

**Konseptvalgutredning
Sentralnettsløsning mellom
Sauda og Samnanger**

Sentralnett
Vestlandet

Statnett

Bakgrunn og geografisk avgrensning

Utredningen skal vurdere mulige tiltak for å løse utfordringene i kraftnettet mellom Sauda og Samnanger.

Denne konseptvalgutredningen (KVU) er en videreføring av arbeidet som ble gjort i forbindelse med *Systemutredning av sentralnettet i Vestlandsregionen* (heretter kalt Vestlandsstudien) som ble avsluttet i juni 2011^[1]. Denne studien var et samarbeidsprosjekt mellom Statnett og de regionale nettselskapene på Vestlandet: BKK Nett, SKL Nett, SFE Nett og Tafjord Nett¹.

Vestlandsstudien vurderte behovet for overføringskapasitet og aktuelle nettløsninger for sentralnettet i Vestlandsregionen basert på to ulike scenarier for produksjon- og forbruksutvikling. Studien pekte blant annet på behovet for tiltak i sentralnettet mellom Sauda og Samnanger på grunn av en forventning om at kapasiteten den eksisterende ledningen mellom disse to områdene ikke vil være tilstrekkelig for å møte den utviklingen som kommer.

Behovet for tiltak mellom Sauda og Samnanger ble videre underbygget i analyserapporten *Sør-Norge og to nye kabler innen 2021* som ble ferdigstilt i 2012^[2]. Denne studien så på behovet for innenlandske nettforsterkninger for å kunne tilknytte to nye mellomlandsforbindelser fra Sør-Norge. Også denne studien pekte på at kapasiteten på eksisterende ledning mellom Sauda-Samnanger tidvis vil være for liten ved tilknytning av flere mellomlandsforbindelser og utbygging av ny fornybar produksjon.

Denne konseptvalgutredningen skal vurdere mulige konsepter for å løse problemet knyttet til begrenset overføringskapasitet mellom Sauda og Samnanger basert på ulike prognoser for produksjon- og forbruksutvikling. Tidligere analyser har vist at de fremtidige begrensningene i overføringskapasiteten mellom Sauda og Samnanger vil oppstå i overskuddssituasjoner. KVU-en konsentrerer seg derfor om forhold knyttet til perioder med kraftoverskudd på Vestlandet. I importsituasjoner fra kontinentet kombinert med lav produksjon og høyt forbruk på Vestlandet kan det likevel også bli vesentlig flyt nordover fra Sauda mot Bergensområdet. Dette behovet blir ivaretatt ved å se på tiltak for å løse behovet i overskuddssituasjoner.

¹ Bergenshalvøens Kommunale Kraftlag (BKK), Sunnhordland Kraftlag (SKL), Sogn og Fjordane Energi (SFE)

Vestlandet er inndelt i tre nett-områder: SFE, BKK og SKL.

Analyseområdet som er definert som Vestlandet i denne utredningen strekker seg fra Boknafjorden i sør til Ørskog i nord. Følgende områdeinndeling blir benyttet videre i rapporten, og er vist i Figur 1:

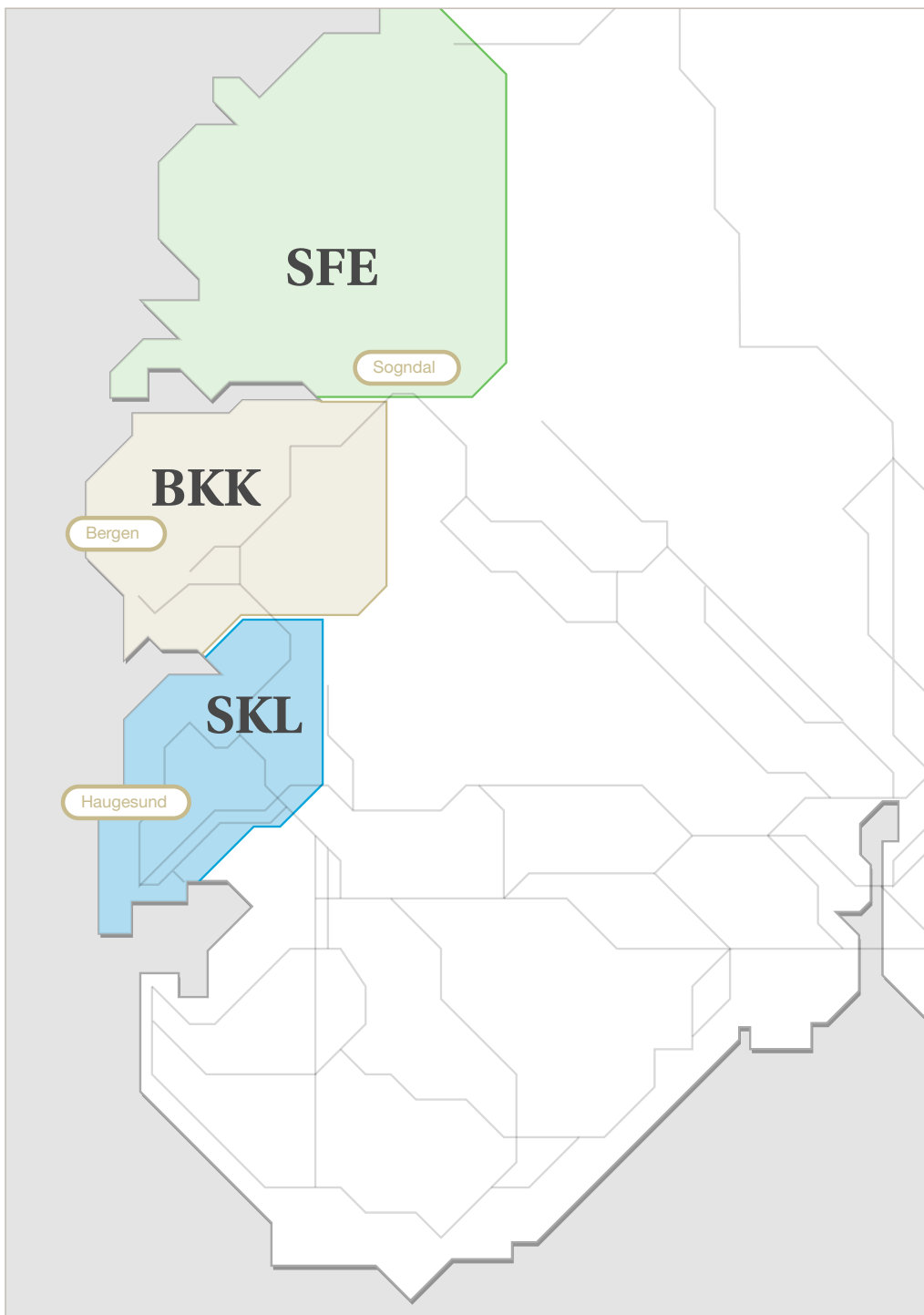
- “SFE”: Mellom Ørskog og Sogndal, medregnet indre Sogn. I hovedsak Sogn og Fjordane fylke nord for Sognefjorden.
- “BKK”: Mellom Sogndal og Samnanger, altså området mellom Hardangerfjorden og Sognefjorden. Bergen inngår i dette området.
- “SKL”: Mellom Samnanger/Mauranger og Sauda. I hovedsak området sør for Hardangerfjorden og nord for Boknafjorden.

Vi starter utredningen med del 1 som forteller overordnet om kraftsystemet i Norden, og mer detaljert om hva som kjennetegner kraftsystemet på Vestlandet i dag. Behovsanalysen i del 2 vurderer konsekvensene av forventet utvikling i kraftflyten i sentralnettet på Vestlandet med utgangspunkt i forutsetningene som er beskrevet i vedlegg 1. For å kontrollere robustheten i resultatene så tester vi en rekke sensitiviteter i forutsetningene. Dette er viktig for å sikre at vi velger den løsningen som er best, gitt usikkerheten som ligger i den fremtidige utviklingen.

Mulighetsstudien i del 4 illustrerer mulige konseptuelle løsninger for å møte behovet som er definert i behovsanalysen. Disse løsningene skal måles opp mot de målene og rammene som er definert i del 3. Konsepter som kan bidra til å løse behovet og innfri målene innenfor de fastsatte rammene tas med videre inn i alternativanalysen i del 5. Der gjennomfører vi en samfunnsøkonomisk kost/nytte analyse av de aktuelle konseptene for å finne den mest rasjonelle løsningen for samfunnet. Del 6 illustrerer planene for videre prosjektgjennomføring.

Figur 1

Nettområdene på Vestlandet.



Sammendrag

Hovedpunkter fra utredningen

Utbygging av ny fornybar kraftproduksjon, forbruksvekst i byene og i industrien og økt handel med kraft med andre land vil endre transportmønsteret i det norske ledningsnettet. Vi forventer at behovet for overføringskapasitet for elektrisitet vil utvikle seg i området mellom Sauda i Rogaland og Samnanger i Hordaland. Ulike faktorer vil påvirke behovet for kapasitet i ledningsnettet, og ulike interesser kan ha ulike behov fremover. Vi har sett på hvilke overordnede løsnings-skisser eller konsepter som kan være rasjonelle. For de ulike konseptene har vi beregnet både nytten og kostnaden for samfunnet. Ut fra dette har vi pekt på det konseptet som ser ut til å løse oppgavene på den beste måten for samfunnet. Vi ser oppgradering av den eksisterende sentralnettsledningen mellom Sauda - Samnanger som den beste løsningen.

Dagens strømforsyning

Vestlandet brukes her om området mellom Boknafjorden i sør og Nordfjord i nord, og dekker dermed Sogn og Fjordane, Hordaland og nordre del av Rogaland. Det er særlig to forhold som gjør dette området spesielt med tanke på strømforsyningen:

- Forbruk innen kraftintensiv industri og petroleumsindustrien utgjør over halvparten av forbruket
- En tredel av Norges kraftproduksjon skjer her

Totalt blir det produsert ca. 13 TWh mer kraft enn det blir brukt i de tre vestlandsfylkene, men det er store variasjoner i kraftproduksjonen gjennom året, og fra år til år. Også internt i fylkene er det både overskudds- og underskuddsområder.

Det er en stor andel kraftverk i regionen med relativt liten kapasitet til å lagre vann. Dette medfører at det er begrensede muligheter for å tilpasse produksjonen til forbruket i regionen, og gir behov for god ledningskapasitet mot de tilgrensende områdene. I dag er det begrenset kapasitet på det overordnede ledningsnettet (sentralnettet), og det er opprettet et eget elspotområde (et eget anmeldingsområde på kraftbørsen) for å håndtere dette.

Sentralnettet på Vestlandet består i dag hovedsakelig av ledninger på 300 kV spenning med begrenset kapasitet. Dagens 300 kV ledning mellom Sauda og Samnanger er en del av det sammenhengende nettet mellom Sogn og Sør-Vestlandet, og bidrar til å forsyne store deler av Vestlandet med strøm. Sauda-Samnanger-ledningen har i dag mindre kapasitet enn det er behov for både når det er kraftoverskudd og underskudd på Vestlandet.

En tredel av Norges
kraftproduksjon skjer
på Vestlandet.

Betydelige planer om forbruksøkning innen smelteverksindustrien og petroleumssektoren.

Det er en utfordring at kapasitetsøkning i ledningsnettet ofte tar lengre tid å realisere enn nytt forbruk.

For de nordiske landene totalt sett, er det mest kraftproduksjon i nord og størst forbruk i sør. Den overordnede transportretningen går dermed fra nord til sør. Nord-sør-transporten blir forsterket av nye overføringsforbindelser mellom Norden og andre europeiske land. Denne utviklingen gjør det naturlig å se på hva dette betyr for nettet på Vestlandet.

Behov for styrket strømforsyning

Endringer i produksjon og forbruk, samt utveksling av kraft med våre naboland gir behov for økt overføringskapasitet. Statnett er i gang med omfattende tiltak for å bedre forsyningssikkerheten og legge til rette for verdiskaping. De planlagte tiltakene er illustrert i figur 4. Når disse er satt i drift så vil ledningen mellom Sauda og Samnanger begrense hvor mye strøm som kan overføres mellom nord og sør på Vestlandet. Dette vil gi seg utslag i tidvis store prisforskjeller mellom Vestlandet og resten av Sør-Norge. For å unngå dette er det nødvendig å iverksette tiltak.

Planer om økt kraftforbruk

Forbruksendringer kan endre transportmønsteret på ledningsnettet. Våre analyser viser at det først og fremst er forbruksøkninger sør for Samnanger som påvirker behovet for overføringskapasitet mellom Sauda og Samnanger.

Smelteverksindustrien og petroleumssektoren er de største forbrukerne på Vestlandet, og spesielt for disse er at forbruket er jevnt over døgnet og over året. Spesielt på Haugalandet foreligger det planer om betydelig forbruksøkning innen disse sektorene. Planene omfatter blant annet elektrifisering av feltene på Utsirahøyden og nytt testanlegg for aluminiumsverk på Karmøy. Dette øker behovet for overføringskapasitet mellom Sauda og Samnanger. Samtidig er det usikkert hvor mye av den planlagte forbruksøkningen som faktisk blir realisert. Det er en utfordring for planlegging av ledningsnettet at det å bygge om eller bygge nye ledninger tar lengre tid enn å etablere nytt forbruk. Denne usikkerheten må vi søke å håndtere på best mulig måte.

I det alminnelige forbruket er det betydelig usikkerhet om forbruket vil øke eller avta. Forventninger om befolkningsvekst i de store byene trekker opp, mens energieffektivisering bidrar til å redusere fremtidig forbruk. Elektrifisering av nye sektorer som transportsektoren er en driver for økt bruk av elektrisitet. Total sett ser vi at endringer i alminnelig forsyning i mindre grad påvirker behovet for kraftoverføring mellom Sauda og Samnanger enn de andre drivkreftene vi har vurdert.

Økt kraftproduksjon og flere mellomlandsforbindelser gir et transportbehov som overstiger dagens kapasitet.

Statnett er avhengig av å ha en god dialog med interessentene.

Satsing på ny fornybar kraftproduksjon krever sterkere ledningsnett

Kraftproduksjon og forbruk i Europa er i sterk endring som følge av klimapolitikk og overgang til mer fornybar energi. Norge har i denne sammenhengen forpliktet seg til å øke sin fornybare kraftproduksjon. Dette blir gjort gjennom det norsk-svenske elsertifikatmarkedet som skal føre til utbygging av 26,4 TWh ny fornybar kraftproduksjon i de to landene innen utgangen av 2020. Med mindre forbruket skulle øke tilsvarende, gir dette økt overskudd av kraft. I og med at potensialet for småskala vannkraftverk er særlig stort på Vestlandet, forventes det mye utbygging i denne regionen. Det er også planer for vindkraft i disse fylkene.

Nye mellomlandsforbindelser øker belastningen i nettet

Statnett har søkt om konsesjon for to nye mellomlandsforbindelser fra Sør-/Sørvestlandet, noe som bidrar til å øke behovet for overføringskapasitet nord-sør. Det planlegges en forbindelse til Tyskland og en til England. I tillegg ønsker selskapet North Connect å bygge en forbindelse fra Samnanger til Skottland. De to forbindelsene til England og Tyskland har størst betydning for behovet for overføringskapasitet mellom Sauda og Samnanger.

Med dagens ledningsnett vil økt kraftproduksjon og flere mellomlandsforbindelser gi et transportbehov som overstiger kapasiteten på ledningene. Nytt forbruk vil ytterligere bidra til å øke behovet om det blir etablert.

Endringer i kraftmarkedet

Måten kraftmarkedet organiseres på i Europa er i rask utvikling, og flere nye reguleringer skal etter planen implementeres de nærmeste årene. En ny såkalt flytbasert markedskobling er under utvikling i Sentral-Vest-Europa. Denne modellen tar bedre hensyn til fysiske forhold ved kraftnettet i prisfastsettelsen og vil dermed gi en mer fleksibel og effektiv utnyttelse av kapasiteten i ledningsnettet. Økt utnyttelse vil redusere behovet for ny kapasitet. Flytbasert markedskobling har enda ikke vært implementert i noe elektrisitetmarked i verden, og det er ikke klart om og eventuelt når dette vil bli implementert i Norden.

Innspill fra interessentene

Statnett er avhengig av å ha en god dialog med interessentene for å fange opp viktige innspill tidlig i prosjektutviklingen. Viktige interessenter når det gjelder kraftnett er selvfølgelig de som er direkte brukere av nettet, slik som store forbrukere og produsenter. Men også andre blir berørt, for eksempel gjennom mulighet for etablering av arbeidsplasser, beredskapshensyn med hensyn til sikker strømforsyning for samfunnet eller gjennom frilufts- og miljøverninteresser.

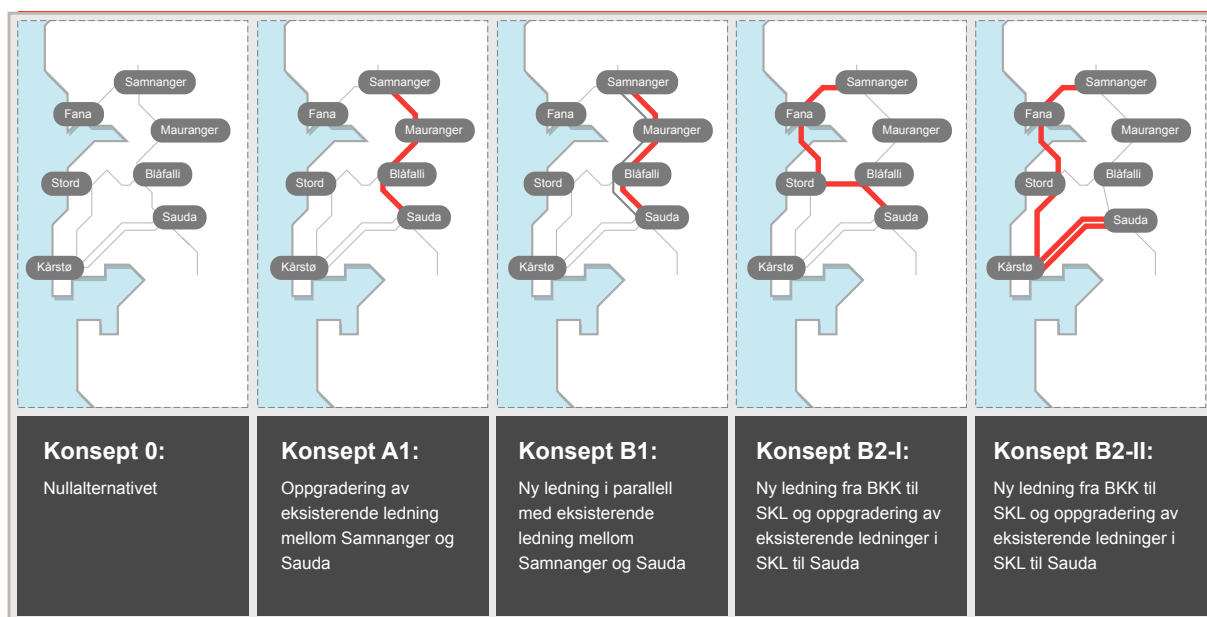
Vi har gjennomført møter med interessenter i forbindelse med utarbeidelsen av denne rapporten. Lokal verdiskapning, hensyn til bebyggelse og natur/miljø, forhold til annen infrastruktur, samt energieffektivisering er tema interessenter har fremmet i møtene. Det er særlig fjordkryssing, stasjonsløsninger, nærhet til bebyggelse og hensyn til Baroniet Rosendal som peker seg ut som områder med krav til spesiell oppmerksomhet i det videre arbeidet. Industrien er svært opptatt av sikkerhet i dagens strømforsyning og at nettet ikke skal være til hinder for nye industriplaner.

Flere konsepter kan løse behovet for overføringskapasitet

Et konsept skal beskrive den grunnleggende ideen og vise alternative måter å tilfredsstille behovet på. De konkrete og mer detaljerte løsningene innenfor det valgte konseptet, med for eksempel utredninger av alternative ledningstraseer, kommer i en senere konsesjonsprosess.

Denne rapporten har sett på følgende muligheter:

- *Konsept 0*: Ingen tiltak bortsett fra reinvestering av dagens ledning på et senere tidspunkt.
- *Konsept A*: Å øke overføringskapasiteten i eksisterende nett
- *Konsept B*: Å bygge mer nett på Vestlandet
- *Konsept C*: Redusere bruken av ledningsnettet i perioder med høy belastning



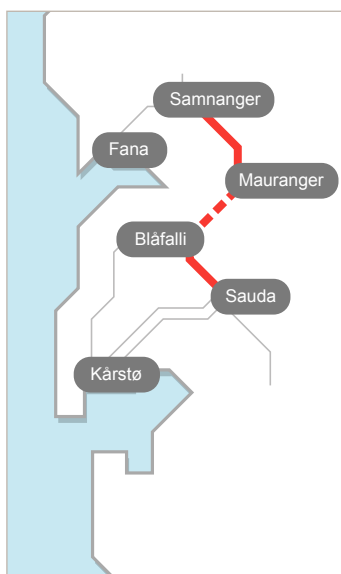
Konsept C har vist seg vanskelig å gjennomføre uten at det gir store samfunnsøkonomiske kostnader. Derfor har vi valgt å legge bort dette konseptet, mens vi har tatt med varianter av konsept A og B i tillegg til konsept 0 videre i alternativanalysen. Variantene som er vurdert i den samfunnsøkonomiske analysen er skissert i figur 5.

Oppgradering av eksisterende ledning mellom Sauda og Samnanger er den samfunnsøkonomisk beste løsningen

Det er et krav i energiloven at nettinvesteringer skal være samfunnsmessig rasjonelle. Vi har derfor rangert de ulike konseptene ved hjelp av en samfunnsøkonomisk analyse. Konsept A fremstår som den samfunnsøkonomisk beste løsningen. Det er fordi en oppgradering av eksisterende ledning mellom Sauda og Samnanger har lavest investeringskostnader, kortest gjennomføringstid og minst

påvirkning på miljøet. I tillegg kan dette konseptet gjennomføres trinnvis, slik at vi kan tilpasse overføringskapasiteten til utviklingen i behovet. Det gjør at konseptet er robust dersom utviklingen blir annerledes enn det vi legger til grunn som mest sannsynlig i dag.

Konsept B kan være en aktuell løsning på lengre sikt dersom behovet for overføringskapasitet nord-sør på Vestlandet skulle øke ytterligere.



Vi planlegger en trinnvis oppgradering av ledningen

Analysene viser at det er mest rasjonelt å oppgradere den nordligste og sørligste delstrekningen og klargjøre disse for 420 kV drift. Ledningen på den midterste delstrekningen mellom Blåfalli og Mauranger vil klargjøres til 420 kV drift ved å henge på flere isolatorskåler, noe som gjør at tiltakene på denne ledningen blir marginale (illustrert ved stiplet rød linje i figuren til venstre).

For å kunne heve spenningsnivået til 420 kV, må det etableres nye transformatorstasjoner i Blåfalli og Mauranger, i tillegg til å utvide anleggene i Sauda og Samnanger. Ledningen vil fortsatt driftes på 300 kV frem til de nye stasjonsanleggene er på plass.

Denne løsningen og stegvise tilnærmingen tar hensyn til behovet for økt kapasitet på en kostnadseffektiv måte.

Statnett vil arbeide videre med å utarbeide konsesjonssøknad for tiltaket. Dette arbeidet tar normalt minst et år, med omfattende dialog med berørte kommuner og andre interessenter underveis. Konsesjonssøknaden vil så komme på offentlig høring i regi av konsesjonsmyndighetene. Vi antar at konsesjon for tiltaket kan foreligge i 2016, og at tid til ferdigstillelse etter endelig konsesjon er 4-5 år.

Innhold

Bakgrunn og geografisk avgrensning	3
Sammendrag	6
Innhold	12
1. Kraftsystemet i dag	15
1 Kraftsystemet i Norden er et felles kraftsystem	15
2 Sætrekk ved kraftsystemet på Vestlandet	17
2. Behovsanalyse	23
3 Utviklingstrekk som påvirker behovet for overføringskapasitet på Vestlandet	23
4 Interessenter	41
5 Prosjektutløsende behov	43
3. Mål og rammer	45
6 Samfunns mål	45
7 Effektmål	46
4. Mulighetsstudie	49
8 Beskrivelse av mulige konsepter	49
9 Grovsiling av konsepter	52
10 Valgte konsepter	56

5. Alternativanalyse	59
11 Hovedtrekkene fra alternativanalysen	59
12 Prissatte virkninger	60
13 Ikke prissatte virkninger	64
14 Realopsjoner – verdien av fleksibilitet	68
15 Konklusjoner	70
6. Veien videre	77
16 Planlagt prosess	77
Underlagsrapporter	78
Vedlegg	79
Vedlegg 1. Forutsetninger for behovsanalysen	79
Vedlegg 2. Rammer for konseptvalgutredningen	82
Vedlegg 3. Vedlegg til samfunnsøkonomisk analyse	85

1



Kraftsystemet i dag

Denne delen beskriver situasjonen i kraftsystemet i dag. Først gir vi en overordnet presentasjon av kraftsystemet i Norden og hvordan Norge henger sammen med andre land. Deretter beskriver vi mer detaljert hva som kjennetegner kraftsystemet på Vestlandet.

1. Kraftsystemet i Norden er et felles kraftsystem

Utviklingen av et felles kraftmarked og stor overføringskapasitet mellom landene, gjør at det nordiske kraftsystemet i dag kan betraktes som et helt integrert system. Kraftpriser og kraftflyt² ser ikke landegrenser, men følger ressurser og kapasiteter i det nordiske kraftsystemet.

Gjennom kraftmarkedet deler de nordiske forbrukerne på den samme produksjonen. Hvis det er lite vann i norske magasin, kjøper norske forbrukere svensk kjernekraft, og dersom svenske kraftverk ikke produserer kjøper svenske forbrukere vannkraft fra Norge.

1.1 Positiv energibalanse i et normalår

Det nordiske systemet er et blandet varme- og vannkraftsystem. I et normalår består produksjonen i Norge hovedsakelig av vannkraft (95 prosent). I Norden for øvrig består produksjonen av både vann-, vind og kjernekraft, samt annen termisk produksjon.

I Norden har Norge og Sverige hatt det høyeste årlige forbruket av elektrisk energi, med henholdsvis 128 og 148 TWh (milliarder kilowattimer) i et normalår. Danmark har det laveste forbruket med omtrent 35 TWh, mens Finland har rundt 90 TWh i årlig forbruk. Til sammen blir dette omkring 400 TWh.

Den store andelen vannkraft gjør at den nordiske energibalansen svinger mye fra år til år. Dette kommer av at mye av vannkraftproduksjonen ikke har magasiner som kan samle opp vannet. Det fører til at det i perioder med mye nedbør produseres mye kraft, mens det i tørre perioder produseres mindre. Usikkerhet i annen kraftproduksjon, midlertidige nedstengninger i industrien og generelle konjunktursvingninger i økonomien for øvrig, er med å forsterke svingningene i energibalansen. I sum har Norden en positiv energibalanse, altså et kraftoverskudd, på rundt 7 TWh for et «normalår» i 2013³.

1.2 Typisk nord-sør flyt i det nordiske kraftsystemet

Figur 2 illustrerer hovedtrekkene i kraftflyten i Norden i dag. Østlandet får vannkraft fra Vestlandet, noe som gir flyt fra vest til øst i Sør-Norge. Kun i spesielle situasjoner vil flyten gå i motsatt retning.

Lenger nord dekkes kraftunderskuddet i Midt-Norge av overskuddet i Nordland og Nord-Sverige. Det gir en tilnærmet kontinuerlig sørgående kraftflyt fra Nordland til Midt-Norge.

² Ledningene skal transportere kraften fra der den blir produsert til der den forbrukes. Kraftflyten viser retningen kraften blir transportert på ledningene, og hvordan den fordeler seg på de ulike ledningene i kraftsystemet.

³ Normalåret 2013 er ikke en prognose for forbruk og produksjon i året 2013, men en beregnet gjennomsnittsbalanse for kraftsystemet slik det er nå. Eksempelvis er vannkraftproduksjonen beregnet som et gjennomsnitt av de siste 40 årenes tilsig.

På svensk side er det meste av forbruket knyttet til de store byene i sør. Produksjon i dette området kommer fra kjernekraft. Disse kraftverkene kjøres normalt med lik produksjon døgnet rundt. Produksjonen og er stor nok til å dekke det regionale forbruket på natten.

På dagtid er gjerne kraftforbruket høyere. Dette forbruket blir vanligvis dekket av svensk og delvis norsk vannkraft. Resultatet er et fast flytmønster med en stor flyt fra nord til sør i Sverige på dagtid. På nattestid flyter kraften også mot sør, men volumet er da mye mindre enn på dagen.

I Norge har kraftnettet fra nord til sør svært liten overføringskapasitet. I dag er det i praksis bare én ledning mellom Midt- og Sør-Norge. Det meste av flyten fra nord til sør går derfor gjennom Sverige.

1.3 Mellomlandsforbindelsene forsterker flytmønsteret

Import og eksport av kraft på mellomlandsforbindelser bidrar også til flytmønsteret som vi ser i Figur 2. I dag er utvekslingskapasiteten mellom Norden og resten av kontinentet begrenset. Effekten er derfor tydeligst i nærheten av mellomlandsforbindelsene, spesielt helt sør i Norge og Sverige.

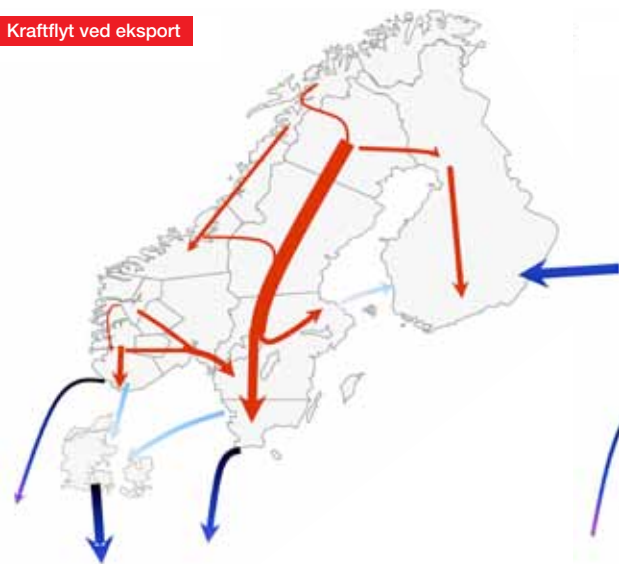
Figur 2

Illustrasjon av hovedtrekkene i kraftflyten i Norden. Bildet til høyre viser flytmønsteret ved import på mellomlandsforbindelsene, mens det til venstre viser eksport på mellomlandsforbindelsene. Pilene viser flytretningen – jo tykkere pil, jo mer kraft flyter i den gitte retningen.

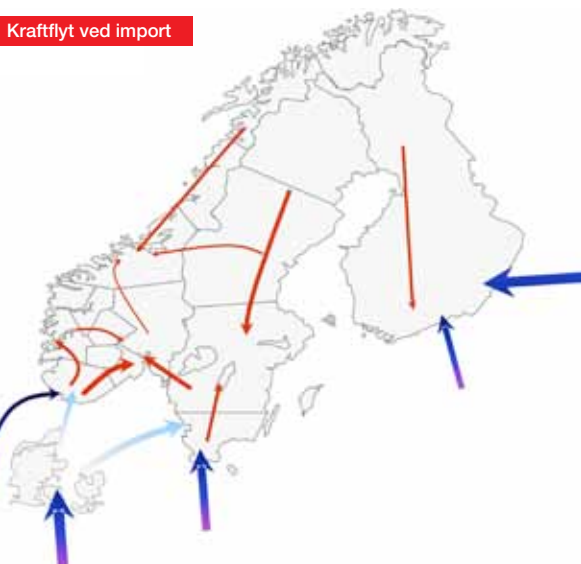
Det vannkraftdominerte nordiske kraftsystemet har en jevnere pris over døgnet enn det termisk dominerte kontinentale kraftsystemet. Stort sett importerer Norge derfor kraft på natten når det er lave priser på kontinentet, mens vi eksporterer på dagen når det er høyere priser.

Belastningen på det nordiske kraftnettet er større i eksport- enn i importsituasjoner. Dette er fordi flyten som skal til for å dekke eksport i grove trekk går i samme retning som den øvrige flyten i kraftnettet, mens i importsituasjoner er det motsatt. I tillegg er det gjerne lavere produksjon i Norden når det importeres (nattestid) enn det er når det eksporteres (dagtid).

Kraftflyt ved eksport



Kraftflyt ved import



2. Særtrekk ved kraftsystemet på Vestlandet

Med Vestlandet mener vi i nettsammenheng området avgrenset av Boknafjorden i sør, Langfjella i øst og Nordfjord i nord. Området kan deles inn i tre nettområder, og den geografiske avgrensningen av disse områdene er vist i Figur 1.

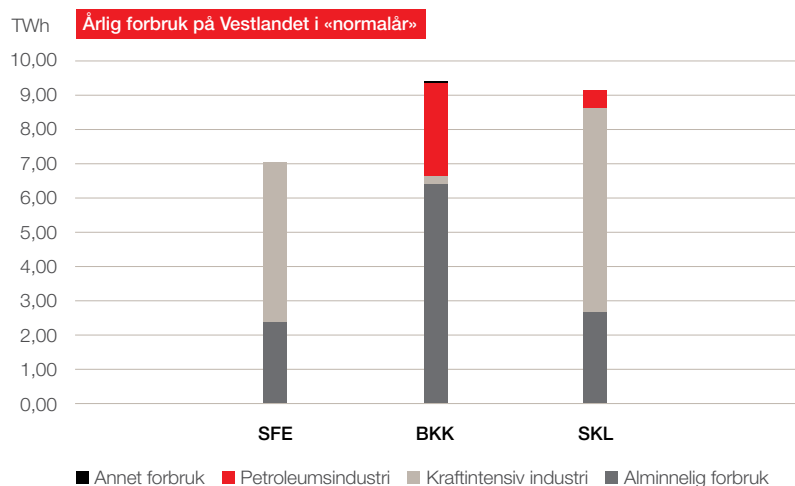
Mye av forbruket på Vestlandet er lokalisert langs kysten og de store byene, mens det meste av produksjonen er lokalisert i fjelltraktene øst i området. Regionen har ofte et stort kraftunderskudd i kalde og tørre perioder på vinteren, og kraftoverskudd i milde og våte perioder som vår, sommer og høst. Nettet på Vestlandet skal håndtere disse store variasjonene. Dagens nett på Vestlandet har en svak kobling til resten av kraftsystemet, og dette medfører utfordringer i driften av nettet i periodene med stort import- og eksportbehov.

2.1 Industrien utgjør en stor del av forbruket på Vestlandet

Figur 3 viser forbruket på Vestlandet fordelt på ulike forbruksgrupper. Kraftintensiv industri og petroleumssektoren står for en høy andel av forbruket. Aktiviteten i disse to sektorene er svært konjunkturavhengig, og dermed vil forbruket til disse gruppene variere med markedsutviklingen. Alminnelig forbruk er konsentrert rundt tettbygde strøk i og ved Bergen. Dette forbruket endrer seg i stor grad i takt med befolkningsveksten.

Figur 3

Dagens kraftforbruk i nettområdene på Vestlandet fordelt på forbruksgrupper.



SFE dekker området nord for Sognefjorden. Ca 70 % av forbruket i dette området er relatert til kraftintensiv industri. Her finner vi blant annet aluminiumsverkene til Hydro i Årdal og Høyanger, og Elkems silisiumverk i Bremanger.

BKK er området mellom Sognefjorden og Hardangerfjorden. Bergensområdet er det største forbrukssenteret for alminnelig forsyning. Ca 70 % av forbruket i BKK-området er alminnelig forbruk, mens det resterende forbruket i hovedsak er knyttet til petroleumsindustrien. På Kollsnes er blant annet Gassleds prosessanlegg for gass. Fra Kollsnes går det også en kabel som dekker forbruket i kompressorene på Troll A-plattformen. På Mongstad finnes både terminal, raffineri, gasskraftverk og kraftledning til Gjøa-plattformen.

SKL dekker området mellom Hardangerfjorden og Boknafjorden. Kraftintensiv industri utgjør 60-70 % av forbruket. Dette inkluderer Hydros fabrikk på Karmøy, Sør-Norge aluminiumsverk (SØRAL) på Husnes, smelteverket i Sauda og Statoils anlegg for gassbehandling på Kårstø.

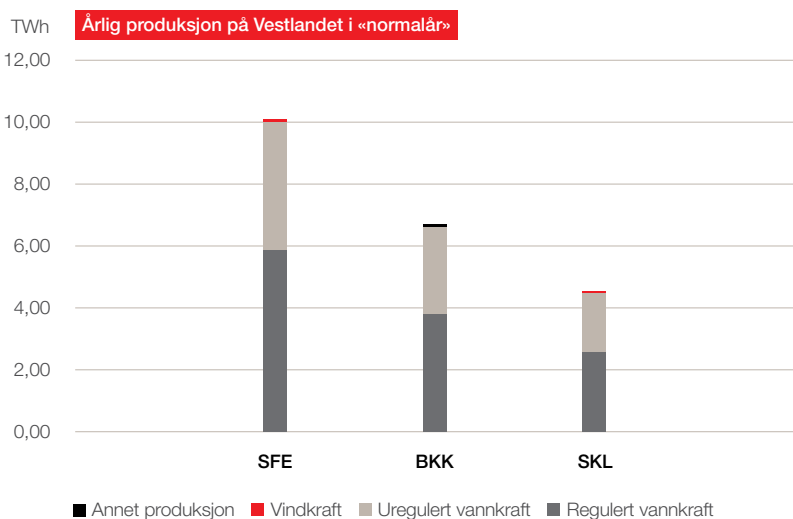
2.2 Mye vannkraftproduksjon på Vestlandet

Mellom 30 og 40 % av kraftproduksjonen i Norge er på Vestlandet. Nesten all produksjonen kommer fra vannkraft. Mye nedbør og høye fjell gir gode forutsetninger for dette. De største vannkraftverkene ligger i fjelltraktene øst i området.

Figur 4 viser kraftproduksjon per år i et normalår for ulike produksjonsgrupper. Mye av vannkraftproduksjonen er produksjonsanlegg uten magasinkapasitet (uregulerbar produksjon).

Figur 4

Dagens kraftproduksjon i nettområdene på Vestlandet fordelt på produksjonsteknologi.



I tillegg til vannkraftproduksjonen finnes det gasskraftverk på Mongstad og Kårstø med samlet installert kapasitet på ca. 700 MW. Hvor mye som produseres på disse anleggene avhenger i stor grad av kraftprisen og prisen på gass. Det er også en begrenset mengde vindkraft nord på Vestlandet.

2.3 Store variasjoner i kraftbalansen på grunn av mye uregulerbar produksjon

Kraftbalansen på Vestlandet avhenger sterkt av tilsiget⁴, som igjen bestemmes av nedbørmengden. Dette gjør at kraftbalansen kan variere betydelig fra år til år. Figur 5 viser kraftbalansen på Vestlandet i et normalår.

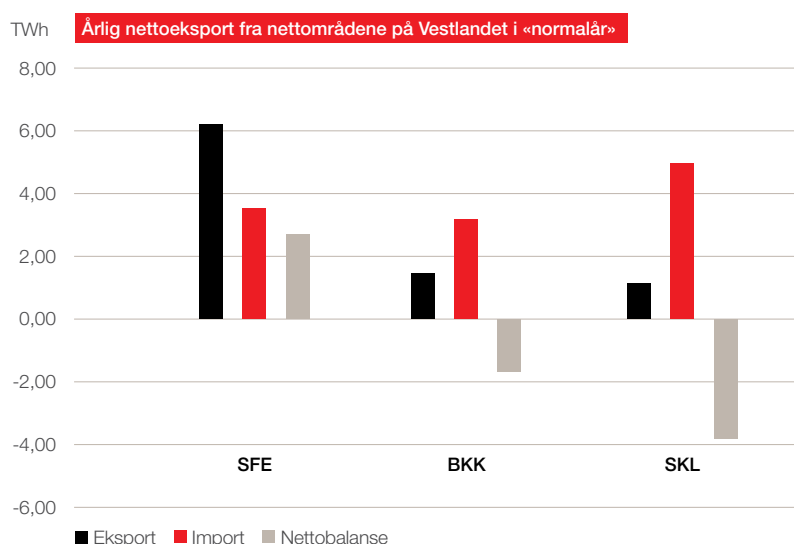
I tillegg til store variasjoner mellom år, er det store sesongvariasjoner innad i hvert år. Denne sesongvariasjonen kommer i hovedsak av den store andelen med uregulerbar kraftproduksjon i området. Uregulerbare produksjonsanlegg har ikke noe magasin å lagre vannet i, og de kan dermed ikke tilpasse produksjonen til forbruket. Produksjonen i uregulerbare vannkraftanlegg er derfor til en hver tid bestemt av tilsig.

⁴ Tilførsel av vann til produksjonsanleggene

Mens forbruket er størst i vinterhalvåret, så er tilsiget og produksjonen størst i sommerhalvåret. Dette fører til at det typisk er et stort kraftoverskudd som må fraktes ut av området i produksjonstunge perioder som vår og høst, mens det er underskudd på kraft og stort importbehov om vinteren. Figur 5 illustrerer at SFE eksporterer mer kraft enn de importerer over året, og er dermed en region med netto overskudd av kraft. De to andre regionene er i dag underskuddsområder. Dette er illustrert ved den grønne søylen i figuren

Figur 5

Kraftbalansen i nettområdene på Vestlandet i normalår (TWh). Nettoeksport er eksport minus import.



2.4 Stort behov for transport av kraft, men ledningene har lav kapasitet

Den store variasjonen i forbruk og produksjon over året som beskrevet i 2.3 medfører behov for å frakte betydelige mengder energi ut og inn av områdene. I dag er Vestlandet tilknyttet de omkringliggende områdene i to punkter: Sauda i sør og Sogndal i nord. Mellom disse to punktene går det en sammenhengende ledning som binder sammen de tre regionene SFE, BKK og SKL. Dette er vist i Figur 1.

Kraftnettet må ta høyde for den timen i året hvor forbruket/produksjonen er størst. Summen av alt forbruk/produksjon denne ene timen utgjør den *effekten*⁵, eller maksimale belastningen, som nettet må tåle. Det er derfor effekt som er dimensjonerende for behovet for overføringskapasitet i kraftsystemet.

Ledningene som frakter strøm inn til og ut fra Vestlandet har lav overføringskapasitet. Det samme gjelder ledningen mellom Sogndal og Sauda som frakter strøm mellom regionene innad i Vestlandet. En stor andel av disse ledningene er i perioder både på sommeren og vinteren høyt belastet i forhold til kapasiteten.

Den begrensede overføringskapasiteten gjør at det er krevende å frakte nok energi inn til Vestlandet i perioder med kraftunderskudd. På vinteren er det derfor ofte energiknapphet og redusert forsyningssikkerhet. Dette gjelder spesielt for BKK området. Produksjonen i området er da lav og ledningene har ikke tilstrekkelig kapasitet til å gi robust forsyning (N-1)⁶.

⁵ Elektrisk *energi* er det som i dagligtale menes som strøm, eksempelvis et årlig forbruk på 20 000 kWh. *Effekt* er hvor mye som brukes "på en gang", i praksis hvor mye (eksempelvis hvor mange MW) som brukes den timen i året med størst strømforbruk.

⁶ N-1 er et uttrykk for forsyningssikkerhet. Det innebærer at det kan oppstå feil på en komponent, for eksempel på en ledning, uten at det får konsekvenser for brukerne.

Figur 6
Inndeling av områdepris
i Sør-Norge



⁷⁾ Et elspot-område er et markedsområde for kjøp og salg av kraft. "Elspot" er betegnelsen på markedet for fysisk kraftomsetning på den nordiske kraftbørsen Nord Pool for levering neste dag.

⁸⁾ Statnett benytter ulike typer balanse-tjenester for å balansere kraftsystemet. Spesialregulering (motkjøp) er opp- eller nedreguleringsbud fra regulerkraftlis-ten som blir benyttet utenom prisrekkefølge. Normalt vil bud som blir benyttet for å håndtere ubalanser i systemet bli ordinære reguleringer, mens bud som blir brukt for å avlaste flaskehalsen i nettet eller til å håndtere feilsituasjoner vil bli spesialreguleringer.

På samme måte så oppstår det begrensninger i sommerhalvåret når det er høy produksjon på Vestlandet mens forbruket er lavt. Da har ikke ledningene nok kapasitet til å frakte alt kraftoverskuddet ut av regionen.

2.5 Det er opprettet prisområder for å håndtere begrensningene i nettet bedre

Hovedutfordringene i dagens kraftsystem på Vestlandet kan oppsummeres i følgende punkter:

- Forsyningssikkerheten til BKK-området er ikke tilfredsstillende. Spesielt gjelder dette området rundt Bergen.
- Overskudd av kraft i sommerhalvåret
- Underskudd ved tørrår i vinterhalvåret
- Svak kobling til resten av kraftsystemet

For å håndtere dagens begrensninger i sentralnettet er det opprettet et elspot-område⁷⁾ på Vestlandet, NO5. Ledningen mellom Mauranger og Samnanger avgrensner området i sør, Åskåra stasjon avgrensner i nord og ledningen Fardal-Aurland avgrensner i øst. Regionene SFE og BKK ligger i NO5, mens SKL ligger utenfor i NO2. Prisområdene er vist i Figur 6.

Prisområdet gir incentiver til produsentene med magasiner om å spare vann til vinteren, samt holde igjen produksjon når det er stort produksjonsønske blant elvekraft- og småkraftprodusentene.

Som nevnt er det liten magasinkapasitet og mye uregulerbar produksjon i området, slik at det er begrensede muligheter for produsentene til å "flytte" produksjonen til et senere tidspunkt. I perioder med høyt tilsig så vil det på grunn av begrensninger i overføringskapasitet være et større tilbud enn etterspørsel av kraft i området. Dette fører til at det tidvis blir svært lave priser i NO5 i forhold til områdene rundt. Det gir betydelige samfunnsøkonomiske kostnader, fordi begrensninger i overføringsnettet fører til at kraften ikke kan benyttes der det er størst behov for den.

Det må alltid være balanse mellom produksjon og forbruk av elektrisk kraft. Det finnes flere begrensninger i nettet enn de som dagens prisområder kan løse. Statnett må derfor periodevis spesialregulere⁸⁾ produksjonen i området for å tilpasse kraftflyten til de enhver tid gjeldende grensene for overføringskapasitet.



2



Behovsanalyse

I denne delen vil vi kartlegge hvordan vi forventer at situasjonen i kraftsystemet på Vestlandet vil endre seg i årene fremover. Hovedformålet med behovsanalysen er å identifisere det samfunnsbehovet som utløser planlegging av et tiltak til et bestemt tidspunkt.

3. Utviklingstrekk som påvirker behovet for overføringskapasitet på Vestlandet

I dette kapitlet vil vi beskrive hvilken betydning den forventede utviklingen i forbruk, produksjon og nye mellomlandsforbindelser vil ha for behovet for overføringskapasitet på Vestlandet. Forutsetningene som er brukt i analysen er nærmere beskrevet i Vedlegg 1.

I analysen konsentrerer vi oss om forholdene knyttet til perioder med kraftoverskudd på Vestlandet, altså situasjonen som oppstår i de periodene på året hvor produksjonen er større enn forbruket. Det er fordi det først og fremst er i disse situasjonene at etterspørselen etter overføringskapasitet overstiger kapasiteten i eksisterende nett.

I importsituasjoner fra kontinentet kombinert med lav produksjon og høyt forbruk på Vestlandet kan det likevel også bli vesentlig flyt nordover fra Sauda mot Bergensområdet. Dette behovet blir ivaretatt ved å se på tiltak for å løse behovet i overskuddssituasjoner.

De viktigste faktorene for behovet for overføringskapasitet på Vestlandet er tilrettelegging for økt industriforbruk, utbygging av ny fornybar kraftproduksjon og flere mellomlandsforbindelser.

Det er stort samspill mellom de ulike faktorene som påvirker behovet i kraftsystemet på Vestlandet. Ny fornybar produksjon og flere mellomlandsforbindelser er en del av en felles satsing på fornybar energi. Innføring av elsertifikater bidrar til at det vil bygges ut betydelige mengder ny produksjon i Norge og Sverige frem mot 2020. Dette bidrar til et stort behov for å frakte kraften ut av områder med kraftoverskudd internt i Norge, i tillegg til at det gir behov for nye mellomlandsforbindelser for å frakte kraftoverskudd ut fra Norden og til kontinentet.

I tillegg er endring i forbruket en viktig driver for behovet for overføringskapasitet. Spesielt aktuelt er planene om økt forbruk i SKL. Økt forbruk i SKL-området (mellom Hardangerfjorden og Boknafjorden) vil øke flyten mellom Sauda og Samnanger og øke behovet for overføringskapasitet.

Tabell på neste side viser de viktigste driverne for behovet for overføringskapasitet mellom Sauda og Samnanger, og hvordan de vil påvirke flyten på ledningene. I de neste kapitlene vil vi gå nærmere inn på hver enkelt driver og forklare hvilken virkning de har på behovet. Vi diskuterer også usikkerheten i de ulike forutsetningene, og hvilken betydning dette har.

Ny fornybar produksjon og flere mellomlandsforbindelser er en del av en felles satsing på fornybar energi.

Driver	Forklaring	Forventet endring i kraftflyt på Sauda – Samnanger
Forventet utvikling i basisscenario:		Sammenlignet med dagens situasjon
1. Økt forbruk i SKL	Gir økt behov for å transportere kraften fra produksjonsanleggene nord på Vestlandet og til SKL hvor kraften skal forbrukes. Dette gir økt nord-sør flyt på ledningene mellom Sauda og Samnanger.	+
2. Økt forbruk BKK og SFE	Bidrar til å litt mer av kraften forbrukes nord på Vestlandet og reduserer nord-sør flyten mellom Sauda og Samnanger. I basisscenarioet er det forutsatt kun en liten økning i forbruket i BKK og SFE. Påvirkningen på flyten på Sauda-Samnanger av forbruksendringen i basisscenarioet er derfor marginal.	-/0
3. Økt produksjon på Vestlandet	Fører til at det er mer kraft som skal fraktes sørover fra Vestlandet. Dette vil øke nord-sør flyten på ledningen mellom Sauda og Samnanger.	++
4. Nye mellomlandsforbindelser (Nord-Link og NSN)	Bidrar til å trekke mer kraft sørover i det norske nettet, og gir en økt nord-sør flyt i nettet på Vestlandet mellom Sauda og Samnanger. Jo flere forbindelser som bygges fra Sør- og Sør-Vestlandet, jo større blir påvirkningen på flyten mellom Sauda og Samnanger.	++++
Variasjoner fra basisscenario:		Sammenlignet med basisscenario
5. Større forbruksøkning i BKK	Virkingen blir som i punkt 2. En større forbruksøkning gir en større reduksjon i flyten sørover på Sauda-Samnanger.	-
6. Større forbruksøkning i SKL	Virkingen blir som i punkt 1. En større forbruksøkning gir en større økning i flyten på Sauda-Samnanger.	++
7. Mindre produksjon enn forutsatt på Vestlandet	Virkingen blir som i punkt 3, men dersom det blir bygget ut mindre ny produksjon enn det vi har forutsatt i basisscenarioet så vil økningen i flyten på Sauda-Samnanger bli mindre.	-
8. Mer produksjon enn forutsatt på Vestlandet	Virkingen blir som i punkt 3, men dersom det blir bygget ut mer ny produksjon enn det vi har forutsatt i basisscenarioet så vil økningen i flyten på Sauda-Samnanger bli enda større.	+ / ++
9. Nord-Link og/eller NSN blir ikke bygget	Virkingen blir som i punkt 4, men jo færre kabler som bygges fra Sør- og Sør-Vestlandet, jo mindre blir økningen i flyten på Sauda-Samnanger.	-- / ----
10. Ny flytbasert markedsdesign	Dette gir en bedre utnyttelse av eksisterende nett, og reduserer flaskehalsene på Sauda-Samnanger.	--

Svært stor reduksjon i flyt	Stor reduksjon i flyt	Middels reduksjon i flyt	Liten reduksjon i flyt	Ubetydelig påvirkning	Liten økning i flyt	Middels økning i flyt	Stor økning i flyt	Svært stor økning i flyt
----	---	--	-	0	+	++	+++	++++

Statnett er i gang med omfattende tiltak for å bedre forsyningssikkerheten og legge til rette for verdiskaping.

3.1 De kommende årene skal Vestlandet bli tettere knyttet til de omkringliggende områdene

Begrensningene i sentralnettet i Midt-Norge, Sørlandet og Vestlandet har gjort at Statnett er i gang med omfattende tiltak for bedre forsyningssikkerheten og legge til rette for verdiskaping. Disse tiltakene er beskrevet nedenfor og er illustrert i Figur 7. Dette kraftnettet utgjør nullalternativet som er benyttet i behovs- og alternativanalysen.

Det sentrale kraftsystemet er stort og komplekst, og tiltak som blir gjort på en ledning vil påvirke flyten på de andre ledningene i systemet. Det er derfor viktig å se på helheten når Statnett planlegger oppgraderingen av sentralnettet. Rekkefølgen på oppgraderingene er viktig for å kunne utnytte gevinstene på en best mulig måte og sikre en rasjonell utvikling av kraftsystemet. I flere tilfeller er et tiltak avhengig av andre tiltak for å kunne hente ut den fulle nytten, og lønnsomheten av en ledning vil kunne øke etter hvert som flere ledninger blir oppgradert.

3.1.1 Sima-Samnanger

Hordaland nord for Hardangerfjorden og området rundt Bergen er et under-skuddsområde på vinterstid. Forbindelsen som er under bygging mellom Sima og Samnanger vil knytte sammen BKK-området med overskuddsområdet i Hallingdal. Den vil gi et stort løft i overføringskapasiteten inn til regionen og trygge forsyningssikkerheten inn mot BKK. Samtidig vil ledningen styrke nettkapasiteten ut av området for ny fornybar produksjon i Hordaland i sommerhalvåret. Ledningen vil da føre til at mer kraft flyter mot Hallingdalen. Forbindelsen er en forutsetning for videre utvikling og ombygging av eksisterende ledninger (spenningsoppgradering) i området.

3.1.2 Ørskog-Sogndal

En ny forbindelse mellom Møre og Sogn, Ørskog-Sogndal, er også under bygging. Den vil sikre Midt-Norge en god strømforsyning. Den vil også kunne sørge for kraftflyt til Vestlandet nordfra. I tillegg vil ledningen legge til rette for å realisere fornybar kraftproduksjon på Sunnmøre og i Sogn og Fjordane. I dette området er det mange planer for ny produksjon, spesielt småkraft, men nettet har ikke lenger kapasitet til å ta imot mer produksjon. Denne ledningen er derfor viktig for å få realisert disse planene. Den nye produksjonen som kan realiseres med denne ledningen vil i stor grad ta veien sørover på Vestlandet, og dermed øke flyten på ledningen mellom Sauda og Samnanger.

3.1.3 Vestre korridor

Vestre korridor er betegnelsen på sentralnettet mellom Kristiansand og Sauda. Dette er viktige ledninger som tilknytter store mengder produksjon til nettet, og som transporterer kraft til og fra ilandføringspunktene for mellomlandsforbindelsene i Fedal og Kristiansand. Statnett har besluttet å spenningsoppgradere disse overføringsanleggene, noe som vil øke overføringskapasiteten. Dette er viktig for en sikker drift av nettet på Sørlandet, tilknytning av ny kraftproduksjon, fri utnyttelse av kapasiteten på nye og eksisterende mellomlandsforbindelser, samt fleksibilitet for fremtidig forbruksutvikling.

Ledningen Sauda-Samnanger vil begrense hvor mye strøm som kan overføres mellom nord og sør på Vestlandet.

3.1.4 Kollsnes-Modalen

For å sikre forsyningen internt i området inn mot Bergen og Kollsnes, har BKK planlagt å bygge nye ledninger mellom Kollsnes, Mongstad og Modalen. Disse forbindelsene er svært viktige for forsyningssikkerheten i Bergensområdet og til petroleumsindustrien på Kollsnes og Mongstad. Ledningene er også viktig for å realisere ny fornybar produksjon i området.

3.1.5 Sogndal-Aurland

Statnett planlegger å oppgradere ledningen mellom Sogndal og Aurland. Oppgraderingen vil knytte sammen 420 kV nettet i Midt-Norge via Hallingdalen og til Oslo. Det vil føre til at noe mer av kraften nordfra går til Hallingdal, og til en viss grad redusere belastningen på nettet nord for Samnanger. Denne ledningen er viktig for å kunne frakte ut kraftoverskuddet som vil oppstå av økt utbygging av ny fornybar produksjon i Møre og Sogn og Fjordane. Men på grunn av begrensninger i Hallingdalen og mellom Sauda og Samnanger så er det nødvendig med ytterligere tiltak for å kunne realisere alle planene for ny produksjon på Vestlandet.

3.1.6 Sauda-Samnanger blir den mest begrensende strekningen når de nye forsterkningene er i drift

Til tross for omfattende igangsatte tiltak, så forventer vi flaskehals på Vestlandet. De igangsatte tiltakene løser mange av utfordringene i dagens nett, men de vil også føre til en økt flyt sørover i nettet på Vestlandet. I tillegg forventer vi at kraftflyten vil øke på grunn av økt utbygging av ny fornybar produksjon, flere mellomlandsforbindelser og industriutvikling. Dette blir forklart nærmere i de neste kapitlene.

Som tidligere nevnt er det kun én ledning nord-sør på Vestlandet i dag. Denne har liten kapasitet og er høyt belastet, i tillegg til at det er forventninger om at belastningen vil øke fremover. Ledningene som går mellom Sauda og Samnanger er de som begrenser mest. Tiltak i dette området er derfor et viktig steg videre i den helhetlige oppgraderingen av sentralnettet på Vestlandet.

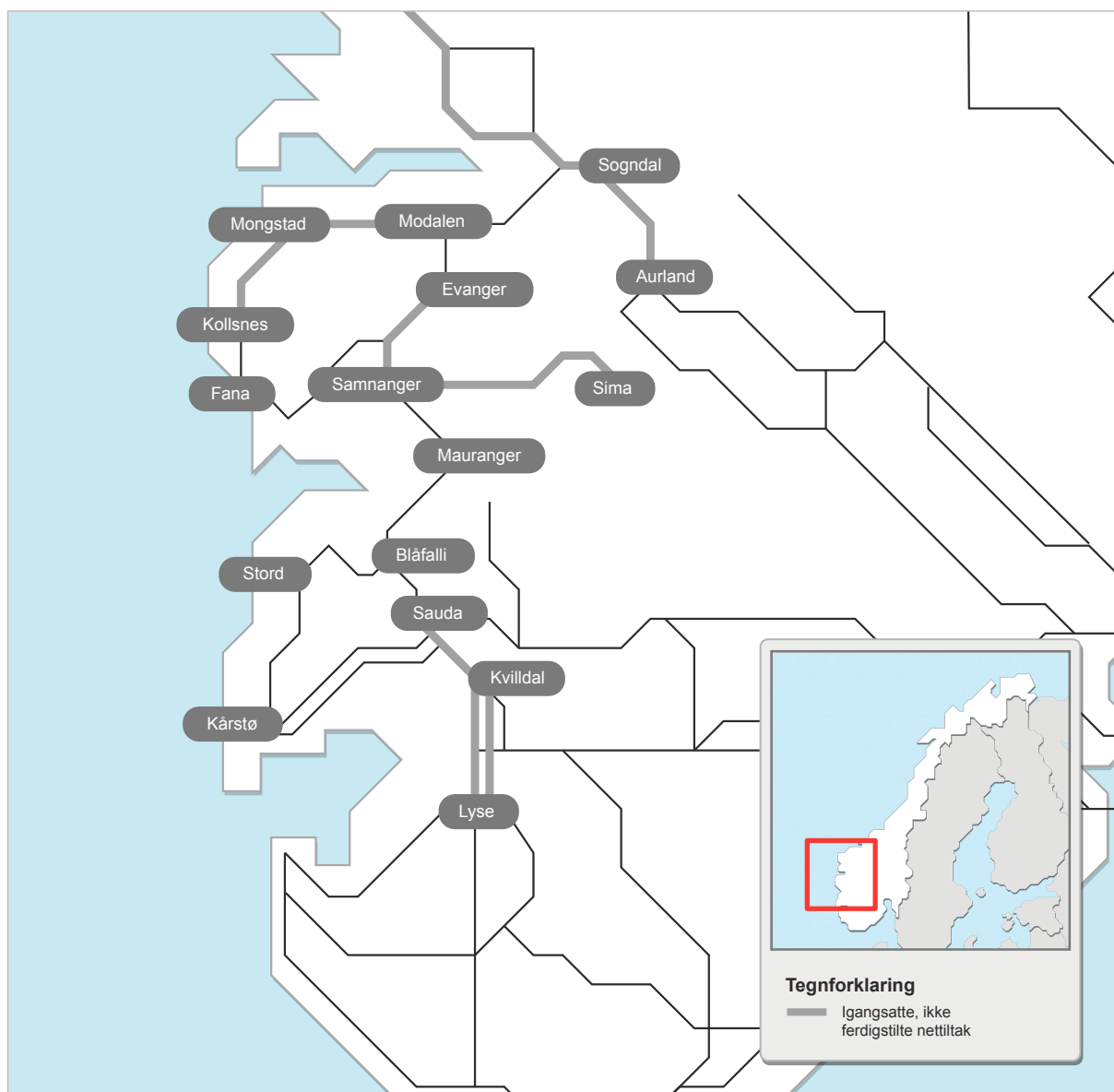
3.2 Store forbruksendringer krever et sterkere nett

Det er stor usikkerhet knyttet til hvordan forbruket på Vestlandet vil utvikle seg. Både industriutvikling, befolkningsøkning og energieffektivisering er viktige drivere bak forbruksendringer.

Statnett har tilknytningsplikt for nytt forbruk⁹. Dette innebærer at alle som innehar konsesjoner for nettanlegg har plikt til å tilknytte nye anlegg for produksjon og forbruk av elektrisk energi. Dette innebærer også en plikt til å investere i nettanlegg dersom dette er nødvendig.

De neste delkapitlene beskriver mer detaljert planer om endring i forbruket i området, virkningen av forbruksendringer for overføringsbehovet og usikkerheten i forutsetningene. Vedlegg 1 viser hvilke forutsetninger vi legger til grunn når det gjelder forbruksendringer på Vestlandet. Vedlegget beskriver også BKK Nett og SKL Netts forventninger til utviklingen i forbruk og produksjon.

⁹ Energiloven § 3-4.



Figur 7

Dagens sentralnett i tillegg til de planlagte tiltakene. De planlagte nettførsterkningene er uthevet (Sima-Samnanger ble satt i drift 9.12.2013). Prosjektene i Vestre Korridor sør for Lyse er ikke inn-tegnet i dette kartet.

3.2.1 Planer om økt forbruk i petroleumssektoren og kraftintensiv industri

Som beskrevet i 2.1 har petroleums- og smelteverksindustrien det største forbruket på Vestlandet. For kraftsystemet kjennetegnes disse industriene ved at de normalt har et konstant forbruk gjennom døgnet og over året.

På Kollsnes i BKK-området ligger et prosessanlegg for gass, i tillegg til at det er tilknytningspunktet for en kabel til Trollfeltet. Statoil planlegger å øke elforbruket på Troll med litt over 100 MW til 2018. Videre har Total fått konsesjon til å forsyne den planlagte Martin Linge-plattformen (tidligere Hild) i Nordsjøen med kraft fra land, via en 170 km lang sjøkabel fra Kollsnes. Planlagt uttak er 50 MW, og planlagt idriftsettelse er 2016.

Betydelige planer om forbruksøkning innen smelteverksindustrien og petroleumssektoren.

Statoil ser på vegne av lisenshaverne på muligheten for å tilknytte feltene på Utsirahøyden - Johan Sverdrup, Gina Krog (tidligere Dagny), Draupner og Edvard Grieg (tidligere Luno) - til en distribusjonsplattform som skal forsynes med elektrisitet fra land. Kårstø i SKL er meldt som ilandføringssted. Uttaket er anslått å starte i 2017, med et samlet effektbehov på 250 - 300 MW.

Hydro har et aluminiumsverk på Karmøy. Her har Hydro planer om et nytt pilotanlegg for uttesting av elektrolyseteknologi i aluminiumsproduksjon¹⁰. Pilotanlegget vil ha et effektbehov på ca. 115 MW. En etablering av en ny fullskala produksjonslinje på et senere tidspunkt vil i henhold til dagens planer medføre en samlet økning i effektbehovet på ca. 500 MW inkludert pilotanlegget. Det foreligger også andre planer om industriutvikling på Haugalandet (Gismarvik Næringspark) med potensielt stort kraftbehov.

Samlet sett så er det derfor potensiale for betydelig forbruksøkning på Vestlandet. Hvor mange av disse planene som faktisk blir realisert er svært usikkert. Det avhenger blant annet av internasjonale markedsutsikter, politiske målsetninger og norsk industris relative konkurransekraft.

På forbrukssiden er det økt industriforbruk i SKL-området som betyr mest for behovet for overføringskapasitet mellom Sauda-Samnanger. Dersom alle planer blir realisert, så kan dette utgjøre i størrelsesorden 1000 MW økt forbruk i SKL. Det vil i så fall utgjøre mer enn en dobling av dagens forbruk i dette området.

Konsekvensen for overføringsbehovet mellom Sauda og Samnanger av økt industriforbruk og usikkerheten knyttet til dette er nærmere beskrevet i 3.2.3.

3.2.2 Befolkningsvekst og energieffektivisering er viktige drivere for alminnelig forbruk

Befolkningsvekst og energieffektivisering er viktige drivere for endringer i alminnelig forbruk. Befolkningsvekst vil isolert sett bidra til å øke forbruket, mens energieffektivisering vil bidra til å trekke forbruket ned igjen. Hvilken effekt som blir størst vil avgjøre hvordan alminnelig forbruk utvikler seg i fremtiden.

Alminnelig forbruk har i motsetning til industriforbruk en større variasjon over døgnet og over året. Forbruket er mye høyere på dagen enn på natten. I tillegg er det gjerne også svingninger i løpet av dagen. Mye av forbruket er relatert til oppvarming. Dette gjør at alminnelig forbruk er høyere på vinteren når det er kaldt enn på sommeren når det er varmt.

Basisscenarioet til Statnett tar utgangspunkt i at effekten av energieffektivisering blir større enn forbruksøkningen som følge av befolkningsvekst, slik at vi får en netto nedgang i alminnelig forbruk på Vestlandet. Det er imidlertid heftet stor usikkerhet til disse anslagene.

3.2.3 Mengden og lokalisering av nytt forbruk har betydning for overføringsbehovet

3.2.1 og 3.2.2 viser at det er betydelig potensiale for forbruksøkning på

¹⁰ Hydros brev til Statnett – Nettutvikling på Haugalandet, 2013-05-07

Vestlandet, men at det er et stort utfallsrom for den fremtidige forbruksutviklingen. Den geografiske plasseringen av nytt forbruk har mye å si for hvilken konsekvens dette får på flyten på Sauda-Samnanger.

En forbruksøkning i BKK- og SFE-området vil isolert sett redusere belastningen på ledningen mellom Sauda og Samnanger i somre med stort kraftoverskudd. Det blir da litt mindre kraft som må transporteres sørover. Hvor stor virkning det har for overføringsbehovet mellom Sauda og Samnanger vil avhenge av hvor stor forbruksøkning det er snakk om. Det må generelt betydelig forbruksøkning til for at det skal kunne avlaste ledningene vesentlig.

Økt forbruk i SKL vil øke trykket sørover på ledningene når det er kraftoverskudd og dermed øke belastningen på Sauda-Samnanger. Men igjen vil størrelsen på forbruksendringen bestemme hvor stor konsekvensen blir. En reduksjon i forbruket i dette området vil virke i motsatt retning.

Våre basisforutsetninger tar utgangspunkt i en liten nedgang i alminnelig forbruk på grunn av energieffektivisering (ref. 3.2.2), men at denne nedgangen blir mindre enn økningen i industriforbruket (ref. 3.2.1). Samlet sett har vi derfor en liten økning i totalforbruket på Vestlandet i våre basisforutsetninger. Med disse forutsetningene så har forbruksendringene relativt liten betydning for behovet for overføringskapasitet mellom Sauda og Samnanger. Det er imidlertid den store usikkerheten i forutsetningen om forbruksendring som har størst betydning for behovet. Dette blir nærmere omtalt i 3.2.4.

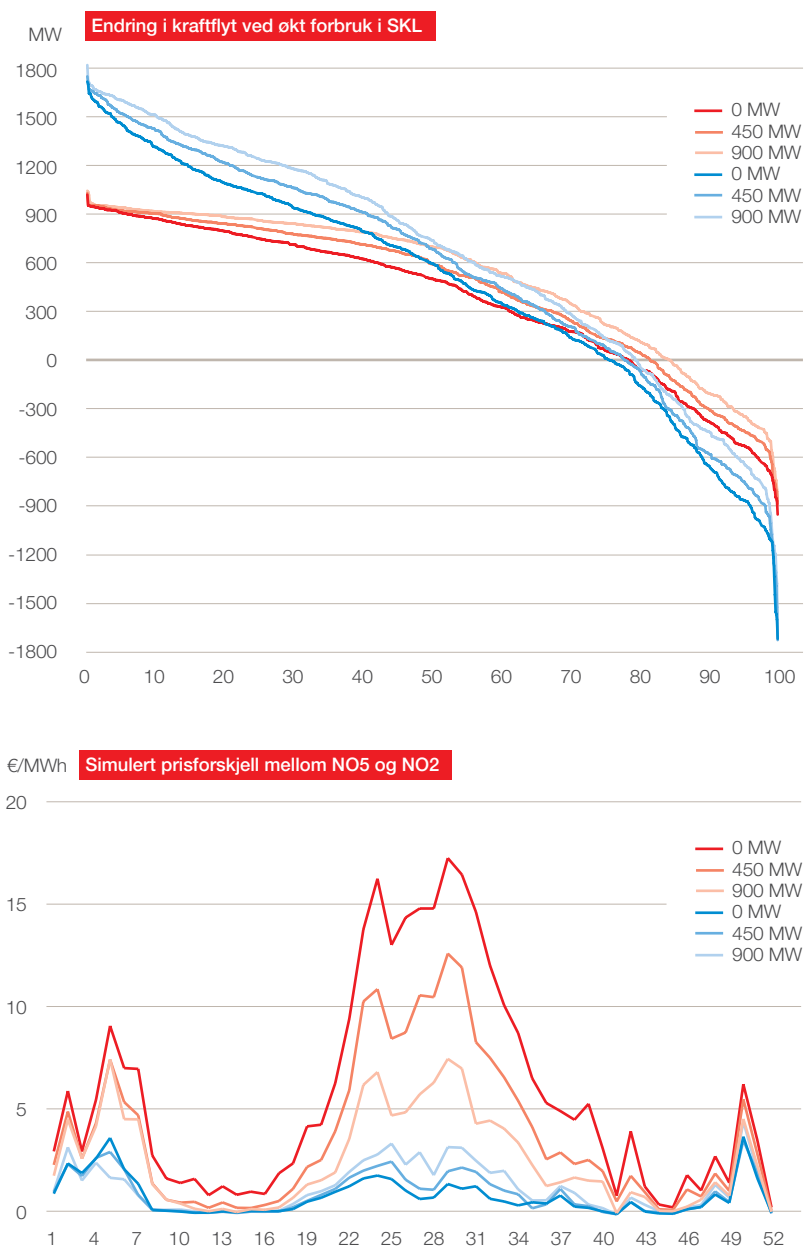
Vi har foretatt simuleringer for å se på hva som er konsekvensene dersom forbruket i SKL blir vesentlig større enn det vi har lagt til grunn i våre basisforutsetninger. De ulike sensitivitetene for endret forbruk er illustrert i Figur 8.

Figurene illustrerer hvordan flyten på Mauranger-Blåfalli endrer seg dersom forbruket i SKL-området øker med hhv 0 MW, 450 MW og 900 MW¹¹. De røde kurvene viser at med dagens overføringskapasitet så vil flyten ligge nær kapasitetsgrensen i store andeler av tiden. Når flyten hindres av kapasitetsbegrensninger, blir det prisforskjeller mellom Vestlandet (NO5) og områdene omkring.

¹¹ Simuleringene er gjort med lukkede snitt. Det vil si at analysemodellen tar hensyn til overføringskapasiteten på ledningen, slik at flyten til enhver tid ikke overstiger det som ledningen tåler. For analysetekniske formål så har vi forutsatt at det nye forbruket har et jevnt forbruk over døgnet og året (100 % brukstid).

Figur 8

Endring i kraftflyten på Mauranger-Blåfalli og simulert prisforskjell mellom NO5 og NO2 ved endret forbruk i SKL. Simuleringer er gjort med lukkede snitt. Røde linjer er dagens nett, mens blå linjer er oppgradert nett.



3.2.4 Lang gjennomføringstid for nettinvesteringer sammenlignet med industrietablering stiller store krav til samordning av planer

For å kunne realisere alle planene som foreligger om økt forbruk, så er det nødvendig med tiltak i SKL-ringen i tillegg til økt kapasitet mellom Sauda og Samnanger. Dagens nett i SKL-ringen¹² kan håndtere noe nytt forbruk, men en dobling av dagens forbruk vil kreve betydelige nettoppgraderinger.

Statnett har tidligere vurdert at det kan bli behov for å oppgradere hele SKL-ringen dersom det blir betydelig forbruksvekst. Det er likevel ikke tatt stilling til konkrete

¹²⁾ I SKL-området går det ledninger fra Sauda ut til Kårstø og Håvik, og videre til Blåfalli via Spanne, Stord og Husnes. Denne ring-forbindelsen blir kalt SKL-ringen.

Det er en utfordring at kapasitetsøkning i ledningsnettet tar lengre tid å realisere enn nytt forbruk.

løsningsalternativer for å realisere planene om forbruksøkning. Dette vil bli gjenstand for en egen utredning. Dersom hele SKL-ringen skal oppgraderes kan det ta anslagsvis 8- 10 år. Hydro har antydnet at det vil ta anslagsvis 2-3 år fra investeringsbeslutning til et nytt fullskala anlegg er på plass og vil ha behov for kraft.

3.2.5 Økt kapasitet mellom Sauda og Samnanger er en forutsetning for å legge til rette for økt forbruk i SKL

Oppgradering av sentralnettet er både kostnadskrevende og tidkrevende. For å utvikle sentralnettet på en mest mulig rasjonell måte så er rekkefølgen på oppgraderingene svært viktig. På grunn av usikkerheten knyttet til forbruket i SKL, så er det usikkert når SKL-ringen må oppgraderes og hvor stort omfang som vil være nødvendig.

Det som imidlertid er sikkert er at før nettet mellom Sauda og Samnanger er oppgradert så vil vi ha begrenset nytte av en oppgradering av ledningene i SKL-ringen på grunn av kapasitetsbegrensningene som vil oppstå sør for Samnanger. Økt kapasitet mellom Sauda og Samnanger er derfor en forutsetning for at oppgradering av SKL-ringen skal kunne skje på en samfunnsmessig rasjonell måte på et senere tidspunkt.

Økt kapasitet mellom Sauda og Samnanger er en viktig første brikke for å legge til rette for utviklingen i forbruket, og for å legge til rette for andre tiltak som kan øke forbruket ytterligere og bidra til økt verdiskaping.

Økt kapasitet mellom Sauda og Samnanger er en viktig brikke for å legge til rette for utviklingen i forbruket.

3.3 Vi forventer utbygging av mye ny fornybar kraftproduksjon i Norge og Norden

Norge har store forekomster av fornybare energikilder. Potensialet er først og fremst avhengig av kostnadsrelaterte forhold, men lokale miljøvirkninger har også stor betydning. Dagens energipriser gjør at bare en mindre del av tilgjengelig fornybar energi blir økonomisk attraktiv å utnytte.

Elsertifikatmarkedet gjør at vi forventer en betydelig utbygging av ny fornybar produksjon i årene som kommer. Markedet er etablert for å gi incentiver til å bygge ut 26,4 TWh ny produksjon i Norge og Sverige frem mot 2020 (ref. Vedlegg 1).

Ny fornybar kraftproduksjon vil komme i områder med ubenyttede vann- og vindressurser. Ressurser som kan bygges ut finnes stort sett i hele Norge og Sverige. Til sammen er ressurstilgangen mye større enn målsetningen om 26,4 TWh ny fornybar kraft. Økonomiske og tekniske forhold vil derfor bestemme hvor utbyggingen skjer. Ledig kapasitet i nettet er en viktig premisse for å få realisert denne utbyggingen.

Ny produksjon på Vestlandet vil føre til økt flyt på ledningen mellom Sauda og Samnanger. Med dagens overføringskapasitet vil utbygging av ny kraftproduksjon kunne gi svært lave priser i NO5 i sommerhalvåret. Dette kan medføre at mye av den billige småkraften på Vestlandet ikke bygges ut, og vil i så fall føre til store samfunnsøkonomiske kostnader ved at norske forbrukere i stedet må finansiere en dyrere kraftutbygging et annet sted for å nå sertifikatmålet.

En stor andel av de uutnyttede vannkraftressursene er lokalisert på Vestlandet.

Nye produksjonsanlegg må være i drift innen 31.12.2020 for å få rett til å selge sertifikater. Investorer har ved flere anledninger flagget sin bekymring for begrenset nettkapasitet til å ta i mot den nye produksjonen. Med begrenset nettilgang og tidkrevende nettoppgraderinger både på sentralnett- og regionalnettsnivå risikerer flere prosjekter å ikke få nettilknytning innen tidsfristen for sertifikatmarkedet.

3.3.1 Stort potensial for utbygging av ny fornybar produksjon i Norge

Det er stort potensiale for ny fornybar produksjon i Norge, både når det gjelder vind og vann. NVE har gjort en kartlegging av det teknisk-økonomiske utbyggingspotensiale for ny vind- og vannkraftproduksjon i Norge¹³.

Høyere utbyggingskostnader for vindkraft

NVE foretok i 2009 en kartlegging av vindkraftpotensialet i Norge. Studien identifiserer alle områder som er egnet for vindkraft med hensyn på verneområder, avstand til bebyggelse, terrenghelning, landskapstyper, i tillegg til selve vindressursene. Teoretisk vindkraftpotensiale ved å utnytte alle disse områdene og som har en årsmiddelvind høyere enn 6 m/s er ca. 1800 TWh, forutsatt en utbyggingstetthet på 8 MW/km². Dette forutsetter utnyttelse av 27 % av Norges totale landareal, noe som er svært lite realistisk.

I følge NVEs nettsider så er det per desember 2013 gitt konsesjon til ca. 1100 MW vindkraft i Møre og Romsdal, Sogn og Fjordane og Hordaland som ikke er satt i drift. I tillegg er det ca. 770 MW vindkraft som er under konsesjonsbehandling i disse fylkene.

Per juli 2013 hadde NVE gitt konsesjon til over 5200 MW landbasert vindkraft i Norge. Av de gitte konsesjonene var kun ca. 750 MW ferdigstilt. Hovedårsakene til at ikke flere av konsesjonene ikke er bygget kommer blant annet av kapital-situasjon til konsesjonær, manglende nettkapasitet, samt at noen prosjekter er til klagebehandling hos Olje- og energidepartementet¹⁴. Disse tallene illustrerer at selv om det er store mengder vindkraft som har fått konsesjon på Vestlandet, så er det stor usikkerhet knyttet til hvor mye som faktisk blir realisert.

Stort vannkraftpotensiale på Vestlandet

Vannkraftpotensialet er basert på NVEs digitale ressurskartlegging av små kraftverk. I følge denne kartleggingen var vannkraftpotensialet på ca. 34 TWh i Norge med en investeringsgrense på 3 kr/kWh (2004-kroner) per 1.1.2012¹⁵. Dette tilsvarer 4-5 kr/kWh med dagens kostnadsnivå.

Det er først og fremst ny produksjon i Hordaland, Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal som påvirker behovet for overføringskapasitet mellom Sauda og Samnanger. Småkraftpotensialet i dette området utgjør til sammen ca. 13,5 TWh.

¹³ NVE 2009-9 og NVE 2004-19. Vi har mottatt oppdaterte tall for det kartlagte vannkraftpotensialet fra NVE. Det er disse tallene vi presenterer i denne rapporten.

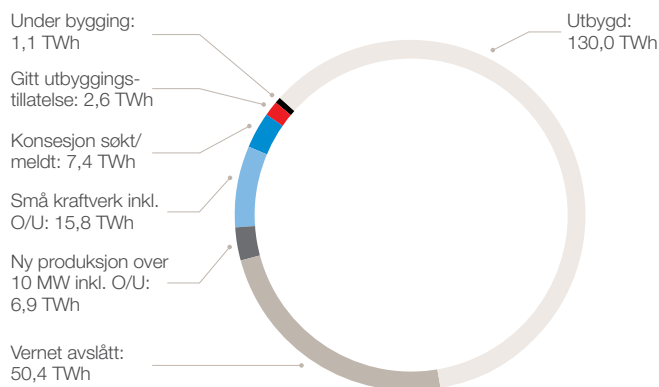
¹⁴ www.vindinfo.no

¹⁵ Kostnadsnivå er indeksregulert til prisenivå 1.1.2012 og hydrologisk referanseperiode som er brukt til å estimere årlig middelproduksjon er 1981-2010.

Figur 9

Vannkraftpotensialet i Norge per 1.1.2012. Restpotensialet er basert på digital kartlegging for små kraftverk med investeringsgrense 3 kr/kWh (2004-kroner) og Samlet plan for vassdrag. Konsesjon søkt/meldt omfatter ikke saker som ligger i kø. Det er ikke tatt hensyn til om vedtak er påklagd i kategorien gitt utbyggingstillatelse. Kilde: NVE.

Vannkraftpotensialet i Norge per 1.1.2012



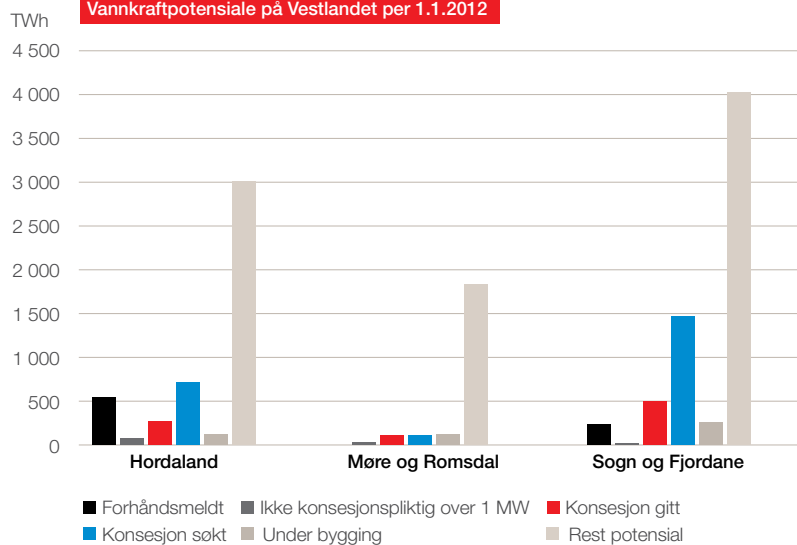
Det er vanskelig å forutsi hvor mye av det teoretiske produksjonspotensialet som vil bli bygget ut. I praksis vil mange faktorer gjøre at deler av dette potensialet ikke vil bli bygget ut, blant annet lønnsomhet, nettkapasitet og miljøinngrep.

Figur 10 viser vannkraftpotensialet i de tre fylkene, fordelt på hvor langt de ulike prosjektene hadde kommet per 1.1.2012. Usikkerheten knyttet til hvor mye som blir realisert er først og fremst knyttet til prosjektene i kategorien "Rest potensial" (lys grå søyle). Dette utgjorde per 1.1.2012 ca. 9 TWh.

Figur 10

Andelen av vannkraftpotensialet fra figur 9 som befinner seg i Hordaland, Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal fordelt på hvilket stadium i prosessen prosjektene var i per 1.1.2012. Kilde: NVE.

Vannkraftpotensiale på Vestlandet per 1.1.2012



3.3.2 Mer småkraft gir økt belastning på ledningene i sommerhalvåret og øker prisforskjellen mellom Vestlandet (NO5) og resten av Sør-Norge

Utbygging av betydelige mengder ny fornybar produksjon øker kraftoverskuddet. Forutsatt at forbruket ikke øker tilsvarende, vil dette gi mer eksport ut av Norge. Dermed vil det bli en større flyt i nettet, fra de regionale overskuddsområdene omkring i landet til mellomlandsforbindelsene i sør.

Ny kraftproduksjon påvirker overføringsbehovet på flere måter:

- Det blir et større overskudd som skal transporteres ut. Det betyr at det blir eksport i større andel av tiden sammenlignet med i dag.
- Mye ny produksjon vil trolig etablere seg et stykke fra både forbrukssentre og mellomlandsforbindelsene. Det vil øke flyten fra nord til sør i nettet.
- Mesteparten av den nye produksjonen er småkraft som har betydelig sesongvariasjon. Dermed får overskuddet og overføringsbehovet en sterkere sesongkomponent.

Økt produksjon på Vestlandet vil øke flyten på Sauda-Samnanger. Vi har i våre basisforutsetninger tatt utgangspunkt i en produksjonsøkning på ca. 3 TWh innenfor analyseområdet som omfatter SKL, BKK og SFE.

Potensialet for ny produksjon på Vestlandet er betydelig større enn det vi har lagt til grunn i vårt basisscenario. Siden det er stor usikkerhet knyttet til hvor mye produksjon som faktisk blir bygget ut, så har vi foretatt simuleringer med flere nivå for ny produksjon for å se på hvordan dette påvirker flyten på ledningen mellom Sauda og Samnanger. Nivåene vi har testet for er 0, 3, 6, og 9 TWh ny produksjon i området mellom Ørskog og Mauranger. Kraftbalansen i Norden holdes konstant ved at Svensk vindkraft antas å bli tilvarende mindre/større grunnet elsertifikatmarkedet.

Vi har forutsatt at mesteparten av den nye produksjonen som kommer på Vestlandet er vannkraft. Selv om vindkraft og småkraft har ulik fordeling av produksjon over året, påvirker de flyten og flaskehalsen på Sauda-Samnanger på en lignende måte. Resultatene vi presenterer skal derfor ikke være vesentlig annerledes dersom vi antar en litt annen fordeling mellom småkraft og vind.

Kapasiteten på dagens ledning er ikke stor nok til å transportere all den nye kraften ut av området.

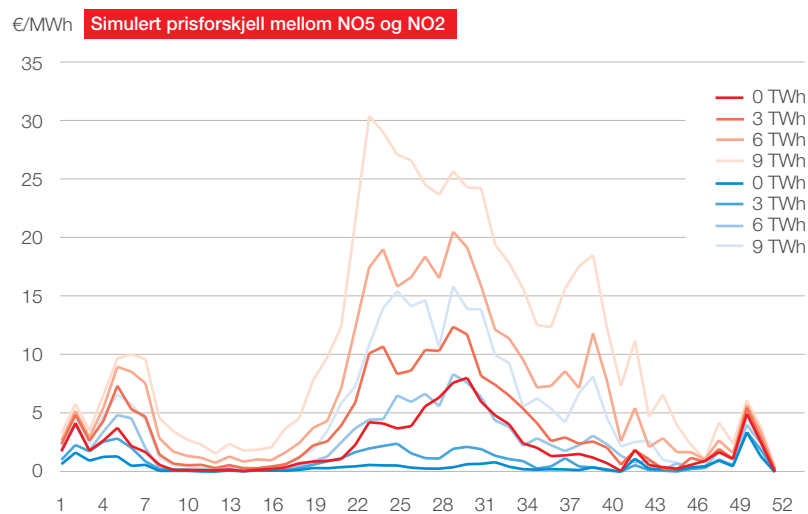
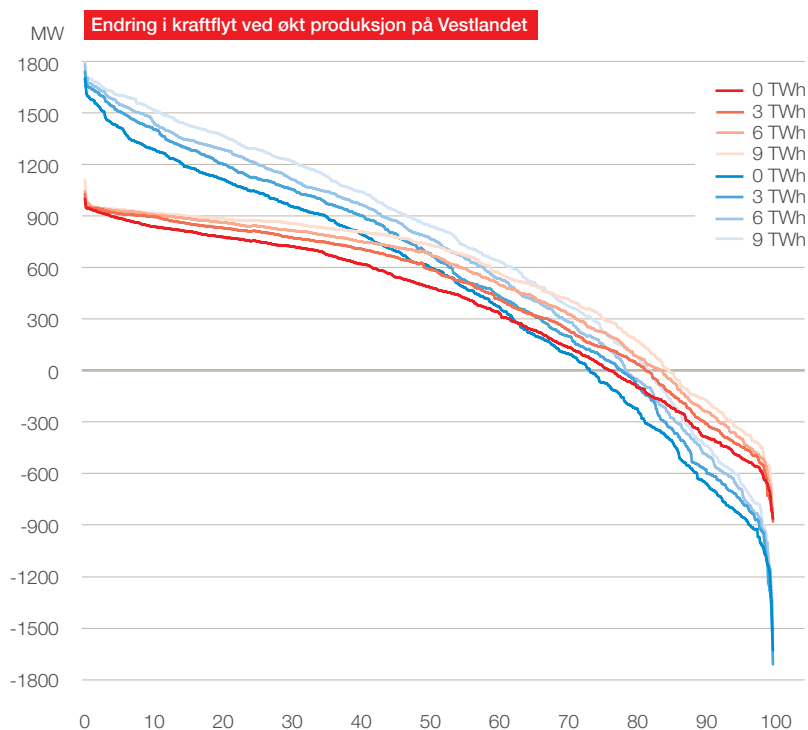
Figur 11 viser endring i kraftflyten på ledningen mellom Sauda og Samnanger og simulert prisforskjell mellom NO5 og NO2 i basisscenarioet ved ulike mengder ny fornybar produksjon på Vestlandet. Utbygging av ny kraftproduksjon på Vestlandet vil øke flyten mellom Sauda og Samnanger. Dette gjelder spesielt på i sommerhalvåret når produksjonen fra uregulerbar kraft er størst. Vannkraftanlegg uten magasin og med fulle magasin må produsere for at de skal kunne utnytte vannet. Når denne produksjonen er større enn forbruket i området, må overskuddet transporteres ut. Overføringskapasiteten på dagens ledning er ikke stor nok til å klare å transportere all denne kraften ut av området. Dette medfører at prisen i NO5 vil bli svært lav når produksjonen er på det høyeste.

I priskurvene ser det ut som prisforskjellene øker gradvis for økende mengde fornybar. Årsaken er at figuren viser gjennomsnittet over mange simulerte år, hvor noen år har normal pris i en gitt uke, og i andre blir prisen null. Vi ser et økende antall timer hvor prisen blir 0 etter hvert som mengden fornybar produksjon øker. Uten mer produksjon på Vestlandet blir prisen 0 i 2 % av timene i gjennomsnitt med dagens overføringskapasitet. Med 3, 6 og 9 TWh ny fornybar produksjon så øker antall timer med nullpriser til henholdsvis 3, 7 og 14 % av timene innenfor et år.

Den lave prisen i NO5 merkes bedre av produsenter med uregulerbar produksjon enn produsenter med magasiner som kan flytte noe av sin produksjon til et annet

Figur 11

Endring i kraftflyten på Mauranger-Blåfalli og simulert prisforskjell mellom NO5 og NO2 ved ulike nivå på ny fornybar produksjon. Simuleringer er gjort med lukkede snitt. Røde linjer er dagens nett, mens blå linjer er oppgradert nett.



tidspunkt. Uregulerbar produksjon er avhengig av tilsiget og produserer derfor mye kraft over en kortere tidsperiode når tilsiget er størst. Det innebærer at når prisen blir null i en økende andel av tiden, utgjør dette en stadig større del av tiden når den uregulerbare kraften faktisk produserer. I ytterste konsekvens fører dette til at uregulerbar kraft ikke får noen inntekter på store deler av sin produksjon.

3.4 Mellomlandsforbindelsene til Tyskland og England vil øke belastningen i nettet

Mellomlandsforbindelsene påvirker kraftflyten, produksjonen og prisen i hele det nordiske kraftsystemet. Kapasiteten på mellomlandsforbindelsene er stor og de er koblet til nettet i et fåtall punkter innenfor et begrenset geografisk område. Dette fører til et stort overføringsbehov mellom tilknytningspunktene for mellomlandsforbindelsene og områdene for kraftproduksjon og forbruk innenlands.

Generelt vil mellomlandsforbindelser sør for BKK øke belastningen på ledningen mellom Samnanger Sauda. Statnett har søkt konsesjon for to nye mellomlandsforbindelser fra Sør- og Sør-Vestlandet, og det er som nevnt disse forbindelsene vi har lagt til grunn i vårt basisscenario. Dette er Nord-Link som planlegges fra Ertsmyra ved Tonstad i 2018 og North Sea Network (NSN) som planlegges fra Kvilldal i 2020.

3.4.1 Mellomlandsforbindelsene øker flyten på ledningen mellom Sauda og Samnanger

De to mellomlandsforbindelsene vil bidra til å øke flyten mellom nord og sør i det norske nettet. Veldig mye av kraften vil da ta veien sørover gjennom Vestlandet.

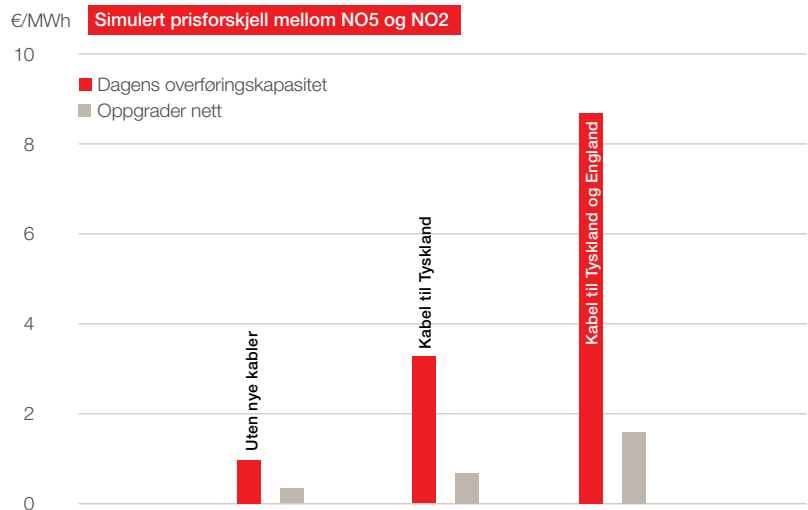
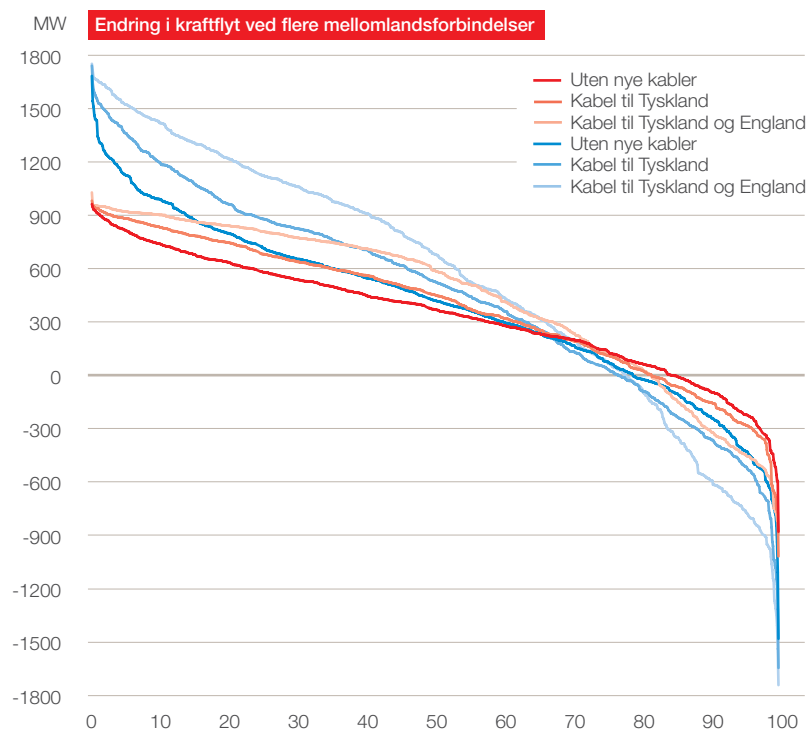
Figur 12 viser endring i kraftflyt på Sauda-Samnanger og simulert prisforskjell mellom NO5 og NO2 i basisscenarioet med ulike forutsetninger for nye mellomlandsforbindelser. Figuren illustrerer at flyten øker for hver nye mellomlandsforbindelse som tilknyttes Sør- og Sør-Vestlandet.

Prisforskjellen viser at overføringskapasiteten mellom områdene er begrenset. Her ser vi at det er svært liten prisforskjell mellom områdene dersom vi ikke får flere nye mellomlandsforbindelser, noe som illustrerer at Sauda-Samnanger ikke er en vesentlig begrensning i en slik situasjon.

Nye mellomlandsforbindelser vil bidra til å øke kraftflyten i det norske nettet.

Figur 12

Simulert kraftflyt på Samnanger-Sauda og simulert prisforskjell mellom NO5 og NO2 med ulike forutsetninger for nye mellomlandsforbindelser. Røde kurver er dagens nett, mens blå kurver er oppgradert nett.



3.4.2 De nye mellomlandsforbindelsene er ikke investeringsbesluttet og flere aktører ønsker å bygge

Det er OED som gir utenlandskonsesjon for tilknytning av nye mellomlandsforbindelser. Hvor mange nye mellomlandsforbindelser som får tillatelse til å bli bygget fra Norge og hvor de nye mellomlandsforbindelsene skal tilknyttes, bestemmes altså av myndighetene.

Frem til OED har behandlet søknaden om utenlandskonsesjon fra Statnett så vil det derfor være usikkerhet knyttet til hvor, når og hvor mange nye mellomlandsforbindelser som blir bygget fra Norge. Færre nye mellomlandsforbindelser enn det vi har lagt til grunn i basisscenarioet vil bidra til å redusere behovet for økt overføringskapasitet mellom Sauda og Samnanger. Flere nye mellomlandsforbindelser enn det vi har lagt til grunn fra Sør-/Sørvestlandet vil bidra til å øke behovet for overføringskapasitet ytterligere.

Valg av landingspunkt for mellomlandsforbindelsene har mye å si for belastningen i det norske kraftnettet generelt og for nettet på Vestlandet spesielt. I tillegg til Statnett så er det også andre aktører som har planer for mellomlandsforbindelser. North Connect er et prosjekt som planlegger å bygge en ny mellomlandsforbindelse fra Samnanger eller Sima til Skottland.

3.4.3 Mellomlandsforbindelse i Samnanger eller Sima vil kunne bidra til å avlaste ledningen mellom Sauda og Samnanger

En mellomlandsforbindelse fra Samnanger vil øke flyten på ledningen nord for Bergen, mellom Fardal og Samnanger, men bidra til å redusere flyten nord-sør på Sauda-Samnanger ved eksport. Konsekvensen ved en mellomlandsforbindelse fra Sima er omtrent den samme som for Samnanger når det gjelder behovet for kapasitet på Sauda-Samnanger, bortsett fra at Sima ikke vil belaste ledningen som går nordover fra Samnanger til Fardal¹⁶.

Full eksport på mellomlandsforbindelsen i tillegg til høyt forbruk i BKK vil gi stort importbehov til området. Dette vil gi en skjevfordeling av flyten på ledningene inn til området. På grunn av denne skjevfordelingen vil ledningene mellom Sauda og Samnanger bli en flaskehals. Begrensningen som oppstår ved en mellomlandsforbindelse i Samnanger eller Sima vil imidlertid ha mindre betydning enn begrensningen som oppstår ved en ny mellomlandsforbindelse i Feda eller Kvilldal.

3.5 Kraftsystemet i Norge er høyt utnyttet

Kapasitetsutnyttelsen i sentralnettet har økt kraftig de siste 10-20 årene. Frem til tidlig 90-tall ble det gjennomført en del investeringer i kraftsystemet. Siden den gang har det i mange år vært fokus på å få en høyere overføringskapasitet med tiltak som ikke innebærer vesentlige nettinvesteringer. Dette har ført til at Norge i dag har ett av Europas mest effektive og smarte kraftnett.

Potensialet for å øke utnyttelsen av eksisterende nett er nå i stor grad tatt i bruk. Det er derfor behov for å forsterke og øke kapasiteten i nettet for å kunne koble til nytt forbruk og ny produksjon.

Et tiltak som Statnett holder på å utrede er muligheten for å innføre nytt markedsdesign, såkalt flytbasert markedskobling. Dette vil kunne bidra til å gi en enda bedre utnyttelse av dagens nett. Dette arbeidet er foreløpig i en svært tidlig fase, og det er derfor stor usikkerhet knyttet til om og når dette i så fall implementeres.

¹⁶ Se kapittel 9.8 for en beskrivelse av hvilke konsekvenser en mellomlandsforbindelse fra Hordaland vil ha for kraftnettet.

3.5.1 Innføring av flytbasert markedskobling utnytter kapasiteten i kraftnettet bedre

Måten kraftmarkedet organiseres på i Europa er i rask utvikling, og flere nye



reguleringer skal etter planen implementeres de nærmeste årene. I “Capacity Allocation and Congestion Management Network Code” (CACM NC) er det utformet bestemmelser for kapasitetsfastsettelse og flaskehalshåndtering, og den foretrukne metoden er såkalt flytbasert markedskobling. Denne modellen har ennå ikke vært implementert i noe elektrisitetsmarked i verden, men er under utvikling i Sentral-Vest-Europa (CWE) der den etter planen skal tas i bruk fra 2014¹⁷. Det er ikke avklart om Norden vil implementere denne modellen, men dersom dette blir vedtatt, så vil den tidligst kunne være på plass i 2016.

Dagens klareringsmekanisme for kraftmarkedet har medført store effektiviseringsgevinster, men tar ikke hensyn til hvordan kraften fysisk fordeler seg i nettet. I dagens markedsmodell må derfor Statnett gjøre antakelser om flytfordeling når kapasiteten fastsettes. Ved flytbasert markedskobling inkluderes en nettmmodell i

¹⁷ NVE (2012)

Flytbasert markedskobling vil gi en mer fleksibel og effektiv utnyttelse av kapasiteten i ledningsnettet.

markedsklareringen. Dermed unngås en del av den usikkerheten som skyldes at Statnett ikke kjenner markedsflyten når kapasitetene fastsettes. Markedet vil da få tilgang til flere flytløsninger enn i dag. Med flytbasert markedskobling vil flyt og påvirkning på fysiske flaskehalsen i nettet tas med i optimeringen hos børsen og dermed gi mer fleksibel og effektiv utnyttelse av kapasiteten i nettet.

Flytbasert markedskobling gir bedre utnyttelse av parallelle forbindelser i kraftsystemet, og kan bedre prioritere produksjon og forbruk på en slik måte at det samfunnsøkonomiske overskuddet blir størst mulig.

Med et flytbasert markedssystem forventes kapasitetsbegrensningene på Sauda-Samnanger å avta i og med at det totale systemet blir bedre utnyttet, men det vil fremdeles være en markant prisforskjell mellom NO5 og resten av Sør-Norge i sommerhalvåret. Prisforskjellen mellom NO5 og omkringliggende områder vil imidlertid bli mindre enn med dagens markedsmode (ATC).

3.5.2 Tiltak i eksisterende nett krever ledig kapasitet i nettet

Ved fornyelse eller forsterkning av sentralnettet i et område må anleggene tas helt eller delvis ut av drift mens arbeidet pågår. Oppgraderingene av eksisterende nett kan gjøres på flere måter, avhengig av egenskapene ved de aktuelle anleggene.

300 kV *duplex-ledninger* (to strømførende liner pr fase) kan relativt enkelt oppgraderes til 420 kV standard. Det vil være behov for utkoblinger, men de vil normalt ikke være bestemmende for den samlede varigheten av utkoblingene.

300 kV *simplex-ledninger* (en strømførende line pr fase) vil vanligvis bli erstattet med en ny ledning, men kan i noen tilfeller bygges om til duplex med 420 kV standard. Der det er mulig å bygge en ny ledning ved siden av den gamle, og deretter rive den gamle, vil behovet for utkobling være begrenset. Men på Vestlandet er landskapet mange steder slik at det er vanskelig å finne nye traseer parallelt med eksisterende ledninger. Da må den nye ledningen bygges i samme trase som den gamle, noe som ofte er tilfelle for fjordspenn. I slike tilfeller må den gamle ledningen rives før den nye kan bygges. Da kan det for lange ledninger være snakk om månedsvis med utkobling over flere år. Dette gjelder også for simplex-ledninger som skal bygges om.

Mindre utvidelser av stasjoner kan ofte gjøres uten langvarige utkoblinger. Dersom det er behov for å oppgradere store deler av en stasjon blir også behovet for utkoblinger stort. Den foretrukne løsningen, for å forenkle byggearbeidene og redusere behovet for utkoblinger, er å bygge et nytt anlegg ved siden av det gamle, slik at det gamle anlegget kan beholdes i drift i størst mulig grad i byggeperioden. Det er imidlertid ikke alltid mulig å finne et egnet areal i nærheten av eksisterende stasjon.

Utkoblinger krever at det er tilstrekkelig kapasitet i det øvrige ledningsnettet til at transporten av kraft kan ivaretas gjennom andre ledninger, og at området beholder en akseptabel forsyningssikkerhet. Arbeidet må planlegges slik at utkoblingene skjer i de delene av året da konsekvensen av redusert kapasitet er minst. I deler av nettet som primært forsyner alminnelig forbruk bør utkobling skje i

sommerhalvåret, når forbruket er lavt. Der nettet primært forsyner kraftintensiv industri er forbruket nokså stabilt over året, slik at alle langvarige utkoblinger er problematiske.

Det store antallet ledninger og transformatorstasjoner som skal fornyes kompliserer utviklingen av sentralnettet. Vi kan ikke koble ut flere ledninger eller stasjoner i samme område samtidig dersom vi skal opprettholde sikker forsyning i arbeidsperioden. Dersom fornyelse av sentralnett ikke skal ta svært lang tid eller kreve bruk av nye traseer, må fornyelser av systemet skje mens det enda er tilstrekkelig ledig kapasitet i nettet hele eller deler av året.

Dette betyr at dersom det skal gjøres tiltak i det eksisterende nettet på Vestlandet uten å ta i bruk nye traseer, så bør vi gjennomføre disse tiltakene før den ledige kapasiteten blir utnyttet. Den nye kraftledningen Sima – Samnanger gjør det mulig å koble ut andre ledninger i perioder for ombygging. Men jo lengre vi venter med å gjøre tiltak, jo mindre ledig kapasitet får vi i det eksisterende nettet, noe som vil redusere mengden av mulige tiltak for å møte behovet.

4. Interessenter

Statnett er avhengig av å ha en god dialog med interessentene.

Statnett er avhengig av å ha en god dialog med interessentene for å kunne fange opp viktige innspill tidlig i prosjektutviklingen. Viktige interessenter når det gjelder kraftnett er selvfølgelig de som er direkte brukere av nettet, slik som store forbrukere og produsenter. Men også andre blir berørt, for eksempel gjennom mulighet for etablering av arbeidsplasser, beredskapshensyn med hensyn til sikker strømforsyning for samfunnet, eller gjennom friluft- og miljøverninteresser.

I henhold til OEDs veileder for konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring har vi gjort en kartlegging av interessenter som har betydning for behovet for overføringskapasitet mellom Sauda og Samnanger. Interessenter som først og fremst har interesser inn mot de miljømessige virkningene av de løsningene som velges er også tatt med.

4.1 Interessenter med betydning for behovet på Vestlandet

Av enkeltaktører er det først og fremst storforbrukere innen kraftintensiv industri og petroleumsindustrien som kan utgjøre et forbruk som kan påvirke behovet for overføringskapasitet mellom Sauda og Samnanger (ref. kapittel 3.2).

Eksisterende og nye kraftprodusenter påvirker også behovet. Produsentene i BKK- og SFE-området har størst betydning for behovet. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 3.3.

De interessentene som har størst betydning for tilstanden i nettet er de regionale nettselskapene i området. Tiltak i det regionale nettet kan i enkelte tilfeller være supplement til investeringer i sentralnettet, og motsatt. De regionale nettselskapene eier også store deler av sentralnettet i området.

Vi har valgt å legge til en kategori som heter øvrige interessenter. Dette er interessenter som ikke direkte påvirker produksjon og forbruk, men som er opptatt av andre konsekvenser som for eksempel miljø.

Interessenter med betydning for forbruk	
Storforbrukere (kraftintensiv industri, petroleumsindustri etc)	<ul style="list-style-type: none"> - Hydro - Sør-Al - Statoil - Gassco - Elkem - Næringsparken i Gismarvik
Interessenter med betydning for produksjon	
Kraftprodusenter	<ul style="list-style-type: none"> - BKK - Sogn og Fjordane Energi - Statkraft - SKL - Øvrige eksisterende kraftprodusenter - Nye kraftprodusenter i regionen
Bransjeorganisasjoner	<ul style="list-style-type: none"> - Småkraftforeningen - Vindkraftforeningen - Energi Norge
Interessenter med betydning for tilstanden i nettet	
Eiere av regionalnett og sentralnett	<ul style="list-style-type: none"> - BKK Nett - SKL Nett - SFE Nett - Haugaland Kraft
Samarbeidspartnere i mellomlandsforbindelser	<ul style="list-style-type: none"> - TenneT - KFW - National Grid Company - North Connect
Øvrige interessenter i området	
Andre interessenter	<ul style="list-style-type: none"> - Berørte fylker - Berørte kommuner - Lokalbefolkning - Lokalt nærings- og arbeidsliv - Næringslivsorganisasjoner - Miljøorganisasjoner

Tabellen over oppsummerer de viktigste interessentene som har betydning for forbruk, produksjon og nett på Vestlandet.

4.2 Viktige tilbakemeldinger fra interessenter i forbindelse med KVVU arbeidet

Vi har underveis i arbeidet med KVVU-en arrangert egne møter med alle berørte kommuner, Hordaland fylkeskommune, Fylkesmannen i Hordaland, Bergen Turlag og Naturvernforbundet i Hordaland. Målet med møtene har vært å skape en dialog omkring behovet for tiltak i regionen, og fange opp viktige innspill.

Vårt inntrykk fra møtene er at disse interessentene ser behovet for å forsterke sentralnettet i regionen. Konsepter som innebærer oppgradering i eksisterende ledningstrasé synes å bli foretrukket foran ledninger i nye traseer. Kommunene viser interesse for konsekvenser for lokal verdiskaping (bl.a. utbygging av småkraft), ringvirkninger av utbyggingsvirksomheten, eiendomsskatt, og at Statnett velger løsninger som er skånsomme i forhold til bebyggelse og natur/kulturmiljø. Det ble også pekt på mulige konflikter mellom ledningstraseen og langsiktige planer om ny bro og jernbane over Hardangerfjorden. Miljøorganisasjonene uttrykker bekymring for at forsterking av kraftnettet medfører nye miljøinngrep, som anleggsveier, småkraftutbygging og nye hyttefelt. Energieffektivisering må alltid vurderes som alternativ.

Ved oppgradering av eksisterende ledning er kryssingen over Hardangerfjorden, stasjonsløsning i Mauranger, nærhet til bebyggelse i Kvinnherad, og innføringen til og utvidelsen av Sauda stasjon identifisert som områder som krever spesiell oppmerksomhet.

I forbindelse med KVU-arbeidet har vi også bedt om skriftlige innspill på utkast til KVU fra interessenter. Baroniet i Rosendal har bedt om at Statnett utreder mulighetene for å kable deler av strekningen på ledningen mellom Mauranger og Blåfalli. Dette innspillet blir tatt med inn i neste fase av prosjektet.

5. Prosjektutløsende behov

Vi forventer at ledningen mellom Sauda og Samnanger vil utgjøre en begrensning i ledningsnettet i løpet av de kommende årene. Dette vil gi seg utslag i perioder med tidvis store prisforskjeller mellom NO5 og de omkringliggende områdene.

Årsakene til dette er:

1. Tilknytning av flere mellomlandsforbindelser
2. Utbygging av ny fornybar produksjon
3. Forbruksøkning i SKL

I Nettmeldingen har myndighetene beskrevet mål for utviklingen av det sentrale kraftnettet i Norge. Ett av disse målene er at det sentrale kraftnettet skal ha tilstrekkelig overføringskapasitet mellom regioner, slik at det ikke blir langvarige store forskjeller i strømpris mellom områder. For å innfri dette målet er det nødvendig å iverksette tiltak.

Prosjektutløsende behov er årsakene til at det igangsettes planlegging.

Prosjektutløsende behov:

Behov for et kraftsystem som forhindrer at det oppstår store begrensninger i kraftflyten (flaskehals) på Vestlandet når den forventede økningen i nytt forbruk, ny produksjon og nye mellomlandsforbindelser inntreffer.

Det er i første omgang tilknytning av flere mellomlandsforbindelser som utløser behovet for å gjennomføre tiltak for å unngå at ledningen mellom Sauda og Samnanger blir en flaskehals i systemet. Behovet melder seg ved tilknytning Tysklandskabelen fra Sørlandet, og behovet øker ved tilknytning Englandskabelen.

Det prosjektutløsende behovet er i dag først og fremst knyttet til overskuddssituasjoner. Det er slik vi vurderer det i dag ikke nødvendig med tiltak mellom Sauda og Samnanger for å sikre forsyningssikkerheten i underskuddssituasjoner. Det er likevel viktig med et sterkt nett for å kunne håndtere fleksibilitet i forbruket og for å legge til rette for industriutvikling og elektrifisering av petroleumsindustrien.

Faktorer som kan bidra til å redusere behovet for tiltak er:

- Ny flytbasert markedsdesign
- En eller begge av de konsesjonssøkte mellomlandsforbindelsene blir ikke bygget
- Mindre økning av ny fornybar produksjon på Vestlandet

3



Mål og rammer

På bakgrunn av behovsanalysen formulerer vi de målene vi ønsker å med konseptene. Det overordnede samfunnsmålet angir retning og langsiktige ambisjoner for utviklingen av sentralnettet. Effektmålene beskriver ønskede virkninger for brukerne av nettet. Rammene er beskrevet i vedlegg 2.

6. Samfunnsmål

Samfunnsmålet beskriver hvilken samfunnsutvikling tiltaket skal bygge opp under ved å vise til tiltakets virkning på samfunnet. Målet skal inneholde både retning og ambisjon, og ha en klar sammenheng med det prosjektutløsende behovet som er tilrettelegging for endringer i kraftforbruket, ny fornybar produksjon og tilknytning av flere mellomlandsforbindelser.

I Stortingsmelding nr. 14 (2011/2012) har regjeringen nedfelt generelle mål som har konsekvenser for nettutbygging. Overordnet er målet at planlegging og utbygging av nettet skal være samfunnsmessig rasjonell, jf. energiloven. Regjeringen har følgende generelle mål som har konsekvenser for modernisering og utbygging av strømmettet:

- Sikker tilgang på strøm i alle deler av landet.
- Høy fornybar elektrisitetsproduksjon.
- Legge til rette for næringsutvikling som krever økt krafttilgang, som kraft fra land til petroleumsvirksomhet og industrivirksomhet.
- Tilstrekkelig overføringskapasitet mellom regioner, slik at det blant annet ikke blir langvarige store forskjeller i strømpris mellom områder.
- Et klimavennlig energisystem som tar hensyn til naturmangfold, lokalsamfunn og andre samfunnsinteresser.

Med bakgrunn i behovsanalysen og det prosjektutløsende behovet legger Statnett følgende samfunnsmål til grunn for konseptvalg på Vestlandet:

Samfunnsmål

Sentralnettet på Vestlandet skal gi god forsyningssikkerhet, bidra til verdiskaping og bidra til å realisere Norges klimamål ved å

- kunne ta imot ny fornybar produksjon
- legge til rette for realisering av nye mellomlandsforbindelser
- håndtere endringer i forbruket

uten at det blir langvarige store forskjeller i strømpris mellom Vestlandet og resten av Norge.

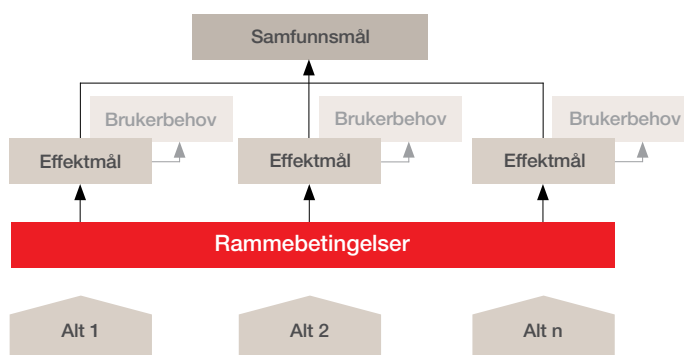
Sentralnettet skal utvikles på en måte som tar hensyn til miljøet.

Beskrivelse av målkonflikter:

Det kan oppstå en konflikt mellom klimamål og miljøhensyn. Oppnåelse av klimamålsetningene medfører økt fornybar kraftproduksjon, og det krever tiltak i strømmettet. Både tiltakene i strømmettet og utbygging av nye produksjonsanlegg medfører miljøinngrep. For at ikke klimamålsettingene skal gå for mye på bekostning av hensynet til miljøet er det derfor viktig at Statnett finner de løsninger som oppfyller behovene, men som samtidig gir minst mulig negative konsekvenser for miljøet.

7. Effektmål

Effektmålene beskriver prosjektets virkning (effekt) for brukerne og hvilke mål som må nås for å dekke interessentenes behov. Effektmål skal ta utgangspunkt i identifiserte behov og bygge opp under samfunns målet som illustrert i figuren under.



Målene skal videre være etterprøvbare og egnet til å vurdere grad av måloppnåelse etter gjennomføring av tiltaket. Effektmålene er forsøkt kvantifisert der dette er hensiktsmessig. Effektmålene er satt opp i prioritert rekkefølge.

Vi vurderer alle konsepter som i større eller mindre grad oppfyller effektmålet.

Effektmålene er viktig for å sette rammer for hva som skal oppfattes som reelle alternativer, og samtidig sikre at det beste alternativet ikke siles vekk. Effektmålene er ikke skal-krav. Det betyr at vi vurderer alle konsepter som i større eller mindre grad oppfyller effektmålet. Ingen konsepter blir forkastet fordi de ikke gir 100 % måloppnåelse.

Alternativanalysen vil vise i hvor stor grad de ulike konseptene oppfyller effektmålene. Dette prosjektet alene kan ikke innfri effektmålene som er satt. I første omgang er prosjektet er avhengig av at tiltakene i nullalternativet blir gjennomført. I tillegg vil det også være nødvendig med ytterligere tiltak, eksempelvis i SKL-ringen, for å innfri effektmålene fullt ut.

Vi har brutt effektmålet opp i tre ulike delmål for å tydeliggjøre hva som ønskes oppnådd ved tiltaket. Delmålene konkretiserer hvor store endringer i forbruk, produksjon og antall mellomlandsforbindelser som kraftsystemet skal kunne håndtere uten at det skal oppstå prisforskjeller. Kvantifiseringen av delmålene er begrunnet nedenfor.

Effektmål

Effektmål 1: Kraftsystemet på Vestlandet skal kunne håndtere utviklingen i forbruk, produksjon og nye mellomlandsforbindelser uten at ledningsnettet blir begrensende og fører til prisforskjeller mellom Vestlandet og resten av Sør-Norge.

Delmål 1a: Kraftsystemet skal kunne håndtere to nye mellomlandsforbindelser fra Sør- og Sør-Vestlandet uten at ledningsnettet blir begrensende og fører til prisforskjeller mellom Vestlandet og resten av Sør-Norge.

Delmål 1b: Kraftsystemet skal kunne håndtere 7 TWh ny fornybar produksjon på Vestlandet uten at ledningsnettet blir begrensende og fører til prisforskjeller mellom Vestlandet og resten av Sør-Norge.

Delmål 1c: Kraftsystemet skal kunne håndtere 9 TWh nytt forbruk på Vestlandet uten at ledningsnettet blir begrensende og fører til prisforskjeller mellom Vestlandet og resten av Sør-Norge.

Kraftsystemet skal ha tilstrekkelig kapasitet til at det ikke blir langvarige store prisforskjeller mellom områder.

Kommentarer til effektmålene

Effektmål 1: Behovsanalysen viser at med basisforutsetningene våre så vil det i perioder være store kapasitetsbegrensninger mellom Vestlandet og resten av Sør-Norge. Dette gir seg utslag i prisforskjeller. Et av målene som regjeringen presenterte i Nettmeldingen var at kraftsystemet skal *ha tilstrekkelig overføringskapasitet mellom regioner, slik at det blant annet ikke blir langvarige store forskjeller i strømpris mellom områder*. Dagens overføringskapasitet mellom Sauda og Samnanger vil i fremtiden ikke tilfredsstille ikke dette målet.

Delmål 1a: Her har vi lagt til grunn at kraftsystemet skal kunne håndtere de to mellomlandsforbindelsene som Statnett har søkt konsesjon for. Disse er planlagt å ha en kapasitet på til sammen 2800 MW. Det er mulig at det på sikt vil komme ytterligere nye mellomlandsforbindelser fra Norge. Dette kan i så fall kreve enda flere tiltak enn det vi ser på i denne studien. Tiltaket som er nødvendig for å realisere de to planlagte mellomlandsforbindelsene er uansett et nødvendig første trinn, og vi mener derfor at det er tilstrekkelig å inkludere disse to kablene i effektmålet for denne utredningen.

Delmål 1b: Det er mange planer for utbygging av ny produksjon på Vestlandet og potensialet er stort. Målet med det norsk-svenske elsertifikatmarkedet er å realisere 26,4 TWh ny fornybar produksjon i Norge og Sverige.

Vi har i effektmålet lagt til grunn at kraftsystemet skal kunne håndtere 7 TWh ny produksjon på Vestlandet, og dette utgjør ca. halvparten av det kartlagte potensialet per 1.1.2012 som har en utbyggingskostnad mindre enn 4-5 kr/kWh.

Delmål 1c:

Det foreligger planer om betydelig forbruksøkning på Vestlandet. Det er endring i forbruket i SKL som har størst betydning for behovet for overføringskapasitet mellom Sauda og Samnanger. Per i dag så foreligger det planer om en forbruksøkning på ca. 9 TWh. Hvor mye av dette som blir realisert er svært usikkert, og er til dels avhengig av kapasiteten i kraftsystemet. Statnett har tilknytningsplikt for nytt forbruk¹⁸. Vi har derfor valgt å legge til grunn alle kjente planer i SKL som effektmål.

¹⁸ Energiloven § 3-4.

4



Mulighetsstudie

Konseptvalgutredningen skal spenne vidt i vurderingen av mulige svar på de behov og mål vi har identifisert. Vi må derfor søke prinsipielt etter ulike konsepter med ulike tilnærminger.

8. Beskrivelse av mulige konsepter

Nettet på Vestlandet er høyt utnyttet, og det er liten ledig kapasitet. Frem mot 2020 og 2030 forventer vi økt flyt i nettet på Vestlandet på grunn av mer fornybar kraftproduksjon, flere mellomlandsforbindelser og økt forbruk. Det er nødvendig å gjennomføre tiltak for å håndtere denne økte flyten.

Dette kan løses på to overordnede måter:

- Øke overføringskapasiteten i nettet på Vestlandet enten ved å øke kapasiteten i eksisterende nett eller ved å bygge mer nett og/eller
- Redusere flyten på Vestlandet i periodene med høy belastning

Basert på dette så har vi i tillegg til nullalternativet utarbeidet tre hovedkonsepter som kan møte behovet.

8.1 Hovedkonsept 0: Dagens nett

Hovedkonsept 0 innebærer videreføring av dagens nett i tillegg til de investeringene som allerede er konseptbesluttet. Dette er nullalternativet som ligger til grunn for våre analyser. Tiltakene som er inkludert i tillegg til dagens nett er beskrevet i vedlegg 1. Tiltakene er også illustrert i figur 7.

8.2 Hovedkonsept A: Øke overføringskapasiteten i eksisterende nett

Det er mulig å øke kapasiteten i eksisterende nettanlegg i stedet for å bygge flere nye ledninger. Nettmeldingen sier at *“det er positivt at nettselskapene finner løsninger som gir økt overføringskapasitet uten vesentlig nye inngrep”*. Statnett har i mange år hatt en strategi om å gjennomføre tiltak som øker overføringskapasiteten uten at de innebærer vesentlige nettinvesteringer. Denne typen tiltak sammen med en effektiv utnyttelse av nettet har redusert behovet for store investeringer.

Hva er et konsept?

Formålet med en KVV er å gi et godt grunnlag for beslutningen om hvilken av de alternative systemløsningene som bør velges, altså konseptvalget. Et konsept er i retningslinjene for KVV definert som en grunnleggende idé. Konseptene skal være alternative løsninger i betydningen av at de representerer ulike måter å tilfredsstille behovet på. Konseptbegrepet blir gjerne brukt der det er et overføringsbehov som kan løses i flere korridorer eller med ulike virkemidler, eller der prosjektet er en del av en langsiktig utviklingsstrategi.

Overføringskapasiteten mellom Sauda og Samnanger kan økes ved å oppgradere den eksisterende ledningen som går her. Dette kan gjøres ved forsterkninger eller utskiftninger av eksisterende liner, master og stasjoner. Alternativt kan kapasiteten økes ved å bygge en ny sjøkabel på strekningen, og deretter rive eksisterende ledning.

Dette gir to varianter av konsept A:

A1. Oppgradering av eksisterende 300 kV ledning mellom Sauda og Samnanger
A2. Ny 420 kV sjøkabel som erstatning for eksisterende 300 kV ledning mellom Sauda og Samnanger

8.3 Hovedkonsept B: Bygge mer nett på Vestlandet

Et alternativ til bedre utnyttelse av eksisterende nett er å øke overføringskapasiteten ved å bygge flere forbindelser. Det er nye forbindelser nord-sør på Vestlandet som er nødvendig for å møte behovet for økt overføringskapasitet.

Vi har definert tre mulige varianter for konsept B, disse er skissert i Figur 13:

- B1. Ny 420 kV Sauda-Samnanger i parallell med eksisterende 300 kV
- B2. Ny 420 kV Samnanger-Fana-Stord-Håvik-Sauda ("Kystalternativet")
- B3. Ny 420 kV Samnanger-Mauranger-Åsen-Sauda ("under Folgefonna")

Generelt ser vi det som vanskelig å anbefale nye prosjekter i ny trase før eksisterende nett er utnyttet på best mulig måte. Det er fordi slike tiltak blant annet vil gi store konsekvenser for miljøet sammenlignet med oppgradering av eksisterende nett.

8.4 Hovedkonsept C: Redusere flyten i nettet på Vestlandet i periodene med høy belastning

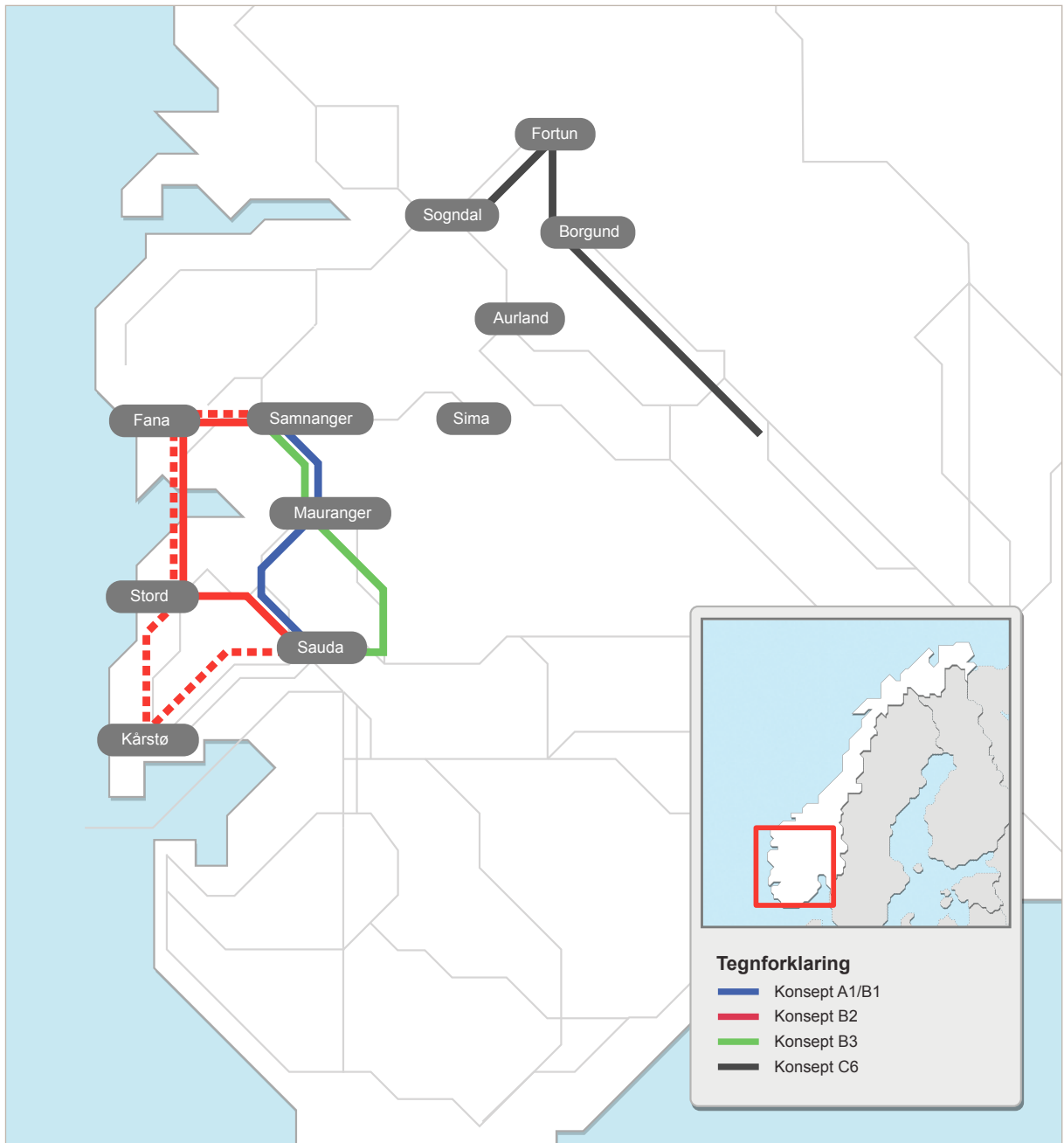
Dersom vi ikke øker overføringskapasiteten i nettet så må vi redusere behovet for overføringskapasitet på Vestlandet. Overordnet kan dette gjøres på to måter:

- Redusere den totale flyten i nettet
- Flytte nord-sør flyten fra Vestlandet til forbindelser/områder med ledig kapasitet i nettet

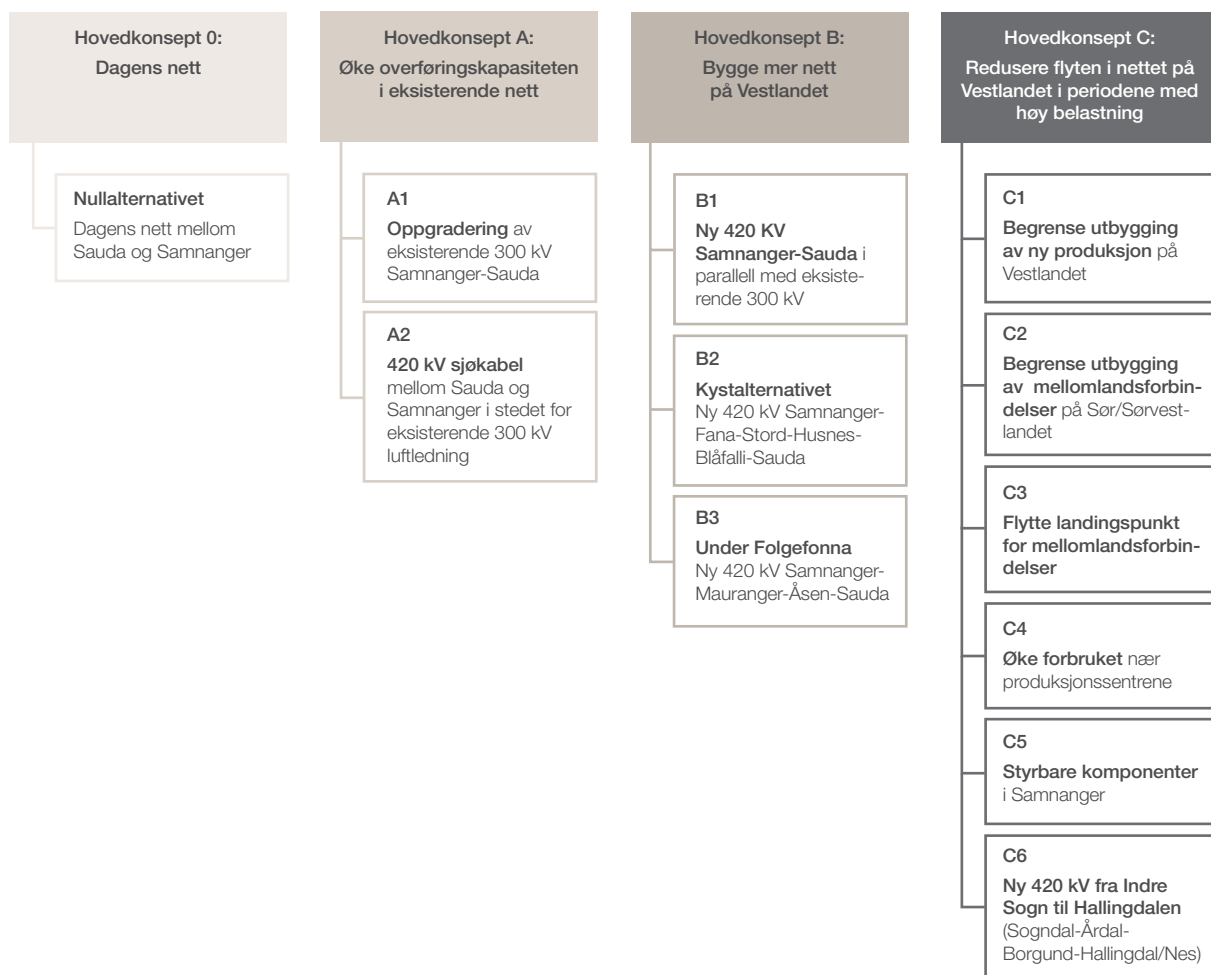
Vi har skissert seks mulige løsninger som kan bidra til å redusere flyten i nettet eller "styre" flyten bort fra Vestlandet og mot ledninger med bedre kapasitet:

- C1. Begrense mengden av ny produksjon
- C2. Redusere antall nye mellomlandsforbindelser
- C3. Flytte landingspunkt for nye mellomlandsforbindelser
- C4. Øke forbruket nær produksjonssentrene
- C5. Styre flyten østover på Sima-Samnanger
- C6. Ny 420 kV ledning Sogndal-Årdal-Borgund-Hallingdal/Nes
(se illustrasjon i figur 13)

Konsept C1 og C4 er ikke tiltak/virkemidler som Statnett rår over. Vi er imidlertid pålagt å vurdere alle relevante løsninger, også på områder hvor andre aktører er ansvarlige (Nettmeldingen).



Figur 13
Illustrasjon av geografisk
plassering av nett-konseptene.



9. Grovsiling av konsepter

Konseptene skal til sammen vise alle mulighetene for ulike måter å møte kartlagte behov, mål og rammer. Vi har vurdert konseptene opp mot behov og rammer i den hensikt å «grovsile» konseptene før den samfunnsøkonomiske analysen.

9.1 Hovedkonsept 0: Videreføring av dagens nett

Hovedkonsept 0 (nullalternativet) er dagens strømmnett med reinvesteringer, i tillegg til de nettførsterkningene som er konseptbesluttet/konsesjonssøkt/under bygging. Disse tiltakene er vist i figur 7.

Konseptet føres videre til alternativanalysen som referansealternativet (nullalternativet).

9.2 Konsept A1: Oppgradering av Sauda-Samnanger gir stor kapasitetsøkning

Oppgradering av ledningene mellom Sauda og Samnanger vil øke overføringskapasiteten på Vestlandet betydelig, uten at det medfører store miljøinngrep. Oppgradering gjør at vi får utnyttet eksisterende traseer best mulig før i stedet for

Oppgradering av eksisterende ledning krever at det resterende strømmettet har nok kapasitet i ombyggingsperioden.

å bygge nytt i ny trase. Dette muliggjør en trinnvis utbygging av nettet og reduserer risikoen for overinvestering og unødvendige miljøinngrep.

Oppgradering kan øke overføringskapasiteten ved enten å bygge om eksisterende ledninger, eller bygge ny masterekke ved siden av og deretter rive de gamle ledningene.

Oppgradering krever at det resterende strømmettet har nok kapasitet i ombyggingsperioden, ref. kapittel 3.5.2.

Konsept A1 føres videre til alternativanalysen.

9.3 **Konsept A2: 420 kV sjøkabel mellom Sauda og Samnanger vil bli kostbart**

En løsning er å legge en sjøkabel mellom Sauda og Samnanger og sanere eksisterende 300 kV ledning. Dette alternativet oppfyller kravene til overføringskapasitet tilnærmet likt alternativet med spenningsoppgradering, men vi har ikke vurdert om hvorvidt det er teknisk mulig/forsvarlig å komme frem med en sjøkabel i dette området. Imidlertid så vil en sjøkabeltrase som skal gå innom alle de fire stasjonene vil bli svært lang og dermed også svært kostnadskrevende. Vi mener derfor at dette konseptet ikke er realistisk ut fra kostnadmessige hensyn.

Kabling av delstrekninger er ikke vurdert som et eget konsept, men er forutsatt håndtert innenfor hvert enkelt nettkonsept.

Konsept A2 forkastes ut fra kostnadmessige hensyn sammenlignet med oppgradering av eksisterende ledning (A1).

9.4 **Konsept B1: Ny ledning i parallell mellom Sauda og Samnanger**

Dette konseptet innebærer bygging av en ny ledning i parallell med eksisterende ledning mellom Sauda og Samnanger. Dette vil være teknisk krevende å gjennomføre fordi traseen er svært trang enkelte steder på strekningen. Vi har ikke foretatt undersøkelser for å vurdere hvorvidt dette kan løses, men vi har i denne utredningen forutsatt at vi finner en løsning som gjør det mulig å føre frem to ledninger i parallell hele veien fra Samnanger til Sauda.

Konsept B1 føres videre til alternativanalysen.

9.5 **Konsept B2: Kystalternativet**

En alternativ måte å komme seg fra Samnanger til Sauda er å bygge en ny ledning fra nord i Hordaland til Rogaland, i tillegg til å oppgradere hele eller deler av SKL-ringen. Dette medfører en helt ny ledning i ny trase fra Fana til Stord, mens vi kan oppgradere eksisterende ledninger på strekningene Samnanger-Fana, Blåfalli-Husnes, Husnes-Stord, Stord-Spanne, Spanne-Håvik, Håvik-Sauda, Håvik-Kårstø og Kårstø-Sauda.

Dette er et konsept som er lengre enn konsept A1 og B1, noe som medfører større kostnader. I tillegg tar det i bruk nye arealer hvor det i dag ikke går noen kraftledning. Uten planer som tilsier behov for kapasitetsøkning i SKL-ringen,

Kystalternativet er et aktuelt konsept på grunn av de omfattende planene om forbruksøkning i SKL.

hadde ikke dette vært noe reelt alternativ (på samme måte som for B3, ref. kapittel 9.6).

Imidlertid foreligger det planer som kan medføre en stor økning i forbruket i SKL, og som vil kunne kreve oppgradering av nettet i dette området. Dette gjør at vi velger å ta med oss dette konseptet videre inn i alternativanalysen.

Konsept B2 føres videre til alternativanalysen.

9.6 Konsept B3: Ny ledning i ny trase under Folgefonna gir merkostnader og miljøinngrep

Disse konseptene innebærer at vi bygger en ny ledning i helt eller delvis ny trase. I utgangspunktet ser vi det som svært krevende å anbefale nye ledninger før vi har utnyttet kapasiteten i eksisterende traseer så godt som mulig.

Konsept B3 ble i 2004 vurdert som et alternativ til Sima-Samnanger. Undersøkelsene viste at det var svært krevende å komme frem med en ny ledning i området rundt Folgefonna og Åsen. Blant annet vil det bli behov for kabel i tunell under breen, noe som er svært kostnadskrevende. Vi har ikke informasjon som tilsier at det er behov for å øke kapasiteten fra Åsen mot Sauda, slik som tilfellet er for Kystalternativet. Tiltak i dette området vil derfor trolig utløses av behov for reinvesteringer. Ledningene ble bygget på slutten av 60-tallet, og dersom vi forutsetter 80 års levetid på eksisterende ledning så tilsvarer dette et reinvesteringstidspunkt omkring 2050.

Lengre trase og behov for kabling medfører at kostnaden for konsept B3 blir vesentlig større enn for konsept A. Det blir nødvendig å ta i bruk nye arealer for å komme frem med ledningen, noe som medfører negative konsekvenser for miljøet. Siden vi i tillegg ikke har informasjon som tilsier at det er andre faktorer som medfører behov for å øke kapasiteten fra Åsen til Samnanger, så vil dette konseptet gi unødvendige merkostnader og miljøinngrep uten at det gir mer nytte enn konsept A.

Dette konseptet er derfor ikke utredet videre.

Konsept B3 forkastes på grunn av manglende tilleggsbehov som kunne ha forsvart merkostnad og miljøinngrep.

9.7 Konsept C1 og C2: Begrense mengden ny produksjon eller antall mellomlandsforbindelser gir store samfunnsøkonomiske kostnader

Vestlandet har stort potensiale for utbygging av relativt billig småkraft. Målet med el-sertifikatordningen mellom Norge og Sverige er å realisere 26,4 TWh ny fornybar kraftproduksjon innen 2020. Dersom vi begrenser utbyggingen av den billige kraftproduksjonen på Vestlandet, innebærer dette at vi må bygge ut dyrere kraftproduksjon andre steder for å nå sertifikatmålene.

Kabelforbindelsene mellom Norge og Tyskland (Nord.Link) og mellom Norge og England (NSN) vil sikre strømforsyningen i Norge i tørre år samt bidra til verdiskapning og gode klimaløsninger gjennom å legge til rette for utbygging og bruk

av fornybar energi i landene på begge sider av forbindelsene. Dersom disse mellomlandsforbindelsene ikke skulle bli bygget, ville samfunnet gå glipp av de store nytteeffektene forbindelsene er beregnet å ha. Olje- og energidepartementet behandler for tiden Statnetts konsesjonssøknad for de to prosjektene.

Både konsept C1 og C2 vil derfor medføre store samfunnsøkonomiske kostnader, og er ikke i tråd med rammene for tiltaket om økt fornybar produksjon.

Konsept C1 og C2 forkastes da de medfører store samfunnsøkonomiske kostnader.

9.8 Konsept C3 og C4: Redusere overføringsbehovet med mellomlandsforbindelser eller økt forbruk er vanskelig å få til

Ved å øke forbruket i BKK og SFE kan vi redusere mengden kraft som skal fraktes sørover fra Samnanger. Tilknytning av en mellomlandsforbindelse i BKK-området er en alternativ måte å "øke forbruket" på.

Overføringsbehovet varierer mye med årstidene på grunn av mye uregulerbar produksjon.

En stor del av den nye produksjonen som vil komme er småkraft som har betydelig sesongvariasjon. Småkraft produserer mye i perioder med høyt tilsig, som vår og sommer, mens i perioden med høyest forbruk, fra desember til februar, produserer de svært lite. Dermed får overføringsbehovet en sterkere sesongkomponent.

For å kunne bruke forbruk til å redusere belastningen på ledningen mellom Sauda og Samnanger er vi avhengige av at forbruket er stort på sommeren når kraftproduksjonen er størst. Det foreligger imidlertid ingen kjente planer om en så stor forbruksøkning i disse områdene som kan balansere ut den ventede produksjonsøkningen.

North Connect er et prosjekt som planlegger å bygge en kabelforbindelse mellom Sima eller Samnanger (i Hordaland) og Skottland. En slik forbindelse vil kunne redusere flyten på ledningen mellom Sauda og Samnanger (ref. kapittel 3.4.3). Det vil uansett være behov for et robust forsyningspunkt for å kunne knytte denne forbindelsen til kraftnettet på Vestlandet. En slik forbindelse reduserer derfor ikke behovet for å forsterke nettet på Vestlandet, selv om forbindelsen isolert sett kan bidra til å redusere nord-sør flyten mellom Sauda og Samnanger.

Konsept C3 og C4 forkastes da de ikke fjerner behovet for tiltak mellom Sauda og Samnanger.

9.9 Konsept C5: Styre flyten østover på Sima-Samnanger vil skape problemer i nettet i Hallingdalen

Styrbare komponenter kan være et virkemiddel for å styre noe av flyten mot ledningene med best kapasitet. Det vil gi en mer optimal flyt og øke overføringskapasiteten i nettet frem til nettet er tilstrekkelig oppgradert. Dette medfører imidlertid at driften av kraftsystemet blir mer kompleks og ressurskrevende. Samtidig øker risikoen for feil, noe som har negative konsekvenser for forsynings sikkerheten. Dette er derfor ikke et virkemiddel som er ønskelig som en permanent løsning,

men kan være et midlertidig hjelpemiddel dersom nødvendige nettoppgraderinger blir forsinket.

Ved å benytte komponenter som kan styre kraftflyten østover på Sima-Samnanger så kan vi i teorien redusere belastningen i nettet sørover på Vestlandet. Vi har imidlertid ikke klart å finne realistiske tekniske løsninger for dette. I tillegg vil det å tvinge en større del av flyten østover etterhvert medføre begrensninger i Hallingdalen.

Alternativet forkastes da det ikke reduserer behovet for nettførsterkninger.

9.10 Konsept C6: Ny 420 kV fra Sogndal til Hallingdalen reduserer ikke behovet på Vestlandet nok (Sogndal-Årdal-Borgund-Hallingdal/Nes)

En måte å kanalisere kraft vekk fra Vestlandet er å forsterke nettet østover fra Sogndal via Årdal til Borgund og ned til Hallingdalen. Da vil mer av kraften ta veien om Østlandet til Sørlandet, i stedet for gjennom Vestlandet. Å forsterke nettet østover vil imidlertid ikke redusere flyten så mye at vi fjerner behovet for økt overføringskapasitet nord-sør på Vestlandet.

Konseptet fører også til store miljøinngrep fordi det krever bygging av ny ledning i et område hvor det ikke går noen ledning i dag. Traseen er lang og vil ha høye investeringskostnader og lang byggetid.

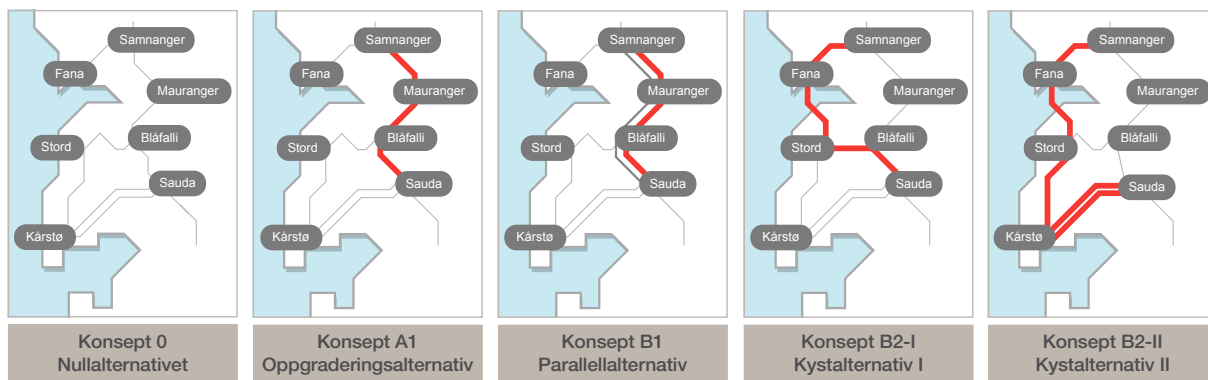
Alternativet forkastes da det ikke fjerner behovet for tiltak mellom Sauda og Samnanger.

10. Valgte konsepter

Etter grovsilingen sitter vi igjen med to hovedkonsepter i tillegg til nullalternativet som blir vurdert i alternativanalysen. Konseptene er oppsummert i tabellen nedenfor, og illustrert i figur 14. Som figuren viser, har vi to varianter av kystalternativet (konsept B2). Begge disse er med i alternativanalysen.

Konseptene som analyseres videre:

Hovedkonsept 0	Dagens overføringskapasitet mellom Sauda og Samnanger: Konsept 0 (Nullalternativet): Inkluderer prosjekter som er konseptbesluttet men ikke idriftssatt, og nødvendige reinvesteringer.
Hovedkonsept A	Øke overføringskapasiteten i eksisterende nett: Konsept A1 (Oppgraderingsalternativet): Oppgradering av Sauda-Samnanger
Hovedkonsept B	Bygge mer nett på Vestlandet: Konsept B1 (Parallell-alternativet): Ny ledning i parallell med eksisterende ledning mellom Sauda og Samnanger Konsept B2 (Kystalternativet): Ny ledning fra BKK til SKL og oppgradering av deler av SKL-ringen (heltrukken linje = konsept B2-I, stiplet linje = konsept B2-II)

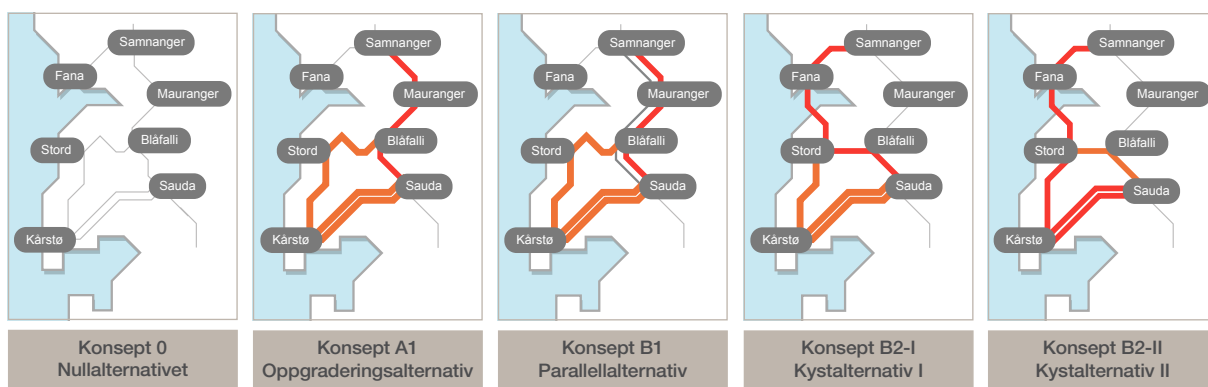


Figur 14
Illustrasjon av konseptene som er med i alternativanalysen.

10.1 Vi ser på konseptene i flere trinn for å sikre en helhetlig utvikling av nettet

Mandatet til dette prosjektet er å finne en tilstrekkelig økning i overføringskapasiteten fra Samnanger til Sauda for en lavest mulig kostnad.

Som vi har beskrevet i behovsanalysen så foreligger det planer om betydelig forbruksøkning i SKL, noe som kan medføre behov for tiltak i SKL-ringen. Det er ikke tatt stilling til hvilke løsninger som er mest aktuelle for å realisere behovet i SKL. Dette vil bli gjort i en senere konseptvalgutredning. Hvilken betydning behovet i SKL har for konseptvalget mellom Sauda og Samnanger blir vurdert under realopsjoner i kapittel 18. Dette er viktig for å sikre en helhetlig utvikling av sentralnettet på Vestlandet.



Figur 15
Illustrasjon av en mulig videre oppgradering av SKL-ringen for de ulike konseptene (orange linjer).

5



Alternativanalyse

Formålet med alternativanalysen er å rangere de alternative konseptene gjennom en samfunnsøkonomisk analyse. Analysen skal synliggjøre samfunnets kostnader og nytte ved de ulike konseptene, og skal gi grunnlag for tilrådning om hvilket konsept som er det beste.

11. Hovedtrekkene fra alternativanalysen

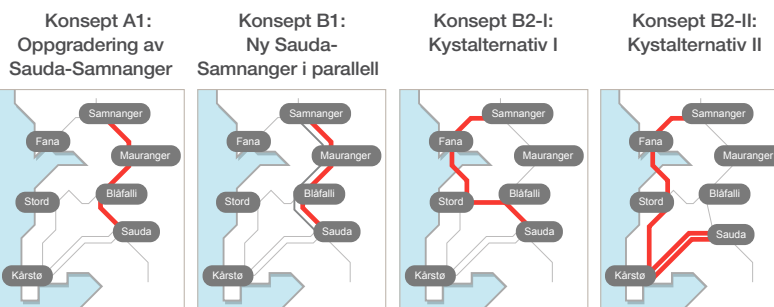
Det er betydelige gevinster ved å øke kapasiteten mellom Sauda og Samnanger. De viktigste effektene er nytten av færre kapasitetsbegrensninger samt tilrettelegging for ny fornybar produksjon.

Basert på en totalvurdering av prissatte og ikke prissatte virkninger så mener vi at oppgraderingsalternativet (A1) og parallell-alternativet (B1) er samfunnsøkonomisk lønnsomme, og at oppgraderingsalternativet er den foretrukne løsningen. Kystalternativet (B2) er vesentlig dyrere og blir derfor rangert sist av de analyserte konseptene. Kystalternativet kan imidlertid være et lønnsomt neste trinn i utviklingen av nettet i regionen.

Konseptene har opsjonsverdier knyttet til muligheter for trinnvis gjennomføring og muligheter for oppfølgingsinvesteringer. Oppgraderingsalternativet (A1) har størst fleksibilitet og dermed størst opsjonsverdi.

Oppsummeringstabell for samfunnsøkonomisk analyse

(Nåverdier Mrd NOK 2013)



Prissatte virkninger:

Investeringskostnad	-1,6	-1,7	-3,4	-4,1
Sparte reinvesteringer	0,1	0	0,1	0,2
Reduserte flaskehalskostnader	0,9	0,9	0,7	0,6
Netto nåverdi:	-0,6	-0,8	-2,6	-3,3

Ikke prissatte virkninger:

Tilrettelegging for ny fornybar produksjon	++	++	+	+
Miljøvirkninger	-	---	---	---
HMS-risiko	-	-	--	--
Utkoblinger i byggetiden	-	0/-	--	--

Realopsjoner:

Mulighet for trinnvis gjennomføring	+++	++	+	+
Fleksibilitet i nettutviklingen i SKL-ringen	++	++	+	+

Rangering av konsepter	1	2	3	4
-------------------------------	----------	----------	----------	----------

12. Prissatte virkninger

Dette kapitlet beskriver de prissatte virkningene av økt kapasitet mellom Sauda og Samnanger for de ulike konseptene. Alle vurderinger er gjort opp imot nullalternativet.

12.1 Ulik gjennomføringstid gir forskjeller i forventet ferdigstilleles-tidspunkt for konseptene

Det er stor forskjell i omfanget i konseptene, og det har betydning for når vi kan forvente at tiltakene settes i drift. Anslagene for ferdigstillestidspunkt er usikre, men vi mener likevel at de gir et godt bilde av de relative forskjellene mellom konseptene. Effekten av ulik gjennomføringstid blir verdsatt i beregningen av nåverdien av kost- og nytteeffektene som er beskrevet i de neste delkapitlene.

Estimert tidspunkt for idriftsettelse	Konsept A1: Oppgradering av Sauda-Samnanger	Konsept B1: Ny Sauda- Samnanger i parallell	Konsept B2-I: Kystalternativ I	Konsept B2-II: Kystalternativ II
Konseptbeslutning	2013	2013	2013	2013
Melding og KU	Nei	Ja	Ja	Ja
Estimert tidligst ferdigstillestidspunkt	2021	2022	2026	2029

Oppgraderingsalternativet (A1) har kortest gjennomføringstid. Dette konseptet har minst omfang og er ikke konsekvensutredningspliktig. Alle de andre konseptene er meldings- og konsekvensutredningspliktig.

Kystalternativet (B2) har størst omfang og er dermed konseptet med lengst gjennomføringstid.

12.2 Investeringskostnader¹⁹

Vi har i denne fasen av prosjektet valgt å legge til grunn at konseptene innebærer bygging av ny triplex-ledning som driftes på 420 kV spenning. I praksis er det muligheter for en mer trinnvis utbygging som gir en mindre økning i overføringskapasiteten til en lavere kostnad²⁰. Dette blir beskrevet under realopsjoner i kapittel 14.1, og under konklusjonen i kapittel 15.1 og 15.4.

Tabellen på neste side viser estimerte investeringskostnader og usikkerhetsspenning for de ulike konseptene. De viktigste driverne bak usikkerheten er:

- Usikkerhet knyttet til valuta og råvarepriser
- Krevende terreng
- Tilgang på nødvendig utkobling av anlegg for å kunne utføre arbeidet

¹⁹ Vi har ikke estimert endrede årlige driftskostnader for konseptene. Erfaringsmessig utgjør disse så lite at de ikke har betydning for konseptvalget.

²⁰ Usikkerhetsspenning i investeringskostnaden inkluderer ikke disse trinnvise utbyggingsvariantene. Disse blir vurdert i neste fase av prosjektet. Dersom vi tar hensyn til mulighetene for trinnvis utbygging så vil minimumskostnaden for konsept A1 bli vesentlig lavere enn 1,8 mrd NOK.

Investeringskostnad (Mrd NOK 2013)	Konsept A1: Oppgradering av Sauda-Samnanger	Konsept B1: Ny Sauda- Samnanger i parallell	Konsept B2-I: Kystalternativ I	Konsept B2-II: Kystalternativ II
Usikkerhetsspenn investeringskostnad	(-1,8) – (-3,2)	(-1,8) – (-3,7)	(-4,4) – (-8,2)	(-5,5) – (-10,4)
Forventet investeringskostnad	-2,2	-2,4	-5,5	-7
Nåverdi forventet investeringskostnad	-1,6	-1,7	-3,4	-4,1
Nåverdi usikkerhetsspenn	(-1,3) – (-2,4)	(-1,3) – (-2,6)	(-2,7) – (5,1)	(-3,3) – (-6,2)

12.3 Sparte reinvesteringer

Alle konseptene bortsett fra parallell-alternativet (B1) gir sparte reinvesteringer sammenlignet med nullalternativet. Tabellen nedenfor viser verdien av sparte reinvesteringer gitt 80 års levetid for ledning. Dersom eksisterende ledninger har lengre levetid så vil dette redusere verdien av sparte reinvesteringer i konseptene.

Nåverdi sparte reinvesteringer (Mrd NOK 2013)	Konsept A1: Oppgradering av Sauda-Samnanger	Konsept B1: Ny Sauda- Samnanger i parallell	Konsept B2-I: Kystalternativ I	Konsept B2-II: Kystalternativ II
	120	0	50	240

12.4 Nytte av mindre begrensninger i nettet

Å redusere begrensningene i kraftnettet gir en samfunnsøkonomisk gevinst ved at det gir en bedre utnyttelse av kraftressursene. Nyten framstår som endring i konsumentoverskudd, produsentoverskudd, flaskehalsinntekter og overføringstap.

Prisendringen som oppstår av å redusere begrensningen i overføringskapasitet mellom Sauda og Samnanger fører til en netto gevinst for forbrukere og produsenter i Norge. Fordelingen mellom gruppene og regionene varierer. Produsentene tjener på endringen i områder hvor prisen øker, og det gjør også forbrukerne i områder som får lavere pris. Motsatt, så vil forbrukere i områder som får høyere pris og produsenter i områder som får lavere pris tape på endringen. Økt kapasitet mellom Sauda og Samnanger vil påvirke prisen i hele landet, men den største effekten vil bli på Vestlandet (i NO5²¹). Økt kapasitet øker også verdien av flaskehals på forbindelsene til utlandet, mens interne flaskehalsinntekter blir redusert. Oppgradering gir normalt mindre overføringstap for samme mengde overført effekt. Tapene reduseres ikke bare mellom Sauda og Samnanger, fordi den økte kapasiteten også vil avlaste andre parallelle forbindelser. Siden kapasiteten øker så vil det utveksles mer energi. Dette fører til at tapene øker i noen områder. Totalt sett vil likevel tapene reduseres med økt kapasitet.

²¹ Se kapittel 2.5 for en beskrivelse av prisområdene i Norge.

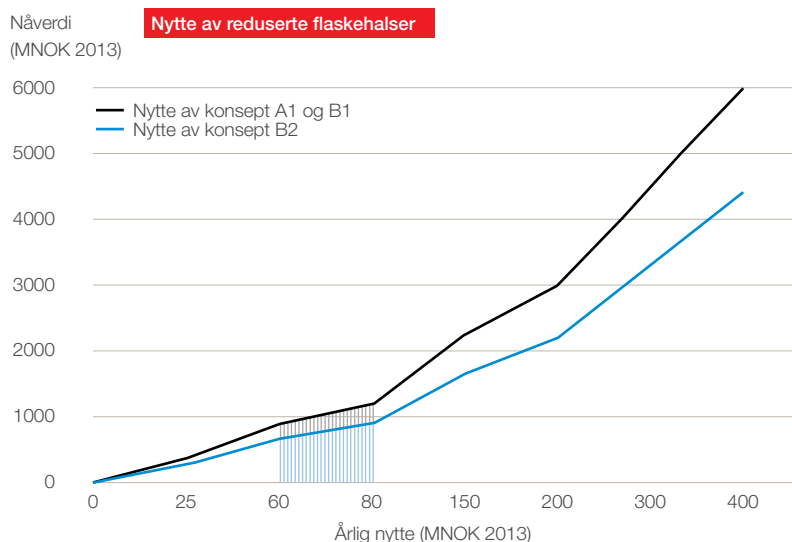
12.4.1 Kapasitetsøkning gir en betydelig nytteeffekt

Figur 16 illustrerer nåverdien av nytten av reduserte flaskehalsler, gitt ulike nivå på årlig nytte. Kystalternativet (B2) har lavere nytte enn oppgraderingsalternativet (A1) og parallell-alternativet (B1) på grunn av lengre gjennomføringstid og dermed en senere realisering av nytteeffektene.

Figuren illustrerer at det er betydelige nyttevirksomheter av å øke kapasiteten mellom Sauda og Samnanger. Forventet årlig nytte befinner seg i området 60-80 MNOK per år, noe som gir en nåverdi omkring 1 mrd NOK. Dette er illustrert av de skraverete feltene i figuren. Nytten varierer imidlertid mellom 0 – 400 MNOK per år avhengig av hvilke forutsetninger som legges til grunn. Dette er nærmere beskrevet i neste delkapittel. Selv om tallverdiene er usikre så viser analyseresultatene en trend som er høyst realistisk.

Figur 16

Analysene indikerer at årlig nytte av reduserte flaskehalsler ligger et sted mellom 0-400 MNOK per år. Kurvene i figuren viser nåverdi for nytten av reduserte flaskehalsler gitt ulike nivå på årlig nytte. Sort kurve viser nytte for oppgraderingsalternativet (A1) og parallell-alternativet (B1). Blå kurve viser nytten for de to variantene av kystalternativet (B2-I og B2-II). Den sorte kurven ligger høyere enn den blå fordi konsept A1 og B1 kan realisere nytteeffektene tidligere enn konsept B2. Gjennomsnittlig årlig nytte av reduserte flaskehalsler er forventet å ligge i området 60-80 MNOK per år. De skraverete feltene illustrerer nåverdien av forventet nytte for konseptene.



12.4.2 Stor usikkerhet i nytteestimatene

Det er stor usikkerhet i nytteanslaget for konseptene. Ulike sensitiviteter kan medføre at nytten blir høyere eller lavere enn 60-80 MNOK per år. Oppsiden er større enn nedside, men samtidig er det større sannsynlighet for at nytten havner i nedre intervall enn i øvre intervall.

Tabellen på neste side gir en oversikt over de ulike usikkerhetsdriverne bak nytten av å øke kapasiteten mellom Sauda og Samnanger, og vår vurdering av sannsynligheten for at disse inntreffer. Det er flere hendelser som kan trekke nytten ned enn opp, men disse gir en mindre konsekvens for forventet nytte. Dette kommer naturlig nok av at vi har plassert forventningsverdien i nedre intervall i usikkerhetsspennet.

Mye av usikkerheten knyttet til driverne som kan medføre en reduksjon i nytten vil bli avdekket tidlig i prosjektet, før investeringsbeslutning. Konseptene har dermed en opsjonsverdi i at det er mulig å gjennomføre endringer i prosjektet når vi får tilgang på ny informasjon knyttet til disse usikkerhetene. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 15.

De neste delkapitlene gir en beskrivelse av de ulike driverne bak usikkerheten i nytten.

Usikkerhetsdrivere	Konsekvens for forventet nytte	Sannsynlighet
Mer enn 3 TWh ny produksjon på Vestlandet	++++	Middels
Mindre enn 3 TWh ny produksjon på Vestlandet	-	Liten
Mer enn 450 MW økt forbruk i SKL	++	Middels
Mindre enn 450 MW økt forbruk i SKL	-	Liten/Middels
Nord-Link og/eller NSN blir ikke bygget	--	Liten
Ny mellomlandsforbindelse fra Samnanger eller Sima	-	Middels
Ny flytbasert markedsdesign	--	Middels/Stor

Nytten av økt kapasitet mellom Sauda og Samnanger blir større jo mer ny produksjon som bygges ut.

Mer ny produksjon på Vestlandet gir størst økning i nytten

Mye ny produksjon på Vestlandet er den endringen som gir størst økning i nytten. Prisdifferensene blir veldig store med store mengder ny fornybar produksjon, og det gjør nytten av å bygge bort flaskehalsen stor. Det er nok urealistisk at det vil bli bygget så mye fornybar kraft i området uten at kapasiteten blir økt, så direkte sammenligning er ikke nødvendigvis helt riktig. Vi ser likevel en stor oppside for nytten dersom det bygges ut mye fornybar kraft i denne regionen. Dersom det kommer mindre enn 3 TWh ny produksjon på Vestlandet så vil det trekke nytten litt ned, men denne virkningen er mye mindre enn effekten av økt kraftutbygging.

Selv om vi får en høy nytte ved utbygging av store mengder ny produksjon, så vil sannsynligheten for at dette inntreffer være lavere jo mer produksjon vi legger til grunn. Det er naturlig nok mer sannsynlig at det kommer 3 TWh enn 6 TWh ny produksjon, og mer sannsynlig at det kommer 6 TWh enn 9 TWh ny produksjon.

Mer forbruk i SKL-området trekker nytten opp

I nytteestimatet har vi lagt til grunn 450 MW nytt forbruk i SKL-området. En større økning i forbruket vil trekke den samfunnsøkonomiske nytten av forbindelsen opp. Mindre forbruk trekker nytten ned, men på samme måte som for ny produksjon så er reduksjonen i nytten av redusert forbruk mindre enn økningen i nytten av økt forbruk. Som nevnt i kapittel 5 så er det stor usikkerhet knyttet til utviklingen i forbruket i SKL-området, men det foreligger planer om betydelig forbruksøkning både knyttet til petroleumsindustrien og kraftintensiv industri. Det er stor sannsynlighet for at noen av planene blir realisert. Og det er naturlig nok større sannsynlighet for at det blir realisert 450 MW nytt forbruk enn 900 MW nytt forbruk.

Mellomlandsforbindelsene er viktige for nytten av oppgraderingen

Mellomlandsforbindelsene er en viktig forutsetning for nytten. Uten disse så er behovet for oppgraderingen mye mindre, og det reduserer naturlig nok nytten av å øke kapasiteten.

Det er størst nedside i nytten når det gjelder usikkerheten rundt forutsetningen om antall mellomlandsforbindelser. Statnett har søkt om konsesjon på to nye mellomlandsforbindelser. Dersom den ene eller begge disse forbindelsene ikke blir byg-

get så reduseres nytten av å øke kapasiteten betydelig. Nyttan blir også redusert dersom det kommer en mellomlandsforbindelse fra BKK-området. Det er imidlertid vesentlig større usikkerhet knyttet til denne forbindelsen enn for Tyskland- og Englandskabelen som Statnett har konsesjonssøkt.

Mellomlandsforbindelsene kan også indirekte påvirke nytten ved at de kan få en betydning for hvor mye ny fornybar produksjon som bygges. Dersom færre kabler fører til en mindre utbygging av ny fornybar produksjon på Vestlandet så vil dette gi en enda lavere nytte av økt kapasitet mellom Sauda og Samnanger.

En annen viktig sammenheng er at dersom det ikke kommer flere mellomlandsforbindelser vil økt produksjon på Vestlandet i mindre grad gi større nord-sør flyt. Da vil mer av kraften i stedet gå østover gjennom Hallingdalen. Dette vil redusere nytten av å øke kapasiteten mellom Sauda og Samnanger.

Flytbasert markedskobling

Flytbasert markedskobling (FBMK) gjør det mulig å utnytte eksisterende ledningskapasitet bedre (ref. kapittel 3.5.1). Dermed vil en omlegging til slik flytbasert markedskobling redusere nytten av en kapasitetsøkning. Det vil fortsatt være overføringsbegrensninger mellom Vestlandet og resten av Sør-Norge i sommerhalvåret med dagens overføringskapasitet, men begrensningen vil reduseres sammenlignet med dagens markedsløsning. Dette gjør at nytten av å øke kapasiteten mellom Sauda og Samnanger vil bli redusert ved innføring av FBMK. Det er sannsynlig at denne markedskoblingen blir innført, men det er betydelig usikkerhet knyttet til utforming og tidspunkt for implementering.

13. Ikke prissatte virkninger

Det er ikke alle samfunnsøkonomiske virkninger som lar seg prissette på en tilfredsstillende måte. Disse virkningene kan likevel være av stor betydning for den samfunnsøkonomiske vurderingen. Konsekvensskalaen nedenfor er brukt for å vurdere verdien av de ulike ikke prissatte virkningene som blir behandlet i de neste kapitlene.

Svært stor negativ konsekvens	Stor negativ konsekvens	Middels negativ konsekvens	Liten negativ konsekvens	Ingen/ ubetydelig konsekvens	Liten positiv konsekvens	Middels positiv konsekvens	Stor positiv konsekvens	Svært stor positiv konsekvens
----	---	--	-	0	+	++	+++	++++

13.1 Ny kraftproduksjon

Ordningen med elsertifikater for ny fornybar kraft skal sikre 26,4 TWh ny produksjon i Norge og Sverige frem mot 2020. Prisen på sertifikatene og dermed støtten til utbyggerne har sammenheng med kraftprisen og utbyggingskostnadene for nye kraftverk. Siden det er forbrukerne som finansierer denne utbyggingen så kan det være svært lønnsomt for forbrukere/samfunnet at den rimeligste fornybare kraften bygges ut først.

Med utbygging av ca 3 TWh ny småkraft på Vestlandet så vil nullalternativet medføre periodevis svært lave kraftpriser i NO5 (ref. 3.3). Det vil bli et økende antall

Potensiell kostnad ved at samfunnsøkonomisk lønnsom produksjon ikke bygges ut

Om vi antar at relativt billig vannkraft må erstattes med dyrere kraftproduksjon andre steder i Norge innenfor et norsk-svensk sertifikatmarked, så vil det samfunnsøkonomiske tapet være lik kostnadsforskjellen mellom disse prosjektene.

Dersom 1 TWh vannkraft må erstattes med dyrere vindkraft, så kan dette utgjøre et samfunnsøkonomisk tap i størrelsesorden 2 mrd NOK²².

Usikkert hvor mye endringene i kraftprisen i NO5 vil påvirke investeringsviljen til produsentene i området.

timer der prisen er null jo mer produksjon som blir etablert på Vestlandet. Her er det to hovedeffekter for produsentene. Det ene er at dagens produsenter får lavere pris på kraften sin. Dette er inkludert i verdien av endret produsentoverskudd i beregningen av reduserte flaskehals i kapittel 12.4. Den andre effekten er dersom deler av den nye småkraften som vi har lagt til grunn i vårt basisscenario ikke blir bygget ut.

Vi vet imidlertid ikke hvordan kraftprisen i NO5 vil påvirke investeringsviljen til produsentene i området. Prisforskjellen kan føre til at produsentene forventer at de fremtidige kraftinntektene blir så lave at det ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomt å bygge ut. Avhengig av hvor store volum som blir berørt, så vil dette ha store kostnader for samfunnet innenfor rammene av sertifikatmarkedet (se faktaboks). Med økt kapasitet mellom Sauda og Samnanger utjevnes prisen mellom NO5 og resten av Sør-Norge. Da reduseres hinderet for utbygging, og øker sannsynligheten for at den rimelige kraften i området blir bygget ut.

Vi mener det er sannsynlig at begrensningen i overføringskapasiteten mellom Sauda og Samnanger i nullalternativet, og de periodevis lave prisene dette vil medføre, vil påvirke utbyggingen av ny produksjon på Vestlandet. Hvor stor betydning begrensningen vil ha er vanskelig å anslå. Vi har derfor valgt å ikke tillegge konseptene noen prissatt effekt for tilrettelegging av ny fornybar kraft, selv om vi tror denne effekten er vesentlig.

Når det gjelder forskjellen mellom konseptene, så vil gjennomføringstiden for konseptene trolig påvirke hvor stor effekt kapasitetsøkningen har for utbyggingen av ny produksjon. Kraftverkene må være i drift innen utgangen av 2020 for å ha rett til å motta sertifikater. Kystalternativet (B2) har lengre gjennomføringstid enn de to andre konseptene (A1 og B1). I kystalternativet så vil småkraftprodusentene måtte forvente periodevis svært lave kraftpriser i de første driftsårene frem til nettforsterkningene er ferdigstilt. Dette kan redusere påvirkningen på investeringsviljen til produsentene i området. Vi mener likevel at kystalternativet har en positiv effekt sammenlignet med nullalternativet, men at effekten er lavere enn for de to andre konseptene.

Tabellen på neste side viser hvordan vi har verdsett ny fornybar produksjon i de ulike konseptene.

²² Forutsatt en gjennomsnittlig utbyggingskostnad på 4,5 kr/kWh ekskl. driftskostnader for vannkraft og kraftpris+sertifikatpris lik 65 øre/kWh.

Verdi av ny fornybar produksjon	Konsept A1: Oppgradering av Sauda-Samnanger	Konsept B1: Ny Sauda- Samnanger i parallell	Konsept B2-I: Kystalternativ I	Konsept B2-II: Kystalternativ II
	++	++	+	+

13.2 Miljøvirkninger

Konseptene vil gi ulik på virkning på miljøet. Generelt vil en oppgradering av eksisterende ledning ikke medføre noen store endringer sammenlignet med nullalternativet. Oppgraderingsalternativet (A1) har derfor lavest miljøkonsekvens.

De andre konseptene innebærer bygging av nye ledninger. I parallell-alternativet (B1) legger vi til grunn at den nye ledningen vil gå parallelt med eksisterende ledning hele veien. Dette gjør at vi samler inngrepene, og at vi ikke får noen ny ledning i uberørt område. Ledningen vil imidlertid berøre viktige kulturminner i området rundt Baroniet i Rosendal, og to ledninger gjennom dette området vil trolig ha svært stor betydning. Samlet sett så har vi vurdert at konseptet medfører en stor negativ konsekvens på miljøet (---).

I kystalternativet (B2) må vi bygge en ny ledning i et område hvor det ikke går noen ledning i dag (mellom Fana og Stord). Dette vil medføre betydelige miljøinngrep. De resterende delstrekningene vil imidlertid innebære oppgradering av eksisterende ledninger, noe som medfører begrensede miljøkonsekvenser. Samlet sett så har vi vurdert at konsekvensen på miljøet blir omtrent den samme som for parallell-alternativet (---).

Miljøvirkninger	Konsept A1: Oppgradering av Sauda-Samnanger	Konsept B1: Ny Sauda- Samnanger i parallell	Konsept B2-I: Kystalternativ I	Konsept B2-II: Kystalternativ II
	-	---	---	---

13.3 HMS-risiko

Statnett har et mål om null skader på personer, miljø og materiell. Alle arbeidsoperasjoner medfører risiko for uhell og skader. Det er derfor viktig å kartlegge risikoen tidlig for å kunne ta hensyn til disse i valgene som tas, samt å kunne iverksette tiltak for å redusere sannsynligheten for at uhellene skal inntreffe.

Det er ikke store forskjeller i HMS-risikoen for de ulike konseptene. Alle konseptene innebærer i stor grad mye av de samme arbeidsoperasjonene. Imidlertid så vil kystalternativet ha et større omfang og flere arbeidsoperasjoner enn de to andre konseptene, og dermed medføre en litt høyere risiko.

HMS-risiko	Konsept A1: Oppgradering av Sauda-Samnanger	Konsept B1: Ny Sauda- Samnanger i parallell	Konsept B2-I: Kystalternativ I	Konsept B2-II: Kystalternativ II
	-	-	--	--

13.4 Utkoblinger i byggetiden

Alle konseptene krever utkoblinger av overføringsanlegg i byggetiden. Dette har en kostnad for samfunnet. Enten i form av spesialreguleringskostnader eller prisendring i byggeperioden. Diskonteringseffekten (en krone i dag er mer verdt enn en krone i fremtiden) medfører at nåverdien av forventet utkoblingskostnad i konseptene er høyere enn nåverdien av forventet utkoblingskostnad i nullalternativet, selv om vi forventer høyere flyt på ledningen lengre frem i tid.

Parallell-alternativet (B1) vil i teorien kreve minst utkobling, siden vi her forutsetter vi at vi bygger en ny ledning ved siden av eksisterende ledning. I praksis så er traseen så trang at vi trolig vil måtte koble ut eksisterende ledning på deler av strekningen for å komme frem med den nye ledningen. Oppgraderingsalternativet (A1) og Kystalternativet (B2) innebærer oppgradering av eksisterende ledninger, og her forventer vi at hele eller deler av de nye ledningene må bygges i eksisterende trase. På bakgrunn av vurderinger knyttet til traselengde og terreng så forventer vi at kystalternativet krever lengst utkoblingstid.

Vurderingene av utkoblingskostnaden for de ulike konseptene er vist i tabellen nedenfor.

Kostnad for utkobling i byggeperioden	Konsept A1: Oppgradering av Sauda-Samnanger	Konsept B1: Ny Sauda- Samnanger i parallell	Konsept B2-I: Kystalternativ I	Konsept B2-II: Kystalternativ II
	-	0/-	--	--

13.5 Verdien av å ha en svak ledning i parallell med en sterk ledning

Både konsept B1, B2 og B3 innebærer at vi i praksis får en ny sterk ledning som går parallelt nord-sør med den eksisterende ledningen mellom Sauda og Samnanger. Den eksisterende ledningen er imidlertid mye svakere enn den nye. Dersom den sterke ledningen kobler ut på grunn av en feil, vil det aller meste av kraften som gikk på de to ledningene overføres på den gjenværende, svake ledningen. For at dette skal fungere må flyten i utgangspunktet være begrenset til kapasiteten på den svake ledningen. Dette betyr igjen at overføringskapasiteten mellom Samnanger og Sauda i disse konseptene blir omtrent som for dagens nett. Alternativt kan det tas i bruk systemvern som gjør at også den svake ledningen kobles ut ved feil på den sterke. Da blir den termiske kapasiteten omtrent den samme som med én oppgradert ledning (konsept A). I nytteberegningen i 12.4 har vi forutsatt at dette blir gjort.

To ledninger i parallell vil kunne avhjelpe det såkalte stabilitetssnittet i Hallingdalen. Det vil i ekstreme driftssituasjoner med lav magasinfylling på Sørlandet, høyt forbruk på Østlandet og høy produksjon på Nord-Vestlandet kunne oppstå stabilitetsproblemer dersom en ledning sør for Samnanger faller ut, slik at dette begrenser flyten på Sauda-Samnanger til under den termiske kapasiteten på ledningen. Dersom vi har to ledninger i parallell så vil det hjelpe i en slik situasjon. Ved bruk av systemvern som beskrevet i avsnittet foran vil imidlertid virkningen på stabilitetssnittet falle bort. Konsept B2 har derfor ingen ekstraverdi knyttet til stabilitetssnittet sammenlignet med nullalternativet og konsept A1.

To ledninger i parallell vil imidlertid gi noen fordeler ved at vi vil ha en reserve som er tilgjengelig ved revisjoner og langvarige feil. Vi vurderer at denne verdien er marginal.

Verdi av å ha en svak ledning i parallell med en sterk ledning

	Konsept A1: Oppgradering av Sauda-Samnanger	Konsept B1: Ny Sauda- Samnanger i parallell	Konsept B2-I: Kystalternativ I	Konsept B2-II: Kystalternativ II
	0	0/+	0/+	0/+

14. Realopsjoner – verdien av fleksibilitet

En realopsjon er en mulighet – men ingen forpliktelse – til å gjennomføre endringer. Verdien av denne kan være stor. Dette gjelder spesielt dersom det er usikkerhet knyttet til behovet og nytten av tiltaket og investeringskostnadene er store og irreversible.

14.1 Muligheten til trinnvis gjennomføring av konseptet

I kostnadsestimatene til konseptene så har vi lagt til grunn at vi bygger nye triplex-ledninger som driftes på 420 kV spenning. I praksis så er det flere alternative måter å øke overføringskapasiteten på innenfor hvert konsept. For eksempel kan det på enkelte strekninger være mulig å forsterke eksisterende ledninger i stedet for å bygge nytt. Det kan også være et alternativ å bygge nye ledninger, men fortsette å drifte disse på 300 kV spenning. Det finnes derfor varianter innenfor hvert konsept som kan øke overføringskapasiteten sammenlignet med i dag til en lavere investeringskostnad. I tillegg kan det være mulig med en mer trinnvis gjennomføringsstrategi, hvor vi øker kapasiteten på de mest begrensede delstrekningene først. Med en slik trinnvis tilnærming kan vi øke overføringskapasiteten gradvis etter hvert som behovet melder seg, noe som kan bidra til å bedre lønnsomheten i prosjektet.

I kapittel 15.4 har vi beskrevet nærmere hvordan vi ønsker å gjennomføre det valgte konseptet, og hvordan dette påvirker forventet investeringskostnad for prosjektet.

Opsjonen med trinnvis gjennomføring har en større verdi i oppgraderingsalternativet (A1) og parallell-alternativet (B1) enn kystalternativet (B2). Dette kommer av at vi i kystalternativet uansett må bygge en ny ledning mellom Fana og Stord, og dette er en kostbar strekning som trolig vil bli krevende å realisere. Samtidig er verdien lavere i parallell-alternativet (B1) enn i oppgraderingsalternativet (A1). Det er blant annet fordi vi uansett må bygge ny ledning i B1, mens vi i A1 har flere muligheter når det gjelder å utnytte eksisterende ledning.

Verdi av mulighet til å gjennomføre trinnvise investeringer (vil redusere nåverdien av investeringskostnadene)

	Konsept A1: Oppgradering av Sauda-Samnanger	Konsept B1: Ny Sauda- Samnanger i parallell	Konsept B2-I: Kystalternativ I	Konsept B2-II: Kystalternativ II
	+++	++	+	+

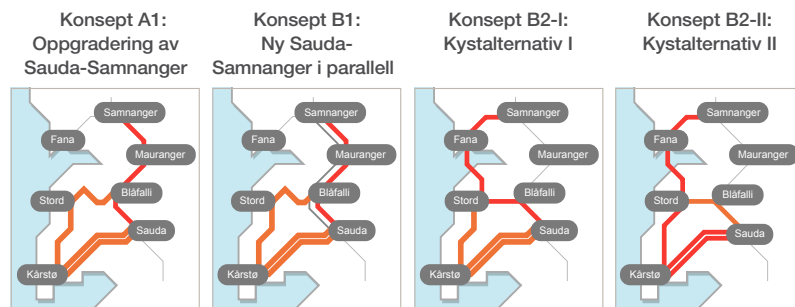
14.2 Mulighet for trinnvis nettutvikling i SKL-ringen

En viktig usikkerhetsfaktor knyttet til behovet for oppfølgingsinvesteringer er forbruksutviklingen i SKL-ringen. Ved en stor økning i forbruket i SKL-området så vil det være behov for betydelig kapasitetsøkning i dette området. Vi har sett på hvordan et behov for tiltak i SKL-ringen kan påvirke konseptvalget i denne utredningen (ref. kapittel 10.1). Alle konseptene har en positiv verdi knyttet til fleksibilitet i nettutviklingen i SKL-ringen sammenlignet med nullalternativet.

Vi vet imidlertid ikke eksakt hvilke tiltak det er behov for i SKL-ringen. Dette vil bli vurdert i en senere konseptvalgutredning. Per i dag er det derfor stor usikkerhet knyttet til behov og omfang på nødvendige tiltak. Oppgraderingsalternativet (A1) og parallell-alternativet (B1) gir størst fleksibilitet i SKL-ringen fordi de gir muligheter for en trinnvis utvikling av nettet i SKL-ringen som kan tilpasses utviklingen i behovet. Vi har derfor gitt disse konseptene størst verdi.

Verdsettelsen av fleksibiliteten er basert på en vurdering av investeringskostnaden og tidspunktet for oppgradering av SKL-ringen. Beregningene viser at oppgraderingsalternativet (A1) er mest gunstig, uavhengig av når tiltakene i SKL-ringen blir realisert. Jo senere det blir behov for å oppgradere SKL-ringen, jo bedre blir oppgraderingsalternativet sammenlignet med kystalternativet (B2).

Mulighet for trinnvis nettutvikling i SKL-ringen



++

++

+

+

Figur 17

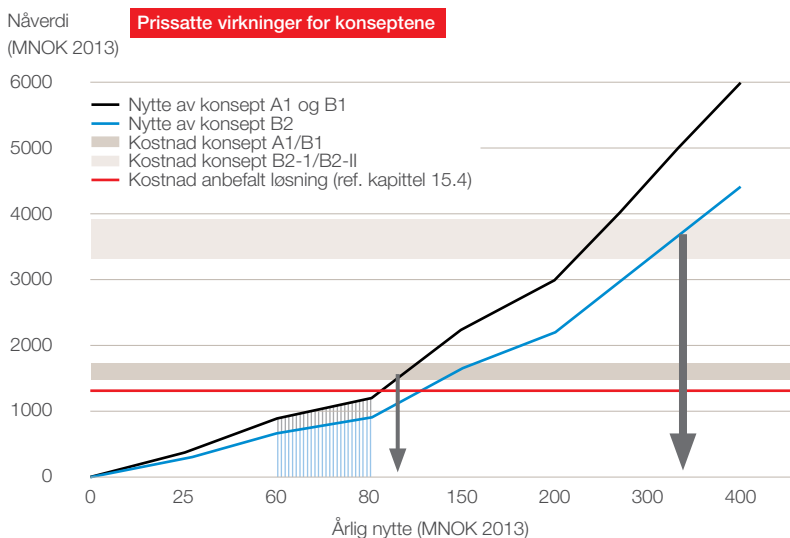
Illustrerer nåverdien av nytten av reduserte flaskehalsar og nåverdien av kostnader (investeringskostnader + reinvesteringer) for konseptene (MNOK 2013). Blå og sort kurve er de samme kurvene som i figur 16. De vannrette grå linjene illustrerer nåverdien av kostnadene til konseptene. Den røde vannrette linjen viser nåverdien av kostnaden til løsningen vi anbefaler å gjennomføre (ref. kapittel 15.4)

15. Konklusjoner

15.1 Konsept A1 er den samfunnsøkonomisk beste løsningen

Basert på en totalvurdering av prissatte og ikke prissatte virkninger så mener vi at konsept A1 og B1 er samfunnsøkonomisk lønnsomme, og at oppgraderingsalternativet (A1) er å foretrekke fremfor B1. Kystalternativet (B2-I og B2-II) fremstår ikke som samfunnsøkonomisk lønnsom med våre forutsetninger. Kystalternativet kan imidlertid være et aktuelt neste trinn i utviklingen av nettet i regionen.

Det er betydelige gevinster å hente i å øke kapasiteten mellom Sauda og Samnanger. De viktigste nytteeffektene er reduserte flaskehalsar og tilrettelegging for ny fornybar produksjon.



Figur 17 illustrerer prissatt kostnad og nytte for alle konseptene sammenlignet med nullalternativet. Den sorte kurven illustrerer nytten av reduserte kapasitetsbegrensninger for oppgraderingsalternativet (A1) og parallell-alternativet (B1). Den blå kurven viser nytten for kystalternativet (B2-I og B2-II). Denne er lavere enn den sorte kurven fordi kystalternativet har lengre gjennomføringstid og derfor vil det ta flere år før nytten kan realiseres.

Forventet årlig nytte ligger i området 60-80 MNOK. De skraverte feltene i figuren illustrerer nåverdien av forventet nytte for de ulike konseptene. Pilene illustrerer hvilken årlig nytte som er nødvendig for at konseptene skal være samfunnsøkonomisk lønnsomme. Pilen til venstre illustrerer at forventet prissatt nytte for oppgraderingsalternativet (A1) og parallell-alternativet (B1) ligger rett under det nivået som er nødvendig for å dekke investeringskostnaden. Denne differansen må da dekkes av ikke prissatte virkninger for at tiltaket skal være samfunnsøkonomisk lønnsomt. Differansen mellom skravert belte og pilen til høyre illustrerer hvor stor den årlige verdien av ikke prissatte virkninger må være for at kystalternativet skal være samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Vi anbefaler en trinnvis utbygging av oppgraderingsalternativet (konsept A1).

I kapittel 15.4 beskriver vi at vi anbefaler en trinnvis utbygging av konsept A1. Dette reduserer nåverdien av investeringskostnaden til konseptet og er illustrert ved den røde vannrette linjen i figur 17.

Den viktigste ikke prissatte nytten er verdien av tilrettelegging for ny fornybar produksjon. Som vi beskrev i kapittel 13.1 så kan nytten av denne effekten være betydelig. Dersom begrensningene i nullalternativet fortrenger utbygging av småkraft på Vestlandet så er dette et samfunnsøkonomisk tap. Dersom økt kapasitet mellom Sauda og Samnanger medfører at 0,2-0,5 TWh ny fornybar produksjon som ikke ville blitt realisert i nullalternativet blir bygget ut, så har dette en så stor verdi at oppgraderingsalternativet (A1) og parallell-alternativet (B1) er samfunnsøkonomisk lønnsom. På bakgrunn av vurderingene rundt antall timer der prisen er null i NO5 i nullalternativet, mener vi det er rimelig å anta at denne verdien er tilstede. I tillegg vil den anbefalte løsningen som er beskrevet i kapittel 15.4 redusere nåverdien av investeringskostnaden til konsept A1, noe som øker lønnsomheten til prosjektet.

Oppgraderingsalternativet (A1) har i tillegg en vesentlig opsjonsverdi knyttet til muligheten for trinnvis gjennomføring. Ved å optimalisere gjennomføringen, kan den samfunnsøkonomiske lønnsomheten økes ytterligere.

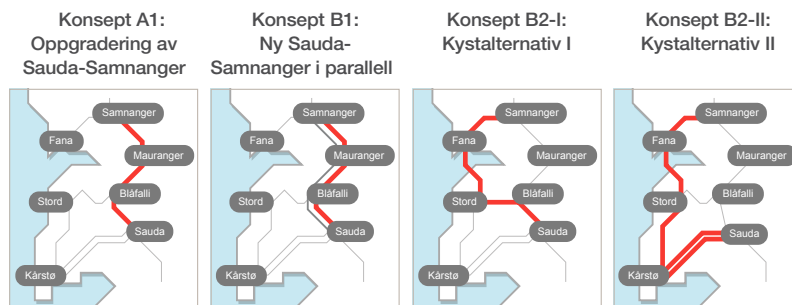
Parallell-alternativet (B1) har en litt lavere opsjonsverdi og en litt høyere investeringskostnad enn oppgraderingsalternativet. I tillegg så medfører konsept B1 større miljøinngrep enn konsept A1. Dette gjør at oppgraderingsalternativet (A1) er å foretrekke fremfor parallell-alternativet (B1).

Vi mener at de ikke prissatte virkningene for kystalternativet (B2) ikke veier opp for den negative prissatte lønnsomheten. På grunn av lang gjennomføringstid så har dette konseptet mindre betydning for realisering av ny fornybar produksjon. I tillegg har dette konseptet også lavere opsjonsverdi, høyere utkoblingskostnad og større miljøinngrep. Kystalternativet kan imidlertid være aktuelt på et senere tidspunkt, dersom det blir behov for å øke overføringskapasiteten nord-sør på Vestlandet ytterligere.

Tabellen på neste side viser nåverdien av de samfunnsøkonomiske virkningene for alle konseptene sammenlignet med nullalternativet.

Oppsummeringstabell for
samfunnsøkonomisk analyse

(Nåverdi Mrd NOK 2013)



Prissatte virkninger:

Investeringskostnad	-1,6	-1,7	-3,4	-4,1
Sparte reinvesteringer	0,1	0	0,05	0,2
Reduserte flaskehalskostnader	0,9	0,9	0,7	0,6
Netto nåverdi:	-0,6	-0,8	-2,65	-3,3

Ikke prissatte virkninger:

Tilrettelegging for ny fornybar produksjon	++	++	+	+
Miljøvirkninger	-	---	---	---
HMS-risiko	-	-	--	--
Utkoblinger i byggetiden	-	0/-	--	--
Verdi av en svak ledning i parallell med en sterk ledning	0	0/+	0/+	0/+

Realopsjoner:

Mulighet for trinnsvis gjennomføring (vil redusere nåverdien av investeringskostnadene)	+++	++	+	+
Mulighet for trinnsvis nettutvikling i SKL-ringen	++	++	+	+

Viktige usikkerheter:

Usikkerhetsspenn investeringskostnader	(-1,3) – (-2,4)	(-1,3) – (-2,6)	(-2,7) – (-5,1)	(-3,3) – (-6,2)
Usikkerhetsspenn reduserte flaskehalskostnader	(0 – 6)	(0 – 5,8)	(0 – 5)	(0 – 4,4)

Rangering av konsepter	1	2	3	4
------------------------	---	---	---	---

15.2 Mye av nedsiderisikoen blir avdekket før investeringsbeslutning

De viktigste usikkerhetsfaktorene i den samfunnsøkonomiske analysen er investeringskostnader og nytten av reduserte kapasitetsbegrensninger i nettet (flaskehals). Usikkerheten i investeringskostnader vil reduseres etter hvert som tiltakene modnes i de påfølgende fasene av prosjektet og frem til investeringsbeslutning. Dette er en naturlig del av prosjektutviklingen.

Når det gjelder usikkerheten i nytteestimatet av reduserte samfunnsøkonomiske kostnader knyttet til kapasitetsbegrensninger, er det spesielt to milepæler som har stor betydning. Den første og kanskje viktigste er vedtaket på konsesjonssøknadene for de to nye mellomlandsforbindelsene til Tyskland og England. Dersom Statnett får konsesjon til å bygge begge disse forbindelsene så er nedsiderisikoen til nytteestimatet vesentlig redusert. Dersom Statnett får avslag på konsesjonssøknaden for en eller begge forbindelsene, eller dersom tidspunktet for bygging blir endret, så er det muligheter for å stoppe, utsette eller endre omfanget på tiltakene mellom Sauda og Samnanger. Dette i kombinasjon med mulighetene for en

trinnvis gjennomføring gjør at risikoen for å gjennomføre en samfunnsøkonomisk ulønnsom investering er liten.

En annen viktig milepæl er innføring av flytbasert markedskobling. Per i dag så har vi begrenset informasjon om hvorvidt den blir innført, eventuelt når den blir innført og hvordan den i praksis vil bli utformet. Dette har betydning for behovet for overføringskapasitet mellom Sauda og Samnanger, og dermed også for nytten av en kapasitetsøkning. Arbeidet med flytbasert markedskobling pågår, og informasjonen fra dette arbeidet vil bli viktig i de neste fasene av prosjektet. Også i dette tilfellet så vil mulighetene for å tilpasse omfanget i prosjektet og mulighetene for en trinnvis gjennomføring gjøre at risikoen for en samfunnsøkonomisk ulønnsom investering er liten.

På grunn av mulighetene for å tilpasse omfang og gjennomføring så fremstår konseptvalget som robust.

15.3 Konseptvalget er robust

Vi anbefaler at det arbeides videre med oppgraderingsalternativet (A1) som er det samfunnsøkonomisk mest lønnsomme konseptet. På grunn av mulighetene for å stoppe prosjektet, samt mulighetene for å tilpasse omfang og gjennomføring, så fremstår konseptvalget som robust.

Konseptet er også robust med tanke på behov for økt kapasitet i SKL-ringen. Som vi viste i kapittel 14.2 er oppgraderingsalternativet (A1) det konseptet som gir størst handlingsrom for tilpasning til forbruksendring i dette området.

Kystalternativet (B2-II) legger imidlertid til rette for noe forbruksøkning i SKL uten å måtte gjøre store tilleggsinvesteringer. I beregningen av reduserte flaskehalsinntekter så har vi lagt til grunn samme nyttestrøm for alle konseptene i hele analyseperioden. Det er mulig vi på denne måten undervurderer nytten av konsept B2, fordi vi på et eller annet tidspunkt kan realisere en litt høyere nytte på grunn av økt forbruk. Gitt at vi får en forbruksøkning så vil nytteverdien som konsept B2-II kan realisere avhenge av hvor stor forbruksendring det er snakk om og på hvilket tidspunkt dette skjer.

Vi vil uansett ha anledning til å realisere denne nytten i oppgraderingsalternativet (A1) ved å gjennomføre noen tilleggsinvesteringer. Det kan også være mulig å realisere nytten tidligere i oppgraderingsalternativet enn i kystalternativet på grunn av den mye kortere gjennomføringstiden.

Vi mener derfor at oppgraderingsalternativet (A1) er robust både for endringer i behovet, og i forhold til de andre konseptene.

15.4 Vi anbefaler en trinnvis oppgradering av ledningen til 420 kV drift

I alternativanalysen har vi lagt til grunn at vi bygger en ny 420 kV triplex-ledning på hele strekningen. Dette er målnettets som vi ønsker å oppnå på lang sikt. Behovsanalysen viser at vi foreløpig kan klare oss med en lavere overføringskapasitet enn det vi oppnår med 420 kV triplex på hele strekningen. Vi anbefaler derfor en trinnvis oppgradering av ledningen frem mot dette målnettets.

Utviklingen i behovet, samt den tekniske tilstanden på eksisterende anlegg vil avgjøre på hvilket tidspunkt hele målnettets er realisert. Vi vil senest ha målnettets på plass når eksisterende anlegg må reinvesteres på grunn av alder, men behovsutviklingen kan medføre at det må realiseres på et tidligere tidspunkt.

Ledningen mellom Sauda og Samnanger består av tre delstrekninger. Den nordlige og sørlige delstrekningen (Samnanger-Mauranger og Blåfalli-Sauda) består av en simplex-ledning, mens det går en duplex-ledning mellom Mauranger og Blåfalli. Duplex-ledningen i midten har større overføringskapasitet enn simplex-ledningene i nord og sør.

Analysene viser at det er tilstrekkelig og mest rasjonelt å oppgradere simplex-ledningene Samnanger-Mauranger og Blåfalli-Sauda, og klargjøre disse for 420 kV drift. Duplex-ledningen mellom Blåfalli og Mauranger kan enkelt klargjøres til 420 kV drift ved å henge på flere isolatorskåler, noe som gjør at tiltakene på denne ledningen blir marginale.

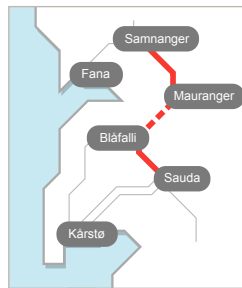
For å kunne øke spenningen og drifte ledningen på 420 kV så må vi etablere nye 420 kV stasjonsanlegg i Mauranger og Blåfalli, i tillegg til å utvide stasjonene i Sauda og Samnanger. Det vil også være behov for en ny autotrafo i Samnanger eller Evanger. Dette blir håndtert av BKK Nett og valg av plassering vil gjøres på bakgrunn av en samfunnsøkonomisk vurdering. Ledningen vil driftes på 300 kV frem til disse stasjonsanleggene er på plass.

Tabellen på neste side viser den samfunnsøkonomiske analysen av den valgte løsningen sammenlignet med det overordnede konseptet. Vi oppnår den samme nytteeffekten til en lavere kostnad ved at vi får en mer optimal tilpasning av tiltaket til behovsutviklingen.

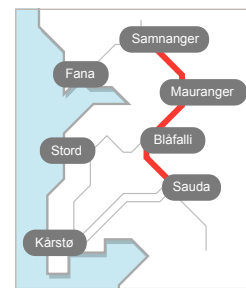
Oppsummeringstabell for
samfunnsøkonomisk analyse

(Nåverdier Mrd NOK 2013)

Anbefalt
løsning (A1)



Overordnet
konsept (A1)



Prissatte virkninger:

Investeringskostnad	-1,3	-1,6
Sparte reinvesteringer	0,1	0,1
Reduserte flaskehalskostnader	0,9	0,9
Netto nåverdi:	-0,3	-0,6

Ikke prissatte virkninger:

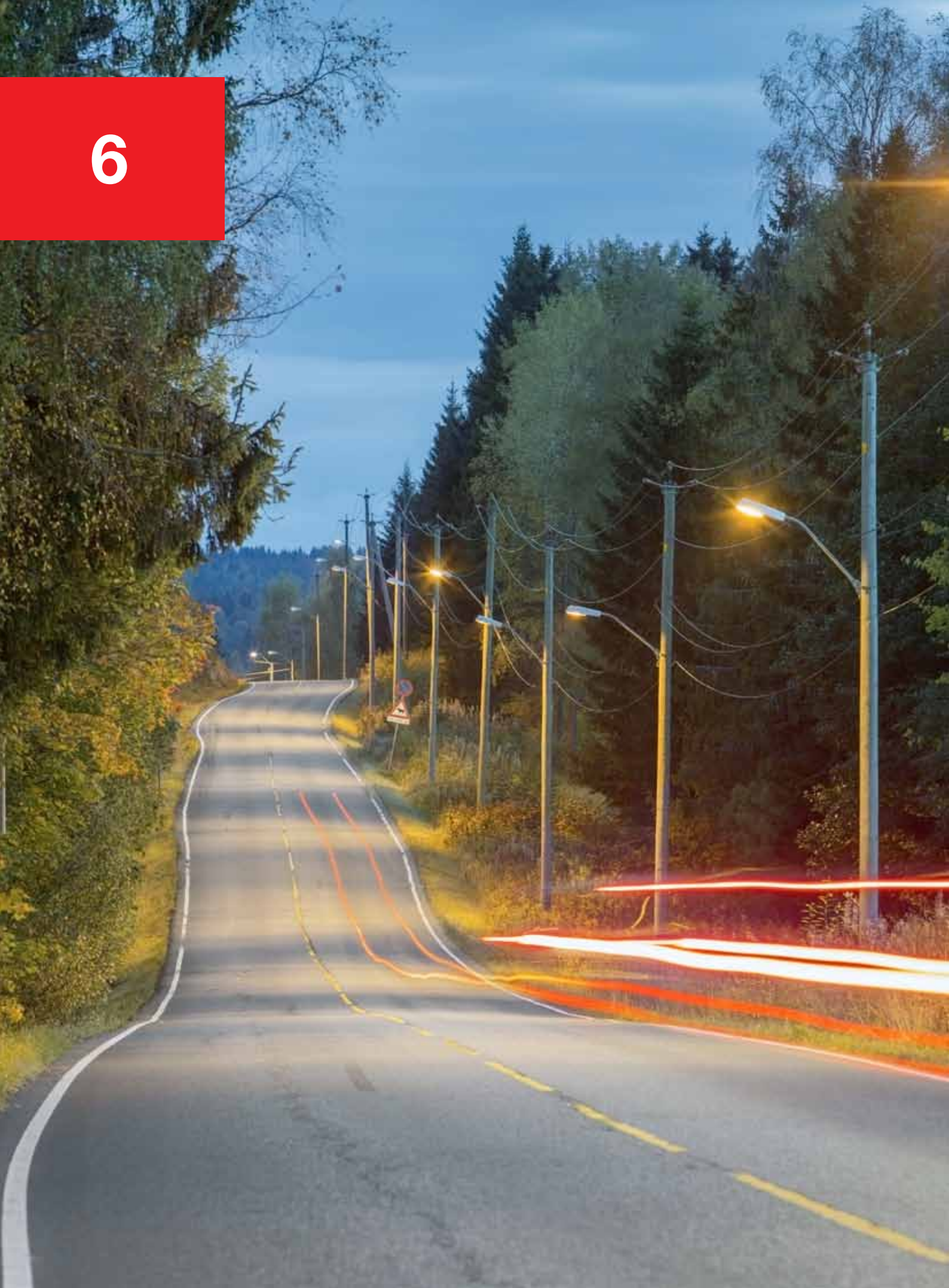
Tilrettelegging for ny fornybar produksjon	++	++
Miljøvirkninger	-	-
HMS-risiko	-	-
Utkoblinger i byggetiden	-	-
Verdi av en svak ledning i parallell med en sterk ledning	0	0

Realopsjoner:

Mulighet for trinnvis gjennomføring (vil redusere nåverdien av investeringskostnadene)	++	+++
Mulighet for trinnvis nettutvikling i SKL-ringen	++	++

Viktige usikkerheter:

Usikkerhetsspenn investeringskostnader	(-1) – (-1,9)	(-1,3) – (-2,4)
Usikkerhetsspenn reduserte flaskehalskostnader	(0 – 6)	(0 – 6)



Veien videre

God planlegging og samordning med andre prosjekter, samt en god og omfattende dialog med berørte kommuner og andre interessenter er viktig arbeid i neste fase av prosjektutviklingen.

Statnett vil arbeide videre med å utarbeide konsesjons-søknad for tiltaket.

16. Planlagt prosess

Den samfunnsøkonomiske analysen viste at det er samfunnsøkonomisk mest rasjonelt å oppgradere eksisterende ledning mellom Sauda og Samnanger. Statnett beslutter på bakgrunn av denne konseptvalgutredningen å videreføre prosjektet til neste fase. Det er ikke en beslutning om å bygge ledningen, men det er en beslutning om å modne prosjektet videre frem mot investeringsbeslutning. Oppgraderingen av Vestre Korridor er en forutsetning for å kunne utnytte økt kapasitet mellom Sauda og Samnanger. Statnett er derfor i gang med å øke nettkapasiteten fra sør mot nord. Gjennomføringen av Vestre Korridor og Sauda-Samnanger vil kreve betydelige utkoblinger, og disse må ses i sammenheng. En god planlegging og koordinering av disse er nødvendig for å redusere de negative konsekvensene for kraftsystemet i ombyggingsperioden.

16.1 Oppfølging av usikkerhet

Oppfølging av usikkerhetsdriverne bak behov og lønnsomhet, og tilpasning av prosjektets omfang til dette er viktige aktiviteter i de videre fasene av prosjektet. Det blir gjennomført en ny samfunnsøkonomisk analyse basert på oppdatert informasjon ved hver milepæl og beslutningspunkt.

Viktige usikkerhetsdrivere er som tidligere nevnt:

- Nye mellomlandsforbindelser
- Ny flytbasert markedskobling
- Mengden ny produksjon på Vestlandet
- Forbruksutviklingen i SKL

16.2 Prosjektet følger stegene i tradisjonell konsesjonsprosess

Dette prosjektet er ikke underlagt kravene om konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring av store kraftledningssaker²³. Den videre prosessen følger derfor de samme stegene i konsesjonsprosess som har vært vanlig tidligere.

Oppgradering av Sauda-Samnanger er ikke meldings- og konsekvensutredningspliktig²⁴. Det betyr at vi kan gå direkte til utarbeidelse av konsesjons-søknad når Statnett har vedtatt konseptvalget. Statnett planlegger å sende en konsesjons-søknad som omfatter alle de tre delstrekningene mellom Sauda og Samnanger. Dette har også vært ønsket fra NVEs side. Vi tror at konsesjon for prosjektet kan foreligge i 2016, og deretter vil det ta 4-5 år før prosjektet er ferdigstilt.

²³ Forskrift om ekstern kvalitetssikring og vedtaksmyndighet etter energiloven.

²⁴ Dersom den videre prosjektutviklingen viser at det er nødvendig med en omlegging av deler av traseen på en sammenhengende strekning på over 20 km så vil prosjektet bli meldings- og konsekvensutredningspliktig.

Underlagsrapporter

- Systemutredning av sentralnettet i Vestlandsregionen. Statnett 2011.
- Sør-Norge og to nye kabler innen 2021. Statnett 2012.
- Tid for ny markedsdesign? NVE 2012-36.
- På nett med framtida-region vest. Thema 2012-30.
- Nettutviklingsplan 2013. Statnett 2013.
- Vindkart for Norge. NVE 2009-9.
- Beregning av potensial for små kraftverk i Norge. NVE 2004-19.
- Kostnader ved produksjon av kraft og varme. NVE 2011-1.

Vedlegg

Vedlegg 1. Forutsetninger for behovsanalysen

Internasjonale politiske målsettinger legger føringer for planleggingen av kraftsystemet

Et robust kraftnett er avgjørende for langsiktig verdiskaping og velferdsvekst. Elektrisitet er den viktigste infrastrukturen i et moderne samfunn i og med at alle gjøremål og all annen infrastruktur avhenger av sikker tilgang på strøm. Norge står nå overfor en periode med store investeringer i kraftsystemet i hele landet. Dette gjelder både i distribusjons-, regional- og sentralnettet i tillegg til investeringer i ny kraftproduksjon.

Viktige årsaker til investeringsøkningen i kraftsystemet er målene om å redusere klimagassutslipp for å unngå en global temperaturøkning over 2 grader. EUs fornybarmål tar utgangspunkt i dette globale klimamålet, og Norge har inngått en avtale med EU om å øke fornybarandelen i landet fra ca. 58 til 67,5 prosent innen 2020. En slik økning innebærer en betydelig økning i ny fornybar kraftproduksjon i Norge.

Ny fornybar produksjon og nye mellomlandsforbindelser er en del av en samlet satsing. I 2011 inngikk Norge og Sverige en avtale om et felles marked for elsertifikater²⁵. Målet er å øke produksjonen av ny fornybar kraft med 26,4 TWh i Norge og Sverige innen 2020. En utbygging av denne størrelsen vil sannsynligvis føre til et stort overskudd av kraft i Norden. Flere mellomlandsforbindelser er viktig for å sikre et stort nok marked for den nye kraften, og på denne måten bidra til å nå målet om 26,4 TWh ny produksjon.

Innenfor disse rammene har vi satt sammen ett sentralt datasett for Norge for 2020. Dette datasettet er en detaljert konkretisering av våre forutsetninger om de mer overordnede utviklingstrekkene, og gir et konsistent og balansert utgangspunkt for våre analyser av behovet og alternative løsninger i kraftsystemet på Vestlandet.

Innfrielse av sertifikatmålene gir økt kraftoverskudd i Norge

I 2012 fikk Norge og Sverige et felles marked for elsertifikater. Målet med dette markedet er å øke produksjonen fra ny fornybar kraft med 26,4 TWh i Norge og Sverige innen 2020. I vårt basisdatasett så har vi lagt til grunn at Norge og Sverige innfrir dette målet, og at sertifikatkraften blir noen lunde likt fordelt mellom de to landene.

Når det gjelder forbruk så har vi lagt til grunn at vi får en liten økning i forbruket frem mot 2020, men at økningen er mindre enn økningen i produksjonen slik at kraftoverskuddet i Norge øker.

Oppsummert forutsetter analysene en årlig produksjonsøkning i Norge på ca. 14 TWh frem mot 2020 og en forbruksøkning på ca. 9,5 TWh, noe som gir en økning i det nasjonale kraftoverskuddet på ca. 4,5 TWh.

Vedleggsfigur 1 og vedleggsfigur 2 viser fordelingen av endringen i produksjon og

²⁵ Avtale mellom kongeriket Norges regjering og kongeriket Sveriges regjering om et felles marked for elsertifikater.

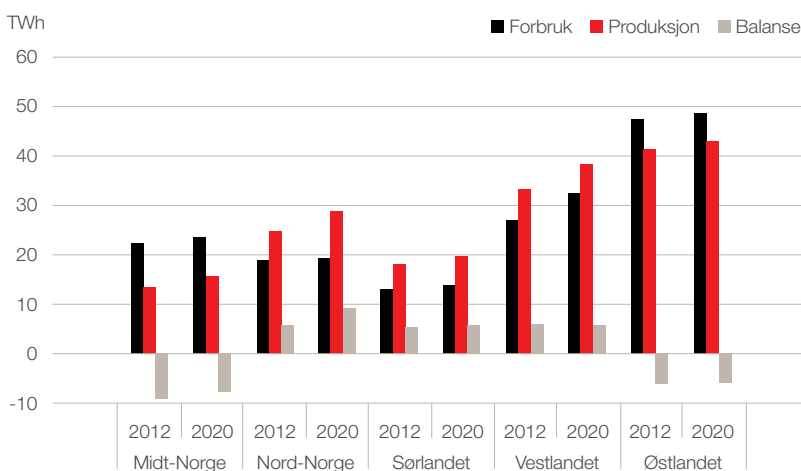
forbruk mellom de ulike landsdelene og mer spesifikt mellom de ulike områdene på Vestlandet. Vi har lagt til grunn en forbruksøkning på Vestlandet på ca. 5,5 TWh og en produksjonsøkning på ca. 4 TWh, hvorav ca. 3 TWh ligger i området mellom Ørskog og Mauranger.

I tillegg til basisscenarioet så har vi gjort simuleringer med følgende endringer:

- Produksjonsøkning på 0, 6 og 9 TWh på Vestlandet
- Forbruksøkning på 0 MW og 900 MW (ca. 8 TWh) i SKL

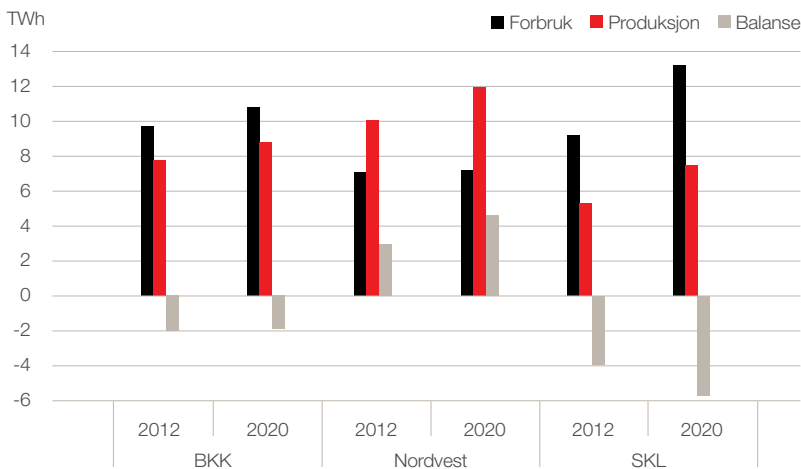
Vedleggsfigur 1

Endring i produksjon, forbruk og kraftbalanse i de ulike landsdelene fra 2012 til 2020.



Vedleggsfigur 2

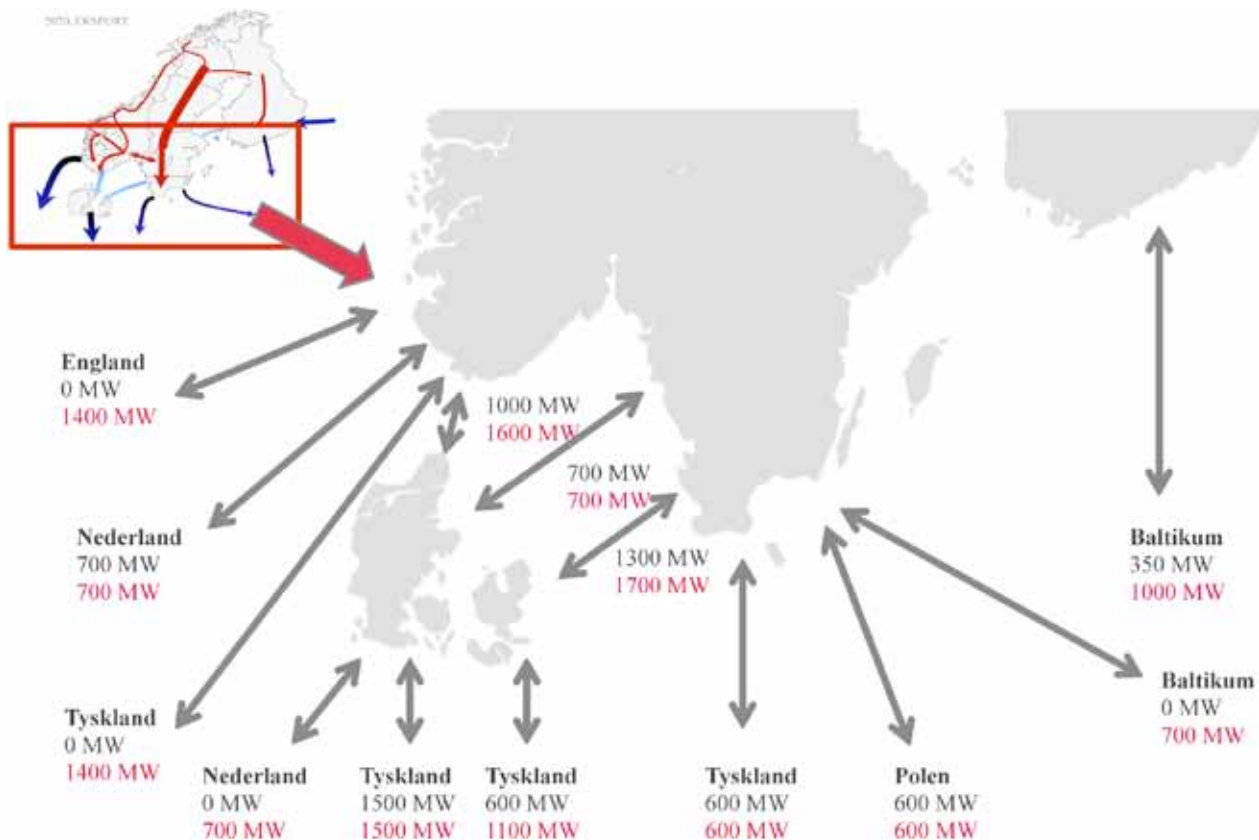
Endring i produksjon, forbruk og kraftbalanse i de ulike områdene på Vestlandet fra 2012 til 2020.



To nye mellomlandsforbindelser fra Norge

I april 2013 søkte Statnett konsesjon om å bygge to nye mellomlandsforbindelser til henholdsvis Tyskland og England. Forbindelsene er planlagt etablert fra Fedal til Tyskland i 2018 og fra Kvilldal til England i 2020. Begge disse mellomlandsforbindelsene er forutsatt idriftssatt i basisscenarioet.

Vedleggsfigur 3 viser hvilke endringer i utvekslingskapasiteten mellom Norden og resten av Europa som vi brukt som utgangspunkt i basisscenarioet. Det er heftet en del usikkerhet til planene, og alt vil ikke nødvendigvis være realisert til 2020.



Vedleggsfigur 3

Forventet utvikling i overføringskapasitet fra 2011 (grå skrift) til 2020 (rød skrift).

Sensitiviteter:

- En eller to av mellomlandsforbindelsene blir ikke realisert
- En ny mellomlandsforbindelse fra Samnanger i tillegg til det som er vist i Vedleggsfigur 3.

Økt overføringskapasitet mellom områder i Norge

I 3.1 beskrev vi flere nettforsterkningstiltak som Statnett er i gang med. Alle disse tiltakene er forutsatt idriftsatt i våre analyser, og er inkludert i den nettløsningen som utgjør nullalternativet²⁶ i denne utredningen.

De tiltakene som er inkludert i nullalternativet i tillegg til dagens nett er listet opp nedenfor og illustrert i figur 7 på side 27.

Innenlandske nettforsterkninger:

- Sima-Samnanger
- Kollsnes-Mongstad-Modalen
- Ørskog-Sogndal
- Vestre Korridor
- Østre korridor
- Evanger-Samnanger
- Sogndal-Aurland

²⁶ Nullalternativet er å ikke gjennomføre spesielle tiltak. I nullalternativet her er andre allerede planlagte forsterkninger tatt inn.

Nye mellomlandsforbindelser:

- Skagerrak 4 (700 MW) til Danmark
- Nord.Link (1400 MW) til Tyskland
- North Sea Network (1400 MW) til England

Forskjeller mellom forutsetninger i datasett og de regionale nettselskaperenes forventninger

BKK Nett og SKL Nett har gjort en vurdering av utviklingen i produksjon og forbruk i deres områder i forbindelse med de regionale kraftsystemutredningene. Deres forventninger knyttet til endring i produksjon og forbruk avviker i noen grad fra de forutsetningene vi har lagt til grunn i basisscenarioet. Vi mener vi har tatt høyde for disse forventningene i de sensitivitetene vi har vurdert i våre simuleringer.

BKK Nett:

BKK forventer en større økning både for produksjon og forbruk i sitt område enn det vi har lagt til grunn i vårt basisscenario. Samlet sett forventer de en kraftbalanse som er ca. 1 TWh høyere enn det som er lagt til grunn i basisscenarioet.

Når det gjelder forbruk så legger de til grunn at forbruket per innbygger holder seg konstant, men at befolkningsvekst gir økt forbruk. For produksjon så forventer de en raskere utbygging og et større volum enn det vi har lagt til grunn i basis, slik at 80 % av alle konkrete planer de kjenner til blir realisert innen 2020.

Hvis disse forutsetningene inntreffer så vil det gi en større flyt mellom Sauda og Samnanger enn det vi har vist i basis. Det vil øke behovet for tiltak i området.

SKL Nett:

SKL har omtrent de samme forventningene når det gjelder ny produksjon i området. SKL forventer en økning i forbruket, på bakgrunn av en positiv fremtidstro for kraftintensiv industri i området. De forventer en utvikling som gir minimum 0,4 TWh økt forbruk i området, men poengterer at det er stor usikkerhet knyttet til utviklingen for industrien i området.

Vedlegg 2. Rammer for konseptvalgutredningen

Det foreligger en rekke lover og forskrifter, samt politiske føringer, som setter rammebetingelser for utforming og gjennomføring av mulige tiltak. Dette kapitlet beskriver de viktigste rammebetingelsene for denne konseptvalgutredningen. Lover og forskrifter legges til grunn som skal-krav. De øvrige rammebetingelsene blir ikke behandlet som absolutte krav, men som en føring for ønsket utvikling av kraftsystemet (bør-krav).

Meld. St. 14 – Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet

Stortingsmelding 14 av 2. mars 2012, "Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet" beskriver politikken for utbygging og reinvesteringer i det sentrale overføringsnettet for strøm.

Det overordnede målet er at planlegging og utbygging av strømmettet skal være samfunnsmessig rasjonell, jf. Energiloven. Regjeringen har følgende mål som har konsekvenser for modernisering og utbygging av strømmettet, jf kapittel 5.1 i Stortingsmeldingen:

- Sikker tilgang på strøm i alle deler av landet.
- Høy fornybar elektrisitetsproduksjon.
- Legge til rette for næringsutvikling som krever økt krafttilgang, som kraft fra land til petroleumsvirksomhet og industrivirksomhet.
- Tilstrekkelig overføringskapasitet mellom regioner, slik at det blant annet ikke blir langvarige store forskjeller i strømpris mellom områder.
- Et klimavennlig energisystem som tar hensyn til naturmangfold, lokalsamfunn og andre samfunnsinteresser.

Nasjonale lover og forskrifter

Statnetts virksomhet reguleres av en rekke nasjonale lover og forskrifter, der energiloven er mest sentral. Energilovens formål er å «sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte». Herunder «skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt», jf § 1-2.

I Ot.prp. nr. 62 (2008–2009) «Om lov om endringer i energiloven» uttales det at man med samfunnsmessig rasjonelt og samfunnsøkonomisk lønnsomt legger til grunn det samme. Både kostnads- og nytteelementer som kan måles i kroner, og elementer som ikke kan verdsettes på en effektiv og allmenn akseptert (økonomisk) måte, må vurderes. Energilovens formål er relevant for Statnetts virksomhet blant annet ved at den ligger til grunn for NVE og OEDs vurdering og innvilgelse av konsesjoner.

Naturmangfoldloven regulerer forvaltning av arter, områdevern, fremmede organismer, utvalgte naturtyper og den tar vare på leveområder for prioriterte arter. Naturmangfoldloven omfatter all natur og alle sektorer som forvalter natur eller som fatter beslutninger med konsekvenser for naturen. Lovens formål og grunn- del, som omfatter forvaltningsmål, kunnskapskrav og miljøprinsipper, gjelder ved myndighetsbeslutninger etter alle lover som berører naturen.

Kulturminneloven har som formål å ivareta kulturminner og kulturmiljøer. Med kulturminner menes alle spor etter menneskelig virksomhet i vårt fysiske miljø, herunder lokaliteter det knytter seg historiske hendelser, tro eller tradisjon til. Med kulturmiljøer menes områder hvor kulturminner inngår som del av en større helhet eller sammenheng. Ved planlegging av offentlige og større private tiltak plikter den ansvarlige leder eller det ansvarlige forvaltningsorgan å undersøke om tiltaket vil virke inn på automatisk fredete kulturminner, jf. § 9 Undersøkelsesplikt.

Området som denne konseptvalgutredningen omhandler berører Folgefonna Nasjonalpark. "FOR 2005-04-29 nr 389: Forskrift om vern av Folgefonna nasjonalpark, Etne, Kvinnherad, Odda og Jondal kommunar og Ullensvang herad, Hordaland" er derfor relevant i denne sammenhengen. §3-1.1 beskriver vern mot inngrep i landskapet. Disse reglene er imidlertid ikke til hinder for "oppgradering/

fornyning av kraftanlegg og kraftlinjer for heving av spenningsnivå og auking av linjetverrsnitt når dette ikkje fører til vesentlige fysiske endringar i forhold til verneformålet.”, jf. §3-1.2.

Internasjonale føringer og forpliktelser

EUs fornybardirektiv 2009/28 fremmer fornybar energi. Direktivet er EØS-relevant og trådte i kraft i Norge 20. desember 2011. Norge skal, som en følge av dette, innen 2020 nå en fornybarprosent på 67,5. I direktivet vektlegges behovet for utbygging av nettet for å imøtekomme ny fornybar kraftproduksjon.

Lov om el-sertifikater ble vedtatt i april 2011, og siden 1. januar 2012 har Norge og Sverige hatt et felles elsertifikatmarked. Dette skal gi ny elproduksjon på 26,4 TWh basert på fornybare energikilder i Norge og Sverige til sammen innen 2020. Samarbeidet med Sverige vil forutsette at Norge gjennomfører direktiv 2009/28/EC (fornybardirektivet). Etter dette direktivet skal landene ha bindende mål for hvor stor del av energiforbruket som skal dekkes opp med fornybar energi i 2020. Direktivet åpner for å benytte samarbeidsmekanismer slik at et land kan finansiere utbygging i andre land for å nå fornybarandelen. Lovforslaget fastsetter elsertifikatkvoter som legger opp til at norske forbrukere skal etterspørre 13,2 TWh el-sertifikater i 2020.

En annen internasjonal ramme for Statnetts virksomhet er den Nordiske Systemdriftsavtalen. Avtalen skal sikre at det nordiske kraftsystemet har en tilfredsstillende sikkerhet og kvalitet, og stiller en rekke krav til driften av sentralnettet.

Statnetts vedtekter og retningslinjer

Formålsparagrafen, § 2 i vedtektene til Statnett, setter rammer for Statnetts virksomhet:

«Statnett er systemansvarlig i det norske kraftsystemet. Foretaket skal ha ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling av det sentrale overføringsnettet for kraft.»

I Statnetts retningslinje «Policy om Statnetts verdigrunnlag» er Statnetts vedtektsfestede hovedformål videreført og presisert:

- «1. Forsyningsikkerhet – Statnett skal sikre kraftforsyningen gjennom et nett med tilfredsstillende kapasitet og kvalitet.*
- 2. Verdiskapning – Statnetts tjenester skal skape verdier for våre kunder og samfunnet.*
- 3. Klima – Statnett skal legge til rette for realisering av Norges klimamål.»*

Vedlegg 3. Vedlegg til samfunnsøkonomisk analyse

Generelle forutsetninger som er brukt i den samfunnsøkonomiske analysen

Forutsetninger

Nåverditidspunkt	30.06.2013
Prisnivå	2013
Diskonteringsrente nettinvesteringer	4 %
Diskonteringsrente ny produksjon	6,5 %
Inflasjon	2,5 %
Valutakurs EUR	8
Analyseperiode	40 år

Levetider:

Luftledning	80 år
Kabel	55 år
Bygg	50 år
Stasjonsanlegg	40 år
Vannkraftproduksjon	40 år
Vindkraftproduksjon	20 år

www.statnett.no

Statnett

Statnett SF

Nydalen Allé 33, 0484 Oslo
PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo
Telefon: 23 90 30 00
Fax: 23 90 30 01
firmapost@statnett.no