

Statnett

Konseptvalgutredning

Tilrettelegging for forbruksvekst i Nordmøre og Romsdal

Januar 2022

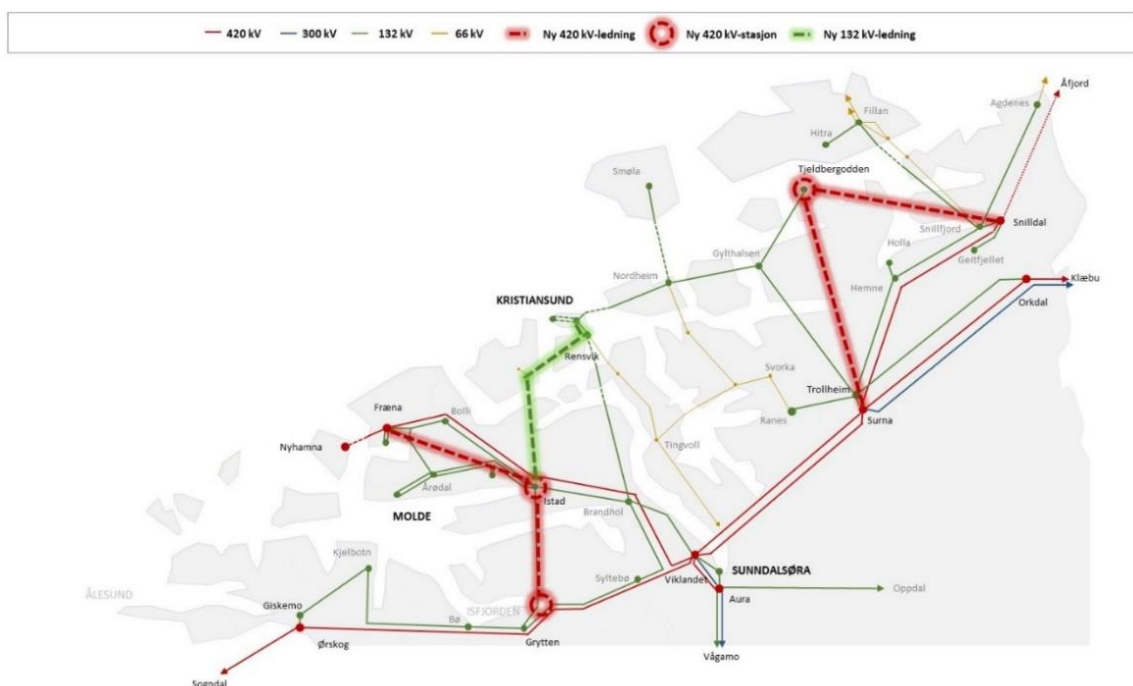


Sammendrag

Statnetts mål og samfunnsoppdrag er å sikre strømforsyningen, bidra til verdiskaping, samt tilrettelegge for bruk av elektrisitet slik at Norges klimamål kan realiseres. Den pågående omstillingen til et nullutslippssamfunn gjør Statnetts oppdrag enda viktigere. De siste årene har planlagt forbruksvekst i Istad Nett sitt forsyningsområde på Romsdalshalvøya og i NEAS sitt forsyningsområde på Nordmøre skutt fart. Vi ser i disse områdene den samme trenden som flere andre steder i landet. Samfunnet sin generelle bruk av strøm øker, eksisterende industri ønsker å øke sitt uttak og ny industri etableres. I denne utredningen har vi vurdert konsepter som gjør det mulig å tilknytte en potensiell stor forbruksvekst i Istad Nett og NEAS sine forsyningsområder. Utredningen er gjennomført i samarbeid med de regionale nettselskapene Istad Nett (nå Elinett), NEAS (nå Mellom) og Mørenett.

Utredningen viser at indre konsept er det beste utbyggingsalternativet og at det er rasjonelt å gå videre med planlegging. Konseptet innebærer ny 420 kV-ledning Isfjorden-Istad-Fræna, samt ny 420 kV-ledning Snilldal-Tjeldbergodden-Surna. I tillegg til tiltak på 420 kV-spenningsnivå innebærer konseptet at NEAS bygger en 132 kV-ledning fra Istad til Kristiansund. Statnett har vurdert at Isfjorden-Istad er første utbyggingstrinn av 420 kV-tiltakene. Tiltaket er ikke anleggsbidragspliktig, noe øvrige 420 kV-tiltak er vurdert å være.

Figur 1: Indre konsept



Store forbruksplaner og begrenset nettkapasitet

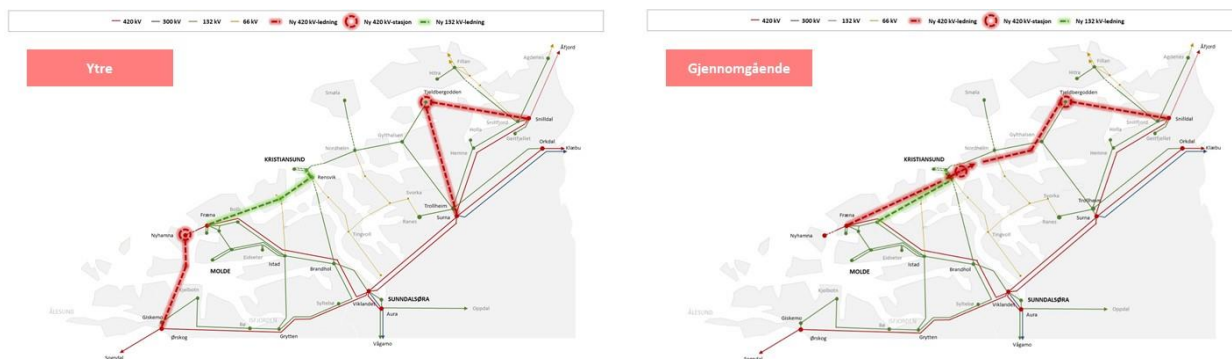
[Kjente forbruksplaner utgjør opp mot 1000 MW i Istad Nett og NEAS sine forsyningsområder](#)

Gjennom dialog med relevante aktører har vi kartlagt planene som fordeler seg på industriutvidelser, elektrifisering av eksisterende virksomhet, nyetableringer og vekst i generelt forbruk. Vi har utarbeidet tre mulige scenarioer for fremtidig forbruksutvikling. Vi bruker scenarioene til å beskrive framtidig utvikling i fravær av nye nettiltak og til å beregne lønnsomhet av vurderte konsepter.

Det er et stort utfallsrom i fremtidig forbruksvekst. I lavscenarioet øker ikke forbruket utover allerede tildelt kapasitet. I middelsenarioet øker det med 260 MW, mens det i høyt scenario øker med 1000 MW. For å sette dette i perspektiv innebærer middelsenarioet og nylig tildelt kapasitet en

KVU Nyhamna. Dette konseptet er også utredet på nytt nå. I tillegg til disse to konseptene har vi utredet et gjennomgående konsept fra nord i regionen. I likhet med i KVU Nyhamna har vi også sett på tiltak i regionalnettet. Som i KVUen fra 2015 er konklusjonen at tiltak på 132 kV har store kostnader sammenlignet med nytte. Dette skyldes blant annet at det er flere lag med begrensninger i 132 kV-nettet og at tiltak på 132 kV også blir kostbare og omfattende.

Figur 3: Ytre og gjennomgående konsept som har blitt utredet i tillegg til indre konsept



Indre konsept fremstår som det beste utbyggingskonseptet

Fleksibilitet til trinnvis gjennomføring er verdiknende i indre konsept

Indre konsept har best lønnsomhet i forventning av utbyggingsalternativene. Det skyldes lavere investeringskostnader og større fleksibilitet for trinnvis gjennomføring. Flexibiliteten gir potensiale for å redusere eller utsette investeringskostnader. I en situasjon med betydelig usikkerhet i fremtidig forbruksvekst har dette stor verdi. Ved en forbruksvekst som i middelscenarioet vil det være mulighet for å nedskalere konseptet både mot Fræna og/eller Tjeldbergodden. Det ytre konseptet har på sin side minst negativ påvirkning på natur- og miljø. Vi vurderer imidlertid at dette ikke veier opp for den store forskjellen i investeringskostnader sammenlignet med indre konsept.

Usikkerhet i verdsetting av virkninger styrker indre konsept

Når vi hensyntar usikkerhet fremstår indre konsept enda tydeligere som det mest rasjonelle konseptet. Av de vurderte konseptene tilrettelegger det for mest forbruk. I tillegg har det kortere ledetid, særlig i forhold til det gjennomgående konseptet. Dette kan være av betydning, spesielt ved rask forbruksvekst i regionen. Videre er det indre konseptet lettere gjennomføringsmessig og det har mindre usikkerhet i investeringskostnader, reinvesteringer og natur- og miljøinngrep.

Det er rasjonelt å gå videre med planlegging av indre konsept, Isfjorden-Istad er første trinn

Nullalternativet er nødvendigvis ikke å anse som en forsvarlig driftssituasjon

Det er et tydelig behov for å utrede og iverksette tiltak for å kunne koble til nytt forbruk i Nordmøre og Romsdal. N-1 kapasiteten er brukt opp og det er også lite ledig kapasitet innenfor intakt nett. Nullalternativet inneholder derfor et absolutt minimum av tiltak som må gjennomføres for å kunne ivareta en forsvarlig videreføring. I tillegg innebærer nullalternativet at Statnett tar i bruk systemansvarliges virkemidler for å tilknytte mer forbruk. Det kan imidlertid være utfordringer knyttet til å håndtere forbruksvekst med systemvern eller andre vilkår. Dette betyr at nullalternativet ikke nødvendigvis er fullt ut valgbart for å ivareta tilknytningsplikten i alle utviklingsbaner. Konsekvensen av dette er at vi kan gå fra en gradvis svekkelse i forsyningsikkerhet til tapt verdiskaping som følge av at kunder ikke blir gitt tilknytning. Omfanget av avvist etterspørsel vil avhenge av forbruksveksten og hvilke aktører som etablerer seg i regionen.

Netttiltak har lang ledetid, rasjonelt å starte planlegging

Fremtidig forbruksutvikling er den viktigste usikkerhetsfaktoren for lønnsomhet av tiltakene som inngår i indre konsept, da det påvirker både overføringstap, avbruddskostnader og i hvilken grad vi får tapt verdiskaping. Det er store planer om nytt forbruk i Nordmøre og Romsdal. Flere av planene er imidlertid umodne og usikkerheten er stor. Flere av forbruksplanene kan på tross av umodenhet ha relativt kort ledetid, mens netttiltak har lange ledetider. Dersom vi ikke går videre med planlegging, og forbruksveksten blir høyere enn det som kan bli håndtert, vil vi kunne få tapt verdiskaping som følge av at kunder må flytte, utsette eller skrinlegge sine planer. Med den store usikkerheten i fremtidig forbruksutvikling er det en positiv realopsjon å planlegge tiltak videre.

Isfjorden-Istad første trinn, regelverk om anleggsbidrag påvirker Statnett sin fremrykningsplan

Ny 420 kV-ledning fra Isfjorden til Istad er første trinn i transmisjonsnettet for å øke kapasitet til Istad Nett og NEAS sine forsyningsområder. Med dagens informasjon vurderer vi at tiltaket ikke er anleggsbidragspliktig, da det er en forutsetning for generell forbruksvekst i regionen. Dersom generell forbruksvekst kommer fort og før Isfjorden-Istad er på plass kan det også være aktuelt og sette inn ny transformator i Fræna som et første trinn. For å ligge i forkant anbefaler vi også å planlegge dette tiltaket videre nå. Når det gjelder videreføring av ledning fra Istad til Fræna og 420 kV-tiltak til Tjeldbergodden er Statnett klare. Tiltakene er med dagens informasjon anleggsbidragspliktige, og vi vil gå videre med planlegging når kunder konkretiserer sine behov.

Figur 4: Oppsummeringstabell, basert på middelsscenario for forbruksvekst

Nåverdi MNOK 2021-kr	Nullalternativ Transformator	Konsept 1: Indre	Konsept 2: Ytre	Konsept 3: Gjennomgående
Prissatte virkninger				
Investeringskostnader transmisjonsnett ex. TBO	-95	-1 000	-1 970	-2 070
Investeringskostnader transmisjonsnett TBO**	-	-1070	-1070	-260
Investeringskostnader regionalnett	-	-240	-310	-240
Økte drift- og vedlikeholdskostnader	-5	-110	-120	-105
Avbruddskostnader Nyhamna	-130	-15	-	-30
Avbruddskostnader nytt forbruk	-210	-25	-25	-30
Utkoblinger i anleggsfase	-	-130	-	-
Sparte reinvesteringer ift. nullalternativet	-	420	420	480
Reduserte overføringstap ift. nullalternativet	-	485	455	395
Reduserte flaskehalsar ift. nullalternativet	-	120	120	120
Sum prissatte virkninger	-440	-1 565	-2 500	-1 740
Ikke-prissatte virkninger				
Natur- og miljø	0	---	---	---
Trinnvis gjennomføring mot Fræna	0	++	0/+	+
Trinnvis gjennomføring mot Tjeldbergodden	0	++	++	0/+
Restverdi	0	0/+	0/+	0/+
Vurdering av usikkerhet				
Forventet nytte av utbyggingskonseptene tar utgangspunkt i middelsscenario for forbruksvekst. Forbruksvekst er den største driveren for usikkerhet. Nullalternativet er nødvendigvis ikke å anse som en forsvarlig driftssituasjon. Sannsynlighet for at vi får tapt verdiskaping øker i takt med forbruksvekst. Videreføring av netttiltak setter oss i stand til å kunne respondere på ulike utviklingsbaner. Indre konsept er det beste utbyggingskonseptet i forventning. Når vi hensyntar usikkerhet fremstår det enda tydeligere som det mest rasjonelle konseptet. Det tilrettelegger for mest forbruk, har kortere ledetid og mindre usikkerhet i investeringskostnader og sparte reinvesteringer.				
Beslutningsrelevante forhold som påvirker rangering				
Øvrige beslutningsrelevante forhold påvirker ikke rangering.				
Rangering samfunnsøkonomisk rasjonalitet	4	1	2*	2*

* Vi har ikke vurdert ytre og gjennomgående konsept opp mot hverandre, ei heller eksplisitt i forhold til 0-alt.

** TBO er forkortelse for Tjeldbergodden

Innhold

1	Innledning og bakgrunn for utredningen	9
1.1	Statnett skal legge til rette for elektrifisering og ny grønn verdiskaping	9
1.1.1	Netttiltak er utredet flere ganger tidligere, behovet er annerledes nå	9
1.1.2	Statnett går videre med planlegging av indre konsept	10
2	Behovsanalyse	11
2.1	Kraftsystem og situasjon i utgangsnettet	11
2.1.1	Gjennomførte og planlagte tiltak gir stor nytte og danner utgangspunkt for analysen	11
2.1.2	Beskrivelse av utgangsnett, tilstand og fornyelsesbehov	12
2.1.3	Beskrivelse av kraftflyt, forbruk og produksjon	15
2.1.4	Forsyningsikkerhet for historisk forbruk	17
2.1.5	Kapasitet til nytt forbruk i utgangsnettet	19
2.2	Store forbruksplaner, både i Istad Nett og NEAS sine forsyningsområder	21
2.2.1	Det grønne taktskiftet skjer nå	21
2.2.2	Gjennomgang av de viktigste forbruksplanene	21
2.2.3	Statnett har utarbeidet tre scenarier for å illustrere konsekvens av å tilknytte nytt forbruk	23
2.3	Konsekvens av å tilknytte mer forbruk i utgangsnettet	25
2.3.1	Analytisk legger vi til grunn ny transformator på Fræna og 132 kV-stasjon på Tjeldbergodden	25
2.3.2	I lavscenariet vil det bli lite avbruddskostnader	26
2.3.3	I middelscenariet vil avbruddskostnadene øke, med mulighet for tapt verdiskaping	26
2.3.4	I høyt scenario vil vi få tapt verdiskaping	28
2.4	Oppsummering av behovsanalyse	28
2.4.1	Fravær av ledig kapasitet i nettet utløser behov for tiltak	28
2.4.2	Statnett plikter å knytte til nytt forbruk og produksjon	29
3	Mulighetsstudie	30
3.1	Konseptene vi vurderer blir sammenlignet med et nullalternativ	30
3.1.1	Nullalternativet innebærer kapasitetsøkende tiltak og bruk av systemvern	30
3.1.2	Alternativer til nett vil ikke imøtekomme behov alene	31
3.2	Vi tar tre hovedkonsepter med videre fra mulighetsstudien	32
3.2.1	Overordnede vurderinger og inngang i mulighetsstudien	32
3.2.2	Indre konsept - 420 kV Isfjorden–Istad–Fræna og 420 kV til Tjeldbergodden	34
3.2.3	Ytre konsept - 420 kV Ørskog–Nyhamna og 420 kV til Tjeldbergodden	37
3.2.4	Gjennomgående konsept - 420 kV Snilldal–Fræna	38
3.2.5	132 kV-forbindelser blir ikke tatt med videre	40
3.3	Ytterligere 132 kV-tiltak kan bli aktuelt, avhengig av lokasjon til nytt forbruk	42
3.3.1	Det kan bli behov for investeringer i regionalnettet på Romsdalshalvøya i alle konseptene	42
3.3.2	Ytterligere regionalnettforsterkninger i Nordmørsringen kan bli nødvendig	42
4	Samlet vurdering basert på verdsettelse og usikkerhet	43
4.1	Indre konsept har høyest forventet lønnsomhet av utbyggingskonseptene	43
4.1.1	Fleksibilitet til trinnsvis gjennomføring er verdiøkende i indre konsept	44
4.2	Usikkerhet endrer ikke rangering av utbyggingskonseptene	45
4.2.1	Indre konsept har mindre usikkerhet i investeringskostnader og sparte reinvesteringer	45
4.2.2	Indre konsept styrker seg ved høy forbruksutvikling	46
4.2.3	Ved lav og middels forbruksutvikling kommer verdien av ikke-prissatte virkninger klarere frem	47

4.3	Det er rasjonelt å gå videre med planlegging av tiltak	48
4.3.1	Nullalternativet vil på sikt nødvendigvis ikke være en forsvarlig driftssituasjon	48
4.3.2	Nettiltak har lang ledetid, realopsjon å gå videre med planlegging	48
4.4	Oppsummering – indre konsept tilrettelegger for stor forbruksvekst	49
5	Forutsetninger for en vellykket gjennomføring	50
5.1.1	Gjennomføringsstrategi og anleggsbidrag	50
5.1.2	Øvrige føringer	51
V1	Statnetts prosjektmodell	53
V2	Feilrater og varighet på 420 kV Viklandet-Fræna	54
V3	Tilknytning av nytt forbruk skal være driftsmessig forsvarlig	55
V4	Kjente planer om ny produksjon	56
V5	Mål og rammer	58
V6	Innhold i konsepter videreført fra mulighetsstudie	62
V7	Konseptvarianter forkastet i mulighetsstudien	63
V8	Verdsetting av virkninger	66
V9	Sparte reinvesteringer som er vurdert, men ikke lagt til grunn	92
V10	Vurdering av trinnvis gjennomføring Isfjorden-Istad-Fræna	93

1 Innledning og bakgrunn for utredningen

1.1 Statnett skal legge til rette for elektrifisering og ny grønn verdiskaping

Statnetts mål og samfunnsoppdrag er å sikre strømforsyningen, bidra til verdiskaping, samt å tilrettelegge for bruk av elektrisitet slik at Norges klimamål kan realiseres. Den pågående omstillingen til et nullutslippssamfunn gjør Statnetts oppdrag enda viktigere. Statnett har derfor utarbeidet en strategi der selskapet skal være en drivkraft for nullutslipp i 2050 ved å legge til rette for elektrifisering og ny grønn verdiskaping.

Vi må være forberedt på at veksten i kraftforbruk vil være stor og planlegge for dette. Statnett vil derfor legge til rette for fremtidens kraftbehov gjennom en koordinert og samfunnsøkonomisk rasjonell utvikling av transmisjonsnettet. Denne utredningen har hatt som målsetting å lage en langsiktig plan for å kunne legge til rette for økt strømforbruk og næringsutvikling i Nordmøre og Romsdal. Mer konkret har vi vurdert konsepter som gjør det mulig å tilknytte en potensiell stor forbruksvekst i Istad Nett (nå Elinett) og NEAS (nå Mellom) sine forsyningsområder. Utredningen er gjennomført i tett samarbeid med disse regionale nettselskapene, samt Mørenett. Underveis har det også vært en bred dialog med fylkeskommune, kommuner, næringsliv og andre interessenter.

1.1.1 Nettiltak er utredet flere ganger tidligere, behovet er annerledes nå

Statnett etablerte Viklandet-Fræna i 2006 for å tilrettelegge for Nyhamna-anlegget

Utenfor kysten av Nordmøre og Romsdal ble Ormen Lange-feltet påvist i 1997. Feltet ble satt i drift i 2007. Gassen ilandføres på Nyhamna før den sendes videre til Storbritannia gjennom rørledningen Langeled. Nyhamna-anlegget driftes med kraft fra land og Statnett ferdigstilte 420 kV-ledningen fra Viklandet til Fræna ett år før anlegget startet opp. Mellom Fræna og Nyhamna er det en 420 kV-industriradial.

Når det gjelder kraftforsyningen til Nyhamna ble det også vurdert å etablere en 420 kV-forbindelse fra Ørskog til Nyhamna for å sikre tosidig forsyning til gassprosesseringsanlegget. Statnett søkte og fikk konsesjon av NVE for denne forbindelsen i 2004. Før endelig konsesjon hos Olje- og energidepartementet (OED) ble avklart, ga først tidligere operatør Norsk Hydro og siden nåværende operatør Shell, Statnett beskjed om at en tosidig forbindelse ikke var økonomisk forsvarlig. Statnett ba derfor OED i 2011 om å avslutte klagebehandlingen av konsesjonen.

Siden oppstarten har Nyhamna blitt utvidet til å ta imot gass fra Aasta Hansteen og Polarled. I forbindelse med Stortingets behandling av disse utbyggingene ble det forutsatt at det skulle gjennomføres en utredning av den fremtidige kraftforsyningssituasjonen på Nyhamna.¹ I utredningen, som ble laget i 2014 av Statnett, Shell og Gassco, vurderte man den samfunnsøkonomiske betydningen av å etablere tosidig forsyning til Nyhamna. På bakgrunn av analysen fra 2014 igangsatte Statnett en konseptvalgutredning hvor vi vurderte ulike konsepter nærmere.

Siste store utredning ble ferdigstilt i 2015

Konseptvalgutredningen «Bedre leveringspålidelighet i kraftforsyningen til Nyhamna» (heretter omtalt som KVU Nyhamna) ble ferdigstilt i 2015. På bakgrunn av utredningen anbefalte Statnett å gå videre med det som ble omtalt som et indre konsept. Konseptet innebar ny 420 kV-transformatorstasjon i Isfjorden som et første trinn. Andre trinn var ny 420 kV-ledning mellom den nye transformatorstasjonen i Isfjorden og eksisterende transformatorstasjon i Fræna, med mulig stopp i Istad dersom det også ble etablert 420 kV-stasjon der. Ved å dublere dagens industriradial mellom Fræna og Nyhamna, ville gassprosesseringsanlegget få fullverdig N-1 forsyning. I 2018 informerte

¹ St. prp. 97 S (2012-2013)

imidlertid eierne av Nyhamna at de ikke kunne forsvare kostnadene de ble stilt overfor for en dublert løsning. Statnett skrinla derfor prosjektet.

Utvikling de siste fem årene viser nye utfordringer i kraftsystemet

De siste årene har planlagt forbruksvekst i Istad Nett sitt forsyningsområde på Romsdalshalvøya og i NEAS sitt forsyningsområde på Nordmøre skutt fart. Vi ser i disse områdene den samme trenden som flere andre steder i landet. Samfunnet sin generelle bruk av strøm øker, eksisterende industri ønsker å øke sitt uttak og ny industri etableres. Det har derfor igjen blitt behov for å vurdere kapasitetsøkende tiltak i regional- og transmisjonsnettet. Inn i dette arbeidet har kunnskapen som ble opparbeidet i konseptvalgutredningen fra 2015 vært verdifull. Samtidig er det flere nye problemstillinger og vi har hatt en bredere tilnærming nå enn hva tilfellet var i 2015.

1.1.2 Statnett går videre med planlegging av indre konsept

På bakgrunn av denne utredningen har Statnett besluttet å gå videre med planlegging av tiltak i det vi omtaler som indre konsept. Konseptet innebærer ny 420 kV-ledning Isfjorden-Istad-Fræna og ny 420 kV-ledning Snilldal-Tjeldbergodden-Surna.

Isfjorden-Istad-Fræna har store likheter med det som ble omtalt som indre konsept i KVV Nyhamna fra 2015. Da dette tiltaket tidligere har vært på ekstern kvalitetssikring er Statnett sin innstilling at vi kan gå videre og sende melding på tiltaket. Når det gjelder Snilldal-Tjeldbergodden-Surna er dette tiltaket ikke tidligere vært gjenstand for ekstern kvalitetssikring. Statnett sin innstilling er at vi ikke kan sende melding på dette tiltaket før ekstern kvalitetssikring er gjennomført etter gjeldende forskrift og Olje- og energidepartementet har gitt sin uttalelse.

Vi er tidlig i prosjektmodellen, regelverk om anleggsbidrag påvirker fremrykningsplan

Utredningen som nå er gjennomført er tidligfase arbeid. For de tiltak vi går videre med vil vi se nærmere på detaljerte løsningsvalg, herunder traseer og stasjonsplasseringer, før vi søker konsesjon og deretter fatter endelig investeringsbeslutning. En oversikt over Statnett sin prosjektmodell ligger i vedlegg V1.

Statnett plikter å kreve anleggsbidrag når en kunde som enten ber om tilknytning, økt kapasitet eller bedre kvalitet utløser behov for tiltak i nettet. Vi kommer nærmere inn på dette temaet i slutten av utredningen. Anleggsbidrag kan påvirke om og hvor raskt tiltak som er vurdert anleggsbidragspliktige vil bli gjennomført.

Leserveiledning til rapporten

Innledningsvis beskriver vi dagens kraftsystem og behovet for å vurdere nye nettiltak i området. Dette omtaler vi som behovsanalysen. Deretter har vi vurdert et bredt sett av konsepter som kan løse de utfordringer og begrensninger vi ser. De mest aktuelle konseptene har blitt tatt videre fra mulighetstudien til en detaljert verdsettelse av fordeler og ulemper. Til slutt, i kapittel 4, gjør vi en samlet og helhetlig vurdering basert på verdsettelse av virkninger, usikkerhet og andre beslutningsrelevante forhold. Til sammen danner det grunnlag for å anbefale tiltak som vi går videre med.

2 Behovsanalyse

I behovsanalysen beskriver vi dagens og fremtidige utfordringer i kraftsystemet i Nordmøre og Romsdal. Først gir vi en gjennomgang av kraftsystemet og dagens situasjonen. Deretter redegjør vi for fremtidig forbruksvekst og produksjon. Til slutt i behovsanalysen drøfter vi hvilke konsekvenser det vil ha for kraftsystemet om nytt forbruk og produksjon blir tilknyttet. Hovedfokus i rapporten er innrettet mot Istad Nett og NEAS sine forsyningsområder. Vi har imidlertid ikke sett isolert på disse områdene da fremtidig utvikling her kan ha betydning for de omkringliggende områdene og vice versa. Analyseområdet er derfor fra Snilldal stasjon i nord, til Aura stasjon i sør, og Ørskog stasjon i vest. Det omfatter altså store deler av Møre og Romsdal, samt deler av Trøndelag fylke.

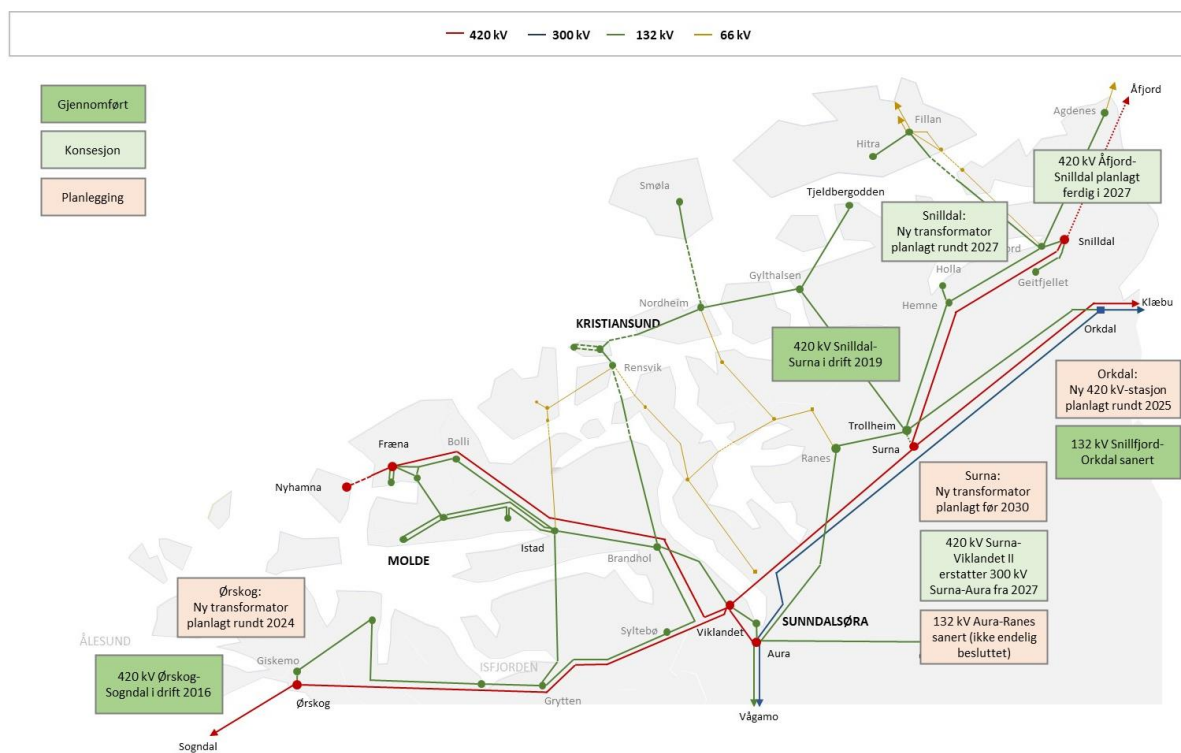
2.1 Kraftsystem og situasjon i utgangsnettet

I dette delkapittelet vil vi beskrive kraftsystemet og situasjonen i det nettet analysen tar utgangspunkt i. Vi vil omtale kraftnettets tilstand og fornyelsesbehov, kraftflyt, forbruk og produksjon, samt hvordan forsyningsikkerheten er. Til sist vurderer vi hvilken kapasitet det er i nettet, og hvilke forhold som begrenser kapasiteten. Det er viktig å merke seg at utgangsnettet ikke gjenspeiler dagens situasjon fullt ut. Dette er fordi vi legger til grunn at tiltak vi har konsesjon på blir gjennomført. Vi legger også til grunn at flere mindre transformatoriltak blir gjennomført, selv om vi ikke har konsesjon per nå. Dette betyr at vi ikke vil problematisere forhold som disse tiltakene løser, men heller fokusere på utfordringer og begrensninger etter at disse allerede planlagte tiltakene er ferdigstilt.

2.1.1 Gjennomførte og planlagte tiltak gir stor nytte og danner utgangspunkt for analysen

I Figur 5 viser vi nylig gjennomførte og planlagte tiltak. Disse gjennomførte og planlagte tiltakene gir et annet utgangspunkt for fremtidige nettførsterkninger inn til Nordmøre og Romsdal enn det vi hadde i 2015.

Figur 5: Dagens nettbilde, med nylig gjennomførte og planlagte tiltak



Statnett har ferdigstilt flere store ledningstiltak i regionen

Nordmøre og Romsdal er tilknyttet resten av det norske transmisjonsnettet gjennom flere ledninger. I 2016 ferdigstilte Statnett 420 kV-ledningen mellom Ørskog og Sogndal. Ledningen sikrer strømforsyningen til Midt-Norge og gjør det mulig å knytte til mye ny kraftproduksjon på Sunnmøre og i Sogn og Fjordane. Nord for analyseområdet ferdigstilte Statnett i 2019 de to 420 kV-ledningene Namsos–Åfjord og Surna–Snilldal. Disse gjør det mulig å knytte til mye ny vindkraft nord og sør for Trondheimsfjorden. I 2027 planlegger vi å knytte sammen disse to nye ledningene på nord- og sørsiden av Trondheimsfjorden ved å bygge den konsesjonsgitte 420 kV-forbindelsen Åfjord–Snilldal. Med den vil vi få en tredje gjennomgående transmisjonsnettforbindelse gjennom Midt-Norge. Samtidig har Statnett konsesjon på å bygge ny 420 kV-ledning mellom Surna og Viklandet til erstatning for dagens 300 kV ledning på samme strekning. Den vil løse flaskehalsen i nettet sør for Surna som forventes å bli stor, blant annet som følge av økt ny vindkraft som blir etablert lengre nord.

Ny transformator i Ørskog har muliggjort tilknytning av nytt forbruk

Statnett har søkt konsesjon om å installere en tredje transformator i Ørskog stasjon. Forventet idriftsettelse er i 2024. Transformatoren bedrer utnyttelsen av 132 kV-nettet. Dette vil øke den momentane kapasiteten i Istad Nett og NEAS sine forsyningsområder. Ved hjelp av midlertidige driftstiltak, inntil transformatoren er på plass, har det vært mulig å tildele kapasitet til nytt forbruk i Istad Nett og NEAS sine forsyningsområder allerede nå. Det er også planlagt å sette inn en transformator i Surna stasjon.² I dag er stasjonen en koblingsstasjon uten transformering. Transformatoren i Surna, samt ny 132 kV-ledning mellom Surna og Trollheim, vil gi bedre effekt- og spenningsstøtte utover i Nordmørsringen og løse utfordringen med tidvis kraftoverskudd rundt Trollheim. Etablering av transformering i Surna legger i tillegg til rette for å sanere 132 kV-ledningene Aura–Ranes og muligens også Trollheim–Orkdal. Begge ledningene når forventet levetid rundt 2030. Selv om sanering ikke er besluttet, har vi i utgangsnettet lagt til grunn at Aura–Ranes saneres ved reinvesteringstidspunkt.

2.1.2 Beskrivelse av utgangsnett, tilstand og fornyelsesbehov

I denne analysen tar vi som nevnt utgangspunkt i en situasjon der de planlagte tiltakene i Figur 5 er på plass. Transmisjons- og regionalnett, på spenningsnivå fra 420 kV til 66 kV, vil da se ut som i figuren under. Statnett eier samtlige 300- og 420 kV-ledninger i analyseområdet, med unntak av industriradialen mellom Fræna og Nyhamna som Norske Shell eier. Statnett eier i dag også en betydelig del av 132 kV-nettet i området, spesielt mellom Giskemo, Istad og Viklandet, samt rundt Trollheim. Dette nettet er i dag klassifisert som transmisjonsnett. Statnett har søkt omklassifisering av ledningene til regionalnett. Dersom nettanleggene tas ut av transmisjonsnettet, blir de overdratt til Mørenett som har inngått intensjonsavtale om kjøp.³ Resterende 132- og 66 kV-nett i Nordmøre og Romsdal tilhører Mørenett, Istad Nett på Romsdalshalvøya, NEAS og Svorka på Nordmøre og Tensio i Trøndelag. Statnett er overliggende- eller tilgrensende netteier til alle disse.

Nettet i analyseområdet har to ringstrukturer som forsyner forbruket

Nettstrukturen i 132 kV-nettet i Nordmøre og Romsdal kan se ut som to ringer. Den ene "ringen", som går ut fra Istad og forsyner Romsdalshalvøya, omtales ofte som "Istad-nettet". Dette nettet går parallelt med 420 kV-ledningen mellom Viklandet og Fræna og er tilknyttet transmisjonsnettet i Fræna stasjon og i Istad stasjon.

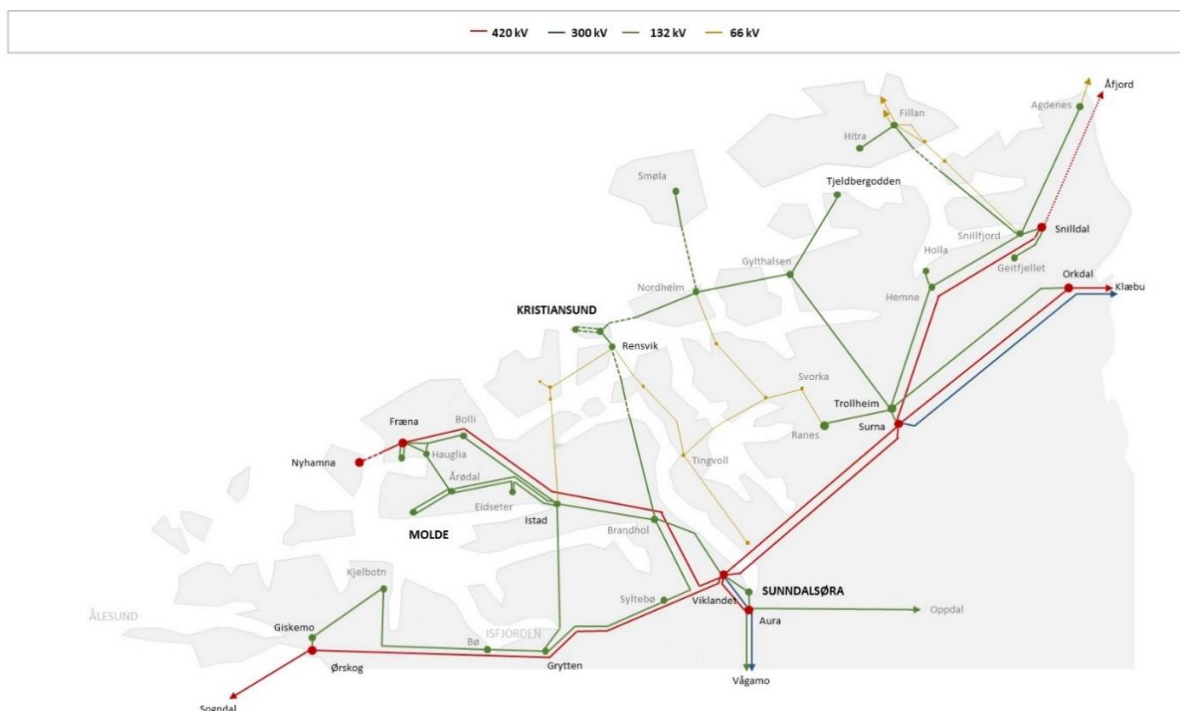
² Konsesjonsøknad er ikke sendt inn.

³ NVE fattet vedtak om omklassifisering i november 2021.

Den andre ringen, som strekker seg fra Brandhol til Trollheim stasjon, omtales ofte som Nordmørsringen som er en del av "NEAS-nettet". Ut fra denne ringen går det to 132 kV-radialer; én til Tjeldbergodden og én til Smøla. I NEAS-nettet er det også et utbredt 66 kV-nett som driftes radielt. De to ringene er nettmessig knyttet til hverandre via 66 kV-ledningen Istad–Rensvik.

Nordøst i området går det en 132 kV-ledning fra Trollheim og nordover til Hemne. Ledningen knytter sammen Nordmørsringen og deler av Tensio sitt regionalnett. Etter at Snillfjord–Snilldal ble ferdigstilt og Snillfjord–Orkdal sanert har det av flere grunner vært behov for deling av 132 kV-nettet. Deling mellom Trollheim og Hemne er funnet som mest hensiktsmessig.

Figur 6: Utgangsnett i analysen



Store deler av Istad Nett og NEAS sitt nett når forventet levetid innen 20 år

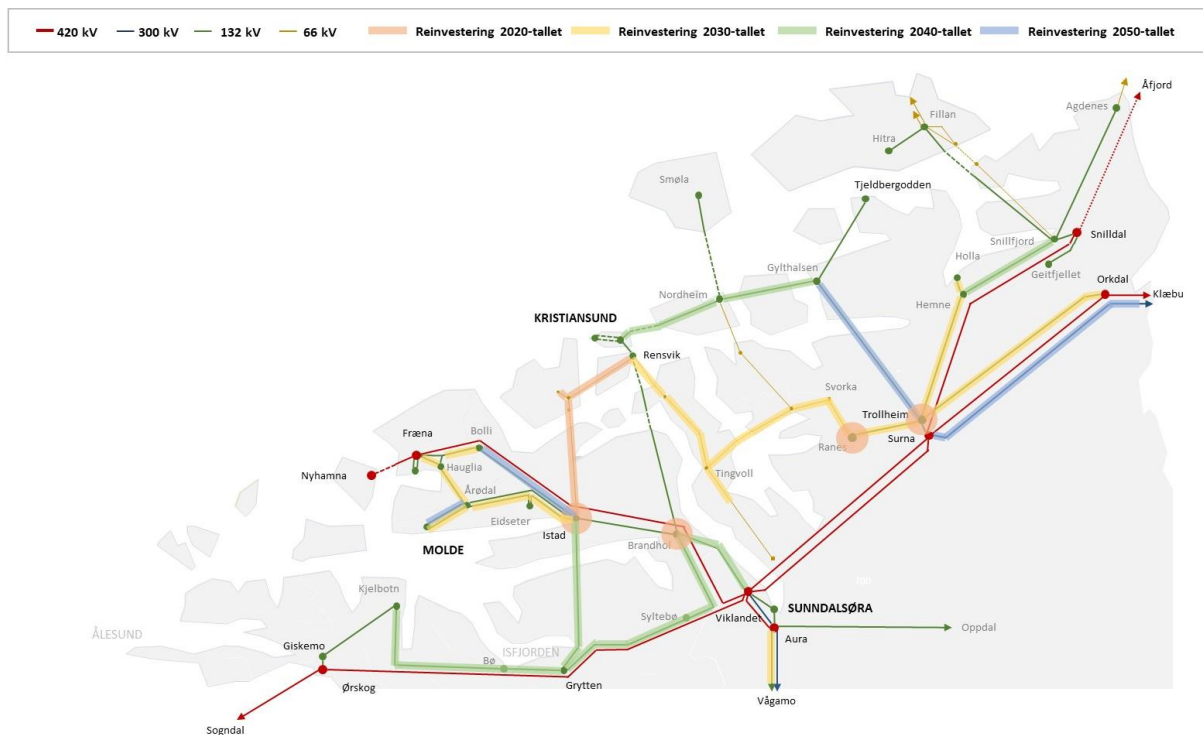
I Figur 7 viser vi hvilke ledninger som kan være aktuelle for reinvestering de kommende 30 årene og i hvilke transmisjonsnettstasjoner det er behov for større reinvesteringer de kommende 10 årene. Samlet sett vil det i fremtiden påløpe kostnader på flere milliarder kroner for å opprettholde funksjonen til dagens transmisjons- og regionalnett i analyseområdet. Dette vil gjelde uavhengig av om det gjennomføres nye lednings- og stasjonstiltak i regionen eller ikke.

Det er imidlertid viktig å se planlegging og gjennomføring av reinvesteringer i eksisterende anlegg i sammenheng med øvrig behov for nettutvikling. Ved reinvesteringer kan det være kostnadseffektivt å investere i høyere overføringskapasitet hvis økt last er forventet. På den andre siden kan nye tiltak for å øke overføringskapasitet gjøre fremtidige reinvesteringer av anlegg overflødig, slik at anlegget kan saneres i stedet for å bli reinvestert. Senere i analysen vil vi komme tilbake til dette og se nærmere på hvilke sparte reinvesteringer vi kan få ved å gjøre nye nettiltak og eventuelt hvilke fremtidige reinvesteringer som bør fremskyndes for å øke kapasitet tidligere.

Forventet levetid for ledninger avhenger av hvordan de forskjellige komponentene påvirkes av faktorer som slitasje, aldring, byggeteknikk og belastning. I praksis vil tidspunkt for fornyelse styres av en helhetlig vurdering av tilstand, vedlikeholdsbehov og anleggets funksjon i kraftsystemet. For ledninger

der vi forventer reinvestering i løpet av de kommende 10 år er det gjort en slik spesifikk og helhetlig vurdering av reinvesteringstidspunkt. For øvrige ledninger, som er vist i Figur 7, er det lagt til grunn en mer generell antagelse om at forventet levetid på stålmastledninger er 80 år og tremastledninger er 70 år. Når det gjelder stasjonsanlegg består disse av mange komponenter med forskjellig reinvesteringstakt- og behov. For hele stasjoner antar vi i sum en levetid på 40 år.

Figur 7: Anslått reinvesteringstidspunkt for transmisjons- og regionalnett i Nordmøre og Romsdal



Fornyelsesbehov i Statnett sitt transmisjonsnett

Som figuren over viser har alle ledninger med spenningsnivå over 300 kV forventet reinvesteringstidspunkt etter 2050. Det er altså kun på 132 kV-spenningsnivå at det er aktuelt med reinvestering av transmisjonsnettledninger fram mot 2040. Statnett har søkt omklassifisering av sitt 132 kV-nett i Møre og Romsdal og inngått intensjonsavtale om salg til Mørenett. Dette kan påvirke reinvesteringsplanene som omtales under.

I området rundt Trollheim stasjon er flere av transmisjonsnettledningene på 132 kV 80 år på begynnelsen av 2030-tallet. Med en ny transformator på plass i Surna stasjon kan det være aktuelt å sanere Aura–Ranes. Saneringen er lagt til grunn i utgangsnettet for analysen. I tillegg kan det være mulig å sanere Trollheim–Orkdal. Når det gjelder reinvestering av Trollheim–Ranes må reinvesteringen ses i sammenheng med videre utvikling, valg av fremtidig spenningsnivå og reinvesteringsbehov i 66 kV-nettet i Nordmøreringen. Lenger sør i analyseområdet kan 132 kV-ledningene mellom Grytten og Istad og mellom Viklandet og Brandhol være aktuelle for reinvestering på 2040-tallet.

Av transmisjonsnettstasjonene i analyseområdet har 132 kV-stasjonene Istad, Brandhol, Ranes og Trollheim kortest forventet restlevetid. I alle disse stasjonene er det behov for fornyelse av både kontroll- og apparatanlegg innen fem til ti år. Planlagte reinvesteringsprosjekter er satt på vent for å se behovet i sammenheng med langsiktige planer.

Fornyelsesbehov i Istad sitt regionalnett

I 132 kV-nettet til Istad Nett forventer vi flere reinvesteringer i løpet av 2030-tallet. Ledningene Istad–Eidseter–Årødal 1 forventes fornyet i tidsrommet 2027-2037 ut fra alder. Både Årødal–Moldeli, Årødal–Hauglia–Fræna og deler av Bolli–Fræna ble idriftsatt på 1960- og 70-tallet. Det er også forventet at det vil være behov for fornyelse av disse ledningene i løpet av 2030-tallet.

Fornyelsesbehov i NEAS sitt regionalnett

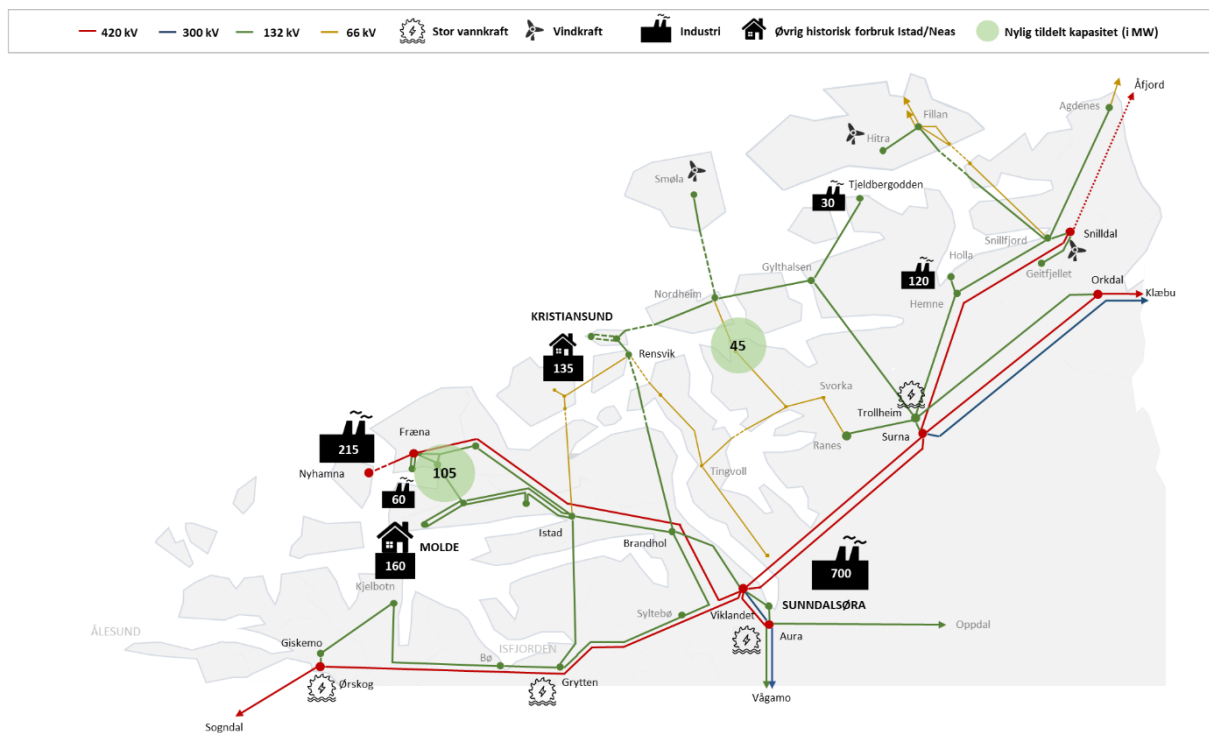
I Nordmøreringen er det planer om å reinvestere 66 kV-ledningen mellom Rensvik og Istad på 2020-tallet. Det er samtidig planlagt at ledningen skal spenningsoppgraderes til 132 kV. NEAS har fått innvilget konsesjon på deler av strekningen. Med unntak av Nordheim–Bele, som ble rehabilitert på begynnelsen av 2000-tallet kan resten av 66 kV-nettet til NEAS være modent for reinvestering på 2030-tallet. Det foreligger imidlertid ingen konkrete planer om reinvestering og det er derfor usikkerhet knyttet til eksakt tidspunkt. Det fremstår imidlertid som naturlig å bygge 66 kV-nettet om til 132 kV standard etter hvert som ulike ledningsstrek og stasjoner blir reinvestert.

2.1.3 Beskrivelse av kraftflyt, forbruk og produksjon

Både Istad-nettet og Nordmøreringen er underskuddsområder

De største kraftverkene i analyseområdet er lokalisert i nærheten av Statnetts 420 kV-ledningsnett gjennom regionen, i hovedsak rundt stasjonene Surna, Aura, Grytten og Ørskog.⁴ Kraftverkene i Nordmøre og Romsdal har imidlertid ikke nok kapasitet til å dekke opp for alt forbruk i timene med høyest forbruk. Området er derfor avhengig av kraftimport fra overskuddsområdene i nord og sør. Gjennomførte og planlagte tiltak, som Ørskog–Sogndal og Surna–Snilldal–Åfjord–Namsos, sikrer regionen tilstrekkelig tilgang på kraft i underskuddssituasjoner. I denne analysen har vi derfor ikke fokusert på kraftflyt inn til området men ut til Istad Nett og NEAS sine forsyningsområder.

Figur 8: Lokalisering av store kraftverk og forbrukstygdepunkt i Nordmøre og Romsdal



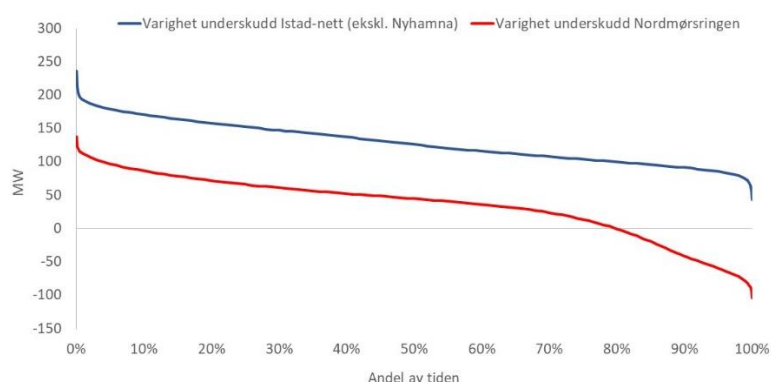
⁴ Grytten kraftverk er ikke tilknyttet 420 kV-ledningen mellom Viklandet og Ørskog.

Lite kraftproduksjon, særlig på Romsdalshalvøya

I Istad-nettet er det tilnærmet ingen kraftproduksjon foruten noe småkraftverk i nærheten av Istad stasjon. Kombinert med stort forbruk gjør dette at Istad-nettet alltid er et underskuddsområde. Maksimalt overføringsbehov er i dag opp mot 220 MW. Dette er vel å merke eksklusive Nyhamna sitt uttak som i 2020 var på 215 MW. I perioder med stort underskudd har oppregulering av Grytten kraftverk historisk vært et driftsvirkemiddel. Den nye transformatoren i Ørskog fra 2024 vil imidlertid redusere behovet for spesialregulering i fremtiden.

I Nordmørsringen er bildet annerledes. Smøla Vindpark, på 150 MW, gjør at det raskt kan variere mellom overskudd og underskudd. Som varighetskurven under viser har maksimalt over- og underskudd vært inntil henholdsvis 125 og 100 MW. I situasjoner der høy vindkraftproduksjon på Smøla sammenfaller med høy produksjon i Trollheim kraftverk har Statnett nedregulert Trollheim og/eller innført delinger i 132 kV-nettet for å kunne overholde snittgrenser. Etter installering av transformator i Surna ser vi ingen store utfordringer med overskudd ved intakt nett i Nordmørsringen. I denne analysen har vi lagt til grunn samme installerte effekt på Smøla som i dag, men det er ikke usannsynlig at eksisterende møller blir erstattet av større enheter ved reinvesteringstidspunkt (anslagsvis rundt 2026-28). En dobling av effekten fra 150 MW til 300 MW kan være aktuelt og vil som minimum kreve dublering av 132 kV-forbindelsen fra Smøla til Nordheim.

Figur 9: Varighetskurver for historisk overføringsbehov, 2016-2019, inn til Istad-nettet og Nordmørsringen. Positive verdier tilsvarer underskudd/overføringsbehov inn til området.



I 2020 lå maksforbruket i analyseområdet på 600 MW

Som Figur 8 viser ligger nåværende forbrukstyngdepunkt i analyseområdet på Romsdalshalvøya. Maksforbruket på Romsdalshalvøya var i 2020 på 435 MW, mens det var 165 MW i NEAS sitt forsyningsområde. Alminnelig forbruk utgjør ca. 35 prosent av forbruket på Romsdalshalvøya, mens det står for ca. 80 prosent av forbruket i Nordmørsringen.

Alminnelig forbruk

Alminnelig forbruk i analyseområdet har historisk utgjort rundt 300 MW (maksimalt temperaturkorrigert forbruk) og er sentrert rundt byene Molde (160 MW) og Kristiansund (135 MW). Forbruksmiksen består i hovedsak av husholdninger, handel og tjenesteyting, transport, offentlig sektor og småindustri. Husholdninger er største forbruksgruppe og utgjør omtrent 55 prosent av energiforbruket, etterfulgt av tjenestebygg som står for omtrent 25 prosent. Rundt 70–80 prosent av det alminnelige forbruket er knyttet til oppvarmingsbehov i bygg. Det innebærer at omgivelsestemperaturen påvirker forbruksnivået. Det øvrige forbruket er knyttet til belysning, ventilasjon og annet elforbruk, som i stor grad varierer med aktivitetsnivået i faste mønstre over

døgnet, uken og året. Samlet gir dette et forutsigbart forbruksmønster med variasjon mellom sommer og vinter, dag og natt, hverdag og helg, og høyere forbruk i kalde perioder enn mildere perioder.

Industriforbruk

Kraftintensiv industri utgjør en stor andel av kraftforbruket i analyseområdet. Industriforbruket ligger vanligvis tett opp mot maksforbruket hele året, med lavere uttak kun i kortere perioder ved revisjonsstans på anleggene. Industriforbruket er i all hovedsak sentrert rundt Fræna stasjon. Unntaket er Equinor sitt uttak ved metanolfabrikken på Tjeldbergodden.⁵

Det største industriuttaket i analyseområdet er gassprosesseringsanlegget på Nyhamna. Anlegget, som er tilknyttet Fræna stasjon via en industriradial, hadde i 2020 et maksimalt effektuttak på 215 MW. Historisk har det vært opp mot 250 MW. Et annet stort industriuttak er Omya Hustadmarmor. Fabrikken, som blant annet produserer kalk til papirindustrien, er tilknyttet Fræna stasjon via to 132 kV ledninger. Det er per nå holdt av 75 MW kapasitet til fabrikken, som i 2020 hadde et effektuttak på opp mot 60 MW.

Utenfor analyseområdet er det to store industriuttak som det er viktig å være oppmerksomme på da de påvirker kraftflyten i området. På Sunndalsøra (Aura) ligger Hydro Aluminium, med et effektuttak på rundt 700 MW. Dette er det største enkeltuttaket i landet. I tillegg har Wacker Chemicals (120 MW) et uttak på Holla i Vestnettet til Tensio.

2.1.4 Forsyningsikkerhet for historisk forbruk

Nyhamna er tilknyttet systemvern, avbrudd ved utfall og vedlikehold av 420 kV Viklandet–Fræna

Gassprosesseringsanlegget på Nyhamna behandler en stor andel av norsk gassseksport og er tilknyttet Fræna stasjon med en industriradial. Fræna stasjon forsynes av 420 kV-ledningen Viklandet–Fræna og underliggende 132 kV nett.

Mindre tiltak har redusert konsekvensen ved utfall av Viklandet–Fræna

Det har siden oppstarten vært installert systemvern på Nyhamna. Systemvernet koblet opprinnelig automatisk ut hele forbruket på Nyhamna ved utfall av 420 kV-ledningen Viklandet–Fræna. I 2019 endret Statnett på systemvernløsningen. Ved utfall av Viklandet–Fræna vil nå 20 MW av lasten på Nyhamna bli liggende innkoblet ved hjelp av reserve fra regionalnettet. Denne løsningen reduserer oppstartstiden etter et utfall med rundt ett døgn, og har redusert avbruddskostnadene ved avbrudd eller utkobling betraktelig. I tillegg har Nyhamna også gjort noen forbedringer i anlegget sitt som har redusert konsekvensene ved avbrudd.

Viklandet–Fræna hadde mange feil frem til 2014

Ledningen fra Viklandet til Fræna har historisk hatt mange feil. Fra idriftsettelsen i november 2006 og frem til rundt 2014 var det feil på ledningen nesten hvert år. De fleste av feilene har vært forbigående med kort varighet, men ved tre anledninger har feilene vart i mer enn to døgn. Nesten alle feilene har inntruffet på strekningen over Meisalfjellet (mellom Viklandet og Istad), under forhold med mye vind og ising. Feilmontasje og feildimensjonering bidro sannsynligvis til unormalt mange feil de første årene etter idriftsettelse. Antall feilhendelser har avtatt betraktelig etter utbedringstiltak på ledningen. Siden august 2016 har det vært en feil, den inntraff i november 2021.

Sammenlignet med analysene vi gjorde i KVU Nyhamna medfører erfaringen at vi nå forventer færre feil. I gjennomsnitt forventer vi en forbigående feil på ledningen cirka hvert 4. år, en varig feil cirka hvert 10. år og en alvorlig feil av typen mastehavari cirka hvert 100. år. Forventet feilrate og varighet

⁵ Brutto last på metanolfabrikken er normalt ca. 30 MW. Normal egenproduksjon på ca. 20 MW noe som gjør at normalt netto uttak er på ca. 10 MW.

på de ulike delstrekningene er vist i V2. Disse verdiene er lagt til grunn ved beregning av avbruddskostnader på Nyhamna. Vi har samtidig lagt til grunn at vedlikehold av Viklandet – Fræna blir koordinert med revisjonsstans på Nyhamna, normalt hvert fjerde år.

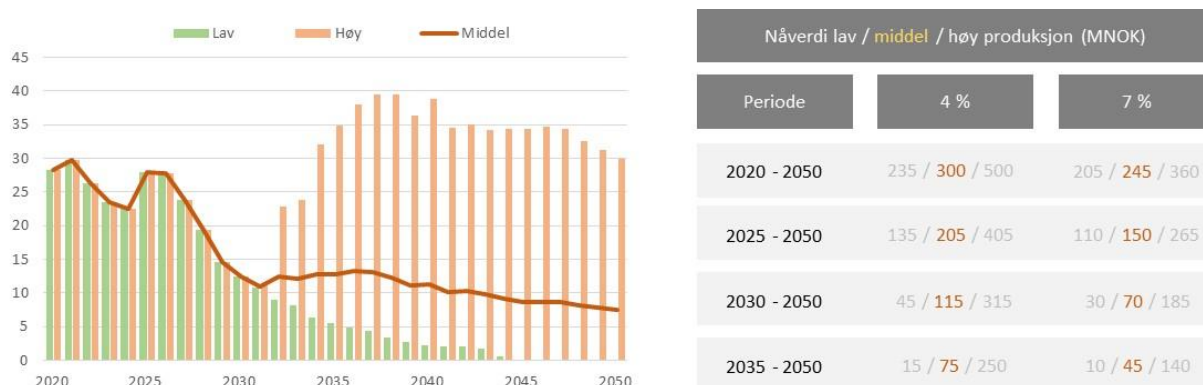
Når det gjelder industriradialen mellom Fræna og Nyhamna er sannsynligheten for feil på kablene lav. I tillegg er det lagt en reservekabel i sjø som kan kobles inn dersom det oppstår feil på en kabel (en fase). Som i KVU Nyhamna fra 2015 legger vi til grunn en feil hvert femtiende år og en omkoblingstid på 24 timer. Samtidig feil på mer enn en fase vil innebære behov for omfattende reperasjon. Vi legger her til grunn en reperasjonstid på 60 dager og at samtidige feil inntreffer hvert tusende år. Eksakt feilrate er imidlertid usikker på grunn av lite representativ statistikk.

Avbruddskostnader på Nyhamna

Basert på feilrater, varigheter og fremtidig produksjon på Nyhamna har vi, i samarbeid med Gassco, beregnet avbruddskostnader på Nyhamna frem til 2050. I disse beregningene er det tatt utgangspunkt i scenarier for fremtidig gassproduksjon på Nyhamna.⁶ Lavt scenario tar utgangspunkt i gjeldende gasstransportplan og innebærer jevn produksjon frem mot slutten av 2020-tallet, før produksjonen synker gradvis frem mot midten av 2040-tallet. Ingen uoppdagede ressurser vil bli bygget ut i lavt scenario. I høyt scenario er det inkludert produksjon fra hittil uoppdagede ressurser.⁷ I dette scenarioet ligger produksjonen på Nyhamna rundt dagens nivåer frem mot 2050. I et middelscenario som Statnett har konstruert har vi valgt å vekte inn 25 prosent av høyt scenario på toppen av lavt scenario.

Avbruddskostnader per år grunnet avbrudd på 420 kV Viklandet–Fræna og ulike nåverdibetraktninger er vist i Figur 10. Når det gjelder industriradialen mellom Fræna og Nyhamna har vi estimert at avbruddskostnadene i forventning tilsvarer litt over 10 % av avbruddskostnadene på Viklandet–Fræna. Her er det imidlertid et stort utfallsrom. Mest sannsynlig vil det ikke inntreffe feil på radialen i løpet av Nyhamnas levetid, men om man først skulle være så uheldig at en alvorlig hendelse inntreffer kan det resultere i at produksjon på Nyhamna stopper i flere uker.

Figur 10: Avbruddskostnader på Nyhamna per år som følge av feil på Viklandet–Fræna og nåverdibetraktninger for ulike perioder og kalkulasjonsrenter (i MNOK)⁸



⁶ Lavt og høyt produksjonsscenario er mottatt fra Gassco.

⁷ I høyt scenario vil Nyhamna trenge mer strøm. Det er kapasitet på 420 kV Viklandet-Fræna til å dekke anleggets behov.

⁸ Avbruddskostnader på Nyhamna er en funksjon av feilrater og varighet på 420 kV Viklandet-Fræna, samt konsekvens av utfall for Nyhamna. Konsekvens er en funksjon av fremtidig gassproduksjon, gasspriser og i hvilken grad tapt produksjon vil bli tatt igjen på et senere tidspunkt.

Avbruddskostnader for øvrig forbruk har vært neglisjerbare

Med unntak av Nyhamna har forbruk i Istad Nett og NEAS sine forsyningsområder historisk hatt N-1 forsyningssikkerhet. Det betyr at forbruket kan forsynes selv om det inntreffer en feil i kraftsystemet. Det må altså oppstå flere feil samtidig eller feil under vedlikehold for at kundene skal få avbrudd. Dette inntreffer svært sjeldent. Historisk har heller ikke utfall av 420 kV Viklandet–Fræna medført avbrudd for øvrig forbruk, ut over Nyhamna.

2.1.5 Kapasitet til nytt forbruk i utgangsnettet

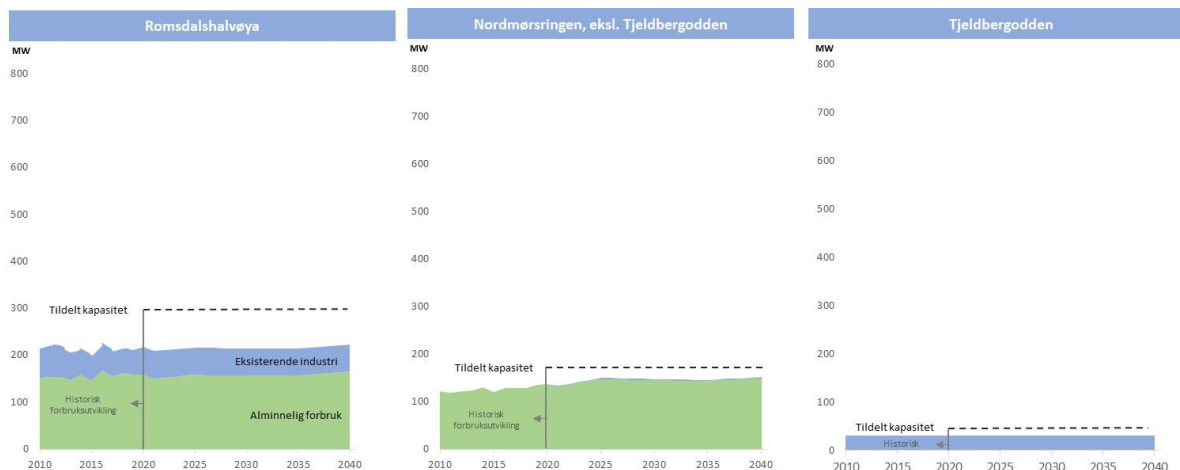
Ny kapasitet er tildelt de siste årene, lite ledig kapasitet igjen

I løpet av de siste årene er det tildelt kapasitet til nye kunder i analyseområdet. Høsten 2018 ble Nyhamna tildelt 20 MW som reserveforsyning for raskere oppstart av anlegget etter utfall av Viklandet–Fræna. Samtidig ble 50 MW tildelt ulike forbruksaktører i forsyningsområdet til Istad Nett.

Ettersom den tildelte kapasiteten på til sammen 70 MW utgjorde hele den resterende N-1-kapasiteten i transmisjonsnettet til Nordmøre og Romsdal, og det var flere forbruksplaner i området, har Statnett søkt konsesjon om å installere en ny 420/132 kV-transformator i Ørskog stasjon. Transformatoren er planlagt å være i drift fra 2024. Bruk av driftsvirkemidler, systemvern på Omya Hustadmarmor og spesialregulering av Grytten kraftverk, inntil transformatoren i Ørskog er på plass, muliggjør at kapasiteten som tiltaket vil gi allerede er tildelt nye forbruksaktører. Totalt er dette snakk om 100 MW fordelt på Istad Nett og NEAS sine forsyningsområder. De største nye aktørene som har blitt tildelt kapasitet er Troll Housing og Salmon Evolution i Hustadvika kommune (under Fræna stasjon) og Salfjord med planer i Aure kommune med tilknytning under Tjeldbergodden stasjon. Vi vil omtale disse planene nærmere i kapittel 2.2. I tillegg har en rekke fergeforbindelser blitt tildelt kapasitet. Selv om all tildelt kapasitet ikke er tatt i bruk enda, legger vi til grunn at det meste vil bli nyttiggjort.

Med en forbruksvekst tilsvarende kapasiteten som allerede er tildelt, vil kraftnettet være høyt utnyttet mot midten av 2020-tallet. I enkelte timer i året, når forbruket er på det høyeste, kan det overstige grensen for N–1. Mot midten av 2020-tallet er situasjonen altså slik at vi ikke kan garantere N–1 forsyningssikkerhet til enhver tid. Dette gjelder både i Istad Nett og NEAS sine forsyningsområder. Etter at Troll Housing ble tildelt 37 MW på vilkår våren 2021 er det også lite ledig kapasitet innenfor intakt nett. Vi har ikke vurdert detaljert hvor mye ledig kapasitet det er, men teoretisk kan det være snakk om opp mot 60 MW. Statnett har for øvrig fastsatt tre kriterier for hva som må være oppfylt for å sikre en driftsmessig forsvarlig tilknytning av eventuelt ytterligere forbruk. Dette er omtalt i vedlegg.

Figur 11: Eksisterende forbruk og tildelt kapasitet i Istad Nett og NEAS sine forsyningsområder, eksl. Nyhamna



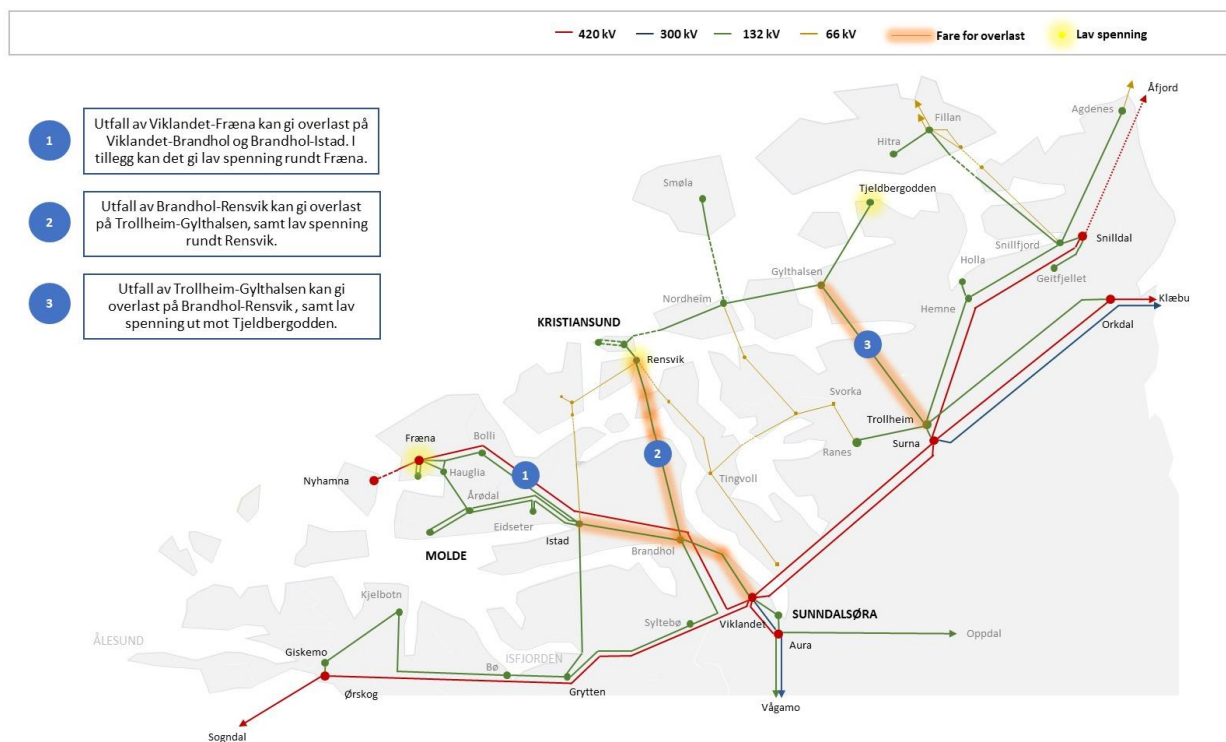
Ledningsutfall og stasjonsforhold begrenser mulighetene for tilkobling av forbruk i utgangsnettet

Det er tre forskjellige utfall i nettet som fører til de største utfordringene med strøm- eller spenningsgrenser og som har betydning for hvor mye kapasitet det er til ytterligere forbruksvekst. I tillegg er det forhold i Fræna stasjon og på Tjeldbergodden som begrenser kapasitetsgrensen ved intakt nett.

Ledningsutfall som begrenser kapasitet

De tre utfallene i nettet som fører til de største utfordringene er vist i Figur 12. Den første begrensningen er overføringskapasiteten på strekningen Viklandet–Brandhol–Istad ved utfall av Viklandet–Fræna. I virkeligheten består begrensningen av flere begrensende snitt som ligger tett opp mot hverandre. Flyten over de aktuelle snittene øker med forbruksvekst både på Romsdalshalvøya og i Nordmørsringen. Dette forholdet begrenser derfor kapasiteten til nytt forbruk. De to neste begrensningene er knyttet til flyten inn til Nordmørsringen. 132 kV-ledningene Brandhol–Rensvik og Trollheim–Gylthalsen ligger i hver sin ende av ringstrukturen. Dette innebærer at all flyt som gikk på den ene av disse ledningene vil øke belastningen tilsvarende på den andre ledningen ved utfall av én av disse to. Ved utfall får vi altså høy flyt i motsatt ende og lav spenning i enden av den resulterende radialen. Det er utfall av Trollheim–Gylthalsen som først gir begrensninger.

Figur 12: Enkeltutfall som fører til utfordringer med strøm- og spenningsgrense



Transformorkapasitet i Fræna og stasjonsforhold på Tjeldbergodden begrenser intakt-nett-kapasitet

I Fræna stasjon er det i dag kun én transformator. Det medfører at det er lite ledig kapasitet innenfor intakt nett. På Tjeldbergodden, som er radielt forsynt fra Gylthalsen, finnes det i dag ingen fullverdig 132 kV-stasjon. Det gir også begrensninger her.

2.2 Store forbruksplaner, både i Istad Nett og NEAS sine forsyningsområder

Planlagt forbruksvekst har skutt fart de siste årene, også i Normøre og Romsdal. I dialog med relevante aktører har vi kartlagt kjente planer som vi redegjør for i dette delkapittelet.

2.2.1 Det grønne taktskiftet skjer nå

Vi forventer forbruksvekst, men det er stor usikkerhet

Det grønne taktskiftet skjer nå. Tempo og volum på omstillingen til nullutslippssamfunnet øker betydelig. Ut over den kapasiteten som allerede er tildelt finnes det flere aktører som ønsker nettilknytning eller har planer om fremtidig forbruksvekst. Vi er relativt trygge på at forbruket i analyseområdet skal opp. Likevel er den langsiktige forbruksutviklingen usikker. Usikkerheten er både knyttet til *hvilke* aktører som går videre med sine planer, *hvor store* de enkelte forbruksplanene faktisk blir, *hvor* forbruket lokaliseres og *når* i tid forbruksplanene realiseres. Vi vet for eksempel at flere av forbruksaktørene jobber med ulike lokasjoner. Hvilken lokasjon de vil ende opp på til slutt vil avhenge av flere faktorer, som anleggsbidrag, tilgang på areal og arbeidskraft samt nødvendige tillatelser. Hvorvidt elektrifisering av industri og maritim transport finner sted, hvor omfattende elektrifiseringen blir og når i tid den finner sted, er også usikkert, og avhenger blant annet av politiske rammevilkår og tempo på teknologiutvikling.

På den annen side vil det i fremtiden trolig komme til nye forbruksplaner som vi ikke kjenner til i dag. Samtidig kan dagens begrensede nettkapasitet påvirke hvor mange forbruksplaner som nå foreligger. Potensielle forbruksaktører er klar over begrensningene og tilpasser seg gjeldende situasjon. En kan derfor ikke utelukke en "høna eller egget" type problemstilling hvor planer om økt nettkapasitet vil fungere som en katalysator og i seg selv resultere i flere konkrete forbruksplaner.

2.2.2 Gjennomgang av de viktigste forbruksplanene

Kjente forbruksplaner og fordeling på industri, modenhet og lokasjon er vist i figuren under. I tillegg til de konkrete og kjente forbruksplanene legger vi til grunn at generelt forbruk vil vokse med mellom 5 og 75 MW på Romsdalshalvøya og mellom 15 og 75 MW i Nordmørsringen.⁹ Veksten vil skje gradvis frem mot 2040 og den vil være sentrert rundt Molde, Kristiansund og tettsteder. Viktige drivere bak veksten i generelt forbruk er befolkningsvekst og økt strømforbruk i husholdninger, blant annet knyttet til el-bil lading.

Forbruksplaner på Nyhamna

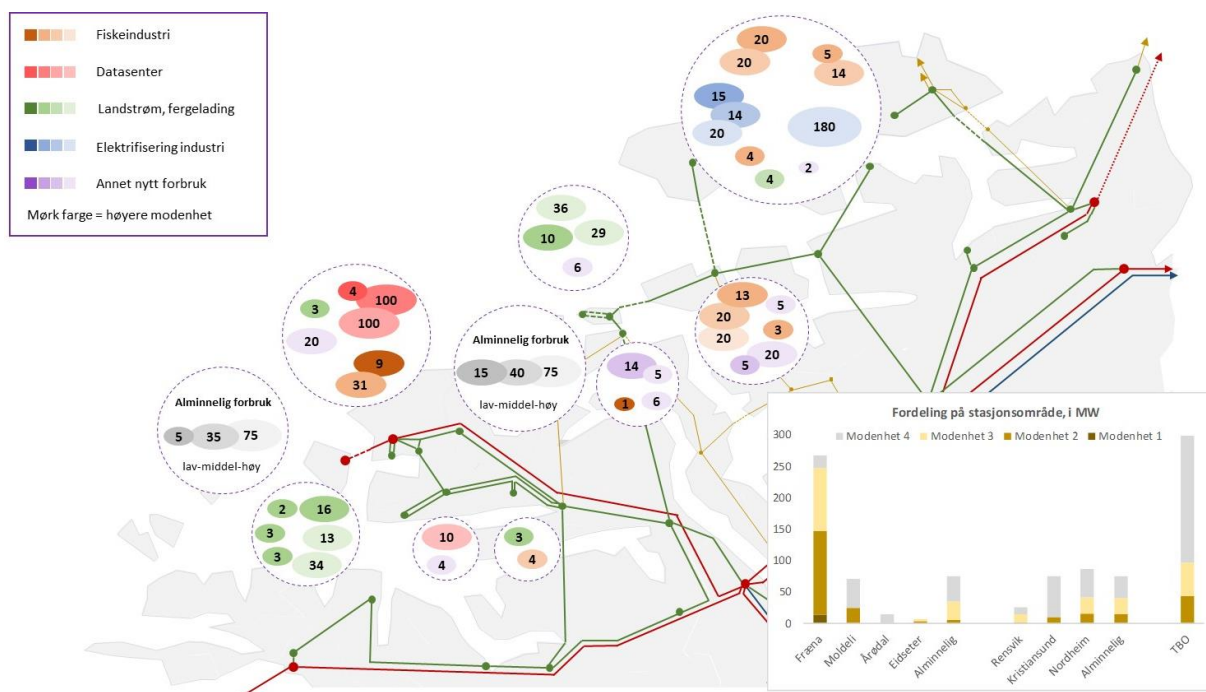
Fremtidig effektbehov på Nyhamna er ikke inkludert i forbruksscenarioene vi har utarbeidet. Grunnen til dette er at Nyhamna er på systemvern, samtidig som anlegget er direkte tilknyttet 420 kV-ledningen mellom Viklandet og Fræna. Denne ledningen har stor overføringskapasitet. Dette betyr at økt eller redusert uttak på Nyhamna hverken vil påvirke kapasitet i intakt nett (begrenset av transformator kapasitet i Fræna) eller N-1-kapasitet (begrenset av underliggende 132 kV-nett) på Romsdalshalvøya. I den videre gjennomgangen av forbruksplaner ser vi derfor bort i fra Nyhamna, og viser til tidligere omtale av avbruddskostnader på anlegget.

Aker Clean Hydrogen utreder mulighet for hydrogenfabrikk på Aukra. Fabrikken vil ta i bruk gass som kommer på land i Nyhamna. Effektbehovet er stipulert til 200 MW. Dersom disse planene materialiserer seg kan dette få betydning for avbruddskostnader på Nyhamna. Vi har imidlertid beregnet avbruddskostnader basert på gassproduksjon på Nyhamna. Slik sett kan man tenke seg at avbruddskostnadene i stor grad er like om gassen sendes til Storbritannia eller om den blir omgjort til

⁹ Vi har her definert generelt forbruk som aktører med forbruk under 1 MW. Det kan imidlertid være noe overlapp mellom den generelle forbruksveksten og noen av de konkrete aktørene over 1 MW som er identifisert.

hydrogen på Nyhamna. Dette representerer imidlertid et ytterligere usikkerhetsmoment til beregnede avbruddskostnader på Nyhamna.

Figur 13: Kjente forbruksplaner fram mot 2040, fordelt på modenhet og industri (i MW)



Forbruksplaner på Romsdalshalvøya

Planene til *Troll Housing* står for over 40 % av de samlede forbruksplanene på Romsdalshalvøya. Troll Housing er tilrettelegger og lokasjonseier for datasenter. De første byggetrinnene, rundt 30 MW, er allerede satt i drift. Uttaket er knyttet til Fræna stasjon via egne 22 kV-kabler. Aktøren er allerede i gang med planlegging av ytterligere byggetrinn, til sammen opp mot 200 MW.¹⁰ Statnett er kjent med at aktøren også vurderer andre lokasjoner for de videre byggetrinnene. En annen aktør som også er tildelt kapasitet under Fræna stasjon er *Salmon Evolution*. Selskapet er tildelt 23 MW og har startet realiseringen av et anlegg for landbasert fiskeoppdrett. Første byggetrinn skal idriftsettes i 2022. Det foreligger også svært umodne planer om et H₂O₂ / biogass anlegg i området.

I tillegg til området rundt Fræna er det forventning om stor forbruksvekst i Molde. Her er planene i hovedsak knyttet til elektrifisering av fergesamband og mulige fremtidige landstrømanlegg. Elektrifisering av ferger har høy modenhet, mens størrelse og tidspunkt for realisering av fremtidige landstrømanlegg er svært usikker, og blant annet avhengig av teknologiutvikling og politiske føringer.

Forbruksplaner i Nordmørseringen, unntatt Tjeldbergodden

Forbruksplanene i Nordmørseringen kjennetegnes av at det i all hovedsak er snakk om mange mindre forbruksplaner, fordelt under Rensvik, Kristiansund og Nordheim. Planene er i all hovedsak knyttet til elektrifisering av maritim transport, næringsparker og fiskeindustri.

Forbruksplanene under *Nordheim* omfatter Salfjord sine planer om å bygge et andre fiskeoppdrettsanlegg (de planlegger også ett på Tjeldbergodden). I tillegg foreligger det planer hos MOWI og Vikan næringspark, samt et hydrogenprosjekt på Smøla. Mesteparten av kjente forbruksplaner under *Kristiansund* er knyttet til potensiale for landstrøm. Under *Rensvik* er de største

¹⁰ Troll Housing har i løpet av 2021 blitt tildelt 37 MW på vilkår.

planene knyttet til Bioclusteret Kristvika/Averøy som utvikler et konsept for utvinning av biomasse fra norsk kystskog. Videre utvikler Kristiansund og Nordmøre Havn industriområdet Husøya næringspark.

Forbruksplaner på Tjeldbergodden

Av de samlede planene på Tjeldbergodden er under 15 prosent relativt modne planer. Det gjør at den fremtidige forbruksutviklingen har et stort utfallsrom. Forbruksplanene er i all hovedsak knyttet til fire aktører. Det gjør at utvikling i hvert av disse prosjektene kan ha stor påvirkning på hvor stor den fremtidige forbruksveksten på Tjeldbergodden faktisk blir.

Lumarine produserer i dag postmolt på Tjeldbergodden. De planlegger å etablere et fiskeoppdrettsanlegg på land på 20 MW, og ser for seg en gradvis økning i effektbehovet. *Salfjord* har startet planleggingen av et landbasert matfiskanlegg på Tjeldbergodden, og har planer om et tilsvarende anlegg i Nordheim. Aktørens plan er å øke forbruket trinnvis og det har blitt tildelt kapasitet for et første trinn. *Linnorm* er et petroleumsgassfunn i Norskehavet. Funnet inneholder om lag 25 milliarder kubikkmeter gass. Norske Shell er operatør og har startet studier av utbygging med kraft fra land. Tjeldbergodden er foretrukket tilknytningspunkt og forbruket er angitt til mellom 15 MW og 50 MW, og mest sannsynlig midt i dette intervallet. Mulig elektrifisering av *Equinor sitt metanolanlegg* er det største potensielle forbrukspunktet på Tjeldbergodden. NVE har pekt på elektrifiseringen som et mulig tiltak for å redusere klimagassutslipp med 250 000-300 000 tonn CO₂-ekvivalenter. Effektbehovet er grovt estimert til 180 MW. Det er imidlertid svært usikkert om et slikt tiltak vil bli gjennomført, når det blir realisert og hvor stort effektbehovet eventuelt vil bli. Usikkerheten forsterkes av at teknologien som kreves er umoden.

2.2.3 Statnett har utarbeidet tre scenarier for å illustrere konsekvens av å tilknytte nytt forbruk

Basert på forbrukskartleggingen har vi utarbeidet tre mulige scenarier for fremtidig forbruksutvikling. Dette har vi gjort for henholdsvis Romsdalshalvøya, Nordmørsringen utenom Tjeldbergodden og Tjeldbergodden. Forbruksscenarioene vil i første omgang bli brukt for å beskrive konsekvens av å tilknytte forbruket i utgangsnettet. Deretter vil de bli brukt senere i analysen for å vurdere lønnsomhet av nye nettiltak.

Scenariene favner et bredt utfallsrom

I lavscenariet inngår kun de mest modne planene. I middelscenariet har vi vektet kjente planer ut fra en overordnet vurdering av sannsynligheten for at de blir realisert. Dette er gjort ved å dele planene inn i fire kategorier ut fra en vurdering av modenhet, med tilhørende sannsynlighetsvekting.¹¹ Høyscenariet består av summen av alle kjente forbruksplaner i det respektive området.

Scenariene vi har utarbeidet favner et stort utfallsrom. Samtidig kan vi ikke utelukke at forbruksveksten blir enda høyere enn det vi har kartlagt. Det grønne skiftet, omstillingen til et nullutslippssamfunn, er i full gang. Det er fullt mulig å tenke seg scenarier med enda høyere forbruksvekst enn hva som nå er kartlagt. En slik forbruksvekst kan imidlertid fordre ny kraftproduksjon eller økt kapasitet i bakenforliggende nett.

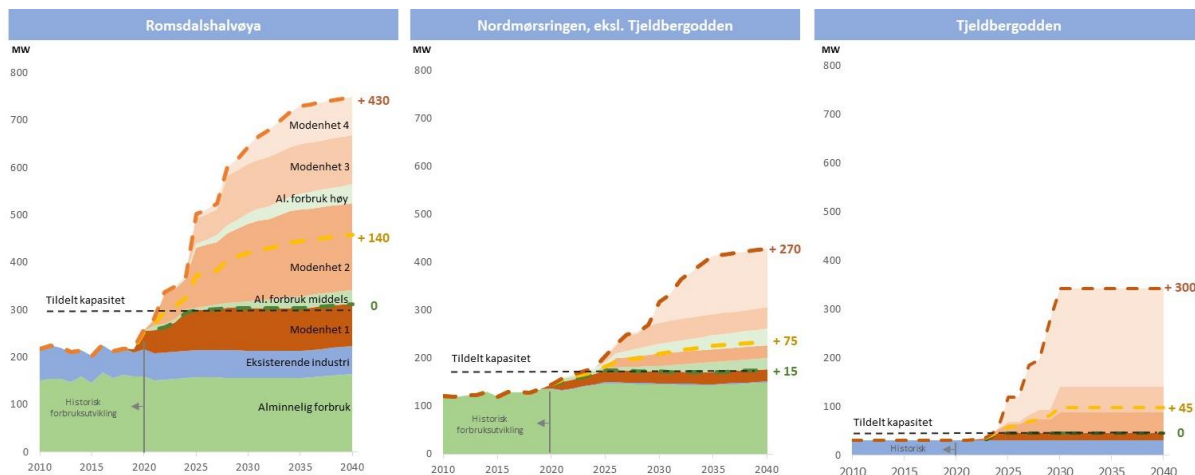
I middelscenariet trenger 260 MW nytt forbruk tilknytning

De tre forbruksscenarioene, for hvert av de respektive områdene, er vist i figurene under. I den første figuren viser vi hvordan forbruket i de ulike scenariene og delområdene kan tenkes å vokse frem mot 2040. I den andre figuren viser vi et stillbilde for 2040 hvor vi også har illustrert eksisterende forbruk og tildelt kapasitet.

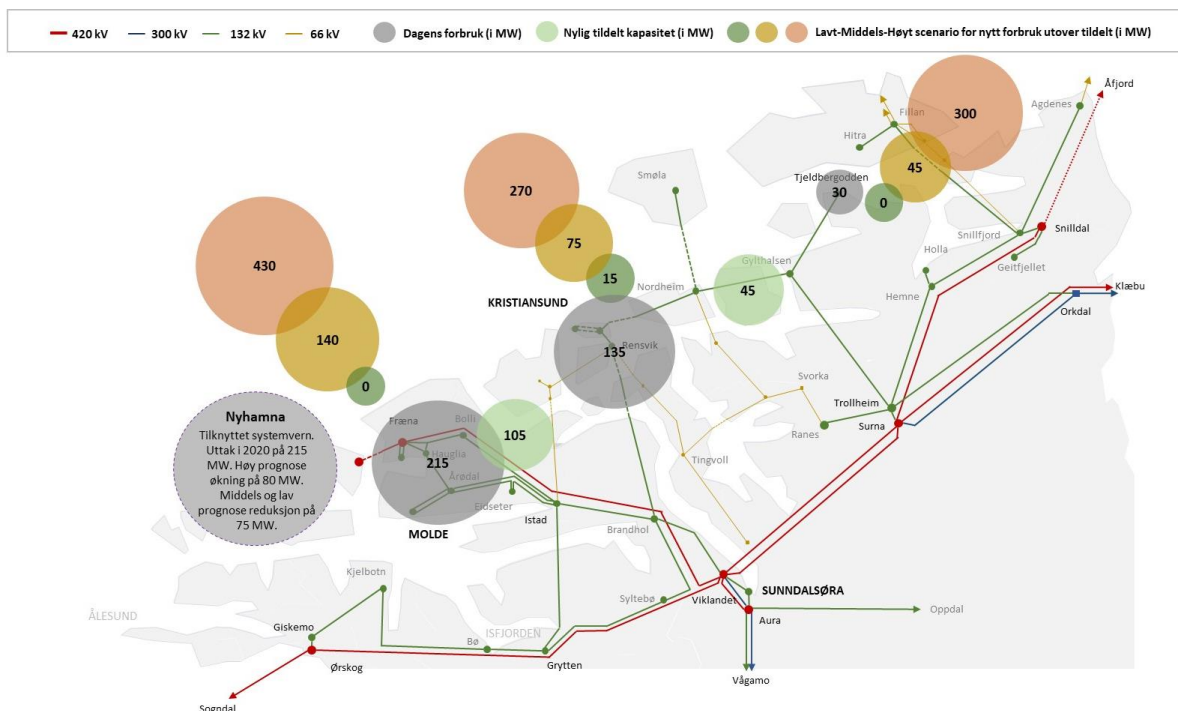
¹¹ Modenhetskategori 1 til 4 hhv. 90, 50, 25 og 10 prosent sannsynlighet for realisering.

Som figurene viser vil forbruket i lavscenarior ikke øke noe særlig utover eksisterende forbruk og allerede tildelt kapasitet. I middelscenarior øker forbruket med 140 MW på Romsdalshalvøya, 45 MW på Tjeldbergodden og 75 MW i de øvrige delene av Nordmørsringen. I høyscenarior, hvor alle kjente planer er inkludert, øker forbruket med 430 MW på Romsdalshalvøya, 300 MW på Tjeldbergodden og 270 MW i de øvrige delene av Nordmørsringen.¹²

Figur 14: Forbruksprognoser for de tre delområdene og hvordan forbruket kan tenkes å utvikles mot 2040



Figur 15: Scenarier for forbruksvekst i analyseområdet (i MW). Referanseår for dagens forbruk er 2020.



¹² Scenariene vi har utarbeidet tar ikke hensyn til samlagringseffekter og de viser således en fremtidig teoretisk makslast i området. Videre har vi for alminnelig forbruk ikke tatt eksplisitt hensyn til forbrukerfleksibilitet. Energieffektivisering, innføring av smarte strømmålere, effekttariffer samt utvidelse av fjernvarme kan bidra til å redusere maksimalt effektforbruk. I scenariene våre antar vi også at alle el-ferger vil lade samtidig. Det er en streng antakelse. Andre aktører kan også ha fleksibilitet til å flytte forbruk til timer utenfor topplast.

2.3 Konsekvens av å tilknytte mer forbruk i utgangsnettet

I det følgende vil vi drøfte konsekvensene dersom nytt forbruk blir tilknyttet i utgangsnettet. Vi har vurdert dette ut fra de tre scenarioene for fremtidig forbruksvekst.¹³ Avbruddskostnader knyttet til gassprosesseringsanlegget på Nyhamna er redegjort for i kapittel 2.1.4 og blir ikke gjentatt her.

2.3.1 Analytisk legger vi til grunn ny transformator på Fræna og 132 kV-stasjon på Tjeldbergodden Uten økt intakt-nett-kapasitet vil vi få avvist etterspørsel og være i konflikt med tilknytningsplikten

Som omtalt i kapittel 2.1.5 er det både ledningsutfall og stasjonsforhold som begrenser videre forbruksvekst i Istad Nett og NEAS sine forsyningsområder. Det er ikke bare lite ledig kapasitet innenfor N-1, det er også lite ledig kapasitet innenfor intakt nett. Uten nye nettiltak vil vi få avvist etterspørsel, selv ved en lav forbruksvekst, og åpenbart komme i konflikt med tilknytningsplikten.

Når vi drøfter konsekvens av å tilknytte nytt forbruk i utgangsnettet har vi derfor lagt til grunn en ny 420/132 kV-transformator i Fræna og at NEAS bygger en fullverdig 132 kV-stasjon på Tjeldbergodden. Disse to tiltakene øker kapasiteten i intakt nett. At vi legger disse tiltakene til grunn er et analytisk grep som gjør at vi kan fokusere på de litt større utfordringene i nettet enn transformatorkapasitet og stasjonsforhold. Det er imidlertid viktig å merke seg at disse tiltakene ikke er besluttet eller konsesjonssøkt. De inngår imidlertid i nullalternativet og de øvrige konseptene som blir vurdert senere i analysen. Nullalternativet, slik det er utformet i denne analysen, vil altså inneholde et absolutt minimum av tiltak som må gjennomføres for å kunne ivareta en forsvarlig videreføring.

Tilknytning av nytt forbruk skal være driftsmessig forsvarlig

For å kunne si noe om hvor mye forbruk som kan kobles til etter at vi har lagt til grunn ny transformator i Fræna og 132 kV-stasjon på Tjeldbergodden, er det nødvendig med en kort drøfting av kravene som Statnett er underlagt ved drift og planlegging av nettet. Statnett har fastsatt tre kriterier for hva som må være oppfylt for å sikre en driftsmessig forsvarlig tilknytning. Disse kriteriene er utdypet i vedlegg:

- Strøm- og spenningsgrenser må overholdes
- Eksisterende kunder i nettet skal ikke få en vesentlig dårligere leveringspålitelighet
- Tilknytningen må som hovedregel ikke medføre brudd på Statnetts driftspolicy

Forbruk utover driftspolicyen vil analytisk håndteres med systemvern

Det er ikke mer ledig kapasitet innenfor Statnett sin driftspolicy. Da det heller ikke finnes tilstrekkelig regulerbar kraftproduksjon innenfor de aktuelle snittene må eventuell forbruksvekst, utover Statnetts driftspolicy, håndteres med systemvern for å overholde snittbegrensningene. Systemvern med belastningsfrakobling (BFK) innebærer at forbruk blir koblet ut, automatisk og umiddelbart, ved forhåndsdefinerte feilhendelser. I tillegg kan det bli behov for å koble ut forbruk ved enkelte vedlikeholdsaktiviteter. Dette gjøres for å opprettholde kontroll i driften.

Utstrakt bruk av systemvern kan være problematisk

I praksis kan det være flere utfordringer med utstrakt bruk av systemvern. Det vil komplisere og gjøre det vanskeligere å ha kontroll i driften av kraftsystemet. Systemansvarlig tillater derfor normalt kun systemvern i tilknytning til transmisjonsnettet, og for forbruk over en viss størrelse. Hvor godt egnet forbruk er for tilknytning på systemvern varierer, da det må være tilknyttet nettet på en måte som muliggjør rask utkobling. Vi vet heller ikke om nye kunder vil ønske å etablere seg i området dersom

¹³ Vi forventer ikke vekst i kraftproduksjon av betydning. Selv om installert vindkraft på Smøla kan øke på reinvesteringstidspunkt har vi valgt en konservativ tilnærming der vi tar utgangspunkt i dagens installerte effekt. Oversikt over kjente planer om mulig økt kraftproduksjon finnes for øvrig i vedlegg.

tilknytning via systemvern blir stilt som vilkår for tilknytning, eller dersom det virker sannsynlig for aktøren at vi senere vil pålegge dem systemvern.

Avbruddskostnader for nytt forbruk er en nedre grense for verdien av nytt forbruk

Det vil trolig være tilfeller hvor det ikke blir gitt unntak fra driftspolicyen, og da vil konsekvensen være tapt verdiskapning for samfunnet gjennom avvist etterspørsel istedenfor økte avbruddskostnader. Det er utfordrende å gi et anslag på hva kostnaden av tapt verdiskapning er. Kostnaden vil avhenge av hvilke kunder som blir avvist og hvor stor verdi forbruket ville hatt. Den vil i sin tur avhenge av om kundene kan etablere seg på alternative lokasjoner og hvilke merkostnader dette eventuelt vil medføre for kunden. Og det vil avhenge av hvilke virkninger det vil ha for regionen at all ny næringsvirksomhet ikke kan bli realisert. Det er derfor naturlig å anta at kostnaden for avvist etterspørsel er betydelig høyere enn avbruddskostnader ved tilknytning. Avbruddskostnadene som skisseres i V8 for forbruk som kobles til utover driftspolicyen er i så måte en nedre grense for verdien av nytt forbruk.

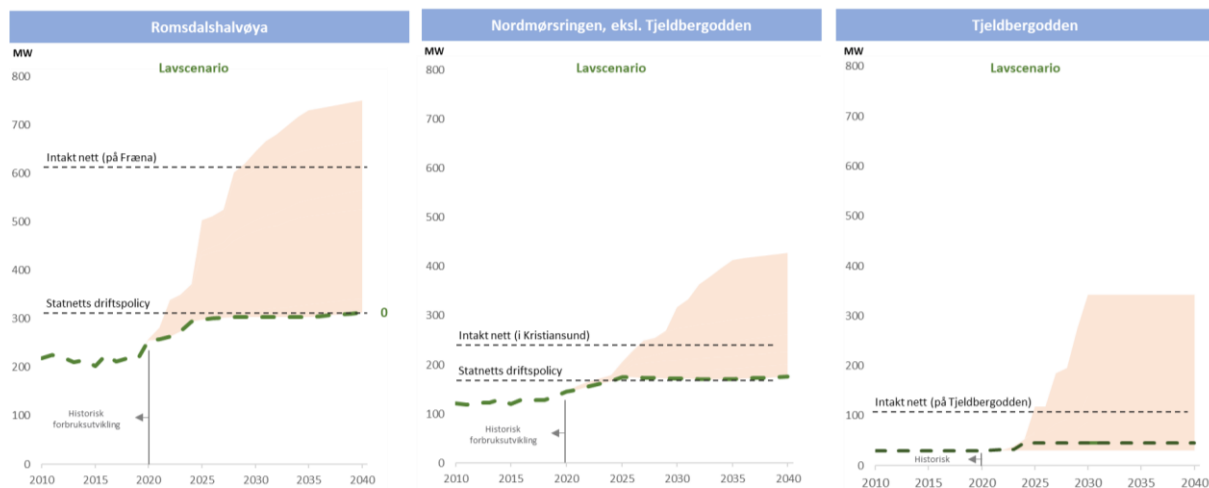
I kommende delkapittel vil vi drøfte kapasitetsgrensene i utgangsnettet opp mot de ulike forbruksscenarioene i hvert forbruksområde. Når det gjelder kapasitetsgrensene legger vi som nevnt til grunn ny transformator i Fræna og fullverdig 132 kV-stasjon på Tjeldbergodden.

2.3.2 I lavscenariet vil det bli lite avbruddskostnader

Lavt scenario kan bli tilknyttet i utgangsnettet

Lavt scenario for forbruksutvikling innebærer at det ikke kommer forbruk av betydning utover eksisterende og allerede tildelt kapasitet. Dersom all tildelt kapasitet frem til 2025 utnyttes, vil kraftnettet som nevnt være høyt utnyttet. Med de tiltakene vi har lagt til grunn kan vi imidlertid imøtekomme lavt scenario for forbruksvekst, dog med en neglisjerbar økning i avbruddskostnader.

Figur 16: Forbruksutvikling i lavscenariet, sortert etter område, eksl. Nyhamna



2.3.3 I middelscenariet vil avbruddskostnadene øke, med mulighet for tapt verdiskapning

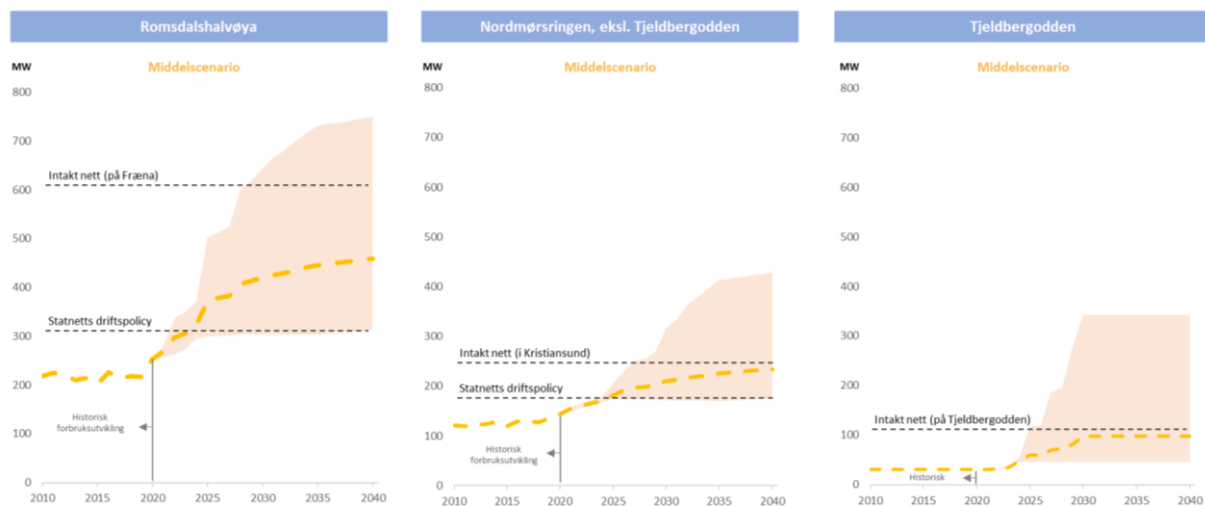
Det er i teorien kapasitet innenfor intakt nett til å tilknytte middelscenariet

Som det kommer frem av figuren under vil vi i middelscenariet overstige grensen som overholder driftspolicyen fra midten av 2020-tallet. Det vil imidlertid være kapasitet innenfor intakt nett. Med en ny transformator i Fræna, slik vi har forutsatt, er tilgjengelig kapasitet i intakt nett på Romsdalshalvøya opp mot 300 MW utover eksisterende forbruk og tildelt kapasitet. I Nordmøreringen er tilsvarende tall i overkant av 100 MW.¹⁴ Vi forutsetter at det vil være mulig å håndtere middelscenariet innenfor

¹⁴ Disse kapasitetene må anses som veiledende, da de avhenger av eksakt lokasjon for eventuelt nytt forbruk.

intakt nett kapasitet både på Romsdalshalvøya og i Nordmørsringen, men som figuren viser vil vi i Nordmørsringen gradvis nærme oss grensen for hva som er mulig å tilkoble i intakt nett frem mot 2040. Dette betyr at vi i Nordmørsringen kan få innslag av avvist etterspørsel og tapt verdiskapning når vi nærmer oss 2040. På Tjeldbergodden kan dette skje enda tidligere.

Figur 17: Forbruksutvikling i middelscenarioet, sortert etter område, eksl. Nyhamna



I middelscenarioet må forbruksvekst håndteres med systemvern på de større kundene

Nytt forbruk, utover tildelt kapasitet, vil i middelscenarioet betinge bruk av systemansvarliges virkemidler enten på eksisterende eller nytt forbruk. Konkret kan en mulighet være å videreføre systemvern på Hustadmarmor.¹⁵ I tillegg er deler av Troll Housing sitt forbruk også tilknyttet systemvern. Dersom systemvernet på Hustadmarmor videreføres ut over 2024 og alt forbruket til Troll Housing også blir satt på systemvern vil vi frigjøre N-1 kapasitet tilsvarende forbruket som ligger bak systemvernene. Dette vil være minimum 100 MW N-1 kapasitet, og enda mer om nytt forbruk pålaster begrensende snitt i mindre grad enn Hustadmarmor og Troll Housing.

I middelscenarioet vokser generelt forbruk med om lag 75 MW i analyseområdet frem mot 2040. Systemvern på Hustadmarmor og Troll Housing betyr altså at dette forbruket, samt ytterligere mindre forbruk, kan bli gitt tilknytning på normale vilkår. Det er altså kun større forbruk som må håndteres med systemvern i middelscenarioet, og det er kun disse kundene som vil oppleve avbruddskostnader.

For flere av aktørene vil det kun være behov for systemvern en andel av tiden, antagelig mest på vinterhalvåret. Behovet vil imidlertid øke i takt med forbruksveksten i området. Vi har beregnet avbruddskostnader knyttet til feil og vedlikehold ved å ha forbruk som i middelscenarioet tilknyttet systemvern. Beregningene, som blir redegjort for i V8, viser avbruddskostnader på 210 MNOK fram mot 2070. Det er stor usikkerhet i disse beregningene, men de indikerer hvilken størrelse på avbruddskostnader det kan være snakk om. Det kan imidlertid, som omtalt tidligere, være praktiske utfordringer knyttet til bruk av systemvern. Vi kan altså ikke utelukke at vi kan få tapt verdiskapning i middelscenarioet. Avbruddskostnadene angir således en nedre grense for verdi av nytt forbruk.

¹⁵ Hustadmarmor er tilknyttet systemvern. Sammen med spesialregulering av Grytten kraftverk har dette muliggjort at kapasiteten som ny transformator i Ørskog gir allerede er tildelt.

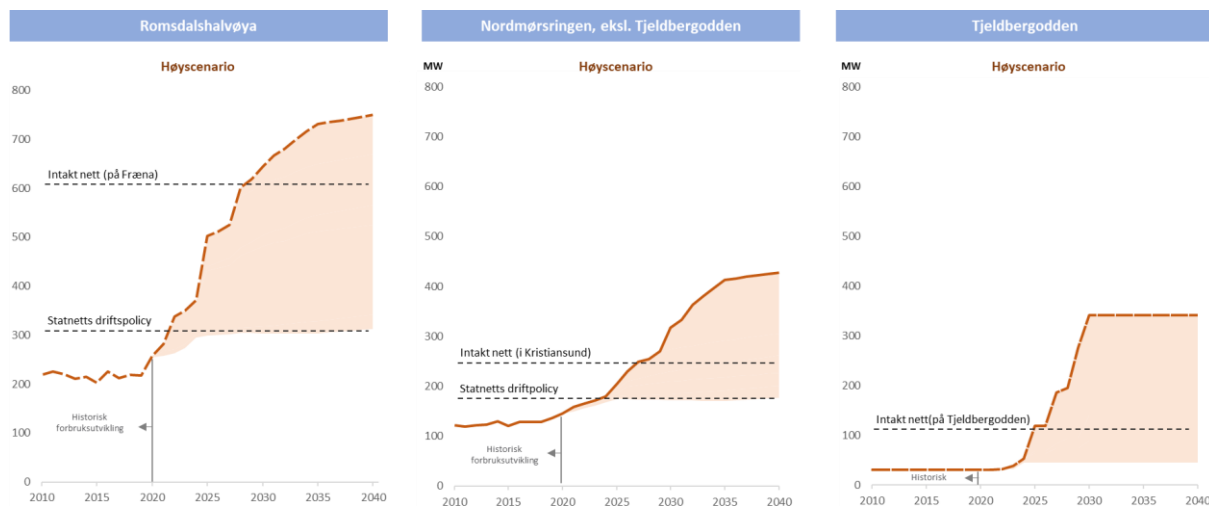
2.3.4 I høyt scenario vil vi få tapt verdiskaping

Det er ikke kapasitet til forbruket i høyt scenario i intakt nett

I høyscenarioet vokser forbruket med til sammen 1000 MW i Istad Nett og NEAS sine forsyningsområder. I figuren under ser vi at det ikke er kapasitet til en slik forbruksvekst innenfor grensene ved intakt nett. Illustrasjonen viser at vi vil nærme oss grensen ved intakt nett i Nordmørsringen og Tjeldbergdoden på midten av 2020-tallet, mens det samme vil skje noe nærmere 2030-tallet på Romsdalshalvøya. Med en forbruksutvikling som i høyscenarioet vil vi i tillegg til betydelige avbruddskostnader altså få avvist etterspørsel og tapt verdiskaping som følge av at forbruksaktører må utsette, flytte eller skrinlegge sine planer. Med en veldig teoretisk tilnærming, der vi hypotetisk sett tilknytter forbruk helt opp til grensen ved intakt nett, kan vi i det høye scenarioet få opp mot 150 MW avvist etterspørsel på henholdsvis Romsdalshalvøya og i Nordmørsringen, og om lag 300 MW på Tjeldbergdoden.

Det ligger mange planer, med ulike aktører, bak forbruksscenarioene vi har utarbeidet. Vi har lite konkret informasjon om forretningsgrunnlaget til enkeltaktører og vi vet heller ikke hvem av aktørene som vil bli avvist i et høyt scenario. På bakgrunn av dette har vi ikke gjort noe forsøk på å estimere den samfunnsøkonomiske verdien av tapt verdiskaping i det høye scenarioet.

Figur 18: Forbruksutvikling i høyscenarioet, sortert etter område, ekskl. Nyhamna



2.4 Oppsummering av behovsanalyse

2.4.1 Fravær av ledig kapasitet i nettet utløser behov for tiltak

Behovsanalysen avdekker et tydelig behov for å utrede og iverksette tiltak for å kunne koble til nytt forbruk i Istad Nett og NEAS sine forsyningsområder. For å unngå avvist etterspørsel, selv ved en lav forbruksøkning, har vi analytisk lagt til grunn ny 420/132 kV-transformator i Fræna og fullverdig 132 kV-stasjon på Tjeldbergdoden.

Nyhamna, ett av Norges største gassprosesseringsanlegg, er tilknyttet systemvern og får avbruddskostnader ved utfall av 420 kV-ledningen mellom Viklandet og Nyhamna. I et middelscenario for fremtidig gassproduksjon er avbruddskostnadene beregnet til å være om lag 130 MNOK fra 2030 og utover.¹⁶

¹⁶ På grunn av ledetid for nye nettanlegg er det begrenset hva Statnett kan få gjort med avbruddskostnader før 2030.

I tillegg til Nyhamna er Hustadmarmor og Troll Housing i dag tilknyttet systemvern. Realisering av nytt forbruk vil innebære videreføring av systemvernene i tillegg til at nye forbruksaktører potensielt også må bli tilknyttet systemvern. I lavscenariet vil dette sannsynligvis være uproblematisk og medføre en liten økning i avbruddskostnader. I middelscenariet indikerer imidlertid våre beregninger at avbruddskostnader vil øke med om lag 210 MNOK. Anslaget er beheftet med betydelig usikkerhet, samtidig som bruk av systemvern kan være utfordrende i praksis. Det betyr at vi gradvis kan få innslag av avvist etterspørsel og tapt verdiskaping i middelscenariet for forbruksvekst, spesielt i Nordmørsringen. I høyt scenario for forbruksvekst vil en betydelig mengde etterspørsel måtte avvises, noe som medfører at samfunnet kan gå glipp av store verdier. Øker forbruket fort og mye kan tapt verdiskaping inntreffe allerede fra midten av 2020-tallet. I figuren under oppsummerer vi konsekvens av å koble til nytt forbruk, sortert etter område og scenario.

Figur 19: Konsekvens av å koble til forbruk, sortert etter område og scenario

Område	Lavt scenario	Middel scenario	Høyt scenario
Romsdalshalvøya	På grensen til å bryte med driftspolicyen fra midten av 2020-tallet	Nytt forbruk må håndteres med systemvern. Gir økte avbruddskostnader.	Utstrakt bruk systemvern, i tillegg til minimum 150 MW avvist etterspørsel mot 2040.
Nordmørsringen u/Tjeldbergodden	På grensen til å bryte med driftspolicyen fra midten av 2020-tallet	Nytt forbruk må håndteres med systemvern. Gir økte avbruddskostnader og fare for tapt verdiskaping mot 2040.	Utstrakt bruk systemvern, i tillegg til minimum 150 MW avvist etterspørsel mot 2040.
Tjeldbergodden	På grensen til å bryte med driftspolicyen fra midten av 2020-tallet	Nytt forbruk må håndteres med systemvern. Gir økte avbruddskostnader og fare for tapt verdiskaping mot 2030.	Utstrakt bruk systemvern, i tillegg til minimum 300 MW avvist etterspørsel mot 2030.
Nyhamna	Avtagende produksjon og avbruddskostnader, anslått til om lag 50 MNOK fra 2030	Avtagende produksjon og avbruddskostnader, anslått til om lag 130 MNOK fra 2030	Produksjon og avbruddskostnader som i dag, anslått til om lag 360 MNOK fra 2030

2.4.2 Statnett plikter å knytte til nytt forbruk og produksjon

Kun et tidsspørsmål før Statnetts utrednings- og investeringsplikt blir utløst

Statnett har som netteier plikt til å tilknytte nye anlegg for forbruk og produksjon av elektrisk energi. Det samme gjelder økning i produksjon og forbruk (jf. energiloven §3-4). Det kan kun gis unntak fra tilknytningsplikten for forbruk i ekstraordinære tilfeller. Dersom det ikke er driftsmessig forsvarlig å gi tilknytning i eksisterende nett, innebærer tilknytningsplikten at alle berørte konsesjonærer må utrede, søke konsesjon, og gjennomføre nødvendige investeringer i sine nett for å kunne gi tilknytning, dersom kunden ønsker dette. Som vi har redegjort for i behovsanalysen er det lite ledig kapasitet til nytt forbruk i analyseområdet. Statnett vurderer derfor at det derfor bare er et tidsspørsmål før utrednings- og investeringsplikten blir utløst.

Anleggsbidragsregelverket kommer til anvendelse for kundeutløste investeringer

Statnetts utrednings- og investeringsplikt må imidlertid bli sett opp mot regelverk om anleggsbidrag. Anleggsbidrag er aktuelt for investeringer som blir utløst når kunden blir tilknyttet nettet, får økt kapasitet eller bedre leveringskvalitet. Dersom relevante aktører ikke ønsker å betale forespeilet anleggsbidrag ansees Statnetts utrednings- og investeringsplikt som oppfylt. Anleggsbidrag er relevant for denne analysen ettersom tiltakene som anbefales kan være anleggsbidragspliktig. Dette redegjør vi for mot slutten av rapporten.

3 Mulighetsstudie

I mulighetsstudien vil vi først omtale nullalternativet og hvilke alternativer til nett som er vurdert, før vi beskriver og vurderer nettiltak som legger til rette for forbruksplanene i Nordmøre og Romsdal. Mulighetsstudien er en overordnet vurdering, men likefullt basert på samfunnsøkonomiske prinsipper. Åpenbart dårlige konsept eller løsninger blir forkastet i mulighetsstudien. De mest lovende konseptene videreføres til en mer detaljert lønnsomhetsvurdering der fordeler og ulemper sammenlignes opp mot nullalternativet.

Rammene begrenser mulighetsrommet konsepter blir vurdert innenfor

Før vi går inn i mulighetsstudien er det hensiktsmessig å stille opp hvilke rammer som må overholdes. Rammene legger føringer for nullalternativet og begrensninger for hvilke muligheter som blir vurdert. Konseptene vi vurderer i mulighetsstudien må være i tråd med myndighetenes føringer for nettutvikling og de må være i overenstemmelse med gjeldende lover og forskrifter. Absolutte og ufravikelige krav har avgrenset mulighetsrommet vi har vurdert konsepter innenfor. Her er Energiloven, med tilhørende forskrifter, helt sentral. I tillegg legger Statnett sine egne standarder og retningslinjer føringer, selv om dette ikke er absolutte og ufravikelige krav.

Samtidig er det hensiktsmessig å sette opp hvilke mål det er ønskelig at eventuelle tiltak oppfyller. Samfunnsmålet beskriver nytten som ønskes oppnådd for samfunnet og skal angi retning og ambisjon for utvikling av kraftsystemet. Effektmålene beskriver ønskede virkninger for brukerne i nettet. Sammen med behovsanalysen vil mål og rammer da hjelpe oss med å finne riktige tiltak i mulighetsstudien. Mål og rammer er ytterligere omtalt i V5.

3.1 Konseptene vi vurderer blir sammenlignet med et nullalternativ

Nullalternativet i en samfunnsøkonomisk utredning skal representere en forsvarlig videreføring av dagens situasjon. Det er differansen i nytte og kostnader mellom nullalternativet og utbyggingskonseptene som synliggjør lønnsomhet av nye nettiltak.

3.1.1 Nullalternativet innebærer kapasitetsøkende tiltak og bruk av systemvern

Vi har lagt til grunn ny transformator i Fræna i nullalternativet

I utgangspunktet skal et nullalternativ ikke innebære kapasitetsøkende tiltak. I denne analysen har vi imidlertid fraviket denne praksisen. Vi har lagt til grunn at det settes inn en transformator nummer to i Fræna stasjon og at NEAS etablerer en fullverdig 132 kV-stasjon på Tjeldbergodden. Dette på tross av at tiltakene ikke er besluttet eller konsesjonssøkt. Grunnen til at vi har lagt til grunn disse tiltakene er at et nullalternativ uten dem ville ført til brudd på tilknytningsplikten og omfattende avvist etterspørsel, selv ved en lav forbruksvekst. Dette anser vi som et ikke gjennomførbart nullalternativ. Vi har derfor utformet et "nullalternativ+", og med tiltakene som ligger i dette, og den økte intakt nett kapasiten som de gir, kan vi i større grad beregne avbruddskostnader i stedet for tapt verdiskaping. Resultatet av dette er et mer realistisk nullalternativ.

Nullalternativet er nødvendigvis ikke en fullt ut praktisk gjennomførbar utviklingsbane

Fremtidig utvikling i nullalternativet innebærer med overnevnte grep at Statnett tar i bruk systemansvarliges virkemidler for å tilknytte mer forbruk i utgangsnettet. Som omtalt i behovsanalysen vil det mest aktuelle virkemiddelet være systemvern. Denne tilnærmingen gjør at vi prissetter ulempen ved drift i intakt nett og brudd på Statnett sin driftspolicy gjennom avbruddskostnader i stedet for å estimere tapt verdiskaping fra forbruk som enten må flytte, utsette eller skrinlegge sine planer. Tilnærmingen betyr at nullalternativet innebærer en gradvis svekkelse i forsyningsikkerhet i takt med forbruksvekst.

Ulempen med denne tilnærmingen er at det i praksis kan være flere utfordringer knyttet til å håndtere deler av forbruksveksten med systemvern. I tillegg vet vi ikke nøyaktig hvor grensen går for hvor mye forbruk som i praksis kan bli tilknyttet i nullalternativet. Dette gjør at vår metode kan overvurdere hvor mye nytt forbruk som faktisk er mulig å tilknytte. Nullalternativet er derfor en illustrasjon på hva som kan bli konsekvensen av forbruksvekst uten nye store netttiltak, og ikke nødvendigvis en fullt ut praktisk gjennomførbar utviklingsbane.

Nullalternativet innebærer omfattende reinvesteringer gjennom analyseperioden

Kraftnettet i Nordmøre og Romsdal har et kontinuerlig behov for vedlikehold og fornyes jevnlig. Som omtalt i behovsanalysen når flere av de eksisterende kraftledningene og stasjonene sin tekniske levetid frem mot 2050. Disse kostnadene, knyttet til vedlikehold og reinvestering av eksisterende anlegg, vil påløpe i nullalternativet. Dette betyr at nullalternativet over tid vil innebære omfattende reinvesteringer. I løpet av de kommende 40–50 årene vil det eksisterende nettet i analyseområdet måtte reinvesteres for flere milliarder kroner. I denne analysen vil vi imidlertid ha størst fokus på de reinvesteringene som påløper i nullalternativet og som vi sparer ved å gjennomføre nye netttiltak. Disse besparelsene, omtalt som sparte reinvesteringer, vil vi komme tilbake til senere i analysen.

3.1.2 Alternativer til nett vil ikke imøtekomme behov alene

Som en innledende del av mulighetsstudien har vi undersøkt om det er aktuelt med tiltak som ikke innebærer investeringer i kraftnettet. Slike alternativer til nett kan være at man i stedet for å øke overføringskapasiteten med netttiltak, gjør tiltak for å redusere forbruket, øker kraftproduksjonen eller tilgjengeligheten av andre energikilder. I vår vurdering av alternativer til nett som enkeltstående tiltak har vi vektlagt i hvilken grad vårt formulerte effektmål vil bli oppnådd. Effektmålet er formulert til: *Muliggjøre tilknytning av høyt forbruksscenario i Nordmøre og Romsdal i tråd med Statnetts driftspolicy for områdene Romsdalshalvøya, Nordmørsringen og Tjeldbergodden.*

Reservekraftverk er solgt, begrenset potensial for ny kraftproduksjon i området

Per i dag er det lite kraftproduksjon i Istad Nett og NEAS sine forsyningsområder. I tillegg er reservegasskraftverkene som tidligere var installert på Nyhamna og Tjeldbergodden (planlagt) solgt. I sum betyr dette at det per i dag er begrensede muligheter til å øke produksjonen i området. Unntaket er muligheter for utvidet vindkraftproduksjon på Smøla og eventuelt tilknytning av havvind på lang sikt.

Romsdalshalvøya og Nordmørsringen er underskuddsområder. Dette gjør at det er dårlige forhold for effektbesparelse og energilagring ved bruk av batterier. Underskuddssituasjonen i området tilsier at batteriene må være svært store ettersom man ikke kan garantere at det er tilstrekkelig energi i området til å lade dem når effektbehovet er lavere. Vi anser det ikke som sannsynlig at batterier er en kostnadseffektiv måte å håndtere et høyscenario på.

Tiltak som øker energieffektiviseringen i samfunnet og reduserer forbrukstoppene, som eksempelvis AMS-målere, energieffektive bygninger og effektprising vil trolig redusere behovet for nettkapasitet noe. Samtidig er ikke dette virkemidler Statnett kan påvirke i stor grad, og vi kan i liten grad hensynta effektene utover å inkludere dem når vi vurderer fremtidig effektforbruk.

Nullalternativet innebærer til en viss grad alternativer til nett

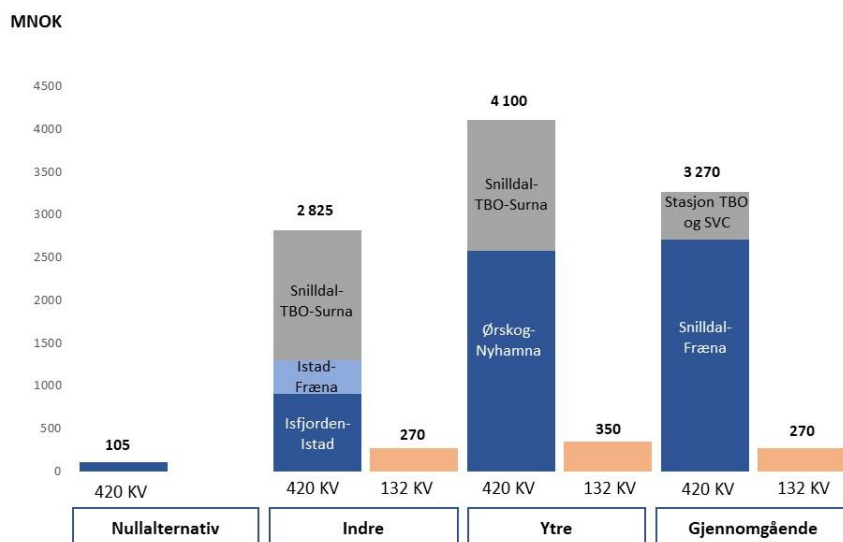
Vi konkluderer med at alternativer til nett alene ikke vil løse utfordringene vi har kartlagt i analyseområdet. Det er imidlertid viktig å være klar over at nullalternativet til en viss grad inneholder alternativer til nett. Dette fordi vi legger til grunn bruk av systemansvarliges virkemidler i nullalternativet. Det vil også være naturlig å vurdere alternativer til nett som et første trinn, i påvente eller supplement til eventuelt større netttiltak med lange ledetider. Nytt regelverk for tilknytning av

forbruk under vilkår åpner også for nye muligheter. Vi anser imidlertid at tilknytning av forbruk under vilkår ikke er en permanent løsning for alle nye forbrukskunder i Nordmøre og Romsdal.

3.2 Vi tar tre hovedkonsepter med videre fra mulighetsstudien

Fra mulighetstudien tar vi tre konsepter med videre analyse, i tillegg til nullalternativet. Disse tre konseptene omtaler vi som indre, ytre og gjennomgående konsept. Investeringskostnader og tiltakene som inngår i de tre hovedkonseptene er vist i figuren under. En mer detaljert oversikt over tiltak som inngår finnes i V6.

Figur 20: Investeringskostnader (i MNOK) i de ulike konseptene, TBO er forkortelse for Tjeldbergodden



3.2.1 Overordnede vurderinger og inngang i mulighetsstudien

Vi har kartlagt konsepter som løser identifiserte problemer

Utfall av 420 kV Viklandet–Fræna legger begrensninger for videre forbruksvekst innenfor Statnetts driftspolicy i både Istad Nett og NEAS sine forsyningsområder. I tillegg er det lokale begrensninger for forbruksvekst i Nordmørsringen og på Tjeldbergodden. I mulighetstudien har vi derfor kartlagt og vurdert et bredt sett av aktuelle systemløsninger som fjerner disse nettbegrensningene. Kapasitetstallene som blir presentert i mulighetsstudien viser hvor mye nytt forbruk konseptet legger til rette for iht. Statnetts driftspolicy. Dette er kapasitet utover eksisterende forbruk og allerede tildelt kapasitet. Eksakt kapasitet til nytt forbruk vil imidlertid være svært avhengig av hvor på Romsdalshalvøya og i Nordmørsringen nytt forbruk faktisk blir etablert. På bakgrunn av denne usikkerheten bør kapasitetstallene forstås som veiledende størrelser.

Konseptene er utformet for å legge til rette for stor forbruksvekst, kan skaleres

Utredningens samfunns mål er å legge til rette for næringsutvikling i Nordmøre og Romsdal. Vi har derfor utformet konsepter som kan legge til rette for tilknytning av forbruksvekst iht. Statnetts driftspolicy i alle delområdene for alle scenarioer. Vi er relativt trygge på at forbruket i analyseområdet skal opp, men som behovsanalysen viser er det usikkert hvor mye forbruket vil vokse, hvor fort det vil vokse og hvor forbruket faktisk blir lokalisert. På bakgrunn av usikkerhet i fremtidig forbruk har vi vurdert hvordan konsepter kan bli gjennomført trinnvis i takt med forbruksutviklingen. Slik fleksibilitet til å skalere prosjekter opp eller ned kan ha stor verdi og være avgjørende for valg av konsept.

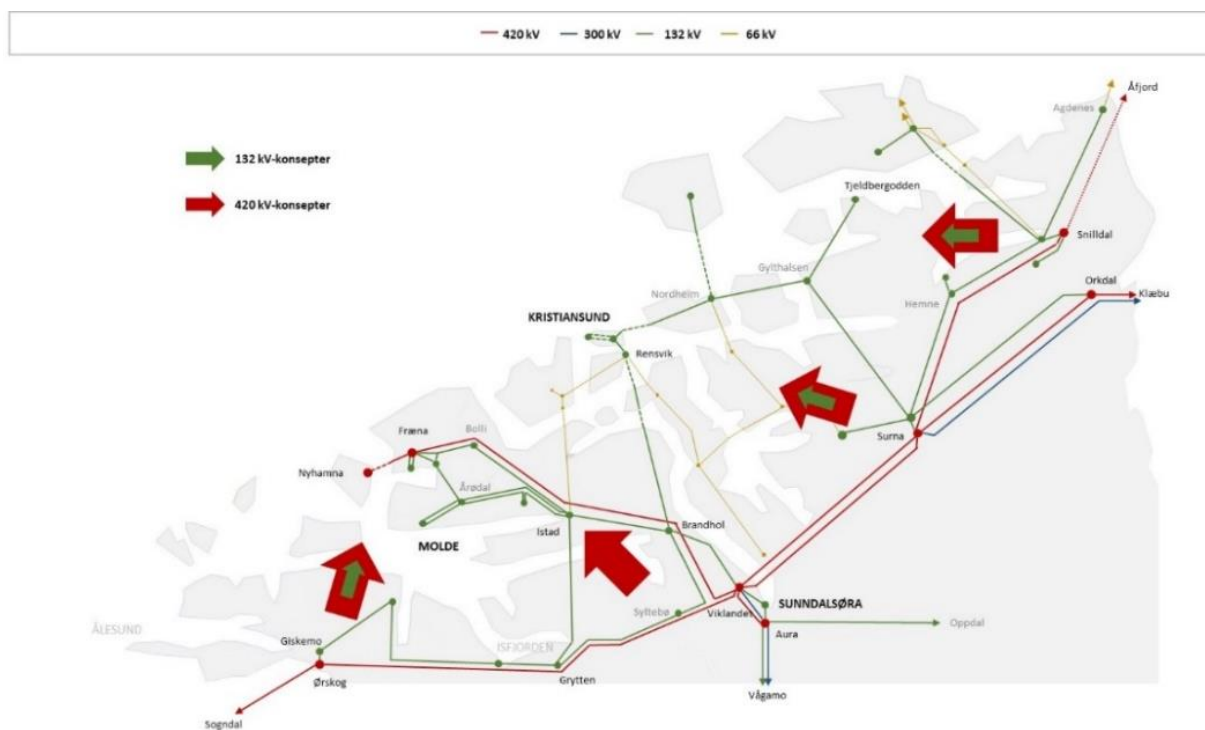
Vi har bygd videre på tidligere opparbeidet kunnskap

Netttiltak i Nordmøre og Romsdal har blitt utredet i flere omganger tidligere. Vi har bygd videre på opparbeidet kunnskap og sett hen til tidligere vurderte konsepter i mulighetstudien. I KVV Nyhamna

ble et indre konsept fra Isfjorden til Fræna anbefalt. Dette konseptet har også blitt utredet nå, dog med noen tilpasninger og utvidelser på grunn av at behovet er endret i forhold til i 2015. Et ytre konsept fra Ørskog til Nyhamna ble også vurdert i forbindelse med KVV Nyhamna. Dette konseptet er også utredet på nytt nå. Begge disse konseptene kan møte en stor økning i forbruket i sør (det vil si ut mot Fræna), men må ved høy vekst på Nordmøre eventuelt kombineres med tiltak nord i regionen. Vi har her blant annet sett på 420 kV-tiltak til Tjeldbergodden i kombinasjon med nevnte tiltak i sør. I tillegg har vi utredet et gjennomgående konsept med en ledning fra nord i regionen til Fræna. Et slikt konsept kan også møte høy forbruksvekst i hele analyseområdet.

I likhet med KVV Nyhamna har vi også sett på tiltak i regionalnettet. Som i KVV fra 2015 er konklusjonen at tiltak på 132 kV har store kostnader sammenlignet med nytte. Dette skyldes blant annet at det er flere lag med begrensninger i 132 kV-nettet og at tiltak på 132 kV også blir kostbare og omfattende.

Figur 21: Overordnet illustrasjon av konseptet



At netttiltak i Nordmøre og Romsdal er utredet tidligere har muliggjort relativt detaljerte beskrivelser av flere av konseptene, til tross for at vi er på et tidlig stadium i prosjektutviklingen. Overordnet kan vi imidlertid si at vi har vurdert å hente kraft fra Ørskog/Giskemo sør i regionen, Isfjorden/Viklandet midt i regionen og Surna/Snilldal nord i regionen, både på regional- og transmisjonsnettnivå. Dette er illustrert i Figur 21. I de neste delkapitlene vil vi gå mer detaljert gjennom de ulike konseptene.

NEAS har konsesjon og planlegger å spenningsoppgradere 66 kV-ledningen mellom Istad og Rensvik
NEAS har konkrete planer om å spenningsoppgradere eksisterende 66 kV Rensvik–Istad til 132 kV. Det er allerede innvilget konsesjon på delstrekninger av ny oppgradert forbindelse.

Spenningsoppgradering av Istad–Rensvik vil legge til rette for mest kapasitet i Nordmørseringen dersom den blir bygget til et så sterkt punkt i nettet som mulig. Våre analyser viser at ledningen bør gå mot Fræna/Bolli dersom det ikke blir etablert 420 kV-stasjon på Istad. Dette fordi kapasiteten til NEAS vil

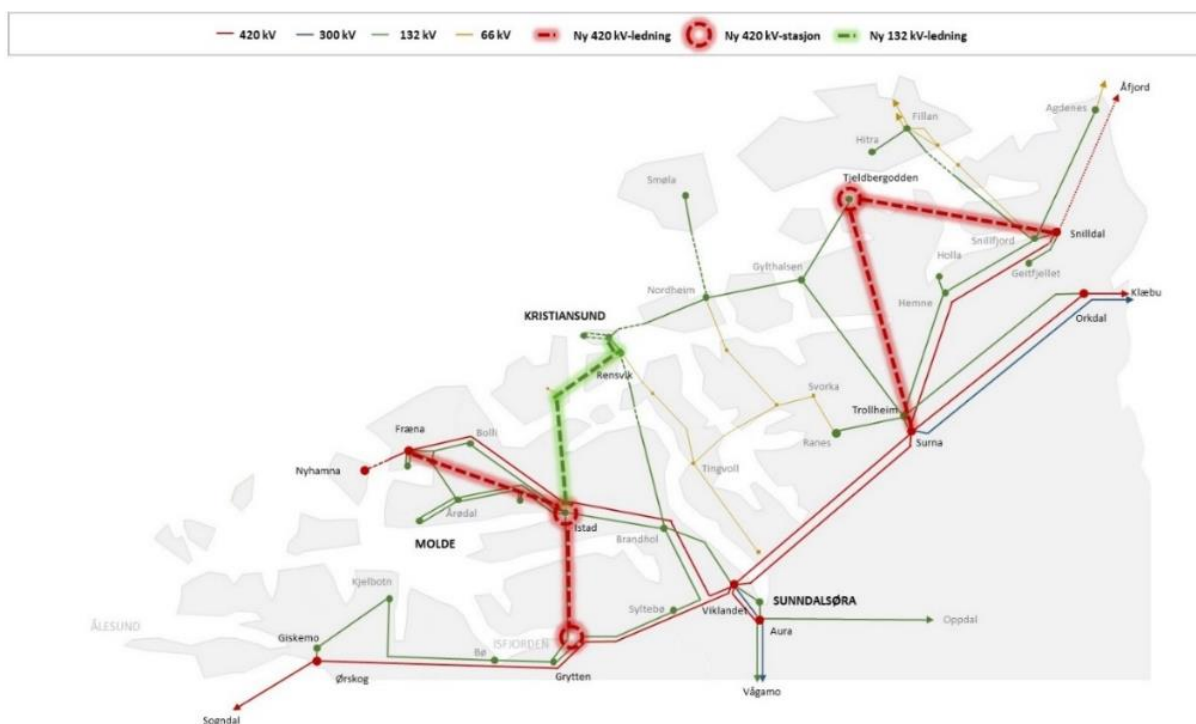
avhenge av kapasiteten i 132 kV-nettet i Istad-området dersom NEAS bygger 132 kV-ledningen til en stasjon uten dubleret 420 kV.

Med stor forbruksvekst i Kristiansund viser også våre analyser at Rensvik–Kristiansund kan bli en flaskehals. Her vil en dublering av dagens 132 kV-ledning mellom Rensvik og Kristiansund øke kapasiteten helt inn til Kristiansund og gi bedre forsyningssikkerhet ved utfall, blant annet ved at vi unngår at en lang radial fra Trollheim forsyner alt forbruket i Nordheim og Kristiansund ved utfall mellom Rensvik og Kristiansund. Vi legger derfor til grunn at Rensvik–Kristiansund også bør bli gjennomført i alle konseptene vi vurderer.

3.2.2 Indre konsept - 420 kV Isfjorden–Istad–Fræna og 420 kV til Tjeldbergodden

Konseptet innebærer ny 420 kV-koblingsstasjon i Isfjorden og 420 kV-ledning fra Isfjorden til Fræna, via ny 420 kV-transformatorstasjon i Istad.¹⁷ Det innebærer også ny 420 kV-ledning mellom Snilldal og Surna, via ny 420 kV-stasjon på Tjeldbergodden. Forventet investeringskostnad for Statnett er 1 300 MNOK for Isfjorden-Istad-Fræna og 1 525 MNOK for Snilldal-Tjeldbergodden-Surna. I tillegg til Statnett sine tiltak må NEAS spenningsoppgradere Istad-Rensvik og forlenge ledningen videre mot Kristiansund. Forventet investeringskostnad er anslått til 270 MNOK. Varianter av konseptet som er vurdert er omtalt i V7.

Figur 22: Indre konsept¹⁸



¹⁷ Denne delen av konseptet tilsvarer i all hovedsak indre konsept som ble anbefalt og støttet av Olje- og energidepartementet i KVV Nyhamna i 2015.

¹⁸ Første del av ledningen, Isfjorden-Istad, vil etter all sannsynlighet følge omtrent samme trasé som eksisterende 132 kV-ledning mellom Grytten og Istad. Dette fordi fjordspennet over Langfjorden ble bygget for 420 kV-drift i 2020, samt at 132 kV Grytten–Istad kan bli sanert. For strekningene Istad-Fræna og Snilldal-Tjeldbergodden-Surna finnes det flere ulike traséalternativer. Valg av endelig trasé vil bli avgjort senere og avhenge av investeringskostnader og areal- og miljøvurderinger.

Konseptet legger til rette for høyt forbruksscenario iht. Statnetts driftspolicy

420 kV-ledning fra Isfjorden via Istad til Fræna legger til rette for alt forbruket i høyscenarioet på Romsdalshalvøya, forutsatt at forbruket kommer direkte tilknyttet transmisjonsnettstasjonene i Istad og Fræna. Forutsetter vi at forbruket kommer jevnt fordelt på Fræna og Istad stasjon øker kapasiteten iht. Statnetts driftspolicy for nytt forbruk med opp mot 650 MW, begrenset av transformeringskapasiteten i Fræna.¹⁹

I Kristiansund legger de skisserte tiltakene til rette for i overkant av 200 MW nytt forbruk. Kapasiteten i NEAS-området vil først og fremst være begrenset av lokale forhold, nærmere bestemt overlast på 132 kV Brandhol–Rensvik ved utfall av 132 kV Istad–Rensvik eller overlast på én av Rensvik–Kristiansund-ledningene ved utfall av den andre.²⁰

420 kV-forsyning til Tjeldbergodden vil også legge til rette for mye nytt forbruk her. Med to transformatorer i en ny stasjon på Tjeldbergodden, blir kapasiteten godt over potensielt forbruk som er estimert til 300 MW i høyscenarioet. En ny stasjon på Tjeldbergodden gir derfor også god støtte til regionalnettet på Nordmøre.

Indre konsept har stor fleksibilitet da det kan bli gjennomført trinnvis

[Trinnvise muligheter for 420 kV Isfjorden-Istad-Fræna](#)

Ledningen kan i første omgang stoppe i ny 420 kV-stasjon i Istad. Forutsatt lik fordeling av nytt forbruk mellom Moldeli og Fræna stasjon viser Statnetts analyser at kapasiteten øker med opp mot 180 MW. Forutsetter vi at forbruket kun kommer på Fræna, blir kapasiteten av dette første trinnet redusert til 100 MW. I begge tilfeller blir kapasiteten begrenset av kapasiteten i 132 kV-nettet ved utfall av 420 kV Istad–Fræna.²¹ Kapasiteten til Nordmørsringen vil være uavhengig av om 420 kV-ledningen går videre til Fræna eller ikke.

Ved stopp i ny 420 kV-stasjon i Istad vil det også være mulig å videreutvikle nettet mellom Istad og Fræna på 132 kV som et alternativ til å videreføre 420 kV-ledningen fra Istad til Fræna. Statnett har gjort noen overordnede vurderinger av hvilken kapasitet som kan oppnås med tiltak i 132 kV-nettet. Når vi legger til grunn en ny 132 kV Istad–Årødal–Hauglia–Fræna (i tillegg til eksisterende ledninger) og temperaturoppgradering av 132 kV Fræna–Hauglia, 132 kV Bolli–Istad og 132 kV Bolli–Haukås øker kapasiteten med rundt 400 MW, forutsatt jevn fordeling i Fræna og Moldeli. Kommer forbruket kun i Fræna blir kapasiteten redusert til ca. 300 MW. I begge tilfeller blir kapasiteten begrenset av lav spenning i 132 kV-nettet ved utfall av 420 kV Istad–Fræna.

[Trinnvise muligheter for forsterkning til Tjeldbergodden](#)

Ny 420 kV-ledning til Tjeldbergodden kan i første omgang bli driftet på 132 kV. Eventuelt vil det også være mulig å etablere den som en 420 kV-radial, dersom tilknytning på vilkår er aktuelt. Som et

¹⁹ Forutsatt 420 kV koblingsstasjon i Isfjorden, 420 kV Isfjorden–Istad–Fræna, 420/132 kV-stasjon i Istad med to transformatorer, to transformatorer i Fræna, og 132 kV Kristiansund–Istad.

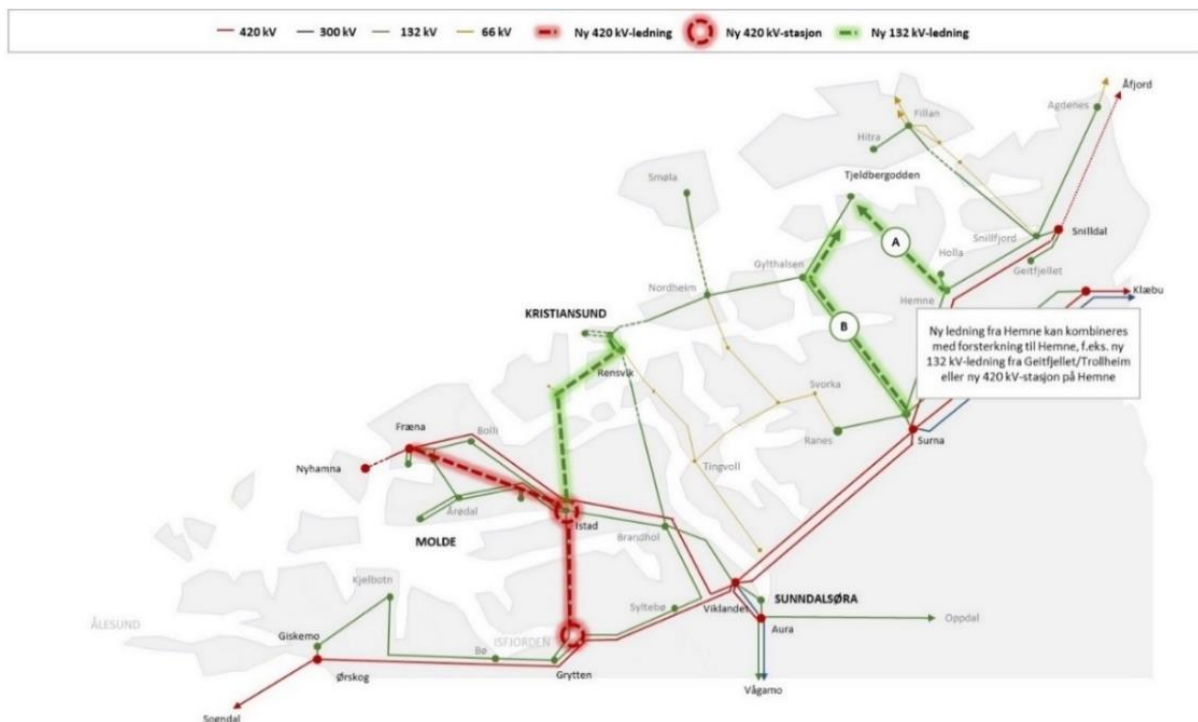
²⁰ I indre konsept vil forbrukekst i NEAS-området først og fremst pålaste Istad stasjon, mens forbrukekst på Romsdalshalvøya først og fremst vil pålaste Fræna stasjon.

²¹ Forutsatt 420 kV Isfjorden–Istad, 420 kV koblingsstasjon i Isfjorden, 420/132 kV-stasjon Istad med to transformatorer, 132 kV Kristiansund–Istad, og kondensatorbatteri på Fræna. Dersom vi får stor økning i industriforbruket med høyt forbruk også sommerstid, kan det hende kapasiteten for nytt forbruk blir begrenset av lav overføringskapasitet på ledningene ved høy omgivelsestemperatur om sommeren. Forutsetter vi jevn lastøkning på Fræna og Moldeli sommerstid, kan vi legge til rette for i overkant av 100 MW, begrenset av kapasitet i 132 kV-nettet mellom Istad og Fræna ved utfall av 420 kV Istad–Fræna.

alternativ til 420 kV-tiltak kan nettet mot Tjeldbergodden også bli utviklet trinnvis på 132-kV. Dette er illustrert i figuren under, sammen med øvrige tiltak i indre konsept.

Ny 132 kV-ledning fra Hemne (alternativ a) eller ny 132 kV-ledning fra Trollheim via Gylthalsen (alternativ b) fremstår som de mest aktuelle mulighetene. Ny ledning fra Hemne kan kombineres med forsterkning til Hemne, f.eks. ny 132 kV-ledning fra Geitfjellet/Trollheim, eller ny 420 kV-stasjon på Hemne. Investeringskostnader er anslagsvis 180–450 MNOK, avhengig av alternativ.²² Et slikt tiltak vil legge til rette for opp mot 100 MW nytt forbruk iht. Statnett sin driftspolicy.²³

Figur 23: Indre konsept med 132 kV-tiltak mot Tjeldbergodden, i stedet for 420 kV



Ytterligere tiltak vil øke kapasiteten videre. Vi skisserer her to tiltakspakker, basert på trinnvis utvikling av 132 kV-nettet, som begge vil legge til rette for betydelig forbruk på Tjeldbergodden:²⁴

- To nye 132 kV-ledninger Hemne–Tjeldbergodden tilknyttet ny 420 kV-stasjon i Hemne. Samlet investeringskostnad på anslagsvis 500-600 MNOK.
- Ny 132 kV Trollheim–Hemne–Tjeldbergodden, ny 132 kV Trollheim–Gylthalsen–Tjeldbergodden og temperaturoppgradering av eksisterende 132 kV Trollheim–Gylthalsen–Tjeldbergodden. Samlet investeringskostnad på anslagsvis 400-600 MNOK.

²² Vi forutsetter her at NEAS allerede har etablert fullverdig 132 kV-stasjon på Tjeldbergodden. Basert på en kilometerkostnad på 3 MNOK er investeringskostnad for 132 kV Hemne–Tjeldbergodden anslått til 100 MNOK. 132 kV Geitfjellet/Trollheim–Hemne–Tjeldbergodden er anslått til 180 MNOK. 132 kV Trollheim–Gylthalsen–Tjeldbergodden er anslått til 190 MNOK. Ny 420 kV-stasjon på Hemne med to transformatorer er anslått til 350 MNOK.

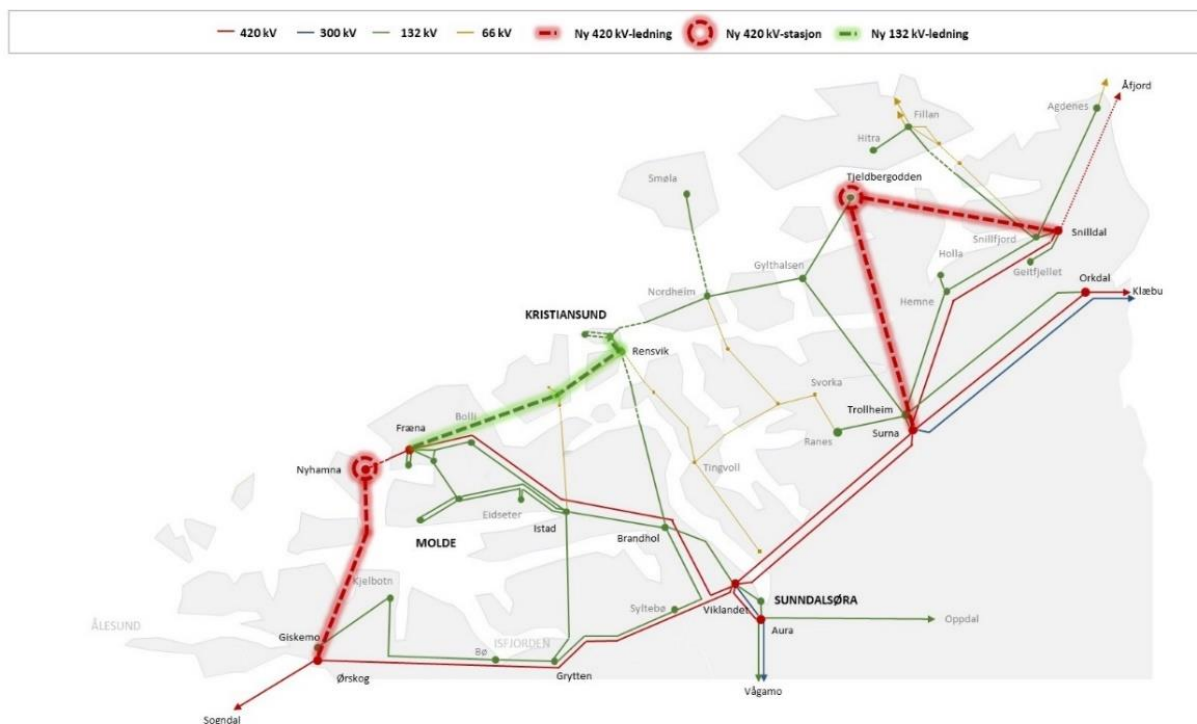
²³ Gjelder indre og ytre konsept med ny 132 kV-ledning til Tjeldbergodden i stedet for 420 kV Snilldal–Tjeldbergodden–Surna. 132 kV Hemne–Tjeldbergodden kan medføre en sammenkobling av Tensio og NEAS sine nett. Dette kan gi utfordringer med transitt ved utfall av Snilldal–Surna, og det kan bli et problem med stor ladeytelse.

²⁴ Grove overslag med utgangspunkt i investeringskostnader presentert i tidligere fotnote. Alternativ 2 kan innebære en transformator nummer 2 i Surna.

3.2.3 Ytre konsept - 420 kV Ørskog–Nyhamna og 420 kV til Tjeldbergodden

Dette konseptet innebærer ny 420 kV-ledning fra Ørskog til Nyhamna samt ny 420 kV-stasjon på Nyhamna. Det innebærer også ny 420 kV-ledning mellom Snilldal og Surna via ny 420 kV-stasjon på Tjeldbergodden. Forventet investeringskostnad for Statnett er 2 580 MNOK for Ørskog-Nyhamna og 1 525 MNOK for Snilldal-Tjeldbergodden-Surna. I tillegg til Statnett sine tiltak må NEAS etablere ny 132 kV-forbindelse Fræna-Rensvik og forlenge ledningen videre mot Kristiansund. Forventet investeringskostnad er anslått til 350 MNOK. Varianter av konseptet som er vurdert er omtalt i V7.

Figur 24: Ytre konsept²⁵



Konseptet legger til rette for høyt forbruksscenario iht. Statnetts driftspolicy

Konseptet legger til rette for alt forbruket i høyscenarioet på Romsdalshalvøya, gitt at forbruket kommer tilknyttet 132 kV-samleskinnen i Fræna transmisjonsnettstasjon. Med ett sjøkabelsett og tre transformatorer i Fræna kan vi legge til rette for opp mot 500 MW nytt forbruk i Fræna stasjon, begrenset av overføringskapasiteten til sjøkabelen.²⁶ I tillegg til betydelig kapasitetsøkning i Fræna stasjon gir forbindelsen fullverdig N-1 forsyning til Nyhamna.²⁷

Med ny 420 kV-ledning til Nyhamna og 132 kV-ledning fra Fræna til Kristiansund kan vi legge til rette for i overkant av 200 MW nytt forbruk i Kristiansund. I ytre konsept vil imidlertid kapasiteten i NEAS-

²⁵ Ørskog-Nyhamna er tidligere konsesjonssøkt. For strekningene mellom Snilldal-Tjeldbergodden-Surna finnes det flere ulike traséalternativer. Valg av endelig trasé vil bli avgjort senere og avhenger av investeringskostnader og areal- og miljøvurderinger.

²⁶ Forutsatt 420 kV Ørskog–Nyhamna og 132 kV Kristiansund–Bolli–Fræna. En eventuell forbruksøkning på Nyhamna vil også belaste sjøkabelen, mens en reduksjon i effektuttaket vil frigjøre kapasitet til annet forbruk.

²⁷ Vi ser at det kan bli behov for to sjøkabelsett for å kunne håndtere utfall av Ørskog–Viklandet. Behovet blir styrt delvis av lokal forbruksvekst og delvis av transitt i transmisjonsnettet. Det er derfor stor usikkerhet om behovet. Nettsplittvern kan også være aktuelt for å løse problemet med mindre varigheten av perioder med behovet for slikt vern blir høy.

området også avhenge av forbruksvekst på Romsdalshalvøya. Årsaken til dette er at forbruksvekst i begge områder øker lasten på transformatorene i Fræna.

Som for indre konsept vil 420 kV-forsyning til Tjeldbergodden legge til rette for mye nytt forbruk i dette området. Med to transformatorer i en ny stasjon på Tjeldbergodden, blir kapasiteten godt over potensielt forbruk som er estimert til 300 MW i høyscenariet. En ny stasjon på Tjeldbergodden gir derfor også god støtte til regionalnettet på Nordmøre. Avhengig av faktisk vekst på Tjeldbergodden, vil en trinnvis utbygging av nettet kunne være aktuelt. Se muligheter for trinnvis utbygging beskrevet i kapittel 3.2.2.

Ørskog–Nyhamna har lite fleksibilitet hva gjelder trinnvis gjennomføring

Det er få muligheter for trinnvis gjennomføring av Ørskog–Nyhamna. De eneste trinnene vi har identifisert er transformorkapasitet i Fræna stasjon. I investeringskostnadene er det lagt til grunn tre transformatorer, mens det ved enkelte utviklingstrekk kan være tilstrekkelig med to transformatorer.

Når det gjelder 420 kV-tiltak til Tjeldbergodden vil vi her ha de samme mulighetene til trinnvis utvikling som ble skissert under indre konsept. Vi viser her til gjennomgangen i kapittel 3.2.2.

3.2.4 Gjennomgående konsept - 420 kV Snildal-Fræna

Dette konseptet innebærer ny 420 kV-ledning fra Snildal til Fræna, via nye 420 kV-transformatorstasjoner på Tjeldbergodden og i Kristiansund-området.

Figur 25: Gjennomgående konsept ²⁸



Forventet investeringskostnad for Statnett er 3 270 MNOK. Samtidig med Statnett sine tiltak må NEAS etablere 132 kV Bolli–Rensvik og forlenge ledningen videre mot Kristiansund. Dette tiltaket må

²⁸ Det finnes flere ulike traséalternativer. Valg av endelig trasé vil bli avgjort senere og avhenge av investeringskostnader og areal- og miljøvurderinger.

gjennomføres i dette konseptet for å sikre forsyning til Averøya.²⁹ Forventet investeringskostnad er anslått til 270 MNOK. Varianter av konseptet som er vurdert er omtalt i V7.

Konseptet legger til rette for høyt forbruksscenario

Konseptet legger isolert sett til rette for høyt scenario for forbruksvekst både på Fræna, i Kristiansund-området og på Tjeldbergodden. Hvor mye nytt forbruk vi kan legge til rette for i hvert delområde vil imidlertid avhenge av faktisk forbruksvekst i de andre delområdene.

I dette gjennomgående konseptet vil vi få en relativt lang 420 kV-ledning Snilldal–Fræna–Viklandet. Ved utfall i hver ende av denne 420 kV-ledningen vil forbruket først og fremst bli forsynt via en 420 kV-radial. Disse utfallene begrenser kapasiteten som tiltaket gir.

Med reaktiv kompensering og forutsatt at lasten øker like mye på Fræna og i den nye stasjonen ved Kristiansund, kan vi knytte til opp mot 750 MW nytt forbruk i disse to delområdene.³⁰ Konseptet kan gi like høy kapasitet til nytt forbruk på Tjeldbergodden som de to andre konseptene, men høyt forbruk på Tjeldbergodden begrenser kapasiteten til nytt forbruk under stasjonen i Kristiansund-området og på Fræna. Dersom forbruket på Tjeldbergodden øker med 300 MW, som er forbruksveksten i høyscenarioet på Tjeldbergodden, vil kapasiteten til forbruk på Romsdalshalvøya og i sentrale deler av Nordmørsringen bli redusert fra 750 MW til 600 MW.³¹ Grunnen til dette er at forbruksvekst på Tjeldbergodden øker spenningsfallet på den lange radialen som oppstår ved utfall av 420 kV Viklandet–Fræna eller 420 kV Snilldal–Tjeldbergodden.

Konseptet har noe fleksibilitet, men besparelse av Surna–Viklandet II er ikke lagt til grunn

[420 kV Snilldal-Fræna kan legges direkte mot Kristiansund-området eller via Tjeldbergodden](#)

I utgangspunktet har vi lagt til grunn at ny 420 kV-ledning fra Snilldal vil gå via Tjeldbergodden, og at det blir etablert en 420 kV-stasjon her. Ledningen trenger imidlertid ikke å gå innom Tjeldbergodden, men bli bygget direkte mot Kristiansund-området. Dette kan redusere investeringer i transmisjonsnett i første omgang, men vil kreve ytterligere investeringer dersom det blir behov for å knytte Tjeldbergodden direkte til 420 kV på et senere tidspunkt. Samtidig kan dette betinge at nettet mot Tjeldbergodden må utvikles på 132 kV med tilhørende kostnader. Disse mulighetene er beskrevet i kapittel 3.2.2. Det vil også være mulig å nedskalere transformatorkapasiteten og reaktiv kompensering (inkludert SVS) som vi har lagt til grunn – noe avhengig av faktisk utvikling i forbruket og plassering av nye stasjoner.

[Besparelse av Surna-Viklandet II blir ikke lagt til grunn](#)

Statnett har konsesjon og planlegger å bygge en ny 420 kV-ledning mellom Surna og Viklandet (Surna–Viklandet II). Det er mulig å argumentere for at det gjennomgående konseptet medfører at vi ikke trenger å oppgradere Surna–Viklandet II nå. Hvis det er tilfelle, vil det kunne redusere totale investeringskostnader med 510 MNOK.

²⁹ Alternative løsninger kan være to 132 kV-ledninger mellom Rensvik og Averøya eller å videreføre 132 kV-ledningen fra Averøya mot Kristiansund i stedet for mot Bolli. Investeringskostnader ved de ulike løsningene er antatt å være i omtrent samme størrelsesorden.

³⁰ Forutsatt 420 kV-ledning fra Snilldal til Fræna via ny 420/132 kV-stasjon i Kristiansund-området med to transformatorer og SVS, tre transformatorer i stasjonen på Fræna og 132 kV Kristiansund–Bolli. Uten reaktiv kompensering og forutsatt at lasten øker like mye på Fræna og i den nye stasjonen ved Kristiansund, kan vi knytte til opp mot 600 MW nytt forbruk iht. Statnetts driftspolicy.

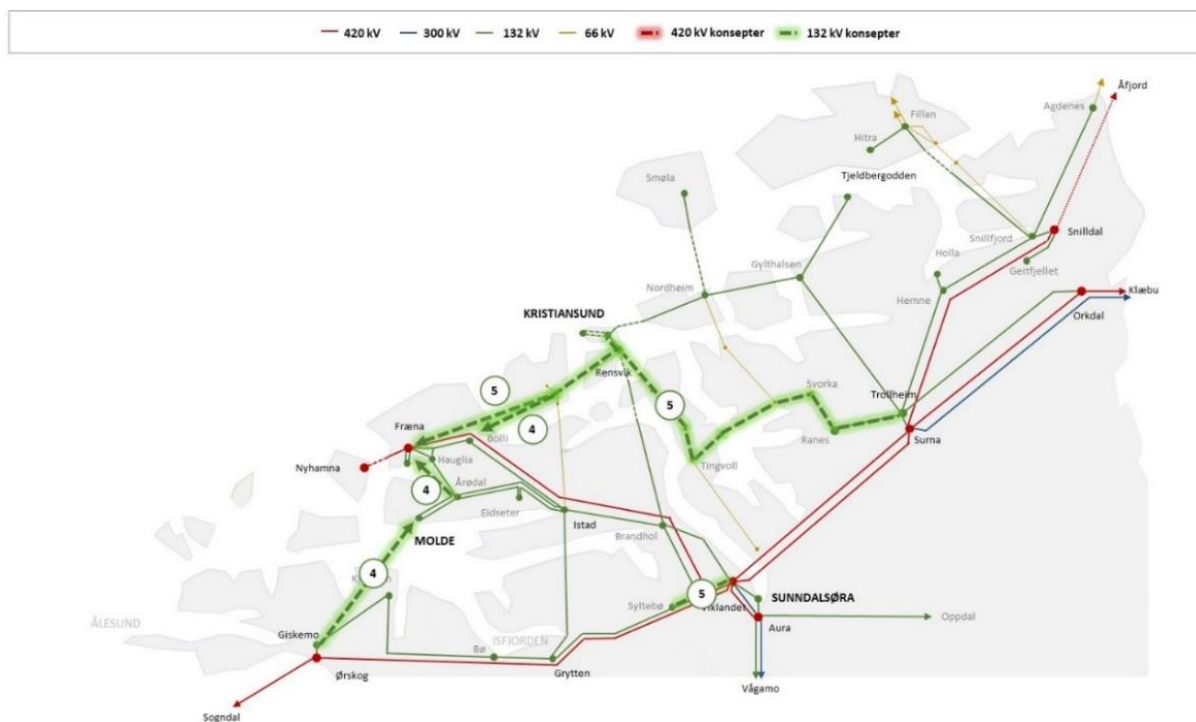
³¹ Forutsatt 420 kV-ledning fra Snilldal til Fræna via ny 420 kV-stasjon på Tjeldbergodden, ny 420/132 kV-stasjon i Kristiansund-området med to transformatorer og SVS, tre transformatorer på Fræna, og 132 kV Kristiansund–Bolli.

Surna–Viklandet II er planlagt for å løse flaskehalsen på Møresnittet mellom Surna og Viklandet. Flaskehalsen vil forverres når 420 kV Åfjord–Snilldal blir satt i drift (etter nåværende planer i 2028). For å unngå store flaskehalskostnader bør altså Surna–Viklandet II være på plass innen vi setter i drift Åfjord–Snilldal. En omlegging av ledningen Surna–Viklandet II til gjennomgående konsept vil medføre økte flaskehalskostnader og overføringstap i perioden fra 2028 til gjennomgående konsept er på plass. Basert på disse vurderingene legger Statnett til grunn at gjennomgående konsept ikke bør erstatte Surna-Viklandet II.

3.2.5 132 kV-forbindelser blir ikke tatt med videre

Statnett har i samarbeid med regionalnettselskapene vurdert om det er mulig å øke kapasiteten tilstrekkelig ved å bygge mer 132 kV-nett. Vi har vurdert en rekke muligheter for regionalnettforsterkninger og ulike kombinasjoner av tiltak. Vi går her igjennom de rene 132 kV-konseptene som pekte seg ut som de mest lovende, konsept 4 og 5 i Figur 26. Konseptene på 132 kV blir ikke tatt med videre i analysen. Grunnen til det er at de har relativt høye investeringskostnader i forhold til den kapasitetsøkningen de gir, samtidig som de ikke har gode utvidelsesmuligheter for å møte høyscenariotet for forbruksvekst. I likhet med indre og ytre konsept kan disse 132 kV-konseptene bli kombinert med tiltak mot Tjeldbergodden.

Figur 26: Aktuelle 132 kV-konsepter som øker kapasiteten til Romsdalshalvøya og Kristiansund-området



Konsept 4 – Ny dobbel 132 kV-ledning fra Giskemo til Moldeli og fra Årødal til Fræna

Dette konseptet innebærer å etablere to parallelle 132 kV-ledninger, inkludert sjøkabel, fra Giskemo til Moldeli, dublere 132 kV-ledningen mellom Årødal og Fræna og bygge 132 kV Kristiansund–Bolli. Forventet investeringskostnad er 1 030 MNOK.

Simuleringer viser at Giskemo–Moldeli ledningene vil ta en svært stor andel av flyten ved utfall av Viklandet–Fræna. Det betyr at sjøkablene på strekningen vil bli kraftig pålastet. Vi må derfor bygge denne som en dobbel ledning med stort tverrsnitt og to kabelsett for å få kapasitet som kan håndtere den høye strømmen. I tillegg vil det være behov for en fjerde transformator i Ørskog.

Konseptet legger til rette for middelsscenarioet på Romsdalshalvøya og i Nordmøreringen, men kun deler av høyscenarioet. Forutsetter vi at lasten øker like mye i Nordmøreringen (50 % Kristiansund) og på Romsdalshalvøya (25 % Fræna, 25 % Moldeli), legger vi til rette for rundt 350 MW nytt forbruk, begrenset av Giskemo–Moldeli-ledningene ved utfall av 420 kV Viklandet–Fræna.³²

Ved stor forbruksvekst kan det bli nødvendig med 420 kV-tiltak, uavhengig av om vi gjennomfører ytterligere tiltak på 132 kV først. Årsaken er at vi selv med ytterligere tiltak i 132 kV-nettet, eller oppdeling av nett, kun øker kapasiteten marginalt. Den største svakheten ved dette konseptet er dermed at vi i liten grad finner muligheter for å møte høyt scenario for forbruksvekst med ytterligere tiltak i 132 kV-nettet.

Videre vil dette konseptet kun gi en marginal bedring i forsyningssikkerheten til Nyhamna. Den økte kapasiteten kan bidra til å redusere konsekvensene ved avbrudd, men det vil i så fall gi mindre ledig kapasitet til øvrig forbruk.

Konsept 5 - Ny 132 kV Viklandet–Syltebø og 132 kV fra Trollheim, via Rensvik, til Fræna

Dette konseptet innebærer ny 132 kV-ledning Viklandet–Syltebø samt en gjennomgående 132 kV-forbindelse fra Surna, via Rensvik og ut til Fræna. Konseptet innebærer i stor grad å oppgradere 66 kV-ledninger i Nordmøreringen til 132 kV-spenningsnivå. Forventet investeringskostnad er anslått til 1 420 MNOK.

Med dette 132 kV-konseptet vil driften av nettet bli utfordrende siden vi ikke løser spenningsutfordringen på Fræna. For å holde spenningen oppe momentant etter utfall av 420 kV Viklandet–Fræna, vil det kreves kondensatorbatterier i 132 kV-nettet. Hvor store kondensatorbatterier vi vil trenge og hvor de bør bli tilknyttet, vil avhenge av lastfordelingen både i Nordmøreringen og på Romsdalshalvøya.

Forutsetter vi kondensatorbatteri på Fræna og jevn lastfordeling mellom Nordmøreringen (50 % Kristiansund) og Romsdalshalvøya (25 % Fræna, 25 % Moldeli), kan vi legge til rette for rundt 200 MW nytt forbruk, begrenset av lav spenning i Moldeli og 132 kV Viklandet–Syltebø ved utfall av Viklandet–Fræna.³³ Konseptet legger til rette for middelsscenario i Nordmøreringen, men ikke på Romsdalshalvøya. I tillegg gir det kun marginal bedring i forsyningssikkerheten til Nyhamna, og bedringen er mindre enn i konsept 4. Den økte kapasiteten kan bidra til å redusere konsekvensene ved avbrudd, men det vil i så fall gi mindre ledig kapasitet til øvrig forbruk.

Selv om vi ikke går videre med dette konseptet kan flere av tiltakene som ligger i konseptet vise seg å bli gjennomført uansett, enten på kort eller noe lengre sikt. Grunnene til dette er som følger:

- 132 kV-ledningen mellom Kristiansund og Romsdalshalvøya ligger til grunn i alle videreførte konsept. Denne delen av konsept 5 vil derfor bli gjennomført uavhengig av konsept som velges.
- 420 kV-konseptene som vi viderefører har lang ledetid. Avhengig av forbruksutvikling og tilknytningsprosesser kan 66 kV-nettet mellom Raner og Rensvik/Nordheim bli spenningsoppgradert til 132 kV i påvente av at et 420 kV-konsept blir gjennomført.

³² Forutsatt 132 kV Giskemo–Moldeli 1 og 2, to transformatorer i Ørskog koblet mot Istad-området, 132 kV Kristiansund–Bolli, og 132 kV Hauglia–Årødal–Fræna 2.

³³ Forutsatt 132 kV Viklandet–Syltebø, 132 kV Kristiansund–Bolli, 132 kV Rensvik–Raner, kondensatorbatteri på Fræna og at 132 kV Bolli–Haukås–Fræna og 132 kV Trollheim–Raner blir forsterket.

- 66 kV-ledningen mellom Raner og Rensvik er moden for reinvestering omkring 2040-tallet. På sikt er det altså nærliggende å anta at ledningen og tilhørende stasjoner gradvis blir spenningsoppgradert til 132 kV.

3.3 Ytterligere 132 kV-tiltak kan bli aktuelt, avhengig av lokasjon til nytt forbruk

Hovedkonseptene vi vurderer er nødvendigvis ikke helt komplette, da spesielt 132 kV-tiltak vil avhenge av endelig lokasjon og størrelse på nytt forbruk. Dette betyr at det i alle konsept kan bli nødvendig med ytterligere 132 kV-tiltak.

3.3.1 Det kan bli behov for investeringer i regionalnettet på Romsdalshalvøya i alle konseptene

I alle videreførte konsept kan det bli nødvendig å forsterke 132 kV-nettet ut fra 420 kV-stasjoner og frem til tilknytningspunktet for nytt forbruk. Dette fordi overlast i 132 kV-nettet mellom 420 kV-stasjoner og tilknytningspunktet raskt vil bli begrensende.³⁴

Et aktuelt tiltak kan være å øke kapasiteten mellom Fræna og Moldeli. Istad Nett har skissert flere muligheter. En av løsningene er å bygge ny 132 kV Fræna–Årødal. Andre løsninger er enten å temperaturoppgradere 132 kV Fræna–Hauglia, oppgradere 132 kV Fræna–Hauglia–Årødal eller bygge ny 132 kV-ledning mellom Fræna og Moldeli.³⁵

3.3.2 Ytterligere regionalnettforsterkninger i Nordmørseringen kan bli nødvendig

I indre og ytre konsept vil kapasiteten til Nordmørseringen øke med rundt 200 MW i Kristiansund-området. Ved ytterligere forbruksvekst, og krav om pålitelighet iht. Statnetts driftspolicy, kan det bli behov for ytterligere forsterkninger. Det er her flere muligheter, og hva som vil være mest rasjonelt vil avhenge av lokasjon og størrelse på nytt forbruk.

En løsning vil være å dublere ny 132 kV-ledning mellom Rensvik og Istad/Fræna. Med dublet 132 kV Rensvik–Istad og forutsatt at forbruket øker like mye i Rensvik og Kristiansund, legger vi til rette for rundt 400 MW økt kapasitet.³⁶ En annen løsning, særlig ved forbruksvekst rundt Nordheim, vil være å spenningsoppgradere eksisterende 66 kV-nett mellom Trollheim/Raner og Nordheim. Med dette tiltaket og forutsatt at forbruket øker like mye i Nordheim og Kristiansund, legger vi til rette for rundt 300 MW økt kapasitet.³⁷ Dersom det blir etablert 420 kV-forbindelse til Tjeldbergodden kan det også være aktuelt å forsterke 132 kV-nettet ut derifra.

Også i det gjennomgående konseptet, kan det bli behov for ytterligere forsterkninger av regionalnettet. Kapasiteten i ny 420 kV-stasjon i Kristiansund-området vil være opp mot 450 MW, mens termisk kapasitet vil begrense kapasitet andre steder i Nordmørseringen.³⁸ Det kan derfor bli behov for ytterligere 132 kV-ledninger mellom ny stasjon og lokasjon for nytt forbruk. Dette kan enten være en ny 132 kV-ledning mellom Rensvik og Nordheim, spenningsoppgradering av eksisterende 66 kV-nett mellom Trollheim og Nordheim eller forsterkning ut fra 420 kV-stasjon på Tjeldbergodden. Hva som vil være mest rasjonelt, avhenger av lokasjon og størrelse på nytt forbruk.

³⁴ I ytre konsept vil det allerede ved en lastøkning i Moldeli på i underkant av 50 MW bli behov for tiltak. Overlast på 132 kV Hauglia–Fræna ved utfall 132 kV Viklandet–Brandhol er første begrensning. Denne kapasiteten forutsetter at lasten øker like mye på Romsdalshalvøya (Fræna og Moldeli) og i Nordmørseringen (Kristiansund).

³⁵ For de to siste alternativene vil ny ledning komme i tillegg til eksisterende 132 kV Fræna–Hauglia–Årødal, som fornyes ved utløpt levetid.

³⁶ Forutsetter 420 kV Isfjorden–Istad.

³⁷ Forutsetter 420 kV Isfjorden–Istad.

³⁸ Som et eksempel vil kapasiteten i Kristiansund være i underkant av 200 MW gitt ny 420 kV-stasjon på Frei.

4 Samlet vurdering basert på verdsettelse og usikkerhet

I dette kapitlet sammenstiller vi først forventet lønnsomhet ved de analyserte konseptene. Denne sammenstillingen bygger på verdsettelse av hver enkelt virkning som vi har redegjort for i V8. Ved beregning av forventningsverdier har vi tatt utgangspunkt i middelscenario for forbruksutvikling. Fremtidig forbruksutvikling er imidlertid usikker. Det samme gjelder flere andre viktige forutsetninger vi har gjort i analysen. Vi diskuterer derfor også i dette kapitlet i hvilken grad usikkerhet i vår verdsettelse påvirker innbyrdes rangering av utbyggingskonseptene og nullalternativet. Til slutt oppsummerer vi.

Idriftsettelsestidspunkt av konseptene påvirker beregning av nåverdi. Som bakgrunn for nåverdiberegninger legger vi analytisk til grunn at Isfjorden-Istad-Fræna og Ørskog-Nyhamna settes i drift i 2030, mens det gjennomgående konseptet og tiltak mot Tjeldbergodden settes i drift i 2032. Dette betyr at kontantstrømmer knyttet til både kostnader og nytte vil komme tidligere i tid i indre og ytre konsept. Ledetider og faktisk idriftsettelsestidspunkt er imidlertid usikkert og vil avhenge av flere forhold, som myndighetsprosesser, anleggsbidrag, Statnett sine generelle byggetider og hvilken prioritet eventuelle tiltak blir gitt i Statnett sin prosjektportefølje. Alle nåverdier blir for øvrig oppgitt i 2021-kroner og en diskonteringsrente på 4 % er lagt til grunn. Alle tall er rundet av til nærmeste 5 MNOK. Vi legger videre til grunn en analyseperiode fram til 2070.

4.1 Indre konsept har høyest forventet lønnsomhet av utbyggingskonseptene

I figuren under har vi sammenstilt kostnad- og nyttevirksomheter for nullalternativet og de vurderte konseptene. Figuren viser forventningsverdier basert på middelscenario for forbruksutvikling, samt øvrige forutsetninger og antagelser vi har redegjort for i V8. Når vi hensyntar både prissatte og ikke-prissatte virkninger vurderer vi at indre konsept har best lønnsomhet i forventning av utbyggingskonseptene.

Figur 27: Sammenstilling av forventet kostnad og nytte i nullalternativet og vurderte konsept

Nåverdi MNOK 2021-kr	Nullalternativet Transformator	Konsept 1: Indre	Konsept 2: Ytre	Konsept 3: Gjennomgående
Prissatte virkninger [MNOK]				
Investeringskostnader transmisjonsnett ex. TBO	-95	-1000	-1970	-2070
Investeringskostnader transmisjonsnett TBO	-	-1070	-1070	-260
Investeringskostnader regionalnett	-	-240	-310	-240
Økte drift- og vedlikeholdskostnader	-5	-110	-120	-105
Avbruddskostnader Nyhamna	-130	-15	-	-30
Avbruddskostnader nytt forbruk	-210	-25	-25	-30
Utkoblinger i anleggsfase	-	-130	-	-
Sparte reinvesteringer ift. nullalternativet	-	420	420	480
Reduserte overføringstap ift. nullalternativet	-	485	455	395
Reduserte flaskehalsar ift. nullalternativet	-	120	120	120
Sum prissatte virkninger	-440	-1565	-2500	-1740
Ikke-prissatte virkninger				
Natur- og miljø	0	---	---	---
Trinnvis gjennomføring mot Fræna	0	++	0/+	+
Trinnvis gjennomføring mot Tjeldbergodden	0	++	++	0/+
Restverdi	0	0/+	0/+	0/+

4.1.1 Flexibilitet til trinnvis gjennomføring er verdiøkende i indre konsept

Øker differanse i prissatte virkninger i forhold til ytre og gjennomgående konsept

Det indre konseptet har både best prissatt og ikke-prissatt lønnsomhet av utbyggingskonseptene. Samlet vurderer vi altså at indre konsept fremstår som det klart mest rasjonelle konseptet i forventning. Det skyldes både bedre prissatt lønnsomhet, men ikke minst større fleksibilitet for trinnvis gjennomføring og slik sett potensiale for å redusere eller utsette investeringskostnader i tråd med faktisk forbruksvekst. Det er et stort utfallsrom i fremtidig forbruksvekst i Nordmøre og Romsdal. Det gjør denne fleksibiliteten veldig verdifull i valg av konsept. Eksempelvis vil det ved en forbruksvekst som i middelsscenarioet være mulighet for å nedskalere konseptet både mot Fræna og/eller Tjeldbergodden. Begge disse realopsjonene er verdsatt til (++).

Ytre konsept har minst natur- og miljøinngrep, rettfærdiggjør ikke de høye investeringskostnadene

Det ytre konseptet har på sin side minst negativ påvirkning på natur- og miljø. Vi vurderer imidlertid at dette ikke veier opp for den store forskjellen i prissatte virkninger sammenlignet med indre konsept. Indre konsept innebærer om lag 50 km mer luftledning på 420 kV-spenningsnivå enn i det ytre konseptet. For at natur- og miljøinngrep isolert skal endre rangeringen mellom ytre og indre konsept må kostnaden for inngrep altså være opp mot 20 MNOK per km ledning som blir bygget. Dette anser vi som en høy kostnad. I tillegg vil et stort sjøkabelanlegg på 30 km, som i det ytre konseptet, også innebære natur- og miljøinngrep, selv om selve kabelen ikke er visuelt synlig. Sammenlignet med indre konsept vil også 132 kV-ledningen mellom Romsdalshalvøya og Nordmørsringen innebære større miljøinngrep i det ytre konseptet. Når vi i tillegg hensyntar mulighet for trinnvis gjennomføring mellom Isfjorden og Fræna i indre konsept, fremstår dette konseptet som klart bedre enn ytre konsept i forventning.

4.2 Usikkerhet endrer ikke rangering av utbyggingskonseptene

Vi vil nå omtale i hvilken grad endrede forutsetninger i vår verdsettelse påvirker rangering av utbyggingskonseptene. Usikkerhet i verdsettelse er omtalt under hver enkelt virkning i V8.

Figur 28 illustrerer hvordan usikkerhet i verdsettelse påvirker hvilket konsept som kommer bedre ut sammenlignet med de andre utbyggingskonseptene. Vi har her delt virkningene opp i tre kategorier. Første kategori er virkninger som er følsomme for endrede forutsetninger vedrørende omfang og prisusikkerhet på varer og tjenester. Andre kategori er virkninger som er følsomme for endrede forutsetninger vedrørende forbruk- og produksjonsutvikling, avbruddskostnader og kraftpriser. Tredje kategori er virkninger som ikke er prissatt. Gjennomgangen konkluderer med at når vi hensyntar usikkerhet fremstår fortsatt indre konsept som det mest rasjonelle konseptet.

Figur 28: Vurdering av usikkerhet og hvilken betydning andre forutsetninger har for rangering

	Virkning	Viktighet*	I favør	Beskrivelse
Omfang og prisusikkerhet	Investeringskostnader	●	Indre og Ytre	Større utfallsrom i investeringskostnader i gjennomgående konsept. I tillegg større utfallsrom i kostnader for NEAS ved å gå til Bolli/Fræna i stedet for i eksisterende trase til Istad stasjon.
	Drift- og vedlikeholdskostnader	●	-	Usikkerhet i anslag anses lik mellom konseptene.
	Sparte reinvesteringer	●	Indre	Større usikkerhet i ytre og gjennomgående konsept knyttet til spart reinvestering av 132 kV Grytten-Istad og 132 kV-stasjon på Istad. Nedside på 215 MNOK, pluss at det vil påvirke natur- og miljø negativt
Forbruksutvikling og avbruddskostnader	Avbruddskostnader Nyhamna	●	-	Usikkerhet i anslag anses lik mellom konseptene. Tilleggsverdi i høyt scenario for gassproduksjon på Nyhamna er kun 25 MNOK i favør ytre konsept.
	Utkoblinger i byggefase	●	-	Omfang av utkoblinger i indre konsept kan både bli større og mindre. God planlegging kan redusere utkoblingsbehov. I tillegg kan trase mellom Istad og Fræna bli tilpasset for å begrense antall og varighet på utkoblinger.
	Avbruddskostnader øvrig forbruk	●	Indre	Stor avhengighet av Fræna i ytre konsept ved høy forbruksvekst. Indre legger til rette for betydelig mer forbruk enn gjennomgående iht. Statnett sin driftspolicy.
	Overføringstap	●	-	Tap påvirkes av forbruksutvikling, men endrer seg i stor grad likt mellom utbyggingskonseptene.
	Flaskehals	●	-	Usikkerhet i anslag anses lik mellom konseptene
	Restverdi	●	-	Usikkerhet i anslag anses lik mellom konseptene.
Ikke-prissatte virkninger	Natur- og miljø	●	Indre	Natur- og miljøvurdering er beheftet med stor usikkerhet. Trinnavgjennomføring kan redusere inngrep i indre konsept. Konseptet innebærer også større grad av spenningsoppgradering.
	Trinnvis gjennomføring mot Fræna	●	-	Indre konsept har opplagt større potensial for trinnvis gjennomføring. Faktisk verdi av realopsjonen er likevel usikker og kan både være større og mindre enn (++) som vi har lagt til grunn.
	Trinnvis gjennomføring mot Tjeldbergodden	●	-	Indre og ytre konsept har opplagt større potensial for trinnvis gjennomføring. Faktisk verdi av realopsjonen er likevel usikker og kan både være større og mindre enn (++) som vi har lagt til grunn.

* Rød angir høyest viktighet. Viktighet illustrerer i hvilken grad endrede forutsetninger vil endre differansen mellom vurderte utbyggingskonsepter.

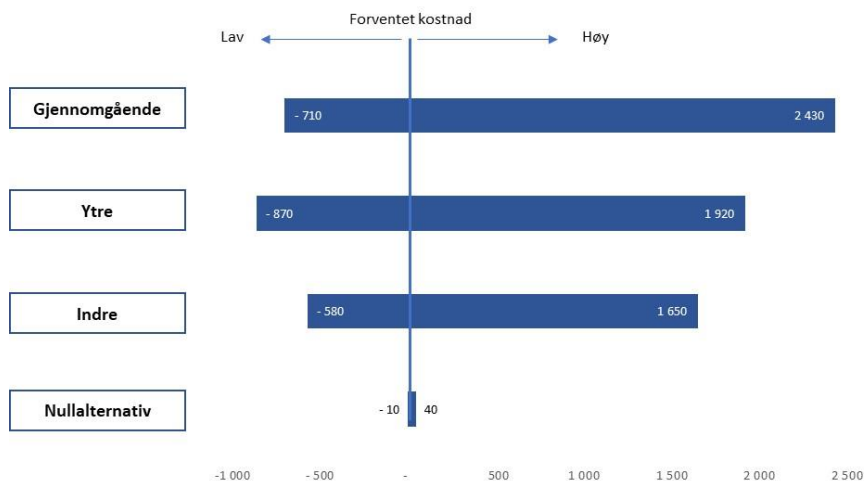
4.2.1 Indre konsept har mindre usikkerhet i investeringskostnader og sparte reinvesteringer

Investeringskostnader kan bli betydelig høyere i gjennomgående konsept

Figuren under viser utfallsrommet i investeringskostnader for de ulike konseptene. Utfallsrommet er størst i det gjennomgående konseptet. Årsaken til at investeringskostnadene kan bli såpass mye høyere er at det er stor usikkerhet i trase, og dermed antall kilometer ledning, vanskelighetsgrad og sjøkabelkryssinger. I estimering av investeringskostnader har vi heller ikke tatt høyde for at det kan bli krav om omfattende sjøkabelanlegg for å redusere miljøinngrep langs kysten av Nordmøre i det

gjennomgående konseptet. Indre konsept er utredet tidligere og det er mindre usikkerhet i trase og hvor krevende bygging vil bli. Alt annet likt tilsier usikkerheten i investeringskostnader at gjennomgående konsept kommer dårligere ut, sammenlignet med indre og ytre konsept.

Figur 29: Usikkerhet i investeringskostnader



Ytre konsept har potensial for lavere investeringskostnader, men ikke tilstrekkelig til å endre rangering. Ytre konsept har størst potensiale for lavere investeringskostnader. Dette vil imidlertid innebære at det blir lagt ett kabelsett uten reservefase mellom Ørskog og Nyhamna. Dersom det blir lagt to sjøkabelsett vil investeringskostnadene bli høyere i forventning. Samlet sett vurderer vi at usikkerhet i investeringskostnader er relativt lik mellom indre og ytre konsept.

Vi har ikke vurdert usikkerhet i investeringskostnadene knyttet til 132 kV-tiltak

Når det gjelder tiltak i 132 kV-nettet har vi ikke vurdert usikkerhet i investeringskostnadene. Vi vurderer imidlertid at det er sannsynlig at kostnadene for ny 132 kV-ledning fra Rensvik til Bolli/Fræna blir større snarere enn mindre enn hva vi har lagt til grunn i ytre og gjennomgående konsept, og at denne usikkerheten er større enn i indre konsept. Dette fordi det både er større usikkerhet i lengde, vanskelighetsgrad og hvor mye sjøkabel det blir på traseen som går mot Bolli/Fræna sammenlignet med mot Istad.

Spart reinvestering av 132 kV Grytten-Istad og 132 kV-stasjon på Istad er sikrere i indre konsept

Usikkerheten i sparte reinvesteringer er større i ytre og gjennomgående konsept. I alle tre konseptene har vi lagt til grunn at vi kan spare reinvestering av 132 kV Grytten-Istad og 132 kV-stasjon på Istad. Det er imidlertid kun i indre konsept at disse anleggene naturlig vil bli erstattet av nye anlegg. Dersom de nevnte anleggene blir reinvestert i ytre og gjennomgående konsept vil dette redusere lønnsomheten opp mot indre konsept med anslagsvis 215 MNOK. I tillegg vil vi ikke oppnå de positive natur- og miljøvirkningene sanering av nettanlegg medfører.

4.2.2 Indre konsept styrker seg ved høy forbruksutvikling

Gjennomgående konsept legger til rette for vesentlig mindre forbruk iht. Statnett sin driftspolicy

Det er betydelig forskjell i hvor godt de ulike konseptene håndterer en svært høy forbruksvekst i Nordmøre og Romsdal. Ny 420 kV-ledning Snilldal-Tjeldbergodden-Surna og forsterkning fra Isfjorden til Fræna, som i indre konsept, eller fra Ørskog til Fræna, som i ytre konsept, gir fordeler med tanke på å redusere risikoen for avbrudd sammenlignet med det gjennomgående konseptet. Dette gjelder spesielt i forbindelse med nødvendig vedlikehold av anleggene. Legger vi til grunn Statnetts driftspolicy når vi beregner kapasitet, vil indre og ytre konsept gi to "små 420 kV-ringer" med samme kapasitet

hver for seg som en "stor 420 kV-ring" i det gjennomgående konseptet. Årsaken er at forbruket blir fordelt på to uavhengige system. Det reduserer risikoen for at samtidige feil skal ramme et større område. Det gjør det også enklere å ta ledninger ut for vedlikehold. Problemer med spenningskontroll, som omtalt for gjennomgående konsept, vil også oppstå ved et betydelig lavere forbruk i området enn det som er tilfellet for indre konsept.

Ytre konsept har svakheter ved høy forbruksutvikling på Romsdalshalvøya og i Nordmørsringen

Samlet sett styrker indre konsept seg opp mot ytre konsept når vi legger til grunn en høy forbruksvekst i Nordmøre og Romsdal. Dette er basert på følgende observasjoner:

- I indre konsept vil ny 420 kV-stasjon på Istad redusere avhengighet av Fræna, da konseptet inneholder to transmisjonsnettstasjoner og et mer robust underliggende nett på Romsdalshalvøya. Dette er fordelaktig, særlig i et scenario med høy forbruksvekst. At Nordmørsringen får sin "egen" transmisjonsnettstasjon på Istad gir høyere kapasitet til NEAS sitt forsyningsområde. Dette fordi kapasiteten i Nordmørsringen først og fremst blir begrenset av kapasiteten i regionalnettet i stedet for transformator kapasiteten på Fræna.
- Ved høy forbruksvekst kan sjøkabelen mellom Ørskog–Nyhamna–Fræna begrense kapasiteten iht. Statnetts driftspolicy. Det kan derfor bli behov for dobbelt sjøkabelsett, som i sin tur vil øke investeringskostnadene i ytre konsept.
- Våre beregninger viser at differansen i overføringstap mellom de to konseptene vil øke ytterligere ved høy forbruksutvikling.

Ytre konsept gir fullverdig N-1 til Nyhamna, men begrenset verdi selv i høyt scenario

Det ytre konseptet gir fullverdig N-1 til Nyhamna, mens vi i de andre konseptene vil få avbruddskostnader ved feil på industriradialen mellom Fræna og Nyhamna. Det er for øvrig mulig å oppnå fullverdig N-1 i disse konseptene ved å dublere industriradialen mellom Fræna og Nyhamna.

Det er svært liten sannsynlighet for at en feil vil inntreffe på industriradialen, men dersom det skjer er konsekvensen stor. Forventningsverdien er utarbeidet for å hensynta dette utfallsrommet. I middelsscenario for fremtidig gassproduksjon på Nyhamna er avbruddskostander mellom Fræna og Nyhamna 15 MNOK i nåverdi. I høyt scenario er avbruddskostnadene fortsatt beskjedne, anslått til om lag 40 MNOK.

For Nyhamna-anlegget kan imidlertid utkobliger i anleggsperioden gi større avbruddskostnader enn utfall av 420 kV Viklandet-Nyhamna. Våre vurderinger tilsier at utkoblingsbehovet vil være størst i indre konsept. Vi har prissatt utkoblingsproblematikken til 130 MNOK i avbruddskostnader. Vi kan ikke utelukke at utkoblingsbehovet vil bli enda mer omfattende. På den andre siden kan god planlegging og koordinering med Nyhamna redusere utkoblingsbehov og konsekvens av utkobling. I tillegg kan trase mellom Istad og Fræna bli tilpasset for å begrense antall og varighet på utkobliger. På bakgrunn av dette konkluderer vi med at usikkerhet i avbruddskostnader på Nyhamna og utkoblingsbehov ikke påvirker rangering av konseptene.

4.2.3 Ved lav og middels forbruksutvikling kommer verdien av ikke-prissatte virkninger klarere frem **Trinnvis gjennomføring reduserer natur- og miljøinngrep, kan ha stor verdi i indre konsept**

Trinnvis gjennomføring kan bidra til å redusere natur- og miljøinngrep. I vurderingen har vi lagt til grunn at alle de skisserte tiltakene i konseptene blir gjennomført. Ved nedskalering vil natur- og miljøinngrepet bli redusert. Vi vurderer at potensialet for dette er klart størst i det indre konseptet.

Natur- og miljøinngrep er verdsatt basert på pluss-minusmetoden. Dette er en grovmasket tilnærming. Vurdering av omfang er gjort med utgangspunkt i hvor mange kilometer ny ledning og hvor mange

stasjoner som blir bygget i de ulike konseptene, samt hvor mye ledning som kan bli sanert. Ettersom trasevalg ikke er avklart, er det usikkerhet angående omfang i alle konseptene. Usikkerheten er noe større for det gjennomgående konseptet. Det er også usikkerhet knyttet til omfanget av sanering i de ulike konseptene. Vi vurderer her at det er minst usikkerhet knyttet til sanering i det indre konseptet. Siden trasevalg ikke er avklart er det også usikkerhet knyttet til naturverdiene som blir berørt av tiltakene. Usikkerheten i verdi er vurdert å være noe større i det gjennomgående konseptet.

Verdi av realopsjon knyttet til trinnvis gjennomføring er usikker, men endrer ikke rangering

Indre konsept har opplagt størst potensial for trinnvis gjennomføring mot Fræna. Sammen med ytre konsept har det også større potensial for trinnvis gjennomføring mot Tjeldbergodden. Faktisk verdi av realopsjonen knyttet til nedskalering er likevel usikker. Den kan både være større og mindre enn (++) som vi har lagt til grunn, uten at dette endrer rangering av utbyggingskonseptene.

4.3 Det er rasjonelt å gå videre med planlegging av tiltak

Gjennomgangen til nå viser at indre konsept er det mest rasjonelle utbyggingskonseptet i forventning og usikkerhet i verdsatte virkninger styrker denne konklusjonen. I dette delkapittelet redegjør vi for hvorfor det er rasjonelt å gå videre med planlegging av tiltak som inngår i indre konsept.

4.3.1 Nullalternativet vil på sikt nødvendigvis ikke være en forsvarlig driftssituasjon

Det er behov for kapasitetsøkende tiltak, også i nullalternativet

Behovsanalysen har avdekket et tydelig behov for å utrede og iverksette tiltak for å kunne koble til nytt forbruk i Nordmøre og Romsdal. N-1 kapasiteten er brukt opp og det er også lite ledig kapasitet innenfor intakt nett. For å unngå avvist etterspørsel, selv ved en lav forbruksvekst, har vi konstruert et nullalternativ som inkluderer en ny transformator i Fræna. Det er imidlertid viktig å påpeke at selv om ny transformator i Fræna har inngått i nullalternativet og alle konseptene vi har vurdert, er det imidlertid ingen automatikk i at dette tiltaket bør bli gjennomført først. Transformatoren i Fræna er valgt av analytiske grunner, ikke fordi vi har konkludert at tiltaket bør gjennomføres først i alle konsepter.

Det er usikkert om vi vil få avbruddskostnader eller tapt verdiskaping i nullalternativet

Nullalternativet innebærer at Statnett tar i bruk systemansvarliges virkemidler for å tilknytte mer forbruk. Som bakgrunn for vår verdsettelse har vi lagt til grunn at middelsscenarioet for forbruksvekst kan bli tilknyttet med bruk av systemvern. Som omtalt i behovsanalysen kan det imidlertid være utfordringer knyttet til å håndtere forbruksvekst som i middelsscenarioet med systemvern. Dette betyr at nullalternativet over tid nødvendigvis ikke er å anse som en forsvarlig driftssituasjon. Konsekvensen av dette er at vi kan gå fra en gradvis svekkelse i forsyningssikkerhet til tapt verdiskaping som følge av at kunder ikke blir gitt tilknytning. Vi legger til grunn at det skal svært lite avvist etterspørsel til før kostnaden ved avvist etterspørsel overstiger avbruddskostnadene som vi har lagt til grunn i nullalternativet. Ved en høyere forbruksvekst enn i middelsscenarioet vil utfordringene i nullalternativet bli forsterket. Både overføringstap, avbruddskostnader og risiko for at vi får tapt verdiskaping vil øke. Etter hvert vil vi komme i brudd med strøm- og spenningsgrenser og driftssituasjonen vil helt opplagt ikke være forsvarlig. Konsekvensen av dette vil være tapt verdiskaping som følge av at kunder må flytte, utsette eller skrinlegge sine planer.

4.3.2 Netttiltak har lang ledetid, realopsjon å gå videre med planlegging

Forbruksutvikling er usikker, videreføring setter oss i stand til å respondere på ulike utviklingsbaner

Fremtidig forbruksutvikling er den viktigste usikkerhetsfaktoren for lønnsomhet av tiltakene som inngår i indre konsept, da det påvirker både overføringstap, avbruddskostnader og i hvilken grad vi får tapt verdiskaping. Det er store planer om nytt forbruk i Nordmøre og Romsdal. Flere av planene er

imidlertid umodne og usikkerheten er stor. Dette gjør at middelsscenario for forbruksvekst kun utgjør om lag 1/3 av alle kjente planer.

Flere av forbruksplanene kan på tross av umodenhet ha relativt kort ledetid, mens netttiltak har lange ledetider. Dersom vi ikke går videre med planlegging, og forbruksveksten blir høyere enn det som kan bli håndtert, vil vi kunne få tapt verdiskaping som følge at kunder må flytte, utsette eller skrinlegge sine planer. Med den store usikkerheten i fremtidig forbruksutvikling er det en positiv realopsjon å modne tiltak frem mot endelig investeringsbeslutning. Statnett vil da ligge i forkant med mulighet til å kunne respondere på en stor forbruksøkning i Nordmøre og Romsdal.

4.4 Oppsummering – indre konsept tilrettelegger for stor forbruksvekst

Utredningen viser at indre konsept er det beste utbyggingsalternativet og at det er rasjonelt å gå videre med planlegging. Konseptet innebærer ny 420 kV-ledning Isfjorden-Istad-Fræna, samt ny 420 kV-ledning Snilldal-Tjeldbergodden-Surna. I tillegg til tiltak på 420 kV innebærer konseptet at NEAS bygger en 132 kV-ledning fra Istad til Kristiansund.

Figur 30: Oppsummeringstabell, basert på middelsscenario for forbruksvekst

Nåverdi MNOK 2021-kr	Nullalternativ Transformator	Konsept 1: Indre	Konsept 2: Ytre	Konsept 3: Gjennomgående
Prissatte virkninger				
Investeringskostnader transmisjonsnett ex. TBO	-95	-1 000	-1 970	-2 070
Investeringskostnader transmisjonsnett TBO**	-	-1070	-1070	-260
Investeringskostnader regionalnett	-	-240	-310	-240
Økte drift- og vedlikeholdskostnader	-5	-110	-120	-105
Avbruddskostnader Nyhamna	-130	-15	-	-30
Avbruddskostnader nytt forbruk	-210	-25	-25	-30
Utkoblinger i anleggsfase	-	-130	-	-
Sparte reinvesteringer ift. nullalternativet	-	420	420	480
Reduserte overføringstap ift. nullalternativet	-	485	455	395
Reduserte flaskehalsar ift. nullalternativet	-	120	120	120
Sum prissatte virkninger	-440	-1 565	-2 500	-1 740
Ikke-prissatte virkninger				
Natur- og miljø	0	---	---	---
Trinnvis gjennomføring mot Fræna	0	++	0/+	+
Trinnvis gjennomføring mot Tjeldbergodden	0	++	++	0/+
Restverdi	0	0/+	0/+	0/+
Vurdering av usikkerhet				
Forventet nytte av utbyggingskonseptene tar utgangspunkt i middelsscenario for forbruksvekst. Forbruksvekst er den største driveren for usikkerhet. Nullalternativet er nødvendigvis ikke å anse som en forsvarlig driftssituasjon. Sannsynlighet for at vi får tapt verdiskaping øker i takt med forbruksvekst. Videreføring av netttiltak setter oss i stand til å kunne respondere på ulike utviklingsbaner. Indre konsept er det beste utbyggingskonseptet i forventning. Når vi hensyntar usikkerhet fremstår det enda tydeligere som det mest rasjonelle konseptet. Det tilrettelegger for mest forbruk, har kortere ledetid og mindre usikkerhet i investeringskostnader og sparte reinvesteringer.				
Beslutningsrelevante forhold som påvirker rangering				
Øvrige beslutningsrelevante forhold påvirker ikke rangering.				
Rangering samfunnsøkonomisk rasjonalitet	4	1	2*	2*

* Vi har ikke vurdert ytre og gjennomgående konsept opp mot hverandre, ei heller eksplisitt i forhold til 0-alt.

** TBO er forkortelse for Tjeldbergodden

5 Forutsetninger for en vellykket gjennomføring

Denne utredningen har avdekket at det er behov for nye nettiltak i Nordmøre og Romsdal. Vi anbefaler et konsept som innebærer nye 420 kV-forbindelser til Fræna og Tjeldbergodden. For en vellykket gjennomføring av tiltakene vil det imidlertid være viktig å håndtere usikkerhet i forbruksvekst, investeringskostnader og natur- og miljøinngrep. Flere av tiltakene er med dagens informasjon også anleggsbidragspliktige.³⁹ Dette påvirker Statnett sin fremrykningsplan.

5.1.1 Gjennomføringsstrategi og anleggsbidrag

420 kV Isfjorden-Istad er første trinn, ikke anleggsbidragspliktig

Til nå i utredningen har vi behandlet indre konsept under ett. Konseptet består imidlertid av flere tiltak som kan bli gjennomført trinnvis. Når det gjelder Isfjorden-Istad-Fræna kan denne deles i tre trinn. Første trinn kan være både ny transformator i Fræna (nullalternativet) eller Isfjorden-Istad. Andre trinn vil være tiltaket som ikke gjennomføres i første trinn, mens tredje trinn vil være videreføring fra Istad mot Fræna. Trinnene kan selvfølgelig også gjennomføres samlet. I figuren under viser vi lønnsomhet av de ulike trinnene. Vi har hatt en grov tilnærming, spesielt når vi har fordelt avbruddskostnader, overføringstap og ikke-prissatte virkninger på de ulike trinnene.

Figur 31: Lønnsomhet av de ulike trinnene i indre konsept, gitt middelsscenario for forbruksvekst

Nåverdi MNOK 2021-kr	Trinn 0+ Trafo (0-alt)	Trinn 1a Isf-Ist	Trinn 1b Isf-Ist + Trafo	Trinn 3 Isf-Ist-Fræ	Trinn 4 Indre
Prissatte virkninger [MNOK]					
Investeringskostnader transmisjonsnett	-95	-605	-700	-1000	-1000
Investeringskostnader - tiltak mot Tjeldbergodden	-	-	-	-	-1070
Investeringskostnader regionalnett	-	-240	-240	-240	-240
Økte drift- og vedlikeholdskostnader	-5	-55	-60	-65	-110
Avbruddskostnader Nyhamna	-130	-30	-30	-15	-15
Avbruddskostnader nytt forbruk	-210	-80	-80	-80	-25
Utkoblinger i anleggsfase	-	-	-	-130	-130
Sparte reinvesteringer ift. nullalternativet	-	420	420	420	420
Reduserte overføringstap ift. nullalternativet	-	250	250	280	485
Reduserte flaskehalsener ift. nullalternativet	-	-	-	-	120
Sum prissatte virkninger	-440	-340	-440	-830	-1565
Ikke-prissatte virkninger					
Natur- og miljø	0	-	-	--	---
Trinnvis gjennomføring mot Fræna	0	n/a	n/a	n/a	++
Trinnvis gjennomføring mot Tjeldbergodden	0	n/a	n/a	n/a	++
Restverdi	0	0/+	0/+	0/+	0/+

Sammenstillingen over viser at Isfjorden-Istad er det enkelte trinnet med best prissatt lønnsomhet, gitt middelsscenario for forbruksvekst. Opp mot nullalternativet, med ny transformator i Fræna, veier avbruddskostnader, overføringstap og sparte reinvesteringer opp for de økte investerings- og driftskostnadene. Isfjorden-Istad vil imidlertid innebære større natur- og miljøinngrep enn nullalternativet, noe som trekker lønnsomheten i motsatt retning enn hva de prissatte virkningene indikerer. Samlet sett og hensyntatt usikkerheten som ble omtalt i kapittel 4.3 mener vi imidlertid at det er rasjonelt å starte med Isfjorden-Istad.

³⁹ Statnett plikter å kreve anleggsbidrag når en kunde som enten ber om tilknytning, økt kapasitet eller bedre kvalitet utløser behov for tiltak i nettet. Vurderingene av anleggsbidrag er foreløpige og kan bli endret som følge av ny informasjon.

Tiltaket tilrettelegger for generell forbruksvekst i hele regionen og er ikke anleggsbidragspliktig

Isfjorden-Istad vil legge til rette for opp mot 100 MW nytt forbruk iht. Statnetts driftspolicy på Fræna. Forutsetter vi at lasten i stedet øker like mye på Fræna og Moldeli, kan vi legge til rette for 180 MW nytt forbruk iht. til Statnetts driftspolicy. Forutsatt to transformatorer kan vi også legge til rette for opp mot 450 MW nytt forbruk tilknyttet den nye 420 kV-stasjonen på Istad. Med 132 kV-ledning videre til Kristiansund, kan vi legge til rette for i overkant av 200 MW nytt forbruk her.⁴⁰ Med dagens informasjon vurderer vi at Isfjorden-Istad ikke er anleggsbidragspliktig, da det er en forutsetning for generell forbruksvekst i regionen.

Transformator i Fræna kan være en del av det første trinnet, men er anleggsbidragspliktig

En transformator nummer to i Fræna vil heve kapasiteten i intakt nett og gi bedre forsyningssikkerhet knyttet til transformatorfeil. Tiltaket vil gjøre det mulig å tilknytte nytt stort forbruk på vilkår. Dersom generell forbruksvekst kommer fort og før Isfjorden-Istad er på plass kan det imidlertid være aktuelt og sette inn ny transformator som et første trinn. For å ligge i forkant anbefaler vi derfor å også gå videre med dette tiltaket nå. Med dagens informasjon er tiltaket anleggsbidragspliktig, men dette kan endre seg avhengig av hva som faktisk utløser investeringsbeslutning.

Videreføring fra Istad til Fræna er anleggsbidragspliktig, bør bli koordinert med kunder

Videreføring av 420 kV fra Istad til Fræna vil bedre leveringspåliteligheten til Nyhamna-anlegget og legge til rette for ytterligere forbruksvekst innenfor Statnett sin driftspolicy på Fræna. Med dagens informasjon vurderer vi at tiltaket vil være anleggsbidragspliktig. Statnett bør derfor koordinere seg med kunder som konkretiserer behov og bidrar med utredning- og anleggsbidrag.

Samlet planlegging og konsesjonssøknad for Isfjorden-Istad og Istad-Fræna kan resultere i at myndighetsprosesser tar lenger tid. Samtidig har Statnett en stor prosjektportefølje, og det er vår anbefaling å skille tiltakene fra hverandre.

Tiltak til Tjeldbergodden er anleggsbidragspliktig, bør bli koordinert med kunder

Forbruksplanene på Tjeldbergodden har et stort utfallsrom. Samtidig er de nært knyttet til enkeltaktører sine planer og fremdrift. Vi har tidligere i rapporten pekt på muligheter for trinnvis utvikling av 132 kV-nettet mot Tjeldbergodden. Med de planene vi kjenner til i dag er det ikke opplagt at det beste tiltaket vil være å bygge 420 kV-ledning Snildal-Tjeldbergodden-Surna.

Statnett er imidlertid klare for å planlegge 420 kV-ledning til Tjeldbergodden. Med dagens informasjon er tiltaket anleggsbidragspliktig. Statnett bør derfor koordinere seg med kunder som konkretiserer behov og bidrar med utredning- og anleggsbidrag. Samtidig vil det være viktig at underliggende nettselskap planlegger videre, dersom det viser seg at trinnvis utvikling av 132 kV-nettet er det mest rasjonelle for å imøtekomme forbruksplaner på Tjeldbergodden.

5.1.2 Øvrige føringer

Tett samarbeid mellom Statnett, Istad Nett og NEAS, samt dialog med forbruksaktører

Behovet for nye netttiltak i Nordmøre og Romsdal er nært knyttet til forbruksutviklingen. Det vil derfor være viktig med et tett samarbeid mellom Statnett og regionale nettselskaper, samt dialog med aktuelle forbruksaktører. I denne sammenheng er det viktig at regionale nettselskap til en hver tid har kontroll og oversikt over kunder som ønsker tilknytning, slik at beslutninger er i samsvar med innmeldte og gjeldende forbruksplaner.

⁴⁰ Som påpekt i mulighetsstudien kan flere tiltak i regionalnettet øke kapasiteten ytterligere i Nordmørsringen.

Vi ønsker ikke å investere i unødige nettiltak eller belaste naturen mer enn nødvendig. Dersom vi over tid får signaler om at forbruksveksten blir annerledes enn vi har lagt til grunn, vil vi gjøre nye vurderinger av hvilke tiltak som er rasjonelle. I utredningen har vi blant annet pekt på nedskaleringmuligheter i indre konsept som kan bli aktuelle. Dette innebærer at Istad Nett bør videreutvikle muligheter på 132 kV-spenningsnivå mellom Istad og Fræna og at NEAS fortsetter med å utrede 132 kV-tiltak til Tjeldbergodden.

I neste fase blir det gjort viktige avveininger av investeringskostnader og natur og miljø

Tiltakene som inngår i indre konsept innebærer omfattende investeringskostnader, samt natur- og miljøinngrep. Samtidig er det stor usikkerhet i anslagene våre på nåværende tidspunkt. Gjennom videre prosjektmodning og myndighetsbehandling vil denne usikkerheten bli redusert. I fasen frem mot konsesjonssøknad vil det samtidig bli gjort viktige avveininger mellom ulemper for natur og miljø og investeringskostnader. Dialog med interessenter og brukere av områdene blir viktig for å gjøre gode avveininger av hvilken trasé nye ledninger skal gå i.

Koordinering med revisjonsstans på Nyhamna vil være viktig for å begrense utkoblingskostnader

Normalt har Nyhamna-anlegget en større revisjon hvert fjerde år og neste revisjon er planlagt i 2023. Anlegget stopper da sin produksjon i 2-4 uker. Utkoblinger i forbindelse med anleggsarbeid bør i størst mulig grad samkjøres med revisjonsstans på Nyhamna for å minimere utkoblingskostnader.

Sparte reinvesteringer

Etabling av ny 420 kV ledning Isfjorden-Istad og potensielt videre til Fræna gir muligheter for omstrukturering og sanering av 132 kV-nettet i området. Deler av dette nettet vil bli overdratt fra Statnett til Mørenett når omklassifisering er avgjort.

132 kV Grytten-Istad og 132 kV-stasjon Istad

Ny 420 kV-ledning fra Isfjorden til Istad vil muliggjøre sanering av 132 kV Grytten-Istad og 132 kV-stasjon på Istad. Stasjonen på Istad er planlagt reinvestert mot slutten av 2020-tallet. Sanering av ledning vil ha en positiv virkning på natur- og miljø.

132 kV Brandhol-Istad

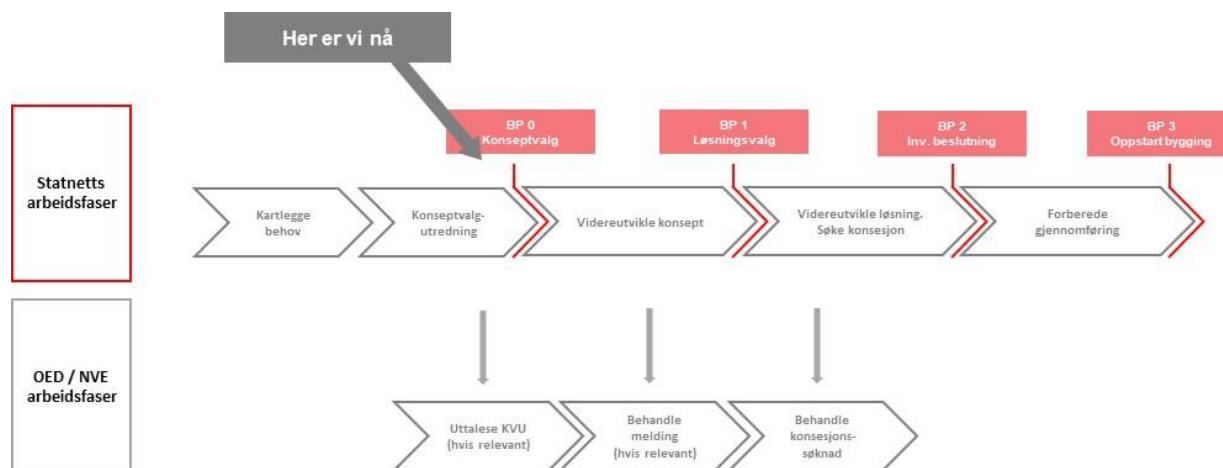
Ny 420 kV-stasjon i Istad kan muliggjøre spart reinvestering av 132 kV Brandhol-Istad. Dette kan imidlertid kreve flere trafoer i ny Istad stasjon, og er noe som bør undersøkes nærmere.

Brandhol 132 kV-stasjon

Det er planer om å bytte 132 kV apparat- og kontrollanlegg i Brandhol stasjon. I tillegg er de to 132/22 kV-transformatorene i stasjonen i dårlig forfatning og det er også planlagt å bytte dem. Gitt etablering av Isfjorden-Istad og ny 420 kV-stasjon på Istad vil det være mulig å forenkle Brandhol stasjon. Dette potensialet bør undersøkes i forbindelse med reinvesteringssprosjektet.

V1 Statnetts prosjektmodell

Figuren under viser Statnetts prosjektmodell og i hvilken fase denne utredningen er utarbeidet.



V2 Feilrater og varighet på 420 kV Viklandet-Fræna

Bayesianske feilrater for Viklandet-Fræna

Ledningsstrekning (delstrekninger og sum)	Forbigående feil (per år)	Varige feil (eks. mastehavari, per år)	Alvorlige hendelser (per år)
420 kV Viklandet-Istad	0.17	0.068	0.0076
420 kV Istad-Fræna	0.06	0.015	0.0017
420 kV Viklandet-Fræna (sum)	0.23	0.083	0.0093

Varighet for ulike typer feil på Viklandet-Fræna

Ledningsstrekning (delstrekninger)	Forbigående feil (timer)	Varige feil (eks. mastehavari, timer)	Alvorlige hendelser (timer)
420 kV Viklandet-Istad	0.86	60	552
420 kV Istad-Fræna	0.55	42	552

V3 Tilknytning av nytt forbruk skal være driftsmessig forsvarlig

Statnett har fastsatt tre kriterier for hva som må være oppfylt for å sikre en driftsmessig forsvarlig tilknytning av nytt forbruk:

- Strøm- og spenningsgrenser må overholdes
- Eksisterende kunder i nettet skal ikke få en vesentlig dårligere leveringspålitelighet
- Tilknytningen må som hovedregel ikke medføre brudd på Statnetts driftspolicy

[Strøm- og spenningsgrenser må overholdes](#)

Dette kriteriet innebærer at de forskriftsmessige kravene til leveringskvalitet og overføringsgrenser, gitt av henholdsvis "Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FoL §§3-1 og 3-10) og "Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet" (FoS §7), må overholdes. Dette kan videre forstås som at vi alltid skal ha kontroll i driften. Med kontroll mener vi at Statnett må ha virkemidler for å kunne håndtere feil i nettet uten at vi bryter relevante krav til strøm og spenning. Dette gjelder både ved drift av intakt nett og under planlagte driftstanser. Å koble til forbruk for nær grensen ved intakt nett kan medføre risiko for hendelser med store ringvirkninger. I en slik situasjon kan strømmettet kollapse med de store konsekvensene det kan medføre.

[Eksisterende kunder i nettet skal ikke få en vesentlig dårligere leveringspålitelighet](#)

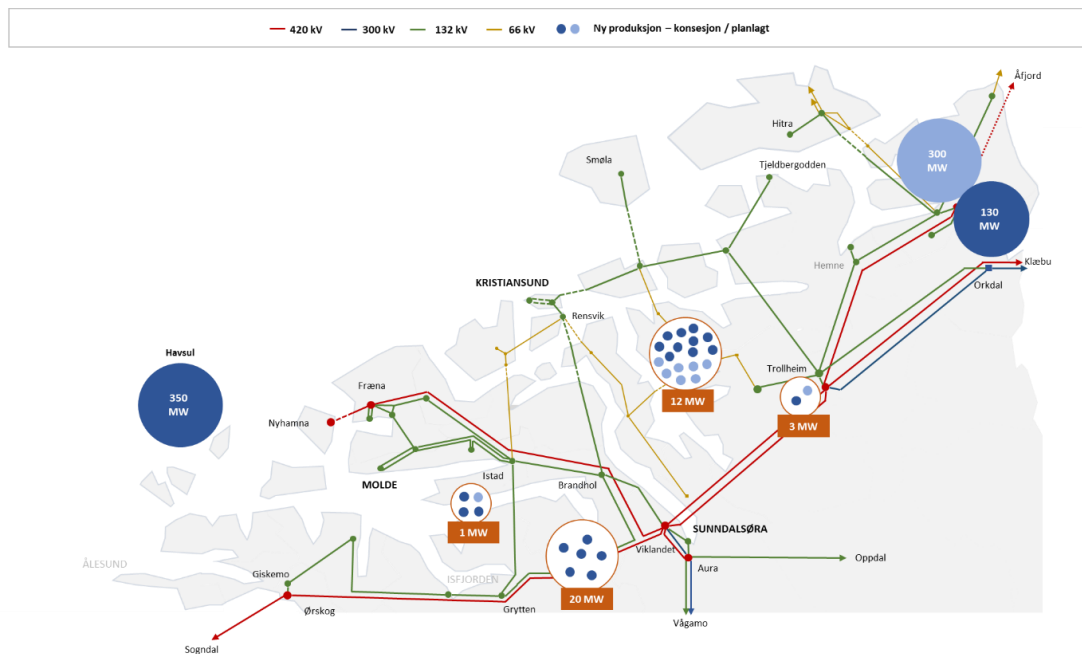
Hva som er en akseptabel leveringspålitelighet er ikke definert i dagens regelverk. I forarbeidene til FoL vurderer NVE at det er lite hensiktsmessig å stille krav til et tallfestet nivå på leveringspålitelighet. Statnett forstår NVE som at de mener kunden har krav på forsyningsikkerhet i intakt nett. Dette danner derfor en absolutt nedre grense for grad av leveringspålitelighet når vi planlegger kraftsystemet, og omtales som grensen ved intakt nett. I hver enkelt sak gjør vi imidlertid en skjønnsmessig vurdering av hvorvidt eksisterende kunder fortsatt vil ha akseptabel leveringspålitelighet ved tilknytning av nye kunder.

[Tilknytningen må som hovedregel ikke medføre brudd på Statnetts driftspolicy](#)

Statnetts driftspolicy innebærer kort sagt at vi planlegger og drifter nettet ut fra et prinsipp om at nettet skal tåle en feil og likevel forsyne alt forbruk. Hvorvidt vi likevel vil tilknytte forbruk der dette ikke vil være tilfellet, vil være en konkret vurdering hvor forbruket vurderes opp mot strøm- og spenningsgrensene. Disse vurderingene er avhengig av blant annet forbrukets størrelse, lokasjon og egenart, og er vanskelig å forskuttere. Generelt sett kan man si at områder med flere, konsentrerte store forbrukspunkter er mer egnet til å koble til forbruk utover vår driftspolicy enn områder med mange små og spredte forbrukspunkter. Det er uansett normalt ønskelig å ha noe margin til kapasitetsgrensen ved intakt nett.

V4 Kjente planer om ny produksjon

Det er konkrete planer om både mer vannkraft og vindkraft i Nordmøre og Romsdal. Disse planene er vist i figuren under. I det følgende vil vi kort omtale planene og hvilke forutsetninger vi legger til grunn i denne analysen.



Havsul har fått tilknytning, men realisering er usikker

Havsul havvindpark har fått konsesjon fra NVE og er tildelt kapasitet for tilknytning i Nyhamna stasjon. Prosjektet har ikke fått forlenget frist for idriftsettelse utover 2021, men har mulighet til å søke konsesjon på nytt når eksisterende konsesjon bortfaller. Havsul vindpark er basert på bunnfaste møller med installert effekt på 350 MW og en forventet årsproduksjon på 1,2 TWh.

Vindprofiler for området predikerer at det vil blåse mest vinterstid, når kraftunderskuddet er på det høyeste. Den planlagte produksjonen vil imidlertid være variabel. Selv om det blir færre timer med stort underskudd i regionen er det derfor usikkert i hvilken grad Havsul vil bedre forsyningsikkerhet for eksisterende forbruk og muliggjøre tilknytning av nytt forbruk. I denne analysen legger vi i til grunn at prosjektet ikke blir realisert. Vi har heller ikke lagt til grunn at annen havvind blir tilknyttet i området.

Planer om ny vannkraft, men små volum som gir lite bidrag til kraftbalanse

I analyseområdet foreligger det planer om flere mini- og småkraftverk. Det er imidlertid tilnærmet ingen planer på Romsdalshalvøya og også beskjedne planer i NEAS sitt forsyningsområde. I tillegg forventer vi at disse kraftverkene vil ha tilnærmet null sikker produksjon vinterstid når underskuddet i området er som størst. Da planene uansett vil ha lite å si for kraftbalansen i analyseområdet har vi også her valgt en konservativ tilnærming hvor ingen av planene blir lagt til grunn. Lønnsomhet av ny småkraft er samtidig usikker, og det er lite trolig at alle planlagte prosjekt blir realisert.

Reinvestering og mulig økt kapasitet i vindparken på Smøla

Vindparken på Smøla ble bygd i to trinn i 2002 og 2005. Med en normal levetid på 25 år for turbinene kan anlegget være modent for reinvestering på slutten av 2020-tallet. Ifølge opplysninger fra NEAS vurderer Statkraft en mulig doubling av kapasiteten fra 150 MW til 300 MW i forbindelse med en 'repowering' av vindparken. Nye møller vil trolig ha større effekt (~5 MW) enn eksisterende anlegg, og antallet møller i parken kan slik sett bli lavere enn dagens 68 møller selv om total kapasitet blir økt.

En økning i installert effekt opp mot 300 MW vil kreve dublering av forbindelsen fra Smøla inn til Nordheim. Behovet for forsterkninger videre er avhengig av en rekke forhold, ikke minst lastutviklingen på Nordmøre. Vi vurderer at det ikke vil være samfunnsøkonomisk å dimensjonere nettet for eventuelt å unngå nedkjøring av vindkraftproduksjonen ved utfall i 132 kV nettet (N-1-hendelser), og det kan derfor være at 132 kV-nettet fra Nordheim mot Kristiansund og Surna har tilstrekkelig kapasitet selv om det blir en økning i installert effekt i vindparken på Smøla.

Vindkraft under Snilldal ikke relevant for analysen med dagens nettstruktur

Det er store planer om vindkraft nord for analyseområdet, i Vestnettet. Rundt Snilldal stasjon er Geitfjellet vindpark (180 MW) allerede under utbygging. I tillegg foreligger det planer om ytterligere to større vindkraftprosjekter. Remmafjellet, med en installert effekt på 130 MW, har fått innvilget konsesjon. Svarthammeren, med en installert effekt på 300 MW, er under behandling. Med gjeldene nettstruktur vil disse vindkraftverkene ikke påvirke underskuddet i hverken NEAS eller Istad sine forsyningsområder.

V5 Mål og rammer

Samfunns målet er å legge til rette for næringsutvikling i Nordmøre og Romsdal

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

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

Etter vår vurdering er alle disse målsetningene relevante, samtidig er det etter vårt syn hensiktsmessig å velge kun ett overordnet samfunns mål. Som redegjort for i behovsanalysen vurderer vi at det er forbruksveksten som anses som det utløsende behovet for tiltak, i hovedsak grunnet store forbruksplaner om næringsutvikling. Samfunns målet med tiltak i Nordmøre og Romsdal fastsettes dermed til - *Legge til rette for næringsutvikling som krever økt krafttilgang.*

Effekt målene beskriver ønsket oppnådd tilstand for både forbrukere og Statnett

Et mål om å legge til rette for næringsutvikling som krever økt krafttilgang impliserer at vi må tilrettelegge for forbruk fremover i tid uten å overskride rammene drøftet over. Målene er imidlertid ikke absolutte, og må avveies opp mot kostnaden ved å øke mål oppnåelsen. Forholdsmessigheten mellom mål oppnåelse og kostnadene blir vurdert i alternativanalysen som en del av den samfunnsøkonomiske lønnsomhetsvurderingen.

Vi har på bakgrunn av samfunns målet og behovsanalysen definert følgende effekt mål:

- Muliggjøre tilknytning av høyt forbruksscenario i Nordmøre og Romsdal i tråd med Statnetts driftspolicy for områdene Romsdalshalvøya, Nordmørsringen og Tjeldbergodden
- Mulig å vedlikeholde og fornye kraftnettet med tilfredsstillende forsyningssikkerhet

[Muliggjøre tilknytning av høyt forbruksscenario i Nordmøre og Romsdal](#)

For å legge til rette for realisering av de omfattende forbruksplanene i Nordmøre og Romsdal må vi muliggjøre tilknytning av høyt forbruksscenario i tråd med Statnetts driftspolicy. Det vil si at alle nye kunder får tilgang på strøm, ingen blir nektet tilgang til kraftmarkedet og få eller ingen nye aktører tilknyttes systemvern. Mål oppnåelsen kan dermed vurderes ut fra om kunder kan knyttes til på det tidspunkt og med den kvaliteten de ønsker. Usikkerheten i behovsanalysen tilsier at dette er et viktig, men utfordrende effekt mål å oppnå.

[Mulig å vedlikeholde og fornye kraftnettet med tilfredsstillende forsyningssikkerhet](#)

Vedlikehold sikrer en god standard på de tekniske anleggene, som igjen påvirker forsyningssikkerheten gjennom en lavere sannsynlighet for feil. Videre ønsker vi at nettkapasiteten i området skal være tilstrekkelig til at vi ikke trenger å koble ut kunder før vi skal gjennomføre planlagte driftsstanser. Vi ønsker også at aktuelle tiltak i større eller mindre grad kan spare planlagte reinvesteringer kostnader. Avbruddskostnadene til aktørene på systemvern i området tilsier at vi bør etterstrebe dette målet.

Effektmålene er sammenfallende

Det er lite konflikt mellom de to effektmålene vi har satt opp. Dersom vi muliggjør høy forbruksvekst i tråd med Statnetts driftspolicy, vil det tilrettelegge for å vedlikeholde og fornye kraftnettet med tilfredsstillende forsyningsikkerhet. Det tilsier at selv om første mål er en refleksjon av ønsket tilstand i nettet over tid, og det andre målet er en ønsket driftssituasjon, vil de ikke stå i motsetning til hverandre ved høy grad av måloppnåelse.

Måloppnåelsen vil trolig øke i tråd med hvor mye kapasiteten i nettet øker sammenlignet med forbruket, men ikke nødvendigvis i samme grad for begge effektmålene. Dersom graden av måloppnåelse for første effektmål er lav, vil det trolig tilsi at måloppnåelsen av andre effektmål er enda lavere. Det er eksempelvis mulig å tenke seg en situasjon hvor vi kan tilknytte all effekt, men ikke i tråd med Statnetts driftspolicy hele året. Det er en rimelig tolkning å si at første effektmål i stor grad er oppnådd i en slik situasjon. Samtidig vil det å ikke drive nettet i tråd med Statnetts policy hele året, redusere muligheten til å gjennomføre vedlikehold av kraftnettet akkurat da. Det kan, satt på spissen, føre til at vedlikeholdet må gjennomføres i kortere, sammenhengende perioder og bli vanskeligere å samkjøre med aktørene i området. Graden av måloppnåelse for det andre effektmålet kan da vurderes til middels eller lav grad.

Dersom vi er i en situasjon hvor det er akkurat tilstrekkelig kapasitet i nettet, kan effektmålene komme i motstrid. Noe ledig kapasitet i nettet kan være akkurat det man trenger for å drive vedlikehold uten utkoblinger. I en situasjon hvor det er forbrukere som ønsker tilknytning til nettet, men Statnett isolert ønsker margin for å kunne drive vedlikehold, vil det være en direkte konkurranse mellom effektmålene.

Rammene begrenser mulighetsrommet konsepter blir vurdert innenfor

Avveiningene vi gjør må være i tråd med myndighetenes føringer for nettutvikling og i overenstemmelse med gjeldene lover og forskrifter. Absolutte og ufravikelige krav, såkalte skal-krav, avgrensner mulighetsrommet vi vil vurdere konsepter innenfor. Statnetts egne standarder og retningslinjer, såkalte bør-krav, legger også føringer for hvilke konsepter som er aktuelle. Statnett omfattes av mange rammer, og rammene som er omtalt under er de vi har vurdert som mest relevant for denne utredningen.

Systemansvarliges virkemidler kan være varig alternativ til netttiltak dersom det er rasjonelt

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

Bruken av systemansvarliges virkemidler kan bidra til å gjøre en tilknytning, som ellers ikke ville vært det, driftsmessig forsvarlig. Dette omfatter blant annet bruk av belastningsfrakobling og produksjonsfrakobling. Bruk av systemvern er regulert i forskrift om systemansvaret i kraftsystemet. Det er ikke aktuelt å koble systemvern mot andre enn større industriforbrukere som en langsiktig og permanent løsning. Dette legger føringer for hvilke aktører som kan vurderes for systemvern.

Statnett skal kreve anleggsbidrag for kundeutløste investeringer i nettet

Siden 1. januar 2019 plikter Statnett å kreve anleggsbidrag når en kunde som enten ber om tilknytning, økt kapasitet eller bedre kvalitet utløser behov for tiltak i nettet. For anleggsbidrag (investeringskostnader) i regional- og transmisjonsnett vil nettanlegget som hovedregel ha nytte for flere enn kunden som utløser tiltaket, og kostnadsgrunnlaget justeres ned med en reduksjonsfaktor på 0,5. Kunden skal betale sin forholdsmessige andel av kostnaden ut ifra etterspurt kapasitet. I hvilke

tilfeller nettselskapene plikter å fastsette og kreve inn anleggsbidrag fra kunder, følger av kontrollforskriften § 16-1. Etter bestemmelsens første ledd skal nettselskapet *"kreve inn et nleggsbidrag fra kunden ... for investeringer som blir utløst når kunden:*

- a) *blir tilknyttet nettet*
- b) *får økt kapasitet*
- c) *får bedre kvalitet"*

Ut fra NVEs føringer i høringsdocumentet for regelverket, kan vi utlede at tiltak som er utløst av enkeltkunder er innenfor regelverket, mens tiltak som er utløst av generell forbruksutvikling er utenfor regelverket. Anleggsbidragsregelverket er relevant da det kan påvirke Statnett sin fremrykningsplan.

Tilknytning på vilkår

Regelverket for tilknytning av forbruk under vilkår tredde i kraft 15. april 2021. Det innebærer at nettselskap og forbrukskunder kan inngå avtaler om tilknytning til strømmettet med vilkår om utkobling eller reduksjon i strømforsyningen. Tilknytning av forbruk under vilkår kan anvendes til å tilknytte kunder tidligere eller til å unngå eller utsette investeringer. Ordningen er frivillig og påvirker ikke Statnetts tilknytningsplikt. Generelt må alle avtaler om tilknytning med enten midlertidige eller permanente vilkår være utformet på en slik måte at tilknytningen er driftsmessig forsvarlig og ikke medfører problemer for eksisterende kunder. Rammen er relevant ettersom det kan bli aktuelt å tilby aktører i området tilkobling med midlertidige vilkår mens eventuelle tiltak realiseres.

Statnett kan ikke eie eller ha kontroll over kraftproduksjon

Det er et skille mellom å drive med nett og produksjon. Med dagens retningslinjer er etablering og drift av kraftproduksjon tiltak utenfor Statnett sin kontroll. Dette medfører at å etablere mer produksjon i et område som alternativ til nett ikke er aktuelt.

Anleggene skal holdes i driftssikker stand

Konsesjonæren plikter til enhver tid å holde anlegget i tilfredsstillende driftssikker stand, herunder sørge for at det gjennomføres vedlikehold og modernisering av anlegget, slik at konsesjonsgitt kapasitet og øvrig funksjonalitet opprettholdes i hele konsesjonsperioden (Energilovforskriften §3-5a). For denne analysen er rammen viktig fordi den legger føringer for når Statnetts komponenter i nettet må reinvesteres.

Plikt til å ta beredskapsmessige hensyn

Beredskapsforskriften fastsetter krav og regler for forebyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyningen. Forskriften gir blant annet føringer for klassifisering av viktige stasjoner i transmisjonsnettet og krav knyttet til disse. Dette utgjør rammer ved etablering av nye nettanlegg, eller dersom eksisterende nettanlegg får transmisjonsnettfunksjon.

Nye anlegg bygges for 420 kV-spenningsnivå

Statnett har valgt å ta utgangspunkt i 420 kV som spenningsnivå for alle nye ledninger i transmisjonsnettet. Dette begrenser hvilke spenningsnivåer vi vurderer i denne utredningen.

Utbygging bør gi minst mulig belastning for tredjepart, naturmangfold, landskap og arealinteresser. Nettutviklingen skal ta hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt, i tråd med energiloven § 1-2. Allmenne interesser som søkes hensyntatt er blant annet miljø, klima, landskap, friluftsliv, andre næringer, lokalsamfunnet og storsamfunnet. Også naturmangfoldloven, som har til formål å ta vare på naturen ved bærekraftig vern og bruk, og kulturminneloven, som har til formål å verne om kulturminner, inneholder krav som kan påvirke vurdering av mulige nettiltak. Rammen tilsier at

tiltakenes natur- og miljøkonsekvenser bør begrenses dersom det ikke er tungtveiende årsaker som rettferdiggjør inngrepene.

[Transmisjonsnettet skal i hovedsak bygges som luftledning](#)

I Nettmeldingen (Meld. St. 14 (2011-2012)) ble det slått fast at ledninger på 300 kV- og 420 kV-spenningsnivå skal bli bygget som luftledning, bortsett fra i enkelte unntakstilfeller. For denne analysen er dette viktig i mulighetsstudien, hvor vi legger til grunn luftledning som hovedregel i tiltakene som vurderes.

V6 Innhold i konsepter videreført fra mulighetsstudie

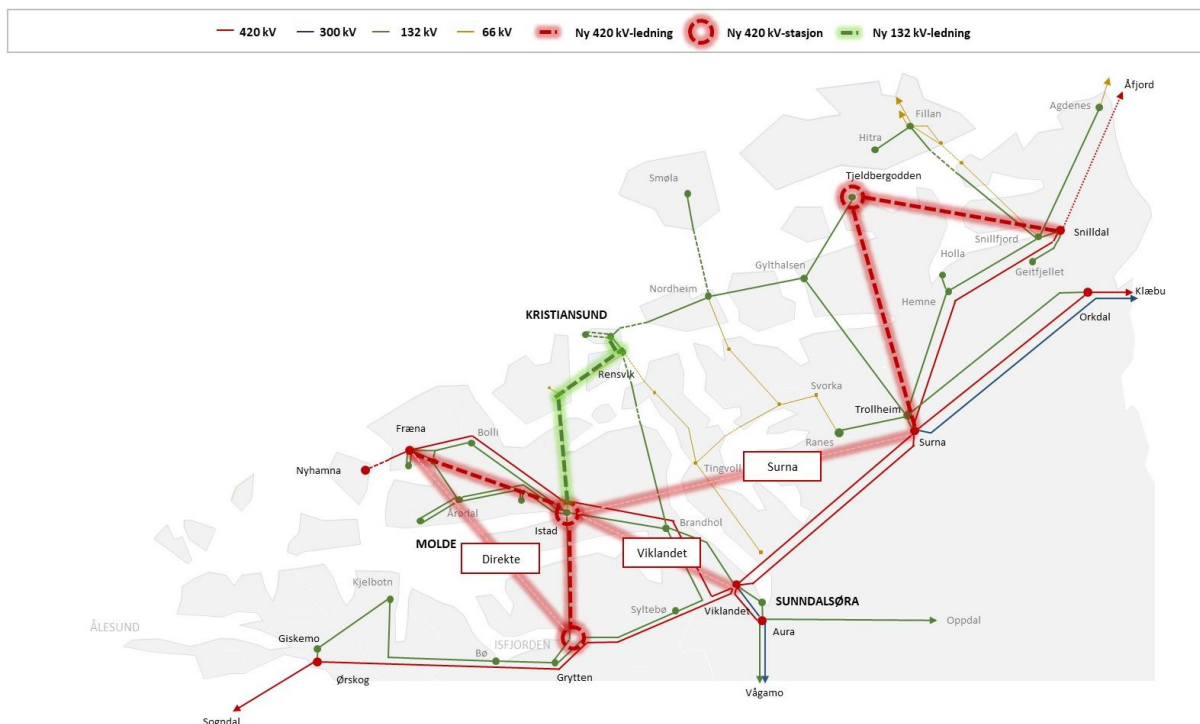
Innhold	Nullalternativet	INDRE 420 kV Isfjorden-Fræna 420 kV Snilldal-TBO-Surna 132 kV Istad-Kristiansund	YTRE 420 kV Ørskog-Nyhamna 420 kV Snilldal-TBO-Surna 132 kV Fræna-Kristiansund	GJENNOMGÅENDE 420 kV Snilldal-Fræna 132 kV Bollie-Kristiansund
420 kV-ledning mot Fræna	-	65-70 km ledning	20 km ledning, 30 km kabel	150-200 km ledning, 5-20 km kabel
420 kV-ledning til Tjeldbergodden	-	115-135 km ledning		-
132 kV-ledning	-	40-45 km ledning	55-60 km ledning	40-45 km ledning
Nyhamna stasjon	-	-	Ny 420 kV stasjon, 1-2 reaktor	-
Fræna stasjon	1 trafo	Utvidelse 420kV og 1 trafo	2 trafo	Utvidelse 420kV felt og 2 trafo
Istad stasjon	-	Ny 420 kV stasjon, 2 trafoer	-	-
Isfjorden stasjon	-	Ny 420 kV koblings-stasjon	-	-
Ørskog stasjon	-	-	1-2 reaktor	-
Kristiansund-omr. stasjon	-	-	-	Ny 420 kV stasjon, 2 trafoer, reaktor og SVS
Surna stasjon	-	Utvidelse 420kV		-
Snilldal stasjon	-	Utvidelse 420kV		
Tjeldbergodden stasjon	-	Ny 420 kV stasjon, 2 trafoer		

V7 Konseptvarianter forkastet i mulighetsstudien

Indre konsept

Vi har vurdert og forkastet flere varianter av det inde konseptet. Disse variantene er omtalt under.

Figur: Indre konsept og varianter som er forkastet



Ledning direkte fra Isjorden til Fræna er mindre egnet grunnet kapasitet, sårbarhet og overføringstap

Vi har vurdert et indre konsept uten 420 kV-stasjon på Istad. I denne varianten ville ny 420 kV-ledning gått direkte fra Isfjorden til Fræna. Deretter måtte NEAS forsterket inn til Nordmørsringen med en ny 132 kV-ledning Fræna–Rensvik–Kristiansund. Forventet investeringskostnad for både 420 kV- og 132 kV-tiltak er 300 MNOK lavere enn ved stopp i ny 420 kV-stasjon på Istad.⁴¹

På tross av lavere investeringskostnader (om lag 200 MNOK i nåverdi) anser vi den direkte varianten som dårligere. I det følgende gjennomgår vi tre hovedgrunner til dette.

- For det første vil en ny 420 kV-stasjon på Istad legge bedre til rette for forbruksvekst i Nordmørsringen. Grunnen til dette er at både forbruk på Romsdalshalvøya og Nordmørsringen vil pålaste transformatorene i Fræna uten ny stasjon på Istad. Med en ny 420 kV-stasjon på Istad vil vi dessuten få to transmisjonsnettstasjoner med god gjensidig reserve i regionalnettet. Dette gir god støtte i regionalnettet ved transformatorfeil og i noen tilfeller også bedre reserve ved feil i forbindelse med revisjoner. Motsatt betyr dette at avhengigheten av Fræna vil være stor i en direkte variant, og avhengigheten vil øke i takt med forbruksutvikling.

⁴¹ Forventet investeringskostnad for Isfjorden-Istad-Fræna er 1300 MNOK mens den for Isfjorden direkte til Fræna er 930 MNOK. Investeringskostnader i regionalnettet blir imidlertid om lag 80 MNOK lavere med ny 420 kV-stasjon på Istad.

- For det andre vil en 420 kV-stasjon på Istad gi lavere overføringstap. I middelsscenario for forbruksutvikling viser våre beregninger at det kan være snakk om opp mot 200 MNOK i forskjell i nåverdi. Ved høyere forbruksvekst vil differansen bli ytterligere forsterket.
- For det tredje vil en 420 kV-stasjon på Istad muliggjøre trinnvis utbygging i takt med forbruksveksten.

Startpunkt i Surna innebærer høyere investeringskostnader og miljøinngrep

Vi har vurdert en variant av konseptet som innebærer ny 420 kV-ledning fra Surna stasjon mot Istad og Fræna. Forskjellen i forhold til hovedkonseptet er altså at startpunkt for ledningen er i eksisterende Surna stasjon og ikke i Isfjorden. I likhet med hovedkonseptet med ny ledning Isfjorden–Istad–Fræna kan det i denne varianten etableres en ny 132 kV-ledning Istad–Rensvik–Kristiansund. Forventet investeringskostnad for denne varianten er 470 MNOK høyere enn med startpunkt i Isfjorden.

Statnett har konsesjon for og planlegger å bygge en ny 420 kV-ledning mellom Surna og Viklandet (Surna–Viklandet II). Denne vil erstatte dagens 300 kV-ledning på samme strekning. Et argument for startpunkt i Surna i stedet for Isfjorden er at vi kan bygge ledningen Surna–Istad istedenfor Surna–Viklandet II. Det kan redusere totale investeringskostnader med 510 MNOK.

Vi vurderer imidlertid at mulig besparelse av Surna-Viklandet II ikke veier opp for økte investeringskostnader og miljøinngrep ved Surna-Istad opp mot Isfjorden-Istad. Statnett undersøker også om Surna-Viklandet II bør gå til Aura i stedet for Viklandet. Dette for å støtte oppunder Norges største punktforbruk på Sunndalsøra og sikre en rasjonell utvikling av området.

Startpunkt i Viklandet mindre egnet ut fra hensyn til leveringspålidelighet og miljøinngrep

Vi har også gjort en overordnet vurdering av startpunkt i Viklandet for det indre konseptet. I KVV Nyhamna vurderte vi at dette er en mindre egnet trase ut fra hensyn til miljøinngrep og leveringspålidelighet, da vind og is over Meisalfjellet har forårsaket de fleste feil på 420 kV Viklandet-Fræna. Investeringskostnadene er heller ikke antatt å være lavere. Vi har derfor ikke utredet denne muligheten nærmere.

Ytre konsept

Videreføring av eksisterende Nyhamna-stasjon ikke vurdert som aktuelt

I ytre konsept vil Nyhamna stasjon, samt dagens industriradial mellom Fræna og Nyhamna, funksjonelt sett bli en del av transmisjonsnettet. Det vil trolig innebære at Nyhamna blir klassifisert som en klasse 3 stasjon i henhold til Beredskapsforskriften. Nyhamna stasjon tilfredsstiller ikke disse høye kravene til funksjonalitet i dag, og stasjonen må suppleres med nødvendige komponenter.

På grunn av utforming av eksisterende anlegg og plassmangel har vi lagt til grunn en helt ny stasjon på Nyhamna. Alternativet vil være å gjøre tilpasninger i dagens stasjon og søke fritak fra hele eller deler av beredskapsforskriften. Det kan gi lavere investeringskostnader, men høye avbruddskostnader på Nyhamna grunnet omfattende utkoblinger.

Endepunkt Fræna ikke konseptuelt forskjellig fra endepunkt Nyhamna

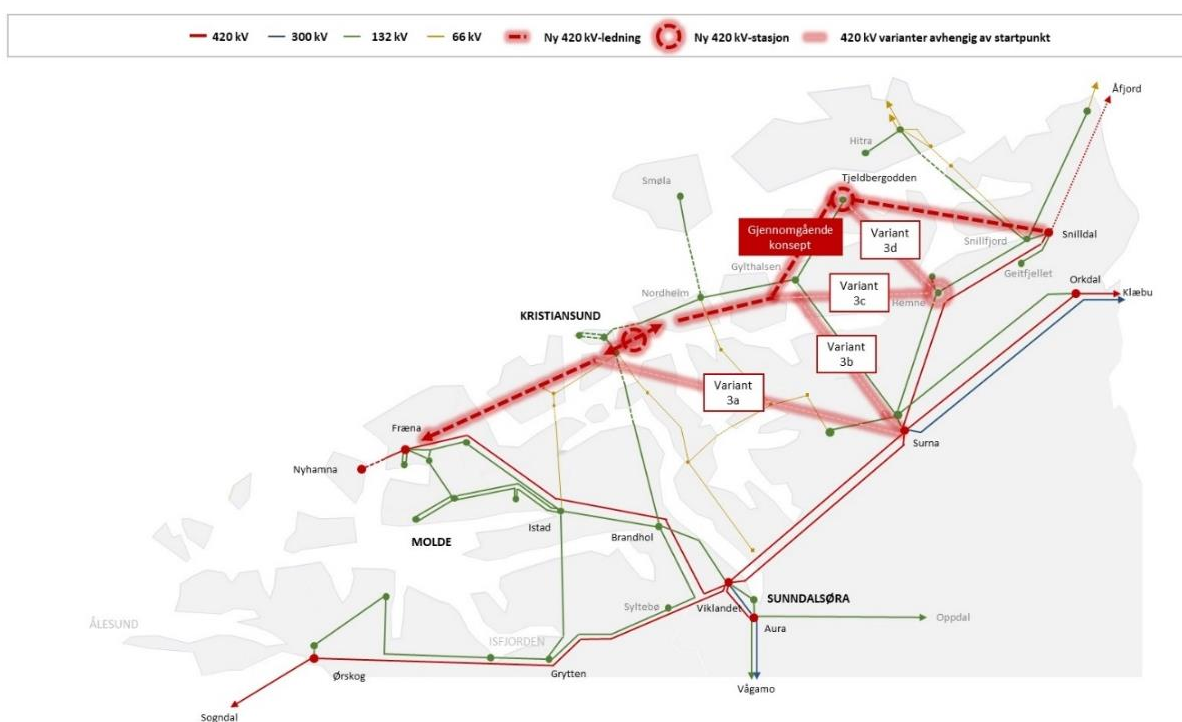
Vi anser endepunkt i Fræna eller Nyhamna som varianter innenfor det samme konseptet. Endepunkt Nyhamna er imidlertid lagt til grunn for investeringskostnadene. Endepunkt Fræna vil innebære en tilnærmet like lang sjøkabel med tilhørende kompenseringsanlegg, men i tillegg om lag 5 km ekstra luftledning fra fjorden inn mot Fræna stasjon. Fordelen med denne varianten vil være at vi unngår utfordringene knyttet til å innlemme Nyhamna stasjon i transmisjonsnettet. Ulempen vil være at

Nyhamna ikke får fullverdig N-1, som er hovedårsaken til at konseptet i utgangspunktet har blitt vurdert.

Gjennomgående konsept

Vi har ikke tatt stilling til nøyaktig stasjonsplassering og trasevalg i et gjennomgående konsept. Dette er detaljerte løsningsvalg som Statnett normalt sett ikke avklarer i konseptvalgfase vi er i nå. Som et utgangspunkt, og som grunnlag for kapasitetsanalyser og investeringskostnader, har vi lagt Snilldal til grunn som startpunkt med nye 420 kV-stasjoner på Tjeldbergodden og på Frei i Kristiansund-området. Hadde vi gått videre med dette gjennomgående konseptet er valg av startpunkt og stasjonsplassering noe vi ville sett mer detaljert på i neste fase av prosjektutviklingen. De mest aktuelle variantene er vist i figuren under.

Figur: Gjennomgående konsept og noen varianter av dette



Startpunkt i Surna er ikke utelukket

Et alternativt startpunkt for gjennomgående konsept er Surna. Variant 3a, som illustrert i figuren over, vil redusere investeringskostnader. Sammenlignet med startpunkt Snilldal vil dette imidlertid ikke innebære 420 kV-forsyning til Tjeldbergodden. Om vi tar inn investeringskostnader for 420 kV til Tjeldbergodden vil startpunkt i Snilldal komme klart bedre ut kostnadsmessig. Dersom Tjeldbergodden blir utviklet på 132 kV-spenningsnivå kan det imidlertid være mer aktuelt å starte i Surna i stedet for Snilldal.

Startpunkt i Hemne er ikke utelukket

Et annet alternativt startpunkt for det gjennomgående konseptet kan være i en potensiell ny 420 kV-stasjon i Hemne. Denne stasjonen kan bli etablert ved høy forbruksvekst i Hemne. Per nå, uten 420 kV-stasjon i Hemne, innebærer dette startpunktet økte investeringskostnader sammenlignet med Surna.. Sett i forhold til å bygge fra Snilldal, løser heller ikke startpunkt i Hemne fullt ut problemene ved utfall av 420 kV-ledningen sørover fra Snilldal.

V8 Verdsetting av virkninger

I dette vedlegget redegjør vi for verdsettelse av virkninger (fordeler og ulemper) i nullalternativet og i konseptene som er tatt med videre fra mulighetsstudien. Vi har lagt opp kapittelet slik at vi først går gjennom kostnadsvirkninger av å gjennomføre konseptene sammenlignet med nullalternativet. Deretter går vi gjennom nyttevirkningene av å gjennomføre de ulike konseptene. De fleste virkninger kan verdsettes i kroner, disse omtaler vi som prissatte virkninger. Noen virkninger er imidlertid vanskelige å prissette på en allment akseptert måte. Disse ikke-prissatte virkningene blir derfor verdsatt og illustrert basert på pluss-minus metoden.

Når vi har verdsatt de ulike virkningene har vi utarbeidet forventningsverdier i nåverdi. Ved beregning av forventningsverdier har vi tatt utgangspunkt i middelsscenario for forbruksutvikling. Fremtidig forbruksutvikling er imidlertid usikker, i likhet med flere andre viktige forutsetninger vi har gjort i analysen. Vi er derfor særskilt opptatt av å omtale usikkerhet i våre anslag. Alle nåverdier er for øvrig oppgitt i 2021-kroner, en diskonteringsrente på 4 % er lagt til grunn. Alle tall er rundet av til nærmeste 5 MNOK. Vi legger videre til grunn en analyseperiode fram til 2070.

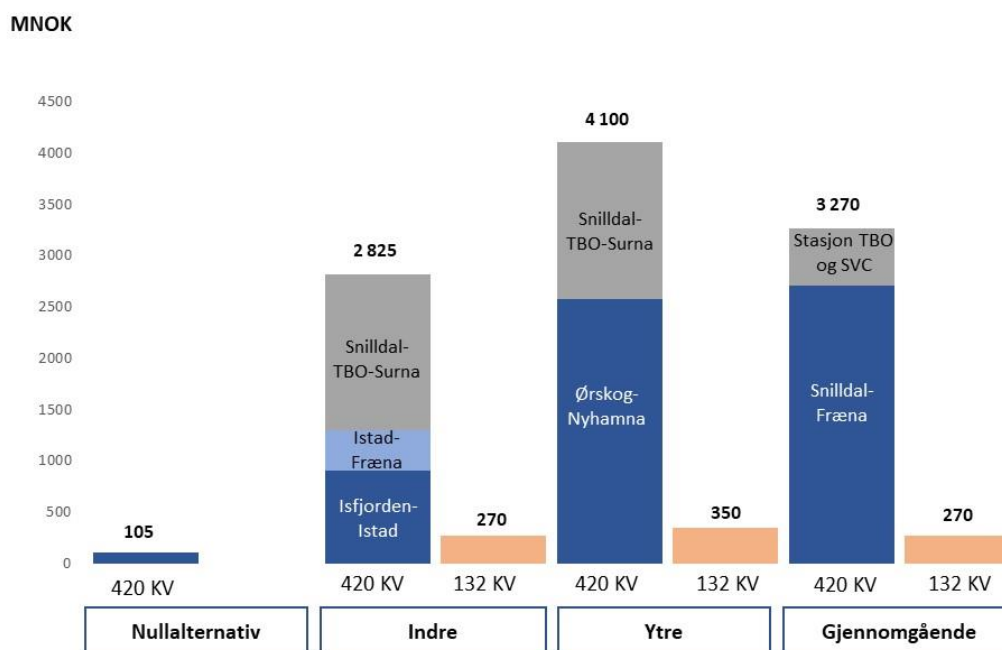
Idriftsettelsestidspunkt påvirker beregning av nåverdi. Vi legger til grunn at Isfjorden-Istad-Fræna og Ørskog-Nyhamna settes i drift i 2030, mens det gjennomgående konseptet og tiltak mot Tjeldbergodden settes i drift i 2032. Dette betyr at kontantstrømmer knyttet til både kostnader og nytte vil komme tidligere i tid i indre og ytre konsept. Ledetider og faktisk idriftssettelsestidspunkt er imidlertid usikkert og vil avhenge av flere forhold, som myndighetsprosesser, anleggsbidrag, Statnett sine generelle byggetider og hvilken prioritet tiltaket blir gitt i Statnett sin prosjektportefølje.

Investeringskostnader

Indre konsept har lavest investeringskostnader

I figurene under viser vi investeringskostnader for konseptene i faste kroner og deretter oppgir vi nåverdien av disse kostnadene. Indre konsept har lavest investeringskostnader av utbyggingskonseptene. Det betyr også av flere byggeklosser. Selv om differansen til det gjennomgående konseptet er relativt liten, koster imidlertid Isfjorden-Istad-Fræna under halvparten av det gjennomgående konseptet. Ytre konsept har høyest investeringskostnad. Konseptet innebærer om lag 30 km sjøkabel mellom Ørskog og Nyhamna. Dette er kostnadsdrivende, da sjøkabel er over seks ganger dyrere enn luftledning per kilometer.

Figur: Investeringskostnader (i MNOK faste kroner), TBO er forkortelse for Tjeldbergodden⁴²



Regionalnettskostnadene er relativt like i alle konseptene, men lavest i indre og gjennomgående konseptet. Dette fordi ny 132 kV-ledning mellom Romsdalshalvøya og Nordmørsringen vil være om lag 15 kilometer kortere i disse konseptene.

Figur: Investeringskostnader nåverdi, TBO er forkortelse for Tjeldbergodden

Nåverdi MNOK 2021-kr	0-alt	Konsept 1: Indre	Konsept 2: Ytre	Konsept 3: Gjennomgående
Investeringskostnader Statnett	-95	-1000	-1970	-2070
Investeringskostnader Statnett - tiltak mot TBO	0	-1070	-1070	-260
Investeringskostnader regionalnett	0	-240	-310	-240

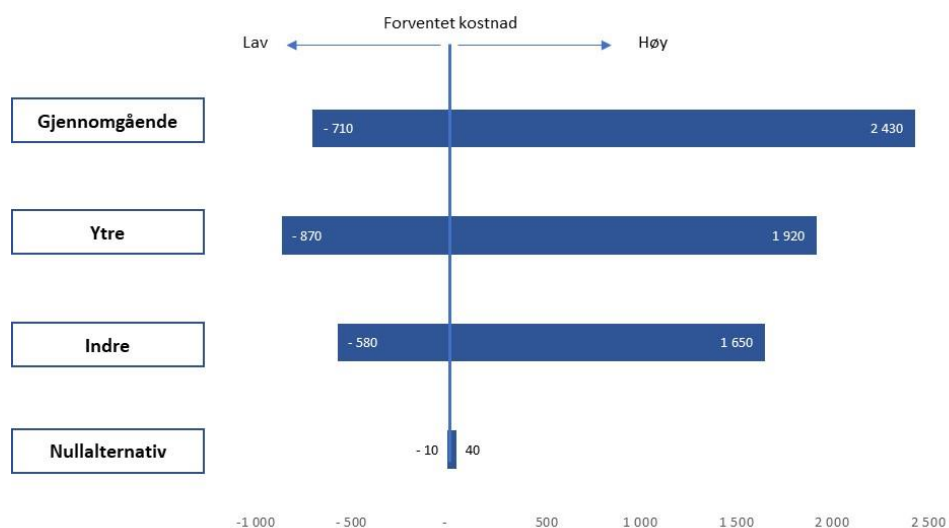
Usikkerhet i investeringskostnader er særlig stor for konsept fra Snilldal

I figuren under viser vi utfallsrom i investeringskostnader for de ulike konseptene. Vi ser at det er et stort utfallsrom i investeringskostnadene for alle konseptene. Den er aller størst i gjennomgående konsept, da det er stor usikkerhet i trase, og dermed antall kilometer ledning, vanskelighetsgrad og sjøkabelkryssinger. Det høye kostnadsanslaget tar heller ikke høyde for at det kan bli mer sjøkabel for å redusere miljøinngrep langs kysten av Nordmøre. I ytre konsept er det stor omfangsusikkerhet

⁴² Innenfor hvert konsept er det flere mulige løsningsvalg. Forventningsverdien er et vektet gjennomsnitt av de ulike løsningsvalgene. Kostnadsestimatet er beregnet med estimatklasse 5.

knyttet til antall sjøkabler. Vi har lagt til grunn at det er like stor sannsynlighet for ett kabelsett, ett kabelsett med reservefase og to kabelsett. Ledning fra Isfjorden til Fræna er utredet tidligere, og det er derfor mindre usikkerhet i trase og hvor krevende byggingen vil være.

Figur: Usikkerhet i investeringskostnadene



Drift- og vedlikeholdskostnader

Drift- og vedlikeholdskostnader øker i alle konsept

Størrelsen på transmisjons- og regionalnett øker i alle konseptene. Dette gir økte drift- og vedlikeholdskostnader sammenliknet med nullalternativet. Økningen er vist i tabellen under. I V6 har vi vist innholdet i de ulike konseptene. Dette er lagt til grunn når vi har utarbeidet drift- og vedlikeholdskostnader.

Det er særlig tre faktorer som påvirker kostnadene i de ulike konseptene:

- Hvorvidt det etableres nye stasjonsanlegg eller ikke. Gjelder alle konsept.
- Hvorvidt konseptet innebærer sjøkabler eller ikke. Gjelder konsept 2 og 3.
- Lengde på ledningene som inngår i konseptet. Alle konsept innebærer lange ledninger.

Figur: Drift- og vedlikeholdskostnader

Nåverdi MNOK 2021-kr	0-alt	Konsept 1: Indre	Konsept 2: Ytre	Konsept 3: Gjennomgående
Økte drift- og vedlikeholdskostnader	-5	-110	-120	-105

Drift- og vedlikeholdskostnader er relativt små og usikkerhet har liten betydning

Det er lite som skiller konseptene når det gjelder økte drift- og vedlikeholdskostnader. Samtidig er usikkerheten i disse anslagene relativt små, spesielt sammenliknet med øvrige virkninger.

Utkoblingsbehov i byggefase

I Indre-via-Istad kan utkoblingsbehov gi avbruddskostnader på Nyhamna

Vi har vurdert utkoblingsbehovet i anleggsfasen ved de ulike konseptene. Dette er relevant fordi et stort utkoblingsbehov vil svekke forsyningsikkerheten, som i sin tur kan gi avbruddskostnader. I nullalternativet vil det ikke gjennomføres tiltak og det vil altså heller ikke være noe utkoblingsbehov i noen anleggsfase.

Koordinering med revisjonsstans på Nyhamna vil være viktig for å begrense utkoblingskostnader






Anlegget på Nyhamna er tilknyttet systemvern. Det gjør at gassprosesseringen stopper opp ved utkobling av Viklandet–Fræna, Fræna–Nyhamna eller Nyhamna stasjon. Dersom nye kunder blir tilknyttet systemvern før konseptene er på plass vil utkoblinger også kunne få konsekvenser for disse kundene. Vi forventer imidlertid at utkoblingene blir gjennomført i lavlast, og det er derfor først og fremst det store forbruket på Nyhamna som blir berørt.

Normalt har Nyhamna-anlegget en større revisjon hvert fjerde år og neste revisjon er planlagt i 2023. Anlegget stopper da sin produksjon i 2-4 uker. Dersom utkoblinger i forbindelse med anleggsarbeid kan samkjøres med revisjonsstans vil utkoblingskostnadene være lave.

Utkoblingsbehovet er størst i indre konsept

Alle konseptene vil kreve full eller delvis stans av anlegget på Nyhamna i en eller flere perioder i forbindelse med bygging og idriftsettelse. Den største usikkerheten knytter seg til det indre konseptet. For dette konseptet vil bygging langs eksisterende linjer og behov for kryssing av eksisterende ledning og/eller omlegging av ny og gammel ledning kreve avbrudd i 420 kV-forsyningen til Fræna. Endelig valg av trase har stor betydning for hvor stort problemet blir. Mulige virkninger og konsekvenser i de ulike konseptene er oppsummert i følgende tabell.

Figur: Behov for utkobling av forbruk på Nyhamna i de ulike konseptene

	Konsept 1: Indre	Konsept 2: Ytre	Konsept 3: Gjennomgående
Ny stasjon på Nyhamna		 Full stans 1-2 uker	
Utvidelse Fræna og ny 420 kV-ledning inn fra øst	 Utkobling 1-2 uker		 Utkobling 1-2 uker
Kryssing, omlegging, strekking 420 kV Istad mot Fræna	 Utkobling 2-4 uker		
Ny stasjon på Istad	 Utkobling <1 uke		
Mulige konsekvenser, vurderinger	Minst en kortvarig utkobling. Kan bli behov for flere lengre utkoblinger ifm. krysning/omlegging og strekking av line avhengig av valg av trase fra Istad mot Fræna.	Omlegging til ny stasjon krever ett eller flere lengre avbrudd. Full stans i minst en periode.	Minst en kortvarig utkobling. Kan bli behov for lengre utkoblinger ifm. krysning/omlegging og strekking av line avhengig av valg av trase inn mot Fræna.

Vi vurderer altså at full eller delvis utkobling av forbruket på Nyhamna vil være nødvendig i anleggsfasen på grunn av følgende forhold:

- Eksisterende 420 kV-ledning fra Viklandet til Fræna er tenkt tilknyttet ny Istad-stasjon i indre konsept. Ledningen til Fræna, og dermed anlegget på Nyhamna, må kobles ut i denne operasjonen. Rekkefølgen av tiltakene kan bli viktig med tanke på å redusere antall og varighet av nødvendige avbrudd.
- Ny 420 kV-ledning fra Isfjorden til Fræna i indre konsept vil kreve utkobling ved kryssing og nærføring med eksisterende ledninger, spesielt med tanke på 420 kV Viklandet–Fræna på strekningen fra Istad stasjon mot Fræna. Avhengig av endelig trasevalg indikerer våre foreløpige vurderinger at det kan dreie seg om 1–3 kryssinger. På enkelte strekninger kan det også være aktuelt at ny og gammel ledning bytter trase for å unngå permanente kryssinger – for eksempel i området inn mot Fræna stasjon fra øst. Nødvendig utkoblingstid for kryssing/omlegging vil variere med valg av teknisk løsning, men foreløpige anslag tilsier 1–4 uker for hvert tilfelle. Dersom entreprenør har nok ressurser kan kanskje flere av operasjonene utføres samtidig. Tilkobling i Fræna stasjon vil også kreve avbrudd.
- Ny stasjon på Nyhamna i ytre konsept vil trolig medføre full stans i forsyningen til Nyhamna i forbindelse med omlegging av forsyningen fra gammel til ny stasjon.
- For det gjennomgående konseptet kan det være aktuelt å følge samme korridor som Isfjorden–Fræna den siste delen av strekningen inn mot Fræna stasjon fra øst. Dette kan medføre behov for utkobling på Nyhamna i forbindelse med arbeid med ny ledning i områdene inn mot Fræna stasjon.

I indre konsept, med ny 420 kV-ledning mellom Isfjorden og Istad, vurderer vi at den nye ledningen vil bli bygd i nærheten av eksisterende 132 kV Grytten–Istad. I forbindelse med bygging av ny 420 kV-ledning i denne korridoren, vil 132 kV-ledningen Grytten–Istad måtte bli koblet ut i perioder. Dersom 420 kV Viklandet–Fræna får avbrudd i disse utkoblingsperiodene kan det oppstå avbruddskostnader dersom hele forbruket på Romsdalshalvøya ikke kan forsynes via 132 kV Brandhol–Istad. Vi anser imidlertid sannsynligheten for dette som såpass liten at vi ikke har tillagt det noen vekt, selv om det vil være noe økt risiko for avbrudd i forhold til de øvrige konseptene. Arbeidet forutsettes også gjennomført i perioder med relativt lav last i 132 kV-nettet.

[Anslag på avbruddskostnader som følge av utkoblingsbehov i anleggsfasen](#)

I det indre konseptet er det en viss risiko for at det kan bli behov for utkoblinger utover en normal revisjonsstans på Nyhamna – spesielt dersom endelig trasevalg krever mange kryssinger og/eller lange nærføringer med eksisterende 420 kV-ledning.

Vi har estimert et grovt anslag for kostnadene for en ukes avbrudd utover en normal revisjonsperiode på Nyhamna.⁴³ Tapt salg for en uke ekstra revisjonsstans er 340 MNOK med en nåverdi på om lag 260 MNOK. Dette anslaget gjelder for ikke varslede avbrudd og det er nærliggende å anta at anlegget på Nyhamna også kan dra noe nytte av en utvidet revisjonsstans. På den annen side kan vi ikke utelukke at det vil bli behov for mer enn en uke ekstra revisjonsstans.

Det er imidlertid usikkert om det i det hele tatt vil bli behov for utkoblinger utover normal revisjonsperiode. En rimelig antagelse vil slik sett være at kostnaden for avbrudd på Nyhamna i forbindelse med utbygging av indre-via-Istad kan være i området 0 til 260 MNOK. Vi anser det som like sannsynlig at det vil bli behov for en uke ekstra utkobling som ingen ekstra utkobling i det hele tatt. Vi

⁴³ Regnestykket er basert på en gjennomsnittlig produksjon på 45 MSm³ per dag i perioden 2025-2030, med en salgsverdi på 120 MNOK. Gassco anslår at 60 % av verdien av tapt salg på grunn av avbrudd kan hentes inn igjen.

legger derfor til grunn en forventet kostnad på 130 MNOK i det indre konseptet. I øvrige konsept anser vi at det ikke blir behov for utkoblinger utover planlagt revisjonsstans.

Figur: Utkoblinger i anleggsfase

Nåverdi MNOK 2021-kr	Konsept 1: Konsept 2: Konsept 3:			
	0-alt	Indre	Ytre	Gjennomgående
Utkoblinger i anleggsfase	n/a	-130	0	0

Behovet for utkobling er usikkert og konsekvensene kan bli begrenset

Det er usikkert om det i det hele tatt vil bli behov for utkoblinger utover normal revisjonsperiode i indre konsept. Samtidig er det betydelig usikkerhet knyttet til hva faktiske avbruddskostnader på Nyhamna vil være. Dette vil avhenge av produksjonsnivået på Nyhamna i utkoblingsperioden og hvor fort eventuelt tapt produksjon kan bli tatt inn igjen. Videre må utkoblinger utenfor Nyhamnas revisjonsperioder bli ansett som varslede avbrudd. Dette kan resultere i at Nyhamna-anlegget kan utnytte utkoblingen til arbeid som vil gjøre at neste ordinære revisjonsstans kan ta kortere tid enn hva som ellers ville vært tilfellet. Dette er imidlertid faktorer som vi ikke fullt ut har kontroll på. I beste fall vil utkoblingskostnader i det indre konseptet være 0, men de kan også, som omtalt, potensielt sett beløpe seg til 260 MNOK. Vi kan heller ikke utelukke at utkoblingskostnadene kan bli enda høyere, men med god planlegging og koordinering bør det være mulig å begrense utkoblingsbehovet.

Natur- og miljøvirkninger

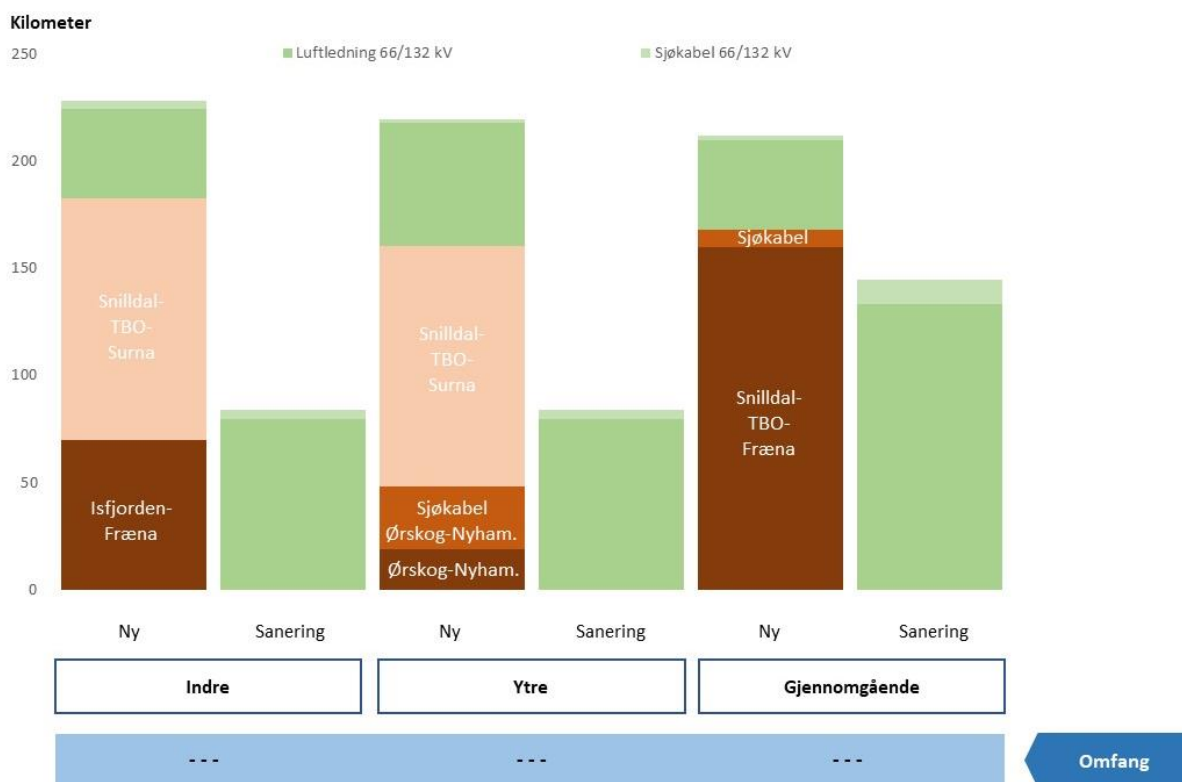
Gjennomgående konsept har størst negativ påvirkning på natur- og miljø

Vi prissetter ikke natur- og miljøinngrepet de ulike konseptene innebærer. I stedet verdsetter vi basert på en økosystemtilnærming. Verdsettelsen blir deretter visualisert ved pluss-minus metoden. Det vil si at inngrepene blir vurdert på en skala fra fire pluss til fire minus. Som bakgrunn for samlet virkning ligger en vurdering av tiltakenes omfang og verdien av området som blir påvirket. Jo flere minuser dess større er samfunnskostnaden ved inngrepet.

Omfang

Figuren under viser antall kilometer ny ledning og antall kilometer sanering i de ulike konseptene, fordelt på hhv. 420 kV- og 66/132 kV-spenningsnivå. I forventning har vi lagt til grunn relativt omfattende saneringsmuligheter. Dette bidrar til å redusere det negative omfanget konseptene har på natur- og miljø. Mengden ny trasé og sanert trasé, samt mengden nødvendig areal for transformatorstasjoner utgjør til sammen grunnlaget for vurderingen av tiltakenes omfang.

Figur: Antall km ny ledning og sanering av ledning i konseptene



Til tross for saneringsmulighetene vurderer vi at samtlige konsepter innebærer et stort negativt omfang. Omfangsvurderingen er gjort med utgangspunkt i at hele konseptet realiseres. Alle konseptene inneholder om lag 200-250 km med nye ledninger og i tillegg vil det bli etablert to nye 420 kV-stasjoner i alle konsept. Etersom ledningene som saneres i hovedsak vil være 66/132 kV-ledninger, mens nybygging i hovedsak vil være 420 kV-ledninger, vurderer vi at tiltakene har noe større omfang enn hva antall kilometer nybygg og sanering indikerer.

Verdi

Alle konseptene er omfattende og berører områder av stor verdi. Hvordan de ulike konseptenes relevante økosystemtjenester er vurdert blir omtalt i figuren under.⁴⁴

Figur: Verdi av påvirket område, studert gjennom rammeverk for økosystemtjenester.

		Konsept 1: Indre	Konsept 2: Ytre	Konsept 3: Gjennomgående
Verdi påvirket område	Forsynende økosystemtjenester (land- / skogbruk, fiske)	Berører ikke landbruk og skogbruk i vesentlig grad. (-)	Berører ikke landbruk og skogbruk i vesentlig grad. Noe påvirkning på fiske. (-)	Berører landbruksområder, god tilpasning kan dempe verditap. (-)
	Regulerende tjenester (karbonlagring)	Nye stasjoner og nye ledninger kan berøre myrområder og redusere evne til karbonlagring. (-)	Nye stasjoner og nye ledninger kan berøre myrområder og redusere evne til karbonlagring. (-)	Nye stasjon og nye ledninger kan berøre myrområder og redusere evne til karbonlagring. (-)
	Kunnskap- og opplevelsestjenester (friluftsliv, estetiske verdier, naturarv, kulturminner)	Ny 420-ledningen vil gå nær områder med høy verdi for friluftsliv, men vil sannsynligvis kunne unngå de mest verdifulle områdene. Luftledning vil bli noe mer synlig enn dagens ledninger som saneres og nye ledninger vil være synlig fra bebyggelse. Lite registrerte kulturminner. (- -)	Ny 420-ledningen vil gå nær områder med høy verdi for friluftsliv. Siden en del av tiltaket er kabel og/eller tilrettelegger for sanering av eksisterende ledninger er det liten negativ påvirkning på opplevelsesverdien i berørte områder. Vernede vassdrag kan sannsynligvis ikke unngås, men direkte påvirkning på verneverdiene kan unngås ved tilpasning av tiltaket. Lite registrerte kulturminner i berørte områder. (- -)	Ny 420-ledningen vil gå nær områder med høy verdi for friluftsliv, men vil sannsynligvis kunne unngå de mest verdifulle områdene. Luftledning vil bli noe mer synlig enn dagens ledninger som saneres og nye ledninger vil være synlig fra bebyggelse. 420 kV videre mot Kristiansund og Fræna til vil endre landskapsbilde i kystlandskapet, men ikke være i direkte konflikt med registrerte verdier. Lite registrerte kulturminner i berørte områder. (- -)
	Oppsummering	---	---	---

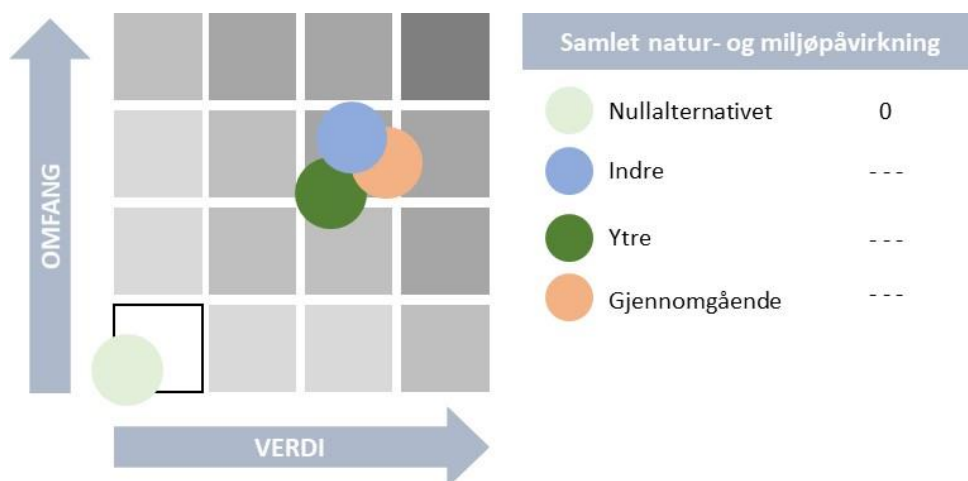
Anslag for samfunnskostnad

Kombinasjonen av omfang og verdi på området som blir påvirket utgjør den samlede natur- og miljøpåvirkningen som vi legger til grunn. Samlet virkning synliggjøres ved null til fire minuser basert på pluss-minus metoden og vises for de ulike konseptene i figuren under.

Alle tre utbyggingskonseptene er vurdert til å ha stor negativ påvirkning for natur- og miljø. Vurderingen er begrunnet i omfanget av miljøinngrep ved etablering av trasé og stasjoner, samt naturverdiene som vil bli berørt av ledningen. Samtlige konsepter, særlig det gjennomgående, innebærer lange 420 kV-ledninger i naturskjønt kystlandskap. Trasevalg vil kunne redusere den visuelle effekten noe, men gitt størrelsen på tiltakene må det anses som uungåelig at store områder vil bli visuelt preget.

⁴⁴ Statnetts kategorisering deler inn økosystemtjenestene i forsynende økosystemtjenester, regulerende tjenester og kunnskaps- og opplevelsestjenester. Med forsynende økosystemtjenester menes i hovedsak påvirkning på landbruk og skogbruk, samt påvirkning på reindrift og fiske. Kunnskap- og opplevelsestjenester omhandler verdier som rekreasjon, estetikk/visuelle virkninger, kulturarv, stedsidentitet og naturarv. Regulerende økosystemtjenester er i hovedsak karbonlagring, som oftest som følge av masseutskifting i myrområder.

Figur: Samlet natur- og miljøpåvirkning av konseptene, basert på pluss-minus metoden



Vår vurdering av omfang og verdi er svært usikker

Indre konsept har størst usikkerhet i omfang, i positiv forstand

Usikkerheten i omfang ny ledning er størst for det indre og deretter det ytre konseptet. Grunnen til dette er at det i disse konseptene er muligheter for trinnvis utbygging, noe som kan medføre at omfanget ny ledning blir redusert. I det gjennomgående konseptet er det mindre mulighet for trinnvis gjennomføring og usikkerheten i omfang er her knyttet til trasevalg og om startpunkt for ledningen legges til Snilldal, Surna eller Hemne.

Når det gjelder sanering er det størst negativ usikkerhet i omfang for det gjennomgående konseptet og deretter det ytre. Grunnen til dette er at det i disse konseptene er større usikkerhet, enn i det indre konseptet, knyttet til hvorvidt eksisterende 132 kV Grytten – Istad blir sanert eller ikke. I tillegg vil det i det gjennomgående konseptet være usikkerhet knyttet til i hvilken grad øvrige saneringsmuligheter som er lagt til grunn vil bli realisert.

Gjennomgående konsept har størst usikkerhet i verdi, i negativ forstand

I likhet med vurdering av omfang er våre vurderinger av verdi basert på en overordnet tilnærming og usikkerheten på nåværende tidspunkt i prosjektutviklingen er derfor stor. Foruten at det er usikkerhet i endelig trasevalg og hva slags områder en eventuell ledning vil passere gjennom er det usikkerhet i datagrunnlaget for registrerte verdier. Fravær av registreringer i offentlige databaser kan også bety at et område er dårlig kartlagt. Den direkte påvirkningen av verdier vil i stor grad påvirkes av detaljeringen av konseptet. Denne detaljeringen vil skje i en senere fase av prosjektutviklingen. Det gjennomgående konseptet har større grad av usikkerhet knyttet til trasevalg, og vurderes derfor som konseptet med mest usikkerhet i verdi.

Avbruddskostnader på Nyhamna

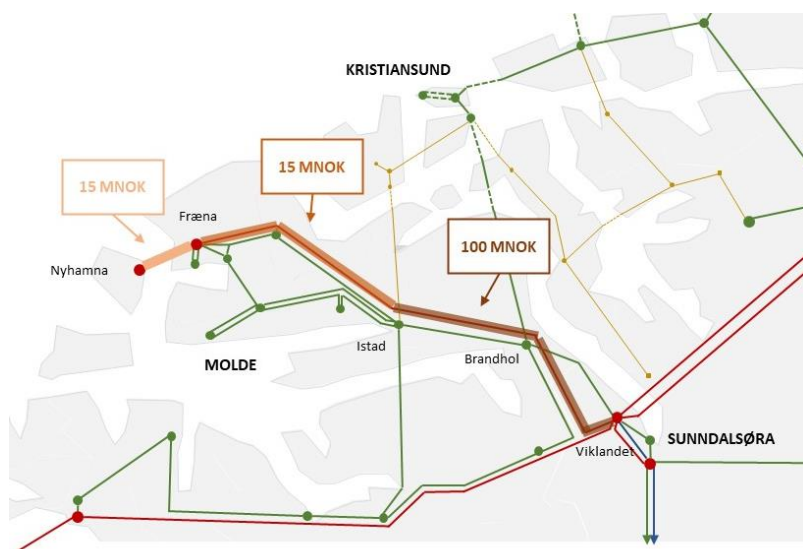
Alle konseptene fjerner en stor del av avbruddskostnadene på Nyhamna

Nåverdi av avbruddskostnader på Nyhamna fra 2030 er anslått til om lag 130 MNOK

Nyhamna er tilknyttet systemvern. Systemvernet kobler automatisk ut store deler av forbruket på Nyhamna ved utfall eller utkobling av 420 kV-ledningen Viklandet–Fræna, samt ved feil på industriradialen mellom Fræna og Nyhamna. Vi har sett på hvordan de ulike konseptene reduserer konsekvensen av utfall eller utkobling av de nevnte forbindelsene. Da vi antar at konseptene med kortest ledetid kan idriftsettes fra rundt 2030 er det avbruddskostnader etter dette tidspunktet som er av betydning. Avbruddskostnader frem mot 2030 får vi uansett ikke gjort noe med, gitt de konseptene vi vurderer. Videre antar vi at vedlikehold av Viklandet–Fræna koordineres med revisjonsstanser på Nyhamna.

I behovsanalysen, kapittel 2.1.4, redegjorde vi for avbruddskostnader på Nyhamna. Avbruddskostnadene fra 2030 og utover har en nåverdi på 130 MNOK. I figuren under viser vi avbruddskostnader på Nyhamna fordelt på utfall av de ulike delstrekningene. Avbruddskostnadene er størst mellom Viklandet og Istad. Konseptene som går til Fræna fjerner om lag 90 % av avbruddskostnadene, mens nær sagt alle avbruddskostnader blir fjernet i det ytre konseptet til Nyhamna. Konseptene blir imidlertid idriftsatt på ulike tidspunkt. Det gjør at det gjennomgående konseptet fra nord, som har lenger ledetid, har noe høyere avbruddskostnader på Nyhamna.

Figur: Nåverdi av avbruddskostnader i nullalternativet for Nyhamna, fordelt på utfall av delstrekninger



Alvorlige hendelser kan inntreffe, er hensyntatt i forventningsverdien

I vårt anslag for avbruddskostnader på Nyhamna har vi lagt til grunn forventningsverdien for alvorlige hendelser, både mellom Viklandet og Fræna og mellom Fræna og Nyhamna. Det hefter betydelig usikkerhet til disse forventningsverdiene, både hva gjelder sannsynlighet for at langvarige avbrudd inntreffer og hvor lang varigheten faktisk vil være. Det er helt klart størst sannsynlighet for at alvorlige hendelser ikke inntreffer i de årene Nyhamna er i drift. Faktiske avbruddskostnader vil derfor mest sannsynlig vise seg å bli lavere enn hva forventningsverdien antyder. På den annen side vil avbruddskostnadene bli markant høyere enn hva forventningsverdien antyder dersom en alvorlig hendelse faktisk inntreffer mellom 2030 og 2050. Og jo tidligere i tid hendelsen eventuelt inntreffer, desto større vil bidraget til nåverdi av avbruddskostnadene være. Forventningsverdien er imidlertid utarbeidet for å hensynta dette utfallsrommet.

Vi har ikke hensyntatt omdømmeeffekter for norsk gass

I likhet med KVU Nyhamna har vi ikke tilstrekkelig grunnlag for å vurdere hvorvidt avbrudd i produksjonen på Nyhamna, som følge av feil i kraftnettet, svekker omdømmet for norsk gass og hvilke konsekvenser dette eventuelt skulle ha. Vi har heller ikke vurdert i hvilken grad avbrudd i kraftforsyningen fører til slitasje på utstyr og økt behov for vedlikehold.⁴⁵

Figur: Avbruddskostnader Nyhamna

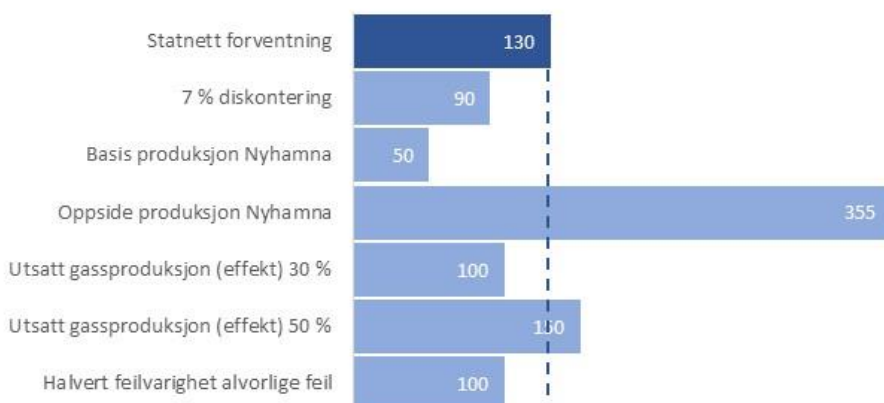
Nåverdi MNOK 2021-kr	0-alt	Konsept 1: Indre	Konsept 2: Ytre	Konsept 3: Gjennomgående
Avbruddskostnader på Nyhamna	-130	-15	0	-30

Avbruddskostnader på Nyhamna avhenger særlig av fremtidig produksjonsnivå

Anslaget på avbruddskostnader er usikkert langs flere dimensjoner. Både feilrater, feilvarigheter, fremtidig produksjon, fremtidige gasspriser, diskonteringsrente og i hvilken grad og hvor fort tappt produksjon som følge av avbrudd kan bli tatt igjen, vil påvirke anslaget.

I Feil! Fant ikke referanseilden. viser vi hvordan anslaget for avbruddskostnadene vil bli påvirket av at vi justerer på forutsetningene som ligger til grunn for forventningsverdien. Vi ser her at det er produksjonsnivå etter 2030 som har størst betydning. Gitt at lavt scenario for produksjon på Nyhamna inntreffer vil avbruddskostnadene bli vesentlig lavere enn hva vi har lagt til grunn. Dersom høyt scenario inntreffer kan avbruddskostnadene bli opp mot tre ganger så høye.

Figur 32: Nåverdi av avbruddskostnader på Nyhamna fra 2030 med ulike forutsetninger (i MNOK)⁴⁶



⁴⁵ Olje- og energidepartementets vurdering i forbindelse med KVU Nyhamna var at Statnett har redegjort tilstrekkelig for at disse virkningene ikke er analysert.

⁴⁶ Utsatt gassproduksjon (effekt) er et anslag på verditapet ved at produksjon blir flyttet ut i tid som følge av avbrudd. I forventning har vi lagt til grunn en effekt på 40 %.

Avbruddskostnader øvrig forbruk

Avbruddskostnader i middelsscenarioet er anslagsvis 210 MNOK

I dette kapitlet anslår vi avbruddskostnadene som følger av å koble til middelsscenarioet i nullalternativet og utbyggingskonseptene. Som redegjort for i kapittel 2.3.3, vil tilkobling av middelsscenarioet i nullalternativet medføre at flere forbruksaktører vil måtte håndteres med systemvern. Aktørene vil gradvis være tilkoblet systemvern større deler av året jo høyere forbruksveksten blir. I sum har vi anslått at avbruddskostnader knyttet til feil og vedlikehold i nullalternativet har en nåverdi på rundt 210 MNOK fram til 2070.

Avbruddskostnader knyttet til feil er i middelsscenarioet anslått til 190 MNOK, ekskludert Nyhamna

Basert på feilstatistikk, prognosert flyt og informasjon om kostnader ved avbrudd for ulike kunder har vi laget grove anslag på avbruddskostnader ved å tilknytte middelsscenarioet i utgangsnettet.⁴⁷ Vi har her tatt utgangspunkt i feilrater og varighet for Viklandet–Fræna som vist i V2, samt generelle feilrater for 132 kV-ledningene Brandhol–Rensvik, Trollheim–Gylthalsen og Gylthalsen - Tjeldbergodden.⁴⁸ Vi har ikke vurdert samtidige feil eller feil under vedlikehold, noe som tilsier at de oppgitte avbruddskostnadene, alt annet likt, kan være noe lave.

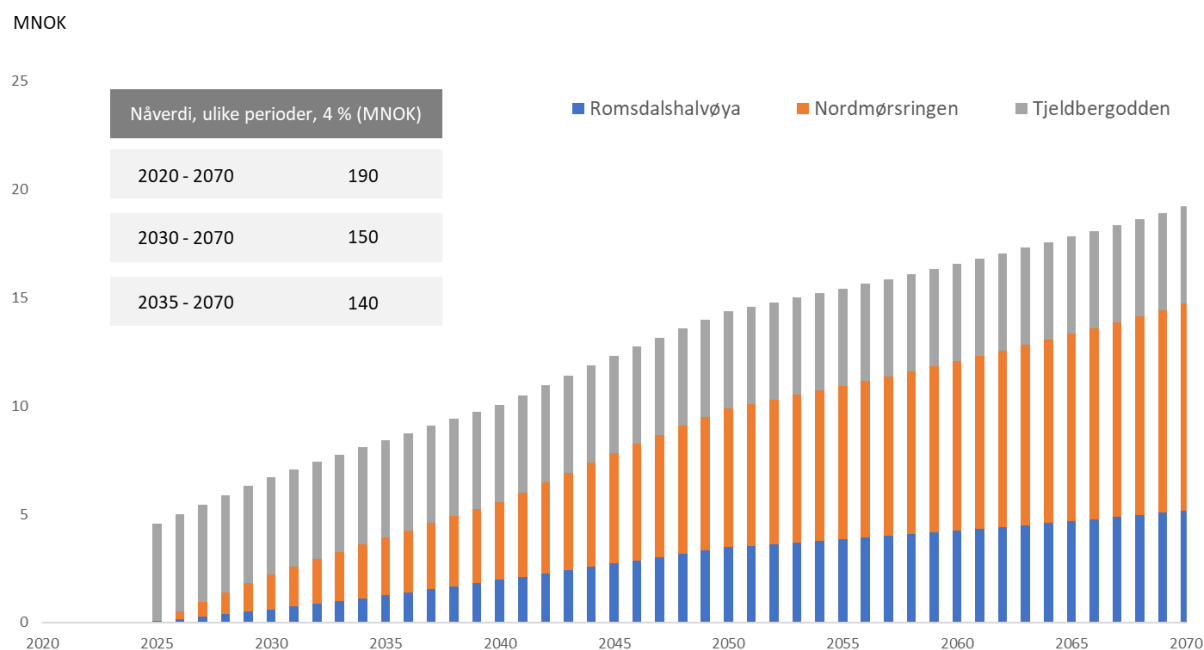
Figuren under viser hvordan årlige avbruddskostnader eks. Nyhamna vil øke i takt med forbruksvekst, gitt at forbruk tilsvarende middelsscenarioet blir tilknyttet i utgangsnettet. I sum vil avbruddskostnadene knyttet til feil øke med en nåverdi på rundt 190 MNOK fram til 2070. Det er flere grunner til at avbruddskostnadene blir såpass lave. For det første er sannsynligheten for kritiske ledningsutfall lav. Som omtalt i kapittel 2.1.4 forventer vi en forbigående feil på Viklandet–Fræna cirka hvert 4. år, en varig feil cirka hvert 10. år og en alvorlig feil av typen mastehavari om lag hvert 100. år. Tilsvarende feilrater for 132 kV-ledningene er hhv. hvert 3., 12. og 120. år. For det andre vil forbruk som må håndteres med systemvern vokse gradvis og avbruddskostnader lenger ut i tid gir et mindre bidrag til nåverdi. For det tredje har flere av de nye forbrukskundene oppgitt relativt lave avbruddskostnader. Avbruddskostnadene varierer imidlertid mellom aktørene. Datasenteraktøren Troll Housing har for eksempel oppgitt svært lave avbruddskostnader, mens eksempelvis fiskeoppdrett og petroleumsvirksomhet har oppgitt betydelig høyere kostnader. I våre beregninger har vi imidlertid hensyntatt dette, ved at kunder med lavest avbruddskostnader vil bli koblet ut først.

Dagens forbruk på Tjeldbergodden er lavt. I middelsscenarioet antar vi at forbruket øker med 45 MW, og at det etableres en 132 kV-stasjon til å forsyne forbruket. Dette nye forbruket vil oppleve avbrudd ved utfall av 132 kV Gylthalsen-Tjeldbergodden. Avhengig av annen forbruksvekst i regionen kan det også oppstå avbruddskostnader knyttet til utfall av 420 kV Viklandet-Fræna. For de 45 MW som er lagt til grunn i middelsscenarioet, har vi laget et grovt estimat på avbruddskostnadene. Nåverdi på avbruddskostnadene er om lag 80 MNOK fram til 2070. Anslaget er beheftet med større usikkerhet enn anslaget for avbruddskostnadene for Romsdalshalvøya og Nordmørseringen.

⁴⁷ Industrispesifikke avbruddskostnader er brukt for industriaktørene, mens alminnelig forbruk er beregnet ved hjelp av KILE-satser. På Tjeldbergodden har vi brukt generelle KILE-satser for industri.

⁴⁸ Feil per 100km/per år er 0,78 for forbigående feil, 0,2 for varige feil og 0,02 for alvorlige feil.

Figur: Avbruddskostnader knyttet til feil per år, eksl. Nyhamna, ved å tilknytte middelsscenario i utgangsnett



Avbruddskostnadene ved vedlikehold eks. Tjeldbergodden er i middelsscenarioet anslått til 20 MNOK

I tillegg til avbruddskostnader ved feil kan vi også oppleve avbruddskostnader ved revisjon/vedlikehold. Til forskjell fra feilsituasjoner har vi imidlertid mulighet til å planlegge vedlikehold av ledningene. Vi drøfter usikkerheten knyttet til denne forutsetningen til sist i kapittelet.

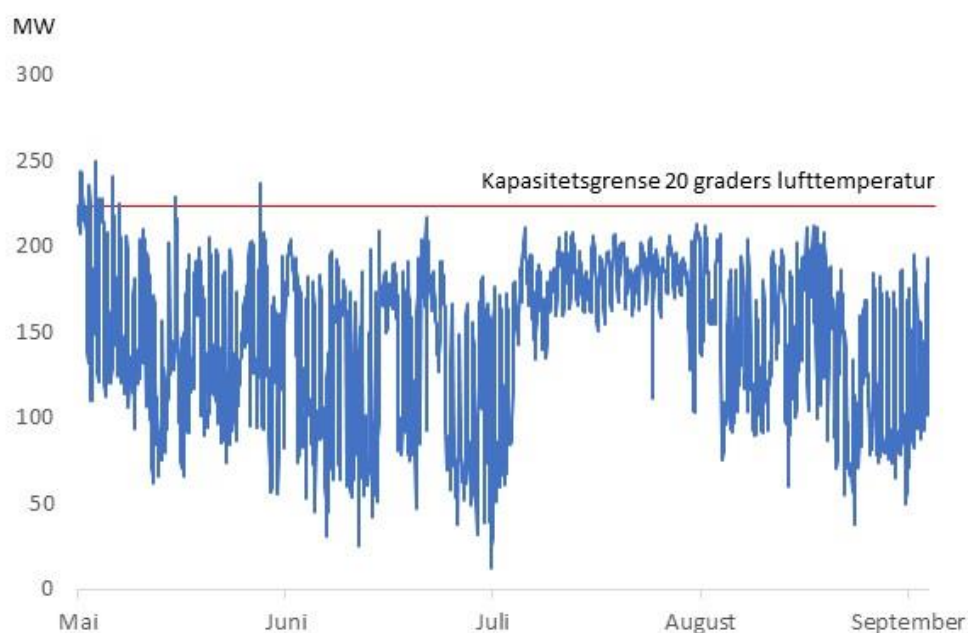
Vi legger til grunn at vedlikehold av 420 kV Viklandet-Fræna blir samkjørt med revisjonsstans på Nyhamna hvert fjerde år. Andre kunder som også er tilknyttet på systemvern eller vilkår må påregne å bli koblet ut under vedlikeholdet. I tråd med Statnetts standardforutsetninger for normalt vedlikehold antar vi at vedlikeholdet varer i fire dager. Figuren under viser forventet flyt i sommermånedene i 2040 etter utkobling av Nyhamna, Hustadmarmor og Troll Housing. Den viser at kapasitetsgrensen ved 20 grader nås unntaksvis. Det betyr at det er lange perioder man kan gjennomføre vedlikehold uten å koble ut ytterligere forbruk.⁴⁹

Planlagt utkobling av Nyhamna, Hustadmarmor og Troll Housing har en lav kostnad.⁵⁰ Det samme gjelder planlagt utkobling av ferge- og landstrømforbruk. Som følge av dette vurderer vi at avbruddskostnadene ved vedlikehold, gitt middelsscenarioet for forbruksutvikling blir lave. Et grovt anslag for avbruddskostnadene ved vedlikehold på Romsdalshalvøya og Nordmørseringen tilsier at kostnaden over analyseperioden er om lag 20 MNOK i nåverdi. Vi har da tatt utgangspunkt i avbruddssatsene til Troll Housing og Hustadmarmor.

⁴⁹ Vurderingene våre viser altså at det i middelsscenarioet bør være mulig å gjennomføre vedlikehold på Viklandet-Fræna i hvert fall frem til ca. 2040 uten å måtte koble ut andre kunder enn Nyhamna, Hustadmarmor og Troll Housing. Når det gjelder vedlikehold i Nordmørseringen forventer vi at det skal være tilstrekkelig å koble ut ferge- og landstrømforbruk for å få gjennomført nødvendig vedlikehold i 2040.

⁵⁰ Forutsatt aktørene sine avbruddskostnader og at vi kan koordinere utkoblingen med revisjonsstans på Nyhamna.

Figur 33: Forventet flyt i sommermånedene 2040 etter utkobling av Nyhamna, Hustadmarmor og Troll Housing



For å anslå avbruddskostnadene ved vedlikehold på Tjeldbergodden benytter vi tilnærmet samme metode som for de generelle avbruddskostnadene på Tjeldbergodden. Ved å bruke KILE-satser for varslede avbrudd for industri og et utkoblingsbehov som i avsnittet over, får vi et anslag på om lag 11 MNOK årlig. I nåverdi er anslaget om lag 200 MNOK. Dette anslaget vurderer vi til å være urealistisk høyt. Kostnadene kan reduseres ved god koordinering, men vi vet ikke om kostnadene vil reduseres eller tilnærmet elimineres med dagens informasjon. Vi tar dermed ikke inn anslaget i vår forventingsverdi for avbruddskostnader, men beholder det som en indikasjon på et øvre tak for avbruddskostnader ved vedlikehold på Tjeldbergodden.

[Alle konsept fjerner avbruddskostnader, gitt middelsscenario for forbruksvekst](#)

Konseptene som vi utreder har noe ulik ledetid. Vi legger til grunn at Isfjorden-Istad-Fræna og Ørskog-Nyhamna settes i drift i 2030, mens det gjennomgående konseptet og tiltak mot Tjeldbergodden settes i drift i 2032. Dette medfører at det gjennomgående konseptet har marginalt høyere avbruddskostnader enn indre og ytre konsept. I tillegg kommer avbruddskostnadene på Nyhamna som omtalt tidligere.

Samtlige konsepter vil gi et betydelig kapasitetsløft iht. Statnetts driftspolicy på Romsdalshalvøya og alt nytt forbruk i middelsscenarioet vil ha god forsyningsikkerhet. Dette betyr at det ikke vil være behov for å ha forbruk på systemvern og en enkelt feil i kraftnettet vil ikke gi avbruddskostnader.

Alle konseptene innebærer også forsterkning til Nordmørsringen. Disse forsterkningene fjerner også behovet for å ha forbruk på systemvern i Nordmørsringen, forutsatt middelsscenario for forbruksutvikling. Dette betyr at en enkelt feil i kraftnettet heller ikke vil gi avbruddskostnader i Nordmørsringen. **Feil! Fant ikke referanseilden.** viser at avbruddskostnadene tilnærmet elimineres i alle konseptene. Årsaken til forskjellen mellom konseptene er ledetid, hvor gjennomgående konsept som sagt har lengre ledetid enn indre og ytre.

I indre og gjennomgående konsept vil det bli etablert en ny 420 kV-stasjon på enten på Istad eller i Kristiansund-området. Dette vil gi bedre forsyningsikkerhet til både Romsdalshalvøya og Nordmørsringen enn å kun ha Fræna transmisjonsnettstasjon som i det ytre konseptet. Grunnen er at vi vil ha to transmisjonsnettstasjoner med god gjensidig reserve i regionalnettet. Dette gir god støtte i

regionalnettet ved transformatorfeil og i noen tilfeller også bedre reserve ved feil i forbindelse med revisjoner. Motsatt betyr dette at avhengigheten av Fræna vil være stor i det ytre konseptet og avhengigheten vil øke i takt med forbruksutvikling. Vi har imidlertid ikke verdsatt denne ulempen.

Figur: Avbruddskostnader nytt forbruk

Nåverdi MNOK 2021-kr	0-alt	Konsept 1: Indre	Konsept 2: Ytre	Konsept 3: Gjennomgående
Avbruddskostnader Romsdalsshalvøya	-40	0	0	0
Avbruddskostnader Nordmørsringen	-70	0	0	-5
Avbruddskostnader Tjeldbergodden	-80	-25	-25	-25
Avbruddskostnader vedlikehold	-20	0	0	0
Totalt	-210	-25	-25	-30

Det er betydelig usikkerhet knyttet til fremtidige avbruddskostnader, men ikke mellom konseptene

Det er betydelig usikkerhet i anslaget for avbruddskostnader. Både når det gjelder sannsynlighet for avbrudd, varighet av eventuelle avbrudd og kostnaden disse påfører ulike sluttbrukere. Dersom flere av usikkerhetsmomentene slår ut samtidig, kan det påvirke avbruddskostnadene i betydelig grad. I tillegg blir ikke nødvendigvis alle indirekte og direkte kostnader fanget opp. Dette gjelder særlig langvarige avbrudd eller avbrudd som rammer større geografiske områder. I det følgende vil vi omtale fire ulike usikkerhetsmomenter som påvirker beregning av avbruddskostnader.

Usikkerhetsmoment 1: I hvilken grad nytt forbruk faktisk kan bli tilknyttet i nullalternativet

Vårt anslag på avbruddskostnader betinger at det er mulig å tilknytte middelsscenarioet for forbruksvekst i utgangsnettet / nullalternativet. Som omtalt i behovsanalysen kan det imidlertid være utfordringer som vi ikke har fanget opp, som vil gjøre dette vanskelig. Resultatet kan i såfall være at vi i nullalternativet ikke får avbruddskostnader, men tapte verdiskaping som følge av at kunder må skrinlegge eller flytte sine planer. Vi legger til grunn at det skal svært lite avvist etterspørsel til før kostnaden ved avvist etterspørsel overstiger avbruddskostnadene.

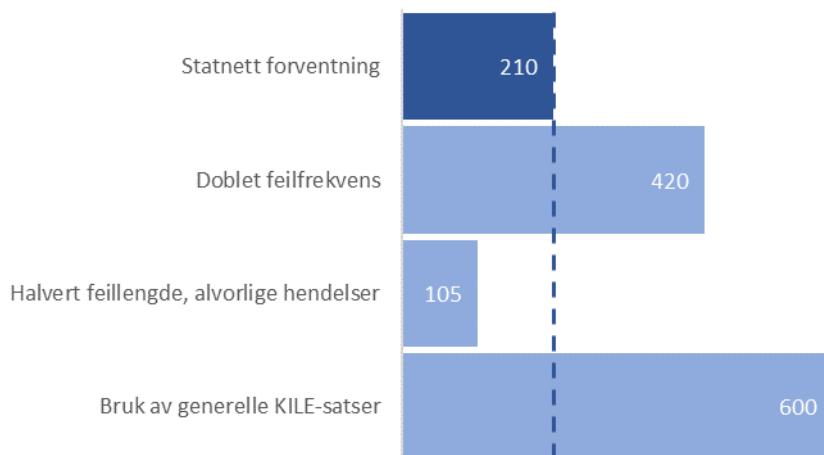
Usikkerhetsmoment 2: Sannsynlighet, varighet og konsekvens av feil

I avbruddskostnadsberegningene er det usikkerhet knyttet til sannsynlighet for feil, varighet av eventuelle feil, samt konsekvens av feil i kroner. I figuren under viser vi hvordan forventede avbruddskostnader blir påvirket av ulike forutsetninger. Bruk av annen kostnadsfunksjon er det som endrer avbruddskostnadene mest. Det er imidlertid først og fremst i vurdering av konseptene opp mot nullalternativet at denne usikkerheten vil ha størst betydning. Mellom konseptene vil usikkerheten ha mindre å si.

Vi har lagt til grunn at aktører med lavest avbruddskostnader legges på systemvern først. Jo lenger ut i tid vi kommer, jo større er imidlertid sjansen for at forbrukets sammensetning og/eller størrelse endrer seg fra vårt anslag. Det kan medføre at andre aktører enn aktørene vi har lagt til grunn kan bli aktuelle for å settes på systemvern, og vi vet ikke hvilke avbruddskostnader de i såfall har. For å synliggjøre hvordan avbruddskostnadene kan endre seg med andre forbruksaktører på systemvern, har vi gjort en regneøvelse. I regneøvelsen legger vi til grunn at alle forbruksaktører som tilknyttes på systemvern har standard avbruddskostnader. Ved å anvende generelle KILE-satser for en vektet kurv av alminnelig forbruk, industri (ekslusiv kraftintensiv industri) og offentlige tjenester, anslår vi at avbruddskostnadene i nullalternativet ved en slik antagelse ville økt til om lag 600 MNOK. Vi vurderer det imidlertid som urealistisk å anta at alle kunder som tilknyttes systemvern har standard avbruddskostnader, spesielt siden flere av forbruksaktørene som allerede er etablert i området har

lave avbruddskostnader. Anslaget synliggjør uansett at konsekvens av avbrudd gir et større utfallsrom enn endrede feilfrekvenser eller varigheter.

Figur: Sensiviteter for avbruddskostnadene i MNOK ⁵¹



Usikkerhetsmoment 3: Fremtidig forbruksnivå

Så langt har vi tatt utgangspunkt i middelsscenarioet for forbruksvekst. Avbruddskostnadene er imidlertid svært sensitive i forhold til om forbruket utvikler seg annerledes enn hva vi har lagt til grunn.

Ved forbruksvekst som i lavscenarioet vil alt forbruk, med unntak av Nyhamna, ha stor grad av forsyningssikkerhet i tråd med Statnetts driftspolicy også i nullalternativet. Nåverdien av forventede avbruddskostnader i nullalternativet blir dermed redusert fra om lag 210 MNOK til nær null.

Motsatt, dersom forbruket ønsker å utvikle seg omtrent som i høyscenarioet for forbruksvekst, kan kostnadene i nullalternativet bli store. Som omtalt i behovsanalysen vil vi i det høye scenarioet få minst 150 MW avvist etterspørsel på Romsdals halvøya og opp mot 450 MW i Nordmørsringen inkludert Tjeldbergodden. Det er imidlertid svært krevende å anslå kostnaden av avvist etterspørsel og tapt verdiskaping. Kostnaden vil avhenge av hvilke kunder som blir avvist og hvor stor verdi forbruket ville hatt. Den vil i sin tur avhenge av om kundene kan etablere seg på alternative lokasjoner og hvilke merkostnader dette eventuelt vil medføre for kunden og samfunnet.

Konseptene som er laget er omfattende konsepter som alle kan håndtere et høyscenario, med visse ulikheter. Det indre og ytre konseptet vil gi mer kapasitet enn det gjennomgående konseptet. Som omtalt tidligere vil avhengigheten til Fræna i ytre konsept bli betydelig dersom høyscenarioet inntreffer. Det indre og ytre konseptet har muligheter for trinnvis utbygging, noe som gir fleksibilitet i gjennomføringen som det gjennomgående konsept ikke har.

Usikkerhetsmoment 4: Muligheter for samkjøring av vedlikeholdsperioder

God koordinering av vedlikeholdsperiodene til de berørte aktørene og Statnett vil redusere eller eliminere kostnadene ved vedlikehold. Dersom det er mulig, kan vedlikeholdet legges til tider på året når oppvarmingsforbruket og overføringsbehovet er lavt, og dermed begrense behovet for utkobling. Feil under vedlikehold kan i noen tilfeller gi økt behov for utkobling, men dette inntreffer sjeldent, og

⁵¹ Vi opererer med tre typer feil på 420 kV-ledningen Viklandet-Fræna; forbigående feil, varige feil ekskl. mastehavari og alvorlige hendelser. Vi har få historiske tilfeller av alvorlige hendelser og det er usikkert hvilken varighet som er forventningsrett å legge til grunn. Vi vurderer at anslaget på til sammen 552 timer er et konservativt anslag, og analyserer derfor sensitiviteten i anslaget for en halvvering av feillengden.

er stort sett forbigående feil. Ved behov er det også mulig å koble inn igjen ledningen som er under vedlikehold innen relativt kort tid.

Usikkerheten knyttet til muligheten for samkjøring av vedlikehold gir størst utslag på Tjeldbergodden. Gitt dagnes informasjon er det utfordrende å ta stilling til i hvor stor grad det er mulig å samkjøre vedlikeholdet. Trolig vil vedlikeholdet måtte samkjøres med Nyhamna. Samtidig er det i de fleste tilfeller i alles interesse å samkjøre vedlikeholdsperiodene. For Romsdalshalvøya er usikkerheten knyttet til koordinert vedlikehold mindre.

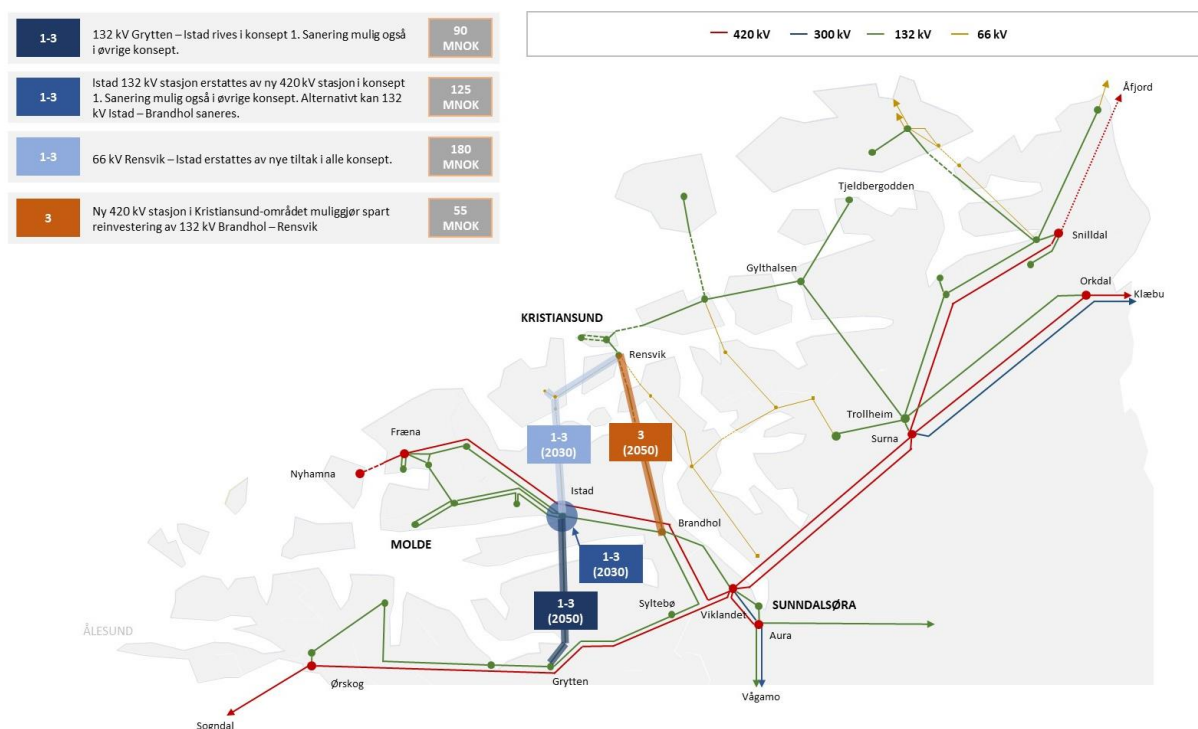
Sparte reinvesteringskostnader

Vi legger til grunn at de samme reinvesteringene i stor grad kan bli spart i alle konsept

I alle konsept, inkludert nullalternativet, ligger det til grunn en omfattende reinvesteringsstrategi av ledninger og stasjoner i Nordmøre og Romsdal. Reinvesteringsbehovet og anslått reinvesteringstidspunkt for ledninger og stasjoner i analyseområdet ble omtalt i kapittel 2.1.2. I denne utredningen har vi kartlagt hvilke av disse reinvesteringene vi kan spare i de ulike konseptene. Det er disse besparelsene vi omtaler som sparte reinvesteringer.

Sparte reinvesteringer og hvilke konsepter de inngår i er vist i figuren under. I figuren er antatt reinvesteringsår angitt, samt hvilken nåverdi besparelse det er anslått å ha om vi kan spare oss for reinvesteringen. Sanering av nettanlegg vil også redusere drift- og vedlikeholdskostnader. I tillegg til rene kostnadsbesparelser vil sanering av nettanlegg være positivt for miljøet. Dette blir hensyntatt i areal- og miljøvurderingen av de ulike konseptene. Sparte reinvesteringer som er vurdert, men ikke lagt til grunn er omtalt i vedlegg. Vi har videre vurdert at 420 kV-tiltak mot Tjeldbergodden ikke utløser sparte reinvesteringer av betydning.

Figur: Reinvesteringer som kan bli spart (nåverdi) og anlegg som kan bli sanert i de ulike konseptene



Figur: Sparte reinvesteringskostnader

Nåverdi MNOK 2021-kr	Konsept 1: Konsept 2: Konsept 3:			
	0-alt	Indre	Ytre	Gjennomgående
Sparte reinvesteringskostnader	0	395	395	450
Sparte drift- og vedlikeholdskostnader	0	25	25	30
Totalt	0	420	420	480

Det er minst usikkerhet knyttet til sparte reinvesteringer i konsept indre-via-Istad

Indre-via-Istad vil sannsynligvis fremtvinge riving av 132 kV Grytten-Istad. Det samme gjelder for dagens 132 kV-stasjon på Istad som vil bli erstattet av ny 420 kV-stasjon. I de øvrige konseptene vil det imidlertid være usikkerhet knyttet til om overnevnte ledning og stasjon blir sanert. Dersom anleggene

blir reinvestert er de sparte reinvesteringskostnadene om lag 215 MNOK lavere enn hva vi har lagt til grunn i ytre og gjennomgående konsept.

For gjennomgående konsept gjelder en lignende usikkerhet for strekningen Brandhol–Rensvik. Dersom forbindelsen blir reinvestert, selv om gjennomgående konsept blir gjennomført, har vi overestimert sparte reinvesteringer med 55 MNOK.

Vi legger imidlertid til grunn at nettanleggene blir sanert, selv også i konseptene der det ikke kommer nye ledninger som direkte erstatter de eksisterende forbindelsene. Dette kan være et noe optimistisk anslag. På den annen side, dersom ledningene ikke blir sanert, må det være fordi det blir vurdert at verdien av å ha ledningene overstiger reinvesteringskostnader, driftskostnader og miljøulempen ved å beholde forbindelsene.

I mulighetsstudien omtalte vi også at det gjennomgående konseptet fra nord i prinsippet kan erstatte den planlagte spenningsoppgraderingen av Surna–Viklandet II. Som drøftet i mulighetsstudien legger vi imidlertid ikke til grunn at Surna–Viklandet II vil bli skrinlagt.

Endringer i overføringstap

Alle konseptene gir store tapsreduksjoner

Overføringstap er elektrisk energi som går over til varme når vi overfører kraft i nettet. Konseptene innebærer større tverrsnitt og/eller høyere spenningsnivå slik at de fysiske tapene i nettet blir redusert, sammenlignet med nullalternativet.

Vi har beregnet overføringstap basert på middelsscenarioet for forbruksvekst i nullalternativet. Deretter har vi lagt inn de ulike konseptene og undersøkt i hvilken grad overføringstapene blir redusert. Våre beregninger viser at indre konsept gir noe større tapsreduksjoner enn de øvrige konseptene. Overføringstapet blir her redusert med rundt 90 GWh per år, gitt forbruket som i middelsscenarioet for 2040. I det ytre konseptet blir tapene redusert med 85 GWh per år, mens reduksjonen er 75 GWh per år i det gjennomgående konseptet.⁵²

Vi benytter kraftprisen som en indikasjon på nytten av å redusere overføringstapene. Kraftprisen vi legger til grunn er hentet fra Statnetts langsiktige markedsanalyse. Det vil si kraftpriser på 330 MNOK/MWh fra 2030 og 390 MNOK/MWh fra 2040.

Figur: Reduserte overføringstap

Nåverdi MNOK 2021-kr	Konsept			
	0-alt	Indre	Ytre	Gjennomgående
Reduserte overføringstap	0	485	455	395

Tapsberegninger er sensitivt for endring i forbruk, kraftpris og linetype

Beregningene vi har gjort av overføringstap er sensitive for eksakt lokasjon til nytt forbruk. Dette betyr at overføringstapene som er oppgitt må bli ansett som veiledende størrelser. I tillegg til dette er størrelsen på overføringstap sensitivt for fremtidig forbruksvekst i området, kraftpriser og valg av linetype. I lavt scenario for forbruksvekst viser våre beregninger at reduserte overføringstap minker med om lag 250 MNOK i indre konsept sammenlignet med nullalternativet. Vi legger til grunn at effekten vil være tilsvarende i de to andre konseptene. Motsatt vil en høyere forbruksvekst gi høyere tapskostnader, alt annet likt. Det vil imidlertid ikke være mulig å tilknytte hele høyscenarioet innenfor forskriftsmessige strøm- og spenningsgrenser i nullalternativet. Det betyr at vi ikke har beregnet overføringstap i et høyt scenario da dette analytisk blir håndtert som tapt verdiskaping.

⁵² Overføringstap i nullalternativet øker i takt med forbruksvekst. Vi har imidlertid gjort en forenkling og legger til grunn tap gitt forbruk i 2040 for hele analyseperioden.

Reduserte flaskehals

Snilldal–Fræna og Snillda-Tjeldbergodden-Surna åpner for økt transitt fra nord

Tidligere analyser av nettet i Trøndelag har vist at transitt-kapasiteten fra nord til sør gjennom Trøndelag kan bli begrenset av utfall av 420 kV-ledningen mellom Snilldal og Surna. Begrensningen vil inntreffe i perioder med høy produksjon i vindkraftparkene i området etter at 420 kV Åfjord–Snilldal er satt i drift. Flaskehalsen oppstår i transmisjonsnettet nord for Verdal på ledningene Namsos–Ogndal–Verdal og Tunnsjødal–Verdal. Etter utbygging av Åfjord–Snilldal vil også produksjon i vindkraftverk på sørsiden av Trondheimsfjorden flyte via Namsos ved utfall av Snilldal–Surna.

En 420 kV-ledning fra Snilldal til Fræna, eller Snilldal-Tjeldbergodden-Surna i indre og ytre konsept, vil gjøre det mindre kritisk med tanke på opplasting av nettet fra Namsos mot Verdal. Dette kan gi noe reduserte flaskehalskostnader i nettet gjennom Trøndelag og færre tilfeller med behov for bruk av systemvern på vindkraftparkene. Effekten er ikke analysert nærmere i denne studien, men virkningen på flaskehalskostnadene er antatt moderate i og med at flaskehalslengre nord – dvs. i området ved Tunnsjødal og videre nordover i Nordland – også vil begrense transitten gjennom Trøndelag. Flaskehals i nettet mot Sverige vil også kunne begrense maksimal transitt gjennom området.

[Vi estimerer at verdien av reduserte flaskehals i Trøndelag er begrenset til 120 MNOK](#)

I nullalternativet, uten gjennomgående ledning fra Snilldal, er det mulig å løse problemene rundt utfall av Snilldal–Surna ved å bygge en 420 kV-ledning fra Snilldal til Orkdal. Med tanke på høy overføringskapasitet gjennom Trøndelag, kan en slik ledning være en like god løsning som en ledning via Tjeldbergodden – ikke minst med tanke på behov for eventuell framtidig økning av overføringskapasiteten fra Midt-Norge mot Østlandet.

Vi estimerer at kostnaden for en 420 kV-ledning fra Snilldal til Orkdal er i størrelsesorden 250 MNOK. Videre anser vi at det neppe er behov for dette tiltaket før nærmere tiden for sanering av 300 kV-ledningen gjennom Trøndelag eller som et resultat av ytterligere utbygging av vindkraft. Mulig tidspunkt for utbygging Snilldal–Orkdal kan derfor ligge rundt 2040 eller senere. Nåverdien av sparte investeringer i utbyggingskonseptene er derfor i beste fall opp mot 120 MNOK sett i forhold til nullalternativet.

[Gjennomgående konsept kan også gi fordeler knyttet til økt kapasitet i hovednettet mot sør](#)

I det gjennomgående konseptet vil det være tre 420 kV-ledninger i snittet sør for Snilldal/Surna i og med at Statnett planlegger å bygge 420 kV-ledningen Surna–Viklandet II til erstatning for 300 kV-ledningen i dette området (Statnett har konsesjon på denne utbyggingen). Tre 420 kV-ledninger gir høyere kapasitet i dette snittet, men eventuell nytte av en slik økning avhenger av at andre flaskehals eventuellet blir fjernet eller i det minste redusert. På sikt kan det være aktuelt å øke overføringskapasiteten mellom Midt-Norge og Østlandet. Det kan være at økt overføringskapasitet fra nord inn mot Viklandet/Aura gir nytteverdier i denne sammenheng. Her er det imidlertid andre løsninger som også må vurderes, som for eksempel en ledning fra Klæbu (eller Nea) direkte til Østlandet utenom Surna/Viklandet/Aura. Dette kan være viktig for å unngå at disse stasjonene blir sårbare punkt i nettet. Samtidig må det velges løsninger som gir høy pålitelighet i forsyningen fra Viklandet og Aura til smelteverket på Sunndalsøra. Disse problemstillingene er ikke vurdert videre i denne analysen, men bør eventuellet følges opp i framtidige analyser basert på anbefalt konsept for forsyningen til Nordmøre og Romsdal fra denne studien.

Figur: Reduserte flaskehals

Nåverdi MNOK 2021-kr	Konsept 1: Konsept 2: Konsept 3:			
	0-alt	Indre	Ytre	Gjennomgående
Reduserte flaskehalskostnader	0	120	120	120

Behovet for transittkapasitet gjennom Trøndelag er usikkert

Vi har ikke utført detaljerte simuleringer av flaskehalskostnadene i denne studien. Vi vet fra tidligere analyser at utbygging av Åfjord–Snilldal medfører økt overføring fra nord mot Surna/Viklandet. Vi forventer derfor at utbyggingskonseptene har klare fordeler med tanke på økt kapasitet for transitt gjennom Trøndelag. Behovet for slik kapasitet er imidlertid usikkert. Transitten gjennom området vil også være avhengig av utbygging av nettet både nord for og sør for Midt-Norge – ikke minst gjelder dette tiltak nord for Tunnsjødal og fra Viklandet/Aura mot Østlandet. Verdien av reduserte flaskehalskostnader kan derfor bli en god del lavere enn angitt som forventningsverdi i tabellen over.

Verdi av mulighet for trinnvis gjennomføring (fleksibilitet ved lavt/middels forbruk)

I verdsettelsen av virkninger har vi så langt tatt utgangspunkt i middelsscenario for forbruksutvikling. Konseptene vi vurderer er imidlertid utformet slik at de kan imøtekomme forbruksvekst som i høyt scenario. Dette betyr at det først og fremst er interessant å undersøke hvilke muligheter det er for å nedskalele eller utsette deler av konseptene ved en lavere eller langsommere forbruksutvikling. I det følgende vurderer vi verdien av disse skaleringsmulighetene.

Indre konsept har de beste nedskaleringsmulighetene

[Ved middels og lav forbruksvekst kan indre konsept stoppe i Istad og nedskaleres til Tjeldbergodden](#)

Indre konsept kan bli gjennomført i trinn. Som omtalt tidligere vil det være mulig å stoppe i ny 420 kV-stasjon på Istad. Dette kan være aktuelt dersom forbruksveksten blir som i middelsscenarioet eller lavere. Stopp i ny 420 kV-stasjon på Istad vil redusere investeringskostnader, drift- og vedlikeholdskostnader, samt utkoblingsproblematikk knyttet til fremføring av ledning mellom Istad og Fræna. I tillegg blir natur- og miljøinngrep vesentlig lavere. Ulempen vil være noe økte avbruddskostnader på Nyhamna og større overføringstap i forhold til fremføring helt til Fræna. I sum har vi beregnet at denne nedskaleringsmuligheten har en nåverdi på opp mot 300 MNOK, samt lavere natur- og miljøinngrep, gitt middelsscenario for forbruksutvikling. Basert på pluss-minus metoden synliggjør vi denne nedskaleringsmuligheten med (++)

I indre konsept vil det også være mulig å nedskalere tiltak mot Tjeldbergodden. Som omtalt i mulighetstudien kan 420 kV-ledning til Tjeldbergodden i første omgang bli driftet på 132 kV. Eventuelt vil det også være mulig å etablere den som en 420 kV-radial, dersom tilknytning på vilkår er aktuelt. Som et alternativ til 420 kV-tiltak kan nettet mot Tjeldbergodden også bli utviklet trinnvis på 132-kV. Basert på omtalen i mulighetsstudien og kostnadstallene som ble presentert der synliggjør vi denne nedskaleringsmuligheten med (++) basert på pluss-minus metoden.

[Ytre konsept kan nedskaleres med en transformator i Fræna og nedskaleres til Tjeldbergodden](#)

Vi har lagt til grunn tre transformatorer i Fræna-stasjon i ytre konsept. Den tredje transformatoren vil imidlertid ikke være nødvendig før forbruksveksten overstiger middelsscenario for forbruksvekst. Ved lavere forbruksvekst vil det altså være mulig å avvente den siste transformatoren. Dette vil i så fall redusere investeringskostnadene i konseptet med en nåverdi på om lag 60 MNOK. Basert på pluss-minus metoden synliggjør vi denne nedskaleringsmuligheten med (0/+).

I likhet med indre konsept vil det også i det ytre konseptet være mulig å nedskalere tiltak til Tjeldbergodden. Basert på pluss-minus metoden synliggjør vi denne nedskaleringsmuligheten også med (++) i dette konseptet.

[Gjennomgående konsept kan nedskaleres med SVS og 420 kV-stasjon på Tjeldbergodden](#)

Det gjennomgående konseptet innebærer i likhet med ytre konsept tre transformatorer i Fræna. Dette betyr at det også i dette konseptet kan være mulig å redusere investeringskostnadene med en nåverdi på 60 MNOK. Det er i tillegg lagt til grunn en SVS. Denne vil det ikke være behov for før forbruksveksten overstiger middelsscenarioet. I dette konseptet kan det altså være mulig å redusere investeringskostnadene med en nåverdi på ytterligere 125 MNOK. Basert på pluss-minus metoden synliggjør vi disse nedskaleringsmulighetene med (+).

I prinsippet vil det også være mulig å avvente ny 420 kV-stasjon på Tjeldbergodden i det gjennomgående konseptet og heller videreutvikle nettet mot Tjeldbergodden på 132 kV. Vi vurderer imidlertid at denne nedskaleringsmuligheten er av mindre verdi, siden sparte investeringskostnader knyttet til 420 kV-stasjon vil bli spist opp av økte investeringskostnader ved 132 kV-nett med tilhørende natur- og miljøinngrep.

Figur: Verdi av mulighet for trinnvis gjennomføring

Anslag basert på pluss-minus metoden	Konsept 1: Konsept 2: Konsept 3:			
	0-alt	Indre	Ytre	Gjennomgående
Trinnvis gjennomføring mot Fræna	0	++	0/+	+
Trinnvis gjennomføring mot Tjeldbergodden	0	++	++	0/+

Nedskaleringsmulighetene er usikre, det er flere forhold som påvirker om de vil bli utøvd

Selv om konseptene har nedskaleringsmuligheter er det ikke sikkert at realopsjonene blir utøvd. Dette kan skyldes flere forhold. Et forhold er prosjektgjennomføring. Selv om konseptene kan bli gjennomført trinnvis kan det være forhold rundt prosjektgjennomføring som tilsier at det kan være rasjonelt å gjennomføre hele konseptet samordnet med en gang.

Restverdi

I forhold til nullalternativet vil konseptene kunne ha restverdier ved analyseperiodens slutt

Når vi snakker om restverdier er vi normalt ikke opptatt av skrapverdien til stasjoner, master og ledninger ved analyseperiodens slutt, men verdien som ligger i å drifte anleggsdelene videre. Slik sett skal restverdien gi et anslag på samlet samfunnsøkonomisk nåverdi som tiltaket vil gi etter utløpet av analyseperioden.

I vår verdsettelse av virkninger tar vi utgangspunkt i en analyseperiode frem mot 2070. Flere av anleggskomponentene som inngår i konseptene har imidlertid en teknisk levetid på 80-100 år, altså 40-60 år utover analyseperiodens slutt. Dette gjelder særlig ledninger, mens transformatorstasjoner normalt har en levetid som sammenfaller med en analyseperiode på 40 år.

Dette betyr at tiltakene vil genere nytte i form av redusere avbruddskostnader, overføringstap og flaskehalsen lenge etter analyseperiodens slutt. Det er imidlertid beheftet stor usikkerhet med å verdsette denne nytten så langt frem i tid. Samtidig er det viktig å huske at transformatorstasjoner, som har en levetid på om lag 40 år, og eventuelt andre komponenter må reinvesteres for å oppnå restverdiene som oppstår etter analyseperiodens slutt. Det er altså ikke nødvendigvis bare snakk om restverdier, men vel så mye at man har en realopsjon til å investere videre i nettet i framtiden.

I denne analysen har vi ikke gjort noe forsøk på å verdsette restverdiene. Hovedårsaken til dette er at vi vurderer at det ikke er noe restverdi av betydning mellom de ulike konseptene. Opp mot nullalternativet kan det imidlertid være restverdier, gitt at transformatorstasjoner og andre komponenter med kortere levetid blir reinvestert. At det kan være noen verdier her, synliggjør vi med en (0/+) i alle konsept, basert på pluss-minusmetoden.

Figur: Restverdi

Anslag basert på pluss-minus metoden	0-alt	Konsept 1: Indre	Konsept 2: Ytre	Konsept 3: Gjennomgående
Restverdi	0	0/+	0/+	0/+

Restverdier er beheftet med stor usikkerhet og avhenger blant annet av fremtidig forbruksutvikling

Størrelsen på restverdiene avhenger av hvilke fremtidige reinvesteringer som må gjennomføres for å hente ut restverdien og fremtidig forbruksutvikling. I tillegg vil nivået på avbruddskostnader og kraftpriser, som legges til grunn for å beregne overføringstap, ha betydning. I et lavt scenario vil restverdi mellom konseptene og nullalternativet reduseres. Tilsvarende vil høyt scenario for forbruksutvikling øke tap og avbruddskostnader i nullalternativet sammenlignet med konseptene.

V9 Sparte reinvesteringer som er vurdert, men ikke lagt til grunn

132 kV Brandhol–Istad

I konsept 1, med ny 420 kV-stasjon i Istad, kan det være mulig å spare reinvestering av 132 kV Brandhol–Istad. Dette kan imidlertid kreve flere trafoer i ny Istad stasjon. Vi legger derfor ikke denne sparte reinvesteringen til grunn nå, men det vil være en fremtidig mulighet gitt at dette konseptet blir videreført.

I ytre og gjennomgående konsept vil riving av både 132 kV Grytten–Istad og 132 kV Brandhol–Istad medføre at 132 kV-nettet på Romsdalshalvøya blir helt og holdent avhengig av Fræna stasjon. Dette vil svekke forsyningssikkerhet og være en lite hensiktsmessig løsning.

Brandhol 132 kV-stasjon

Statnett planlegger å bytte 132 kV apparat- og kontrollanlegg i Brandhol stasjon. I tillegg er de to 132/22 kV-transformatorene i stasjonen i dårlig forfatning og det er også planlagt å bytte dem. I samtlige konsepter vil det være mulig å forenkle Brandhol stasjon. Potensialet vil trolig være størst i det indre konseptet hvor det blir etablert ny 420 kV-stasjon i Istad. Vi legger imidlertid ikke dette noe vekt nå, da et slikt detaljert løsningsvalg er noe som må bli utredet nærmere.

Restrukturering av nett rundt Istad

I alle konsept vil det være mulig med restrukturering av nett og omlegging av ledninger rundt dagens Istad stasjon. Dette vil blant annet avhenge av om dagens Istad-stasjon blir sanert eller reinvestert. Ved sanering av Istad stasjon i ytre og gjennomgående konsept vil det for eksempel være mulig å sanere 132 kV Eidseter–Istad, legge ledningen fra Bolli innom Eidseter og føre ledningen fra Brandhol helt til Årødal. Vi legger til grunn at nytte av eventuelle saneringer vil bli oppveid av kostnader ved å restrukturere nettet i det ytre og gjennomgående konseptet.

Sjøkabler på 132 kV Brandhol–Rensvik

Mellom Brandhol og Rensvik er det planer om å reinvestere sjøkablene over Tingvollfjorden og Freifjorden. Vi legger til grunn at denne utskiftningen blir gjort i alle konsept. Dette skyldes både tilstanden på kablene og den økte kapasiteten som en reinvestering vil gi.

132 kV Gylthalsen–Tjeldbergodden

I teorien vil det være mulig å spare reinvestering av Gylthalsen–Tjeldbergodden dersom det blir etablert ny 420 kV-stasjon på Tjeldbergodden. Gylthalsen–Tjeldbergodden ble imidlertid idriftsatt så sent som i 1996. Det betyr at den med stor sannsynlighet ikke vil bli reinvestert før 2070-tallet. Med tanke på forsyningssikkerhet kan det også vise seg å være fordelaktig med underliggende 132 kV-nett til Tjeldbergodden.

V10 Vurdering av trinnvis gjennomføring Isfjorden-Istad-Fræna

I figuren under har vi fordelt nytte og kostnader ved det indre konseptet på de ulike trinnene som konseptet kan bli delt opp i. Beregningene er basert på middelsscenario for forbruksvekst. Vi har hatt en grov tilnærming, spesielt når vi har fordelt avbruddskostnader, overføringstap og ikke-prissatte virkninger på de ulike trinnene. Under figuren lister vi opp de effektene som inntreffer når vi nedskalere konseptet trinn for trinn.

Figur: Lønnsomhet av de ulike trinnene i indre konsept

	Trinn 0+	Trinn 1a	Trinn 1b	Trinn 3	Trinn 4
Nåverdi MNOK 2021-kr	Trafo (0-alt)	Isf-Ist	Isf-Ist + Trafo	Isf-Ist-Fræ	Indre
Prissatte virkninger [MNOK]					
Investeringskostnader transmisjonsnett	-95	-605	-700	-1000	-1000
Investeringskostnader - tiltak mot Tjeldbergodden	-	-	-	-	-1070
Investeringskostnader regionalnett	-	-240	-240	-240	-240
Økte drift- og vedlikeholdskostnader	-5	-55	-60	-65	-110
Avbruddskostnader Nyhamna	-130	-30	-30	-15	-15
Avbruddskostnader nytt forbruk	-210	-80	-80	-80	-25
Utkoblinger i anleggsfase	-	-	-	-130	-130
Sparte reinvesteringer ift. nullalternativet	-	420	420	420	420
Reduserte overføringstap ift. nullalternativet	-	250	250	280	485
Reduserte flaskehalsar ift. nullalternativet	-	-	-	-	120
Sum prissatte virkninger	-440	-340	-440	-830	-1565
Ikke-prissatte virkninger					
Natur- og miljø	0	-	-	--	---
Trinnvis gjennomføring mot Fræna	0	n/a	n/a	n/a	++
Trinnvis gjennomføring mot Tjeldbergodden	0	n/a	n/a	n/a	++
Restverdi	0	0/+	0/+	0/+	0/+

Isfjorden-Istad-Fræna

- Lavere investeringskostnader og drift- og vedlikehold ved at Snilldal-Tjeldbergodden-Surna tas bort.
- Høyere avbruddskostnader og lavere tapsbesparelse knyttet til forbruk på Tjeldbergodden.
- Ingen reduserte flaskehalsar. Snilldal-Orkdal kan bli bygget i stedet.
- Mindre natur- og miljøinngrep ved at Snilldal-Tjeldbergodden-Surna tas bort.

Isfjorden-Istad + transformator Fræna

- Lavere investeringskostnader og drift- og vedlikehold ved at Istad-Fræna tas bort.
- Høyere avbruddskostnader Nyhamna knyttet til utfall mellom Istad og Fræna.
- Ingen utkoblinger i anleggsfase knyttet til etablering av Istad-Fræna.
- Lavere tapsbesparelse.
- Mindre natur- og miljøinngrep ved at Istad-Fræna tas bort.

Isfjorden-Istad

- Lavere investeringskostnader og drift- og vedlikehold ved at transformator i Fræna tas bort.

Statnett SF

Nydalen allé 33, Oslo

PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo

Telefon: 23 90 30 00

Fax: 23 90 30 01

E-post: firmapost@statnett.no

Nettside: www.statnett.no

Statnett