

Statnett

Konseptvalgutredning
Bergen og omland

November 2020



Forord



Det er mange og store planer for forbruk i Bergen og omland. I tillegg er det allerede i dag svak forsyningssikkerhet i området, og en aldrende anleggsmasse med stort reinvesteringsbehov. Med bakgrunn i dette besluttet Statnett på forsommeren 2019 å lage en konseptvalgutredning for Bergen og omland.

Konseptvalgutredningen (KVU) er utarbeidet etter gjeldene forskrift og tilhørende veileder fra Olje- og energidepartementet. Oslo Economics har gjennomført den eksterne kvalitetssikringen. Formålet med KVU og kvalitetssikringen er å styrke energimyndighetenes styring med konseptvalget, synliggjøre behov og valg av hovedalternativ samt å sikre at den faglige kvaliteten på de underliggende dokumenter i beslutningsunderlaget er god.

Konseptvalgutredningen er utarbeidet i dialog med BKK Nett som er regionalt utredningsansvarlig for området. Statnett er ansvarlig for kraftnettet på 300 og 420 kV spenningsnivå, og BKK Nett er ansvarlig for 132 kV og lavere spenningsnivå. En god og tett dialog har vært viktig for å synliggjøre behovet for å gjøre tiltak, og for å verifisere at vi har vurdert relevante konsepter.

Statnett ønsker å legge til rette for en elektrisk fremtid. Netttiltak har lang ledetid, og forbruk har ofte kortere ledetid. For å kunne legge til rette for en potensielt høy forbruksvekst i Bergen og omland, anbefaler Statnett et konsept som innebærer en tredje forbindelse til Kollsnes. Videre vil vi starte å planlegge for å oppgradere eksisterende nett. I det videre arbeidet med planlegging av tiltak i Bergen og omland er det viktig med et tett samarbeid med forbruksaktørene og BKK Nett for å sikre at våre beslutninger er godt koordinert med deres planer.

Håkon Borgen

Konserndirektør Teknologi og utvikling
Statnett

Sammendrag

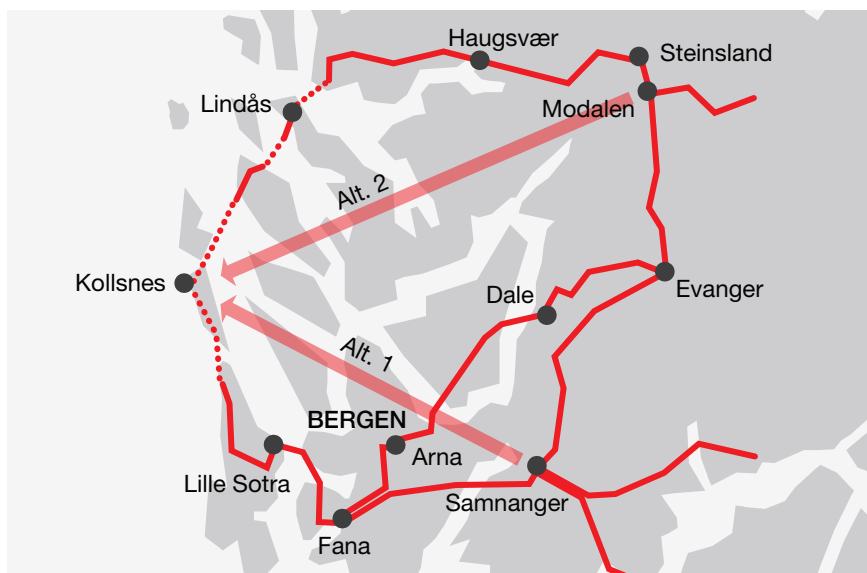
For å møte det planlagte økte forbruket i Bergen og omland foreslår Statnett å bygge en tredje forbindelse til Kollsnes. Tiltaket inngår i et konsept som også vil ivareta forsyningssikkerheten til eksisterende og nye kunder og behovet for fornyelse av kraftnettet i området.

Det er planlagt en stor vekst i forbruket i Bergen og omland. To tredjedeler av forbruksveksten er ny industri, og en tredjedel dreier seg om elektrifisering av petroleumsindustrien. Dersom store deler av planene for ny industri realiseres, er det behov for en tredje forbindelse uavhengig av elektrifisering av petroleumssektoren.

Med den informasjonen vi har i dag ser det ut til at Samnanger er det beste startpunktet for en tredje forbindelse til Kollsnes. Vi utelukker likevel ikke Modalen som startpunkt. Dette vil bli utredet og bestemt i kommende konsesjonsprosesser. Med konseptet en tredje forbindelse til Kollsnes, har vi mulighet til å forsere spenningsoppgradering av eksisterende nett, noe som kan bli nødvendig dersom forbruksveksten blir høy. Kartet viser mulig sluttbilde for transmisjonsnettet i Bergen og omland på sikt hvor alt nettet er oppgradert til 420 kV, og det er bygget en tredje forbindelse til Kollsnes fra enten Samnanger eller Modalen. Gjennomføringstakten vil avhenge av forbruksutviklingen og fornyelsesbehovet. Det er omfattende tiltak som det uansett vil ta tid å etablere.

For å øke kapasiteten i nettet på kort og mellomlang sikt har vi allerede satt i gang flere utbyggingsprosjekter i området. Prosjektene omfatter å øke transformeringskapasiteten i flere stasjoner, spenningsoppgradere mellom Sogndal og Modalen/Steinsland, heve spenningen på den eksisterende forbindelsen videre til Kollsnes og øke kapasiteten på kabelstrekningen mellom Lille Sotra og Kollsnes. Dette er tiltak som er tilstrekkelig for å møte en lav forbruksvekst, og som er uavhengig av myndighetens behandling av konseptvalgutredningen.

Statnett foreslår å bygge en tredje forbindelse til Kollsnes fra enten Samnanger eller Modalen. Konseptet innebærer også å spenningsoppgradere eksisterende nett fra 300 til 420 kV i takt med forbruksutviklingen og fornyelsesbehovet.

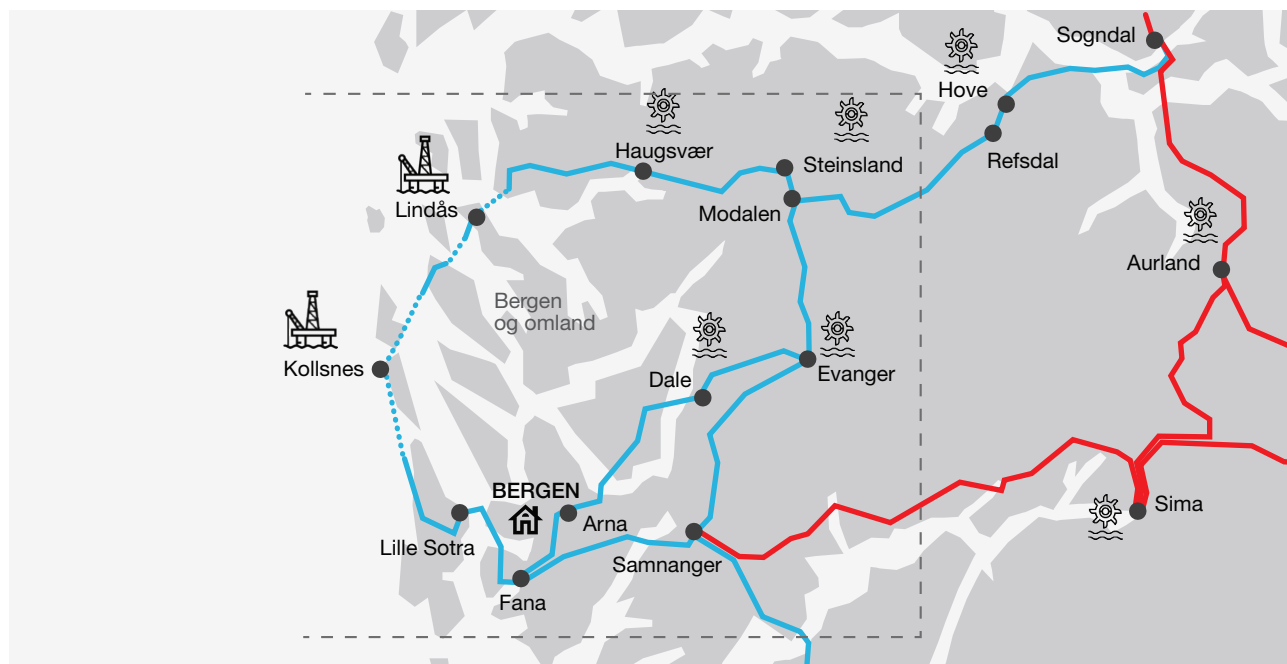


Bergen og omland er et underskuddsområde, og dagens nettkapasitet er høyt utnyttet

Området vi omtaler som Bergen og omland er området sør for Sognefjorden, nord for Hardangerfjorden og vest for Voss, som vist i kartet. Det er stort kraftforbruk i området, hovedsakelig fra alminnelig forbruk konsentrert rundt Bergen by, og fra petroleumsindustrien langs kysten vest i området. Det er også mye kraftproduksjon i området. Produksjonen består av et gasskraftverk under Lindås stasjon (Energiverk Mongstad), i tillegg til vannkraftproduksjon som hovedsakelig er lokalisert nordøst. Kraftproduksjonen i området er ikke stor nok til å forsyne hele forbruket. Det betyr at det er behov for å overføre kraft inn til området.

For å forsyne et økende forbruk, etablerte Statnett i 2013 forbindelsen mellom Sima og Samnanger. Denne har bedret forsyningssikkerheten inn til Bergen og omland. For å bedre forsyningssikkerheten internt i området etablerte BKK Nett¹ en ny transmisjonsnettforbindelse mellom Steinsland og Kollsnes via Haugsvær og Lindås stasjoner. Denne ble satt i drift i 2019. Forbruksvekst de siste årene, kombinert med at Equinor legger ned Energiverk Mongstad (EVM), gjør at det er begrenset nettkapasitet. Feil på enkelte forbindelser vil føre til at deler av industrien mister strømmen.

I tillegg til begrenset nettkapasitet, er transmisjonsnettet i området aldrende. Det består i hovedsak av 300 kV-nett som ble bygget på 60- og 70-tallet. Flere anlegg nærmer seg forventet levetid. Vi planlegger derfor større reinvesteringstiltak i stasjonene allerede mellom 2025–2035, mens ledningsanleggene har lenger levetid. Totale reinvesteringstkostnader har en nåverdi på om lag 3 mrd. kroner.



Transmisjonsnettet i Bergen og omland. Nettet består hovedsakelig av 300 kV spenningsnivå (blå linjer). I transformatorstasjonene blir strøm transformert ned til et lavere spenningsnivå i et masket regionalnett (ikke tegnet inn).

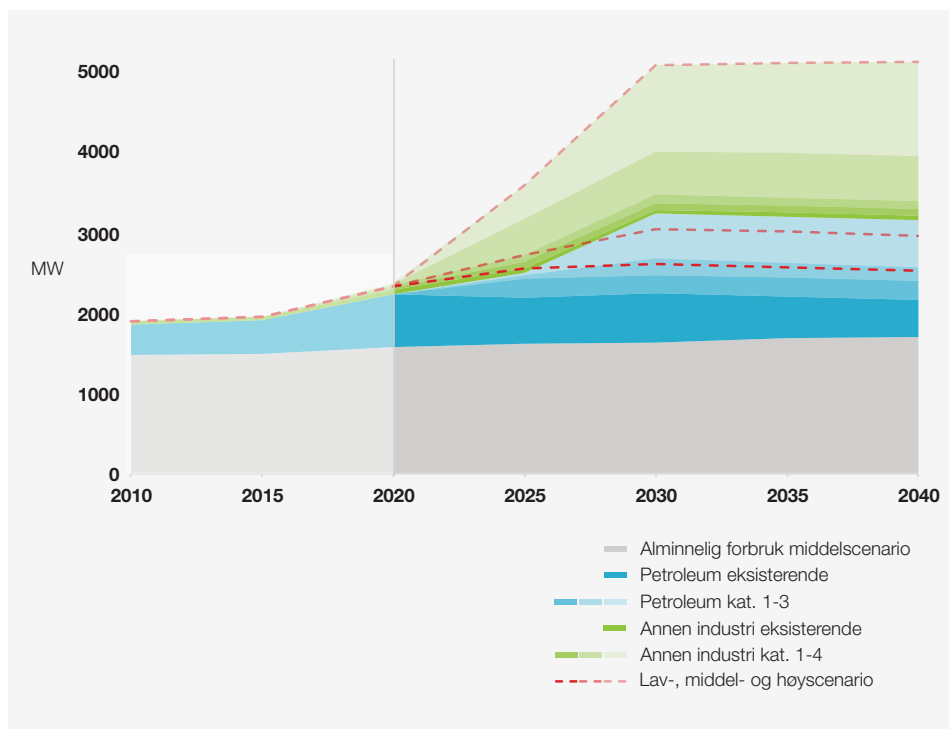
¹ Transmisjonsnettet i området var tidligere eid av BKK Nett. Ny regulering pålegger Statnett å eie alt transmisjonsnett, og derfor har Statnett nylig overtatt transmisjonsnettet som BKK Nett eide.

Det er mange planer om økt forbruk i området – forbruket kan dobles på kort tid

Det er mange og store planer om nytt forbruk i Bergen og omland. Både Statnett og BKK Nett har forventet en forbruksvekst i området ved tidligere analyser. Den siste tiden har det imidlertid kommet til betydelige volumer på svært kort tid. De ti siste årene har forbruksveksten vært om lag 1,5 prosent per år, mens de totale forbruksplanene i sum tilsier en vekst opp mot 10 prosent per år de neste ti årene. En slik stor og rask vekst har Statnett aldri sett i planleggingen av nett tidligere.

Planene innebærer både etablering av næringsparker langs kysten, etablering av datasentre på flere lokasjoner, elektrifisering av petroleumsindustrien, i tillegg til vekst i alminnelig forbruk. Maksforbruket i Bergen og omland er i dag omtrent 2300 MW, hvorav i overkant av 700 MW er lokalisert på kysten, under Kollsnes og Lindås stasjoner. Det meste av forbruksøkningen, over 2000 MW, er planlagt tilknyttet disse to stasjonene, hvor det er minst nettkapasitet. Alle planene som er meldt inn indikerer svært rask vekst i forbruket.

Det er mange som har planer om økt forbruk, men det er imidlertid ulik grad av modenhet i planene. Vi har derfor etablert tre scenarier for forbruksutviklingen, som vist i figuren. Formålet er å vise et mulig utfallsrom for fremtidig forbruk og å skissere hvilke tiltak som er rasjonelle for å møte en usikker fremtid.



Det er ikke plass i dagens nett til alle forbruksplanene

Forbruksveksten de siste årene, kombinert med nedleggelsen av Energiverk Mongstad, gjør at det allerede i dag er svak forsyningssikkerhet i Bergen og omland. Forsyningssikkerheten blir vesentlig redusert med forbruksvekst og en aldrende anleggsmasse. Dette er i seg selv kostbart for samfunnet og har vært utløsende for å utrede tiltak. Utredningsbehovet blir ytterligere forsterket av at forbruksveksten kan bli så stor at ikke alle kunder kan få tilknytning.

Normalt planlegger og drifter vi nettet ut fra et prinsipp om at vi skal tåle én feil og likevel kunne forsyne alt forbruk. Vi kaller dette N–1 forsyningssikkerhet. Uten N–1 forsyningssikkerhet øker forventede avbruddskostnader. Med dagens forbruk og nedleggelse av Energiverk Mongstad, har vi ikke N–1 forsyningssikkerhet. Det innebærer at vi må koble ut forbruk dersom det skjer en uventet feil på enkelte forbindelser. I tillegg må forbruket reduseres for at vi skal kunne gjennomføre planlagte driftstanser for vedlikehold på disse forbindelsene. Forbruket kan ikke kobles inn igjen før feilen er rettet eller nødvendig vedlikehold er utført. Tilknytning av nytt forbruk ville gjort det vanskelig for Statnett å få gjennomført planlagt vedlikehold, og ville gitt et driftsbilde med utstrakt bruk av systemvern som er krevende å håndtere i praksis. Det er derfor ikke forsvarlig å knytte til mer forbruk i Bergen og omland uten at vi gjennomfører tiltak.

Hadde vi koblet til mer forbruk uten å gjøre tiltak, ville vi manglet N–1 forsyningssikkerhet på nesten alle forbindelsene i Bergen og omland. Industriforbruket som måtte kobles ut ved feil eller vedlikehold ville økt, og dette ville medført forventede avbruddskostnader med en nåverdi på over 2 mrd. kroner.

Økende forbruk vil også gi utfordringer inn til Bergen og omland. Den klart største flaskehalsen vil være på ledningen inn til området nordfra, Sogndal–Modalen. Dette fører blant annet til økte prisforskjeller mellom elspotområder. De samfunnsøkonomiske kostnadene knyttet til denne flaskehalsen blir store hvis forbruket øker opp mot middelsscenarioet. Videre viser simuleringer at i høyscenarioet blir det også økte prisforskjeller på grunn av begrensninger mellom Samnanger og Sauda.

Statnett vil legge til rette for næringsutvikling som krever økt krafttilgang

Som en følge av utfordringene nevnt ovenfor, har vi sett på konsepter som muliggjør tilknytning av nytt forbruk i Bergen og omland. Det er også viktig at det er mulig å vedlikeholde og fornye kraftnettet med tilfredsstillende forsyningssikkerhet.

I vurderingen av konsepter, er det flere rammer vi må forholde oss til. For det første skal utviklingen av kraftnettet være samfunnsmessig rasjonell. Videre har vi plikt til å knytte til nytt forbruk og produksjon, og tilknytningen skal være driftsmessig forsvarlig. Dersom det ikke er driftsmessig forsvarlig å knytte til forbruk, slik som i Bergen og omland, har vi plikt til å utrede og investere for å kunne gi tilknytning. I naturmangfoldloven og kulturminneloven ligger føringer for nettutviklingen, og vi søker å minimere negativ påvirkning av nettiltak på natur og miljø.

Vi trenger økt kapasitet i transmisjonsnettet nordfra

Vi har vurdert et bredt spekter av tiltak i KVVU-arbeidet. Alternativer til nett, som tiltak på forbruks- og produksjonssiden, kunne redusert kostnader til tap, flaskehals og

avbrudd. Det ville imidlertid ikke vært tilstrekkelig for å gi tilknytning til forbruksplanene i middelsscenarioet. Vi legger derfor til grunn at vi må øke kapasiteten i nettet for å kunne forsyne det økte forbruket.

Transmisjonsnettet inn til og i Bergen og omland er som nevnt aldrende, og en naturlig måte å øke kapasiteten på er å oppgradere eksisterende nett. Som følge av de store forbruksplanene har vi i tillegg vurdert om det er andre og bedre muligheter for å forsterke nettet, og om en kombinasjon av oppgradering og nye tiltak er aktuelt.

Vi har sett på muligheter for å øke kapasiteten inn til området fra enten nord eller sør. Det er kraftoverskudd nord for Bergen og omland, og det er begrenset kapasitet mellom dette overskuddet og underskuddet i Bergen og omland. Vi konkluderer derfor med at det er best å øke kapasiteten nordfra, og at å forsterke nettet mellom Sogndal og Kollsnes er best. Dette konseptet har lavere kostnader enn de andre konseptene vi har vurdert.

Mellom Sogndal og Modalen er det tilstrekkelig å fremskynde planlagt oppgradering av eksisterende ledning fra 300 til 420 kV. En ny 420 kV-ledning vil gi mer enn en dobling av termisk kapasitet. Oppgraderingen har vært omtalt i våre nettutviklingsplaner, og det har blitt påpekt at behovet blant annet er avhengig av forbruksvekst i Bergen og omland. Oppgraderingen er lønnsom med det forbruket vi legger til grunn i middelsscenarioet, men det er behov for ytterligere tiltak internt i Bergen og omland for å kunne knytte til dette forbruket. Oppgradering av Sogndal-Modalen er derfor inkludert i alle konseptene vi har vurdert.

Vi anbefaler et konsept som innebærer en tredje forbindelse til Kollsnes

Vi har vurdert tre konsepter for å forsterke nettet internt i Bergen og omland:

- Å oppgradere alt eksisterende nett fra 300 til 420 kV så raskt som mulig
- En tredje forbindelse til Kollsnes fra Modalen
- En tredje forbindelse til Kollsnes fra Samnanger

I konseptene med ny forbindelse vil vi også spenningsoppgradere dagens nett, men i et tempo som er tilpasset forbruksveksten og reinvesteringsbehovet.

En ny forbindelse til Kollsnes fremstår som det mest rasjonelle konseptet

Den samfunnsøkonomiske analysen viser at en tredje forbindelse til Kollsnes kommer bedre ut enn å oppgradere eksisterende nett så raskt som mulig. De totale kostnadene for konseptene kommer relativt likt ut og har en forventet nåverdi på 5,5–6,1 mrd. kroner. Dersom vi bygger en tredje forbindelse til Kollsnes får vi noe lavere avbruddskostnader enn om vi oppgraderer alt eksisterende 300 kV-nett, fordi vi med tre forbindelser til Kollsnes vil kunne håndtere to samtidige feil, og vi vil dermed også kunne håndtere en feil samtidig som vi utfører vedlikehold i nettet. Det er imidlertid lavere negativ konsekvens for areal og miljø dersom vi kun oppgraderer eksisterende 300 kV-nett.

Alle konseptene legger til rette for forbruket i middelsscenarioet, og kan reduseres i omfang dersom forbruksveksten blir lavere. Med en tredje forbindelse får nettet imidlertid høyere kapasitet, og det er mulig å knytte til mer forbruk enn dersom vi kun spenningsoppgraderer eksisterende nett. Med en tredje forbindelse har vi tillegg

muligheten til å forsere fornyelse av eksisterende nett, dersom forbruksveksten blir høyere enn lagt til grunn i middelsscenarioet. En tredje forbindelse til Kollsnes gir derfor mest fleksibilitet til å møte en usikker forbruksvekst.

Analysen viser at Samnanger er et bedre startpunkt enn Modalen. For begge konsepter er det usikkerhet i trasé- og teknologivalg. Denne usikkerheten kan gjøre at Modalen likevel er et bedre startpunkt.

Vi må være forberedt på å møte en høy forbruksvekst som kan komme raskt

Det er et stort spenn i forbruksscenarioene. Analysen viser at det i høyscenarioet for forbruk er nødvendig å både bygge en ny forbindelse og også oppgradere deler av eller hele nettet for å kunne knytte til forbruket. I høyscenarioet vil det også være behov for å oppgradere forbindelsen mellom Samnanger og Sauda. Potensialet for høy forbruksvekst på kort tid, lange ledetider for nettiltak, tilknytningsplikt og usikkerhet i konsesjonsprosessen gjør at Statnett vil starte planlegging for fornyelse av eksisterende nett, i tillegg til en tredje forbindelse til Kollsnes. Dette vil gi Statnett fleksibilitet til å møte forbruksveksten som kan komme.

Ved lavere forbruksnivåer er det ikke behov for like omfattende tiltak

Alle konseptene vi har vurdert innebærer et felles første trinn for å øke kapasiteten internt i området: Spenningsheve Modalen–Kollsnes fra 300 til 420 kV og å øke kapasiteten på kabelstrekningen mellom Lille Sotra og Kollsnes (Øygardskabelen). Ved lav forbruksvekst kan det være tilstrekkelig å gjennomføre disse tiltakene. På sikt vil også dette innebære å oppgradere eksisterende nett fra 300 kV til 420 kV i takt med fornyelsesbehovet, men i lavscenarioet vil det være tilstrekkelig med to forbindelser til forbruket på Kollsnes.

Veien videre

Statnett ønsker å legge til rette for en fullelektrisk framtid. Vi anbefaler et konsept som innebærer en tredje forbindelse til Kollsnes, hvor Samnanger som startpunkt er rangert foran Modalen. Konseptet innebærer også oppgradering av eksisterende nett fra 300 til 420 kV på et tidspunkt som er avhengig av forbruksvekst og fornyelsesbehov.

Utredningen viser at tidsaspektet er viktig, både for lønnsomheten av konseptet og for kundene som ønsker tilknytning. I tillegg er håndtering av usikkerhet i forbruksvekst, investeringskostnader, samt areal og miljø viktig for en vellykket gjennomføring av konseptet. Konseptet innebærer en rekke tiltak i og inn til Bergen og omland, og rekkefølgen på tiltak er beskrevet under.

Vi har allerede satt i gang en rekke utbyggingsprosjekter, og de vil gjennomføres på kort og mellomlang sikt

Fordi forbruket er forventet å øke mye på kort tid har Statnett allerede startet opp utbyggingsprosjekter for noen av tiltakene som er uavhengig av myndighetens vurdering av den tredje forbindelsen. Dette innebærer spenningsoppgradering fra 300 til 420 kV mellom Sogndal og Modalen/Steinsland, heve spenningen på forbindelsene videre til Kollsnes og øke kapasiteten på kabelstrekningen mellom Lille Sotra og Kollsnes (Øygardskabelen). Vi holder i tillegg på med å øke transformeringskapasiteten i flere stasjoner i Bergen og omland. Disse tiltakene vil legge til rette for deler av forbruksveksten. I tillegg kan de tilrettelegge for tilknytning

av ytterligere noe forbruk på vilkår, frem til ny forbindelse er på plass. Foreløpig tidsplan tar sikte på å idriftsette disse tiltakene i tidsrommet 2024-2026.

Vi vil planlegge for både en tredje forbindelse og videre spenningsoppgradering av nettet

Statnett vil sende melding på ny forbindelse til Kollsnes så raskt som mulig etter myndighetenes behandling av konseptvalgutredningen. I denne fasen vil det bli gjort viktige avveininger mellom virkninger på areal og miljø, samt investeringskostnader. For eksempel vil valg av startpunkt for en ny forbindelse og trasé være vesentlig for disse virkningene.

Det er stor etterspørsel etter å knytte seg til kraftnettet i Bergen og omland på kort tid, samtidig som nettiltak har lang ledetid. Statnett har nå søknader om nettilknytning av forbruk som totalt sett overstiger volumet vi har lagt til grunn i middelsscenarioet. Det er fortsatt usikkert hvorvidt forbruket vil bli realisert som planlagt, men for å møte denne potensielle forbruksveksten i tide vil nå starte arbeide med å planlegge for videre spenningsoppgradering av nettet, i tillegg til å planlegge for en tredje forbindelse til Kollsnes. I neste fase vil vi begynne med å avklare hvor mye av eksisterende nett vi kan gjenbruke, noe som er viktig både med tanke på areal og miljø, og investeringskostnadene.

I det videre arbeidet med planlegging av tiltak i Bergen og omland er det viktig med et tett samarbeid med forbruksaktørene og BKK Nett for å sikre at våre beslutninger er godt koordinert med deres planer.

Innhold

Forord	I
Sammendrag	II
Innhold	IX
Del I Behovsanalyse	1
1 Det er høyt overføringsbehov inn til og internt i Bergen og omland	3
2 Det er store planer om økt industriforbruk i Bergen og omland	17
3 Mer forbruk i Bergen og omland gir økt flaskehals inn til området	31
4 Tilknytning av nytt forbruk svekker forsyningssikkerheten	45
5 Prosjektutløsende behov er sammensatt	53
Del II Mål og rammer	54
6 Målene angir ønsket oppnådd tilstand	55
7 Rammene begrenser mulighetsrommet	59
8 Mål og rammer hjelper oss med å finne riktige tiltak i mulighetsstudien	65
Del III Mulighetsstudie	67
9 I nullalternativet kan vi ikke knytte til alt nytt forbruk	69
10 Alternativer til nett løser ikke behovet	72
11 Oppgradering av nettet mellom Sogndal og Kollsnes løser behovet	79
12 Nettet mellom Sogndal og Kollsnes kan forsterkes på ulike måter	84
Del IV Alternativanalyse	93
13 Forventet lønnsomhet av tiltak i Bergen og omland	96
14 Usikkerhetsanalyse	122
15 Realopsjoner	132
16 Fordelingsvirkninger	139
Del V Føringer for prosjektfasen	140
17 Føringer for prosjektfasen	141
Bibliografi	144
Vedlegg	146
V1 Forutsetninger om nettet innenfor og utenfor området	146
V2 Metode og forutsetninger i samfunnsøkonomisk analyse	147

Del I Behovsanalyse

I denne konseptvalgutredningen analyserer vi behovet for tiltak i nettet i Bergen og omland. Ytterst på kysten er det høyt forbruk fra petroleumsindustri. Energiverk Mongstad, som i dag er tilknyttet nettet i dette området, er vedtatt nedlagt og utover dette er det svært lite produksjon i denne delen av området. Dette innebærer at all kraften til forbruket på kysten må overføres gjennom kraftnettet som i hovedsak består av to transmisjonsnettforbindelser, samt noe regionalnett. Det er ikke N-1 forsyningsikkerhet for eksisterende forbruk. Det betyr at enkelte feilhendelser i nettet fører til strømbrudd. Systemvern i form av belastningsfrakobling (BFK) er i bruk, slik at det først og fremst er industrikunder under Kollsnes og Lindås som kobles ut ved feil. Hvis vi legger til grunn dagens forbruk estimerer vi at kostnader til strømbrudd som følge av feil i transmisjonsnettet vil utgjøre 160 MNOK i nåverdi over en analyseperiode på 40 år. Forbruket må også reduseres når Statnett gjennomfører planlagte driftsstanser fordi vi ikke har N-1 forsyningsikkerhet i vedlikeholdsperioden (sommerhalvåret). Kostnaden til dette er forventet å være rundt 320 MNOK i nåverdi dersom vi koordinerer våre driftsstanser med driftstans hos industrien. Uten slik koordinering ville kostnaden vært høyere.

Transmisjonsnettet i analyseområdet er aldrende og det er et stort behov for reinvesteringer. I første omgang, i 2025-2035, er det stasjonsanlegg som må skiftes ut og oppgraderes. Senere i analyseperioden, fra rundt 2050, er det også behov for å reinvestere flere ledningsforbindelser. Samlet utgjør reinvesteringsbehovet 3,4 mrd. kroner i nåverdi.

Det er store planer om nytt forbruk i Bergen og omland, og særlig ytterst på kysten. Planene består både av ny industri på land og av elektrifiseringsprosjekter for offshore petroleumsinstallasjoner. Begrensninger internt i området gjør at det ikke er driftsmessig forsvarlig å knytte til mer forbruk i dagens nett, og det er dermed svært krevende å møte store forbruksøkninger på kort tid.

Selv om vi forventer en forbruksvekst, er volumet usikkert. Vi har utarbeidet tre scenarier for forbruksutviklingen. Formålet er å vise et mulig utfallsrom for fremtidig forbruk, benytte det i våre analyser og lage en plan for hvordan vi skal utvikle nettet best mulig for å møte en usikker fremtid. Maksforbruket for alminnelig forbruk og industri er på totalt 2300 MW i dag. I lavscenariet legger vi til grunn at forbruk som har fått nett-tilknytning blir etablert, og at maksforbruket dermed stiger til i underkant av 2600 MW i 2030 (tilsvarende 1,5 prosent økning per år). Dette inkluderer også forbruk som ikke er driftsmessig forsvarlig å knytte til i dagens nett, men som har fått tilknytning på særskilte vilkår. I høyscenariet legger vi til grunn at alle kjente planer blir realisert, og maksforbruket stiger til i overkant av 5300 MW. Høyscenariet innebærer en økning på nesten 10 prosent pr år, og vil i løpet av de neste ti årene gi en dobling av forbruket i Bergen og omland. I middelscenariet har

vi sannsynlighetsjustert alle forbruksplaner ut fra blant annet modenhet på prosjektene, og legger til grunn at maksforbruket stiger til i overkant av 3000 MW i 2030. Det tilsvarer en økning på omtrent 3 prosent pr år. Forbruket i middelsscenarioet tilsvarer forventningsverdiene for forbruket som er brukt i den videre analysen.

Selv om det ikke er driftsmessig forsvarlig å knytte til mer forbruk, viser vi likevel i denne konseptvalgutredningen konsekvensen av å knytte til mer forbruk i dagens nett. Dette gjør vi for å synliggjøre nettbegrensningene i form av høyere tap og avbruddskostnader. Hvor mye forbruk vi analytisk legger inn, er imidlertid begrenset av kapasiteten ved intakt nett. Dette medfører at det ikke er mulig å legge inn alt industriforbruket i middels- og høyscenarioet. I middelsscenarioet er det eksempelvis 300 MW industriforbruk under Kollsnes og Lindås som det ikke er plass til. Vi kaller dette avvist etterspørsel.

Ettersom vi allerede i dag mangler N-1 forsyningsikkerhet, vil vi få en betydelig økning i forventede avbruddskostnader dersom vi knytter til det forbruket som er mulig å knytte til innenfor intaktnettgrensene. I tillegg vil det bli større flaskehalsar inn til området, noe som fører til større prisforskjeller mellom elspotområder og mer spesialregulering. Forventede kostnader til utkobling av forbruk utgjør gjennom analyseperioden i overkant av 2 milliarder kroner i nåverdi. Omtrent halvparten er knyttet til strømbrydd som følge av feil, mens resten er knyttet til utkobling av forbruk før planlagte driftsstanser.

Vi ser allerede i dag en svak forsyningsikkerhet, som sammen med forbruksvekst og en aldrende anleggsmasse blir vesentlig verre. Dette i kombinasjon med at forbruksveksten kan bli så stor at ikke alle kunder kan få nettilgang er utløsende for å vurdere tiltak.

1 Det er høyt overføringsbehov inn til og internt i Bergen og omland

Området vi omtaler som Bergen og omland omfatter området sør for Sognefjorden, nord for Hardangerfjorden og vest for Voss, se det stiplede området i Figur 1–1. Forbrukstygdepunktet er de befolkningstette områdene rundt Bergen, samt industriområdene ute langs kysten. Det estimerte årlige samlede energiforbruket er på om lag 12 TWh. Forbruket i området har et maksimalt effektforbruk på rundt 2300 MW, fordelt på i underkant av 1600 MW alminnelig forbruk og rundt 700 MW industriforbruk.

Den lokale produksjonen har installert effekt på 1800 MW, hvorav 1500 MW er tilgjengelig vintereffekt. Estimert produksjon i et normalår er i overkant av 8 TWh. Rundt 1600 MW av den installerte effekten er magasinkraftverk som kan reguleres, men magasinene er relativt små. Dette innebærer at kraftverkene kan levere mye effekt, men ikke over lengre perioder.

Forbruket overstiger den lokale produksjonen stort sett hele året, slik at vi alltid er avhengige av å overføre kraft inn til området. Siden forbruket er lokalisert langs kysten og i sør, mens produksjonen er lokalisert i nord og øst, har vi også behov for å overføre mye kraft internt i området. Overføringsbehovet internt i området er derfor større enn det som kommer frem av det samlede underskuddet i området.

1.1 Bergen og omland er et underskuddsområde

Transmisjonsnettet i området består av 300 kV-forbindelser

I Bergen og omland består transmisjonsnettet av 300 kV-forbindelser. Området er koblet til resten av transmisjonsnettet med tre forbindelser: Én på 300 kV nordover mot Sogndal, én på 420 kV østover mot Sima og én på 300 kV sørover mot Sauda.

Internt i området blir strømmen fordelt i et masket transmisjonsnett

Transmisjonsnettet frakter strømmen frem til transmisjonsnettstasjonene, hvor kraften bli nedtransformert og fordelt videre i regionalnettet. Det er syv stasjoner som knytter transmisjons- og regionalnettet sammen. Lindås og Kollsnes forsyner i hovedsak petroleumsindustri langs kysten, mens Haugsvær og Dale i hovedsak transformerer opp underliggende kraftproduksjon. Lille Sotra, Fana og Arna forsyner forbruket i og rundt Bergen by. Under stasjonene Steinsland, Modalen, Evanger og Samnanger er det i hovedsak kraftproduksjon, og disse stasjonene er ikke knyttet til det maskede regionalnettet i området. På www.atlas.nve.no finnes detaljert kart over regionalnettet.

Figur 1-1: Oversikt over transmisjonsnettet på Vestlandet. Blå = 300 kV nett, rød = 420 kV nett. Stiplet linje er kabel. Bergen og omland er innenfor det stiplede området.

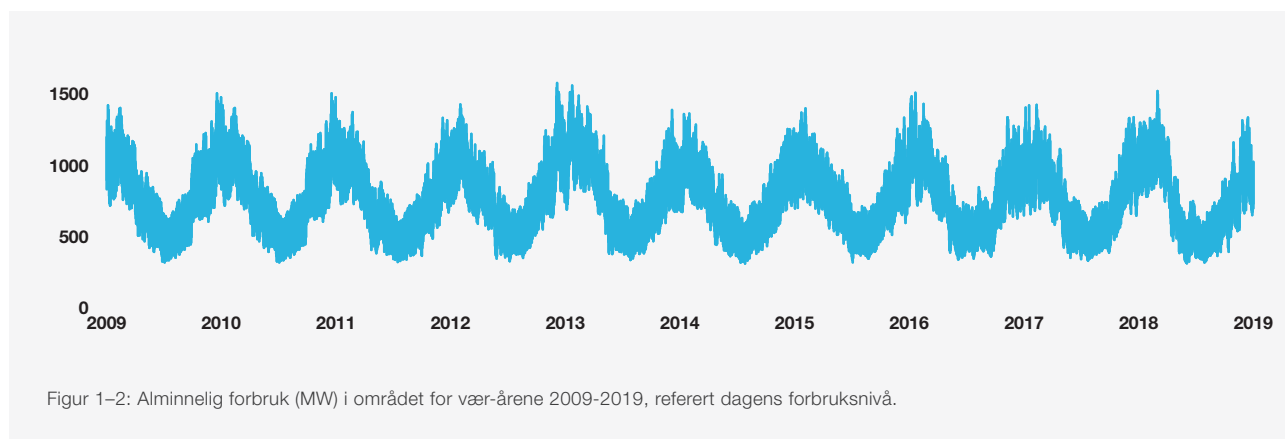


Alminnelig forbruk har et maksforbruk på nesten 1600 MW og påvirkes i hovedsak av oppvarmingsbehovet

I vinterhalvåret står alminnelig forbruk for det største effektuttaket i Bergen og omland. Alminnelig forbruk inkluderer forbruk i husholdninger, handel og tjenesteyting, transport, landbruk og industri under 10 MW. De største forbruksgruppene er husholdninger, som utgjør omtrent 50 prosent av det totale alminnelige energiforbruket, og tjenestebygg som utgjør omtrent 30 prosent. Forbruket er spredt over hele området, men har tyngdepunkt rundt Bergen by. Figur 1–2 viser estimert alminnelig forbruk i området for vær-årene 2009-2019² referert dagens forbruksnivå. På riktig kalde vinterdager kan det samlede forbruket komme opp til i underkant av 1600 MW.

Rundt 70–80 prosent av det alminnelige forbruket er knyttet til oppvarmingsbehov. Dette gjør at en stor del av forbruket varierer med utetemperaturen. Forbruket er høyere i kalde perioder enn i milde perioder. Det øvrige forbruket består av belysning, ventilasjon og annet elforbruk, som i stor grad varierer med aktivitetsnivået i faste mønstre over døgnet, uka og året. Samlet gir dette et forutsigbart forbruksmønster med variasjon mellom sommer og vinter, dag og natt samt hverdag og helg.

Som vist i figur 1-2 ser vi at forbruket kan komme opp mot 1600 MW, og at forbruk over 1400 MW vil inntreffe de fleste vintre. Vanlig vinterforbruk ligger typisk opp mot 1400 på dagtid og ned mot 600 MW på nattetid. På sommeren ligger forbruket typisk opp mot 900 MW på dagtid og ned mot 350 MW på nattetid.



² Vi bruker vær-år referert dagens forbruksnivå for å illustrere hvordan vi forventer at forbruket ville blitt dersom vi hadde opplevd tilsvarende omgivelsetemperatur o.l. som i de aktuelle historiske årene, men med dagens forbruksnivå.

Industrien har et maksforbruk på 700 MW og ligger for det meste tett opp mot maksnivået

Industriforbruket definerer vi som alt forbruk med effektuttak over 10 MW. I Bergen og omland består industriforbruket i hovedsak av kraftforsyning til olje- og gassinstallasjoner offshore og olje- og gassprosesseringsanlegg på land. I tillegg er det et metallsmelteverk i Bjølvefossen, langt øst i området. Uttaket ligger vanligvis tett opp mot maksforbruket året rundt, med lavere uttak kun i kortere perioder ved stans på anleggene.

Industriforbruket ligger i hovedsak ytterst på kysten, konsentrert til lokasjonene Mongstad, som er tilknyttet Lindås stasjon, og Kollsnes med maksimalt effektuttak på henholdsvis 120 og 520 MW. På Kollsnes ligger et stort gassprosesseringsanlegg, samt offshoreforsyningen til olje- og gassinstallasjonene Troll A og Martin Linge. På Mongstad ligger et oljeraffineri og offshoreforsyningen til Gjøa-plattformen. I tillegg ligger Stureterminalen (omtrent 20 MW), som er en olje- og gassterminal, mellom Kollsnes og Mongstad.

Samlet forbruk er på om lag 2300 MW på kalde vintre

Totalt vil alminnelig forbruk og industri komme opp i 2300 MW på kalde vinterdager, dersom industrien går for fullt. I analysen har vi lagt til grunn at industrien forbruker maksimal effekt hele tiden. Vi har fått innspill fra aktørene som forventer en høyere brukstid enn det har vært historisk. I tillegg bruker vi denne forutsetningen når vi regner på hvor mye kapasitet det er ved intakt nett. Ved å benytte maksforbruket til industrien, legger vi inn en nødvendig margin.

Produksjonen i området har installert effekt på 1800 MW, og 1500 MW tilgjengelig vintereffekt

Produksjonen i området består nesten utelukkende av vannkraft og har en installert effekt på 1800 MW, fordelt på 1600 MW magasinkraftverk, 200 MW småkraftverk og 30 MW termisk produksjon fra avfallsforbrenning, varmegjenvinning og naturgassforbrenning. Tilgjengelig vintereffekt for kraftverkene er rundt 1500 MW. Vannkraftverkene i området har betydelig installert effekt, men relativt lav magasinkapasitet. Dette betyr at kraftverkene kan levere mye effekt kortvarig, men ikke gjennom hele vinteren. Vannkraftproduksjonen i området er i hovedsak lokalisert nord og øst i området.

I tillegg til kraftproduksjonen beskrevet ovenfor, har Bergen et omfattende fjernvarmenett med installert varmeeffekt tilsvarende omtrent 150 MW. Vi har tatt høyde for både eksisterende fjernvarme og planlagte fremtidige utvidelser når vi har gjort beregninger av elektrisitetsforbruket i området.

Energiverk Mongstad legger ned, noe som reduserer kraftproduksjon på kysten

Energiverk Mongstad er et kraftvarmeverk lokalisert på Mongstad i Lindås kommune. Kraftverket besto opprinnelig av to gassturbiner på til sammen 280 MW og en damp turbin. Kraftvarmeverket ble satt i kommersiell drift i 2010, og leverer varme til drift av raffineriet og elektrisitet til nettet. Siden oppstart har det kun vært én

gassturbin i drift av gangen, og i 2017 fikk Equinor tillatelse til å legge ned den ene gassturbinen. I 2018 ble dermed den ene gassturbinen fysisk demontert. Kraftverket har de siste årene levert rundt 90 MW til regionalnettet. På grunn av ulønnsom drift har Equinor fått tillatelse fra NVE til å legge ned den siste gassturbinen. Equinor vil etablere en ny varmeløsning for raffineriet hvor dampturbinen vil være en integrert del. Dampturbinen kan levere mellom 0 og 25 MW elektrisitet til nettet, og vil normalt levere 10 MW. Det vil si at det blir betydelig mindre tilgjengelig effekt fra et kraftverk som har vært lokalisert nært industrien. Planlagt dato for nedleggelse er august 2021 (Nordpool 2020), og vi har sett helt bort fra denne produksjonen i analysen.

Tiltak for å øke transformeringskapasiteten er satt i gang

I desember 2019 ble siste del av Ytre ring-prosjektet (transmisjonsnettforbindelsen Steinsland–Haugsvær–Lindås) satt i drift. Dette har medført at deler av kraftproduksjonen som tidligere ble fraktet fra nord til sør gjennom regionalnettet i Bergen og omland, nå blir opptransformert i Haugsvær og fraktet gjennom transmisjonsnettet til stasjonene rundt Bergen by. Dette har medført at med dagens forbruk kan det på kalde dager være lite tilgjengelig kapasitet for nedtransformering mot Bergen by og omkringliggende områder. Ved transformatorutfall vil en eller flere transformatorer være overlastet³ og/eller nært fullt utnyttet. Innen 2030 forventer vi at både Lille Sotra T4 og Fana T1 går fulle ved intakt nett.

På grunn av endringen i nettstruktur, samt vekst i alminnelig forbruk, har Statnett startet opp prosjekt for å øke transformeringskapasiteten i Fana og Lille Sotra.

I tillegg har vi startet et prosjekt for å etablere en transformator nummer to i Lindås. I forbindelse med Ytre ring-prosjektet, ble noe regionalnett sanert for å kunne bruke traséen til transmisjonsnett. Det lå da til grunn at Energiverk Mongstad ville opprettholde produksjonen. Ved nedleggelse av Energiverk Mongstad vil forsyningssikkerheten under Lindås og Mongstad reduseres. Statnett har derfor satt i gang et prosjekt for å etablere en transformator nummer to i Lindås.

I den videre analysen forutsetter vi at økt transformatorkapasitet i Fana, Lille Sotra og Lindås blir gjennomført ettersom dette allerede er analysert og besluttet i Statnett, og vi har ikke sett nærmere på utfordringer med transformatorkapasitet. Dette medfører at vi får noe lavere avbruddskostnader og høyere investeringskostnader i alle analyserte scenarier enn om vi ikke hadde lagt dette til grunn.

³ Transformatorer er designet for å tåle en viss overlast og blir dermed ikke ødelagt av å overlastes. Derimot vil levetiden til transformatoren kunne bli redusert som følge av høy overlast over lengre perioder. I Statnett følger vi hovedregelen om at transformatorer ikke skal overlastes i intaknettsituasjoner, men at inntil 20 prosent overlast er akseptabelt etter en feil. Noen transformatorer tåler enda høyere overlast i korte perioder. Det samme gjelder ikke for luftledninger og kabler.

1.2 Det er et stort reinvesteringsbehov i transmisjonsnettet i området

Store deler av transmisjonsnettet i Bergen og omland ble bygget mellom 1965 og 1985. Luftledninger fra denne perioden har en forventet levetid på 80⁴ år, mens stasjoner normalt må gjennom omfattende fornyelser etter 40 år. Innenfor analyseperioden, som går til 2065, forventer vi å måtte reinvestere i de fleste anleggene. Stasjonsfornyelsene er det som kommer nærmest i tid.

Statnett har en Plan for Anleggsforvaltning, PFA (Statnett 2019), som inneholder planer for reinvesteringer og større vedlikeholds- og beredskapstiltak for perioden frem til 2029. Reinvesteringene som ligger nært i tid er basert på denne planen. Videre er Due Diligence rapport fra overtagelse av nettet fra BKK (Sweco Kraftnett Teknologi 2016) samt forventet restlevetid på ulike komponenter en del av underlaget for å anslå reinvesteringstidspunkt. Det er større usikkerhet rundt planene som kommer langt ut i tid, enn de som er planlagt på 2020-tallet. Vi mener tidspunkt for reinvestering er forventningsrett basert på dette, selv om de både kan skje tidligere og senere enn vi har lagt til grunn. Alle planene som er beskrevet i dette delkapitlet er en del av reinvesteringsbehovet som er lagt til grunn i nullalternativet, uavhengig om Statnett formelt har startet opp prosjekt.

Det er planlagt store reinvesteringer i transmisjonsnettstasjonene

Allerede tidlig på 2020-tallet er det planer om reinvesteringer i kontroll-, apparatanlegg og transformatorer i Arna, Fana og Lille Sotra. Dette er levetidsforlengende tiltak for å kunne utsette en større ombygging av stasjonene. Disse tiltakene vil være vanskelig å skyve ut i tid uten at risikoen for feil blir høy. I tillegg til økt transformator kapasitet som omtalt over, planlegger Statnett en større rehabilitering av transformatorer som er eldre enn 30 år, for å sikre fortsatt stabil drift i restlevetiden. Etter at disse tiltakene er gjort, forventer vi at det blir nødvendig med en større hovedombygging etter 10 år.

I Dale har Statnett besluttet å bygge ny stasjon som skal stå ferdig i 2024. Stasjonen er gammel, og alle anleggsdeler har langt oversteget forventet levetid. Ny stasjon blir klargjort for 420 kV drift. I Plan for Anleggsforvaltning er det også angitt at det er behov for en ny stasjon i Modalen. Behovet kommer fra tilstand til anleggsdelene, oppgradering for å tilfredsstille krav til klasse 3 anlegg samt plass og tilkomstutfordringer.

NVE ga i 2016 konsesjon til en forenklet stasjonsløsning i Steinsland, selv om løsningen ikke følger hovedregelen i beredskapsforskriften og vedlegg til denne⁵. NVE forutsetter at løsningen er midlertidig, og at den midlertidige perioden ikke strekker seg utover ti år (NVE 2013). Hvis vi ikke gjør andre tiltak i transmisjonsnettet må stasjonen derfor bygges om til en fullverdig koblingsstasjon senest i 2029.

4 Spennet på levetid er normalt fra 70 til 100 år. Ledninger bygget før 1965 har erfaringsvis noe kortere levetid (50-80 år) enn nyere luftledninger. Statnetts driftsavdeling har vurdert at det ikke er noe som tilsier kortere levetid enn 80 år på luftledningene i området

5 Anlegget er klasse 3 etter beredskapsforskriftens §5-2, og skal som hovedregel ha dublering av de viktigste komponentene etter vedlegg til beredskapsforskriften punkt 3.2.8

På 2030-tallet forventer vi større fornyelser i Kollsnes⁶, Evanger, Hove og i 300 kV-anlegget i Samnanger. I Samnanger vil kontrollanlegget for 420 kV-anlegget skiftes ut i forbindelse med ombyggingen av 300 kV-anlegget. I tillegg forventer vi ombygging i Arna, Lille Sotra og Fana. Rundt 2030 nærmer kontrollanlegget i Refsdal seg endt levetid, mens kontrollanleggene til Lindås og Haugsvær trenger fornyelse mot slutten av 2030-tallet. Fornyelse av apparatanlegget i Refsdal er forventet rundt 2050. Videre er det lagt til fornyelse av kontrollanlegg 20 år etter ombygging, så fremt dette er innenfor analyseperioden. Dette gjelder stasjonene Dale, Kollsnes, Modalen, Steinsland, Arna, Samnanger, Evanger, Fana, Lille Sotra og Hove.

Tabell 1-1 viser det samlede reinvesteringsbehovet i stasjonene. Kostnadene i faste kroner er totalt over 4,1 mrd. kroner. Samlet nåverdi er over 2,6 mrd. kroner.

Tabell 1-1 Planlagt samlet reinvesteringstidspunkt og kostnad for stasjonene i området

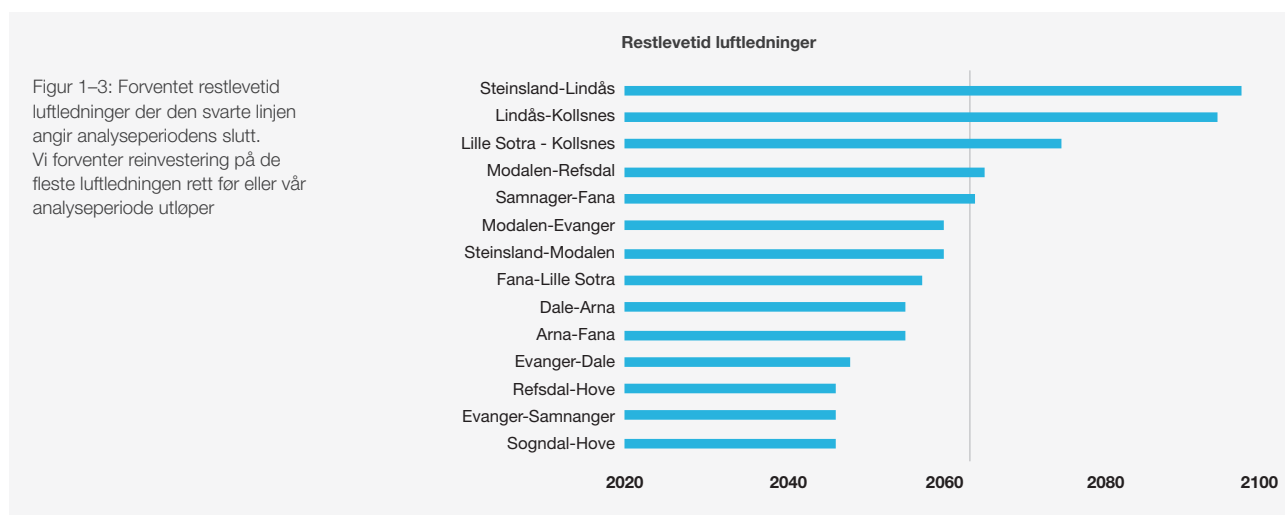
Stasjon	Byggeår	Tidspunkt for levetids- forlengende tiltak/ kontrollanlegg	Tidspunkt hovedombygging	Nåverdi reinvesteringer (MNOK)
Rehabilitering av transformatorer	<1990	2023	-	35
Modalen	1986	2045	2025	200
Steinsland	2019	2049	2029	190
Haugsvær	2020	2040	-	30
Lindås	2016	2023/2036	-	130
Kollsnes	1995	2045	2025	270
Fana	1977	2024/2056	2036	400
Lille Sotra	1995	2024/2055	2035	290
Arna	1987	2022/2052	2032	290
Dale	1966	2044	2024	270
Evanger	1983	2055	2035	140
Samnanger	1987	2052	2032	140
Hove	1967	2060	2040	120
Refsdal	1969	2030	2050	130
Totalt				2 650

⁶ Reinvestering av Kollsnes stasjon er fremskyndet til 2025, da stasjonen må utvides for tilknytning av Troll B/C og Oseberg, som blir omtalt i kapittel 2. Dette er en forutsetning for å fysisk kunne tilknytte det nye forbruket.

Mange av luftledningene har forventet levetid utover analyseperioden

Byggeår og forventet levetid på luftledningene i transmisjonsnettet tilsier at ni av ledningene har restlevetid som er kortere enn analyseperioden på 40 år. Ifølge tekniske due diligence er det ikke grunn til å tro at luftledningene har dårligere tilstand enn alderen skulle tilsi (Sweco Kraftnett Teknologi 2016). Figur 1-3 viser forventet restlevetid på de ulike luftledningsstrekke. Den tar utgangspunkt i en forventet levetid på 80 år.

Figur 1-3 viser at reinvestering av ledningsanlegg kan forventes med jevne mellomrom fra midten av 2040-tallet. De reinvesteringer som kommer før analyseperiodens slutt i 2065, har en forventet kostnad i faste kroner på rundt 2,5 mrd. kroner. Samlet nåverdi er rundt 610 MNOK.



Tabell 1-2: Forventet kostnad for reinvestering av luftledninger i området

Luftledningstrekk	Byggeår	Tidspunkt planlagt reinvestering	Lengde (km)	Nåverdi reinvesteringer (MNOK)
Sogndal-Hove	1967	2047	23,57	80
Refsdal-Hove	1967	2047	6,7	30
Evanger-Samnanger	1967	2047	63,9	140
Evanger-Dale	1969	2049	21,9	90
Arna-Fana	1976	2056	15,8	40
Dale-Arna	1976	2056	33,3	90
Fana-Lille Sotra	1978	2058	18,5	50
Steinsland-Modalen	1981	2061	5	20
Modalen-Evanger	1981	2061	27,5	70
Totalt				610

7 Lengde på trase som gjenstår etter at Aurland-Sogndal prosjektet oppgraderer ledningen over Sognefjorden

Tilstanden på jordkabelen mellom Kollsnes og Lille Sotra er usikker

Det er flere kabelanlegg i området. Mellom Lille Sotra og Kollsnes er det en innskutt jordkabel. Denne kom på drift i 1996. Som en del av Ytre ring-prosjektet bygget BKK Nett også to strekninger med sjøkabel mellom Kollsnes og Lindås, ett over Lurefjorden og ett over Hjeltefjorden. Disse ble satt på drift i 2016. I tillegg er det bygget sjøkabel mellom Lindås og Haugsvær, over Fensfjorden. I forbindelse med det nye Sotrasambandet blir det også en innskutt kabel mellom Fana og Lille Sotra. Denne er planlagt ferdigstilt andre halvår 2020 (BKK Nett 2019).

Kabelanlegg har normalt en levetid på 40-50 år. Basert på byggeår er reinvestering av jordkabelen mellom Lille Sotra og Kollsnes planlagt rundt 2036. Sjøkabelanleggene mellom Kollsnes og Haugsvær benytter ny teknologi, og vi forventer en levetid på nærmere 50 år på disse. Dermed er det ikke behov for reinvestering i disse anleggene før etter 2065 og vi har derfor ikke inkludert reinvesteringskostnader til disse sjøkablene.

Forventet kostnad for reinvestering av kabelanleggene er presentert i tabell 1-3.

Tabell 1-3: Forventet kostnad for reinvestering av kabelanlegg i området

Kabelstrekk	Byggeår	Tidspunkt planlagt reinvestering	Lengde (km)	Nåverdi reinvesteringer (MNOK)
Lille Sotra–Kollsnes	1996	2036	15	230

Det er også planlagt reinvesteringer i regionalnettet

BKK Nett har også omfattende planer for reinvestering i sine nettanlegg. Basert på sin regionale kraftsystemutredning er det planer for reinvesteringer i 26 ledninger på total 250-300 km de neste 20 årene. I tillegg kommer større og mindre fornyelser i 9 stasjoner. BKK Nett har opplyst at disse reinvesteringskostnadene vil være de samme uavhengig av tiltak i transmisjonsnettet, og vi har derfor ikke inkludert disse kostnadene i vår analyse.

1.3 I dagens kraftsystem er det lite flaskehals inn til Bergen og omland

Bergen og omland har i dag et underskudd på om lag 4 TWh i et normalår. Flyten på de tre luftledningene inn til området vil variere mye mellom både år og sesonger ettersom forbruk, men også produksjon, følger endringer i nedbør og temperatur.

På ledningen inn nordfra, Sogndal–Modalen, flyter det kraft inn til området mesteparten av tiden. Overføringsbehovet her er klart størst i sommerhalvåret i år med mye tilsig og stort overskudd nord for Sognefjorden. Også på ledningen østfra, Sima–Samnanger, er det stor flyt inn til området, men flyten er større i vinterhalvåret da det er mye produksjon med stor magasinkapasitet i Hallingdal.

På ledningen sørfra, Blåfalli–Samnanger, er det mer balansert utveksling. Over tid flyter det omtrent like mye kraft nordover som sørover⁸. Flyten på denne ledningen følger i stor grad den lokale vannkraftproduksjonen og forbruket i Bergen og omland. Det er typisk mest flyt nordover i vinterhalvåret når det både er lav lokal produksjon, høyere forbruk og det er større andel av tiden med import på forbindelsene fra Danmark og Nederland. Flyten nordover er høyest i tørre og kalde vintre. I sommerhalvåret med mye produksjon både i Bergen og omland og lenger nord på Vestlandet er den dominerende retningen sørover. Flyten sørover er størst i perioder med mye tilsig på Vestlandet.

De begrensende ledningene er i dag Samnanger–Mauranger (ved underskudd i Bergen og omland) og Mauranger–Blåfalli (ved overskudd i Bergen og omland), og Hove–Refsdal (ved overskudd i prisområdet NO3). I dagens situasjon er det imidlertid få timer hvor det oppstår flaskehals ved intakt nett. Sima–Samnanger har bidratt til dette, spesielt ved å avlaste ledningen mellom Samnanger og Blåfalli. Effekten har vært sterkest i timer med underskudd og flyt nordover, men forbindelsen hjelper også i perioder med stort overskudd i Bergen og omland, da flyten snur mot Sima. Tre forbindelser inn til området har også gitt vesentlig bedre forsyningssikkerhet, og gjør at det ikke blir økte flaskehalskostnader til tross for både nedleggelse av Energiverk Mongstad og forbruksvekst i området de siste ti årene. Sima–Samnanger har også gjort det lettere med planlagte driftstanser mellom Samnanger og Mauranger om sommeren.

Når det er stort overskudd i Sogn og Fjordane blir kapasiteten på Sogndal–Aurland begrensende før kapasiteten på Sogndal–Modalen. Statnett har fått konsesjon på å oppgradere Sogndal–Aurland. Vi forventer at denne er ferdig oppgradert til 2026 og har lagt dette til grunn i analysen.

1.4 Kapasiteten i nettet internt i Bergen og omland er høyt utnyttet Forsyningssikkerheten i Bergen og omland har blitt bedre etter at Ytre ringprosjektet kom på drift

Transmisjonsnettet som har forsynt Bergen og industrien langs kysten har frem til nylig bestått av to 300 kV-forbindelser: Én fra Evanger via Dale til Fana og én fra Samnanger til Fana. Det var flere utfordringer ved å drifte nettet slik. Blant annet var ikke den samlede overføringskapasiteten tilstrekkelig til å håndtere utfall i perioder med høyt underskudd av kraft (normalt vinterhalvåret). I tillegg har det vært komplisert

⁸ På den nordlige strekningen Mauranger–Samnanger vil det være mest flyt nordover, mens på den sørlige strekningen Blåfalli–Mauranger vil det være mest flyt sørover. Årsaken er det er mye produksjon under Mauranger.

å planlegge og gjennomføre utkoblinger for vedlikehold og fornyelser da hele området har risikert å bli mørklagt ved utfall av den gjenværende ledningen.

Fra Fana går 300 kV-nettet videre vestover mot Lille Sotra og deretter til Kollsnes. Fram til 2016 var dette den eneste transmisjonsnettforbindelsen til industriforbruket på Kollsnes. Utfall av denne ville ha ført til utkobling av alt forbruk på Kollsnes. Historisk har det ikke vært feil på denne strekningen. Statnett og BKK har måttet koordinere planlagte driftstanser nøye med aktørene på Kollsnes.

For å ha kontroll i driften, og for å overholde overføringsgrensene, har det vært installert systemvern som automatisk kobler ut forbruk ved utfall i nettet (BFK, belastningsfrakobling). Dette har også inkludert frakobling av alminnelig forbruk i distribusjonsnettet, noe som ikke er tillatt som permanent tiltak⁹. Det har ikke skjedd noen feilhendelser som skulle medført utkobling av forbruket, men systemvernet som er etablert har likevel blitt utløst på grunn manglende vedlikehold, feil i vern og som en følge av menneskelige feil.

For å bedre forsyningsikkerheten i området søkte BKK Nett, i 2007 og 2010, om konsesjon på en ny 300 kV transmisjonsnettledning i området, omtalt som Ytre ringprosjektet. Prosjektet innebærer en ny ledning fra Modalen (Steinsland) via to nye stasjoner, Haugsvær og Lindås (like ved Mongstad), og videre til Kollsnes stasjon. Lindås transformatorstasjon og forbindelsen mellom Kollsnes og Lindås ble satt i drift i 2016. Nye luftledninger, sjøkabler og stasjoner er bygget for 420 kV, men skal foreløpig driftes på 300 kV. Hele forbindelsen ble satt på drift i desember 2019.

Nettet i området er høyt utnyttet med dagens forbruksnivå

Internt i Bergen og omland er nettet høyt utnyttet. Kapasiteten inn til et avgrenset område omtales gjerne som et overføringssnitt. Et overføringssnitt er en samling av to eller flere forbindelser som i fellesskap danner en grense for hvor mye strøm som i sum kan flyte på forbindelsene. For å ha kontroll på strøm og spenning i nettet, overvåker vi overføringskapasiteten slik at vi kan håndtere et utfall av en av forbindelsene i snittet, såkalt N-1 forsyningsikkerhet. I tillegg må vi kunne håndtere en feil under vedlikehold. Derfor vurderer vi også kapasiteten når to forbindelser er utkoblet, såkalt N-1-1 forsyningsikkerhet.

Det er i hovedsak to snitt som begrenser overføringen av strøm til forbrukstygdepunktene i Bergen og omland:

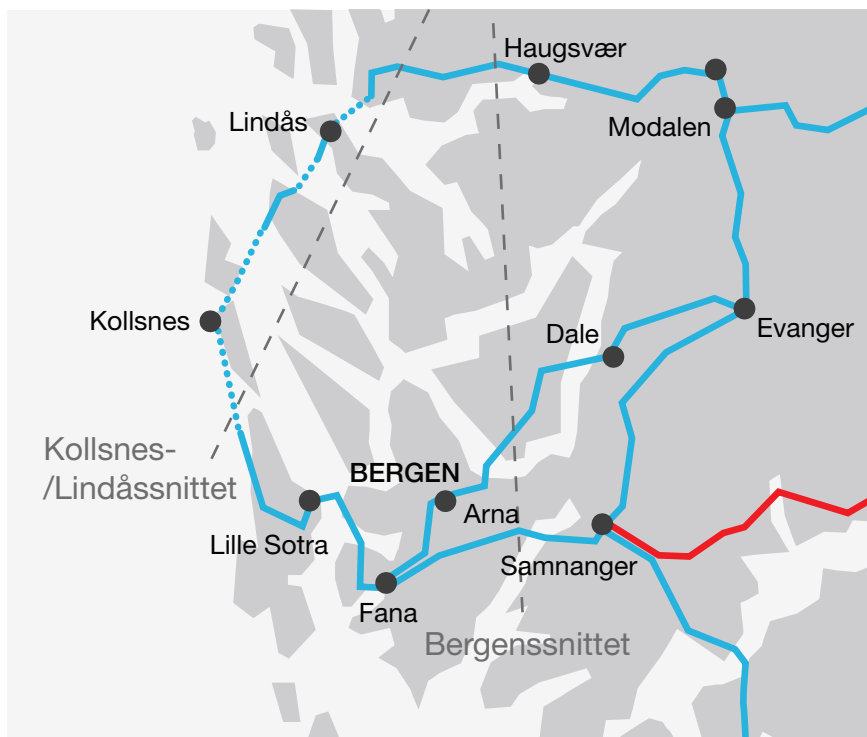
- Kollsnes-/Lindåssnittet som består av forbindelsene 300 kV Kollsnes-Lille Sotra og 300 kV Haugsvær-Lindås, samt 132 kV Seim-Mongstad
- Bergensnittet som består av forbindelsene 300 kV Haugsvær-Lindås, 300 kV Dale-Arna og 300 kV Samnanger-Fana, samt 132 kV Matre-Padøy og 132 Dale-Ravneberget

Kollsnes-/Lindåssnittet

For det eksisterende industriforbruket langs kysten, er Kollsnes-/Lindåssnittet den største begrensningen i dag. Vest for snittet er det i dag opp mot 520 MW forbruk på Kollsnes og opp mot 190 MW forbruk under Lindås. Forbruket under Lindås

⁹ Fos §21: "Hendelsesstyrt systemvern som kobler ut sluttbrukere i distribusjonsnettet er kun tillatt som midlertidig løsning. Ved etablering av slike systemvern, skal systemansvarlig skriftlig rapportere dette til NVE sammen med en fremdriftsplan for avvikling av systemvernet"

Figur 1-4 Transmisjonsnett i Bergen og omland med viktige overføringsnett. Snittene er illustrert med stiplet linje i figuren. Som beskrevet i teksten, inngår også noen regionalnettsledninger i snittene.



inkluderer også alminnelig forbruk. På Kollsnes er det delt drift, og alminnelig forbruk blir forsynt via regionalnettet og inngår ikke Kollsnes-/Lindåssnittet. Når Energiverk Mongstad legger ned er det svært begrenset med produksjon vest for snittet som kan forsyne forbruket på Kollsnes og Lindås.

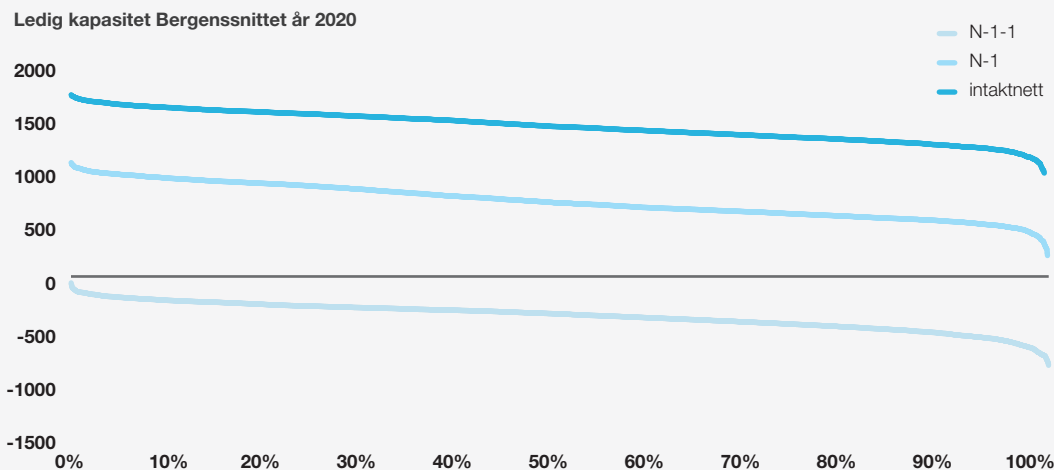
Ved intakt nett er det tilstrekkelig kapasitet til å forsyne dagens forbruk vest for Kollsnes-/Lindåssnittet. Det er imidlertid ikke N-1 forsyningssikkerhet for dagens forbruk, da N-1-kapasiteten er på i overkant av 500 MW. Dette gjelder stort sett hele året, ettersom det hovedsakelig er industriforbruk med jevnt høyt forbruk vest for snittet. Periodene vi har N-1 forsyningssikkerhet er korte og har et uforutsigbart mønster. Dette gjør det blant annet krevende å planlegge driftsstanser uten å måtte koble ut forbruk, og betinger at vi må koordinere våre driftsstanser med industriens driftsstanser.

På Kollsnes er det normalt delt drift mellom industriforbruket som er knyttet til transmisjonsnettet og alminnelig forbruk som er knyttet til regionalnettet. I følge BKK som eier regionalnettet i området er det i beste fall mulig å flytte opptil 200 MW av industriforbruket til regionalnettet i en feilsituasjon. I de fleste driftssituasjoner er tilgjengelig kapasitet lavere enn dette. Vi ser uansett at dette vil ha liten innvirkning på kapasiteten på grunn av omlagring i transmisjonsnettet, og vurderer derfor at regionalnettet i liten grad kan fungere som reserve.

Bergenssnittet

I Bergenssnittet er det ledningene Samnanger–Fana, Dale–Arna og Haugsvær–Lindås som begrenser overføringskapasiteten inn til området. Kapasiteten i dette snittet varierer med omgivelses-temperaturen og ved ulike temperaturer er det ulike forbindelser som er begrensende. N–1-kapasiteten i Bergenssnittet varierer mellom 1500 og 2100 MW avhengig av utetemperatur.

Figur 1-5 viser at vi har N–1 forsyningssikkerhet i Bergenssnittet hele året med dagens forbruk, med unntak av noen få timer. Dette inntreffer i sommerhalvåret. Vi har imidlertid aldri N–1–1 forsyningssikkerhet. Det betyr at dersom en feil på en gitt ledning inntreffer når vi har en planlagt driftsstans på en gitt annen forbindelse, så må vi koble ut forbruk. Det er ikke alle kombinasjoner av feil og revisjon som gir problemer, men gjennom året er det flere enn kun én kombinasjon som vil gi problemer. Figuren viser kapasiteten gitt den verste enkeltfeilen eller den verste kombinasjonen av feil og revisjon.



Figur 1–5 Kapasiteten i Bergenssnittet er temperaturavhengig. I denne figuren viser vi differansen mellom den høyeste forbruk innenfor Bergenssnittet per dag og kapasiteten i Bergenssnittet for den høyeste temperaturen det var den respektive dagen.

Vi forventer avbruddskostnader på rundt 20 MNOK i året for eksisterende forbruk

Industriforbruket under Kollsnes og Mongstad har installert systemvern i form av belastningsfrakobling (BFK). Det betyr at de automatisk kobles ut ved utvalgte feil eller overbelastninger i nettet. Hvis vi må redusere belastningen i transmisjonsnettet er det derfor normalt industrien, og ikke alminnelig forbruk, som mister strømmen. Hvor mye lasten må reduseres med, avhenger av størrelsen på forbruket på det aktuelle tidspunktet.

Vi tar utgangspunkt i at industrien forbruker jevnt og nær maksimalt hele året. Forbruket må dermed reduseres med mellom 100 og 200 MW ved planlagt driftsstans eller feil på enkelte forbindelser. Vi forventer at vi må gjøre vedlikehold som gir forbruksreduksjon rundt 1–2 dager i året i gjennomsnitt, og vi forventer at det vil skje en uforutsett feil som gir utkobling av forbruk omtrent hvert 4. år i gjennomsnitt. Forbindelsene i området består av luftlinjer på mesteparten av strekningene, men

også jord- og sjøkabler. En luftledningsfeil kan vare fra sekunder til mange uker. For Haugsvær–Lindås har vi beregnet gjennomsnittlig varighet for feil på luftlinjen til omtrent 20 timer, og medianen til omtrent 90 minutter. For feil på kabelanlegg regner vi med 60 dager reparasjonstid som et gjennomsnitt.

Vi må også ha kontroll i driften dersom det skjer en feil samtidig som vi har en utkobling (N–1–1). Dette er også aktuelt i situasjoner hvor vi får en langvarig feil på en av kablene i området. For å håndtere N–1–1-situasjoner installerer vi omfattende systemvern på forbruk ved overlaster på de fleste transmisjonsnettledningene. Disse tar ut forbruk på mellom 35 og 520 MW. Omfanget avhenger av hvilken utkobling det gjelder, men vil i hovedsak omfatte industri på Kollsnes og Mongstad¹⁰.

Vi har mottatt informasjon fra de ulike aktørene om hvilke økonomiske konsekvenser strømbrydd medfører, både dersom det ikke er varslet (ved feil) og når det blir varslet (planlagt driftsstans). Basert på disse kostnadene forventer vi at strømbrydd som følge av feil vil koste industriaktørene i underkant av 20 MNOK i året. I en analyseperiode som varer til 2065, utgjør dette 160 MNOK i nåverdi.

Om Statnetts planlagte driftsstanser får en økonomisk konsekvens for industrien på Kollsnes og Mongstad, avhenger i stor grad av hvor mye Statnett og industrien klarer å koordinere sine driftsstanser. Vi har sett på flere scenarioer, fra perfekt koordinering til ingen koordinering. Vi ser at det selv med perfekt koordinering vil det være situasjoner hvor industriforbruket må kobles ut, fordi Statnett må gjennomføre planlagt driftsstans. I kostnadsberegningen har vi lagt til grunn et gjennomsnitt av disse scenarioene. Dette gir årlige kostnader på i underkant av 40 MNOK, og utgjør 320 MNOK i nåverdi frem til 2065.

Spenningsdipper bidrar til samfunnsøkonomisk tap, men inngår ikke i analysen

Enhver kortslutning på en kraftledning vil medføre spenningsdipp. Med spenningsdipp mener vi en kortvarig underspenning i nettet. Noen kunder opplever å få problemer i sine anlegg når det forekommer spenningsdipper i nettet.

Det er i praksis umulig å unngå spenningsdipper som følge av kortslutninger i et nett som i all hovedsak består av luftledninger. Forbrukerne har selv mulighet til å redusere virkningen ved å i størst mulig grad designe prosesser og utstyr som tåler en typisk spenningsdipp. Netteier er ikke pliktig til å erstatte økonomiske tap som følge av spenningsdipper, gitt at hendelsen ikke gir avbrudd i forsyningen. Derfor har ikke Statnett noen god statistikk over de samfunnsøkonomiske tapene knyttet til spenningsdipper.

I Bergen og omland er det i det siste registrert mange spenningsdipper, men vurdering av spenningsdipper inngår ikke i KVVU-en. Generelt kan vi si at tiltak i nettet som gir økt kapasitet i mange tilfeller har både gunstige og ugunstige virkninger når det gjelder spenningsdipper. I sum er det usikkert om de samfunnsøkonomiske tapene som følge av spenningsdipper blir større eller mindre som følge av forsterkninger i nettet.

¹⁰ Vi vil beholde systemvernet som kobler ut alminnelig forbruk under Lille Sotra og Fana. Dette vil imidlertid kun bli aktivert ved høy last og én forbindelse i Bergensnettet utkoblet, og vil utløse dersom skjer ytterligere ett utfall. Ved sommerlast er det ikke behov for å aktivere systemvernet, noe som gjør at det ikke vil være aktivert i vedlikeholdsperioden.

2 Det er store planer om økt industriforbruk i Bergen og omland

I dette kapitlet beskriver vi fremtidige planer om nytt forbruk og ny produksjon som påvirker behovet for nettkapasitet i Bergen og omland. Vi begynner med forbruksplanene, deretter produksjonen.

Vi har registrert planer om nesten 2800 MW nytt industriforbruk, utfallsrommet er stort

Dagens industriforbruk er på om lag 700 MW. Vi har utarbeidet tre forbruksscenarioer for vekst i industriforbruket. I høyscenarioet ligger alle kjente planer om nytt forbruk, totalt nesten 2800 MW. Lavscenarioet inkluderer kun forbruk som allerede har fått nettilknytning, og som dermed er de mest modne planene. Da øker industriforbruket med nesten 300 MW. I middelscenarioet har vi sannsynlighetsjustert forbruksplanene ut fra modenhet. I dette scenarioet øker industriforbruket med rundt 700 MW. I de tre forbruksscenarioene er rundt 90 prosent av industriforbruket lokalisert vest for Kollsnes-/Lindåssnittet.

Alminnelig forbruk øker fra dagens rundt 1560 MW til 1700 MW i middelscenarioet

Middelscenarioet for utviklingen i alminnelig forbruk viser en vekst i maksforbruket fra 1560 MW i 2020 til rundt 1700 MW i 2040. Elektrifisering av transport og befolkningsvekst er de viktigste vekstdriverne, men blir dempet av mer energieffektive bygg. I lav- og høyscenarioet utgjør maksforbruket for alminnelig forbruk henholdsvis rundt 1600 og 2100 MW i 2040.

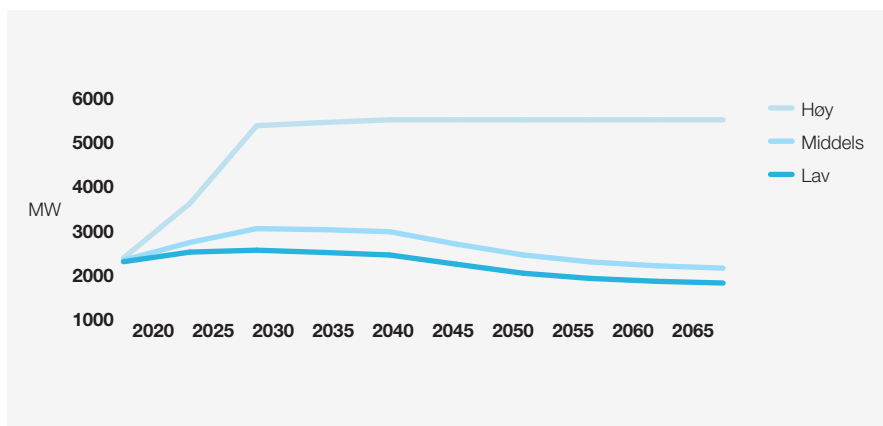
Sannsynlig med betydelig forbruksvekst – men det er usikkert hvor mye og hvor fort

Scenarioene er synliggjort i figur 2-1. Som figuren viser, forventer vi forbruksvekst mot 2030 i alle scenarioer. Det er imidlertid usikkerhet knyttet til både hvilke aktører som vil etablere seg, hvor stort forbruket blir og når i tid det kommer. Forbruket kan både bli større og mindre enn det vi har lagt til grunn. Hvordan usikkerheten påvirker analyseresultatene beskriver vi nærmere i usikkerhetsanalysen.

Planene om ny vindkraft i området er store, men svært usikre

Vindkraft dominerer kjente planer for ny fornybar produksjon i området. Mesteparten av dette er knyttet til Hordavind-prosjektet, som kan gi opptil 1500 MW ny vindkraft nord i området. Det er imidlertid svært usikkert når og eventuelt hvor mye av denne vindkraften som vil bli realisert. Vi har derfor ikke lagt til grunn realisering av vindkraft, men diskuterer dette i usikkerhetsanalysen. For vannkraft forventer vi at mye av potensialet er utbygd når planlagte prosjekter settes i drift, men at det kan være noe å hente på utvidelser og oppgraderinger i eksisterende kraftverk.

Figur 2-1 Maksimalt effektforbruk i Bergen og omland i lav- middels- og høyscenarioet for forbruksutviklingen



2.1 I middelscenarioet øker industriforbruket i Bergen og omland med omtrent 700 MW

Statnetts prognose for utvikling i industriforbruket er utarbeidet ved hjelp av BKK og via dialog med relevante industriaktører. Effektprognosen er utarbeidet etter en bottom-up-tilnærming, der vi tar utgangspunkt i kjente planer om ny industrivirksomhet samt informasjon om forventet utvikling i effektforbruket til eksisterende industrivirksomhet. Overordnet deler vi industriforbruket inn i to kategorier; *petroleum og annen industri*.

Kategorien petroleum omfatter effektbehovet fra olje- og gassinstallasjoner, herunder installasjoner som allerede er elektrifisert, de som planlegger å elektrifisere og nye felt som forventes å måtte elektrifiseres fra dag én. Felles for effektbehovet fra disse aktørene er at vi har relativt god informasjon om forventet utvikling frem til 2040 og at vi antar et avtakende effektbehov etter 2040 for de fleste av aktørene¹².

Annen industri omfatter i hovedsak industriaktører som planlegger å etablere seg i næringsparker rundt Kollsnes og Mongstad, i tillegg til datasentervirksomhet under Dale, Haugsvær og Samnanger. Med unntak av et fåtall aktører, har vi mindre informasjon om utviklingen i effektbehovet fra annen industri enn for petroleum. Planene er mindre modne og mer usikre, noe som gjør at vi har tilordnet disse planene lavere sannsynlighet for å bli realisert enn petroleum i middelscenarioet. I motsetning til olje- og gasssektoren har vi ikke grunnlag for å vurdere om utviklingen etter 2040 vil være opp- eller nedadgående og antar derfor at effektbehovet ligger flatt på 2040-nivå frem til 2065.

Vi tar utgangspunkt i maksforbruket til kundene og regner med at det i liten grad er samlagringseffekter. Dette henger sammen med at større industrikunder normalt sett har jevn og høy brukstid gjennom hele året. Usikkerheten i prognosen er i tillegg så stor at det gir liten merverdi å studere brukstider og samlagringseffekter.

Det er stor usikkerhet knyttet til det langsiktige effektbehovet til eksisterende industri og fremtidige industriutvidelser. Usikkerheten øker jo lengre ut i tid vi prognostiserer. Vi får stadig ny informasjon om forbruksplanene i området. Det gjelder både informasjon om nye aktører, tidsplaner og størrelsen på effektbehov hos de ulike aktørene. Prognosen som analysen er basert på, tar utgangspunkt i informasjonen vi hadde om forbruket i begynnelsen av mars 2020.

Vi forventer økning i petroleumsforbruket som følge av elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner

Vi forventer en nedgang i produksjonen fra eksisterende petroleumsrelatert industri i Bergen og omland. Likevel forventer vi en økning i effektforbruket som følge av omfattende planer om elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner. I Nordsjøen utenfor Bergen utgjør det samlede potensialet for elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner isolert sett en økning i maksimalt effektbehov på rundt 900 MW fra 2020 frem til 2030. Hvis vi kun ser på planene vi vurderer som mest modne, får vi en økning i effektbehovet på rundt 250 MW i 2025 og 400 MW i 2030.

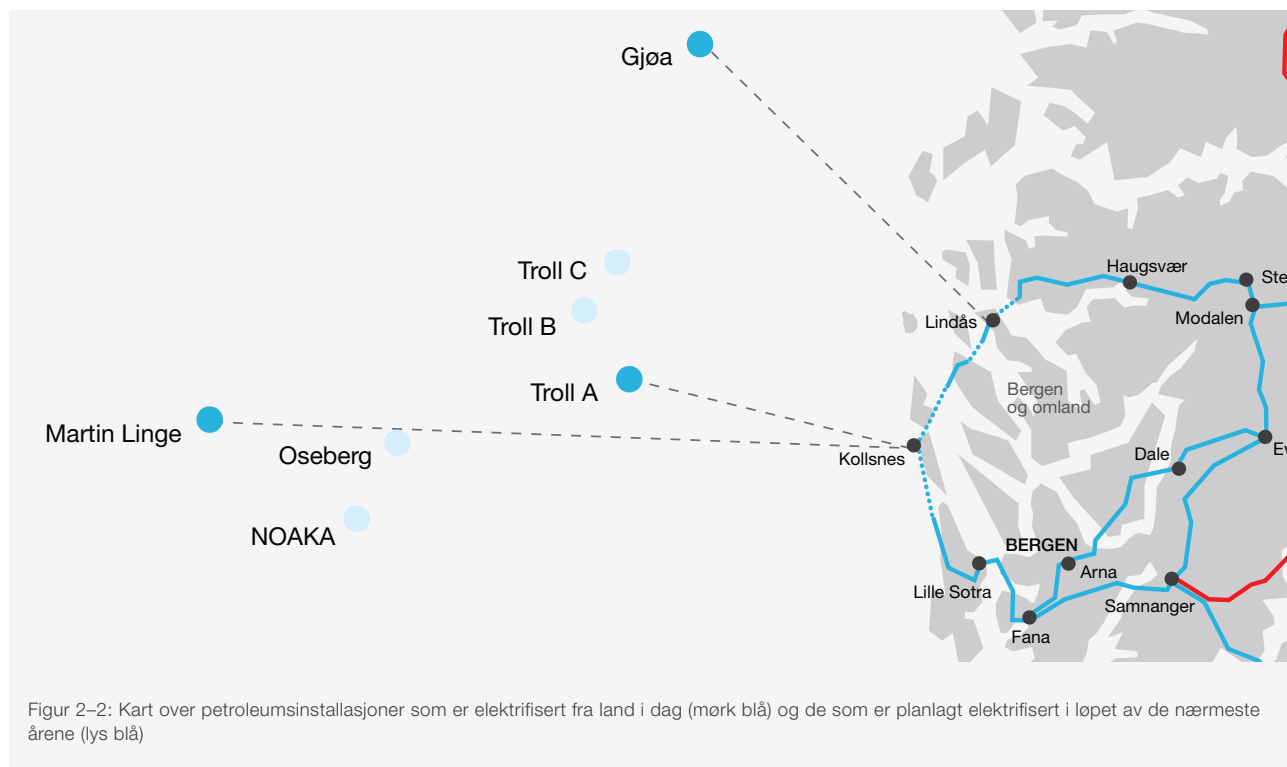
¹² Unntatt Troll A og NOAKA, hvor vi har mottatt effektprognoser fra aktørene lenger frem i tid (hvh. 2054 og 2049).

Vi forventer en nedgang i effektbehovet fra eksisterende petroleumsvirksomhet

For det eksisterende petroleumsrelaterte forbruket under Kollsnes og Mongstad, viser prognosene vi har mottatt fra aktørene at effektbehovet er ventet å avta fra dagens nivå, fra rundt 650 MW i 2020 til 450 MW i 2040. Det innebærer en nedgang på 30 prosent. Utviklingen etter 2040 er svært usikker. Det kan gjøres nye funn som medvirker til at produksjonen opprettholdes eller det kan bli en nedgang eller utfasing av olje- og gassproduksjon som følge av at ressursgrunnlaget er uttømt, at det ikke er lønnsomt å bygge ut nye funn eller som følge av politiske vedtak. Fordi analyseperioden i KVV-en strekker seg helt frem til 2065, må vi gjøre antakelser om effektbehovet også etter 2040. Basert på offentlig tilgjengelig informasjon om ressursgrunnlaget, legger vi til grunn fortsatt produksjon etter 2040, men at produksjonen vil være fallende. Som en forenklet tilnærming antar vi at effektbehovet fra petroleum reduseres med ti prosent per år etter 2040 eller etter siste år aktørene har oppgitt effektprognose for. Denne forutsetningen gjelder også for øvrig petroleumsrelatert virksomhet i analysen.

Flere elektrifiseringsprosjekter i petroleumssektoren har søkt om nettilknytning

Ifølge klimamålene skal Norge redusere utslipp av klimagasser med minst 40 prosent innen 2030 (Regjeringen 2019). Elektrifisering av petroleumssektoren vil bidra til å redusere utslipp i Norge. Flere aktører ser derfor på muligheten for å forsyne både nye og eksisterende plattformer med strøm fra land. Verdien og virkninger av dette blir diskutert i alternativanalysen. Figur 2–2 viser et kart over olje- og gassplattformene i området som er elektrifisert fra land i dag og som er planlagt elektrifisert i innen midten av 2020-tallet.



Equinor har søkt om økt uttak i nettet i forbindelse med elektrifisering av plattformene Troll B, Troll C og Oseberg. Forventet idriftsettelse er rundt 2023/2024 for Troll og 2024/2025 for Oseberg. Elektrifiseringskonseptene innebærer delvis elektrifisering av Troll B og fullelektrifisering av Troll C. Dette gir et maksimalt effektuttak på 116 MW, med mulig fremtidig forbruksøkning opp mot 170 MW dersom Troll B blir vedtatt fullelektrifisert på et senere tidspunkt. For Oseberg er det foretrukne konseptet delvis elektrifisering av Oseberg Feltsenter og Oseberg Sør. Dette vil innebære et maksimalt effektuttak på 105 MW, men mulig økning til 140 MW ved ytterligere elektrifisering på Oseberg-feltet. NVE har gitt positiv innstilling til Equinors konsesjonssøknad og denne er nå er til behandling hos OED. Statnett har vurdert at tilknytningen ikke er driftsmessig forsvarlig, men at første fase av elektrifiseringen kan få tilknytning på særlige vilkår. Det innebærer at forbruket kobles ut i anstrengte driftssituasjoner. NVEs innstilling understøtter dette. Equinor oppgir i konsesjonssøknad, og i møte med Statnett, at tiltakene vil redusere CO₂ utslipp med henholdsvis 457 000 og 390 000 tonn per år for Troll B og C og Oseberg (Equinor 2019), og en ytterligere utslippsreduksjon på 210 000 tonn per år dersom Troll B blir fullelektrifisert.

Wintershall er i gang med å bygge ut et nytt felt, Nova, som skal forsynes fra Gjøa-plattformen. Nova trenger strøm for å injisere vann i forbindelse med utvinning av olje- og gass. Forventet effektuttak er 7 MW fra 2022.

NOA, Krafla og Fulla-området er en betegnelse på et område i Nordsjøen som består av flere lisenser. Det er gjort betydelige funn i området og samlede utvinnbare ressurser er anslått til mer enn 500 millioner fat oljeekvivalenter. Lisenspartnerne planlegger nå en bemannet produksjonsplattform i sør som skal driftes av Aker BP, og en ubemannet prosessplattform i nord som skal driftes av Equinor. Feltet skal bli elektrifisert med strøm fra land, og selskapene har startet forberedelsene til innlevering av planer for utbygging og drift (PUD) i 2022 med konseptvalg i Q2 2021. Konseptene det er planlagt for innebærer et maksimalt effektuttak på totalt 150 MW. Forventet idriftsettelse av strømanlegget er i midten av 2026, med produksjonsoppstart av feltet i Q1 2027.

Equinor har besluttet å beholde noen av gassturbinene på Oseberg som reserveforsyning. Gassturbinene vil dekke hele kraftbehovet til Oseberg ved avbrudd i kraftforsyningen. Troll-plattformene vil ha reserveforsyning fram til 2025. Etter det må imidlertid Troll ha minst 35-40 MW også under planlagte utkoblinger kraftnettet, for å unngå tapt produksjon. Dersom Troll B også blir fullelektrifisert på et tidspunkt vil det ikke være nok reserveforsyning på feltet, og dermed vil alle strømbrydd på plattformen føre til tapt produksjon på Troll B og C. Krafla/NOAKA vil ikke ha reserveforsyning på plattform.

Til sammen kan effektbehovet knyttet til elektrifisering utgjøre rundt 900 MW frem mot 2030

BKK og CapeOmega sto bak prosjektet "Serene", som innebar en helhetlig løsning for elektrifisering av olje- og gassfeltene i den nordlige delen av Nordsjøen. Aktørene beregner at en slik løsning kan gi utslippskutt på 1,4 til 2,5 millioner tonn CO₂ per år¹³.

Prosjektet ble ikke tatt til behandling av NVE (Energiteknikk 2020), og det er svært usikkert om det blir realisert. Serene sin kartlegging gir imidlertid en indikasjon på elektrifiseringspotensialet i den nordlige Nordsjøen. Effektbehovet kan dermed potensielt øke med ytterligere 500 MW ved storstilt elektrifisering av petroleum knyttet til Bergen og omland. Til sammen gir dette et mulig maksimalt effektbehov knyttet til elektrifisering på 900 MW innen 2030.

Øvrige petroleumsrelaterte planer er beskjedne

One Subsea, som driver med industritestning av pumper til oljeindustrien, har søkt om å øke effektuttaket med 20 MW fra 2022. Aktøren har fått tildelt nettkapasitet.

Equinor har i tillegg planer om å øke effektuttaket ved Mongstad raffineri fra midten av 2020-tallet, med rundt 10 MW. Utvidelsen er imidlertid usikker, og det er ikke søkt om nettilknytning.

Det er store planer om nyetablering av næringsvirksomhet, men planene er usikre

Det eksisterende forbruket i kategorien annen industri består kun av Bjølvfossen smeltekraftverk i Ålvik. Vi antar at effektforbruket til smelteverket vil bli liggende på dagens nivå ut analyseperioden.

Det er også store planer om etablering av annen industri enn petroleumsvirksomhet i Bergen og omland. Dette er i hovedsak industriaktører som planlegger å etablere seg i næringsparker rundt Kollsnes og Mongstad, i tillegg til datasentervirksomhet under Dale, Haugsvær og Samnanger. Samlet sett gir alle kjente planer en økning i effektbehovet på 1100 MW innen 2025 og 1850 MW innen 2030, sammenliknet med dagens nivå.

Industriplanene er svært usikre. Med unntak av et fåtall aktører, har vi mindre informasjon om utviklingen i effektbehovet fra kategorien annen industri enn for kategorien petroleum. Det er både usikkert om og når planene blir realisert, samt hvor stort effektbehovet til de respektive aktørene blir. Hvis vi kun ser på planene vi vurderer som mest modne, får vi en økning i effektbehovet på rundt 230 MW fra 2025 og ut analyseperioden.

¹³ <https://www.serene.no/>

Datasenterplanene er modne, men det er usikkert hvor stort effektbehovet blir på sikt. Norge er ansett som et attraktivt land for nye datasentre på grunn av lave kraftpriser, fornybar energiproduksjon og stabile politiske forhold. I det følgende redegjør vi for kjente planer om datasentervirksomhet i Bergen og omland. Samlet utgjør planene i overkant av **400 MW**.

Dale fabrikker har søkt om og fått tillatelse til å knytte til et datasenter under Dale stasjon, med et effektuttak på 20 MW. På sikt ønsker Dale fabrikker å utvide datasenteret og har indikert et effektbehov medregnet fase én, på 100 MW.

Regn Infrastructure har søkt om og fått tillatelse til å knytte til 100 MW nytt forbruk i et nytt datasenter under Samnanger stasjon. De kan knytte til 50 MW før ny transformator er på plass. Etter at en ny transformator er installert, etter planen innen utgangen av 2020, vil det være driftsmessig forsvarlig å knytte til hele det forespurte effektuttaket på 100 MW. Aktøren har orientert oss om at det kan bli aktuelt å søke om ytterligere 200 MW.

Regn Infrastructure planlegger også et nytt datasenter i Matre. De har fått tillatelse til å knytte til 12 MW nytt forbruk fra 2021 og har søkt om ytterligere 18 MW.

Det er usikkert om effektbehovet på sikt blir så stort som aktørene har indikert. Datasenter på 100-200 MW vil være på størrelse med de største i verden. Hvor store de blir, avhenger i stor grad av lønnsomheten i planene.

Planer om økt industriforbruk i Skipavik, Kollsnes og Mongstad næringspark, samt Trekantområdet

Statnett har mottatt informasjon fra BKK om at det planlegges industriforbruk i **Kollsnes næringspark**. Vi har mottatt en grov oversikt over mulig fremtidig effektbehov, fordelt på ulike industrikunder og med en grov opptrappingsplan. Type industri varierer fra mindre planer om industribygg, lager, kai og fiskeanlegg m.m. (omtrent 25 MW), til større planer om etablering av virksomhet knyttet til hydrogenproduksjon (omtrent 100 MW), CO₂-testanlegg (omtrent 5 MW), flytendegjøring av hydrogen og CO₂ (hvh. omtrent 20 og 220 MW), samt etablering av et smelteverk (355 MW). I tillegg er det indikert at det kan komme såkalte "nye bedrifter" med et effektbehov på 270 MW. Mesteparten av effektbehovet er angitt fra midten av 2020-tallet, med unntak av et smelteverk, som er angitt fra 2030. Totalt utgjør planene rett under **1000 MW**.

Skipavik næringsområde inngår i kommunedelplan for Steine, Sløvåg og Skipavik og er satt av til næring og industri med krav om regulering. Prosjektet omfatter større kaianlegg, nærings- og industribygg med tilhørende veiframføring og infrastruktur. Størsteparten av effektbehovet er knyttet til næringsbygg (omtrent 175 MW) fra slutten av 2020-tallet, men et mindre behov er knyttet til kontor, lager og landstrøm (omtrent 15 MW), fra midten av 2020-tallet. Samlet består planene av i underkant av **200 MW**.

I **Mongstad næringspark** har en aktør søkt om nettilknytning for etablering av batterifabrikk. Planene består av fire trinn, hvor beregnet forbruk per trinn er på 20 MW. Mest realistiske tilknytningstidspunkt for trinn 1 er i 2023. I tillegg har BKK på vegne av et konsortium for hydrogenproduksjon, søkt om nettilknytning på Mongstad. Ønsket effektuttak er 30 MW fra 2023/24. Kapasiteten skal benyttes til produksjon av hydrogen og flytendegjøring av hydrogen for lagring og transport. Avklaring vedrørende teknologivalg pågår. Valg av teknologi har betydning for forbruksprofil og krav til redundans. Et konsept som innebærer et større effektbehov (totalt omtrent 80 MW) undersøkes også. Det innebærer at effektbehovet på sikt kan bli høyere enn 30 MW.

I tillegg de de ovennevnte planene under Mongstad næringspark, har Nordhordaland Næringslag (NONL) med finansiell støtte fra Hordaland Fylkeskommune bestilt en rapport hos Aabø Powerconsulting AS for å vurdere etablering av kraftkrevende industri på Mongstad. Per i dag har vi informasjon om at Aabø utreder et volum på 70-100 MW. BKK opplyser om at arealene regulert til næringsformål er store utover batterifabrikk og hydrogenproduksjon i Mongstad næringspark. Inkludert forbruket Aabø utreder, utgjør de samlede planene vi kjenner til under Mongstad næringspark rundt **260 MW**.

Det såkalte **Trekantområdet** ved Ågotnes er ikke utbygd i dag, men regulert til næringsformål. Området ligger rett ved den nye havnen i Ågotnes og BKK forventer at det vil etableres forbruk i næringsparken når havnen kommer. Per i dag kjenner vi imidlertid ikke til konkrete aktører. BKK anslår effektbehovet til 5 MW mellom 2024-2029 og **15 MW** mellom 2030-2040.

Elektrifisering av Bergen godshavn kan gi økt effektuttak

Bergen godshavn skal flytte til Ågotnes (regionalnettstasjon med ledning til Lille Sotra). Dagens godshavn bruker lite effekt, men den nye havnen kan på sikt bli elektrifisert (elektriske kraner, landstrøm, lading av elbåter osv). BKK anslår en økning i effektbehovet på 25 MW mellom 2024-2030 og 35 MW mellom 2030-2040, men opplyser om at økningen er usikker.

Det foreligger planer om fullskala CO₂-håndteringsanlegg i nærheten av Kollsnes

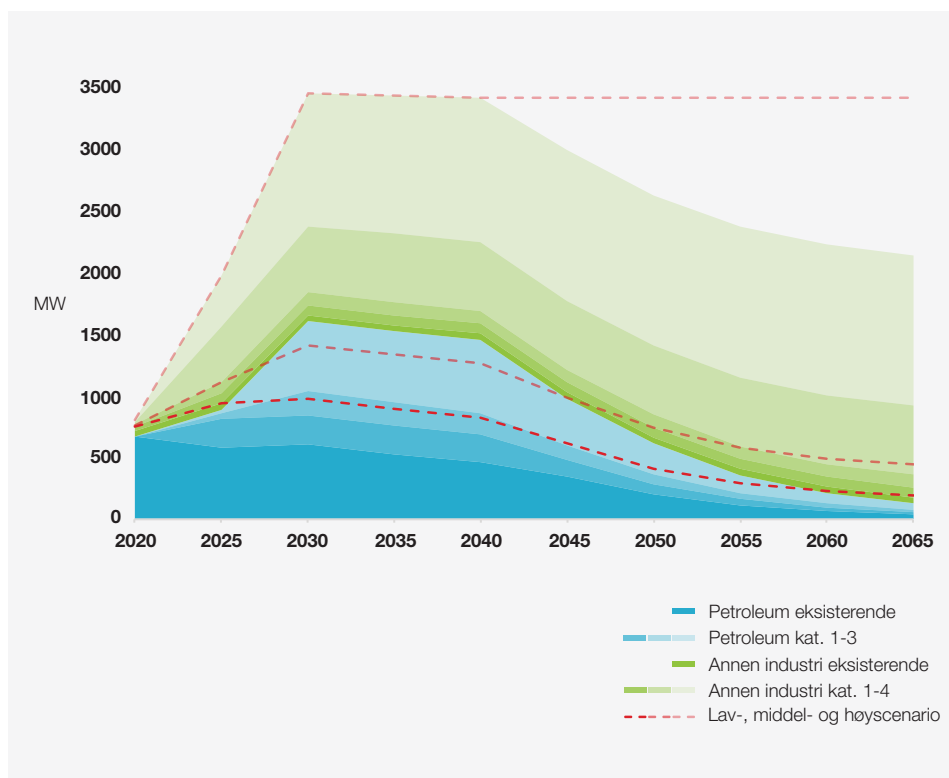
Equinor, Shell og Total planlegger, gjennom prosjektet Northern Lights, et anlegg for mottak og lagring av CO₂ i nærheten av Kollsnes. Prosjektet omfatter transport, mottak og permanent lagring av CO₂ i et geologisk reservoar i nordlige del av Nordsjøen. Aktørene har søkt om og fått tildelt nettilknytning for 10 MW under regionalnettstasjonen Blomøy, i nærheten av Kollsnes. Investeringsbeslutning blir fattet i løpet av 2020, og anlegget er planlagt idriftsatt i 2023. Fase to av prosjektet kan gi rundt en tredobling av effektbehovet.

I middelscenarioet får vi en dobling av det maksimale industriforbruket innen 2030

Figur 2–3 viser forbruksprognosen for industrien i Bergen og omland. Eksisterende industri under 10 MW er ikke inkludert, da det er hensyntatt i prognosen for alminnelig forsyning.

Forbruket fra petroleum vises i blått, mens annen industri vises i grønt. I tillegg til eksisterende forbruk, har vi inndelt forbruket i ulike kategorier ut fra en skjønnsmessig vurdering av modenhet og usikkerhet i de respektive planene. Forbruk i kategori 1 er planer vi anser som mest sikre, og kategori 4 er planer vi anser som mest usikre.

Figur 2–3 Statnetts
forbruksprognose for industri i
Bergen og omland 2020-2040



I høyscenarioet realiseres alle planer og industriforbruket øker fra dagens 700 til 3500 MW i 2030

Høyscenarioet viser hvor stort det maksimale forbruket blir dersom alle kjente planer om nytt forbruk blir realisert. I dette scenarioet får vi en femdobling av industriforbruket mellom 2020 og 2030, fra 700 MW til rundt 3500 MW. Mens vi i middelscenarioet antar at forbruket fra petroleumsrelatert virksomhet avtar etter 2040, legger vi i høyscenarioet til grunn at forbruket blir liggende flatt på 2040-nivå ut analyseperioden.

I overkant av 60 prosent av forbruket i høyscenarioet er knyttet til nytt forbruk i kategoriene høy og veldig høy. Det er svært usikkert om og når dette forbruket blir realisert.

Middelsscenarioet gir en dobling av industriforbruket innen 2030, fra 700 til 1400 MW

Middelsscenarioet reflekterer en sannsynlighetsjustert utvikling i forbruket. Ifølge OEDs "Veileder for konseptvalgutredninger og ekstern kvalitetssikring av store kraftledningssaker", må nettselskapene foreta en overordnet realitetsvurdering av forbruksøkninger som de har hentet informasjon om. Det skal fremgå tydelig hva som er forventet behov basert på vurdering av sannsynlig utvikling. Forutsetningene skal beskrives, mens usikkerheten primært skal behandles i usikkerhetsanalysen.

For å komme frem til middelsscenarioet, har vi justert alt forbruket i hver av de ni kategoriene ut fra en overordnet og skjønsmessig vurdering av hvor sannsynlig det er at planene blir realisert. Vi understreker at det er utfordrende å utarbeide et scenario som reflekterer en forventningsverdi og at det er stor usikkerhet i realiseringsgradene vi har valgt.

Analyseperioden er lang og usikkerheten øker jo lengre ut i tid vi prognostiserer. Sannsynligheten for at nye aktører velger å etablere seg i området, hvor stort forbruket blir og når i tid det kommer, avhenger av mange faktorer. Noen slike forhold er den overordnede makroøkonomiske utviklingen, bransjespesifikke lønnsomhets- og konkurranseforhold, økonomiske og politiske rammevilkår og teknologiutvikling. I tillegg er begrenset nettkapasitet i Bergen og omland i seg selv en faktor som bidrar til å redusere sannsynligheten for nyetablering av industri. Dette skyldes at det vil ta tid å få på plass netttiltak som gir en driftsmessig forsvarlig tilknytning av store deler av det nye forbruket. I tillegg kan det bli aktuelt at aktørene skal betale anleggsbidrag for kostnader de utløser i nettet. Dette gjør at aktører muligens vil se større verdi i å etablere forbruk på andre lokasjoner. Denne dynamikken er vanskelig å fange opp i prognosene som i større grad reflekter kundenes egne ønsker om tilknytning.

For å bedømme hvor sannsynlig det er at enkeltaktører vil etablere seg, har vi valgt å vektlegge enkeltprosjektene grad av modenhet. Det innebærer en vurdering av hvor langt aktørene har kommet i prosjektutviklingen, i eventuelle myndighetsprosesser og i nettilknytningsprosessen. I tillegg vektlegger vi hvor god informasjon som finnes om prosjektet og aktørene bak prosjektet samt om planene innebærer moden eller umoden teknologi.

Middelsscenarioet vises av den rødstiplede grafen i figur 2–3. Av figuren ser vi at forbruk i middelsscenarioet ligger betydelig lavere enn de samlede planene. Årsaken er at mange av planene er umodne og derfor tillagt lav sannsynlighet for å bli realisert. Dette er forbruksplaner som er på et tidlig planleggingsstadium og hvor vi har svært begrenset informasjon om aktørene. Sannsynlighetene vi har benyttet for hver forbrukskategori er vist i tabell 2–1.

Tabell 2–1 Sannsynlighetsjustering av planer for effektbehov fra petroleum og annen industri i middelsscenarioet.

	Eksisterende	Kategori 1	Kategori 2	Kategori 3	Kategori 4
Petroleum	100 %	90 %	50 %	25 %	ikke relevant
Annen industri	100 %	75 %	50 %	25 %	5 %

Vi ser at forbruket i middelscenarioet stiger jevnt fra rundt 700 MW til 1400 MW mellom 2020 og 2030. Det innebærer nesten en dobling av industriforbruket. Forbruket synker svakt fra 2030 til 2040, som følge av forventet nedgang i aktiviteten til petroleumsrelatert industri. Vi antar en reduksjon i petroleumsforbruket på ti prosent per år etter 2040 eller fra det siste året vi har mottatt prognose fra aktørene for¹⁴. For annen industri antar vi at forbruket holder seg flatt på 2040-nivå ut analyseperioden. Forbruket i middelscenarioet tilsvarer forventningsverdiene for forbruket som er brukt i den videre analysen.

I lavscenarioet realiseres kun de mest modne planene, og gir et økt forbruk på omtrent 200 MW innen 2025

Lavscenarioet viser hvordan utviklingen i industriforbruket blir dersom kun forbruket i kategori 1 for petroleum og annen industri blir realisert, i tillegg til det eksisterende forbruket. Lavscenarioet omfatter industriplaner som vi vurderer som modne. Det innebærer at de har fått eller ligger an til å få nettilknytning, enten på ordinære eller særlige vilkår, at de har kommet langt i prosjektplanleggingen og myndighetsprosesser samt at forbruket ligger nært i tid. Til sammen gjør disse planene at industriforbruket øker med i overkant av 200 MW fra 2020 til i 2025, og holder seg på det nivået frem til 2030. Deretter synker forbruket svakt frem til 2040, før det avtar som følge av forventet nedgang i effektbehovet fra petroleumsindustrien. For petroleum omfatter lavscenarioet første fase av elektrifiseringen av Troll B/C, Oseberg Feltsenter og Oseberg Sør, i tillegg til tilknytning av feltet Nova. For annen industri innebærer lavscenarioet tilknytning av datasenter i Dale, Samnanger¹⁵ og Matre.

Mesteparten av industriforbruket er lokalisert vest for Kollsnes-/Lindåssnittet

I dag ligger det meste av industriforbruket i Bergen og omland, i underkant av 90 prosent, vest for Kollsnes-/Lindåssnittet. Mesteparten av de nye planene om økt industriforbruk er også planlagt lokalisert her. Dette gjelder forbruk i nye Mongstad og Kollsnes næringspark, Skipavik næringspark og økt forbruk fra petroleumsvirksomhet. I de tre forbruksscenarioene vi har utarbeidet er fortsatt rundt 90 prosent av forbruket lokalisert vest for Kollsnes-/Lindåssnittet. Det innebærer at det nye forbruket påvirker flyten over samtlige begrensende snitt i analyseområdet: Kollsnes-/Lindåssnittet, Bergenssnittet, Hordalandsnittet og Sognefjordsnittet. Etablering av forbruket avhenger av tilstrekkelig overføringskapasitet på disse snittene.

2.2 Vårt middelscenario viser moderat vekst i alminnelig forbruk

Alminnelig forbruk inkluderer husholdninger, handel og tjenesteyting, transport, landbruk og industri under 10 MW.

I middelscenarioet øker alminnelig forbruk fra rundt 1560 MW til omtrent 1700 MW i 2040

Alminnelig forbruk utgjør i dag rundt 1560 MW ved maksimalt forbruk. Dette tilsvarer i underkant av 70 prosent av det samlede maksforbruket i Bergen og omland. I middelscenarioet for utviklingen i alminnelig forbruk og industri, synker denne andelen til rundt 60 prosent i 2025 og 50 prosent i 2050.

14 NOAKA: 2050. Troll A: 2054

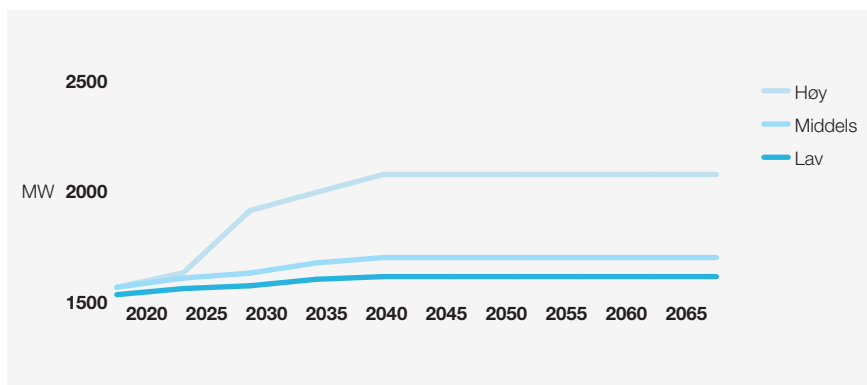
15 Aktøren har fått nettilknytning for et forbruk på 100 MW, men vi regner kun 50 MW inn i lavscenarioet. Det er dette volumet aktørene har fått tillatelse til å knytte til før ny transformator i Samnanger er på plass.

Vårt middelscenario for utvikling i alminnelig forbruk viser gjennomsnittlig vekst i maksforbruket på omtrent 0,7 prosent per år frem til 2040. Dette tilsvarer omtrent den historiske veksten de siste 15 årene. Dette gir en makslast på omtrent 1700 MW i 2040. Vi forventer også en utvikling mot mindre variasjoner i forbruket mellom sommer og vinter og mellom dag og natt. Statnetts prognosemodell for utvikling i maksforbruket til alminnelig forbruk strekker seg frem til 2040. Fra 2040 og ut analyseperioden antar vi forenklet at alminnelig forbruk holder seg flatt på dette nivået. Denne antakelsen påvirker analyseresultatene minimalt.

I høyscenarioet øker maksforbruket til alminnelig forbruk til omtrent 2100 MW, i lavscenariot øker det kun til 1600 MW

Vi har utarbeidet et forenklet lav- og høyscenario for utviklingen i alminnelig forbruk. I lavscenariot har vi halvert veksten i det maksimale effektforbruket, sammenliknet med middelscenarioet, mens vi i høyscenarioet har lagt til grunn SSBs høyscenario for befolkningsutviklingen. I høyscenarioet vokser maksforbruket til i underkant av 2100 MW i 2040, mens det i lavscenariot blir liggende på rundt 1600 MW.

Figur 2-4 Utvikling i alminnelig forbruk i Bergen og omland i lav-, middel- og høyscenarioet. Vi antar at alminnelig forbruk blir liggende flatt på 2040-nivå ut analyseperioden.



Elektrifisering av transport og befolkningsutvikling driver veksten i alminnelig forbruk

I middelscenarioet er elektrifisering av transportsektoren den viktigste årsaken til økt forbruk frem mot 2040. Vi forventer en stor økning innen personbiler, men også landstrøm til skip, ferger, busser og senere også lastebiler og fly. Videre henger forbruksutviklingen tett sammen med befolkningsutviklingen. Økt befolkning gir flere boliger som skal varmes opp, flere elbiler og generelt høyere forbruk. Ifølge Statistisk sentralbyrås (SSB) befolkningsframskriving, forventes fortsatt befolkningsvekst i både middel-, høy- og lavscenariot frem mot 2040. I middelscenarioet forventer SSB en befolkningsvekst på åtte prosent frem mot 2030, og 14 prosent frem mot 2040. Tilsvarende vekst i høyscenarioet er henholdsvis 11 og 22 prosent, og i lavscenariot henholdsvis fem og åtte prosent. Veksten er størst i kommunene rundt Bergen.

Vi forventer at mer energieffektive bygninger vil bidra til å dempe forbruksveksten innen alminnelig forbruk i tiden fremover. I prognosen vår har vi lagt til grunn at alle nybygg og rehabilitering av eksisterende bygg oppgraderes til gjeldende TEK-krav. Vi forventer også en gradvis innskjerping av kravene til energibruk i fremtidige bygningsstandarder og stor vekst i utbredelsen av varmepumper i løpet av perioden. Disse endringene vil trolig dempe maksforbruket i alminnelig forbruk og gi mindre variasjon i forbruket over året.

Det er flere usikre faktorer som kan trekke prognosen både opp og ned. Dette gjelder særlig usikkerhet knyttet til befolkningsutvikling, elektrifisering av transportsektoren, energieffektivisering av bygninger, forbrukerfleksibilitet samt den økonomiske utviklingen, som igjen har innvirkning på både tilflytting, det generelle aktivitetsnivået og størrelsen på effekttoppene.

Vi har ikke tatt hensyn til effekttariffer og forbrukerfleksibilitet i prognosen. Unntaket er elbil-lading, der vi har tatt hensyn til dette indirekte ved å anta at mesteparten av ladingen vil foregå på nattetid. Vi har imidlertid ikke lagt til grunn at det øvrige forbruket vil tilpasse seg ved å begrense uttaket i timer der lasten er høy og nettkapasiteten er presset. Dette betyr at vi antakeligvis overvurderer maksforbruket noe, særlig for årene lenger ut i analyseperioden. Det er hovedsakelig på de kaldeste dagene når forbruket er høyest, at vi vil ha stor nytte av å redusere effekttoppene. I disse periodene vil imidlertid forbruket være høyt gjennom hele døgnet, slik at potensialet for å flytte last ikke nødvendigvis er så stort. Dette gjelder ikke minst lenger ut i analyseperioden, når vi forventer at elbil-lading trekker opp forbruket betydelig.

2.3 Vindkraft dominerer planene for ny produksjon

Det er konkrete planer om både mer vannkraft og mer vindkraft i området. De største planene er knyttet til vindkraft i Stølsheimen, men det er også mange småkraftprosjekter. Felles for den planlagte nye produksjonen er at den er variabel og vil ha tilnærmet null tilgjengelig vintereffekt. Vi har i analysen lagt til grunn at vannkraftplanene blir realisert. Realisering av vindkraft er imidlertid mer usikkert, og vi har ikke lagt til grunn mer vindkraft i våre hovedscenarier.

Det er mange små vannkraftprosjekter under planlegging

Det er gitt konsesjon til et trettitalls småkraftverk i området. Samlet ny effekt er på i overkant av 100 MW, men vi forventer at disse kraftverkene vil ha tilnærmet null produksjon i tunglastperiodene på vinterstid. Det er mulig at det kan komme ytterligere ny småkraftproduksjon utover dette, men lønnsomheten for ny småkraft er usikker og vi forventer at mye av potensialet er utbygd når de konsesjonsgitte anleggene er bygget ut. Det kan også være noe potensial for utvidelse og effektoppgradering av eksisterende magasinkraftverk, men det er ikke sannsynlig med noen storstilt utbygging av ny magasinkraft i området.

Det er flere planer om vindkraft på land, men stor usikkerhet om det blir realisert

Zephyr har søkt om å bygge Dalsbotnfjellet vindkraftverk i Gulen kommune i Sogn og Fjordane. Vindkraftverket er planlagt med en installert effekt på 150 MW og forventet årsproduksjon på 565 GWh. Prosjektet er planlagt tilknyttet Frøset transformatorstasjon. Konsesjonen fra NVE er påklaget, og klagen er nå til behandling i Olje- og energidepartementet.

Norsk Vind Energi sendte i mars 2019 melding til NVE på prosjektet Hordavind. Prosjektet omfatter fire vindkraftområder i Modalen, Masfjorden og Lindås kommuner, med forventet byggestart i 2023. Anslått installert effekt er 1500 MW med en forventet årsproduksjon på 5,4 TWh. 950 MW er planlagt koblet til enten på en ny stasjon langs Steinsland-Haugsvær eller direkte til Modalen stasjon. De resterende 550 MW er planlagt koblet til i 132 kV-nettet under Haugsvær stasjon. Meldingen om Hordavind er ikke sendt på høring i påvente av regjeringens gjennomgang av konsesjonsprosessen for vindkraft.

I 2017 fikk NVE i oppdrag å utarbeide et forslag til en nasjonal ramme for vindkraft. Rammen skulle danne et kunnskapsgrunnlag for vindkraft på land, og ett av områdene som ble pekt ut som egnet for vindkraft var Nordhordland og Gulen. Dalsbotnfjellet og deler av Hordavind ligger i dette området. Selv om regjeringen besluttet å skrinlegge rammen på grunn av høyt konfliktnivå (energidepartementet u.d.), kan vi ikke utelukke at det vil komme konsesjonssøknader på ny vindkraft på lengre sikt.

Det er foreløpig ikke planer om storstilt utbygging av havbasert vindkraft uten Bergen og omland

Det er per i dag ikke bygget ut større havbaserte vindkraftanlegg på norsk sokkel. I henhold til havenergilova, skal områder gjennom en konsekvensutredning og åpnes av Kongen i statsråd før aktører kan søke om konsesjon. I 2012 gjennomførte NVE en strategisk konsekvensutredning for havbasert vindkraft hvor de vurderte mulige områder for utbygging av vindkraft til havs. 15 områder ble vurdert til å være egnet, noen for bunnfaste fundamenter og noen for flytende fundamenter. Regjeringen (Regjeringen 2020) vedtok 12. juni 2020 å åpne områdene Utsira nord og Sørliche Nordsjø II for etablering av havvindparker. Regjeringen oppga samtidig at de vil fortsette å vurdere om andre områder skal åpnes for havvind.

Ingen av de 15 områdene som ble utpekt som egnet for havvind ligger utenfor Bergen og omland. I oktober 2019 kunngjorde imidlertid Equinor at de har besluttet å investere i utbyggingen av havvindparken Hywind Tampen. Vindkraftanlegget skal forsyne Snorre- og Gullfaksfeltene i Nordsjøen. Plattformene blir ikke full-elektrifisert, men reduserer bruken av gassturbiner. Dette blir de første olje- og gassplattformene i verden som forsynes med kraft fra en flytende havvindpark (Equinor ASA 2019).

Annen energiproduksjon og -lagring på sikt

Det finnes også planer for ny produksjon basert på andre energikilder enn vann- og vindkraft. Viktigste for kapasitetsforholdene i nettet er planlagt kapasitetsutvidelse av fjernvarmenettet fra dagens drøyt 150 MW til 210 MW innen 2040.

I denne utredningen håndterer vi dette som et fratrekk i elektrisitetsforbruket i forbruksprognosen.

Det finnes også store planer om solenergi i Bergensområdet. BKK tilbyr allerede i dag løsninger der de bygger, eier og drifter solcelleanlegg ute hos kundene, og har store ambisjoner om vekst på dette området. BKK har et mål om 65 MW solenergi i Bergen innen 2030, og på sikt kan dette bli større. Solenergi har imidlertid begrenset innvirkning på kapasitetsbehovet i nettet, siden solenergiproduksjonen typisk er lav på vinteren når maksforbruket inntreffer. Vi har derfor ikke tatt hensyn til dette i analysen.

3 Mer forbruk i Bergen og omland gir økt flaskehals inn til området

I dette kapitlet vurderer vi hvordan mer forbruk i Bergen og omland fører til økte flaskehals på ledningene som knytter området til resten av transmisjonsnettet. Flaskehalsene gir et samfunnsøkonomisk tap som fundamentalt sett kommer av en mindre optimal bruk av den samlede kraftverksparken i Norge og i utlandet. I alternativanalysen forklarer vi hvordan dette snus til en samfunnsøkonomisk nytte ved tiltak som reduserer disse flaskehalsene.

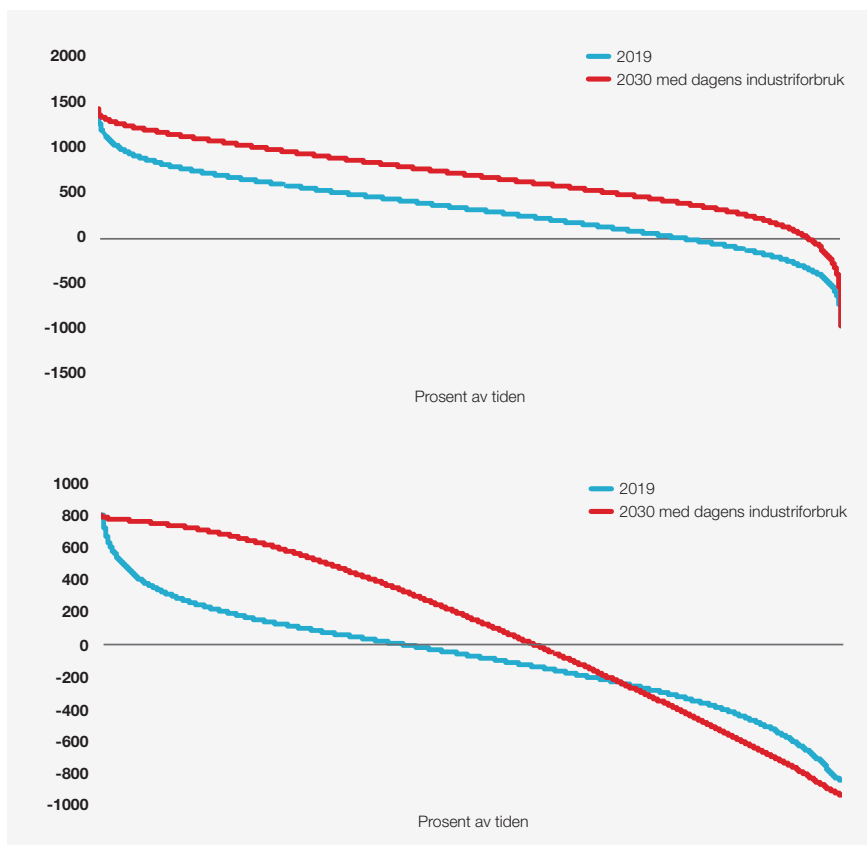
For å kunne indikere omfanget av økonomiske konsekvenser, uten inngående beregninger av det samfunnsøkonomiske tapet, viser vi her hvordan disse flaskehalsene gir opphav til prisforskjeller mellom ulike områder eller økt behov for spesialreguleringer. Prisforskjellene gir en indikasjon på kostnadene ved en flaskehals. Vi ser også hvordan ulike måter å drifte nettet på kan ha stor betydning for hvor store prisforskjellene blir og dermed markedsnyttene av eventuelle tiltak i nettet. Det vil for eksempel være en klar avveining mellom at momentan utkobling av forbruk ved definerte feilhendelser (belastningsfrakobling) reduserer flaskehalskostnadene, men øker forventede avbruddskostnader.

3.1 Forhold utenfor analyseområdet gir vesentlig mer flyt i Bergen og omland

De neste 5–10 årene forventer vi store endringer utenfor området som vil påvirke flyten i transmisjonsnettet i Bergen og omland. For å illustrere disse endringene har vi med den kombinerte marked og nettmodellen Samnett¹⁶ simulert en teoretisk variant av vårt 2030 datasett der vi har holdt industriforbruket i Bergen og omland på dagens nivå. Annet forbruk innenfor alminnelig forsyning og transport er økt på linje med det vi ellers har forutsatt i denne analysen.

Figurene 3-1 og 3-2 sammenlikner flyten i 2030-datasettet med flyten i et datasett som representerer dagens kraftsystem. Disse illustrerer at det fremover uansett blir økt flyt gjennom Bergen og omland. Hovedgrunnene til dette er at utenlandsforbindelsene NordLink og NSL kommer på drift, samt utbygging av kraftproduksjon i elspotområdet NO3. NO3 strekker seg fra Sognefjorden til grensen mellom Trøndelag og Nordland. Til sammen bidrar dette til en vesentlig økt flyt inn til området på de to ledningene nord- og østfra samtidig som flyten ut av området sørover på Samnanger–Mauranger øker kraftig i de fleste timer. Utviklingen gjør også at enda mer av energiunderskuddet i Bergen og omland over tid dekkes nord- og østfra. I perioder med stor import på utenlandskablene ser vi også at det vil bli høyere flyt nordover på Samnanger–Mauranger enn det vi ser i dag.

Figur 3–1: Samlet flyt inn til Bergen og omland nord- og østfra i et datasett som representerer 2019 og en variant av 2030 der vi har beholdt industriforbruket i Bergen og omland på dagens nivå.



Figur 3–2: Flyt på Samnanger–Mauranger i et datasett som representerer 2019 og en variant av 2030 der vi har beholdt industriforbruket i Bergen og omland på dagens nivå.

16 Samnett er en variant av Samkjøringsmodellen med detaljert nettmodell og flytbasert markeds kobling, der vi simulerer samspillet i det samlede kraftsystemet time for time over ett eller flere år. For en mer detaljert fremstilling av modellen se rapporten Analyse av transportkanaler (Statnett 2019).

En konsekvens av den økte flyten er at vi forventer flere timer med flaskehals over Sognefjordsnittet (Sogndal–Aurland + Sogndal–Modalen) og mellom Blåfalli og Samnanger. Dette er bakgrunnen for at Statnett planlegger å oppgradere Sogndal–Aurland til 420 kV og temperaturoppgradere mellom Mauranger–Blåfalli. Disse tiltakene er forutsatt gjennomført i datasettet for 2030, og reduserer antall timer med flaskehals uten å fjerne dem helt.

3.2 Økt forbruk i Bergen og omland fører til økt flaskehals på Sogndal–Modalen

Uten økt forbruksvekst er nettet rundt Bergen høyt utnyttet, men det er likevel ganske få timer med flaskehals i datasettet vi bruker som utgangspunkt i denne analysen. Endring i andre forutsetninger, som for eksempel økt produksjonsoverskudd i NO₃, ville gitt større flaskehals over Sognefjordsnittet. Det er imidlertid forutsatt en moderat vekst i produksjonsoverskudd i NO₃ i denne analysen.

Når forbruket i Bergen og omland øker, øker flyten på alle ledningene inn til området. Når industriforbruket går fra dagens forbruk til det vi har i det lave scenarioet øker flyten omtrent like mye på alle ledningene. På Samnanger–Mauranger betyr det i de fleste timer at flyten sørover reduseres.

I middelsscenarioet for forbruksvekst blir det stor flaskehals på Sogndal–Modalen

Nordfra flyter det opp mot kapasiteten i nettet allerede før forbruket øker. Økt forbruk i Bergen og omland fører dermed til at antall timer med flaskehals øker. Den begrensende strekningen er vanligvis Hove–Refsdal som er en delstrekning på Sogndal–Modalen. Kapasiteten på enkeltforbindelsen begrenser alene, i tillegg til at ledningen inngår i overføringssnitt med andre ledninger:

- Utfall av Sima–Samnanger (Hordalandsnittet)
- Utfall av Sogndal–Aurland (Sognefjordsnittet)

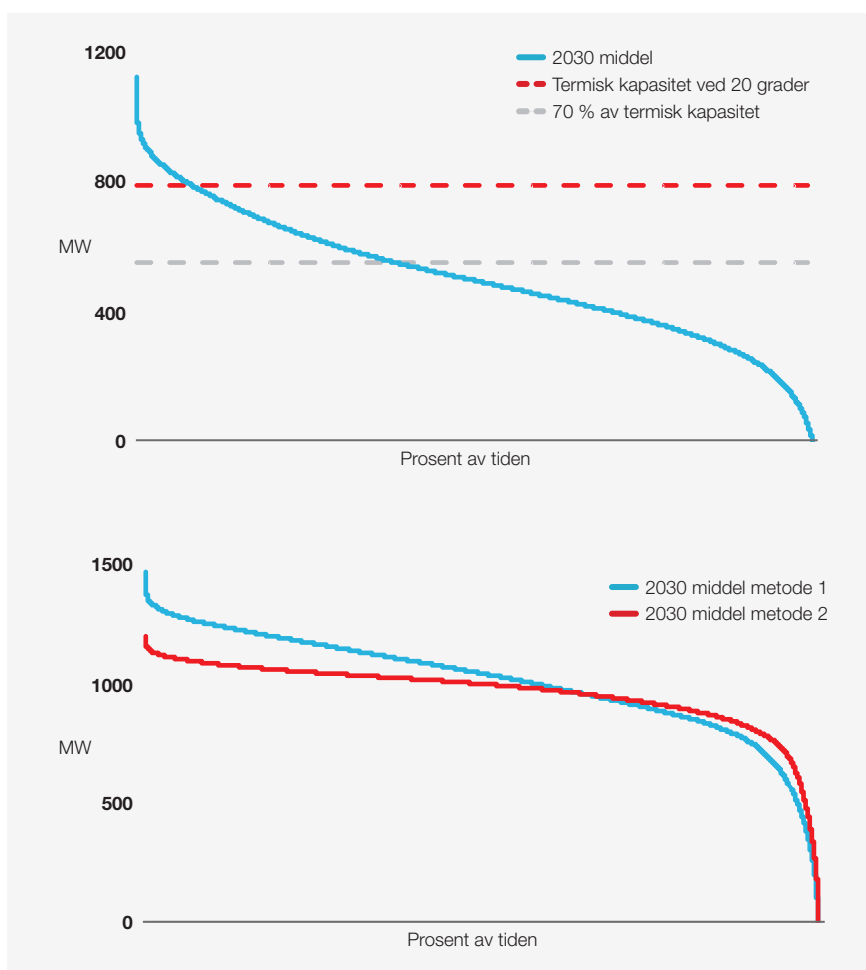
I Hordalandsnittet oppstår det etter hvert flaskehals når flyten inn til Bergen og omland øker nord- og østfra. Konsekvensen er at et utfall av Sima–Samnanger fører til overlast på Hove–Refsdal. Dette blir forsterket av at kapasiteten i nettet faktisk reduseres når forbruket i Bergen og omland øker. Dette kommer av at når forbruket øker, flyter det stadig oftere over 70 prosent av termisk kapasitet¹⁷ på Hove–Refsdal. Det betyr at vi ikke kan overbelaste denne ledningen kortvarig ved utfall.

For å fange opp dette har vi simulert med to ulike typer begrensinger. I det vi kaller metode 1 har vi lagt inn en begrensning som gjør at flyten aldri går over 70 prosentgrensen før feil. Det betyr at ved utfall av Sima–Samnanger eller Sogndal–Aurland kan ledningen overbelastes med 20 prosent i inntil 15 minutter. Med den andre metoden, metode 2, tillater vi at det flyter opp mot 100 % av termisk kapasitet før feil. Men det betyr samtidig at den termiske kapasiteten uten mulighet for overlast

¹⁷ Termisk kapasitet er blant annet satt ut fra tillatt avstand mellom bakken og luftledning. Når det går mer strøm på en luftledning, øker temperaturen i ledningen og den vil sige mot bakken. Vi kan imidlertid tillate kortvarig overlast på luftledninger i 15 min, fordi det tar litt tid for ledningen å varmes opp. I løpet av den tiden kan vi gjøre omkoblinger i nettet eller justere forbruk og produksjon slik at flyten går ned igjen. Dersom det går mye strøm på ledningen fra før (over 70 prosent), kan vi ikke tillate overlast. Det er fordi ledningen da vil sige for mye i løpet av de 15 minuttene.

også begrenser hvor mye det kan flyte samlet på snittene der også Sima–Samnanger og Sogndal–Aurland inngår. I begge variantene ser vi bort fra eventuelle nettbegrensninger internt i området vi omtaler som Bergen og omland.

Figur 3–3: Flyt på Sogndal–Modalen med forbruk som i 2030 middelscenarioet uten begrensninger i nettet



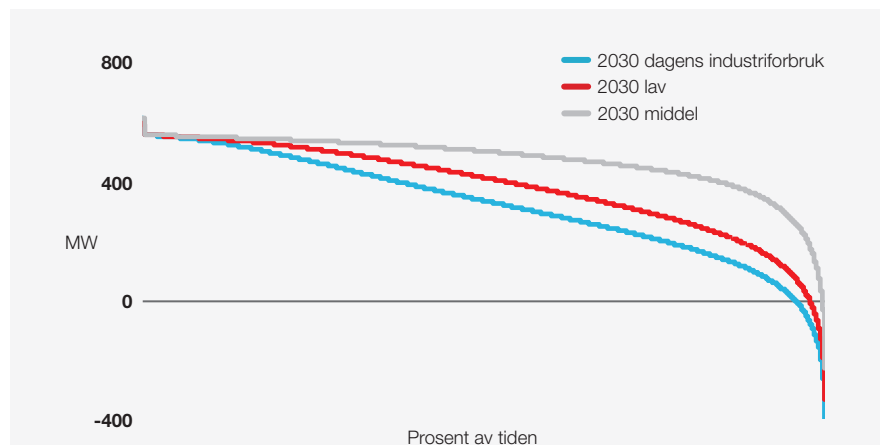
Figur 3–4: Flyt på Hordalandsnittet med forbruk som i middelscenarioet der flaskehalsen på snittet løses på to ulike metoder.

I de aller fleste timer gir metode 1 høyere flyt inn til området nord- og østfra sammenlignet med metode 2. Flyten blir opp mot 1400 MW med metode 1 og rundt 1200 MW med metode 2. Her er det likevel viktig å være klar over at vi ikke sammenlikner to like case. Med metode 2 flyter det aldri over termisk kapasitet på Sogndal–Modalen selv etter en feil på Sima–Samnanger eller Sogndal–Aurland. Med metode 1 flyter det imidlertid i mange timer over termisk kapasitet på ledningen hvis Sima–Samnanger eller Sogndal–Aurland faller ut. Innen 15 minutter må det bli gjort tiltak i kraftsystemet for å få flyten under termisk kapasitet, hvis ikke ledningen som har falt ut blir koblet inn igjen. Disse reguleringene er det forbundet kostnader med som våre simuleringer ikke fanger opp med metode 1, men som er inkludert med metode 2¹⁸.

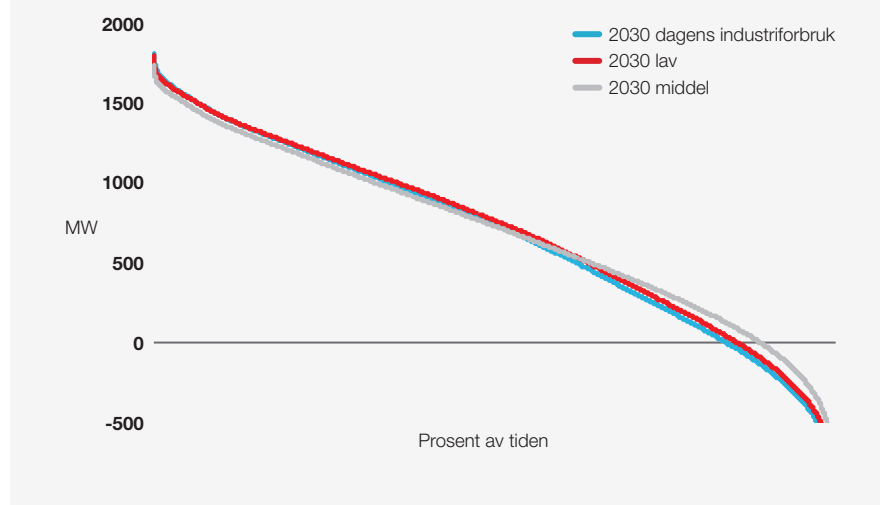
¹⁸ Med begge metoder er det slik at flyten må inn under ny N–1-grense hvis en av forbindelsene inn til området blir liggende ute etter en feil. Dette tar simuleringene våre ikke hensyn til.

Allerede før forbruket i Bergen og omland øker vil det være en del timer med flaskehals på Sognefjordsnittet. Dette skjer når et utfall av Sogndal–Aurland gir overlast på Sogndal–Modalen. Flaskehalsen oppstår i perioder med stort overskudd i området mellom Sognefjorden og Møre i sommerhalvåret. Økt forbruk i Bergen og omland fører imidlertid til at denne flaskehalsen øker raskt. Det er flere grunner til dette. For det første går kapasiteten på Sogndal–Modalen ned slik vi forklarte over. Uavhengig av dette fører overføringen av flyt fra 420 kV-forbindelsen Sogndal–Aurland til 300 kV-forbindelsen Sogndal–Modalen til at tillatt flyt over snittet synker. Det er mer gunstig at det flyter mer på den sterke ledningen før feil. I tillegg øker det samlede overføringsbehovet over Sognefjorden noe. Samlet sett fører dette til en betydelig økt flaskehals.

Figur 3–5: Flyt på Sogndal–Modalen



Figur 3–6: Flyt på Sognefjordsnittet

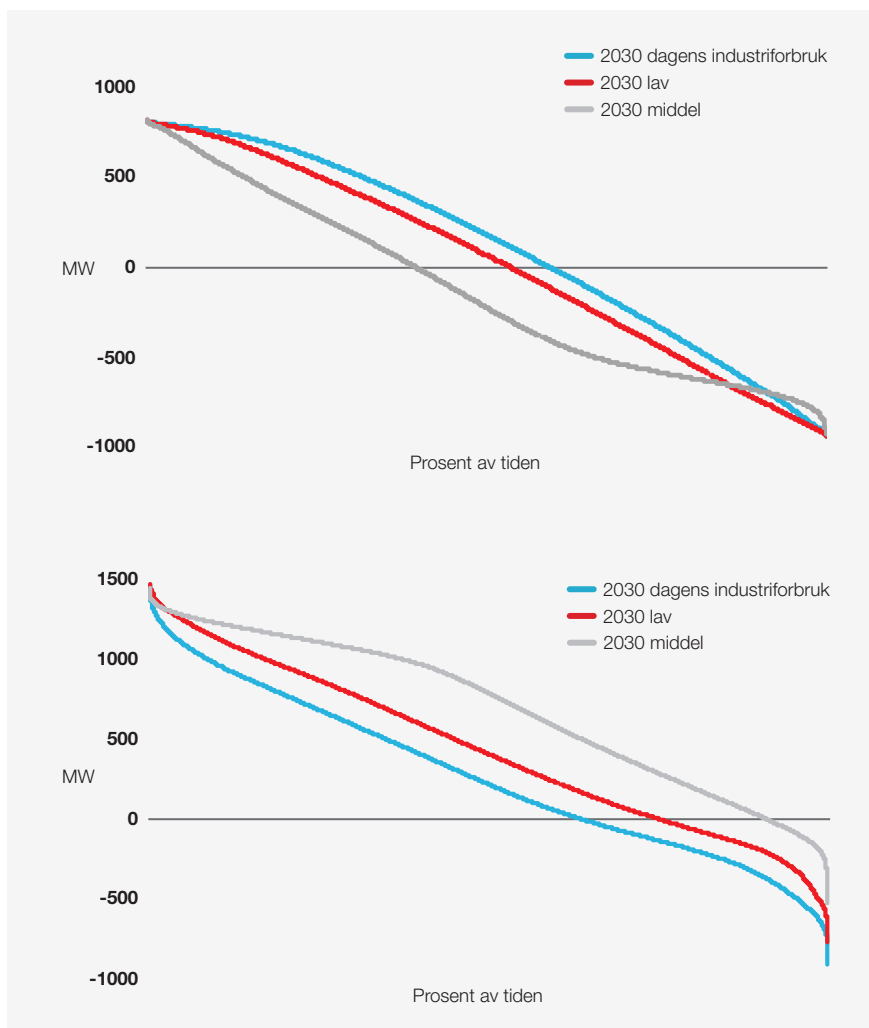


Det blir flaskehals også på forbindelsen inn sørfra, men denne er mindre

På den siste forbindelsen til og fra Bergen og omland, ledningen fra Samnanger og til Haugalandet, er sørgående flyt dominerende før vi legger til mer forbruk. Det er også ved høy flyt sørover det oppstår flest timer med flaskehals. Konsekvensen er at flaskehalsen på denne forbindelsen avtar når forbruket øker opp til nivået i det lave forbruksscenarioets scenarioet.

Etter hvert som forbruket begynner å nærme seg middelsscenarioet begynner presset på nettet å øke i timer med høy flyt nordover. Dermed begynner det å oppstå mange timer med flaskehals på snittet Sima–Samnanger + Mauranger–Samnanger (Hardangersnittet). Disse oppstår primært i vinterhalvåret i timer med høy import på mellomlandsforbindelsene fra Europa. Det at flyten er høy hovedsakelig når det er lave temperaturer og kapasiteten i nettet er høyere demper til en viss grad flaskehalsen naturlig. Akkurat som på Sogndal–Modalen faller kapasiteten på dette snittet når forbruket øker ettersom høy flyt på Mauranger–Samnanger før feil betyr at de ikke er rom for kortvarig overlast ved utfall av Sima–Samnanger.

Figur 3–7: Flyt på Samnanger–Mauranger



Figur 3–8: Flyt på Hardangersnittet (Mauranger–Samnanger + Sima–Samnanger)

Høyere simulert kraftpris indikerer samfunnsøkonomisk tap

Når det oppstår en flaskehals løses denne enten ved hjelp av prisområder i markedet, spesialreguleringer utført av Statnett eller en kombinasjon. I våre modellsimuleringer med Samnett har vi kun mulighet til å analysere dette gjennom bruk av prisområder. Dette må ikke tolkes som forslag til reelle endringer i dagens prisområder, men er en analyseteknikk vi bruker for å få frem den samfunnsøkonomiske kostnaden ved flaskehalsene, og nytten av å fjerne disse gjennom nettutbygging. Eventuelle fremtidige endringer i prisområder skjer gjennom egne prosesser.

Med dagens elspotinndeling, der Hallingdal og Bergen og omland inngår i det samme området, blir Hordalandsnittet liggende midt i prisområdet. Det betyr at modellen ikke klarer å løse denne flaskehalsen. Resultatet er at flyten på snittet blir høyere enn kapasiteten i en del timer. Dette gjør at det blir nødvendig med spesialregulering i tillegg. Våre simuleringer indikerer at med forbruk som i middelsscenarioet må det spesialreguleres i omtrent 10-15 prosent av tiden for å få flyten under grensen på snittet hvis Hallingdal og Bergen og omland er samme prisområde. For å kunne analysere den økonomiske konsekvensen av denne flaskehalsen har vi derfor sett på en variant der Bergen og omland og Hallingdal er separate prisområder.

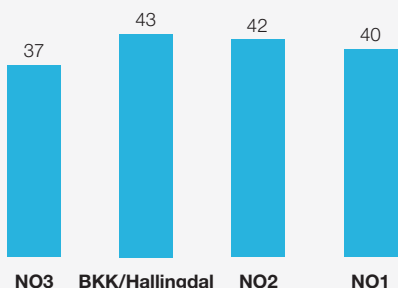
Figur 3–9 – figur 3–12 viser hvordan endringene i flaskehalsene beskrevet over slår ut på prisene i Sør-Norge i scenarioene med lav og middels forbruksvekst, med de to ulike variantene av prisområder. Driftsmetoden er den der vi opererer Sogndal–Modalen med lav kapasitet ved intakt nett for å gi rom for kortvarig overlast ved feil (metode 1). Vi ser at de simulerte prisdifferensene øker mye når forbruket øker. I tillegg til at antall timer med flaskehals øker, er det tre andre faktorer som forsterker prisdifferensene.

- Når det oppstår en flaskehals nordfra er den billigste måten å løse denne på å regulere opp produksjonen i Bergen og omland, og ned i Hallingdal og nord for Sognefjorden. Men siden flaskehalsene oppstår i så mange timer er ikke dette mulig fordi dette ville ført til at magasinene i Bergen og omland ville bli tappet helt ned. Det betyr at kraftverk lenger sør i Norge, som i mindre grad avlaster flaskehalsene, må brukes til å regulere ut flaskehalsen. Resultatet er at kostnadene med å regulere ut flaskehalsen øker.
- Det at vannverdiene i kraftverkene i Bergen og omland øker når energiunderskuddet øker, betyr at det koster mer å løse en flaskehals inn til området ved å regulere opp kraftverkene der.
- I kalde og tørre vintre med mindre tilgjengelig vannkraft vil det ikke være nok effekt og importkapasitet til å dekke hele forbruket i timene med høyest forbruk. Det betyr at prisen stiger helt til forbruk, typisk industri, kobler ut. Prisen i markedet blir da satt av prisen dette forbruket kobler ut på. Akkurat når dette inntreffer er vanskelig å forutsi nøyaktig, men våre simuleringer indikerer at dette starter å skje på et forbruksnivå omtrent som i middelsscenarioet.

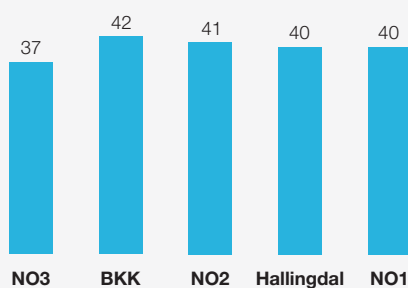
Det kan virke kontraintuitivt at prisdifferensene er større når Bergen og omland og Hallingdal er ett prisområde sammenliknet med når de er delt i to, siden vi i førstnevnte tilfelle lar flaskehalsen på Hordalandsnittet bli stående uløst. Bakgrunnen

er at med mindre områder får modellen mer presis informasjon om hvor ulike kraftverk er plassert i nettet. Denne informasjonen gjør at markedet mer effektivt kan løse de andre flaskehalsene inn til området, og da spesielt knyttet til utfall av Sogndal–Aurland. Når disse er så store som i dette tilfellet blir denne effekten betydelig.

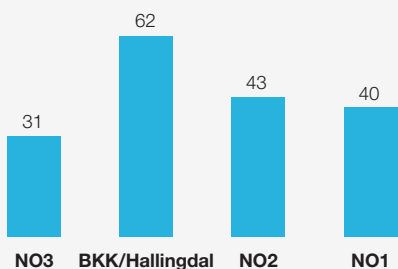
Flaskehalsene på Sogndal–Modalen oppstår i mange timer når det flyter sørover på Samnanger–Mauranger og i Hallingdal. Et resultat av denne situasjonen er at det vil være stor flyt fra Bergen og omland/Hallingdal til områdene NO1 og NO2 hvor det er lavere pris. Spesielt i Hallingdal kan det flyte flere tusen MW fra høy pris til lav pris. Hvis Bergen og omland er et eget prisområde vil det fortsatt flyte fra høy pris til lav pris mellom Bergen og omland og NO2 på Samnanger–Mauranger, mens Hallingdal får lik pris med NO1 i nesten alle timer.



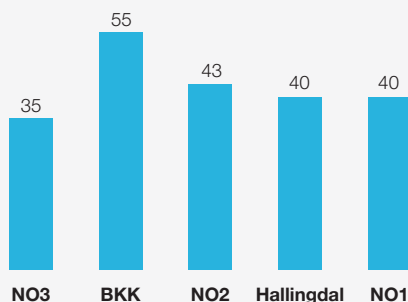
Figur 3–9: Simulerte gjennomsnittspriser (EUR/MWh) over 29 værår med lav forbruksvekst for ulike områder



Figur 3–10: Simulerte gjennomsnittspriser (EUR/MWh) over 29 værår med lav forbruksvekst for ulike områder, BKK som eget prisområde



Figur 3–11: Simulerte gjennomsnittspriser (EUR/MWh) over 29 værår med middel forbruksvekst for ulike områder



Figur 3–12: Simulerte gjennomsnittspriser (EUR/MWh) over 29 værår med middel forbruksvekst for ulike områder, BKK som eget prisområde

3.3 Bruk av forbruksutkobling reduserer flaskehalsene og demper prisforskjellene

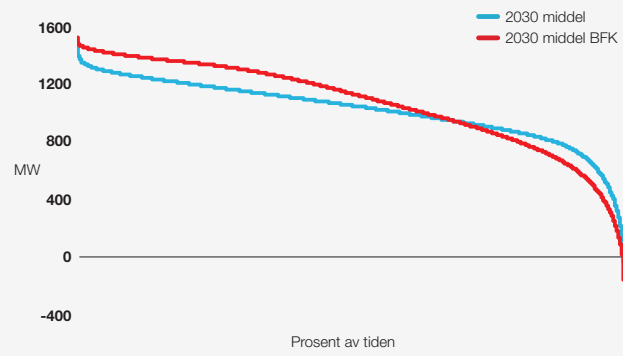
Flaskehalsene inn til Bergen og omland i middelscenarioet er meget omfattende. Her ser vi på hvordan bruk av belastningsfrakobling på forbruk kan være med på øke flyten og dermed dempe prisforskjellene og behovet for spesialregulering.

Bruk av forbruksutkobling i Bergen og omland gir mer flyt inn til området

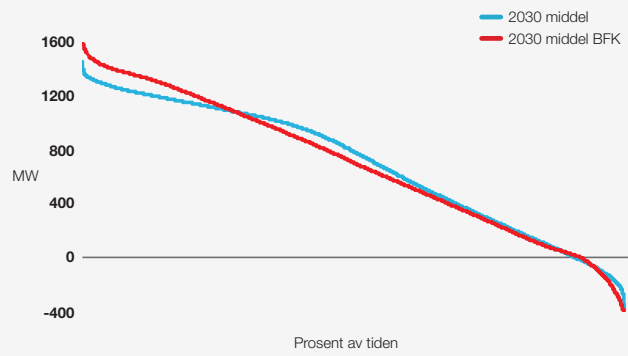
En måte å øke flyten når overføringsnett er begrensende, altså at utfall av en ledning vil føre til overlast på en annen, er ved bruk av systemvern på produksjon og/eller forbruk. Det betyr at produksjon og/eller forbruk kobles momentant ut ved feil i nettet for unngå at komponenter i kraftsystemet overbelastes. Da kan vi tillatte økt flyt i intakt nett. Normalt kobles forbruket relativt raskt inn igjen fordi vi kan gjøre omkoblinger i nettet eller justere opp produksjon. For feilhendelsene som er beskrevet her, har vi ikke slike justeringsmuligheter i alle tilfeller. I våre simuleringer har vi derfor forutsatt at forbruket blir liggende ute til feilen er rettet. Vi har i middelscenarioet sett på effekten av at 450 MW forbruk i Bergen kobles ut hvis det oppstår en feil på Sima–Samnanger eller Sogndal–Aurland. Belastningsfrakobling (BFK) ved utfall av Sima–Samnanger gir økt flyt på Hordaland- og Hardangersnittene. BFK ved utfall av Sogndal–Aurland gir økt flyt på Sognefjordsnittet. Vi har også sett på kun å bruke BFK på Sima–Samnanger. Det kommer vi tilbake til under når vi diskuterer priskonsekvensene av flaskehalsene vi ser.

Det er kun ved det vi kaller metode 2 beskrevet over at bruk av BFK vil gi økt flyt over snittene. Årsaken er at ved metode 1 er det termisk kapasitet på enkeltforbindelsen Sogndal–Modalen som begrenser mest ved intakt nett, og ikke snittene. Vi ser av figurene 3-13, 3-14 og 3-15 at flyten på Hordaland- og Hardangersnittet øker i de fleste timer. På Sognefjordsnittet øker flyten mindre, men slik vi skal se under er dette likevel nok til å redusere prisforskjellene en god del.

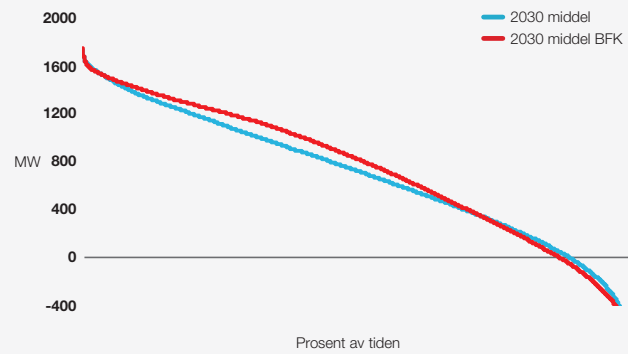
Figur 3–13: Hordalandsnittet.
Flyt med og uten bruk av 450 MW
BFK i middelscenarioet



Figur 3–14: Hardangersnittet.
Flyt med og uten bruk av 450 MW
BFK i middelscenarioet



Figur 3–15: Sognefjordsnittet.
Flyt med og uten bruk av 450 MW
BFK i middelscenarioet

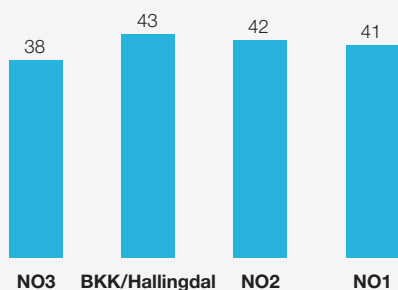


Bruk av forbruksutkobling demper prisforskjellene vesentlig, men fjerner dem ikke

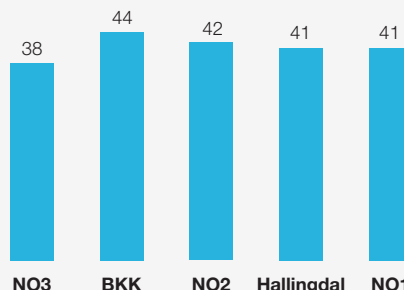
Bruk av BFK vil, som vist over, øke tillatt flyt over snittene og dempe flaskehalsene. Figur 3–16 og figur 3–17 viser effekten på prisene av at 450 MW av det ny industriforbruket blir koblet ut ved utfall av Sima–Samnanger og Sogndal–Aurland. Begge deler er vist med de to prisområdevariantene. Vi ser at bruk av BFK gjør at prisene i Bergen og omland/Hallingdal kommer nesten ned på nivå med de andre områdene i Sør-Norge. Prisene øker også nord for Sognefjorden.

Er det kun forbruksutkobling knyttet til utfall av Sima–Samnanger reduseres naturlig nok ikke prisforskjellene over Sognefjorden like mye (figur 3–18 og figur 3–19). Dette får størst konsekvenser for prisene nord for flaskehalsen som faller i sommerhalvåret når flaskehalsen er størst, men prisene øker også noe i Bergen og omland/Hallingdal.

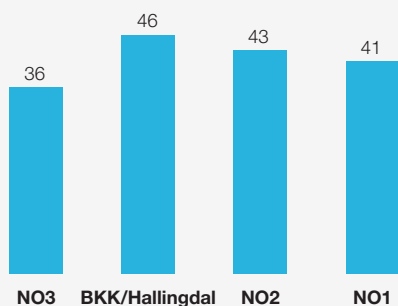
Vi ser at forskjellen på å ha Bergen og omland som eget prisområde kontra sammen med Hallingdal er langt mindre når vi bruker BFK, sammenlignet med uten. Dette er naturlig da flaskehalsen i markedet er vesentlig mindre. Våre simuleringer indikerer at vi fortsatt trenger spesialregulering for å holde flyten under kapasiteten på Hordalandsnittet selv om man bruker BFK i simuleringene der Bergen og omland og Hallingdal er ett område. Dette gjør altså at sammenlikning av prisvirkningene med de to ulike inndelingene i prisområder ikke er helt konsistent.



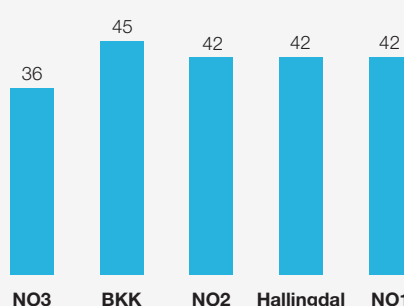
Figur 3–16: Simulerte gjennomsnittspriser (EUR/MWh) over 29 værår med middel forbruksvekst for ulike områder, 450 MW industriforbruk på BFK ved utfall av Sima–Samnanger og Sogndal–Aurland



Figur 3–17: Simulerte gjennomsnittspriser (EUR/MWh) over 29 værår med middel forbruksvekst for ulike områder, 450 MW industriforbruk på BFK ved utfall av Sima–Samnanger og Sogndal–Aurland, BKK som eget området



Figur 3–18: Simulerte gjennomsnittspriser (EUR/MWh) over 29 værår med middels forbruksvekst for ulike områder, 450 MW industriforbruk på BFK ved utfall av Sima–Samnanger

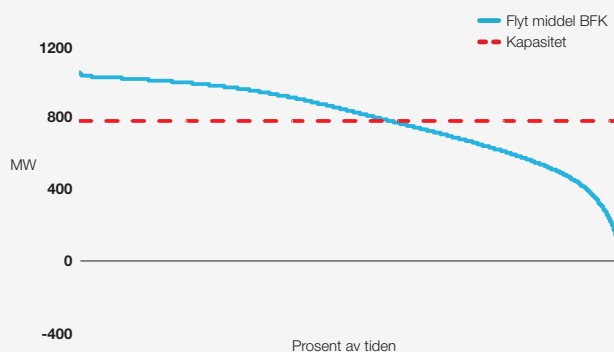


Figur 3–19: Simulerte gjennomsnittspriser (EUR/MWh) over 29 værår i med middels forbruksvekst for ulike områder, 450 MW industriforbruk på BFK ved utfall av Sima–Samnanger, BKK som eget området

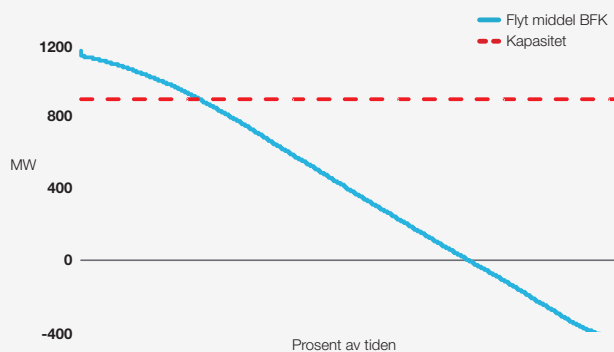
Det er sannsynlig at en feil fører til at forbruk må kobles ut

Bruk av forbruksutkobling ved feil har en kostnad i form av at forventede avbruddskostnader for forbruket som ligger på BFK øker. Det vil si at vi kan sette sparte flaskehalskostnader ved bruk av BFK, opp mot forventet økning i avbruddskostnader. Hvor store avbruddskostnadene blir avhenger av flere faktorer blant annet sannsynligheten for at en forbindelse faller ut, varighet på feil, hvor stor andel av tiden det flyter så mye på snittene at et utfall vil utløse BFK og hvor mye forbruk som må tas ut for å komme under tillatt grense. Figurene 3-20, 3-21 og 3-22 viser flyten på de begrensende ledningene etter feil i henholdsvis Hordalandsnittet, Hardangersnittet og Sognefjordsnittet. Disse gir et estimat på hvor ofte en feil vil føre til utkobling av forbruk. Dette skjer hvis Sima–Samnanger eller Sogndal–Aurland faller ut i en time der den blå kurven (flyt etter feil) er over rød stiple linje (kapasitet).

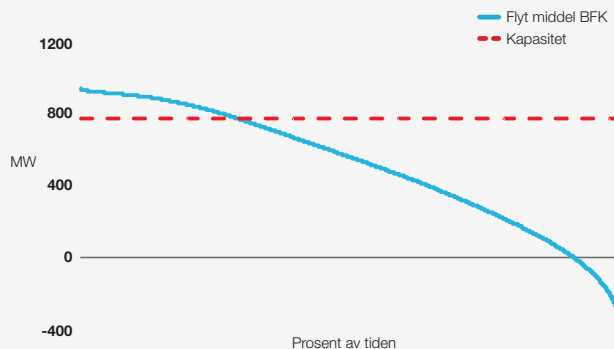
Figur 3–20: Flyt på Sogndal–Modalen ved feil på Sima–Samnanger (Hordalandsnittet), forutsatt 450 MW BFK.



Figur 3–21: Flyt på Mauranger–Samnanger ved feil på Sima–Samnanger (Hardangersnittet), forutsatt 450 MW BFK.



Figur 3–22: Flyt på Sogndal–Modalen ved feil på Sogndal–Aurland (Sognefjordsnittet), forutsatt 450 MW BFK.



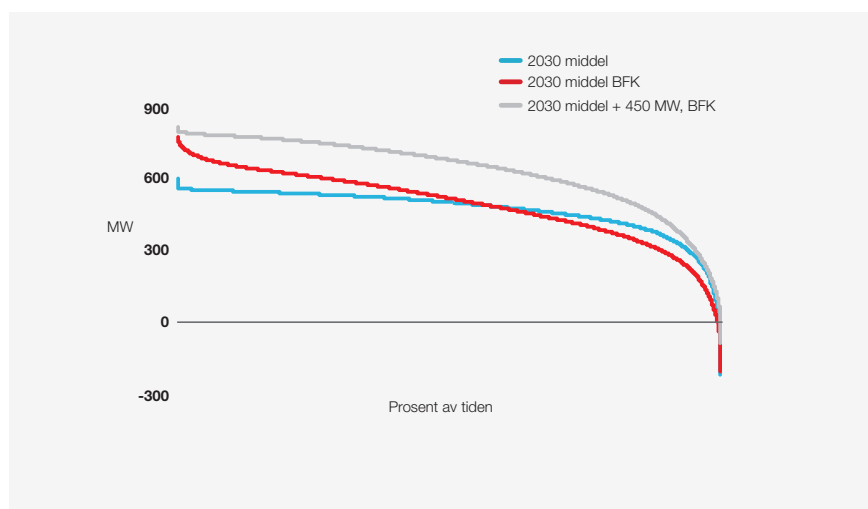
På Hordaland- og Hardangersnittene er det altså utfall av Sima–Samnanger som enten kan gi overlast på Hove–Refsdal eller Mauranger–Samnanger. Slik vi ser av figurene vil det på Hordalandsnittet måtte kobles ut forbruk ved feil i omtrent 50 prosent av tiden, mens det for Hardangersnittet vil være i omtrent 15 prosent av tiden. Da det nesten aldri er høy flyt på disse snittene samtidig, må det i omtrent 60–70 prosent av tiden kobles ut forbruk ved en feil på Sima–Samnanger. På Sognefjordsnittet er tilsvarende tall rundt 25–30 prosent av tiden. Disse er hovedsakelig i sommerhalvåret. Hvordan dette slår ut i økte avbruddskostander kommer vi tilbake til i kapittel 4.2.

3.4 Forbruk opp mot høyscenarioet vil ikke være mulig å knytte til uten nettførsterkninger

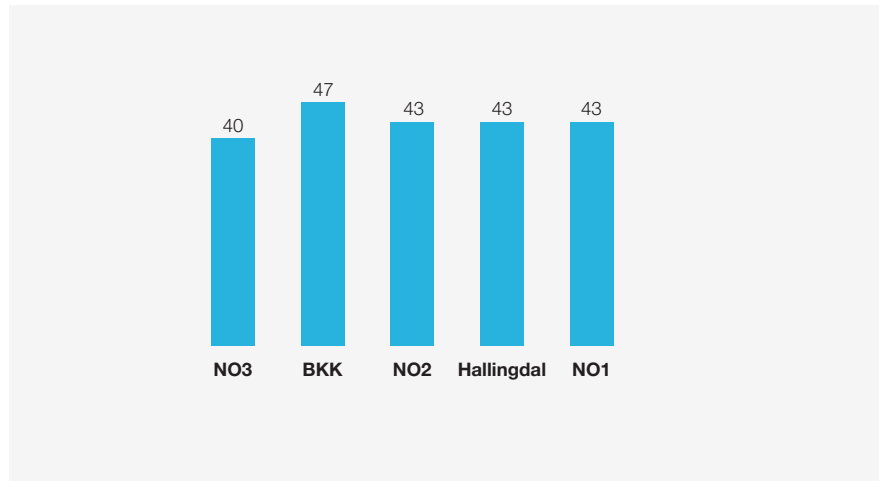
Forbruk utover middelscenarioet gir store flaskehals selv med omfattende bruk av BFK

Vi har også sett på enda større forbruksvekst enn i middelscenarioet. Vi viser her et trinn der vi har økt forbruket med 450 MW utover det vi har i middelscenarioet. Disse simuleringene indikerer at med denne forbruksveksten må minst 600 MW industri være knyttet til BFK, helst mer. Uten det får vi enorme flaskehals inn til området i så å si alle timer over hele året, og energirasjonering i år med lite nedbør. Med mellom 600-1000 MW av det nye forbruket på BFK unngår man dette. Likevel blir prisene høyere enn i resten av Sør-Norge. Årsaken er både at effekten av BFK etter hvert begynner å avta siden termisk kapasitet på enkeltforbindelsene Sogndal–Modalen begynner å begrense ved intakt nett og at det oppstår store flaskehals på ledningen inn til Bergen og omland sørfra. Både antall timer der en feil vil måtte føre til utkobling av forbruk, og hvor mye forbruk som må kobles ut, øker selvsagt mye i forhold til middelscenarioet.

Figur 3–23: Flyt på Sogndal–Modalen med middel scenarioet med og uten BFK og i en variant med 450 MW mer forbruk enn i middel scenarioet med 950 MW knyttet til BFK



Figur 3–24: Simulerte gjennomsnittspriser (EUR/MWh) over 29 værår i med høy forbruksvekst og 950 MW BFK. Vi viser varianten med BKK som prisområdet for å kunne løse flaskehalsen på Hordalandsnittet



Høyscenarioet gir økte flaskehalsen sør for Bergen og omland

I det vi kaller høyscenarioet for forbruksvekst øker industriforbruket i området til 2800 MW. Dette er en økning på rundt 1400 MW fra middelscenarioet. Analysen viser at det blir utfordrende å håndtere flaskehalsen som oppstår mellom Bergen og omland og resten av transmisjonsnettet med forbruket som i middelscenarioet. Med utstrakt bruk av forbruksutkobling er det nok teoretisk mulig å knytte til noe mer, om det går i praksis er usikkert. Det er uansett helt sikkert at det vil være umulig å knytte til så mye forbruk som i høyscenarioet uten forsterkninger av nettet inn til området. For å kunne knytte til alt forbruket er vi avhengige av enten mer kraftproduksjon innenfor området, økt kapasitet i ledningsnettet inn til området eller aller helst en kombinasjon av disse.

4 Tilknytning av nytt forbruk svekker forsyningssikkerheten

I kapittel 1 beskrev vi dagens transmisjonsnett i Bergen og omland. Stort overføringsbehov og begrenset kapasitet på forbindelsene som forsyner Bergen by og industrien langs kysten gir utslag i at industriforbruket på Kollsnes må redusere sitt strømforbruk ved feil og enkelte planlagte driftsstanser. I tillegg er det krevende å gjennomføre planlagte driftsstanser. Risikoen for strømbrydd øker også ved planlagte driftsstanser, fordi konsekvensen av en feil i nettet blir større når en forbindelse allerede er koblet ut for vedlikehold. Dette er noe av bakgrunnen for at Statnett har besluttet at det ikke er driftsmessig forsvarlig å knytte til mer industriforbruk i dagens nett (for mer detaljer, se kapittel 9 i Mulighetsstudien).

I dette kapitlet viser vi hva konsekvensen er dersom vi likevel knytter til forbruk i eksisterende nett, internt i Bergen og omland. Vi presiserer at dette ikke er driftsmessig forsvarlig, men vil synliggjøre utfordringene gjennom økte avbruddskostnader. Intaktnettkapasiteten i nettet gir en absolutt øvre grense for hvor mye forbruk vi analytisk kan legge til grunn, og ville i praksis forutsatt omfattende bruk av systemvern for store deler av industrien og en svært anstrengt driftssituasjon.

Vi legger til grunn scenarioene for forbruksutvikling som er beskrevet i kapittel 2 for både industriforbruk og alminnelig forbruk. Vi ser imidlertid bort fra begrensninger i transformorkapasitet, ettersom Statnett allerede har planer om å øke transformorkapasiteten i området. Begrensningene internt i transmisjonsnettet i Bergen og omland vil, med de scenarioene vi har utformet for forbruksvekst, resultere i avvist etterspørsel og brydd på tilknytningsplikten.

4.1 Det er ikke mulig å knytte til alt forbruket i dagens nett

Tilknytning av stort nytt forbruk er ikke mulig innenfor forskriftsmessige overføringsgrenser

Ved tilknytning av nytt forbruk over et bestemt nivå vil det ikke lenger være mulig å forsyne alt forbruk og samtidig overholde overføringsgrensene i transmisjonsnettet. Grensene er satt for å ivareta sikkerheten for tredjepart, personell i anleggene og anleggene selv. I ytterste konsekvens vil brudd på overføringsgrensene i nettet kunne medvirke til havari og mørklegging av store områder, samt tap av liv og helse.

Innføring av systemvern i form av belastningsfrakobling (BFK) eller produksjonsfrakobling (PFK) er et av virkemidlene som systemansvarlig kan bruke for å øke kapasiteten i overføringssnitt. Slike systemvern sørger for at feil på en forbindelse ikke medfører overlast på en annen, ved å koble ut forbruk eller produksjon umiddelbart for definerte feilhendelser. Ved utstrakt bruk av systemvern vil strøm og spenning i intakt nett definere den absolutte øvre grensen for hvor mye forbruk som kan forsynes innenfor forskriftsmessige strøm- og spenningsgrenser. De forskriftsgitte kravene som påvirker hvor mye forbruk vi kan knytte til i nettet, beskriver vi nærmere i delen om mål og rammer.

Med dagens nett får vi avvist etterspørsel i middel- og høyscenarioene for industri

Innenfor intaktnettgrensene er det i transmisjonsnettet plass til i størrelsesorden 300 MW ut over dagens forbruksnivå vest for Kollsnes-/Lindåssnittet. Fordi vi venter at forbruket fra eksisterende industri på Kollsnes faller noe frem mot år 2030, er det plass til anslagsvis 350 MW nytt forbruk innenfor intaktnettgrensene i 2030. Til tross for at dette ikke er driftsmessig forsvarlig, legger vi dette til grunn i analysen. På denne måten synliggjør vi en større del av nettbegrensningene i form av avbruddskostnader i stedet for i form av avvist etterspørsel.

Tabell 4–1 viser en oversikt over nivået på nytt industriforbruk som er planlagt vest for Kollsnes-/Lindåssnittet i de ulike forbruksscenarioene frem mot 2030. Tabell 4–2 viser hvor mye forbruk det ikke er plass til innenfor intaktnettgrensene. Analytisk har vi lagt til grunn at det er industriforbruket i forbrukskategoriene høy og veldig høy som blir avvist. Videre legger vi til grunn at hvis forbruket ikke kan etableres i 2030 på grunn av manglende kapasitet i nettet, må vi også avvise dette forbruket i 2025. Derfor er størrelsen på avvist etterspørsel noe høyere i 2025 enn intaktnettgrensene i nettet tilsier.

Tabell 4–1 Nytt industriforbruk vest for Kollsnes-/Lindåssnittet

	Forbruksscenario (MW)	2025	2030
Forbruk vest for Kollsnes-/Lindåssnittet (MW)	Lav	230	230
	Middel	390	650
	Høy	1150	2450

Tabell 4–2 I middel- og høyscenarioet må vi avvise etterspørsel etter nettkapasitet fra industriforbruk

	Scenario	2025	2030
Avvist forbruk vest for Kollsnes-/Lindåssnittet (MW)	Lav	0	0
	Middel	130	300
	Høy	890	2100

Det er plass til alt forbruk i lavscenariot for forbruksutviklingen innenfor intaktnettgrensene i nettet. I middelscenarioet og høyscenarioet er det kun plass til deler av etterspørselen ut fra grensene i intakt nett. I middelscenarioet utgjør avvist forbruk i 2030 minimum 300 MW, og i høyscenarioet minimum 2100 MW. Det er stor usikkerhet knyttet til forbruksveksten, og noe usikkerhet knyttet til lokalisering av nytt forbruk. Usikkerheten er størst i høyscenarioet. Med prognosen vi har lagt til grunn må vi avvise minst henholdsvis 130 og 890 MW forbruk i middels- og høyscenarioet allerede i 2025.

I prognosene våre er 80–90 prosent av etterspørselen vest for Kollsnes-/Lindåssnittet. Det er her det er lavest nettkapasitet, og hvor vi får avvist etterspørsel. Med forutsetning om tilknytning av forbruk innenfor intaktnettgrensene, blir det ikke avvist etterspørsel øst for Kollsnes-/Lindåssnittet.

Det er kablene sørfra til Kollsnes og nordfra til Lindås som begrenser hvor mye forbruk det er plass til i intakt nett. Flyten på disse kablene øker med økt forbruk under Kollsnes og Lindås, men er også påvirket av transittflyten (nord-sør) på Vestlandet. Normalt er det kabelen mellom Lille Sotra og Kollsnes som begrenser hvor mye forbruk det er plass til. Ved høy flyt fra nord til sør begrenser imidlertid Haugsvær–Lindås omtrent ved samme forbruksnivå som Lille Sotra–Kollsnes. Vi må kunne håndtere forventede variasjoner i nord-sør-flyten uten å overskride intaktnettgrensene. Analysene våre viser at vi da maks kan knytte til 350 MW nytt forbruk vest for Kollsnes-/Lindåssnittet i 2030.

4.2 Mer forbruk gir økte avbruddskostnader

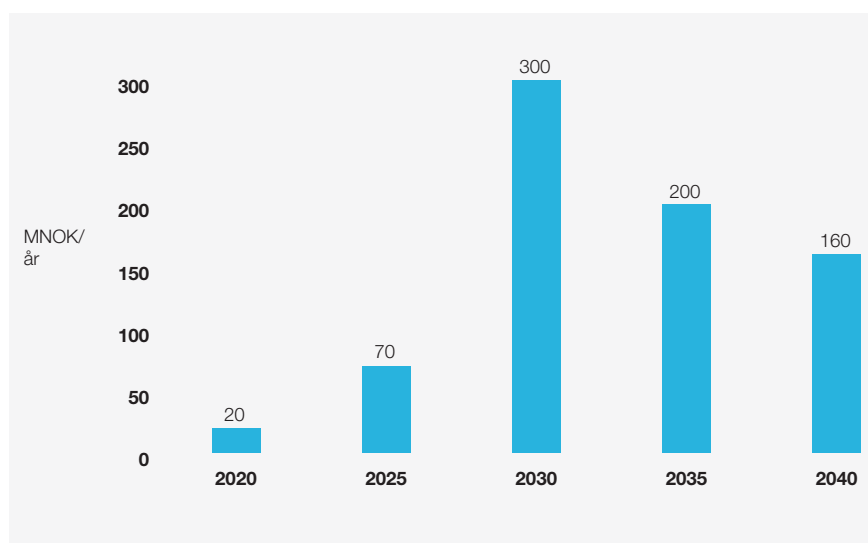
Uten tiltak i nettet gir mer industriforbruk høyere avbruddskostnader

Når vi beregner forventede avbruddskostnader, er forbruket vi legger inn i modellen begrenset av intaktnettkapasiteten i nettet. Med denne forutsetningen, vil kapasitetsbegrensningene i nettet i større grad fremkomme som avbruddskostnader og tap, fremfor mer avvist etterspørsel. Dette er i hovedsak et beregningsteknisk grep. I praksis er Statnetts vurdering av hvorvidt tilknytning er driftsmessig forsvarlig avgjørende for hvor mye nytt forbruk som faktisk kan realiseres, og dermed hvor store avbruddskostnadene faktisk blir.

Når vi legger inn mer forbruk vest for Kollsnes-/Lindåssnittet, blir det flere ledninger i Bergen og omland som ikke kan være utkoblet uten å redusere industriforbruket langs kysten. Samtidig må en større mengde forbruk kobles ut ved feil og planlagte

driftsstanser i Kollsnes-/Lindåssnittet, hvor driften allerede i dag er avhengig av BFK. I tillegg viste vi i kapittel 3.3 at vi kan dempe prisforskjellene ved å installere BFK for å håndtere feil på Sima–Samnanger og Sogndal–Aurland. Forventningsverdien for avbruddskostnader øker stadig mer jo mer forbruk som blir lagt til.

Figur 4–1 Beregnede forventningsverdier per år for avbruddskostnader med utgangspunkt i middelscenarioet. Avvist etterspørsel i middelscenarioet, som vist i kapittel 4.1 kommer i tillegg.



Vi har beregnet forventede avbruddskostnader per år med utgangspunkt i middelscenarioet for alminnelig forbruk og industri. I beregningene har vi lagt til grunn at det er nødvendig å avvise etterspørsel som vist i tabell 4-2 frem mot 2030, på grunn av overføringsgrensene i intaktnett. Med disse forutsetningene får vi forventede avbruddskostnader per år som vist i figur 4–1. Fra 2040 har vi lagt til grunn en årlig reduksjon på ti prosent. De oppgitte avbruddskostnadene inkluderer også avbrudd knyttet til feil på de tre forbindelsene inn til området, Sogndal–Modalen, Sima–Samnanger og Mauranger–Samnanger. Totalt gjennom analyseperioden gir avbruddskostnadene som følge av feil en nåverdi på 1 610 MNOK.

Det er mange parametere som inngår i avbruddskostnadene, og flere av disse er beheftet med betydelig usikkerhet. De viktigste usikkerhetene er beskrevet i alternativanalysen.

Mangel på N–1-kapasitet forklarer hvorfor økt industriforbruk gir høye avbruddskostnader

Per definisjon innebærer drift uten N–1 forsyningssikkerhet at feil som gir utkobling av en enkelt forbindelse er tilstrekkelig til at forbruket må reduseres, og at det dermed påløper avbruddskostnader ved enkeltfeil. Når forbruket mangler N–1 forsyningssikkerhet for mange forbindelser gjennom en stor del av året, er det derfor en klar indikasjon på at vi kan forvente betydelige avbruddskostnader. Med dagens forbruksnivå har deler av industrien på Kollsnes ikke N–1 forsyningssikkerhet for utfall i Kollsnes-/Lindåssnittet, og er så vidt innenfor grensen av N–1 forsyningssikkerhet for utfall i Bergenssnittet. Dette er ytterligere beskrevet i kapittel 1.4.

Både inn til og internt i området er det behov for BFK for å overholde strøm- og spenningsgrenser ved enkeltfeil. Inn til området er det i hovedsak to snitt som er begrensende og ved utfall av enkelte forbindelser i disse snittene vil det bli behov for å koble ut forbruk. Systemansvarlig vil normalt forsøke å regulere opp produksjon for å kunne koble inn igjen forbruket dersom en feil blir langvarig. I Bergen og omland er det derimot begrenset med regulerbar produksjon og i en del tilfeller vil forbruket måtte forbli utkoblet til feilen er rettet.

Internt i området er det Kollsnes-/Lindåssnittet og Bergenssnittet som er de mest begrensende snittene. Vi ser behov for BFK i begge disse snittene, slik at utfall av enkelte forbindelser vil føre til automatisk utkobling av forbruk. Innenfor disse snittene er det ingen regulerbar produksjon som kan benyttes for å koble inn igjen forbruket. I noen tilfeller kan det være aktuelt å koble om nettet for å kunne koble inn igjen noe av forbruket, men i hovedsak må forbruket forbli utkoblet til feilen er rettet.

Desto mer forbruk som knyttes til i nettet desto flere utfall vil gi behov for å koble ut forbruk. Mengden forbruk som kobles ut vil også øke. Dette innebærer både at vi får et svært omfattende om kompleks systemvern og at avbruddskostnadene øker betydelig.

Figur 4–2 viser hvordan mer industriforbruk vest for Kollsnes-/Lindåssnittet må kobles ut ved flere feilhendelser i Bergen og omland når vi legger inn forbruk opptil intaktnettgrensene. Utkobling av forbindelsene som er markert med oransj gjør det nødvendig å koble ut industriforbruk under Kollsnes stasjon som vist i figuren.

*En figur er fjernet her siden den er underlagt taushetsplikt etter energiloven §9-3 jf bfe § 6-2.
Unntatt fra innsyn etter offentleglova § 13.*

Størrelsen på forbruket som må kobles ut varierer med nivået på alminnelig forbruk. For utkobling av forbindelser lengst øst i området har også produksjonen fra vannkraftverkene en betydning.

Hvor store avbruddskostnader vi kan forvente som følge av feil i nettet er avhengig av hvor ofte det forekommer feil på forbindelsene i området, samt varigheten av disse feilene. Tabell 4–3 viser antall historiske feil på luftlinjer i området i en periode på 21 år og gjennomsnittlig antall feil per år. I tillegg til antallet registrerte feil har vi også informasjon om historiske feilårsaker. Sammen med værhistorikk bruker vi feilstatistikken for å fremstille forventede feilrater for ledningene i fremtiden. Siden det statistiske grunnlaget for feil på ledninger i analyseområdet er begrenset, benytter vi en kombinasjon av feilstatistikk for hele landet og for området lokalt når vi fremstiller feilratene som ligger til grunn for beregnede avbruddskostnader. For forbindelsene som nylig er satt i drift mellom Steinsland og Kollsnes har vi ingen feilstatistikk, og vi benytter derfor øvrig feilstatistikk sammen med lokale værdata.

Tabell 4–3 Registrerte feil på et utvalg luftlinjer over en periode på 21 år. Vi har ikke feilstatistikk for forbindelsene som nylig er satt i drift. Feilratene som ligger til grunn for avbruddskostnadsberegninger er basert på lokal feilstatistikk i kombinasjon med statistikk for ledninger andre steder i landet.

Luftlinje	Registrerte feil (antall)	Snitt per år (antall)	Lengde (km)
Lille Sotra–Kollsnes (luftlinjesegment)	6	0,29	21
Fana–Lille Sotra	7	0,33	19
Samnanger–Fana	6	0,29	33
Evanger–Dale	3	0,14	22
Dale–Arna	18	0,86	33
Arna–Fana	4	0,19	16
Modalen–Evanger	29	1,38	28
Modalen–Steinsland	1	0,05	5
Sum	78	3,71	212

Tabell 4–4 viser en oversikt over kabelstrekninger i transmisjonsnettet i Bergen og omland. Det er i alt fem strekninger med jord- eller sjøkabel på fire transmisjonsnettforbindelser. Kabelfeil forekommer sjelden, men er som hovedregel langvarige. Konsekvensen kan derfor bli stor dersom det skjer kabelfeil som forbruket ikke har N–1 forsyningssikkerhet for. I avbruddskostnadsberegningene legger vi til grunn en fast feilrate per 100 kilometer kabel for alle typer kabel, samt at alle kabelfeil har en varighet på 60 dager. Når vi beregner avbruddskostnader med økt forbruk i eksisterende nett, gir kabelfeil opphav til en stor del av de totale forventede avbruddskostnadene. Beregningene er derfor sensitive for hvilken feilrate og feilvarighet vi legger til grunn for kabelfeil. Dette omtaler vi nærmere i alternativanalysen.

Tabell 4–4 Innskutte kabler på transmisjonsnettforbindelser i Bergen og omland.

Kabelstrekning	Del av forbindelse	Type (jord/sjø)	Lengde (km)	Returtid*
Hjeltefjorden	Kollsnes–Lindås	Sjøkabel	22	69
Lurefjorden	Kollsnes–Lindås	Sjøkabel	9	168
Fensfjorden	Lindås–Haugsvær	Sjøkabel	8	189
Solsvik–N. Blomøy (Øygårskabelen)	Lille Sotra–Kollsnes	Jordkabel	15	101
Breivik–Lille Sotra	Fana–Lille Sotra	Jordkabel	5	337

*Med returtid mener vi forventet gjennomsnittlig antall år mellom feil, beregnet som $1/\text{feilrate}$. Returtiden er beregnet basert på feilraten 0,066 feil per år per 100 km kabel.

Nytt industriforbruk gjør det komplisert og kostbart å gjennomføre planlagte driftsstanser i nettet

Forskriftskravet om overholdelse av overføringsgrensene i nettet gjelder også når en forbindelse er utkoblet enten som følge av feil eller en planlagt driftsstans. I slike situasjoner kan det være mulig å dele nettet for å unngå overlaster, men ofte benytter vi systemvern i form av belastningsfrakobling (BFK). Systemvernet må da utformes for å også håndtere et utfall når en forbindelse allerede er utkoblet (N–1–1). Ettersom det kun er to sterke transmisjonsnettforbindelser til forbruket under Kollsnes og Lindås, må nesten alt forbruk kobles ut dersom det skjer to samtidig feil eller feil samtidig med planlagt driftsstans på disse forbindelsene. De fleste feil som gir utfall i kombinasjon med en planlagt driftsstans vil i Bergen og omland medføre behov for å koble ut forbruk.

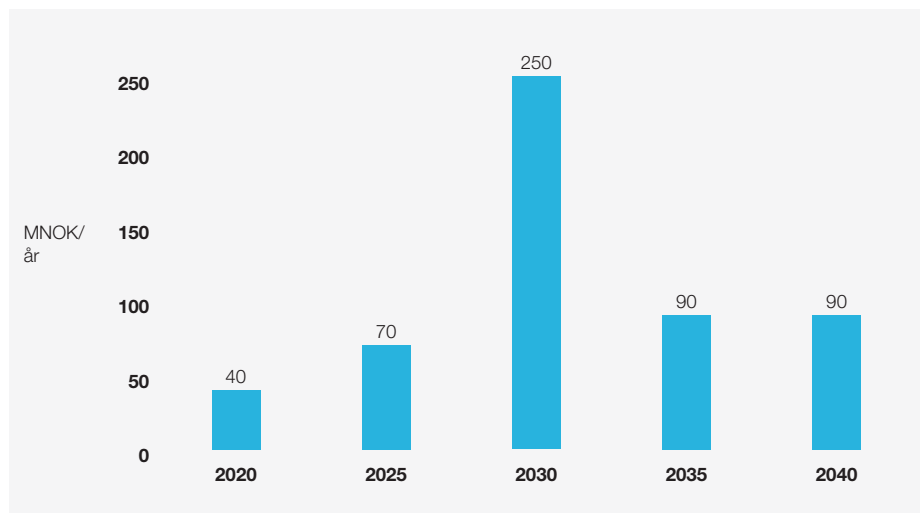
Det er mange kombinasjoner av utkoblede ledninger som vil trenge systemvern. Det gjør at systemvernløsningen for å håndtere utfall under planlagte driftsstanser blir kompleks. Nytt forbruk vil øke kompleksiteten ytterligere. Både etablering og drift av systemvern er utfordrende. Nødvendig funksjonalitet må slås av og på av operatørene på sentralen. Med mye forbruk på komplekse systemvern kan det bli svært krevende for operatørene å ha kontroll på driftssituasjonen til enhver tid.

Statnett gjennomfører normalt sine planlagte driftsstanser i sommerhalvåret. I områder av landet der etterspørselen er preget av alminnelig forbruk og lite industri, er overføringen i transmisjonsnettet lav nok om sommeren til å koble ut ledninger uten at noen mister strømmen. Med forbruksveksten i middelscenarioet, vil forbruket overstige N-1-kapasiteten både i Kollsnes-/Lindåssnittet og Bergenssnittet nesten hele året. Dermed må forbruket reduseres før Statnett kan gjennomføre planlagte utkoblinger. Industriaktørene vest for Kollsnes-/Lindåssnittet har også jevnlig driftsstanser, hvor effektuttaket reduseres eller går til null. Selv om Statnett og industriaktørene koordinerer sine driftsstanser så godt som mulig, er industriens driftsstanser ikke langvarige nok. Dermed får enten Statnett ikke gjennomført alt planlagt vedlikehold, eller så må industrien redusere sitt forbruk, med de kostnadene det medfører. Etersom Statnett har plikt til å opprettholde tilfredsstillende driftssikker stand på sine anlegg, legger vi til grunn at industrien må redusere forbruket i disse situasjonene.

Vi har sett på flere scenarier for varighet og antall MW som må kobles ut. I tillegg til så god koordinering som mulig, har vi også sett på konsekvensen dersom vi ikke koordinerer utkoblinger med industrien. Grunnen til dette er at det vil bli mange aktører som må koordinere sine behov, noe Statnett har erfart at kan være vanskelig å få til. I forventede årlige kostnader legger vi derfor til grunn et gjennomsnitt av scenarier for tidspunkt, antall MW, god og ingen koordinering med driftsstans hos industrien.

Troll B/C og Oseberg har som et vilkår i sin tilknytning at de vil bli koblet ut etter behov ved planlagte driftsstanser. I beregningen av avbruddskostnader legger vi til grunn at nytt forbruk vil få tilsvarende vilkår. Vi har ikke forutsetninger for å vurdere hvordan prioritering av utkobling av aktørene ville blitt. Vi har lagt til grunn et gjennomsnitt av kostnad ved billigste aktør, og en gjennomsnittskostnad for flere aktører.

Figur 4-3 Beregnede avbruddskostnader per år med utgangspunkt i middelscenarioet, som følge av at forbruk må kobles ut før planlagt driftsstans.



Med disse forutsetningene får vi forventede avbruddskostnader per år som vist i figuren over. Fra 2040 har vi lagt til grunn en årlig reduksjon på ti prosent. Totalt gjennom analyseperioden gir dette en nåverdi på 1 140 MNOK.

5 Prosjektutløsende behov er sammensatt

Vi ser allerede i dag en svak forsyningssikkerhet, som sammen med forbruksvekst og en aldrende anleggsmasse blir vesentlig verre. Dette, både alene, men også i kombinasjon med at forbruksveksten kan bli så stor at ikke alle kunder kan få nettilgang, er utløsende for å vurdere tiltak.

I behovsanalysen har vi sett at det er underskudd av kraft i Bergen og omland med eksisterende forbruk og produksjon, og at kraftnettet ikke er dimensjonert for å overføre nok effekt i alle situasjoner. Dette fører hovedsakelig til konsekvens for industrien, som må redusere sitt forbruk i enkelte feilsituasjoner og ved utkoblinger i transmisjonsnettet. Nåverdi av avbruddskostnadene for dagens forbruk er beregnet til 480 MNOK, og er utløsende for å utrede tiltak.

I tillegg ser vi at transmisjonsnettet i Bergen og omland er aldrende. Reinvesteringene er anslått til å utgjøre over 3 mrd. kroner i nåverdi. Alder på stasjonene tilsier et stort fornyelsesbehov allerede fra nå av. Omtrent halvparten av alle reinvesteringene kommer i perioden frem til 2030, målt i nåverdikroner. Fornyelsesbehovet på ledning ut fra alder ligger lenger ut i tid, fra 30 år og utover og utgjør 600 MNOK i nåverdi. En aldrende anleggsmasse i et slikt omfang forsterker behovet for å utrede tiltak.

Videre venter vi vekst i forbruket. Mesteparten er relatert til elektrifisering av eksisterende industri samt etablering av ny industri helt vest mot kysten. Dette øker underskuddet i området ytterligere og dermed øker også transportbehov for kraft både inn til og internt i området. Forbruksveksten er så stor at vi kan ikke gi tilknytning til alle som ønsker nettilgang. Dette er i seg selv utløsende for å utrede tiltak. Dersom vi hadde knyttet til forbruk opp til nivået som er mulig innenfor strøm- og spenningsgrenser i intakt nett, hadde det fått konsekvenser for driften i området. Avbruddskostnadene som følge av feil ville mangedobles. Og ved revisjoner i nettet måtte enda flere kobles ut enn før, og også her ville det blitt en mangedobling av avbruddskostnadene. Total økning i avbruddskostnader er anslått til over 2 mrd. kroner i nåverdi. Dette viser at forsyningssikkerheten blir vesentlig dårligere og er utløsende for å utrede tiltak. I tillegg vil flaskehalsene her øke, på grunn av begrenset kapasitet inn til området. Dette vil gi seg utslag i tidvis høyere kraftpriser i analyseområdet enn i områdene rundt. Slike prisforskjeller vil normalt også være grunnlag for å vurdere tiltak.

Som beskrevet er det flere grunner til å utrede tiltak i dette området. Selv om behovet er sammensatt, mener vi det viktigste behovet er at ikke alle kunder kan få nettilgang. Litt avhengig av størrelsen på aktørene og antallet, kan dette være en betydelig tapt verdiskaping for samfunnet. I tillegg til at det er samfunnsøkonomisk fornuftig å utrede tiltak, har Statnett også en plikt til å utrede og gjennomføre tiltak i slike tilfeller.

Del II Mål og rammer

På bakgrunn av behovsanalysen skal vi definere mål som vi ønsker at konseptene vi vurderer skal bidra til å nå. Samfunnsmålet beskriver nytten som ønskes oppnådd for samfunnet og skal angi retning og ambisjon for utvikling av kraftsystemet. Effektmålene beskriver ønskede virkninger for brukerne i nettet. Myndighetsgitte krav gitt av lover og forskrifter, og Statnetts egne standarder og retningslinjer, beskriver rammene vi må forholde oss til.

Samfunnsmålet med tiltak i Bergen og omland er å legge til rette for næringsutvikling som krever økt krafttilgang. Det innebærer at nye kunder skal få tilknytning når de ønsker det. Videre skal dagens og fremtidige forbrukere ha god forsyningssikkerhet, og det skal være tilstrekkelig kapasitet i nettet til å vedlikeholde og fornye nettanleggene. I tillegg må tiltakene ligge innenfor gitte rammer, hvor Energiloven med tilhørende forskrifter er helt sentral, herunder tilknytningsplikten. Det er dermed sammenfall mellom målet og pliktene vi har som nettselskap.

Sammen med behovet danner målene og rammene mulighetsrommet for hvilke konsepter som er aktuelle og som vi skal analysere.

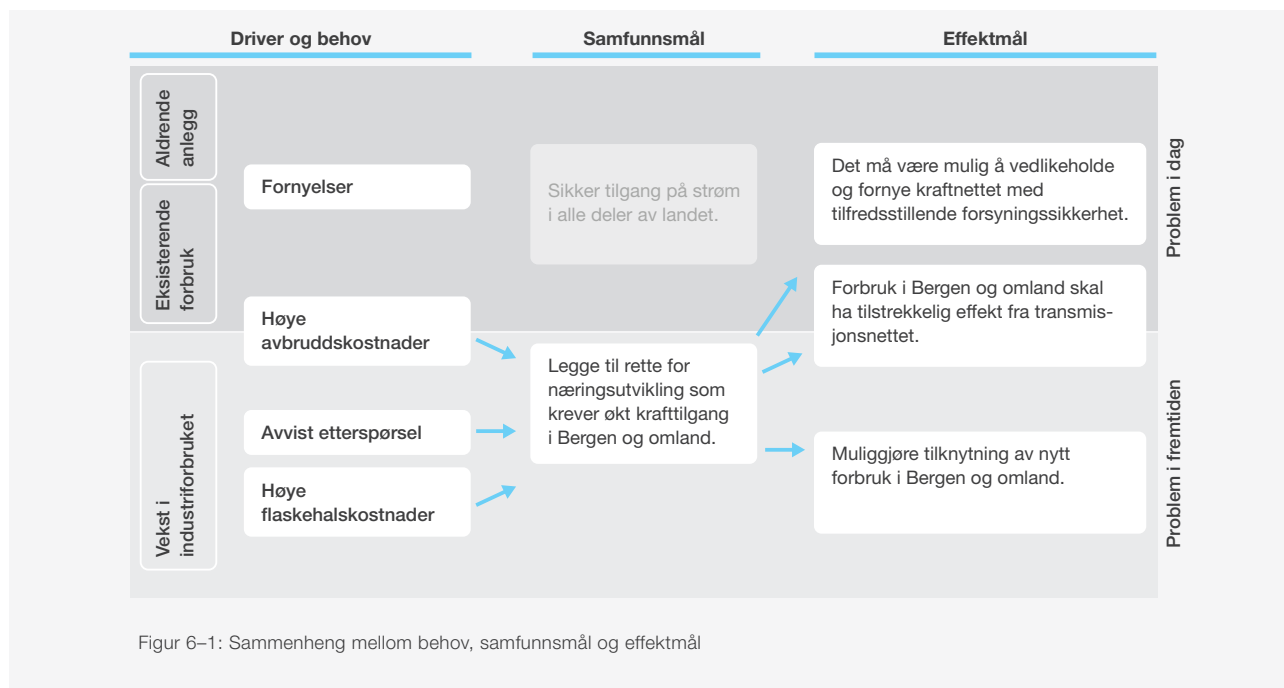
6 Målene angir ønsket oppnådd tilstand

Det overordnede kravet bak utviklingen av kraftsystemet er at den skal være samfunnsmessig rasjonell, jf. energiloven og Statnetts vedtekter. Dette innebærer at tiltak må begrunnes i samfunnsøkonomisk lønnsomhet, noe vi vurderer nærmere i alternativanalysen. Det er likevel hensiktsmessig å spesifisere hvilke øvrige mål vi ønsker at tiltaket oppfyller. Dette vil være retningsgivende for å vurdere hvilke konsepter som løser problemene som vi har identifisert i behovsanalysen og derfor bør vurderes videre. Ingen mål behandles som absolutte krav. Hvis kostnadene blir for høye er det ikke alltid det beste for samfunnet at målene oppnås.

Prosjektets samfunns mål bygger på det prosjektutløsende behovet og beskriver hvilken samfunnsutvikling prosjektet i hovedsak skal bygge opp under. Det skal være knyttet til den verdiskaping eller nytte samfunnet ønsker å oppnå ved at et tiltak blir realisert. Effektmålene bygger opp under samfunns målet og skal gi et presist svar på hva som er ønsket oppnådd tilstand for brukerne av tiltaket. I transmisjonsnettet er brukerne definert som eksisterende og nye forbrukere og produsenter av kraft.

Vi skal legge til rette for næringsutvikling som krever økt krafttilgang i Bergen og omland (samfunns målet). Det innebærer at vi skal muliggjøre tilknytning av nytt forbruk, at eksisterende og nye kunder skal ha tilstrekkelig effekt fra transmisjonsnettet til å dekke sitt forbruk, og at det skal være tilstrekkelig kapasitet i nettet til å vedlikeholde og fornye kraftnettet (effektmålene). I tillegg må tiltakene ligge innenfor gitte rammer.

Figur 6–1 gir en skissert oversikt over samfunnsmålet og effektmålet for analysen og viser hvordan det henger sammen med problemene vi identifiserte i behovsanalysen.



Figur 6–1: Sammenheng mellom behov, samfunns mål og effektmål

6.1 Samfunns målet er å legge til rette for næringsutvikling i Bergen og omland

Nettmeldingen (Meld. St. 14 (2011-2012)) angir generelle politiske mål for utbyggingen av kraftnettet. Det overordnede målet er "at planlegging og utbygging av nettet skal være samfunnsmessig rasjonell, jf. energiloven". Videre angir meldingen følgende målsettinger som har konsekvens for modernisering og utbygging av kraftnettet:

- Sikker tilgang på strøm i alle deler av landet
- 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
- Høy fornybar elektrisitetsproduksjon.

Vi vurderer at disse overordnede målene har relevans for KVU-en, men at antall samfunns mål bør være begrenset. For Statnett er sikker tilgang på strøm i alle deler av landet alltid relevant, også i denne regionen. Etter å ha vurdert målene opp mot den spesifikke problemstillingen her, har vi likevel definert det mest relevante samfunns målet som tiltakene skal bygge opp under til: **Legge til rette for næringsutvikling som krever økt krafttilgang i Bergen og omland**

6.2 Effektmålene beskriver ønsket oppnådd tilstand for både forbrukerne og Statnett

Et mål om å legge til rette for næringsutvikling som krever økt krafttilgang impliserer at alle kunder som ønsker adgang til nettet skal få tilknytning. Videre skal tilknytningen ikke gi vesentlig lavere forsyningssikkerhet for eksisterende kunder. Statnett ønsker at både eksisterende og nye nettkunder i Bergen og omland skal ha sikker tilgang på strøm, både ved intakt nett og under planlagte driftsstanser. Samtidig må Statnett kunne vedlikeholde nettet.

Vi har på bakgrunn av dette definert følgende effektmål:

1. Muliggjøre tilknytning av nytt forbruk i Bergen og omland.
2. Forbruk i Bergen og omland skal ha tilstrekkelig effekt fra transmisjonsnettet.
3. Det må være mulig å vedlikeholde og fornye kraftnettet med tilfredsstillende forsyningssikkerhet.

Målene skal ikke behandles som absolutte. Det kan være kostbart for samfunnet å gjennomføre konsept som gir full måloppnåelse. Konseptenes grad av måloppnåelse gir likevel verdifull informasjon til relevante beslutningstakere. Forholdsmessigheten mellom måloppnåelse og kostnadene blir vurdert i alternativanalysen som en del av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten.

Muliggjøre tilknytning av nytt forbruk i Bergen og omland

Det er nødvendig med tilstrekkelig tilgang på kraft for å få realisert de omfattende forbruksplanene i området. For å legge til rette for videre næringsutvikling må vi derfor muliggjøre tilknytning av nytt forbruk i Bergen og omland. Det vil si at alle nye kunder får tilgang på strøm, og ingen blir nektet tilgang til kraftmarkedet. Måloppnåelsen kan dermed vurderes ut fra om kunder kan knyttes til på det tidspunkt de ønsker. Statnett har som mål å tilpasse tiltakene til dette. I tillegg har vi utrednings- og tilknytningsplikt, noe som blir nærmere omtalt i kapittel 7.3. Det er dermed sammenfall mellom målet og pliktene vi har som nettselskap.

Det må være tilstrekkelig tilgang på effekt hele året, koordinert med forbruksutviklingen

Effekttilgangen må være kontinuerlig, og ikke avhenge av ytre faktorer som eksempelvis momentan vind- eller vannkraftproduksjon, og tilpasset variasjonene i det alminnelige forbruket. En indikator på tilgangen på effekt er nivået på leveringspåliteligheten, det vil si størrelsene på ILE (ikke levert energi) og den relaterte kostnaden (avbruddskostnadene).

Som vi viste i behovsanalysen er det forventet store avbruddskostnader som øker i takt med stigende forbruk. Effektmålet er innrettet mot å løse problemet med høye avbruddskostnader i området.

Nødvendig å kunne vedlikeholde og fornye nettet med god forsyningssikkerhet

Vedlikehold sikrer en god standard på de tekniske anleggene, som igjen påvirker forsyningssikkerheten gjennom en lavere sannsynlighet for feil. Reinvesteringer omfatter både relativt sett mindre jobber som skifte av kontrollsystem og store jobber som reinvestering av luftledninger, kabler og hele stasjoner. De store jobbene krever vanligvis langvarige utkoblinger med lang gjeninnkoblingstid. Tiltakene kan

i større eller mindre grad spare planlagte reinvesteringskostnader som omtalt i behovsanalysen.

Videre ønsker vi at nettkapasiteten i området skal være så høy at vi ikke trenger å koble ut kunder før vi skal gjennomføre planlagte driftsstanser. Avbruddskostnader som følge av planlagt utkobling er en indikator på dette.

Effektmålene er i stor grad samstemte

I utgangspunktet ser vi ikke krevende målkonflikter eller behov for å prioritere mellom effektmålene. I grove trekk reflekterer de to første effektmålene hva forbrukeren er opptatt av, mens det siste målet reflekterer hva Statnett er opptatt av i driften av nettet.

Effektmål 1 og 2 kan ha en motsetning siden det å gi nye kunder netttadgang kan gå utover dagens kunder. Samtidig sikrer kravet om at nye tilknytninger skal være driftsmessig forsvarlig, at forsyningssikkerheten fortsatt vil være akseptabel. Se kapittel 7.4 for nærmere beskrivelse av driftsmessig forsvarlig. Tilknytningsplikten beskriver vi nærmere i kapittel 7.3.

Det kan oppstå en målkonflikt mellom det første og det siste målet. Dette kan være tilfeller der Statnett ønsker en å ha viss margin ved utkoblinger men at det går på bekostning av ledig kapasitet i nettet og at vi dermed ikke kan tilknytte alle som ønsker det. Forbrukerne ser i liten grad komplikasjonene ved en høy utnyttelse av nettet, mens Statnett er ansvarlig for å løse utfordringene som vil oppstå. Jo høyere utnyttelse av nettet, jo mindre fleksibilitet til å håndtere utkoblinger og feil. Med de store konsekvensene som kan inntreffe i området ved lengre avbrudd, er det et stort ansvar å drifte et slikt nett. I rammekapitlet 7.4 gjengir vi Statnetts driftspolicy som definerer grenser for hvor høy konsekvens (i MW) for strømbrydd som normalt sett bør aksepteres, nettopp for å kunne drifte nettet og gjennomføre vedlikehold på en hensiktsmessig måte.

På den andre siden er også forbrukerne interessert i at Statnett ivaretar forsyningssikkerheten under vedlikeholdsarbeid og reinvesteringer. Så selv om det kan være ulik oppfatning av hva som må til for å kunne vedlikeholde og fornye kraftnettet, tror vi at det er enighet om prinsippet om å ha tilstrekkelige marginer til å gjøre nødvendig arbeid i nettet.

Rammene, både de interne og eksterne, vil med andre ord være viktige når disse motsetningene i praksis skal vurderes. Konsepter som hever overføringskapasiteten vil trolig bidra til å nå alle ovennevnte effektmål.

Det er imidlertid ikke gratis å oppnå målene. Tiltakene har en kostnad. Vi understreker at myndighetene ikke har funnet det hensiktsmessig å stille krav til et tallfestet nivå på leveringspålitelighet. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 7.4. I 7.7 har vi gjengitt Statnetts retningslinjer for hvilket nivå på forsyningssikkerhet vi skal planlegge for. Mens myndighetene har stilt krav til at alt forbruk skal ha adgang til kraftmarkedet, unntatt i særlige tilfeller. Dette diskuteres også i rammekapitlet.

7 Rammene begrenser mulighetsrommet

Aweiningene vi gjør i denne konseptvalgutredningen må være i tråd med myndighetenes føringer for nettutvikling og i overensstemmelse med gjeldene lover og forskrifter. Absolutte og ufravikelige krav, såkalte skal-krav, avgrensner mulighetsrommet vi kan vurdere konsepter innenfor. Disse er typisk gitt av myndighetene gjennom lover og forskrifter. Slik sett legger de føringer for hvilke konsepter som blir tatt med i den videre vurderingen og hvilke forhold vi fokuserer på senere i analysen. Det er imidlertid viktig å poengtere at vi har mulighet til å søke fritak fra noen av kravene vi er underlagt.

Vi beskriver også relevante bør-krav. Dette er i hovedsak føringer, standarder, krav eller retningslinjer vi bør overholde, men som ikke må etterfølges. Dette omfatter i hovedsak retningslinjer og krav Statnett selv har definert, eller som Statnett selv kan velge å fravike uten å søke myndighetene om tillatelse.

7.1 Nettutviklingen skal være samfunnsøkonomisk rasjonell (Energiloven)

Statnetts virksomhet reguleres av en rekke 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" (§ 1-2).

Ot.prp. nr. 62 (2008–2009) "Om lov om endringer i energiloven" slår fast at det med uttrykket "samfunnsmessig rasjonelt" menes "samfunnsøkonomisk lønnsomt". Det innebærer at både kostnads- og nytteelementer som kan måles i kroner, og elementer som ikke kan verdsettes på en effektiv og allment akseptert (økonomisk) måte, må vurderes. Energilovens formål er relevant for Statnetts virksomhet blant annet ved at den ligger til grunn for NVEs og OEDs vurdering av konsesjonssøknader og vedtak. Dette innebærer at nytten av tiltakene vi kan anbefale som hovedregel må overstige kostnadene. Vi vurderer dette som et bør-krav, da andre hensyn i noen tilfeller vil veie tyngre enn samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

7.2 Anleggene skal holdes i driftsmessig stand

Konsesjonæren plikter til enhver tid å holde anlegget i tilfredsstillende driftssikker stand, herunder sørge for at "det gjennomføres vedlikehold og modernisering av anlegget, slik at konsesjonsgitt kapasitet og øvrig funksjonalitet opprettholdes i hele konsesjonsperioden" (Energilovforskriften §3-5a). Dette er et skal-krav.

7.3 Statnett har plikt til å knytte til nytt forbruk og produksjon

Ifølge tilknytningsplikten (energiloven §§3-4 og 3-4a.) plikter Statnett å sikre en driftsmessig forsvarlig tilknytning av nytt eller økt forbruk og produksjon. Dersom tilknytning i eksisterende nett ikke er driftsmessig forsvarlig, utløses Statnetts utrednings- og investeringsplikt. Statnett plikter da å planlegge, søke konsesjon for og om nødvendig investere i nye nettanlegg uten ugrunnet opphold (forskrift om nettregulering og energimarkedet §§3-2 og 3-3). Kunden må vente med å knytte seg til nettet eller øke uttak/innmating til tilknytningen er driftsmessig forsvarlig.

Statnett kan søke om unntak fra tilknytnings- og investeringsplikten for produksjon dersom tilknytningen ikke er samfunnsøkonomisk rasjonell. For forbruk kan vi kun søke unntak i *ekstraordinære tilfeller*. Selv om vi kan søke unntak, vurderer vi plikten til å knytte til nye kunder i nettet som et skal-krav.

Reguleringsmyndigheten for energi (RME) har utarbeidet et utkast til høringsnotat om endring i forskrift om nettregulering og energimarkedet (NEM-forskriften) som er oversendt OED. Forslaget går ut på at det åpnes for at nettselskap og forbrukskunde kan inngå bilaterale avtaler om tilknytning av forbruk med vilkår om at kunden kan kobles ut eller gis redusert forsyning i perioder der det ut fra driftsmessige forhold er nødvendig.

7.4 Tilknytning av nytt forbruk og ny produksjon skal være driftsmessig forsvarlig

Tilknytning av nytt eller økt forbruk og produksjon i nettet være driftsmessig forsvarlig. Statnett har fastsatt følgende kriterier for hva som må være oppfylt for å sikre en driftsmessig forsvarlig tilknytning:

- Strøm- og spenningsgrenser må overholdes (skal-krav)
- Eksisterende kunder i nettet må fortsatt ha akseptabel leveringspålitelighet (skal-krav)
- Tilknytningen må som hovedregel ikke medføre brudd på Statnetts driftspolicy (bør-krav)

Krav til strøm, spenning og leveringspålitelighet er skal-krav

Første steg i en driftsmessig forsvarlig-vurdering er å analysere om det er mulig å gi tilknytning uten å bryte forskriftsmessige krav til strøm- og spenningsgrenser samtidig som eksisterende kunder fortsatt har en akseptabel leveringspålitelighet. Disse kriteriene er utledet av regulatoriske føringer, og vi vurderer disse som skal-krav.

Det første kriteriet innebærer at de forskriftsmessige kravene til leveringskvalitet og overføringsgrenser, gitt av henholdsvis "Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FoL §§3-1 og 3-10) og "Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet" (FoS §7), må overholdes. Dette kan videre forstås som at vi alltid skal ha kontroll i driften. Med kontroll mener vi at Statnett må ha virkemidler for å kunne håndtere feil i nettet uten at vi bryter relevante krav til strøm og spenning. Dette gjelder både ved drift av intakt nett og under planlagte driftsstanser. At vi skal ha kontroll i driften må imidlertid ikke forveksles med et krav om N-1 forsyningssikkerhet eller at vi ikke skal ha strømvbrudd. Vi kan eksempelvis ha kontroll i driften ved N-0-drift ved å ha nødvendig vern som sikrer at vi ikke overlaster komponenter ved feil i nettet.

Hva som er en akseptabel leveringspålitelighet er ikke definert i dagens regelverk. I forarbeidene til FoL vurderer NVE at det er lite hensiktsmessig å stille krav til et tallfestet nivå på leveringspålitelighet. I et oversendelsesbrev til OED (NVE 2019) gir NVE likevel en indikasjon på hvilken leveringspålitelighet de mener kunden har rett på:

Rett til nettilkobling innebærer rett til kontinuerlig forsyning når det ikke skjer større utfall (N=0). Kunden kan ved behov bestille tosidig forsyning (N=1) som finansieres av kunden ved anleggsbidrag.

Vi forstår dette som at NVE mener kunden har krav på N=0 forsyningssikkerhet. I hver enkelt sak må vi imidlertid gjøre en skjønnsmessig vurdering av hvorvidt eksisterende kunder fortsatt vil ha akseptable leveringspålitelighet ved tilknytning av nye kunder.

Statnetts driftspolicy er et bør-krav

Som del av driftsmessig forsvarlig-vurderingen må vi undersøke om tilknytningen gjør det mulig å utøve systemansvaret i henhold til gjeldende retningslinjer. For å ivareta dette på en effektiv måte i planleggingsfasen, har Statnett vedtatt en driftspolicy som definerer grenser for hvor høy konsekvens (i MW) for strømbrudd som normalt sett bør aksepteres.

Ved tilknytning av produksjon vil normalt ikke driftspolicy-en påvirke driftsmessig forsvarlig-vurderingen, men ved forbrukstilknytninger må vi avklare om vi er innenfor eller utenfor policy. Hvis tilknytning av en forbrukskunde medfører brudd på driftspolicy, er den i hovedsak ikke å regne som driftsmessig forsvarlig. Vi vurderer at dette er et bør-krav, da den bygger på krav Statnett selv har utarbeidet og ikke fremkommer av lover eller forskrifter. I tillegg skal policyen som hovedregel etterleves, noe som innebærer at den kan fravikes.

Fra 1.1.2020 gjelder følgende driftspolicy for utøvelsen av systemansvaret:

- Ved intakt nett kan det benyttes driftskoblinger og systemvern som ved enkeltutfall gir bortfall av maksimalt 500 MW forbruk i inntil 30 minutter.
- Ved planlagte driftsstanser skal enkeltutfall maksimalt gi bortfall av 500 MW forbruk i inntil 2 timer. Dersom berørt forbruk er mindre enn 200 MW og ikke omfatter særlig sårbar industri, aksepteres bortfall i inntil 4 timer.
- Forbruk med særskilte tilknytningsvilkår som "utkoblar B-kunde" inngår ikke i volumene ovenfor.
- Dersom tilknytning av nytt forbruk vil medføre brudd på driftspolicy, er tilknytningen som hovedregel ikke driftsmessig forsvarlig.
- Kravene kan fravikes etter vedtak av konsernsjef eller den han gir fullmakt.

7.5 Systemansvarliges virkemidler kan være varig alternativ til nettiltak hvis rasjonelt

Systemansvarlig har en rekke virkemidler for å løse problemer i kraftsystemet på kort og lang sikt. Noen kan være aktuelle på kort sikt, men erstattes med nettiltak på lengre sikt der det er rasjonelt. I hovedsak er de mest aktuelle bruk av belastningsfrakobling (BFK), produksjonsfrakobling (PFK), prisområder, spesialregulering og godkjenne endringer i koblingsbilder.

Prisområder kan tas i bruk ved langvarige flaskehals og ved forventet energiknapphet i et område (FoS § 5). Markedet løser da flaskehalsen ved at prisen øker i ett område og reduseres i et annet. Det skjer inntil produksjon og forbruk i de to områdene er endret så mye at flyten på flaskehalsen går under kapasitetsgrensen¹⁹.

Bruken av systemansvarliges virkemidler kan bidra til å gjøre en tilknytning, som ellers ikke ville vært det, driftsmessig forsvarlig. Dette omfatter blant annet bruk av belastningsfrakobling (BFK) og produksjonsfrakobling (PFK). NVE har i flere tilknytningssaker vurdert anledningen til å bruke systemansvarliges virkemidler som

¹⁹ Nettmeldingen (OED 2011-2012) peker imidlertid på at prisområder ikke skal "erstatte tiltak i nettet som utbedrer en for svak overføringskapasitet. Blant annet skal nettinvesteringer gjøres i tide, slik at forskjeller i pris ikke hindrer en forbruksutvikling som samlet sett er til nytte for samfunnet."

alternativ til nettiltak. Slik vi tolker NVEs behandling av Statnetts klage på Lærdal Energis tilknytning av ny småkraft under Borgund transformatorstasjon åpner NVE for bruk av systemansvarliges virkemidler som et alternativ til nettinvesteringer forutsatt at det er gjennomført en "helhetlig analyse av hvorvidt bruk av systemansvarsvirkemidler vil være den mest kostnadseffektive løsningen". Uttalelsen peker på at vi bør vurdere bruk av systemansvarliges virkemidler som alternativ til nettinvesteringer der dette er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

I henhold til vedtatte retningslinjer til FoS § 21, vil systemansvarlig normalt benytte systemvern som øker overføringskapasiteten mellom budområder, såfremt dette ikke introduserer nye utfordringer i driften, for eksempel grunnet overlappende funksjonalitet i samme systemvern. Videre er det presisert at systemansvarlig anser systemvern som avhjelper lokale flaskehals eller begrensinger i driften som et samfunnsøkonomisk rasjonelt og driftsmessig treffsikkert virkemiddel.

I distribusjonsnettet kan BFK kun benyttes som midlertidig tiltak (FoS § 21).

7.6 Utbygging bør gi minst mulig negative miljøkonsekvenser

Vurdering av miljøkonsekvenser skal inngå i Statnetts analyser og vi bør søke å minimere negativ påvirkning av nettiltak på natur og miljø. Der det er lovbestemte krav behandles de som absolutte.

Utbygging bør gi minst mulig belastning for tredjepart, naturmangfold, landskap og arealinteresser

Nettutviklingen skal ta hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt, i tråd med energiloven § 1-2. Allmenne interesser som søkes hensyntatt er blant annet miljø, klima, landskap, friluftsliv, andre næringer, lokalsamfunnet og storsamfunnet. I planleggingen av tiltakene er det derfor viktig å kartlegge hvordan for eksempel miljøulempere og belastning på tredjepart kan minimeres. Vurderinger av virkninger på naturmangfold, landskap og arealinteresser skal også være en integrert del av de samfunnsøkonomiske vurderingene til nettselskapene og myndighetene. Også naturmangfoldloven, som har til formål å ta vare på naturen ved bærekraftig vern og bruk, og kulturminneloven, som har til formål å verne om kulturminner, inneholder krav som gir føringer for nettutviklingen.

Vi jobber for bevaring av naturmangfold og landskapsverdier, samt reduserte utslipp

Statnett har utarbeidet en egen miljø- og klimastrategi (Statnett 2018). Det innebærer at miljøvurderinger skal være integrert i våre økonomiske beslutninger, slik at vi skal redusere vår miljøpåvirkning ut over lovkrav og være miljøledende sammenliknet med andre aktører i kraftbransjen og statlige byggherrer i andre sektorer. Frem mot 2021 prioriterer vi følgende områder.

- Opprettholde ledende arbeid med å bevare naturmangfold og landskapsverdier
- Redusere klimagassutslipp fra egen virksomhet, innkjøp og tjenester.

Førstnevnte er mest relevant i KVVU-fasen. Den innebærer kontinuerlig forbedring av metodikk for å bevare naturmangfold og landskapsverdier. Vi har særlig fokus på å ivareta truede og sjeldne arter og naturtyper, herunder myr- og våtmarksområder. Terreng og natur skal restaureres basert på beste tilgjengelig kunnskap.

Transmisjonsnettet skal i hovedsak bygges som luftledning

I Nettmeldingen som ble lagt fram i 2012 (Meld. St. 14 (2011-2012)) ble det slått fast 300 kV og 420 kV skal bygge som luftledning, bortsett fra i følgende unntakstilfeller:

- Der luftledning er teknisk vanskelig eller umulig, som for eksempel i byer og ved kryssing av større sjøområder
- Dersom ekstrakostnaden for kabling av en begrenset delstrekning kan forsvares med at det gir særlige miljøgevinster sammenliknet med luftledning og/eller en begrenset strekning med kabling kan gi en vesentlig bedre totalløsning alle hensyn tatt i betraktning.

7.7 N-1 forsyningssikkerhet er utgangspunkt for planlegging av nettet

Statnetts retningslinjer tilsier at vi bør vurdere tiltak som gir N-1 og N-1-1 forsyningssikkerhet. Slike deterministiske planleggingskriterier er ikke myndighetspålagt og vi vurderer dette som bør-krav.

N-1 er et utgangspunkt for planlegging, men tiltak må likevel være samfunnsøkonomisk lønnsomme

N-1-kriteriet er utgangspunkt for vår nettplanlegging. Det innebærer at feil på én komponent normalt ikke skal gi avbrudd for sluttbrukerne. Myndighetene slutter opp om N-1-kriteriet som planleggingskriterium for transmisjonsnettet (OED 2015-2016) (OED 2011-2012). I Energimeldingen presiserer regjeringen imidlertid at tiltak som er begrunnet i N-1-kriteriet og forsyningssikkerhet også må oppfylle kravene om samfunnsøkonomisk lønnsomhet (OED 2015-2016, 182-183). Det vil si at det ikke er tilstrekkelig å begrunne et tiltak ut fra deterministiske kriterier slik som N-1 og N-1-1, men at nytten av å øke forsyningssikkerheten må veies opp mot kostnadene dette innebærer.

Statnetts retningslinjer sier at vi bør vurdere tiltak som gir N-1-1 i Bergen og omland

Statnetts har egne retningslinjer som skal ligge til grunn for vurdering av forsyningssikkerheten i kraftsystemplanleggingen, og når Statnett utarbeider beslutningsunderlag for tiltak i nettet. Retningslinjene er ikke beslutningskriterier, men en tydelig retning for en samfunnsmessig rasjonell utvikling av kraftsystemet (Statnett u.d.).

Ifølge retningslinjene skal vi, som nevnt, alltid vurdere tiltak som kan gi N-1 forsyningssikkerhet. I tillegg skal vi i enkelte tilfeller vurdere tiltak som kan gi N-1-1 forsyningssikkerhet av hensyn til vedlikehold, lange reparasjonstider eller forsyning til store byer. Sistnevnte gjelder også for områder med høy last hele året, slik som vi finner vest for Kollsnes-/Lindåssnittet, og hvor forsyningssikkerheten er redusert under planlagte driftstanser.

8 Mål og rammer hjelper oss med å finne riktige tiltak i mulighetsstudien

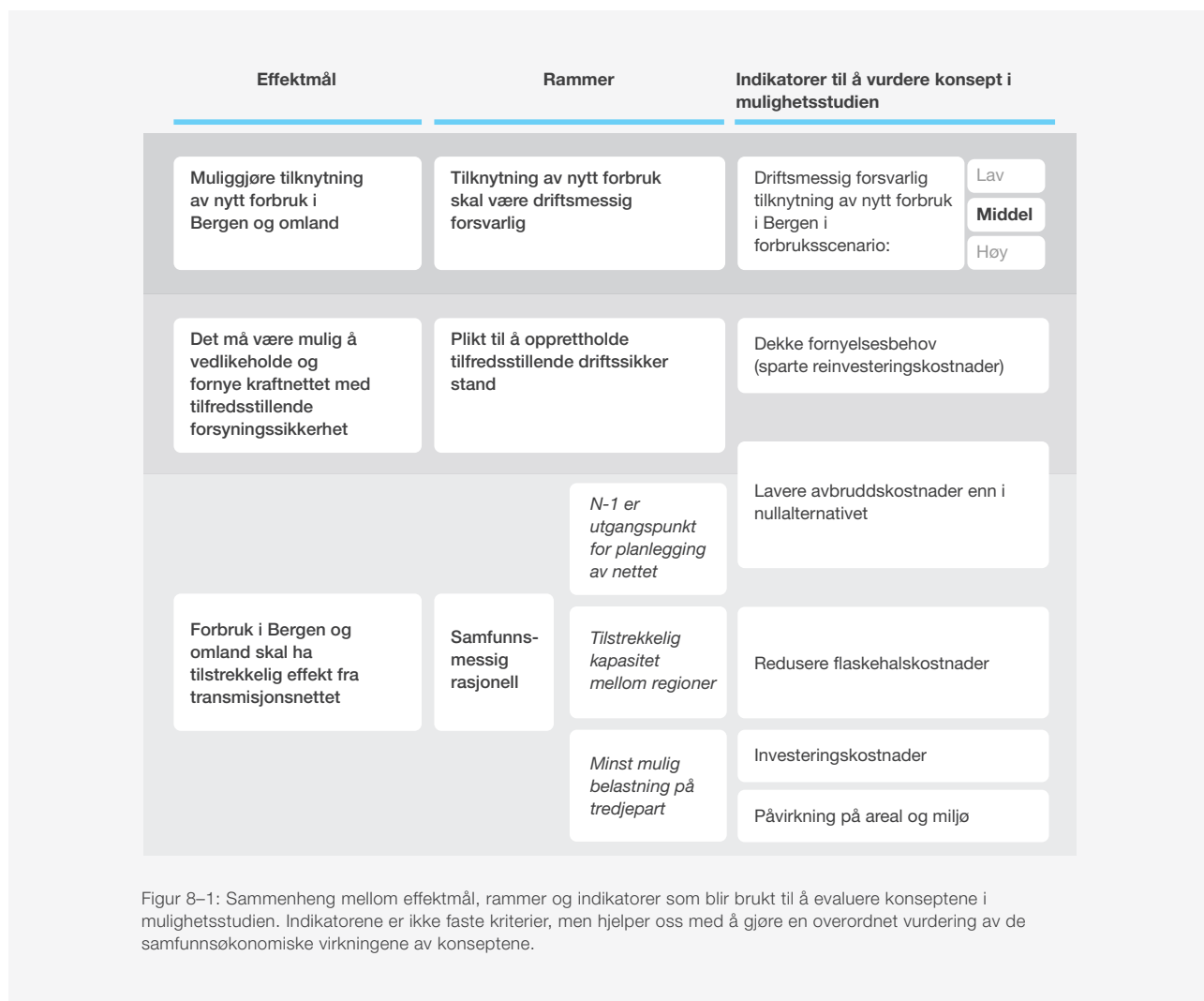
Det kan være vanskelig å finne riktig omfang og dimensjon på konseptene i mulighetsstudien. Mulighetsstudien skal være en overordnet vurdering, men likefullt være basert på samfunnsøkonomiske prinsipper. Sammen med behovet danner mål og rammer mulighetsrommet for hvilke konsepter som er aktuelle. Basert på disse kan vi finne noen indikatorer som hjelper oss å måle tiltakene mot hverandre, og som i stor grad samsvarer med virkningene i alternativanalysen.

For å nå effektmålet om tilknytning av nytt forbruk, må tilknytningen være driftsmessig forsvarlig. Utfallsrommet i forbruksprognosen er stort, og det er knyttet stor usikkerhet til både hvor stort forbruket blir og når forbruket kommer. Det sannsynlighetsjusterte middelsscenarioet ligger til grunn for de beregnede forventningsverdiene i behovsanalysen. Vi mener derfor konseptene i mulighetsstudien må legge til rette for en driftsmessig forsvarlig tilknytning av forbruket i middelsscenarioet. Vi vil også vurdere om konseptene legger til rette for forbruk i lav- og høyscenarioet.

Effektmålet om at det må være mulig å vedlikeholde og fornye nettet med tilfredsstillende forsyningssikkerhet henger tett sammen med plikten til å opprettholde tilfredsstillende driftssikker stand. Alle konseptene, også nullalternativet, innebærer at vi reinvesterer slik at tilstanden opprettholdes. Derfor vil reinvesteringsbehovet alltid bli dekket. Konseptene kan imidlertid være ulike etter hvorvidt de dekker fornyelsesbehovene, eller om reinvesteringskostnadene vil komme i tillegg. Dette kan måles i sparte reinvesteringer. Videre vil avbruddskostnadene være en indikator på delen av dette effektmålet som omhandler tilfredsstillende forsyningssikkerhet.

Det siste effektmålet, som sier at forbruk i Bergen og omland skal ha tilstrekkelig effekt til å dekke forbruket, har ingen skal-krav knyttet til seg. Her er imidlertid kravet om en samfunnsmessig rasjonell nettutvikling relevant. Sammen med de virkningene som er dekket av "skal-kravene", må nytten av å reduserte avbruddskostnader fordi vi har N-1 forsyningssikkerhet veie opp for investeringskostnader samt påvirkning på areal og miljø. Videre har vi i kapittel 6.1 pekt på at nettmeldingens målsetting om tilstrekkelig overføringskapasitet mellom regioner er relevant. Det kan derfor være rasjonelt å finne konsept som også reduserer flaskehalskostnadene inn til området.

Figur 8–1 oppsummerer sammenhengen mellom effektmål, rammer og hvordan vi vurderer konseptene i mulighetsstudien. Bortsett fra driftsmessig forsvarlig tilknytning av forbruk i middelscenarioet er ingen av indikatorene faste kriterier, men et mål på i hvor stor grad konseptene dekker behovet.



Del III Mulighetsstudie

Behovsanalysen viser at det ikke er mulig å knytte til alt nytt industriforbruk i middel- og høyscenarioet for forbruksutviklingen i Bergen og omland. I tillegg øker avbruddskostnadene internt i området og flaskehalskostnadene inn til området ved tilknytning av mer forbruk i dagens nett. I mulighetsstudien undersøker vi konsepter som muliggjør tilknytning av nytt forbruk og bedrer forsyningssikkerheten. Åpenbart svake konsepter forkastes basert på en overordnet vurdering.

Nullalternativet er referansen konseptene skal sammenlignes med. I nullalternativet legger vi til grunn at eksisterende anlegg i transmisjonsnett opprettholder samme funksjon som de har i dag frem til reinvesteringstidspunktet. Statnett har vurdert at det ikke er driftsmessig forsvarlig å knytte til mer forbruk i dagens nett. Troll B/C og Oseberg har likevel fått tilknytning på særskilte vilkår. Statnett har ikke vurdert om det er driftsmessig forsvarlig å knytte til annet forbruk på samme vilkår. Dermed er det stor usikkerhet i hvor mye forbruk som kan knyttes til i nullalternativet. Analytisk legger vi i KVU-en til grunn at vi kan knytte til forbruk opp til overføringsgrensene i intakt nett (N-0), forutsatt at de er tilknyttet systemvern med automatisk belastningsfrakobling (BFK). Dette gjør at vi i større grad kan prissette ulempen ved nettbegrensningene med avbruddskostnader og overføringstap. Vi understreker at det er lite trolig at det er driftsmessig forsvarlig å knytte til så mye forbruk.

Vi har undersøkt om tiltak på forbruks- og/eller produksjonssiden (alternativer til nett) kan løse behovene. Vi finner at slike tiltak ikke alene muliggjør tilknytning av alt nytt forbruk, verken i middels- eller høyscenarioet for forbruksutviklingen. I tillegg vil de ikke redusere flaskehalskostnadene i området. Vi forkaster derfor dette som et selvstendig konsept.

Av tiltak i transmisjonsnett, undersøker vi muligheter for å overføre kraft fra nord eller sør. Mesteparten av forbruksplanene, i underkant av 2000 MW, er planlagt under Kollsnes stasjon. Når vi undersøker konsepter som øker kapasiteten i Kollsnes-/Lindåssnittet, ser vi derfor på Kollsnes som tilknytningspunkt. Forsterkning av nettet fra sør får uheldige konsekvenser for kraftsystemet, da vi knytter sammen to underskuddsområder med begrenset nettkapasitet inn til områdene. Vi forkaster derfor dette konseptet. Konsepter for å overføre kraft nordfra møter i stor grad behovene ettersom vi da knytter sammen et overskuddsområde med et underskuddsområdet, og dermed reduserer flaskehalsene inn til Bergen og omland. Vi har vurdert Grov, Høyanger og Sogndal som aktuelle tilknytningspunkt, og konkluderer med at å forsterke fra Sogndal er mest rasjonelt. Høyanger forkastes fordi det på grunn av tekniske begrensninger i praksis vil være det samme som å forsterke fra Sogndal, bare dyrere. Grov forkastes fordi konseptet har høyere investeringskostnader, uten å gi større nytte.

Ved å forsterke nettet mellom Sogndal og Kollsnes får vi både økt kapasitet inn til Bergen og omland, og internt i området. Vi ser at å spenningsoppgradere eksisterende forbindelse mellom Sogndal og Modalen er det mest rasjonelle tiltaket for å forsterke inn til Bergen og omland. Internt i området har vi vurdert flere delkonsepter for å forsterke nettet: mindre tiltak i eksisterende nett, ny forbindelse fra Modalen, Evanger eller Samnanger, samt fullstendig spenningsoppgradering av eksisterende nett.

Alternativene er synliggjort i tabellen. Ny forbindelse fra Evanger forkastes fordi det kommer dårligere ut systemteknisk og mindre tiltak i eksisterende nett forkastes fordi det ikke muliggjør tilknytning av forbruket i middelsscenarioet. Vi tar følgende konsepter med videre til alternativanalysen, i tillegg til nullalternativet:

- Fullstendig spenningsoppgradering
- Ny forbindelse mellom Modalen og Kollsnes
- Ny forbindelse mellom Samnanger og Kollsnes

De mest relevante konseptene i mulighetsstudien, med investeringskostnader og i hvilken grad de løser behovene vi identifiserte i behovsanalysen.

Virkning	Null- alternativet	Alternativer til nett	Grov- Kollsnes (HVDC)	Sogndal-Kollsnes			Haugalandet -Kollsnes (HVDC)			
				Mindre tiltak i eks. nett	Fullstendig spennings- oppgradering	Modalen- Kollsnes		Evanger- Kollsnes	Samnanger- Kollsnes	
Driftsmessig forsvarlig tilknytning av nytt forbruk	<i>Lav</i>	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	<i>Middels</i>	✗	✗	✓	✗	✓	✓	✓	✓	✓
	<i>Høy</i>	✗	✗	✗ (1)	✗	✗	✗ (1)	✗ (1)	✗ (1)	✗
Lavere avbrudds- kostnader enn nullalternativet	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗
Dekke fornylsesbehov	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Redusere pris- forskjeller	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗
Totalkostnad (mrd. NOK) (2)	3-4	?	8-9	4-5	5-6	5-6	5-6	5-6	5-6	8-9
Virkning på areal og miljø	Neglisjerbar	Neglisjerbar	Liten	Liten	Middels	Stor	Stor	Stor	Stor	Liten
Tas videre?	Ja	Nei	Nei	Nei	Ja	Ja	Nei	Ja	Ja	Nei

(1) Dersom vi kombinerer konseptet med spenningsoppgradering av eksisterende nett, kan det være mulig å knytte til en høyere forbruksvekst.

(2) Inkluderer investerings- og reinvesteringkostnader i nåverdi

9 I nullalternativet kan vi ikke knytte til alt nytt forbruk

Nullalternativet er referansen konseptene skal sammenlignes med. Det skal representere en forsvarlig videreføring av dagens situasjon. Dette innebærer at vi skal inkludere kostnader til et minimum av vedlikehold som er nødvendig for at alternativet skal være reelt. I tillegg skal vedtatt politikk, som regelverk, lover og grenseverdier, ligge til grunn for utformingen av nullalternativet (Finansdepartementet 2014). Rammene som ble omtalt i Del II Mål og rammer, legger også føringer for nullalternativet. I dette kapitlet beskriver vi de viktigste forutsetningene i nullalternativet.

9.1 Det vil bli nødvendig å reinvestere i anlegg på grunn av tilstand

For å synliggjøre konsekvensene av å gjennomføre tiltak, er det viktig at kun nødvendige investeringer for å opprettholde dagens nettfunksjon, er med i nullalternativet. I tillegg er det viktig å belyse om noen av konseptene kan spare oss for planlagte reinvesteringstkostnader.

Da konseptene i denne analysen innebærer endringer i transmisjonsnettene flere steder i området, er alle reinvesteringene som nevnt i kapittel 1.2 i behovsanalysen, samt kostnadene til økt transformator kapasitet i Fana, Lille Sotra og Lindås inkludert i nullalternativet. Totalt utgjør reinvesteringene kostnader på rundt 3,4 milliarder kroner i nåverdi.

Såpass store reinvesteringer vil påvirke areal og miljø negativt. Vi legger til grunn at det er reinvestering i ledningsanlegg som har størst påvirkning. Disse er planlagt langt ut i tid, mellom 2045 og 2075, og vi antar at den diskonterte verdien av dette vil bli liten.

9.2 Vi knytter til nytt forbruk opp til strøm- og spenningsgrensene

I behovsanalysen så vi at det er mange og store planer for nytt industriforbruk i Bergen og omland. I Del II om mål og rammer beskriver vi at tilknytninger må være driftsmessig forsvarlig og angir hvilke prinsipper Statnett bruker for å vurdere dette.

Statnett har vurdert at det ikke er driftsmessig forsvarlig å knytte til mer forbruk i Bergen og omland i dagens nett. Vurdering av tilknytning for Troll B/C, Oseberg og Krafla ble gjort i mai 2019. I begrunnelsen til Equinor og Aker BP ble det vurdert at tilknytningen ikke var driftsmessig forsvarlig av følgende årsaker (Statnett SF 2019):

- Tilknytning av forbruket vil gi redusert forsyningssikkerhet for eksisterende forbruk
- Utkoblinger, både planlagte og som følge av feil, vil kreve utkobling av forbruk for å fortsatt ha kontroll i driften. Dette gjør at det kan bli vanskelig for Statnett å få gjennomført planlagt vedlikehold og revisjoner
- Driftsbildet med utstrakt bruk av systemvern vil bli vanskelig å håndtere i praksis
- Tilknytningen vil bryte med Statnetts interne policy for drift av nettet

I etterkant har Troll B/C og Oseberg fått tilknytning på særskilte vilkår, frem til tiltak som utredes i KVVU-en er på plass. Dette forutsetter at Statnetts vilkår og betingelser for å akseptere tidlig tilknytning tas inn i myndighetenes behandling av konsesjonssøknadene fra Equinor (Statnetts brev til NVE 3.1.2020). NVE har i sin innstilling til konsesjon vurdert at det er nødvendig å sette vilkår for tilknytningen for å ivareta forsyningssikkerheten til eksisterende kunder, frem til nettførsterkninger er på plass (NVE 2020). De skriver videre at Statnett bør vurdere om vilkårene kan bli permanente, og om det kan være rasjonelt å beholde systemvernene etter at nettførsterkninger er gjennomført, for å legge til rette for mer forbruk (NVE 2020).

Statnett har ikke vurdert om det er aktuelt å knytte til annet forbruk på samme vilkår som Troll B/C og Oseberg. Dermed er det stor usikkerhet i hvor mye forbruk vi bør legge til grunn i nullalternativet. Tilknytning med vilkår oppfylder kun de to første prinsippene for en driftsmessig forsvarlig tilknytning; at strøm- og spenningsgrenser blir overholdt, og at eksisterende kunder ikke får vesentlig dårligere leveringspålitelighet. Dette forutsetter utstrakt bruk av systemansvarliges virkemidler, da de nye kundene må installere systemvern som kobler dem ut ved enkelte feilhendelser. Det oppfylder imidlertid ikke det tredje prinsippet; at driftspolicyen som hovedregel skal bli overholdt.

I nullalternativet har vi valgt å legge til grunn at vi kan knytte til forbruk opp til overføringsgrensene i intaktnett (N–0), ved bruk av systemansvarliges virkemidler. Dette fordi det ikke er utelukket at vi kan knytte til mer forbruk på vilkår. Det er imidlertid svært usikkert om systemansvarlig vil godkjenne så utstrakt bruk av systemvern. Vi vet heller ikke om kundene vil akseptere tilknytning på vilkår. Tilknytning på vilkår forutsetter i tillegg at foreslått forskriftsendring omtalt i kapittel 7.3 blir vedtatt. Det kan være at den reelle konsekvensen av at leveringspåliteligheten i nullalternativet er lav er at industriaktørene foretrekker annen lokasjon eller annen energikilde (f.eks. gassturbiner på plattform). Vi antar at det vil være en kostnad for aktørene ved å gjøre slike endringer, men de må i så fall være mindre enn avbruddskostnadene vi forventer. I tillegg vil det gå utover uttalte politiske mål om å elektrifisere sokkelen.

Forutsetningen om at vi kan knytte til forbruk opp til overføringsgrensene i intaktnett (N–0) gjør at vi i større grad kan prissette ulempen ved dagens nettbegrensninger med avbruddskostnader og overføringstap. Vi kan dermed i større grad vise om det er samfunnsmessig rasjonelt å gjøre tiltak gjennom prissette virkninger. Selv om vi analytisk legger til grunn at vi kan knytte til forbruk opptil intaktnettgrensene, får vi likevel rundt 300 MW avvist etterspørsel i nullalternativet i middelsscenarioet for forbruksutviklingen. Dersom det ikke er driftsmessig forsvarlig å knytte til mer forbruk på vilkår, vil vi få enda mer avvist etterspørsel, men trolig lavere avbruddskostnader, tap og flaskehalskostnader. Dette beskriver vi nærmere i usikkerhetsanalysen.

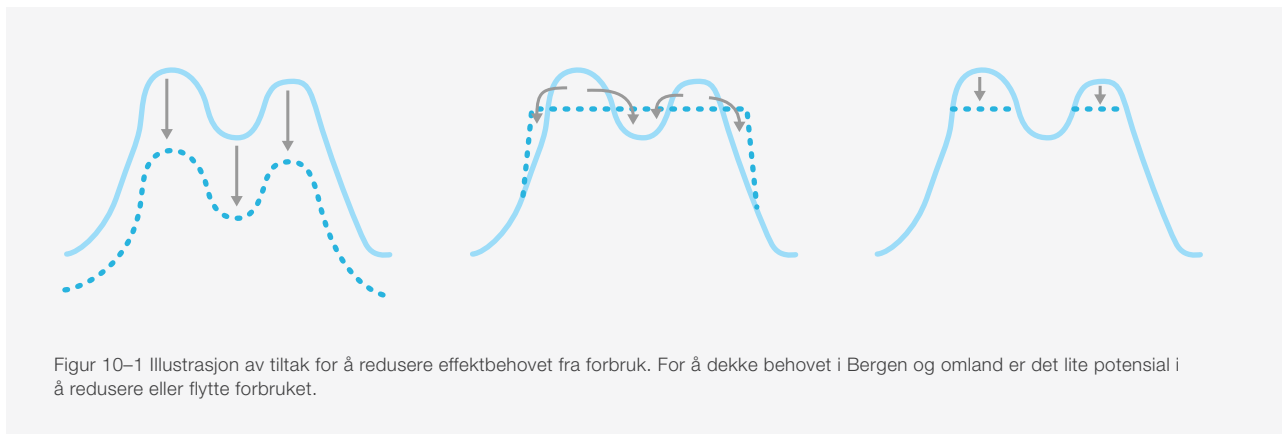
10 Alternativer til nett løser ikke behovet

For å løse kapasitetsutfordringene i Bergen og omland har vi vurdert om det er aktuelt med tiltak som ikke innebærer investeringer i kraftnettet. Disse alternativene til nett innebærer at vi i stedet for å øke overføringskapasiteten, gjør tiltak for å redusere forbruket eller øke tilgjengeligheten av andre energikilder. Dette er ikke gjensidig utelukkende alternativer. Begge typer tiltak vil redusere behovet for kapasitet i transmisjonsnettet og innebærer at vi beholder overføringsgrensene som i nullalternativet.

10.1 Å redusere eller flytte forbruket vil avlaste nettet

I behovsanalysen så vi at forventninger om et økende industriforbruk er det primære utviklingstrekket som øker behovet for nettkapasitet i Bergen og omland. I dette kapitlet undersøker vi om ulike måter å redusere forbruket på kan bidra til å løse kapasitetsutfordringene.

Fra tidligere analyser vet vi at endret forbruksmønster og økt tilbud av andre energibærere kan virke på tre forskjellige måter, som illustrert i figur 10–1. Den første figuren innebærer energieffektivisering eller varig bytte av energikilde slik at samlet strømforbruk går ned. Det midterste illustrerer å flytte forbruk i topplast til andre tider i døgnet, eller benytte ulike typer lagring for å bruke energien på et annet tidspunkt enn den blir produsert. Samlet strømforbruk vil da være det samme, men tidspunktet for forbruket er endret. Figuren lengst til høyre illustrer at belastningen i topplast tas ned, enten ved å bruke andre energikilder eller redusere energibruken. I likhet med den første figuren vil samlet strømforbruk her gå ned.



Figur 10–1 Illustrasjon av tiltak for å redusere effektbehovet fra forbruk. For å dekke behovet i Bergen og omland er det lite potensial i å redusere eller flytte forbruket.

I denne analysen er energieffektivisering i stor grad tatt inn i forbruksprognosen for alminnelig forbruk. Vi omtaler derfor ikke dette nærmere her. Videre vil å redusere eller flytte forbruk i topplast avlaste transmisjonsnettet i Bergen og omland, men potensialet er lite. I deler av området er dessuten forbruket høyt hele året, slik det ikke nødvendigvis er noen topp å ta ned. Denne typen tiltak vil derfor ikke øke mengden nytt forbruk som kan knyttes til, eller øke forsyningssikkerheten.

Store deler av forbruket er stedbunden og kan trolig ikke etableres andre steder uten merkostnader

En måte å flytte eller redusere forbruk fra topplast er å fysisk plassere det et annet sted. Ettersom tilstrekkelig overføringskapasitet i strømmettet er avgjørende for å forsyne et stort industriforbruk, er det en fordel om industrien kan plasseres der det allerede er tilgjengelig kapasitet i nettet. I behovsanalysen så vi at det er begrenset overføringskapasitet til å forsyne det planlagte nye forbruket i Bergen og omland, særlig under Lindås og Kollsnes (vest for Kollsnes-/Lindåssnittet). Hvis deler av dette forbruket etablerer seg andre steder i nettet, vil det redusere behovet for nettiltak.

I forbindelse med søknad om tilknytning for elektrifisering av petroleum fra Equinor og Aker BP, gjorde Statnett en vurdering av om andre tilknytningspunkt er bedre egnet enn Kollsnes. Tilknytning i Sogn og Fjordane eller innerst i Hardangerfjorden ville gi lavere investeringskostnader i transmisjonsnettet. De alternative tilknytningspunktene ligger imidlertid lengre unna petroleumsplattformene enn Kollsnes. Det er knyttet usikkerhet til hvor langt det er mulig å strekke AC-kabler, gitt effektuttaket som er etterspurt. Dette betyr at alternative tilknytningspunkt innebærer en teknologisk risiko eller overgang til en dyrere løsning basert på likestrøm (HVDC). Øvrige punkt ville heller ikke gjøre det mulig for petroleumsaktørene å få strøm fra land noe tidligere enn fra Kollsnes, fordi det vil kreve omstart av petroleumsaktørens planlegging og prosjektering.

Hvorvidt det er rasjonelt for resten av forbruket i middelsscenarioet med tilknytning andre steder i nettet, avhenger av hvor stedbundne de er. For elektrifisering av andre petroleumsplattformer antar vi at de samme forholdene som hos Troll B/C og Oseberg gjelder. Videre har deler av forbruket, slik som hydrogenproduksjon, synergier av å samlokalisere med olje- og gassvirksomhet. Elektrifisering av transport er i stor grad stedbunden, og allerede etablerte virksomheter vil trolig ha store kostnader knyttet til eventuell flytting til andre tilknytningspunkter. En del av de øvrige forbruksplanene vil imidlertid trolig kunne realiseres andre steder i nettet. Vi kan derfor ikke utelukke at det er andre lokasjoner som kan være mer rasjonelle når forbruk og nett sees under ett.

I behovsanalysen så vi at økt forbruk i Bergen og omland gir økte flaskehalskostnader. For å redusere dette problemet, må forbruket flyttes helt ut av analyseområdet. Å flytte tilknytning av nytt forbruk i petroleumssektoren til for eksempel Samnanger, vil dermed ikke ha noen effekt på flaskehalskostnadene.

I tillegg viser behovsanalysen at tiltak i transmisjonsnettet i Bergen og omland vil ha nytte for eksisterende forbruk. Flytting av forbruk vil trolig ikke påvirke om vi skal gjøre tiltak, men kan påvirke hvor store tiltak som er rasjonelle. Dermed kan vi se på flytting av forbruk som en usikkerhet i forbruksprognosen i Bergen og omland. Dette blir vurdert i usikkerhetsanalysen.

Det er lite potensiale i å redusere effekttopper

Tiltak som innføring av AMS og effekttariffer samt utvidelse av fjernvarme, kan bidra til å redusere maksimalt effektforbruk. I forbruksprognosen for alminnelig forbruk har vi ikke tatt eksplisitt hensyn til forbrukerfleksibilitet. Unntaket er elbil-lading, der vi har tatt hensyn til dette indirekte ved å anta at mesteparten av ladingen vil foregå på nattetid. Vi har imidlertid ikke lagt til grunn at det øvrige forbruket vil tilpasse seg ved å begrense uttaket i timer der lasten er høy og nettkapasiteten er presset. Det innebærer at vi muligens overvurderer maksforbruket noe, særlig for årene lenger ut i analyseperioden.

Det er vanskelig å se for seg at det ikke vil være noe forbrukerfleksibilitet for alminnelig forbruk de neste 20 årene, også i timene med maksimal last. Mange nye teknologier gjør dette mulig, og på en automatisert måte, slik at det i liten grad påvirker forbrukernes komfortnivå. Foreløpige resultater fra IFLEKS-prosjektet til Statnett viser at det er potensial for å redusere forbruk i maksimallasttimene innen husholdninger og næringsbygg.

Vest for Kollsnes-/Lindåssnittet så vi i behovsanalysen at forbruket er dominert av industri som har jevnt uttak over hele året. Derfor er det begrenset potensial for å redusere forbruket vest for dette snittet ved hjelp av forbrukerfleksibilitet. Dette vil kun være tilfelle i et scenario hvor kraftprisene blir så høye at det ikke er lønnsomt for aktørene å bruke elektrisitet.

Når det gjelder Bergenssnittet, er det mer sannsynlig at forbrukerfleksibilitet kan bidra til å redusere avbruddskostnadene. Redusert uttak fra alminnelig forbruk de kaldeste timene i vinterhalvåret, vil bidra til å redusere tiden forbruket er eksponert for avbrudd som følge av feil. I hvor stor grad er imidlertid usikkert og avhenger av hvor mye effekttoppene reduseres og hvor stor forbruksveksten blir. I tillegg vil denne type tiltak i mindre grad bidra til å redusere forbruket i sommerhalvåret når Statnett gjennomfører planlagte driftsstanser.

Ledetiden for nettanlegg er lang. Hvis vi skal vente med tiltak for å se utviklingen i forbrukerfleksibilitet, risikerer vi å være for sent ute med alternative tiltak. Effekten av forbrukerfleksibilitet vil trolig ikke være stor nok til å muliggjøre tilknytning av alt nytt forbruk i middelsscenarioet og det er svært usikkert hvor mye avbruddskostnadene vil reduseres med. Vi tar derfor ikke med tiltak knyttet til reduksjon av effekttopper videre som et eget konsept, men vurderer usikkerhet i effektbehovet i alternativanalysen.

Utkoblbart forbruk er ikke et aktuelt alternativ til nett

En annen måte å redusere eller flytte forbruk fra topplast er å koble ut kunder som har lave kostnader knyttet til strømbrydd. Enkelte sluttbrukere er ikke avhengig av kontinuerlig, sikker strømforsyning. Da disse ofte har lavere kostnader til ikke-levert energi enn KILE-ordningen legger opp til, kan de få tilbud om en annen tariffordning, der de vil kobles ut ved behov for redusert last i transmisjonsnettet.

Som omtalt i behovsanalysen, er allerede det meste av store sluttbrukere i Bergen og omland på systemvern, for at Statnett skal ha kontroll i driften. Vi legger til grunn at alt nytt forbruk også må på systemvern. I tillegg har vi sett at det er et fåtall av sluttbrukerne som har lavere kostnader ved strømbrydd enn KILE-ordningen legger opp til. Dessuten gjelder dette bare i noen få år. Vi ser derfor ikke utkoblbart forbruk som noe aktuelt alternativ til nett i Bergen og omland.

10.2 Økt produksjon kan dekke deler av behovet, men dette er usikkert

I underskuddsområder vil økt produksjon bidra til å avlaste nettet. Vi har derfor vurdert om det er noen aktuelle konsept for å øke produksjon. Vi har sett på muligheten for økt vannkraft, vindkraft og fortsatt drift av Energiverk Mongstad, i tillegg til havvind og solkraft. Det ser imidlertid ikke realistisk ut at disse tiltakene skal kunne dekke behovet, heller ikke i kombinasjon med hverandre.

Gasskraftverk bedrer forsyningssikkerheten, men er kostbart

Equinor er i ferd med å legge ned den andre gassturbinen på Energiverk Mongstad (EVM) etter flere år med negativ lønnsomhet. Den første gassturbinen ble demontert i 2018. Gasskraftverket er lokalisert på Mongstad, vest for Kollsnes-/Lindåssnittet og Bergenssnittet. Equinor har oppgitt at alternativet til nedleggelse av EVM er å "parkere" gassturbinen i driftssikker tilstand med en oppstartstid på 7 dager. Dette har ifølge Equinor en kostnad på 60 MNOK første driftsår, og deretter 40–50 MNOK

påfølgende år, eksklusive kostnader til gass. Med gassturbin i beredskap ville det vært mulig å forsyne inntil 140 MW forbruk under planlagte driftsstanser uten å koble ut eksisterende forbruk. Dette vil redusere kostnaden ved planlagt driftsstans. Det vil imidlertid ikke fjerne kostnaden, da vi i middelscenarioet må koble ut opp mot 400 MW ved driftsstans på enkelte ledninger. I behovsanalysen så vi at det er langvarige avbrudd på kabelforbindelsene som bidrar mest til avbruddskostnadene. Dermed ville gasskraftverket i beredskap bidra til å redusere konsekvensen av en feil, ved at varigheten på avbrudd for noen sluttbrukere kan begrenses til 7 dager. EVM i beredskap vil ikke øke intaktnettgrensene, og vi må dermed fortsatt avvise forbruk med dette som alternativ til nett. Vi mener derfor dette ikke er aktuelt som et alternativ til tiltak i transmisjonsnettet.

Normal drift (140 MW) av gasskraftverket ville redusert antall ledninger som gir utkobling av forbruk ved feil og mengden forbruk som må kobles ut i hvert tilfelle. Dermed vil avbruddskostnadene bli redusert. Ved utkobling for vedlikehold ville det fungert på samme måte som ved EVM i beredskap; vi må fortsatt koble ut forbruk for planlagt driftsstans på enkelte ledninger. Intaktnettgrensene ville økt med om lag størrelsen på produksjonen, men det er ikke nok til å dekke all avvist etterspørsel i nullalternativet (300 MW). Normal kommersiell drift på EVM er et lite realistisk scenario, da Equinor har oppgitt at de har hatt store underskudd ved kraftverket. De siste årene har de hatt økonomiske tap på 200–500 MNOK per år (NVE 2019). I nåverdi over 40 år utgjør dette mellom 2,8 og 7,2 mrd. kroner. I tillegg vil det medføre en betydelig miljøkostnad, da nedleggelse av gjenværende turbin vil gi en reduksjon i CO₂-utslippet på 240–280 000 tonn per år (NVE 2019).

Fortsatt drift av EVM, i beredskap eller normal drift, er kostbart, og legger ikke til rette for å knytte til alt forbruk i middelscenarioet. Vi har ikke undersøkt muligheten for å etablere nye gasskraftverk, men antar at dette også vil være kostbart og lite aktuelt. Vi tar derfor ikke dette alternativet til nett videre til alternativanalysen. EVM i beredskap som et kortsiktig tiltak er ikke vurdert i konseptvalgutredningen.

Det er for lite potensial for vannkraft og solkraft

Mer vannkraft kan avlaste transmisjonsnettet i Bergen og omland. Særlig vil mer regulerbar vannkraft øke kapasiteten i intaktnett og redusere både avbruddskostnadene og flaskehalskostnadene.

Det er imidlertid mye vannkraft som må til for å fjerne flaskehalskostnadene i nullalternativet helt. 700 MW nytt industriforbruk tilsvarer om lag 5 TWh økning i energibruk. De fleste vannkraftverk i Norge har en brukstid på mellom 3500 og 5000 timer. For å få 5 TWh må det installeres vannkraft på 1000–1400 MW i Bergen og omland, noe som tilsvarer flere svært store vannkraftverk med store magasiner.

Det er planlagt rundt 100 MW småkraftverk i Bergen og omland. I tillegg viser NVEs kart over ikke utbygd vannkraft i området at resterende potensial i hovedsak består av småkraftprosjekter. Tilsvarende er det lite potensial for solkraft i området. Sammenlignet med det høye forbruket, vil denne nye produksjonen bidra minimalt til å redusere flaskehalsen inn mot Bergen og omland. I tillegg er det meste av denne potensielle nye produksjonen øst for Kollsnes-/Lindåssnittet og Bergenssnittet, og vil dermed ikke påvirke avbruddskostnader eller intaktnettbegrensningene.

Vindkraft kan redusere flaskehalsen inn til Bergen og omland, men nettet må ha kapasitet i timer hvor det ikke blåser

Som for vannkraft må energiproduksjonen fra ny vindkraft tilsvare nytt energiforbruk for å fjerne flaskehalsen som oppstår inn til Bergen og omland. Med en gjennomsnittlig brukstid på 2800 timer, tilsvarer dette installert kapasitet på nesten 1800 MW vindkraft. Vindkraft i Bergen og omland reduserer energiunderskuddet og dermed overføringsbehovet inn til området. Som vi kommer tilbake til i alternativanalysen, mener vi likevel at vindkraft lokalt ikke er et alternativ til oppgradering i nettet.

Vindkraftproduksjon vest for Kollsnes-/Lindåsnittet og/eller Bergensnittet vil øke andel av tiden vi har N-1 forsyningssikkerhet. I periodene med produksjon, vil vindkraften avlaste forbindelsene inn til området, noe som vil redusere forventede avbruddskostnader. Vi må imidlertid ta høyde for de timene det ikke blåser, slik at mengden forbruk på systemvern forblir uendret om vi ikke gjør tiltak i nettet. For utkobling ved planlagt driftsstans er det vanskelig å ta høyde for om det blåser eller ikke. Det er også lite trolig at det vil blåse kontinuerlig i hele utkoblingsperioden. Vi mener derfor ikke vindkraft kan redusere kostnaden til utkobling under planlagt driftsstans.

Det er vanskelig å si om vindkraft vil påvirke intaktnettgrensene, da vi ikke kan legge til grunn at vindkraften produserer til enhver tid. Dersom det etableres mye vindkraft i området, er det svært sjelden av produksjon vil være fraværende. Det er imidlertid lite trolig at vindkraft vil muliggjøre tilknytning av mer forbruk enn vi har i nullalternativet.

I behovsanalysen så vi at det er planer om vindkraft på land i Bergen og omland. Totalt er det snakk om over 1500 MW som, hvis det blir realisert, kan redusere flaskehalskostnadene. Planene ligger hovedsakelig øst for Bergensnittet, og vil dermed i mindre grad redusere avbruddskostnader for feil og vedlikehold. Ingen av prosjektene som er planlagt har rettskraftig konsesjon. Normalt tar det rundt ti år fra en utbygger søker konsesjon til kraftverket kan stå ferdig. Regjeringen har nylig kommet med en stortingsmelding om vindkraft hvor de signaliserer å stramme inn på konsesjonsprosessen. Realisering av vindkraft på land er derfor usikker, og vil trolig ikke blir realisert tidsnok til å redusere flaskehalsene som oppstår som følge av forbruksvekst i Bergen og omland.

Havvind er i ferd med å bli en moden teknologi. Det er installert store volumer bunnfast havvind i Europa, og i tillegg er det de siste årene installert noe flytende havvind. Selv om vindkraft til havs fortsatt er avhengig av subsidier, forventer vi at det vil bli lønnsomt på sikt. Havvind utenfor Bergen og omland kan ha to funksjoner. Det kan enten bli knyttet direkte til petroleumsinstallasjoner og redusere behovet for kraft fra land, eller det kan bli knyttet til transmisjonsnettet i området og påvirke nettet på lik linje som vindkraft på land. Det er per i dag ikke planer om å etablere havvind som vil påvirke overføringsbehovet i Bergen og omland.

Selv om havvind på land eller til havs kan bidra til å redusere flaskehalskostnader og avbruddskostnader, vil det i liten grad øke kapasiteten i intakt nett fordi vi ikke kan styre vindkraften til å produsere når den trengs. Det muliggjør dermed ikke tilknytning av alt forbruk i middelsscenarioet. I tillegg er det ikke gitt konsesjon til

planlagte vindkraftanlegg i Bergen og omland. Dermed er det både svært usikkert om det blir realisert, og om det vil settes i drift raskt. Vi tar derfor ikke dette videre til alternativanalysen.

Energilagring kan i kombinasjon med vindkraftproduksjon avlaste transmisjonsnettet

Batterier kan avlaste transmisjonsnettet ved at det kan levere energi i perioder med feil eller planlagte driftsstanser i nettet. Ettersom Bergen og omland er et underskuddsområde med lav overføringskapasitet og høy utnyttelse av nettet gjennom døgnet og over året, er det lite kapasitet til å lade batteriene. Dette betyr at dersom batterier skal være aktuelt, må det også etableres nye kraftverk som gir overskudd av kraft til å lade batterier.

Det største batteriet som er under bygging i dag (FPL Manatee Energy Storage Center i Florida) vil ha en kapasitet på 400 MW og 900 MWh. Dette bygges på et areal på omtrent 160 mål og koster 3,4 mrd. kroner. Et slikt batteri, i kombinasjon med for eksempel vindkraft, ville redusert både avbruddskostnader, kostnader til utkobling ved planlagt driftsstans og flaskehalskostnader. Investeringskostnaden er imidlertid høy. Selv om batteriteknologien utvikler seg raskt, og vi vil se større og billigere anlegg, mener vi at teknologien ikke er moden og billig nok til å legge til grunn som et konsept for Bergen og omland. I tillegg er, som beskrevet i kapitlet over, utbygging av vindkraft i området usikkert. Vi går derfor ikke videre med dette i alternativanalysen.

11 Oppgradering av nettet mellom Sogndal og Kollsnes løser behovet

I dette kapitlet undersøker vi overordnede nettkonsepter som kan løse kapasitetsutfordringene i Bergen og omland. Tabell 11– 1 gir en oversikt over de mest relevante konseptene.

Som beskrevet i behovsanalysen, er forbruksveksten i hovedsak planlagt vest for Kollsnes-/ Lindåssnittet. Av alle planer er 1950 MW planlagt under Kollsnes stasjon og 500 MW planlagt under Lindås stasjon. Vi vurderer derfor at Kollsnes er det mest aktuelle tilknytningspunktet i alle konsept.

Et økende underskudd i Bergen og omland må forsynes fra et område med kraftoverskudd. Det er kraftoverskudd nord for Sognefjorden. Som beskrevet i behovsanalysen, gir dette flaskehals over Sognefjorden ved høyere forbruk i Bergen og omland. Det er derfor rasjonelt å forsterke nettet nordfra. Vi har vurdert Grov, Høyanger og Sogndal som aktuelle tilknytningspunkt og konkluderer med at å forsterke nettet fra Sogndal er mest rasjonelt. Ny forbindelse fra Grov og Høyanger har høyere investeringskostnader enn fra Sogndal, uten at vi venter større nytte. Vi tar derfor konseptet med å forsterke nettet mellom Sogndal og Kollsnes videre til alternativanalysen. Det er flere mulige måter å forsterke nettet mellom Sogndal og Kollsnes på. Dette beskriver vi nærmere i kapittel 12.

Vi har også vurdert konsept for å forsterke nettet sørfra, fra Haugalandet. Dette får uheldige konsekvenser for kraftsystemet, da vi knytter sammen to underskuddsområder med begrenset nettkapasitet inn til områdene. Vi forkaster derfor dette konseptet.

Tabell 11–1 Vurdering av konsept fra nord og sør mot nullalternativet

Virkning	Null- alternativet	Konsept fra nord			Konsept fra sør
		Grov–Kollsnes (HVDC)	Sogndal– Kollsnes	Høyanger– Kollsnes	Haugalandet–Kollsnes (HVDC)
	<i>Lav</i>	✗	✓	✓	✓
	Middels	✗	✓	✓	✓
Driftsmessig forsvarlig tilknytning av nytt forbruk	<i>Høy</i>	✗	✗	✗	✗
Lavere avbruddskostnader enn nullalternativet	-	✓	✓	✓	✓
Dekke fornyelsesbehov	✓	✓	✓	✓	✓
Redusere prisforskjeller	✗	✓	✓	✓	✓
Totalkostnad (mrd. NOK) (1)	3–4	8–9	5–6	5,5–6,5	8–9
Virkning på areal og miljø	Neglisjerbar	Liten	Middels/ Stor	Middels/ Stor	Liten
Tas videre?	Ja	Nei	Ja	Nei	Nei

(1)Inkluderer investerings- og reinvesteringskostnader i nåverdi

11.1 Overføre kraft fra nord møter behovet

En mulighet for å forsyne forbruket i Bergen og omland er å bygge en ny forbindelse fra nord. Vi har sett på tre ulike startpunkt for en ny forbindelse fra nord for Sognefjorden til Kollsnes:

- Sogndal–Kollsnes
- Høyanger–Kollsnes
- Grov–Kollsnes

Figur 11–1 Mulige konsepter fra nord



Ny forbindelse fra Sogndal til Kollsnes – tas videre da det gir høyest nytte i forhold til kostnader

Det er 140 kilometer i luftlinje mellom Sogndal og Kollsnes. Å forsterke dette nettet kan gjøres ved å spenningsoppgradere eksisterende nett, bygge nytt nett parallelt, bygge nytt nett i nye traséer eller en kombinasjon av disse.

Ved å forsterke nettet mellom Sogndal og Kollsnes, kan vi knytte til forbruket i middelsscenarioet, og vi vil i tillegg løse flaskehalsene som oppstår på grunn av lav kapasitet mellom Sogndal og Modålen.

Konseptet har en kostnad på 3–5 milliarder kroner. Det kan gjennomføres trinnvis, og vi kan prioritere strekningene med de største begrensningene først. Dette gir mulighet for tilknytning av mer forbruk etter hvert som trinnene blir gjennomført. Dette konseptet tar vi med videre.

Ny forbindelse fra Høyanger til Kollsnes – forkastes da det er dyrere enn ny forbindelse fra Sogndal

En forbindelse fra Høyanger vil bestå av både luftledning og sjøkabel. En forbindelse mellom Høyanger og Kollsnes vil gjøre det mulig å knytte til forbruksveksten i middelsscenarioet og vil løse flaskehalsene som oppstår som følge av begrensning på Sogndal–Modålen.

Det er 110 km i luftlinje fra Høyanger til Kollsnes. Konseptet innebærer enten sjøkabel eller fjordspenn over Sognefjorden, og mulige traseer er begrenset av hvor det er mulig å krysse fjorden. Kryssing av Sognefjorden med sjøkabel har noen teknologiske utfordringer da Sognefjorden er dyp, ned mot 1300 meter. I dag er det dypeste 420 kV AC-anlegget i Norge i overkant av 500 m dypt. Det foregår imidlertid utvikling hos de store kabelleverandørene som tilsier det kan være mulig med AC-kabel på slike dyp, men kostnaden vil trolig være høyere enn det vi har erfart tidligere for 420 kV sjøkabler. I tillegg er det usikkert når slik teknologi vil være tilgjengelig. Vi antar derfor at det ikke er aktuelt å krysse Sognefjorden med sjøkabel.

Foreløpige undersøkelser viser at en luftledning må gå inn til Hermansverk ved Leikanger, i nærheten av eksisterende fjordspenn på Sogndal–Høve, før det er mulig å krysse Sognefjorden med fjordspenn. Det vil si at konseptet med ny forbindelse fra Høyanger er ganske likt som konseptet med ny forbindelse fra Sogndal. Traséen vil imidlertid bli lenger, og investeringskostnadene derfor høyere, fordi vi også må en ha forbindelse mellom Høyanger og Sogndal. Vi forkaster derfor dette konseptet.

Ny forbindelse fra Grov til Kollsnes (HVDC) – forkastet på grunn av høye investeringskostnader

Mellom Grov og Kollsnes er det 120 kilometer i luftlinje. På denne strekningen er sjøkabel mest aktuelt. Stor avstand til Kollsnes gjør det nødvendig med en HVDC-teknologi for å kunne overføre nok effekt. Eksisterende teknologi har omformerstasjoner på 700 MW og 1400 MW. Ut fra størrelsen på dagens forbruk og mulig forbruksvekst, anser vi det som mest aktuelt med en kapasitet på 1400 MW.

Med en HVDC-link vil vi kunne knytte til forbruket i middelsscenarioet. I tillegg vil vi fjerne flaskehalsene som oppstår på grunn av lav kapasitet mellom Sogndal og Modalen.

Sammenlignet med større netttiltak på land, har en sjøkabel mindre innvirkning på areal og miljø. De største innvirkningene kommer først og fremst av landanleggene som er arealkrevende. Det er imidlertid usikkert hvordan tiltaket påvirker miljøet i sjøen.

Den største ulempen med dette konseptet er at det er svært kostbart. En HVDC-forbindelse fra Grov-området til Kollsnes vil være rundt 140 kilometer lang. I tillegg må det bygges to omformerstasjoner for overgangen mellom DC og AC på land. Totalt forventer vi at dette konseptet vil ha en investeringskostnad på rundt 6–7 milliarder kroner. Konseptet vil heller ikke spare noen reinvesteringer, da det stort sett innebærer nye anlegg. Det gjør at kostnaden, inkludert reinvesteringskostnadene, blir svært høy for dette prosjektet.

Videre erfarer Statnett at det kan være utfordringer med tilgjengeligheten på HVDC-kabler og at de kan ha lange utetider både ved feil og vedlikehold. I tillegg er det høyere drifts- og vedlikeholdskostnader med et sjøkabelanlegg, enn ved luftledninger.

Selv om HVDC-forbindelse fra nord har mindre påvirkning på areal og miljø enn de andre konseptene, er både drifts-, vedlikeholds- og investeringskostnader betraktelig høyere. Dersom økt kapasitet fra Sogndal og sørover på ett tidspunkt ikke er

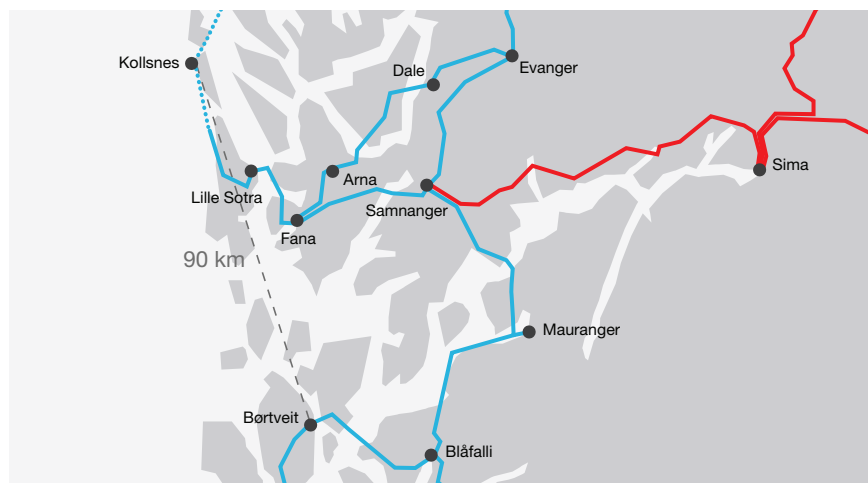
tilstrekkelig for å forsyne forbruket i regionen, kan en HVDC-link være en mulig måte å øke kapasiteten ytterligere. For å dekke behovet vi ser på i denne analysen, er imidlertid de andre konseptene like gode, og koster mindre. Vi forkaster derfor dette konseptet.

11.2 Å forsterke nettet fra sør er ikke rasjonelt

En mulighet for å forsyne forbruk i Bergen og omland er å bygge en ny forbindelse fra sør. Vi har undersøkt to ulike konsept fra sør:

- Ny HVDC-forbindelse fra Haugalandet til Kollsnes
- Multiterminal på North Connect til Kollsnes

Figur 11–2 Konsept fra sør



Ny forbindelse fra Haugalandet til Kollsnes – forkastet på grunn av høy kostnad og liten nytte

Haugalandet ligger sør for analyseområdet. En mulighet er å bygge en ny forbindelse fra Haugalandet, for eksempel fra Børtveit til Kollsnes. Det er 90 kilometer i luftlinje på denne strekningen og det vil trolig være mest aktuelt med sjøkabel. Som i konseptet med ny forbindelse fra Grov, er det trolig mest rasjonelt å benytte HVDC-teknologi. Vi legger dette til grunn for beregning av investeringskostnadene. Det er imidlertid trolig mulig å bygge luftledning på deler av strekningen, slik at sjøkabelstrekket blir kortere.

Selv om avstanden er mindre enn ved en ny HVDC-forbindelse fra Grov (120 kilometer), anslår vi at kostnaden vil være omtrent like stor. Dette skyldes at mesteparten av kostnaden er knyttet til landanleggene. Anslått investeringskostnad er derfor vurdert til rundt 6–7 milliarder kroner, som i konseptet med ny forbindelse fra Grov.

Det er underskudd av kraft på Haugalandet, og Statnett har søkt konsesjon på en ny ledning fra Blåfalli til ny Gismarvik stasjon, i nærheten til Hydros aluminiumsverk. Dette vil øke overføringskapasiteten inn til Haugalandet. Det er imidlertid store forbruksplaner på Haugalandet og det vil trolig fortsatt være begrenset kapasitet

inn til området. Vi vurderer at det er lite hensiktsmessig å knytte sammen to underskuddsområder med begrenset nettkapasitet. En HVDC-forbindelse fra Haugalandet til Bergen og omland vil gjøre det mulig å knytte til forbruket i middelsscenarioet. Det vil imidlertid fungere som et nytt stort punktforbruk på Haugalandet, noe som vil føre til økte avbruddskostnader i den delen av nettet. I tillegg vil ikke en slik løsning avlaste flaskehalsen mellom Sogndal og Modalen. Vi forkaster derfor dette konseptet, da kostnaden er høyere enn med ny forbindelse fra Sogndal og nytten lavere.

Multiterminal på North Connect til Kollsnes – forkastes da det er stor usikkerhet i gjennomførbarhet

En annen mulighet fra sør er å knytte Kollsnes sammen med den planlagte nye mellomlandskabelen, North Connect, med en multiterminal. North Connect er konsesjonssøkt og planlagt mellom Sima, innerst i Hardangerfjorden, og Peterhead i Skottland. Den planlagte traséen går ut av Hardangerfjorden sør for Stord via Bømlafjorden. En multiterminal kunne være plassert i området rundt Stord. Det er ikke avklart om NorthConnect vil få konsesjon på sikt og om en multiterminal ville vært en akseptert løsning av alle parter på norsk og skotsk side. Vi har derfor ikke vurdert dette konseptet videre.

12 Nettet mellom Sogndal og Kollsnes kan forsterkes på ulike måter

I dette kapitlet undersøker vi alternative måter å forsterke nettet mellom Sogndal og Kollsnes på. Vi finner at det er rasjonelt å oppgradere dagens 300 kV-forbindelse mellom Sogndal og Modalen til 420 kV gitt middelsscenarioet for forbruksutviklingen i området. Dette reduserer flaskehalskostnadene i området vesentlig. Denne oppgraderingen legger ikke alene til rette for mer forbruk i området.

Forsterking av nettet videre inn til Kollsnes kan gjøres enten ved mindre oppgraderinger i eksisterende nett, via en ny forbindelse fra øst, altså fra Modalen, Evanger eller Samnanger, eller ved å spenningsoppgradere eksisterende nett. Tabell 12-1 gir en overordnet fremstilling av alternativene. Alle konseptene inkluderer oppgradering av Sogndal–Modalen.

Vi går videre med fullstendig spenningsoppgradering, ny forbindelse Modalen–Kollsnes og ny forbindelse Samnanger–Kollsnes. Mindre oppgraderinger i eksisterende nett forkaster vi fordi det ikke vil være driftsmessig forsvarlig å knytte til forbruket som er lagt til grunn for middelsscenarioet. Disse tiltakene er imidlertid inkludert i de andre konseptene som er vurdert. Evanger–Kollsnes forkaster vi fordi det gir lavere kapasitet, og derfor trolig lavere nytte, og har like høye investeringskostnader som de øvrige forbindelsene fra øst.

Ingen av konseptene legger til rette for høy forbruksutvikling. Hva som skal til for å møte en høyere forbruksutvikling er beskrevet i alternativanalysen, men er ikke vurdert som et eget konsept. I tabell 12-1 sammenligner vi konseptene for å forsterke nettet mellom Sogndal og Kollsnes.

Tabell 12-1 Sammenligning av konsepter for å forsterke nettet mellom Sogndal og Kollsnes

Indikator		Oppgradere mellom Sogndal og Modalen				
		Mindre tiltak i eksisterende nett	Fullstendig spenningsoppgradering	Ny forbindelse fra øst		
				Modalen-Kollsnes	Evanger-Kollsnes	Samnanger-Kollsnes
	<i>Lav</i>	✓	✓	✓	✓	✓
	Middels	✗	✓	✓	✓	✓
Driftsmessig forsvarlig tilknytning av nytt forbruk	<i>Høy</i>	✗	✗	✗	✗	✗
Lavere avbruddskostnader enn nullalternativet		✓	✓	✓	✓	✓
Dekke fornyelsesbehov		✓	✓	✓	✓	✓
Redusere prisforskjeller		✓	✓	✓	✓	✓
Totalkostnad (mrd. NOK) (1)		4-5	5-6	5-6	5-6	5-6
Påvirkning på areal og miljø		Liten	Middels	Stor	Stor	Stor
Tas videre?		Nei(2)	Ja	Ja	Nei	Ja

(1) Inkluderer investerings- og reinvesteringskostnader i nåverdi

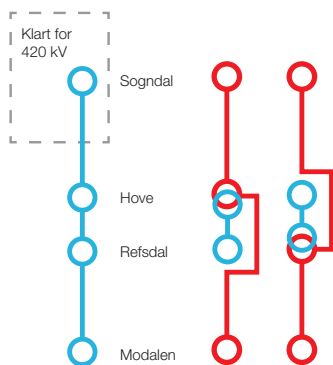
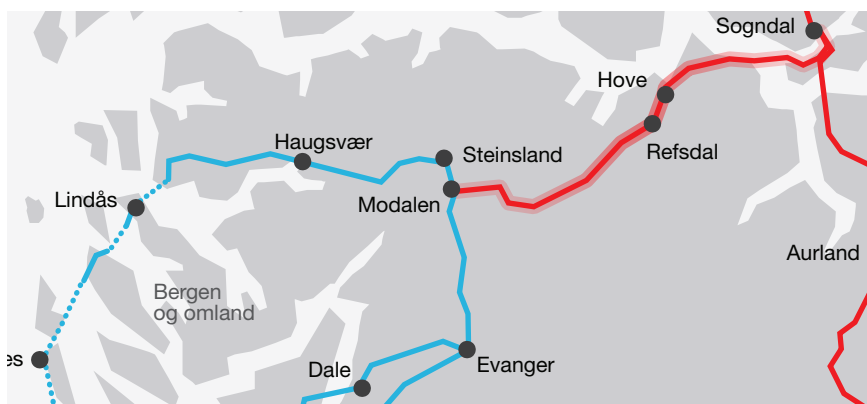
(2) Konseptet blir diskutert i usikkerhetsanalysen og i kapittel om realopsjoner

12.1 Oppgradering av Sogndal–Modalen inngår i alle konseptene vi vurderer

I behovsanalysen så vi at det er begrenset kapasitet til å overføre kraft inn til Bergen og omland og at stigende forbruk gir økende flaskehals over Sognefjordsnittet. Dagens forbindelse mellom Sogndal og Modalen er en 300 kV-ledning. For å forsterke nettet sørover fra Sogndal mot Modalen, har vi vurdert om det er mest rasjonelt å bygge en ny forbindelse i tillegg til den eksisterende, eller om det er tilstrekkelig med én ledning på 420 kV. Våre analyser viser at én 420 kV-ledning mellom Sogndal og Modalen gir tilstrekkelig kapasitet til å fjerne flaskehalsene. Videre er én 420 kV-ledning både billigere og har mindre miljølemper enn å bygge en ny forbindelse i tillegg til den eksisterende. Deler av den eksisterende ledningen er imidlertid klargjort for 420 kV-drift. Her legger vi til grunn oppisolering av eksisterende forbindelse, som beskrevet nærmere i det følgende. For resten av ledningen legger vi til grunn at vi bygger en ny 420 kV-ledning til erstatning for dagens 300 kV-ledning.

Totalt sett vil spenningsoppgraderingen medføre ombygging av én stasjon, oppisolering av rundt 40 kilometer luftledning, nybygging av 25–40 kilometer luftledning og sanering av omtrent tilsvarende mengde luftledning.

Figur 12–1 Oppgradering av Sogndal–Modalen til 420 kV inngår i alle konseptene som vi tar videre til alternativanalysen.



Figur 12–2: Det er kanskje ikke behov for å oppgradere både Hove og Refsdal til 420 kV, figuren viser hvordan nettet kan se ut om bare én blir oppgradert.

Nødvendige tiltak på strekningen Sogndal–Refsdal

Statnett har fått konsesjon til å bygge ny 420 kV-forbindelse Sogndal–Aurland som erstatter dagens 300 kV-forbindelse. Som en del av dette prosjektet, skal vi også oppgradere den nordlige delen av Sogndal–Hove, frem til Ramnaberg i Vik kommune, slik at den blir klar for 420 kV. I denne KVU-en legger vi derfor til grunn at dette strekket er klart for 420 kV. Forbindelsen videre fra Ramnaberg til Refsdal kan ikke driftes på 420 kV. Her må vi bygge ny forbindelse og deretter sanere den eksisterende forbindelsen.

Transmisjonsnettstasjonene Hove og Refsdal ligger tett på hverandre. Som en del av en spenningsoppgradering er det naturlig å vurdere om det er behov for begge disse stasjonene. En løsning kan være å kun oppgradere én av stasjonene til 420 kV og beholde den andre på 300 kV. Forbindelsen mellom de to stasjonene kan i så fall ikke driftes på 420 kV. Det vil da være nødvendig å bygge en ny forbindelse som går rundt den stasjonen som ikke blir oppgradert, se figur 12–2.

Nødvendige tiltak på strekningen Refsdal–Modalen

Forbindelsen mellom Refsdal og Modalen kan oppisoleres til 420 kV. Dette innebærer at isolatorkjedene som henger i hver mast forlenges til 420 kV-standard. Dette er et forholdsvis enkelt tiltak. Videre blir det nødvendig å klargjøre Modalen stasjon for 420 kV-drift. Dette forutsetter vi at allerede er gjort når en spenningsoppgradering blir aktuelt, i forbindelse med spenningshevingen av eksisterende Modalen–Kollsnes. Sistnevnte beskriver vi nærmere i kapittel 12.2.

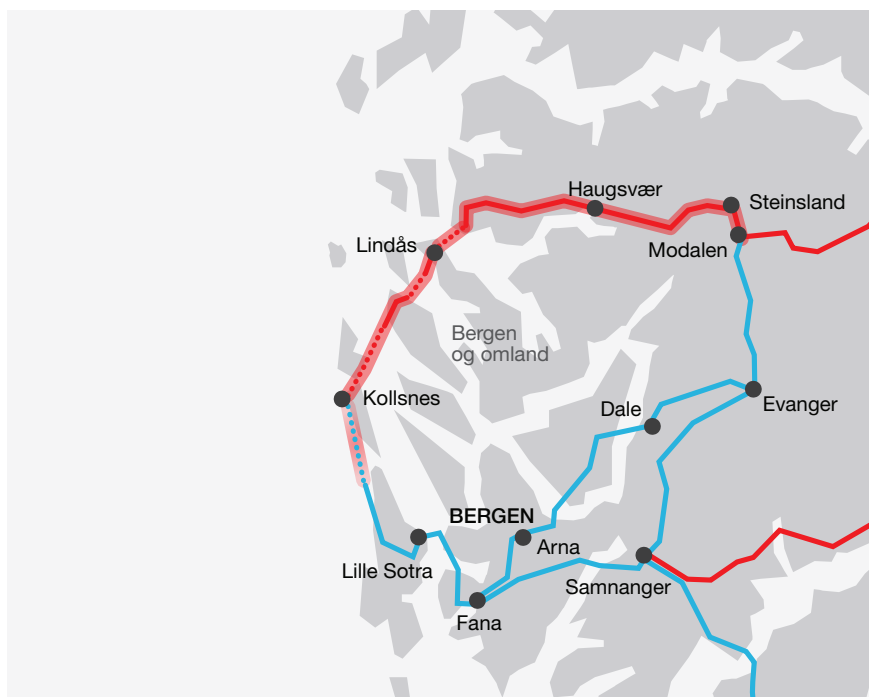
12.2 Internt i Bergen og omland er det flere muligheter for å forsterke nettet

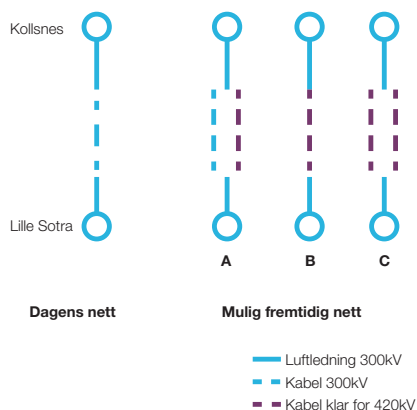
Oppgradering av Sogndal–Modalen alene gjør det ikke mulig å knytte til mer forbruk i Bergen og omland. Vi har vurdert ulike nettforsterkningstiltak internt i Bergen og omland for å legge til rette for næringsutvikling i området.

Mindre oppgraderinger i eksisterende nett

Ledningsprosjekter tar lang tid å få på plass. Ettersom en del av det nye forbruket i Bergen og omland planlegger å knytte seg til nettet allerede midt på 2020-tallet, har vi sett på to tiltak som raskt kan gjennomføres og som vil øke kapasiteten i Kollsnes-/Lindåssnittet. Dette er økt kapasitet på kabelstrekningen mellom Kollsnes og Lille Sotra (Øygardskabelen) og spenningsheving av eksisterende forbindelse Modalen–Kollsnes. Disse tiltakene vil legge til rette for noe mer forbruk under Kollsnes og Lindås, men er ikke tilstrekkelig for at det skal være driftsmessig forsvarlig å knytte til alt forbruket i middelsscenarioet. På bakgrunn av dette forkaster vi dette som et eget konsept, men tiltakene er inkludert i de andre konseptene som er vurdert og vi kaller disse for trinn 1-tiltakene.

Figur 12-3 Økt kapasitet på kabelstrekningen mellom Lille Sotra og Kollsnes (Øygardskabelen) og spenningsheving av Modalen–Kollsnes





Figur 12-4: Tre fremgangsmåter for å øke kapasiteten på kabelstrekningen mellom Lille Sotra og Kollsnes

Øke kapasiteten på kabelstrekningen mellom Lille Sotra og Kollsnes

For å få økt kapasitet sørfra mot Kollsnes må vi øke kapasitet på kabelstrekningen mellom Lille Sotra og Kollsnes (Øygardskabelen). Denne jordkabelen kan ikke driftes på 420 kV. Vi kan øke kapasiteten på denne kabelstrekningen relativt raskt. Dette kan gjøres på tre måter, se figur 12.4:

- Ny kabel kan legges i parallell med dagens kabel
- Ny kabel kan erstatte dagens kabel
- To nye kabler kan erstatte dagens kabel

Fordelen med å beholde dagens kabel i parallell med en ny, er at det gir mest kapasitet for lavest kostnad. Fordelen med å ikke beholde dagens kabel er at det blir lettere å spenningsoppgradere Lille Sotra–Kollsnes på et senere tidspunkt. Hvilken av de tre løsningene vi foretrekker avhenger av hvilket konsept som blir valgt. Forbindelsen kan uansett ikke spenningsoppgraderes uten tiltak på luftledningene i begge ender av kabelen.

Spenningsheve eksisterende forbindelse Modalen–Kollsnes

For å øke kapasiteten nordfra til Lindås og Kollsnes, kan vi heve spenningen på forbindelsene mellom Modalen og Kollsnes. Modalen stasjon nærmer seg endt levetid og den vil da bygges klar for 420 kV. Mellom Modalen og Steinsland er det rundt fem kilometer luftledning med relativt lav kapasitet og som ikke kan oppisoleres til 420 kV. Det er flere mulige måter å bygge om dette for å få en god løsning. Vi har sett mest på å bygge en ny 420 kV-luftledning i parallell med den eksisterende og koble denne inn på luftledningen mot Haugsvær. Da vil den eksisterende luftledningen fungere som en produksjonsradial for Steinsland kraftverk, mens den nye luftledningen vil bli en del av forbindelsen Modalen–Haugsvær. Ledningen mellom Steinsland og Kollsnes er klar for 420 kV og kan spenningsheves med kun mindre tiltak. Kollsnes stasjon er en relativt gammel og trang GIS -stasjon²⁰. Statnett har startet et prosjekt for å bygge en ny Kollsnes stasjon. Denne bygges klar for 420 kV.

Fullstendig spenningsoppgradering av eksisterende nett i Bergen og omland

En fullstendig spenningsoppgradering innebærer at alt nett i området som i dag driftes på 300 kV skal driftes på 420 kV. Vi legger til grunn at nettet uansett vil bli spenningsoppgradert på sikt. Etter hvert som stasjoner, luftledninger og kabler når teknisk levetid vil vi måtte erstatte disse og da vil vi bygge anlegg som er klart for 420 kV. Dette konseptet medfører at spenningsoppgraderingen blir utført tidligere enn hva som tidligere var planlagt ut fra reinvesteringsbehov.

Statnett planlegger å oppgradere Dale stasjon på grunn av tilstand. Som del av dette prosjektet vil Dale stasjon bygges klar for 420 kV. I tillegg er det noen 420 kV felt i Samnanger stasjon, alle disse feltene er i bruk. En spenningsoppgradering av hele Bergen og omland innebærer altså at alle stasjoner med unntak av Haugsvær, Lindås, Dale og Samnanger må spenningsoppgraderes, hvilket i mange tilfeller innebærer nybygg på ny tomt. I Samnanger må 420 kV-delen av stasjonen utvides. I tillegg må alle forbindelsene med unntak av Modalen–Haugsvær–Lindås–Kollsnes

²⁰ En tredje mulighet er å sette inn en autotransformator (transformator som transformerer mellom 420 kV og 300 kV) i Evanger. Da vil forbindelsen kunne driftes på 420 kV. Forenklede analyser viser at dette vil gi liten gevinst ettersom kapasiteten inn til Evanger vil bli begrensende. Det er i tillegg usikkert om det er plass til en autotransformator og 420 kV-felt i Evanger.

spenningsoppgraderes. Det er foreløpig ikke kartlagt hvilke av disse forbindelsene som kan oppisolerers og hvilke som må erstattes av nye anlegg. Der det er behov for nye anlegg blir det i de fleste tilfeller nødvendig å bygge nytt anlegg i parallell før det eksisterende anlegget kan saneres.

Grovt estimert vil konseptet ha en investeringskostnad på rundt 6 mrd. kroner. Fordi konseptet innebærer tiltak i nesten alle anlegg i området, vil det imidlertid spare mye av de planlagte reinvesteringene som er omtalt i behovsanalysen.

Med fullstendig spenningsoppgradering sammen med økt kapasitet på Øygardskabelen, ser vi at forbindelsen Haugsvær–Lindås fortsatt vil være begrensende. Vi har derfor lagt til grunn at vi doublerer sjøkabelen på denne forbindelsene i konseptet for spenningsoppgradering.

Med et ferdig oppgradert nett vil vi kunne forsyne forbruket i middelsscenarioet. Vi vil imidlertid ikke ha N–1–1 forsyningssikkerhet for industriforbruket på Kollsnes, da det fortsatt kun vil være to transmisjonsnettledninger ut til Kollsnes. Regionalnettet har ikke nok kapasitet til å forsyne forbruket alene.

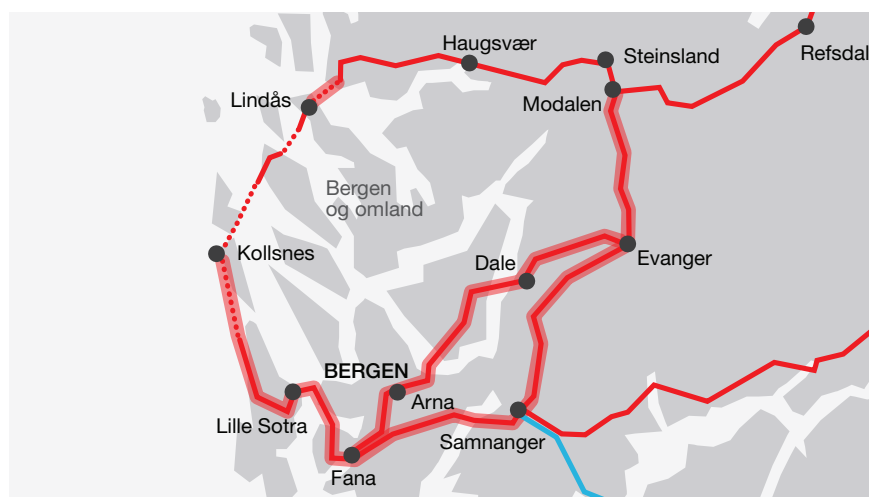
Konseptet vil påvirke areal og miljø, selv om sluttbildet innebærer like mye transmisjonsnett som i dag. Enkelte master vil for eksempel bli høyere, og det er ikke sikkert vi klarer å gjenbruke alle traséer.

Basert på kapasiteten på de ulike delstrekningene internt i Bergen og omland, vil følgende rekkefølge gi raskest mulig økning i kapasitet.

- Dublere sjøkabelen på Haugsvær–Lindås (Fensfjorden)
- Erstatte Kollsnes–Lille Sotra–Fana–Samnanger med 420 kV-anlegg for å øke spenningen på denne strekningen
- Erstatte Evanger–Dale–Fana med 420 kV-anlegg for å øke spenningen på denne strekningen
- Erstatte Modalen–Evanger–Samnanger med 420 kV-anlegg for å øke spenningen på denne strekningen

Vi tar dette konseptet videre til alternativanalysen.

Figur 12-5: Fullstendig spenningsoppgradering i Bergen og omland



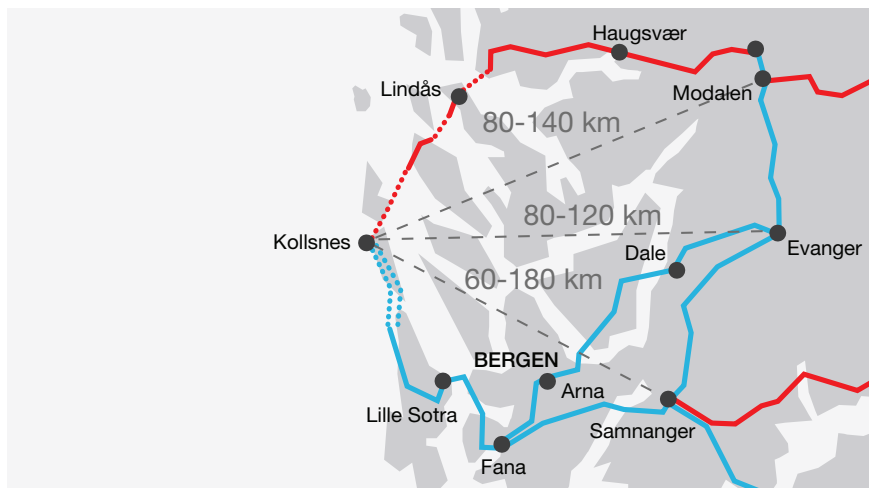
Ny forbindelse fra øst

En ny forbindelse fra øst innebærer at vi bygger en helt ny forbindelse fra en av de tre stasjonene lengst øst i området, Modalen, Evanger eller Samnanger, til Kollsnes stasjon. Et slikt tiltak vil øke kapasiteten ut mot forbrukstyngdepunktet. Med en ny forbindelse ut til Kollsnes, vil vi kunne knytte til forbruket i middelsscenarioet. I likhet med spenningsoppgraderingskonseptet legger vi til grunn at spenningsoppgradering av forbindelsen mellom Sogndal og Modalen, spenningsheving av Modalen-Kollsnes og økt kapasitet på kabelstrekningen mellom Kollsnes og Lille Sotra blir en del av konseptet.

Alle tre konseptene har en grovt estimert kostnad på 4–5 mrd. kroner. De sparer imidlertid noen planlagte reinvesteringer i stasjoner. Ledning fra øst vil ha negativ påvirkning på areal og miljø. Måten alternativene påvirker er noe ulikt, da noen alternativer innebærer ledning i områder som er verdifulle for friluftsliv og naturvern, mens andre går i tettbebygde strøk. Vi kan ikke skille alternativene fra hverandre på areal og miljø på et så tidlig tidspunkt.

Det som skiller alternativene er i hovedsak systemmessige forskjeller og fleksibilitet. I avsnittene under diskuterer vi forskjellene mellom forbindelse fra Modalen, Evanger og Samnanger på disse punktene.

Figur 12-6 Ny ledning fra øst. Oppgradering av Sogndal-Modalen, spenningsheving av Modalen-Kollsnes og økt kapasitet på kabelstrekningen mellom Lille Sotra og Kollsnes (Øygardskabelen) ligger til grunn i alle konsept.



Ny forbindelse fra Modalen

En stor andel av kraften inn til området kommer fra nord, altså via Modalen. Det er 75 km i luftlinje fra Modalen til Kollsnes. En ny forbindelse kan enten gå langs eksisterende trasé via Haugsvær og Lindås, eller i ny trasé på skrå gjennom området. Lengden på den nye forbindelsen er estimert til mellom 80 til 140 km. Uavhengig av hvilken trasé som velges vil det være behov for fjordkryssinger hvor sjøkabel er det eneste teknisk gjennomførbare alternativet.

Hvis den nye forbindelsen bygges langs eksisterende trasé vil det være naturlig å la forbindelsen gå via stasjonene Haugsvær og Lindås. Ved å gå innom disse stasjonene vil vi få økt fleksibilitet i nettet og bedre forsyningssikkerhet for lasten under Lindås, hvor det i dag ikke er N-1-1 forsyningssikkerhet. I tillegg legger

det bedre til rette for den planlagte forbruksveksten i Lindås og for eventuell ny produksjon under disse stasjonene. Hvis forbindelsen går via Haugsvær og Lindås vil det være nødvendig å utvide disse stasjonene med nye felt. I tillegg vil det være nødvendig å øke transformator kapasiteten i Samnanger. Dette er fordi det ved høyt forbruk i Bergen og omland vil være behov for å transformere mer kraft fra 420 kV til 300 kV i Samnanger.

Kapasitetsanalyser viser at ny forbindelse fra Modalen gir omtrent lik intaktnettkapasitet og N-1-kapasitet som ny forbindelse fra Samnanger, og noe høyere enn ny ledning fra Evanger.

Modalen fremstår som et godt egnet startpunkt for en ny forbindelse og tas derfor med videre til alternativanalysen.

Ny forbindelse fra Evanger

Det er 70 km i luftlinje mellom Evanger og Kollsnes. En ny forbindelse kan gå i ulike traséer, og det mest aktuelle er enten direkte fra Evanger til Kollsnes, eller å følge eksisterende trasé på Evanger–Dale–Arna, og deretter i ny trasé ut mot Kollsnes. En ledningstrasé vil trolig bli mellom 80 og 120 km. Deler av strekningen vil bli sjøkabel, da det ikke er mulig å unngå fjordkryssinger hvor kabel er eneste teknisk mulige alternativ.

Dette alternativet krever utvidelser i Evanger og i de stasjonene forbindelsen går innom. Ved å gå innom flere stasjoner øker fleksibiliteten for omkoblinger og det tilrettelegger for mer forbruksvekst i disse stasjonene. Hvis forbindelsen skal gå innom flere stasjoner på veien vil traséen bli lenger enn hvis den går direkte til Kollsnes.

I Evanger er det noen store kraftverk, men ingen forbindelser ut av Bergen og omland. Her er det heller ikke 420 kV, som betyr at enten må den nye forbindelsen driftes på 300 kV, eller så må vi spenningsoppgradere enten Modalen–Evanger eller Samnanger–Evanger i tillegg til å bygge ny forbindelse²¹. Det vil si at konseptet enten får lavere både intaktnettgrense og N-1-kapasitet enn de andre to startpunktene, eller at kostnaden blir høyere for omtrent tilsvarende kapasitet som i de andre alternative startpunktene. Vi velger derfor å forkaste Evanger som startpunkt og tar ikke dette med videre til alternativanalysen.

Ny forbindelse fra Samnanger

I Samnanger kommer to ledninger inn fra andre områder. Sima–Samnanger kommer inn fra øst og er viktig for forsyningen av området. Det er 60 km i luftlinje fra Samnanger til Kollsnes.

Det er flere mulige traséer mellom Samnanger og Kollsnes. En mulighet er å bygge en ny forbindelse i parallell med dagens forbindelse ut til Kollsnes. I denne traséen vil det være naturlig å la forbindelsen gå via Fana og Lille Sotra stasjoner ettersom dette vil gi økt fleksibilitet og legge til rette for forbruksvekst under disse stasjonene. En annen mulighet er en trasé via Bergen by. I en slik trasé vil det være naturlig å gå innom Arna stasjon. Det skrinlagte prosjektet Serene planla en ny forbindelse uten å gå innom stasjoner på veien. Dette er også en mulighet, men vi vurderer at dette er en systemmessig dårligere løsning.

Avhengig av trasévalg, vil forbindelsen bli mellom 60 og 80 km lang. Det vil også bli en betydelig andel kabling, både i sjø og på land. De stasjonene forbindelsen går innom vil måtte utvides med 420 kV-felt. I Samnanger stasjon er det behov for å utvide 420 kV-anlegget for å knytte til ny ledning. Ved å bygge ny 420 kV forbindelse fra Samnanger til Kollsnes vil vi få en sammenhengende 420 kV-forbindelse gjennom hele området.

Ny forbindelse fra Samnanger har relativt lik intaktnettgrense og N-1-kapasitet som ny forbindelse fra Modalen. De forventede kostnadene til prosjektet er omtrent som for ny ledning fra Modalen. Samnanger tas derfor med videre til alternativanalysen.

Økt kapasitet i regionalnettet

Statnett har i samarbeid med BKK Nett vurdert om det er mulig å øke kapasiteten ved å bygge mer regionalnett. Fordelen med regionalnett er at det ofte er billigere å bygge, ettersom det er på lavere spenningsnivå. Lavere spenningsnivåer krever mindre plass til anleggene og anleggene er mindre dominerende. Dermed har regionalnettsanlegg mindre påvirkning på areal og miljø enn transmisjonsnettsanlegg.

Utfordringen med å bygge regionalnett i stedet for transmisjonsnett er at lavere spenningsnivå gir lavere kapasitet. En ny regionalnettledning ut til Kollsnes vil bedre forsyningsikkerheten til forbruket i middelsscenarioet marginalt, men vil fortsatt innebære høye avbruddskostnader. Vi tar ikke dette konseptet videre i analysen.

Del IV Alternativanalyse

I mulighetsstudien konkluderte vi med at å forsterke nettet mellom Sogndal og Kollsnes best dekker behovene i Bergen og omland. Det beste tiltaket for å øke kapasiteten inn til området, er å oppgradere eksisterende Sogndal–Modalen. Videre konkluderte vi med at det er tre aktuelle konsepter for å øke kapasiteten internt i området: Fullstendig spenningsoppgradering, ny forbindelse fra Modalen eller ny forbindelse fra Samnanger.

I alternativanalysen sammenlikner vi lønnsomheten til konseptene og et nullalternativ. Dette synliggjør samfunnets nytte og kostnader for hvert konsept. De virkningene som lar seg prissette får en forventningsverdi. I tillegg gjør vi en kvalitativ vurdering, med plusser og minuser, av virkninger som ikke lar seg verdsette i kroner på en allment akseptert eller meningsfylt måte. Vi ser på usikkerhet i både prissatte og ikke-prissatte virkninger, og vurderer om noen av konseptene har realopsjoner av verdi. Til slutt gjør vi en samlet vurdering og rangerer alternativene. Analysen tar utgangspunkt i forbruksutviklingen i middelsscenarioet, der maksforbruket øker fra omtrent 2300 til 3000 MW. I usikkerhetsanalysen undersøker vi endringer i lønnsomhet dersom forbruksutviklingen blir høyere eller lavere enn dette.

Forskjellen mellom konseptene i prissatte virkninger er relativt liten. Ny forbindelse fra Samnanger kommer likevel best ut. Det kommer også bedre ut enn nullalternativet. Tiltaket innebærer investeringskostnader i underkant av tre milliarder kroner (nåverdi). Sparte reinvesteringer og avbruddskostnader utgjør de største nyttegevinster, på i overkant av tre milliarder kroner. Fullstendig spenningsoppgradering er marginalt dårligere enn ny forbindelse fra Samnanger i prissatte virkninger fordi investeringskostnaden er høyere, og sparte avbruddskostnader lavere. Ny forbindelse gir noe bedre forsyningssikkerhet enn konseptet med fullstendig spenningsoppgradering. Ny forbindelse fra Modalen har mange av de samme nyttevirkningene som ny forbindelse fra Samnanger, men det er mindre sparte reinvesteringer.

Nullalternativet er rangert sist ut fra de ikke-prissatte virkningene fordi det ikke er et driftsmessig forsvarlig konsept. I tillegg får vi minst 300 MW avvist forbruk i middelsscenarioet, noe som gir tapt verdiskaping og brudd med tilknytningsplikten. Fullstendig spenningsoppgradering har mindre negative konsekvenser for natur og miljø enn en ny forbindelse fra Samnanger eller Modalen. Forbruksutviklingen er den største usikkerheten i analysen. Alle de tre konseptene gir mulighet for trinnsvis utbygging, noe som gjør at vi kan vente med å beslutte bygging av deler av konseptene til vi har mer informasjon om forbruksveksten. Videre er konseptene

med ny forbindelse billigere å utvide dersom veksten skulle bli høy. Dette fordi det er billigere å bygge ny ledning først, for deretter å spenningsoppgradere, enn omvendt. I tillegg gir konseptene med ny forbindelse høyere overføringskapasitet. Dette gjør at det er mulig med tilknytning av mer forbruk før vi må gjøre tilleggsinvesteringer, sammenlignet med fullstendig spenningsoppgradering. Konseptene med ny forbindelse har derfor høyere verdi på realopsjonene. Sannsynligheten er større enn null for at forbruksveksten blir høy. I tillegg har Statnett tilknytningsplikt for forbruk. Vi har derfor vektlagt differansen i realopsjonene høyere enn differansen i natur og miljø. Derfor er begge konseptene med ny forbindelse rangert foran spenningsoppgraderingskonseptet etter ikke-prissatte virkninger.

Usikkerhet i investeringskostnader og natur- og miljøinngrep kan påvirke rangeringen av konseptene, men trekker ikke entydig i noen retning. Den gir derfor ikke grunnlag for å endre rangering av konseptene. Videre prosjektutvikling i neste fase vil være viktig for å redusere usikkerhet rundt dette. Endringer i andre forutsetninger, som feilrater, diskonteringsrente, og kostnad for avbrudd i strømforsyningen til industri, påvirker også lønnsomhet, men ikke rangering.

Som nevnt er det ikke driftsmessig forsvarlig å knytte til mer forbruk i dagens nett i Bergen og omland. Konseptvalgutredningen har ikke vurdert hvor mye forbruk det er driftsmessig forsvarlig å knytte til etter at hele konseptene er gjennomført. Vi vet imidlertid at det ikke er driftsmessig forsvarlig med forbruk i middelsscenarioet etter kun tiltakene i trinn 1 (økt kapasitet på kabelstrekningen mellom Lille Sotra og Kollsnes, samt spenningsheving av Modalen–Kollsnes). Vi har mottatt søknader om tilknytning som langt overstiger middelsscenarioet, og Statnett har plikt til å utrede og eventuelt investere i nett som legger til rette for dette forbruket.

I tillegg til å ta konseptvalg på ny forbindelse, vurderer vi at det kan være rasjonelt å planlegge for spenningsoppgradering av eksisterende nett før reinvesteringsbehovet inntreffer. Veksten kan komme raskt, og det er nødvendig å både bygge en ny forbindelse og spenningsoppgradere eksisterende nett for å forsyne forbruket i høyscenarioet. Nett-tiltak har lang ledetid, mens forbruksplaner kan ønske rask realisering. Dersom vi venter med å planlegge for forsert spenningsoppgradering, og forbruksveksten blir høy, vil det ta lengre tid før forbruket kan få tilknytning. Sammen med utredningsplikten gjør dette at Statnett vil starte planlegging av forsert spenningsoppgradering, i tillegg til å ta konseptvalg på en ny forbindelse. Tiltakene har imidlertid en stor konsekvens for areal og miljø. Statnett vil derfor ha et tett samarbeid med BKK Nett som regionalt utredningsansvarlig og forbruksaktørene om fremtidige forbruksplaner, for å unngå overinvesteringer og unødvendig belastning for naturen.

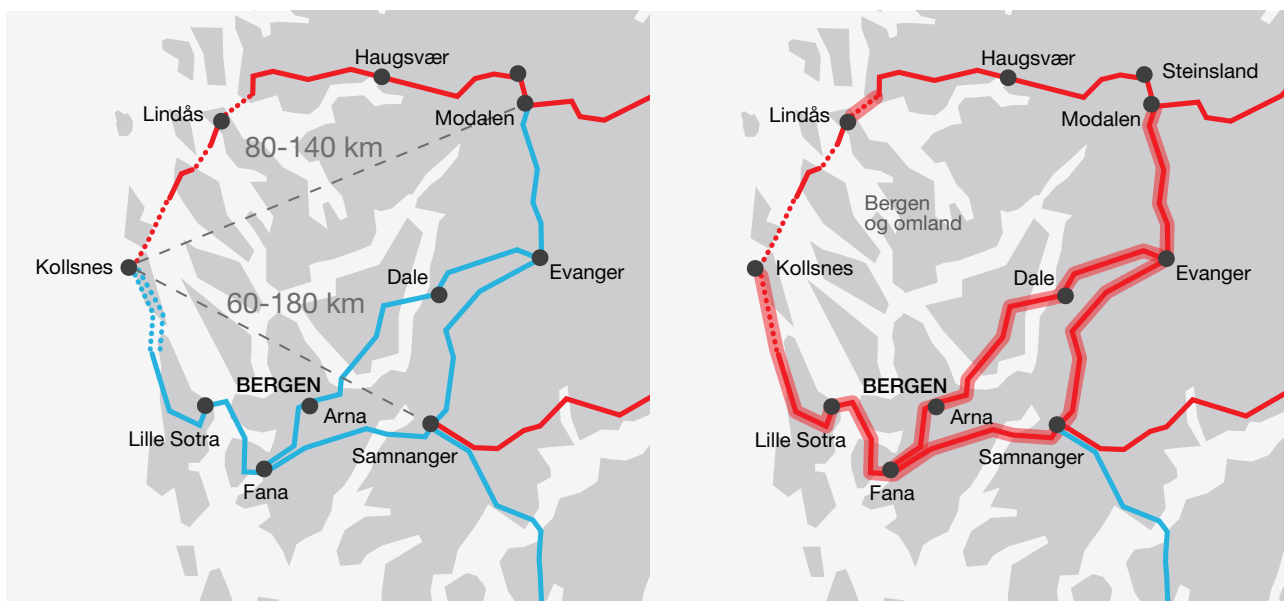
	Sogndal–Modalen, Trinn 1 +			
	Nullalternativet	Ny forbindelse fra Samnanger	Ny forbindelse fra Modalen	Spenningsoppgradering av eksisterende nett så raskt som mulig
Nåverdi [2020-kr]	Alternativene inkluderer spenningsoppgradering av eksisterende nett på reinvesteringstidspunkt, med mulighet for forsert gjennomføring			
Prissatte virkninger [MNOK]				
Investeringskostnader	0	-3 410	-3 450	-4 650
Reinvesteringer	-3 490	-2 110	-2 650	-980
Drift- og vedlikeholdskostnader	0	-10	-30	0
Avbruddskostnader som følge av feil	-1 610	-120	-120	-170
Avbruddskostnader planlagt utkobling	-1 140	-90	-90	-110
Overføringstap	0	-160	-160	-150
Reduserte flaskehalskostnader	0	170	170	170
Sum prissatte virkninger	-6 240	-5 730	-6 330	-5 890
Rangering prissatte virkninger	3	1	4	2
Ikke-prissatte virkninger				
Natur- og miljø	0	- - -	- - -	- -
Nytt forbruk (avvist etterspørsel)	0	++	++	++
Trinnvis utvikling (realopsjon)	0	++	++	+
Rangering ikke-prissatte virkninger	4	1	1	3
Nullalternativet er rangert sist fordi det ikke er driftsmessig forsvarlig og bryter med tilknytningsplikten. Alle konseptene kan reduseres dersom forbruksveksten blir lavere. Konseptene med ny forbindelse er imidlertid rangert først fordi det er billigere og raskere kan tilrettelegge for høyere forbruksvekst, enn dersom vi kun spenningsoppgraderer. Statnett har tilknytningsplikt og vektlegger dette høyere enn differansen i ulempene for natur og miljø. Derfor kommer begge konseptene med ny forbindelse bedre ut enn spenningsoppgradering etter ikke-prissatte virkninger og vurdering av realopsjoner.				
Vurdering av usikkerhet				
Usikkerheten trekker ikke entydig i noen retning og gir ikke grunnlag for å endre rangering av konseptene. Usikkerhet i forbruksvekst er viktig og gir opphav til realopsjoner som er hensyntatt under ikke-prissatte virkninger. Utfallsrommet i investeringskostnad og ulempene for natur og miljø er stort, og det kan ha stor verdi å avklare dette tidlig i neste fase.				
Samlet rangering samfunnsøkonomisk lønnsomhet	4	1	2	3
Øvrige beslutningsrelevante forhold				
Statnett ønsker å legge til rette for en elektrisk fremtid og næringsutvikling i Bergen og omland. Nettiltak har lang ledetid, forbruk kan ha kort. For å kunne legge til rette for et scenario med høy forbruksvekst, vil Statnett starte planlegging av forsert spenningsoppgradering i tillegg til å ta konseptvalg på ny forbindelse.				
Helhetsvurdering	4	1	2	3

13 Forventet lønnsomhet av tiltak i Bergen og omland

I dette kapitlet beskriver vi nytte- og kostnadsvirkningene for tiltakene i Bergen og omland, gitt middelscenarioet for utviklingen i industri og alminnelig forbruk. Videre beskriver vi usikkerheten i hver virkning, mens vurdering av hva det har å si for konklusjonen og om realopsjonene har en verdi kommer i kapittel 14 og 15.

Middelscenarioet innebærer en dobling i industriforbruket mellom 2020–2030, fra omtrent 750 til 1400 MW, mens alminnelig forbruk øker fra rundt 1560 MW i 2020 til henholdsvis 1600 og 1700 MW i 2030 og 2040. Vi vurderer samfunnsøkonomisk lønnsomhet av tre ulike konsept, i tillegg til nullalternativet;

- Ny forbindelse fra Samnanger til Kollsnes
- Ny forbindelse fra Modalen til Kollsnes
- Fullstendig spenningsoppgradering av eksisterende nett



Figur 13–1: Illustrasjon av konseptene: Ny forbindelse fra Samnanger, ny forbindelse fra Modalen og spenningsoppgradering av eksisterende nett. Alle konseptene innebærer også økt kapasitet på kabelstrekningen mellom Lille Sotra og Kollsnes, samt 420 kV drift på eksisterende forbindelser fra Sogndal via Modalen til Kollsnes.

I alle de tre konseptene inngår økt kapasitet på kabelstrekningen mellom Lille Sotra og Kollsnes (Øygardskabelen) og spenningsheving av Modalen–Kollsnes som første trinn. Spenningsoppgradering av Sogndal-Modalen inngår også i alle konseptene, i tillegg til reinvestering i en rekke anlegg ved endt levetid.

Tabell 13–1 oppsummerer de prissatte og ikke-prissatte virkningene. Vi ser at ny forbindelse fra Samnanger kommer best ut i prissatte virkninger, men at differansen til både nullalternativet og spenningsoppgradering er relativt liten. I ikke-prissatte virkninger kommer spenningsoppgradering best ut. Det er i hovedsak investeringskostnader, reinvesteringskostnader og miljøinngrep som skiller konseptene, da alle legger til rette for forbruk i middelscenarioet.

Ny forbindelse fra Samnanger og fra Modalen koster omtrent det samme, men tiltakene i ny forbindelse fra Samnanger dekker mer av fornyelsesbehovet og sparer derfor mer av reinvesteringskostnadene. Spenningsoppgraderingskonseptet har

Tabell 13–1: Oppsummering av prissatte og ikke-prissatte virkninger gitt middelscenarioet for forbruksvekst. Spenningsoppgradering og ny forbindelse fra Samnanger kommer best ut før vurdering av usikkerhet og realopsjoner.

	Sogndal–Modalen, Trinn 1 +			
	Nullalternativet	Ny forbindelse fra Samnanger	Ny forbindelse fra Modalen	Spenningsoppgradering av eksisterende nett så raskt som mulig
Nåverdi [2020-kr]	Alternativene inkluderer spenningsoppgradering av eksisterende nett på reinvesteringstidspunkt, med mulighet for forsert gjennomføring			
Prissatte virkninger [MNOK]				
Investeringskostnader	0	-3 410	-3 450	-4 650
Reinvesteringer	-3 490	-2 110	-2 650	-980
Drift- og vedlikeholdskostnader	0	-10	-30	0
Avbruddskostnader som følge av feil	-1 610	-120	-120	-170
Avbruddskostnader planlagt utkobling	-1 140	-90	-90	-110
Overføringstap	0	-160	-160	-150
Reduserte flaskehalskostnader	0	170	170	170
Sum prissatte virkninger	-6 240	-5 730	-6 330	-5 890
Rangering prissatte virkninger	3	1	4	2
Ikke-prissatte virkninger				
Natur- og miljø	0	- - -	- - -	- -
Nytt forbruk (avvist etterspørsel)	0	+ +	+ +	+ +
Rangering ikke-prissatte virkninger	4	1	1	3
Samlet rangering før usikkerhet	4	1	3	1

høyest investeringskostnader da det innebærer flere kilometer ledning og tiltak i flere stasjoner. Konseptet dekker imidlertid de fleste fornyelsesbehovene. Det har derfor lave reinvesteringskostnader, og kommer i sum bedre ut enn ny forbindelse fra Modalen i prissatte virkninger.

Alle konseptene legger til rette for alt forbruk i middelscenarioet. De negative virkningene på natur og miljø er imidlertid mindre ved spenningsoppgradering, fordi det i større grad kan være mulig å gjenbruke eksisterende traséer og samle inngrep. Spenningsoppgradering er derfor rangert først etter ikke-prissatte virkninger.

Nullalternativet innebærer en situasjon som ikke er driftsmessig forsvarlig og med avvist etterspørsel i middelscenarioet. Etter forskrift om netregulering og energimarkedet (NEM) § 4-6 gjelder en generell plikt til å sørge for markedsadgang etter ikke-diskriminerende og objektive tariffer og vilkår. Plikten til å sørge for markedsadgang gjelder til eksisterende nett dersom det er driftsmessig forsvarlig. Dersom det ikke er driftsmessig forsvarlig å gi tilknytning til eksisterende nett, innebærer tilknytningsplikten at alle berørte konsesjonærer må utrede, søke konsesjon, og gjennomføre nødvendige investeringer i sine nett for å kunne gi tilknytning, uten ugrunnet opphold. Dette er utgangspunktet for at nullalternativet er rangert sist med tanke på ikke-prissatte virkninger selv om konseptene har vesentlige negative virkninger for natur og miljø.

Før vi har vurdert hvordan usikkerheten påvirker prissatte- og ikke-prissatte virkninger, kommer nullalternativet samlet sett dårligst ut da det er rangert som nummer tre på prissatte virkninger, og som nummer fire på ikke-prissatte virkninger. Dersom forbruksveksten blir som i middelscenarioet vil situasjonen ikke være driftsmessig forsvarlig. Videre er ny forbindelse fra Modalen rangert som nummer tre, da den kommer dårligere ut både i prissatte og ikke-prissatte virkninger enn spenningsoppgradering. Ny forbindelse fra Samnanger og spenningsoppgradering er vanskelig å rangere. Ny forbindelse fra Samnanger er 160 MNOK bedre på prissatte virkninger, men med større ulemper for natur og miljø. Vi rangerer derfor de to konseptene likt før vi vurderer usikkerhet og realopsjoner.

Usikkerheten i virkningene er store og henger særlig sammen med størrelsen på forbruksveksten, investeringskostnadene og virkning for natur og miljø. I kapittel 14 beskriver vi hvordan dette påvirker lønnsomhet og rangering av konseptene.

13.1 Konseptene gjør det mulig å knytte til mer forbruk som gir økt verdiskaping

I konseptene kan vi knytte til alt forbruk som ligger i middelscenarioet for forbruksutviklingen, og får dermed ingen avvist etterspørsel. Dette er en viktig nyttevirkning av tiltakene, men det er utfordrende å gi et anslag på hva som vil være den reelle verdien for samfunnet av å muliggjøre tilknytning av forbruket. Verdien vil blant annet avhenge av

- om forbruket vil etablere seg på alternative lokasjoner hvis de ikke får nettilknytning i Bergen og omland. Dette blir da ikke regnet som avvist forbruk.
- hvilken type forbruk som faktisk ender opp med å etablere seg eller øker uttaket sitt.
- verdiskaping som det nye/økta forbruket bidrar med.

Det finnes flere metoder for å verdsette nytt forbruk, og valg av metode kan gi svært ulike svar. Fordi det er mange aktører og vi i denne utredningen har lite konkret informasjon om forretningsgrunnlaget til industriaktørene er det vanskelig å estimere den samfunnsøkonomiske verdien av forbruket. Av den grunn behandler vi dette som en ikke-prissatt virkning. Nyten av nytt forbruk målt som differanse mellom betalingsvilje og prisen for å være tilknyttet nettet er generelt høy, særlig for alminnelig forsyning, petroleumsindustrien og andre lønnsomme bedrifter. Nyten er vurdert etter skjønn og kan være både lav og høy. I denne utredningen er den lik for alle konsept, da alle legger til rette for alt forbruket i middelsscenarioet.

Oppsummert vurderer vi verdien av forbruket som konseptene tilrettelegger for som middels stor i middelsscenarioet. Vi tilordner alle utbyggingskonseptene to plusser sammenliknet med nullalternativet.

Tabell 13 2: Verdi av forbruket konseptene tilrettelegger for er middels stor

Nullalternativet	Ny forbindelse fra Samnanger	Ny forbindelse fra Modalen	Spenningsoppgradering
0	++	++	++

Industriplanene som blir avvist er de vi regner som minst modne

I analysen har vi lagt til grunn at det er industriplanene som tilhører forbrukskategoriene med lavest modenhet (kategori 3 og 4) som blir avvist i nullalternativet, da vi vurderer disse som mest usikre. Omtrent halvparten av dette er innen petroleumsbransjen. Resten er annen næringsutvikling, som hydrogenproduksjon, batteriproduksjon og elektrifisering av havnearlegg.

Verdien av industriplanene er usikker, men kan være stor

Elektrifisering av petroleumsvirksomhet bidrar til å nå Norges klimamål. I tillegg vil petroleumsaktørene redusere sine kostnader til utslipp av CO₂. Basert på informasjon om investeringskostnader til plattformer som allerede er elektrifisert, antar vi at elektrifisering har omtrent nøytral lønnsomhet i et bedriftsøkonomisk perspektiv, med dagens avgiftssystem. I Klimakur 2030 er det imidlertid foreslått en CO₂-avgift på 2000 kroner per tonn i 2030 for å utløse investeringer som er nødvendig for å nå målet om å redusere utslippene med 45 prosent. I et slikt scenario vil nyten av å elektrifisere overstige tiltakskostnaden. Dette viser at samfunnsnyten av å tilrettelegge for dette forbruket potensielt sett kan være stor.

For annen næringsutvikling er det vanskeligere å si hva verdiskapingen kan være. Vi regner imidlertid med at aktørene kun vil etablere seg dersom de forventer positiv avkastning på sin investering. Det er derfor rimelig å anta at nytt forbruk vil øke den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av konseptene.

Verdien av forbruket er usikker og kan trekke lønnsomheten av konseptene ned eller opp

Tabell 13–3 viser utfallsrommet for verdien av nytt forbruk. Det er usikkert hvor mye forbruk vi faktisk kan knytte til, faktisk forbruksvekst og hvilken verdi forbruket som ligger bak utfallsrommet har.

Tabell 13–3: Usikkerhetspenn i verdi av nytt forbruk. Verdien kan være fra ubetydelig til stor, avhengig av forbruksvekst, hvor mye forbruk det er driftsmessig forsvarlig å knytte til samt hvilket forbruk som blir realisert

	Nullalternativet	Ny forbindelse fra Samnanger	Ny forbindelse fra Modalen	Spenningsoppgradering
Lav	0/+	0/+	0/+	0/+
Middels	0	++	++	++
Høy	0	+++	+++	+++

Vi har lagt til grunn at vi kan knytte til nytt forbruk opptil intaktnettgrensene i dagens nett. Hvor mye forbruk som blir avvist i nullalternativet avhenger av Statnetts vurdering av hva som er driftsmessig forsvarlig. I Bergen og omland er det ikke driftsmessig forsvarlig å knytte til forbruk opptil intaktnettgrensene. I praksis forventer vi derfor at vi ikke kan knytte til så mye forbruk som vi har lagt til grunn i nullalternativet, hvilket vil gi høyere avvist etterspørsel enn det som er vist i analysen. På den andre siden vil vi da trolig få lavere avbruddskostnader og overføringstap. Dette blir diskutert videre i kapittel 14.1 i usikkerhetsanalysen.

Det er svært usikkert hvor stor den faktiske forbruksveksten i Bergen og omland blir på sikt. Dersom vi antar at verdien av forbruket øker med effektetterspørselen, vil lønnsomheten av utbyggingskonseptene øke ved høyere forbruksvekst. Motsatt vil den reduseres ved lavere forbruksvekst. I lavscenarioet har vi lagt til grunn at det ikke vil være noe økt verdiskaping i konseptene. Dette skyldes at alt forbruk kan knyttes til i nullalternativet innenfor intaktnettgrensene i dagens nett, som nevnt over. Med denne forutsetningen er verdien av nytt forbruk lik null, siden de kan knyttes til uten tiltak. Dersom det ikke er mulig å knytte til alt forbruk i lavscenarioet i nullalternativet, kan verdien av nytt forbruk være null og liten i henholdsvis nullalternativet og konseptene.

Videre er det usikkerhet knyttet til hva verdien av forbruket som etablerer seg er. Vi har lite informasjon om forretningsgrunnlaget til industriaktørene og verdiskapingen kan bli både høyere og lavere enn vi har lagt til grunn.

13.2 Alle konseptene reduserer avbruddskostnader med rundt 2,7 milliarder kroner

Tabell 13–4 viser kostnaden av avbrutt effekt som følge av planlagt utkobling og som følge av feil i nettet. I nullalternativet utgjør dette totalt over 2,7 milliarder kroner. Spenningsoppgradering av Sogndal–Modalen reduserer avbruddskostnadene med 530 MNOK i alle konseptene. Utover dette er det ny forbindelse fra enten Samnanger eller Modalen som reduserer avbruddskostnadene mest. Dette fordi disse konseptene gir høyere kapasitet, og dermed færre feilkombinasjoner som gir utkobling av forbruk. I tillegg antar vi at de kan settes i drift raskere enn spenningsoppgraderingskonseptet. Totalt reduseres avbruddskostnadene til 210 MNOK ved ny forbindelse, og til 280 MNOK ved spenningsoppgradering.

Tabell 13 4: Nåverdi av avbruddskostnader som følge av feil eller planlagt driftsstans. Ny forbindelse gir noe mer kapasitet og kan ferdigstilles raskere enn spenningsoppgradering, og gir derfor noe lavere avbruddskostnader.

2020-MNOK nåverdi	Nullalternativet	Ny forbindelse fra Samnanger	Ny forbindelse fra Modalen	Spenningsoppgradering
Avbruddskostnader planlagt utkobling	1 140	90	90	110
Avbruddskostnader som følge av feil	1 610	120	120	170

Etter at konseptene er gjennomført trenger vi ikke å koble ut forbruk før planlagte driftsstanser

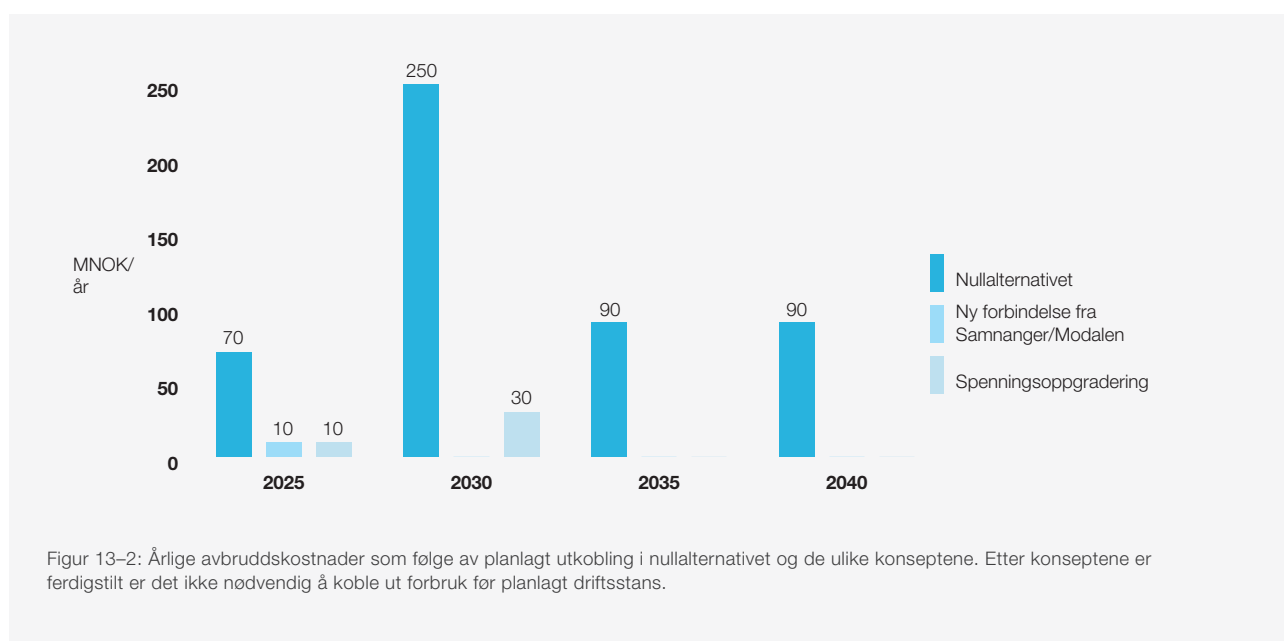
I nullalternativet vil mange av Statnetts planlagte driftsstanser i Bergen og omland kreve at sluttbrukerne reduserer sitt forbruk, selv om Statnett koordinerer planlagte driftsstanser med industrien etter beste evne. Dette gjelder både med eksisterende forbruk, og spesielt når vi forutsetter tilknytning av forbruk opp mot intaktnettgrensene. Eksempelvis ville vi trolig måttet koble ut 100–400 MW i 100–430 timer i 2030, dersom vi knytter til forbruk opptil intaktnettgrensene. I nullalternativet utgjør dette over 1,1 milliarder kroner i nåverdi.

Vi forventer at trinn 1-tiltakene²² i konseptene kan settes i drift noen år tidligere enn ny forbindelse og fullstendig spenningsoppgradering. Dette øker kapasiteten i nettet, slik at det blir færre planlagte driftsstanser som krever utkobling av forbruk, og vi må ta ut mindre forbruk for hver driftsstans. Fordi vi legger til grunn at mer forbruk kan knytte seg til innenfor intaktnettgrensene, får vi i analysen avbruddskostnader som følge av planlagt driftsstans etter at disse tiltakene er på plass. Eksempelvis ville vi ha måttet koblet ut 0–160 MW i 0–150 timer i 2030, etter trinn 1 er satt i drift.

Dersom vi bygger ny forbindelse fra Samnanger eller Modalen eller spenningsoppgraderer vil det være N–1 forsyningsikkerhet hele året for forbruk i middelsscenarioet. Utkobling av enkeltledninger vil da ikke kreve at industrien må redusere forbruket sitt når Statnett har planlagt driftsstans. Vi forventer derfor ikke kostnader for varslede avbrudd ved planlagte driftsstanser etter konseptene er satt i drift.

22 Økt kapasitet på kabelstrekningen mellom Kollsnes og Lille Sotra (Øygardskabelen), samt heve spenningen mellom Modalen og Kollsnes.

Figur 13–2 viser hvordan årlige kostnader til utkobling som følge av planlagt driftsstans endrer seg over tid i de ulike konseptene. Forskjellen mellom nullalternativet og konseptene i 2025 illustrerer effekten av trinn 1. Fordi det tar lenger tid å gjennomføre spenningsoppgraderingen vil det være noe kostnader til utkobling i 2030 i dette konseptet. I nåverdi utgjør det 110 MNOK. I konseptene med ny forbindelse utgjør det 90 MNOK i nåverdi.



Etter at konseptene er gjennomført forventer vi lave avbruddskostnader som følge av feil

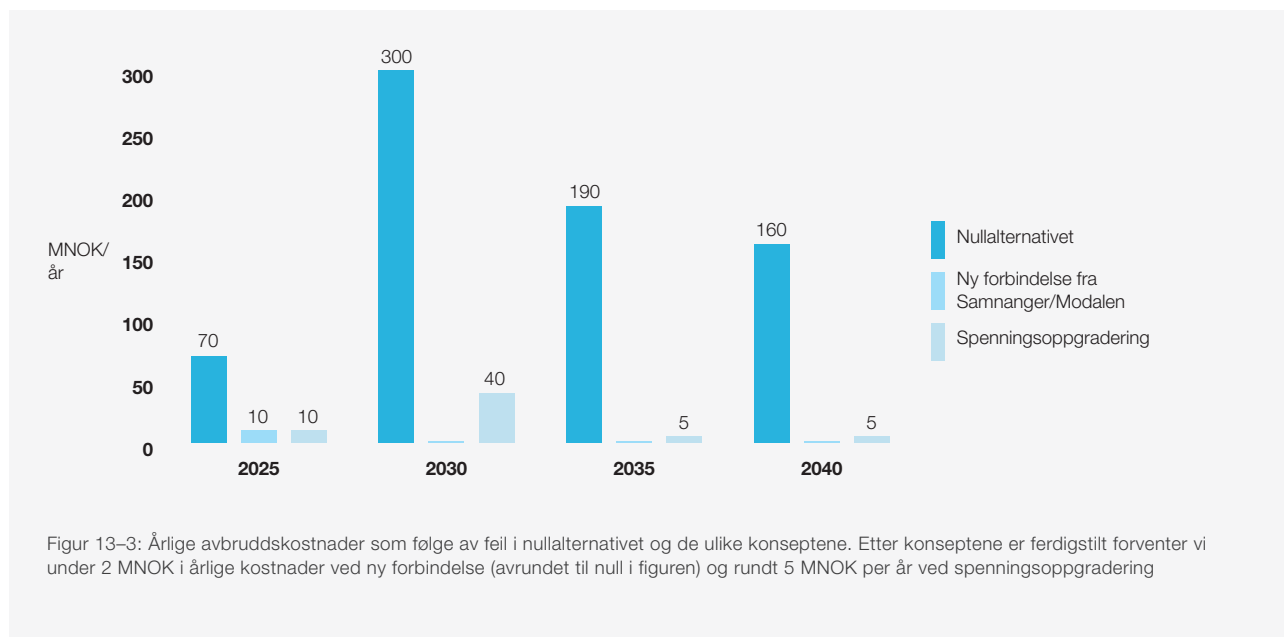
I behovsanalysen så vi at feil på enkeltforbindelser vil gi strømbrydd for sluttbrukere, dersom vi ikke gjør tiltak i nettet. I nullalternativet utgjør dette avbruddskostnader for over 1,6 milliarder kroner. Mer enn 95 prosent av de forventede avbruddskostnadene i nullalternativet følger av enkeltfeil.

Alle konseptene innebærer spenningsoppgradering av Sogndal–Modalen. Etter oppgradering av denne kan vi utvikle systemvernene som kobler ut forbruk ved utfall av enkelte forbindelser i snittene der Sogndal–Modalen inngår. 530 MNOK av reduksjonen i avbruddskostnader som følge av feil kommer derfor av dette tiltaket.

Etttersom alle konseptene gir N–1 forsyningsikkerhet internt i området for forbruket i middelsscenarioet, vil enkeltfeil i nettet normalt ikke gi avbrudd. De beregnede avbruddskostnadene for konseptene skyldes derfor feil eller utkoblinger av to eller flere forbindelser samtidig.

Figur 13–3 viser forventede årlige avbruddskostnader som følge av feil i nullalternativet og konseptene. For alle konsept blir avbruddskostnadene som følge av feil redusert når Trinn 1-tiltakene er satt i drift. Dette blir illustrert ved forskjellen mellom nullalternativet og konseptene i 2025.

Våre beregninger viser at konseptet med ny forbindelse fra enten Samnanger eller Modalen gir forventede avbruddskostnader på rundt 1–2 MNOK per år i 2030 med forbruksutviklingen i middelscenarioet. Konseptet med fullstendig spenningsoppgradering gir forventede avbruddskostnader på rundt 5 MNOK per år i 2035. Differansen mellom de to konseptene skyldes at konseptet med ny forbindelse gir en tredje forbindelse ut til Kollsnes. Den ekstra forbindelsen reduserer sannsynligheten for at samtidige utkoblinger gir avbrudd, og reduserer konsekvensen av feilhendelser med samtidige utkoblinger. I tillegg tar det lenger tid å ferdigstille spenningsoppgraderingskonseptet enn konseptet med ny ledning. Derfor er avbruddskostnadene betydelige i 2030 for dette konseptet. Nåverdi av avbruddskostnader som følge av feil er derfor 170 MNOK i spenningsoppgraderingskonseptet og 120 MNOK i konseptene med ny forbindelse.



Det er stort utfallsrom i beregningen av avbruddskostnader

I avbruddskostnadsberegningene er det usikkerhet knyttet til sannsynlighet for feil, varighet av eventuelle feil, samt konsekvens av feil målt i både MWh og kroner. Tabell 13-5 viser optimistisk og pessimistisk anslag på avbruddskostnadene (både som følge av feil og planlagt driftsstans), sammen med forventet verdi. Vi har her ikke tatt hensyn til usikkerhet i forbruksvekst, som blir omtalt i kapittel 14.1. I pessimistisk anslag har vi kombinert usikkerhet i feilrate og kostnad. Bruk av annen kostnadsfunksjon er det som endrer avbruddskostnadene mest. Utfallsrommet er stort og kan påvirke rangering av konseptene, da dette er den største prissatte nyttevirkingen i analysen.

I tillegg vil avkastningskrav, sannsynlighet og varighet på andre typer feil påvirke avbruddskostnadene. Vi kan imidlertid ikke se at det endrer resultatene i vesentlig grad. Usikkerhet i avkastningskrav når vi ser på alle virkninger under ett blir diskutert i vedlegg 2.

Tabell 13–5 Usikkerhetsspenn i avbruddskostnader, basert på endring i feilrate, varighet og kostnad

	Nullalternativet	Ny forbindelse fra Samnanger	Ny forbindelse fra Modalen	Spenningsoppgradering
Optimistisk	1 910	120	120	160
Forventet	2 750	200	200	260
Pessimistisk	3 140	220	220	290

Kabelfeil utgjør to tredeler av avbruddskostnadene som følge av feil, men datagrunnlaget er begrenset

Transmisjonsnettet består i hovedsak av luftlinjer, og Statnett har en omfattende feilstatistikk for disse. Varigheten av ulike typer luftledningsfeil er også basert på feilstatistikk. Datagrunnlaget for kabelfeil er derimot svært begrenset, og hyppighet og varighet av feil på kabler er derfor beheftet med større usikkerhet enn på luftlinjer.

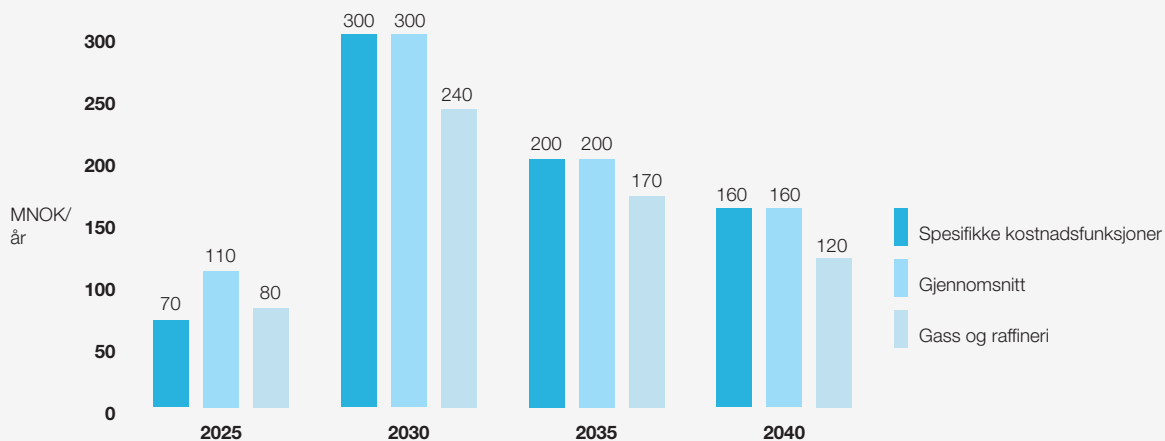
Sammenliknet med luftledninger er det sjelden feil på kabler. Kombinert med at Statnett har mye færre kabler enn luftledninger gjør dette at vi mangler gode tall for feilrate og varighet på feil. Videre er reparasjonstiden på kabler mye lenger enn for luftledninger. Dette skyldes at kablen som regel må graves opp eller løftes opp fra havbunnen for å reparere den.

Selv om kabelfeil er sjeldne gjør den lange reparasjonstiden at konsekvensene av kabelfeil er stor. Med de tallene vi har lagt til grunn gir kabelfeil opphav til omtrent to tredjedeler av de forventede avbruddskostnadene som følge av feil i nullalternativet. Avbruddskostnadene som følge av kabelfeil er proporsjonale med feilraten som ligger til grunn for kabler. Videre er avbruddskostnadene som følge av kabelfeil også omtrent proporsjonale med varigheten vi legger til grunn for kabelfeil, eller omvendt proporsjonale med returtiden. 30 prosent endring i enten feilrate eller feilvarighet gir dermed omtrent 20 prosent endring i totale beregnede avbruddskostnader i nullalternativet. Høyere feilrate eller feilvarighet øker dermed de totale avbruddskostnader i nullalternativet til i underkant av 3 milliarder kroner, mens de i motsatt fall blir redusert til i underkant av 2,3 milliarder kroner. Dette påvirker ikke rangering mellom konseptene, men gjør at nullalternativet kommer bedre ut enn spenningsoppgradering i prissatte virkninger.

Kostnaden for avbrudd i strømforsyningen til industri er usikker

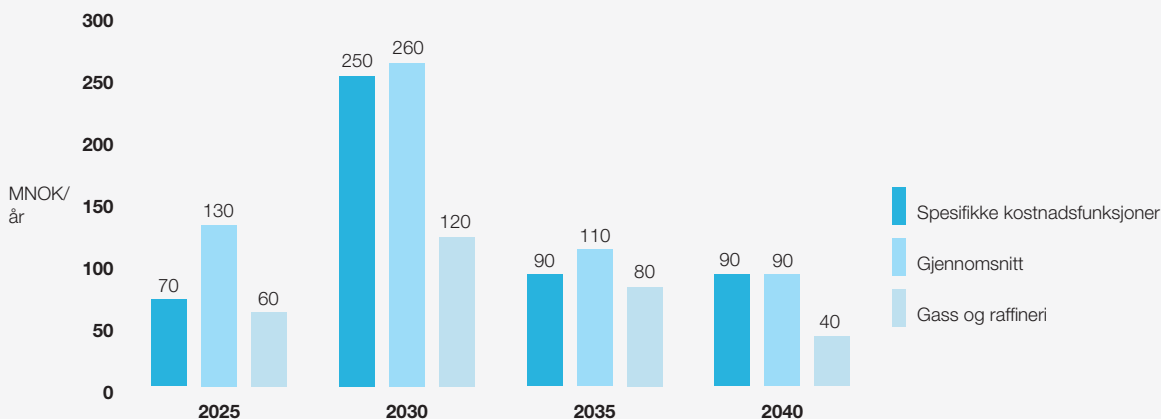
Vi forutsetter at det først og fremst er industriaktører under Kollsnes og Lindås som vil bli rammet når det ikke er mulig å forsyne alt forbruket i Bergen og omland. Vi har innhentet informasjon om hvilke økonomiske konsekvenser strømbrydd har for ulike industriaktører og laget kostnadsfunksjoner basert på dette. Det er usikkert hvorvidt kostnadene vi har fått oppgjitt gir et riktig bilde av de reelle kostnader ved avbrudd. Det er stor variasjon mellom aktørene i kostnadene som de oppgir, og vi vet ikke hvem som vil bli koblet ut ved ulike typer feil. Vi vet heller ikke hvilke nye prosjekter som vil bli realisert, som gjør at kostnaden ved avbrudd for nye aktører kan bli høyere eller lavere enn det som vi har lagt til grunn.

Vi har testet hvor sensitive avbruddskostnadene er for hvem som kobles ut ved å bruke ulike kostnadsfunksjoner ved avbrudd. Figur 13–4 viser årlige avbruddskostnader som følge av feil i nullalternativet med kostnadsfunksjonene som lagt til grunn i alternativanalysen (mørke blå søyler), sammenlignet med en funksjon basert på gjennomsnittlig kostnad fra aktørene (blå søyle) eller kostnadsfunksjon for gass og raffineri utledet i en FOU-prosjekt av Pöyry og Sintef for Energi Norge i 2012 (Pöyry Management Consulting og SINTEF Energi 2012) (lyseblå søyle).



Figur 13–4: Årlige avbruddskostnader som følge av feil med ulike kostnadsfunksjoner. Ved bruk av generell kostnadsfunksjon for gass og raffineri synker årlige kostnader med 15-25 prosent.

Figur 13–5 viser de samme resultatene for årlige kostnader som følge av planlagt utkobling.



Figur 13–5: Årlige avbruddskostnader som følge av planlagt driftsstans med ulike kostnadsfunksjoner. Gjennomsnittsfunksjonen gir 30-50 prosent høyere årlige kostnader enn generell kostnad for gass og raffineri.

Totalt har ikke valg av kostnadsfunksjon noe å si for rangeringen av konseptene, men fordi vi får lavere økonomisk konsekvens av lav forsyningssikkerhet ved bruk av FOU gass og raffinerifunksjonen, påvirker dette hvor mange av konseptene fremstår som bedre enn nullalternativet i prissatte virkninger.

13.3 Oppgradering av Sogndal–Modalen fjerner flaskehalsen og gir lavere prisforskjeller

I behovsanalysen viste vi at begrenset overføringskapasitet på Sogndal–Modalen gir opphav til store flaskehalsen og prisforskjeller dersom vi ikke gjør tiltak. Bruk av systemvern i form av belastningsfrakobling (BFK) reduserer flaskehalsene og prisforskjellene, men gir økte avbruddskostnader. Fordi bruk av BFK totalt sett gir lavest kostnad, legger vi dette til grunn for å illustrere konsekvensen av begrenset kapasitet på Sogndal–Modalen i nullalternativet. Nyttens av å oppgradere Sogndal–Modalen er derfor en kombinasjon av reduserte flaskehalskostnader presentert her, og deler av de reduserte avbruddskostnadene presentert i kapittel 13.2.

Tabell 13–6 viser reduserte flaskehalskostnader i de ulike tiltakene. Spenningsoppgradering av Sogndal–Modalen øker overføringskapasiteten inn til området betraktelig og gjør at vi unngår prisforskjeller. Tiltaket inngår i alle konseptene, og reduserte flaskehalskostnader er derfor 170 MNOK i nåverdi i alle konseptene.

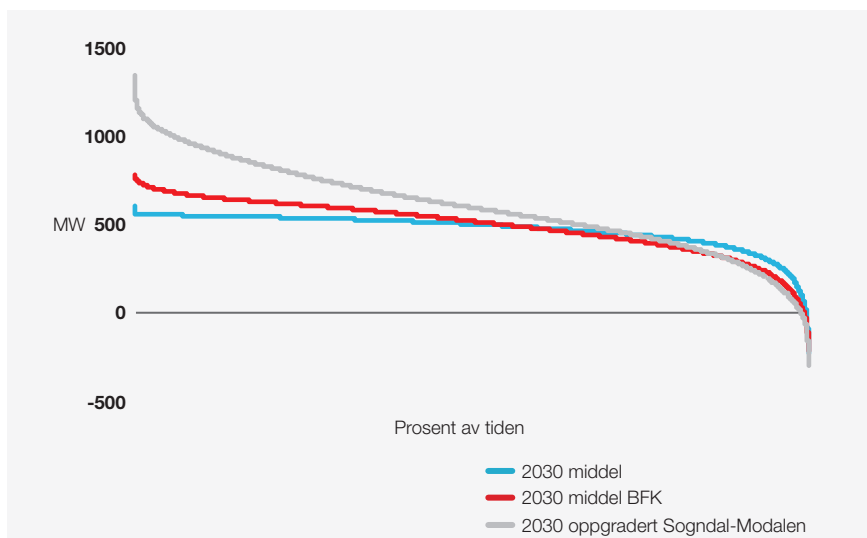
Tabell 13–6: Reduserte flaskehalskostnader er like i alle konseptene, da det er spenningsoppgradering av Sogndal–Modalen som gir denne nytten

2020-MNOK nåverdi	Nullalternativet	Ny forbindelse fra Samnanger	Ny forbindelse fra Modalen	Spenningsoppgradering
Redusert flaskehalskostnad	0	170	170	170

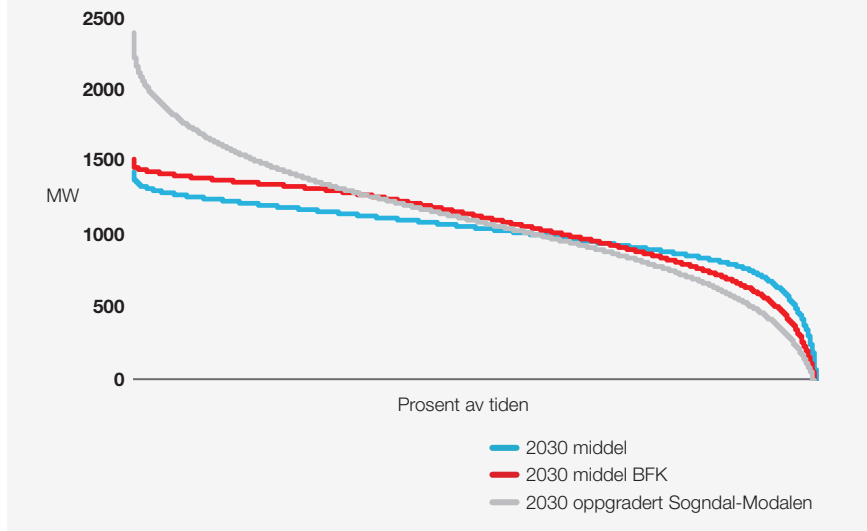
Oppgraderingen av Sogndal–Modalen gir stor økning i kapasiteten inn til Bergen og omland

Når vi spenningsoppgraderer Sogndal–Modalen, øker den termiske kapasiteten fra 800 MW til rundt 2000 MW. Figur 13-6 og 13-7 sammenlikner flyten på Sogndal–Modalen og Hordalandsnittet, i middelscenarioet for forbruk før og etter Sogndal–Modalen er oppgradert. Flyten på Sogndal–Modalen øker med over 500 MW, vist i Figur 13–6. Grunnen til at flyten ikke øker like mye som termisk kapasitet øker, er at ledningen inngår i flere overføringssnitt. Figur 13-7 viser at flyten over Hordalandsnittet øker med rundt 1000 MW. Da legger vi til grunn at det ikke er behov for BFK for feil på Sima–Samnanger eller Sogndal–Aurland etter oppgradering, og oppgraderingen vil være tilstrekkelig for å unngå fysisk flaskehals nord- og østfra i scenarioet med middels forbruksvekst. Også hvis forbruket skulle øke vesentlig utover dette, vil det være tilstrekkelig kapasitet til å unngå flaskehals i de aller fleste timer.

Figur 13–6: Flyt på Sogndal–Modalen i scenarioet for middels forbruksvekst



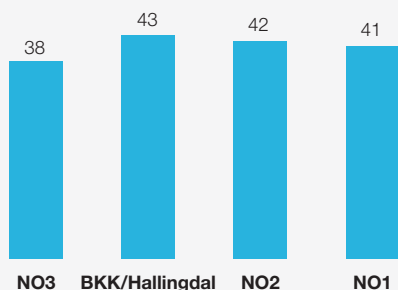
Figur 13–7: Flyt på Hordalandsnittet (Sogndal–Modalen + Sima–Samnanger) i scenarioet for middels forbruksvekst



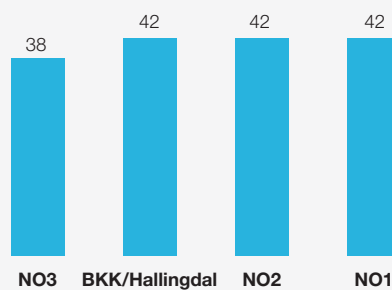
Oppgraderingen reduserer simulert prisforskjell

Figur 13-8 og 13-9 viser simulerte kraftpriser i ulike modellområder i middelscenarioet før og etter Sogndal–Modalen er oppgradert. Flaskehalsen, og dermed prisforskjellen mellom områdene, er lav også i nullalternativet. Derfor blir prisforskjellen marginalt redusert ved oppgradering av Sogndal–Modalen. Prisforskjellen er imidlertid noe lavere enn i nullalternativet.

Når Sogndal–Modalen er oppgradert, er det fortsatt noe prisforskjeller. Dette skyldes flaskehals på andre steder i nettet. Med flytbasert markedskobling kan det oppstå prisforskjell mellom to områder selv om det ikke er flaskehals på ledningene mellom områdene. Det er grunnen til at det fortsatt er noe lavere pris i NO3. Dette kan for eksempel være knyttet til flaskehals på Mauranger–Samnanger nordover, i Gudbrandsdalen, mellom NO3 og Sverige, eller internt i Sverige.



Figur 13-8: Gjennomsnittsprisen (EUR/MWh) over 29 tilsigsår i middelscenarioet med bruk av BFK i nullalternativet



Figur 13-9: Gjennomsnittsprisen (EUR/MWh) over 29 tilsigsår i middelscenarioet, Sogndal–Modalen oppgradert

Økt kapasitet nordfra reduserer også antall timer med flaskehals på Mauranger–Samnanger når det er høy flyt nordover. Prisforskjellene av flaskehalsen dempes også som følge av at vannverdiene i Bergen og omland blir lavere. Det betyr at i timer der det fortsatt er flaskehals nordover er kostnaden forbundet med denne lavere.

En annen konsekvens av å oppgradere Sogndal–Modalen er at flaskehalsen sørover på Samnanger–Mauranger dukker opp igjen ved mye produksjon på vestlandet i sommerhalvåret. Denne vil altså være størst i et scenario med relativt liten forbruksvekst. Uansett indikerer våre simuleringer at kostnadene forbundet med flaskehalsen sørover vil være små så lenge ikke produksjonen i Bergen og omland øker vesentlig.

Reduserte flaskehalskostnader i middelscenarioet er på rundt 20 MNOK i 2030

I middelscenarioet får vi reduserte flaskehalskostnader²⁴ på om lag 30 MNOK i 2030, dersom vi spenningsoppgraderer Sogndal–Modalen. Norsk andel er beregnet til om lag 20 MNOK i året. Et forhold som gjør at vi underestimerer nytten er at i disse simuleringene ser vi bort fra samfunnsøkonomiske kostnader knyttet til spesialregulering på Hordalandsnittet. Disse er imidlertid trolig ganske beskjedne.

²⁴ Denne inkluderer også endringer i kostnader forbundet med overføringstap som følge av oppgradering av Sogndal-Modalen. Endringer i overføringstap internt i området er omtalt i kapittel 13.7.

Reduserte flaskehalskostnader er følsom for en rekke forutsetninger

Størrelsen på reduserte flaskehalskostnader, og dermed nytten av Sogndal–Modalen, er svært følsom for hvilke forutsetninger vi gjør, blant annet om prisområder og bruk av BFK.

Vi har lagt til grunn at mye av det nye forbruket legges på BFK for utfall av ledninger som geografisk er svært langt unna. Det kan imidlertid være flere utfordringer med dette, for eksempel overlappende funksjonalitet i samme systemvern. Dersom vi ikke legger til grunn BFK for utfall av Sima–Samnanger og Sogndal–Aurland, øker reduserte flaskehalskostnader i 2030 til 600 MNOK. Over analyseperioden utgjør dette en nåverdi på 5,2 milliarder kroner. Avbruddskostnadene omtalt i kapittel 13.2 vil imidlertid blir redusert med 530 MNOK i nåverdi.

Et annet viktig forhold er at vi i modellen må løse alle flaskehals ved hjelp av prisområder. Når vi simulerer med samme prisområdeinndeling som vi har i det virkelige kraftmarkedet i dag, klarer derimot ikke modellen å løse flaskehalsen på Hordalandsnittet. Dette fordi snittet ligger inne i ett prisområde. Bruker vi Bergen og omland som eget prisområdet kan vi løse også denne flaskehalsen. Imidlertid får modellen da for mye informasjon om hvor kraftverk er plassert i nettet sammenlignet med hvordan markedet fungerer i virkeligheten. Slik vi viste i kapittel 3 i behovsanalysen reduserer dette prisforskjellene og dermed kostnadene forbundet med den andre store flaskehalsen inn til området, den på Sognefjordsnittet.

Med Bergen og omland og Hallingdal som egne prisområder (og uten bruk BFK) synker reduserte flaskehalskostnader fra 600 til 160 MNOK årlig, og modellen gir en norsk andel på om lag 80 MNOK. Det kan virke overraskende at nytten går så mye ned når vi har Bergen og omland som eget område ettersom vi vi da også får med nytten av å bygge bort flaskehalsen på Hordalandsnittet. Det skyldes imidlertid at kostnadene forbundet med andre flaskehals, spesielt Sognefjordsnittet, som forklart tidligere, blir vesentlig mindre med Bergen og omland som eget prisområde.

Videre fanger de begrensingene vi legger inn i modellen først og fremst opp kostnadene med en feil med varighet i 15-30 minutter. Hva som skjer i situasjoner der en feil varer lenger enn dette, er vanskelig å gjenskape. Vi har likevel gjort noen forsøk. Disse tyder på at det blir vanskelig å håndtere langvarige feil, i hvert fall uten mye utkobling av forbruk. Dette gjelder også ved utkoblinger i nettet knyttet til planlagte driftstanser i sommerhalvåret fordi nettet er høyt belastet gjennom hele året.

Dette betyr ikke nødvendigvis at nytten i virkeligheten er større enn det modellsimuleringene viser. Eksempelvis vil det at vi har flere virkemidler i den virkelige driften som vi kan innrette etter den løpende situasjonen, dempe den reelle nytten sammenlignet med modellsimuleringene. Vi kan likevel ikke se bort fra at de samfunnsøkonomiske kostnadene i nullalternativet fort kan bli større enn det simuleringene viser.

13.4 Investeringskostnaden er lavest med ny ledning fra Samnanger eller Modalen

Tabell 13–7 viser forventet investeringskostnad i nåverdi for de tre konseptene. Spenningsoppgradering har høyest forventet kostnad. Den innebærer flere kilometer nye luftledninger og kabler som erstatter eksisterende forbindelser,

og tiltak i flere stasjoner enn de andre to konseptene. Noen av tiltakene i spenningsoppgraderingskonseptet kommer imidlertid noe lenger ut i tid, noe som bidrar til at differansen i nåverdi er lavere enn differansen i faste kroner.

Tabell 13–7: Investeringskostnader i faste kroner og nåverdi i de ulike konseptene. Ny forbindelse er rimeligere enn spenningsoppgradering

2020-MNOK	Ny forbindelse fra Samnanger	Ny forbindelse fra Modalen	Spenningsoppgradering
Investeringskostnader (nåverdi)	3 410	3 450	4 650
Investeringskostnader (faste kroner)	4 330	4 490	6 270

Tiltakene i trinn 1 og Sogndal–Modalen utgjør 2 milliarder kroner

Som forklart i mulighetsstudien inngår økt kapasitet på kabelstrekningen mellom Lille Sotra og Kollsnes (Øygardskabelen), spenningsheving av Kollsnes–Modalen og spenningsoppgradering av Sogndal–Modalen i alle konseptene.

For Øygardskabelen er det usikkert hvorvidt vi kan legge ny jordkabel i parallell til eksisterende kabel. I forventningsverdien på 470 MNOK er det derfor inkludert en sannsynlighet for at vi må bygge sjøkabel.

For spenningsheving av Modalen–Kollsnes er forventet investeringskostnad beregnet til 160 MNOK, som hovedsakelig er knyttet til ny luftledning mellom Modalen og Steinsland. Nødvendige tiltak i Modalen og Kollsnes stasjoner har en forventet kostnad totalt på 760 MNOK.

Spenningsoppgradering av luftledningen mellom Sogndal og Modalen har en forventet kostnad på rundt 360 MNOK. Som beskrevet i mulighetsstudien er det nødvendig å bygge om enten Hove eller Refsdal stasjon, noe som har en forventet kostnad på 240 MNOK. Oppgraderingen forutsetter at Modalen stasjon også blir bygget om.

Tabell 13–8 viser tiltakenes forventede investeringskostnader i faste kroner og antatt tidspunkt for idriftsettelse (avrundet).

Tabell 13–8: Investeringskostnader for tiltak i trinn 1 og Sogndal-Modalen. Tiltak i stasjoner og forbindelser står for omtrent 1 milliard kroner hver i faste kroner

Trinn 1 og Sogndal-Modalen	Faste kroner (MNOK)	Antatt idriftsettelse (avrundet)	Nåverdi (MNOK)
Sum investeringskostnader	1 990		1 690
Økt kapasitet på Øygardskabelen	470	2025	400
Spenningsheving Modalen–Kollsnes	160	2025	130
Ombygging Modalen/Steinsland stasjon	340	2025	290
Ombygging Kollsnes stasjon	410	2025	350
Sanering Modalen/Steinsland	10	2025	10
Spenningsoppgradering Sogndal–Modalen	360	2025	310
Ombygging Hove/Refsdal	240	2025	200

Ny forbindelse fra Samnanger innebærer nye luftlednings- og kabelanlegg samt ombygging av stasjoner

Ny forbindelse fra Samnanger vil være 60 til 80 km lang. Vi forventer en investeringskostnad på 1570 MNOK i faste 2020-kroner.

Hvilke stasjoner som trenger tiltak avhenger av trasé, men vi legger til grunn at det vil kreve utvidelser av Samnanger og Kollsnes, i tillegg til ombygging av enten Fana og Lille Sotra eller Arna. Vi har sannsynlighetsvektede kostnader for nødvendige tiltak i stasjoner, og totalt forventer vi at kostnader til ombygging og utvidelser for stasjonen kommer på 700 MNOK.

Vi forventer at konseptet vil ta 10 år å gjennomføre fra konseptvalg, og at den nye ledningen settes i drift rundt 2030. Tabell 13–9 viser forventede investeringskostnader samt antatt år for idriftsettelse av tiltakene.

Tabell 13–9: Investeringskostnader for tiltak ved ny forbindelse fra Samnanger. Selve forbindelsen fra Samnanger står for den største investeringen, sammen med tiltak i Arna eller Fana og Lille Sotra.

Ny forbindelse fra Samnanger	Faste kroner (MNOK)	Antatt idriftsettelse (avrundet)	Nåverdi (MNOK)
Sum investeringskostnader	4 330		3 410
Trinn 1 og Sogndal-Modalen	1 990	2025	1 690
Ny Samnanger–Kollsnes	1 570	2030	1 100
Ombygging Arna eller Fana og Lille Sotra	700	2027 ²⁵	570
Utvidelse Samnanger	40	2030	30
Utvidelse Kollsnes	30	2025	20

Ny forbindelse fra Modalen innebærer i hovedsak nye luftlednings- og kabelanlegg

Vi legger til grunn av ny forbindelse fra Modalen vil bli 80-140 km lang. Dette gir en forventet investeringskostnad på 2340 MNOK.

For nødvendige utvidelser i Kollsnes og Modalen stasjon forventer vi en investeringskostnad på 50 MNOK. I tillegg må vi øke transformorkapasiteten i Samnanger. Dette har en forventet kostnad på 110 MNOK.

Vi forventer at konseptet vil ta 10 år å gjennomføre fra konseptvalg, og at den nye forbindelsen kan settes på drift rundt 2030. Tabell 13–10 viser forventede investeringskostnader i faste kroner samt antatt idriftsettelse av de ulike tiltakene.

²⁵ Ferdigstilles før forbindelsen for å dekke reinvesteringsbehov

Tabell 13–10: Investeringskostnader for tiltak ved ny forbindelse fra Modalen. Utover selve forbindelsen fra Modalen er det kun behov for mindre tiltak i stasjoner.

Ny forbindelse fra Modalen	Faste kroner (MNOK)	Antatt idriftsettelse	Nåverdi (MNOK)
Sum investeringskostnader	4 490		3 450
Trinn 1 og Sogndal-Modalen	1 990	2025	1 690
Ny Modalen–Kollsnes	2 340	2030	1 640
Utvidelse Modalen	20	2025	20
Utvidelse Kollsnes	30	2025	20
Utvidelse Samnanger	110	2030	80
Utvidelse Kollsnes	30	2025	20

Spenningsoppgradering innebærer tiltak på alle forbindelser og stasjoner i Bergen og omland

Spenningsoppgradering av resterende nett i Bergen innebærer mange enkelttiltak. Totalt har vi 220 km med 300 kV-nett i området og alt dette må vi spenningsoppgradere. I tillegg må vi bygge om fem 300 kV-stasjoner til 420 kV.

I spenningsoppgraderingskonseptet legger vi til grunn at vi må bygge ny ledning før vi kan rive de gamle. Dette fordi forbruket i Bergen og omland vil være så høyt at utkobling av ledningene vil kreve frakobling av forbruk i hele byggesesongen. Med kostnadene til tapt og utsatt produksjon for industrikundene på Kollsnes som omtalt i behovsanalysen, antar vi at det vil være mer samfunnsmessig rasjonelt å bygge på denne måten, enn å ha flere måneder frakobling av forbruk hvert år. Det vil imidlertid bety at vi må ta i bruk en del nye traséer, noe som er reflektert i miljøvirkningene i kapittel 13.8. Det er usikkerhet i trasélengdene, da det er usikkert om det er mulig å bygge i parallell hele veien.

Vi forventer at det vil ta lengre tid å gjennomføre hele spenningsoppgraderingskonseptet, enn å bygge ny forbindelse fra Samnanger eller Modalen, da antall kilometer ny ledning er høyere. I tillegg har vi lagt til grunn at vi ikke bygger flere strekninger samtidig. Derfor antar vi at hele konseptet først kan settes i drift i 2040, men med delvis idriftsettelse rundt 2025 (trinn 1-tiltakene), rundt 2030 (dublering av Haugsvær–Lindås og spenningsoppgradering av Samnanger–Fana–Lille Sotra–Kollsnes) og rundt 2035 (Evanger–Dale–Arna–Fana). Vi kan likevel ikke utelukke at konseptet kan gjennomføres raskere, for eksempel dersom en stor andel av luftledningene kan oppisoleres. Hvilken effekt dette vil ha på nytte og kostnader diskuterer vi i usikkerhetsanalysen.

Tabell 13–11 viser forventede investeringskostnader for kabel, luftledning og stasjon i faste kroner.

Tabell 13–11: Investeringskostnader for tiltak ved spenningsoppgradering. Konseptet innebærer tiltak i eksisterende ledninger og stasjoner. Tiltak i ledningene står for de største investeringene.

Spenningsoppgradering	Faste kroner (MNOK)	Antatt idriftsettelse (avrundet)	Nåverdi (MNOK)
Sum investeringskostnader	6 270		4 650
Trinn 1 og Sogndal-Modalen	1 990	2025	1 690
Dublere Haugsvær–Lindås	210	2030	170
Spenningsoppgradere Samnanger–Kollsnes	1 000	2030	700
Ombygging Samnanger	340	2030	240
Ombygging Fana	490	2027 ²⁶	400
Ombygging Lille Sotra	330	2027 ²⁶	270
Spenningsoppgradere Evanger–Fana	690	2035	430
Ombygging Evanger	300	2034 ²⁶	190
Ombygging Arna	330	2032 ²⁶	230
Spenningsoppgradere Modalen–Samnanger	590	2040	330

Usikkerheten i investeringskostnadene er stor og overlappende mellom konseptene

Tabell 13–12 viser usikkerhetsspennet i investeringskostnadene i faste kroner og nåverdi, sammen med forventningsverdien. Vi har vurdert at det er omfang på konseptene som er den mest kritiske usikkerhetsfaktoren for investeringskostnadene. Spennet under kommer dermed av hendelser eller mengdeendringer. Vi antar prisusikkerhet vil påvirke alle konseptene likt, og ikke påvirker forventningsverdien. Selv om usikkerhetsspennet kunne blitt noe større ved å inkludere dette, er ikke målet å finne P0 og P100, men et spenn som gir informasjon til å ta beslutning under usikkerhet.

Tabell 13–12: Usikkerhetsspenn i investeringskostnadene. Spennene er overlappende og kan endre rangering mellom konseptene

2020-MNOK	Ny forbindelse fra Samnanger		Ny forbindelse fra Modalen		Spenningsoppgradering	
	Faste kroner	Nåverdi	Faste kroner	Nåverdi	Faste kroner	Nåverdi
Optimistisk	3 090	2 450	2 730	2 140	4 460	3 380
Forventet	4 320	3 420	4 470	3 440	6 280	4 650
Pessimistisk	6 460	5 040	6 360	4 760	8 440	6 200

26 Ferdigstilles før forbindelsen for å dekke reinvesteringsbehov

I spenningsoppgraderingskonseptet er det usikkerhet i hvor mye av eksisterende nett som kan oppisolerers, og hvor mange strekninger vi må bygge nytt. For konseptene med ny forbindelse er trasévalg og hvor mye som må kables som er den største usikkerheten. I tillegg kommer usikkerhet i lengde på traséer, vanskelighetsgrad (både på spenningsoppgradering, nye luftledninger, kabler og stasjon), mengden infrastruktur på de ulike stasjonene, samt hvor krevende prosjektering og tillatelsesprosessene vil være. Det er dermed ulike drivere for usikkerheten i investeringskostnadene i konseptene. Dette blir diskutert ytterligere i usikkerhetsanalysen i kapittel 14.

13.5 Spenningsoppgradering har lavest reinvesteringskostnader

Når vi investerer i nye anlegg eller bygger om for å kunne spenningsoppgradere, blir ofte reinvesteringsbehovet til eksisterende anlegg dekket. Konseptene som omfatter tiltak i mange eksisterende lednings- og stasjonsanlegg, har derfor lavere forventede reinvesteringskostnader. Tabell 13–13 viser nåverdi av reinvesteringskostnadene i konseptene og nullalternativet. Vi ser at spenningsoppgradering har lavest reinvesteringskostnader, mens kostnadene er høyest i nullalternativet.

Tabell 13–13 Reinvesteringskostnadene i nullalternativet og konseptene i faste kroner og nåverdi. Vi sparer mest reinvesteringer i konseptet med spenningsoppgradering og minst ved en ny forbindelse fra Modalen.

2020-MNOK	Nullalternativet	Ny forbindelse fra Samnanger	Ny forbindelse fra Modalen	Spenningsoppgradering
Reinvesteringskostnader (nåverdi)	3 490	2 110	2 650	980
Reinvesteringskostnader (faste kroner)	6 660	4 530	5 330	2 180

Alle konsept sparer reinvesteringer som blir dekket av trinn 1 og Sogndal–Modalen

Å øke kapasiteten på kabelstrekningen mellom Lille Sotra og Kollsnes sparer i utgangspunktet ingen reinvesteringer, da vi legger til grunn at eksisterende kabel blir liggende. Det er en mulighet for at man skifter det gamle settet når man først graver opp. Investeringskostnadene inkluderer imidlertid ikke dette, og vi kan derfor heller ikke trekke fra reinvesteringer for det.

Ved spenningsheving fra Modalen til Kollsnes antar vi at ombygging av stasjonene dekker reinvesteringsbehovet, og vi forventer å unngå 780 MNOK i reinvesteringskostnader for dette tiltaket. I tillegg dekker spenningsoppgradering av Sogndal–Modalen både planlagte reinvesteringer på ledningen og i enten Hove eller Refsdal stasjon. Vi har her lagt til grunn at det er Refsdal stasjon som blir bygget om. Totalt utgjør dette 550 MNOK i sparte reinvesteringskostnader.

Tabell 13–14: Sparte reinvesteringer i trinn 1 og Sogndal–Modalen. Tiltakene dekker reinvesteringsbehovet i Kollsnes, Modalen og Refsdal stasjoner, samt fornyelse av ledningen mellom Sogndal og Modalen.

2020-MNOK	Øygards- kabelen	Spennings- heving Modalen- Kollsnes	Sogndal- Modalen	Totalt faste kroner	Tidspunkt for reinvestering	Nåverdi
Reinvesteringskostnader				5 330		2 650
Reinvesteringer nullalternativet				6 660		3 490
Sum sparte reinvesteringer	-	780	550	1 330		840
Modalen		200		200	2025	170
Kollsnes		280		280	2030	240
Steinsland		300		300	2029	190
Refsdal			250	250	2030/2050	130
Sogndal-Hove			220	220	2047	80
Hove-Refsdal			80	80	2047	30

Sparte reinvesteringer ved ny forbindelse til Samnanger avhenger av trasévalg

Trasévalg for ny forbindelse fra Samnanger er usikkert, og vi har vektet to traséer med lik sannsynlighet. I alternativet med ny trasé dekkes reinvesteringsbehovet i Arna stasjon, og alternativet som går parallelt med dagens trasé dekker reinvesteringsbehovet i Fana og Lille Sotra stasjon. I det siste alternativet forutsetter vi også at det med ny forbindelse mellom Lille Sotra og Kollsnes ikke blir nødvendig å reinvestere den gamle Øygardskabelen.

Totalt får vi 800 MNOK sparte reinvesteringskostnader, som kommer i tillegg til de 1,3 milliarder som ble spart i de felles tiltakene.

Tabell 13–15: Sparte reinvesteringer ved ny forbindelse fra Samnanger. I tillegg til tiltakene i trinn 1 dekker konseptet reinvesteringsbehovet i Arna eller Fana og Lille Sotra stasjoner. I tillegg kan den dekke reinvesteringsbehovet på Øygardskabelen.

Ny forbindelse fra Samnanger	Faste kroner (MNOK)	Tidspunkt for reinvestering	Nåverdi (MNOK)
Reinvesteringskostnader	4 530		2 110
Reinvesteringer nullalternativet	6 660		3 490
Sum sparte reinvesteringer	2 130		1 380
Fra trinn 1 og Sogndal-Modalen	1 330		840
Arna	150	2032	100
Fana	260	2024/2036	190
Lille Sotra	190	2024/2035	140
Øygardskabelen	200	2036	110

Ny forbindelse fra Modalen dekker ingen fornyelsesbehov etter at de første tiltakene er gjennomført

Ny forbindelse fra Modalen kunne potensielt spart reinvesteringer i Modalen og Kollsnes stasjoner. Dette er imidlertid inkludert i de første tiltakene. Vi har dermed ikke ytterligere sparte reinvesteringer ved ny forbindelse fra Modalen.

Spenningsoppgradering dekker de fleste reinvesteringsbehov i Bergen og omland

Ved spenningsoppgradering blir de fleste reinvesteringsbehov i transmisjonsnettet i Bergen og omland dekket, siden mange av forbindelsene må fornyes helt. På grunn av noe usikkerhet rundt løsningsvalg og at muligens noen luftledningsanlegg kan oppisolerers, er ikke alle reinvesteringskostnadene dekket fullt ut.

Totalt sparer spenningsoppgraderingskonseptet planlagte reinvesteringer på om lag 3,2 milliarder kroner, i tillegg til sparte reinvesteringer på 1,3 milliarder kroner fra trinn 1-tiltakene og Sogndal–Modalen.

Tabell 13–16: Sparte reinvesteringer ved spenningsoppgradering. Konseptet dekker reinvesteringsbehovet i mer eller mindre alle anlegg i Bergen og omland. Reinvesteringene som gjenstår er fornyelser av kontrollanlegg, Dale stasjon samt mindre levetidsforlengende tiltak som kommer nært i tid.

Spenningsoppgradering	Faste kroner (MNOK)	Tidspunkt for reinvestering	Nåverdi (MNOK)
Reinvesteringskostnader	2 180		980
Reinvesteringer nullalternativet	6 660		3 490
Sum sparte reinvesteringer	4 480		2 510
Fra trinn 1 og Sogndal-Modalen	1 330	-	840
Øygardskabelen	400	2036	230
Fana–Lille Sotra	110	2058	30
Fana	520	2024/2036	370 ²⁷
Lille Sotra	370	2024/2035	26010
Samnanger	180	2032	120
Evanger–Dale	250	2049	90
Dale–Arna–Fana	430	2057	110
Arna	310	2032	200
Evanger	200	2035	120
Evanger–Samnanger	380	2047	140

²⁷ Inkluderer fremskyndelse av kontrollanlegginvestering, 80 MNOK fremskyndes fra 2055 til 2047.

Usikkerhet i omfang og forventet levetid driver spennet i reinvesteringsskostnadene

For reinvesteringsskostnadene har vi vurdert at de viktigste usikkerhetsfaktorene er omfang og tidspunkt for reinvesteringene. I tabell 13–17 viser spennet i faste kroner kun usikkerhet i omfang, mens nåverdien også innebærer usikkerhet i tidspunkt for reinvesteringene. Vi har der lagt til grunn 5 års endring for tiltak i stasjoner og 10 års endring for tiltak på ledninger.

Tabell 13–17: Usikkerhet i reinvesteringsskostnadene basert på endring i omfang og tidspunkt. Vi mener dette er de viktigste usikkerhetsfaktorene for reinvesteringsskostnadene.

2020-MNOK	Nullalternativet		Ny forbindelse fra Samnanger		Ny forbindelse fra Modalen		Spenningsoppgradering	
	Faste kroner	Nåverdi	Faste kroner	Nåverdi	Faste kroner	Nåverdi	Faste kroner	Nåverdi
Optimistisk	5 170	2 140	3 470	1 260	4 090	1 590	1 600	580
Forventet	6 660	3 490	4 530	2 110	5 330	2 650	2 180	980
Pessimistisk	8 330	5 170	5 720	3 200	6 710	4 000	2 880	1 460

Som for investeringskostnader er det usikkerhet i omfang og vanskelighetsgrad i reinvesteringene. I tillegg legger vi til grunn en generell forventet levetid for å finne tidspunkt for fornyelse. For de spesifikke anleggene kan det være forhold som gjør at anlegg lever både kortere og lengre enn forventet levetid. Disse virkningene trekker i hver sin retning: Tidligere fornyelser vil gi høyere reinvesteringsskostnader i nullalternativet, og dermed høyere lønnsomhet av konseptene.

Spenningsoppgradering kommer bedre ut enn ny forbindelse, da nytten ved sparte reinvesteringer blir større. Motsatt vil en utsettelse av reinvesteringene redusere kostnaden i nullalternativet, og redusere lønnsomheten av konseptene.

13.6 Drifts- og vedlikeholdskostnadene er små og skiller ikke konseptene

Nye anlegg betyr at Statnetts kostnader til drift og vedlikehold av anleggene øker, alt annet likt. Tabell 13–18 viser nåverdi av drifts- og vedlikeholdskostnader i de ulike konseptene. Ny forbindelse fra Modalen har høyest kostnad da det innebærer flere kilometer med ny forbindelse. Spenningsoppgradering innebærer ikke økte drifts- og vedlikeholdskostnader da det ikke er noen nye anlegg.

Tabell 13–18: Drift- og vedlikeholdskostnader er høyest ved ny forbindelse fra Modalen da det innebærer flere kilometer ny ledning

2020-MNOK nåverdi	Nullalternativet	Ny forbindelse fra Samnanger	Ny forbindelse fra Modalen	Spenningsoppgradering
Drifts- og vedlikeholdskostnader	0	10	30	0

I nullalternativet har vi ingen nye anlegg. I praksis gjelder dette også i spenningsoppgraderingskonseptet, da vi legger til grunn at gamle anlegg saneres. Ved ny forbindelse fra Samnanger eller Modalen forventer vi imidlertid at drifts- og vedlikeholdskostnadene øker med henholdsvis 1 og 2 MNOK per år. Grunnen til at kostnaden er høyest for konseptet fra Modalen er at vi forventer at denne forbindelsen vil bli lengre. I tillegg innebærer den med sikkerhet en eller flere sjøkabelanlegg, som vi av erfaring vet har høyere drifts- og vedlikeholdskostnader enn luft- og jordkabelanlegg.

13.7 Tapkostnadene øker omtrent like mye i alle konseptene

Overføringstapene i nettet avhenger av motstand og strøm i kraftsystemet. I dette avsnittet omtaler vi overføringstapene internt i Bergen og omland. Overføringstap som følge av økt belastning på ledningene inn til området er inkludert i nytten omtalt i kapittel 13.3. Tabell 13–19 viser tapkostnaden i nåverdi i de ulike konseptene.

Tabell 13–19 I middelsscenarioet øker tapkostnaden i konseptene. Tapene øker selv om transmisjonsnettene får høyere kapasitet, fordi forbruket også øker.

2020-MNOK nåverdi	Ny forbindelse fra Samnanger	Ny forbindelse fra Modalen	Spenningsoppgradering
Tapkostnad	160	160	150

Høyere forbruk gir høyere overføringstap, selv om vi bygger nytt transmisjonsnett

Konseptene vi vurderer bidrar isolert sett til lavere tap i nettet gjennom tiltak som reduserer resistans og/eller øker spenningen. Økte overføringstap som følge av høyere forbruk er imidlertid større enn reduserte overføringstap som følge av konseptene. Dermed øker tapkostnaden samlet sett i konseptene i forhold til i nullalternativet.

Overføringstapene er størst med ny ledning fra Samnanger eller Modalen, med 20 GWh per år i 2030. Med basis kraftprisbane gir dette en nåverdi på rundt 160 MNOK. I spenningsoppgraderingskonseptet er tapene litt lavere, rundt 10 GWh per år. Dette utgjør rundt 150 MNOK i nåverdi.

Overføringstap er sensitivt for endring i forbruk, kraftpris og linetype

Tabell 13–20 viser utfallsrommet for nåverdien av tapkostnadene. Optimistisk scenario (med tanke på størrelsen på kostnadene) kombinerer lav kraftpris og lav forbruksvekst, mens pessimistisk scenario kombinerer høy kraftpris og høy forbruksvekst. Negative verdier viser tapsgevinst, positive verdier viser tapkostnad. Det er forbruksveksten som har størst effekt på overføringstapene, og kan gjøre tapkostnad om til tapsgevinst.

Tabell 13–20: Usikkerhet i overføringstap. I beste fall bidrar den til økt lønnsomhet, men kan også svekke den.

	Ny forbindelse fra Samnanger	Ny forbindelse fra Modalen	Spenningsoppgradering
Optimistisk	-160	-160	-200
Forventet	160	160	150
Pessimistisk	290	290	230

Tapskostnadene varierer med de ulike kraftprisscenarioene som vi har beskrevet i vår langsiktige markedsanalyse (Statnett SF 2018). Generelt ser vi at kraftprisen har liten effekt på tapskostnadene i nettet i hovedkonseptene, da tapene målt i GWh er relativt beskjedne. Med ny forbindelse varierer tapskostnadene mellom 70–120 MNOK i lav og høy kraftprisbane, mens i spenningsoppgraderingskonseptet varierer kostnadene mellom 50–80 MNOK.

Tapskostnaden er også sensitiv for størrelsen på forbruksveksten i området og kraftprisene. Høyere forbruk vil gi høyere tapskostnader, alt annet likt. Motsatt vil lavere forbruk gi lavere overføringstap. Dette blir diskutert nærmere i usikkerhetsanalysen, kapittel 14.

Videre avhenger overføringstapene av hvilken linetype vi velger. Statnett bruker duplex Parrot som standard for 420 kV-luftledninger, og tapskostnadene er beregnet med utgangspunkt i dette. Det finnes imidlertid linetyper som gir lavere tap, for samme mengde strøm som blir overført. Dermed kan valg av teknologi i senere faser av prosjektet gjøre at tapskostnadene i konseptene blir lavere enn det nedre spennet i tabell 13-20. Dette kan øke lønnsomheten av alle konseptene, avhengig av kostnaden for annen linetype.

13.8 Konseptene har negativ konsekvens for natur og miljø

Virkningene for natur og miljø er en viktig del av beslutningsgrunnlaget når vi vurderer ulike alternativer opp mot hverandre. Natur- og miljøinngrep er både vanskelige og kontroversielle å prissette. De behandles derfor som en ikke-prissatt virkning. Vi bruker pluss-minusmetoden for å synliggjøre våre kvalitative vurderinger. Ved denne metoden vurderer vi natur- og miljøvirkningene ut fra aspektene «verdi» og «omfang». I kombinasjon utgjør disse en konsekvens. For mer informasjon om miljøvurderingene viser vi til rapporten "Miljøvurdering til KVU Bergen og omland" (Statnett 2020).

Tabell 13–21 oppsummerer miljøkonsekvensen. Samlet sett er miljøkonsekvensen stor (---) med ny forbindelse fra Samnanger eller Modalen, mens den er middels stor i spenningsoppgraderingskonseptet (--). Dette skyldes i hovedsak at ny forbindelse fra Modalen eller Samnanger har et stort omfang (målt i antall kilometer) ny luftledning og/eller kabel (60-140 km), og antall mennesker som berøres av konseptene.

Tabell 13–21 Samlet miljøkonsekvens er høyest med ny forbindelse fra Samnanger eller Modalen. Alle konseptene er kontroversielle og vil gi negativ virkning, men spenningsoppgradering kommer bedre ut da det i større grad er mulig å gjenbruke traséer og samle anlegg.

Nullalternativet	Ny forbindelse fra Samnanger	Ny forbindelse fra Modalen	Spenningsoppgradering
0	---	---	--

Nullalternativet innebærer store reinvesteringer, som også vil påvirke natur og miljø. I prinsippet er det de samme inngrepene som i konseptet med spenningsoppgradering. De reinvesteringene som har størst påvirkning på natur og miljø legger vi imidlertid til grunn at blir gjennomført mellom 2045 og 2075. Da

vil diskonteringseffekten²⁸ gjøre at nåverdien av denne miljøkostnaden blir liten. Vi har derfor lagt til grunn at det er ubetydelige konsekvenser for natur og miljø i nullalternativet.

Omfang

Med konseptenes omfang menes hvilke endringer på miljøet tiltaket er antatt å medføre. Antall kilometer med ny ledning og/eller hvor mange mennesker som berøres av konseptene er avgjørende for omfangsvurderingen. Fordi ny forbindelse fra Modalen eller Samnanger innebærer et høyt antall kilometer ny luftledning/kabel og berører mange mennesker, vurderer vi omfanget som stort (---). Spenningsoppgradering har noe lavere omfang, da det trolig i større grad vil være mulig å gjenbruke eksisterende traséer og samle inngrep. Omfanget settes derfor til middels stort (--).

Tabell 13–22 Omfanget av ny forbindelse fra Modalen og Kollnes er stort, og middels stort i spenningsoppgradering

	Nullalternativet	Ny forbindelse fra Samnanger	Ny forbindelse fra Modalen	Spenningsoppgradering
Omfang	0	---	---	--

Oppgradering av ledning Sogndal–Hove–Refsdal–Modalen, samt spenningsheving Modalen–Haugsvær–Lindås–Kollsnes og økt kapasitet på kabelstrekningen mellom Lille Sotra og Kollsnes (Øygardskabelen), inngår i alle konseptene, men vurderes hver for seg å ha et lite negativt omfang (-).

Ny forbindelse fra Samnanger innebærer 60-80 kilometer ny luftledning/kabel, mens ny ledning fra Modalen innebærer mellom 80 og 140 kilometer ny luftledning/kabel. Spenningsoppgraderingskonseptet innebærer oppgradering av cirka 320 kilometer eksisterende ledning og fem transformatorstasjoner. I miljøvurderingen har vi lagt til grunn at sistnevnte konsept innebærer stor grad av nye traséer, parallelt med eller uavhengig av dagens.

Siden utredningsområdet inneholder Norges nest største by med delvis tettbygde nærrområder, legger vi til grunn at konseptene berører mange mennesker. Både tettbygde strøk, hytteområder, mye brukte friluftsområder og kulturminner/kulturmiljø vil berøres av konseptene.

Verdi

I tabell 13–23 oppsummerer vi vurderingen av verdien av de ulike økosystemtjenestene som konseptene vil berøre. Vi ser at det er liten forskjell mellom konseptene og at vi vurderer verdien som middels eller stor innenfor de fleste kategorier. Samlet sett vurderer vi verdien som middels stor (--) i alle konsept.

Tabell 13–23 Verdien av økosystemtjenestene som konseptene berører vurderes samlet sett som middels stor

	Nullalternativet	Ny forbindelse fra Samnanger	Ny forbindelse fra Modalen	Spenningsoppgradering
Verdi	0	--	--	--

²⁸ Med fire prosent diskonteringsrente betyr dette at inngrepene i nåverdi vil utgjøre mellom 10 og 40 prosent av konsekvensen av å gjøre de samme tiltakene i dag. De fleste ligger på tidspunkt som gir rundt 20 prosent av dagens kostnad

Verdien av økosystemtjenestene som påvirkes av Sogndal–Modalen vurderer vi alene til middels stor (--). Verdien av spenningsheving Modalen–Haugsvær–Lindås–Kollsnes og økt kapasitet på kabelstrekningen mellom Lille Sotra og Kollsnes (Øygardskabelen) vurderer vi isolert sett som liten (-).

Kostnaden for natur og miljø er usikker før trasévalg og konsesjonsbehandling

Usikkerheten i miljøvurderingen er stor og særlig knyttet til omfanget (antall km ny luftledning og/eller kabel) i utbyggingskonseptene. Dette er forhold som blir nærmere avklart ved løsningsvalg og i konsesjonsprosessen. Denne henger tett sammen med usikkerheten i investeringskostnadene som beskrevet i usikkerhetsanalysen.

Vurderingene av verdi er også usikker, hovedsakelig på grunn av det overordnede nivået på miljøvurderingen og at det ikke er besluttet hvilken trasé forbindelsene skal gå i. Eksempelvis er det forskjell på hvilke type områder de to konseptene med ny forbindelse berører. Usikkerheten kan trekke i positiv eller negativ retning, uten at vi kan si hvilken retning som er sterkest. Med den informasjonen vi har nå, mener vi derfor det ikke endrer rangeringen av konseptene ut fra ikke-prissatte virkninger.

Miljøvirkninger vil være gjenstand for en grundig myndighetsbehandling og en sentral del av konsesjonsprosessen for tiltakene som blir vurdert omsøkt. Som en del av prosessen med eventuelle melding(er) og søknad(er) etter energiloven vil konsekvensene av de ulike tiltakene bli utredet og vurdert. Myndighetene vil så avgjøre om natur- og miljøvirkningene av tiltakene er akseptable, sett opp mot øvrige kostnader og nytte tiltakene gir.

14 Usikkerhetsanalyse

I kapittel 13 vurderte vi prissatte og ikke-prissatte virkninger, og der så vi at ny forbindelse fra Samnanger og spenningsoppgradering fremstår som de beste konseptene. Som beskrevet er det er imidlertid usikkerhet i verdien på alle virkningene. I dette kapitlet undersøker vi om det er usikkerheter som gjør at vi endrer rangeringen.

Basert på usikkerhetsspennet og størrelsen på virkningene som presentert i kapittel 13 er det endringer i investerings- og reinvesteringskostnader, natur og miljøkostnader, verdi av nytt forbruk og avbruddskostnader som i størst grad kan endre rangering. Vi har derfor sett på hvordan de viktigste driverne bak disse virkningene påvirker rangering og lønnsomhet.

Vi finner at usikkerhet på både nytte- og kostnadssiden, både alene og kombinert, kan endre rangering av konseptene. Usikkerheten går imidlertid begge veier, men vi kan ikke se at usikkerheten i seg selv gir grunnlag for å endre rangeringen fra kapittel 13. Konseptene har imidlertid ulike muligheter for å håndtere usikkerheten. Om dette gir realopsjoner av verdi, som videre kan endre rangeringen, blir diskutert kapittel 15.

14.1 Forbruksutviklingen er usikker og utfallsrommet stort – dette påvirker lønnsomheten

Forbruksutviklingen er den største driveren for usikkerheten på nyttesiden. Den påvirker avbruddskostnader, overføringstap og verdien av nytt forbruk konseptene legger til rette for. Som beskrevet i Del II om mål og rammer, vurderer Statnett om tilknytningen er driftsmessig forsvarlig før sluttbrukere kan få tilgang til nettet eller øke sitt uttak. Denne vurderingen påvirker igjen hva forbruksveksten faktisk kan bli. Forskjell i ledetider mellom forbruk og økt nettkapasitet bidrar også til usikkerhet om alle planene blir realisert.

Usikkerheten i beregnede nyttevirksomheter er stor og trekker ikke entydig i en retning. De gir derfor ikke grunnlag for å endre rangering etter vurderingene i kapittel 13. Konseptene kan imidlertid ha ulike muligheter til å håndtere usikkerheten på nyttesiden. Om dette gir realopsjoner av verdi blir diskutert i neste kapittel.

Ny forbindelse vil gjøre det driftsmessig forsvarlig med mer forbruk enn spenningsoppgradering

Som beskrevet i Del II Mål og rammer, har Statnett fastsatt følgende kriterier for hva som må være oppfylt for å sikre en driftsmessig forsvarlig tilknytning:

- Strøm- og spenningsgrenser må overholdes
- Eksisterende kunder i nettet må fortsatt ha akseptabel leveringspålitelighet
- Tilknytningen må som hovedregel ikke medføre brudd på Statnetts driftspolicy

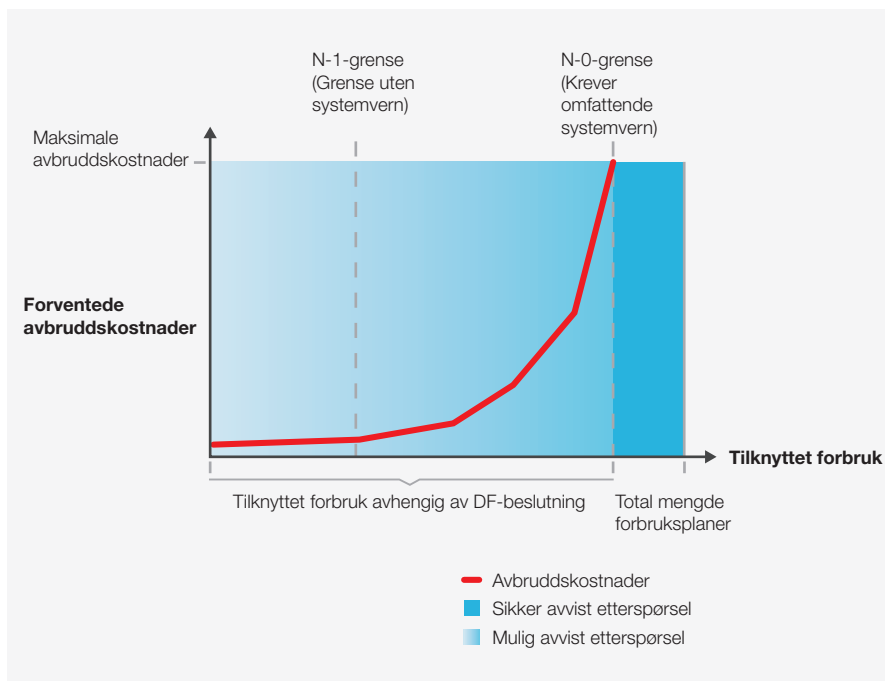
De to første kriteriene er utledet av regulatoriske føringer og vi vurderer disse som skal-krav. Ettersom det siste kriteriet er formulert som en hovedregel, anser vi dette som et bør-krav. På bakgrunn av dette, har vi i mulighetsstudien argumentert for hvorfor vi analytisk legger til grunn at vi kan knytte til forbruk opp til overføringsgrensene i intaktnett (N=0) i nullalternativet.

I Bergen og omland er det ikke driftsmessig forsvarlig å knytte til forbruk helt opp mot intaktnettkapasiteten i nettet. I praksis forventer vi derfor at vi ikke kan knytte til så mye forbruk som vi har lagt til grunn i nullalternativet. Dette vil gi lavere avbruddskostnader og overføringstap, og høyere avvist etterspørsel enn det som er vist i analysen. Det er imidlertid usikkert hvor mye forbruk som faktisk blir vurdert som driftsmessig forsvarlig i hvert konsept. Slike avgjørelser blir tatt i hver enkelt tilknytningssak. Den prinsipielle sammenhengen mellom avvist etterspørsel og avbruddskostnader er vist i figur 14–1.

Selv om usikkerhet i hva som blir vurdert som driftsmessig forsvarlig gir utslag i avbruddskostnader, overføringstap og avvist etterspørsel, mener vi at denne usikkerheten ikke påvirker rangeringen av konseptene. Avvist etterspørsel har en negativ verdi i form av tapt verdiskaping eller høyere etableringskostnader, men er krevende å verdsette. Vi mener at denne kostnaden prinsipielt skal veie opp for lavere avbruddskostnader.

Driftsmessig forsvarlig-vurderingen kan imidlertid påvirke rangeringen av konseptene. Som beskrevet i del II om Mål og rammer har Statnett etablert en driftspolicy som sier at etter en enkeltfeil skal maksimalt 500 MW bli koblet ut og at alt dette skal kobles

Figur 14–1 Prinsippskisse av sammenhengen mellom tilknyttet forbruk og forventede avbruddskostnader. Økt forbruk ut over N–1-kapasiteten gir stadig raskere vekst i avbruddskostnader ettersom feil på flere forbindelser vil gi avbrudd. Intaktnettgrensene i nettet definerer maksimalt forbruk innenfor forskriftskrav til strøm- og spenning, og dermed maksimale avbruddskostnader.



inn igjen innen 30 minutter. Ved planlagte driftsstanser skal en enkeltfeil ikke føre til at mer enn 500 MW blir koblet ut og kun 200 MW av dette kan forbli utkoblet i inntil fire timer, alt forbruk utover 200 MW som blir koblet ut skal kobles inn igjen innen to timer.

Alle konseptene gir N–1 forsyningsikkerhet til forbruket i middelscenarioet, og oppfylder dermed delen av driftspolicyen som omhandler enkeltfeil. Konseptene med ny forbindelse har noe høyere N–1 kapasitet, og det er derfor sannsynlig at det er driftsmessig forsvarlig med mer forbruk i disse konseptene, enn ved spenningsoppgradering.

Det er ikke mulig å oppfylle delen av driftspolicyen som omhandler feil under planlagt driftsstans med kun to forbindelser. Det er ikke produksjon i området, eller mulighet for å forsyne forbruket gjennom regionalnettet dersom begge transmisjonsnettledningene er ute samtidig. En ny forbindelse er derfor eneste måte å oppfylle dette. For forbruket under Lindås kan ingen av konseptene gi fullverdig N–1–1 forsyningsikkerhet, med mindre en ny forbindelse fra Modalen går innom Lindås stasjon.

Dette gjør at risikofordelingen på avbruddskostnadene i konseptene er ulike. Ved kun spenningsoppgradering vil enkelte hendelser gi høyere konsekvens enn dersom vi har en tredje forbindelse til Kollsnes. Dette er reflektert i forventningsverdiene. Ny forbindelse har imidlertid en fordel fordi sannsynligheten er lavere for at en hendelse med høy konsekvens inntreffer. Dette underbygger ytterligere at det er sannsynlig at vi kan knytte til mer forbruk i konseptene med ny forbindelse, enn ved spenningsoppgradering. Om dette har verdi blir omtalt i kapittel om realopsjoner.

Endring i forbruksutvikling endrer rangering etter prissatte virkninger

I prissatte virkninger er det avbruddskostnader som i størst grad blir påvirket av endringer i forbruksutviklingen. I tillegg vil det ha en stor effekt på overføringstapene.

Lav forbruksvekst reduserer lønnsomheten til alle konseptene

Tabell 14–1 illustrerer den samfunnsøkonomiske lønnsomheten til konseptene dersom lavscenariot inntreffer. Nåverdien av de forventede avbruddskostnadene i nullalternativet blir redusert med nesten 1,4 milliarder kroner. Avbruddskostnadene blir også redusert i konseptene, i tillegg vil overføringstapene bli redusert sammenlignet med nullalternativet (i motsetning til i middelscenariot der de øker fordi vi kan knytte til mer forbruk i konseptene). Kombinasjonen av disse to reduksjonene er imidlertid ikke lenger nok til å veie opp for investeringskostnadene. Ved lav forbruksvekst er derfor verken ny forbindelse eller spenningsoppgradering bedre enn nullalternativet i prissatte virkninger. I tillegg har konseptene ulemper for natur og miljø. Mellom konseptene er også rangeringen da usikker. Differansen mellom for eksempel ny forbindelse fra Samnanger og spenningsoppgradering er nå 70 MNOK, mens spenningsoppgradering fortsatt har lavere konsekvens for natur og miljø. I et slikt scenario kan derfor lavere miljøkonsekvens gjøre at konseptet med spenningsoppgradering kommer best ut.

Tabell 14–1: Samfunnsøkonomisk lønnsomhet av konseptene dersom lavscenariot for forbruksvekst inntreffer. Verdien av det nye forbruket må da være høyt for å veie opp for negativ prissatt lønnsomhet og negative virkninger for natur og miljø

	Sogndal–Modalen, Trinn 1 +			
	Nullalternativet	Ny forbindelse fra Samnanger	Ny forbindelse fra Modalen	Spenningsoppgradering av eksisterende nett så raskt som mulig
Nåverdi [2020-kr]	Alternativene inkluderer spenningsoppgradering av eksisterende nett på reinvesteringstidspunkt, med mulighet for forsert gjennomføring			
Prissatte virkninger [MNOK]				
Investeringskostnader	0	-3 410	-3 450	-4 650
Reinvesteringer	-3 490	-2 110	-2 650	-980
Drift- og vedlikeholdskostnader	0	-10	-30	0
Avbruddskostnader feil	-830	-10	-10	-30
Avbruddskostnader planlagt utkobling	-570	0	0	0
Overføringstap	0	200	200	250
Reduserte flaskehalskostnader	0	0	0	0
Sum prissatte virkninger	-4 890	- 5 340	-5 940	-5 410
Rangering prissatte virkninger	1	2	4	3

I mulighetsstudien forkastet vi imidlertid noen tiltak fordi de ikke muliggjør driftsmessig forsvarlig tilknytning av forbruk i middelsscenarioet. Tiltakene inngår imidlertid i alle konseptene. Dette gir en fleksibilitet når forbruksutviklingen er usikker. Om denne fleksibiliteten er en realopsjon av verdi blir diskutert i neste kapittel.

Ved høy forbruksvekst gir ikke konseptene nok kapasitet til alt nytt forbruk

Vi har ikke fullt ut regnet på lønnsomheten av konseptene ved høy forbruksvekst. I nullalternativet er det ikke mulig å knytte til mer forbruk innenfor strøm- og spenningsgrenser i intaktnett. Gitt at forbruket kommer langs kysten under Kollsnes og Lindås, vil høyere forbruksutvikling enn i middelsscenarioet gi utslag i økt avvist etterspørsel, og ikke i økte avbruddskostnader i nullalternativet. Videre vil ingen av konseptene gi nok kapasitet for å knytte til alt forbruk i høyscenarioet innenfor forskriftsmessige strøm- og spenningsgrenser i intakt nett. Tilknytning av nytt forbruk opptil intaktnettgrensen i nettet gir også så mye forbruk som må kobles ut ved feil at beregningsmodellen vår bryter sammen. Dette er en sterk indikasjon på at det ikke vil fungere i virkeligheten.

Mer forbruk etter at konseptene er satt i drift vil imidlertid gi høyere belastning av nettet. Da vil avbrudds-, taps- og flaskehalskostnadene øke. I prissatte virkninger vil derfor alle konseptene trolig komme dårligere ut enn nullalternativet.

For å kunne knytte til forbruk i høyscenarioet innenfor intaktnettgrensene må vi som minimum både bygge ny forbindelse fra Samnanger eller Modalen og gjennomføre deler av spenningsoppgraderingskonseptet. I tillegg vil det være behov for ytterligere tiltak for å øke kapasiteten inn til området, utover å spenningsoppgradere Sogndal–Modalen. Dermed kan å kombinere konseptene være en rasjonell trinnvis utvikling. Om dette øker verdien av konseptene blir diskutert i kapittel 15 om realopsjoner.

Forbruket kan komme senere og utvikle seg annerledes enn vi har lagt til grunn

Vi har lagt til grunn at det nye forbruket i stor grad ønsker å etablere seg før 2030. Etter dette har vi lagt til grunn at forbruket gradvis synker, mye på grunn av nedtrapping i petroleumsindustrien. Det kan imidlertid være at forbruket kommer senere, faller raskere eller blir værende høyt lenger enn vi har lagt til grunn²⁹. Tabell 14–2 viser hvordan differansen til nullalternativet blir dersom vi endrer på disse forutsetningene.

Tabell 14–2: Differanse til nullalternativet i prissatte virkninger ved endring i når forbruk kommer og faller i annet tempo. Dersom forbruket faller raskere reduseres lønnsomheten av alle konseptene, mens holder det seg høyt lenger styrkes konseptene med ny forbindelse.

Nåverdi 2020-MNOK	Forbruk faller raskere			Forbruk holder seg høyt lenger		
	Samnanger	Modalen	Spennings-oppgradering	Samnanger	Modalen	Spennings-oppgradering
Forbruk som forventet	320	-280	160	1 560	960	1 390
Forbruk kommer senere	80	-520	-160	500	-100	250

29 I denne sensitivitetsanalysen har vi testet hvordan lønnsomheten påvirkes av nedgang på 10 prosent fra 2035 i stedet for fra 2040, 2030-nivå på forbruket frem til 2040, deretter 10 prosent nedgang i året og topp på forbruket i 2035 i stedet for 2030

Dersom forbruket faller fortere enn vi har lagt til grunn, vil lønnsomheten av konseptene bli redusert fordi årlige avbruddskostnader blir lavere utover analyseperioden. Både ny forbindelse fra Samnanger og spenningsoppgradering er fortsatt bedre enn nullalternativet i prissatte virkninger. Dette endrer dermed ikke rangering av konseptene.

Det er også en mulighet at forbruket holder seg høyt lenger enn vi har lagt til grunn. Dette øker avbruddskostnadene i nullalternativet med om lag 1 milliard kroner. I prissatte virkninger øker differansen til nullalternativet med omtrent den samme summen, og alle konseptene er da bedre enn nullalternativet. Rangeringen mellom konseptene er imidlertid den samme.

Dersom mye av det nye forbruket kommer senere vil avbruddskostnadene i både nullalternativet og konseptene reduseres. Hvis forbruket i tillegg faller raskere reduseres lønnsomheten til alle konseptene. Rangering etter prissatte virkninger endrer seg, og kun ny forbindelse fra Samnanger er bedre enn nullalternativet i prissatte virkninger. I motsatt fall, at forbruket holder seg høyt lenger, blir lønnsomheten av konseptene med ny forbindelse omtrent som vi har lagt til grunn i kapittel 13. Spenningsoppgraderingskonseptet blir imidlertid dårligere. Rangeringen er den samme, men differansen mellom ny forbindelse fra Samnanger og spenningsoppgradering har økt til 250 MNOK.

14.2 Usikkerhet i løsningsvalg påvirker investerings- og miljøkostnadene

I kapittel 13 så vi at konseptene koster mer eller mindre det samme når vi tar hensyn til både investerings- og reinvesteringskostnader. Videre har spenningsoppgradering en lavere negativ virkning på natur og miljø. Usikkerheten i disse virkningene er betydelige og overlappende mellom konseptene.

Det er scenarioer hvor rangering i prissatte virkninger, både mot nullalternativet og mellom konseptene blir endret. I spenningsoppgraderingskonseptet vil trolig lavere kostnad korrelere med lavere negativ virkning for natur og miljø. For ny forbindelse er det mer sannsynlig at det motsatte er tilfellet: At investeringskostnadene øker for å redusere miljøbelastningen av konseptet. Videre kan vi ikke utelukke at ny forbindelse fra Modalen kan komme bedre ut enn ny forbindelse fra Samnanger. Usikkerheten trekker imidlertid ikke entydig i en retning og gir ikke grunnlag for å endre rangering etter kapittel 13.

Trasévalg og informasjon om eksisterende nett kan endre rangering

Det er ulike drivere bak usikkerhetsspennene i de forskjellige konseptene. Disse driverne er uavhengig av hverandre. Det er derfor scenarioer der rangeringen av konseptene blir endret.

I konseptvalgutredninger blir det ikke detaljert vurdert hvilken trasé en ny forbindelse skal gå i. Vi gjør heller ikke nøyaktige tekniske vurderinger av eksisterende nett. Vi legger derfor til grunn billigste mulige teknologi for å øke kapasiteten ved å spenningsoppgradere eller bygge nye forbindelser. I forventet investeringskostnad er det tatt hensyn til at trasévalg samt teknologi på eksisterende ledninger er usikker. Miljøvurderingen tar også høyde for at utfallsrommet for løsningsvalg er stort.

I konseptet med spenningsoppgradering er vi usikre på hvor mye av eksisterende nett som kan oppisoleres. Dersom vi ikke trenger å bygge nye luftledninger for å heve spenningen på en del av luftledningsstrekke, reduseres nåverdien av investeringskostnadene med over 600 MNOK kroner til 4 milliarder kroner. I tillegg vil trolig miljøkostnaden bli lavere, da vi ikke må flytte eksisterende trasé. Alt annet likt vil spenningsoppgradering komme best ut i prissatte virkninger, både mot nullalternativet og de andre konseptene, dersom vi kan oppisolere disse luftledningene. Samtidig kan det skje at ingen av ledningsstrekke kan oppisoleres. Da vil både investerings- og miljøkostnadene ved spenningsoppgradering øke, og konseptene med ny forbindelse kommer bedre ut.

De ulike utfallene er illustrert til venstre i tabell 14–3. Grønn og rød farge angir om konseptet er bedre enn nullalternativet i prissatte virkninger. Teksten angir hvilket av de tre konseptene som kommer best ut i prissatte virkninger.

Videre kan også usikkerhet i trasévalg endre om Modalen eller Samnanger er beste startpunkt for en ny forbindelse. Hvis traséen fra Modalen gir investeringskostnad i den nedre delen av usikkerhetsspennet, og investeringskostnad fra Samnanger blir 3,1 milliarder eller høyere, fremstår Modalen fremstår som bedre enn Samnanger. Dette er illustrert til høyre i tabell 14–3.

Tabell 14–3: Usikkerhet i trasévalg og mengden oppisolering påvirker rangering av konseptene. Fargene angir om konseptet også er bedre (grønn) eller dårligere (rød) enn nullalternativet i prissatte virkninger.

	Mye oppisolering	Lite oppisolering		Dyr trasé fra Modalen	Billig trasé fra Modalen
Dyr trasé	Spenningsoppgradering	Ny forbindelse fra Samnanger	Dyr trasé fra Samnanger	Ny forbindelse fra Samnanger	Ny forbindelse fra Modalen
Billig trasé	Ny forbindelse fra Samnanger	Ny forbindelse fra Samnanger	Billig trasé fra Samnanger	Ny forbindelse fra Samnanger	Ny forbindelse fra Samnanger

I mulighetsstudien vurderte vi en HVDC-forbindelse fra Grov som konsept for å bedre forsyningssikkerheten i Bergen og omland. Selv om konseptet har mindre negativ virkning for natur og miljø, ble HVDC-forbindelsen forkastet fordi investeringskostnadene er høyere enn for de andre konseptene. I tillegg dekker det svært lite av reinvesteringsbehovet.

HVDC fra Grov er estimert til 6-7 milliarder kroner. Kostnadsspennet for ny forbindelse fra Samnanger eller Modalen viser at konseptene kan komme til å koste opp mot 6 milliarder kroner. Høyeste mulige investeringskostnad for ny forbindelse er hvis de bygges som sjøkabel hele veien. Dette scenarioet inngår ikke i kostnadsspennet, men vi antar at det i så fall vil koste det samme som HVDC fra Grov. Vi mener derfor forkastningen av HVDC fra Grov er robust sammenlignet med usikkerheten i konseptene med ny forbindelse.

Øvre del av kostnadsspennet for spenningsoppgradering er i underkant av 8 milliarder kroner. Dette er mer enn HVDC fra Grov. Spenningsoppgradering innebærer imidlertid også 4 milliarder i sparte reinvesteringer. Når dette tas i

betraktning er forkastningen av HVDC fra Grov også robust mot konseptet med spenningsoppgradering.

Størrelsen på investerings- og reinvesteringskostnadene påvirker rangeringen og lønnsomhet

Størrelsen på investerings- og reinvesteringskostnadene påvirker både rangeringen og lønnsomheten til konseptene i prissatte virkninger. Tabell 14–4 illustrerer hvordan rangering og lønnsomhet i prissatte virkninger blir påvirket når vi kombinerer dem med de pessimistiske (høye) og optimistiske (lave) kostnadsestimatene.

Tabell 14–4: Usikkerhet i investering- og reinvesteringskostnader påvirker rangering av konseptene. Fargene angir om konseptet også er bedre (grønn) eller dårligere (rød) enn nullalternativet i prissatte virkninger.

	Pessimistiske investeringskostnader	Optimistiske investeringskostnader
Pessimistiske reinvesteringskostnader	Spenningsoppgradering	Spenningsoppgradering
Optimistiske reinvesteringskostnader	Ny forbindelse fra Samnanger	Ny forbindelse fra Samnanger

Vi ser at optimistiske estimat på investeringskostnader gjør alle konseptene er bedre enn nullalternativet (grønne) i prissatte virkninger, uansett om reinvesteringskostnadene er høye eller lave. Motsatt vil pessimistiske investeringskostnader alltid gjøre konseptene er dårligere enn nullalternativet (røde) i prissatte virkninger. I tillegg ser vi at forholdet mellom investerings- og reinvesteringskostnader påvirker hvilket konsept som er best. Høyere reinvesteringskostnader enn vi har lagt til grunn øker lønnsomheten til konseptet med spenningsoppgradering, mens lavere reinvesteringskostnader styrker konseptene med ny forbindelse.

14.3 Lave investeringskostnader gjør konseptene lønnsomme uavhengig av forbruksvekst

Vi har analysert hvordan kombinasjoner av optimistiske (lave) og pessimistiske (høye) investeringskostnader og høy og lav forbruksvekst påvirker lønnsomhet og rangering av konseptene. Tabell 14–5 illustrerer hvordan kombinasjon av ekstremutfallene kommer ut. Grønn og rød farge angir om konseptet er henholdsvis lønnsomt eller ikke i prissatte virkninger, sammenlignet med nullalternativet. Konseptet som står skrevet er det mest lønnsomme konsept i prissatte virkninger.

Tabell 14–5: Kombinasjon av usikkerhet i investeringskostnader og forbruksvekst. Fargene angir om konseptet også er bedre (grønn) eller dårligere (rød) enn nullalternativet i prissatte virkninger.

	Pessimistiske investeringskostnader	Optimistiske investeringskostnader
Lav forbruksvekst	Spenningsoppgradering og ny forbindelse fra Samnanger	Spenningsoppgradering
Høy forbruksvekst	Ny forbindelse fra Samnanger	Ny forbindelse fra Samnanger

Når vi kombinerer lav forbruksvekst med lavere investerings- og reinvesteringstkostnader fremstår alle konseptene som lønnsomme i prissatte virkninger. Spenningsoppgradering kommer best ut. Ved lavere andel oppisolering eller høyere reinvesteringstkostnader kommer imidlertid ny forbindelse fra Samnanger best ut.

Ved lave investerings- og reinvesteringstkostnader er også alle konseptene lønnsomme i prissatte virkninger. I et slikt tilfelle er ny forbindelse fra Samnanger beste konsept. Dette fordi det fortsatt har lavere investerings- og reinvesteringstkostnader enn ny forbindelse fra Modalen, og reduserer avbruddskostnadene mer enn konseptet med spenningsoppgradering.

Dersom investeringskostnadene blir høye er ingen av konseptene lønnsomme i prissatte virkninger, uavhengig av hva forbruksveksten blir. Fordi ny forbindelse fra Samnanger gir lavere avbruddskostnader kommer den bedre ut hvis forbruksveksten blir høy. Ved sikkerhet om lav forbruksvekst er spenningsoppgradering best hvis investeringskostnadene blir lave.

Videre viser tabellen at lønnsomheten av konseptene er mest avhengig av investeringskostnadene. Hvis disse er i den lavere delen av utfallsrommet som beskrevet i kapittel 13.4, er konseptene lønnsomme uavhengig av hva forbruksveksten blir.

14.4 Konseptene får høyere nytte dersom det kommer ny produksjon i området

Som nevnt i behovsanalysen kapittel 2 er det planer om store vindkraftverk i Bergen og omland. Norsk vind energi har sendt melding om at de ønsker å søke konsesjon for bygging av flere vindparker i Stølsheimen på til sammen 1500 MW, kalt Hordavind. Av disse er 500 MW planlagt tilknyttet i Haugsvær stasjon og de resterende 1000 MW i Modalen stasjon. Planene er imidlertid så umodne at vi ikke har lagt de til grunn i analysen. Dersom prosjektet blir realisert kan det imidlertid øke nytten av konseptene.

Ettersom BKK er et underskuddsområde vil det være svært positivt for forsyningssikkerheten å øke produksjonen i området. Vindkraft er en ikke-regulerbar energikilde og kan således bare være til nytte når det blåser. I dette tilfellet er vindprosjektet så stort og sprer seg over et såpass stort geografisk område at det er rimelig å forvente at det vil være noe produksjon store deler av året. Derfor vil ny vindkraft i denne skalaen redusere flaskehalskostnadene, og noe av avbruddskostnadene og tapene i nullalternativet.

Vindkraften er planlagt i den produksjonstunge delen av nettet i området. I likhet med den eksisterende produksjonen er det derfor et behov for å frakte energien et stykke fra produksjonssted til forbruk. Simuleringer viser at kraften i all hovedsak vil flyte mot Kollsnes og dermed belaste ledningen Modalen–Haugsvær–Lindås–Kollsnes. I vårt middelsscenario for forbruksvekst er lasten på Kollsnes såpass høy at ledningen Haugsvær–Lindås vil bli overbelastet i intaktnett på grunn av at mye kraft tar denne veien. Det er derfor kun plass til omtrent 500 MW ny vindkraft i nullalternativet.

Hvis vi sannsynlighetsjusterer de 1500 MW fra Hordavind vil vi trolig få plass til forventet volum i nullalternativet, og i konseptene. Hvis alt skulle bli realisert, vil det imidlertid være mulig å knytte til mer i konseptene enn i nullalternativet. Spenningsheving av Modalen–Kollsnes, som er felles i alle konseptene vil øke kapasiteten på den begrensende ledningen Haugsvær–Lindås. Dette tiltaket legger derfor til rette for at omtrent 1100 MW vindkraft kan knyttes til. Videre viser våre analyser at det kun er ny forbindelse fra Modalen og spenningsoppgradering som muliggjør tilknytning av hele Hordavind-prosjektet på 1500 MW. Dette fordi det øker kapasiteten mellom produksjonen i nord-øst og forbruket i sør-vest. Med ny forbindelse fra Samnanger kan vi knytte til noe mer vindkraft enn etter spenningsheving, men ikke hele Hordavind-prosjektet på 1500 MW.

Med utbyggingskostnader på mellom 8 MNOK/MW³⁰, og våre basis forutsetninger om kraftpris og drift og vedlikeholdskostnader får vi en verdiskaping på rundt 180 MNOK i nåverdi ved 500 MW vindkraft. Med 1500 MW øker verdiskapingen til 540 MNOK i nåverdi. Nytt av ny forbindelse fra Modalen og spenningsoppgradering kan altså øke med 360 MNOK hvis det kommer vindkraft i området. For ny forbindelse fra Samnanger vil nytten være noe lavere.

Som nevnt er dette usikre planer, både om, når og hvor mye av det som blir realisert. I tillegg vil det ha en negativ miljøkonsekvens som ikke er hensyntatt i beregningene over. Vi mener derfor ikke dette er egnet til å endre rangering av konseptene.

30 Basert på utbyggingskostnader på 12 mrd. kroner og 1 500 MW <https://www.tu.no/artikler/hordaland-kan-fa-europas-storste-vindkraft-verk-pa-land/460355>

15 Realopsjoner

I samfunnsøkonomiske analyser benytter vi nåverdimetoden for å beregne hvorvidt et prosjekt er lønnsomt eller ikke. Nåverdimetoden er basert på forventningsverdier og tar normalt ikke hensyn til verdien av å kunne utsette hele eller deler av investeringene. Opsjonsteori kan derfor benyttes til å verdsette verdien av å avvente ny informasjon som reduserer usikkerheten, eller å bygge inn fleksibilitet i et tiltak. Realopsjoner kan ha avgjørende betydning for anbefalt konsept eller for hvilken investeringsstrategi man ønsker å gå videre med. Synliggjøring av opsjonsverdier gir derfor et mer komplett beslutningsgrunnlag enn å benytte nåverdberegninger alene.

I kapittel 14 har vi sett at det er usikkerhet i en rekke forutsetninger for analysen i Bergen og omland. Det er små endringer som skal til for at rangering og/eller lønnsomhet av konseptene skal endre seg. Vi har derfor sett om konseptene har ulike muligheter til å håndtere denne usikkerheten, ved å kunne agere på ny informasjon på ett senere tidspunkt, slik at lønnsomheten øker.

Vi finner at ny forbindelse fra Samnanger eller Modalen har realopsjoner med høyere verdi enn konseptet med kun spenningsoppgradering. Alle konseptene kan reduseres i omfang, men ved ny forbindelse er det billigere å også utvide dersom forbruksveksten blir høyere enn vi har lagt til grunn. Derfor har spenningsoppgradering en liten positiv virkning (+) under trinnvis utvikling, mens konseptene med ny forbindelse har en middels stor positiv virkning (++).

Statnett har tilknytningsplikt og må utrede og gjennomføre tiltak i nettet for å knytte til forbruk som ønsker adgang til nettet. Ny forbindelse fra Samnanger eller Modalen har fleksibilitet til å utvides, slik at forbruk i høyscenarioet kan få tilknytning. Vi mener verdien av denne fleksibiliteten er så stor at den endrer rangering på konseptene. Ny forbindelse fra Modalen blir derfor rangert foran spenningsoppgradering.

Vi ser også at det kan være rasjonelt å starte planlegging av forsert spenningsoppgradering, i tillegg til å ta konseptvalg på en ny forbindelse. Dersom forbruksveksten blir høy må vi ha både en ny forbindelse, og spenningsoppgradere eksisterende nett samt forsterke ytterligere inn til området.

Tabell 15–1: Verdsetting av realopsjoner i den samfunnsøkonomiske analysen

	Nullalternativet	Sogndal-Modalen, Trinn 1 +		
		Ny forbindelse fra Samnanger	Ny forbindelse fra Modalen	Spenningsoppgradering
Realopsjoner				
Trinnvis utvikling	0	++	++	+
Rangering realopsjoner	4	1	1	3

Forbruksplanene i høyscenarioet gjør at forventede kostnader til avvist etterspørsel og avbruddskostnader overstiger kostnadene ved å starte planlegging av spenningsoppgradering. Statnett har mottatt søknader om tilknytning som langt overstiger middelscenarioet. Plikten til å utrede tiltak som legger til rette for dette forbruket gjør også at vi starter planlegging av spenningsoppgradering.

15.1 Trinnsvis gjennomføring øker verdien av konseptene

Som beskrevet i mulighetsstudien er konseptene satt sammen av flere tiltak. Det kan imidlertid være at det gir høyere samfunnsøkonomisk lønnsomhet å gjennomføre mindre deler av konseptet. Videre kan det gi en mulighet til å se an forbruksutviklingen før en investeringsbeslutning blir tatt. På den annen side kan det også skje at forbruksveksten blir høyere enn vi har lagt til grunn. I så fall kan det ha verdi å ha mulighet til å utvide konseptene.

Alle konseptene kan reduseres i omfang

I kapittel 14.1 så vi at ingen av konseptene er bedre enn nullalternativet i prissatte virkninger, dersom forbruksveksten blir lav. Verdien av nytt forbruk og tilknytningsplikten må da veie opp for både de negative prissatte virkningene og natur- og miljøkostnaden. Økt kapasitet på kabelstrekningen mellom Lille Sotra og Kollsnes (Øygardskabelen), spenningsheving av Modalen–Kollsnes og spenningsoppgradering av Sogndal–Modalen inngår imidlertid i alle konseptene.

Tabell 15–2 viser prissatte og ikke-prissatte virkninger av å gjennomføre kun disse tiltakene, gitt at forbruket blir som i lavscenarioet. Da investeringskostnadene er lavere er det forventet at lønnsomheten er bedre enn i tabell 14–1, men tabellen viser at tiltakene også er samfunnsøkonomisk lønnsomme.

Tabell 15–2: Samfunnsøkonomiske lønnsomhet av trinn 1 og Sogndal-Modalen i lavscenarioet. Tiltakene er samfunnsøkonomisk lønnsomme.

[2020-kr]	Nullalternativet	Øke kapasiteten på Øygardskabelen, spenningsheve Modalen-Kollsnes og spenningsoppgradering Sogndal-Modalen
Prissatte virkninger [MNOK]		
Investeringskostnader	0	-1 690
Reinvesteringer	-3 490	-2 560
Avbruddskostnader	-830	-30
Kostnad til utkobling	-570	-0
Overføringstap	0	120
Sum prissatte virkninger	-4 890	-4 160
Rangering prissatte virkninger	2	1
Ikke-prissatte virkninger		
Natur- og miljø	0	-
Nytt forbruk	0	+
Rangering ikke-prissatte virkninger	2	1
Samlet rangering samfunnsøkonomi	2	1

I tabellen kommer hele lønnsomheten av økt kapasitet på Øygardskabelen og spenningsheving av Modalen–Kollsnes. Det er vanskelig å simulere nytte av Sogndal–Modalen i lavscenariet, og resultatet er svært følsomt for hvilke forutsetninger vi legger til grunn i modellen. Vi har lagt til grunn at reduserte flaskehalskostnader er omtrent null, og at det er behov for omtrent 200 MW forbruk på systemvern. Videre antar vi at feil vil utløse systemvern omtrent halvparten av tiden som er lagt til grunn i middelscenariet. Dette gir en nåverdi av avbruddskostnader på 160 MNOK. I tillegg vet vi at vi underestimerer nytten vi ikke får med kostnaden til spesialregulering på Hordalandsnittet.

Konseptet med spenningsoppgradering består av enda flere trinn, og dermed en ekstra fleksibilitet dersom forbruksveksten blir lavere enn vi forventer. Trinnene gir imidlertid lite kapasitet hver for seg, mens den store økningen i kapasitet kommer når alle tiltaket er satt i drift. I tillegg gjelder dette for en liten del av et stort utfallsrom i forbruksprognosen. Selv om det er en fordel, har vi ikke tillagt dette noen ekstra verdi.

Dersom vi bygger en ny forbindelse fra Samnanger kan dette gjøres om til en begynnelse på spenningsoppgradering, gitt at vi bygger i eksisterende trasé. Hvis vi får informasjon om at forbruket blir lavere enn vi forventer, eller at det faller raskt, er det ikke sikkert det er behov for en tredje forbindelse. Hvis denne informasjonen kommer etter bygging av den nye ledningen har startet, er det potensial i å spare både reinvesteringskostnader samt natur og miljø ved å rive eksisterende 300kV fra Samnanger via Fana og Lille Sotra til Kollsnes. Dette øker fleksibiliteten og verdien av en ny forbindelse fra Samnanger. Som for trinnene i konseptet med spenningsoppgradering gjelder dette for en liten del av det store utfallsrommet i forbruksprognosen, og er derfor ikke tillagt noen ekstra verdi.

At konseptene kan reduseres, øker verdien av alle konseptene. Det gjør at vi i større grad kan tilpasse hvor omfattende konseptene skal være når vi får mer informasjon om forbruksveksten. Dette reduserer risikoen for overinvesteringer. Vi mener muligheten til å redusere til trinn 1 er den største fordelen, og at den har verdi frem til vi tar endelig investeringsbeslutning. Ved ny forbindelse fra Samnanger og spenningsoppgradering er det mulig å redusere eller endre konsept også etter dette. Det derfor viktigere at det blir besluttet å redusere konseptene dersom vi bygger ny forbindelse fra Modalen om forbruksveksten skulle bli lavere. Vi mener likevel differansen mellom konseptene er neglisjerbar. Alle konseptene får derfor en liten positiv virkning (+) på ikke-prissatte virkninger som følge av at de kan reduseres i omfang ved lavere forbruksvekst.

Konseptene bør gjennomføres så raskt som mulig

At konseptene er satt sammen av flere tiltak, gjør også at vi har muligheten til å endre tidspunkt og rekkefølge på de ulike trinnene. Vi har derfor vurdert om dette kan øke verdien på konseptene.

Tabell 15–3 viser hvordan prissatte virkninger for ny forbindelse fra Samnanger endrer seg når vi forskyver investeringene ut i tid. Kolonne 2 viser prissatte virkninger som lagt til grunn i kapittel 13. Vi ser at det ikke er annen rekkefølge eller tidspunkt som øker lønnsomheten av konseptet, gitt at forbruksveksten blir som i middelscenariet (både i størrelse og tidspunktet det kommer).

Tabell 15–3: Effekt på prissatte virkninger av å forskyve investeringene. Det er ingen varianter som er bedre enn å gjennomføre som lagt til grunn i analysen.

[2020-kr]	Null-alternativet	Trinn 1 2025, ny ledning 2030	Alt ferdig 2030	Trinn 1 2030, ledning 2035	Trinn 1 2025, ny ledning 2035
Prissatte virkninger [MNOK]					
Investeringskostnader	0	-3 410	-3 340	-3 170	-3 250
Reinvesteringer	-3 490	-2 110	-2 110	-2 110	-2 110
Drift- og vedlikeholdskostnader	0	-10	-10	-5	-5
Avbruddskostnader feil	-1 610	-120	-490	-620	-240
Avbruddskostnader planlagt utkobling	-1 040	-90	-430	-520	-170
Overføringstap	0	-160	-60	-100	-210
Reduserte flaskehalskostnader	0	170	140	140	170
Sum prissatte virkninger	-6 240	-5 730	-6 300	-6 390	-5 820
Rangering prissatte virkninger	3	1	4	5	2

Tredje kolonne i tabellen illustrerer hvordan prissatte virkninger endrer seg hvis vi skal bygge ny forbindelse først, eller samtidig som trinn 1-tiltakene. Fordi vi forventer at det vil ta 10 år før en ny forbindelse kan settes i drift, vil vi først ha mulighet til å knytte til nytt forbruk i 2030. Fordi årlige avbruddskostnader da ville vært som i nullalternativet helt til 2030, er nåverdien av disse kostnadene over 700 MNOK høyere enn om trinn 1-tiltakene bygges så fort som mulig. Reduksjonen i tap og gevinsten ved å utsette investeringen noen år er ikke stor nok til å veie opp for dette.

I fjerde kolonne har vi testet effekten av å utsette ny forbindelse ytterligere fem år. Dette reduserer lønnsomheten av konseptet ytterligere, da avbruddskostnader og tap øker mer enn investeringskostnadene synker.

Femte kolonne viser en gjennomføring der de felles tiltakene gjennomføres så raskt som mulig, mens ny forbindelse utsettes til 2035. Gjennomføring som planlagt kommer imidlertid fortsatt best ut, da avbruddskostnader og tap øker mer enn kapitalgevinsten av utsatt investering. Dette henger sammen med profilen på forbruksutviklingen, som har topp i 2030. Tiltak som kan være på plass før dette har derfor stor verdi. Dersom ingen tiltak kan være på plass før i 2030, som i kolonne tre og fire, er ikke konseptene bedre enn nullalternativet i prissatte virkninger. Det er derfor en kostnad å være for sent ute med tiltak som øker kapasiteten.

Tabell 15–3 viser altså at det er lønnsomt å gjennomføre de første tiltakene så raskt som mulig. Når vi gjør samme øvelse i lavscenarioet får vi samme effekt av å utsette trinn 1, det reduserer lønnsomheten av konseptet. Da de prissatte virkningene av konseptene er negative i lavscenarioene, øker lønnsomheten hvis vi utsetter ny forbindelse, så lenge trinn 1 gjennomføres så raskt som mulig.

Som beskrevet i kapittel 14 er det imidlertid usikkerhet i både størrelsen, og tidspunkt for når det planlagte forbruket faktisk blir realisert. Vi har derfor også sett på om det

kan være lønnsomt å utsette investeringene med fem år, dersom vi får informasjon om at forbrukstoppen også kommer fem år senere. Dette fremstår ikke som rasjonelt og lønnsomheten til konseptene blir redusert av å utsette investeringen. Det vil være betydelige årlige avbruddskostnader selv om forbruket kommer på et senere tidspunkt. Kapitalgevinsten ved å utsette investeringen veier ikke opp for nåverdien av disse avbruddskostnadene.

Vi kan dermed ikke se at noen av konseptene har realopsjoner av verdi ved å utsette hele eller deler av investeringene, selv om vi kombinerer det med usikkerhet i tidspunkt for når forbruket kommer. Muligheten til å utsette eller ikke gjennomføre ny forbindelse eller spenningsoppgradering dersom forbruksveksten blir lav er håndtert i forrige avsnitt.

Det er billigere å øke kapasiteten ytterligere ved ny forbindelse

I kapittel 13 så vi at konseptene med ny forbindelse gir noe bedre forsyningssikkerhet enn konseptet med fullstendig spenningsoppgradering, gitt forbruksutviklingen i middelsscenarioet. Det reflekteres i lavere beregnede avbruddskostnader, selv om forskjellen i middelsscenarioet er liten.

Det er mulig å forsyne mer forbruk i konseptet med ny forbindelse enn i spenningsoppgraderingskonseptet, med samme forventede avbruddskostnader. Vi har ikke regnet på nøyaktig hvor mye mer, men N-1-kapasiteten for de to konseptene gir en indikasjon. I konseptet med fullstendig spenningsoppgradering vil forbruk på Kollsnes ut over middelsscenarioet ikke få N-1 forsyningssikkerhet. En forenklet vurdering av N-1-kapasitet viser at konseptet med ny forbindelse fra Samnanger gjør det mulig å knytte til 250–300 MW industri ut over middelsscenarioet på Kollsnes med N-1 forsyningssikkerhet.

Vi kan utvide spenningsoppgraderingskonseptet slik at det kan forsyne samme mengde forbruk på Kollsnes med N-1 forsyningssikkerhet, som ny forbindelse. Vi må da legge ett ekstra sett med kabler på de to kabelstrekningene mellom Kollsnes og Lindås. Dette er sjøkabelstrekninger på totalt 31 km. Å legge flere kabelsett har en anslått investeringskostnad på rundt 1 milliard kroner.

I tillegg så vi i usikkerhetsanalysen at ingen av konseptene øker strøm- og spenningsgrenser i intaktnett nok til at vi kan knytte til forbruk som i høyscenarioet. Konseptene vil trolig komme dårligere ut enn nullalternativet i prissatte virkninger, da avbruddskostnader, overføringstap og flaskehalskostnader vil øke.

For at det skal være mulig å knytte til forbruket i høyscenarioet, må vi både ha en ny forbindelse, og spenningsoppgradere alt eksisterende 300 kV-nett. I tillegg vil det trolig være nødvendig å forsterke nettet inn mot Bergen og omland ytterligere, for eksempel ved å spenningsoppgradere mellom Samnanger og Sauda. Dersom vi tar konseptvalg på en ny forbindelse, har vi muligheten til å forsere spenningsoppgraderingen som ligger i reinvesteringsplanene. Å spenningsoppgradere eksisterende nett, i tillegg til å bygge en ny forbindelse, vil ha en ekstrakostnad på 3,5–4 milliarder kroner. Tidligere estimat angir 2–2,5 milliarder for å spenningsoppgradere fra Samnanger til Sauda. Totalt får vi da en investeringskostnad på rundt 10 milliarder kroner (inkludert ny forbindelse). I nåverdi utgjør dette mellom 6 og 7 milliarder kroner.

Vi har ikke regnet på om disse tiltakene vil være samfunnsøkonomisk lønnsomme i et scenario med høy forbruksvekst. I prissatte virkninger vil avbruddskostnadene trolig være rundt null etter at tiltakene er satt i drift. Hvordan overføringstap og flaskehalskostnadene vil se ut avhenger i stor grad av om, og i så fall hvor, det kommer ny produksjon. I tillegg vil en så stor vekst i forbruket trolig påvirke handelsinntektene på utenlandsforbindelsene. Vi antar at konsekvensen for natur og miljø vil være noe større, enn ved å kun bygge en ny forbindelse. Om tiltakene er samfunnsmessig rasjonelle vil i stor grad avhenge av verdien av det nye forbruket. Vi kan ikke utelukke at denne er stor nok til å forsvare kostnadene for tiltaket.

Dersom vi tar konseptvalg på å kun spenningsoppgradere nå, kan vi også bygge ny forbindelse senere. Dette vil imidlertid ta lengre tid, da man på nytt må gjennomføre en konseptvalgutredning som skal behandles av myndighetene. Slik forbruksprognosene ser ut nå, er det viktig å planlegge med rask økning i kapasiteten. Det vil trolig være bedre å spenningsoppgradere etter at en ny forbindelse er på plass. For det første kan vi kanskje spare natur- og miljø ved at det da kan være mulig å rive først og bygge etterpå. I tillegg er det mindre sannsynlig at utkobling i byggeperioden gir avbrudd for sluttbrukere. Vi mener derfor det er en større fordel å kunne forsere spenningsoppgradering dersom vi tar konseptvalg på en ny forbindelse enn omvendt.

Vi forventer altså lavere kostnader ved å forsyne høyere forbruk med ny forbindelse. Vi vet ikke hva sannsynligheten er for at forbruket blir på dette nivået, men basert på forbruksplanene og tilknytningssakene vi har nå, mener vi den er høyere enn null. Konseptene med ny forbindelse har derfor en realopsjon ved at det er billigere å utvide hvis forbruksveksten blir høy. Dette er verdsatt som liten positiv ikke-prissatt virkning (+).

15.2 Det kan være rasjonelt å starte planlegging av spenningsoppgradering allerede nå

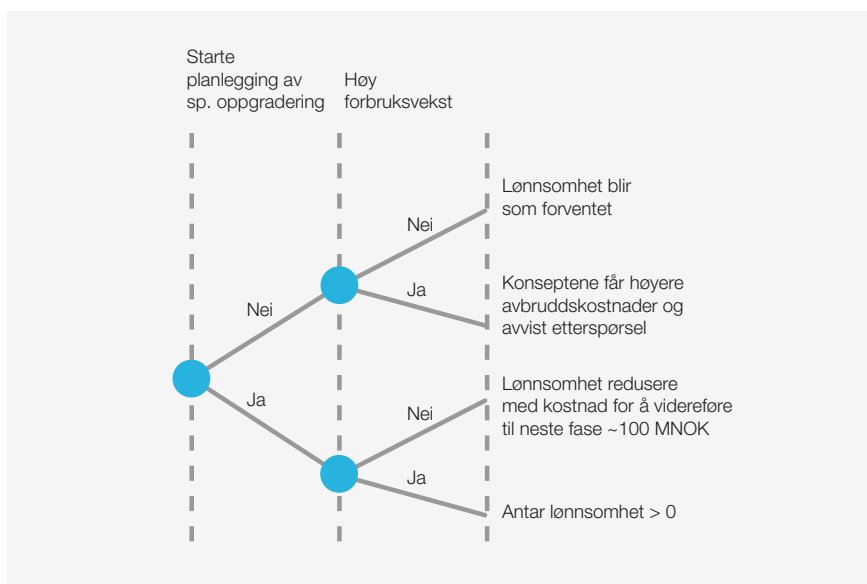
Nett-tiltak har lang ledetid, mens forbruksplaner kan ønske rask realisering. Dersom vi kun starter planlegging av ny forbindelse, og forbruksveksten blir høy, vil ikke alt det nye forbruket få tilknytning. I tillegg er konsesjonsprosessen for en ny forbindelse kompleks og kan ta lang tid. Dermed kan det være rasjonelt å starte planlegging av forsert spenningsoppgradering hvis kostnaden er lav og nytten potensielt høy.

Med forbruket som i middelsscenarioet, er det ikke rasjonelt å gjennomføre både ny forbindelse og å forsere spenningsoppgradering. Fordi forbruksveksten er usikker og kan komme raskt, kan det likevel være rasjonelt å ta forsert gjennomføring av spenningsoppgradering til neste beslutningspunkt. Vi har illustrert dette i beslutningstreet i figur 15-1.

Hvis vi både tar konseptvalg på ny forbindelse og starter planlegging av forsert spenningsoppgradering, og forbruksveksten blir høy antar vi at tiltakene er samfunnsmessig rasjonelle. Dersom vi får informasjon om at den ikke blir så høy at det er rasjonelt å forsere planlagt spenningsoppgradering, legger vi til grunn at tiltakene stoppes. Det har da påløpt noe unødvendige prosjekteringskostnader. Basert på forventede kostnader anslår vi at dette utgjør om lag 100 MNOK.

Hvis vi kun går videre med ny forbindelse, og forbruksveksten blir høy, vil det påløpe kostnader i form av avvist etterspørsel og høyere avbruddskostnader. For at det skal være rasjonelt å starte planlegging av spenningsoppgradering i tillegg, må disse kostnadene, vektet med sannsynligheten for høyscenarioet, overstige de 100 MNOK i ekstra prosjekteringskostnader. Legger vi til grunn 10 prosent sannsynlighet for høyscenarioet må altså verdien av avvist etterspørsel og avbruddskostnader overstige 1 milliard i nåverdi. Med tanke på at det er snakk om en økning på 2300 MW³¹ mener vi det er sannsynlig at verdien av det nye forbruket kan være så høyt. I tillegg vil Statnett også her ha tilknytningsplikt. Vi får ikke regnet på avbruddskostnader i et slikt scenario, men har testet effekten av å øke forbruk med 300 – 400 MW over middelscenarioet. Da øker avbruddskostnadene med ny forbindelse med 70 MNOK i nåverdi. Hvis vi forenklet antar at avbruddskostnadene øker proporsjonalt med forbruket får vi avbruddskostnader på rundt 450 MNOK i nåverdi. Vi mener derfor det er sannsynlig at forventede kostnader til avvist etterspørsel og avbruddskostnader overstiger 100 MNOK i ekstra prosjekteringskostnader. Det fremstår derfor som rasjonelt å starte planlegging av både spenningsoppgradering og ny forbindelse, slik at vi har muligheten til å agere på informasjon om at forbruksveksten blir høy.

Figur 15-1: Det kan være rasjonelt å starte planlegging av spenningsoppgradering i tillegg til ny forbindelse, dersom forventet kostnad ved avvist etterspørsel og avbrudd overstiger planleggingskostnaden



Videre har Statnett mottatt søknader om tilknytning på rundt 1300 MW nytt forbruk³². Dette er nesten det dobbelte av det som er lagt til grunn i middelscenarioet. Planene kan være umodne, selv om vi har mottatt forespørsel om tilknytning. Vi har imidlertid plikt til å utrede tiltak som gjør det driftsmessig forsvarlig å knytte til de som har bedt om adgang til nettet. Dette underbygger behovet for å starte planlegging av forsert spenningsoppgradering, i tillegg til å ta konseptvalg på en ny forbindelse.

31 Fra 3000 MW i middelscenarioet til 5300 i høyscenarioet

32 Per 1.oktober 2020

16 Fordelingsvirkninger

I en samfunnsøkonomisk analyse tillegges nytte- og kostnadsvirkninger like stor vekt uavhengig av hvilken gruppe eller aktør som oppnår nytten eller belastes for kostnaden. Det er likevel nyttig å beskrive fordelingsvirkningene av tiltaket fordi det gir en bedre beskrivelse av beslutningssituasjonen og kan tillegges vekt i myndighetsbehandlingen. Fordelingsvirkninger oppstår når ulike grupper i samfunnet berøres ulikt av et tiltak. Tiltakene vi har utredet i denne KVU-en vil innebærer flere og komplekse interessekonflikter.

I Bergen og omland ser vi allerede i dag en svak forsyningssikkerhet, som sammen med forbruksvekst og en aldrende anleggsmasse blir vesentlig verre. Nyttene av tiltakene er i første omgang knyttet til tilknytning av nytt forbruk og sikker strømforsyning for lokale og regionale forbrukskunder. Videre er noen av planene utløst av ønske om å redusere utslipp av klimagasser. Dette har en mer global effekt. Vesentlig økt forbruk kan også påvirke kraftmarkedet, for eksempel ved høyere priser og endring i flaskehalsen. De siste effektene vil fordele seg på aktørene i kraftmarkedet.

Tiltakene som er anbefalt i denne konseptvalgutredningen er omfattende. De innebærer store investeringskostnader og har negativ påvirkning på natur og miljø. Som hovedregel blir kostnader i transmisjonsnettet fordelt på kundene via nettleien, hvorav forbrukerne betaler den største delen. Fra 1. januar 2019 skal nettkunder som utløser investeringer betale anleggsbidrag, også i regional- og transmisjonsnettet. Dersom det blir aktuelt med anleggsbidrag, vil en større del av kostnadene tilfalle de store industriaktørene som får nytten av tiltakene. Foreløpig er det ikke avklart om tiltakene som er skissert i denne konseptvalgutredningen vil utløse anleggsbidrag. Uansett vil størstedelen av kostnaden bli fordelt på nettleien.

Videre vil natur- og miljøkostnaden ved tiltakene falle på de som bor, bruker eller har et ønske om å bevare mest mulig urørt natur. Det vil sannsynligvis være enkeltpersoner (lokale, turister, etc.) og interessegrupper. Miljøvirkninger vil være gjenstand for en grundig myndighetsbehandling og en sentral del av konsesjonsprosessen for tiltakene som blir vurdert omsøkt.

Del V Føringer for prosjektfasen

17 Føringer for prosjektfasen

Statnett ønsker å legge til rette for en fullelektrisk framtid, noe som krever mange og omfattende netttiltak i og inn til Bergen og omland. Vi anbefaler et konsept som innebærer en tredje forbindelse til Kollsnes, hvor Samnanger som startpunkt er rangert foran Modalen. Konseptet innebærer en omfattende og langsiktig investeringsplan som vil skje gjennom flere prosjekt over tid. Analysen viser imidlertid at tid er viktig, både for lønnsomheten av konseptene, og for kundene som ønsker tilknytning. I tillegg er håndtering av usikkerhet i forbruksvekst, investeringskostnader samt natur og miljø viktig for en vellykket gjennomføring av konseptet.

17.1 Statnett vil søke konsesjon på de første tiltakene i løpet av få år

Oppgradering av Sogndal–Modalen, spenningsheving av Modalen–Kollsnes og økt kapasitet på kabelstrekningen mellom Lille Sotra og Kollsnes (Øygardskabelen) er tiltak i eksisterende anlegg som har vært en del av nettutviklingen skissert i tidligere kraftsystemutredninger.

Som vi viste i kapittel 15 om realopsjoner synker lønnsomheten av disse tiltakene hvis de blir utsatt, uavhengig av forbruksveksten. For en vellykket gjennomføring bør derfor trinn 1 av konseptet gjennomføres så raskt som mulig. Videre er det er liten risiko for at behov og lønnsomhet av disse tiltakene endrer seg. Tiltakene er lønnsomme selv ved lav forbruksvekst og økte investeringskostnader. Statnett vil derfor videreføre disse tiltakene uavhengig av myndighetenes behandling av KVU-en. Statnett har startet prosjekt som har begynt å vurdere ulike tekniske løsninger og som forbereder konsesjonssøknader.

Trinn 1 inkluderer tiltak i Kollsnes, Modalen og Refsdal stasjoner. Det er ikke besluttet om det blir søkt konsesjon for tiltak i disse stasjonene sammen med spenningsheving- og oppgradering av Sogndal-Modalen-Kollsnes, eller om de blir adskilt siden de også dekker et reinvesteringsbehov. Økt kapasitet på Øygardskabelen blir trolig sendt som egen søknad. I tillegg har Statnett, som nevnt i behovsanalysen, tidligere besluttet å øke transformeringskapasiteten.

Foreløpig tidsplan tar sikte på å sette disse tiltakene i drift i tidsrommet 2024–2026. Vi anslår at konsesjonssøknader vil sendes i tidsrommet 2021–2022. Deretter regner vi med ett års behandlingstid og estimert byggetid på 2-3 år.

17.2 I neste fase blir det gjort viktige avveininger av investeringskostnader og natur og miljø

Statnett vil sende melding på ny forbindelse så raskt som mulig etter myndighetenes behandling av konseptvalgutredningen. Selv om vi kan knytte til noe forbruk etter trinn 1, vil den største delen av forbruket i middelscenarioet måtte vente til ny forbindelse er på plass. Derfor er det også viktig at ny forbindelse kan settes i drift tidligst mulig.

I fasen frem mot konsesjonssøknad vil det bli gjort viktige avveininger mellom ulemper for natur- og miljø og investeringskostnader. For eksempel vil avklaring på om Modalen eller Samnanger er beste startpunkt for en ny forbindelse være viktig for å ta ned usikkerhet i disse virkningene. Det samme gjelder hvilken trasé en ny forbindelse skal gå i. Dialog med interessenter og brukere av områdene blir viktig for å gjøre gode avveininger.

Videre er det viktig med et tett samarbeid med BKK som regionalnettseier og forbruksaktørene. Dette for å sikre at våre beslutninger er i tråd med gjeldende forbruksplaner. Vi ønsker ikke å investere i mer nett eller belaste naturen mer enn nødvendig. Dersom vi får signaler om at forbruksveksten blir lavere enn vi har forventet, vil vi gjøre nye vurderinger av hvilke tiltak som er rasjonelle. Vi forventer at endelig investeringsbeslutning blir tatt i tidsrommet 2026–2028, og kan i realiteten endre fremdrift frem til dette tidspunktet.

Stasjonene i området har et stort reinvesteringsbehov. For å unngå feilinvesteringer kan det være rasjonelt å gjøre nødvendig ombygginger for å legge til rette for en ny forbindelse og/eller spenningsoppgradering før vi har konsesjon på ledningstiltakene. Samfunnsøkonomisk lønnsomhet av dette vil bli vurdert fra stasjon til stasjon i neste fase. Det kan derfor være at det blir søkt konsesjon om tiltak i stasjonene, uavhengig av søknad om ny forbindelse eller spenningsoppgradering.

Vi anslår at vi kan melde ny forbindelse i tidsrommet 2022–2023. Søknad om konsesjon kan da sendes rundt 2023–2024. Behandlingstid av konsesjonssøknad er vanskelig å anslå. En ny forbindelse vil innebære større inngrep i naturen, og vi forventer at det kan ta tid å få konsesjon, anslagsvis 2–3 år. Gitt at vi får nødvendige tillatelse planlegger vi å ta endelig investeringsbeslutning og starte byggearbeidene i tidsrommet 2026–2028. Estimert byggetid er tre år fra endelig investeringsbeslutning, og tiltaket kan da stå ferdig mellom 2029 og 2031.

17.3 Informasjon om forbruksvekst er viktig for å avpasse takten på spenningsoppgradering

En typisk utfordring ved nettutviklingsprosjekter er at det er stegvise investeringer med høye investeringskostnader og lange ledetider. Å øke kapasiteten i nettet mye vil ta mange år å gjennomføre. Nytt forbruk har normalt kortere ledetider enn økt nettkapasitet, og slik er det for Bergen og omland også.

Statnett vil derfor starte planlegging av spenningsoppgradering før reinvesteringstidspunktet, i tillegg til å ta konseptvalg på en ny forbindelse. Kun ved å gjøre dette nå kan vi møte den potensielle forbruksveksten i tide. I første omgang innebærer forsert planlegging av spenningsoppgradering å kartlegge hvor mye av eksisterende nett som kan oppisoleres, og hvor mye som må bygges nytt, for å kunne spenningsoppgradere til 420 kV. Dette vil ta ned usikkerhet i investeringskostnader samt natur og miljø vesentlig.

Dialog med BKK og aktørene i området spiller også en viktig rolle for fremdrift på spenningsoppgraderingen. Både ved lavere og høyere forbruksvekst kan deler av spenningsoppgraderingskonseptene være rasjonelle tiltak. Særlig hvis mye av eksisterende nett kan oppisoleres.

Foreløpig tidsplan legger opp til trinnvis idriftsettelse, med fullstendig spenningsoppgradering tidligst ferdigstilt rundt midten av 2030-tallet. Det vil trolig deles opp i flere mindre prosjekter, der konsesjonssøknadene følger prosjektet. Rekkefølge og tidsplan for de ulike tiltakene er ikke besluttet i skrivende stund.

17.4 Statnett vil avklare om tiltakene er omfattet av regelverk for anleggsbidrag

Det er foreløpig ikke avklart om tiltakene er omfattet av regelverk for anleggsbidrag. Som nevnt i kapittel 16 om fordelingsvirkninger vil størstedelen av kostnaden uansett bli dekket gjennom ordinære tariffer. Ny informasjon om kunder og forbruksvekst påvirker spørsmålet om anleggsbidrag. Spørsmålet om anleggsbidrag kan igjen påvirke etterspurt kapasitet. Dette kan både styrke og svekke sikkerheten rundt betalingsvillighet, og dermed nytten, av tiltakene. Vi planlegger å avklare dette i løpet av kort tid.

Bibliografi

Aker BP. Hjemmeside for Aker BP, Oljefunn i NOAKA-området. 12 Juni 2019. <https://www.akerbp.com/oljefunn-i-noaka-området/> (funnet Oktober 17, 2019).

—. Utbygging av NOAKA-området. 11 06 2020. <https://www.akerbp.com/utbygging-av-noaka-området/> (funnet 08 06, 2020).

BKK Nett. BKK Nett - Mongstad Modalen. 16 12 2016. <https://www.bkk.no/nettleie/mongstad-kollsnes/kraftledningen-er-spenningssatt> (funnet 12 20, 2019).

—. bkk.no. 27 11 2019. <https://www.bkk.no/nettleie/breivik-litlesotra> (funnet 11 27, 2019).

BKK Nett. Miljø-, transport- og arealplan (MTA) 420 kV kraftledning Modalen-Mongstad. MTA-plan, Bergen: BKK Nett, 2019.

Dagens Næringsliv. Dagens Næringsliv. 26 11 2019. <https://www.dn.no/energi/equinor-sjef-eldar-satre-varsler-kraftig-fall-i-nordsjoen/2-1-713424> (funnet 11 26, 2019).

Energi og klima. Kvotemarked: EU og verden. 11 11 2019. <https://energiogklima.no/klimavakten/kvotemarked-eu-og-verden/> (funnet 11 14, 2019).

energidepartementet, Olje- og. www.regjeringen.no. u.d. <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/skrinlegger-nasjonal-ramme-for-vindkraft/id2674311/> (funnet Oktober 28, 2019).

Energiteknikk. energiteknikk.net. 17 4 2020. <https://energiteknikk.net/2020/04/nve-aviser-bkks-kabel-initiativ/> (funnet 6 12, 2020).

Equinor ASA. Investerer i utbygging av Hywind Tampen. 11 10 2019. <https://www.equinor.com/no/news/2019-10-11-hywind-tampen.html> (funnet 11 12, 2019).

Equinor ASA. Troll elektrifisering prosjekter - oppdatert tilknytningsbrev. Brev, Bergen: Equinor, 2019.

Equinor. «Statnett meeting Design basis - Kollsnes electrification projects Statnett 270519.» Bergen: Equinor, 27 05 2019.

Equinor. Søknad om anleggskonsesjon for ny vekselstrømkabel til Oseberg Feltsenter og Oseberg Sør med tilhørende anlegg på Kollsnes. Konsesjonssøknad, Bergen: Equinor, 2019.

Equinor. Søknad om konsesjon for vekselstrømkabel til Troll B/C med tilhørende anlegg på Kollsnes. Konsesjonssøknad, Bergen: Equinor, 2019.

Finansdepartementet. R-109/14. Rundskriv, Oslo: Finansdepartementet, 2014.

Neptune Energy Norge AS. Høringsuttalelse fra Neptune Energy Norge AS angående søknad fra Equinor Mongstad om redusert drift av kraftvarmeverket på Mongstad. Brev, Stavanger: Neptune Energy, 2019.

Nordpool. Nordpool. 18 09 2020. <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages/cc509165-6b93-474a-94ea-a60a6a19fd6e/1> (funnet 09 30, 2020).

Norsk Petroleum. 12 11 2019. <https://www.norskpetroleum.no/kalkulator/om-kalkulatoren/> (funnet 11 12, 2019).

NVE. Bakgrun for innstilling; Kraft fra lanf til Troll B og C, Oseberg feltsenter og Oseberg sør. Konsesjonsinnstilling, Oslo: NVE, 2020.

—. «Equinor ASA - Søknad om nedleggelse av gassturbin i Mongstad kraftvarmeverk - Oversendelse av NVEs vedtak.» Oslo: NVE, 5 September 2019.

NVE. Forslag til nasjonal ramme for vindkraft. Rapport, Oslo: NVE, 2019.

NVE. NVEs bakgrunnsnotat for innstilling om ny 420 kV kraftledning Modalen - Mongstad. Oslo: NVE, 2013.

NVE. Oversendelse av klage fra Neptune Energi Norge AS på NVEs vedtak av 5.9.2019. 2019.

OED. «Energimeldingen: Meld. St. 25. Kraft til endring.» regjeringen.no. 2015-2016. <https://www.regjeringen.no/contentassets/31249efa2ca6425cab08130b35ebb997/no/pdfs/stm201520160025000dddpdfs.pdf>.

—. «Meld. St. 14. Vi bygger Norge - om utbygging av strømnettet. jf. Innst. 287 S.» regjeringen. no. 2011-2012. <https://www.regjeringen.no/contentassets/19472ee2fcc54a0eaae169972fd61c98/no/pdfs/stm201120120014000dddpdfs.pdf>.

—. «Meld. St. 14. Vi bygger Norge - om utbygging av strømnettet. jf. Innst. 287 S.» regjeringen. no. 2011-2012. <https://www.regjeringen.no/contentassets/19472ee2fcc54a0eaae169972fd61c98/no/pdfs/stm201120120014000dddpdfs.pdf>.

Olje og Energidepartementet. Konseptvalgutredning for forsyning av økt kraftforbruk på Haugalandet - departementets uttalelse. Brev, Oslo: OED, 2015-2.

Olje og energidepartementet. Prop.114 S (2014-2015) Proposisjon til Norges største industriprosjekt - utbygging og drift av Johan Sverdrup-feltet med status for olje- og gassvirksomheten. PUD, Oslo: Olje og energidepartementet, 2015-3.

Olje- og energidepartementet. «Regjeringen.no.» BKK Nett AS - konsesjon for bygging av ny 300(420) kV kraftledning Modalen - Mongstad i Sogn og Fjordane og Hordaland. 19 Juli 2015. <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/konsesjon-til-ny-kraftledning-fra-modalen-til-mongstad/id2424031/> (funnet Oktober 03, 2019).

Oljedirektoratet. Oljedirektoratets faktasider, funn. u.d. <https://factpages.npd.no/factpages/default.aspx?culture=nb-no&nav1=discovery&nav2=PageView%7cAll&nav3=20460100> (funnet Oktober 17, 2019).

Oljedirektoratet. Oljedirektoratets ressursklassifiseringssystem 2016. Oljedirektoratet, 2018.

Pöyry Management Consulting og SINTEF Energi. Samfunnsøkonomiske kostnader ved avbrudd og spenningsforstyrrelser –implikasjoner for regulering. Forskningsprosjekt, Oslo: Energi Norge AS, 2012.
Regjeringen. Regjeringen, Co2 avgiften. 4 6 2018. <https://www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/skatter-og-avgifter/veibruksavgift-pa-drivstoff/co2-avgiften/id2603484/> (funnet 11 25, 2019).

—. Regjeringen, klimaendringer og norsk klimapolitikk. 19 3 2019. <https://www.regjeringen.no/no/tema/klima-og-miljo/innsiktsartikler-klima-miljo/klimaendringer-og-norsk-klimapolitikk/id2636812/> (funnet 11 25, 2019).

—. Regjeringen.no. 12 06 2020. <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/opner-omrader/id2705986/> (funnet 06 30, 2020).
Statnett. «Analyse av transportkanaler.» 2019.

Statnett. Effektprognose for industri i Bergen og omegn 2020-2065. Oslo, Mars 2020.

Statnett. «Langsiktig markedsanalyse Norden og Europa 2018-2040.» 2018.

Statnett. Miljø- og klimastrategi 2018-2021. 2018.

Statnett. Miljøvurdering til KVV Bergen og omegn. 2020.

Statnett. «Plan for Anleggsforvaltning 2019.» 2019.

Statnett. «Retningslinjer for å vurdere forsyningssikkerhet i kraftsystemplanleggingen.» u.d.

Statnett SF. Konsesjonssøknad Aurland-Sogndal og del av Hove-Sogndal, Spenningsoppgradering 420 kV. Konsesjonssøknad, Oslo: Statnett SF, 2019.

Statnett SF. Langsiktig Markedsanalyse 2018. Analyserapport, Oslo: Statnett SF, 2018.

Statnett SF. MTA for 420 kV Lyse-Fagrafjell. MTA-plan, Oslo: Statnett SF, 2017.

Statnett SF. Notat - Prinsipper driftsmessig forsvarlig. 30 november 2019.

Statnett SF. Svar - Søknad om tilknytning av Troll B/C til transmisionnettet - Kollsnes. Brev, Oslo: Statnett SF, 2019.

—. www.statnett.no. 04 04 2019. <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/praktisering-av-systemansvaret/fosweb/driftsstans/> (funnet 09 08, 2020).

Storm Geo AS. Nordic Renewables - Outlook 2020-2045 Fall 2019. Rapport, Oslo: StormGeo, 2019.

Sweco Kraftnett Teknologi. Teknisk due diligence på ledninger og anlegg på Vestlandet. Rapport, Oslo: Sweco, 2016.

Utenriksdepartementet. Norge og OECD/UNESCO. 22 11 2019. <https://www.norway.no/no/missions/oecd-unesco/norge-oecd-unesco/nyheter-arr/nyheter/iea-world-energy-outlook-en-energiverden-pregget-av-dype-misforhold/> (funnet 11 26, 2019).

Vedlegg

V1 Forutsetninger om nettet innenfor og utenfor området

Da KVV-en ble påbegynt var ikke Ytre ring-prosjektet ferdigstilt. Vi har i alle analyser basert oss på at Steinsland–Haugsvær–Lindås er idriftsatt.

Utenfor Bergen og omland har vi lagt til grunn at følgende prosjekter er fullført:

- Vestre korridor – Et stort oppgraderingsprosjekt som blant annet spenningsoppgraderer hovedtransportåren på sør-vestlandet. Prosjektet er forventet ferdigstilt i 2021
- NSL og NordLink – To nye utenlandskabler til henholdsvis England og Tyskland. Prosjektene er forventet ferdigstilt i henholdsvis 2021 og 2020.
- Sogndal–Aurland – Et prosjekt for å spenningsoppgradere Sogndal–Aurland til 420 kV. Prosjektet oppgraderer også nordre del av Sogndal–Hove, men dette påvirker ikke kapasiteten på forbindelsen Sogndal–Modalen.

Innenfor Bergen og omland har vi i nettanalysen lagt til grunn at følgende prosjekter er fullført:

- Ny transformering Samnanger – Statnett setter inn en ny transformator i Samnanger for å øke transformatorkapasiteten mellom 300 kV og 420 kV.
- Ny 300 (420) kV Dale stasjon – På grunn av tilstand må Dale stasjon reinvesteres og Statnett har besluttet å bygge ny stasjon. I den forbindelse vil også transformatoren Dale T11 byttes ut med en ny transformator med bedre kapasitet.
- Økt transformatorkapasitet – Som et resultat av områdestudien som ble gjennomført før oppstart av KVV- en konkluderte vi med at det er behov for økt transformatorkapasitet i Fana og Lille Sotra. Planen er én- til- én utskifning av Lille Sotra T4 og Fana T2 og muligens T3 til nye transformatorer med større kapasitet.
- Lindås T2 – Som del av områdestudien som ble gjennomført før KVV-en vurderte vi at kun én transformator i Lindås ville gi for lav forsyningssikkerhet for forbruket under Lindås når Energiverk Mongstad legges ned. Vi planlegger derfor en ny transformator i parallell med den eksisterende i Lindås.
- Regionalnettet – Det er flere mindre oppgraderinger i regionalnettet som er beskrevet i BKKs regionale kraftsystemutredning som vi har valgt å ta med fordi de påvirker lastfordeling eller vesentlig vil påvirke flyten i regionalnettet. Dette gjelder endringer rundt Os/Ulven og rundt Koengen/Jordal. Disse har blitt påbegynt eller ferdigstilt mens vi har jobbet med KVV-en.

Tiltakene i transmisjonsnettet er tatt hensyn til i kostnadene ved nullalternativet.

V2 Metode og forutsetninger i samfunnsøkonomisk analyse

Den samfunnsøkonomiske analysen i denne rapporten benytter metodikk i tråd med krav i OEDs veileder for konseptvalgutredninger (2013), Finansdepartementenes rundskriv (R-109/2014) og Statnetts veileder i samfunnsøkonomiske analyser. Vi har også hentet inspirasjon fra Direktoratet for økonomistyrings veileder i samfunnsøkonomiske analyser.

Metodeforutsetninger samfunnsøkonomisk analyse

Tabell V2-1 oppsummerer viktige metodeforutsetninger i den samfunnsøkonomiske analysen

Tabell V2-1: Sentrale metodeforutsetninger

Diskonteringsrente nett, flaskehals og overføringstap	4% ³³
Diskonteringsrente avbruddskostnader som følge av feil og planlagt driftsstans	7% ³⁴
Analysehorisont	40 år
Nåverditidspunkt	2020
Startår analyseperiode	2025 ³⁵

Ikke-prissatte virkninger

Vi bruker pluss-minusmetoden for å synliggjøre verdien av ikke-prissatte virkninger. Virkningene vurderes ut fra aspektene «verdi» og «omfang». I kombinasjon utgjør disse et «anslag for betalingsvillighet» for den ikke-prissatte virkningen. Oppsettet som er vist i figur V2-1 er en matrise som viser betalingsvillighet for ulike kombinasjoner av verdi og omfang. Betalingsvillighet blir angitt på en 9-delt skala fra meget stor positiv verdi (++++) til meget stor negativ verdi (----), der 0 angir ingen eller ubetydelig endring i verdi.

Måleskalaen må tolkes som ordinal da det er svært utfordrende å angi et fast forhåndstall mellom antall plusser eller minuser. Det vil si at skalaen kan benyttes til å rangere alternativer, men ikke til å si noe om hvor mye bedre det ene er

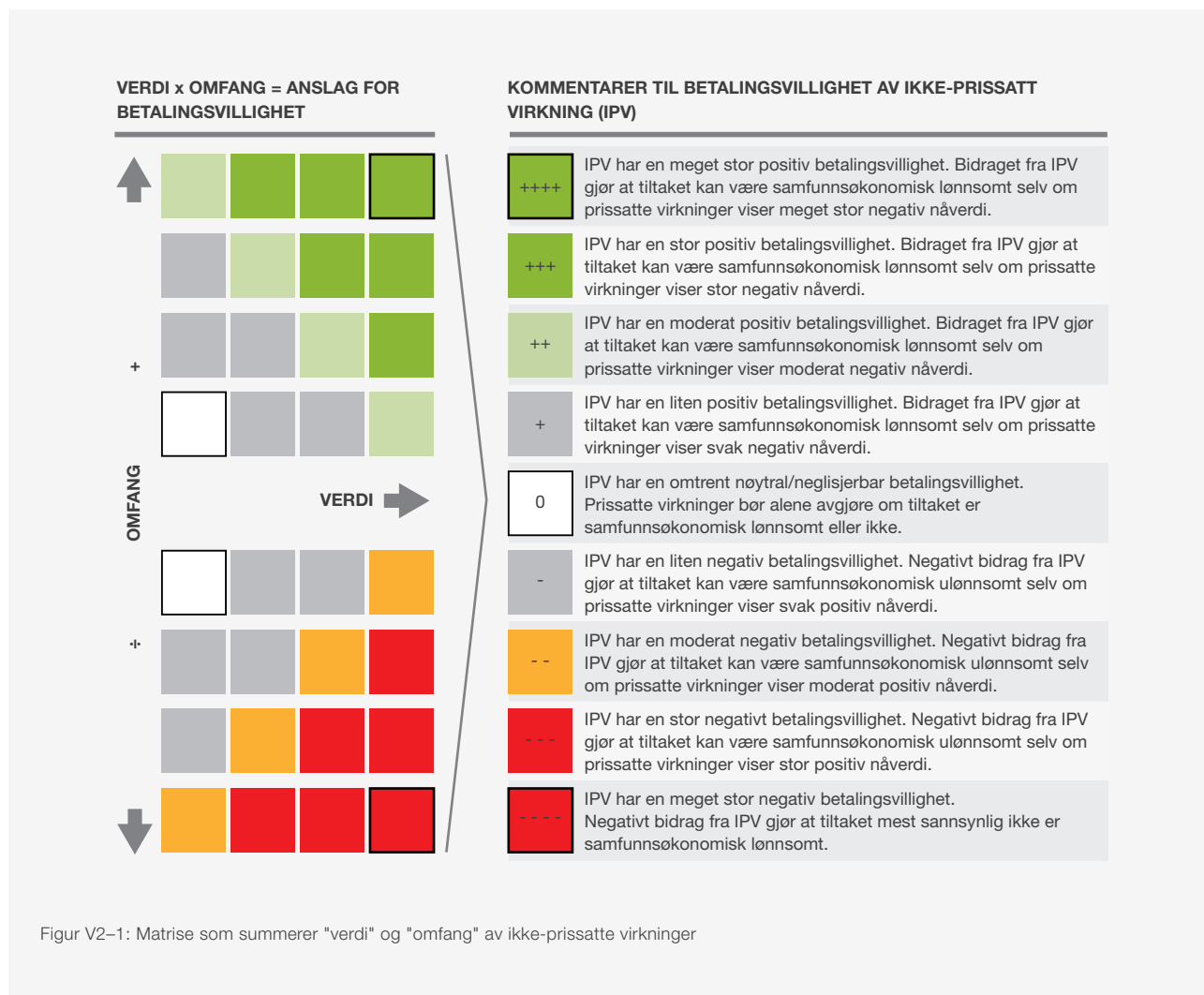
33 Jfr. Veileder fra DFØ (Direktoratet for økonomistyring 2018) og rundskriv fra finansdepartementet (Finansdepartementet 2014)

34 Jfr. Veileder til PUD (Olje- og energidepartementet og Arbeids- og sosialdepartementet 2018)

35 År første tiltak tidligst kan være ferdigstilt

sammenlignet med det andre. To virkninger med en pluss, bør derfor ikke automatisk vektlegges like tungt som én virkning med to plusser. Det er heller ingen automatikk i at en virkning som er vurdert til to plusser går opp i opp med en annen virkning som er vurdert til to minuser. Dette betyr altså at ikke-prissatte miljøinngrep ikke kan settes direkte opp mot ikke-prissatt forsyningssikkerhet.

I våre analyser blir plusser og minuser håndtert som absolutte størrelser og ikke relativt til prosjektets omfang eller til de andre alternativene. Dette fordi vi ønsker å sammenligne plusser og minuser på tvers av ulike tiltak. Videre er det viktig å merke seg at de ikke-prissatte virkningene også må neddiskonteres til dagens verdi. Dette betyr at ikke-prissatte virkninger som kommer langt ut i tid tillegges mindre vekt enn de som oppstår nærmere analysetidspunktet.



Statnetts vurderinger er basert på skjønn, både hva gjelder anslag på verdi, vurdering av omfang og det endelige anslaget for betalingsvillighet. Som illustrert i figur V2-1 kommer vi eksempelvis frem til tre plusser ved fem ulike kombinasjoner av verdi og omfang. Hver pluss og minus favner med andre ord bredt. Det er derfor vel så viktig å begrunne de vurderingene som gjøres, som å oppgi selve anslaget for betalingsvillighet.

Beregning av avbruddskostnader

Avbruddskostnadene vi har benyttet i analysene kan deles inn i to komponenter, avbrudd som følge av feil og avbrudd som følge av utkobling ved planlagt driftsstans. I dette kapitlet beskriver vi fremgangsmetodene vi har benyttet for å beregne bidragene fra hver av disse typene strømbrudd.

Vi bruker de store industriaktørenes egne anslag for kostnader ved avbrudd

For å beregne den økonomiske konsekvensen av strømbrudd må vi vite hva strømbruddet koster for de som blir berørt. Som hovedregel bruker vi KILE-satser. I KVU Bergen og omland er det imidlertid noen få, store aktører som står for over 95 prosent av avbruddskostnadene. For å sikre at beregnede avbruddskostnader i størst mulig grad representerer aktørenes reelle kostnader, har vi derfor bedt de store industriaktørene om selv å angi sine kostnader ved avbrudd i strømforsyningen. I avsnitt om usikkerhet i avbruddskostnadene presenterte vi hvordan resultatene endrer seg dersom vi i stedet bruker KILE-satser for gass- og petroleumsvirksomhet, eller en kostnadsfunksjon basert på gjennomsnittet av de ulike aktørene. Vi ser at det er stor variasjon mellom industriaktørene. Dette kommer både av at noen har reserveforsyning og at enkelte aktører bruker lang tid på å få produksjonen tilbake til normalen etter et strømbrudd.

Normalt beregner vi ikke-levert energi ved å multiplisere utkoblet effekt i MW hos sluttbrukeren med feilhendelsens varighet, det vil si tiden til strømforsyningen er gjenopprettet. Petroleumsaktørene må imidlertid gjennomføre tidkrevende oppstartprosedyrer etter strømbrudd, og de er dermed ikke i stand til å utnytte hele den tilgjengelige effekten umiddelbart etter at strømforsyningen er gjenopprettet. Dette er representert i aktørenes kostnadsfunksjoner.

Aktørenes kostnader er først og fremst knyttet til verdien av tapt og/eller utsatt produksjon. For utsatt produksjon er kostnaden differansen i verdien av å produsere på avbruddstidspunktet sammenlignet med å produsere på ett senere tidspunkt. For å finne denne differansen må vi finne nåverdien av produksjonen, og ta stilling til hvilket avkastningskrav petroleumsindustrien har. Normalt legger vi til grunn et avkastningskrav på 4 prosent i våre analyser³⁶. Det er imidlertid rimelig å anta at petroleumsnæringen har større konjunkturfølsomhet³⁷ enn dette avkastningskravet legger til grunn. Vi bruker derfor 7 prosent for å regne verdien av utsatt produksjon i denne analysen³⁸.

36 Jfr. Veileder fra DFØ (Direktoratet for økonomistyring 2018) og rundskriv fra finansdepartementet (Finansdepartementet 2014)

37 Avkastningskravet er reell (fratrasket inflasjon), før skatt og består av risikofri rente og en risikopremie. Risikopremien skal ta hensyn til den avkastningen som samfunnet kunne ha oppnådd ved å investere i en annen næring eller i et annet prosjekt, justert for risiko

38 Jfr. Veileder til PUD (Olje- og energidepartementet og Arbeids- og sosialdepartementet 2018)

Kostnadsfunksjonene vi har benyttet for å representere industriens kostnader er på følgende form:

$$a + b \times t \text{ [MNOK/MW]}$$

I uttrykket over er a og b konstanter, og t representerer varigheten av et avbrudd i timer. Konstantene a og b er i flere tilfeller også funksjoner av tid, slik vi får et sett med lineære funksjoner per sluttbruker som vist i tabell V2-2. Konstantene a og b endrer verdi når avbruddets varighet overstiger bestemte terskler.

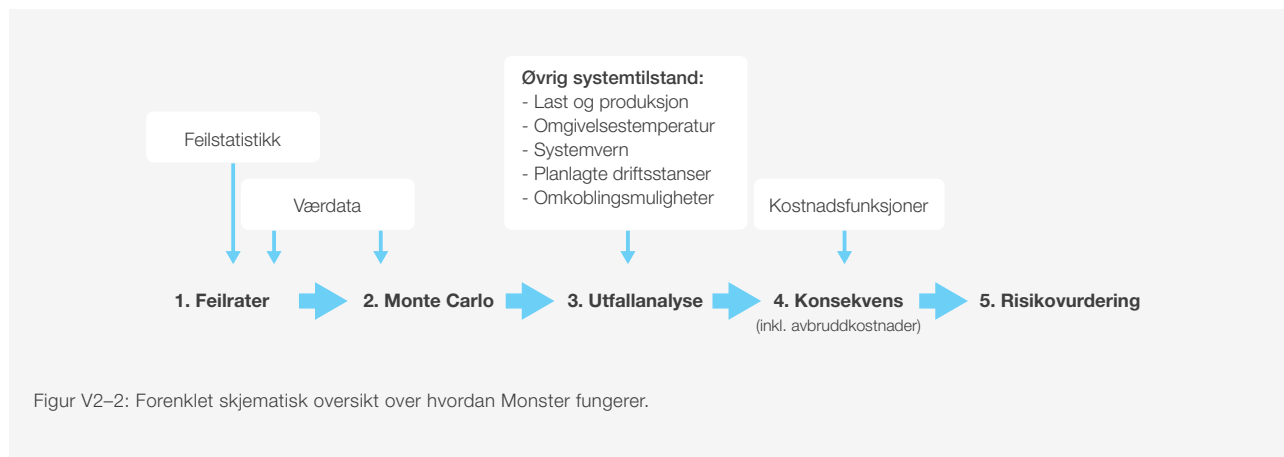
Tabell V2-2 Eksempel på lineær kostnadsfunksjon der konstantene er funksjoner av avbruddets varighet.

Kostnadsfunksjon for industriforbruk [MNOK/MW] (t=avbruddets varighet i timer)		
$t < t_1$	$t_1 \leq t < t_2$	$t_2 \leq t$
$a_1 + b_1 \times t$	$a_2 + b_2 \times t$	$a_3 + b_3 \times t$

Basert på eksisterende petroleumsindustri har vi laget en gjennomsnittsfunksjon for nytt petroleumsrelatert forbruk som vi vet om, men som vi ikke kjenner kostnaden til. For næringsutvikling som ikke er petroleumsrelatert bruker vi en miks av kostnadsfunksjonene fra Pöyry Managements undersøkelse fra 2018 (Pöyry Management Consulting og SINTEF Energi 2012). Der bruker vi kostnadsfunksjonen for industri (eks. eldrevne), handel og private tjenester og el-intensiv industri. For forbruk i distribusjonsnettet som vil kobles ut ved dobbeltfeil, eller ved feil under revisjon, bruker vi forbruksmiks basert på energiforbruk i Norge³⁹.

Vi bruker Monster for å tallfeste strømbrudd som følge av feil

Statnett har over flere år utviklet Monster⁴⁰ med mål om å kunne kvantifisere verdien av forsyningssikkerhet mer presist i våre analyser. Monster består av flere moduler som i kombinasjon gir grunnlag for å vurdere forsyningssikkerhet. Figur V2-2 viser en forenklet skisse av prosessen, samt hvilke inndata som kreves for gjennomføring av hvert trinn.



Figur V2-2: Forenklet skjematisert oversikt over hvordan Monster fungerer.

39 SSB Tabell: 08311: Nettoforbruk av elektrisk kraft, etter type og forbrukergruppe (GWh) 2013-2015

40 Monster = Monte Carlo Simulator for Transmission system Reliability

Feilrater for transmisjonsnettanlegg i analyseområdet regnes ut basert på vær- og feilhistorikk

Monster bruker værhistorikk og feilrater til å konstruere tidsserier med sannsynlighet for at hver enkelt ledning får en feil, time for time, over mange år med værhistorikk. Per i dag bruker Monster værdata for 35 år i perioden fra 1979 til 2015. For hver luftlinje og hver time beregner Monster en individuell, væravhengig sannsynlighet for feil grunnet lyn, vind og snø/is. Varige feil og forbigående⁴¹ feil blir håndtert separat. Sannsynlighet for feil på luftledninger som ikke skyldes lyn, vind eller snø/is modelleres som konstant over året.

Anslag på feilrater for hver luftlinje tar utgangspunkt i landsgjennomsnittlige feilrater per 100 km på det aktuelle spenningsnivået. Per i dag bruker vi landsdekkende feilstatistikk for perioden fra 1998 til 2018. Feilratene for hver luftledning blir deretter korrigert etter Bayesiansk teori på følgende måte:

1. Utgangspunktet er en a priori feilrate for hver ledning basert på den gjennomsnittlige feilraten for samtlige linjer i Norge på det aktuelle spenningsnivået.
2. Feilraten a priori (λ_{prior}) justeres basert på faktisk feilhistorikk for hver luftlinje. Denne kalles a posteor (λ_{post}) feilrate og blir beregnet basert på Bayesiansk teori:

$$\lambda_{\text{post}} = \frac{1 + \sum y_i}{\frac{1}{\lambda_{\text{prior}}} + n}$$

Her er $\sum y_i$ summen av antall registrerte feil, og n er antall år med feilhistorikk for luftlinjen.

Vi legger til feilrater for komponenter i stasjonene i hver ende av hver enkelt ledning. Disse feilratene settes opp basert på grad av redundans og utforming av bryterfeltene i stasjonene. For endepunktskomponenter bruker vi ikke stasjonsspesifikke/avgangsspesifikke feilrater, men et landsgjennomsnitt som baserer seg på data fra både gamle og nye anlegg.

For kabelfeil ligger følgende parametere til grunn i avbruddskostnadsberegningene:

- Feilrate for kabelfeil: 0,066 feil/100 km/år
- Varighet for kabelfeil: 60 dager

Feilraten er basert på feilstatistikken som Statnett har tilgjengelig for egne kabelanlegg. For kabler med lengde over én kilometer inkluderer statistikken i alt 19 kabelfeil, hvorav 14 feil er registrert på lange HVDC mellomlandsforbindelser. For fjordkryssinger og andre kabelstrekninger har vi dermed lite data tilgjengelig. Varigheten for kabelfeil er basert på en ekspertvurdering av typiske reparasjonstider for kabler i Bergen og omland. Reparasjonstidene kan i praksis variere fra ett til 120 døgn.

41 Forbigående feil er definert som feil hvor vi ikke trenger å gjøre tiltak for å rette feilen

Bruken av en konstant feilrate og varighet for kabelfeil innebærer at vi ikke skiller mellom jordkabel og sjøkabel. Vi skiller heller ikke mellom hvorvidt kabelforbindelser består av ett eller flere kabelsett, eller hvorvidt kabelforbindelser har reservefase. Usikkerheten rundt disse parameterne er med andre ord stor.

Det er fem strekninger med kabel på fire transmisjonsnettforbindelser i området. Den benyttende feilraten per kilometer gir en returtid på omtrent 70 år for den lengste kabelstrekningen og 340 år for den korteste. Den samlede returtiden for feil på en av kablene blir omtrent 26 år. Vi regner altså med at denne typen feil forekommer sjelden.

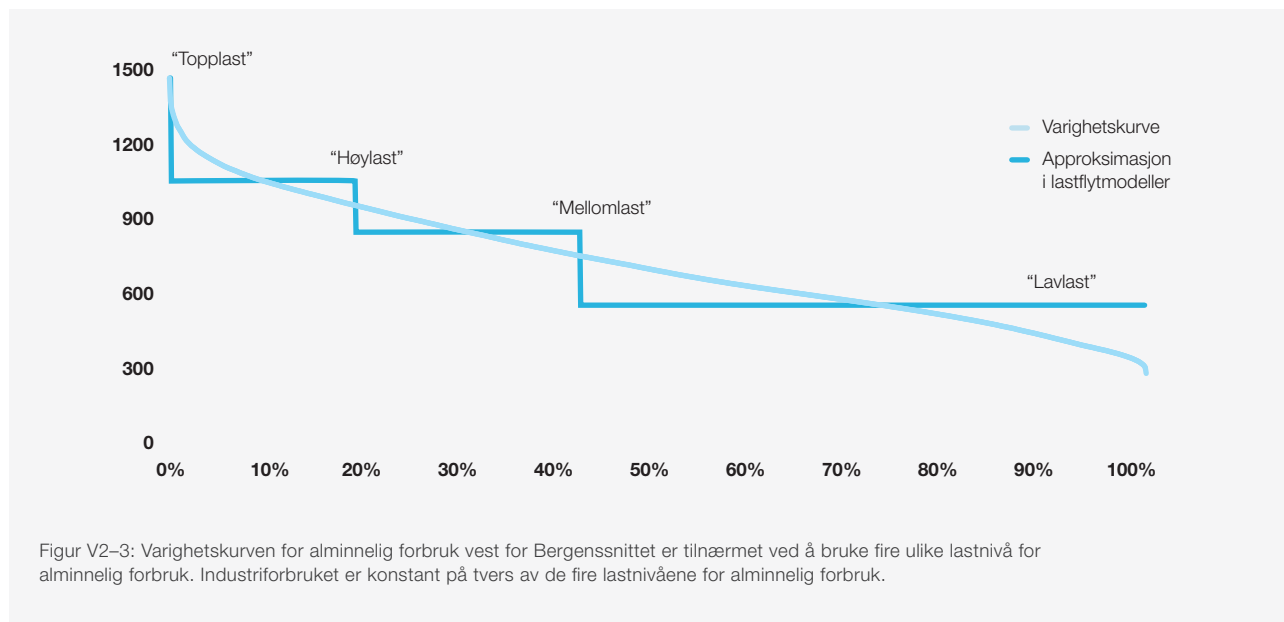
Monster simulerer feil i transmisjonsnettet time for time basert på feilratene for hver forbindelse

Monte Carlo-modulen i Monster bruker værhistorikk sammen med tidsseriene for feilsannsynlighet per ledning som inndata til en mengde Monte Carlo-simuleringer. I hver simulering utføres en tilfeldig trekning av feil gjennom hver time av simuleringsperioden. Når Monster trekker en feil i en gitt time, trekkes det også en varighet fra sannsynlighetsfordelingen for den aktuelle feilårsaken. Vi bruker en simuleringsperiode på 35 år for å fange variasjonen i værpåkjønning mellom ulike år. Vi legger til grunn at det historiske været er representativt for fremtidens vær. Med andre ord er værdataene ikke justert for klimaendringer. Vi utfører normalt mellom 3000 og 10 000 simuleringer for å oppnå tilstrekkelig konvergens i resultatene fra Monte Carlo-modulen.

Ved hjelp av lastflytmodeller finner Monster hvorvidt feilene som blir trukket i Monte Carlo-simuleringene fører til avbrudd for sluttbrukere. Lastflytmodellene viser hvordan tilstanden i kraftnettet under bestemte forutsetninger for blant annet forbruk, produksjon og driftskoblinger. Monster kan dermed bruke modellene til å undersøke hvordan kraftflyten i nettet endrer seg når en eller flere ledninger er utilgjengelige som følge av feil. For hvert enkelt feilscenario finner modellen omfanget av utkoblet forbruk i MW. Kombinert med informasjon om feilvarighet kan Monster deretter regne ut ikke levert energi i MWh og kostnad i MNOK.

Vi bruker fire lastnivåer for å representere variasjonen i forbruk og produksjon over året

Vi har utført simuleringene med utgangspunkt i fire systemtilstander: topplast, høylast, mellomlast og lavlast. Nivået på alminnelig forbruk skiller de fire systemtilstandene fra hverandre. Industriforbruket er det samme i alle de fire systemtilstandene. Kraftproduksjonen er tilpasset den delen av året som hver systemtilstand er ment å representere. Figur V2-3 viser prognostisert varighetskurve for alminnelig forbruk i år 2030, samt lastnivået for alminnelig forbruk som inngår i de fire lastflytcasene som representerer året 2030. Tabell V2-3 viser hvordan de fire lastflytcasene er tilordnet et ulikt antall dager av året, samt hvilken omgivelsestemperatur vi har lagt til grunn for ledningenes overføringsgrenser i de ulike lastflyt-casene. Vi bruker den samme fremgangsmåten for å generere lastflyt-case for årene 2025, 2030, 2035 og 2040.



Figur V2-3: Varighetskurven for alminnelig forbruk vest for Bergenssnittet er tilnærmet ved å bruke fire ulike lastnivå for alminnelig forbruk. Industriforbruket er konstant på tvers av de fire lastnivåene for alminnelig forbruk.

Tabell V2-3: I avbruddskostnadsberegningene er de fire systemtilstandene tilordnet en ulik andel av året og vurderes mot ulike overføringsgrenser som vist i tabellen.

Lastflytcase	Dager per år	Overføringsgrenser v/ temperatur
Topplast	7 dager	0 °C
Høylast	63 dager (+ skuddårsdager)	0 °C
Mellomlast	85 dager	10 °C
Lavlast	210 dager	20 °C

Lastflyt-casene som mates inn i Monster skal representere faktiske systemtilstander gjennom året. Samtidig er vi nødt til å gjøre forenklinger og begrense antall systemtilstander av hensyn til hva som er regneteknisk håndterlig i Monster. Flyten i kraftnettet varierer over døgnet og over året som en funksjon av forbruk og produksjon i hele Norden, og som følge av import/eksport på utenlandsforbindelsene. På Vestlandet vil dette gi stor variasjon i nord-sør flyten. Overføringen internt i Bergen og omland påvirkes av nord-sør-flyten og forbruksnivået internt i området. Nord-sørflyten varierer selv når forbruket internt i området er på samme nivå. Vi har valgt å legge en gjennomsnittlig nord-sørflyt til grunn i alle lastflyt-casene, ettersom det er forbruksnivået internt i Bergen og omland som påvirker flyten i området i størst grad.

Oppsett av systemvern avgjør hvilke sluttbrukere som blir koblet ut

I analysen av Bergen og omland legger vi til grunn at forbruk på systemvern blir tatt i bruk for å utnytte hele intaknettkapasiteten. Som følge av manglende N-1

forsyningsikkerhet for deler av industriforbruket, har Statnett som systemansvarlig allerede installert systemvern som kobler ut industriforbruk ved feil på utvalgte forbindelser i Bergen og omland. Vi legger industriforbruk på systemvern før kunder i distribusjonsnettet (alminnelig forbruk), da sistnevnte kun er tillatt som midlertidig tiltak.

I tillegg til industriforbruk er også noe alminnelig forbruk koblet på systemvernet. Sannsynligheten for at alminnelig forbruk kobles ut er lav, ettersom samtidig feil på to ledninger må inntreffe i perioder med høy last for at det skal bli nødvendig.

Når vi regner på avbruddskostnader for fremtidige scenarier med nytt industriforbruk, legger vi til grunn at nytt industriforbruk vest for Kollsnes-/Lindåssnittet blir lagt til på toppen av listen og kobles ut før eksisterende kunder. I tillegg har vi lagt til noe mer forbruk på bunnen av listen for å kunne regne på feilscenarier med flere samtidige utkoblinger. Når vi regner på avbruddskostnader fra 2025 og utover, er det slik at ingen enkeltfeil gir avbrudd for alminnelig forbruk. Utkobling av alminnelig forbruk er derfor kun spesifisert opp for å kunne inkludere feilscenarier hvor mer enn en forbindelse er utilgjengelig. Samtidige utkoblinger kan forekomme som følge av samtidige feil, eller ved feil samtidig som andre forbindelser er utkoblet for vedlikehold.

Vi gjør forenklede vurderinger av avbruddskostnadene som følge av begrenset kapasitet på Sogndal–Modalen

I behovsanalysen og alternativanalysen beskriver vi flaskehalsene som oppstår som følge av økt forbruk og begrenset kapasitet på Sogndal–Modalen. En måte å dempe disse flaskehalsene på, uten å oppgradere nettet, er å benytte systemvern med BFK som reduserer industriforbruket ved utfall av ledninger som inngår i snitt med Sogndal–Modalen. Dette vil imidlertid ha en kostnad i form av forventede avbruddskostnader.

Som beskrevet over, varierer flyten i kraftnettet med produksjon, forbruk og eksport/import på utenlandskablene. For transmisjonsnettet rundt Bergen og omland gir de fire lastflyt-casene som er brukt internt i området ikke en god nok representasjon av overføring og øvrig tilstand i nettet gjennom året. Bruk at de samme fire lastflyt-casene vil derfor gi uøyaktige beregnede avbruddskostnader. Av den grunn gjør vi forenklede vurderinger av avbruddskostnader fremfor å kjøre en full Monster-simulering. Vi mener at usikkerheten i de forenklede vurderingene ikke blir større enn om vi hadde kjørt en full Monster-simulering, og en full Monster-simulering ville være mer tidkrevende. Vi har gjort en forenklet vurdering i følgende steg:

1. Ved hjelp av Monster har vi hentet ut forventet feilrate og feilvarighet for de aktuelle ledningene
2. Fra markedsmodellen vår, Samnett, har vi hentet ut flyten for de aktuelle overføringssnittene
3. Basert på varighetskurver for flyten på snittene har vi sett på hvor stor andel av tiden BFK må være aktivert for å overholde flytgrensen, og hvor mange MW som blir koblet ut i snitt dersom det skjer en feil.

Basert på andel av året, gjennomsnittlig MW, forventet feilrate og feilvarighet, samt kostnadsfunksjon for industrikundene, får vi et grovt estimat på forventet avbruddskostnad.

Avbruddskostnader som følge av planlagt utkobling

I Bergen og omland vil det også bli behov for å koble ut forbruk i forkant av Statnetts planlagte driftsstanser. Hvor mye og hvor ofte avhenger av flere faktorer, blant annet i hvilken grad vi klarer å koordinere med planlagt driftsstans hos industrien, varighet på de planlagte driftsstansene, flyt i nettet samt hvor mye last som kan legges over i regionalnettet.

Statnett må gjennomføre jevnlige driftsstanser for å opprettholde driftssikker stand på våre anlegg

De planlagte driftsstansene som tar lengst tid og som gjennomføres oftest er 10-års revisjon på ledninger og vask av muffeanlegg. Førstnevnte tar normalt 5 arbeidsdager per ledning (100 timer), men vi vet at det ofte kan dukke opp ting på disse revisjonene som gjør at utkoblingen tar lengre tid. I snitt varer Statnetts vedlikehold på ledninger 45 timer i året⁴². Muffevask gjennomføres årlig og tar omtrent en arbeidsdag (10 timer). Som minimum legger vi til grunn at ledninger uten innskutt kabel er ute til vedlikehold 10 timer per år, mens ledninger med innskutt kabel er ute 20 timer i året. Som maksimum har vi satt at gjennomsnittet på 45 timer per år kommer i tillegg. Dette gir ett spenn på varigheten av Statnetts planlagte utkoblinger på eksisterende forbindelser i Bergen og omland som gitt i tabell V2-4. Forbindelsene mellom Evanger og Fana krever ikke utkobling av forbruk ved planlagt driftsstans og er derfor ikke inkludert i tabellen.

Tabell V2-4: Utfallsrom for varighet Statnetts ledninger er koblet ut hver år

Forbindelse	Utkoblingsvarighet minimum (timer)	Utkoblingsvarighet maks (timer)
Haugsvær-Lindås	20	65
Kollsnes-Lindås	45 ⁴³	90
Haugsvær-Steinsland	10	55
Modalen-Steinsland	10	55
Kollsnes-Lille Sotra	20	65
Fana-Samnanger	10	55
Lille Sotra-Fana	20	65

42 Statnett bruker i gjennomsnitt 72,2 timer per revisjon. Med 0,6294 revisjoner pr år blir i snittet 45,41 timer pr år per ledning

43 To sammenhengende arbeidsdager for ledning med to kabelstrekk (4 muffeanlegg), 24 + 10 timer

Hvor mye lasten må reduseres før planlagt driftsstans avhenger av kraftproduksjon, hvor mye last som kan flyttes over på regionalnettet, omgivelsestemperatur og hvor høyt annet forbruk i området er. Vi har sett på ulike scenarier og kommer frem til ett spenn i antall MW som industriforbruket må reduseres med, før vi gjennomfører planlagt driftsstans på ulike ledninger. Dette er før vi ser på muligheten for å koordinere utkobling med driftsstans hos industrien. Dette vil øke med forbruk som får tilknytning. Spenn for MW for ulike år i analyseperioden er angitt i tabell V2-5.

En tabell er fjernet her siden den er underlagt taushetsplikt etter energiloven §9-3 jf bfe § 6-2. Unntatt fra innsyn etter offentleglova § 13.

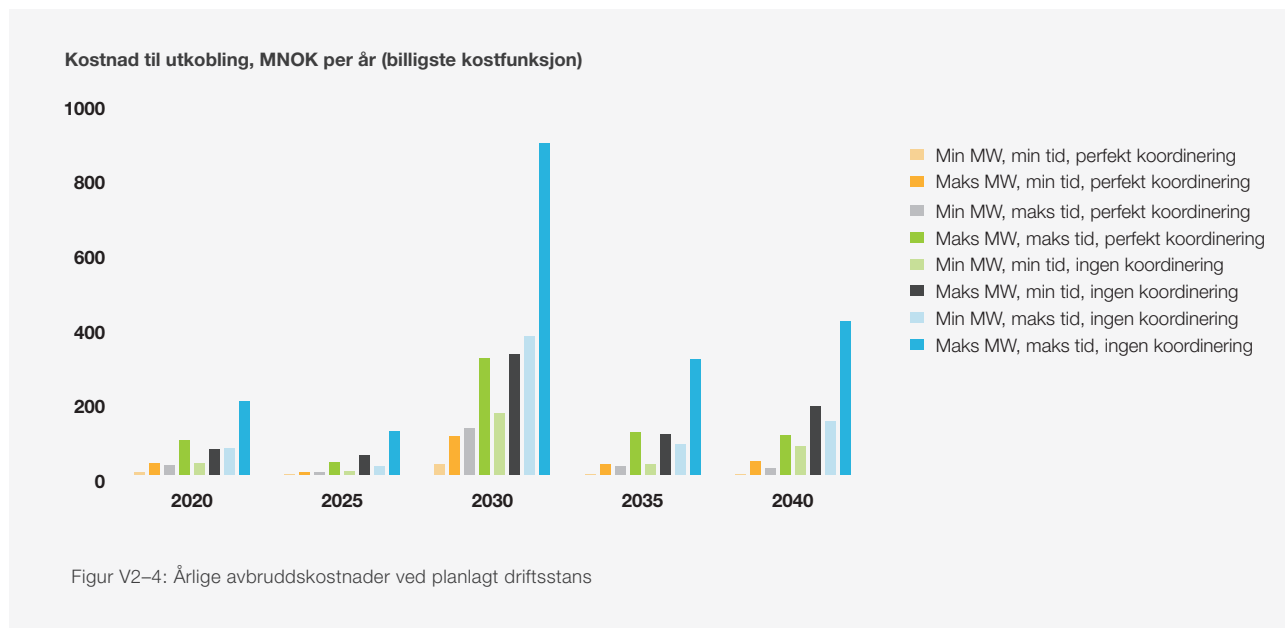
[Vi har regnet på kostnad til utkobling ved flere grader av koordinering med industrien](#)

Når industriaktørene har driftsstans, blir industrilast redusert. Jo mer Statnett og industrien klarer å koordinere disse driftsstansene til samme tid, desto mindre blir konsekvensen av at Statnett har planlagt driftsstans. Det er imidlertid flere utfordringer med å få til dette i praksis. For det første vil det etter hvert vært mange industriaktører. Flere av disse må igjen koordinere sine revisjoner med for eksempel revisjon i gassinfrastrukturen. Det er krevende å få alt dette til å falle på samme tidspunkt. Videre har Statnett erfaring med at industrien planlegger sine driftsstans kortere tid i forkant enn hva Statnett gjør. Statnett må melde inn neste års planlagte driftsstanser til systemoperatøren innen 1.september (Statnett SF 2019). Tidligere har dette vært for lang tid i forkant til at industriaktørene har besluttet om og når deres driftsstans finner sted.

Vi mener likevel det er realistisk med en viss grad av koordinering for å redusere konsekvensene av Statnetts planlagte driftsstans. Vi har derfor sett på hva avbruddskostnadene blir i et scenario der koordineringen fungerer optimalt. Industriaktørene har delt informasjon om hvor ofte og hvor lenge de har fullstendig

eller delvis driftsstans. Nesten alle aktørene har delvis driftsstans flere ganger i året, som varer fra en halv til tre dager. I tillegg har de fullstendig driftsstans på 12–21 dager hvert 3.–4. år. Vi ser at det i løpet av en 40-års periode, likevel vil være år hvor lasten må reduseres ytterligere, selv om koordineringen er optimal. Vi legger derfor til grunn at Statnetts planlagte driftsstans medfører varslet strøbrudd i 40 prosent av årene.

Vi har også regnet ut hva avbruddskostnadene blir dersom vi ikke koordinerer i det hele tatt. Vi bruker både minste og høyeste anslag på varighet og MW lasten må reduseres fra Tabell V2–4 og Tabell V2–5. Vi får da totalt 8 anslag på avbruddskostnader ett gitt år. Figur V2–4 viser de åtte scenarioene for avbruddskostnader, gitt at det alltid er billigste aktør som må redusere sin last. Spennet er stort. Eksempelvis er det i 2030 fra 30 MNOK i året hvis koordinering, varighet på utkobling er kort og de systemmessige forholdene er optimale. I den andre enden av skalaen er kostnaden i underkant av 900 MNOK i året dersom vi ikke koordinerer, varighet på utkobling er lang og de systemmessige forholdene ikke er optimale.



I forventning legger vi til grunn en gjennomsnitt av de seks "midterste" av disse scenarioene. De to mest ekstreme scenarioene er tatt ut. Dette fordi vi mener det ikke er realistisk at vi både er perfekt koordinert, samtidig som tidspunktet er ideelt systemmessig. På den andre siden er det heller ikke realistisk at vi ikke trenger å koordinere noe, men likevel har utkobling på et tidspunkt der det både tar lang tid og gir høy konsekvens.

Vi vet ikke hvilken aktør som må redusere lasten sin ytterligere. Vi legger til grunn en forventet avbruddskostnad som er gjennomsnittet av de aktørene som har lavest avbruddskostnader ved varslet avbrudd, og gjennomsnittsfunksjonen for alle industriaktørene.

Tapsberegning

Overføringstapene er beregnet med bruk av Samnett-modellen

Samnett er en kombinert markeds- og nettmodell. Modellen har en detaljert modellering av hele det europeiske kraftmarkedet. På nordisk side er i tillegg hele det fysiske kraftsystemet i Norge og Norden, inkludert transmisjonsnettet, modellert. Vi bruker denne modellen til å simulere over 30 historiske værår. Vi får da ut av modellen mange hundretusen markedsløsninger med tilhørende lastflytcaser. Ut av modellen kommer alle relevante samfunnsøkonomiske parametere for kraftmarkedet, herunder kostnaden ved fysiske tap. Disse er en funksjon av kraftpris og fysiske tap time for time i hvert område i modellen. Når vi legger inn en fysisk endring i kraftsystemet, for eksempel en ny ledning eller oppgradering av en gammel, kan vi derfor beregne hvordan de fysiske tapene endrer seg og tapskostnaden. Hvis for eksempel en nettforsterkning reduserer de fysiske tapene mye, vil dette kunne påvirke kraftprisene noe. Modellen vil også fange opp slike virkninger på en konsistent måte. For mer informasjon om prisutviklingen og forutsetninger se Statnetts langsiktige markedsanalyse (Statnett 2018).

Vi bruker resultatene for BKK-området og tar utgangspunkt i et 2030-case

Resultatene fra simuleringene er vist i tabell V2-6 og V2-7. Alle konseptene inneholder trinn 1-tiltakene, men vi har også skilt disse ut i en egen kolonne for å få en indikasjon på hvor stor tapsreduksjonen i trinn 1 er alene.

Vi ser at størsteparten av tapsendringen i Norge befinner seg i BKK-området. Vi legger derfor til grunn tapsendringene i BKK i KVU-en. Det eneste unntaket er resultatene for trinn 1 i middelsscenarioet, hvor tapene er langt større i Norge enn i BKK isolert sett. Vi vurderer at dette resultatet er en uteligger, og benytter derfor tallet for BKK som indikasjon på tapene også i trinn 1 alene.

Tabell V2-6 Endring i tap (GWh) per år fra nullalternativet med lav forbruksvekst og konseptene med middels forbruksvekst. 2030-case. De fulle konseptene inneholder også trinn 1. Tallene er avrundet til nærmeste 5 GWh

Middelsscenario	Trinn 1	Ny forbindelse fra Samnanger	Ny forbindelse fra Modalen	Spenningsoppgradering
BKK	70	20	20	10
Resten av Norge	45	-5	5	0
Norge	115	20	25	10
Utlandet	-30	-90	-95	-90
Samlet	90	-75	-70	-85

Tabell V2-7 Endring i tap (GWh) per år fra nullalternativet med lav forbruksvekst og konseptene med lav forbruksvekst. 2030-case. De fulle konseptene inneholder også trinn 1. Tallene er avrundet til nærmeste 5 GWh

Lavscenario	Trinn 1	Ny forbindelse fra Samnanger	Ny forbindelse fra Modalen	Spenningsoppgradering
BKK	-30	-50	-50	-70
Resten av Norge	5	0	10	5
Norge	-30	-50	-40	-70
Utlandet	0	5	0	0
Samlet	-30	-45	-40	-65

For å komme frem til tapskostnadene i nettet har vi tatt utgangspunkt i et 2030-case. Tabell V2-6 viser endringene i årlige tap i middelscenarioet for forbruksutviklingen, mens Tabell V2-7 viser endringene i årlige tap i lavscenariet for forbruksutviklingen.

For å få frem endring i tap, har vi sammenliknet tapene i utbyggingskonseptene med et nullalternativ hvor vi knytter til forbruket i lavscenariet for forbruksutviklingen. Dette tilsvarer omtrentlig størrelsen på forbruket vi maksimalt kan knytte til i nullalternativet uten å bryte strøm- og spenningsgrensene i nettet. Ut fra denne metoden, er den årlige økningen i tap i BKK rundt 10 GWh i spenningsoppgraderingskonseptet, og omtrent 20 GWh med ny ledning fra Samnanger eller Modalen, gitt middelscenariet for forbruksutviklingen.

Å legge til grunn årlige tap i samme størrelsesorden som i 2030 gjennom hele analyseperioden, ville trolig innebære en overvurdering av tapene i nettet. Dette skyldes at 2030 er året med anslått høyest forbruk i Bergen og omland. Vi har derfor for hvert år i analyseperioden, justert ned tapene i nettet med samme prosentvise nedgang som forbruket i forhold til 2030-nivå. Vi har altså antatt at det er et en-til-en forhold mellom nedgang i tap og forbruk. Dette er en forenklet tilnærming da nedgangen i tap trolig er noe større enn den prosentvise reduksjonen i forbruk.

Usikkerhet i metodeforutsetningene

Diskonteringsrente

Når vi beregner nåverdi bruker vi et risikojustert avkastningskrav for å diskontere fremtidige kontantstrømmer. Dette avkastningskravet skal gi uttrykk for den avkastningen kapitaleierne forventer å oppnå på sin investering. Jo mer usikker kontantstrømmen er, desto høyere diskonteringsrente bør bli lagt til grunn.

I Statnett legger vi til grunn en diskonteringsrente på fire prosent i våre analyser. Tiltakene i Bergen og omland legger imidlertid til rette for aktører med nyttestrømmer som har stor konjunkturfølsomhet. Årsaken til dette er at nytten for disse aktørene ved bedret forsyningssikkerhet eller markedsadgang, avhenger av til dels volatile markedspriser på henholdsvis olje- og gass og kraftsalg. Vi har derfor lagt til grunn en diskonteringsrente på syv prosent for kontantstrømmene fra avbruddskostnadene. Vi har også lagt til grunn syv prosent når vi har utledet kostnadsfunksjonene for avbrudd for aktørene.

Aktørene kan imidlertid ha både høyere og lavere avkastningskrav enn syv prosent. På den ene siden handler flere av forbruksplanene om å redusere klimagassutslipp.

Det kan være at det er lavere avkastningskrav for denne typen tiltak, enn for andre prosjekt i oljebransjen. Samtidig er olje- og gasspriser svært følsomme for konjunktursvingninger, noe som taler for at avkastningskravet kan være enda høyere.

Vi har ikke fått regnet årlige avbruddskostnader basert på kostnadsfunksjoner som er utledet med for eksempel fire eller 10 prosent diskonteringsrente. Generelt kan vi lese av endringen i selve kostnadsfunksjonene at kostnaden for utfall, blir redusert med om lag 30 prosent ved fire prosent rente. Dersom vi bruker 10 prosent rente øker kostnaden for avbrudd med 20 prosent. Hvis vi forenklet antar at årlige avbruddskostnader endres med disse ratene, og vi deretter diskonterer den nye kontantstrømmen med henholdsvis fire og 10 prosent avkastningskrav får vi nåverdi av avbruddskostnadene som i tabell V2-8.

Tabell V2-8: Nåverdi av avbruddskostnader ved bruk av ulike avkastningskrav

	Nullalternativet	Ny forbindelse fra Samnanger	Ny forbindelse fra Modalen	Spenningsoppgradering
4%	1 920	160	160	230
7%	2 220	200	200	280
10%	2 280	210	210	290

Hvis vi diskonterer alle kontantstrømmer med samme avkastningskrav, enten fire, sju eller ti prosent får vi resultat som i tabell V2-9. Vi ser at det ikke påvirker rangeringen mellom konseptene. Videre går lønnsomheten av konseptene noe ned ved å bruke fire prosent, mens den øker hvis vi bruker sju prosent på alt. Ved 10 prosent avkastningskrav er resultatet mer eller mindre det samme som vi legger til grunn i analysen. Unntaket er ny forbindelse fra Modalen, som nå er bedre enn nullalternativet i prissatte virkninger.

Tabell V2-9: Prissatte virkninger ved fire, sju og 10 prosent diskonteringsrente

2020-MNOK	4%				7%				10%			
	Null	S	M	SO	Null	S	M	SO	Null	S	M	SO
Prissatte virkninger [MNOK]	Null	S	M	SO	Null	S	M	SO	Null	S	M	SO
Investeringskostnader	0	-3 410	-3 450	-4 650	-	-2 900	-2 860	-3 780	0	-2 470	-2 400	-3 130
Reinvesteringer	-3 490	-2 110	-2 650	-980	-2 470	-1 400	-1 820	-680	-1 900	-1 040	-1 370	-520
Drift- og vedlikeholdskostnader	0	-10	-30	0	0	-10	-10	0	0	-5	-10	0
Avbruddskostnader	-2 470	-180	-180	-260	-2 750	-210	-210	-280	-2 330	-190	-190	-260
Redusert overføringstap	0	-160	-160	-150	0	-110	-110	-110	0	-80	-80	-90
Redusert flaskehalskostnad	0	170	170	170	0	110	110	110	0	80	80	80
Sum prissatte virkninger	-5 960	-5 700	-6 300	-5870	-5 220	-4 520	-4 900	-4740	-4 230	-3 705	-3 970	-3920
Rangering prissatte virkninger	3	1	4	2	4	1	3	2	4	1	3	2

Analysehorisont og restverdi

Analysene våre har normalt en horisont på 40 år, mens mange anlegg kan ha en teknisk levetid på 80-100 år. Det vil altså ofte være igjen utstyr med gjenværende levetid ved analyseperiodens slutt. Dersom restverdiene antas å være av betydning, verdsetter vi disse og inkluderer dem.

Når vi snakker om restverdier er vi normalt ikke opptatt av skrapverdien til stasjoner, master og ledninger ved analyseperiodens slutt, men verdien som ligger i å drifte anleggsdelene videre. Slik sett skal restverdien gi et anslag på samlet samfunnsøkonomisk nåverdi som tiltaket vil gi etter utløpet av analyseperioden. Det er imidlertid viktig å skille mellom restverdier og realopsjoner. Dersom det kreves større investeringer i noen anleggskomponenter for å utløse restverdi i andre komponenter, håndteres dette som realopsjoner.

Restverdier kan utelates fra analysen dersom restverdiene er små, av liten betydning eller dersom restverdiene er relativt like på tvers av de studerte alternativene. Det er ofte stor usikkerhet knyttet til beregningene av restverdi, men dette er ikke alene grunn nok til å holde dem utenfor analysen.

Vi har undersøkt om restverdier kan være med å skille konseptene eller vesentlig endre lønnsomheten. Vi ser for det første at forskjellen i restverdi er liten mellom konseptene. I tillegg må stasjonene på nytt reinvesteres før ledningene kan ha ytterligere restlevetid. Vi har derfor ikke tillagt dette verdi i analysen.

Kostnaden til overføringstap avhenger av hvilken kraftpris vi legger til grunn

Tabell V2-10 viser hvordan tapskostnadene varierer med de ulike kraftprisscenarioene som vi har beskrevet i vår langsiktige markedsanalyse. Generelt ser vi at kraftprisen har liten effekt på tapskostnadene i nettet i hovedkonseptene, da tapene målt i GWh er relativt beskjedne. Med ny ledning varierer tapskostnadene mellom 70–120 MNOK i lav og høy kraftprisbane, mens i spenningsoppgraderingskonseptet varierer kostnadene mellom 50–80 MNOK.

Tabell V2-10 Tapskostnader i ulike kraftprisscenario med middels forbruksscenario

NNV (MNOK)	Trinn 1	Ny forbindelse fra Samnanger	Ny forbindelse fra Modalen	Spenningsoppgradering
Simulert pris 2030 (40 EUR/MWh)	340	160	160	150
Basis kraftprisbane	320	160	160	150
Lav kraftprisbane	250	120	120	110
Høy kraftprisbane	420	200	200	190

For de første tiltakene, hvor tapene målt i GWh er langt større, har kraftprisene mer å si for tapskostnaden. Dermed varierer også gevinsten av ny forbindelse og spenningsoppgradering, isolert sett uten disse tiltakene, betydelig med kraftprisen. I lav og høy kraftprisbane varierer størrelsen på tapskostnadene for de første tiltakene mellom 250–420 MNOK. Reduksjonen i tapskostnad av ny ledning fra Samnanger eller Modalen alene, varierer dermed mellom 180 og 300 MNOK, mens tilsvarende intervall for spenningsoppgradering er 200–340 MNOK. Vi ser at tapskostnaden og tapsgevinsten øker med høyere kraftpriser.

"Simulert pris 2030" viser tapskostnadene vi får dersom vi legger til grunn kraftprisen vi har simulert for 2030-caset flatt gjennom hele analyseperioden. Å legge til grunn kraftprisen vi har simulert i året med antatt høyest forbruk vil, alt annet likt, trolig innebære at vi overvurderer tapskostnadene i nettet. Likevel ser vi at tapskostnaden kun øker marginalt i forhold til vår basis kraftprisbane.

Lavscenariot gir reduserte tapskostnader og øker nytten av utbyggingskonseptene

I kapittel 13.7 så vi at tapskostnadene øker i middelsscenarioet for forbruksutviklingen i Bergen og omland. Tapskostnadene er imidlertid sensitive ovenfor størrelsen på forbruket i området.

Tabell V2–11 viser tapskostnadene i lav-, middels og høyscenarioet for forbruksutviklingen, samt hvordan tapene varierer med endringer i våre antakelser om den fremtidige kraftprisutviklingen. Oppsummert finner vi i lavscenariot at utbyggingskonseptene gir reduserte tapskostnader, på 250 MNOK i spenningsoppgraderingskonseptet og rundt 200 MNOK med ny forbindelse fra Modalen eller Samnanger. Det innebærer isolert sett at utbyggingskonseptene får henholdsvis 400 og 360 MNOK høyere prissatt lønnsomhet i lav- enn i middelsscenarioet. I høyscenarioet øker tapskostnadene, men langt mer moderat, med 30 og 60 MNOK respektivt. Videre ser vi at spenningsoppgraderingskonseptet har lavest tapskostnader i alle forbruksscenario.

Tabell V2–11 Tapskostnader i lav- middels- og høyscenario for forbruksutviklingen, og lav/høy kraftprisbane

NNV (MNOK)	Ny forbindelse fra Samnanger	Ny forbindelse fra Modalen	Spenningsoppgradering
Lavt forbruk - basis kraftpris	-200	-200	-250
Lavt forbruk - lav/høy kraftpris	-160/-260	-160/-260	-200/-340
Middels forbruk - basis kraftpris	160	160	150
Middels forbruk - lav/høy kraftpris	120/200	120/200	110/190
Høyt forbruk - basis kraftpris	220	220	180
Høyt forbruk - lav/høy kraftpris	170-290	170-290	140-230

I lavscenariet reduseres tapskostandene i nettet, og lønnsomhet av utbyggingskonseptene øker

I det lave forbruksscenariet antar vi at det er mulig å knytte til alt forbruk i nullalternativet. Det innebærer at den negative effekten på tapene i nettet av økt forbruk som vi finner i middelscenariet, ikke er til stede i lavscenariet. Konseptene har dermed kun en positiv innvirkning på tapene i nettet, og vi observerer økt nytte i form av reduserte tapskostnader.

I høyscenariet øker tapskostnadene, men økningen er liten sammenliknet med middelscenariet

I høyscenariet er det samlede forbruket i Bergen og omland rundt 5500 MW, mot 3000 MW i middelscenariet fra rundt 2030. Vi har ikke simulert størrelsen på tapene i nettet i dette scenariet. Svært forenklet kan vi si at hvor mye strøm det går i ledningene i Bergen og omland er direkte og proporsjonalt avhengig av underskuddet i området. Det er imidlertid stor usikkerhet knyttet til hvor kraften som skal dekke underskuddet vil komme fra. En så stor økning i forbruk kan føre til vesentlige endringer i markedet og kan utløse økt produksjon i området langt borte (som vil øke tapene ytterligere) eller redusere eksporten til utlandet (som i dette tilfellet vil redusere tapene) eller det kan utløse nye kraftverk i området i nærheten av Bergen og omland (som ikke vil endre tapene vesentlig). Det er med andre ord vanskelig å si hvor store tapene er uten en simulering av markedet. Forenklet antar vi at tapene (i GWh) doubles i høyscenariet sammenliknet med i middelscenariet. Likevel ser vi at tapskostnadene øker lite sammenliknet med middelscenariet. Dette skyldes at mesteparten av tapskostnadene i nåverdi kommer mellom 2020 og 2030 før konseptene idriftsettes. I høyscenariet kan vi imidlertid ikke knytte til mer forbruk enn i middelscenariet før konseptene er på plass.

Statnett SF

Nydalen Allé 33
0484 Oslo

T 23 90 30 00

F 23 90 30 01

Statnett