 37,8 øre for ener gi og 20,8 øre for nett. Dette betyr at betalingen for energi utgjør 64,5 % av den samlede betalingen og nettleie 35,5 %. Av nettleien blir imidlertid 70 % utlignet på energiforbruket.

Den samlede betalingen for alminnelig forsyning kan ut fra Tabell 7.8 anslås til omkring 50 milliarder. Av dette utlignes omkring 90 % ($64,5 + 0,7 \cdot 35,5$) på energileddet, altså omkring 45 milliarder. Økningen i sentralnettariiffen som følge av økt bruk av kabler er anslått til 1,5 milliarder årlig. Det er

anslått at 63,5 % av dette vil bli lagt på betalingen for energi. Dette er i størrelsesordenen 0,95 milliarder.

I forhold til den samlede betalingen for energi i alminnelig forsyning, omkring 45 milliarder, utgjør økningen som følge av økt kabling i størrelsesordenen 2,1 %. Det finnes ulike anslag på priselastisiteten i kraftmarkedet. Johnsen og Lind (2001) finner en langsiktig priselastisitet på -0,05. Bye og Hansen (2008) viser at den langsiktige elastisiteten om vinteren kan være vesentlig større. Det vil her bli brukt -0,05 og -0,2 som eksempler. Med en økning i betalingen for energi på 2,1 % og en priselastisitet på -0,05 vil det bli en reduksjon i etterspørselen på 0,11 %. Den samlede etterspørselen i alminnelig forsyning er 75,9 GWh. Reduksjonen i etterspørselen etter energi blir da omkring $0,0835$ GWh i alminnelig forsyning. Finansieringskostnaden blir ut fra dette $0,0835 \cdot 0,95/2$ hvilket utgjør omkring 40 millioner. Dette er en årlig kostnad. Dette utgjør 2 % av det samlede finansieringsbehovet. En priselastisitet på -0,2 vil gi en reduksjon i etterspørselen på 0,42 %. Dette svarer til en reduksjon på 0,32 GWh i alminnelig forsyning. Finansieringskostnaden blir ut fra dette $0,32 \cdot 0,95/2$ hvilket utgjør omkring 150 millioner som årlig kostnad.

8 Sammenstilling av nytte- og kostnadselementer for alternativene

Utvalget har vurdert et bredt spekter av alternativer og en sammenstilling av disse presenteres i Tabell 8-1. Alternativene er vurdert relativt til null-alternativet med utgangspunkt i investeringskostnader, ferdigstillestidspunkt, forsyningssikkerhet og miljø. Det forutsettes at tiltakene Modalen-Mongstad-Kollsnes linjen og full kapasitetsutnyttelse ved Energiverk Mongstad realiseres etter tidsplan.

En ny 420 kV ledning mellom Sauda og Samnanger har rundt 200 millioner kroner mer i investeringskostnader enn null-alternativet. Alternativet vurderes som svakere forsyningssikkerhetsmessig, fordi to tilførselslinjer da vil gå i parallell og dermed være mer utsatt for feil som følge av naturpåkjenninger. Miljømessig er en ny linje i parallell krevende på grunn av nærføring til boliger og tre fjordkryssinger. Tidsmessig realisering på 5-8 år etter null-alternativet vurderes ikke som kritisk for BKK-snittet.

Et alternativ som går fra Sima til Evanger vil gi en økning i investeringskostnader på rundt 100 millioner kroner sammenlignet med null-alternativet. Med realisert spenningsoppgradering av Evanger-Modalen forbindelsen, vil alternativet ha tilsvarende forsyningssikkerhet. Miljømessig vurderes imidlertid alternativet å gi minst like store konsekvenser. Traséen vil følge den konsesjonsgitte helt frem til og med kryssingen av Granvinsfjorden og deretter måtte gå nær bebyggelse i områdene rundt Voss.

	Investerings- kostnad	Ferdig- stillelse	Forsyningsikkerhet	Miljø
Null-alternativet (konsesjonsgitt linje)	1 100 mill	2012	Akseptabel Oppfyllelse av N-1 for BKK-snittet	Dårlig Betydelig miljøinngrep, med tre kryssinger av sidearmer til Hardangerfjorden
Sjøkabel	Merkost 3 400 mill +følgkostnader	+ 5 år	Like god Venting betyr lite dersom realisering innen 2017	Bedre Ingen synlige master og linjer mellom Sima og Norheimsund men nye naturinngrep ved ilandføring av kabel Ingen forbedring for Kvam hvis ilandføring i Norheimsund
Reservekraftverk og spennings- oppgradering Sauda-Aurland	Merkost 2-3 000 mill	+ 6-10 år	Svakere Oppfyllelse av N-1 når ferdigstilt, men gir utfordringer i oppgraderingsperioden	Bedre Bruker store deler av opprinnelig trasé, men større master, nye krav til nærføring og parallell drift i byggeperioden gir miljøutfordring
Gasskraft og spennings- oppgradering Sauda-Aurland	Merkost 1 000 mill +høye merkost fordi gasskraft ikke er kommersielt lønnsomt	+ 6-8 år	Svakere Oppfyllelse av N-1 når ferdigstilt, men gir utfordringer i oppgraderingsperioden	Bedre/Dårligere Bruker store deler av opprinnelig trasé, men større master, nye krav til nærføring og parallell drift i byggeperioden gir miljøutfordring, og i tillegg klimakostnad for gasskraftverket
Sima-Samnanger 3.0	0	+ 1-2 år	Like god Venting betyr lite, men litt vanskeligere tilgjengelig for reparasjon	Dårligere/ Like dårlig Dårligere hvis uberørt natur er mer verdifull enn hyttemiljønatur
Sima-Evanger	Merkost 100 mill	+ 5-8 år	Like god Venting betyr lite. Forutsetter Modalen- Mongstad-Kollsnes	Like dårlig Unngår synlighet nær hovedarm av Hardangerfjorden, men mer nærføring til boliger og friluftsmiljø rundt Voss
Sauda- Samnanger	Merkost 200 mill	+ 5-8 år	Svakere Venting betyr lite, men svakere alternativ pga parallele linjer	Like dårlig/Dårligere Betydelig mer nærføring til boliger og gir tre fjordspenn (hvorav ett er Hardangerfjorden) som ikke kan gå i parallell med eksisterende

Tabell 8-1: Sammenstilling av alternativer vurdert relativt til null-alternativet konsesjonsgitt linje Sima-Samnanger

Det omsøkte traséalternativet Sima-Samnanger 3.0, der linjen går i fjellene nord for Kvamskogen, har de samme investeringskostnadene og vil kunne realiseres to år etter den konsesjonsgitte linjen. Forsyningsikkerhetsmessig vil linjene være tilnærmet like, men noe vanskeligere terreng for vedlikehold må påregnes. Miljømessig gir alternativet en forbedring i forhold til hytte- og friluftsliv ved Kvamskogen, men landskapsinngrepet over fjellet vil gi økt tap av inngrepsfrie naturområder og det er ikke gitt at det ene har større verdi enn det andre.

Spenningsoppgradering av eksisterende 300 kV linje mellom Sauda-Aurland er som tidligere nevnt en allerede planlagt nettinvestering. Utvalget har med utgangspunkt i Statnett (2010), anslått investeringskostnaden til 2 milliarder kroner, gitt at Sima-Samnanger forsterkningen er realisert. Uten denne linjen vil spenningsoppgradering gi forsyningsikkerhetsmessige utfordringer i oppgraderingsperioden og også øke byggekostnadene og kostnadene til spesialregulering. En tidsmessig realisering på 8-10 år vil også gi økende problemer for driften over BKK-snittet på grunn av en forventet stigning i kraftforbruket. Økte investeringskostnader ved forsert oppgradering anslås å være 2 milliarder. Et gasskraftverk i Bergens-området vil bidra til forbedret forsyningsikkerhet i en eventuell oppgraderingsperiode. Uten bedriftsøkonomisk lønnsomhet for gasskraft, må alternativet

påregne merkostnader ved offentlig finansiering. Et reservekraftverk vil også gi forbedret forsyningssikkerhet i oppgraderingsperioden, men oppstartstid på 4 timer vil redusere nytten i forhold til et konvensjonelt verk i produksjon. Et reservekraftverk er imidlertid ikke ment å skulle produsere kraft sommerstid og bidrar derfor ikke til driftsutfordringer i nettet i overskuddsperioder. Når linjen er ferdig oppgradert vurderes den sammen med et gasskraftverk i Bergensområde å gi tilfredsstillende forsyningssikkerhet. Fordelen på miljøsidene er at den samme traséen kan benyttes i stor grad. Nye og større master, i tillegg til nye krav til å unngå nærføring til boliger, vil for øvrig måtte føre til økte landskapsinngrep i forhold til nåværende trasé. Behov for parallellføring i byggeperioden kan også gi økte miljøkostnader. Et gasskraftverk i drift vil i tillegg øke CO₂ utslippene i området.

Sjøkabelalternativet vil ha en merkostnad på rundt 3,4 milliarder kroner. Forsyningssikkerheten vurderes å være akseptabel, men den lange tiden det tar å reparere en eventuell feil, gir en økt sannsynlighet for at to linjefeil skjer samtidig. De synlige landskapsvirkningene i skog- og fjellområdene rundt Hardangerfjorden og de tre kryssingene av fjordens sidearmer vil ikke komme og derfor er alternativet bedre vurdert etter miljøkostnader. Landskapsinngrepene som knytter seg til landanleggene for sjøkabel vil på Sima siden være neglisjerbare, da området er et industriområde og det allerede er betydelige kraftinstallasjoner. Ved ilandføring i Kvam kommune er det pekt på alternativer som enten berører bosetting i Norheimsund eller uberørt natur lengre sør. Landskapsinngrepene som følger av luftlinjetraséen fra ilandføringen av sjøkabelen til Samnanger, vil avhenge av valg av ilandføringssted.

Systemtekniske virkninger og virkninger for et velfungerende kraftmarked

Det som skiller nettalternativene i forhold til systemtekniske virkninger og virkninger for et velfungerende kraftmarked, er knyttet til tidspunktet for realisering. For nettviklingen i Vestlandsområdet synes det som en tidlig realisering av en forsterkning inn mot BKK-området gir større mulighet for å realisere det mest lønnsomme småkraftpotensialet i Norge. I tillegg gir en tidlig realisering av gjennomgående 420 kV linjer på Vestlandet en systemteknisk gevinst. For et velfungerende kraftmarked vil en nettførsterkning inn mot BKK-området, uansett alternativ, redusere behovet for eget prisområde. Kostnadene knyttet til eget prisområde i form av fordelingsmessige konsekvenser og konkurranseulempen for næringslivet, samt økte muligheter for utøvelse av markedsrett, vil potensielt øke jo lenger ut i tid en forsterkning etableres.

Fleksibilitet og realopsjoner

Utvalget vurderer det slik at forsyningssikkerheten i BKK-området (til forskjell fra Bergensregionen) ikke er kritisk de nærmeste årene, men at mer langsiktige tiltak bør være på plass etter 2020. Alle prosjektene på listen over mulige alternativer til forbedring av forsyningssituasjonen i BKK-området, vil dermed være akseptable fra et forsyningsmessig perspektiv innenfor dette tidsspennet. I forhold til null-alternativet peker spenningsoppgradering med reservekraftverk og sjøkabel seg ut som de mest aktuelle alternativene ved at de er bedre på miljø og er omtrent likeverdige med null-alternativet når det gjelder forsyningssikkerhet for BKK-området når linjen er etablert. Fra et miljømessig synspunkt er sjøkabel klart å foretrekke, men avbrudd på grunn av reparasjon av feil kan være mer langvarig med sjøkabel.

Med en forventet ferdigstillingstid på ca 7 år for sjøkabel og ca 10 år for spenningsoppgradering bør arbeidet med disse to alternativene iverksettes forholdsvis raskt i forhold til null-alternativet, som kan utsettes. Det betyr at sjøkabelalternativet og oppgraderingsalternativet ikke har realopsjonsverdi siden de ikke har frihetsgrader med hensyn til valg av tidspunkt for realisering. Dette innebærer bl.a. at det

er svært begrensede muligheter for å utsette sjøkabelprosjektet i påvente av mulige teknologiske gjennombrudd mht til kabling.

Arbeidet med null-alternativet kan utsettes til 2018 og likevel være operativt innen 2020. Spørsmålet er hva en vinner med en slik utsettelse. Rent teoretisk kunne en tenke seg at det er en opsjonsverdi ved å vente med en forsterkning av forsyningssituasjonen i BKK-området ved at det kan inntreffe ting på etterspørselssiden som vil gjøre prosjektet overflødig.

Merkostnaden ved å utsette prosjektstart fra 2012 til 2018 vil, alt annet likt, bestå i at alle daterte kostnadselementer i investeringskalkylen skyves 6 år ut i tid. Det betyr at nåverdien av investeringen reduseres tilsvarende. Med 2010 som referansetidspunkt og en reell diskonteringsrente på 4 % betyr det at nåverdien av investeringen (ved kontinuerlig forrentning) blir redusert til knapt 800 mill. kroner, dvs en reduksjon i nåverdien av investeringskostnaden med 300 mill.

På den annen side vil utsettelse av luftlinjealternativet innebære at eksport av kraft ut av BKK-området blir utsatt tilsvarende. Det gjelder vann som renner over magasinene i vårflommen på grunn av manglende linjekapasitet ut av BKK-området. Omfanget av ikke realisert kraft som skyldes overflom er ikke kjent, men selv moderate mengder kan ha en betydelig verdi. Derneft gjelder det samme begrensning for eksport av småkraft ut av Hardangerområdet med et anslått potensial i underkant av 1TWh.

Utsettelse av luftlinjealternativet til 2018 fører til sparte rentekostnader på nettinvesteringen som utgjør ca 300 millioner kroner i nåverdi med 2010 som referansetidspunkt. Denne gevinsten må modifiseres med den samfunnsøkonomiske verdien av bortfallet av mulige kraftleveranser fra 2014 til 2020 som skyldes utsettelse av luftlinjealternativet. Det er vanskelig å anslå verdien av ikke realisert kraft, men den må utgjøre minst 300 millioner kroner i nåverdi i tiden frem mot 2020 for at det skal være en kostnad ved å holde opsjonen åpen. Det er forutsatt at etter 6 års utsettelse med beslutningen må opsjonen lukkes. Avhengig av forsyningssituasjonen vil det måtte treffes beslutning om linjen skal bygges eller ikke. Dersom luftlinjen viser seg å være overflødig, har en spart nåverdien av investeringsutgiftene som utgjør ca 800 millioner kroner. Dersom forsyningssituasjonen tilsier bygging, vil en ha spart finanskostnader med en nåverdi på 300 millioner kroner.

Konklusjoner

Utvalget kan ikke på faglig grunnlag ta stilling til en rangering av luftalternativet (konsesjonsgitt trasé) i forhold til sjøkabelalternativet. Disse to alternativene er likeverdige med hensyn til forsyningssikkerhet ved at de begge gir en tredje tilførselslinje til BKK-området. Sjøkabelalternativer med følgevirkninger kan ha en merkostnad for investeringer som utvalget anslår til rundt 30 milliarder kroner. Luftlinjealternativet innebærer på sin side betydelige naturinngrep. En rangering vil innebære en vurdering av betalingsvillighet for vern av miljøverdier mot de høye merkostnadene ved kabling. Utvalget har ikke hatt tilstrekkelig informasjon til å foreta denne vurderingen.

Utvalget har sett på en rekke mulige alternativ til de to omtalte, men de fleste har enten like omfattende eller større miljøinngrep enn luftspenn Sima-Samnanger. Unntaket er spenningsoppgradering av Sauda-Samnanger. Utfordringene og kostnadene knyttet til dette arbeidet er betydelige og gjennomføringen krever støtte fra ny produksjonskapasitet i tillegg. Imidlertid synes de samlede merkostnadene å være lavere enn kostnader til kabling inklusive eventuelle følgevirkninger. Alternativet spenningsoppgradering Sauda-Aurland i kombinasjon med reservekraftverk, for å oppnå akseptabel forsyningssikkerhet i oppgraderingsperioden, er imidlertid ikke utredet tilstrekkelig til at utvalget kan trekke en endelig konklusjon. Til tross for at oppgradering ikke gir en tredje linje inn til

BKK-området, kan utvalget ikke utelukke at dette kan være det samfunnsøkonomisk sett beste alternativet.

En verdi av å vente med en ny tilførselslinje til BKK-området er knyttet til løpende oppdatering av forbruksutviklingen. Momenter som taler for rask realisering av ny tilførselslinje er merverdi for eksport av sommerkraft ut av BKK-området, realisering av småkraftpotensialet, økt energitilgang for Bergensområdet dersom BKK-snittet deles, og mulighet til mer kostnadseffektiv spenningsoppgradering av Sauda-Aurland.

Referanser

Anderson m fl. , (2005): Causes of the blackouts in North America and Europe. IEEE Transactions on power system, vol. 20, no. 4, November 2005.

Asplan Viak (2006a) 420 kV linje Sima Samnanger. Konsekvenser for landskap. Fagrapport til konsekvensutredning for Statnett. Juni 2006.

Asplan Viak (2006b) 420 kV linje Sima Samnanger. Friluftsliv. Fagrapport til konsekvensutredning for Statnett. Juni 2006

Bye, T., M. Bjørndal, G. Doorman, G. Kjølle og C. Riis (2010) Flere og riktigere priser – et mer effektivt kraftsystem. Ekspertutvalg om driften av kraftsystemet. Rapport til OED, november 2010

Bye, T. og P.V. Hansen (2008): How do spot prices affect aggregate electricity demand? Discussion papers no 527, Statistics Norway, Research department.

Hanley, N. og E. B. Barbier (2009) *Pricing nature: cost-benefit analysis and environmental policy*. Edward Elgar Publishing Limited, Cheltenham, UK

Johnsen, T.A. og C. Lindh (2001): Økende knapphet i kraftmarkedet. Vil prisoppgang påvirke forbruket? Økonomiske analyser 6/2001, SSB.

Larson og Ek (2004) The black-out in southern Sweden and eastern Denmark, September 23, 2003. PESGM-2004 -001081.

NIJOS (2005) Nasjonalt referansesystem for landskap - Beskrivelse av Norges 45 landskapsregioner. Norsk institutt for jord- og skogkartlegging; NIJOS rapporter 10/05

NINA (2006) Konsekvensutredning: 420 kV kraftledning Sima – Samnanger, Tema: Reiseliv og turisme. NINA Rapport 163

NIKU (2006) KU 420 kV-kraftledning Sima kraftstasjon – Samnanger transformatorstasjon. Hordaland fylke. Tema: Kulturminner/Kulturmiljøer Rapport Arealplan 11/05, mars 2006

NVE (2004) Beregning av potensial for små kraftverk i Norge. Forutsetninger, metodebeskrivelse og resultater. Rapport 14/2004

Statnett (2010) Nettutviklingsplan 2010

Statnett (2006) Konesjonssøknad 420 kV ledning Sima-Samnanger, konsekvensutredning, mai 2006

Statnett (2004) Ny innføringsledning til BKK-området. Forprosjekt. Vurdering av traséer, stasjoner og kostnader. Oktober 2004

SWECO (2009) Verdsetting av estetiske effekter av kraftledninger, Rapport 040209

Vedlegg 1

METODER FOR ØKONOMISK VERDSETTING AV LANDSKAPESTETISKE EFFEKTER AV KRAFTLEDNINGER I SAMFUNNSØKONOMISKE ANALYSER

Ståle Navrud

Institutt for Økonomi og Ressursforvaltning
Universitet for Miljø og Biovitenskap (UMB), Ås.

Sammendrag

Kraftledninger har landskapsestetiske effekter. Disse bør tas inn i samfunnsøkonomiske analyser av investeringer i nye luftledninger. Et avbøtende tiltak er å legge kraftledningene i jord og/eller sjø, men dette har høyere kostnader og vil også skape sår i landskapet; iallfall på kort sikt (i form av gravearbeider ved jordkabel og når sjøkabelen skal ned i og oppav sjøen). Dette notatet gjennomgår metoder for økonomisk verdsetting og verdioverføring; samt metodiske utfordringer og usikkerhet knyttet til verdsetting av den samfunnsøkonomiske nytten av å unngå landskapsestetiske effekter av nye kraftledninger. Notatet fokuserer på landskapsestetiske hensyn da dette synes å være den viktigste miljøkostnaden av den planlagte kraftledningen i Hardanger. Andre effekter vil være mulig redusert forsyningssikkerhet av jord- og sjøkabel, mulig helserisiko av elektromagnetiske felt og effekter på biodiversitet i form av fuglekollisjoner ved kraftledninger i skog. Disse bør inngå som ikke-verdsatte effekter i den samfunnsøkonomiske analysen.

En tidligere nasjonal Betinget Verdssettingsstudie viser at betalingsvilligheten i form av økt strømregning for å unngå landskapsestetiske effekter av en ikke-kartfestet kraftledning mellom Østlandet og Vestlandet i en blanding av fem landskapstyper (inklusive fjordlandskap) ligger i størrelsesorden 1000 kr pr. husstand pr. år. Dette estimatet kunne tenkes brukt i en verdioverføring til å si noe om størrelsesordenen av den samfunnsøkonomiske nytten av å unngå landskapsestetiske effekter pr. år pr. husstand som berøres av en ny planlagt luftledning i Hardanger. En hovedutfordring ved en slik verdioverføring er imidlertid nettopp å definere antallet husstander som berøres av luftledningen, og hvordan betalingsvilligheten varierer over denne befolkningen. Ut fra den oppmerksomhet denne kraftlinjen har fått nasjonalt, kan en med sikkerhet si at det også er berørte husstander utenom de kommuner som berøres direkte av kraftledningen. Imidlertid gir denne eksisterende verdssettingsstudien ikke tilstrekkelig grunnlag for å anslå det som måtte være den berørte befolkningen og hvordan betalingsvillighet pr. husstand varierer over denne berørte befolkningen, til å bruke verdioverføringsteknikker for å anslå den samfunnsøkonomisk kostnaden av den planlagte kraftledningen i Hardanger.

1. Innledning

Tidligere studier av den samfunnsøkonomiske kostnaden av landskapestetiske effekter av kraftlinjer er hovedsaklig gjennomført i tettbygde strøk, og omfatter Eiendomsprisstudier og Betinget Verdsetting studier. Ofte vil kostnadsanslaget da omfatte *både* betalingsvillighet for å unngå landskapestetiske effekter og deres betalingsvillighet for å unngå helserisikoen fra elektromagnetiske felt/stråling fra kraftlinjer. Spesielt gjelder dette Eiendomsprisstudiene, mens det i Betinget Verdsetting-studiene er mulig å konstruere betalingsvillighetsspørsmål som kun får fram verdien av å unngå landskapsinngrep (Navrud et al 2008). Antall verdsettingsstudier nasjonalt og internasjonalt er lite. I Norge foreligger det to Betinget Verdsetting-studier; en lokal undersøkelse av opprustning av en eksisterende kraftlinje i tettbygd strøk ved Østensjøvannet i Oslo (Navrud et al 2008), og en nasjonal undersøkelse av bygging av en ny luftlinje mellom Østlandet og Vestlandet (ikke kartfestet men beskrivelse av landskapstyper den går gjennom) kombinert med en nasjonal og lokal undersøkelse av en kartfestet kraftlinje i Trøndelag (Magnussen et al 2009). Den sistnevnte studien synes å være spesielt aktuell å bruke i en verdioverføring (oftest omtalt som "Value transfer" eller "Benefit transfer"; se f.eks. Navrud & Ready 2007) for å si noe om størrelsesorden av miljøkostnadene av den planlagte kraftlinjen i Hardanger. Resultater fra denne betinget verdsettingsstudien vil bli drøftet, samt metoder for verdioverføring og usikkerheten ved en slik verdioverføring.

Kapittel 2 gjennomgår kort de aktuelle metoder for verdsetting av landskapestetiske effekter av kraftlinjer og deres fordeler og ulemper, samt tidligere anvendelser av disse metodene. Kapittel 3 gjennomgår hovedresultatene fra den verdsettingsstudien det synes mest aktuelt å overføre fra (Magnussen et al 2009). Kapittel 4 gjennomgår de ulike verdioverføringsmetoder, og hovedtrinnene i verdioverføring samtidig som det nevnes spesielle utfordringer ved bruk av verdioverføring for å anslå miljøkostnaden av de planlagte kraftlinjer i Hardanger. Kapittel 5 konkluderer med hensyn på bruk av verdioverføringsteknikker for å anslå miljøkostnadene av kraftlinjer versus sjø- og jordkabel for Hardanger.

2. Metoder og tidligere studier

Metoder for verdsetting av fellesgoder som bevaring av natur- og kulturlandskap kan deles inn i to hovedgrupper av metoder: i) Avslørte Preferanser (Revealed Preferences - RP), og ii) Oppgitte Preferanser (Stated Preferences- SP).

Den mest aktuelle RP-metoden for å verdsette landskapestetiske effekter av kraftlinjer er Eiendomsprismetoden (Hedonic Pricing –HP)¹, men den forsetter at kraftlinjen passerer i nærheten av tettbebyggelse og/eller hytteområder slik at en kan estimere den partielle effekten kraftlinjen har på markedsprisen for boliger eller hytter (blant de mange andre faktorer som påvirker eiendomsprisen).

Det er såvidt vi vet ikke gjennomført slike studier i Norge. Eksempler på utenlandske HP-studier er Hamilton & Schwann (1995) og Des Rosiers (2002), som begge fant at redusert markedspris på boliger nær kraftledninger. Hamilton & Schwann (1995) er en HP-studie av eneboliger (med markedsprisdata for perioden 1985-1991) nær en høyspentlinje i Vancouver-området i Kanada. De fant en gjennomsnittlig reduksjon i boligprisen på 6 % for eiendommer

¹ En kunne også tenkt seg å bruke Transportkostnadsmetoden (Travel Cost Method – TCM) men denne vil kun gi et anslag for dagens rekreasjonsverdi av området *før* kraftlinjene er bygd, og må kombineres med anslag for endring i forventet rekreasjonsutøvelse (f.eks. endring i antall fottur-dager; definert som én person går på fottur et visst minimum antall timer én dag) og endring i kvalitetet/verdien per rekreasjonsdag (f.eks. rekreasjonsverdi pr. fottur-dag) som bygging av kraftlinjene vil medføre over tid (inklusive en referansebane i form av framtidig antall rekreasjonsdager og verdi per rekreasjonsdag *uten* at kraftlinjen blir bygd).

som ligger nær kraftlinjen. Des Rogiers (2002) brukte HP-metoden på vel 500 eneboliger (med markedsprisdata for perioden 1991-1996) nær høyspentledninger i byen Brossard, også i Kanada. Han konkluderer med at nærhet til ledningene ikke nødvendigvis reduserer boligprisen, og at det til og med kan øke boligprisen om nytteeffektene av å være nær kraftledninger i form av blant annet bedre utsikt (pga ryddebeltet) overstiger ulempene. Imidlertid vil direkte utsikt til ledningen reduserer boligprisen med gjennomsnittlig 10 %. Fordelen med HP-studier er at de er basert på faktisk adferd i et marked hvor landskapsestetikk, men også andre effekter av kraftlinjer, ligger innebygget i markedsprisen. Problemet er nettopp å isolere effekten av det visuelle inngrepet kraftlinjene utgjør; i tillegg til de mer generelle ulemper ved HP-metoden i form av at den forutsetter at de som kjøpte boligen hadde full informasjon om boligen inklusive effektene av kraftlinjer da de kjøpte boligen, informasjon om alle aspekter som påvirker boligprisen (for å unngå feilspesifikasjon) og at disse kan måles slik at de oppfattes av boligkjøperne, samt fri konkurranse i boligmarkedet.

Av SP-metodene er Betinget Verdsetting (Contingent Valuation – CV) ² anvendt på landskapsestetiske effekter av kraftlinjer; se f.eks. Atkinson et al (2004) for folks betalingsvillighet for utforming av mastetyper for lokale kraftledninger (hvor de heller vil betale for å beholde eksisterende master istedenfor å få nye). I Norge er det gjennomført to CV-studier av folks betalingsvillighet for å kable kraftledninger; Navrud et al (2008) og Magnussen et al (2009). Ulempen med CV-studier blir ofte sagt å være at dette er hypotetiske betalingsvillighet og således vet vi lite om folks faktiske betalingsvillighet (i motsetning til Eiendomsprismetoden som utleder verdier fra faktisk markedadferd). Dette kan imidlertid motvirkes ved å konstruere CV-scenarier med kjente og realistiske betalingsmåter hvor respondentene bes om å oppgi sin betalingvillighet i form av en spesiell avgift på strømregningen og dermed høyere strømregning, og generelt følge god praksis i utforming av CV-studier (Bateman and Willis 1999, Bateman et al 2002, Soutukorva og Söderqvist 2005).

Fordelen med CV-studier er at en kan verdsette både bruks- og ikke-bruksverdier; og dermed få et anslag for nyttetapet både for dem som er direkte berørt ved at de bor nær kraftledningen, men også dem som har et nyttetap selv om de bor langt borte. Begge grupper vil inngå i det som omtales som ”den berørte befolkningen”. Dette synes spesielt viktig for kraftledninger i naturområder utenom tettbebyggelse, og spesielt hvor det berørte naturlandskapet kan synes å være av nasjonal verdi; jfr. f.eks. Hardangerfjorden. Dessuten kan en konstruere CV-scenariet slik at en isolerer de landskapsestetiske effektene. Navrud et al (2008) brukte følgende CV-scenario for å isolere den landskapsestetiske effekten var:

”Det arbeides med en plan for oppgradering av deler av kraftnettet i Oslo. Det gjenstår å bestemme seg for hvor stor del av de nye kraftledningene som eventuelt skal legges i bakken. Jordkabler koster mer enn å henge nye luftledninger i eksisterende master. Mer jordkabel vil dermed føre til økt nettleie, og dermed økt strømregning for alle husstander i Oslo. En slik plan vil inkludere oppgraderingsprosjekter i hele Oslo, og kostnadene vil betales av alle husstander i Oslo, gjennom økt nettleie på strømregningen. Strømregningen består av en kraftpris og en pris for nettleie, - samt moms og avgifter. For bydelene Manglerud, Bøler, Østensjø og Lambertseter er det kraftledningen Abildsø trafostasjon – Skullerud og Abildsø trafostasjon – Enebakkveien på Lambertseterlinjen det er aktuelt å oppgradere. Det vi vil få vite er om det er pengene verdt å legge luftlinjer i bakken, og hvor mye som eventuelt bør

² Valgeksperimentet (Choice Experiment– CE) brukes i økende grad innen verdsetting av miljøgoder og andre felesgoder, og vil som CV kunne gi et anslag for både bruks- og ikke-bruksverdi av kraftledninger (og har i tillegg potensiale til å anså verdien av ulike aspekter av kraftlinjene). Navrud et al (2008) var en kombinert CV- og CE-studie av landskapsestetiske effekter av kraftlinjer..

legges. Jeg vil derfor stille en rekke spørsmål om hvor mye hvert av disse alternativene er verdt for deg og din husstand”. (Til intervjuer: Vis kart og bilde av ny mast)

Denne studien var basert på personlig intervju av et utvalg på vel 600 husstander i bydelen kraftledningen ligger og nabobydeler; dvs. Manglerud, Østensjø, Bøler, Lambertseter. Undersøkelsen ble gjennomført i perioden november 1998 - januar 1999. Denne CV-studie av oppgradering av eksisterende kraftledning langs Østensjøvannet i Oslo fant at lokalbefolkningen var villig til å betale mer enn merkostnaden ved å legge jordkabel istedenfor luftledning når den eksisterende kraftledning skulle oppgraderes.

CV-studien i Magnussen et al (2009) hadde både en lokal og en nasjonal komponent. 1000 husstander i Sør- og Nord-Trøndelag ble i den lokale undersøkelsen bedt om å oppgi sin betalingsvillighet i form av et tillegg på den årlige strømregningen for å legge hele eller deler av en kartfestet 90 km lang planlagt kraftledning mellom Namsos og Roan som jord- og sjøkabel. Den nasjonale undersøkelsen av betalingsvilligheten for å kable hele eller deler av en ikke-kartfestet 200 km lang kraftledning mellom Vestlandet og Østlandet bestod av over 2000 respondenter; fordelt på tre ulike delutvalg for metodiske tester for å teste validiteten av CV-metoden (i form av blant annet å undersøke hvordan betalingsvilligheten varierer med lengden av kraftledningen som kables; såkalt ”scope test”). Dessuten ble både det lokale og det nasjonale utvalget bedt om å oppgi sin betalingsvillighet for henholdsvis også Vestland-Østland og Namsos-Roan kraftledningene. Begge undersøkelser var basert på et internettbasert spørreskjema (med et postalt tilleggsutvalg for å sikre et representativt utvalg for de over 55 år), og ble gjennomført av et profesjonelt meningsmålingsinstitutt blant deres panel av husstander i perioden desember 2007 - januar 2008.

Mens Navrud et al (2008) så på oppgradering av *eksisterende* kraftledninger i *tettbygd* strøk, verdsatte således Magnussen et al (2009) landskapsestetiske effekter av *nye* kraftledninger som hovedsaklig gikk i *naturområder* utenom tettbygd strøk (men inkluderte også tettbygd strøk som en av fem landskapstyper). Denne undersøkelsen er således mer relevant for den planlagte kraftledningen i Hardanger. I tillegg ble den gjennomført for kun tre år siden, mens Navrud et al (2008) ble gjennomført for 13 år siden. Den vanlige praksis for verdioverføring over tid med å oppjustere betalingsvillighet med konsumprisindeksen i mangel av en egen indeks for verdsetting av landskapsestetikk og miljøgoder vil således kunne gi et feil bilde denne befolkningens preferanser i dag (Navrud 2004, Navrud & Ready 2007, Ready and Navrud 2008). Hovedresultatene fra Magnussen et al (2009) er således drøftet nærmere i kapittel 3, mens mulighetene for verdioverføring av resultatene til kraftlinjen i Hardanger er drøftet i kapittel 4.

3. Nasjonal Betinget Verdsetting- studie av kraftledninger

Magnussen et al (2009) inkluderer en nasjonal CV-studie av folks betalingsvillighet for å kable (i jord eller sjø) hele eller deler av en ikke-kartfestet høyspentledning mellom Østlandet og Vestlandet som ble oppgitt å gå gjennom ulike landskapstyper. Respondentene, som hver representerte én husstand ble bedt om å oppgi sin betalingsvillighet for å kable hele linjen (200 km) fordelt likt på fem terrengtypene og for å kable kun den femtedel av linjen (40 km) som gikk i den landskapstypen de prioriterte høyest å bevare. De fem landskapstypene var: tettbygd strøk, høyfjellslandskap, fjordlandskap, dalbunnen i spredt bebygde områder og skogsterreng i dalsider. Dette var også rekkefølgen husstandene i gjennomsnitt prioriterte landskapstypene i; med 45, 23 og 15 % som prioriterte å kable kraftledningen i henholdsvis

tettbygd strøk, fjell- og fjordlandskap³. Betalingsvillighet for hele traséen var ca. 1220 kr per husstand pr. år, med et 95 % konfidensintervall på 1121-1315 kr. Betalingsvilligheten for kun 1/5 av strekningen med prioritert terrengtype var 1050 kr (970-1130 kr). Betalingsvilligheten for å kable kraftledningen er således såvidt ikke signifikant større på 5 % nivå for hele kontra kun en del av strekningen. Dette kan tolkes som om folks betalingsvillighet ikke passerer den såkalte scope-testen, og dermed ikke er følsom for mengden av godet landskapsestetikk målt som kilometer kraftledning. Imidlertid er nok en mer nærliggende tolkning at folk ikke måler landskapsestetikk i kilometer kraftledning; noe som synes naturlig men var ønsket måleenhet fordi kostnadene ved å unngå landskapsinngrep av kraftledninger jo måles i kilometer jord- og sjøkabel. Det er også viktig å huske på når en sammenligner disse tallene at respondentene ble bedt om å plukke ut hvilken terrengtype de syntes det var viktigst å unngå luftledninger i – og deretter oppgi betalingsvillighet for denne. Det vil si at de oppga betalingsvillighet for et annet gode enn bare 1/5 av den totale traséen som de fikk oppgitt at bestod av en lik blanding av de fem terrengtypene.

Magnussen et al (2009) konkluderer med at betalingsvilligheten i form av økt strømrregning for å unngå landskapsestetiske effekter av luft kraftledninger i en blanding av landskapstyper ser ut til å ligge i størrelsesorden 1000 kr pr. husstand pr. år. Dette estimatet kan brukes til å si noe om størrelsesordenen av den samfunnsøkonomiske nytten av å unngå landskapsestetiske effekter pr. år pr. husstand som berøres av en en ny planlagt luftledning.

4. Verdioverføring – teknikker og framgangsmåte

4.1. Verdioverføringsteknikker

Dersom det forligger en eller flere verdsettingsstudier for et fellesgode er det et spørsmål om man kan overføre verdianslagene fra stedet studien ble foretatt ("studiestedet") til det nye stedet man ønsker verdier for ("beslutningsstedet"). En slik overføring kalles "Benefit transfer" (nytte-overføring). Metoden gjelder imidlertid både for overføring av nytte (benefit) og skade (damage), og burde heller generelt benevnes verdioverføring ("Value Transfer"); se også Navrud (2004) samt Navrud & Ready (2006).

Fordelen med en slik overføring av verdianslag er at dette oftest er billigere enn å utføre nye verdsettingsstudier (oftest benevnt som primærstudier). En annen, og ofte like viktig faktor, er at gjennomføring av nye studier er tidkrevende, og overføring av verdsettingsestimater fra eksisterende studier kan dermed være en langt raskere metode.

Svakheten med verdioverføring er at usikkerheten i verdianslagene øker. Dette kan skyldes at selv om tidligere undersøkelser har verdsatt samme type miljøgode, kan det være flere viktige forskjeller. Dette kan for eksempel være ulike karakteristika ved miljøgodet, ulike endringer av miljøgodets kvalitet/mengde, ulike tilgjengelighet av substituttet, og ulike beslutningssammenheng for verdsettingen. I tillegg kan det være forskjeller for eksempel i inntekt, utdanning, preferanser og holdninger hos de berørte husstander; noe som vil kunne medføre forskjellig verdsetting av samme miljøendring (Navrud 2004). Disse usikkerhetene kommer i tillegg til usikkerhetene som allerede ligger i de originale verdsettingsmetodene, og

³ Selv om Magnussen et al (2009) i CV-studien søkte å isolere landskapsestetiske effekter av kraftledninger, viser resultater fra spørsmålet om *hvorfor* respondenter (som hadde positiv betalingsvillighet) ville betale noe at svaralternativet "bekymring for helseeffekter grunnet elektromagnetiske felt" er oppgitt signifikant hyppigere blant dem som prioriterte å kable tettbygde strøk.

metoder for å anslå den fysiske effekten av et prosjekt/inngrep. Økningen av usikkerhet i estimatene ved verdioverføringen må vurderes opp mot nytte ved redusert tid og kostnad i forhold til en original verdsettingsstudie, samt en vurdering av akseptabelt usikkerhetsnivå i den aktuelle beslutningssituasjonen (Navrud 2004).

Det finnes tre hovedtyper av verdioverførings-teknikker (Navrud 2004, Navrud & Ready 2006): i) Enhetsoverføring, ii) Overføring av betalingsvillighetsfunksjon og iii) Meta-analyse.

Enhetsverdioverføring

Enhetsverdioverføring, dvs. overføring av estimater for gjennomsnittlig betalingsvillighet for et bestemt miljøgode fra det opprinnelige studiestedet til stedet der ny analyse ønskes utført, er den enkleste formen av verdioverføringsteknikker. Denne verdioverføringen kan foregå *med* eller *uten* korreksjoner av forskjeller mellom de to stedene. Korreksjonene kan være på bakgrunn av prisstigning, inntektsnivå eller ekspertanslag av ulikheter mellom studiested og beslutningssted. Det tilstrebes å finne verdsettingsanslag fra én studie som i størst mulig grad ligner beslutningsstedet både m.h.p endringen i miljøgodet som verdsettes, sosiøkonomiske karakteristika ved befolkningen osv., men overføringen kan også baseres på anslag fra flere originale verdsettingsstudier.

Overføring av betalingsvillighetsfunksjon

Dette innebærer at betalingsvillighetsfunksjonen, det vil si estimert betalingsvillighet for endringer i miljøgodet som en funksjon av forskjellige forklaringsvariabler (så som respondentenes inntekt, utdanning, bruk og kjennskap til miljøgodet etc) overføres. Estimering av betalingsvillighet på beslutningsstedet skjer da ved å bruke de samme koeffisientene i funksjonen, men sette inn middelverdiene fra beslutningsstedet for forklaringsvariablene. Dette betinger at miljøendringene og forklaringsvariablene er sammenlignbare, og at respondentenes preferanser er like på studiested og beslutningssted. Det tilstrebes å finne studiested som i størst mulig grad ligner beslutningsstedet, og det må finnes data for forklaringsvariablene (som inngår i betalingsvillighetsfunksjonen) tilgjengelig på beslutningsstedet.

Meta-analyse

Meta-analyse er en statistisk regresjonsanalyse av flere tidligere verdsettingsstudier for et bestemt miljøgode, for å se hvordan betalingsvilligheten for miljøgodet varierer med ulike karakteristika ved godet, den undersøkte befolkningen og aspekter ved verdsettingsmetoden som er anvendt. Da hver studie blir benyttet som én observasjon, er det problematisk å gjennomføre meta-analyser for miljøgoder hvor det er utført få tidligere studie, da man vil få problemer med få observasjoner (og få frihetsgrader) i regresjonene. Det kan brukes flere estimat fra samme studien dersom det for eksempel er brukt ulike verdsettingsspørsmål og estimeringsteknikker i originalstudien, men man må da ta hensyn til at estimatene fra samme studie er korrelert. Med så få originalstudier som finnes av kraftledninger vil det ikke være mulig å utarbeide en meta-analyse.

4.2 Retningslinjer for verdioverføring og relevans for kraftlinjer i Hardanger

Det finnes få detaljerte retningslinjer for overføringer av verdier fra tidligere verdsettingsstudier, men Navrud (2006) foreslår en 8-stegsprosedyre, som gjengis nedenfor

sammen med merknader om hva de vil innebære med hensyn på verdioverføring for å anslå samfunnsøkonomisk kostnad av landskapsestetiske effekter av kraftledningen i Hardanger.

Steg 1 – Identifiser miljøendringen som ønskes verdsatt på beslutningsstedet

I. Type miljøgode

Den totale samfunnsøkonomiske verdien av et miljøgode kan grovt sett deles inn i tre grupper:

- a) Direkte bruksverdier (for eksempel rekreasjonsaktiviteter som hvalsafari, fiske og jakt)
- b) Indirekte bruksverdier i form av havets økosystemtjenester (for eksempel opprettholdelse av havets biodiversitet, og havets kapasitet til å lagre klimagasser,)
- c) Ikke-bruksverdier (eksistens- og bevaringsverdier; som inkluderer historiske/kulturelle verdier og truede dyrearter)

II. Beskrive (forventet) miljøendring /endring i kvalitet og kvantitet av fellesgodet

- a) Utgangspunkt / referansepunkt
- b) Omfang av endringen, samt retning på endringen (dvs. nytte vs. kostnad, og bevaring⁴ vs. restaurering)

Steg 2 – Identifisere den berørte populasjonen på beslutningsstedet

Desvousges et al. (1998) bruker dette som siste steg i deres retningslinjer for gjennomføring av benefit transfer. Det er imidlertid viktig å identifisere den berørte befolkningen på beslutningsstedet allerede før vi gjennomgår litteratur og vurderer relevansen av de utvalgte studier. Verdiene som overføres fra tidligere studier bør stamme fra et utvalg med relativt like demografiske egenskaper og verdier som ved beslutningsstedet.

Dersom vi kun ønsker å komme fram til verdier av en friluftslivsaktivitet, vil for eksempel den berørte befolkningen være de som benytter dette området til rekreasjon. Dersom vi ønsker å verdsette både bruks- og ikke-bruksverdi, og beslutningsstedet kun har lokal verdi (og det dermed er mange substitutter regionalt), bør utvalget komme fra den aktuelle kommunen (eller området som benytter godet). Dersom det kun er noen få substitutter regionalt bør utvalget komme fra flere kommuner eller eventuelt fra hele fylket. Dersom miljøgodet er av nasjonalt viktig karakter, for eksempel en nasjonalpark eller et nasjonalt landskap som Hardangerfjorden synes å være, bør utvalget representere hele landet.

For bruksverdier bør antall personer som bruker området til rekreasjonsformål estimeres (før og etter miljøendringen), mens for ikke-bruksverdier (eller bruks- og ikke-bruksverdier sammenlagt) bør antall berørte husstander bli aggregert på det relevante geografiske nivået (kommune/fylke/region/nasjonen). For et nasjonalt gode som Hardangerfjorden synes å være,

⁴ Det bør skilles mellom bevaring (som bevarer original/uberørt miljø) og restaurering. Det har vist seg at befolkningen setter en høyere verdi på å beholde et uberørt miljø (dvs. bevare) i forhold til restaurering på et senere tidspunkt.

peker dette i retning av å se spesielt på resultater fra det nasjonale utvalget i Magnussen et al (2009).

Steg 3 – Utfør en litteraturgjennomgang for å identifisere relevante primærstudier

Neste steg er å gjennomføre litteratursøk, inklusive søk i den mest omfattende databasen for verdsettingsstudier Environmental Valuation Reference Inventory (EVRI) www.evri.ca for å identifisere liknende studier fra samme land eller naboland (eller andre land som er relevante å sammenlikne seg med). Denne anbefalingen er basert på validitetstester av benefit transfer, som viser at overføringer mellom land og områder som har liknende demografiske, kulturelle og institusjonelle karakteristika generelt sett har mindre overføringsfeil (se f.eks. Lindhjem & Navrud 2008). Av samme årsak bør man velge de nyeste studiene (da befolkningens preferanser for fellesgoder kan ha endret seg over tid); samt at verdsettingsmetodene er blitt bedre over tid. Uansatt bør man være oppmerksom på at validitetstestene ikke innebærer at dette vil være tilfellet for alle overføringer. For kraftlinjer over Hardangerfjorden peker dette i retning av å søke å overføre resultater fra Magnussen et al (2009), som er en norsk studie og er foretatt nær i tid.

Dersom det ikke eksisterer noen, eller kun et fåtall primærstudier av den aktuelle miljøendringen i Norge og Norden, bør hele EVRI-databasen gjennomgås med henblikk på relevante studier samt at en bør gjøre generelle datasøk. Meta-analyser (inkludert nordamerikanske studier) kan også vurderes, gitt at man tar hensyn til begrensningene for overføring av verdier fra meta-analyser med et bredt omfang. Dette innebærer at det ofte er stor variasjon i definisjonen av miljøgodet i studiene inkludert i meta-analysen. Dette gjøres for å øke antall observasjoner i meta-analysen når det er få studier av miljøgodet som vurderes; men vil kunne øke usikkerheten i verdsettingsanslaget fra metaanalysen. Noen meta-analyser finnes også i EVRI-databasen. Et eksempel: Lindhjem (2007) laget et regneark med detaljerte data (mer detaljert enn i EVRI) for alle studier av miljøgoder i skog som inntil da hadde vært gjennomført i Norge, Sverige og Finland, og brukte dette til å gjennomføre en meta-analyse. En viktig konklusjon fra denne studien var at betalingsvilligheten ikke synes å være følsom for størrelsen på skogsområder (dvs. folk var villige til å betale like mye for å bevare små som store skogområder; noe som kan skyldes at arealet på området ikke var oppgitt i selve betalingsvillighetsspørsmålet samt at fokus for studien var f.eks. bevaring av biodiversitet heller enn areal). Dette skaper selvsagt tvil om bruk av forenklede mål så som betalingsvillighet pr. arealenhet for komplekse miljøgoder som økosystemer og fellesgoder som bevaring av urørte naturområder og andre landskapstyper for å finne samlet betalingsvillighet for et større (eller mindre) område på beslutningsstedet, enn det som er vurdert på studiestedet. Lindhjem & Navrud (2008) fant, når de sammenlignet enhetsoverføring med overføring fra den mer tidkrevende og komplekse meta-analysen av studier fra alle tre land, at den langt enklere enhetsoverføringen fra studier i samme land ikke ga større overføringsfeil. Spesielt når det er få verdsettingsstudier nasjonalt kan imidlertid meta-analyser av studier internasjonalt (fortrinnsvis med høy forklaringskraft) være til nytte (se Shrestha & Loomis (2001) for et eksempel på en meta-analyse av rekreasjonsverdier).

Databaser med verdsettingsstudier inneholder sjelden all informasjon man trenger om studien for å gjennomgå egenskaper ved studiestedet med sikte på finne en studie som er så lik beslutningsstedet som mulig. EVRI bør derfor enten utvikles til å gi mer detaljerte data om studien (noe som inngår i prosessen med å revidere EVRI som nå foregår), eller en bør designe databaser med mer detaljerte data slik som f.eks. Lindhjem (2007). Det er også en stor fordel å ha og gjennomgå selve primærstudiene som det er aktuelt å overføre fra.

Steg 4 – Gjennomgå relevansen og kvaliteten i verdsettingsestimatene fra primærstudien med sikte på benefit transfer

I dette steget bør kvaliteten på den aktuelle verdsettingsstudien gjennomgås i forhold til vitenskaplige kriterier og omfang av informasjon. Desvousges et al. (1998) bruker følgende kriterier for å bedømme om en studie er aktuell for benefit transfer:

- I) Vitenskaplig nivå – benefit transfer-estimatene er bare så gode som metodikken og forutsetningene i originalstudien tilsier
 - a) Vitenskaplig forsvarlig datainnsamling (for studier basert på oppgitte preferanser menes med dette personlige intervju og/eller post/internett undersøkelser med høy responsrate (> 50 %), og utarbeidelse av spørreskjema basert på fokusgrupper og pre-tester av skjemaets ordlyd og betalningssvillighetsscenarier)
 - b) Vitenskaplig forsvarlig metodikk (for eksempel personlig intervju med tilstrekkelig utvalgsstørrelse (se for eksempel Bateman & Willis 1999 samt Bateman et al (2002) for retningslinjer ved studier av oppgitte preferanser, og Soutokorva og Söderquist (2005) for retningslinjer for vurdering av kvalitet av studier innen både avslørte og oppgitte preferanser)
 - c) Konsistens med vitenskaplig (økonomisk) teori (for eksempel at det eksisterer en sammenheng mellom endepunktet i dose-respons funksjoner og verdsettingsestimatet, gjennomførte statistiske analyser og at verdsettingsfunksjonen inneholder variabler som man bør forvente ut i fra økonomisk teori (for eksempel inntekt, utdanning, alder etc.).
- II) Relevans – Primærstudien fra studiestedet bør samsvare med forholdene på beslutningsstedet (dvs. være ”så lik som mulig”) for å kunne brukes i denne nye konteksten /sammenhengen
 - a) Omfanget av miljøendringen bør samsvare
 - b) Utgangspunktet for miljøendringen bør samsvare
 - c) Berørt økosystem /miljøgode bør samsvare
 - d) Det berørte området bør samsvare (f.eks. størrelse på området, tilgang på substitutter etc) når dette er relevant for studien (for eksempel ved verdsetting av rekreasjonsverdier)
 - e) Varighet og sammenhengen miljøendringen skjer under bør samsvare
 - f) Sosioøkonomiske karakteristika for den berørte befolkningen bør samsvare
 - g) Eiendomsrett samt kulturelle og institusjonelle forhold bør samsvare.
- III. Detaljgrad – Originalstudien bør inneholde et detaljert datasett med tilhørende informasjon
 - a) Original verdsettingsfunksjon; inkludert full informasjon og definisjoner av underliggende variabler og estimer, og gjennomsnittverdier for disse
 - b) Forklaring på hvordan eventuelle substitutter (eller komplementære goder) har blitt håndtert

- c) Data for svarprosent, andel nullsvar (og andel protest nullsvar) og andel positive svar
- d) Standardavvik og andre statistiske mål på resultatenes spredning

Alle disse tre kriteriene, med underliggende komponenter er like viktige for å vurdere relevans og kvalitet i studien. Magnussen et al (2009) synes å tilfredsstille kravene til vitenskaplig nivå, relevans og detaljgrad i rapportering av resultater.

Steg 5 – Velg ut og oppsummer tilgjengelig data fra studiestedet

Flere mulige fremgangsmåter kan bli brukt for dette og resultatene bør presentere et sett av verdier. Tidligere studier gjennomgås for å komme fram til laveste og høyeste estimat, som kan definere øvre og nedre grense for den overførte verdien. Undersøk gjennomsnittsverdier, standardavvik og overføringsfeil (dersom ikke dette finnes, benyttes intervall på $\pm 25 - 40 \%$ basert på tidligere testing av validiteten for benefit transfer (Navrud, 2004; Ready & Navrud 2006). Undersøk om det finnes relevante meta-analyser som har et omfang som er spesifikt nok til å gi relevant informasjon for benefit transfer. Meta-analyser kan være svært brede i sine anslag, da de ofte inkluderer ulike studier med varierende metodikk og av ulike miljøgoder.

Vurdér verdiene fremkommet fra meta-analyse i lys av om parameterne i meta-funksjonen har fremkommet i henhold til beste metodikk og en kontekst som samsvarer med beslutningsstedet, det vil si at godene som verdsettes bør være så like som mulig med hensyn til omfang og retning på miljøendringen (og opprinnelig nivå på miljøgodet), forekomst av substitutter (alternativer), karakteristika for befolkningen i utvalget, samt en troverdig og fornuftig betalingsmåte (ikke frivillig bidrag eller betalingsmåte som kan skape en stor andel protestsvar).

Steg 6 – Overfør verdier fra studie- til beslutningssted

- I) Fastslå hvilke verdier som skal overføres. Anbefalte verdier for overføring av bruks- og ikke-bruksverdier er:

- a) Bruksverdier

For rekreasjon: Konsumentoverskudd pr. aktivitetsdag⁵

For økosystemer: Betalingsvillighet / husholdning / år

For rekreasjon kan konsumentoverskudd per besøkende per år (eller per besøk) også benyttes, men da bør gjennomsnittlig antall aktivitetsdager per år (eller per besøk) være tilsvarende på studie- og beslutningssted.

- b) Ikke-bruksverdier

⁵ En aktivitetsdag er definert som *ett* individ som bedriver *en* spesifisert rekreasjonsaktivitet for en kortere eller lengre periode i løpet av *én* dag, for eksempel en fiskedag eller en jakt dag.

Bruk av total betalingsvillighet per hektar økosystem eller landskapstype forutsetter både at størrelsen på berørt populasjon og verdien per hektar er konstant. Empiriske studier viser imidlertid at betalingsvilligheten faktisk ikke øker proporsjonalt med antall hektar av økosystemet eller landskapstypen (se for eksempel Lindhjem 2007, Magnussen et al 2009). Studier har vist at betalingsvillighet per enhet varierer mye, og det bør dermed vises stor forsiktighet med å konvertere oppgitt gjennomsnittlig betalingsvillighet per husstand til kontinuerlige variabler som betalingsvillighet per km eller per hektar per husholdning. En slik verdi vil likevel være bedre enn en total betalingsvillighet (summert over alle berørte husholdninger på studiestedet) per km eller hektar, fordi man i det siste tilfellet også må forutsette en tilsvarende berørt populasjon på beslutningsstedet som på studiestedet.

II) Fastslå metode for å korrigere for ulikheter mellom studie- og beslutningssted

Dersom beslutningsstedet har liknende egenskaper som studiestedet, kan enhetsoverføring benyttes med stor grad av sikkerhet. Dersom det finnes flere passende studier å overføre verdier fra, bør samtlige vurderes og verdier beregnes som et intervall.

Dersom det benyttes enhetsoverføring mellom ulike land, med ulik valuta, kan inntekt og prisnivå mellom land korrigeres for ved å bruke kjøpekraftparitets (PPP- Purchasing Power Parities) - justerte valutakurser.

Også innen et land kan det være aktuelt å justere for ulikheter i inntektsnivå og inntektselastisitet i forhold til betalingsvillighet for undersøkt miljøgode.

Overføring av betalingsvillighetsfunksjon kan benyttes dersom denne har tilstrekkelig forklaringsgrad⁶ og inneholder forklaringsvariabler som det også er mulig å finne informasjon om på beslutningsstedet. Imidlertid vil det svært ofte være slik at funksjonen inneholder variabler som gjør at nye undersøkelser må gjennomføres på beslutningsstedet for å skaffe informasjon om disse (for eksempel variabler som sier noe om utvalgets holdninger med hensyn til fellesgodet en ser på). Dersom modellen kun er basert på variabler som det er mulig å fremskaffe informasjon om på beslutningsstedet (som inntekt, alder, utdanning etc; som er tilgjengelig i offentlige databaser) vil man ofte oppleve at modellen har lav forklaringsgrad. Generelt oppleves det ofte at betalingsvillighetsfunksjoner basert på oppgitte preferanser (dvs. betinget verdsetting og valgekspesimenter) har lavere forklaringsgrad enn modeller basert på reisekostnads- eller eiendomsprismetoden⁷.

Dersom det eksisterer relevante meta-analyser av miljøendringen (se forrige steg) kan også estimater med utgangspunkt i disse bli benyttet for å sammenlikne ulike metoder for benefit transfer. Det kan gjennomføres følsomhetsanalyser for å belyse hvor mye estimatene kan variere, og øvre og nedre verdier kan benyttes som intervall for den overførte verdien.

Som en oppsummering kan vi si at enhetsoverføring må sies å være den enkleste og mest transparente måten å overføre verdier mellom studie- og beslutningssted. Metoden har vist seg å være like pålitelig som de mer kompliserte metodene som overføring av betalingsvillighetsfunksjoner og meta-analyser. Dette skyldes hovedsakelig den lave

⁶ Som en tommelfingerregel bør dette være en justert R^2 -verdi høyere enn 0,5, noe som innebærer at mer enn 50 % av variasjonen i betalingsvillighetsestimater er forklart ved endring i forklaringsvariablene.

⁷ Dette innebærer imidlertid ikke at vi bør fokusere på studier basert på avslørte preferanser når nye studier planlegges, da kun metoder basert på oppgitte preferanser har kapasitet til å måle ikke-brStorbritanniasverdier for miljøgoder.

forklaringsgraden som betalingsvillighetsfunksjoner fra verdsettingsundersøkelser basert på oppgitte preferanser har, samt det faktum at valg av metodikk, mer enn karakteristika ved beslutningsstedet og berørt populasjon, har den største forklaringsgraden i meta-analyser. Generelt sett bør et intervall på $\pm 25 - 40 \%$ benyttes tilknyttet et betalingsvillighetsestimater, dersom studie- og beslutningsstedet er svært like (se Navrud, 2004, Ready & Navrud 2006). Dersom det er store ulikheter mellom studie- og beslutningssted, bør det benyttes et intervall på $\pm 100 \%$.

Enhetsoverføring synes også å være eneste mulige overføringsteknikk i telfellet med kraftlinjer over Hardangerfjorden. Store ulikheter kan imidlertid ikke utelukkes slik at usikkerheten i overføring av betalingsvillighetsestimater kan ligge opp mot $\pm 100 \%$.

III) Fastslå metode for overføringer av verdsettingsestimater over tid

Verdsettingsestimater bør justeres for tid fra dataene ble innsamlet til dagens prisnivå, ved bruk av konsumprisindekser (KPI) hentet fra området hvor beslutningsstedet ligger. Dersom studiestedet ligger i et annet land enn beslutningsstedet, må det først konverteres til lokal valuta i det året dataene ble innsamlet, ved å bruke kjøpekraftparitet-justerte valutakurser fra dette året. Deretter benyttes KPI ved beslutningsstedet (oftest landet dette ligger i for å oppdatere verdiene til det tidspunktet da ny verdsetting ønskes gjennomført).

Da miljøgoder ikke inkluderes i KPI, kan det imidlertid være verdt å merke seg at miljøendringen kan ha steget mer eller mindre enn denne indeksen. Det eksisterer imidlertid pr i dag ingen bedre generell metode for å justere for endringer i preferanser for miljøgoder over tid.

Siden estimatene fra Magnussen et al (2009) er kun tre år gammel og korreksjon med KPI vil endre estimatene marginalt er denne korreksjonen ikke foretatt. Det ville uansett ikke kunne reflektere mulige endringer av befolkningens preferanser for kraftlinjer i lys av media-debatten om kraftlinjer de siste årene, og spesielt fjorårets debatt om de planlagte kraftlinjene i Hardanger.

Steg 7 – Utregning av total nytte eller kostnader for den berørte befolkningen

For overføring av ikke-bruksverdier blir gjennomsnittlig betalingsvillighet/husstand/år multiplisert med totalt antall berørte husstander, for å komme fram til årlig nytte eller kostnader. Dersom betalingsvilligheten for studien er anslått som årlige verdier i et gitt tidsintervall, for eksempel 5 eller 10 år, skal den totale nytte eller kostnad beregnes som en nåverdi av den samme perioden. Dersom verdien derimot er oppgitt som et engangsbeløp, skal dette betraktes som en nåverdi av miljøendringen.

Den generelle formelen for å kalkulere en nåverdi av nytte av et miljøgode, $NV(B)$ kan uttrykkes som:

$$NV(B) = \sum_{t=0}^T B_t / (1 + r)^t$$

hvor B_t er den total nytte av miljøgodet i år t , T er tidshorisonten (for den oppgitte betalingsvilligheten) og r er samfunnets diskonteringsrate. Nytt og diskonteringsrate er

oppgitt i realverdier, dvs. i hhv. 2011-kr og diskonteringsrate som realrente (dvs. justert for inflasjon).

Dersom det ikke er oppgitt en tidshorisont i betalingsvillighetsundersøkelsen (f.eks. årlig betaling over 10 år) bør det prinsipielt antas at dette er en årlig innbetaling over en uendelig tidshorisont, dvs. at $t \rightarrow \infty$. I dette tilfellet vil den årlige nytten B_t være den samme hvert år og kan forenkles til:

$$PV(B) = B_t / r$$

Magnussen et al (2009) estimerer betalingsvilligheten pr. år uten spesifisert tidshorisont, men ved verdioverføring til Hardanger synes det naturlig å la denne nytten av jord- og sjøkabel påløpe i prosjektets levetid.

Årlig nytte B_t tilsvarer aggregert betalingsvillighet for den berørte populasjonen (WTP_{tot}) og kan beregnes som:

$$WTP_{tot} = \sum_{i=1}^N WTP_i$$

Hvor N = antall berørte husstander og WTP_i = gjennomsnittlig betalingsvillighet for husstand i . Siden betalingsvillighet pr husstand varierer mellom ulike deler av den berørte populasjonen (for eksempel i forhold til avstand mellom studie- og beslutningssted, i forhold til om husstanden er brukere eller ikke-brukere av fellesgodet etc.) bør estimatet baseres på den samme type berørt populasjon som ved beslutningsstedet. Dersom dette ikke er mulig, bør reduksjon i betalingsvillighet som følge av avstand fra miljøgodet (såkalt "distance decay", for eksempel prosentvis reduksjon i betalingsvillighet pr. km økt avstand fra miljøgodet) anslås, basert på empirisk erfaring fra studiestedet (dersom det eksisterer og tilsier dette).

Dersom det skal beregnes bruksverdier for rekreasjon, bør husstander erstattes med individer i ovennevnte likning, og konsumentoverskudd pr aktivitetsdag multipliseres med økt eller redusert antall dager aktivitet for å beregne prosjektets totale verdi. For verdier utover rekreasjon, benyttes oftest verdi pr husstand, og samme metoder som for ikke-bruksverdier kan benyttes.

Ulike komponenter av et miljøgode skal aggregeres, må det også vurderes om disse komponentene er uavhengige (som innebærer at de summeres direkte), eller om de bør betraktes som substitutter eller komplementære gode-komponenter. I det første tilfellet vil aggregert nytte eller kostnad bli overestimert, mens de i det siste tilfellet vil kunne underestimeres.

For verdioverføring til Hardanger fra Magnussen et al (2009) er dette et svært sentralt og kritisk punkt. Vi kan ikke ut fra Magnussen et al (2009) anslå størrelsen på den berørte befolkningen for kraftlinjene i Hardanger, eller hvordan verdien varierer over denne berørte befolkningen. Betalingsvilligheten synes imidlertid ikke å utvise såkalt "distance decay", men heller kunne være større langt unna på grunn av mulig større ikke-bruksverdier der.

Dette er et hovedargument for ikke å gjennomføre verdioverføringen da grunnlaget i form av én relevant, nasjonal verdsettingsstudie (og ingen relevant studie internasjonalt og selvsagt da heller ikke meta-analyser).

Steg 8 – Usikkerhet og akseptabel overføringsfeil

Gjennomførte validitetstester for benefit transfer (Navrud & Ready 2006) har vist at overførte økonomiske estimater bør presenteres innen et intervall på $\pm 40\%$. Dersom studie- og beslutningssted er svært like, eller dersom primærstudien ble laget med tanke på overføringer til områder som tilsvarer beslutningsstedet, kan det imidlertid benyttes feilmarginer på $\pm 25\%$. Dersom det er store forskjeller mellom studie- og beslutningssted, kan det fremdeles benyttes enhetsoverføring, men muligheter for over- eller underestimering i overføringer i verdier bør bli oppsummert og presentert med et usikkerhetsintervall på $\pm 100\%$ (som baseres på observert variasjon i verdsettingsestimater i validitetstester (Navrud, 2004; Navrud & Ready 2007)).

Dersom det skal gjennomføres en nyttekostnadsanalyse av et nytt prosjekt eller en politikk, skal nåverdien av estimert kostnad sammenliknes med nåverdi av tilsvarende nytte. Effekten av en feilmargin i overføringen på $25 - 40\%$ bør kalkuleres for å vurdere om dette redusere nåverdien av nytten (øker kostnadene) til et kritisk nivå, dvs. at det medfører at den totale nåverdien endres fra positiv til negativ. Hvis dette er tilfellet vil evt. overføringsfeil i estimatet være så store at de vil kunne forandre konklusjonen i nytte-kostnadsanalysen, og en bør da forsøke å forbedre presisjonsnivået i overføringen. Dette kan gjøres ved å gjennomføre en fullstendig verdsettingsundersøkelse eller ved å korrigere overførte verdier ved å gjennomføre en små-skala original verdsettingsundersøkelse.

Før en gjør dette bør en imidlertid gjennomføre en forenklet nytte-kostnadsanalyse for å sikre at kostnadene av disse nye undersøkelsene er lavere enn nytten i form av mindre sannsynlighet for å ta en feilaktig beslutning ved å bruke de overførte verdiene. Dersom dette ikke er tilfelle, bør det være tilfredstillende å basere seg på de overførte verdiene som framkommer ved bruk av retningslinjene for benefit transfer som er beskrevet her.

For verdioverføring til Hardanger bør dette vurderes ut fra resultatet i den øvrige samfunnsøkonomiske analysen, før en eventuelt vurderer å gjennomføre en små-skala eller full-skala Betinget Verdsettingsstudie av nettopp dette tilfellet.

5. Konklusjon

Da det ikke finnes lignende CV-undersøkelser verken nasjonalt eller internasjonalt, bør Magnussen et al (2009) betraktes som en storskala *pilot*-undersøkelse av landskapsestetiske effekter av nye kraftledninger som går gjennom både bebodde områder og *uberørte* naturområder. Denne verdsettingsundersøkelsen ble derfor kombinert med en rekke metodiske tester, som vil gi grunnlag for å konstruere enda bedre verdsettingsundersøkelser av landskapsinngrep i framtiden.

I en samfunnsøkonomisk analyse (Nytte-kostnadsanalyse) ønsker en å sammenligne kostnader og nytte på samme enhet. I dette tilfellet er kostnadene av å unngå landskapesetiske effekter gitt som *kroner pr. km* luftledning som blir lagt som jordkabel, og ideelt sett ville en derfor også ha nytten av å unngå landskapsestetiske effekter i kroner pr. km. Spørsmålet dette umiddelbart reiser er om landskapsestetikk kan måles på en meningsfylt måte pr. km kraftledning, da det jo er den *visuelle effekten* av landskapsinngrepet folk har nytte av å unngå og denne er ikke bare avhengig av hvor lang kraftledningen er, men av topografiske forhold; nærhet til bebyggelse, veier og andre tekniske inngrep; økologiske karakteristika/verdi og rekreasjonsbruk av omådet osv. I tillegg kommer selvsagt at befolkningen kan være usikre på sine prefereanser og verdsetting av landskapsestetikk og/eller ikke ha veldig deltaljerte preferanser. Derfor bare tilkjenne gir de bare om de har prefereanse for eller imot en kraftlinje,

og hvor mye de totalt sett er villig til å betale for å unngå luftledninger der de bor og ferdes eller på annen måte synes berører dem. Et eksempel her kan nettopp være at de ikke liker tanken på at nye kraftledninger skal krysse fjorder langt unna der de bor, men som framstår som nasjonale symboler slik som Hardangerfjorden synes å være. De metodiske testene som er gjennomført er nettopp tenkt å kaste lys over om vi direkte kan spørre folk om betalingsvillighet for ulik mengde kilometer jordkabel, eller om vi må summere verdi av landskapsestetiske effekter på en annen enhet, for eksempel betalingsvillighet pr. husstand for de som føler at de er berørt av luftledningen. Denne "berørte befolkningen" kan være befolkningen i kommunen for en luftledning som går gjennom et naturområde av kun lokal betydning, eller hele Norges befolkning om vi snakker om luftledninger over eller nær en nasjonalpark eller nasjonale symbol som flere av våre fjellområder og fjorder.

De metodiske testene i Magnussen et al (2009) viser klart at folk ikke verdsetter landskapsestetikk pr. km luftlinje (og betalingsvilligheten for å unngå luftlinjer øker således ikke signifikant med økt lengde av luftlinje som graves ned som jordkabel). Befolkningen har imidlertid klare prefereanser for hvilke landskapstyper de vil prioritere å luftledninger i; nemlig tettbygde strøk, og deretter høyfjellsområder og fjordlandskap. Skogsterreng og dalbunn var landskapstyper de ikke prioriterte å unngå landskapsinngrep fra kraftlinjer i. I framtidig bruk av betalingsvillighetsresultatene bør en derfor ikke bruke resultatene angitt i pr. km linje, men betalingsvillighet pr. husstand pr. år (for den type luftledning og type inngrep og landskapstype en har i det aktuelle prosjektet) multiplisert med den befolkningen som berøres av en ny kraftlinje. Oftest er dette befolkningen i kommunen(e) som berøres eller fylket; og i noen tilfeller hele Norges befolkning når nasjonalt viktige landskap berøres.

Det empiriske grunnlaget for verdioverføring fra tidligere studier til å verdsette samfunnsøkonomisk kostnad av landskapsinngrepene av den planlagte kraftlinjen i Hardanger er ikke tilstrekkelig. Det bør derfor gjennomføres nye verdsettingsundersøkelser basert de metodiske testene som er gjennomført i Magnussen et al (2009) for både å få mer detaljerte anslag på hvordan betalingsvillighet varierer med ulik mengde landskapsinngrep i ulike landsskapstyper inklusive fjordlandskap som Hardangerfjorden, samt kartlegge bedre hvordan den "berørte befolkningen" kan avgrenses ved inngrep i potensielle nasjonale fellesgoder som Hardangerfjorden.

Referanser

- Atkinson, G., B. Day, S. Mourato & C. Palmer, Charles 2004: Amenity or eyesore?: negativewillingness to pay for options to replace electricity transmission towers. *Applied economics letters*, 11 (4); 203-208
- Bateman, I and K. G. Willis (eds). 1999: Valuing Environmental Preferences. Theory and Practice of the Contingent Valuation Method in the Us, EU and Developing Countries. Oxford University Press.. Oxford, New York.
- Bateman, Ian J. Richard T. Carson, Brett Day, Michael Hanemann, Nick Hanley, Tannis Hett, Michael Jones-Lee, Graham Loomes, Susana Mourato, Ece Özdemiroglu, David Pearce, Robert Sugden and John Swanson 2002: Economic Valuation With Stated Preference Techniques. A Manual. Edward Elgar Publishing, Cheltenham, UK and Northampton, MA, USA.
- Desvousges, W.H, F. R. Johnson and H.S. Banzhaf 1998: *Environmental Policy Analysis with Limited Informatio. Principles and Applications of the Transfer Method*. New Horizons in Environmental Economics. Edward Elgar, Cheltenham, UK and Northampton, MA, USA.
- Des Rosiers, F. 2002: Power Lines, Visual Encumbrance and House Values: A Microspatial Approach to Impact Measurements. *Journal of Real Estate Research*, 23 (3); 275- 301.
- Hamilton, S. W. & G.M. Schwann 1995: Do High Voltage Electric Transmission Lines Affect Property Value? *Land Economics*, 71 (4); 436-444.
- Lindhjem, H. 2007: Non-Timber Benefits from Fennoscandian Forests: A Meta-Analysis. *Journal of Forest Economics* 12; 251-277.
- Lindhjem, H. & S. Navrud 2008: How Reliable are Meta-Analyses for International Benefit Transfer? *Ecological Economics*, 66(2-3); 425-435.
- Magnussen, K, S. Navrud & O. San Martin 2009: Verdssetting av estetiske effekter av kraftledninger. Rapport til Statnett. Sweco Norge a.s. Rapport nr. 141341-101-A01. 106 s.
- Navrud, S. 2004: Value transfer and environmental policy. Chapter 5 (pp. 189-217) in Tietenberg, T. and H. Folmer (eds.) 2004: *The International Yearbook of Environmental and Resource Economics 2004/2005. A survey of Current Issues*. Edward Elgar Publishing, Cheltenham, UK and Northampton, MA, USA. (In paperback 2005: ISBN 1460 7353).
- Navrud, S and R. Ready (eds.) 2007: *Environmental Value Transfer: Issues and Methods*. Springer, Dordrecht, The Netherlands.
- Navrud, S., R Ready, K. Magnussen & O. Bergland 2008: Valuing the social benefits of avoiding landscape destruction from overhead power transmission lines - Do cables pass the benefit-cost test? *Landscape Research*, 33 (3); 1-16.
- Ready, R. and S. Navrud 2006: International Benefits Transfer: Methods and Validity Tests. *Ecological Economics* 60 (2), 429-434.
- Shrestha, R. K. and J. B. Loomis 2001: Testing a meta- analysis model for benefit transfer in international outdoor recreation. *Ecological Economics*, 39 (1): 67-83.
- Soutukorva, Å. og T. Söderqvist 2005: Kvalitetskriterier för ekonomiska miljövärderingsstudier. Naturvårdsverket, Stockholm. ISBN 91-620-1247-9.

Prosjektnotat

KILE-satsene og hva de dekker

Som grunnlag for beregning av samfunnsøkonomiske kostnader ved avbrudd

VERSJON

4

DATO

2011-01-20

FORFATTER(E)Gerd Kjølle **OPPDRAGSGIVER(E)**

OED/Sjøkabelutvalg IV

OPPDRAGSGIVERS REF.

Laila Berge/Christian Andersen

PROSJEKTNR

12X70030

ANTALL SIDER OG VEDLEGG:

34

SAMMENDRAG

Dette notatet omhandler KILE-satsene, dvs. de spesifikke kostnadene som brukes til å beregne KILE-kostnader. Notatet beskriver hva KILE-satsene dekker mht samfunnsøkonomiske avbruddskostnader, hvordan de fastlegges og hvilken usikkerhet som knytter seg til de spesifikke kostnadene.

KILE-satsene er basert på resultater fra en landsomfattende spørreundersøkelse gjennomført i perioden 2001 – 2003, som omfattet sluttbrukere i hovedgruppene Industri, Handel og Tjenester, Offentlig virksomhet, Jordbruk, Husholdning og Prosessindustri, der Treforedling og Kraftintensiv industri ble skilt ut som egen gruppe. KILE-satsene representerer sluttbrukernes kostnader forbundet med avbrudd. Øvrige direkte og indirekte kostnader for samfunnet, som ringvirkninger og følgekostnader ved at andre infrastrukturtenester rammes pga avbrudd eller ved at større geografiske områder blir berørt av avbrudd samtidig, dekkes ikke av KILE-satsene. KILE-satsene er beregnet som gjennomsnittet av hhv. sluttbrukernes estimerte direkte kostnader ved hypotetiske avbrudd og deres betalingsvilje for å unngå avbrudd, normalisert med avbrutt effekt (tidligere ikke levert energi). De spesifikke kostnadene er beheftet med usikkerheter knyttet til bl.a. valg av spørremetode, spredning mellom sluttbrukere innenfor hver hovedgruppe og sensurering av ekstremverdier.

PROSJEKTLEDER

Gerd Kjølle

SIGNATUR**GODKJENT AV (STILLING, NAVN)**

Faglagsleder Dag Eirik Nordgård

SIGNATUR**PROSJEKTNOTAT NR**

AN11.12.01

GRADERING

Åpen

Innholdsfortegnelse

1	Innledning.....	3
2	Begreper og definisjoner	4
3	Samfunnsøkonomiske kostnader av avbrudd.....	5
4	Historikk om KILE og beregning av KILE-kostnader	7
5	Hvordan fastlegges KILE-satsene.....	10
5.1	Frå spørreundersøkelser til spesifikke kostnader	10
5.2	Spørreundersøkelser for kartlegging av avbruddskostnader	11
5.3	Analyse og estimering av kostnadsdata.....	13
5.4	Hovedresultater frå spørreundersøkelsen.....	14
5.5	Usikkerhet og spredning i data	17
6	Oppsummering og diskusjon	20
7	Referanser	22
8	Vedlegg: Eksempel på spørreskjema frå undersøkelsen 2001 – 2003 (Industri).....	24
9	Vedlegg: Estimering av ikke levert energi	33

KILE-satsene og hva de dekker

1 Innledning

Notatet skal gi grunnlag for å diskutere og vurdere KILE-satsene som grunnlag for beregning av samfunnsøkonomiske kostnader ved avbrudd i strømforsyningen.

KILE betyr Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi, beskrevet i Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen (FOR 1999-03-11 nr 302, www.lovdata.no). Nettselskapenes årlige inntektsramme kvalitetsjusteres som følge av avbruddskostnader for tilknyttede sluttbrukere. Dette gjelder kostnader for avbrudd som rapporteres i henhold til Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FOR 2004-11-30 nr 1557, www.lovdata.no), dvs. kortvarige (≤ 3 minutter) og langvarige (> 3 minutter) avbrudd som skyldes feil og planlagte utkoplinger i anlegg med systemspenning > 1 kV. Avbruddsdataene skal registreres og rapporteres i henhold til kravspesifikasjonen for FASIT¹ som er den norske standarden for registrering og rapportering av data om feil og avbrudd i kraftsystemet.

Nettselskapenes totale årlige avbruddskostnader fremkommer ved å summere kostnadene for alle avbrudd som inntreffer i løpet av et år. Kostnaden for ett enkelt avbrudd for en gitt sluttbrukergruppe beregnes som produktet av en KILE-sats og avbrutt effekt på følgende måte:

$$K_j = k_p(r) \cdot P_j$$

der

- K_j = kostnad i kr for avbrudd med varighet r på tidspunkt j
- $k_p(r)$ = KILE-sats eller spesifikk avbruddskostnad (i kr/kW) for en gitt varighet
- P_j = avbrutt effekt i kW for tidspunkt j (kWh/h, beregnes som den effekten som ville ha blitt levert på utkoplingstidspunktet hvis avbruddet ikke hadde inntruffet¹)

KILE-satsen $k_p(r)$ er en spesifikk avbruddskostnad i kr/kW som funksjon av varigheten av avbruddet. Satsen varierer med tidspunkt for avbruddet og om avbruddet er varslet eller ikke. Hvordan dette hensyntas framgår av FOR 1999-03-11 nr 302, kap. 9.

Dette notatet omhandler hva som inngår i KILE-satsene, hva de dekker mht samfunnsøkonomiske avbruddskostnader og hvilken usikkerhet som knytter seg til de spesifikke kostnadene. Følgende momenter er berørt i notatet:

- hvilke effekter som fanges opp i KILE-satsene i forhold til det som kan anses som samlede samfunnsøkonomiske effekter, og hva som ikke fanges opp
- kort historikk om KILE-ordningen og KILE-satsene
- metodikken som er benyttet for å avdekke sluttbrukeres avbruddskostnader og verdsette leveringspålitelighet
- de ulike sluttbrukersegmenter som inngår
- hvilke kostnadselementer som inngår og hvordan de estimeres
- usikkerhet som knytter seg til kostnadsestimatene
- utviklingsmuligheter for KILE-satsene og metoden

¹ FASIT kravspesifikasjon versjon 2010, SINTEF Energi AS, TR A6840

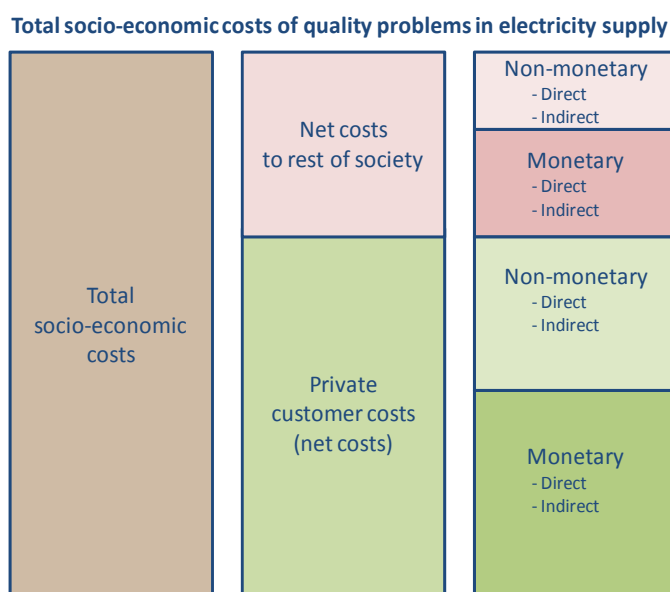
2 Begreper og definisjoner

Nedenfor er det listet opp de viktigste begreper, definisjoner og forkortelser som er benyttet i notatet, med referanse til hvor de er hentet fra:

<i>KILE</i>	Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi. (FOR 1999-03-11 nr 302)
<i>KILE-sats</i>	Spesifikk (normalisert) avbruddskostnad for et avbrudd med gitt varighet, i kr/kW
<i>Avbrudd</i>	Tilstand karakterisert ved uteblitt levering av elektrisk energi til en eller flere sluttbrukere, hvor forsyningsspenningen er under 1% av avtalt spenningsnivå. Avbruddene klassifiseres i langvarige avbrudd (> 3 min) og kortvarige avbrudd (≤ 3 min). (FOR 2004-11-30 nr 1557)
<i>Avbruddsvarighet</i>	Medgått tid fra avbrudd inntreffer til sluttbruker igjen har spenning over 90% av avtalt spenningsnivå. (FOR 2004-11-30 nr 1557)
<i>Avbrutt effekt</i>	Effekt (kW) som ville ha blitt levert på utkoplingstidspunktet hvis avbruddet ikke hadde inntruffet [4].
<i>ILE</i>	Ikke levert energi = Beregnet mengde elektrisk energi (kWh) som ville blitt levert til sluttbruker dersom svikt i leveringen ikke hadde inntruffet. (FOR 2004-11-30 nr 1557)
<i>FASIT</i>	Et standardisert registrerings- og rapporteringssystem (med egen kravspesifikasjon) for feil og avbrudd i kraftsystemet. FASIT omfatter en felles terminologi, strukturering og klassifisering av data, felles opptellingsregler m.m. (FOR 2004-11-30 nr 1557)
<i>Leveringskvalitet</i>	Kvalitet på levering av elektrisitet i henhold til gitte kriterier. Omfatter leveringspålidelighet og spenningskvalitet samt ikke-tekniske elementer som kundeservice mm. <i>Leveringspålidelighet</i> : Kraftsystemets evne til å levere elektrisk energi til sluttbruker. <i>Leveringspålidelighet</i> er knyttet til hyppighet og varighet av avbrudd i forsyningsspenningen. <i>Spenningskvalitet</i> : Kvalitet på spenning i henhold til gitte kriterier. (FOR 2004-11-30 nr 1557)
<i>Direct Worth (DW)</i>	Metode benyttet i spørreundersøkelser om avbruddskostnader for å avdekke respondentenes direkte kostnader som følge av avbrudd [1].
<i>Willingness-to-pay (WTP)</i>	Metode benyttet i spørreundersøkelser om avbruddskostnader for å kartlegge respondentenes betalingsvilje for å unngå avbrudd [1].
<i>Willingness-to-accept (WTA)</i>	Metode benyttet i spørreundersøkelser om avbruddskostnader for å kartlegge hva respondentene krever i kompensasjon for å akseptere avbrudd [1].
<i>CDF</i>	Customer Damage Function = Kostnadsfunksjon, spesifikk avbruddskostnad som funksjon av varighet og tidspunkt for avbrudd [2].

3 Samfunnsøkonomiske kostnader av avbrudd

Totale samfunnsøkonomiske kostnader ved avbrudd kan illustreres som vist i figur 1 nedenfor. Figuren er hentet fra [1] og omfatter prinsipielt samfunnsøkonomiske kostnader ved både avbrudd og spenningsforstyrrelser som er to ulike sider ved leveringskvalitet, men brukes her til å illustrere totale kostnader ved avbrudd.



Figur 1 Samfunnsøkonomiske kostnader av problemer med leveringskvalitet [1]

Totale samfunnsøkonomiske kostnader består av to kostnadselementer; netto private sluttbrukerkostnader og netto kostnader for resten av samfunnet. Disse består slik figuren viser, av indirekte og direkte kostnader av både pengemessig og ikke pengemessig art. Kostnadselementene er detaljert forklart i [1], mens her gjengis et kort resymé;

Direkte ('Direct') kostnader er kostnader som oppstår direkte som følge av et avbrudd, f.eks. ødelagt utstyr eller tapt produksjon.

Indirekte ('Indirect') kostnader er kostnader med en lengre tidshorisont uten direkte sammenheng med hendelsen. Eksempler på dette kan være utførte tiltak i form av mer reservelager eller back-up løsninger, og ubehag/frykt relatert til usikkerhet om når neste avbrudd vil inntre.

Pengemessige ('Monetary') kostnader er kostnader som relativt enkelt kan måles i penger; for eksempel knyttet til tapt produksjon, overtidskostnader for å ta igjen tapt produksjon, ødelagt utstyr eller råvarer, driftskostnader for back-up, oppstartkostnader osv. For å finne netto kostnad, må sparte kostnader i elektrisitetsforbruk, råvarer og arbeidskraft mm. trekkes fra.

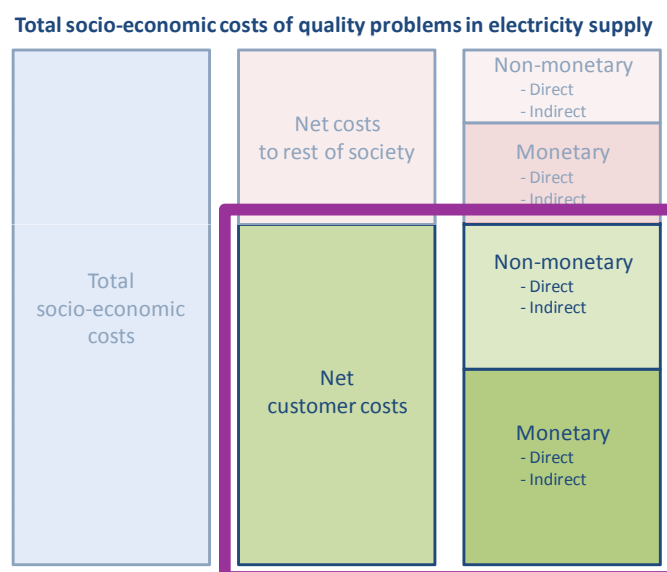
Kostnader som ikke er av pengemessig art ('Non-monetary') inkluderer irritasjon og ubehag som følge av tap av fritid og planlagte aktiviteter (tap av lys, ukomfortabel innetemperatur, ikke mulighet til å lage mat eller se på TV osv). Dette er kostnader som er særlig relevant for husholdningssektoren. Tid som kan brukes på andre verdifulle aktiviteter enn de planlagte, kan neppe anses tapt i sin helhet. Indirekte kostnader som frykt og usikkerhet om fremtidige problemer knyttet til avbrudd inngår også i denne kostnadskategorien.

Private sluttbrukerkostnader er kostnader som oppstår hos den sluttbrukeren som opplever avbruddet. Disse kan være både direkte og indirekte og av både pengemessig og ikke pengemessig art. Eventuelle sparte kostnader må trekkes fra.

Netto kostnader for resten samfunnet er netto kostnader for andre aktører enn de som er direkte berørt av et avbrudd. Dette kan være leverandører, kunder, produsenter av komplementære produkter osv., f.eks. en kunde som ikke får levert sin vare til avtalt tid, som igjen fører til ringvirkninger for vedkommendes kunder. Andre eksempler er kostnader (inkl ubehag o.l.) for togpassasjerer når et avbrudd medfører stans i togtrafikk og innenfor offentlig virksomhet: Hva er samfunnsøkonomiske kostnader forbundet med en uteblitt eller utsatt sykehusoperasjon? Det kan også oppstå positive ringvirkninger ved at f.eks. en annen bedrift kan tjene på økt salg dersom en konkurrent opplever avbrudd. Spesielt relevant kan det være å kartlegge konsekvensene for tredjepart når kunden er en eier/leverandør av en annen kritisk infrastruktur og konsekvenser for dennes kunder/brukere av at infrastrukturtjenestene uteblir som følge av avbrudd.

Det er viktig å unngå dobbelttelling av kostnader, f.eks. kan ringvirkninger for "resten av samfunnet" av at en sluttbruker får avbrudd finnes igjen som private kostnader for andre sluttbrukere som opplever det samme avbruddet.

KILE-ordningen representerer sluttbrukernes kostnader forbundet med avbrudd. Det innebærer at de private sluttbrukerkostnadene som er beskrevet ovenfor i prinsippet dekkes av KILE-ordningen, se Figur 2.



Figur 2 Hva KILE i prinsippet dekker av de samfunnsøkonomiske avbruddskostnadene

I henhold til forskriften som omhandler kvalitetsjusterte inntektsrammer (FOR 1999-03-11 nr 302) inngår kostnader ved svært langvarige avbrudd (> 12 timer). I forskriften er det gitt faste satser i kroner avhengig av varigheten utover 12 timer, uavhengig av sluttbrukergrupper. Sluttbrukerne kan kreve å få direkte utbetalt beløpet fra nettselskapet. Disse kostnadene kommer i tillegg til KILE-ordningen.

Det er vanlig i mange land å tilnærme de samfunnsøkonomiske avbruddskostnadene med kundenes (sluttbrukernes) kostnader ved avbrudd². I Norge har også i noen tilfeller nettselskapenes kostnader forbundet med feil og avbrudd (f.eks. reparasjonskostnader) vært forsøkt estimert og tatt hensyn til. Disse kostnadene inngår altså ikke i KILE-satsene, men vil inngå i drifts- og vedlikeholdskostnader som også er samfunnsøkonomiske kostnader og inngår i nettselskapenes inntektsrammer.

Hvordan KILE-satsene er fremkommet og hva som ligger i disse beskrives i de følgende kapitlene, men først gis en kort historikk over beregning av KILE-kostnader og utviklingen av KILE-ordningen siden innføringen i 2001.

4 Historikk om KILE og beregning av KILE-kostnader

KILE-ordningen ble innført fra 1. jan. 2001 for kun *langvarige* avbrudd (> 3 min.) basert på rapportering av avbrudd som skyldes feil og planlagte utkoplinger i anlegg med systemspenning > 1 kV, samt en standardisert metode for beregning av ikke levert energi (ILE), i henhold til FASIT kravspesifikasjon [4]. Både ikke-varslede og varslede avbrudd var inkludert. De to første årene var sluttbrukerne inndelt i to grupper, men fra 2003 har sluttbrukerne vært inndelt i seks grupper (se nedenfor). Det ble fram til og med 2008 benyttet *konstante* KILE-satser basert på normaliserte data i kr/kWh ikke levert energi (ILE) for gjennomsnittlig varighet av avbrudd, for henholdsvis ikke-varslede og varslede avbrudd basert på avbruddsstatistikken for perioden 1996 – 2001. KILE-satsene for perioden 2003 – 2006 er vist nedenfor. Satsene var basert på en landsomfattende spørreundersøkelse utført i perioden 2001 – 2003 og er referert kostnadsnivå 2002. For 2007 – 2008 ble satsene i Tabell 1 justert med konsumprisindeksen til aktuelt kostnadsnivå for henholdsvis 2007 og 2008.

Tabell 1 KILE-satser 2003 – 2006, kostnadsnivå 2002. Gjennomsnittlig avbruddsvarighet i parentes

Sluttbrukergruppe	Ikke varslede avbrudd (1,3 timer), kr/kWh ILE	Varslede avbrudd (2,85 timer), kr/kWh ILE	Andel av elektrisitetsforbruket (2001)
Industri	66	46	8,9 %
Handel og tjenester	99	68	17,0 %
Jordbruk	15	10	2,0 %
Husholdning	8	7	32,8 %
Offentlig virksomhet	13	10	7,7 %
Treforedling og Kraftintensiv industri	13	11	31,6 %

² Internasjonalt brukes ofte begrepene 'societal costs of unreliability' og 'reliability worth', se f.eks. [2, 3]. I [2] heter det f.eks. at "Customer interruption costs provide a valuable surrogate for the actual worth of electric power supply reliability", mens [3] sier: "It is generally recognized that interruption costs are not equal to reliability worth but rather only indirect assessments thereof, perhaps a lower bound".

KILE-ordningen fram til og med 2008 var som sagt basert på konstante KILE-satser for gjennomsnittlig avbruddsvarighet. Disse var referert til et spesifikt tidspunkt kalt referansetidspunktet i spørreundersøkelsen som lå til grunn for KILE-satsene, se beskrivelse i tilknytning til Tabell 2 nedenfor. Fra 2009 ble KILE-ordningen utvidet til å omfatte *kortvarige* avbrudd (≤ 3 min.) samt å justere for *tidspunkt* for og *varighet* av avbrudd. For å ta hensyn til de kortvarige avbruddene og varigheten av avbrudd på en konsistent måte, ble kostnadsdataene som lå til grunn for KILE-satsene i Tabell 1 renormalisert med avbrutt effekt. Dette resulterte i kontinuerlige kostnadsfunksjoner i kr/kW som funksjon av varighet, men fortsatt referert til et referansetidspunkt. KILE-satsene i form av kostnadsfunksjoner som gjelder fra og med 2009 er vist i Tabell 2.

Tabell 2 Kostnadsfunksjoner på referansetidspunkt, kostnadsnivå 2006*)
(FOR 1999-03-11 nr 302, kap. 9)

Sluttbrukergruppe	Kostnadsfunksjon for $k_{p,ref}$ (r = avbruddsvarighet angitt i timer)		Enhet
	Alle varigheter		
Jordbruk	$10,6 \cdot r + 4$		kr/kW
Husholdning	$8,8 \cdot r + 1$		kr/kW
	0-4 timer	> 4 timer	
Industri	$55,6 \cdot r + 17$	$18,4 \cdot r + 166$	kr/kW
Handel og tjenester	$97,5 \cdot r + 20$	$33,1 \cdot r + 280$	kr/kW
Offentlig virksomhet	$14,6 \cdot r + 1$	$4,1 \cdot r + 44$	kr/kW
Treforedling og Kraftintensiv industri	$7,7 \cdot r + 6$	$3,1 \cdot r + 23$	kr/kW

*) Disse kostnadsfunksjonene som her er referert til kostnadsnivå 2006, blir KPI-justert av NVE til aktuelt kostnadsnivå i forbindelse med beregning av KILE og inntektsrammene.

Referansetidspunktene for de respektive kundegruppene er:

Jordbruk:	Torsdag i januar kl 06.00
Husholdning:	Hverdag i januar kl 16.00
Industri:	Torsdag i januar kl 10.00
Handel og tjenester:	Torsdag i januar kl 10.00
Offentlig virksomhet:	Hverdag i januar kl 10.00
Treforedling og Kraftintensiv industri:	Torsdag i januar kl 10.00

Hvordan tidspunkt for avbrudd skal hensyntas er beskrevet i forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer (FOR 1999-03-11 nr 302) og i Planleggingsbok for kraftnett [5] på følgende måte:

$$K_j = k_{pref} \cdot f_{K,m} \cdot f_{K,d} \cdot f_{K,h} \cdot P_{ref}$$

der

K_j = kostnad i kr for avbrudd på tidspunkt j
 k_{pref} = spesifikk avbruddskostnad (KILE-sats, i kr/kW) på referansetidspunktet for en gitt varighet
 $f_{K,m}$ = korreksjonsfaktor for avbruddskostnad (i kr) i måned m
 $f_{K,d}$ = korreksjonsfaktor for avbruddskostnad (i kr) på dag d
 $f_{K,h}$ = korreksjonsfaktor for avbruddskostnad (i kr) i time h
 P_{ref} = avbrutt effekt dersom tilsvarende avbrudd hadde skjedd på referansetidspunktet (kWh/h)

KILE-kostnaden skal beregnes for hvert avbrudd i et rapporteringspunkt³, og for hver enkelt sluttbrukergruppe tilknyttet rapporteringspunktet, se f.eks. FASIT Kravspesifikasjon [4].

Den opprinnelige måten å beregne KILE-kostnader på ved å bruke konstante satser uten å ta hensyn til tidspunkt og varighet, vil i noen tilfeller overestimere og i andre tilfeller underestimere kostnadene (avhengig av sluttbrukergruppe, varighet og tidspunkt for avbruddet) [6].

KILE-ordningen er utvidet skrittvis for å ta hensyn til flere aspekter som har betydning for de totale avbruddskostnadene for sluttbrukerne. Dette anses å resultere i bedre estimater for de samfunnsøkonomiske avbruddskostnadene (de private sluttbrukerkostnadene i Figur 2). Tabell 3 gir en oversikt over utviklingen i KILE-ordningen.

Tabell 3 Utviklingen i KILE-ordningen fra den ble introdusert i 2001

Periode	2001 – 2002	2003 – 2006	2007 – 2008	2009 -->
Avbrudd inkludert (ikke varslet og varslet)	Langvarige avbrudd	Langvarige avbrudd	Langvarige avbrudd	Langvarige og kortvarige avbrudd
Sluttbrukergrupper	Næring Husholdning/ jordbruk	Industri Handel og tjenester Jordbruk Husholdning Offentlig virksomhet Treforedling og Kraftintensiv industri	Industri Handel og tjenester Jordbruk Husholdning Offentlig virksomhet Treforedling og Kraftintensiv industri	Industri Handel og tjenester Jordbruk Husholdning Offentlig virksomhet Treforedling og Kraftintensiv industri
KILE-satser	Konstante for gjennomsnittlig varighet (1996 – 1997), basert på landsomfattende spørreundersøkelse 1989 – 1991, referert til referansetidspunktet for undersøkelsen, kostnadsnivå 1999	Konstante for gjennomsnittlig varighet (1996 – 2001), basert på landsomfattende spørreundersøkelse 2001 – 2003, referert til referansetidspunktet for undersøkelsen, kostnadsnivå 2002	Konstante for gjennomsnittlig varighet, basert på landsomfattende spørreundersøkelse 2001 – 2003, referert til referansetidspunktet for undersøkelsen, KPI-jusert til aktuelt kostnadsnivå	Kostnader som funksjon av varighet, basert på landsomfattende spørreundersøkelse 2001 – 2003, referert til referansetidspunktet for undersøkelsen, KPI-jusert til aktuelt kostnadsnivå. Tidspunkt for avbrudd håndteres ved bruk av korreksjonsfaktorer
Normaliseringsfaktor	Ikke levert energi for avbrudd på referansetidspunktet	Ikke levert energi for avbrudd på referansetidspunktet	Ikke levert energi for avbrudd på referansetidspunktet	Avbrutt effekt på referansetidspunktet

³ Rapporteringspunkt = Leveringspunkt med krav om rapportering av avbrudd til Norges vassdrags- og energidirektorat. Rapporteringspunkt er lavspenningssiden av fordelingstransformatorer, samt høyspenningsside med levering direkte til sluttbruker (FOR 2004-11-30 nr 1557)

5 Hvordan fastlegges KILE-satsene

5.1 Frå spørreundersøkelser til spesifikke kostnader

KILE-satsen er som beskrevet i kapittel 1, en spesifikk avbruddskostnad i kr/kW som funksjon av varighet (gitt i Tabell 2) og tidspunkt som vist i kapittel 4. Dette er en normalisert kostnad som kan uttrykkes som følger for en gitt sluttbruker for et avbrudd med varighet r som inntreffer på tidspunkt t :

$$k_{N,i}(r, t) = \frac{K_i(r, t)}{N_i(r, t)}$$

der

$k_{N,i}(r, t)$ = Normalisert (spesifikk) kostnad for sluttbruker i for et avbrudd med varighet r som inntreffer på tidspunkt t (kr/kWh eller kr/kW)

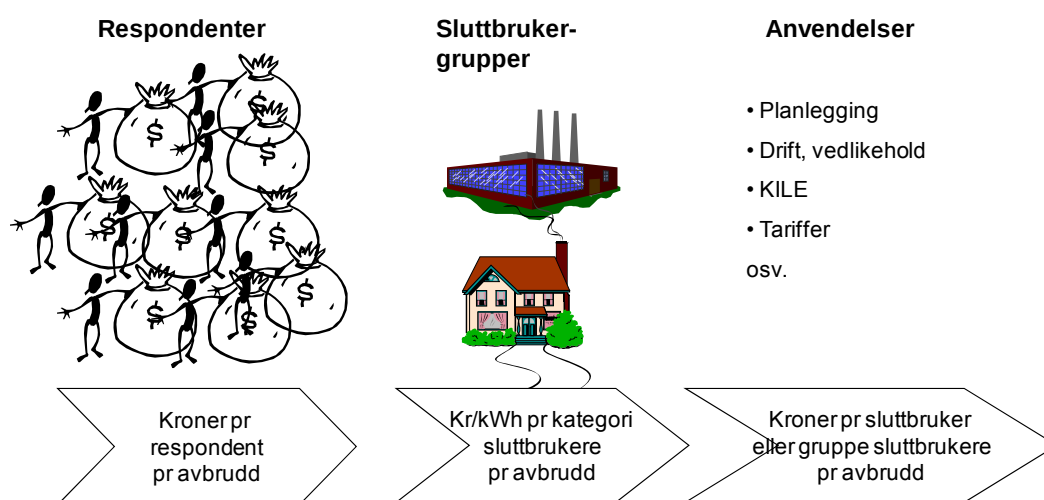
$K_{N,i}(r, t)$ = Absolutt kostnad for sluttbruker i for et avbrudd med varighet r som inntreffer på tidspunkt t (kr)

$N_i(r, t)$ = Normaliseringsfaktor for sluttbruker i , (kWh) eller (kW)

KILE-satsen består altså av to komponenter: Absolutt kostnad i kr og en normaliseringsfaktor som er en funksjon av belastning/ forbruk og som kan være en funksjon av varighet og tidspunkt.

Den absolutte kostnaden $K_{N,i}$ (kronebeløp) er funnet gjennom landsomfattende spørreundersøkelser om avbruddskostnader hos ulike typer sluttbrukere. I neste avsnitt er det beskrevet hvordan dette er utført.

Kostnadene normaliseres for å gjøre dem sammenliknbare for sluttbrukere innenfor en gitt kategori, slik at de kan brukes til å representere sluttbrukere innen samme kategori med tilsvarende kostnadskarakteristika, men ulikt elektrisitetsforbruk/lastnivå. Dette er illustrert i Figur 3:



Figur 3 Fra rådata per respondent til normaliserte kostnader per sluttbrukergruppe. Normaliseringsfaktor er f.eks. ikke levert energi eller avbrutt effekt [10]

Vanlig brukte normaliseringsfaktorer er årlig elektrisitetsforbruk, maksimal effekt, ikke levert energi og avbrutt effekt [1]. Ikke levert energi er i prinsippet en funksjon av varighet av avbrudd (for ulike avbruddsscenarier), mens de øvrige normaliseringsfaktorene kan oppfattes som konstante (uavhengig av varighet, men eventuelt referert et gitt tidspunkt). I Norge har vi brukt ikke levert energi⁴ og avbrutt effekt⁵ som normaliseringsfaktorer. KILE-satsene som ble benyttet i perioden 2001 – 2008 var kostnader normalisert med ikke levert energi for avbrudd på referansetidspunktet. KILE-satsene fra og med 2009 består av de samme kostnadene renormalisert med avbrutt effekt på referansetidspunktet.

For å finne ikke levert energi og avbrutt effekt trengs det informasjon om årlig elektrisitetsforbruk og lastprofiler/-kurver for ulike sluttbrukergrupper. Se FASIT kravspesifikasjon [4]. Prinsippet for estimering av ikke levert energi er beskrevet i [7] og vist i vedlegg 2.

KILE-satsen benyttes slik det er illustrert i Figur 3 til å beregne kostnad (i kr) for et gitt avbrudd for en gitt sluttbruker eller grupper av sluttbrukere innen samme kategori. Dette er beskrevet i detalj i FASIT kravspesifikasjon [4] og foregår prinsipielt som følger:

$$K_k(r, t) = k_{N,s}(r, t) \cdot N_k(r, t)$$

der

$K_k(r, t)$ = Absolutt kostnad for sluttbruker k tilhørende sluttbrukerkategori s , for et avbrudd med varighet r som inntreffer på tidspunkt t (kr)

$k_{N,s}(r, t)$ = Normalisert (spesifikk) kostnad for sluttbrukerkategori s for et avbrudd med varighet r som inntreffer på tidspunkt t (kr/kWh eller kr/kW)

$N_k(r, t)$ = Normaliseringsfaktor for sluttbruker k , (kWh) eller (kW)

Kostnaden for et gitt avbrudd finnes altså som produktet av den spesifikke kostnaden (KILE-satsen) for den kategorien som sluttbrukeren tilhører, og sluttbrukerens normaliseringsfaktor som korresponderer med den type faktor som er benyttet for å finne den spesifikke eller normaliserte kostnaden.

5.2 Spørreundersøkelser for kartlegging av avbruddskostnader

Det diskuteres internasjonalt hvilke metoder som er best egnet til å estimere avbruddskostnader. En grundig beskrivelse av ulike metoder, hva som karakteriserer disse, hvilke problemstillinger de egner seg for, fordeler og ulemper osv. er gitt i [1]. Spørreundersøkelser er en mye brukt metode for å kartlegge avbruddskostnader hos sluttbrukere (de private samfunnsøkonomiske kostnadene). Med denne metoden blir kunder bedt om å estimere sine kostnader og/eller tap knyttet til avbrudd i strømforsyningen av varierende varighet og frekvens, og på forskjellige tidspunkt (over døgn, uke og år) [8]. Fordelene med spørreundersøkelser er blant annet at de kan skreddersys til å søke informasjon for å dekke spesifikke behov, som f.eks. å få fram data for regulering av leveringskvalitet og for formål relatert til planlegging og drift. En ulempe er at kostnader og ressursbruk er høyere enn for enkelte andre metoder som har vært benyttet, og metoden er beheftet med de problemer og svakheter som spørreundersøkelser typisk innehar.

⁴ Ikke levert energi = Beregnet mengde elektrisk energi (kWh) som ville blitt levert til sluttbruker dersom svikt i leveringen ikke hadde inntruffet (FOR 2004-11-30 nr 1557)

⁵ Avbrutt effekt = Effekt (kW) som ville ha blitt levert på utkoplingstidspunktet hvis avbruddet ikke hadde inntruffet [4]

De mest vanlige spørremetodene å benytte er [1]:

- 'Direct Worth' (DW)
 - Respondenten oppgir direkte kostnader for spesifiserte avbruddsscenarier
- 'Willingness-to-pay' (WTP) eventuelt 'Willingness-to-accept' (WTA) – betinget verdsetting ('contingent valuation')
 - Respondenten blir bedt om å angi hvor mye han/hun er villig til å betale for å unngå, eventuelt er villig til å akseptere som kompensasjon for å bli utsatt for spesifiserte avbruddsscenarier

Direkte kostnader er relativt enkelt å bestemme for noen sluttbrukergrupper, f.eks. industri. For andre grupper som f.eks. husholdninger, er sluttbrukernes meninger spesielt viktige i kartleggingen av ikke-pengemessige kostnader som ubehag og frykt.

Dagens KILE-satser er basert på resultater fra den siste landsomfattende spørreundersøkelsen i Norge som ble gjennomført i perioden 2001 – 2003 og er dokumentert i [7, 9 – 12]. Prosjektet ble gjennomført som et samarbeid mellom Samfunns- og næringslivsforskning AS (SNF) og SINTEF Energi AS og i nært samarbeid med representanter for myndigheter (NVE), systemoperatør (Statnett), netteiere og sluttbrukere. Undersøkelsen var landsdekkende, og sluttbrukerne var delt inn i følgende hovedgrupper:

- jordbruk
- husholdning
- industri
- handel og tjenester
- offentlig virksomhet
- prosessindustri (inkl. treforedling og kraftintensiv industri)

I spørreundersøkelsen ble det benyttet kombinasjoner av metoder, i hovedsak DW og WTP. I tillegg ble det gitt noen spørsmål vha 'Preparatory actions method' (PAM) der man foretar en indirekte evaluering av avbruddskostnadene basert på at respondenten oppgir visse aktuelle preventive tiltak. Å kombinere metoder (triangulering) er viktig spesielt for å håndtere eventuell strategisk svargiving. Respondentene kan gi strategiske svar dersom de har grunn til å tro at deres svar vil kunne påvirke beslutninger som angår deres egen situasjon. Triangulering gir også mulighet til å etterprøve en variabel enten direkte eller indirekte via andre variable.

Det ble utviklet egne spørreskjemaer for hver av hovedgruppene ovenfor. Skjemaene ble sendt ut pr post til et tilfeldig utvalg på totalt 7000 bedrifter og husholdninger. Utvalget av bedrifter var basert på Standard for Næringsgruppering. Det ble gjennomført puring i to runder. Undersøkelsen omfattet også spenningsforstyrrelser. Oversikt over omfanget er vist i Tabell 4:

Tabell 4 Spørreundersøkelsens omfang og svarprosent [7, 10]

Sluttbrukergruppe	Husholdning	Industri	Handel og tjenester	Jordbruk	Offentlig virksomhet	Prosess-industri
Utvalgsstørrelse (antall)	1000	2400	1800	800	800	220
Bortfall (antall)	56	141	122	53	31	44
Reelt utvalg	944	2259	1678	747	769	176
Svarprosent	45 %	27 %	25 %	43 %	45 %	44 %
Antall svar	425	618	425	321	347	78
Insentiv (antall Flax-lodd)	40			40		

Spørreskjemaene besto i hovedsak av fem deler som skissert stikkordsmessig nedenfor. Se [10] for detaljer. Et eksempel på spørreskjema (for Industri) er gitt i vedlegg 1.

1. Informasjon om respondenten og dens elektrisitetsforbruk
 - i. Bedriftens bransje, størrelse, arbeidstid, type kontorer, andre energikilder mm., årlig elektrisitetsforbruk i kWh og kroner
 - ii. Formålsdeling av elektrisitetsforbruket, erfaringer med og meninger om avbruddsforhold
2. Kostnader forbundet med avbrudd og spenningsforstyrrelser (Direct worth, DW)
 - i. Totale kostnader i kroner for ulike varigheter av avbrudd på referansetidspunktet (se kapittel 4): 1 minutt, 1 time, 4 timer, 24 timer (1 sekund og 3 min. for Prosessindustri, og 8 timer for Husholdning)
 - ii. Kostnader fordelt på: A) Skader på utstyr, vrakproduksjon, ødelagte varer, B) Tapet produksjon, C) Ekstra kostnader som f.eks. overtid, D) Oppstartskostnader, E) Andre kostnader (adm. og annet)
 - iii. Fordeling av kostnader på produksjonsprosesser, romoppvarming, kjøling og frysing mm.
 - iv. Endringer i kostnader pga varsling og nødvendig varslingstid
3. Endring i kostnader fra referansetidspunktet
 - i. Relativ endring i kostnad fra referansetidspunktet hvis avbruddet skjer i en annen måned enn januar, på en annen ukedag eller et annet tidspunkt på døgnet
4. Kostnadsreduserende tiltak
 - i. Type tiltak: Reserveaggregat, UPS, overspenningsvern, forsikring mm.
 - ii. Kostnad av tiltak og verdsetting av mulig reserveforsyning (WTP)
5. Fleksibilitet i strømforbruk
 - i. Willingness-to-accept (WTA) kompensasjon ved utkopling av (deler av) elektrisitetsforbruk
 - ii. Willingness-to-pay (WTP) for tilgang til reserveforsyning som dekker deler av elektrisitetsforbruk.

5.3 Analyse og estimering av kostnadsdata

Dataene som ble samlet inn gjennom spørreundersøkelsen representerer rådata gitt som kroneverdi per avbruddsscenario for den enkelte respondent innenfor de ulike sluttbrukersegmentene i undersøkelsen. Etter at rådataene var samlet inn, ble det foretatt kvalitetssikring, normalisering og sensurering av dataene. Det ble i tillegg foretatt statistiske tester på innsamlet materiale for å sjekke om det fortsatt var representativt for det tilfeldige utvalget som var foretatt.

Som Tabell 4 viser varierte svarprosenten mellom 25 % og 45 % avhengig av sluttbrukergruppe. Dette er omtrent slik en kan forvente ut fra slike spørreundersøkelser [1, 8]. I tillegg var enkeltspørsmål ubesvart eller mangelfullt besvart. De reelle svarprosentene var derfor lavere enn vist i tabellen. Se også kapittel 5.4. Bortfall av hele spørreskjemaer ble sjekket langs den geografiske dimensjonen og innenfor hver hovedgruppe mht størrelse [10]. Testene viste at det ikke var grunn til å anta at bortfallet av hele skjemaer ga systematiske avvik, dvs. verken geografiske skjevheter i utvalget eller skjevheter mht størrelse (etter at ekstremverdier var sensurert).

I kvalitetssikringen av innsamlede spørreskjemaer ble det gjennomført logiske tester for å sortere ut åpenbare feil svar/-tolkninger [7, 10]. Manglende data om elektrisitetsforbruk ble forsøkt erstattet hvis mulig på følgende måte: Der elektrisitetsforbruket var oppgitt kun i kroner, ble det beregnet ved å dividere med gjennomsnittstariff (sum kraftpris, nettleie og avgifter). I tilfeller der informasjon om forbruket manglet både i kWh og kroner, ble det estimert ut fra gjennomsnittlige forbruksdata pr kvadratmeter boareal/oppvarmet areal.

Kostnadsdataene funnet i spørreundersøkelsen ble normalisert med avbrutt effekt for kortvarige avbrudd (≤ 3 min.) og ikke levert energi (ILE) for langvarige avbrudd (> 3 min.). ILE ble estimert for ulike varigheter (avbruddsscenarier) ut fra generelle lastprofiler/-kurver for de forskjellige sluttbrukergruppene [7, 10], se også vedlegg 2. Etter at de kvalitetssikrede rådataene var normalisert ble ekstremverdier i datamaterialet sensurert etter gitte kriterier. Det er vanlig å gjøre dette med utgangspunkt i en standard normalfordeling. Resultatene viste imidlertid at dataene var lognormalfordelte. Dataene ble derfor transformert til en normalfordeling før de ble sensurert og deretter retransformert.

Resultatet av denne prosessen med kvalitetssikring, normalisering og sensurering av data, var individuelle normaliserte data for ulike avbruddsscenarier for respondentene innen hver hovedgruppe. Disse individuelle normaliserte data var utgangspunktet for å etablere generelle kostnadsdata for hver sluttbrukergruppe, såkalte kostnadsfunksjoner eller customer damage functions (CDF) [2, 8]. Gjennomsnittlige kostnadsdata ble funnet som aritmetisk middel av de individuelle normaliserte kostnadene:

$$k_{N,s}(r, t) = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m k_{N,i}(r, t)$$

der

- $k_{N,s}(r, t)$ = Normalisert (spesifikk) kostnad for sluttbrukerkategori s for et avbrudd med varighet r som inntreffer på tidspunkt t (kr/kWh eller kr/kW) (Denne kalles også sector customer damage function (SCDF) [2, 8])
- $k_{N,i}(r, t)$ = Normalisert (spesifikk) kostnad for respondent i for et avbrudd med varighet r som inntreffer på tidspunkt t (kr/kWh eller kr/kW)
- m = antall respondenter i sluttbrukerkategori s

5.4 Hovedresultater fra spørreundersøkelsen

Resultatene fra spørreundersøkelsen ble rapportert både som Direct Worth (DW)-estimat og som Willingness-to-pay (WTP)-estimat (normaliserte verdier). DW-estimatene viste seg å være vesentlig høyere enn WTP-estimatene. Dette er vanlig i denne typen undersøkelser og stemmer med resultater fra andre markeder og samfunnssektorer. Mens WTP antas å underrapportere kostnader forbundet med avbrudd, antas DW til en viss grad å overrapportere kostnader (ved f.eks. strategisk svargiving) [11]. Det er altså forventet et avvik mellom rapportert og reell betalingsvilje/kostnad, men det er vanskelig å fastslå størrelsen på avviket.

I fravær av et reelt marked for leveringsvalitet ble det derfor beregnet en størrelse kalt estimert betalingsvilje (M) [11]. M-estimatet ble beregnet som et gjennomsnitt av DW- og WTP-estimatene – hvis respondentene hadde oppgitt både DW- og WTP-estimer:

$$M = \frac{DW + WTP}{2}$$

Dersom respondenten hadde oppgitt kun en av disse, ble M-estimatet satt lik DW- hhv. WTP-estimatet.

Hovedresultatene fra spørreundersøkelsen omfatter [11]:

- aritmetisk middel av normaliserte kostnader referert et referansetidspunkt
- variasjon i absolutt kostnad over året, uka og døgnet (% avvik i kostnad fra referansetidspunkt)
- reduksjon i avbruddskostnad ved varsling

Noen utfyllende analyser er beskrevet i [12]. Disse omtales ikke nærmere her.

Foruten normaliserte kostnader ble også rådataene i kronebeløp rapportert for DW- og WTP-estimatene målt ved aritmetisk middel, median, standardavvik, og maksimumsverdi for alle hovedgrupper og avbruddsscenarier.

For næringsvirksomheter (Handel og Tjenester, Industri og Prosessindustri) ble det i tillegg gitt resultater for hvordan kostnadene fordeler seg på de ulike kostnadselementene A) skader på utstyr og varer mm., B) tap av produksjon som ikke kan tas igjen, C) ekstra omkostninger ved produksjon som må tas igjen, D) kostnader ved oppstart og E) andre kostnader. Den største kostnaden for næringsvirksomheter knytter seg til tap av produksjon som ikke kan tas igjen, og for Industri spesielt, kostnader ved oppstart av produksjonsprosessen.

Normaliserte kostnadsestimater er vist i Tabell 5. Alle de tre typene estimer er vist med tilhørende standardavvik. Legg merke til at de normaliserte kostnadene av kortvarige avbrudd (1 min.) er gitt i kr/kW avbrutt effekt, mens de for øvrige avbruddsscenarier er gitt i kr/kWh ILE (beskrevet i kapittel 5.3). De normaliserte kostnadene er referert referansetidspunktene beskrevet i kapittel 4.

I beregning og rapportering av normaliserte kostnader er Treforedling og Kraftintensiv industri skilt ut fra gruppen Prosessindustri, mens øvrige resultater er rapportert for hele gruppen Prosessindustri. For denne gruppen ble det benyttet et noe mer omfattende spørreskjema for å kvantifisere kostnader forbundet med spenningsforstyrrelser.

Hovedresultatene viser at det er stor spredning mellom de seks hovedgruppene av sluttbrukere, men også innenfor hver hovedgruppe. Dette er som forventet og sammenliknbart med resultater fra tilsvarende undersøkelser i andre land. Tabell 5 viser at standardavvikene er i størrelsesorden 1 – 2 ganger middelveien. Det er en hypotese at spredningen kan reduseres ved å dele opp sluttbrukerne innen hovedgruppene i henhold til de undergruppene som ble benyttet i spørreskjemaene (basert på Standard for Næringsgruppering). Imidlertid anses utvalget (antall svar) å være for lite til å kunne oppnå tilstrekkelig statistisk signifikans i estimerte kostnadsdata ved en slik oppdeling.

Når en skal sammenlikne kostnadsestimater mellom sluttbrukergrupper, er det viktig å være oppmerksom på valg av normaliseringsfaktor. Vi ser av Tabell 5 at de normaliserte kostnadene er i samme størrelsesorden for Husholdning, Jordbruk og Offentlig virksomhet. Det er overraskende at Treforedling og Kraftintensiv industri har så lave normaliserte kostnader sammenliknet med Handel og Tjenester og Industri. Hovedforklaringen ligger her i den svært høye normaliseringsfaktoren (pga høyt elektrisitetsforbruk/last). For eksempel er den absolutte kostnaden (gjennomsnitt av DW- og WTP-estimat) for et 4- timers avbrudd ca 50 000 kr for Industri, mens den er i overkant av 10 millioner kroner for Treforedling og Kraftintensiv industri [11].

Tabell 5 viser også ca antall observasjoner de normaliserte verdiene er basert på for de ulike sluttbrukergruppene. Dette tallet er lavere enn antall svar gitt i Tabell 4, noe som dels skyldes manglende svar på enkeltspørsmål og dels sensurering av ekstremverdier. Antallet svar varierer fra spørsmål til spørsmål, også for oppgitte kostnader.

Tabell 5 Normaliserte avbruddskostnader, sensurerte data, referert referansetidspunkt. Aritmetisk middel og standardavvik i parentes. N = antall observasjoner. Kostnadsnivå 2002 [7, 11]

Avbruddsvarighet		1 min. kr/kW	1 time kr/kWh	4 timer kr/kWh	24 timer*) kr/kWh
Industri N ≈ 280	DW	38.4 (56.4)	123.0 (140.5)	107.3 (137.5)	65.3 (77.7)
	WTP	5.8 (26.5)	17.5 (32.1)	13.9 (25.5)	8.0 (14.3)
	M	16.6 (34.3)	70.5 (94.8)	57.1 (81.6)	36.1 (46.2)
Handel og tjenester N ≈ 160	DW	34.6 (61.3)	201.5 (246.4)	166.5 (196.9)	98.9 (110.3)
	WTP	7.1 (30.3)	22.9 (53.8)	15.5 (31.4)	8.0 (14.6)
	M	18.7 (43.5)	99.6 (156.2)	97.1 (152.3)	56.1 (78.0)
Treforedling og Kraftintensiv industri N ≈ 35	DW	8.2 (11.0)	23.8 (37.0)	20.7 (38.9)	7.4 (11.3)
	WTP	4.4 (11.0)	9.8 (17.5)	10.2 (19.2)	4.1 (8.0)
	M	5.6 (8.0)	14.4 (21.8)	10.8 (20.0)	8.8 (18.1)
Offentlig virksomhet N ≈ 85	DW	1.4 (5.8)	19.9 (45.5)	25.6 (52.3)	15.3 (26.4)
	WTP	0.8 (3.4)	1.6 (3.7)	2.3 (3.8)	1.2 (2.2)
	M	1.1 (5.2)	11.9 (31.6)	14.8 (30.3)	7.9 (11.5)
Jordbruk N ≈ 155	DW	4.5 (13.4)	16.6 (31.0)	13.8 (16.4)	12.3 (18.5)
	WTP	1.6 (9.9)	15.7 (39.6)	9.2 (13.7)	4.2 (5.7)
	M	4.2 (14.6)	16.2 (34.6)	11.8 (15.1)	8.6 (13.0)
Husholdning N ≈ 325	DW	-	11.5 (20.0)	12.7 (13.8)	11.1 ^{*)} (12.1)
	WTP	-	5.0 (10.7)	4.5 (7.0)	4.1 ^{*)} (5.6)
	M	-	8.6 (14.9)	8.7 (9.9)	7.4^{*)} (7.6)

*) For husholdning: 8 timer

Gjeldende KILE-satser (kostnadsfunksjonene i Tabell 2) er basert på M-estimatene i Tabell 5. I den forrige landsomfattende spørreundersøkelsen utført i perioden 1989 – 1991 [13 – 15] ble det til sammenlikning brukt kun DW estimater for alle sluttbrukergrupper, unntatt for Husholdning hvor det ble benyttet WTP. Offentlig virksomhet var ikke en egen hovedgruppe i undersøkelsen fra 1989 – 1991.

I begge spørreundersøkelsene ble respondentene stilt overfor hypotetiske avbrudd av ulike varigheter, som skjer på et gitt tidspunkt i januar (se kapittel 4). Dette er ansett å være verst tenkelige tidspunkt for avbrudd. I tillegg ble det spurt om endring i kostnad hvis avbrudd skjer på en annen ukedag og et annet tidspunkt på døgnet samt i en annen måned. De rapporterte relative avvik i kostnader fra referansetidspunktet er signifikante særlig for Industri, Handel og Tjenester og Offentlig virksomhet. Kostnaden reduseres betydelig over uka og døgnet for disse gruppene [7, 11]. Disse dataene er grunnlaget for å etablere de korreksjonsfaktorene⁶ som brukes i KILE-ordningen slik det er vist i kapittel 4.

Kostnadene kan i noen grad reduseres ved varsling av avbrudd på forhånd⁶ [11]. For et 4-timers avbrudd og varslingstid minimum 24 timer vil kostnaden i gjennomsnitt kunne reduseres med fra kun 6 % for Treforedling og Kraftintensiv industri til i overkant av 30 % for Offentlig virksomhet, med de øvrige hovedgruppene mellom disse.

5.5 Usikkerhet og spredning i data

Tabell 5 viser som nevnt av det er stor spredning i de normaliserte kostnadene, illustrert ved standardavvikene. Det er flere dimensjoner av usikkerhet og spredning i kostnadsestimatene, der de viktigste aspektene anses å være følgende:

- type kostnadsestimat (Direct Worth (DW) kontra Willingness-to-pay (WTP))
- fordelinger av dataene
- sensurering av ekstremverdier
- normalisering

Eksempler på spredning i normaliserte kostnader er vist nedenfor i Tabell 6 for Husholdning og Industri, for henholdsvis usensurerte og sensurerte data fordelt på DW- og WTP- estimater for 1-timers og 4-timers avbrudd:

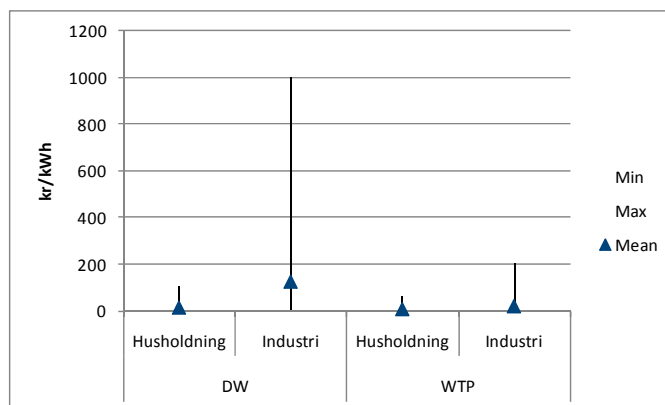
Tabell 6 Normaliserte kostnader i kr/kWh, ref. referansetidspunkt, kostnadsnivå 2002. Min-, max-, og mean-verdier og standardavvik

Usensurerte							Usensurerte						
Husholdning							Industri						
		N ^{*)}	Min	Max	Mean	Std.avvik			N	Min	Max	Mean	Std.avvik
DW	1 time	327	0	227,5	14,6	29,9	DW	1 time	245	0,8	3194,5	166,6	334
	4 timer	318	0	103,5	13,6	16,2		4 timer	238	0,4	1554,9	115,3	178,4
WTP	1 time	322	0	91	6,1	13,8	WTP	1 time	203	0	1041,2	24,4	85,5
	4 timer	313	0	131,7	5,7	11,6		4 timer	201	0	181,4	13,4	25,1
Sensurerte							Sensurerte						
Husholdning							Industri						
		N	Min	Max	Mean	Std.avvik			N	Min	Max	Mean	Std.avvik
DW	1 time	317	0	105,6	11,5	20	DW	1 time	230	3,5	999,6	123	140,5
	4 timer	303	0	63,2	12,7	13,8		4 timer	224	2,5	767,8	107,3	137,5
WTP	1 time	312	0	61,3	5	10,7	WTP	1 time	195	0	208,3	17,5	32,1
	4 timer	301	0	41,7	4,5	7		4 timer	193	0	181,4	13,9	25,5

^{*)} N = Antall respondenter/observasjoner

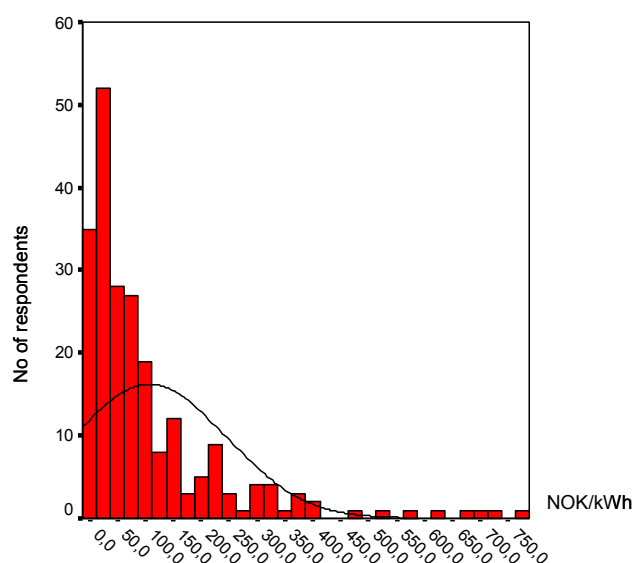
⁶ Faktorene framgår av FOR 1999-03-11 nr 302, kap. 9 og i Planleggingsbok for kraftnett [5]

Tabell 6 viser at det er stor spredning i kostnadsestimatene innenfor hver hovedgruppe selv om kostnadene er normalisert, også etter sensurering av ekstremverdier. Minimumsverdien er lik eller svært nær 0 kr/kWh, mens maksimumsverdiene er mange ganger middelerdien. For usensurerte normaliserte data, er standardavvikene 2 – 5 ganger middelerdien avhengig av sluttbrukergruppe (mot 1 – 2 for sensurerte data), se [11]. Spredningen er vist på to ulike måter i Figur 4 og Figur 5. Figur 4 viser minimums-, maksimumsverdier og gjennomsnitt av normaliserte kostnader (sensurerte data fra Tabell 6) for 1-times avbrudd, mens Figur 5 viser et eksempel på fordeling (histogram) av normaliserte kostnader for et 4-timers avbrudd for Industri.



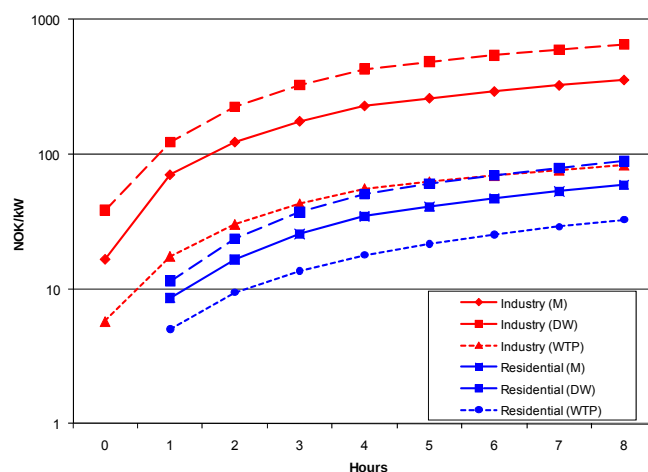
Figur 4 Minimums- (Min), maksimums- (Max) og gjennomsnitts- (Mean) verdier for normaliserte kostnader (sensurerte) for 1-times avbrudd, DW- og WTP-estimer

Av Figur 4 kan vi observere at gjennomsnittsverdien ligger relativt nær minimumsverdien av kostnadsestimatene, og årsaken til dette framgår av Figur 5 som viser et typisk eksempel på at dataene er skjevt fordelte. Som nevnt er det vist at disse kan tilnærmes med en lognormalfordeling [10]. Figuren viser også at for de fleste respondentene er kostnaden lik 0 kr/kWh eller er svært lav, og det er relativt få respondenter med svært høy spesifikk kostnad.



Figur 5 Fordeling av normaliserte kostnader for et 4-timers avbrudd på referansetidspunktet for Industri [7]

Minimumsverdien av kostnadene er ifølge Tabell 6 lik 0 kr/kWh for både DW- og WTP-estimatene for Husholdning for både 1-times og 4-timers avbrudd, mens WTP er lik 0 kr/kWh også for Industri. Av tabellen og Figur 4 framgår det også at spredningen er størst for DW-estimatene. Tabellen viser videre at det er stor forskjell mellom DW- og WTP-estimatene. Dette gjelder særlig for Industri i dette eksempelet. Forholdet mellom DW og WTP er i størrelsesorden 5 – 12 for avbruddsscenariene for Handel og Tjenester, 6 – 8 for Industri og 2 – 3 for Jordbruk og Husholdning [7]. Et eksempel på forskjellen mellom DW-, WTP- og M-estimatene er vist i Figur 6 nedenfor for Industri og Husholdning. I figuren er kostnadsestimatene (fra Tabell 5) transformert til kontinuerlige kostnadsfunksjoner i kr/kW ved å foreta lineær interpolasjon mellom de diskrete varighetene. Kostnadene er vist på logaritmisk skala og figuren viser kostnadsfunksjonene opp til 8 timers varighet.



Figur 6 Sector customer damage functions (SCDF) for Industri og Husholdning, DW-, WTP- og M-estimer

Det er et vanlig resultat fra spørreundersøkelser om avbruddskostnader at DW-estimatene er vesentlig høyere enn WTP-estimatene. DW-estimatene viser i prinsippet de reelle kostnadene som forventes å oppstå hos de ulike sluttbrukerne ved avbrudd, mens betalingsviljen for å unngå et avbrudd av en gitt varighet typisk er svært liten. 0 kr/kWh kan være et uttrykk for protestsvar (noe som til en viss grad kan motvirkes ved triangulering av metoder og ved logiske tester i datamaterialet), men det kan også forklares med at det er liten betalingsvilje for å opprettholde strømforsyningen, dvs. unngå avbrudd, fordi man anser at man allerede har betalt for å ha full strømforsyning til enhver tid.

Hensikten med normalisering er som nevnt å gjøre avbruddskostnadene sammenliknbare og framskaffe representative data som kan benyttes for andre sluttbrukere tilhørende samme kategori [1]. Datagrunnlaget fra spørreundersøkelsen viste at det var høy korrelasjon mellom avbruddskostnad i kr og elektrisitetsforbruket. Det antas derfor at en normaliseringsfaktor (som ILE og avbrutt effekt) som er avledet av forbruket gir en god beskrivelse av kostnadene. Unntaket er kanskje ikke levert energi som for mange sluttbrukere må estimeres basert på generelle lastprofiler i mangel på individuelle lastprofiler (basert på timesmålinger). Så lenge man benytter samme metode til å estimere ILE når man etablerer de normaliserte kostnadsdataene og når man beregner selve KILE-kostnaden for et avbrudd, anses dette å ha mindre betydning. Det er imidlertid viktig å være oppmerksom på hvilke normaliseringsfaktorer som ligger til grunn når man skal sammenlikne normaliserte kostnader mellom sluttbrukergrupper (og ikke minst mellom ulike land [1]).

6 Oppsummering og diskusjon

Samfunnsøkonomiske kostnader ved avbrudd i strømforsyningen er et uttrykk for samfunnets verdsetting av leveringspåliteligheten ('reliability worth'). Det vil være en meget omfattende og vanskelig oppgave å kartlegge de totale kostnadene for samfunnet ved avbrudd. Årsaker til dette er blant annet at det finnes både direkte og indirekte kostnadselementer for den enkelte sluttbruker, ringvirkninger og følgekostnader for samfunnet for øvrig, og at verdsettingen er av både subjektiv og objektiv karakter. Videre vil konsekvenser kunne opptre både på kort og lang sikt.

KILE-satsene er basert på resultater fra en landsomfattende spørreundersøkelse som ble gjennomført i perioden 2001 – 2003. Undersøkelsen omfattet sluttbrukere i hovedgruppene Industri, Handel og Tjenester, Offentlig virksomhet, Jordbruk, Husholdning og Prosessindustri, der Treforedling og Kraftintensiv industri ble skilt ut som egen gruppe i beregning av KILE-satsene.

KILE-satsene representerer sluttbrukernes kostnader forbundet med avbrudd. Øvrige direkte og indirekte kostnader for samfunnet, som ringvirkninger og følgekostnader ved at andre infrastrukturtjenester blir utilgjengelige som følge av avbrudd eller ved at større geografiske/befolkningmessige områder blir berørt av avbrudd samtidig, dekkes ikke av KILE-satsene.

KILE-satsene er spesifikke avbruddskostnader beregnet som gjennomsnittet (M-estimatet) mellom sluttbrukernes (respondentenes) direkte kostnader (Direct Worth) og deres betalingsvilje (Willingness-to-pay) normalisert med avbrutt effekt (tidligere ikke levert energi). De spesifikke kostnadene er beheftet med usikkerheter av ulik karakter knyttet til forhold som valg av spørremetode, spredning mellom sluttbrukere innenfor hver hovedgruppe og sensurering av ekstremverdier:

- Spørreundersøkelser om avbruddskostnader er tidkrevende og krever relativt høy kompetanse å besvare⁷, men kan skreddersys til å kartlegge informasjon for spesifikke formål (regulering, planlegging og drift)
- Estimering av direkte kostnader er ikke standardisert, og strategisk svargiving kan forekomme. Dette motvirkes av triangulering av metoder og logiske tester i innsamlet materiale
- Stor forskjell mellom Direct Worth (DW) og Willingness-to-pay (WTP) estimater (forholdet DW/WTP varierer i området 2 – 12 avhengig av sluttbrukergruppe). Motvirkes ved å beregne M-estimat (gjennomsnitt av DW- og WTP-estimat)
- Stor spredning innenfor og mellom sluttbrukergruppene. Motvirkes dels av sensurering av ekstremverdier.

De spesifikke kostnadene (KILE-satsene) må anvendes med varsomhet ettersom det er normaliserte kostnader. Kjennskap til valg av normaliseringsfaktorer og hvordan normaliseringen er utført er spesielt viktig i sammenlikning av spesifikke kostnader mellom sluttbrukergrupper og mellom ulike land, men også når de spesifikke kostnadene skal brukes til å beregne kostnader for gitte avbrudd.

Dagens KILE-kostnader anses ikke dekkende for de forventede kostnadene ved (svært) langvarige avbrudd over større områder (med stort geografisk omfang). Eksempler på hendelser som ikke kan sies å dekkes av KILE-satsene er nyttårsorkanen på Nord-Vestlandet i 1992, feilen som rammet store deler av Vestlandet i 2004, avbrudd for Steigen i Nordland i seks døgn i 2007 og kabelbrannen på Oslo S i 2007 [21]. Indirekte konsekvenser, ringvirkninger osv. vil være av vesentlig betydning ved slike hendelser, men antas å ha mindre betydning for avbrudd av mer lokal karakter. De aller fleste avbrudd er forårsaket av feil (og planlagte utkoplinger) i distribusjonsnettet og gir dermed mer lokale konsekvenser⁸. De fleste avbrudd har også relativt begrenset varighet. I slike tilfeller anses KILE-satsene å være dekkende prinsipielt sett.

⁷ Avhengig av sluttbrukergruppe og om både avbrudd og spenningsforstyrrelser skal dekkes, fordrer det til dels inngående kunnskap om de elektrotekniske konsekvensene som oppstår og om de økonomiske konsekvensene [1, 17, 18]

⁸ Se f.eks. NVEs avbruddsstatistikk, www.nve.no

Ekstraordinære avbruddshendelser som nevnt ovenfor opptrer sjelden, dvs. de har høy returtid og relativt lav forventet årlig avbruddskostnad (over en analyseperiode) sammenliknet med summen av årlige kostnader for alle de ”små” avbruddene [16]. I en samfunnsøkonomisk analyse vil kostnadene knyttet til de ”store” (ekstraordinære) avbruddene således ha mindre betydning.

Avbruddskostnader som er kartlagt gjennom spørreundersøkelser er relative kostnader i den forstand at de reflekterer vurderinger foretatt på et gitt tidspunkt og for et gitt nivå på leveringspåliteligheten. Kostnadene forventes å endres reelt over tid i takt med ulike samfunnsmessige endringer, f.eks. kostnads- og lønnsnivå, økende avhengighet av elektrisitet osv. En sammenlikning av de spesifikke kostnadene fra spørreundersøkelsen i 2001 – 2003 med resultatene fra undersøkelsen i 1989 – 1991, viste at kostnaden for 1-times avbrudd var dobbelt så stor for Industri og Husholdning, fire ganger så stor for Handel og Tjenester, mens kostnaden for Jordbruk i snitt var tolv ganger høyere i 2001 – 2003 sammenliknet med 1989 – 1991, begge referert kostnadsnivå 2002 [7]. Sammenlikningen gjelder DW-estimatene for alle kategorier unntatt for Husholdning hvor den er basert på WTP. At kostnadsøkningen var så vidt stor for Jordbruk antas å skyldes en økt industrialisering av jordbruket i denne perioden. Kostnadsøkningen var imidlertid betydelig lavere for 4-timers avbrudd for både Handel og Tjenester og Jordbruk.

I et prosjekt som pågår under RENERGI-programmet til Forskningsrådet er målsettingen å ”*Framskaffe ny kunnskap om og bedre metoder for å kartlegge kostnadene for samfunnet ved avbrudd, spenningsforstyrrelser og rasjonering, som grunnlag for en samfunnsmessig rasjonell utvikling av kraftsystemet og reguleringen av leveringskvalitet*” [17]. Prosjektet startet i 2009 og skal avsluttes i 2012 og utføres av Econ Pöry og SINTEF Energi i fellesskap med Energi Norge som prosjektansvarlig. Bakgrunnen for prosjektet er beskrevet i en forprosjektrapport [18]. Prosjektet omfatter blant annet vurdering av drivkrefter bak endringer i kostnadene ved avbrudd over tid, følgekostnader ved avbrudd hos kritiske infrastrukturvirksomheter og betydningen for de samfunnsøkonomiske kostnadene av hvor stort geografisk/befolkningsmessig område som rammes av avbrudd.

KILE-ordningen er siden 2001 utvidet skrittvis for å ta hensyn til flere aspekter i KILE-satsene, som har betydning for de totale avbruddskostnadene for sluttbrukerne. Resultater fra det pågående prosjektet forventes å gi ytterligere grunnlag for å framskaffe bedre estimater for de samfunnsøkonomiske avbruddskostnadene.

7 Referanser

- [1] Hofmann, M., Seljeseth, H., Volden, G. H., Kjølle, G. H.:
Study on estimation of costs due to electricity interruptions and voltage disturbances.
Trondheim: SINTEF Energi AS, Desember 2010 (TR A6978)
(Kommentar: Part B *State of the art of survey methodology* er i stor grad basert på følgende rapport som er skrevet i prosjektet ” Samfunnsøkonomiske kostnader ved at sluttbrukere opplever avbrudd, spenningsforstyrrelser og rasjonering” [17]:
Bowitz, E., Hofmann, M., Samdal, K., Seem, C.:
Assessing socio-economic costs of quality problems in electricity supply – an overview of literature
Oslo: Energi Akademiet – under utgivelse)
- [2] Billinton, R.:
Evaluation of reliability worth in an electric power system.
Reliability engineering and system safety, 46 (1994), pp. 15-23
- [3] Wacker, G., Billinton, R.:
Customer cost of electric service interruptions.
IEEE Proc., 77 (6) (1989), pp. 919-30
- [4] Heggset, J., Seljeseth, H., Mogstad, O.:
FASIT Kravspesifikasjon. Versjon 2010
Trondheim: SINTEF Energi AS, desember 2009 (TR A6840)
- [5] Planleggingsbok for kraftnett, Avbruddskostnader, SINTEF Energi AS
(<http://www.sintef.no/Projectweb/Planbok/>)
- [6] Kjølle, Gerd H.; Samdal, Knut; Brekke, Karstein (2009):
Incorporating short interruptions and time dependency of interruption costs in continuity of supply regulation.
Proc. 2009 International conference & exhibition on electricity distribution (CIRED 2009, Praha)
- [7] Kjølle, Gerd H.; Samdal, Knut; Singh, Balbir; Kvitastein, Olav A. (2008):
Customer Costs Related to Interruptions and Voltage Problems: Methodology and Results.
IEEE Transactions on power systems, 23 (3), 1030–1038, 2008
- [8] Billinton, R. et al.:
Methods to consider customer interruption costs in power system analysis.
CIGRE SC38.06.01, 2001, Ref. no. 191
- [9] Samdal, K., Kjølle, G., Andersen, C., Singh, B.:
Forprosjekt: kostnader forbundet med strømbrudd og spenningsforstyrrelser – Anbefalinger
Trondheim: SINTEF Energi AS, 2000 (TR A5348)
- [10] Samdal, K., Kjølle, G., Kvitastein, O., Singh, B.:
Sluttbrukeres kostnader forbundet med avbrudd og spenningsforstyrrelser:
Del 1 av 3: Spørreundersøkelse – Metodeunderlag
Trondheim: SINTEF Energi AS, juni 2003 (TR A5752, EBL-K 135-2003)

- [11] Samdal, K., Kjølle, G., Kvitastein, O., Singh, B.:
Sluttbrukeres kostnader forbundet med avbrudd og spenningsforstyrrelser:
Del 2 av 3: Spørreundersøkelse – Resultater
Trondheim: SINTEF Energi AS, juni 2003 (TR A5754, EBL-K 136-2003)
- [12] Samdal, K., Kjølle, G., Kvitastein, O., Singh, B.:
Sluttbrukeres kostnader forbundet med avbrudd og spenningsforstyrrelser:
Del 1 av 3: Spørreundersøkelse – Utfyllende analyser
Trondheim: SINTEF Energi AS, februar 2004 (TR A5921, EBL-K 160-2004)
- [13] Kvitastein, O., Singh, B.:
Leveringskvalitet på elektrisk kraft: Avbruddskostnader og avsavnsverdier i Industri,
Handel og Tjenester
Bergen: SNF 1991 (SNF-Rapport 9/91)
- [14] Kvitastein, O., Singh, B.:
Leveringskvalitet på elektrisk kraft: Avbruddskostnader og avsavnsverdier i Husholdninger
Bergen: SNF 1991 (SNF-Rapport 10/91)
- [15] Kvitastein, O., Singh, B.:
Leveringskvalitet på elektrisk kraft: Avbruddskostnader og avsavnsverdier i Jordbruket
Bergen: SNF 1991 (SNF-Rapport 11/91)
- [16] Samdal, K.:
Estimering av samfunnsøkonomiske kostnader forbundet med strømbrudd og spenningsforstyrrelser
Trondheim: SINTEF Energi AS, desember 2003 (Notat 2003-12-04)
- [17] Prosjekt RENERGI-programmet Norges forskningsråd:
Samfunnsøkonomiske kostnader ved at sluttbrukere opplever avbrudd, spenningsforstyrrelser og
rasjonering
Energ Norge, prosjektleder Ketil Sagen
<http://www.forskningsradet.no/servlet/Satellite?c=Prosjekt&cid=1232110435144&pagename=renergi/Hovedsidemal&p=1226993846917>
- [18] Kostnader ved sviktende leveringskvalitet på elektrisitet – Forprosjekt
Oslo: Econ Pöry AS, Troll Power AS, juli 2008 (Rapport 2008-072, utarbeidet for NVE)
- [20] Pourbeik, P.:
Review of the current status of tools and techniques for risk-based and probabilistic
planning in power systems
CIGRE SC4.601, 2010, Ref. no. 434
- [21] Nybø, A., Kjølle, G.:
Analysis of blackouts and extraordinary events in the power system
Trondheim: SINTEF Energi AS, mars 2010 (AN 09.12.46)

8 Vedlegg: Eksempel på spørreskjema fra undersøkelsen 2001 – 2003 (Industri)

Kartlegging av sluttbrukers kostnader forbundet med strømbrudd

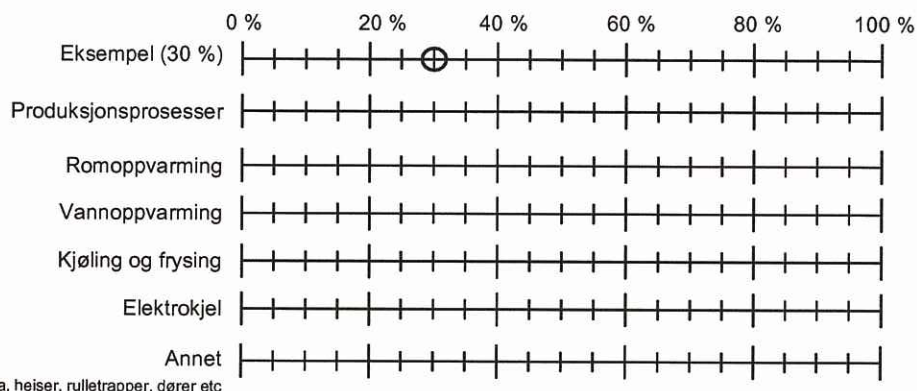
INDUSTRI

Kontaktperson: Nils.Risholm@snf.no, tlf 55 95 95 00

DEL 1 Generelt om bedriften og dens elektrisitetsbruk						
Hvor ligger bedriften?						
1	Kommune: _____		Nettselskap: _____ Med nettselskap menes det everk bedriften er fysisk tilknyttet			
Bedriftens bransje (Sett ett kryss)						
2	Produksjon av: ☐ Nærings- og nytelsesmidler ☐ Kull- og petroleumsprodukter ☐ Kraft- og vannforsyning ☐ Tekstil- og bekledningsvarer ☐ Kjemikalier og kjemiske produkter ☐ Bygge- og anleggsvirksomhet ☐ Lær- og lærvarer ☐ Gummi- og plastprodukter ☐ Trevarer ☐ Metaller og metallvarer ☐ Transportmidler ☐ Maskiner og utstyr ☐ Treforedling, grafisk produksjon og forlagsvirksomhet ☐ Elektriske og optiske produkter					
	☐ Annet, spesifiser: _____					
Bedriftens størrelse						
3	Antall årsverk: _____		Årlig omsetning (mill kr): _____			
Normal arbeidstid og antall arbeidende over døgnet						
4			Arbeidstid		Antall personer	Ukedager (Mandag = 1)
			Fra kl	Til kl		
	Kontorpersonale					
	Produksjonsmedarbeidere uten skiftarbeid					
	Skiftarbeidere	Skift 1				
		Skift 2				
Skift 3						
Skift 4						
Bedriftens totale strømforbruk siste år						
5	Antall kWh: _____		Antall kr: _____ (sum nettleie og kraft)		Maksimalt effektuttak (kW): _____	
Har bedriften tilgang til andre energikilder?						
6	☐ Ingen ☐ Oljekjele ☐ Elektrokjele, siste års strømforbruk til elektrokjele var (kWh): _____ Antall kr: _____ (sum nettleie og kraft) Er dette inkludert i strømforbruk oppgitt i spørsmål 5? ☐ Ja ☐ Nei ☐ Annet, spesifiser: _____					

Hvor stor andel av det totale strømforbruket benyttes til ulike formål?

Anslå omtrentlig andel av totalt strømforbruk. Sum = 100%. Sett en ring på skalaen nedenfor:



Har bedriften vært utsatt for strømbrudd? (Med strømbrudd menes at forsyningen fra nettselskapet er brutt)

8 Hvor mange strømbrudd har bedriften eller deler av bedriften opplevd det siste året?

☐ Ingen ☐ 1 – 3 ☐ Flere enn 3 Ca antall: _____

Informasjon om strømbrudd det siste året (Med strømbrudd menes at forsyningen fra nettselskapet er brutt.)

9 Anslå antall varslede (f eks i avisen) og ikke varslede strømbrudd det siste året:

Varslet strømbrudd Ikke varslet strømbrudd

Antall strømbrudd som varte mindre enn 3 minutter

Antall strømbrudd som varte mellom 3 minutter og 1 time

Antall strømbrudd som varte over 1 time

Hva er Deres mening om følgende forhold? (Kryss av det svaret som best samsvarer med Deres mening)

Jeg synes at antall strømbrudd som bedriften blir utsatt for er:

☐ Veldig lavt ☐ Lavt ☐ Moderat ☐ Høyt ☐ Veldig høyt

Den informasjon nettselskapet gir når planlagte strømbrudd inntreffer er:

☐ Svært dårlig ☐ Dårlig ☐ Akseptabel ☐ God ☐ Svært god

Informasjon om uregelmessigheter i spenningen

Nedenfor er angitt mulige konsekvenser av uregelmessigheter i spenningen.

Har bedriften vært utsatt for noen av disse fenomenene i løpet av det siste året? (Svar etter beste evne)

☐ Funksjonssvikt i EDB-anlegg

☐ Kortvarige underspenninger

☐ Problemer med å starte elektriske motorer

☐ Kortvarige overspenninger

☐ Funksjonssvikt i prosess-styringsanlegg

☐ For høy stasjonær spenning

11 ☐ Elektriske motorer koblet fra nettet av motor-vernet

☐ For lav stasjonær spenning

☐ Kortere levetid på glødelamper

☐ Hurtige spenningsvariasjoner / lysflimmer

☐ Varmgang i elektrisk utstyr

☐ Asymmetri i spenningen

☐ Overharmoniske spenninger

Annet, spesifiser: _____

Med spenningsdip menes her at spenningen for en kort tid reduseres med 50% i forhold til det normale.

* Tappt dekningsbidrag er tappt omsetning fratrasket sparte kostnader for tappt produksjonsmengde.

belysning, ventilasjon, tele, heiser, rulletrapper, dører etc

14 ☐ Fare for personsikkerhet ☐ Ringvirkninger for kunder

☐ Fare for dokumentssikkerheten ☐ Ubehag/panikk

☐ Fare for tyveri/kriminelle handlinger ☐ Miljøskadelige utslipp

☐ Annet, spesifiser

Endringer i kostnader pga varsling					
Hensikten med dette spørsmålet er å undersøke hvordan varslingstid påvirker bedriftens kostnader ved strømbrudd. Anta at det skjer <u>et 4 timers strømbrudd en torsdag kl 10.00 i januar</u>, men som er <u>varslet 2 timer på forhånd</u>. Hvor mye vil kostnadene reduseres, sammenlignet med ikke varslet strømbrudd (spørsmål 12)? (Avmerk passende alternativ for hver kostnadskomponent)					
		Ingen reduksjon		Halvering	Redusert til 0
		0 %	-25 %	-50 %	-75 %
					-100 %
Totale kostnader		☐	☐	☐	☐
Hvis mulig, vennligst angi fordeling av kostnadene:					
15a	A. Skader på utstyr og vrakproduksjon eller forringet kvalitet (dvs ødelagte råvarer og ferdigvarer)	☐	☐	☐	☐
	B. Tap fra produksjon som ikke kan tas igjen (målt som tapt dekningsbidrag *)	☐	☐	☐	☐
	C. Ekstra omkostninger ved produksjon som må tas igjen (f eks overtid)	☐	☐	☐	☐
	D. Kostnader ved oppstart av produksjonsprosessen	☐	☐	☐	☐
	E. Ekstra omkostninger i administrasjonen (f eks ekstra kontorarbeid)	☐	☐	☐	☐
	F. Andre kostnader, spesifiser	☐	☐	☐	☐
* Tapt dekningsbidrag er tapt omsetning fratrukket sparte kostnader for tapt produksjonsmengde.					
Anta at det skjer <u>et 4 timers strømbrudd en torsdag kl 10.00 i januar</u>, men som er <u>varslet 1 døgn på forhånd</u>. Hvor mye vil kostnadene reduseres, sammenlignet med ikke varslet strømbrudd (spørsmål 12)? (Avmerk passende alternativ for hver kostnadskomponent)					
		Ingen reduksjon		Halvering	Redusert til 0
		0 %	-25 %	-50 %	-75 %
					-100 %
Totale kostnader		☐	☐	☐	☐
Hvis mulig, vennligst angi fordeling av kostnadene:					
15b	A. Skader på utstyr og vrakproduksjon eller forringet kvalitet (dvs ødelagte råvarer og ferdigvarer)	☐	☐	☐	☐
	B. Tap fra produksjon som ikke kan tas igjen (målt som tapt dekningsbidrag *)	☐	☐	☐	☐
	C. Ekstra omkostninger ved produksjon som må tas igjen (f eks overtid)	☐	☐	☐	☐
	D. Kostnader ved oppstart av produksjonsprosessen	☐	☐	☐	☐
	E. Ekstra omkostninger i administrasjonen (f eks ekstra kontorarbeid)	☐	☐	☐	☐
	F. Andre kostnader, spesifiser	☐	☐	☐	☐
* Tapt dekningsbidrag er tapt omsetning fratrukket sparte kostnader for tapt produksjonsmengde.					
15c	Anslå <u>nødvendig varslingstid</u> for at bedriften skal kunne redusere kostnadene ved et <u>strømbrudd</u>. (Kun ett svar) ☐ Mindre enn 1 time ☐ 1-4 timer ☐ 5-8 timer ☐ 8-24 timer ☐ 2 døgn ☐ Mer enn 2 døgn ☐ Kostnadene kan ikke reduseres Hvis mulig, angi potensialet for kostnadsreduksjon i prosent: _____				

DEL 3 Endring i kostnader

Endringer i kostnader for ikke varslet strømbrydd avhengig av tidspunktet strømbryddet inntre

Hensikten er å undersøke variasjon i kostnader avhengig av tidspunktet strømbryddet inntre på. Ta utgangspunkt i kostnadene for et avbrudd som inntre uten varsel en torsdag kl 10.00 i januar (spørsmål 12), og gi et omtrentlig anslag på endringen i kostnader for ulike måneder, ukedager og tider på døgnet.

Hvis strømbryddet skjedde i annen måned enn januar, vil kostnadene bli: (Avmerk passende alternativ for hver måned)

	Reduserte kostnader				Uendret	Økte kostnader			
	- 100 %	- 75 %	- 50 %	- 25 %	0 %	+ 25 %	+ 50 %	+ 75 %	+ 100 %
16a Januar	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐
Februar	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
Mars	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
April	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
Mai	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
Juni	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
Juli	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
August	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
September	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
Oktober	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
November	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
Desember	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐

Hvis strømbryddet skjedde på en annen ukedag enn torsdag, vil kostnadene bli: (Avmerk passende alternativ for hver ukedag)

	Reduserte kostnader				Uendret	Økte kostnader			
	- 100 %	- 75 %	- 50 %	- 25 %	0 %	+ 25 %	+ 50 %	+ 75 %	+ 100 %
16b Torsdag	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐
En annen hverdag	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
Lørdag	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
Søn- /helligdag	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐

Hvis strømbryddet skjedde på et annet tidspunkt enn kl 10.00, vil kostnadene bli: (Avmerk passende alternativ for hvert tidsrom)

	Reduserte kostnader				Uendret	Økte kostnader			
	- 100 %	- 75 %	- 50 %	- 25 %	0 %	+ 25 %	+ 50 %	+ 75 %	+ 100 %
16c KI 06-08	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
KI 08-12	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐
KI 12-16	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
KI 16-20	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
KI 20-24	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
KI 24-06	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐

Endring i kostnader for varslet strømbrudd avhengig av tidspunktet strømbruddet inntre

17	Ville variasjonen med tidspunkt over år, uke og døgn (spørsmål 16) være annerledes dersom strømbruddet var varslet ett døgn på forhånd? ☐ Ingen forskjell ☐ Liten forskjell ☐ Stor forskjell ☐ Svært stor forskjell
----	---

DEL 4 Kostnadsreduserende tiltak

Har bedriften gjort tiltak for å redusere konsekvenser av strømbrudd/spenningsforstyrrelser?

- | | | |
|--|--|---|
| ☐ Ingen | ☐ Installert overspenningsvern | ☐ Havariforsikring/produksjonsforsikring |
| ☐ Kontaktet nettselskap | ☐ Installert overharmonisk filter | ☐ Fasekompenseringsutstyr |
| ☐ Reserveaggregat | ☐ Installert UPS (avbruddsfri strømforsyning)/spenningsstabilisator | |

Annet, spesifiser: _____

Kan De anslå bedriftens omtrentlige årlige utgifter til disse tiltakene? (kr) _____

18 Har tiltakene bidratt til å redusere kostnader forbundet med strømbrudd og uregelmessigheter i spenningen?

- ☐ Nei ☐ Ja, kostnader forbundet med:

Spenningsdip er redusert med _____%

Ikke varslede strømbrudd er redusert med _____%

Varslede strømbrudd er redusert med _____%

Annet, spesifiser: _____ er redusert med _____%

Anslå verdsettelse av mulig reserveforsyning

19

Anta at en reserveforsyning er tilgjengelig som vil kunne forsyne hele bedriftens elektrisitetsbehov under et strømbrudd. Bedriften vil bli fakturert av nettselskapet over strømgjengen kun for de tidsrom der reserveforsyningen faktisk benyttes (av/på bryter i bedriftens lokaler).

Tenk Dem at strømmen blir borte en morgen i januar. Hvor mye er bedriften villig til å betale for en slik tjeneste hver gang den benyttes?

Varighet 1 minutt kr _____

Varighet 1 time kr _____

Varighet 4 timer kr _____

Varighet 24 timer kr _____

DEL 6 Hvor fleksibelt er bedriftens strømforbruk?

Hvor fleksibelt er bedriftens strømforbruk?

I enkelte ekstreme situasjoner kan nettselskapet bli tvunget til å redusere leveranser av strøm til sine kunder, for eksempel når det er behov for å dekke kuldetoppene om vinteren. Anta at dette oppstår maksimalt 5 ganger i løpet av vinteren (på hverdager).

Utkobling

Anta at nettselskapet gir en økonomisk kompensasjon til kunder som blir enige om å redusere forbruket når nettselskapet ber om det.

Ordningen fungerer slik at det blir installert utstyr som gjør det mulig for nettselskapet å redusere bedriftens strømforbruk når situasjonen krever det. Bedriften må i så fall unnlate bruk av noen elektriske apparater i et avgrenset tidsrom.

Hvilken årlig kompensasjon er passende for at nettselskapet etter behov kan foreta følgende utkobligheter?

(Husk at bedriften får kompensasjon uavhengig av antall utkobligheter, maksimalt 5 utkobligheter pr vinter.)

20a

- | | |
|--|----------|
| Utkobling av all elektrisk romoppvarming fra kl 0800-0830 | kr _____ |
| Utkobling av all elektrisk romoppvarming fra kl 0800-1000 | kr _____ |
| Utkobling av all elektrisk vannoppvarming fra kl 0800-0830 | kr _____ |
| Utkobling av all elektrisk vannoppvarming fra kl 0800-1000 | kr _____ |
| Utkobling av all kjøling og frysing fra kl 0800-0830 | kr _____ |
| Utkobling av all kjøling og frysing fra kl 0800-1000 | kr _____ |
| Utkobling av alle produksjonsprosesser fra kl 0800-0830 | kr _____ |
| Utkobling av alle produksjonsprosesser fra kl 0800-1000 | kr _____ |

I enkelte ekstreme situasjoner kan nettselskapet bli tvunget til å redusere leveranser av strøm til sine kunder, for eksempel når det er behov for å dekke kuldetoppene om vinteren. Anta at dette oppstår maksimalt 5 ganger i løpet av vinteren (på hverdager).

Reserveforsyning

Anta at en reserveforsyning er tilgjengelig som vil kunne opprettholde deler av bedriftens elektrisitetsbehov når effektuttaket må reduseres av nettselskapet.

Hvor mye er bedriften villig til å betale per år for å få leveranser som dekker følgende behov selv ved ekstreme situasjoner? (Husk at bedriften må betale uavhengig av hvorvidt ekstreme situasjoner inntreffer, på samme måte som for en forsikring.)

20b

Reserveforsyning av all elektrisk romoppvarming fra kl 0800-0830	kr	_____
Reserveforsyning av all elektrisk romoppvarming fra kl 0800-1000	kr	_____
Reserveforsyning av all elektrisk vannoppvarming fra kl 0800-0830	kr	_____
Reserveforsyning av all elektrisk vannoppvarming fra kl 0800-1000	kr	_____
Reserveforsyning av all kjøling og frysing fra kl 0800-0830	kr	_____
Reserveforsyning av all kjøling og frysing fra kl 0800-1000	kr	_____
Reserveforsyning av alle produksjonsprosesser fra kl 0800-0830	kr	_____
Reserveforsyning av alle produksjonsprosesser fra kl 0800-1000	kr	_____

Eventuelle kommentarer:

Vi takker for samarbeidet!

«CODE»

9 Vedlegg: Estimering av ikke levert energi

Estimering av ikke levert energi ved bruk av lastkurver, hentet fra [7]. ENS = ikke levert energi

Energy not supplied (ENS) is defined as *the estimated energy that would have been supplied if the interruption did not occur*. Estimating ENS would ideally be carried out by finding the integral under the load curve for equivalent conditions (customer type, temperature and season). Due to lack of such detailed information ENS is estimated by means of hourly average load, as illustrated in Figure 1.

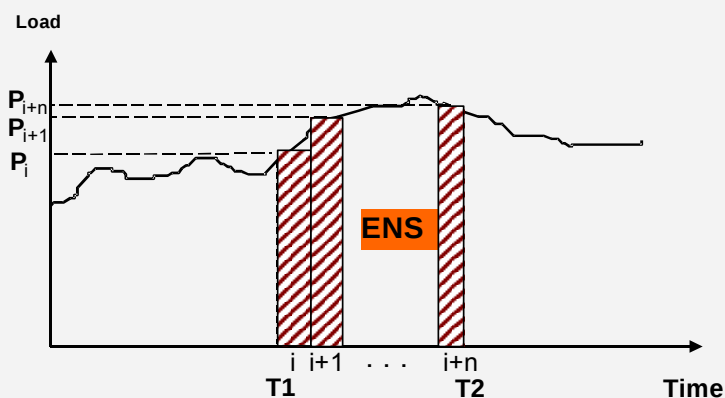


Figure 1 Approximation of ENS based on hourly average load.

Estimation of ENS for an interruption with duration from T1 till T2 (Fig. 1) is carried out by the following approximation:

$$ENS = \int_{T1}^{T2} P(t) \approx \sum_{h=i}^{h=i+n} P_h \quad [\text{kWh}] \quad (1)$$

Where P_h = average load in any hour h [kWh/h]

The electricity consumption in Norway (heating in particular) is highly dependent on outdoor temperature. Consequently, temperature dependent load profiles have been established for all the surveyed end-user groups and for all climatic zones. For the purpose of estimating normalized cost data per respondent, the load profiles were combined with information from the questionnaire about yearly electricity consumption, category of end-user and climatic zone.

The average load ($P_{c,z,h}$) in any hour h for end-user of category c in climate zone z is estimated according to (2):

$$P_{c,z,h} = a_{c,z,h} \cdot t + b_{c,z,h} \quad [\text{kWh}] \quad (2)$$

Where

- $a_{c,z,h}$ = Coefficient for hour h for end-user of category c in climate zone z [kWh/°C]
- t = Daily mean outdoor temperature [°C]
- $b_{c,z,h}$ = Average load at 0 °C for end-user of category c in climate zone z [kWh/h] for hour h .

Since the questionnaire asked for electricity consumption for year 2000 the normal yearly electricity consumption for each respondent for this year ($W_{c,z,2000}$) was estimated based on (2) and the temperature-series for year 2000.

The percentage ($p_{c,z,h}$) of the yearly consumption per hour in year 2000 is considered to be the same as in a normal year, and is found by (3):

$$p_{c,z,h} = \frac{(a_{c,z,h} \cdot t_{n,z,d} + b_{c,z,h})}{W_{c,z,2000}} \cdot 100\% \quad (3)$$

Where

$t_{n,z,d}$ = Daily mean temperature on day d in climate zone z in a *normal* year

$p_{c,z,h}$ values were calculated for all climate zones and different end-user categories. Each set consists of a full year time-series (8760 values).

Energy not supplied (ENS) in hour h for a respondent i of end-user-category c , located in climate zone z , can then be estimated using the formula in (4):

$$ENS_{i,c,z,h} = p_{c,z,h} \cdot W_{i,2000} / 100\% \text{ [kWh]} \quad (4)$$

Where

$W_{i,2000}$ = Yearly electricity consumption in year 2000 for respondent i (from questionnaire)

Furthermore ENS for an interruption of duration r occurring at time t is given in (5), using (1):

$$ENS_{i,c,z}(r,t) = \sum_{h=t}^{h=t+r} ENS_{i,c,z,h} \text{ [kWh]} \quad (5)$$

This expression gives the normalization factor for long interruptions (> 3 min.) for a given respondent i of end-user category c and climate zone z .

The normalization factor for dips and short interruptions (≤ 3 min.) is the interrupted power in kW, defined as *the estimated power that would have been supplied at the time of interruption (or voltage dip) if the interruption (dip) did not occur* [16]. The interrupted power is similarly estimated using hourly loads according to the above procedure.



Teknologi for et bedre samfunn
www.sintef.no