

Økt industriforbruk på Haugalandet

Samfunnsøkonomisk analyse



Samfunnsøkonomisk analyse

Sak: Økt industriforbruk på Haugalandet – samfunnsøkonomisk analyse

Dokumentet sendes til:

Håkon Borgen/U

Bente Rudberg/BPP

Saksbehandler/Adm. enhet:

Marit Bonnevie-Svendsen/UPØ

Katrine Hildre Storaker/UPØ

Thomas Haugstenrød /UPN

Sigbjørn Sørbotten/UPN

Carl-Petter Haugland/UPØ

(Fagansvarlig økonomi)

Magnus Gustafsson/UPN

(Fagansvarlig systemanalyse)

Sign

Ansvarlig/Adm. enhet:

Grete Westerberg/UP

Sign:

Dokument ID: 3224244

Dato: Mars 2020

Rapporten er en samfunnsøkonomisk analyse av løsningsvalg for ny ledning inn til Haugalandet. Analysen bygger videre på konseptvalgutredningen fra 2015.

Forsidebilde: Master ved Karmsundet, Statnetts bildedatabase

Innhold

	Økt industriforbruk på Haugalandet	i
	Sammendrag	4
Del I	Bakgrunn	7
Del II	Behovsanalyse	8
2	Haugalandet har mye industriforbruk og lite produksjon	10
3	Statnett gjennomfører tiltak som hever kapasiteten i nettet	14
4	Høy forbruksvekst øker kraftunderskuddet	19
5	Økt kraftunderskudd svekker forsyningsikkerheten	24
6	Avbruddskostnadene øker i takt med svekket forsyningsikkerhet	27
Del III	Mål og rammer	34
7	Samfunns målet er næringsutvikling og sikker tilgang på strøm	34
8	Myndighetskrav og Statnetts retningslinjer setter rammer for analysen	35
Del IV	Mulighetsstudie	37
9	Uten økt nettkapasitet er det ikke plass til vesentlig mer forbruk	38
10	Ny ledning tilrettelegger for rundt 500 MW nytt forbruk	39
Del V	Samlet vurdering og konklusjon	50
11	Sauda kommer best ut i prissatte virkninger	53
12	Usikkerhetsanalyse av utbyggingsalternativene	62
13	Usikkerhetsanalyse utbyggingsalternativ vs. nullalternativ	68
14	Statnett anbefaler Blåfalli som startpunkt for ny ledning	71
15	Tiltaket øker nettariffen og gir en omfordelingseffekt	71
16	Kilder	72
V1	Metode og forutsetninger for samfunnsøkonomisk analyse	74
V2	Statnetts prognosemodell for alminnelig forbruk og transport	75
V3	Beregning av forventede avbruddskostnader	76

Sammendrag

I 2015 gjennomførte Statnett konseptvalgutredningen "Forsyning av økt kraftforbruk på Haugalandet" (Statnett 2015). Vi anbefalte å bygge en ny ledning til Haugalandet, fra øst eller Vestre korridor, ved en forbruksøkning over 650 MW. I denne analysen vurderer vi løsningsvalg for ny ledning.

Det er ikke driftsmessig forsvarlig å knytte til mer forbruk i området. Ifølge tilknytningsplikten må Statnett derfor planlegge, søke konsesjon for og investere i nye nettanlegg.

Totale forbruksplaner i området er nå ca. 1700 MW. Ledningen tilrettelegger for 500 MW nytt forbruk. Statnett har inngått utredningsavtale med Gassco (160 MW) og Haugaland næringspark (100 MW). Den samfunnsøkonomiske verdien av den nye ledningen avhenger av verdien av forbruket ledningen tilrettelegger for. Vi finner at denne verdien må overstige rundt 2 milliarder kroner for at tiltaket skal ha nøytrale prissatte virkninger. I tillegg har tiltaket middels negative natur- og miljøvirkninger (--). I lys av de store forbruksplanene i området, avtalene som er inngått og Statnetts tilhørende tilknytningsplikt, er det rasjonelt å gå videre med planleggingen av ny ledning og søke konsesjon.

Blåfalli-Gismarvik gir en separat føringsvei inn til Haugalandet og mindre arbeid nær spenningssette anlegg enn Sauda-Gismarvik. Vi rangerer derfor Blåfalli-Gismarvik foran Sauda-Gismarvik, selv om sistnevnte kommer bedre ut målt i prissatte virkninger.

Statnett gjennomfører tiltak som hever nettkapasiteten, men det er fortsatt ikke reserveforsyning
Haugalandet er et underskuddsområde med mye industri og lite produksjon. Kraftflyten inn til området er begrenset av det såkalte "SKL-snittet", som består av de tre 300 kV-ledningene som forsyner forbruket i området: to fra Sauda og én fra Blåfalli. Det er store planer om økt industriforbruk. Hydro har allerede etablert sitt pilotanlegg på Karmøy (ca. 125 MW). Utsirahøyden fase 1 og 2 samt forventet vekst i alminnelig forbruk, gir alene en forbruksøkning på ca. 350 MW fra 2022.

Høsten 2018 satte vi inn kondensatorbatterier på ledningene Sauda-Håvik og Håvik-Spanne. Innen 2020 skal SKL-ringen være temperaturoppgradert. Dette første trinnet av nettutviklingen på Haugalandet gir N-1 kapasitet i SKL-snittet, men fortsatt ikke reserve ved planlagte driftsstanser.

Ytterligere forbruksvekst i industrien vil svekke forsyningssikkerheten

Statnett kjenner til planer om rundt 1700 MW økt forbruk på Haugalandet. Hydro vurderer å utvide pilotanlegget på Karmøy til et fullskalaanlegg (ca. 400 MW) og Gassco har planer om å elektrifisere gassprosesseringsanlegget på Kårstø (160 MW). Videre har Haugaland Næringspark et ferdig regulert industriareal på 5000 dekar som skal legge til rette for etablering av areal- og energikrevende industri. Næringsparken har søkt om tilknytning av 100 MW forbruk, men forbruket kan bli langt større enn dette. Blant annet har næringsparken inngått en samarbeidsavtale med Statkraft for å få storskala datasenter til å etablere seg i næringsparken.

Statnett har gitt nettilknytning til Utsirahøyden fase 1 og 2. Det er ikke driftsmessig forsvarlig å knytte til øvrige planer om større industriforbruk. Statnett må derfor i henhold til tilknytningsplikten, planlegge, søke konsesjon for og om nødvendig investere i nye nettanlegg som kan gi driftsmessig forsvarlig tilknytning av varslede planer.

I sin prosessledende uttalelse for KVUen (OED 2016), ba OED Statnett om å redegjøre for de samfunnsøkonomiske virkningene av å knytte til forbruk uten N-1 forsyningssikkerhet. Vi finner at avbruddskostnadene stiger raskt med andel tid nettet driftes uten N-1. Forventede avbruddskostnader øker fra rundt 20 til 100-600 MNOK dersom gassprosesseringsanlegget elektrifiseres og næringsparken øker forbruket med 100-300 MW. Tilknytning av både Hydro fullskalaanlegg, 100 MW forbruk i

næringsparken og økt uttak fra gassprosesseringsanlegget innebærer at nettet driftes utenfor N-1 hele året samt at flyten nærmer seg N-0 grensen. Ved flyt nær N-0 grensen vil utfall av enkeltledninger medføre både spenningskollaps og svært stor overlast på gjenværende ledninger.

Ny ledning fra Sauda eller Blåfalli til ny Gismarvik stasjon tilrettelegger for ca. 500 MW nytt forbruk

En ny ledning er det andre trinnet av nettutviklingen på Haugalandet. Tiltaket øker N-1 kapasiteten over SKL-snittet med rundt 500 MW og tilrettelegger for om lag tilsvarende mengde nytt forbruk. Det vil si at tiltaket kun tilrettelegger for deler av de varslede forbruksplanene og at Statnett må utrede ytterligere tiltak i området hvis aktørene går videre med sine planer. Vi har ikke gjort en inngående analyse av trinn tre av nettutviklingen på Haugalandet, men vurderer at en ny ledning uansett er det beste andre trinnet av nettutviklingen i området.

Vi har undersøkt ulike løsninger for en ny ledning inn til Haugalandet. En ny ledning bør ende i en ny stasjon i Gismarvik fremfor på Karmøy. Det gir trolig lavest kostnader og mulighet for en trinnvis utbygging av nettet. Fra øst har vi vurdert Blåfalli som eneste mulige tilknytningspunkt, mens vi fra Vestre korridor går videre med tilknytningspunkt i Sauda. I analysen ser vi nærmere på to løsningsvalg:

- Én ny 420 kV-ledning fra Blåfalli til Gismarvik, driftet på 300 kV
- Én ny 420 kV-ledning fra Sauda til Gismarvik, driftet på 420 kV

Ledning fra Sauda kommer best ut i prissatte virkninger, men Blåfalli rangeres likevel først

Vi har lagt til grunn at en ny ledning tilrettelegger for 340 MW nytt forbruk i Haugaland Næringspark og elektrifisering av gassprosesseringsanlegget på Kårstø (160 MW). Nytt industriforbruk vil gi økt verdiskaping. Elektrifisering reduserer klimagassutslipp i Norge og bidrar positivt til norske klimamål.

I dag vet vi ikke hva slags type forbruk som vil etablere seg i næringsparken og det er vanskelig å vurdere hva den samfunnsøkonomiske verdien av elektrifisering er. Vi har derfor ikke verdsatt verdien av forbruket i analysen, men i stedet anslått hva denne verdien må være for at tiltaket skal være samfunnsøkonomisk lønnsomt. Det vil si at vi i praksis har gjort en nullpunktsanalyse. Som vist i Tabell 1 under, må verdien av forbruket overstige rundt 2 milliarder kroner for at tiltaket skal ha nøytrale prissatte virkninger. Vi har ikke grunnlag for å vurdere om verdiskapingen vil være større eller mindre enn dette. Hvis forbruksveksten blir høyere enn 500 MW, legger tiltaket i tillegg til rette for lønnsomme oppfølgingsinvesteringer (realopsjon).

Det er lite som skiller utbyggingsalternativene fra hverandre. En ny ledning fra Sauda kommer bedre ut i forventede prissatte virkninger, hovedsakelig på grunn av lavere tapskostnader. Begge utbyggingsalternativ innebærer en lang ny ledning i ny trase og har middels negative natur- og miljøvirkninger (--) sammenliknet med nullalternativet.

Fordi forskjellen i lønnsomhet er relativt liten, kan endringer i usikre forhold påvirke rangeringen. Noen forhold styrker lønnsomheten i favør av Sauda, mens andre styrker Blåfalli. Usikkerheten gir derfor ikke grunnlag for å endre rangeringen i den samfunnsøkonomiske analysen. Ny ledning fra Sauda har i alle analyserte tapsscenario lavere tapskostnader enn Blåfalli. Som følge av de høye forbruksplanene i området, kan det imidlertid hende at vi får en tidligere oppgradering av SKL-ringen til 420 kV. Dette vil redusere forskjellen i tapskostnader. Ny ledning fra Blåfalli gir en separat føringsvei inn til Haugalandet og dermed lavere sannsynlighet for hendelser som tar ut flere ledninger samtidig. Det gir også mindre arbeid nær spenningsstasjonene. Dette vil trolig også kunne gjøre det enklere og dermed billigere å oppgradere Saudaledningene, noe som på grunn av de høye forbruksplanene kan komme tidligere enn på reinvesteringstidspunktet. Sauda-Gismarvik gir på den andre siden høyere overføringskapasitet og dermed færre feilkombinasjoner som gir avbrudd under planlagte driftstanser.

Haugalandet har mye industriforbruk og lite produksjon

2019

Samlet sett rangerer Statnett Blåfalli foran Sauda som startpunkt for ny ledning for å redusere risikoen for hendelser som gir utfall av tre av fire ledninger inn til Haugalandet samt for å minimere SHA-risikoen i bygge- og driftsfasen.

Tabell 1 Den nye ledningen tilrettelegger for 500 MW nytt forbruk. Vi har ikke verdsatt verdien av det nye forbruket. Derfor har vi ikke grunnlag for å rangere nullalternativet. Samlet sett rangeres Blåfalli foran Sauda.

[2019-kr]	Nullalternativet	Sauda-Gismarvik	Blåfalli-Gismarvik
Prissatte virkninger [MNOK]			
Investering	0	-1 070	-1 070
Reinvestering	-40	-40	0
Avbrudd	-20	-30	-30
Tap	0	-760	-990
Drift- og vedlikehold	0	-70	-50
Sum prissatte virkninger	-60	-1 970	-2 140
<i>Differanse</i>	<i>0</i>	<i>-1 910</i>	<i>-2 080</i>
Rangering prissatte virkninger	/	1	2

Ikke-prissatte virkninger			
Natur- og miljø	0	--	--
Rangering ikke-prissatte virkninger	/	1	1

Vurdering av usikkerhet

Forskjellen i lønnsomhet er liten. Noen forhold styrker lønnsomheten i favør av Sauda, mens andre styrker Blåfalli. Avbruddsrisikoen er relativt lik i alle alternativ. Sauda-Gismarvik innebærer imidlertid risiko for hendelser som tar ut tre av fire forbindelser inn til Haugalandet. Dette alternativet gir derimot høyere overføringskapasitet og dermed færre feil som gir avbrudd. Usikkerheten gir ikke grunnlag for å endre rangeringen i den samfunnsøkonomiske analysen.

Hvis forbruksveksten blir høyere enn 500 MW, legger begge alternativ til rette for lønnsomme oppfølgingsinvesteringer (realopsjon).

Rangering usikkerhet	/	1	1
Samlet rangering samfunnsøkonomisk analyse	/	1	2

Øvrige beslutningsrelevante forhold

Statnett har inngått utredningsavtale med Gassco (160 MW) og Haugaland næringspark (100 MW). Ledningen tilrettelegger for 500 MW nytt forbruk og er det naturlige neste trinnet av nettutviklingen for å møte de høye forbruksplanene i området (ca. 1700 MW). Det er gjort en nullpunktsanalyse som viser at verdien av forbruket må overstige 2 milliarder kroner for at tiltaket skal være rasjonelt. Verdien av forbruket er ikke verdsatt i analysen, men vi har ikke grunnlag for å si at verdien vil være lavere enn 2 milliarder kroner. Det er derfor rasjonelt å gå videre med planleggingen av ledningen og søke konsesjon.

Blåfalli-Gismarvik gir en separat føringsvei inn til Haugalandet og mindre arbeid nær spenningsatte anlegg. Statnett vektlegger å redusere risikoen for hendelser som gir samtidig utfall av tre av fire ledninger inn til Haugalandet og SHA-risikoen. Vi rangerer derfor Blåfalli foran Sauda.

Helhetsvurdering	/	2	1
-------------------------	----------	----------	----------

Del I *Bakgrunn*

I 2015 gjennomførte Statnett konseptvalgutredningen "Forsyning av økt kraftforbruk på Haugalandet" (Statnett 2015). Vi anbefalte å bygge en ny ledning fra øst eller Vestre korridor dersom det kommer en forbruksøkning over 650 MW¹ i området. Denne analysen er avgrenset til å se på lønnsomheten av løsningsvalg for en ny ledning for å tilrettelegge for økt forbruk.

1.1 I KVUen anbefalte vi en trinnvis utvikling av nettet på Haugalandet

Trinn 1 består av tiltak for reaktiv kompensering og temperaturoppgradering. Dette er tiltak Statnett nå gjennomfører og som gir N-1 forsyningsikkerhet til rundt 650 MW nytt forbruk. I trinn 2 anbefalte vi en ny ledning fra øst eller Vestre Korridor ved en forbruksøkning over 650 MW. Trinn 3 består av oppgradering til 420 kV-drift for alle ledningene inn til Haugalandet.

Uten Hydro fullskalaanlegg lå de kjente forbruksplanene på analysetidpunktet samlet sett under 650 MW. Med fullskalaanlegget ville forbruket øke med opp mot 1000 MW, avhengig av øvrige planer. I praksis ble derfor Hydro fullskalaanlegg ansett som det prosjektutløsende behovet for trinn 2.

1.2 I trinn 2 anbefalte vi i KVUen en ny ledning fra øst eller Vestre korridor

I KVUen gjennomførte vi i praksis en kostnadseffektivitetsanalyse, som sammenliknet fire konsept som gir N-1-forsyningsikkerhet til en forbruksøkning over 650 MW:

- Oppgradering av eksisterende ledninger
- Ny ledning fra øst
- Ny ledning fra Vestre korridor
- Ny ledning fra BKK-området

Vi konkluderte med at "ny ledning fra øst" var det beste konseptet, noe som ble støttet fra ekstern kvalitetssikrer. Dette var basert på en avveining mellom størrelsen på investeringskostnader, gjennomføringstid og miljø. Likevel ønsket vi å ta med konseptet "ny ledning fra Vestre korridor" i den videre prosessen, da forskjellen i kostnad og gjennomføringstid var liten.

1.3 OED støttet konseptvalget og ba oss redegjøre for samfunnsøkonomien i tiltaket

I 2016 gav Olje- og energidepartementet sin prosessledende uttalelse (OED 2016), hvor de støttet Statnetts konseptvalg. I en eventuell konsesjonssøknad, ba OED oss om å redegjøre for samfunnsøkonomien i tiltaket. Departementet mente også at KVUen burde innehold en analyse av de samfunnsøkonomiske virkningene ved å knytte det planlagte forbruket til nettet uten N-1-forsyningsikkerhet, det vil si uten ny ledning.

1.4 Denne analysen ser på løsningsvalg for ny ledning fra øst eller Vestre korridor (trinn 2)

I denne rapporten redegjør vi for den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av ulike løsningsvalg for en ny ledning fra øst eller Vestre korridor. I tråd med føringene fra OED undersøker vi også konsekvensen av å knytte til økt forbruk i nettet uten ny ledning. Den største endringen siden KVUen ble gjennomført er at det nå foreligger langt større planer om økt forbruk i området.

¹ Hydro pilotanlegg (ca. 125 MW), som i dag er etablert, og Utsirahøyden fase 1 og 2 (350 MW), som i dag er delvis realisert, inngår i dette volumet.

Del II *Behovsanalyse*

Haugalandet er et underskuddsområde med mye industri og lite produksjon. Kraftflyten inn til området begrenses av det såkalte "SKL-snittet", som består av de tre 300 kV-ledningene som forsyner forbruket i området: to fra Sauda og én fra Blåfalli. I behovsanalysen beskriver vi forventet utvikling i forbruk, produksjon og nettkapasitet i fravær av tiltak. Vi beskriver også reinvesteringsbehovet i området.

Det er store planer om økt industriforbruk på Haugalandet

Hydro har allerede etablert et pilotanlegg på Karmøy og Utsirahøyden fase 1 har startet produksjonen. Fase 2 av Utsirahøyden er planlagt ferdigstilt i 2022. Aluminiumsproduksjonen på Husnes ligger utenfor SKL-snittet, men påvirker likevel flyten over snittet. Hydro har investeringsbeslutnet å åpne den andre produksjonslinjen, noe som gir en dobling av effektuttaket, fra 170 MW til 340 MW.

Statnetts basisscenario for utviklingen i alminnelig forbruk viser i overkant av 20 prosent vekst i maksforbruket frem til 2040, fra 540 MW til 660 MW. Elektrifisering av transport og befolkningsvekst er de viktigste vekstdriverne, men blir dempet av mer energieffektive bygg. I basisscenarioet har vi lagt til grunn høy grad av elektrifisering av bilpark og ferger.

Det er stor usikkerhet i størrelsen på annen forbruksvekst i området og veksten kan komme i ulike trinn. Til sammen kjenner vi til planer om opp mot 1700 MW nytt forbruk. Hydro planlegger å utvide pilotanlegget til et fullskalaanlegg (ca. 400 MW), Gassco har planer om å elektrifisere gassprosesseringsanlegget på Kårstø (ca. 160 MW) og Haugaland næringspark har søkt om å knytte til 100 MW nytt forbruk. Forbruket i næringsparken kan imidlertid bli langt større enn dette. Blant annet har Statkraft og Haugaland næringspark inngått en samarbeidsavtale med sikte på å få storskala datasenter til å etablere seg i næringsparken. I tillegg har BioFuel Development planer om å etablere et produksjonsanlegg for biodrivstoff for fly i næringsparken (75-570 MW). Det er usikkert *om* aktørene vil etablere seg og *når* forbruket kommer. For næringsparken er det usikkert *hvilke* aktører som etablerer seg og *hvor stort* forbruket blir.

Statnett gjennomfører tiltak som hever kapasiteten i nettet

Statnetts basisscenario for forbruksutviklingen på Haugalandet viser en forbruksøkning på rundt 350 MW fra 2022 og ut analyseperioden, sammenliknet med dagens nivå. Det inkluderer full drift av Utsirahøyden fase 1 & 2 og Statnetts basisscenario for vekst i alminnelig forbruk.

Høsten 2018 satt Statnett inn to 100 MVAR kondensatorbatterier på ledningene Sauda-Håvik og Håvik-Spanne. Innen 2019-2020 skal også SKL-ringen være temperaturoppgradert. Disse tiltakene hever kapasiteten i nettet og medfører at forbruket innenfor basisprognosen kan forsynes med N-1 forsyningsikkerhet. Kapasitetsøkningen er imidlertid ikke stor nok til å gi reserve ved planlagte driftstanser. Det innebærer at en feil i nettet samtidig som planlagte driftstanser, kan medføre strømavbrudd. Statnett forventer at utkoblingsbehovet på Haugalandet vil holde seg høyt i årene som kommer, på grunn av et stort reinvesterings- og fornyelsesbehov. Forventede avbruddskostnader er likevel beskjedne (20 MNOK) fordi

konsekvensen av kortvarige strømvbrudd (< 2 timer) er liten og sannsynligheten for langvarige feil er lav.

Det er behov for systemvern som umiddelbart kobler ut Hydros anlegg ved feil, både på eksisterende og eventuelle nye anlegg. Dersom et strømvbrudd blir langvarig (> 2 timer), må gass- og petroleumsforbruket under Kårstø kobles ut for å hindre innfrysning av aluminiumsproduksjonen. Langvarige strømvbrudd inntreffer sjeldent, men koster anslagsvis 1-2 milliarder kroner hvis det gir innfrysning av aluminiumsproduksjonen til Hydro.

Forsyningsikkerheten svekkes i takt med økende forbruk

I sin prosessledende uttalelse for KVUen (OED 2016) ba OED Statnett om å redegjøre for de samfunnsøkonomiske virkningene av å knytte forbruk til nettet uten N-1 forsyningsikkerhet. Vi finner at forventede avbruddskostnader stiger raskt ettersom andel tid uten N-1 synker.

Tilknytning av 100 MW forbruk i næringsparken eller elektrifisering av gassprosesseringsanlegget på Kårstø gir hver for seg kun gir en liten økning i forventede avbruddskostnader. Dette fordi forbruket hver for seg kan knyttes med N-1 forsyningsikkerhet. Hvis begge aktører realiserer sine planer, eller hvis forbruket i næringsparken blir opp mot 300 MW, overstiger flyten over SKL-snittet N-1 grensen deler av året. Forventede avbruddskostnader øker da til 100-600 MNOK, avhengig av hvor mye forbruket øker. Tilknytning av Hydro fullskalaanlegg i fravær av annen forbruksøkning, gir en forventet avbruddskostnad på rundt 1 milliard kroner.

Tilknytning av Hydro fullskalaanlegg, 100 MW forbruk i næringsparken og elektrifisering av gassprosesseringsanlegget på Kårstø innebærer at nettet driftes utenfor N-1 hele året. Forventede avbruddskostnader utgjør i dette scenarioet 1,5 milliarder kroner. Flyten vil ligge nært opp mot N-0 grensen, noe som innebærer at utfall av enkeltforbindelser medfører både spenningskollaps og svært stor overlast på gjenværende forbindelser. Det vil bli behov for utstrakt bruk av systemvern og i verste fall rullerende utkobling av forbruk ved langvarig feil. I praksis vil dette være svært krevende for systemansvarlig å gjennomføre.

Ny produksjon kan avlaste transmisjonsnettet, men det er usikkert hvor mye

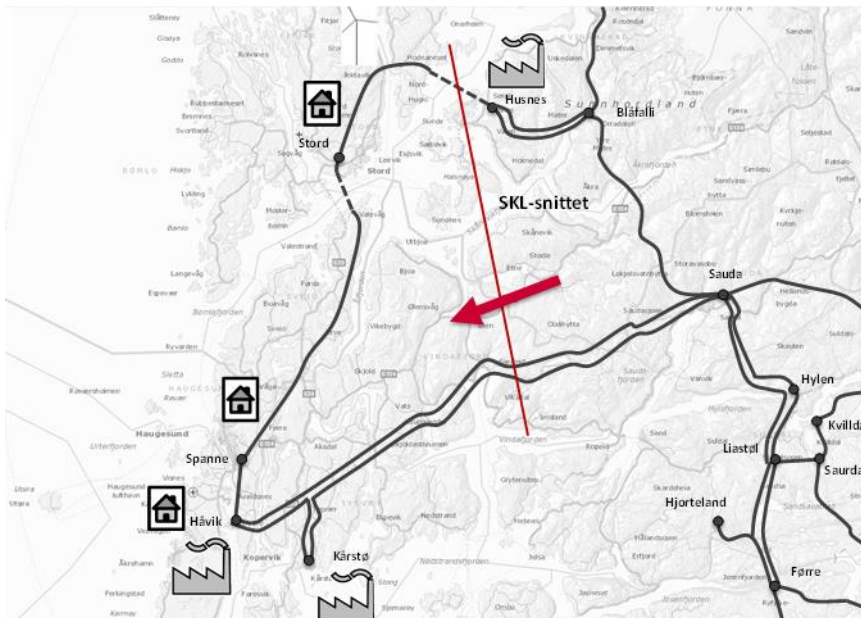
I dag dekker kraftproduksjonen innenfor SKL-snittet om lag 25 prosent av effektbehovet ved maksimalt forbruk. Etter hvert som forbruket øker, forventer vi at prosentandelen reduseres. Vi kjenner til planer om å bygge ut rundt 60 MW vannkraft og 200 MW landbasert vindkraft i området. I tillegg er det foreslått å åpne området Utsira Nord for store mengder havvind. Dette kan bidra til å redusere overføringsbehovet. Mesteparten av den nye produksjonen er imidlertid uregulerbar. Ved maksimalt forbruk kan vi derfor ikke legge til grunn at dette bidrar til å redusere effektbehovet.

2 Haugalandet har mye industriforbruk og lite produksjon

Haugalandet er et underskuddsområde med mye industri og lite produksjon. Forbruket er forsynt av tre 300 kV-ledninger: to fra Sauda og én fra Blåfalli. Flyten inn til området begrenses av det såkalte SKL-snittet, som består av de to ledningene fra Sauda til Kårstø og Håvik (heretter: Saudaledningene) samt av forbindelsen mellom Husnes og Stord, som vist i Figur 1. Med SKL-ringen menes ringen som dannes av ledningene mellom Sauda og Blåfalli samt mellom alle 300 kV-stasjonene vest for disse.

Statnett eier de to Saudaledningene, mens Haugaland Kraft Nett eier den nordgående forbindelsen fra Håvik til Blåfalli. I forbindelse med tredje elmarkedspakke skal Statnett overta alt transmisjonsnett i området.

For å heve overføringskapasiteten på SKL-snittet, satte Statnett høsten 2018 inn to 100 MVAR kondensatorbatterier på ledningene Sauda-Håvik og Håvik-Spanne. Det er også igangsatt prosjekter for å temperaturoppgradere Saudaledningene og den nordlige forbindelsen. Temperaturoppgraderingen skal etter planen være ferdig innen 2019-2020.



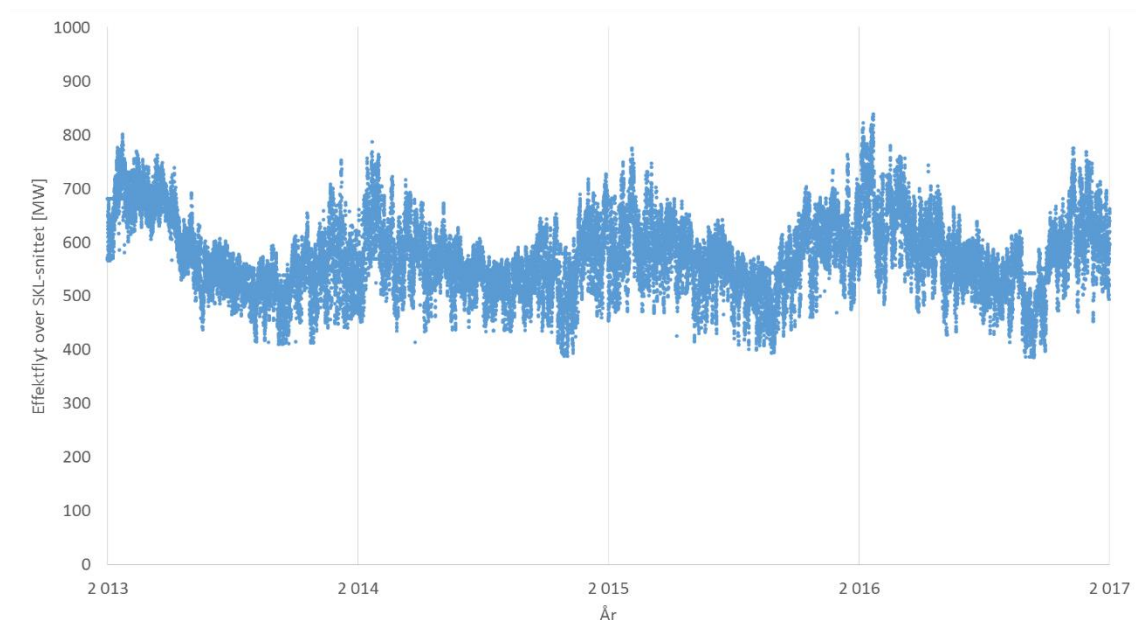
Figur 1 Dagens transmisjonsnett i SKL-området, med SKL-snittet markert

2.1 Forbruket på Haugalandet er dominert av industri

Det største forbrukspunktet på Haugalandet er aluminiumsverket på Karmøy under Håvik stasjon. I tillegg til det såkalte "Prebake"-anlegget, ble Hydros pilotanlegg på Karmøy satt i drift i januar 2018 for å teste ut en ny elektrolyseteknologi i aluminiumsproduksjonen. Samlet observert maksforbruk fra Prebake-anlegget og Pilotanlegget er på rundt 450 MW. Videre forbruker aluminiumsverket på Husnes rundt 170 MW, mens prosessanlegget på Kårstø har et forbruk på rundt 100 MW. I tillegg er Haugesund (under Spanne stasjon) og Stord relativt store forbrukssentra, med et maksforbruk i 2018 på henholdsvis rundt 280 og 200 MW (Haugaland Kraft Nett 2018).

Elektrifiseringen av Utsirahøyden innebærer at oljefeltet Johan Sverdrup skal forsynes med kraft fra land, med Kårstø som tilknytningspunkt. Fase 1 startet delvis opp i 2019, mens forventet oppstart av fase 2 er i 2022. Fase 2 innebærer en områdeløsning for Utsirahøyden, der ti felt skal få kraft fra land via Sverdrup-feltet. Fase 1 og fase 2 vil gi et økt forbruk på 115 og 215-235 MW, respektivt.

Den høye andelen industriforbruk gir en relativt flat profil på forbruket, ettersom den kraftintensive industrien normalt produserer alle timer hele året. Det årlige forbruket i SKL-ringen er derfor mer stabilt gjennom året enn i Norge totalt sett. Figur 2 viser at flyten over SKL-snittet mellom 2013-2016 varierte fra ned mot 400 MW om sommeren til opp mot 800 MW på vinteren. Endringene over året skyldes i hovedsak variasjoner i alminnelig forbruk², men variasjon i lokal kraftproduksjon bidrar også til endring i flyten.



Figur 2 Flyt i MW over SKL-snittet 2013-2016. I 2013 ble Midtfjellet vindkraftverk (110 MW) satt i drift.

2.2 Det er høyere forbruk enn produksjon i området

Lokal produksjon innenfor SKL-snittet bidrar til å redusere behovet for overføringskapasitet inn til området. I dag dekker lokal installert effekt om lag 25 prosent av effektbehovet ved maksimalt forbruk.

Midtfjellet vindkraftverk, som ligger nord for Stord, har en installert effekt på 150 MW. Det største kraftverket under Stord stasjon er Eiklandsosen vannkraftverk, med en installert effekt på om lag 30 MW. I tillegg er det en rekke småkraftverk³ i området med en samlet installert effekt på rundt 10-15 MW. Under Spanne stasjon er vannkraftverket i Etne (Litledal og Hardeland) det største kraftverket. Det har en installert effekt på i underkant av 60 MW. I tillegg er den samlede installerte ytelsen fra småkraftverk i overkant av 35 MW.

Naturkraft fikk i 2015 tillatelse fra NVE til å legge ned gasskraftverket på Kårstø (NVE 2015a). Kraftverket har en installert kapasitet på 420 MW og har vært lite i drift siden oppstarten i 2007.

2.3 Det er N-1 forsyningssikkerhet på Haugalandet, men ikke reserve ved vedlikehold

Forbruket på Haugalandet har historisk hatt N-1 forsyningssikkerhet. Det innebærer at vi kan opprettholde forsyningen ved en hvilken som helst enkeltfeil i nettet. Under planlagte driftsstanser er det imidlertid ikke reserve ved vedlikehold. Dette innebærer at når en komponent er utkoblet i forbindelse med vedlikehold og fornyelser, kan en enkeltfeil gi avbrudd i strømforsyningen.

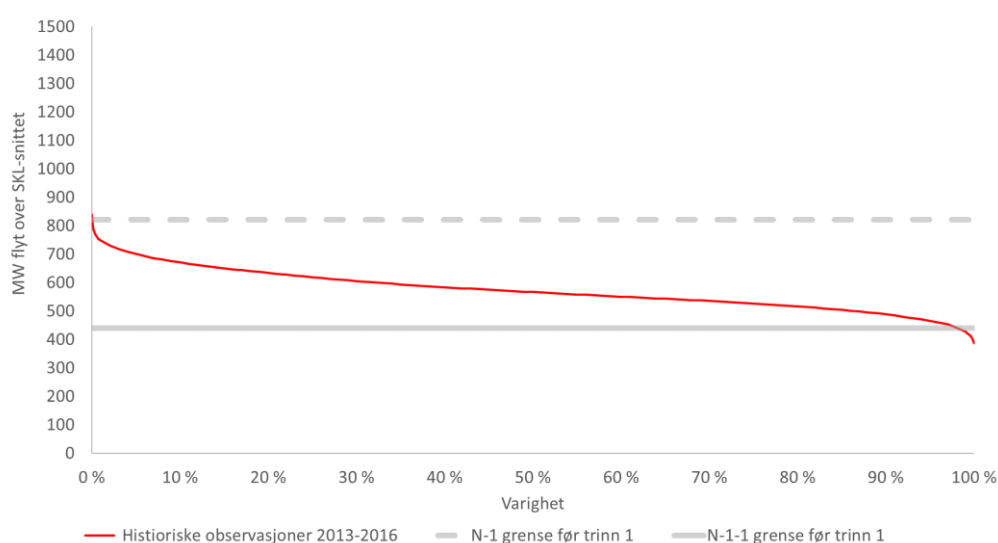
² Alminnelig forbruk omfatter alle grupper forbrukere unntatt kraftintensiv industri. "Husholdninger, tjenesteytende sektor og annen industri enn den kraftintensive står for det aller meste av dette forbruket."

³ Kraftverk med en installert ytelse på under 10 MW.

Spenningsfall er begrensende for kapasiteten på SKL-snippet

På grunn av den lange avstanden fra kraftverkene som produserer strømmen til forbruket på Haugalandet, har spenningsfall vært begrensende for overføringen på SKL-snippet. Regionalnettet på 66 kV er for svakt til å fungere som reserve for transmisjonsnettet. I analysen har vi beregnet spenningsgrenser ut fra en antakelse om at all reaktiv spenningsstøtte er i drift. Når vi vurderer hvor stor overføringskapasitet vi har etter feilhendelser i nettet, må vi derfor ta høyde for at vi har begrenset mulighet til å heve spenningsnivået. Dette gjør at vi planlegger driften av nettet med lavere kapasitetsgrenser enn vi hadde gjort dersom vi hadde bedre mulighet til å regulere spenningen.

Ved intakt nett driftes nettet samlet, med unntak av Husnes, som ikke ligger sammenkoblet med SKL-ringen ved normal drift. Som vi ser av Figur 3 var maksimal flyt over SKL-snippet rundt 800 MW mellom 2013-2016. N-1-grensen ligger over dette nivået og viser at det var N-1-forsyningsikkerhet i SKL-snippet hele året.



Figur 3 Historisk flyt over SKL-snippet med N-1 og N-1-1 grense markert. Grensene er gitt av kapasiteten i SKL-snippet før trinn 1 av tiltakene i nettet på Haugalandet (kondensatorbatterier og temperaturoppgradering)

Forsyningsikkerheten er redusert under planlagte driftsstanser

De fleste steder i landet brukes sommermånedene til å utføre vedlikehold, fordi det som regel er betydelig lavere forbruk om sommeren. På Haugalandet er det imidlertid ikke mulig å utnytte sommermånedene til vedlikehold uten å redusere forsyningsikkerheten. Dette fordi industrien har et høyt forbruk hele året og det er lite regulerbar produksjon. Av Figur 3 ser vi at flyten lå over N-1-1-grensen på 450 MW nesten hele året mellom 2013-2016, hvilket betyr at vi ikke har hatt reserve ved planlagte driftsstanser. Dette innebærer at når en komponent er utkoblet i forbindelse med vedlikehold og fornyelser, kan en enkeltfeil gi avbrudd i strømforsyningen. Det er imidlertid ikke slik at alle kombinasjoner av planlagt utkobling og utkobling som følge av feil vil gi avbrudd. Dette beskriver vi nærmere i kapittel 6.1.

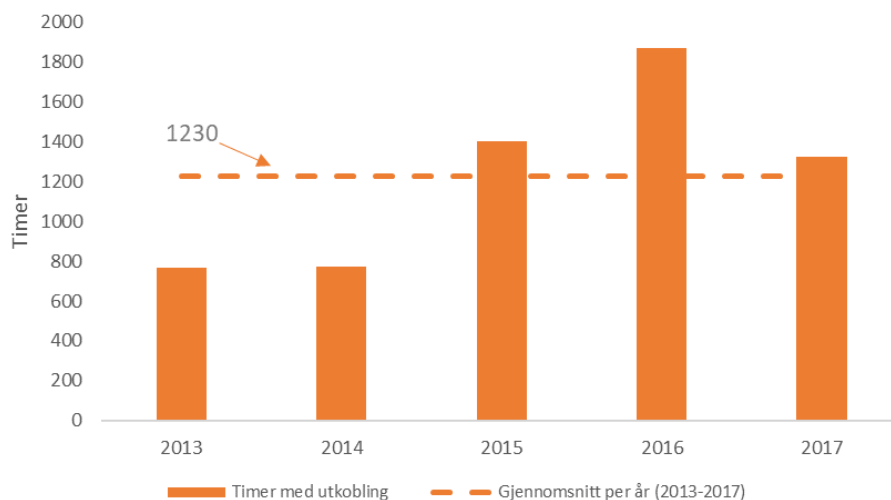
Nettet deles i dag opp i radielle drifter før planlagt driftsstans for å overholde snittgrensene og unngå spenningskollaps i hele området. Ved en slik radiell drift har vi bedre kontroll på hendelsesforløpet dersom det skulle oppstå en feil samtidig med utkoblingen, og vi reduserer faren for å miste alt forbruk i området. Samtidig innebærer dette at en feil på en ledning kan føre til at alt forbruk som ligger på denne forbindelsen kobles ut og ligger ute inntil ledningen kobles inn igjen eller nettet kan driftes samlet igjen. Varigheten av et slik avbrudd er avhengig av den korteste tiden av feilvarighetene og

gjeninnkoblingstiden på komponenten som ligger ute. Dette kan være alt fra noen få sekunder til mange timer. Det er særlig to problemer knyttet til at det ikke er reserve under planlagte driftsstanser:

- Utkobling medfører risiko for strømvavbrudd dersom det oppstår en feil i nettet. Dersom feilen er kortvarig eller gjeninnkoblingstiden er lav, er avbruddskostnadene lave. Hvis feilen og gjeninnkoblingstiden på vedlikeholdsoperasjonen er langvarig, kan avbruddskostnadene derimot bli svært høye.
- For å begrense de økonomiske konsekvensene av strømvavbrudd opererer Statnett med et mål om to timers gjeninnkoblingstid ved vedlikehold og annet arbeid som krever utkobling i SKL-ringen. Det innebærer at strømforsyningen skal kunne gjenopprettes innen to timer dersom avbrudd inntreffer under planlagte driftsstanser. Dette følger av Statnetts driftspolicy som er nærmere beskrevet i kapittel 8.4. Disse rammene gir mindre rom for fleksibilitet i vedlikeholdsarbeidet og gjør at arbeidet utføres mindre effektivt enn der hvor det ikke er krav til gjeninnkoblingstid. Enkelte operasjoner krever økt bemanning, planlegging og tilrettelegging.

De siste årene har utkoblingsbehovet på Haugalandet vært høyt

I perioden fra 2013 til 2017 var det totalt 116 utkoblinger av ledningene som inngår i SKL-ringen. Figur 4 viser hvor mange timer med utkobling dette til sammen har resultert i, fordelt per år. Til sammen har en av ledningene som inngår i ringen ligget ute i 6140 timer (255 døgn), noe som i gjennomsnitt gir rundt 1230 timer (51 døgn) med utkoblinger per år. Dette innebærer at Haugalandet de siste fem årene har vært sårbar for enkeltfeil i SKL-ringen i rundt 14 prosent av tiden.



Figur 4 Samlet varighet av utkobling av ledninger i SKL-ringen fordelt på år (2013– 2017)

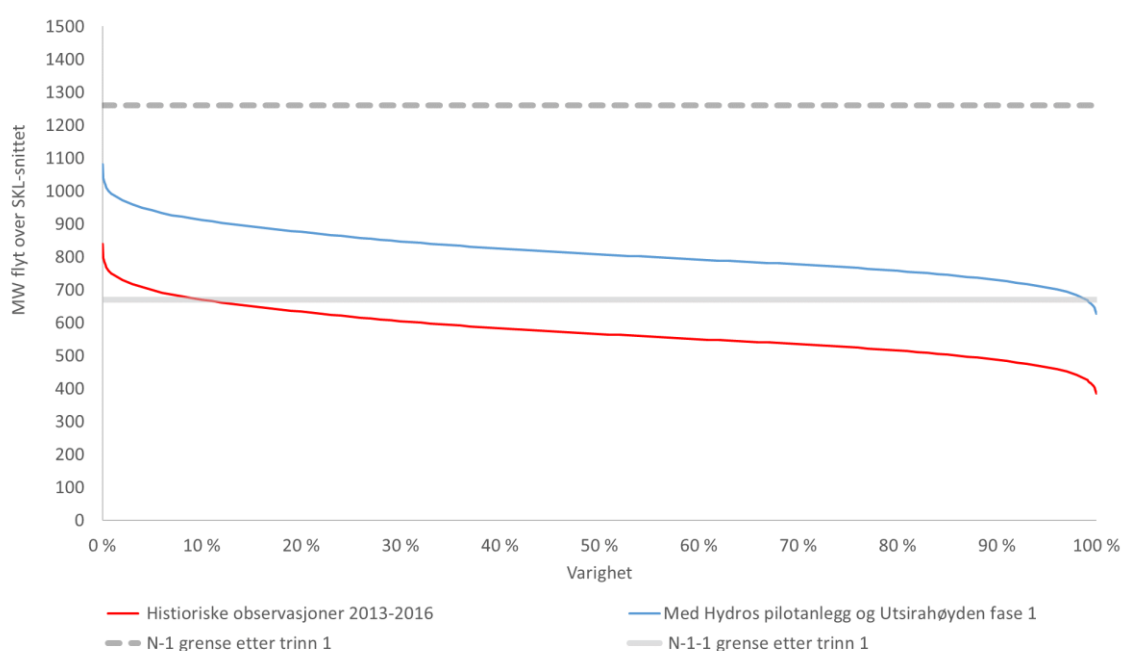
Flest dager utkobling var det i 2016 og færrest i 2013. I 2016 var det flere langvarige utkoblinger i forbindelse med utskifting av luftfartshinder og montering av flymarkører, samt for arbeid med skjøter og avspenninger på Sauda-Kårstø og Håvik-Kårstø. Det var også langvarig utkobling i forbindelse med inspeksjon av GIS-anlegget på Stord. I 2017 bidro utskifting av skjøter og avspenninger på Sauda-Håvik til lange utkoblingstider. For 2015 ga installasjon av nytt kontrollanlegg i Stord utkobling av Stord-Børtveit i 34 dager. Reparasjon av GIS-anlegg i Stord ga også lang utkobling av Spanne-Stord.

3 Statnett gjennomfører tiltak som hever kapasiteten i nettet

Statnett og Haugaland Kraft Nett gjennomfører nå trinn 1 av de planlagte tiltakene på Haugalandet. Tiltakene sikrer at Hydros pilotanlegg og Utsirahøyden fase 1 kan forsynes med N-1 forsyningssikkerhet. Det vil fortsatt ikke være reserve ved planlagte driftsstanser i SKL-ringen, men driftssituasjonen blir bedre enn tidligere ved at nettet kan driftes samlet, i motsetning til radielt, under planlagte driftsstanser.

3.1 Trinn 1-tiltakene gir N-1 forsyningssikkerhet til pilotanlegget og Utsirahøyden fase 1

For å heve overføringskapasiteten på SKL-snittet satte Statnett høsten 2018 satt inn to 100 MVAR kondensatorbatterier på ledningene Sauda-Håvik og Håvik-Spanne. Dette gir større mulighet til å regulere spenningen etter utfall. Det er også igangsatt prosjekter for å temperaturoppgradere Saudaledningene og den nordlige forbindelsen. Temperaturoppgraderingen skal etter planen være ferdig innen 2019-2020.



Figur 5 Historisk flyt over SKL-snittet og effekten av tilknytning av Hydros pilotanlegg og Utsirahøyden fase 1, med N-1 og N-1-1 grenser markert. Grensene er gitt etter at tiltakene i trinn 1 er på plass

Når tiltakene i trinn 1 er på plass, øker N-1 kapasiteten til litt under 1300 MW, som vist i Figur 5. Grensen er satt av spenningsfall som følge av utfall av en av Saudaledningene. I en slik situasjon vil flyten over SKL-snittet normalt fordele seg omtrent likt på den nordlige forbindelse og den gjenværende Saudaledningen, med noe variasjon ut fra hvor effekten kommer fra. Hydros pilotanlegg og Utsirahøyden fase 1 medfører alene en forbruksøkning på ca. 250 MW når de er i full drift og øker, alt annet likt, maksimal flyt til om lag 1000 MW. Dette innebærer at vi kan opprettholde strømforsyningen ved en hvilken som helst enkeltfeil i nettet med forventet forbruksnivå etter at Hydros pilotanlegg og Utsirahøyden 1 er tilknyttet nettet og i full drift.

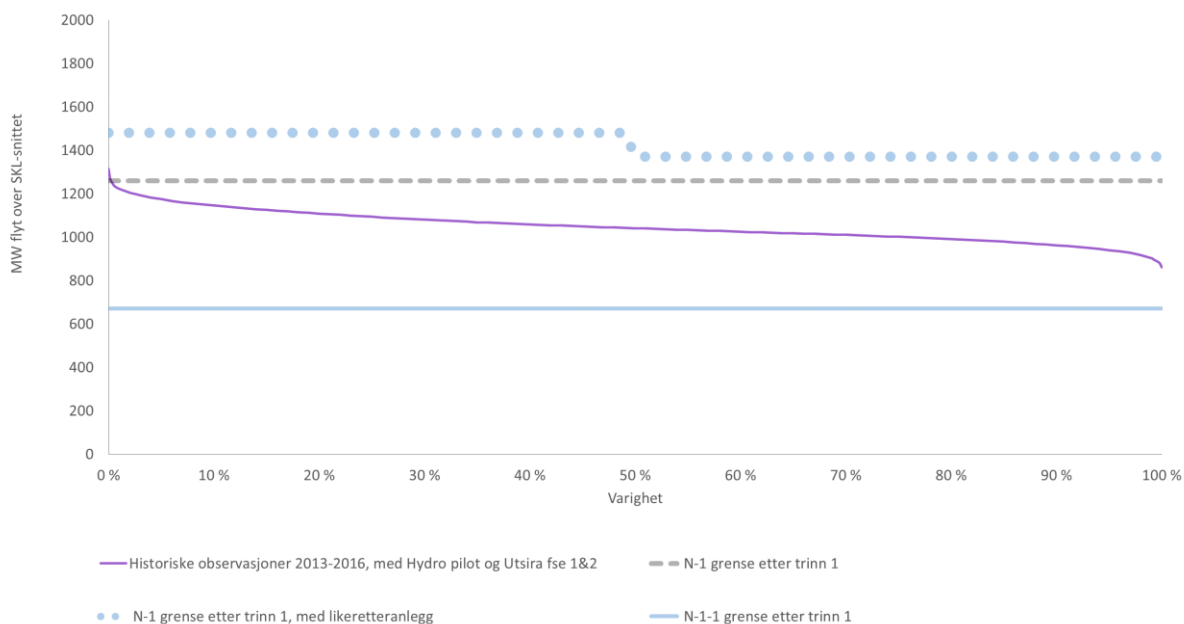
Hydro pilotanlegg ble satt i drift i 2018 og har i dag et effektuttak på rundt 110 MW. Utsirahøyden fase 1 startet produksjonen i 2019 og har i dag et effektuttak på rundt 50 MW.

3.2 Equinors likeretteranlegg gir N-1 til Utsirahøyden fase 2

Fase 2 av elektrifisering av Utsirahøyden er planlagt i full drift fra 2022, med et økt forbruk på opp mot 235 MW. Plan for utbygging og drift (PUD) ble godkjent av myndighetene våren 2019 (Prop. 41S (2018-2019) 2019) og i august samme år mottok Equinor nødvendig konsesjon for bygging og drift av anleggene (OED 2019). Statnett har gitt Utsirahøyden fase 2 tillatelse til å knytte seg til nettet.

Figur 6 viser forventet flyt over SKL-snittet etter at Utsirahøyden fase 2 er i drift. Likeretteranleggene (DC-anlegg Haugsneset) som Equinor bygger i forbindelse med fase 1 og fase 2 av Utsirahøyden kan trolig bidra med spenningsstøtte i nettet (dynamisk reaktiv kompensering). Fase 1 er allerede operativ med spenningsstøtte. Hvis likeretteranlegget som bygges i fase 2 også kan bidra med spenningsstøtte, løftes N-1 kapasiteten til litt under 1500 MW på vintertid, som vist av den blåstiplede horisontale linjen. Det er da termisk kapasitet som setter begrensningen og denne varierer med utetemperaturen over året. Vi har valgt å legge inn en sommergrense og en vintergrense for å illustrere at termisk kapasitet er høyere på vinteren enn på sommeren. Dette ser vi av at N-1 grensen får en knekk ved 50 prosent varighet. N-1-1 grensen er uavhengig av likeretteranlegget.

I analysen har vi forutsatt at vi kan benytte likeretteranlegget som Equinor bygger i fase 2 til spenningsstøtte. Dette sikrer at Utsirahøyden fase 2 kan forsynes med N-1 forsyningsikkerhet hele året. Differansen mellom den maksimale flyten over SKL-snittet og N-1 kapasitetsgrensen på vinteren er da rundt 150 MW. Dersom vi ikke kan bruke funksjonaliteten, vil vi havne utenfor N-1 i noen timer hvor det er høyest flyt. Ett alternativ er da at Statnett bygger en SVS-løsning, noe som diskuteres i kapittel 13.5.



Figur 6 Likeretteranlegget Equinor bygger i forbindelse med Utsirahøyden fase 1 og 2 øker N-1 kapasiteten i nettet

3.3 Forsyningsikkerheten under vedlikehold bedres, men fortsatt ikke reserveforsyning

I Figur 6 over ser vi at flyten (den lilla kurven) fortsatt i nær 100 prosent av tiden er over N-1-1-grensen etter at trinn 1-tiltakene er gjennomført, og pilotanlegget og Utsirahøyden fase 1 og 2 er knyttet til nettet. Det innebærer at feil som inntreffer samtidig med utkoblinger fortsatt kan medføre avbrudd i strømforsyningen. De verste feilkombinasjonene er utfall av Sauda-Kårstø samtidig med Håvik-Kårstø

eller Sauda-Håvik.⁴ Situasjonen bedrer seg imidlertid sammenliknet med perioden før trinn 1-tiltakene ved at overføringskapasiteten vil være stor nok til at nettet kan driftes samlet under planlagte driftsstanser, fremfor radielt. Dette innebærer at alminnelig forbruk ikke vil falle ut dersom det samtidig med planlagte driftsstanser oppstår en kritisk feil. Industrielast⁵ vil ligge på systemvern og kobles ut dersom en påfølgende feil oppstår. Systemvern gjør at feilhendelsene blir mer kontrollerbare. Forsyningssikkerheten på Haugalandet blir dermed bedre etter at trinn 1 av netttiltakene på Haugalandet er gjennomført.

3.4 Vi forventer at utkoblingsbehovet vil holde seg høyt fremover

Forsyningssikkerheten på Haugalandet vil også i fremtiden være redusert under planlagte driftsstanser, selv med dagens forbruksnivå. For å få en bedre forståelse for omfanget av disse utfordringene i fremtiden, vil vi i dette kapitlet vise hvordan vi forventer at utkoblingsbehovet vil utvikle seg fremover i tid. Fokus ligger på planlagte fornyelser og vedlikeholdsarbeid som trolig vil kreve lange utkoblingstider og der det er begrensede mulighet for rask gjeninnkobling (<2 timer) dersom det oppstår en samtidig feil som gir strømavbrudd.

Det er planlagt flere fornyelser og større vedlikehold på Haugalandet

Håvik stasjon er i dag eid av Statnett, Hydro og Haugaland Kraft Nett. Statnett skal overta hele stasjonen som følge av tredje elmarkeds pakke. Anleggskomponentene i stasjonen er gamle. Apparatanlegget nærmer seg teknisk levetid og kontrollanlegget har overskredet teknisk levetid. Behovet for tiltak i stasjonen, i form av reinvestering og utvidelser, forsterkes hvis Hydro etablerer et nytt fullskalaanlegg på Karmøy, da dette vil kreve tre nye 300 kV-felt. I dagens stasjon er det hverken plass til en slik utvidelse eller til å fornye kontrollanlegget. På bakgrunn av dette planlegger Statnett å bygge en ny Karmøy stasjon og sanere eksisterende Håvik stasjon. Vi har vurdert at én til én utskifting av kontroll- og apparatanlegget ikke er et valgbart alternativ da det er i strid med forskriftsmessige funksjonskrav. Det ville i tillegg krevet lange utkoblingsperioder med svekket forsyningssikkerhet. Ut fra reinvesteringens behovet bør en ny stasjon bygges innen 2025 (Statnett 2018).

Statnett planlegger ny stasjonsløsning for Husnes for å forbedre funksjonaliteten i stasjonen. Vi planlegger også utskifting av 300 kV-kontrollanlegg i Blåfalli og Sauda. Tiltakene forventes ferdigstilt rundt midten av 2020-tallet.

Videre er det trolig behov for tiltak i stasjonene Statnett overtar i forbindelse med tredje elmarkeds pakke. Dette gjelder særlig stasjonene Stord og Børtveit. Begge stasjoner er enkelt utformet og langvarige feil på GIS-anlegget i Stord kan få store konsekvenser. I verste fall kan ledninger bli liggende ute i flere måneder dersom de ikke kobles forbi stasjonen.

Tabell 2 under gir en oversikt over planlagte fornyelser og større vedlikeholdsarbeid knyttet til de ulike anleggsdelene som inngår i SKL-ringen fram til 2040. Vi bemerker at dette er en grov skisse over planlagt arbeid. Utover dette kommer ordinært vedlikeholdsarbeid som også vil kreve utkoblinger.

De eldste ledningene i SKL-ringen er fra midten av 60-tallet. Vi har antatt en forventet levetid på 80 år for alle ledninger. Med den antakelsen er det ikke behov for reinvestering av ledninger før på 2040-tallet. Saudaledningene er noen av de eldste ledningene. Reinvestering av disse vil medføre langvarig utkoblinger og perioder med redusert forsyningssikkerhet. Vi diskuterer reinvestering av Saudaledningene nærmere i kapittel 12.4. Før 2040 er det imidlertid planer om forsterkning og

⁴ Se Figur 21 i vedlegg V3.

⁵ Hydro Prebake (ca. 300 MW) ligger på systemvern. Statnett har kommunisert at Hydro Pilotanlegg og Utsirahøyden fase 1 og 2 må påregne systemvern.

vedlikehold på Sauda-Kårstø samt vedlikehold på fjordspennene over Karmsundet og Førresfjorden. I tillegg er det behov for reinvestering av sjøkablene på den nordlige forbindelsen.

Tabell 2 Oversikt over planlagte fornyelser og større vedlikeholdsarbeid på Haugalandet frem til 2040

Anleggsdel	Planlagt arbeid	Utkoblingsbehov og gjeninnkoblingstid
Håvik	Ny Karmøy stasjon (ca. 2025).	Langvarig utkobling i forbindelse med omkobling fra gammel til ny stasjon (9 dager). To timer gjeninnkobling.
Husnes	Ny stasjon eller utvidet funksjonalitet i eksisterende stasjon (ca. 2025).	Avhenger av valgt løsning. Arbeid i eksisterende stasjon gir antakelig økt utkoblingsbehov og lengre gjeninnkoblingstid. (1-3 uker)
Spanne, Stord og Børtveit	Behov for tiltak ved overtakelse av anlegg. (2020-2030). Mulig ny stasjon på Stord.	Kan kreve flere langvarige utkoblinger av ledninger.
Sauda	Kontrollanlegg 300 kV (ca. 2027).	Langvarig utkobling av ledninger (2-4 uker). Mulighet for to timer gjeninnkobling.
Blåfalli	Kontrollanlegg (ca. 2026).	Langvarig utkobling av ledninger (2-4 uker). Mulighet for to timer gjeninnkobling.
Husnes-Stord	Langenuen, fjordspenn (2024-2029) Sjøkabler (2025-2035)	Fjordspenn: Langvarig utkobling og lang gjeninnkoblingstid. Ekstra faser kan avlaste. Kabel: Nye kabler bygges trolig i parallell vil kreve kortere utkoblingstid.
Spanne-Stord	Reinvestering sjøkabel (2030-2040)	Nye kabler bygges trolig i parallell vil kreve kortere utkoblingstid.
Kårstø-Håvik	Mindre tiltak på fjordspenn over Karmsundet (ca. 2020). Utbedre eller fornye fjordspenn over Førresfjorden (2020-2030).	Langvarig utkobling og lang gjeninnkoblingstid. Førresfjorden: Nye master ved siden av dagens vil redusere omfanget av utkobling.
Spanne-Håvik	Mindre tiltak på fjordspenn over Karmsundet (2024-2040).	Langvarig utkobling og lang gjeninnkoblingstid.
Sauda-Håvik	Utbedre eller fornye fjordspenn over Førresfjorden (2020-2030).	Langvarig utkobling og lang gjeninnkoblingstid. Nye master ved siden av dagens vil redusere omfanget av utkobling.
Sauda-Kårstø	Forsterke master (2024-2029).	Omfang uavklart. Lang utkoblingstid, mulighet for å redusere gjeninnkoblingstid.

Vi forventer tilsvarende utkoblingsbehov som i siste femårsperiode

I kapittel 2.3 viste vi at det i snitt var 50 døgn med utkoblinger av minst én av ledningene i SKL-ringen mellom 2013 og 2017. Dette skyldtes delvis gjennomføring av ordinært vedlikehold, men også større revisjoner som har krevd lengre utkoblingsperioder.

Akkurat hvordan utkoblingsbehovet vil utvikle seg fremover er vanskelig å anslå. Statnetts standard forutsetninger om vedlikeholds- og reinvesteringsintervaller tilsier at ledningene i SKL-ringen bør kobles ut om lag 70 dager over en periode på 50 år (Statnett 2017a). Dette innebærer rundt to uker med utkoblinger i året forutsatt at vedlikehold på ledningene samkjøres med stasjonsvedlikeholdet. På grunn av de større fornyelses- og vedlikeholdsoperasjonene beskrevet tidligere i kapittelet, tror vi imidlertid at utkoblingsbehovet vil være langt større enn dette mange år framover.

I analysen legger vi til grunn at utkoblingsbehovet vil holde seg på det historiske nivået ut analyseperioden. Det vil si at vi forventer at det i gjennomsnitt vil være behov for 50 døgn med

Statnett gjennomfører tiltak som hever kapasiteten i nettet 2019

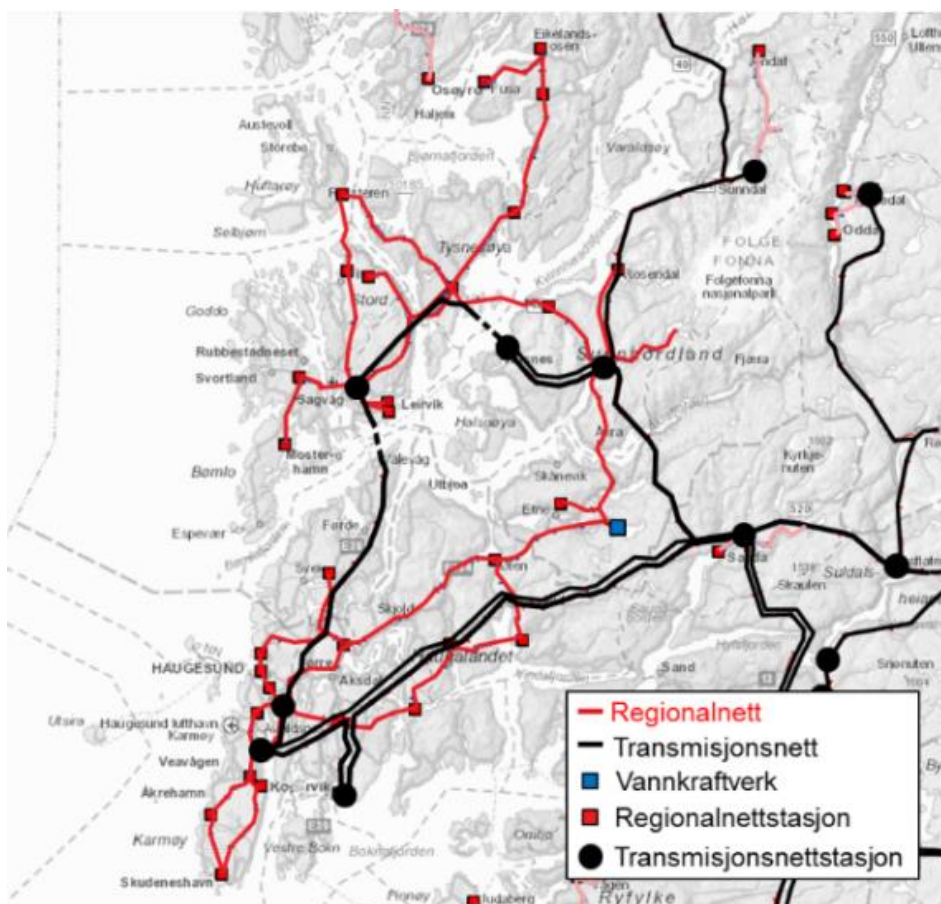
utkoblinger hvert år. Det vil si at en av ledningene i SKL-ringene vil ligge utkoblet i forbindelse med planlagte driftstanser 14 prosent av tiden. Estimater er usikkert og kan bli høyere eller lavere enn forventet, avhengig av hvor stort fornyelsesbehovet blir og når i tid det inntreffer. Dersom det for eksempel blir behov for mer omfattende tiltak i stasjonene Statnett overtar eller på fjordspennen, kan utkoblingsbehovet øke. På den annen side kan utkoblingsbehovet bli lavere dersom eksempelvis forsterkningene av ledningene Sauda-Kårstø og Kårstø-Håvik blir mindre omfattende enn forventet, eller dersom tiltak i stasjonene Statnett overtar ikke krever omfattende utkoblinger.

3.5 Haugaland Kraft Nett planlegger investeringer i regionalnettet

Figur 7 viser dagens regionalnett på Haugalandet. For å knytte til ny produksjon i Etne og på grunn av tilstand på eksisterende ledninger, planlegger Haugaland Kraft Nett å investere i en ny 66 kV-dobbeltkurslinje Ølen-Våg-Bratthammer. Denne skal etter planen stå ferdig våren 2021.

Videre planlegger Haugaland Kraft Nett en ny linje fra Klovning til Haugaland Næringspark og fra næringsparken til Taustad. Disse oppgraderingene vil muliggjøre om lag 50 MW nytt forbruk i området rundt Gismarvik og gjør det mulig å tilknytte de to planlagte vindkraftparkene Tysvær (39 MW) og Dalbygda (30-42 MW).

Haugaland Kraft Nett planlegger å drifte alle nye regionalnettforbindelser på 66 kV, men å klargjøre dem for 132 kV. Avhengig av vekst i forbruk og produksjon anslår nettselskapet at 132 kV-drift kan bli aktuelt på strekningen Spanne-Bø-Husøy-Haugaland Næringspark (Gismarvik) om 6-10 år (HKN 2017). På resten av Haugalandet og i Sunnhordland, vil oppgradering til 132 kV trolig strekke seg over en lengre periode, anslagsvis 10-50 år frem i tid.



Figur 7 Oversikt over transmisjonsnett og regionalnett i området. Kilde: NVE Atlas

4 Høy forbruksvekst øker kraftunderskuddet

Det er store planer om økt industriforbruk på Haugalandet. Som vi har sett i de foregående kapitlene har Hydro allerede etablert sitt pilotanlegg på Karmøy og Utsirahøyden fase 1 har startet produksjonen. Fase 2 av Utsirahøyden har planlagt oppstart i 2022 og har fått nettilknytning. Utsirahøyden samt forventet vekst i alminnelig forbruk, viser en økning i forbruket på 350 MW fra 2022 og ut analyseperioden, sammenlignet med dagens nivå. Dette forbruket anser vi som relativt sikkert og til sammen danner dette basisscenario for forbruksutviklingen på Haugalandet. Hydros planer om å øke aluminiumsproduksjonen på Husnes er også hensyntatt i vår basis forbruksprognose, men ligger utenfor SKL-snittet og påvirker derfor i mindre grad kapasiteten over snittet.

Det er stor usikkerhet i størrelsen på annen forbruksvekst i området, og veksten kan komme i ulike sprang. Basert på kjente planer finner vi at ytterlig vekst i forbruket innenfor SKL-snittet kan bli opptil 1700 MW. Det er også planer om produksjon på Haugalandet. Hvordan økt produksjon eventuelt kan bidra til å avlaste strømmettet beskriver vi nærmere under kapittel 5.4.

Tabell 3 Utvikling i maksforbruket (MW) innenfor for SKL-snittet

	Dagens forbruk	Basis forbruksprognose	Samlede kjente forbruksplaner
Sum total	1100	+350	+640-1690
Alminnelig forbruk (dagens nivå)	540	/	/
Hydro	460	/	380-430
Gassprosesseringsanlegget på Kårstø	100	/	160
Utsirahøyden fase 1 og 2	/	350	/
Haugaland Næringspark (HN)	/	/	100-1100

4.1 Det er planer om opptil 1700 MW nytt industriforbruk på Haugalandet

Gassco som operatør av gassprosesseringsanlegget på Kårstø, ønsker å elektrifisere anlegget for å redusere klimagassutslippene. Aktøren har søkt om å øke effektuttaket med 160 MW. Gassprosesseringsanlegget spiller en viktig rolle i transport og behandling av gass og kondensat fra norsk kontinentalsokkel samt for videre eksport av tørrgass til kontinentet. Fem av ni kompressorer er i dag drevet av fyrgass, mens de resterende fire er elektrisk drevet. Ifølge Miljødirektoratets statistikk slipper anlegget ut i overkant av 1 million tonn CO₂-ekvivalenter per år og står for et av Norges største enkeltutslipp av klimagasser (Miljødirektoratet 2019).

Hydro vurderer å utvide pilotanlegget på Karmøy til et fullskalaanlegg. Pilotanlegget tester ny teknologi for mer klimavennlig og energieffektiv produksjon av aluminium. Aktøren har søkt om nettilknytning for et forbruk som vil gi et økt effektuttak på inntil 425 MW.

Haugaland Næringspark i Tysvær kommune har et ferdig regulert industriareal på 5000 dekar og skal legge til rette for etablering av areal- og energikrevende industri. Næringsparken har søkt om tilknytning av 100 MW nytt forbruk. Forbruksutviklingen kan imidlertid bli høyere eller lavere enn dette. Flere store industriprosjekter er i prosess for mulig etablering i næringsparken. Rapporten "Næring og nett på Haugalandet – Næringsutvikling og økt kraftbehov på Haugalandet" (Haugaland Kraft 2019) beskriver utviklingsplanene i parken, og gjengis i kort i det følgende.

BioFuel Development AS har som målsetting å etablere et bærekraftig produksjonsanlegg for biodrivstoff til fly ved å omdanne husholdningsavfall (RDF) til "Sustainable Aviation Fuel" (SAF). Anlegget har som ambisjon å ta hånd om inntil 100% av alle CO₂-utslippene fra produksjonen. Anlegget

Høy forbruksvekst øker kraftunderskuddet

2019

skal ved optimal produksjon kunne gi rundt 270 millioner liter med SAF per år ved bruk av rundt 2.000 tonn RDF per dag. Produksjonen fra dette ene anlegget vil kunne dekke ca. 70% av behovet for biobrensel for fly biojet-drivstoff i Norge innen 2030. I dag er det et krav i Norge om å benytte 1% biojet-drivstoff i det fossile drivstoffet. I følge Renewable Energy Directive (RED) i EU vil det bli et krav innen 2020 om å benytte 10% biodrivstoff i transportsektoren. I rapporten beskrives fire scenarier for kraftbehovet som i hovedsak avhenger av teknologivalg: 75, 120, 270 og 570 MW. Kraftbehovet skal verifiseres i en såkalt FEL 1 studie som er neste steg i utviklingsprosjektet.

Haugaland Næringspark er i tett dialog med initiativtakere for mulig etablering av **batteri produksjonsanlegg**. Batteriproduksjon er kraftintensiv virksomhet. Kraftbehovet for et mindre produksjonsanlegg estimeres til 20 MW. Større anlegg vil ha et betydelig større kraftbehov.

Det jobbes aktivt med prosjekter for etablering av **datasenter**. Blant annet har Statkraft og Haugaland næringspark inngått en samarbeidsavtale med sikte på å få storskala datasenter til å etablere seg i næringsparken (Statkraft.no 2019). Et datasenter vil normalt øke effektuttaket trinnvist og det er usikkert hvor stort effektuttak som ønskes på sikt.

Rapporten næring og nett på Haugalandet beskriver to planer om etablering av **landbasert fiskeoppdrett**, noe som til sammen er indikert å gi en forbruksøkning på i underkant av 50 MW (Haugaland Kraft 2019).

Tabell 4 under viser en oversikt over den mulige samlede forbruksøkningen i Haugaland næringspark, basert på kjente planer. Raden "Øvrige kjente planer" omfatter forbruksøkning fra batteriproduksjon, datasenter og fiskeoppdrett, som samlet utgjør rundt 230 MW. I tillegg har vi kjennskap til planer om etablering av annen kraftintensiv industri på rundt 300 MW. Til sammen utgjør dette en mulig forbruksøkning på 530 MW, men vi har trukket fra volumet som Haugaland næringspark allerede har søkt om nettilknytning for, for å unngå dobbelttelling.

Tabell 4 Kjente planer om økt forbruk i Haugaland næringspark

Sum total	100-1100
Omsøkt volum (Forbruk HN har søkt nettilknytning for)	100
Biofuel Development AS	75-570
Øvrige kjente planer (batteriproduksjon, datasenter, fiskeoppdrett m.m.)	430

4.2 Vår basisprognose viser moderat vekst i alminnelig forbruk

I dag utgjør alminnelig forbruk rundt 50 prosent av maksforbruket på Haugalandet. I 2022, når Utsirahøyden fase 1 og 2 er etablert, synker andelen til rundt 40 prosent. Vi forventer at andelen vil fortsette å synke ettersom det etableres mer industri på Haugalandet.

Statnetts prognosemodell for utvikling i maksforbruket til alminnelig forbruk strekker seg frem til 2040. Modellen hensyntar utviklingen i befolkningen, elektrisk transport, byggekvalitet, varmepumper, fjernvarme m.m. Dette gjør at vi får en oversiktlig og konsistent prognose for utviklingen i maksforbruket. For mer informasjon om Statnetts prognosemodell, se vedlegg V2.

Ifølge vårt basisscenario øker maksforbruket til alminnelig forbruk⁶ med i overkant av 20 prosent fra i dag frem til 2040, fra 540 MW til 660 MW, som synliggjort i Figur 8. I basisscenarioet har vi lagt til grunn høy grad av elektrifisering av bilpark og ferger. Frem mot 2025 er befolkningsutviklingen den viktigste vekstdriveren, mens fra 2025-2035 er elektrisk transport viktigste vekstfaktor. Veksten dempes imidlertid av mer energieffektive bygg. Fra 2040 og ut analyseperioden legger vi til grunn en årlig vekstrate på omkring 0,4 prosent. Her er befolkningsvekst den viktigste driveren da vi legger til grunn at mesteparten av transportflåten er elektrifisert.

Med bakgrunn i usikkerheten i befolkningsutviklingen, har vi utarbeidet et lav- og et høyvekstscenario. Med en høyere befolkningsvekst enn i basisscenarioet, som er basert på SSBs forventingsscenario, finner vi en økning i maksforbruket på 30 prosent fra i dag til 2040. Med en lavere befolkningsvekst, finner vi en lavere vekst i maksforbruket, på 15 prosent.

Muligheten for at økt grad av forbrukerfleksibilitet kan bidra til å dempe effekttoppene er ikke hensyntatt i forbruksprognosen. Noe fleksibilitet er likevel lagt inn eksempelvis ved at vi forutsetter at elbillading skjer på natten. Innføring av effekttariffer kan også bidra til å redusere maksimalforbruket. Det innebærer at vi trolig overvurderer maksimalforbruket, men det er usikkert hvor mye. Øvrige sentrale forhold som kan bidra til en lavere forbruksutvikling enn vi har lagt til grunn, er lavere vekst innen elektrisk transport, raskere forbedring av boligmasse på mellomlang sikt, lav økonomisk vekst og fraflytting. Forhold som kan bidra til en høyere prognose enn vi har lagt til grunn er, i tillegg til en høyere befolkningsvekst, er lavere grad av energieffektivisering og en enda høyere elektrifiseringsgrad enn vi har lagt til grunn.



Figur 8 Lav, basis og høy prognose for utvikling i alminnelig forbruk fra 2019-2040

4.3 Maksforbruket kan øke fra 1100 til opp mot 3000 MW, men utviklingen er usikker

Figur 9 viser en oversikt over eksisterende og nye forbruksplaner innenfor SKL-snittet. Vi presiserer at den viser maksforbruket, ikke maksflyten over SKL-snittet. Sistnevnte er også avhengig av den lokale produksjonen i området og i hvilken grad den samvarierer med maksforbruket i området. Som

⁶ Alminnelig forbruk omfatter alle grupper forbrukere unntatt kraftintensiv industri. "Husholdninger, tjenesteytende sektor og annen industri enn den kraftintensive står for det aller meste av dette forbruket."

Høy forbruksvekst øker kraftunderskuddet 2019

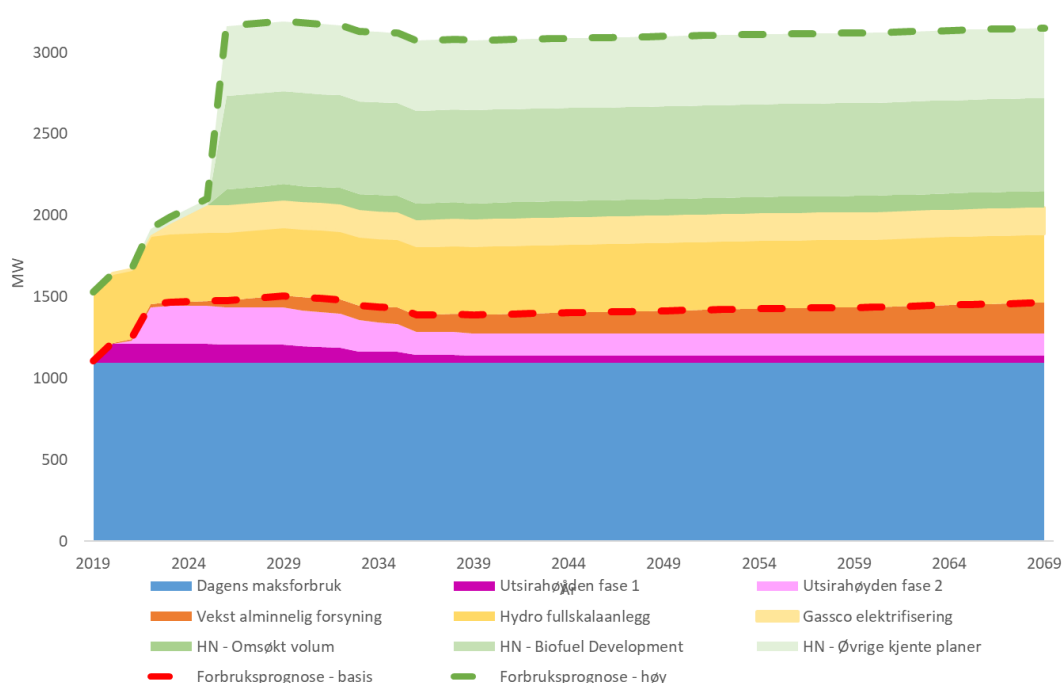
beskrevet i kapittel 2.2 dekker installert effekt om lag 25 prosent av effektbehovet ved maksimalt forbruk i dag. Etter hvert som forbruket øker, forventer vi at prosentandelen reduseres.

Dagens maksforbruk er illustrert av det blå arealet nederst i figuren. Det ligger på rundt 1100 MW og består av Hydro aluminium på Karmøy (ca. 330 MW), Hydro pilotanlegg (ca. 125 MW), gassprosesseringsanlegget på Kårstø (ca. 100 MW) og alminnelig forbruk (ca. 540 MW). I dag er uttaket til piloten kun 110 MW, men vi har lagt til grunn et uttak på 125 MW, som er nivået på uttaket vi forventer fremover i tid.

Den rødstiplede linjen indikerer nivået på forbruksutviklingen som vi anser som relativt sikker. I tillegg til det eksisterende forbruket, inkluderer det Utsirahøyden fase 1 & 2 og basisscenarioet for vekst i alminnelig forbruk. Til sammen utgjør dette en vekst i industriforbruket på 350 MW fra 2022 sammenliknet med dagens nivå. Vi forventer at Utsirahøyden har en fallende forbruksprofil fra midten av 2025. Forbruksprognosen holder seg likevel relativt jevn over analyseperioden da vi forventer at det fallende forbruket fra Utsirahøyden i stor grad veies opp av veksten i alminnelig forbruk.

Den grønstiplede linjen viser nivået på maksforbruket på Haugalandet dersom alle kjente større planer om økning i industriforbruket realiseres. Den inkluderer Hydro fullskalaanlegg (ca. 425 MW), elektrifisering av gassprosesseringsanlegget på Kårstø (160 MW) og de kjente forbruksplanene i Haugaland næringspark (1100 MW) (HN, i grønt).

Forbruksveksten er usikker. Hydros planer avhenger blant annet av markedssituasjonen og erfaringene med pilotanlegget. For næringsparken er det både usikkerhet knyttet til hvor stort volum som vil bli realisert, hvilke aktører som vil etablere seg og når i tid en eventuell forbruksøkning kommer. For Biofuel Development har vi inkludert høyscenarioet på 570 MNW. Dersom de velger den minst kraftkrevende teknologien, vil effektbehovet trolig bli nærmere 75 MW.



Figur 9 Kjente planer om fremtidig forbruksvekst innenfor SKL-snittet. HN: Haugaland næringspark

4.4 Hydro skal gjenåpne produksjonslinje på Husnes i 2020

Aluminiumsproduksjonen på Husnes ligger utenfor SKL-snittet, men påvirker likevel flyten over snittet. I dag er kun en av to produksjonslinjer i drift, men selskapet har besluttet å gjenåpne den andre produksjonslinjen (Norsk Hydro ASA 2017). Forventet produksjonsstart er i 2020. I analysen har vi lagt til grunn at utvidelsen dobler effektuttaket på Husnes, fra rundt 170 MW til 340 MW, i tråd med hvordan situasjonen var før produksjonslinje 2 ble lagt ned. I kapittel 5.3 beskriver vi hva dette har å si for kapasiteten på SKL-snittet.

4.5 Det er moderate planer om økt produksjon, men potensialet for havvind er stort

Det foreligger planer om totalt om lag 200 MW ny vindkraftproduksjon på Haugalandet. Av disse har ca. 120 MW har fått konsesjon. For vannkraft kjenner vi til planer om rundt 60 MW ny produksjon, hvorav rundt 50 MW er gitt konsesjon. De fleste vannkraftprosjektene er på under 5 MW. Unntaket er bygging av Løkjelsvatn kraftverk, som innebærer en oppgradering og utvidelse av eksisterende Hardeland og Litledalen kraftverk. Dette vil øke produksjonen med rundt 20 GWh. NVE har gitt positiv innstilling til konsesjon.

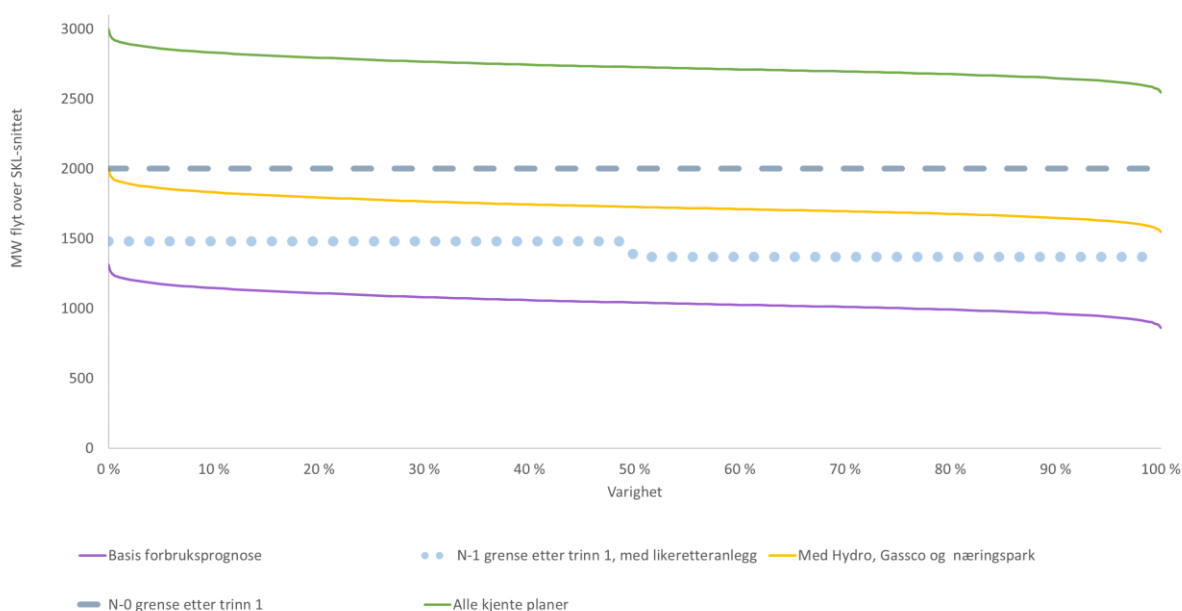
OED har foreslått å åpne områdene Utsira Nord for havvind (Olje- og energidepartementet 2019). Utsira Nord ligger vest for Haugalandet og strekker seg i retning nord-sør fra Bømlafjorden til Boknafjorden. NVE har ifølge høringsnotatet lagt til grunn at området kan bygges ut med mellom 500-1500 MW, basert på kapasiteten i strømmettet. Med utviklingen i strømforbruket på land og eventuell fremtidig økning i kapasiteten, ser OED for seg at mer enn 1500 MW vindkraft muligens kan knyttes til. Statnett påpeker i sitt hørings svar at tilknytning av vindkraft innenfor SKL-snittet, kan være gunstig. Hvordan en eventuell etablering av havvind vil påvirke behovet for nett på Haugalandet er imidlertid usikkert og avhenger blant annet av hvor mye vindkraft som etableres og tilknytningspunkt i nettet (Statnett 2019). Hvordan økt produksjon eventuelt kan bidra til å avlaste strømmettet beskriver vi nærmere under kapittel 5.4.

5 Økt kraftunderskudd svekker forsyningssikkerheten

Forsyningssikkerheten på Haugalandet svekkes gradvis i takt med økende forbruk. Etablering av Hydro fullskalaanlegg medfører alene N-0 drift rundt 70 prosent av tiden. Hvis Gassco i tillegg gjennomfører planene om å elektrifisere gassprosesseringsanlegget på Kårstø eller Haugaland næringspark realiseres med omsøkt effektuttak, vil nettet driftes utenfor N-1 hele året. Dette medfører at sannsynligheten for og konsekvensen av strømvavbrudd økes, at mer forbruk må ligge på systemvern samt vi må koble ut forbruk før vi kan gjennomføre planlagte driftsstanser. I kapittel 9 viser vi at dette ikke er driftsmessig forsvarlig. Forventede avbruddskostnader beskriver vi nærmere i kapittel 6.

5.1 Nytt industriforbruk gir N-0 drift og kan i et høyvekstscenario bryte N-0 grensen

Med vår basis forbruksprognose er maksimal flyt over SKL-snittet i overkant av 1300 MW, mens N-1 grensen er på i underkant av 1500 MW. Av Figur 10 under ser vi at det maksimalt er mulig å øke forbruket utover dette nivået med ca. 150 MW med N-1 forsyningssikkerhet.



Figur 10 N-1 og N-0 Kapasitetsgrenser i nettet og ulike scenarioer for vekst i industriforbruk på Haugalandet

Hvis forbruksøkningen blir høyere enn ca. 150 MW, vil nettet driftes utenfor N-1 deler av eller hele året, avhengig av størrelsen på forbruksveksten. Etablering av Hydro fullskalaanlegg (ca. 400 MW) medfører alene N-0 drift rundt 70 prosent av tiden. Hvis Gassco (ca. 160 MW) i tillegg gjennomfører planene om å elektrifisere gassprosesseringsanlegget på Kårstø og/eller Haugaland næringspark realiseres med omsøkt effektuttak (100 MW), vil nettet driftes utenfor N-1 hele året. Dette vises av den gule grafen i Figur 10. Tilsvarende flyt får vi i et scenario der gassprosesseringsanlegget elektrifiseres og det etableres rundt 400 MW nytt forbruk i Haugaland næringspark.

Hvis den samlede flyten over SKL-snittet overstiger rundt 2000 MW, brytes N-0 grensen i nettet. Dette vil være tilfellet dersom de samlede planene om økt industriforbruk realiseres, illustrert av den grønne grafen i Figur 10. Her har vi inkludert Hydro fullskalaanlegg (400 MW), elektrifisering av gassprosesseringsanlegget på Kårstø (160MW) og de samlede planene i Haugaland næringspark (1100 MW). Ved en flyt nær N-0 grensen, som vi vil ha deler av året i det gule scenarioet, vil utfall av enkeltforbindelser medføre både spenningskollaps og svært stor overlast på gjenværende forbindelser.

5.2 Økt forbruk gir økende behov for systemvern og utkobling av forbruk ved vedlikehold

Dersom flyten over SKL-snittet overstiger N-1 kapasiteten hele året, må vi ta ut forbruk før det er mulig å gjennomføre planlagte driftsstanser i forbindelse med vedlikehold og fornyelser. Alternativt må vi, i den grad det er mulig, avtale å samkjøre driftsstanser med aktørers revisjonsperioder. En annen mulighet er å dele nettet opp i radielle drifter så langt det er mulig. Dette vil gi en krevende driftssituasjon og ha negative konsekvenser for aktørene som må kobles ut.

Kostnadene ved å koble ut forbruket er avhengig av hvor hyppig vi må koble ut forbruk, hvilket forbruk vi kobler ut og hvor lenge forbruket må ligge ute. Vi har ikke verdsatt denne kostnaden, men den er trolig betydelig fordi forbruk må kobles ut hver gang vi gjennomfører planlagte driftsstanser, ikke kun ved feil. Som diskutert i kapittel 3.4 forventer vi at utkoblingsbehovet vil holde seg høyt fremover. Det vil si at vi forventer å relativt hyppig måtte koble ut forbruk i forbindelser med revisjoner i nettet hvis flyten overstiger N-1 kapasiteten hele året.

N-0 drift innebærer videre at den mest kritiske feilen i nettet alltid medføre avbrudd i strømforsyningen. For å håndtere en slik situasjon uten å bryte driftsgrensene i nettet, må forbruk ligge på systemvern, også ved intakt nett. På Haugalandet vil dette være svært krevende å håndtere.

5.3 Doblet effektuttak på Husnes gir en noe mer anstrengt situasjon

Normalt forsynes industriforbruket på Husnes radielt fra Blåfalli, slik at effektuttaket her ikke er noen begrensninger på effektflyten på Haugalandet. Ved utfall av én av de to Husnesledningene vil imidlertid Husnes bli koblet inn som en del av den sammenhengende SKL-ringen.

Dersom Hydro bygger ut både fullskalaanlegget på Karmøy og produksjonslinje to på Husnes, uten at vi bygger ny ledning, vil feil på den ene avledningene Blåfalli-Husnes medføre overlast på den andre i sommersituasjoner. Uten produksjonslinje to på Husnes («Husnes 2») observerer vi ikke det samme. Med dagens forbruk på Husnes vil vi altså kunne overføre mer på SKL-snittet etter en feil på en av de to Husnesledningene, ettersom Blåfalli-Husnes er betydelig lavere belastet. Kapasitetsreduksjonen vi ser på SKL-snittet etter tilknytning av Husnes 2 er omtrent 400 MW, tilsvarende størrelsen på Hydros fullskalaanlegg. Legg merke til at dette kun gjelder for utfall av en av de to Husnesledningene. For dimensjonerende utfall i SKL-ringen, vil Husnes 2 kun medføre at kapasiteten på SKL-snittet blir noen titalls MW lavere. Økt forbruk på Husnes har altså en liten negativ innvirkning på forsyningssikkerheten på Haugalandet.

Husnes stasjon mangler bryterfelt mot Blåfalli og vi har dermed ikke fullverdig N-1-1 forsyning, selv om det går tre ledninger inn til Husnes. Forbruket vil derfor bli frakoblet ved feil som gjør at to av de treledningene mot Husnes er utkoblet. Det vil imidlertid være mulig å koble om slik at anlegget blir forsynt på en ledning som er tilkoblet den friske samleskinnen i anlegget. Hvordan dette i praksis vil foregå er ikke vurdert i denne analysen. Statnett holder på å utrede ny stasjonsløsning for Husnes i en egen analyse.

5.4 Ny produksjon kan avlaste transmisjonsnettet, men det er usikkert hvor mye

Ny kraftproduksjon innenfor SKL-snittet kan avlaste transmisjonsnettledningene inn til området og dermed bedre forsyningssikkerheten. Som beskrevet i kapittel 4.5 kjenner vi til planer om å bygge ut rundt 60 MW vannkraft og 200 MW landbasert vindkraft i området. I tillegg er det foreslått å åpne området Utsira Nord for store mengder havvind.

Rundt 90 prosent av den planlagte vannkraften ligger i Sauda og Suldal kommune og dermed utenfor SKL-snittet. Den planlagte vannkraften vil dermed ikke avlaste overføringsbehovet inn til området.

Mesteparten av den planlagte vindkraften på land ligger innenfor SKL-snittet. Det er også mulig at en eventuell utbygging av havvind på sikt vil knytte seg til innenfor SKL-snittet. Vindkraft kan påvirke kapasiteten inn til området på to måter:

- Ved høy vindkraftproduksjon blir det mindre flyt på SKL-snittet og overføringsbehovet inn til området avlastes.
- Avhengig av teknologivalg, kan vindkraften gi et visst bidrag til å forbedre spenningene. Dersom vindkraftverk bygges med fullfrekvensomformerteknologi vil de kunne gi et bidrag også når det ikke blåser, såfremt de er tilknyttet nettet. Med annen type teknologi gir de bare et bidrag når det blåser. Hvis vi kan bruke likeretteranleggene som bygges i forbindelse med elektrifisering av Utsirahøyden til å regulere spenningen i området, er det imidlertid lite å tjene på ytterligere dynamisk reaktiv kompensering, men det vil gi en viss form for redundans i reaktiv effektproduksjon.

Det er knyttet stor usikkerhet til hvor mange av de planlagte prosjektene om ny produksjon som faktisk blir bygget ut. Dette er prosjekter med høye kapitalkostnader hvor lønnsomheten er avhengig av en usikker fremtidig kraftpris. I tillegg er vindkraft er en uregulerbar kraftkilde. Bidraget til energibalansen på Haugalandet kan bli betydelig, men ved maksimalt forbruk kan vi ikke belage oss på at det er produksjon i vindkraftverkene. I analysen legger vi til grunn at ny vindkraftproduksjon ikke bidrar til å redusere effektbehovet innenfor SKL-snittet, selv om dette er en mulig oppside.

6 Avbruddskostnadene øker i takt med svekket forsyningssikkerhet

I kapittel 6.1 beskriver vi avbruddskostnadene på Haugalandet slik vi forventer at de vil være med vår basis forbruksprognose. I dette scenarioet er forventede avbruddskostnader rundt 20 MNOK. Årsaken til at nivået på avbruddskostnadene er såpass lavt er at forbruket har N-1 forsyningssikkerhet når nettet driftes intakt.

I sin prosessledende uttalelse for KVUen (OED 2016), ba OED Statnett om å redegjøre for de samfunnsøkonomiske virkningene av å knytte det planlagte forbruket til nettet uten N-1 forsyningssikkerhet. Som svar på dette beskriver vi i kapittel 6.2 hvordan vi forventer at avbruddskostnadene utvikler seg dersom vi knytter ytterligere forbruk til nettet. Vi understreker at dette ikke er et realistisk scenario. Som vi diskuterer i kapittel 9.1 er det ikke driftsmessig forsvarlig å knytte til vesentlig mer forbruk i området. Beregningene gir likevel en indikasjon på de økonomiske konsekvensene av å knytte til forbruk uten N-1 forsyningssikkerhet.

Vi finner at tilknytning av 100 MW forbruk i næringsparken eller elektrifisering av gassprosesseringsanlegget på Kårstø (160 MW) hver for seg kun gir en liten økning i forventede avbruddskostnader. Dette fordi forbruket hver for seg kan knyttes til nettet med N-1 forsyningssikkerhet i SKL-snittet. Hvis begge aktører realiserer sine planer, eller næringsparken blir 300 MW, overstiger flyten over SKL-snittet N-1 grensen deler av året. Forventede avbruddskostnader øker da til 100-600 MNOK, avhengig av hvor mye forbruket øker. Tilknytning av Hydro fullskalaanlegg i fravær av annen forbruksøkning, gir en forventet avbruddskostnad på rundt 1 milliard kroner.

Tilknytning av Hydro fullskalaanlegg, 100 MW forbruk i næringsparken og elektrifisering av gassprosesseringsanlegget på Kårstø innebærer at nettet driftes utenfor N-1 hele året. Forventede avbruddskostnader utgjør 1,5 milliarder kroner. Flyten vil ligge nært opp mot N-0 grensen, noe som innebærer at utfall av enkeltforbindelser medfører både spenningskollaps og svært stor overlast på gjenværende forbindelser. Det vil bli behov for utstakt bruk av systemvern og i verste fall rullerende utkobling av forbruk ved langvarig feil. I praksis vil dette være svært krevende for systemansvarlig å gjennomføre.

6.1 Forventede avbruddskostnader er lave i vår basis forbruksprognose

Avbruddskostnaden som følge av feil i nettet er en funksjon av hvor ofte feil inntreffer, mengden forbruk som kobles ut, hvor lang tid det tar å koble inn forbruket igjen og verdien av forbruket som mister strømforsyningen. For mer informasjon om beregning av avbruddskostnadene se vedlegg V3.

I det følgende beskriver vi størrelsen på avbruddskostnadene på Haugalandet slik vi forventer at de vil være gitt at tiltakene i trinn 1 er gjennomført og med forbruksnivået i vår basis forbruksprognose. Det vil si at vi legger til grunn at Utsirahøyden fase 1 og 2 er knyttet til, men at det ikke kommer øvrig industrivekst i området. Dette gir en forventet flyt over SKL-snittet tilsvarende den lille grafen i Figur 10 i kapittel 5.

Oppsummert beregner vi forventede avbruddskostnader til rundt 20 MNOK, som vist i Tabell 5. Årsaken til at nivået på avbruddskostnadene er såpass lavt er at forbruket har N-1 forsyningssikkerhet når nettet driftes intakt. For at et strømavbrudd skal oppstå må det dermed enten skje to samtidige feil eller en kritisk feil må inntreffe samtidig med planlagte driftstanser. Sannsynligheten for at det inntreffer to samtidige feil er lav, og vi ser at det er feil under planlagte driftstanser som driver avbruddskostnadene. Disse er likevel beskjedne fordi kostnadene ved avbrudd under to timer er relativt lave og sannsynligheten for mer kostbare langvarige feil er liten.

Avbruddskostnadene øker i takt med svekket forsyningsikkerhet

2019

Tabell 5 Avbruddskostnader uten tiltak over analyseperioden⁷ for forbruket som er gitt tilknytning

Nåverdi [MNOK], 2019-kr	
Sum	20
Enkeltfeil i intakt nett	0
To samtidige feil i intakt nett	0
Feil under planlagt driftsstanser	20

Over halvparten av avbruddskostnadene er knyttet til isolering av forbruk under stasjonene Kårstø, Spanne og Stord på grunn av utfallskombinasjonene som er vist i Tabell 6. Mesteparten av kostnadene er knyttet til avbrudd i industriforbruket på Kårstø som følge av at begge ledningene inn til stasjonen ligger ute.⁸

Vi forventer at feil som gir avbrudd inntreffer om lag hvert fjerde år

I kapittel 5 så vi at Utsirahøyden fase 1 og 2 kan knyttes til med N-1 forsyningsikkerhet. Avbrudd oppstår derfor hovedsakelig hvis det oppstår en feil samtidig med at komponenter er koblet ut i forbindelse med planlagte driftsstanser eller ved at to feil inntreffer innenfor samme tidsrom. To samtidige feil inntreffer i forventning mye sjeldnere enn feil som samtidig med planlagte driftsstanser.

Som vist i kapittel 3.4 forventer vi at utkoblingsbehovet på Haugalandet vil holde seg på rundt 50 dager per år fremover. Det vil si at selv om vi har N-1 forsyningsikkerhet i dagens nett, så har vi i praksis N-0 drift om lag 14 prosent av tiden. Vi forventer at det inntreffer feil samtidig med planlagte driftsstanser rundt en gang hvert tredje år. Til sammenlikning forventer vi at to samtidige feil ved intakt nett inntreffer hvert 25. år. Det likevel ikke slik at alle feil som oppstår under planlagte driftsstanser, eller alle kombinasjoner av to samtidige feil, gir avbrudd i strømforsyningen.

Om det oppstår avbrudd kommer an på hvilken utfallskombinasjon som inntreffer og det aktuelle flytnivået på tidspunktet feilen(e) inntreffer. Med forbruket i basisprognosen forventer vi at i overkant av 20 prosent av alle feilkombinasjonene i SKL-ringen vil gi avbrudd. Basert på dette forventer vi avbrudd i strømforsyningen om lag hvert fjerde år.

De mest kritiske kombinasjonene med tanke på størrelse på avbrudd (i MW) er utfall av Sauda-Håvik samtidig med Sauda-Kårstø, og utfall av Sauda-Kårstø samtidig med Håvik-Kårstø. Førstnevnte feilkombinasjon innebærer at alt forbruk på Haugalandet må forsynes via den nordlige forbindelsen fra Blåfalli, mens den sistnevnte feilkombinasjonen fører til at Kårstø blir isolert ved at stasjonen mister forsyningen både fra Sauda og fra Håvik. Vi forventer at en av disse to feilkombinasjonene inntreffer én gang i løpet av 60 år enten på grunn av to samtidige feil eller feil samtidig med planlagte driftsstanser. For mer informasjon om de mest kritiske ledningskombinasjonene se vedlegg V3.

Konsekvensen av avbrudd avhenger av varighet og hvilket forbruk som kobles ut

Konsekvensene av strømavbrudd avhenger av hvor lang tid det tar å gjenopprette strømforsyningen, hvor mye forbruk som blir koblet ut, samt av det respektive forbrukets kostnader ved å miste strømforsyningen. Beregningene i dette kapitlet er utført av Statnett, med innspill fra industriaktørene.

⁷ Analyseperioden går over 40 år fra 2026 (tidspunkt er valgt ut ifra relevant nytestrøm for tiltak). Se vedlegg V1 for mer informasjon om metode og forutsetninger i analysen.

⁸ De aktuelle ledningene inn til Kårstø er Sauda-Kårstø og Håvik-Kårstø.

De fleste feil varer mindre enn to timer

Den vanligste årsaken til utfall av kraftledninger er værpåkjening som for eksempel lynnedslag. Feil forårsaket av lyn har som oftest svært kort varighet. Rundt 70 prosent av alle registrerte feil varer under to timer.⁹ De resterende 30 prosentene er feil som varer over to timer.

Under planlagte driftsstanser er varigheten på strømvavbruddet avhengig av hvor raskt vi kan rette opp feilen eller hvor raskt komponentene som er koblet ut for vedlikehold eller fornyelser kan kobles inn igjen. Som forklart i kapittel 2.3 har Statnett mål om at alle komponenter som er utkoblet i forbindelse med planlagte driftsstanser, så langt som mulig, kunne kobles inn igjen innen to timer. Dette for å redusere de økonomiske konsekvensene av langvarige feil. Dette er likevel ikke alltid mulig. Vedlikehold på ledningene fra Sauda eller på strekningene som inneholder sjøkabler på den nordlige forbindelsen (Stord-Spanne og Husnes-Børtveit) har vist seg å være krevende med to timer gjeninnkoblingstid. For å ta hensyn til dette har vi lagt til grunn lengre gjeninnkoblingstid på disse strekningene, henholdsvis 5 og 10 timer. Som vi skal se i det følgende er det hovedsakelig de langvarige avbruddene har store konsekvenser i form av høye avbruddskostnader.

Ved strømvavbrudd kobler vi ut kraftintensiv industri der det er mulig

Det er ofte mindre kostbart å koble ut alminnelig forbruk enn industri. Hvis mulig, legger vi likevel til grunn at det er kraftintensiv industri som kobles ut først i en feilsituasjon. Dette blant annet fordi systemvern for sluttbrukere ikke er tillatt som en permanent løsning for å overholde driftsgrensene i nettet¹⁰. Med andre ord kan vi ikke planlegge for at alminnelig forbruk kobles ut i en feilsituasjon eller ved planlagte driftsstanser.

De fleste avbrudd opptil to timer har lav kostnad fordi vi har systemvern på Hydros anlegg på Karmøy

I dag har vi systemvern på Hydros prebakeanlegg på Karmøy (ca. 300 MW). Det innebærer at anlegget umiddelbart kobles ut i en feilsituasjon. I analysen legger vi til grunn at også nye anlegg på Karmøy vil ha systemvern. Hydros kostnader knyttet til avbrudd inntil to timer er relativt lave, men kostnadene øker til mellom 1-2 milliarder kroner dersom avbrudd gir innfrysning av aluminiumsproduksjonen.

På Karmøy produserer Hydro primært primæraluminium. Avbrudd under to timer medfører i hovedsak tapt produksjonstid samt trolig noe vrakproduksjon. Kostnaden av et slikt avbrudd som rammer både prebake- og pilotanlegget, er beregnet til om lag 1,5-3 MNOK, avhengig av varigheten på avbruddet. Selv svært korte avbrudd (< 3 minutter) kan gi ustabil drift og medføre anslagsvis 30-60 minutters stans før produksjonen er gjenopprettet. Til sammenlikning forventer vi at et to timer langt avbrudd i strømforsyningen til gassprosesseringsanlegget på Kårstø eller oljeproduksjon ved Utsirahøyden koster i størrelsesorden 35-45 MNOK¹¹. Kostnadene er knyttet til tapte verdier ved gasseksport og oljeproduksjon. Det er derfor lavest kostnad knyttet til å ta ut Hydros forbruk først, når et avbrudd inntreffer.

Avbrudd over to timer har høyere konsekvens, men inntreffer sjeldnere

Ved avbrudd over to timer er det fare for innfrysning av aluminiumsproduksjonen. Ved avbrudd opphører den kjemiske reaksjonen i aluminiumsbadet (ovnen). Badet tilføres heller ikke energi, slik at temperaturen i badet raskt avtar og aluminiumet etter hvert størkner. Risiko for innfrysning øker med varighet på avbruddet og kan normalt ikke utelukkes hvis avbruddet varer over to timer. Den aktuelle

⁹ Se Figur 20 i vedlegg V3. Snitt varigheten er 10 timer, mens medianen er 0,3 timer.

¹⁰ I henhold til Forskrift om systemansvar §21.

¹¹ Kostnad er gitt for et avbrudd som inntreffer i 2026. Kostnadene for olje- og gassproduksjon er fallende over analyseperioden.

Avbruddskostnadene øker i takt med svekket forsyningsikkerhet

2019

situasjonen og hendelsesforløpet vil være avgjørende. Ved innfrysning av et helt metallverk kan det ta lang tid før produksjonen er gjenopprettet. Det innebærer betydelige investeringer og kostnader, og fare for nedleggelse av anlegget. Kostnaden for innfrysning av prebake- og pilotanlegget er i størrelsesorden 1-2 milliarder kroner.¹²

For å unngå innfrysning av aluminiumsproduksjonen, kobles Hydros anlegg inn igjen etter ca. to timer og annen industri i regionen kobles ut. Hvilket forbruk som kobles ut ved et avbrudd som varer over to timer, avhenger av effekten av og kostnaden ved utkoblingen. Forbruket med lavest kostnad bør tas ut først. I basisscenarioet for forbruksutviklingen på Haugalandet innebærer det at deler av forbruket under Kårstø blir koblet ut etter Hydro. For mer informasjon om aktørenes avbruddskostnader og hvilken utkoblingsrekkefølge vi har lagt til grunn, se vedlegg V3.

Konsekvensen av utkobling av forbruket på Kårstø er utsatt olje- og gassproduksjon på Utsirahøyden og/eller bruk av gassprosesseringsanlegget. For aktørene på Kårstø er selv kortvarige avbrudd dyre på grunn av lang oppstartstid. Kostnaden er likevel betydelig lavere enn ved innfrysning av aluminiumsverket. Et avbrudd på 12 timer koster eksempelvis opptil 130 millioner kroner.¹³ Avbruddskostnadene knyttet til olje og gass på Kårstø er imidlertid fallende over analyseperioden da vi forventer at produksjonen er fallende.

For at et avbrudd med en slik konsekvens skal inntreffe, må det ha skjedd en hendelse som fører til at to ledninger ligger utkoblet samtidig over to timer. Det kan enten skje ved to samtidige feil som varer over to timer eller ved at det skjer en feil som varer over to timer samtidig med en planlagt utkobling som har lengre gjeninnkoblingstid enn to timer. I tillegg må hendelsen skje på to ledninger innenfor samme tidsrom, hvor utfall av disse gir avbrudd. I sum forventer vi at et slikt avbrudd kan inntreffe om lag én gang i løpet av 25 år. Det er avbrudd på grunn av utkobling av Sauda-Håvik i kombinasjon Stord-Spanne som har høyest sannsynlighet for å inntreffe (om lag hvert 175.år), men det er utkobling av begge Saudaledningene som reduserer kapasiteten over SKL-snittet mest.

Isolering av forbruk under Spanne, Stord og Kårstø kan gi høye kostnader selv ved korte avbrudd

I noen tilfeller vil utkobling av to ledninger føre til isolering av stasjoner. Det vil si at vi mister begge transmisjonsnettforbindelsene inn til en stasjon. Dette vil føre til utkobling av forbruket under stasjonen og systemvernet på Hydros anlegg vil ikke være til noe hjelp. Tabell 6 oppsummerer hvilke feilkombinasjoner som gir isolering av stasjoner og hva slags forbruk som faller ut. I alle andre kombinasjoner av feil vil vi følge utkoblingsrekkefølgen basert på å ta ut forbruk med lavest kostnad først.

Tabell 6 Feilkombinasjoner som fører til isolering av forbruk

Forbindelse 1	Forbindelse 2	Isolering av:	Forbruk
Spanne-Håvik	Husnes-Stord	Spanne, Stord	Alminnelig forbruk
Spanne-Håvik	Stord-Spanne	Spanne	Alminnelig forbruk
Stord-Spanne	Husnes-Stord	Stord	Alminnelig forbruk
Håvik-Kårstø	Kårstø-Sauda	Kårstø	Gassco og Utsirahøyden

Som vi ser av tabellen, kan flere av disse utfallskombinasjonene gi utkobling av alminnelig forbruk. Ved isolering av Spanne kan sannsynligvis noe forbruk gjenopprettes via omkoblinger i regionalnettet.

¹² Vi har lagt til grunn tapt produksjonstid fra seks måneder til ett år i intervallene.

¹³ Kostnaden er gitt for et avbrudd som rammer olje- og gassproduksjonen knyttet til Kårstø og inntreffer i 2026.

Dersom Stord blir isolert er det noe lokal produksjon i eksisterende kraftverk i regionalnettet som kan forsyne deler av lasten, men dette er ikke nok til å forsyne all last under Stord.

Ved isolering av Kårstø er det derimot umulig å unngå total mørklegging med mindre aktørene har noe egen produksjon. Avbruddskostnadene knyttet til isolering av Kårstø er også høyere enn for Spanne og Stord fordi industriaktørene på Kårstø har høye kostnader selv ved korte avbrudd i strømforsyningen. Isolering av Kårstø kan gi avbruddskostnader i størrelsesorden 80 millioner kroner, selv om avbruddet kun varer to timer.¹⁴

6.2 Høy forbruksvekst gir store avbruddskostnader uten tiltak i nettet

Som beskrevet innledningsvis, diskuterer vi i dette kapittelet hvordan avbruddskostnadene utvikler seg ved større forbruksvekst i området. Vi understreker imidlertid at dette ikke er et realistisk scenario. Som beskrevet i kapittel 9, er det ikke driftsmessig forsvarlig å knytte til vesentlig mer forbruk i området uten tiltak i nettet. Vurderingene vi har gjort i dette kapittelet gir likevel en indikasjon på de økonomiske konsekvensene av å knytte til forbruk uten N-1 forsyningssikkerhet, slik myndighetene har etterspurt.

Avbruddskostnadene avhenger av hvilket forbruk som etablerer seg. Vi begynner med å se på konsekvensen av at ulike forbruksaktører knyttes til nettet hver for seg. Deretter undersøker vi ulike kombinasjoner av forbruksvekst. Vi har avgrenset analysen til å se på effekten av å knytte til Hydro fullskalaanlegg (425 MW), elektrifisering av gassprosesseringsanlegget på Kårstø (160 MW) og tilknytning av et høyt (300 MW) og et lavt (100 MW) scenario for nytt forbruk i Haugaland næringspark.

Som beskrevet i kapittel 5.2, må vi når flyten over SKL-snittet overstiger N-1 grensen, ta ut forbruk før vi gjennomfører planlagte driftsstanser. I den grad det er mulig vil vi forsøke å koordinere tidspunktet for vårt vedlikeholds- og fornyelsesarbeid med industriaktørenes revisjoner. I beregningen av forventede avbruddskostnader har vi likevel som en forenklet tilnærming, lagt til grunn at vi ikke tar ut forbruk før planlagte driftsstanser. Det innebærer at vi overestimerer avbruddskostnadene i området fordi vi overvurderer størrelsen på forbruket som vil falle ut når en kritisk feil inntreffer samtidig med planlagte driftsstanser. På den andre siden har vi ikke tatt med kostnadene ved å koble ut forbruket før vedlikehold.

Avbruddskostnadene øker raskt når flyten overstiger N-1 grensen

Tabell 7 viser hvordan forventede avbruddskostnader endrer seg ved ulike scenario for forbruksøkning på Haugalandet, sammenliknet med vår basis forbruksprognose. Tilknytning av 100 MW forbruk i næringsparken eller elektrifiseringa av gassprosesseringsanlegget på Kårstø (160 MW), medfører hver for seg kun en beskjeden økning i forventet avbruddskostnader, på om lag 10 MNOK. Økningen skyldes at avbruddene knyttet til samtidige feil eller feil samtidig med planlagte driftsstanser blir større i omfang og at det er noe flere feilkombinasjoner som gir strømavbrudd.

Tilknytning av 300 MW forbruk i næringsparken medfører alt annet likt, at nettet driftes utenfor N-1 i vinterhalvåret. Avbruddskostnadene øker fra 20 til 380 MNOK, hvorav 310 MNOK er knyttet til avbrudd som følger av enkeltfeil. Økningen skyldes i hovedsak at enkeltfeil inntreffer oftere enn to samtidige feil og feil samtidig med planlagte driftsstanser. Konsekvensen (i MW) av enkeltfeil er imidlertid mindre fordi mindre forbruk faller ut. De mest kritiske feilene er utfall av én av ledningene inn til Børtveit, eller én av Saudaledningene.

¹⁴ Kostnaden er gitt for et avbrudd i 2026.

Avbruddskostnadene øker i takt med svekket forsyningsikkerhet

2019

Tabell 7 Forventet avbruddskostnad over analyseperioden gitt tilknytning av forbruk hver for seg

Nåverdi MNOK 2019-kr	Basis forbruksprognose	Lav Næringspark (100 MW)	Høy næringspark (300 MW)	Gassprosesseringsanlegget på Kårstø (160 MW)	Hydro fullskala (425 MW)
Sum	20	30	380	30	980
Enkeltfeil i intakt nett	0	0	310	0	100
To samtidige feil i intakt nett	0	0	10	0	40
Feil under planlagte driftsstanser	20	30	60	30	840

Hvis Hydro fullskalaanlegg etableres i dagens nett, så vi i kapittel 5.1 at nettet driftes utenfor N-1 rundt 70 prosent av tiden. Enkeltfeil som inntreffer ved intakt nett øker fra null til 100 millioner kroner. Dette skyldes i hovedsak feil som gir avbrudd for gass- og petroleum for å skjerme aluminiumsproduksjonen ved avbrudd over to timer. Kostnaden er lavere enn for tilknytning av næringsparken fordi kostnaden knyttet til avbrudd i olje- og gassproduksjon er fallende over analyseperioden, mens for næringsparken har vi lagt til grunn at den er konstant.

Feil under planlagte driftsstanser forklarer mesteparten av avbruddskostnadene. Feil som inntreffer samtidig med planlagte driftsstanser blir verre å håndtere ved at flere situasjoner gir strømvavbrudd og avbruddene blir større i omfang. Vi forventer at opp mot 80 prosent av alle kombinasjoner av feil og planlagte driftsstanser gir avbrudd i strømforsyningen. I flere tilfeller har avbruddene så stor konsekvens i MW at det ikke er nok å ta ut dagens industriforbruk på Kårstø ved avbrudd over to timer.¹⁵ I beregningen av avbruddskostnadene vil det resultere i at vi i tillegg til olje- og gassvirksomheten på Kårstø, også må koble ut Hydros anlegg over to timer for å overholde kapasitetsgrensene. Kostnadene ved innfrysning av Hydros anlegg øker fra 1-2 milliarder kroner i dag, til 2-4 milliarder etter fullskalaanlegget er bygd, dersom alle anleggene mister forsyningen.¹⁶ Av forventede avbruddskostnader på grunn av feil samtidig med planlagte driftsstanser utgjør kostnadene knyttet til innfrysning av Hydros anlegg om lag 780 av 840 MNOK.

Tilknytning av flere forbruksplaner øker avbruddskostnadene til opp mot 1,5 milliarder kroner

Tabell 8 viser avbruddskostnader ved ulike kombinasjoner av forbruksøkning. Dersom 100 MW forbruk etableres i næringsparken og gassprosesseringsanlegget på Kårstø elektrifiseres (160 MW) øker avbruddskostnadene med om lag 80 MNOK. Selv om vi forventer at aktørene vil ha N-1 forsyningsikkerhet mer enn 90 prosent av tiden, øker avbruddskostnadene knyttet til enkeltfeil med 50 MNOK.

Tabell 8 Forventede avbruddskostnader ved ulike kombinasjoner av nytt forbruk

Nåverdi MNOK 2019-kr	Basis forbruksprognose	Lav næringspark (100 MW) og Gassco (160 MW)	Høy næringspark (300 MW) og Gassco (160 MW)	Hydro fullskala (425 MW), lav næringspark (100 MW) og Gassco (160 MW)
Sum	20	100	590	1550
Enkeltfeil i intakt nett	0	50	470	600
To samtidige feil i intakt nett	0	5	10	50
Feil under planlagte driftsstanser	20	50	110	900

¹⁵ Dette gjelder 15 prosent av feilkombinasjonene vi har sett på.

¹⁶ Vi har lagt til grunn tapt produksjonstid fra seks måneder til ett år i intervallene, men bruker estimat for ni måneder i beregningen av avbruddskostnader. Kostnader knyttet til materielle skader er ikke hensyntatt.

Dersom det etableres 300 MW forbruk i næringsparken, i tillegg til elektrifisering av gassprosesseringsanlegget, øker avbruddskostnadene til i underkant av 600 MNOK. Økningen skyldes hovedsakelig at flere enkeltfeil gir avbrudd. Utkobling av næringsparken er stor nok til å håndtere alle avbrudd over to timer knyttet til enkeltfeil, og skjermer i så måte olje- og gassproduksjonen og Hydro.

Tilknytning av både Hydro fullskalaanlegg, 100 MW forbruk i næringsparken og elektrifisering av gassprosesseringsanlegget innebærer at nettet driftes utenfor N-1 hele året. Maksflyten over SKL-snittet ligger da tett opp under N-0 grensen, hvilket innebærer at utfall av enkeltforbindelser medfører både spenningskollaps og svært stor overlast på gjenværende forbindelser. Det vil bli behov for utstakt bruk av systemvern og i verste fall rullerende utkobling av forbruk ved langvarig feil. I praksis vil dette være svært krevende for systemansvarlig å gjennomføre. Forventede avbruddskostnader i dette scenarioet er 1,5 milliarder kroner.

Del III Mål og rammer

Hvilke tiltak som bør gjennomføres på Haugalandet avhenger av målene og rammene som ligger til grunn for nettutviklingen.

7 Samfunnsmålet er næringsutvikling og sikker tilgang på strøm

Samfunnsmålet skal beskrive hvilken samfunnsutvikling tiltaket bygger opp under og er knyttet til tiltakets virkninger for samfunnet. Effektmålet beskriver hvilke virkninger som søkes oppnådd for brukerne av tiltaket.

Graden av måloppnåelse er en sentral del av beslutningsunderlaget og blir diskutert nærmere i mulighetsstudien. Vi understreker imidlertid at målene ikke er absolutte. Nytteten av å nå målene må alltid veies opp mot kostnadene.

7.1 Samfunnsmålet er todelt: næringsutvikling og sikker tilgang på strøm

I behovsanalysen så vi at det ikke er tilstrekkelig overføringskapasitet i nettet på Haugalandet til å knytte til planlagte forbruksøkning på Haugalandet. Videre så vi at forsyningssikkerheten er svekket under planlagte driftsstanser fordi det ikke er N-1-1 forsyningssikkerhet i nettet. I kombinasjon med at vi har et mål om to timers gjeninnkoblingstid for å unngå store negative økonomiske konsekvenser ved avbrudd og at vi forventer et høyt utkoblingsbehov fremover, gjør dette at det er krevende og kostbart å gjennomføre planlagte driftsstanser.

På bakgrunn av behovsanalysen har vi definert to samfunnsmål for tiltak på Haugalandet, som følger av Nettmeldingen (OED 2011-2012):

- Tiltaket skal legge til rette for næringsutvikling som krever økt tilgang på strøm
- Tiltaket skal gi sikker tilgang på strøm for eksisterende og nytt forbruk på Haugalandet

Førstnevnte mål synliggjør at vi skal legge til rette for næringsutvikling ved å gjøre nødvendige investeringer i nettet for å sikre en driftsmessig forsvarlig tilknytning av nye kunder, i henhold til tilknytningsplikten. Sistnevnte mål innebærer at eksisterende og nye forbrukere på Haugalandet skal ha en akseptabel leveringspålitelighet både ved intakt nett og under planlagte driftsstanser.

7.2 Effektmålene operasjonaliserer samfunnsmålet og beskriver ønsket tilstand

Effektmålet bygger opp under samfunnsmålet og skal også være utledet av behovet som er identifisert. Målene skal gi et presist svar på hva som er ønsket oppnådd tilstand.

Effektmål som konkretiserer samfunnsmålet om å tilrettelegge for næringsutvikling

- Muliggjøre tilknytning av nytt forbruk på Haugalandet

Effektmål som konkretiserer samfunnsmålet om sikker tilgang på strøm

- Unngå utkobling av forbruk før planlagte driftsstanser
- Redusere sannsynlighet for avbrudd for sluttbruker ved feil

Sistnevnte effektmål er særlig relevant under planlagte driftsstanser på Haugalandet.

8 Myndighetskrav og Statnetts retningslinjer setter rammer for analysen

Juridisk rammeverk og politiske føringer gir sentrale forutsetninger for analysen. De mest sentrale nevnes her.

8.1 Nettutviklingen skal være samfunnsøkonomisk rasjonell (Energiloven)

Statnetts virksomhet reguleres av en rekke lover og forskrifter, der energiloven er den mest sentrale. 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". Både kostnads- og nytteelementer som kan måles i kroner og elementer som ikke kan verdsettes på en effektiv og allment akseptert (økonomisk) måte, må også vurderes. Energilovens formål er relevant for Statnetts virksomhet blant annet ved at den ligger til grunn for NVE og OEDs vurdering av konsesjonssøknader og vedtak. Dette innebærer at nytten av tiltakene vi kan anbefale som hovedregel må overstige kostnadene.

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

N-1-kriteriet er et 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 planleggingskriterie for transmisjonsnettet (OED 2015-2016) (OED 2011-2012). I energimeldingen presiserer regjeringen imidlertid at tiltak som er begrunnet i N-1-kriteriet og forsyningsikkerhet 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 forsyningsikkerheten må veies opp mot kostnadene dette innebærer.

8.2 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 det kun gis unntak i ekstraordinære tilfeller.

8.3 Statnetts retningslinjer for forsyningsikkerhet i kraftsystemplanleggingen

Statnetts retningslinjer for forsyningsikkerhet angir prinsipper som skal ligge til grunn for vurdering av forsyningsikkerheten 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.

Ifølge retningslinjene skal vi alltid vurdere tiltak som kan gi N-1 forsyningsikkerhet. I tillegg skal vi i enkelte tilfeller, vurdere om nettet bør dimensjoneres etter N-1-1 kriteriet av hensyn til vedlikehold, lange reparasjonstider eller forsyning til store byer. Sistnevnte gjelder også for områder med høy last

hele året, slik som Haugalandet, og hvor forsyningssikkerheten er redusert under planlagte driftsstanser (Statnett u.d.).

8.4 Statnetts driftspolicy

Statnett har utarbeidet en driftspolicy med følgende hovedprinsipper:

- 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.

Driftspolicyen er besluttet for å lette de kortsiktige vurderingene i driften av kraftsystemet. Den gir rammer for akseptabel risiko i driftsfasen. Den langsiktige nettutviklingen skal basere seg på at vi skal kunne overholde driftspolicy i fremtiden, men driftspolicyen er ikke et investeringskriterium i seg selv. I flere områder vil det ikke være mulig å overholde driftspolicyen i alle timer med dagens nett. Driftspolicyen er altså ikke et absolutt krav, men skal etterstrebes.

Del IV Mulighetsstudie

Behovsanalysen viser at forsynings sikkerheten på Haugalandet svekkes i takt med økende forbruk. I mulighetsstudien vurderer vi løsningsvalg for en ny ledning inn til Haugalandet, noe som bedrer forsynings sikkerheten og muliggjør tilknytning av nytt forbruk.

Nytt industriforbruk blir ikke realisert uten en ny ledning

Statnett har gitt nettilknytning til Utsirahøyden fase 1 og 2. Det er ikke driftsmessig forsvarlig å knytte til øvrige planer om større industriforbruk. Statnett må derfor utrede tiltak som kan gi en driftsmessig forsvarlig tilknytning av forbruksplanene, i tråd med tilknytningsplikten.

Ny ledning tilrettelegger for 500 MW nytt forbruk og er beste andre trinn av nettutviklingen

I KVUen konkluderte vi med at en ny ledning er det beste andre trinnet av nettutviklingen på Haugalandet. Vi vurderte at tiltaket gir nok kapasitet til å forsyne eksisterende og nytt forbruk. I dag har vi mer informasjon om forbruket. Vi kjenner til planer om rundt 1700 MW mer forbruk enn det er plass til i nettet, mot 400 MW i KVUen.

En ny ledning øker N-1 kapasiteten over SKL-snittet med rundt 500 MW og tilrettelegger for om lag tilsvarende mengde nytt forbruk. Selv om forbruksveksten skulle overstige dette nivået, vurderer vi at en ny ledning fra øst (Blåfalli) eller Vestre korridor (Sauda) fortsatt er det beste andre trinnet av nettutviklingen på Haugalandet.

Ny ledning fra Blåfalli og Sauda til en ny Gismarvik stasjon tas med til alternativanalysen

Vi har undersøkt ulike alternativ for en ny ledning inn til Haugalandet, fra øst eller Vestre Korridor, i tråd med konseptvalget fra 2015. Vi konkluderer med at en ny ledning bør ende i en ny stasjon i Gismarvik fremfor på Karmøy fordi det gir lavere kostnader og mulighet for en trinnsvis utbygging av nettet. Fra øst har vi vurdert Blåfalli som eneste mulige tilknytningspunkt, mens vi fra Vestre korridor har valgt å gå videre med tilknytningspunkt i Sauda. Vi går videre med to alternative løsningsvalg:

- En ny 420 kV-ledning fra Blåfalli til Gismarvik, driftet på 300 kV
- En ny 420 kV-ledning fra Sauda til Gismarvik, driftet på 420 kV

Ny ledning gir delvis oppnåelse av analysens effektmål

Hvis forbruksøkningen på Haugalandet blir mindre enn rundt 500 MW, når vi målet om å sikre en driftsmessig forsvarlig tilknytning av nytt forbruk. Blir forbruksøkningen derimot vesentlig større enn 500 MW, vil det være behov for ytterligere tiltak for å innfri tilknytningsplikten.

Ny ledning gir N-1 kapasitet til 500 MW nytt forbruk innenfor SKL-snittet, i tråd med Statnetts retningslinjer for forsynings sikkerhet ved intakt nett. Hvis det ikke kommer mer forbruk enn i basisscenarioet gir ny ledning også N-1-1 kapasitet i SKL-snittet. Ved en forbruksvekst på 500 MW vil nettet imidlertid fortsatt driftes utenfor N-1-1. Vi ser dermed at tiltaket ikke både kan gi oppnåelse av målet om N-1-1 og om en driftsmessig forsvarlig tilknytning av nytt forbruk.

Uavhengig av hvor mye nytt forbruk som etableres på Haugalandet, vil nettet driftes utenfor driftspolicy, også med en ny ledning. Avvik fra driftspolicy øker med høyere forbruksnivå.

9 Uten økt nettkapasitet er det ikke plass til vesentlig mer forbruk

Statnett har gitt nettilknytning til Utsirahøyden fase 1 og 2. Det er imidlertid ikke driftsmessig forsvarlig å knytte til summen av øvrige planer om større industriforbruk i området i dagens nett. Statnett må derfor utrede tiltak som kan gi en driftsmessig forsvarlig tilknytning av varslede forbruksplaner, i overenstemmelse med tilknytningsplikten.

9.1 Det er ikke plass til å knytte til vesentlig større industriforbruk innenfor SKL-snippet

Statnett har tidligere vurdert at det er driftsmessig forsvarlig å knytte til Utsirahøyden fase 1 og 2 i dagens nett. Forbruket har fått nettilknytning under forutsetning om at 400-450 MW forbruk i området ligger på systemvern.

Det er ikke driftsmessig forsvarlig å knytte til vesentlig mer industriforbruk innenfor SKL-snippet. I brev til Gassco datert juni 2019¹⁷, vurderte Statnett at det ikke er driftsmessig forsvarlig å knytte til forespurte forbruksøkning på Kårstø. Dette skyldes omfanget av forbruksplaner i regionen som har søkt tilknytning og tilstanden i eksisterende nett, hvor det er et stort reinvesteringsbehov.

Med den samlede forbruksøkningen som har søkt tilknytning vil nettet måtte driftes utenfor N-1 hele året. Det innebærer at mange enkeltfeil vil kunne gi strømavbrudd. Uten N-1 vil vi også måtte koble ut forbruk før det er mulig å gjennomføre planlagte driftsstanser. Det er problematisk da den store andelen kraftintensiv industri i området gir en relativt jevn høy flyt over SKL-snippet. Dette medfører at vi ikke får de samme utkoblingsvindueene som i andre områder med større sesongvariasjoner (eller med mulighet for å regulere produksjon). Feil som inntreffer samtidig med planlagte driftsstanser blir også verre å håndtere siden flere situasjoner gir avbrudd og konsekvensene av avbrudd blir større.

Uten N-1 forsyningsikkerhet blir det også behov for utstrakt bruk av systemvern og i verste fall rullerende utkobling av forbruk ved feil. En slik situasjon er ikke driftsmessig forsvarlig fordi det gir betydelig dårligere forsyningsikkerhet for eksisterende kunder i nettet.

¹⁷ Svar om nettkapasitet for økt forbruk på Kårstø, 12.06.2019.

10 Ny ledning tilrettelegger for rundt 500 MW nytt forbruk

I dette kapitlet vurderer vi de overordnede løsningsvalgene for en ny ledning fra øst eller Vestre korridor. I tillegg undersøker vi grad av måloppnåelse og diskuterer hvorvidt løsningen fortsatt passer inn i den langsiktige nettutviklingen på Haugalandet.

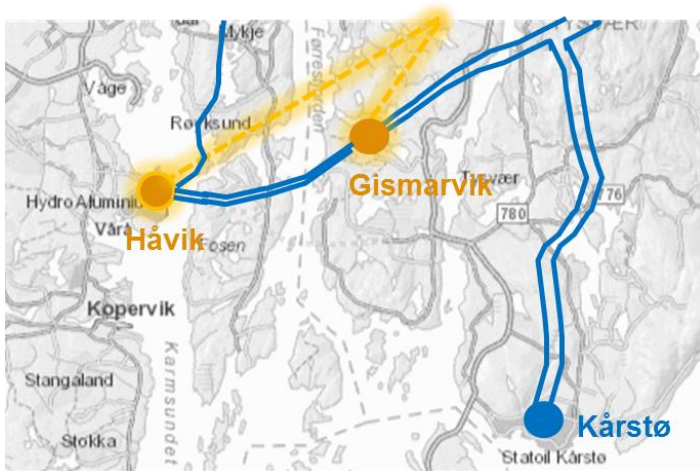
Vi finner at en ny stasjon i Gismarvik er det beste endepunktet for ny ledning. Dette innebærer at vi også må bygge en ny, men mindre stasjon på Karmøy. Selv om investeringskostnadene for en ny stasjon både i Gismarvik og på Karmøy, er høyere enn å kun bygge en ny stor stasjon på Karmøy, sparer vi regionalnettkostnader og kan utsette investeringer i nye ledninger over Førresfjorden og Karmsundet. Løsningen gir videre mulighet for en trinnsvis utbygging ved at vi kan bygge en mindre Karmøy stasjon for å møte reinvesteringsbehovet, mens utbygging av en ny ledning til Gismarvik stasjon kan koordineres med fremdriftsplanene til det nye forbruket.

Vi forkaster Saurdal og Hysten som startpunkt for ny ledning fra Vestre korridor fordi dette er lengre og dyrere ledningsalternativ. Vi tar med oss to løsningsvalg videre til alternativanalysen:

1. En ny 420 kV-ledning fra Blåfalli til Gismarvik, driftet på 300 kV
2. En ny 420 kV-ledning fra Sauda til Gismarvik, driftet på 420 kV

10.1 En ny stasjon i Gismarvik er beste endepunkt for ny ledning

Vi har identifisert to aktuelle endepunkter for en ny ledning: en ny stasjon i Gismarvik eller en ny stasjon på ny tomt på Karmøy. Alternativene er illustrert i Figur 11. Økningen i overføringskapasitet over SKL-snittet er like stor for begge endepunkt. En ny ledning til Håvik gir imidlertid noe høyere kapasitet i utkoblingsperioder enn en ledning til Gismarvik. Målt i forventede avbruddskostnader er denne forskjellen liten. Valget av endepunkt avhenger derfor i hovedsak av størrelsen på investerings- og reinvesteringskostnader samt innvirkning på miljø.



Figur 11 Endepunkt for ny ledning i ny stasjon i Gismarvik eller Håvik

Stasjonskostnadene blir større med en ny stasjon i Gismarvik

I dette kapitlet undersøker vi om Karmøy eller Gismarvik bør være endepunkt for ny ledning. Ved sammenligning av investeringskostnadene legger vi til grunn at en ny stasjon tilrettelegger for en ny 420 kV-ledning som driftes på 300 kV.

I kapittel 3.4 viste vi at tilstanden i dagens Håvik stasjon utløser en ny stasjon på Karmøy rundt 2025. En ny stasjon som bygges for å møte reinvesteringsbehovet, kaller vi i dette kapitlet en "liten Karmøy stasjon". Med Gismarvik som endepunkt for ny ledning må vi uansett bygge en liten Karmøy stasjon

Ny ledning tilrettelegger for rundt 500 MW nytt forbruk

2019

for å møte reinvesteringsbehovet. Dersom en ny ledning ender på Karmøy, må vi på den andre siden bygge en større og dyrere stasjon på Karmøy.

Med Karmøy som endepunkt, har vi forutsatt at det er mulig å etablere felles stasjon med Hydro på Karmøy. Selv om vi forventer at det er mulig, er det usikkerhet knyttet til plassbegrensninger på den nye stasjonsstomten og om Hydro ønsker en felles stasjonsløsning.

Tabell 9 viser nåverdien av stasjonskostnader og økte drift- og vedlikeholdskostnader i de to alternativene. Vi ser at ny Gismarvik og liten Karmøy stasjon har en samlet investeringskostnad på rundt 700 MNOK. Til sammenligning koster stor Karmøy stasjon 500 MNOK. Dersom fullskalaanlegget etableres, får Hydro i tillegg en ekstrakostnad for nytt koblingsanlegg. Kostnaden vil være lik i begge alternativ og er derfor ikke inkludert i tabellen. Vi ser altså at alternativet med Gismarvik som endepunkt er dyrere enn Håvik som endepunkt, målt i investeringskostnader for stasjon. Det er også trolig dyrere å drifte to stasjoner enn en stasjon, noe som er reflektert i økte drifts- og vedlikeholdskostnader i Gismarvik-alternativet.

Tabell 9 Investeringskostnader og økte driftskostnader ved endepunkt Gismarvik sammenliknet med Håvik

Basisestimater [MNOK nåverdi 2019-kroner]	Gismarvik som endepunkt	Karmøy som endepunkt
Sum	-710	-500
Investeringskostnad Karmøy stasjon	-410	-500
Investeringskostnad Gismarvik stasjon	-280	/
Drifts- og vedlikeholdskostnader	-20	/

Ny ledning over Karmsundet er dyrt og trekker ned lønnsomheten til stor Karmøy stasjon

En ny ledning til Karmøy krever en ny ledning over Førresfjorden og Karmsundet, i tillegg til de to eksisterende ledningene. På grunn av tett bebyggelse er det usikkert om det er mulig å komme frem med en ny luftledning i parallell med eksisterende ledninger. Alternativet er kabel, noe som tredobler investeringskostnadene. Vi har vurdert fire alternativer for å komme fra Gismarvik til Karmøy med en ny ledning. To av disse er luftledningsalternativer og to er kabelalternativ. Kostnadene er angitt i reelle kroner.

Ny luftledning i parallell med de to eksisterende ledningene, har et basisestimat på rundt 120 MNOK. Dette er teknisk sett det enkleste alternativet for luftledning, men innebærer størst konflikt med bebyggelse. Alternativt kan vi flytte de eksisterende ledningene, noe som i praksis innebærer å bygge tre nye ledninger. Dette har et basisestimat på 250 MNOK. Løsningen lar seg ikke gjennomføre uten å bryte målet om to timers gjeninnkoblingstid.

Vi vurderer kabelalternativene som mest realistiske. Det første kabelalternativet består av nye sjøkabelanlegg over Karmsundet og Førresfjorden, knyttet sammen med et nytt jordkabelanlegg over Fosen. Det andre alternativet er jordkabelanlegg i kabeltunell mellom to nye muffestasjoner. Disse kommer relativt likt ut, med et basisestimat på henholdsvis rundt 450 og 470 MNOK. Dersom tunnelalternativet velges, er det usikkerhet knyttet til lengden på tunnelen.

Ved fremtidig reinvestering av eksisterende ledninger mellom Gismarvik og Håvik, må vi trolig først bygge nye ledninger før vi kan rive de gamle. Dette for å unngå redusert forsyningsikkerhet i ombygningsperioden. Reinvesteringsstrategien vil være den samme med ny Gismarvik stasjon. Dermed må vi uansett bygge en ny ledning Gismarvik-Håvik/Karmøy på reinvesteringstidspunktet. En ny ledning over Karmsundet og Førresfjorden kan dermed sees på som en forskuttet reinvestering. Vi

finner en merkostnad ved denne forskutterte reinvesteringen¹⁸ på henholdsvis 30 eller 110 MNOK avhengig av om det blir ledning eller kabel. Videre i analysen legger vi til grunn kabelalternativet.

Ny stasjon i Gismarvik gir sparte kostnader i regionalnettet, hvis Haugaland Næringspark etableres
Dersom Statnett velger Karmøy fremfor Gismarvik som endepunkt for ny ledning, må Haugaland Kraft Nett gjøre større investeringer i regionalnettet for å tilrettelegge for Haugaland Næringspark. Vi forventer at merkostnadene utløses dersom næringsparken blir større enn om lag 30 MW. Med Karmøy som endepunkt øker nåverdien av regionalnettkostnadene med rundt 170 MNOK.

Endepunktene for ny ledning har omtrent like stor negativ miljøkonsekvens

I kapittel 3.4 beskrev vi hvorfor vi planlegger en ny stasjon på ny tomt på Karmøy, uavhengig av kapasitetsøkningen inn til området. Det er differansen mellom liten og stor Karmøy stasjon sammenliknet med en ny Gismarvik stasjon, som er relevant for miljøvurderingen. I tillegg innebærer stor Karmøy stasjon en ny ledning mellom Gismarvik og Karmøy.

Dersom vi bygger en ny stasjon i Gismarvik, i tillegg til på Karmøy, beslaglegger vi areal til en ny stasjon. Gismarvik ligger tett opp til kystlynghei av lokal verdi, men er ikke inne i det registrerte området. Stasjonstomten ligger også på et myrområde. Tomten er imidlertid allerede regulert til industriformål. På bakgrunn av dette, tillegger vi ny Gismarvik stasjon en liten negativ miljøvirkning.

En stor Karmøy stasjon tilrettelagt for ny ledning, beslaglegger et større areal enn liten Karmøy stasjon.¹⁹ I tillegg vil en ny luftledning mellom Gismarvik og Karmøy, på om lag seks kilometer, gå nær flere viktige naturtyper, kulturminner/lokaliteter samt gå gjennom et område med mange hytter og friluftsinnteresser på Fosen. Traséen går også tett på flere boliger. Vi vurderer derfor at Karmøy som endepunkt for ny ledning har en større negativ miljøkonsekvens enn Gismarvik som endepunkt dersom vi bygger luftledning. Hvis forbindelsen kables, er det imidlertid ikke en vesentlig forskjell mellom alternativenes miljøkonsekvens.

Gismarvik muliggjør trinnvis utvikling og reduserer risiko for overdimensjonering av Karmøy stasjon

Det er usikkerhet knyttet til forbruksplanene på Haugalandet, både med tanke på hvilket forbruk som blir etablert og når det blir etablert. Uavhengig av størrelsen på forbruket, må vi imidlertid håndtere reinvesteringsbehovet i Håvik stasjon. Det kan hende vi må ta stilling til dimensjonering av ny Karmøy stasjon før vi vet hvor stor forbruksøkningen blir og om og når vi skal bygge en ny ledning. Hvis vi bygger en stor Karmøy stasjon og forbruksøkningen uteblir, risikerer vi å overdimensjonere anlegget. Forskjell i investeringskostnad mellom en liten og en stor Karmøy stasjon er på rundt 100 MNOK, målt i nåverdi. Med Gismarvik som endepunkt, bygger vi uansett en liten Karmøy stasjon og kan avvende Gismarvik stasjon til vi har mer informasjon om fremdriftsplanene til det nye forbruket. På den måten gir ny Gismarvik stasjon større mulighet for en trinnvis utbygging av nettet, i takt med behovet.

Samlet sett er Gismarvik beste endepunkt for ny ledning

Tabell 10 oppsummerer virkningene beskrevet tidligere i kapittelet. Analysen er basert på grove basisestimater uten påslag for usikkerhet.

I prissatte virkninger kommer Gismarvik bedre ut en Karmøy som startpunkt for ny ledning, med en nåverdiforskjell på 70 MNOK. Investeringskostnadene i stasjon blir rundt 190 MNOK større med Gismarvik som endepunkt fremfor Karmøy, noe som hovedsakelig skyldes at vi må bygge to stasjoner,

¹⁸ Forskuttet fra reinvesteringstidspunkt i 2034. Dette er midtpunktet mellom forventet reinvesteringstidspunkt for fjordspennet over Karmsundet (ca 20 år frem i tid) og Førresfjorden (ca. 10 år frem i tid).

¹⁹ En stor Karmøy stasjon vil beslaglegge et areal i størrelsesorden 24-29 daa, mens en liten Karmøy stasjon beslaglegger et areal i størrelsesorden 20-21 daa.

Ny ledning tilrettelegger for rundt 500 MW nytt forbruk

2019

fremfor en. Med Karmøy som endepunkt må vi imidlertid forskuttere kostnader for en ny ledning fra Gismarvik til Karmøy. Dette reduserer nåverdiforskjellen målt i investeringskostnader til 80 MNOK. Gismarvik som endepunkt kommer likevel samlet sett bedre ut enn Karmøy på grunn av lavere regionalnettkostnader.

Tabell 10 Gismarvik er et bedre endepunkt for ny ledning enn Karmøy

Basisestimer [2019-kr], nåverdi	Gismarvik som endepunkt	Karmøy som endepunkt
Samlet rangering	1	2
Rangering prissatte virkninger	1	2
Rangering ikke-prissatte virkninger	1	2
Prissatte virkninger [MNOK]		
Sum prissatte virkninger	-960	-1030
Investeringskostnad Karmøy stasjon	-410	-500
Investeringskostnad Gismarvik stasjon	-280	0
Økte driftskostnader ved en ekstra stasjon	-20	0
Regionalnettkostnader for næringspark	-250	-420
Investeringskostnad ledning over Karmsundet	0	-110

Hvis næringsparken blir mindre enn 30 MW, er det ingen forskjell i regionalnettinvesteringer mellom Gismarvik og Karmøy. Karmøy er da beste endepunkt, med en nåverdiforskjell på rundt 100 MNOK. 30 MW utgjør imidlertid en ganske liten andel av planene Haugaland Næringspark har varslet. Vi tror det er mer sannsynlig at forbruksøkningen i næringsparken forskyves ut i tid, enn at de ikke kommer. Da vil kostnadene i regionalnettet påløpe, men på et senere tidspunkt. Dette reduserer lønnsomhetsforskjellen mellom alternativene. Ved ti års utsettelse av Haugaland Kraft Netts regionalnettkostnader, fra 2025 til 2035, kommer Gismarvik som endepunkt fortsatt best ut i prissatte virkninger, men nåverdiforskjellen reduseres til 20 MNOK.

Hvis det er mulig å komme frem med luftledning fremfor kabel over Karmsundet og Førresfjorden, reduseres kostnaden av ledning over Karmsundet med rundt 80 MNOK, og Gismarvik og Karmøy fremstår som omtrent like lønnsomme endepunkt, alt annet likt. Som tidligere beskrevet er det imidlertid lite sannsynlig at vi vil velge denne løsningen på grunn av konflikt med bebyggelse. Karmøy som endepunkt blir videre dyrere hvis det ikke blir felles stasjonsløsning med Hydro, noe som øker lønnsomhetsforskjellen i favør Gismarvik. Til slutt taler usikkerheten i forbruket for å velge Gismarvik som endepunkt for ny ledning, fordi det gir mulighet for en trinnvis utbygging av nettet, i takt med behovet.

Vi har også vurdert andre endepunkter for ny ledning

Tidlig i arbeidet vurderte vi Klovning som en tredje lokasjon for ny transmisjonsnettstasjon. Stasjonsplasseringen har mange av de samme egenskapene som Gismarvik stasjon og innebærer at den nye ledningen blir om lag syv kilometer kortere.

Samtidig vil en stasjon i Klovning innebære høyere tap, fordi stasjonen ligger lengre unna det store forbruket på Håvik. Vi har grovt estimert tapsforskjellen mellom de to lokasjonene til i underkant av 20 MNOK. I tillegg vil det være behov for å bygge mer regionalnett for å legge til rette for

næringsparken dersom den blir realisert. Kostnaden har vi grovt estimert til 50 MNOK²⁰. I tillegg er grunnforholdene på Klovning dårligere enn på Gismarvik, blant annet fordi terrenget er mer kupert og det er myrområder på tomt. På Gismarvik er det også et myrområde, men dette er ikke så dypt. Vi har grovt anslått merkostnaden ved dårligere grunnforhold til 10-20 MNOK. Klovning ligger også tettere på eksisterende bebyggelse og nært et lokalt badevann og friluftsområde. Gismarvik ligger derimot på et område som allerede er regulert til industri. Vi vurderer derfor ikke Klovning som et bedre stasjonsalternativ enn Gismarvik.

10.2 Blåfalli og Sauda er de beste startpunktene for en ny ledning til Gismarvik

I KVUen anbefalte vi videreføring av to konsept for ny ledning: En ny ledning fra øst og Vestre korridor. Fra øst har vi vurdert Blåfalli som eneste mulige tilknytningspunkt, mens vi fra Vestre korridor har valgt å gå videre med tilknytningspunkt i Sauda.

Vi har vurdert flere alternative startpunkt fra Vestre korridor

Det er flere mulige tilknytningspunkter for ny ledning til Haugalandet fra Vestre korridor. Vi har vurdert stasjonene Sauda, Saurdal og Hysten. En ny ledning fra Saurdal og Hysten ble forkastet tidlig, i hovedsak fordi det er de lengste og dyreste ledningsalternativene. I tillegg er ny ledning fra Saurdal teknisk vanskelig, blant annet på grunn av flere fjordkryssinger. En ny ledning fra Hysten ville gått gjennom et område med rasfare. Samtlige vurderte traseer fra Saurdal og Hysten ville dessuten gått gjennom store områder med uberørt natur. Vi konkluderer derfor med at kun Sauda er et godt tilknytningspunkt i Vestre Korridor.

En ny ledning fra Sauda bør driftes på 420 kV, mens en ny ledning fra Blåfalli bør driftes på 300 kV

En ny ledning til Haugalandet vil bli bygget for 420 kV. Det gir mulighet for større overføringskapasitet på sikt, når SKL-ringen er oppgradert til 420 kV, og forskjellen i ledningskostnad mellom å bygge for 300 kV og 420 kV er liten.

Sauda stasjon består av et 300 kV- og et 420 kV-anlegg. 420 kV-anlegget er helt nytt og blir bygget i forbindelse med Vestre korridor. En ny ledning fra Sauda kan dermed driftes på enten 300 kV eller 420 kV uten større investeringer i Sauda stasjon. 300 kV-drift gir høyere kostnader for tilknytning til Sauda stasjon, blant annet fordi vi må kable for å komme frem til 300 kV-anlegget. På den andre siden innebærer 420 kV-drift at vi må ha autotransformatorer i den nye stasjonen i Gismarvik. Dette fordi øvrig nett på Haugalandet driftes på 300 kV. Til sammen har 300 kV-drift fra Sauda om lag 70 MNOK lavere stasjonskostnader målt i nåverdi enn 420 kV-drift. De planlagte forbruksøkningene på Haugalandet medfører imidlertid økte overføringstap, og drift på 420 kV gir vesentlig lavere overføringstap enn drift på 300 kV. Vi finner at verdien av reduserte overføringstap (ca. 150 MNOK) overgår merkostnaden knyttet til stasjonskostnader ved 420 kV på forbindelsen fra Sauda (ca. 70 MNOK).

Blåfalli stasjon og nettet rundt Blåfalli er i dag på 300 kV. Det er plass i dagens 300 kV-anlegg til å knytte til en ny ledning ved å utvide stasjonen med ett felt. 420 kV-drift på ledningen vil innebære store investeringer for å bygge om Blåfalli stasjon. I tillegg vil vi ikke få nyttiggjort 420 kV-kapasiteten før nettet rundt driftes på 420 kV. Som for Sauda-alternativet vil 420-kV drift imidlertid gi tapsbesparelser, men vi forventer ikke at disse overstiger merkostnadene knyttet til stasjonskostnader. Vi legger derfor til grunn 300 kV-drift av en ny ledning fra Blåfalli.

I begge alternativene legger vi til grunn duplex parrot som linetype. Statnett vurderer bruk av duplex athabaska på flere strekninger. Athabaska er noe dyrere enn parrot, men gir lavere overføringstap. Om

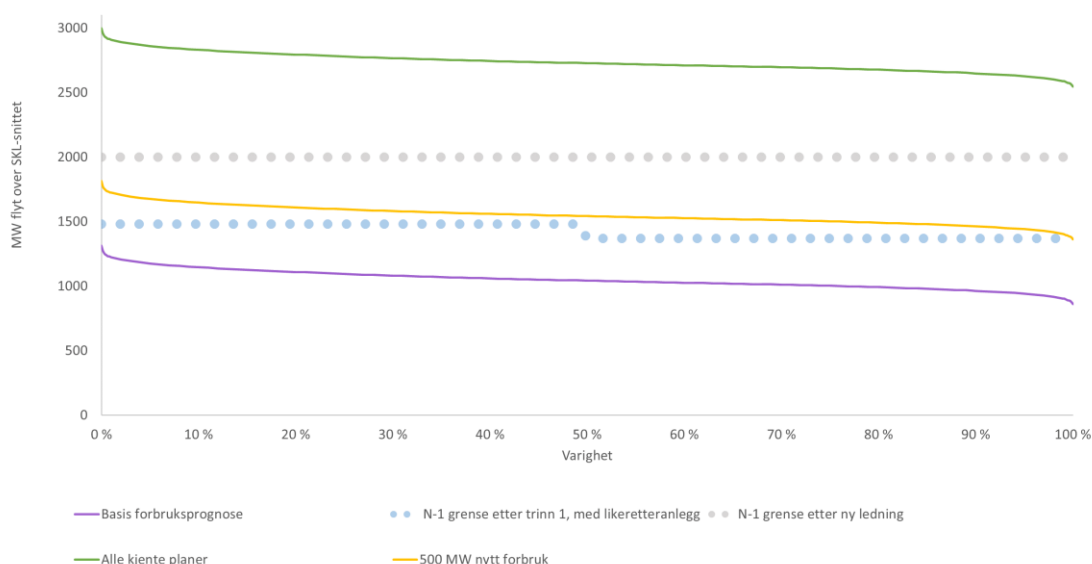
²⁰ Ca. 15 km ledning, 3 MNOK/km.

Ny ledning tilrettelegger for rundt 500 MW nytt forbruk 2019

Stanett på et senere tidspunkt velger å bygge athabaska, bør avhenge av om nytten overstiger kostnaden.

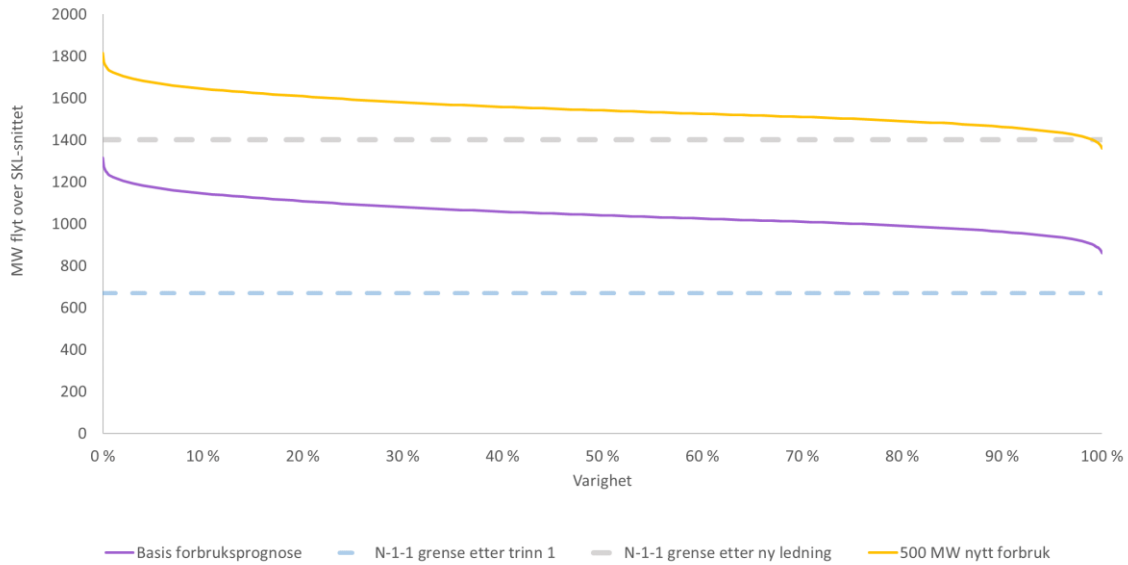
10.3 Ny ledning øker overføringskapasiteten i SKL-snippet med rundt 500 MW

Ny ledning fra Sauda eller Blåfalli til en ny Gismarvik stasjon hever N-1-kapasiteten i SKL-snippet fra i underkant av 1500 MW til rundt 2000 MW, som synliggjort av de stiplede horisontale grafene i Figur 12. Vi har lagt inn tre forbruksscenarioer for å synliggjøre at ny ledning gjør det mulig å knytte til deler av, men ikke alle kjente planer om nytt forbruk på Haugalandet med N-1-kapasitet.



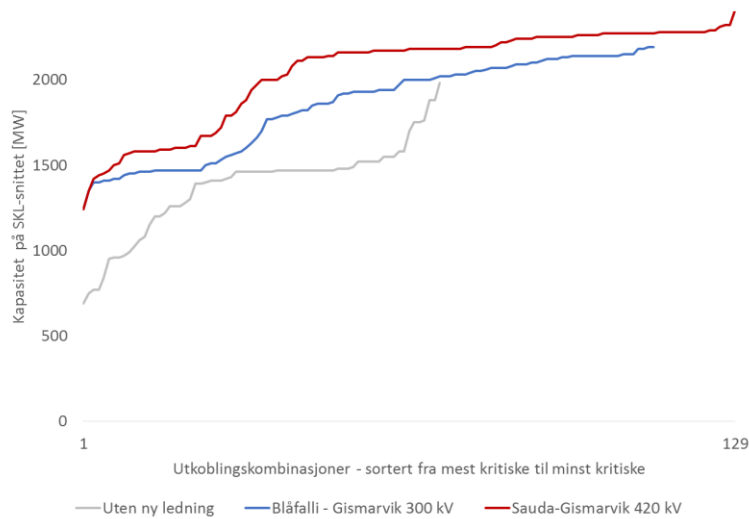
Figur 12 Flyt over SKL-snippet i ulike forbruksscenario og N-1 kapasitetsgrense før og etter ny ledning

Av Figur 13 ser vi videre at N-1-1 kapasiteten i SKL-snippet øker fra rundt 670 MW til om lag 1400 MW etter at en ny ledning er på plass. Grensen er satt av utfall av den nye ledningen og Sauda-Kårstø eller Sauda-Gismarvik. Med en forbruksøkning på 500 MW, ligger flyten over SKL-snippet fortsatt over N-1-1 grensen hele året, med unntak av noen få lavlasttimer. Det innebærer at det fortsatt ikke vil være N-1-1 kapasitet over SKL-snippet i et slikt flytsenario.



Figur 13 Flyt over SKL-snittet før og etter tilknytning av 500 MW nytt forbruk og N-1-1 kapasitetsgrense før og etter ny ledning

Figur 14 under viser forskjell i N-1-1 kapasiteten i SKL-ringen med ny ledning fra Sauda og Blåfalli ved ulike utfallskombinasjoner. N-1-1 kapasitet er definert som kapasiteten ved den verste kombinasjonen av at to komponenter er utkoblet samtidig. Med denne definisjonen er det ingen kapasitetsforskjell mellom ny ledning fra Blåfalli og Sauda, så lenge den termineres i Gismarvik. For resterende utfallskombinasjoner er N-1-1 kapasiteten imidlertid lavere for en ny ledning fra Blåfalli enn fra Sauda.



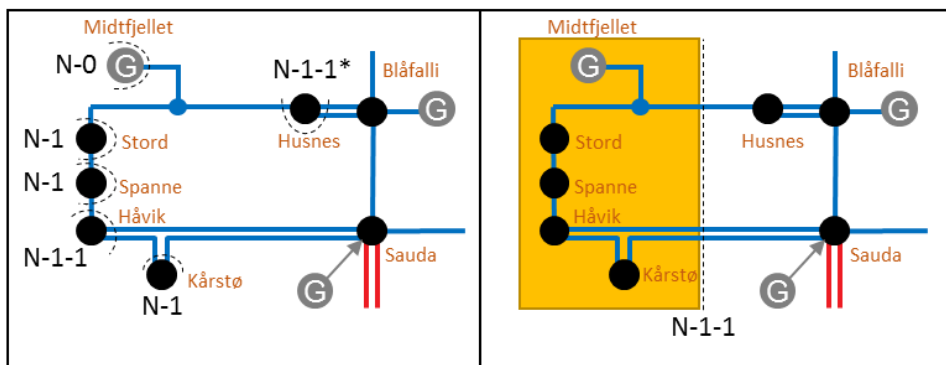
Figur 14 420 kV-ledning fra Sauda gir høyere N-1-1 kapasitet enn 300 kV-ledning fra Blåfalli i de fleste utkoblingsscenarioer

Den mest kritiske utfallskombinasjonen i SKL-ringen etter ny ledning, er utfall av Gismarvik-Håvik 1 og 2. I en slik situasjon deles SKL-ringen i to, med en radiell forsyning fra Blåfalli til Håvik og to ledninger fra Sauda via Gismarvik til Kårstø, i tillegg til den nye ledningen som ender i Gismarvik. Det er den radielle forsyningen til Håvik som blir begrensende.

10.4 Ny ledning tilrettelegger for ca. 500 MW nytt forbruk, men fjerner ikke avbruddsrisiko

En ny ledning tilrettelegger for en forbruksøkning på rundt 500 MW, tilsvarende økningen i N-1 kapasitet over SKL-snittet. Driftssituasjonen i nettet vil da være omtrent som i dag, hvor vi har N-1 kapasitet i SKL-snittet, men ikke reserve under alle planlagte driftsstanser. En slik situasjon får vi eksempelvis dersom Hydro fullskalaanlegg realiseres, i tillegg til eksempelvis 100 MW nytt forbruk i Haugaland næringspark eller 100 MW økning i forbruket til Gassco under Kårstø. Alternativt, dersom Hydro fullskalaanlegg ikke etableres, kan en ny ledning tilrettelegge for en høyere forbruksøkning i Haugaland næringspark, eventuelt i kombinasjon med at Gassco øker forbruket under Kårstø.

Hvis vi bygger en ny ledning og det ikke kommer vesentlig mer forbruk enn i vår basis forbruksscenario, vil det være N-1-1 kapasitet i SKL-snittet. Vi kan kalle dette "områdeforsyningsikkerhet". Det vil derimot fortsatt ikke være N-1-1 punktvis forsyningsikkerhet til Stord, Spanne og Kårstø som kun har to ledninger inn til stasjonen. Dette har vi beskrevet nærmere i kapittel 6.1 og er synliggjort i Figur 15. En ny ledning bidrar til å heve overføringskapasiteten over SKL-snittet, men påvirker ikke den punktvis forsyningsikkerheten. Denne er satt av antallet forbindelser til hver stasjon og strømføringsevnen på disse.



Figur 15 Punktvis forsyningsikkerhet til venstre og områdeforsyningsikkerhet til høyre. Ny ledning, som hever kapasiteten på SKL-snittet, påvirker områdeforsyningsikkerheten, ikke den punktvis forsyningsikkerheten.

10.5 Ny ledning fra Blåfalli og Sauda gir delvis oppnåelse av analysens effektmål

Analysens effektmål ble definert i Del III Mål og rammer. I dette kapitlet diskuterer vi i hvilken grad en ny ledning fra Blåfalli eller Sauda til en ny Gismarvik stasjon bidrar til å nå effektmålene. Disse var som følger:

Effektmål som konkretiserer samfunns målet om å tilrettelegge for næringsutvikling

- Muliggjøre tilknytning av nytt forbruk på Haugalandet

Effektmål som konkretiserer samfunns målet om sikker tilgang på strøm

- Unngå utkobling av forbruk før planlagte driftsstanser
- Redusere sannsynlighet for avbrudd for sluttbruker ved feil

Størrelsen på forbruket avgjør om tiltaket bidrar til å nå effektmålet om å knytte til nytt forbruk

Da KVUen ble skrevet i 2015, vurderte vi at det var plass til alle nye kjente forbruksplaner (<650 MW) unntatt Hydro fullskalaanlegg med N-1 forsyningsikkerhet etter at trinn 1 av tiltakene på Haugalandet var ferdigstilt. Trinn 2 av tiltakene, en ny ledning fra øst eller Vestre korridor, ble utløst av og ville gi

tilstrekkelig kapasitet til å knytte til Hydro fullskalaanlegg. Det vil si at en ny ledning ville tilrettelegge for alle kjente planer om økt forbruk. Totalt kjente vi til planer om økt industriforbruk på 900 MW²¹.

I dag har vi mer informasjon om fremtidig forbruksutvikling på Haugalandet. Som beskrevet i kapittel 4 kjenner vi nå til planer om forbruksøkning opp mot 1700 MW, i tillegg til Utsirahøyden.²² Etter at trinn 1-tiltakene er ferdigstilt, er det plass til Utsirahøyden fase 1 og 2 samt forventet vekst i alminnelig forbruk, men det er ikke plass til vesentlig mer forbruk enn dette.

En ny ledning fra Sauda eller Blåfalli til en ny Gismarvik stasjon øker N-1 kapasiteten i nettet med rundt 500 MW og muliggjør tilknytning av tilsvarende mengde nytt forbruk. Dersom det kommer mer forbruk enn dette, er det behov for ytterligere tiltak. Det er usikkert hvor mye nytt forbruk som kommer til å bli etablert. Hvis forbruksøkningen blir lik eller mindre enn ca. 500 MW, gir tiltaket full oppnåelse av effektmålet om å muliggjøre tilknytning av nytt forbruk. Dersom det kommer vesentlig mer forbruk enn 500 MW, gir tiltaket kun delvis oppnåelse av dette effektmålet.

Vi unngår utkobling før vedlikehold, men reduserer ikke sannsynligheten for avbrudd

Med en ny ledning og en forbruksøkning på 500 MW så vi i kapittel 10.3 at det er N-1-kapasitet i SKL-snittet. Det innebærer at vi ikke trenger å koble ut forbruk før det gjennomføres vedlikehold og at vi når dette effektmålet.

På Haugalandet er sannsynligheten for at feil gir avbrudd størst under planlagte driftsstanser. I vårt basisscenario for forbruksutviklingen på Haugalandet²³ gir ny ledning N-1-1 kapasitet i SKL-snittet, noe som reduserer sannsynligheten for avbrudd under gjennomføring av planlagte driftsstanser. Ved en ytterligere forbruksvekst på 500 MW, vil nettet derimot som i dag, driftes utenfor N-1-1. Vi ser dermed at tiltaket ikke både kan gi oppnåelse av målet om å redusere sannsynligheten for avbrudd for sluttkunden og målet om å muliggjøre tilknytning av nytt forbruk.

10.6 Nettet driftes utenfor driftspolicy både med og uten ny ledning

Vi har sett at tiltaket gir N-1 forsyningssikkerhet i SKL-snittet så lenge forbruksveksten ikke overstiger 500 MW. Innenfor dette forbruksnivået er tiltaket i tråd med Statnetts retningslinjer for forsyningssikkerhet i kraftsystemplanleggingen og Statnetts driftspolicy ved *intakt drift* av nettet. Forsyningssikkerheten under planlagte driftsstanser er imidlertid ikke i tråd med Statnetts retningslinjer.

Under planlagte driftsstanser kan det oppstå avbrudd som berører 500 MW forbruk lenger enn to timer. Eksempelvis, hvis effektuttaket under Kårstø øker med ca. 50 MW, i tillegg til Utsirahøyden, vil en feilhendelse som gjør at både Sauda-Kårstø og Kårstø-Gismarvik blir utkoblet, gi utfall av ca. 500 MW forbruk. Øker Gassco effektuttaket med 160 MW, øker størrelsen på utfallet til ca. 600 MW. I tillegg kan noen kombinasjoner av planlagte driftsstanser og enkeltfeil gi avbrudd som berører 200 MW forbruk i over fire timer. Dette er feilhendelser som gir utkobling av de to ledningene fra Gismarvik til Håvik eller utkobling av Sauda-Kårstø og den nye ledningen. Selv om sannsynligheten for avbrudd over to timer er lav²⁴, innebærer dette brudd på Statnetts driftspolicy, som vi beskrev i kapittel 8.4. Vi understreker at også nettet i vårt basis forbruksscenario, både med og uten ny ledning, vil driftes

²¹ Hydro Pilotanlegg (ca. 100 MW), Hydro fullskalaanlegg (ca. 400 MW), Utsirahøyden (200-300 MW), Haugaland næringspark (100 MW).

²² Hydro Pilotanlegg er tilknyttet nettet i dag, og er ikke en del av fremtidig forbruksvekst i denne analysen.

²³ Basisscenarioet er dagens forbruk inkludert Utsirahøyden (350 MW), Hydro pilot (125 MW) og basisscenarioet for vekst i alminnelig forbruk.

²⁴ Både gjeninnkoblingstiden og feilvarigheten må være over to timer for å få avbrudd på mer enn to timer.

Ny ledning tilrettelegger for rundt 500 MW nytt forbruk

2019

utenfor driftspolicy under planlagte driftsstanser. Avviket fra driftspolicy øker imidlertid med høyere forbruk.

Statnetts retningslinjer for forsyningssikkerhet i kraftsystemplanleggingen sier, som beskrevet i 8.3, at Statnett skal vurdere om nettet bør dimensjoneres etter N-1-1-kriteriet i områder som Haugalandet, hvor det er mye industri og høy last hele året. Høsten 2018 gjorde Statnett en separat analyse av tiltak som kan gi N-1-1 forsyningssikkerhet på Haugalandet. Den fant at en ny ledning er det eneste reelle alternativet for å øke N-1-1-kapasiteten. Som vi diskuterer i foregående kapitler, løfter en ny ledning N-1-1 kapasiteten med i overkant av 700 MW. Det gir N-1-1 forsyningssikkerhet i vårt basis forbruksscenario, men ikke ved en ytterligere forbruksvekst på 500 MW.

10.7 Ny ledning er trolig det beste andre trinnet av nettutviklingen på Haugalandet

I KVUen anbefalte vi en trinnvis utvikling av nettet på Haugalandet. Trinn 1 består av tiltak for reaktiv kompensering og temperaturoppgradering, og tilrettelegger for den første forbruksøkningen i området²⁵. Trinn 2 består av en ny ledning fra øst (Blåfalli) eller Vestre Korridor (Sauda) og utløses av en større forbruksvekst (> ca. 650 MW²⁶). Trinn 3 består av oppgradering til 420 kV drift for alle ledningene inn til Haugalandet.

Vår vurdering er at en ny ledning fra Sauda eller Blåfalli til en ny Gismarvik stasjon fortsatt er det beste andre trinnet av nettutviklingen på Haugalandet, selv om det skulle bli behov for ytterligere tiltak i området for å tilrettelegge for en større forbruksvekst. Tiltaket gir mulighet for å bygge ut nettet trinnvis, i takt med forbruksøkningen i området. Videre er det trolig nødvendig å ha på plass den nye ledningen før SKL-ringen oppgraderes til 420 kV. Vi vurderer derfor at tiltaket mest sannsynlig er det beste andre trinnet i nettutviklingen i området.

Ny ledning inngår i den langsiktige nettutviklingen på Haugalandet

Det er flere mulige strategier for oppgradering av SKL-ringen, både med hensyn til tidspunkt og gjennomføring. Figur 16 under viser to mulige utviklingsveier. Utviklingsveiene er ikke uttømmende og det kan dukke opp nye behov eller gjøres nye vurderinger som tilsier andre løsninger. Vi tar ikke stilling til tidspunkt for eventuelle oppgraderinger eller hvilke løsninger som bør velges. Vi understreker at vi ikke har gjort en inngående analyse av trinn tre av nettutviklingen på Haugalandet.

I bildet til venstre har vi oppgradert det vi har valgt å kalle den "indre ringen" til 420 kV. Dette innebærer at vi bygger en ny 420 kV-ledning både fra Sauda og Blåfalli. Løsningsvalget for ny ledning fra Sauda eller Blåfalli, påvirker dermed i så fall kun tidspunktet for når hvilken ledning bygges.

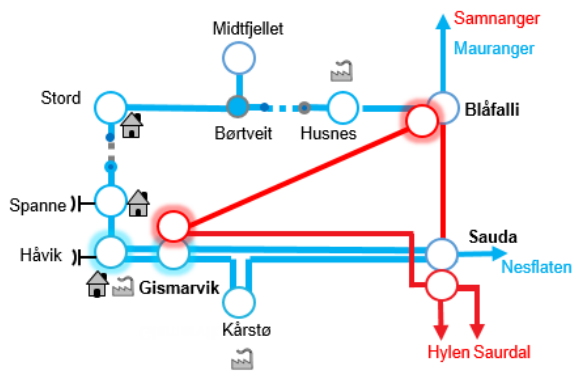
I bildet til høyre er også den "ytre ringen" oppgradert til 420 kV. Dette kan være en videre utvikling av nettet fra oppgradering av den "indre ringen". Et alternativ, som vist i figuren, er at Håvik stasjon blir liggende på en industriradial og at vi får en ny 420 kV-ledning fra Spanne til Gismarvik. Her er det også vist en konfigurasjon hvor de eksisterende Saudaledningene er erstattet med én ny 420 kV-ledning. Vi understreker at dette bare er to eksempler på mulige utviklingsveier. Vi har ikke gjort en vurdering av hvilken overføringskapasitet de ulike tiltakene gir eller samfunnsøkonomien i tiltakene.

Uansett hvilken strategi som velges, må trolig den nye ledningen fra Sauda eller Blåfalli være på plass før det er mulig å oppgradere nettet til 420 kV. Ny ledning er derfor en naturlig del av den langsiktige nettutviklingen på Haugalandet.

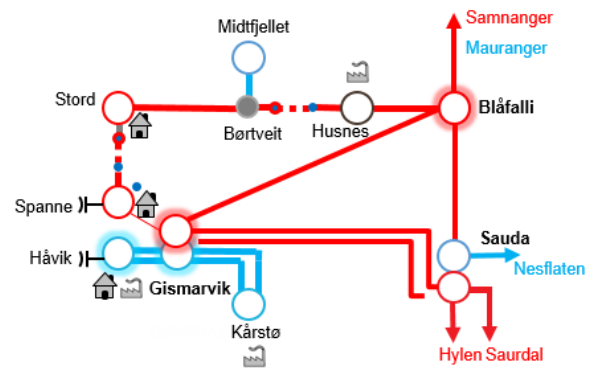
²⁵ Hydro pilotanlegg og Utsirahøyden fase 1 og 2

²⁶ Hydro pilotanlegg ca. (125 MW) og Utsirahøyden (ca. 350 MW) inngår i dette volumet.

Oppgradert "indre ring"



Oppgradert "indre og ytre ring"



Figur 16 Eksempler på mulige langsiktige nettbilder

Del V *Samlet vurdering og konklusjon*

I alternativanalysen vurderer vi den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av å bygge ny ledning fra Blåfalli eller Sauda til en ny Gismarvik stasjon. Vi undersøker prissatte og ikke-prissatte virkninger og usikkerheten i virkningene.

Verdien av en ny ledning er usikker, men Statnett bør likevel søke konsesjon

I forventning legger vi til grunn at en ny ledning tilrettelegger for 340 MW nytt forbruk i Haugaland Næringspark og elektrifisering av gassprosesseringsanlegget på Kårstø (160 MW). Nytt industriforbruk vil gi økt verdiskaping, mens elektrifisering reduserer klimagassutslipp i Norge og bidrar positivt til norske klimamål.

I dag vet vi ikke hva slags type forbruk som vil etablere seg i næringsparken og det er vanskelig å vurdere hva den samfunnsøkonomiske verdien av elektrifisering er. Vi har derfor ikke verdsatt verdien av forbruket i analysen, men i stedet anslått hva denne verdien må være for at tiltaket skal være samfunnsøkonomisk lønnsomt. Det vil si at vi i praksis har gjort en nullpunktsanalyse. Vi finner at den samfunnsøkonomiske netto nytteverdien av forbruket må overstige rundt 2 milliarder kroner for at tiltaket skal ha nøytrale prissatte virkninger. Vi har ikke grunnlag for å vurdere om verdiskapingen vil være større eller mindre enn dette. Hvis forbruksveksten blir høyere enn 500 MW legger tiltaket i tillegg til rette for lønnsomme oppfølgingsinvesteringer (realopsjon). Denne har vi ikke verdsatt i analysen. En ny ledning medfører videre middels negative natur- og miljøvirkninger (--).

I mulighetsstudien så vi at det ikke er driftsmessig forsvarlig å knytte til mer forbruk i området. I lys av de store forbruksplanene, avtalene som er inngått og Statnetts tilhørende tilknytningsplikt, er det rasjonelt å gå videre med planleggingen av ny ledning og søke konsesjon.

Ledning fra Sauda kommer best ut i prissatte virkninger, men Blåfalli rangeres likevel først

Det er lite som skiller lønnsomheten til utbyggingsalternativene fra hverandre. Forskjell i prissatte virkninger, på rundt 170 MNOK, forklares først og fremst av at Sauda-Gismarvik har lavere tapskostnader enn Blåfalli-Gismarvik. Dette er hovedsakelig fordi ledningen fra Sauda vil driftes på 420 kV. Ut fra de prissatte virkningene alene, rangerer vi Sauda foran Blåfalli.

Begge utbyggingsalternativ innebærer en lang ny ledning i ny trase. Kombinasjonen av et stort omfang og middels stor anslått betalingsvillighet for å unngå natur og miljøinngrep, gjør at vi vurderer at begge alternativ medfører middels negative natur- og miljøvirkninger (--) sammenliknet med nullalternativet. Vår vurdering er at de negative ikke-prissatte virkningene ikke påvirker rangeringen mellom utbyggingsalternativene. Dette er noe NVE vil vurdere nærmere i behandlingen av konsesjonssøknaden.

Usikkerheten gir ikke grunnlag for å endre rangeringen i den samfunnsøkonomiske analysen

Forskjellen i lønnsomhet mellom utbyggingsalternativene er relativt liten. Endringer i usikre forhold kan derfor å endre rangeringen. Vi finner at noen usikre forhold styrker lønnsomheten

i favør av Sauda som startpunkt for ny ledning, mens andre styrker Blåfalli. Usikkerheten gir ikke grunnlag for å endre rangeringen i den samfunnsøkonomiske analysen.

I de fleste scenarier har Sauda lavere tapskostnader enn Blåfalli. Det er derfor lite sannsynlig at endringer i tap gjør ny ledning fra Blåfalli mer lønnsom enn Sauda. Ny ledning fra Blåfalli gir imidlertid en separat føringsvei inn til Haugalandet og dermed lavere sannsynlighet for hendelser som tar ut flere ledninger samtidig. Sauda-Gismarvik innebærer risiko for hendelser som tar ut tre av fire forbindelser inn til Haugalandet, for eksempel ved utfall av Sauda stasjon.

I verste fall kan en slik alvorlig feilhendelse gi utfall av hele SKL-ringen. Denne risikoen må verdsettes til over 170 MNOK, alt annet likt, for alene å endre rangeringen av utbyggingsalternativene. Sauda-Gismarvik gir på den andre siden høyere overføringskapasitet og dermed færre feilkombinasjoner som gir avbrudd under planlagte driftstanser. Samlet sett rangerer Statnett Blåfalli foran Sauda som startpunkt for ny ledning for å redusere risikoen for hendelser med stor negativ konsekvens samt for å minimere SHA-risikoen i bygge- og driftsfasen.

Tabell 11 Den nye ledningen tilrettelegger for 500 MW nytt forbruk. Vi har ikke verdsatt verdien av det nye forbruket. Derfor har vi ikke grunnlag for å rangere nullalternativet. Samlet sett rangeres Blåfalli foran Sauda.

[2019-kr]	Nullalternativet	Sauda-Gismarvik	Blåfalli-Gismarvik
Prissatte virkninger [MNOK]			
Investering	0	-1 070	-1 070
Reinvestering	-40	-40	0
Avbrudd	-20	-30	-30
Tap	0	-760	-990
Drift- og vedlikehold	0	-70	-50
Sum prissatte virkninger	-60	-1 970	-2 140
<i>Differanse</i>	<i>0</i>	<i>-1 910</i>	<i>-2 080</i>
Rangering prissatte virkninger	/	1	2

Ikke-prissatte virkninger			
Natur- og miljø	0	--	--
Rangering ikke-prissatte virkninger	/	1	1

Vurdering av usikkerhet
Forskjellen i lønnsomhet er liten. Noen forhold styrker lønnsomheten i favør av Sauda, mens andre styrker Blåfalli. Avbruddsrisikoen er relativt lik i alle alternativ. Sauda-Gismarvik innebærer imidlertid risiko for hendelser som tar ut tre av fire forbindelser inn til Haugalandet. Dette alternativet gir derimot høyere overføringskapasitet og dermed færre feil som gir avbrudd. Usikkerheten gir ikke grunnlag for å endre rangeringen i den samfunnsøkonomiske analysen.

Hvis forbruksveksten blir høyere enn 500 MW, legger begge alternativ til rette for lønnsomme oppfølgingsinvesteringer (realopsjon).

Rangering usikkerhet	/	1	1
Samlet rangering samfunnsøkonomisk analyse	/	1	2

Ny ledning tilrettelegger for rundt 500 MW nytt forbruk

2019

Øvrige beslutningsrelevante forhold

Statnett har inngått utredningsavtale med Gassco (160 MW) og Haugaland næringspark (100 MW). Ledningen tilrettelegger for 500 MW nytt forbruk og er det naturlige neste trinnet av nettutviklingen for å møte de høye forbruksplanene i området (ca. 1700 MW). Det er gjort en nullpunktsanalyse som viser at verdien av forbruket må overstige 2 milliarder kroner for at tiltaket skal være rasjonelt. Verdien av forbruket er ikke verdsatt i analysen, men vi har ikke grunnlag for å si at verdien vil være lavere enn 2 milliarder kroner. Det er derfor rasjonelt å gå videre med planleggingen av ledningen og søke konsesjon.

Blåfalli-Gismarvik gir en separat føringsvei inn til Haugalandet og mindre arbeid nær spenningssatte anlegg. Statnett vektlegger å redusere risikoen for hendelser som gir samtidig utfall av tre av fire ledninger inn til Haugalandet og SHA-risikoen. Vi rangerer derfor Blåfalli foran Sauda.

Helhetsvurdering	/	2	1
------------------	---	---	---

Vi må trolig uansett bygge ny ledning for å innfri tilknytningsplikten

Utviklingen i forbruket er den viktigste usikkerhetsdriveren som påvirker om det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge ny ledning. Både hvor mye forbruk som blir etablert, når i tid det kommer og hva slags type forbruk som realiseres har betydning.

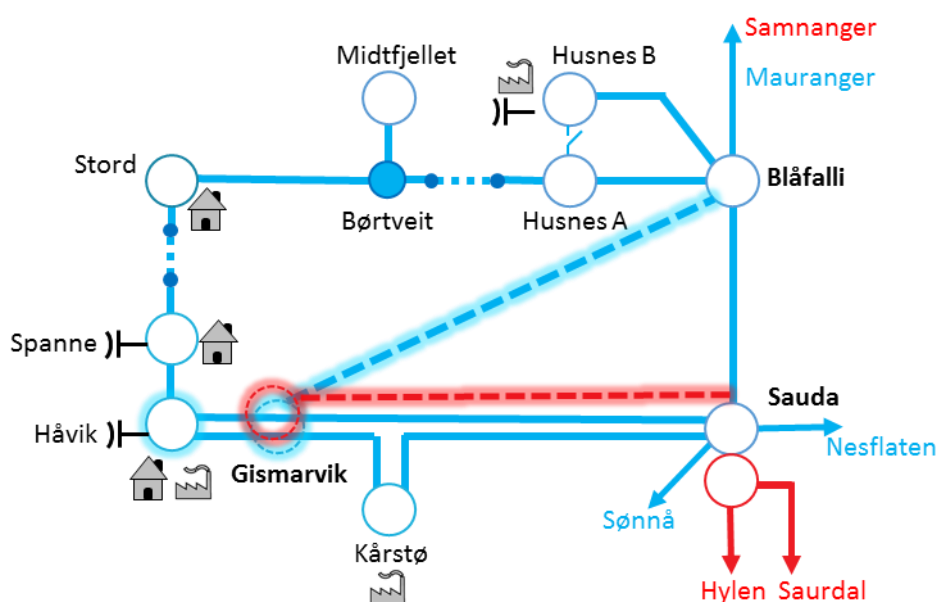
Dersom forbruket i næringsparken blir lavere enn vi har lagt til grunn i analysen eller hvis gassprosesseringsanlegget ikke blir elektrifisert, vil trolig andre aktører ønske å benytte seg av den ledige kapasitet som en ny ledning gir. Dette følger av de mange planene om forbruksøkning i området (ca. 1700 MW). Vi mener derfor at det er sannsynlig at vi må bygge ny ledning for å oppfylle tilknytningsplikten.

Hva slags type forbruk som etableres og når i tid det kommer, påvirker om verdiskapingen til det nye forbruket overstiger merkostnaden av å bygge en ny ledning. Hvis det ikke etableres mer forbruk i området, er det imidlertid ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge en ny ledning (NNV \approx -700 MNOK).

11 Sauda kommer best ut i prissatte virkninger

I dette kapitlet beskriver vi de prissatte og ikke-prissatte virkningene i den samfunnsøkonomiske analysen. Til grunn for analysen ligger forutsetningen om at 340 MW nytt forbruk etablerer seg i Haugaland Næringspark og at gassprosesseringsanlegget på Kårstø elektrifiseres (160 MW). Vi vurderer to aktuelle løsningsalternativer for ny ledning inn til Haugalandet: én ny 420 kV-ledning fra Sauda, driftet på 420 kV, og én ny 420 kV-ledning fra Blåfalli, driftet på 300 kV. I begge alternativ er nye Gismarvik stasjon anbefalt endepunkt. De to alternativene er illustrert i Figur 17.

Vi begynner med en beskrivelse av nullalternativet og utbyggingsalternativene, før vi ser nærmere på de prissatte virkningene. De viktigste virkningene er investeringskostnader og tap i nettet. Øvrige virkninger inkluderer reinvesteringkostnader, avbruddskostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader. Vi diskuterer deretter verdien av det økte industriforbruket, men har ikke beregnet en forventet nytte. I stedet gjør vi en nullpunktsanalyse der vi diskuterer hvor stor aktørens verdiskaping må være for at tiltaket skal være lønnsomt. Til slutt vurderer vi alternativenes innvirkning på miljøet som en ikke-prissatt virkning.



Figur 17 Blåfalli-Gismarvik og Sauda-Gismarvik. Fra Sauda er det mulig med både 420 og 300 kV drift.

Ny ledning fra Sauda kommer best ut i prissatte virkninger

Tabell 12 under viser en sammenstilling av forventede prissatte- og ikke-prissatte virkningene i de ulike alternativene. Ny ledning fra Sauda og Blåfalli kommer omtrent likt ut målt i investeringskostnader, mens nullalternativet er billigst fordi vi unngår kostnader med å bygge en ny ledning inn til området.

Det er lite som skiller lønnsomheten til utbyggingsalternativene fra hverandre. Forventede stasjonskostnader er litt høyere med ny ledning fra Sauda, men dette veies opp av en høyere ledningskostnad i Blåfalli-løsningen. Størrelsen på forventede avbruddskostnader er også lik i begge alternativ. Forskjell i prissatte virkninger, på rundt 170 MNOK, forklares først og fremst av at Sauda-Gismarvik har lavere tapskostnader enn Blåfalli-Gismarvik. Dette er hovedsakelig fordi ledningen fra Sauda vil driftes på 420 kV. Sauda-Gismarvik rangeres derfor foran Blåfalli-Gismarvik målt i prissatte virkninger.

Sauda kommer best ut i prissatte virkninger

2019

Begge utbyggingsalternativ innebærer en lang ny ledning i ny trase. Kombinasjonen av et stort omfang og middels anslått betalingsvillighet for å unngå natur og miljøinngrep, gjør at vi vurderer at begge alternativ medfører middels negative natur- og miljøvirkninger (--) sammenliknet med nullalternativet. Utbyggingsalternativene rangeres derfor likt ut fra ikke-prissatte virkninger.

Den samfunnsøkonomiske netto nytteverdien av forbruket må overstige rundt 2 milliarder kroner for at tiltaket skal være nøytralt samfunnsøkonomisk lønnsomt (NNV \approx 0). Per i dag er det usikkert hva slags type forbruk som vil etablere seg i næringsparken. Det er også usikkert hvor stor den samfunnsøkonomiske verdien av elektrifiseringen av gassprosesseringsanlegget er. Vi har derfor ikke tilstrekkelig grunnlag for å vurdere om tiltaket er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Tabell 12 Målt i forventede prissatte- og ikke-prissatte virkninger kommer en ny ledning fra Sauda best ut

Alternativanalyse [2019-kr] ¹⁾	Nullalternativet	Sauda-Gismarvik	Blåfalli-Gismarvik
Rangering prissatte virkninger	/	1	2
Rangering ikke-prissatte virkninger	/	1	1
Differanse	0	-1910	-2080
Prissatte virkninger [MNOK]			
Sum prissatte virkninger	-60	-1970	-2140
Investering (Statnett)	0	-1070	-1070
Reinvestering (Statnett)	-40	-40	0
Avbrudd	-20	-30	-30
Tap (netto)	0	-760	-990
Drifts- og vedlikehold (netto)	0	-70	-50
Ikke-prissatte virkninger			
Natur- og miljø	0	(--)	(--)

1) Verdien av forbruket ledningen tilrettelegger for er ikke verdsatt i tabellen, men diskuteres i analysen. Vi har derfor ikke grunnlag for å rangere nullalternativet.

11.1 I nullalternativet etableres ikke vesentlig mer industriforbruk

Nullalternativet beskriver dagens situasjon og forventet utvikling i fravær av nye tiltak. I mulighetsstudien avgrenset vi nullalternativet i analysen. Vi legger til grunn at trinn 1 av nettiltakene på Haugalandet er gjennomført²⁷.

I nullalternativet legger vi til grunn en forbruksutvikling tilsvarende basisprognosen beskrevet i kapittel 4. I tillegg til det eksisterende forbruket, inkluderer det Utsirahøyden fase 1 og 2 samt basisscenarioet for utviklingen i alminnelig forbruk. Dette innebærer en maksflyt over SKL-snittet på rundt 1300 MW. Vi forutsetter at vi kan benytte Equinors likeretteranlegg på Kårstø til spenningsregulering og dermed oppnå N-1 forsyning hele året ved intakt nett i basisprognosen.

Vi legger til grunn at det ikke er driftsmessig forsvarlig å knytte til vesentlig mer industriforbruk i nullalternativet, i tråd med konklusjonene fra mulighetsstudien, kapittel 9.

²⁷ To kondensatorbatterier på ledningene inn mot Karmøy og temperaturoppgradering av SKL-ringen.

11.2 I utbyggingsalternativene etableres rundt 500 MW nytt forbruk på Haugalandet

Som beskrevet i mulighetsstudien, tilrettelegger en ny ledning for 500 MW nytt forbruk på Haugalandet. Det vil si at ledningen tilrettelegger for i underkant av en tredjedel av de samlede forbruksplanene i området.

Statnett har inngått utredningsavtale med Gassco (160 MW) og Haugaland næringspark (100 MW). Det innebærer at vi har vurdert at disse aktørene står først i køen om den ledige kapasiteten en ny ledning gir.

Det er usikkert hvilke aktører som vil søke om, og få tildelt, den resterende kapasiteten ledningen gir (ca. 240 MW). På grunn av de store forbruksplanene i området vil den ledige kapasiteten trolig bli benyttet. I analysen legger vi til grunn at ledningen tilrettelegger for elektrifisering av gassprosesseringsanlegget på Kårstø og for 340 MW nytt forbruk i næringsparken.

Statnett legger opp til koordinert fremdrift med forbruket vi inngår utredningsavtale med. Det er likevel usikkert både om og når forbruket etableres. I analysen forutsetter vi at forbruket etableres samme år som vi setter i drift den nye ledningen. I usikkerhetsanalysen, kapittel 13, diskuterer vi hvordan resultatene endrer seg dersom en ny ledning tilrettelegger for et annet type forbruk, hvis forbruksøkningen blir lavere enn forventet eller dersom forbruksøkningen kommer senere i tid.

11.3 Sauda-Gismarvik og Blåfalli-Gismarvik koster omtrent det samme

Tabell 13 under viser nåverdien av relevante investerings- og reinvesteringskostnader for samtlige alternativ. Vi ser at ny ledning fra Sauda og Blåfalli kommer omtrent likt ut, mens nullalternativet er billigst fordi vi unngår kostnader med å bygge en ny ledning inn til området. Nåverdien av investeringskostnadene i Blåfalli-Gismarvik er samlet sett 40 MNOK lavere enn for Sauda-Gismarvik. Inkluderer vi drifts- og vedlikeholdskostnader øker forskjellen til 60 MNOK. Det er dyrere å gjennomføre vedlikehold på en ny ledning fra Sauda på grunn av risiko for induksjon ved arbeid på ledninger som går i parallell.

Tabell 13 Alternativene kommer likt ut målt i investerings- og reinvesteringskostnader

Nåverdi [MNOK], 2019-kr	Nullalternativet	Sauda-Gismarvik	Blåfalli-Gismarvik
Sum	-40	-1180	-1120
Ny ledning og stasjon	0	-1070	-1070
Reinvestering kontrollanlegg Blåfalli	-40	-40	0
Drifts- og vedlikeholdskostnader	0	-70	-50

Tiltakskostnaden er litt lavere med Blåfalli stasjon som startpunkt for ny ledning

Begge utbyggingsalternativ har en forventet investeringskostnad på rundt 1290 MNOK målt i reelle kroner. Av dette utgjør ny ledning 50-60 prosent av kostnadene, mens ny stasjon i Gismarvik utgjør rundt 30-40 prosent. Tiltak i henholdsvis Sauda og Blåfalli stasjon utgjør den resterende andelen, som synliggjort i Tabell 14. Investeringskostnaden for en ny ledning er høyest med startpunkt i Blåfalli, noe som hovedsakelig skyldes kostnad for fjordspenn på strekningen Blåfalli-Litledalen. Vi har ikke beregnet forventningsverdier for ny stasjon i Gismarvik eller tiltakene i Blåfalli og Sauda stasjon. Den prosentvise andelen av total investeringskostnad er beregnet med utgangspunkt i basisestimer og justert opp basert på forventet investeringskostnad for totalløsningene.

Sauda kommer best ut i prissatte virkninger
2019

Tabell 14 Forventede investeringskostnader for Sauda-Gismarvik og Blåfalli-Gismarvik fordelt på hovedelement

Reelle kr [MNOK]	Sauda-Gismarvik		Blåfalli-Gismarvik	
	Kostnad	%	Kostnad	%
Sum	-1290	100 %	-1290	100 %
Ny ledning	-710	55 %	-750	58 %
Ny Gismarvik stasjon	-550	43 %	-390	30 %
Tiltak i Sauda/Blåfalli stasjon	-30	2 %	-150	12 %

Det relativt like nivået på investeringskostnadene skyldes at løsningene har et ganske likt omfang, som vist i Tabell 15. **Feil! Fant ikke referanseilden.** under. Sauda-Gismarvik innebærer en ny 78 kilometer lang 420 kV-ledning, mens en Blåfalli-Gismarvik omfatter en seks kilometer lengre 420 kV-ledning. I ledningskostnaden har vi lagt til grunn at begge ledninger bygges for 420 kV, men at Blåfalli-ledningen driftes på 300 kV. Videre innebærer begge løsninger en ny stasjon i Gismarvik samt tiltak i respektivt Sauda eller Blåfalli stasjon.

Tabell 15 Forskjell i omfang mellom løsningene med startpunkt i Sauda og Blåfalli

	Ledning	Gismarvik stasjon	Blåfalli/Sauda stasjon
Sauda-Gismarvik	78 km på 420 kV	To auto-transformatorer	Ett nytt felt
Blåfalli-Gismarvik	84 km på 300 kV	ikke relevant	Ett nytt felt, nytt kontrollanlegg og lager

Omfanget av de to løsningene er imidlertid ikke helt like, noe som forklarer at kostnadselementene har ulik forventet investeringskostnad, selv om totalsummen er den samme. Med startpunkt i Sauda har ny Gismarvik stasjon rundt 150 MNOK høyere investeringskostnad enn med en ny ledning fra Blåfalli. Dette skyldes blant annet at vi i Sauda-alternativet må ha to autotransformatorer med tilhørende bryterfelt i Gismarvik stasjon da nettet ellers driftes på 300 kV. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 10.1. Det er imidlertid dyrere å knytte til en ny ledning i Blåfalli enn i Sauda stasjon. I Blåfalli stasjon må eksisterende 300 kV-anlegg utvides med ett nytt felt, i tillegg til at vi må bygge nytt kontrollanlegg og lager. Til sammenlikning er det i Sauda stasjon kun behov for ett nytt 420 kV-felt. Kostnadsforskjellen mellom tiltakene i Blåfalli og Sauda stasjon er på omtrent 120 MNOK målt i reelle kroner. I den samfunnsøkonomiske vurderingen utgjør imidlertid kostnadsforskjellen mellom tiltakene i Sauda og Blåfalli stasjon kun rundt 40 MNOK målt i nåverdi, da kontrollanlegget i Blåfalli uansett må reinvesteres rundt 2026. Dette kommer frem som en reinvesteringsskostnad i Saudaalternativet og nullalternativet, som vist i Tabell 16 og Tabell 17 under.

Målt i reelle kroner er forventede stasjonskostnader til sammen rundt 40 MNOK høyere med startpunkt i Sauda enn i Blåfalli, mens ledningskostnaden er 40 MNOK lavere. I sum får vi samme forventet totale investeringskostnad for de to ledningsalternativene.

Tabell 16 Kostnad for totalløsningene og reinvestering av kontrollanlegg i Blåfalli

Reelle kr [MNOK]	Nullalternativ		Sauda-Gismarvik		Blåfalli-Gismarvik	
	Kostnad	Tidspunkt	Kostnad	Tidspunkt	Kostnad	Tidspunkt
Ny ledning og stasjon	0	/	-1290	2026	-1290	2026
Reinvestering kontrollanlegg Blåfalli	-60	2026	-60	2026	/	/

Tabell 17 Kostnad for totalløsningene og reinvestering av kontrollanlegg i Blåfalli

Nåverdi [MNOK] 2019-kr	Nullalternativ	Sauda-Gismarvik	Blåfalli-Gismarvik
Sum	-40	-1110	-1070
Ny ledning og stasjon	0	-1070	-1070
Reinvestering kontrollanlegg Blåfalli	-40	-40	0

Drifts- og vedlikeholdskostnader er høyest med Sauda som startpunkt for ny ledning

For å begrense de økonomiske konsekvensene ved strømavbrudd under vedlikeholdsarbeid, opererer Statnett med et mål om to timers gjeninnkoblingstid på alle vedlikeholdsoperasjoner i SKL-ringen, som beskrevet i kapittel 2.3. Dette er et resultat av at det ikke er N-1-1 forsyningsikkerhet på Haugalandet, i kombinasjon med at langvarige avbrudd (>2 timer) kan gi høye avbruddskostnader²⁸.

Målet om to timers gjeninnkoblingstid medfører at enkelte typer vedlikeholdsarbeid tar lengre tid og krever hyppigere utkoblinger enn det vi ser andre steder i landet. Dette er blant annet fordi operasjonene må stykkes opp og det er vanskelig å koordinere flere jobber i samme utkobling. Arbeidsdagene er mindre effektive og krever økt ressursbruk. I tillegg må flere av operasjonene gjennomføres med utradisjonelle metoder som krever kostbare provisoriske løsninger. Totalt sett fører dette til høyere vedlikeholdskostnader på Haugalandet enn det som er vanlig andre steder i landet. Statnett vil mest sannsynlig fortsatt ha mål om to timer gjeninnkoblingstid etter at en ny ledning er på plass, fordi vi fortsatt ikke vil ha N-1-1 forsyningsikkerhet, gitt at rundt 500 MW nytt forbruk etableres. Merkostnadene knyttet til dette målet vil derfor være like i nullalternativet og i utbyggingsalternativene.

Begge utbyggingsalternativ innebærer to nye stasjoner og rundt 80 kilometer ny ledning. Dette gir økte drifts- og vedlikeholdskostnader sammenliknet med nullalternativet, som vist i Tabell 18. Det er dyrere å gjennomføre vedlikehold på en ny ledning fra Sauda enn en ny ledning fra Blåfalli på grunn av parallellføring med eksisterende Saudaledninger. Risikoen for induksjon under vedlikeholdsarbeid krever at vi tar flere forhåndsregler for å ivareta personsikkerheten (SHA) og vedlikehold vil ta lengre tid. For å ta hensyn til dette, har vi antatt at drifts- og vedlikeholdskostnader per kilometer ledning er dobbelt så høye med Sauda-Gismarvik sammenliknet med Blåfalli-Gismarvik.

Tabell 18 Drifts- og vedlikeholdskostnader er høyere med Sauda som startpunkt for ny ledning

[MNOK]	Nullalternativet	Sauda-Gismarvik	Blåfalli-Gismarvik
Vedlikeholdskostnad/år [reelle kr]	0	-4	-3
Drifts- og vedlikeholdskostnader [nåverdi, 2019-kr]	0	-70	-50

11.4 Tapskostnadene er høyere med ny ledning fra Blåfalli enn fra Sauda

Overføringstapene i nettet avhenger av motstand og overføringsbehov i kraftsystemet. Økt forbruk og høyere flyt på ledningene fører isolert sett til økt overføringstap, mens tiltak som øker overføringskapasiteten fører til lavere overføringstap. Det er tapene i det norske nettet som er oppgitt.

Det økte forbruket på Haugalandet øker alene tapene med rundt 180 GWh per år. En ny ledning fra Blåfalli reduserer derimot tapene etter at nytt forbruk er etablert, med om lag 80 GWh per år. Til sammenlikning reduserer en ny ledning fra Sauda tapene med rundt 90 GWh per år hvis den driftes på 300 kV. 420 kV-drift av Sauda-Gismarvik gir en ytterligere tapsbesparelser på 30 GWh per år. Ny

²⁸ 1-2 milliarder kroner dersom avbrudd gir innfrysning av aluminiumsproduksjonen til Hydro.

Sauda kommer best ut i prissatte virkninger

2019

kraftledning endrer også flyten i kraftsystemet. Til sammen øker tapene mest med ny ledning fra Blåfalli.

Vi ser altså at den negative effekten forbruksøkningen har på overføringstapet i utbyggingsalternativene, er større enn den positive effekten av ny ledning. Samlet øker tapene med anslagsvis 100 og 60 GWh per år, med ny ledning fra henholdsvis Blåfalli og Sauda. Som vist i Tabell 19, har en ny ledning fra Sauda 230 MNOK (nåverdi 2019-kr) lavere tapsekostnader enn en ny ledning fra Blåfalli.

Det er ikke kun størrelsen på tapene (GWh) som medfører økte kostnader, men også en prisseffekt. Dersom forbruket vi har lagt til grunn i utbyggingsalternativene realiseres, medfører det økte forbruket høyere kraftpriser i Norge, noe som alene øker tapsekostnadene. Denne effekten utgjør om lag 400 MNOK av tapsekostnaden i nåverdi for begge alternativ.

Tabell 19 Overføringstap er lavere med Sauda som startpunkt for ny ledning fordi den driftes på 420 kV

	Nullalternativet	Sauda-Gismarvik	Blåfalli-Gismarvik
Økte overføringstap [GWh/år]	0	60	100
Snittendring i overføringstap [reelle kr, MNOK/år]	0	-50	-60
Tapsekostnad [nåverdi 2019-kr, MNOK]	0	-760	-990

11.5 Ny ledning og nytt forbruk gir en liten økning i forventede avbruddskostnader

I kapittel 10.3 i mulighetsstudien så vi at en ny ledning fra Sauda eller Blåfalli øker overføringskapasiteten over SKL-snittet, men at kapasitetsøkningen i stor grad lignes ut av økt forbruk. Dermed er forsynings sikkerheten omtrent lik i nullalternativet og utbyggingsalternativene, noe som forklarer hvorfor det er liten forskjell i nivået på forventede avbruddskostnader, som vist i Tabell 20. Avbruddskostnadene øker likevel noe i utbyggingsalternativene. Økningen er knyttet til økte kostnader knyttet til utkobling av Hydros anlegg ved avbrudd som varer under to timer, og at vi kobler ut annen industri og skjermer Hydros anlegg ved avbrudd over to timer. I samtlige alternativ er avbruddskostnadene drevet av feil under planlagte driftsstanser. Det er N-1 forsynings sikkerhet i alle alternativ og det er derfor ingen kostnader knyttet til enkeltfeil.

Det er noe kostnader (2-3 MNOK) knyttet til to samtidige feil, men det kommer ikke fram i tabellen fordi kostnadene i forventning er lave, noe som skyldes at to samtidige feil inntreffer sjeldnere enn enkeltfeil samtidig med planlagte driftsstanser.

Tabell 20 Avbruddskostnadene er omtrent like store i alle alternativ

Nåverdi [MNOK] 2019-kr	Nullalternativet	Sauda-Gismarvik	Blåfalli-Gismarvik
Sum	-20	-30	-30
Enkeltfeil i intakt nett	0	0	0
To samtidige feil i intakt nett	0	0	0
Feil under vedlikehold	-20	-30	-30

Feil som gir samtidig utkobling av ledningene inn til Karmøy²⁹ er fortsatt verste feilsituasjon. Den utsatte strekningen er imidlertid mye kortere når Gismarvik stasjon er på plass, noe som gir lavere sannsynlighet for feil på strekningene.

²⁹ Nullalternativet: utkobling av begge Saudaledninger. Utbyggingsalternativet: Ledningene fra ny Gismarvik stasjon og inn til en ny Karmøy stasjon. Vi forventer at Håvik erstattes av en ny Karmøy stasjon i begge alternativ.

Over halvparten av kostnadene i nullalternativet er knyttet til at vi mister forsyningen inn til stasjonene Spanne, Stord og Kårstø som har tosidig forsyning. Ny ledning reduserer ikke disse kostnadene fordi ny ledning går inn til Gismarvik stasjon. I forventning utgjør disse kostnadene om lag 15 MNOK i nåverdi i alle alternativer. Etter tilknytning av nytt forbruk på Kårstø øker konsekvensen (i MW) av å miste forsyningen under Kårstø stasjon fra rundt 450 MW til 610 MW. Kostnadene ved et avbrudd øker imidlertid ikke. Dette er fordi økningen i strømforbruket er knyttet til elektrifisering av eksisterende prosesser, noe som ikke vil øke produksjonsvolumet. Det vil si at feil som gir utkobling av gassprosesseringsanlegget har samme konsekvens i form av tapt verdiskaping som før, selv om antall MW som faller ut er større.

Kostnadene knyttet til isolering av stasjoner kan muligens reduseres gjennom tiltak i regionalnettet. Dette vil imidlertid slå likt ut i alle alternativ og påvirker ikke lønnsomhet eller valg av startpunkt for ny ledning til Gismarvik. Vi har derfor ikke vurdert nærmere hvordan vi kan redusere avbruddskostnadene knyttet til isolering av stasjoner.

11.6 Nytten av forbruket må overstige 2 milliarder kroner for at tiltaket skal være lønnsomt

I mulighetsstudien konkluderte vi med at det ikke er driftsmessig forsvarlig å knytte til vesentlig mer forbruk uten å øke overføringskapasiteten inn til Haugalandet. Dette innebærer at Statnett må bygge ny ledning for å overholde tilknytningsplikten.

I kapittel 4 i behovsanalysen så vi at flere forskjellige aktører og industrier planlegger å etablere seg i næringsparken. Hva slags type forbruk som etablerer seg påvirker verdiskapingen, og per i dag har vi ikke nok informasjon til å verdsette virkningen. Det er også usikkert hvor stor den samfunnsøkonomiske verdien av å elektrifisere gassprosesseringsanlegget er. Elektrifiseringen vil bidra til å redusere klimagassutslipp i Norge og bidrar dermed positivt til at Norge når sine klimamål. Tiltaket er forventet å bidra med årlige reduksjoner på rundt 400 000 tonn CO₂-ekvivalenter per år. Denne virkningen har vi ikke verdsatt.

For di vi ikke har nok informasjon til å verdsette verdiskapingen til det nye forbruket, har vi gjort en nullpunktanalyse. Her undersøker vi hvor stor den samfunnsøkonomiske netto nytteverdien av forbruket må være for at det skal være lønnsomt å bygge en ny ledning. Av Tabell 21 ser vi at den samfunnsøkonomiske netto nytteverdien av forbruket må overstige rundt 2 milliarder kroner for at tiltaket skal være nøytralt samfunnsøkonomisk lønnsomt (NNV \approx 0). Tabellen bygger på oppsummeringstabellen, Tabell 12, innledningsvis i kapitlet.

Tabell 21 Nullpunktanalyse – verdien av forbruket må overstige rundt 2 milliarder kroner for å sikre lønnsomhet

Nåverdi [MNOK] 2019-kr	Nullalternativet	Sauda-Gismarvik	Blåfalli-Gismarvik
Nullpunkt	0	-1910	-2080

11.7 Tiltaket gir mulighet for å bygge ut nettet trinnvist, i takt med forbruksøkningen

I behovsanalysen så vi at det eksisterer planer om opp mot 1700 MW nytt forbruk på Haugalandet. En ny ledning tilrettelegger for 500 MW av disse planene, men det vil være behov for ytterligere tiltak dersom forbruksveksten blir større enn dette. I mulighetsstudien 10.7 beskrev vi noen mulige fremtidige utviklingsveier for nettet på Haugalandet. Vi har ikke gjort en inngående analyse av trinn tre av nettutviklingen på Haugalandet, men skisserte to mulige, men ikke uttømmende, utviklingsveier. En ny ledning fra Blåfalli eller Sauda til en ny Gismarvik stasjon gir mulighet for en trinnvis utvikling av nettet på Haugalandet, i takt med forbruksøkningen i området. Tiltaket legger til rette for å gjøre lønnsomme oppfølgingsinvesteringer dersom forbruksveksten blir større enn 500 MW. Verdien av

Sauda kommer best ut i prissatte virkninger 2019

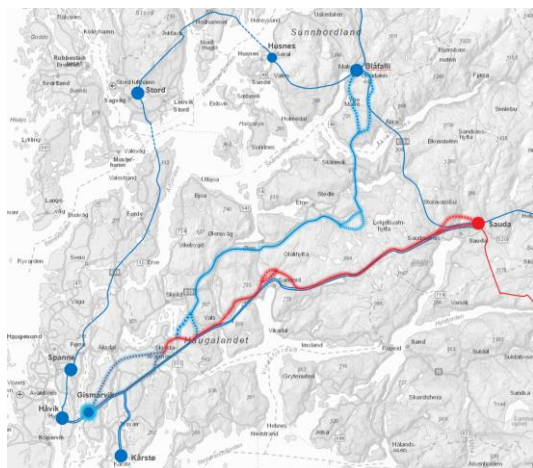
denne realopsjonen avhenger av hvor stor forbruksveksten i området blir, hvor den kommer og i hvilken grad den nye ledningen gjør oss i bedre stand til å tilrettelegge for en enda større forbruksvekst i området. Selv om denne realopsjonen kan ha en verdi, er den for usikker til at vi inkluderer det som en ikke-prissatt virkning i den samfunnsøkonomiske analysen. Verdien vil trolig øke jo høyere forbruksveksten blir.

11.8 Begge utbyggingsalternativer innebærer negative virkninger for natur og miljø

Virkningene for natur og miljø er en viktig del av beslutningsgrunnlaget når vi vurderer ulike alternativ 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 de ikke-prissatte natur- og miljøvirkningene ut ifra aspektene «omfang» og «(anslag for) betalingsvillighet». I kombinasjon utgjør disse et «verdianslag» for natur- og miljøvirkningene.

Omfanget er stort for begge utbyggingsalternativ

Begge alternativ innebærer en om lag 80 kilometer lang luftledning og en ny stasjon i Gismarvik. Omfanget av Sauda-Gismarvik er marginalt mindre fordi ledningen er 6 kilometer kortere. Samlet sett vurderer vi likevel omfanget av begge ledninger som stort.



Figur 18 Skisse av ulike trasévalg for ny ledning fra Blåfalli eller Gismarvik. Alternativene er ikke uttømmende. Fargekoder: Rødt = 420 kV driftsspenning, blått = 300 kV driftsspenning

Anslag for betalingsvillighet er middels stor for begge utbyggingsalternativ

Når vi har vurdert anslått betalingsvillighet for å unngå utbygging av de alternative ledningene, har vi tatt utgangspunkt i natur- og miljøkategoriene vist i Tabell 22. Vurderingene er gjort på et overordnet nivå og avhenger av det endelige trasévalget for begge alternativ.

Tabell 22 Statnetts natur- og miljøkategorier

Kategorier	Innhold
Landskap og friluftsliv	Visuelle endringer i utmark og spredtbebygde strøk, og endrede kvaliteter i friluftsområder.
Bybilde og nærmiljø	Visuelle endringer i by og tettbebygde strøk og endrede kvaliteter i boligområder, uteområder og vei- og stinett for gående og syklende.

Naturverdier og kulturminner	Inngrep i større områder og systemer, viktige enkeltområder, naturtypeområder og naturhistoriske områder.
Kulturarv	Inngrep i områder for jordbruk, skogbruk, reindrift, fiske, bergarter, vannressurser m.m.

De to utbyggingsalternativene har samme endepunkt i Gismarvik stasjon. Miljøvirkningene av Gismarvik stasjon er nærmere beskrevet i kapittel 10.1. Vi vurderer betalingsvilligheten for å unngå inngrep i dette området som liten fordi tomten er regulert til industri. Begge ledningsalternativ er planlagt å følge samme trasé fra Skjoldastraumen og inn til Gismarvik.

Tabell 23 Oppsummering natur- og miljøvirkninger for skiftalternativene (Multiconsult for Statnett 2017)

Kategorier	Blåfalli	Sauda
Landskap og friluftsliv	Ledning berører landskap av stor lokal/regional betydning som for eksempel Etnefjellene. Ledningen går store deler av strekningen i parallell med eksisterende 66 kV-ledning. Middels anslått betalingsvillighet.	Ledning går gjennom viktige friluftsområder. Liten til middels anslått betalingsvillighet avhengig av avstand til eksisterende 300 kV-ledninger.
Bybilde og nærmiljø	Lav tetthet av boliger og/eller uteområder, bortsett fra i felles trase inn til Gismarvik. Lav anslått betalingsvillighet.	Moderat tetthet av boliger og/eller uteområder av middels betydning, spesielt ut fra Sauda og inn til Gismarvik. Middels anslått betalingsvillighet.
Naturverdier og kulturminner	Påvirker INON-områder (inngrepsfrie naturområder) ut fra Blåfalli. Etne er registrert som kulturhistorisk landskap av nasjonal interesse på grunn av landskapskarakteristikker ved jordbruksområdene og de mange synlige kulturminnene som finnes i området. Middels anslått betalingsvillighet.	Påvirker i liten grad naturvernområder og INON-områder, men områder med lokalt viktige naturtyper. Ledningen berører områder med lokalt viktige kulturminner. Liten til middels anslått betalingsvillighet avhengig av parallellføring.
Naturressurser	Berører beite- og viltområder. Middels anslått betalingsvillighet.	Berører beite- og viltområder. Middels anslått betalingsvillighet.

Basert på gjennomgangen over, vurderer vi den anslåtte betalingsvilligheten for å unngå natur- og miljøinngrep som *middels stor* for begge alternativ.

Verdianslag: Utbyggingsalternativene har middels negative virkninger for natur og miljø

Kombinasjonen av stort omfang og middels anslått betalingsvillighet for å unngå natur og miljøinngrep, gjør at vi vurderer at begge alternativ medfører middels negative virkninger for natur og miljø i forhold til nullalternativet. Forskjellen mellom alternativene er marginal og ny ledning fra Sauda og Blåfalli rangeres derfor likt ut fra de ikke-prissatte natur- og miljøvirkningene.

Tabell 24 Ny ledning har en middels stor negativ miljøkonsekvens fordi det innebærer ca. 80 kilometer ny trasé

Nåverdi [MNOK] 2019-kr	Nullalternativet	Sauda-Gismarvik	Blåfalli-Gismarvik
Verdianslag miljø	0	--	--

12 Usikkerhetsanalyse av utbyggingsalternativene

I forrige kapittel så vi på samfunnsøkonomisk lønnsomhet med utgangspunkt i forventningsverdier. Hensikten med usikkerhetsanalysen er å undersøke hvor følsomme virkningene er for endringer i sentrale forutsetninger, om usikkerheten gir grunnlag for å endre rangeringen av alternativene og om vi kan finne måter å styre usikkerheten på.

I dette kapitlet undersøker vi sensitiviteten i virkningene som har størst betydning for *rangeringen* av løsningsalternativene. Vi ser nærmere på usikkerheten i overføringstap, avbruddskostnader, investerings- og reinvesteringstkostnader og miljøvirkninger. Usikkerheten knyttet til *om* det er lønnsomt å bygge ny ledning diskuteres i neste kapittel.

I forrige kapittel så vi at Sauda-Gismarvik i forventning kommer noe bedre ut enn Blåfalli-Gismarvik på grunn av lavere tapkostnader. Øvrige nytte- og kostnadsvirkninger er omtrent like. Fordi lønnsomhetsforskjellen mellom alternativene er relativt liten, kan små endringer i usikre forhold bidra til å endre rangeringen.

Oppsummert finner vi at det er noen usikre forhold som styrker lønnsomheten i favør av Sauda-Gismarvik, mens andre styrker Blåfalli-alternativet. Usikkerheten gir derfor ikke grunnlag for å endre rangeringen i den samfunnsøkonomiske analysen. Sauda har i alle analyserte tapsscenario, lavere tapkostnader enn Blåfalli. Som en følge av de høye forbruksplanene, kan det imidlertid hende at vi får en tidligere oppgradering av SKL-ringen til 420 kV. Dette vil redusere forskjellen i tapkostnader, men Blåfalli vil fortsatt ha høyest tap. Det er derfor lite sannsynlig at endringer i tap gjør ny ledning fra Blåfalli mer lønnsomt enn Sauda. Ny ledning fra Blåfalli gir imidlertid en separat føringsvei inn til Haugalandet og dermed lavere sannsynlighet for hendelser som tar ut flere ledninger samtidig. Sauda-alternativet innebærer risiko for hendelser som tar ut tre av fire ledninger inn til Haugalandet, for eksempel ved utfall av Sauda stasjon. I verste fall kan en slik alvorlig feilhendelse gi utfall av hele SKL-ringen. Denne risikoen må verdsettes til over 170 MNOK, alt annet likt, for alene å endre rangeringen av utbyggingsalternativene. Sauda-Gismarvik gir på den andre siden høyere overføringskapasitet og dermed færre feilkombinasjoner som gir avbrudd under planlagte driftsstanser. Usikkerheten i investeringskostnader er relativt lik i begge alternativ, mens usikkerheten i kostnader knyttet til reinvestering av Saudaledningene trekker i favør Blåfalli.

12.1 I de fleste scenarier er tapkostnadene lavere med Sauda-Gismarvik

Som vist i kapittel 11.4 gir ny ledning fra Sauda i forventning lavere overføringstap enn ny ledning fra Blåfalli. Dette skyldes i hovedsak at en ny ledning fra Sauda driftes på 420 kV, mens en ny ledning fra Blåfalli driftes på 300 kV. Hvor store tapene blir, avhenger av når øvrig nett i området oppgraderes og hvorvidt den nye mellomlandsforbindelsen fra Sima til Skottland, North Connect, realiseres.

I dag driftes SKL-ringen på 300 kV, men på sikt er det mulig at flere ledninger oppgraderes til 420 kV, også hele ringen. Vi har valgt å se på tre scenarier: 1) Sauda-Samnanger oppgraderes til 420 kV, 2) hele SKL-ringen, inkludert Sauda-Samnanger, oppgraderes til 420 kV, og 3) North Connect realiseres. I tillegg vurderer vi kombinasjonen av scenario 2 og 3, der både ringen og Sauda-Samnanger oppgraderes til 420 kV, samt at North Connect realiseres.

Tabell 25 viser nåverdien av forventet forskjell i tapkostnader mellom utbyggings- og nullalternativet. Vi vurderer tapkostnadene med ny ledning fra Blåfalli driftet på 300 kV, men også på 420 kV fra det tidspunktet scenarioene inntreffer.

Det er usikkert når Sauda-Samnanger vil oppgraderes og driftes på 420 kV. Jo tidligere Sauda-Samnanger driftes på 420 kV, desto mindre blir forskjellen i tapkostnader mellom Blåfalli og Sauda

som startpunkt for ny ledning. Likevel har Sauda-Gismarvik lavere tapskostnader, uansett når oppgraderingen av Sauda-Samnanger skjer.

Tabell 25 Netto tapskostnader mot nullalternativet gitt utvikling i øvrig nett

Nåverdi [MNOK]	Sauda-Gismarvik 420 kV	Blåfalli-Gismarvik 300 kV	Blåfalli-Gismarvik 420 kV fra 2035 (2045)
Forventning	-760	-990	/
Scenario 1: Sauda-Samnanger 420 kV i 2035 (2045)	-710 (-730)	-920 (-950)	-830 (-900)
Scenario 2: Ringen på 420kV i 2035 (2045)	-740 (-750)	/	-800 (-890)
Scenario 3: North Connect i 2030 (2045)	-590 (-690)	-940 (-970)	/
Scenario 2&3: North Connect i 2035 (2045) m/ringen på 420 kV	-670 (-710)	/	-780 (-880)

I scenario 2, hvor vi også forutsetter oppgradering av SKL-ringen i 2035, ser vi at tapene med ny ledning reduseres i begge alternativer, men betydelig mer med ny ledning fra Blåfalli. Likevel har Sauda-Gismarvik lavere tapskostnader. Blåfalli kommer noe bedre ut enn Sauda hvis oppgraderingen gjennomføres før 2028. Med den informasjonen vi har i dag, og ledetidene for slike prosjekt, er det ikke realistisk at ledningene vil kunne oppgraderes innen 2028.

Mellomlandsforbindelsen, North Connect, vil påvirke flyten i hele kraftsystemet og medføre større flyt nord-sør, hvis den realiseres. Med Blåfalli som startpunkt, vil mer av flyten gå over de gamle Saudaledningene og mindre over den nye ledningen sammenliknet med et startpunkt for ny ledning i Sauda. Hvis North Connect realiseres øker nytten av Sauda-ledningen på tapskostnadene, mens den reduseres for Blåfalli-ledningen. Forskjellen i tapskostnader mellom alternativene øker med om lag 120 MNOK i nåverdi, fra 230 til 350 MNOK, i favør Sauda, dersom North Connect realiseres i 2030. Uansett når kableen kommer, gir Saudaalternativet lavere tap enn Blåfalli, selv med Blåfalli-ledningen og resten av SKL-ringen på 420 kV.

I beregningene av tap inngår en forventet utvikling i kraftpris og valutakurs. Denne er usikker og vil endre resultatene dersom den blir veldig annerledes enn forventet. Dette vil dog være likt i alle alternativer. I tillegg er kraftprisen vi får ut av Statnetts markedsmodeller sensitiv til forbruksendringer. Dersom det kommer mer eller mindre forbruk enn forventet, vil basisprisen bli en annen.

12.2 Sauda som startpunkt kan gi større avbruddskostnader enn Blåfalli

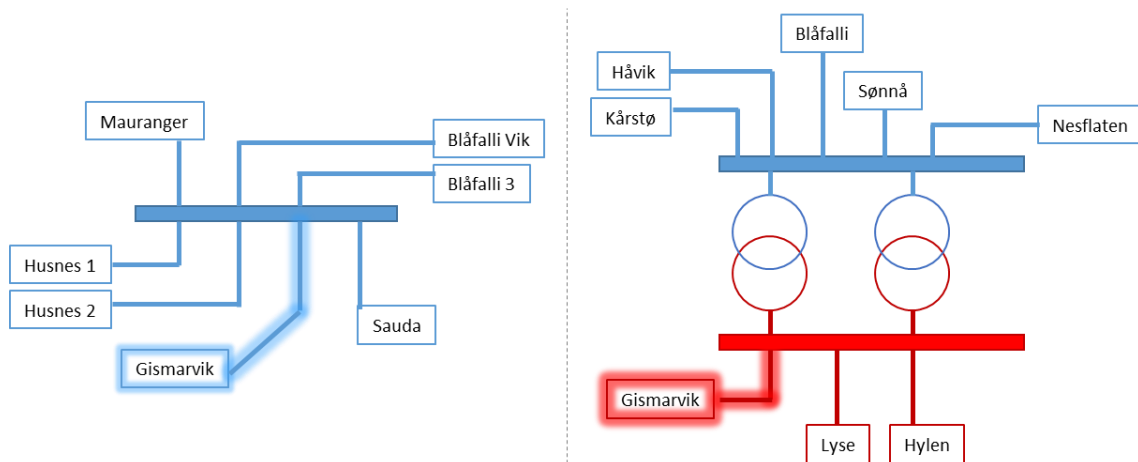
I kapittel 11.5 så vi at forventede avbruddskostnader er like store for Blåfalli-Gismarvik og Sauda-Gismarvik. Hendelser som har lav sannsynlighet for å inntreffe, men stor negativ konsekvens, gir lite utslag i beregningen av forventede avbruddskostnader. I det følgende gir vi en deskriptiv beskrivelse av forskjell i risiko for at slike hendelser inntreffer med ny ledning fra respektivt Sauda og Blåfalli. De to løsningene for ny ledning påvirker i liten grad resten av kraftsystemet. I dette kapittelet fokuserer vi derfor på forsyningen av forbruket på Haugalandet.

Oppsummert finner vi at utfallsrommet for avbruddskostnader trolig er større med ny ledning fra Sauda enn Blåfalli. Det skyldes at konsekvensen av hendelser som gir samtidig utfall av tre parallelle ledninger fra Sauda er større enn konsekvensen av et utfall av Blåfalli stasjon. Denne risikoen må, alt

annet likt, verdsettes til over 170 MNOK for å endre rangeringen av utbyggingsalternativene. På den andre siden ser vi at en ny ledning fra Sauda gir høyere N-1-1 kapasitet for de fleste feilkombinasjoner. Det vil si at det er lavere sannsynlighet for at enkeltfeil gir store avbruddskostnader.

Beskrivelse av Blåfalli og Sauda stasjon – stasjonene er knutepunkt i nettet

Både Blåfalli og Sauda er viktige knutepunkter i transmisjonsnettet. Sauda stasjon knytter Haugalandet sammen med nettet på Sør-Vestlandet. Etter ferdigstillingen av Vestre korridor er syv ledninger tilknyttet stasjonen, fem på 300 kV og to på 420 kV. Bortsett fra en radial mot Sønnå, er de resterende ledningene del av det maskede nettet på Vestlandet. Blåfalli stasjon er også et viktig knutepunkt med sine seks avganger på 300 kV. Stasjonen knytter Haugalandet sammen med hovedledningene i transmisjonsnettet mellom Sauda og Samnanger. Den er også viktig for å få ut produksjonen i Blåfalliverkene, som har en samlet installert effekt nær 350 MW. Figur 19 viser ledningsavgangene i Blåfalli stasjon (til venstre) og Sauda stasjon (til høyre).



Figur 19 I Blåfalli er det seks 300 kV-avganger. Etter oppgraderingen av Vestre korridor er det i Sauda to 420 kV-avganger og fem 300 kV-avganger. Den nye ledningen til Gismarvik kommer i tillegg til dette.

Med Sauda som startpunkt kan hendelser som har lav sannsynlighet, gi store negative konsekvenser

Med ny ledning fra Sauda, går tre av fire ledninger inn til Haugalandet i parallell mot Kårstø og Gismarvik. Dette øker risikoen for større havarier som involverer flere ledninger og master i samme trasé. Parallelføring er sårbar for jordskred/utglidninger som kan ta ut alle tre ledningene samt for lokale ekstreme værforhold som kan legge ut alle ledningene.

Sannsynligheten for at det skjer hendelser som langvarig tar ut alle de tre ledningene er liten, men konsekvensen stor. Gjenværende kapasitet til Haugalandet vil være begrenset av sjøkabelen mellom Husnes og Stord (650 – 700 MW). Mister vi alle tre parallelle ledninger en vinterdag med høyt forbruk, må vi koble ut over 1100 MW forbruk inntil situasjonen er rettet.³⁰ Dette tilsvarer rundt 75 prosent av alt industriforbruket på Haugalandet, etter tilknytning av nytt forbruk. Det vil være behov for å ta ut alt dette forbruket hurtig for å unngå at hele Haugalandet mørklegges. Som beskrevet i kapittel 6 er det ikke sikkert dette er praktisk mulig å få til.

De to eksisterende ledningene fra Sauda har falt ut samtidig to ganger siden 1990 som følge av lynnedslag. Utkobling på grunn av lynnedslag har typisk kort gjeninnkoblingstid og derfor ofte lav konsekvens. Med en ny ledning fra Sauda, kan vi redusere noe av sårbarheten ved å velge en trasé som går lenger unna de to eksisterende ledningene.

³⁰ Maksimal vinter er rundt 1300 MW. Inkluderer 500 MW nytt forbruk som er tilknyttet når vi bygger ny ledning.

Utfall av hele Sauda stasjon vil ta ut tre av fire ledninger inn til Haugalandet. Feil som medfører utfall av hele stasjoner er sjeldne. Årsaken er at komponentene i en stasjon som Sauda er dubleret slik at det er mulig å gjenopprette forsyningen ved å gjøre koblinger i stasjonen. Ny ledning vil imidlertid tilkobles i det nye 420 kV-anlegget i Sauda stasjon. De andre Saudaledningene er tilkoblet 300 kV-anlegget i stasjonen. Tilknytning på to ulike spenningsnivå minimerer sannsynligheten for stasjonsfeil som gir samtidig utfall av de to eksisterende og den nye ledningen.

Blåfalli som startpunkt gir ikke like store konsekvenser ved hendelser med lav sannsynlighet

Med ny ledning fra Blåfalli blir Haugalandet forsynt av to ledninger fra Blåfalli og to ledninger fra Sauda. På den måten blir kraftforsyningen mindre avhengig av en enkeltstasjon og konsekvensen av stasjonsfeil som tar ut ledningene inn til området, blir lavere. Vi unngår også i stor grad å føre den nye ledningen i parallell med eksisterende. Unntaket er den siste strekningen vest for Skjoldastraumen (se Figur 11 for foreløpig trasé). Sannsynligheten for at det skjer en feil som tar ut tre ledninger samtidig, er derfor lavere enn ved å bygge fra Sauda.

Sannsynligheten for feil som tar ut den nye sterke ledningen og én eksisterende 300 kV-ledning inn til Haugalandet er imidlertid større med ny ledning fra Blåfalli. Dette fordi Blåfalli-ledningen vil kobles til samme 300 kV-anlegg i Blåfalli stasjon som den eksisterende ledningen. Sannsynligheten for feil som gir utfall av 300 kV-anlegget i Blåfalli stasjon er større enn sannsynligheten for feil som tar ut både 300- og 420 kV-anlegget i Sauda stasjon.

En stasjonsfeil som tar ut hele Blåfalli stasjon har også store konsekvenser, men ikke like store som situasjonen vi beskrev ovenfor for Sauda. Ved feil som tar ut stasjonen, må hele SKL-ringen forsynes fra Sauda, også forbruket på Husnes. I dag er forbruksnivået lavere enn det kapasiteten på de to Saudaledningene vil være etter temperaturoppgraderingen. Med 500 MW nytt forbruk er imidlertid ikke kapasiteten høy nok til å forsyne alt forbruk. Samlet kapasitet på de to Saudaledningene er i størrelsesorden 1400 MW på sommeren og 1700 MW på vinteren. Medregnet Husnes forventer vi at forbruket vil variere mellom rundt 1750 MW og 2150 MW. Det vil dermed være behov for å ta ut omtrent 400 MW forbruk. Dette kan vi løse kortvarig ved å ha Hydros eksisterende anlegg på systemvern. Ved langvarig feil, kan vi ta ut annet forbruk for å skjerme aluminiumsproduksjonen.

Utfall av Blåfalli stasjon medfører også at Blåfalliverkene mister forbindelsen til resten av nettet og ikke vil få ut sin produksjon. Valg av startpunkt for ny ledning endrer ikke dette.

Sauda som startpunkt gir lavere sannsynlighet for at enkeltfeil gir høye avbruddskostnader

I mulighetsstudien, kapittel 10.3, så vi at en ny ledning fra Sauda har høyere N-1-1 kapasitet for alle feilkombinasjoner, unntatt den verste feilkombinasjonen³¹. Det innebærer at det er mindre sannsynlighet for at feil under planlagte driftsstanser gir strømavbrudd. Alt annet likt, innebærer dette at det er lavere sannsynlighet for at langvarige feil gir store avbruddskostnader med en ny ledning fra Sauda enn fra Blåfalli.

12.3 Usikkerheten i investeringskostnader er omtrent lik i begge alternativ

I kapittel 11.3 så vi at forventede investeringskostnadene for Blåfalli-Gismarvik og Sauda-Gismarvik er omtrent like store (1290 MNOK³²). Det er gjennomført en egen usikkerhetsanalyse for investeringskostnadene som gir et usikkerhetsspenn på 1170-1400 MNOK³³ målt i reelle kroner.

³¹ Verste feilkombinasjon er utfall av den nye ledningen og Sauda-Kårstø eller Sauda-Gismarvik.

³² Ny ledning og ny Gismarvik stasjon samt tiltak i Blåfalli eller Sauda. Inkluderer ikke ny Karmøy stasjon.

³³ P30- og P70 verdier fra usikkerhetsanalysen, inflasjonsjustert 4 % (endring KPI fra februar 2018-oktober 2019)

Usikkerhetsspennet er likt for de to løsningene, noe som skyldes at basisestimatene er på samme nivå samt at usikkerhetsdriverne er ganske likt kvantifisert. Estimat- og markedsusikkerhet er de største usikkerhetsdriverne og slår likt ut i begge alternativ. I basisestimatene har vi forutsatt samme gjennomføringstid for en ny ledning fra Sauda og Blåfalli. Denne usikkerheten er håndtert i driveren prosjektmodenhet og omfang. Sauda-Gismarvik krever imidlertid trolig lengre gjennomføringstid enn Blåfalli-Gismarvik fordi parallellføring av ledninger gir behov for flere utkoblinger og tilpasninger til eksisterende drift. Vi har derfor lagt inn en større oppside i driveren prosjektmodenhet og omfang for en ny ledning fra Blåfalli enn fra Sauda. Parallellføring av ledninger forklarer også at Sauda-alternativet har en større nedside knyttet til kompleksitet i gjennomføring av ledningsbyggingen. Blåfalli-Gismarvik har imidlertid større usikkerhet knyttet til gjennomføring av tiltakene i Blåfalli stasjon. Et høyt utkoblingsbehov med krav til to timers gjeninnkoblingstid nødvendiggjør flere provisoriske tiltak i byggeperioden for å sikre strømforsyningen til aluminiumsproduksjonen på Husnes, noe som ikke ble tatt tilstrekkelig hensyn til i basisestimatet. Dette trekker opp risikoen for økte investeringskostnader sammenliknet med basisestimatene. Usikkerhetsanalysen viser likevel at det er liten forskjell i usikkerhet i investeringskostnadene mellom løsningsalternativene, og at denne usikkerheten ikke betyr så mye for rangeringen mellom Blåfalli og Sauda.

12.4 En ny ledning fra Blåfalli gjør det enklere å fornye Saudaledningene

I behovsanalysen beskrev vi at de to Saudaledningene trolig må reinvesteres rundt midten av 2040-tallet. Om vi bygger ny ledning fra Blåfalli eller Sauda kan påvirke reinvesteringekostnaden.

Gjennomføringen av reinvesteringstrategien vi trolig være enklere med en ny ledning fra Blåfalli enn fra Sauda. Dette fordi en ledning fra Sauda sannsynligvis vil bygges nært traseen for de eksisterende Saudaledningene. Av hensyn til forsyningssikkerheten i byggeperioden, må vi trolig bygge en ny 420 kV-ledning i ny trasé før eksisterende ledninger kan saneres.

Med Sauda som startpunkt betyr dette at vi må finne enda en ny trasé fra Sauda den dagen vi skal reinvestere de eksisterende ledningene. Tekniske vurderinger viser at det er mulig å komme fram med en ny reinvestert ledning fra Sauda i ny trasé, men at noen fritidsboliger trolig må innløses eller flyttes for å gi plass til ny ledning. Alternativt må vi trolig kable deler av strekningen. Videre innebærer reinvesteringstrategien at fire ledninger går i parallell fra Sauda i byggeperioden. For å ivareta forsyningssikkerheten i området, samt ta hensyn til personsikkerhet, vil det trolig være behov for hyppige utkoblinger og tilpasninger til eksisterende drift. Vi forventer derfor at reinvesteringen vil innebære en lengre byggeperiode enn normalt.

Med Blåfalli som startpunkt er det trolig mulig å benytte den planlagte traseen for Sauda-Gismarvik når de eksisterende Saudaledningene skal erstattes. Siden traseen ligger tett opp til eksisterende ledninger er det lite trolig at arealet blir beslaglagt eller at vi ikke kan benytte arealet av miljøhensyn. I Blåfalli-alternativet er det derfor større sannsynlighet for at vi kan reinvestere Saudaledningene uten merkostnader knyttet til kabling eller innløsning av boliger enn med Sauda-Gismarvik. Usikkerheten knyttet til reinvesteringekostnadene for Saudaledningen trekker derfor i favør av Blåfalli-Gismarvik.

12.5 Usikkerhet i miljøvurdering er ikke nok til å endre rangering

I kapittel 11.7 beskriver vi miljøvirkningene av en ny ledning fra Sauda og Blåfalli. Vi vurderer at vi ikke har grunnlag for å skille mellom alternativene. Endelig rapport for konsekvensutredningen foreligger ikke på dette tidspunkt. Miljøvurderingene er derfor basert på foreløpige resultater fra konsekvensutredningen. Eventuell ny informasjon kan påvirke vurderingen.

Trasévalget for løsningsalternativene er ikke endelig avklart. Et sentralt usikkerhetsmoment er avstanden mellom en ny trasé fra Sauda og eksisterende 300 kV-ledninger. Dette påvirker i hvilken

grad vi får samlet miljøinngrepene og kan påvirke om betalingsvilligheten knyttet til miljøkategorien *Landskap og friluftsliv* er liten eller middels stor. En slik endring er imidlertid ikke stor nok til å gi utslag på skalaen for ikke-prissatte virkninger.

Det kan komme nye forslag til traséer i konsesjonsbehandlingen som påvirker rangeringen av alternativene. Med informasjonen vi har i dag vurderer vi at usikkerheten i miljøvirkninger ikke endrer rangeringen av alternativene.

13 Usikkerhetsanalyse utbyggingsalternativ vs. nullalternativ

I dette kapittelet diskuterer vi usikkerheten i sentrale virkninger som påvirker om det er lønnsomt å bygge ny ledning. Den viktigste usikkerhetsdriveren er *om* og *når* det etableres nytt forbruk, i tillegg til *hva slags* type forbruk som etableres. I alternativanalysen, kapittel 11.2, la vi til grunn at det kommer rundt 340 MW nytt forbruk i næringsparken og at gassprosesseringsanlegget på Kårstø elektrifiseres. I dette kapittelet finner vi at selv om disse planene ikke realiseres eller blir mindre enn forventet, må vi trolig uansett bygge ny ledning for å innfri tilknytningsplikten. Dette fordi det er mange aktører som ønsker nettilknytning i området. Hva slags type forbruk som blir etablert og når i tid det etableres, avgjør hvorvidt verdiskapingen til det nye forbruket overstiger merkostnaden av å bygge en ny ledning. Hvis det ikke etableres vesentlig mer forbruk i området, er det imidlertid ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge en ny ledning. Som nevnt i kapittel 10.6, vil vi være utenfor driftspolicy med vår basisprognose og uten ny ledning,

13.1 Vi må trolig uansett bygge ny ledning for å innfri tilknytningsplikten

I mulighetsstudien konkluderte vi med at det ikke er driftsmessig forsvarlig å knytte til vesentlig mer forbruk innenfor SKL-snittet, annet enn det som er lagt til grunn i vår basis forbruksprognose³⁴. Samtidig så vi i behovsanalysen at det eksisterer planer om opp mot 1700 MW nytt forbruk. Gitt at aktørene går videre med sine planer, må Statnett bygge ny ledning og eventuelt utrede videre tiltak for å overholde tilknytningsplikten. Tilknytnings- og investeringsplikten for forbruk er sterkt. Kun i *ekstraordinære tilfeller* gir OED dispensasjon (energilooven §3-4).

Det er usikkert hvor mye forbruk som kommer til å etablere seg i Haugaland næringspark og om gassprosesseringsanlegget blir elektrifisert. Dersom forbruket i næringsparken blir lavere enn vi har lagt til grunn i analysen eller hvis gassprosesseringsanlegget ikke blir elektrifisert, vil trolig andre aktører ønske å benytte seg av den ledige kapasitet i området. Dette følger av de mange planene om forbruksøkning i området. Vi mener derfor at det er sannsynlig at vi må bygge ny ledning for å oppfylle tilknytningsplikten.

13.2 Endring i forbrukssammensetning påvirker verdiskapingen, men ikke andre virkninger

I kapittel 11 så vi at de mest sentrale virkningene i analysen er investeringskostnader og tapskostnader. I tillegg undersøkte vi endringer i avbruddskostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader. Hva slags type forbruk som etableres, påvirker i liten grad disse virkningene. Investeringskostnaden er uavhengig av størrelsen på forbruket. Tapskostnadene holder seg på omtrent samme nivå så lenge en ny ledning tilrettelegger for økt forbruk på rundt 500 MW og forbruket etableres rundt 2026. Avbruddskostnadene er uansett små og påvirkes kun marginalt av en endring i forbrukssammensetningen.

Hva slags type forbruk som blir etablert påvirker derimot hvor stor verdiskaping en ny ledning tilrettelegger for. Dette påvirker igjen lønnsomheten av å bygge en ny ledning. Som et eksempel på dette har vi undersøkt lønnsomheten av ny ledning dersom den tilrettelegger for Hydro fullskalaanlegg. For å beregne netto nytteverdi av verdiskapingen av anlegget har vi gjort enkle beregninger basert på offentlig tilgjengelig informasjon. Vi antar at Hydro kun etablerer fullskalaanlegget dersom de forventer at prosjektet er bedriftsøkonomisk lønnsomt. Selv om det er

³⁴ Hydro pilot (ca. 125 MW), Utsirahøyden fase 1 og 2 (ca. 350 MW) samt vår basis forbruksprognose for alminnelig forsyning.

stor usikkerhet i estimatet vi har beregnet, vurderer vi at den samfunnsøkonomiske netto nytteverdien av fullskalaanlegget trolig overstiger merkostnaden for ny ledning, på rundt 2 milliarder kroner.

13.3 Uten vesentlig forbruksvekst er ny ledning ulønnsom

I dette kapittelet undersøker vi hvordan lønnsomheten av ny ledning endrer seg dersom det ikke etableres mer forbruk på Haugalandet, utover det vi har lagt til grunn i vår basis forbruksprognose. Dette er relevant for å undersøke nedsiden i analysen. På grunn av de mange planene om nytt forbruk i området, anser vi det imidlertid som mindre sannsynlig at nedsiden inntreffer.

Ny ledning inn til Haugalandet har en nytteside, også i fravær av økt forbruk. Dette er hovedsakelig knyttet til økt forsyningssikkerhet og reduserte overføringstap. Til sammen finner vi at en ny ledning gir reduserte taps-, avbrudds- og drifts- og vedlikeholdskostnader, men at nytten ikke er stor nok til å forsvare kostnaden av å bygge en ny ledning alene. I forventning er den samfunnsøkonomiske lønnsomheten negativ, med en netto nåverdi på om lag -700 MNOK for begge ledningene, som vist i Tabell 26. Vi finner ingenting som tyder på at usikkerheten i forventningsverdien er over 700 MNOK. Som vi diskuterte i alternativanalysen, kapittel 11.7, har ny ledning også en middels stor negativ miljøkonsekvens (--).

Uten ytterligere forbruksvekst, bidrar en ny ledning til reduserte tapskostnader på 250 og 180 MNOK i forventning med ny ledning fra henholdsvis Sauda eller Blåfalli. Videre, som beskrevet i mulighetsstudien kapittel 10.5, vil en ny ledning i fravær av øvrig forbruksvekst gjøre at vi når målet om å redusere sannsynligheten for avbrudd for sluttkundene på Haugalandet. Dette fordi vi da vil ha N-1-1 områdeforsyningssikkerhet på Haugalandet. Likevel er reduksjonen i avbruddskostnader beskjeden (10 MNOK), noe som skyldes at sannsynlighet for dyre avbrudd, som varer over to timer, uansett er lav. Vi forventer imidlertid at N-1-1 forsyningssikkerhet vil gjøre det enklere og billigere å gjennomføre planlagte driftsstanser på Haugalandet. Hvor store besparelser en ny ledning vil gi, er derimot usikkert. Basert på en forenklet vurdering anslår vi at merkostnadene varierer mellom 50 og 300 MNOK, og at den i forventning utgjør 150 MNOK.

Tabell 26 Uten forbruksvekst er det ikke lønnsomt å bygge ny ledning

Alternativanalyse [2019-kr]	Uten øvrig forbruksvekst		
	Nullalternativet	Sauda-Gismarvik	Blåfalli-Gismarvik
Differanse	0	-730	-740
Prissatte virkninger [MNOK]			
Sum prissatte virkninger	-210	-940	-950
Investering (Statnett)	0	-1070	-1070
Reinvestering (Statnett)	-40	-40	0
Avbrudd	-20	-10	-10
Tap (netto)	0	250	180
Drifts- og vedlikehold (netto)	-150	-70	-50
Ikke-prissatte virkninger			
Natur- og miljø	0	(--)	(--)

13.4 Forbruket kan komme senere i tid, men dette endrer ikke lønnsomheten entydig

Et mer sannsynlig scenario enn at det ikke kommer vesentlig større forbruksøkning på Haugalandet, er at forbruket realiseres gradvis. Det vil si at deler av forbruket etableres senere i tid enn vi har lagt til grunn i forventning. I analysen har vi forutsatt at forbruksøkningen, på 500 MW, etableres den dagen ledningen er i drift. Dette er imidlertid usikkert og avhenger blant annet av hvilket forbruk som

etableres. For eksempel er det realistisk å anta at forbruket i næringsparken etableres gradvis fordi det er flere aktører og ulike typer forbruk. Dersom det etableres datasenter i parken, er det eksempelvis vanlig at aktøren øker forbruket trinnvis.

Hvis vi antar vi at elektrifisering av gassprosesseringsanlegget kommer i 2026, mens næringsparken etableres gradvis fra 2026 og øker lineært til 340 MW over ti år, reduseres forventede tap- og avbruddskostnader i skiftalternativene. Netto tapskostnader reduseres med rundt 200-250 MNOK i nåverdi i begge alternativer, til 550 og 750 MNOK med ledning fra henholdsvis Sauda og Blåfalli. Avbruddskostnadene reduseres fra 30 til 15 MNOK i begge alternativer. I sum reduserer dette kostnaden ved tiltaket, alt annet likt.

Som beskrevet i kapittel 13.3 vil ny ledning, uten vesentlig økt forbruk, gjøre det enklere og billigere å gjennomføre planlagte driftsstanser. Gradvis etablering av forbruket i næringsparken gir derfor trolig reduserte drifts- og vedlikeholdskostnader de første årene etter at ledningen er på plass sammenliknet med forventningsscenarioet. I denne perioden forventer vi at forbruket under Kårstø vil være på sitt høyeste. Lavere forbruk i næringsparken i disse årene vil derfor være særlig gunstig med tanke på perioder hvor vi gjennomfører planlagte driftsstanser.

At forbruket kommer lenger ut i tid har altså noen nyttevirkinger i form av lavere tapskostnader, noe lavere avbruddskostnader samt reduserte kostnader knyttet til fornyelser og vedlikehold av nettet. Senere etablering av forbruket utsetter på den andre siden nytten av verdiskapingen til forbruket. Hvilken virkning som er størst avhenger av størrelsen på den utsatte verdiskapingen.

13.5 Hvis Utsirahøyden fase 2 ikke kan yte spenningsstøtte, bør vi vurdere en SVS

I kapittel 3.2 viste vi at spenningsstøtte fra likeretteranleggene Equinor bygger i forbindelse med Utsirahøyden fase 1 og 2 kan bidra til å øke N-1 kapasiteten i nettet med 200-300 MW. Fase 1 er allerede operativ med spenningsstøtte, og fase 2 kan trolig også bidra med spenningsstøtte.

Dersom vi likevel ikke kan bruke funksjonaliteten, reduseres N-1 kapasiteten over SKL-snittet med rundt 100-150 MW. Vi forventer imidlertid at nettet fortsatt driftes innenfor N-1 både i nullalternativet og i utbyggingsalternativene, men marginene blir mindre.

Et alternativ til å benytte likeretteranlegget til spenningsstøtte, er at Statnett bygger en SVS-løsning. Avhengig av størrelse, er investeringskostnaden for en slik løsning rundt 100-200 MNOK målt i reelle kroner. Dersom likeretteranlegget i fase 2 av Utsirahøyden ikke kan bidra til spenningsstøtte, og Statnett vurderer det som rasjonelt å bygge en SVS-løsning, øker investeringskostnaden både i nullalternativet og i utbyggingsalternativene, forutsatt en forbruksvekst på 500 MW. Dette påvirker altså ikke lønnsomheten av tiltaket.

Dersom vi bygger en ny ledning og det ikke kommer mer vesentlig mer forbruksvekst i området, vil det imidlertid trolig ikke være behov for en SVS. I et slikt scenario, uten forbruksvekst, øker lønnsomheten av ny ledning med rundt 150 MNOK, avhengig av størrelsen på SVS-løsningen.

14 Statnett anbefaler Blåfalli som startpunkt for ny ledning

Statnett anbefaler Blåfalli foran Sauda som startpunkt for ny ledning. Dette for å ta ned risikoen for hendelser med stor negativ konsekvens (avbruddskostnader) og for å minimere SHA-risikoen. Som vi så i usikkerhetsanalysen gir Blåfalli-Gismarvik en separat føringsvei inn til Haugalandet og dermed lavere sannsynlighet for hendelser som tar ut flere ledninger samtidig. I tillegg gir dette alternativet mindre arbeid nær spenningsnett anlegg og dermed lavere SHA-risiko. Dette gir lavere utkoblingsbehov i byggefasen og i driften, samt ved fornying av eksisterende ledninger fra Sauda når den tid kommer.

Økte investeringskostnader knyttet til et høyere utkoblingsbehov i Saudaalternativet, er fanget opp i investeringskostnaden i den samfunnsøkonomiske analysen. Merkostnaden knyttet til oppgradering av Saudaledningene er diskutert i usikkerhetsanalysen, men ikke verdsatt. Øvrige hensyn knyttet til personsikkerhet er imidlertid ikke hensyntatt i den samfunnsøkonomiske analysen.

15 Tiltaket øker nettariffen og gir en omfordelingseffekt

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 viktig å beskrive fordelingsvirkningene av tiltaket fordi det kan tillegges vekt i myndighetsbehandlingen. Fordelingsvirkninger oppstår når ulike grupper i samfunnet berøres ulikt av et tiltak.

Behovet for ny ledning inn til Haugalandet er drevet av planer om forbruksøkning hos et fåtall store forbrukerkunder. Det er også disse som får mesteparten av nytten i form av økt verdiskaping.

Fra 1. januar 2019 skal nettkunder som utløser investeringer betale anleggsbidrag, også i regional- og transmisjonsnettet. Statnett plikter derfor å kreve anleggsbidrag fra industriaktørene på Haugalandet som utløser tiltaket. En ny ledning fra Sauda eller Blåfalli ville isolert sett gitt en årlig økning i tariffen på rundt 125 MNOK. Fordi det skal kreves anleggsbidrag, blir imidlertid beløpet lavere. Opptil 50 prosent av kostnaden vil kunne kreves inn gjennom anleggsbidrag, gitt at hele den økte kapasiteten fra tiltaket utnyttes innenfor en periode på ti år.³⁵ Resten av kostnaden vil kreves inn gjennom transmisjonsnettstariffen på vanlig måte.

Av økningen i tariffgrunnlaget (etter anleggsbidrag) vil alminnelig forbruk dekke mesteparten. Vi får dermed en omfordeling fra industrikunden(e) som utløser tiltaket, til alminnelig forbruk. Denne omfordelingen er imidlertid mindre enn den ville vært i fravær av det nye anleggsbidragsregelverket.

³⁵ Nettselskapet skal også fastsette og kreve inn anleggsbidrag fra kunder som blir tilknyttet eller får økt kapasitet i et anleggsbidragsfinansiert anlegg i en tidsperiode på ti år fra kunden som utløste investeringen får tilknytning eller økt kapasitet.

16 Kilder

Haugaland Kraft Nett. «Regional Kraftsystemutgreiing Grunnlagsrapport.» 2018.

Haugaland Kraft. «Rapport "Næring og nett på Haugalandet". Næringsutvikling og økt kraftbehov på Haugalandet.» 2019.

HKN. *132 kV ring Spanne-Bø-Husøy-Haugaland Næringspark, ref: 232271-v1*. Odd Håland Øksnevad, 2017.

Miljødirektoratet. *Norske utslipp*. 2019.
<https://www.norskeutslipp.no/no/Diverse/Virksomhet/?CompanyID=6428&ComponentPageID=1166>.

Multiconsult for Statnett. «Forløpige vurderinger av alternativer for ny 420 kV kraftledning over Haugalandet.» 2017.

Norsk Hydro ASA. *Hydro gjenåpner produksjonslinje på Husnes*. 14 desember 2017.
<https://www.hydro.com/no/hydro-i-norge/pressepenter/Nyheter/2017/hydro-gjenapner-produksjonslinje-pa-husnes/> (funnet februar 15, 2018).

NVE. *Naturkraft AS - Tillatelse til nedleggelse av gasskraftverket på Kårstø*. 3 Desember 2015a.

OED. «Energimeldingen: Meld. St. 25. Kraft til endring.» *regjeringen.no*. 2015-2016.
<https://www.regjeringen.no/contentassets/31249efa2ca6425cab08130b35ebb997/no/pdfs/stm201520160025000dddpdfs.pdf>.

OED. *Equinor ASA - kraft fra land til Johan Sverdrup fase II*. Olje- og energidepartementet, 2019.

—. «Konseptvalgutredning for forsyning av økt kraftforbruk på Haugalandet.» 28 Juni 2016.

—. «Meld. St. 14. Vi bygger Norge - om utbygging av strømmettet. jf. Innst. 287 S.» *regjeringen.no*. 2011-2012.
<https://www.regjeringen.no/contentassets/19472ee2fcc54a0eaae169972fd61c98/no/pdfs/stm201120120014000dddpdfs.pdf>.

Olje- og energidepartementet. «Høringsnotat. Forslag til forskrift om fornybar energiproduksjon til havs. Forslag til opning av område etter havenergiloova.» 2019.

Prop. 41S (2018-2019), Innst. 240 S(2019-2019). *Utbygging og drift av Johan Sverdrup-feltets andre byggetrinn og anlegg og drift av områdeløsning for kraft fra land til feltene Johan Sverdrup, Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog*. Stortinget, 2019.

Pöyry. «Samfunnsøkonomiske kostnader ved avbrudd, spenningsforstyrrelser og rasjonering - bedrifter med eldrevne prosesser.» 2012.

Statkraft.no. *Statkraft og Haugaland Næringspark med samarbeid for å tiltrekke flere datasentre til Norge*. 6 12 2019.

Statnett . «Forsyning av økt kraftforbruk på Haugalandet .» Konseptvalgutredning, 2015.

Statnett. «Beskrivelse av utkoblingsbehov grunnet vedlikehold og reinvestering i transmisjonsnett.» 2017a.

Statnett. «Høring av forslag om åpning av områder for fornybar energi til havs og forslag til forskrift til havenergilova.» 2019.

Statnett. «Karmøy ny transformatorstasjon (10324).» 2018.

Statnett. «Langsiktig markedsanalyse Norden og Europa 2018-2040.» 2018.

Statnett. «Retningslinjer for å vurdere forsyningsikkerhet i kraftsystemplanleggingen.» u.d.

V1 Metode og forutsetninger for samfunnsøkonomisk analyse

Den samfunnsøkonomiske analysen i denne rapporten benytter metodikk i tråd med krav i OEDs veileder for konseptvalgutredninger (2013) og Finansdepartementenes rundskriv (R-109/2014). Vi har også hentet inspirasjon fra Direktoratet for økonomistyrings veileder i samfunnsøkonomiske analyser.

Metodeforutsetninger samfunnsøkonomisk analyse

Tabellen under oppsummerer viktige metodeforutsetninger i den samfunnsøkonomiske analysen.

Tabell 27 Sentrale metodeforutsetninger

Diskonteringsrente	4 prosent
Nåverditidspunkt	2019
Startår analyseperiode	2026
Analysehorisont	40 år

Overføringstap

Overføringstapene i alternativanalysen er basert på at vi får 500 MW nytt forbruk på Haugalandet. Tapene som er lagt til grunn i alternativanalysen er tidligere beregnet for 400 MW økt industriforbruk på Karmøy og 100 MW på Kårstø. I denne analysen legger vi til grunn at det kommer 160 MW industriforbruk på Kårstø og 340 MW på i næringsparken på Gismarvik. Vi har ikke foretatt nye analyser av dette forbruket. Plasseringen av forbruket vil trolig endre resultatene noe, men ikke nok til å endre konklusjonene i analysen. I tillegg vil trolig forbruket i næringsparken ha noe lavere brukstid enn det vi har lagt til grunn opprinnelig. Det vil trekke i retning av lavere tap og økt nytte av ny ledning.

Overføringstapene er beregnet med bruk av Samnett-modellen. Her er Statnetts basisdatasett lagt til grunn for norsk og nordisk kraftflyt i 2025. Vi benytter resultatene for tap i Norge. Vi har benyttet kraftprisen for 2025 vi får ut av Samnett-modellen og justert den vår forventning om utvikling i kraftpris og valutakurs gjennom analyseperioden. Kraftprisen påvirkes av forbruksnivået som er lagt til grunn og vil på samme måte som tapene endre seg dersom forbruket blir høyere eller lavere enn forventet. For mer informasjon om prisutviklingen og forutsetninger se Statnetts langsiktige markedsanalyse (Statnett 2018).

I analysen har vi brukt Statnetts realvalutakursprognose. Den er basert på en univariat modell, hvor våre valutaforutsetninger på lang sikt blir forklart av tidligere valutakurser. I praksis legger på kort sikt (neste tre år) til grunn SSB sin valutakursprognose (9,5, 9,3 og 9,2 for hhv. 2019, 2020 og 2021). Ved utløpet av denne prognosen antar vi en gradvis tilbakevending til historisk likevekt på 8,8 NOK/€.

V2 Statnetts prognosemodell for alminnelig forbruk og transport

Statnett har utviklet en forbruksprognosemodell for å prognosere forbruksutviklingen innen alminnelig forbruk og elektrisk transportforbruk. Modellen heter LeoPard, og eies av Statnett. Slik har vi mulighet både til å styre videreutvikling av selve modellen og jevnlig kunne oppdatere prognoser for viktige delområder.

Leopard er et excelbasert modellverktøy som prognoserer kraftforbruket både i Norge og Sverige, på kommune, regionalt og nasjonalt nivå. Historiske data og kunnskap om hvordan driverne bak kraftforbruket historisk henger sammen, er grunnlag for modellering av fremtidige sammenhenger.

Modellen estimerer kraftforbruk per kommune per time frem mot 2040 med femårsintervaller. Modul 1 beregner totalt årsforbruk per kommune og forbrukskategori. Modul 2 tar inn historiske data og basert på dette, lager forbruksprofiler for fordeling av forbruk over året og døgnet. Videre bruker den antagelser om forbruksutvikling og atferdsendring fra modul 1 som grunnlag for å beregne fremtidig forbruksprofiler.

Begge modulene er basert på et temperaturmessig normalår, definert som 30 års rullerende gjennomsnitt. 2016 er basisår for modellen ettersom dette er det seneste året med oppdatert statistikk på de mest relevante områdene. Vi er i gang med å oppdatere inngangsdataene med siste års statistikk, til og med 2018.

Dataene i modellen hentes hovedsakelig fra offentlig tilgjengelige kilder som oppdateres jevnlig. SSB og NVE er blant de viktigste kildene.

For å komme fra energi til effekt må vi finne energi brukt per time og dermed hvordan energiforbruket fordeler seg over året. For å finne en representativ årsprofil bruker modellen gjennomsnittlige data for husholdningsforbruk som ikke er timesavregnet (JIP-data³⁶). Forbruksdataene blir deretter temperaturregulert slik at de representerer forbruket i det som kalles et normalår for temperatur. Normalåret defineres som gjennomsnittstemperaturen mellom 1980-2011.

Forbruksprofilene gir grunnlag for beregning av fremtidig maksimalt effektforbruk sammen med forutsetninger om befolkningsutvikling, fremtidig elbilandel, byggkvalitet, varmepumper med mer.

Det er begrensning i hvor mye data modellen kan håndtere. Det gjør at forbruksprofilene vil bli noe glattere enn det vi ser ut fra historiske timesdata. Modellen har for eksempel ikke profiler for hvert døgn, men har én døgnprofil for ukedag og én for helg. Forbruket varierer over døgnet etter år-døgnprofilen (365 dager) slik at husholdningsforbruket varierer mellom døgn selv om forbrukskurven (profilen) er den samme.

Vi har gjort backtestinger for å vurdere hvordan modellen klarer gjengi historiske verdier og profiler. Resultatene viser at modellen treffer relativt godt og klarer gjengi historikken på en god måte. Vi jobber kontinuerlig med modellforbedringer og forutsetninger for å kunne ha en så god modellering av utviklingen i det alminnelige forbruket som mulig.

³⁶ Ved avregning av kunder som ikke timesmåles stiller NVE krav om at nettselskapene skal benytte såkalt justert innmatingsprofil (JIP). JIP representerer den gjennomsnittlige forbruksprofilen for alle kunder som ikke er timesmålt som er tilknyttet et nettområde.

V3 Beregning av forventede avbruddskostnader

Avbruddskostnaden som følge av feil i nettet er en funksjon av hvor ofte feil inntreffer, mengden forbruk som kobles ut, hvor lang tid det tar å rette opp feilen og verdien av forbruket som mister strømforsyningen.

$$\text{Feilrate} \times \text{Tid} \times \text{MW} \times \text{Kostnad}$$

Funksjonen består av flere faktorer og en endring i en faktor vil ha en multiplikativ effekt. Dette tilsier at de forventede avbruddskostnadene er sårbare for endringer i forutsetningene. Jo flere feilkilder som inntreffer samtidig, desto større blir usikkerhetsspennet i avbruddskostnadene.

Vi har brukt Statnetts probabilistiske verktøy, Monster, for å beregne feilrater og varighet

Tabell 28 under gir en oppsummering av feilratene for enkeltfeil på ledningene i SKL-ringen og den gjennomsnittlige varigheten på feilene. Med feilrate menes antall feil som inntreffer over en definert tidsperiode (her: antall feil/år). For beregning av feilrater for enkeltfeil og dobbeltfeil samt varigheter, har vi brukt Statnetts probabilistiske verktøy, Monster.

Feilårsaken til linjer domineres av værpåkjønning. I Monster beregner vi feilratene basert på faktisk værhistorikk fra de siste 36 år og de forventede årlige feilratene til hver enkelt linje. Følgende værtyper er inkludert: lyn-aktivitet, snø/ising og stor vind. Basert på vurderinger og samtaler med Kjeller Vindteknikk finner vi ikke grunnlag for å forvente økte feilrater i fremtiden på grunn av dårligere vær.

Tabell 28 Forventet feilrate og gjennomsnittlig varighet for enkeltfeil på ledninger i SKL-ringen delt opp i varighet over og under to timer.

Ledning	Feil med varighet opptil to timer			Feil med varighet over to timer		
	Forventet feilrate	Antall år mellom hver feil	Forventet gjennomsnittlig varighet (timer)	Forventet feilrate	Antall år mellom hver feil	Forventet gjennomsnittlig varighet (timer)
Sauda-Blåfalli	0,44	2	0,6	0,19	5	33
Sauda-Håvik	0,33	3	0,5	0,14	7	43
Sauda-Kårstø	0,26	4	0,5	0,11	9	41
Stord-Spanne	0,24	4	0,5	0,10	10	58
Blåfalli-Husnes 2	0,23	4	0,6	0,10	10	32
Blåfalli-Husnes 1	0,18	6	0,5	0,08	13	36
Børtveit-Stord	0,11	9	0,4	0,05	21	41
Håvik-Kårstø	0,08	12	0,5	0,04	28	40
Husnes-Børtveit	0,08	12	0,6	0,04	28	86
Spanne-Håvik	0,05	22	0,5	0,02	51	39
Sum	2	0,5	0,5	1	1,2	45

Feilraten for to samtidige feil er betydelig lavere enn feilraten for enkeltfeil. Samtidig feil på Sauda-Kårstø og Sauda-Håvik er forventet å skje vært 700. år. Feilraten kan være noe underestimert fordi vi ikke har hensyntatt at feilsannsynligheten for ulike komponenter samvarierer når de blir utsatt for samme vær. Et eksempel er Saudaledningene som har falt ut samtidig to ganger de siste 20 år. Disse feilhendelsene skyldtes tordenvær og varigheten på feilene var svært kort.

Feilratene for feil samtidig med planlagte driftsstanser er forenklet beregnet

Feilratene for feil samtidig med planlagte driftsstanser er forenklet beregnet basert på raten for enkeltfeil og en antakelse om at hver ledning er utkoblet for revisjon fire dager hvert år, dvs. om lag 50 dager utkobling i året på Haugalandet (jf. Kapittel 3.4).³⁷ Feil under planlagte driftsstanser er definert som en ledning som feiler samtidig med en annen ledning er ute til vedlikehold. Dette er estimert på følgende måte:

$$\lambda_{A+B} = \frac{\lambda_A}{\text{Dager i ett år}} \cdot N_{revisjon,B} + \frac{\lambda_B}{\text{Dager i ett år}} \cdot N_{revisjon,A}$$

- λ_{A+B} er et estimat på hvor mange ganger per år i snitt at enten linje A eller linje B er ute på service, mens den andre linjen feiler
- λ_A er den gjennomsnittlige feilraten til linje A
- λ_B er den gjennomsnittlige feilraten til linje B
- $N_{revisjon,B}$ er gjennomsnittlig antall dager med revisjon for linje B
- $N_{revisjon,A}$ er gjennomsnittlig antall dager med revisjon for linje A

Dette estimatet vil sannsynligvis overvurderer feilraten noe. Dette fordi planlagte driftsstanser normalt blir lagt til tidspunkter hvor feilsannsynligheten er lavere enn gjennomsnittet i året. Til eksempel vil man ikke gjennomføre planlagte driftsstanser i dårlig vær.

Det er kun gjort en enkel vurdering av avbrudd som følge av stasjonsfeil og avhengige avbrudd

Monster fanger foreløpig ikke opp avbrudd som skyldes stasjonsfeil eller avhengige avbrudd - at en enkeltfeil fører til at en annen komponent feiler. Enkeltfeil i stasjon har historisk utgjort om lag 13 prosent av ILE (ikke-levert energi) på landsbasis mens avhengige feil som ikke fanges opp av Monster utgjør om lag 14 prosent (hvor 12 prosent er knyttet til stasjonskomponenter).³⁸

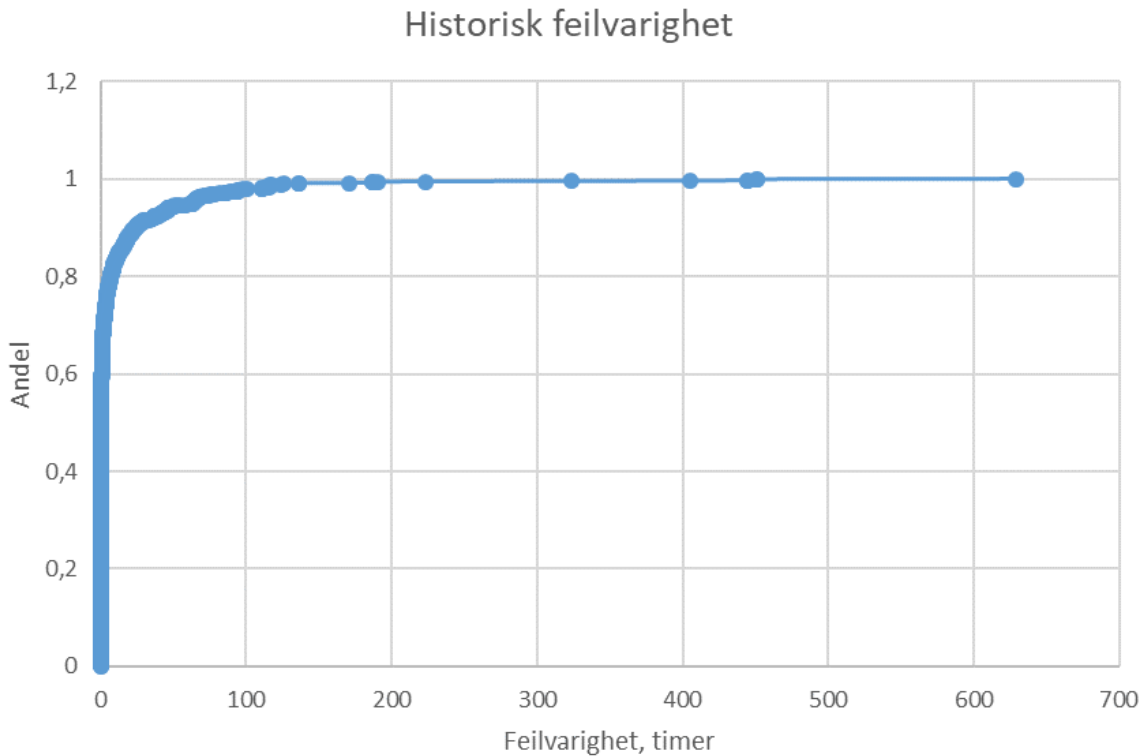
Det vil si at det er om lag 27 prosent av ILE som Monster ikke fanger opp. I tillegg består Haugalandet av mange stasjoner med enkle løsninger. Vi kan derfor argumentere for at andelen avbrudd som skyldes stasjonskomponenter vil være større på Haugalandet enn i andre deler av landet. For å ta høyde for avbruddskostnader som følge av stasjonsfeil og avhengige avbrudd har vi derfor lagt på et påslag på avbruddskostnadene på 30 prosent.

Varighet på feil

I Tabell 28 er feilraten og varigheten delt opp i feil som varer over og under to timer. Rundt 70 prosent av alle registrerte feil har en varighet på under to timer. De resterende 30 prosentene er feil som varer over to timer (se Figur 20). Gjennomsnittsvarigheten på feil er 11 timer, mens medianen er 0,3 timer. De fleste feil varer dermed svært kort, men det er noen feil med svært lang varighet som trekker snittet opp. Lengste måle avbrudd i statistikken er på rundt 630 timer, mens 90 persentilen er på rundt 24 timer. Det er hovedsakelig feilene som varer over to timer som kan ha stor negativ økonomisk konsekvens, spesielt med tanke på aluminiumsproduksjon i området.

³⁷ Det er noen flere ledninger som er med i beregningen enn de som er vist i tabellen.

³⁸ "Hva fanger Monster opp av ILE". Statnett (2018).



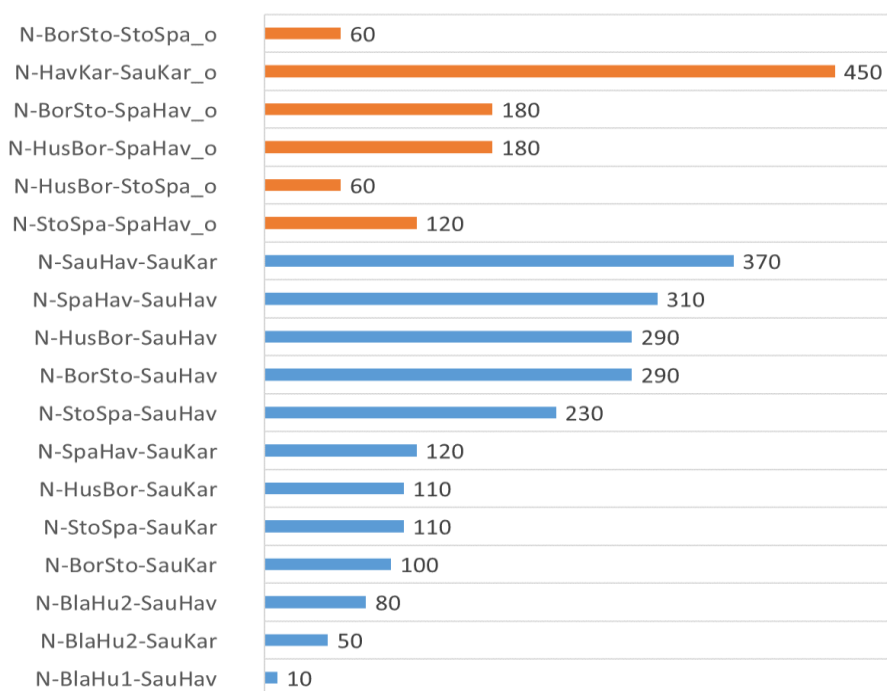
Figur 20 Sannsynlighetsfordeling for varigheten av langvarige og forbigående feil. Om lag 70 prosent av alle feil har en varighet under to timer. Gjennomsnittsvarigheten på feil er 11 timer, mens medianen er 0,3 timer.

Varigheten på avbrudd som oppstår ved feil samtidig med planlagte driftsstanser, avhenger av den korteste varigheten av gjeninnkoblingstiden til komponenten(e) som ligger ute eller varigheten på feilen. De fleste vedlikeholds- eller fornyelsesoperasjoner kan gjennomføres med en gjeninnkoblingstid på under to timer. Vi forventer likevel ikke at dette lar seg gjøre for alle operasjoner. For Saudaledningene og sjøkablene på strekningen mellom Spanne og Blåfalli har vi forutsatt en forventet gjeninnkoblingstid på henholdsvis 5 og 10 timer. For at avbruddet medfører en stor negativ økonomisk konsekvens (innfrysning av aluminiumsproduksjonen), må feilen i tillegg vare over to timer.

De mest kritiske utfallene i MW

Hvor kritiske utfallene er, avhenger i stor grad av hvor mange MW som eventuelt må kobles ut. Hvor stor konsekvens avbruddet får avhenger av hvor stort forbruket i området er når avbruddet oppstår. De mest kritiske enkeltfeilene er: Husnes-Børtveit, Børtveit-Stord, Sauda-Håvik og Sauda-Kårstø.

Figur 21 viser de verste utfallskombinasjonene og hvor mange MW som må kobles ut for å overholde overføringsgrensene. Isolering av stasjoner (oransje søyler) vil alltid gi avbrudd for alt forbruket under stasjonen som ikke kan dekkes opp i underliggende nett. Vi ser at med vår basis forbruksprognose er isolering av Kårstø den største feilkombinasjonen i antall MW. Etter denne er de mest kritiske kombinasjonene av utfall Sauda-Håvik i kombinasjon med Sauda-Kårstø eller en av delstrekningene på den nordlige forbindelsen. Med økt forbruk vil konsekvensen av de blå søylene øke, mens konsekvensen på de oransje vil holdes lik så lenge ikke forbruksøkningen skjer under en av disse stasjonene (Stord, Spanne eller Kårstø).



Figur 21 De utfallskombinasjonene som gir avbrudd gitt p50 lastnivå og basis forbruksprognose. Søylene viser hvor stort forbruk i MW som må kobles ut for å overholde driftsgrensene. Med økt forbruk øker også konsekvensen ved avbrudd i MW.

Kostnader for avbrudd avhenger av hvilket forbruk som kobles ut

Konsekvensen av strømavbrudd avhenger av hvilket forbruk som rammes og det respektive forbrukets kostnader ved å miste strømforsyningen. Beregningene er utført av Statnett, med innspill fra industriaktørene. I beregningen av forventede avbruddskostnader antar vi at forbruket med lavest kostnad tas ut først, men vi tar alltid ut industri før alminnelig forbruk der det er mulig.

Tabell 29 Kostnader for avbrudd på 1, 4 og 12 timer i 2026 for alle aktørene på Haugalandet

	Hydros anlegg på Karmøy idag (ca. 430 MW)	Utsirahøyden fase 1 og 2 (350 MW)	Gassprosesseringsanlegget på Kårstø idag (100 MW)	Lav næringspark (100 MW)	Høy næringspark (300 MW)	Alminnelig forbruk (Stord + Spanne: 160 MW)
1 time	2	40	30	5	15	10
4 timer	1500	50	40	15	40	20
12 timer	1500	80	60	30	80	60

Basert på kostnadsfunksjonene som følger under, har vi etablert følgende utkoblingsrekkefølger:

Avbrudd opptil to timer:

1. Hydro
2. Næringsparken
3. Utsirahøyden fase 1&2
4. Gassprosesseringsanlegget på Kårstø

Avbrudd utover to timer:

1. Næringsparken
2. Utsirahøyden fase 1&2
3. Gassprosesseringsanlegget på Kårstø
4. Hydro

I de casene hvor næringsparken ikke etableres, utgår forbruket selvsagt av utkoblingsrekkefølgen.

Hvor mye forbruk som må kobles ut avhenger av størrelsen på avbruddet. Det er likevel slik at er avbruddet så stort at en aktør må kobles ut så vil hele forbruket til aktøren kobles ut.

Effektuttaket og avbruddskostnaden for olje- og gassvirksomheten er fallende over analyseperioden. På Utsirahøyden kan produksjonen tas igjen relativt raskt når de er over produksjonstoppen, og kostnadene knyttet til tapt produksjon faller raskt. Over analyseperioden er kostnadene knyttet til Utsirahøyden lavere enn for gassprosesseringsanlegget. For å optimalisere kostnadene over analyseperioden legger vi derfor til grunn at vi kobler ut Utsirahøyden før gassprosesseringsanlegget ved avbrudd.

Vi har ikke lagt til grunn at forbruk i næringsparken eventuelt kan ta igjen produksjon, og kostnadsfunksjonen er derfor konstant over hele analyseperioden. Ser vi på et avbrudd som skjer lengre ut i analyseperioden kan det være både Utsirahøyden og Gassco burde vært koblet ut før næringsparken i og med at de har fallende kostnader over analyseperioden. Vi har likevel ikke nok informasjon om dette og legger derfor samme utkoblingsrekkefølge over hele analyseperioden.

Som vist i kapittel 6.1 er det noen kombinasjoner av utkobling som gir isolering av stasjoner. I disse tilfellene kan vi ikke bruke utkoblingsrekkefølgen og avbrudd fører til at forbruket under stasjonen faller ut. Ved flere av kombinasjonene betyr det avbrudd for alminnelig forbruk.

Aluminiumsproduksjon ved Hydros anlegg på Karmøy

Hydro produserer primæraluminium ved bruk av elektrolyse, noe som krever store mengder strøm. Primæraluminiumet behandles videre i støperi og valseverk til pressbolt, tråd til høyspentkabler og valsede produkter ved anlegget på Karmøy. Avbrudd under to timer medfører i hovedsak tapt produksjonstid, vrakproduksjon i støperiene samt trolig noen materialkostnader. Kostnaden av et slikt utfall som rammer både eksisterende anlegg og pilotanlegget, er beregnet til om lag 1,5-3 MNOK, avhengig av varigheten på avbruddet (0-2 timer). Selv svært kortvarige avbrudd (< 3 minutter) kan gi ustabil drift og medføre anslagsvis 30-60 minutter stans før produksjonen er gjenopprettet.

Avbrudd som varer over to timer har høyere konsekvens da det kan gi innfrysning av hele metallverket. Ved avbrudd opphører den kjemiske reaksjonen i aluminiumsbadet (ovnen). Badet tilføres heller ikke energi, slik at temperaturen i badet raskt avtar og aluminiumet etter hvert størkner. Risiko for innfrysning øker med varighet av avbruddet og kan normalt ikke utelukkes med varighet over to til tre timer. Den aktuelle situasjonen og hendelsesforløpet vil være avgjørende. Ved innfrysning må størknet bad og metall fjernes fra elektrolysecellene og mange av cellene må fores opp med ny ildfast stein.

Ved innfrysning av et helt metallverk kan det ta lang tid før produksjon er gjenopprettet. Det vil innebære betydelige investeringer og kostnader, gitt beslutning om videre drift av anlegget. Vi forventer at kostnaden for et langvarig strømavbrudd som gir innfrysning for eksisterende anlegg,

inkludert piloten, ligger i størrelsesordenen 950-1 900 MNOK. Med fullskalaanlegget kan kostnadene bli 1 800-3 700 MNOK dersom alle anleggene mister forsyningen.³⁹

Oljeproduksjon ved Utsirahøyden

Utsirahøyden skal tilknyttes Kårstø. Et avbrudd i strømforsyningen vil i våre beregninger ramme plattformene Johan Sverdrup, Gina Krogh, Edvard Grieg og Ivar Aasen. Oljeproduksjon har en oppstartstid på 12-24 timer etter at kraftforsyningen er tilbake og selv et kort avbrudd vil gi betydelige kostnader. Vi forutsetter 12 timer tapt produksjon uansett varighet på avbruddet. Når fase 2 er ferdig utbygget i 2022 og fram til rundt 2030, vil oljefeltet produsere for fullt med en produksjon på 660 000 fat per dag. Et avbrudd i strømforsyningen i 2026 med varighet på en time vil medføre tapt inntekt på om lag 190 MNOK gitt en oljepris på 534 NOK/fat, ifølge langsiktige priser fra nasjonalbudsjettet 2019. Produksjonen kan imidlertid tas igjen på et senere tidspunkt. Basert på informasjon fra Equinor, antar vi at produksjonen kan tas igjen over fem år etter 2030 (når det ikke lenger er full produksjon på plattformen). De øvrige plattformene er allerede i dag forbi perioden med full produksjon. For disse antar vi at produksjonen kan tas igjen med en gang over de neste fem årene. Justert for muligheten til å hente inn tapt produksjon, blir kostnaden ved en times avbrudd i 2026 om lag 40 MNOK.⁴⁰ Ved lengre avbrudd i strømforsyningen vil kostnaden være høyere. Etter 2030 blir avbruddskostnadene imidlertid lavere ettersom produksjonen i Johan Sverdrup-plattformen reduseres. Sett over analyseperioden forventer vi lavere kostnader knyttet til avbrudd for oljeproduksjonen enn for gassprosesseringsanlegget på Kårstø. Derfor tas Utsirahøyden ut før Gassco i utkoblingsrekkefølgen.

Gassprosesseringsanlegget på Kårstø

Prosessanlegget på Kårstø leverer gass til det norske gassrørsystemet som transporterer gass til kontinentet. Gassco er operatør av anlegget og dermed ansvarlig for den daglige driften og sikkerheten. Anlegget forsynes fra mange felt på norsk sokkel, som både produserer gass, olje og/eller kondensat. Selv om fem av ni kompressorer på anlegget på Kårstø er i dag drevet av fyrgass er Kårstø-anlegget designet for kontinuerlig strømtilførsel. Hvis prosessanlegget mister strømforsyningen, påvirkes både gassleveransene, kondensatbehandlingen og oljeproduksjonen. Kostnadene ved avbrudd er store, men vanskelige å kvantifisere da vi ikke har informasjon om feltene og deres mulighet til å ta igjen produksjonen. Ved langvarige avbrudd vil flere av feltene som leverer inn til Kårstø måtte stoppe sin produksjon. Selv ved korte avbrudd tar det flere timer fra strømmen er tilbake frem til anlegget kan produsere som normalt igjen. Avbrudd opptil 24 timer gir produksjonsstopp i gassprosesseringsanlegget i inntil fire timer etter at strømforsyningen er tilbake og en lineær opptrapping av produksjonen i 20 timer (Pöyry 2012).

Et avbrudd med varighet på en time vil føre til inntektstap på i underkant av 100 millioner forutsatt en gasspris på 1,94 NOK/Sm³⁴¹. Vi antar imidlertid at produksjonen kan tas igjen om 10 år, noe som er en rimelig forutsetning da gassbehandlingsanlegget vanligvis produserer for fullt og kraftforbruket er tilnærmet konstant over året. Kostnad reduseres da til i overkant av 30 MNOK. Vi antar fallende volum fra rundt 2030. Nytt forbruk hos Gassco er knyttet til elektrifisering av eksisterende prosesser. Vi forventer at elektrifiseringen kun gir økt elektrisitetsforbruk og ikke at det gir økt produksjon.

³⁹ Vi har lagt til grunn tapt produksjonstid fra seks måneder til ett år i intervallene. I beregning av forventede avbruddskostnader har vi lagt til grunn et punkttestimat basert på ni måneder tapt produksjonstid som gir avbruddskostnader ved innfrysning på henholdsvis 1,4 mrd. og 1,3 mrd. for eksisterende anlegg (inkludert pilot), og fullskalaanlegget.

⁴⁰ Avbrudd ved oppstart av full produksjon satt til 2022 vil gi høyere avbruddskostnader, men er utenfor analyseperioden.

⁴¹ Langsiktig gasspris fra nasjonalbudsjettet 2019.

Kilder

2019

Avbruddskostnadene knyttet til å miste strømforsyningen på gassprosesseringsanlegget holder vi derfor uendret selv om uttaket øker.

Gassco opplyser at kostnaden ved et avbrudd for gassprosesseringsanlegget på Kårstø kan reduseres dersom det varsles god tid i forkant. Gassco koordinerer vedlikeholdsplaner på sokkelen og sørger for minimal utetid for gassleveransene i forbindelse med revisjonsstanser. Vanligvis er det revisjonsstans på gassprosessanleggene hvert fjerde til sjetten år.

Næringsparken på Gismarvik

Konsekvensene av avbrudd for næringsparken avhenger av hva slags forbruk som etablerer seg der. Basert på informasjon fra Haugaland Kraft Nett kan det både komme kraftkrevende forbruk og forbruk som ikke er kraftkrevende. Avbruddskostnadene er basert på KILE-satsene for industri. Gitt en forbruksmikse bestående av 60 prosent industri (eks. el.intensiv) og 40 prosent el.intensiv industri, og et forbruk på 100 MW blir avbruddskostnadene for et avbrudd på én time i overkant av 5 MNOK for næringsparken på Gismarvik. Med et forbruk på 300 MW blir avbruddskostnaden 16 MNOK.

Alminnelig forbruk

Avbruddskostnadene for alminnelig forbruk avhenger av størrelsen på forbruket som mister forsyningen og varigheten på avbruddet. Alminnelig forbruk på Haugalandet består hovedsakelig av husholdninger, men også av handel samt private og offentlige tjenester. Avbruddskostnadene er basert på de normaliserte kostnadsfunksjonene fra Hoved-undersøkelsen fra forskningsprosjektet "Samfunnsøkonomiske kostnader ved avbrudd og spenningsforstyrrelser (2012)". For et avbrudd på en time ved en av stasjonene Stord, Spanne eller Håvik, varierer kostnadene fra 1-7 MNOK. Ved lengre avbrudd er kostnadene høyere.

