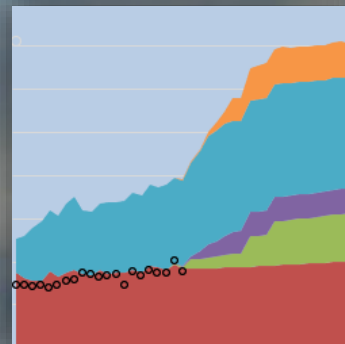
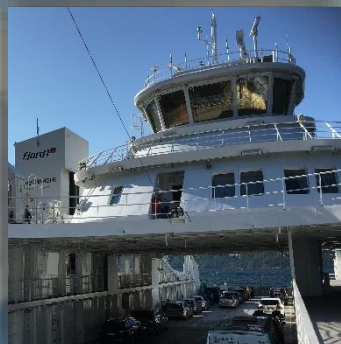


Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2022 *Hovedrapport*



Regional kraftsystemutredning

Møre og Romsdal

2022

Elinett er av NVE tildelt utredningsansvaret for regionalnettet i Møre og Romsdal, og vil hvert annet år utarbeide en regional kraftsystemutredning for Møre og Romsdal, jf. [Forskrift om energitredninger](#). Formålet med utredningen er å vurdere mulig utvikling i behov for overføringskapasitet, skape en felles forståelse i samfunnet for endringer i kraftsystemet og gi grunnlag for behandling av søknader om konsesjon.

Kraftsystemutredningen består av to dokumenter:

Grunnlagsrapporten, som er underlagt taushetsplikt iht. [kraftberedskapsforskriften](#) §6-2, og er unntatt offentlighet i henhold til [offentleglova](#) § 13 første ledd.

Hovedrapporten (dette dokumentet), som er et sammendrag av grunnlagsrapporten med vekt på informasjon av allmenn interesse.

Hovedrapporten og en egen lysbildepresentasjon, som er gjengitt i kapittel 8 i hovedrapporten, er offentlig tilgjengelig på [Elinetts hjemmeside](#).

NVE og nettselskapene arbeider med overgang til en ny digital plattform for å dele KSU-informasjon. Plattformen har fått navnet [PlanNett](#). PlanNett muliggjør at nettselskapene kan holde oppdatert en oversikt over egne utredninger og tiltak i regional- og transmisjonsnettet, og dele denne oversikten med hverandre, myndigheter og offentligheten. NVE vil dele informasjon fra konsesjonsprosessen og vise i samme løsning. I PlanNett vil man derfor finne en oversikt over pågående utredninger og tiltak, med viktig informasjon som status og milepælsplan, geografisk plassering, behovsbeskrivelse, omfang og annen nøkkelinformasjon. [PlanNett](#) åpnes for offentligheten 15. august 2022.

Juni 2022

Forside:

Bakgrunnsbilde: Vengedalen. T.R.Time, 2015.

Rute1: Nyhamna landanlegg, en av eksisterende virksomheter innen kraftintensiv industri i Møre og Romsdal. Beskåret bilde fra [beredskapsbrosjyre](#) (AS Norske Shell), lastet 13.5.2020.

Rute2: Illustrasjon fergelading, som er ett av flere bidrag til lastøkning innen alminnelig forsyning fra elektrifisering av transport. Beskåret bilde tatt ved Lote fergekai, med ladetårn til venstre. T.R.Time, 2015.

Rute3: Illustrasjon av det planlagte landbaserte oppdrettsanlegget til Salmon Evolution, som er et eksempel på ny virksomhet innen kraftintensiv industri i Møre og Romsdal. Beskåret bilde fra [virksomhetens hjemmeside](#) lastet 13.5.2020.

Rute 4: Historikk og høyt scenario for maksimallastutvikling i Møre og Romsdal fra 2002-2042. Bidrag fra nederst til øverst: bidrag til alminnelig forsyning, hhv. grunnlast, elektrifisering av transport og aktuelle tilknytningssaker med uttak på 1-25 MW (unntatt elektrifisering av transport), kraftintensiv industri, hhv. eksisterende og nye virksomheter. Ringer er historiske målinger innen alminnelig forsyning, uten temperaturkorrigering. Jf. [Lysbilde 28](#) side 56.

INNHOLDSFORTEGNELSE

1	BESKRIVELSE AV UTREDNINGSPROSESSEN	8
1.1	UTREDNINGSMOMRÅDET OG DELTAKERE I UTREDNINGSPROSESSEN	8
1.2	SAMORDNING MED TILGRESENDE UTREDNINGSMOMRÅDER	8
1.3	SAMORDNING MOT ANDRE KOMMUNALE OG FYLKESKOMMUNALE PLANER	8
2	FORUTSETNINGER I UTREDNINGSSARBEIDET	9
2.1	MÅL FOR DET FRAMTIDIGE KRAFTSYSTEMET	9
2.2	AMBISJONSNIVÅ OG TIDSHORISONT	9
2.3	TEKNISKE OG ØKONOMISKE VURDERINGER	9
3	BESKRIVELSE AV DAGENS KRAFTSYSTEM	10
3.1	STATISTIKK FOR KRAFTPRODUKSJON	10
3.2	STATISTIKK FOR ELEKTRISITETSFORBRUK	10
3.3	KRAFTBALANSE	10
3.4	OVERORDNET BESKRIVELSE AV DAGENS KRAFTNETT	10
3.5	FORSYNINGSSIKKERHET	11
3.6	LEDIG INNMATINGSKAPASITET FOR NY PRODUKSJON – SMÅ KRAFTVERK PR. KOMMUNE	11
3.7	LEDIG INNMATINGSKAPASITET FOR NY PRODUKSJON – STORE KRAFTVERK	12
3.8	ANDRE ENERGIBÆRERE OG PÅVIRKNING PÅ KRAFTSYSTEMET	13
4	FRAMTIDIGE OVERFØRINGSFORHOLD	14
4.1	UTVIKLING AV ELEKTRISITETSPRODUKSJON	14
4.2	UTVIKLING AV ELEKTRISITETSFORBRUK	15
4.3	FORBRUKSFLEKSIBILITET	15
4.3.1	<i>Innledning</i>	<i>15</i>
4.3.2	<i>Husholdning og andre mindre forbrukere</i>	<i>16</i>
4.3.3	<i>Større forbrukere og industri</i>	<i>16</i>
4.3.4	<i>Relevante utredninger og prosesser mht. forbruksfleksibilitet</i>	<i>16</i>
4.3.5	<i>Eksempler på behov i Møre og Romsdal</i>	<i>17</i>
4.4	UTVIKLING AV KRAFTBALANSE OG OVERFØRINGSBEHOV	18
5	FORVENTEDE TILTAK OG INVESTERINGSBEHOV	19
5.1	OVERSIKT	19
5.2	LASTØKNING	19
5.2.1	<i>Manglende reserve for Nyhamna og kapasitet for øvrig lastøkning på Romsdhalhalvøya og på Nordmøre</i>	<i>19</i>
5.2.2	<i>Manglende reserve for ytre områder i forsyningsområdet til Mørenett</i>	<i>20</i>
5.2.3	<i>Transformering</i>	<i>20</i>
5.3	NY PRODUKSJON	21
5.4	REINVESTERINGSBEHOV	21
6	FORVENTEDE TILTAK OG INV. BEHOV, DETALJERT	22
6.1	NYE ANLEGG OG OPPGRADERING AV EKSISTERENDE ANLEGG I REGIONALNETTET	22
6.1.1	<i>Reinvestering/spenningsoppgradering av sjøkabelseksjon Rokset-Stokke</i>	<i>22</i>
6.1.2	<i>Ny 132 kV ledning Engviklia -Bruvoll</i>	<i>22</i>
6.1.3	<i>Reinvestering/spenningsoppgradering Rensvik-Engviklia</i>	<i>22</i>
6.1.4	<i>Reinvestering/spenningsoppgradering Bruvoll-Istad</i>	<i>22</i>
6.1.5	<i>Reinvestering og spenningsoppgradering av Bruvoll transformatorstasjon</i>	<i>23</i>
6.1.6	<i>Reinvestering 66 kV ledning Reinset-Ulvund (produksjonsradial)</i>	<i>23</i>
6.1.7	<i>Tjeldbergodden, ny transformatorstasjon</i>	<i>23</i>
6.1.8	<i>Ny 132 kV ledning til Tjeldbergodden</i>	<i>23</i>
6.1.9	<i>Nordheim transformatorstasjon, oppgradering av 66/22 kV transformator</i>	<i>24</i>
6.1.10	<i>Nordlandet transformatorstasjon, utvidelse med 1-2 transformatorer</i>	<i>24</i>
6.1.11	<i>Reinvestering/oppgradering av sjøkabelseksjon på 132 kV Nordheim-Kristiansund ...</i>	<i>24</i>

6.1.12	Reinvestering/oppgradering av sjøkabelseksjoner på 132 kV Brandhol-Rensvik	24
6.1.13	Nett-tilknytning for Skardsøya vindkraftverk.....	25
6.1.14	Moldeli transformatorstasjon, oppgradering/reinvestering	25
6.1.15	Reinvestering av 132 kV ledningen Istad-Eidseter-Årødal 1.....	25
6.1.16	Reinvestering av 132 kV ledningen Årødal-Moldeli 1.....	26
6.1.17	Reinvestering av 132 kV ledningen Årødal-Hauglia-Fræna	26
6.1.18	Ny 132 kV forbindelse Moldeli-Jendem/Aukra-Tornes/Indre Harøya.....	27
6.1.19	Reinvestering av 132 kV ledningen Bolli-Fræna.....	27
6.1.20	Økt transformatorkapasitet fra 2x30 til 3x50 MVA i Fræna transformatorstasjon.....	27
6.1.21	Etablering av ny 132/22 kV transformatorstasjon for forsyning av Troll Housing BT4	28
6.1.22	Tiltak for forsyning av Salmon Evolution på Indre Harøya.	28
6.1.23	Alvestad transformatorstasjon, oppgraderinger og reinvesteringer.	29
6.1.24	Giskemo transformatorstasjon, oppgraderinger og reinvesteringer	29
6.1.25	Kjelboth transformatorstasjon, oppgraderinger og reinvesteringer.	29
6.1.26	Områdeanalyse Vestnes.....	30
6.1.27	Hareidsberget, reinvestering og oppgradering av transformator	30
6.1.28	Holen transformatorstasjon, utvidelse med T3.....	30
6.1.29	Framtidig forsyning av Digernes/Vatne/Skodje	30
6.1.30	Reinvestering av sjøkabelseksjoner på 132 kV forbindelsen Alvestad-Nørve.	31
6.1.31	Oppgradering/reinvestering av 66 kV forbindelsen Håheim-Hareidseidet/Ulstein	31
6.1.32	Ny 66(132) kV ledning Djupvik-Sandvikskaret.....	31
6.1.33	Reinvestering 66 kV Håheim – Rysseneset	31
6.1.34	Elsebø transformatorstasjon, reinvestering av transformator.....	31
6.1.35	Ulstein transformatorstasjon, reinvestering/oppgradering/flytting.....	32
6.1.36	Gursken transformatorstasjon, utvidelse med en transformator	32
6.1.37	Rjånes transformatorstasjon, reinvestering og oppgradering.....	32
6.1.38	Håheim transformatorstasjon, reinvestering.....	32
6.1.39	Håheim transformatorstasjon, forbikobling av 66 kV samleskinne	33
6.1.40	Reinvestering/oppgradering av sjøkabel Eiksund-Rjånes på 66 kV forbindelsen Haugen-Rjånes-Håheim.....	33
6.1.41	Reinvestering/oppgradering av ledningsseksjoner på 66 kV forbindelsen Haugen-Rjånes-Håheim	33
6.1.42	Reinvestering/oppgradering av 66 kV forbindelsene Haugen-Tussa	33
6.1.43	Reinvestering/oppgradering av 66 kV ledning Haugen-Rotevassdalen (Vikebygd2)....	34
6.1.44	Sanering i Bondal og Haugen, og etablering av 132/22kV transformering i Ørsta	34
6.1.45	Reinvesteringer i Åmela/Åheim-området.....	34
6.1.46	Åheim transformatorstasjon, reinvestering/oppgradering/flytting	34
6.1.47	22 kV Skodjelinja - reinvestering av linja fra Giskemo til Straumen.....	35
6.1.48	22 kV Stordalslinja - reinvestering av linja fra Giskemo til Øvrebust i Stordal.....	35
6.1.49	22 kV Stordalslinja - reinvestering autotransformator i Hatlen.....	36
6.1.50	Ny transformatorstasjon ved Liabygda/Overå	36
6.1.51	Tiltak for forsyning av World Heritage Salmon i Raudbergvika	36
6.1.52	Stranda transformatorstasjon, økt transformatorytelse.....	37
6.1.53	Utredning: Forsyning av Hellesylt via Tomasgard og Tryggestad transformatorstasjoner	37
6.1.54	Ny transformeringsløsning i Svorka kraftstasjon	37
6.1.55	Reinvestering av seksjon på 66 kV ledningen Svorka-Ranes.....	38
6.1.56	Netttilknytning for ny småkraft under Grytten transformatorstasjon	38
7	LITTERATURREFERANSER.....	39
7.1	KRAFTSYSTEMUTREDNINGER TILSTØTENDE NETT	39
7.2	FORSKRIFTER	39
7.3	HÅNDBØKER / VEILEDERE / KRAV	39
7.4	ANDRE RAMMEBETINGELSER OG FØRINGER	39
7.5	DIVERSE METODEBESKRIVELSER.....	39
7.6	DATAUNDERLAG	39
7.7	DIVERSE RAPPORTER OG UTREDNINGER	40
7.8	MELDINGER OG KONSESJONSSØKNADER	40
8	LYSBILDER.....	41

SAMMENDRAG

Utredningen sammenstiller vurderinger av mulig utvikling i behov for overføringskapasitet i kraftsystemet som følge av bl.a. reinvesteringsbehov og last- og produksjonsutvikling. Det primære utredningsområdet er regionalnettet i Møre- og Romsdal med spenningsnivåene 132, 66 og i begrenset omfang 22 kV, samt nedtransformeringer. Utredningsarbeidet koordineres med tilsvarende utredninger for transmisjonsnettet¹ og tilstøtende regionalnettsområder, og disse delene av nettet omhandles delvis også i utredningen. Kraftsystemutredningen oppdateres hvert annet år.

De sterkeste driverne for utviklingen av regionalnettet i Møre og Romsdal er forbruksvekst og reinvesteringsbehov pga. gammelt nett. Utviklingen påvirkes i mer begrenset grad av etablering av ny produksjon.

Last og forbruk

Målt kraftforbruk i Møre og Romsdal var i 2021 på hhv. 4,7 og 8,4 TWh innen hhv. alminnelig forsyning og kraftintensiv industri (KII²). Temperaturkorrigert forbruk innen alminnelig forsyning har siden 2002 hatt en vekst på ca. 0,9 % pr. år. I samme periode har forbruket innen KII økt med til sammen ca. 154 %.

Det forventes fortsatt forbruksvekst, og de største bidragene er landbaserte oppdrettsanlegg for laks, datasentre, hydrogenproduksjon, og elektrifisering av transport.

I basisscenarioet for kraftintensiv industri forutsettes forbruksvekst (årsforbruk) fra 2021 til hhv. 2032 og 2042 på hhv. 1,3 og 1,0 TWh. I høyt scenario er det forutsatt en vekst på hhv. 5,4 og 5,3 TWh. I lavt scenario forutsettes det en nedgang i forbruket på hhv. 1,4 og 1,6 TWh pga. utfasing av den eldste produksjonslinja ved Hydro Sunndal, fallende uttak ved Nyhamna, dersom ikke nye gassfelt knyttes til, og mindre omfattende etablering av nytt uttak.

For alminnelig forsyning er forbruksutviklingen vurdert for tre grupper av bidrag, hhv. (1) tradisjonell last innen alminnelig forsyning, (2) Elektrifisering av transport og (3) Aktuelle tilknytningssaker med uttak på 1-25 MW, unntatt elektrifisering av transport. Det mest omfattende av disse tre bidragene er elektrifisering av transport, hvor Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE) har gitt de overordnede rammene for forutsetningene i utredningen. Disse rammene innbefatter elektrifisering av hhv. biler, lastebiler, busser, ferger, og skipsfart, og har sin bakgrunn i bl.a. NVEs involvering i regjeringens oppdrag *Klimakur 2030*, hvor det bl.a. er utredet hvilke tiltak som kan kutte Norges ikke-kvotepliktige utslipp med 50 prosent innen 2030.

Samlet forbruksvekst innen alminnelig forsyning fra 2021 til hhv. 2032-2042 er forutsatt lik hhv. 2,3-2,9, 1,3-1,6 og 0,45-0,56 TWh for hhv. høyt, basis og lavt scenario, jf. bl.a. **Lysbilde 27** side 56. Pga. lav brukstid for uttaket til transport i forhold til det øvrige uttaket innen alminnelig forsyning, er utslagene for maksimallast forholdsvis større enn for forbruk. Elektrifisering av transport er alene forutsatt å øke maksimallasten innen alminnelig forsyning i Møre og Romsdal fra 2022 til 2032 med 224 MW (23 %) i lavt/basis scenario og med 561 MW (58 %) i høyt scenario.

Den sterke last- og forbruksveksten, som er beskrevet i det foregående, og som i stor grad vil komme i ytre deler av fylket, vil medføre betydelige utfordringer mht. nettkapasitet. Disse utfordringene vil gjøre seg gjeldene på alle nettnivå fra transmisjonsnett til lokalt distribusjonsnett. Fokus i denne utredningen er regionalnettet, men det er også tatt med utfordringer transmisjonsnettet (se bl.a. eget avsnitt senere sammen-draget). Enkelte av utfordringene er nevnt nedenfor:

På Nordmøre (Mellom) har den gjennomgående 132 kV ringen ikke tilstrekkelig kapasitet, selv ikke ved intakt nett, til å håndtere forutsatt vekst i basis scenario eller høyere. Videre har Tjeldebergodden, hvor det planlegges ny industri, kun ensidig 132 kV forsyning. Mellom har planlagt å erstatte 66 kV nettet mellom Istad og Rensvik transformatorstasjoner med en ny 132 kV forbindelse. I tillegg utredes bl.a. en ny 132 kV forbindelse til Tjeldbergodden.

I regionalnettet, som forsyner Ålesundsområdet og ytre/søre Sunnmøre (Mørenett), er det allerede i dag manglende kapasitet ved enkelte kritiske utfall. Mørenett planlegger bl.a. å spenningsoppgradere 66 kV forbindelsen Haugen-Rjånes-Håheim-Ulstein.

Økt last vil også øke utnyttelsen av transformatorkapasiteten i transformatorstasjoner. I enkelte stasjoner må transformatorkapasiteten økes pga. overlast ved intakt nett. I andre transformatorstasjoner utfordres

¹ Tidligere kalt sentralnettet.

² I utredningen forutsatt å være virksomheter med uttak > 25 MW.

reserven ved utkobling av transformator eller hovedinnmatingen til transformatorstasjoner, som har ensidig forsyning på regionalnettsnivå, og det er da aktuelt med tiltak for å sikre tilstrekkelig reserve.

Ved utilstrekkelig kapasitet i 22 (11) kV nettet som følge av lastøkning eller tilknytning av ny produksjon, vurderes *tiltak i overliggende nett som alternativ til forsterkning av 22 kV nettet*. Dette kan være etablering av ny transformatorstasjon med tilknytning til forbi-passerende 66 eller 132 kV ledning eller tilknyttet eksisterende nett via ny 66 eller 132 kV forbindelse.

Produksjon

Forventet middelproduksjon for Møre og Romsdal er på 7,7 TWh, hvorav en økning i 2020 og 2021 på til sammen 182 GWh fordelt på fem småkraftverk og ett vindkraftverk (Haram).

Omfang av aktuell ny produksjonskapasitet i fylket (se [Lysbilde 17](#)) er relativt begrenset i forhold til forventet forbruksvekst, og er fordelt slik (andel med konsesjon i parentes):

- Vannkraft: 0,48 (0,19) TWh fordelt på 74 (31) prosjekter
- Vindkraft på land: 0,65 (0,00) TWh fordelt på 2 (0) vindkraftparker
- Vindkraft i sjø: 0,00 (0,00) TWh konsesjon Havsul I er utløpt

Utfallsrommet mht. kraftunderskudd for Møre og Romsdal, mellom med høyt scenario for produksjon og lavt scenario for forbruk og visa versa, er på hhv. 3,9-13,4 TWh for 2032 og 3,6-13,8 TWh for 2042. Til sammenligning forventes det et kraftunderskudd på ca. 6,1 TWh i 2022, forutsatt temperaturkorrigert forbruk og forventet middelproduksjon.

Utbygging av mindre kraftverk (≤ 10 MW) i distribusjonsnettet vil kunne møte nettbegrensninger i distribusjonsnettet, regionalnettet og transmisjonsnettet. Denne utredningen omhandler eventuelle begrensninger på de to siste nivåene, og er iht. krav fra NVE oppgitt på kommunenivå. Områder med utilstrekkelig innmatingskapasitet er Ørsta kommune, deler av Volda kommune og flere kommuner på Nordmøre.

I denne og de to foregående utredningene, er det også, etter pålegg fra NVE, gjort en vurdering av kapasitet for eventuelle større kraftverk. Vurderingen er gjort for tilknytningspunkt i eksisterende transformatorstasjoner på 132 og 420 kV nivå, og resultatene er sammenstilt i [Lysbilde 15](#).

Avhengig av plassering og tilgjengelighet, vil ny produksjon kunne avlaste nettet, og redusere tap og investeringsbehov som følge av økt last.

Reinvesteringer

Deler av nettet i fylket er i ferd med nå en relativt høy alder, og det derfor også behov for reinvesteringer. I løpet tidshorizonten for denne utredningen (20 år), vil (om nettet ikke fornyes) 38 % av tremastledninger nå en alder på 70 år, 21 % av kraftkabler nå en alder på 55 år og 46 % av krafttransformatorer nå en alder på 50 år. Angitte aldersnivå er sjablongmessig forutsatt som forventet samfunnsøkonomisk levetid. Faktisk levetid kan avvike fra dette både i positiv og negativ retning pga. bl.a. lokale forhold.

Endringer av bl.a. forbruk, produksjon og omkringliggende nett gjør at både omstrukturering og oppgradering til høyere tverrsnitt og/eller spenningsnivå blir vurdert ved behov for reinvestering av nettet. Omstrukturering vil i flere tilfeller innebære forenklinger som muliggjør sanering av nett slik som for området Tussa-Haugen-Ryste.

Transmisjonsnettet – begrensninger for økt uttak og ny produksjon

Transmisjonsnettet, som forsyner Nordmøre og Romsdal, har begrenset reserve for Nyhamna industri-anlegg, og ikke tilstrekkelig kapasitet til å kunne håndtere forventet forbruksvekst. Ved intakt nett er det i prinsippet rikelig kapasitet³, men overføringskapasiteten er satt slik at begrensende 132 kV transmisjonsnett ikke skal overbelastes ved visse kritiske utfall i 420 kV nettet. I 2018 ble ledig kapasitet for området, forutsatt at hele Nyhamna industri-anlegg kobles ut ved kritisk feil, beregnet til ca. 70 MW. I 2019/2020 besluttet Statnett kortsiktige tiltak med økt transformatorkapasitet i Ørskog, og midlertidig bruk av systemansvarliges virkemiddel til transformeringstiltaket er gjennomført (2024). Tiltakene har gitt ca. 100 MW økt kapasitet. Status nå er at hele den nevnte kapasiteten på til sammen ca. 170 MW er fordelt på nye/økne uttak, som allerede er tilknyttet nettet, eller er planlagt tilknyttet fram til 2025. I 2020 og 2021 utredet Statnett, i samarbeid med berørte regionalnettselskap (Elinett, Mellom og Mørenett), tiltak for å dekke overføringsbehovet på lang sikt ([konseptvalgutredning januar 2022](#)). På transmisjonsnettsnivå går Statnett nå videre med forhåndsmelding og konsesjonssøknad for en ny 420 kV forbindelse fra Isfjorden til Istad. Tiltaket var omfattet av den eksterne kvalitetssikringen av KVVU Nyhamna, som ble gjennomført i 2015, og den prosessledende uttalelsen OED ga om behovet i 2017. I perioden fra tiltaket i Ørskog

³ Med unntak av transformatorkapasiteten 420/132 kV i Fræna, hvor ledig er på i størrelsesorden 50 MW.

idriftsettes i 2024 og fram til forbindelsen Isfjorden-Istad idriftsettes mot slutten av 2020-tallet, vil Statnett trolig videreføre bruk av systemansvarliges virkemiddel, som innebærer at det er ca. 100 MW kapasitet (med reserve) til generell vekst og tilknytningsaker i denne perioden. Dette er vesentlig lavere enn forventet vekst i perioden. Det er allerede tilknytningsaker i kø, som ikke har fått avklart kapasitet. Forbruksfleksibilitet i ulike former, herunder tilknytning med vilkår om utkobling ved svekket nett, vil bli sentralt for å unngå / begrense omfang av tilknytninger som må vente i flere år. Dersom det etableres en ny 132 kV ledning til Tjeldbergodden i perioden, vil denne bidra med noe økt kapasitet, særlig på Nordmøre. Etablering av 420/132 kV transformering i Surna (se neste avsnitt) vil også gi en marginal økning⁴. Den nevnte utredningen omfatter også flere tiltak/konsept som inngår i Statnetts såkalte målnett⁵, bl.a. ny 420 kV Istad-Fræna, og 420 kV forbindelse Snillfjord/Hemne-Tjeldbergodden-Snilldal. Dette er tiltak som kan bli utløst om/når aktører etterspør kapasitet som tilsier behov for tiltakene.

På Nordmøre er bl.a. 132 kV ledningen Ranese-Aura (transmisjonsnett) begrensende for innmating av ny produksjon. Statnett har besluttet et konsept med 420/132 kV transformering i Surna, som også vil redusere tap, forbedre spenningsforhold og muliggjøre framtidig sanering av nett.

På Sunnmøre vil lastøkning bl.a. føre til utfordringer med overlast og lave spenninger i regionalnettet ved utfall av 420/132 kV transformator i Ørsta, og Statnett planlegger å øke transformatorkapasiteten.

Distribusjonsnett - vurderinger for utvekslingspunkt mellom områdekonsesjonærer og nettnivå

I 2017 gjennomførte NVE flere endringer i forskriften om energiutredninger, hvorav endringer som innebærer at vurdering av distribusjonsnettet i større grad tas med i de regionale kraftsystemutredningene. Vurderinger for eksisterende og mulige framtidige utvekslingspunkt mellom konsesjonsområder og nettnivå sammenstilt i grunnlagsrapporten.

Lastfleksibilitet og andre tiltak og forhold som påvirker behovet for nett-tiltak

Kraftsystemutredningen sammenstiller aggregert effekt pr. transformatorstasjon og for ulike nivåer av områder i regionalnettet, uten differensiering mht. graden av sammenlagring. Videre er historisk maksimallast i hovedsak basert på målinger av gjennomsnitts effekt pr. time (MWh/h), mens bidrag fra fergelading i framtidsscenarioene er basert på last ved lading (som bare foregår i begrensede deler av en klokkeperiode). Til sammen betyr dette at scenarioene for maksimallast, med de bidragene som er tatt med, i større eller mindre grad vil kunne være noe overdrevet om en betrakter større områder og/eller gjennomsnittlig effekt over en time.

Et annet forhold er om regionalnettet fortsatt i stor grad skal dimensjoneres for å kunne betjene hele uttaket dersom verste feil inntreffer samtidig med topplast (dimensjonering etter N-1). Eksempel på lastvariasjon over året er vist i [Lysbilde 37](#). For flere av de nye typene av uttak vil avbrudd i strømforsyningen ha svært begrensede konsekvenser, f.eks. elferger, som også kan kjøres med fossilt-/biodrivstoff. Dette utnyttes av flere nettselskap for å begrense omfanget av tiltak i distribusjonsnettet, som normalt driftes radielt. Skal en utnytte dette på regional- og transmisjonsnettnivå, med masket drift, er en imidlertid avhengig av enten å koble ut deler av lasten i perioder med høy last, eller ha systemer for automatisk frakobling av deler av lasten når feil inntreffer, for å unngå sammenbrudd i et større nettområde ved feil. Automatisk frakobling har så langt forbehold relativt store uttak (30 MW eller mer).

I tillegg til det som er nevnt, vil ulike insentiver (bl.a. ved forventet omlegging av nettleiestruktur) og ulike systemer for laststyring hos enkeltkunder, evt. på aggregert nivå, kunne begrense den maksimale belastningen i nettet eller gi mulighet for rask tilpasning i kritiske situasjoner.

Systemjording

NVE påla de utredningsansvarlige (i brev datert 5.2.2018) å gjennomføre en forenklet utredning av *systemjording* for nett med spenningsnivå 33-132 kV til kraftsystemutredningene for 2018. Det anses ikke aktuelt å endre systemjording fra isolert/spolejordet nett til direkte-/lavohmig jording i 66 kV nettet så lenge nettet drives med 66 kV. 132 kV nettet i utredningsområdet er spolejordet, og driftes som to galvanisk adskilte områder for å kunne håndtere drift med spolejording. Det er ingen konkrete planer om å endre systemjording i 132 kV nettet, men en overgang til direkte/lavohmig jording av den nordlige delen (Auranettet) anses aktuelt på sikt, selv om en overgang vil kunne medføre betydelige investeringskostnader.

⁴ Gitt samme drift som i dag, med momentan reserve for uttak som ikke er knyttet til systemvern med belastningsfrakobling.

⁵ Representerer både besluttende løsninger og konsept for å legge til rette for nullutslipp i 2050

1 BESKRIVELSE AV UTREDNINGSPROSESSEN

1.1 Utredningsområdet og deltakere i utredningsprosessen

Utredningsområdet for kraftsystemutredningen er regionalnettet i Møre og Romsdal fylke. Oversikt over hhv. kommuner og områdekonsesjonærer i utredningsområdet er vist på [Lysbilde 1](#). Norges vassdrags- og energidirektorat har utpekt Elinett AS til å koordinere arbeidet med kraftsystemutredningen. Aktivitetsplan for toårig syklus med utarbeidelse av kraftsystemutredninger med referanse til [forskrift om energiutredninger](#) er skissert i [Lysbilde 2](#) og [Lysbilde 3](#). Oversikt medlemmer i gjeldende kraftsystemutvalg pr. mai 2022 er vist på baksiden av utredningen.

1.2 Samordning med tilgrensende utredningsområder

Utredningsarbeidet i Møre og Romsdal koordineres med utredningsansvarlige i Trøndelag (Tensio), nordre del av Vestland (Linja) og Innlandet (Elvia) ved møter, telefonisk kontakt og pr. brev/e-post. Den vertikale samordningen mot transmisjonsnettet foregår ved Statnetts deltagelse i kraftsystemutvalget for Møre og Romsdal og ved at utredningsansvarlig og dels også andre representanter i kraftsystemutvalget har deltatt i møter og arbeidsgrupper om utviklingen av regional- og transmisjonsnettet.

1.3 Samordning mot andre kommunale og fylkeskommunale planer

Planlegging av framtidig utvikling av kraftsystemet koordineres mot kommunale og fylkeskommunale planer. Dette gjelder bl.a. reguleringsplaner og ulike verneplaner. Koordineringen er viktig både med hensyn til kartlegging av prognoser for framtidig kraftteterspørsel, framtidig overføringsbehov i nettet, planlegging av traseer og plassering av ulike forsterkningstiltak.

Fylkeskommunen, fylkesmann, og alle kommuner varsles om omstart av utredningsarbeidet, og fylkeskommune og fylkesmann inviteres til å delta på kraftsystemmøtet.

Områdekonsesjonærene fikk i forskrift gjeldende fra 1.1.2003 ansvaret for å utarbeide lokale energiutredninger for hver kommune innenfor konsesjonsområdet. Utarbeidelse av lokale energiutredninger skulle bidra til å øke kunnskapen om lokal energiforsyning, stasjonær energibruk og alternativ på dette området, og slik bidra til en samfunnsmessig rasjonell utvikling av energisystemet. Ordningen med lokale energiutredninger ble avviklet fra 1. november 2015 og erstattet med følgende ordning (se [Forskrift om energiutredninger kapittel 2](#)): *"Utredningsansvarlig etter § 7 i denne forskrift, områdekonsesjonær og fjernvarmekonsesjonær skal på forespørsel fra kommunen bistå med informasjon som konsesjonær har om energiforsyningen i kommunen og som er relevant i kommunal klima- og energiplanlegging. Dette gjelder ikke sensitiv informasjon om kraftforsyningen, som beskrevet i energiloven § 9-3."*

2 FORUTSETNINGER I UTREDNING SARBEIDET

2.1 Mål for det framtidige kraftsystemet

Det overordnede mål for kraftsystemet er å sikre levering av elektrisk kraft til forbrukere i området ved en samfunnsmessig rasjonell utvikling og drift av kraftsystemet. For å oppnå dette er det viktig med en god samordning av utbygginger i transmisjons-, regional- og distribusjonsnettet. Videre er det ønskelig å samordne nettutviklingen med utbygging av kraftproduksjon og bruk av alternative energibærere for stasjonær energibruk. Disse tiltakene vil i enkelte tilfeller kunne være alternativ eller supplement til hverandre. Det vil imidlertid ofte være en stor utfordring å få til denne samordningen, bl.a. fordi det er ulike aktører som gjør sine investeringer ut fra bedriftsøkonomiske hensyn, og fordi planlegging, konsesjonsbehandling og bygging av ledningsanlegg ofte er mer tidkrevende enn etablering av produksjonsanlegg og forbruksanlegg.

Ved utvikling av kraftsystemet legges det vekt på å finne miljømessig gunstige løsninger. Økt utnyttelse av eksisterende nett vurderes som alternativ til nye utbygginger. Ved behov for nye utbygginger vurderes alternative traseløsninger og ulike avbøtende tiltak. Det vurderes også om det er mulig å sanere eksisterende anlegg i forbindelse med utviklingen av nettet.

2.2 Ambisjonsnivå og tidshorisont

Utredningen skal være et referansedokument for søknader om anleggskonsesjon etter lov av s. juni 1990 om produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi m.m. (Energiloven). Utredningen omfatter konsesjonspliktige anlegg som ikke inngår i de meddelte områdekonsesjonene til nettselskap innen planområdet. Nettselskap og andre som søker konsesjon for elektriske anlegg, må vise til utarbeidet regional kraftsystemutredning for planområdet.

Den regionale kraftsystemutredningen skal vise sammenhengen mellom de målsettinger og forutsetninger som legges til grunn for utviklingen av regional- og transmisjonsnettet og nødvendige prosjekter med tilhørende investeringsbehov. Videre skal den gi en god oversikt over dagens kraftsystem og planer for den videre utvikling av systemet i form av nye anlegg, samt moderniseringer og oppgraderinger av eksisterende anlegg.

Utredningen har en tidshorisont på 20 år fram i tid. I den grad mulige utviklingstiltak lenger fram i tid er kjent, vil disse også være presentert. Det er viktig å påpeke at utredningsarbeidet er en kontinuerlig prosess, og at tiltak som presenteres i utredningen ikke nødvendigvis er vedtatte tiltak som vil bli realisert.

2.3 Tekniske og økonomiske vurderinger

Nye anlegg planlegges ut fra samfunnsøkonomiske kriterier. I dette ligger det å minimalisere summen av investeringskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader, tapskostnader, flaskehalskostnader og avbruddskostnader. I tillegg vektlegges bl.a. miljøkonsekvenser og forsyningsikkerhet. Ved utredning av forsterkningsbehov og valg av nettløsning, må en ta hensyn til en rekke tekniske forhold som bl.a. strømgrenser for overføringsanlegg og krav til leveringskvalitet. Sentrale forutsetninger er også scenarier for utvikling av last og produksjon, som er beskrevet i kapittel 4. Forutsetningene som er benyttet i utredningsarbeidet er nærmere beskrevet i grunnlagsrapporten.

3 BESKRIVELSE AV DAGENS KRAFTSYSTEM

3.1 Statistikk for kraftproduksjon

I et år med normale tilslag er den totale produksjonskapasiteten i fylket ca. 7,7 TWh/år. Av dette ble ca. 0,18 TWh bygget ut i 2020 og 2021. Sommert maksimaleffekt for alle kraftverk er på ca. 1800 MW. Denne kapasiteten er ikke til enhver tid tilgjengelig bl.a. pga. en andel uregulert produksjon (vindkraftverk og vannkraftverk uten magasin). Nøkkeldata og historisk utvikling for produksjonskapasitet er vist i [Lysbilde 4](#).

3.2 Statistikk for elektrisitetsforbruk

Totalt kraftforbruk i Møre og Romsdal innen alminnelig forsyning (alt forbruk utenom kraftintensiv industri) var i 2021 på **4,7 TWh**. Veksten fra 2002-2021 har vært på ca. 0,9 % pr. år (forutsatt temperaturkorrigering).

Innen kraftintensiv industri (KII) har det vært en kraftig vekst. Fra 2002 til 2019 har forbruket økt fra 3,4 til 8,4 TWh. I utredningen er KII forutsatt å være virksomheter (unntatt elektrifisering av transport) som har, eller har planer om, (brutto) uttak på mer enn 25 MW. Av eksisterende virksomheter omfatter dette Hydro Sunndal på Sunndalsøra, Omya Hustadmarmor og Troll Housing i Hustadvika kommune, Tjeldbergodden Industriannlegg (Equinor) og gassprosessanlegget på Nyhamna i Aukra kommune.

Statnett fastsetter såkalte maksimal-/topplasttimer for hhv. Sør, Midt og Nord-Norge. Maksimallasttiden for Midt-Norge, hvor Møre og Romsdal inngår, var for vinteren 2021/2022 satt til 3. desember 2021 time 9 (08:00-09:00). Uttaket innen alminnelig forsyning i Møre og Romsdal var da **878 MW** inkl. uprioritert last, mens uttak innen KII var **990 MW**. Tilsvarende tall for topplasttiden foregående vinter (2020/2021), 12. februar time 10 var på **1007** og **985 MW**. Historisk utvikling for forbruk og last er vist i [Lysbilde 5](#).

3.3 Kraftbalanse

Fylket hadde for ca. 15 år siden god balanse mellom forbruk og produksjon. Pga. den kraftige veksten innen kraftintensiv industri, og svært begrenset utbygging av ny produksjonskapasitet, har fylket fått et betydelig kraftunderskudd. I 2022 forventes det et kraftunderskudd på **6,1 TWh** (forutsatt middelproduksjon, og temperaturkorrigert forbruk). [Lysbilde 7](#) viser forventet kraftbalanse for 2022 for ulike områder i fylket.

3.4 Overordnet beskrivelse av dagens kraftnett

Regional- og transmisjonsnettet omfatter spenningsnivåene 66, 132, 300 og 420 kV. Mørenett har også enkelte regionalnettsanlegg på 22 kV spenningsnivå. Samtlige 300 og 420 kV anlegg (unntatt industri-anlegg) og enkelte 132 kV anlegg inngår i transmisjonsnettet. [Lysbilde 8](#) viser aldersfordeling for 66 og 132 kV ledninger og kabler i Møre og Romsdal. Lysbildet viser at det i hovedsak er benyttet luftledninger for disse spenningsnivåene. Den viser også at en betydelig andel av anleggene har relativ høy alder. I løpet tidshorizonten for denne utredningen (20 år), vil (om nettet ikke fornyes) 38 % av tremastledninger nå en alder på 70 år og 21 % av kraftkabler nå en alder på 55 år. Angitte aldersnivå er sjablongmessig forutsatt som forventet samfunnsøkonomisk levetid. Faktisk levetid kan avvike fra dette både i positiv og negativ retning pga. bl.a. lokale forhold. Det forventes uansett et betydelig reinvesteringsbehov de kommende årene.

I tillegg til uttakspunkt for kraftintensiv industri, er det 52 transformatorstasjoner med nedtransformering til distribusjonsnettet (22 og 11 kV) for alminnelig forsyning. [Lysbilde 9](#) viser aldersfordeling for transformatorer i Møre og Romsdal fordelt på ulike primærspenningsnivå. Figuren inkluderer nedtransformering til 11 og 22 kV, samt transformering mellom spenningsnivåene 66, 132, 300 og 420 kV. Aldersfordelingen viser et betydelig innslag av transformatorer med relativt høy alder, og også her er det behov for reinvesteringer de kommende årene. I løpet av tidshorizonten for denne utredning vil hele 46 % av transformatorene nå en alder lik forutsatt sjablongmessig levetid på 50 år. I andelen inngår også transformatorer som allerede har passert 50 år, og dette tyder på at den praktiske levetiden i en del tilfeller vil være lengre enn 50 år.

Oversikt over de viktigste endringene i kraftnettet siden er forrige utredning, er vist i [Lysbilde 10](#).

3.5 Forsyningssikkerhet

Avbruddsforholdene er sentrale ved kvantifisering av forsyningssikkerhet i kraftsystemet. Avbruddsforholdene kan beskrives ved bl.a. antall avbrudd pr. år, varighet på avbrudd og ikke levert energi, dvs. den mengde energi som ville ha blitt levert til sluttbrukerne dersom svikt i leveringen ikke hadde inntruffet. **Lysbilde 11** viser historiske avbruddsdata i form av hhv. ikke-levert energi (ILE) i % av levert energi (LE) i Møre og Romsdal og i Norge, samt fordeling på spenningsnivå der feilen oppstod. Venstre del av figuren inkluderer feil på alle nettnivå fram til sluttbruker, mens høyre gir fordeling på høyspenningsnivå. Lavspenningsnettet utgjør ILE på ca. 15-20 MWh/år. Fylket har i likhet med landet for øvrig hatt en fallende trend for ILE/LE fra 1995 til 2007. Etter 2007 har Møre og Romsdal hatt enkelte år med uvanlig høye avbruddskostnader, som delvis også har påvirket den nasjonale statistikken. Dette skyldes hovedsakelig langvarige avbrudd for Nyhamna samt orkanen «Dagmar» som i 2011 som medførte flere og til dels langvarige avbrudd på alle nettnivå. Samlet for årene 2009-2021 er hele 78 % av ILE i Møre og Romsdal forårsaket av utkoblinger i transmisjonsnettet. Nest største bidrag er lokalt distribusjonsnett (1-22 kV) med ca. 20 %. Regionalnettet (66-132 kV, ekskl. Statnett) har kun stått for ca. 2,2 %.

I grunnlagsrapporten av kraftsystemutredningen er det foretatt en gjennomgang av utvekslingspunkter i regionalnettet som mangler nettreserve etter utfall (manglende N-1). Etter avtale med NVE er følgende avgrensninger lagt til grunn for gjennomgangen:

- Punkter hvor full forsyning kan gjenopprettes relativt raskt (innen ca. 1 time), og uten omfattende tiltak, er ikke inkludert. Dette gjelder bl.a.
 - Utvekslingspunkter på mellomspenningsnivå (11 og 22 kV samleskinne). I de fleste slike punkter vil det ikke være momentan reserve selv om det er flere transformatorer tilgjengelig. Dette skyldes at transformatorene normalt ikke drives i parallell. Enkelte steder kan forsyningen også gjenopprettes fra nabostasjoner vha. fjernstyrte bryterkoblinger.
 - Masket høyspenningsnett med radiell drift og full reserve etter omkobling (gjelder hovedsakelig 66 kV nettet).
 - Tilfeller med samleskinnefeil, hvor full forsyning kan gjenopprettes ved omkobling til annen samleskinne.
- For utvekslingspunkter uten momentan reserve, men med full reserve etter mer omfattende driftsmessige tiltak, er disse tiltakene angitt på overordnet nivå. Det er imidlertid ikke foretatt vurdering av nettinvesteringer for å oppnå momentan reserve.
- For utvekslingspunkter med manglende reserve etter omkobling og produksjonstilpasning i hele eller deler av året, er det i tillegg foretatt vurdering av nettinvesteringer for å oppnå full reserve, momentan og/eller etter omkobling/produksjonstilpasning (kostnad og nytte).

Resultatet av disse vurderingene er sammenstilt på overordnet nivå i **Lysbilde 12**. Sammenstillingen viser bl.a. at ca. 2-6 % av last innen alminnelig forsyning har varig mangel på reserve ved feil på ledning, kabel eller transformator ved tunglast, mens tilsvarende tall for kraftintensiv industri er 21 %. For enkelte tiltak i kapittel 5 er forbedring av reserveforholdene en sentral del av begrunnelsen. I flere tilfeller vil både avbruddssannsynlighet og konsekvens være lave i forhold til investeringskostnadene, slik at tiltak ikke er lønnsomme.

3.6 Ledig innmatingskapasitet for ny produksjon – små kraftverk pr. kommune

For kraftsystemutredningen 2010 gjorde NVE en presisering angående vurdering av nettkapasitet i utredningsområdet; «*Nettkapasiteten skal vurderes kommunevis ut fra nettet slik det er pr. i dag, mht. regional- og transmisjonsnettet. For dimensjonerende situasjon skal kapasiteten vurderes for både linjer og transformatorer*». Disse vurderingene vil være en del av grunnlagsmaterialet som benyttes ved prioritering og behandling av konsesjonssøknader. Vurderingene vil også være veiledende informasjon for aktører som har planer om å etablere ny produksjon. Følgende forutsetninger er lagt til grunn for innmatingskapasitetene som oppgis i denne utredningen:

1. Dagens nett + forsterkningstiltak som er under etablering.
2. Dagens produksjonskapasitet.
3. Dimensjonerende driftssituasjon, som vil være avhengig av bl.a. hvor stor andel av produksjonskapasiteten bak begrensende nettdel som er regulert. Ved utelukkende uregulert produksjon vil lettlast (ca. 30 % av tunglast) med full utnyttelse av produksjonskapasiteten være dimensjonerende. Med en del regulert produksjon vil en høstflomsituasjon med noe høyere last og lavere utnyttelse av den totale produksjonskapasiteten kunne være dimensjonerende.
4. Det er kun tatt hensyn til begrensninger i regional- og transmisjonsnettet (inkl. transformering). Eventuelle begrensninger i distribusjonsnettet (normalt 22 kV) framkommer ikke.

5. Under regionalnettstransformatorene:
 - a. Normale delingspunkt.
 - b. Kapasitet fra alle trafoer som forsyner kommunen (kapasitet som oppgis er maksimal kapasitet dersom vedkommende kommune benytter all ledig kapasitet).
 - c. For å få korrigerende informasjon jf. pkt. b, er det etablert oversikt over antall regionalnettstransformatorer i kommunen, om kommunen er forsynt fra andre kommuner og hvor mange andre kommuner vedkommende kommune deler «sine» transformatorer med.
6. Det er ikke tatt hensyn til eventuell overlastbarhet på transformatorene, men det er lagt inn en optimistisk forutsetning om $\cos\phi = 1$ for transformator mellom regional-/transmisjonsnett og distribusjonsnett.
7. Det er forutsatt intakt nett (N-0). Dette forutsetter at tiltak for å håndtere utfall må kunne realiseres på en hensiktsmessig måte, slik at leveringssikkerheten ikke svekkes. Aktuelle tiltak vil være automatisk produksjonsfrakobling (PFK).
8. Det er ikke tatt hensyn til at flere kommuner i enkelte tilfeller må dele på en felles innmatingskapasitet.
9. For økt informasjon er beregnet kapasitet for alle regionalnettstransformatorene vist i tillegg til resulterende innmatingskapasitet.

Det er delvis benyttet relativt enkle og sjablongmessige analyser og vurderinger. Oppgitte innmatingskapasiteter må derfor betraktes som veiledende, og brukes med en viss forsiktighet. Det vil fortsatt normalt være behov for mer detaljerte nettanalyser for å vurdere tilknytning av ny produksjon. Slike analyser vil også gi informasjon om kostnader forbundet med eventuelt forsterkningsbehov. Resultatene av vurderingene er sammenstilt i [Lysbilde 13](#) og [Lysbilde 14](#).

3.7 Ledig innmatingskapasitet for ny produksjon – store kraftverk

I NVEs veiledningsmaterieell for kraftsystemutredninger la NVE i 2017 inn et krav om at det i tillegg til kommuneoversikten, se kapittel 3.6, skal det gjøres en overordnet vurdering for delområder av innmatingskapasitet for større produksjon. Vurderingene skal indikere hvor det kan være gunstig å etablere ny produksjon, og gi et lokaliseringssignal for vindkraftaktører og andre som planlegger å etablere større produksjonsanlegg. Med bakgrunn i dette er det gjennomført beregninger av høyeste innmating før overlast i nettet for alle transformator- og koblingsstasjoner med spenningsnivå ≥ 132 kV i Møre og Romsdal. Innmatingskapasiteten er beregnet både for N-1, som er det normale dimensjoneringskriteriet, og ved intakt nett, som forutsetter bruk av systemvern som kobler ut produksjonen ved kritiske utfall/overlaster. Merk at kompleksitet på systemvernet og andre forhold kan gjøre at det ikke er realistisk å utnytte hele den beregnede kapasiteten ved intakt nett. Resultatene er sammenstilt pr. område i [Lysbilde 15](#). Oversikt over kapasitet pr. transformator-/koblingsstasjon, med tilhørende begrensende nettdel og kritisk utfall, finnes i vedlegget til Grunnlagsrapporten.

Sentrale forutsetninger og merknader til analysene og resultatene:

- Innmatingskapasiteten vil påvirkes av lastnivå og omgivelsestemperatur. Høyere last og lavere omgivelsestemperatur enn forutsatt i beregningen vil i mange tilfeller gi økt innmatingskapasitet og visa versa.
- Innmatingskapasiteten i ett punkt vil kunne påvirkes negativt av ny innmating i andre innmatingspunkt.
- I enkelte tilfeller kan det være mulig å heve kapasiteten ved relativt rimelige tiltak, eksempelvis økt transformatorkapasitet, temperaturoppgradering eller samordning med annen produksjon.
- Planlagte og aktuelle tiltak som etablering av en tredje 420/132 kV transformator i Ørskog og 420 kV transformering i Surna vil heve kapasiteten for flere av punktene med lav/negativ kapasitet.
- I enkelte tilfeller kan tiltak for å heve innmatingskapasiteten ha tilleggsnytte i form av bl.a. sparte reinvesteringkostnader, lavere tap og økt forsyningssikkerhet.
- Benyttet beregningsfunksjon og metodikk (med ubegrenset reaktiv effekt i innmatingspunktet) tar i begrenset grad hensyn til spenningsforhold og reaktiv flyt. Det er bl.a. derfor behov for mer detaljerte analyser for å vurdere endelig kapasitet og forutsetninger mht. reaktiv effekt.
- På transmisjonsnettsnivå kan det være begrensinger pga. overlast eller utfall utenfor Møre og Romsdal, som ikke er fanget opp av analysene. Dette gjelder særlig ved høy innmating (høyere enn i størrelsesorden 1000 MW).

3.8 Andre energibærere og påvirkning på kraftsystemet

I 2008⁶ var utgjorde elektrisk kraft ca. 78 % av den stasjonære energibruken i Møre og Romsdal. **(Lysbilde 16** viser en oversikt over eksisterende fjernvarmeanlegg og lokale varmesentraler i Møre og Romsdal. Alternativ til elektrisk kraft vil bare kunne påvirke deler av kraftforbruket innen alminnelig forsyning, som i 2019 utgjorde 35 % av totalforbruket i fylket. Virkningen på kraftbalansen i Møre og Romsdal / Midt-Norge vil derfor være relativt liten. Lokalt vil imidlertid slike tiltak kunne påvirke behovet for nettførsterkninger. Merk også at for den framtidige utviklingen av kraftsystemet vil elektrifisering av *transport og industri* få mye større betydning enn energiomlegging fra el- til andre energibærere for *stasjonær* energibruk, jf. kapittel 4.2.

⁶ Fokus i de lokale energiutredningene (avviklet ordning, se kapittel 1.3) var stasjonær energibruk, og Statistisk sentralbyrå (SSB) var en viktig kilde til informasjon om stasjonær energibruk utenom elektrisitet. Det er nå flere år siden SSB avsluttet statistikker for stasjonær energibruk, med oppløsning på kommune og fylkesnivå, og det er derfor ikke mulig å framstille utviklingen.

4 FRAMTIDIGE OVERFØRINGSFORHOLD

4.1 Utvikling av elektrisitetsproduksjon

Grunnlagsrapporten inneholder en komplett oversikt over kjente vurderte og aktuelle prosjekter. Prosjektene er inndelt i ulike statusgrupper, og bare et utvalg av disse (se **Lysbilde 17**) er tatt med som «aktuelle» prosjekter. **Lysbilde 17 - Lysbilde 19** viser aktuelle prosjekter innen hhv. vannkraft og vindkraft (gasskraft anses ikke lenger aktuelt).

Prosjektene innen vannkraft vil kunne gi en årlig produksjonskapasitet på 0,48 TWh fordelt på ca. 74 kraftverk, hovedsakelig såkalte småkraftverk. Av dette er det gitt konsesjon til 0,19 TWh.

NVE har utviklet en metode for automatisk ressurskartlegging av små kraftverk i vassdrag der tidligere kartlegginger, som Samlet plan for vassdrag, ikke har registrert prosjektmuligheter (referanse 43). Metoden bygger på digitale kart, digitalt tilgjengelig hydrologisk materiale og digitale kostnadsmanualer. Ressurskartleggingen identifiserer vassdrag som har et mulig potensial for små vannkraftverk, men er ikke en prosjektplanlegging der resultatet kan brukes til konsesjonssøknad og bygging. Identifiserte prosjekter er grunnlag for videre studier som tar opp mangler denne ressurskartleggingen har, som for eksempel eiendomsforhold og miljøforhold. Vernede områder (vassdragsvern, nasjonalparker, landskapsvern) er ikke inkludert i kartleggingen.

Det er i ressurskartleggingen sett på kostnadsnivå (investering) lavere enn hhv. 3 og 5 kr/kWh. For Møre og Romsdal er det gjenstående/oppdaterede potensialet⁷ med utbyggingskostnad lavere enn 3 kr/kWh på 1,14 (1,94) TWh fordelt på 296 (431) prosjekter. Tilsvarende tall for kostnadsnivå 3-5 kr/kWh er 0,48 (0,67) kr/kWh fordelt på 358 (462) prosjekter. Gjenstående/oppdaterert potensial er vist sammen med «aktuelle» prosjekter i **Lysbilde 19**

I Møre og Romsdal er det nå tre “aktuelle” vindkraftprosjekt:

Skardsøya vindkraftverk med installert effekt og middelproduksjon på 110 MW og middelproduksjon på 340 GWh/år. Kraftverket ble konsesjonssøkt 10.4.2019, og er planlagt tilknyttet som T-avgrening på 132 kV ledningen Gylthalsen-Tjeldbergodden. Kraftverksplanene er en videreutvikling av et opprinnelig kraftverk på 55 MW, som ble konsesjonssøkt i 2010 og senere trukket fra videre behandling.

Nye Sandøy vindkraftverk. Sandøy Vindkraft har søkt om konsesjon for å skifte ut tårnhus og rotorblader på fem eksisterende turbiner på Harøya. Konsesjonen for dagens vindkraftverk på 5x750 kW, med middelproduksjon på ca. 9 GWh utløper i 2024. Med den nye installasjonen vil installert effekt og forventet middelproduksjon øke med hhv. 0,5 MW og 10-12 GWh.

Smøla vindkraftpark ble bygget 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 Mellom vurderer Statkraft en mulig doubling av kapasiteten fra 150 MW til 300 MW i forbindelse med fornying av vindparken. Nye vindturbiner vil kunne ha mer enn dobbelt så høy effekt som de eksisterende, og antallet vil dermed kunne bli lavere enn i dag, selv om effekten doubles. Dagens forbindelse fra Smøla vindkraftpark til Nordheim har ikke kapasitet til utvidelse av produksjonskapasiteten.

Til sammen 15 andre vindkraftprosjekter prosjekter (på land og i sjø) har tidligere vært i ulike faser fra planlegging til meddelt konsesjon. Ett av disse var *Havsul I vindkraftverk (offshore)* med installert effekt på 350 MW og middelproduksjon på 1190 GWh/år. Kraftverket fikk opprinnelig konsesjon i 2008, og søkte i 2019 om utsatt frist for idriftsettelse for andre gang, med utsettelse fra 1.1.2020 til 1.1.2025. Søknaden ble innvilget av NVE i 2020 på visse vilkår, men etter at vedtaket ble påklaget av åtte parter i saken, ble klagen sammen med NVEs vedtak ble oversendt OED. OED har i vedtak av 26.03.2021 avslått søknaden om utvidet frist for idriftsettelse.

Innen gasskraft er det nå ingen “aktuelle” prosjekt i Møre og Romsdal fylket etter nevnte definisjon (**Lysbilde 17**).

Hvorvidt de aktuelle produksjonsutbyggingene faktisk blir realisert, eller at nye prosjekter kommer til, er bl.a. avhengig av konsesjonsvedtak og rammebetingelser som gir tilstrekkelig lønnsomhet for investeringene. Det er derfor betydelig usikkerhet knyttet til den framtidige produksjonskapasiteten. Valgte scenarier for utvikling av kraftproduksjon er sammenstilt i **Lysbilde 20**.

⁷ Oppdatert oversikt lastet fra NVE-atlas 25.2.2020. Tall fra den første kartlegging i 2004 angitt i parentes)

4.2 Utvikling av elektrisitetsforbruk

Det forventes fortsatt forbruksvekst, og de største bidragene er landbaserte oppdrettsanlegg for laks, datasentre, hydrogenproduksjon, og elektrifisering av transport.

I basisscenarioet for kraftintensiv industri forutsettes forbruksvekst (årsforbruk) fra 2021 til hhv. 2032 og 2042 på hhv. 1,3 og 1,0 TWh. I høyt scenario er det forutsatt en vekst på hhv. 5,4 og 5,3 TWh. I lavt scenario forutsettes det en nedgang i forbruket på hhv. 1,4 og 1,6 TWh pga. utfasing av den eldste produksjonslinja ved Hydro Sunndal, fallende uttak ved Nyhamna, dersom ikke nye gassfelt knyttes til, og mindre omfattende etablering av nytt uttak.

For alminnelig forsyning er forbruksutviklingen vurdert for tre grupper av bidrag, hhv.

- (1) tradisjonell last innen alminnelig forsyning.
- (2) Elektrifisering av transport
- (3) Aktuelle tilknytningssaker med uttak på 1-25 MW, unntatt elektrifisering av transport.

Det mest omfattende av disse tre bidragene er elektrifisering av transport, hvor Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE) har gitt de overordnede rammene for forutsetningene i utredningen. Disse rammene innbefatter elektrifisering av hhv. biler, lastebiler, busser, ferger, og skipsfart, og har sin bakgrunn i bl.a. NVEs involvering i regjeringens oppdrag *Klimakur 2030*, hvor det bl.a. er utredet hvilke tiltak som kan kutte Norges ikke-kvotepliktige utslipp med 50 prosent innen 2030 jf. bl.a. referanse [26](#).

Samlet forbruksvekst innen alminnelig forsyning fra 2021 til hhv. 2032-2042 er forutsatt lik hhv. 2,3-2,9, 1,3-1,6 og 0,45-0,56 TWh for hhv. høyt, basis og lavt scenario. Pga. lav brukstid for uttaket til transport i forhold til det øvrige uttaket innen alminnelig forsyning, er utslagene for maksimallast forholdsvis større enn for forbruk. Elektrifisering av transport er alene forutsatt å øke maksimallasten innen alminnelig forsyning i Møre og Romsdal fra 2022 til 2032 med 224 MW (23 %) i lavt/basis scenario og med 561 MW (58 %) i høyt scenario.

Den sterke last- og forbruksveksten, som er beskrevet i det foregående, og som i stor grad vil komme i ytre deler av fylket, vil medføre betydelige utfordringer mht. nettkapasitet. Disse utfordringene vil gjøre seg gjeldene på alle nettnivå fra transmisijsnett til lokalt distribusjonsnett.

Scenarioer for utvikling av maksimallast og kraftforbruk pr. år er sammenstilt i [Lysbilde 21 - Lysbilde 28](#). Det er benyttet områdeinndeling som vist i bl.a. [Lysbilde 7](#). Se også [Lysbilde 33](#) og [Lysbilde 36](#), hvor scenarioer for lastutvikling for utvalgte områder er sammenlignet med tilgjengelig overføringskapasitet inn til områdene.

4.3 Forbruksfleksibilitet

4.3.1 Innledning

Fleksibilitet omtales på følgende måte i Energi Norges begrepsavklaring i referanse 62:

«Fleksibilitet er evne og vilje til modifisering av produksjons- og/eller forbruksmønstre, på et individuelt eller aggregert nivå, ofte som en reaksjon på et eksternt signal, for å kunne tilby en tjeneste til kraftsystemet eller opprettholde stabil nettdrift.» [60]

«Fleksibilitetsressurser kan være produksjon (f.eks. fra fornybare kilder eller dieselaggregat), lagring (f.eks. batterier eller pumpekraft) eller forbruk av elektrisk energi. Disse ressursene kan levere fleksibilitetstjenester til nettselskap. Nettselskap kan ta i bruk fleksibilitet for å løse utfordringer knyttet til spenningskvalitet, flaskehalshåndtering og kapasitetsutfordringer. For eksempel kan fleksibiliteten brukes av nettselskap for å utjevne last i nettet. Nettselskapet vil da typisk ha en avtale med en fleksibilitetstjenestetilbyder som på signal (prissignal eller annet) kan agere fleksibelt ved å tilpasse sitt forbruk eller sin produksjon. Det skilles mellom to typer fleksibilitet; implisitt og eksplisitt. Førstnevnte baserer seg på at strømkunder reagerer på prissignaler gjennom nettleien for å endre forbruket sitt. Den andre baserer seg på at nettselskapet aktivt går ut og anskaffer og aktiverer fleksibilitetstjenester til opp- eller nedregulering av forbruk og/eller produksjon.»

4.3.2 Husholdning og andre mindre forbrukere

Innføringen av AMS⁸ for alle sluttbrukere i Norge, med mulighet for timesmåling, avregning på timesbasis og bedre prisinformasjon har tilrettelagt for økt fleksibilitet. Priselastisitet er knyttet opp mot type kraftkontrakt og underliggende fleksibilitet i forbruket. Utviklingen de siste årene har gått i retning av at en større andel av husholdningene har gått over til spotavtaler. Flytting av forbruk bort fra effekt-toppene vil imidlertid kun skje dersom det gis tilstrekkelige incentiver gjennom prisvariasjoner i spotmarkedet, gjennom nettleieutformingen eller på andre måter.

Det har i ca. ti år vært jobbet med innføring av en ny nettleiemodell for å forsterke incentivene til forbruksflytting og -utjevning. Etter tre runder med forslag og høringer, [vedtok OED](#) i 2021 en ny prismodell for nettleien, som skulle innføres fra 1. januar 2022. Den skal være et viktig bidrag til å holde kostnadene nede i en tid hvor elektrifisering og industriutvikling krever økt kapasitet i strømmettet. Ordningen innebærer bl.a. at nettleien skal differensieres på grunnlag av kundens etterspørsel av effekt. Ekstraordinært høye kraftpriser i forkant av at ordningen skulle innføres, medførte at regjeringspartiene, som en del av avtalen om den såkalte strømpakken, også ble enige om å utsette forskriftskravet om ny nettleiemodell. Flere nettselskap valgte derfor å utsette endringene de hadde planlagt. Nettselskapene som valgt å utsette vil innføre en revidert ordning fra 1.7.2022.

4.3.3 Større forbrukere og industri

Statnett har i dag tilgang på fleksibilitet hos større forbrukere og industri gjennom ENOP, regulerkraftmarkedet/RKOM. Med utvikling av Smartgrid og ny teknologi i driften kan det bli mulig for systemdriften å få tilgang til en større del av fleksibiliteten hos stort forbruk og aktivere fleksibilitet ved flere utfordringer enn i dag. Dette kan gi muligheter til å utnytte systemet bedre, både ved normale driftssituasjoner og i feilsituasjoner. Statnett utvidet i 2021 bruken av systemvern med automatisk belastningsfrakobling ved kritiske hendelser i nettet i Møre og Romsdal. Statnett og andre nettselskap har også begynt å ta i bruk ny ordning (2021) med tilknytning på vilkår, jf. [forskrift om netregulering og energimarked § 3-2](#) tredje ledd. Statnett har avvirket ordningen med egne tariffier for fleksibelt/utkoblbart forbruk.

I Møre og Romsdal er en godt i gang med en oppfattende elektrifisering av ferger. For å begrense effektuttaket kan en benytte batteribanker på land for å jevne ut effekten som trekkes fra nettet. Dette medfører økte investeringskostnader for fergereideriet, som vurderes opp besparelser i anleggsbidrag for nødvendige tiltak i nettet og framtidig nettleie. Bruk av mellomlagring i batter på land vil ha begrenset effekt på nettleien så lenge effekt/overforbruksleddet er basert på forbruk over en time.

Alle ferger som blir elektrifisert i Møre og Romsdal vil trolig få mulighet for alternativ energitilførsel, f.eks. dieseldrift. Dette betyr at en ikke er avhengig av nettmessig reserve, og at det kan være aktuelt med f.eks. individuelle KILE-avtaler, som begrenser avbruddskostnadene i forhold til med ordinær KILE-sats⁹. Dette vil trolig kunne begrense behovet for nettmessige tiltak, også i regionalnettet.

4.3.4 Relevante utredninger og prosesser mht. forbruksfleksibilitet

Det er flere barrierer, både tekniske og regulatoriske, for å kunne unytte fleksibilitetspotensialet. Videre er det foreløpig betydelig usikkerhet knyttet til hvor stor betydning utnyttelse av virkemidler, som er og vil bli tilgjengelig for å påvirke effektforbruk, vil få for utnyttelse og utvikling av nettet. Nedenfor er det oppgitt et utvalg av flere utredninger og prosesser knyttet til utnyttelse av forbruksfleksibilitet.

- [Mulighetsstudie](#) om bruk av fleksibilitet i nettselskap utført av Energi Norge og CINELDI (referanse 62)
- En arbeidsgruppe nedsatt av Systemstøtten for Ediel (SEE), med representanter fra hele kraftbransjen, konkluderer i en rapport fra 2021 bl.a. med at det er nødvendig med enkelt tilgjengelig og *standardisert informasjon om tariff og prissignaler* for å skape innovative løsninger som hjelper sluttbrukeren til å redusere nettleien. Denne informasjonen bør være tilgjengelig på ett felles digitalt format. Se referanse 63.
- *Elektriske varmtvannsberedere* kan spille en viktig rolle mht. fleksibilitet i framtidens kraftsystem, jf. NVE rapport i referanse 64. For *forbrukeren* kan fleksibiliteten utnyttes for å dra nytte av varierende kraftpriser og effekttariffer. For *nettselskapet* i det lavspente distribusjonsnettet kan denne raske fleksibiliteten tilbys for å opprettholde spenningskvalitet, håndtere flaskehals eller kritiske situasjoner. Til *systemoperatøren* kan fleksibiliteten tilbys av uavhengige aggregatorer i fleksibilitetsmarkeder for å balansere kraftnettet

⁸ Avanserte måle- og styringssystemer.

⁹ Sluttbrukergruppe for Transport under Handel og tjenester

- [BKK og Statnett inngikk i 2021 et forskningssamarbeid](#) med mål om å tilknytte flere nettkunder i bergensregionen. Målet er å finne minst 50 MW ledig kapasitet i strømmettet i løpet av et par år, hvor aktuelle virkemiddel bl.a. er fleksibilitetskjøp.
- [iFleks](#). Forskningsprosjekt (2019-2022) der målet var å kvantifisere kortsiktig prisfølsomhet blant husholdninger og næringsbygg på variable priser for strøm og hvordan dette påvirker forbruket i topplastperioden i framtiden. Resultater fra prosjektet var bl.a. at husholdninger responderer på prissignaler selv uten automatisering, og strømforbruket i gjennomsnitt er mellom 2 – 11 % lavere i timer med høye priser sammenlignet med kontrollgruppen. Omtrent 50 % av husholdningene responderte på prissignalene og brukte framfor alt elektrisk oppvarming som fleksibilitetskilde. For sluttrapport og delrapporter, se referanse 65.
- [NorFlex](#). Samarbeid mellom Agder Energi (prosjekteier), [Statnett](#), [Glitre Energi](#) og [NODES](#). Prosjektperiode 2019-22, delvis finansiert av Enova. NorFlex-prosjektet består av ett overordnet demonstrasjonsprosjekt og tre piloter i avgrensede geografiske områder. Gjennom disse prosjektene skal aktørene prøve ut ulike teknologiske løsninger for et fleksibilitetsmarked, som kan brukes til å avlaste nettet når belastningen er høy og eventuelt bidra til å balansere det norske og nordiske kraftsystemet.
- [NODES](#), se forrige punkt, er en uavhengig markedsoperatør som tilbyr lokale markedsplasser for handel av fleksibilitet.
- Reguleringsmyndigheten for energi i NVE (RME) – [høring av omlegging til en framtidsrettet nettleie \(4.2.2020\)](#).
- [NVE ekstern rapport 2/2020 \(Proactima\)](#). Kartlegging av bruk av tingenes internett i norsk kraftforsyning. Se egen oversikt over smartgridprosjekter i rapportens vedlegg II.
- NVE rapport 8-2018 (konsulentrapport Sentio Research Norge AS). [Forbrukerens tilpasning i Strømmarkedet 2017](#) (referanse 56).
- Statsbygg/Leafhill. [Smarte bygg som en del av det norske energisystemet](#) (2018), referanse 55.
- Statnett, [Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet \(FLINK\) 2018-2040](#) (2018), referanse 54.
- NVE, høring av [forslag til endringer i forskrift om kontroll av nettvirksomhet](#) (2017).
- Enfo Consulting (for Energi Norge), [Fleksibilitet – Fremtidig organisering av monopol og marked, mai 2016](#) (referanse 51)
- NVE, høring om mulige endringer i regelverket for utforming av tariffer i distribusjonsnettet (konsepthøring, 2015-2016)
- Innføring av ulike «Apper», bl.a. Ringerrikskrafts «SMARTliv» i 2015.
- Statnett har i samarbeid med nettselskaper i Lofoten, Vesterålen og Harstad gjennomført tester av om smarte strømmålere (AMS) og intelligent strømmett (smart grid) kan brukes til å fordele tilgjengelig effekt etter kundens behov
- THEMA consulting group har på oppdrag fra NVE forsøkt å dra lærdom av erfaringene fra innføring av timesmålinger hos store nettkunder for å øke forståelsen av hva man kan forvente når også små forbrukere får timesmålere (referanse 52).
- Rådgivningsselskapet VaasaETT har på oppdrag fra NVE vurdert virkningen av tilbakemelding fra AMS på energi og effektbruk, basert på feedbackprosjekter i andre land (referanse 48).
- NVE har gjennomført en offentlig [høring](#) av ulike alternativer for hvordan nettselskapene kan utforme tariffene for uttak i distribusjonsnettet på en slik måte at nettleien i større grad gjenspeiler hvordan kundene belaster nettet, og gir en mer kostnadsriktig fordeling av nettkostnadene mellom kundene (avsluttet 15.8.2015).
- [NVEs energibruksrapport for 2013](#) (omtale av mulighetene AMS og Smartnett gir).

4.3.5 Eksempler på behov i Møre og Romsdal

Bruk av fleksibilitet kan bidra til å redusere topplast og avlaste nettet ved kritiske hendelser. Det kan igjen bidra til at en unngår eller kan utsette tiltak i nettet. Flere tiltak er begrunnet med reinvesteringsbehov pga. gammelt nett, og fleksibilitet vil da ha mindre betydning. Flere steder er forbruksveksten også så høy at det ikke vil være mulig å unngå eller utsette tiltak ved hjelp av fleksibilitetstjenester. I slike tilfeller kan imidlertid fleksibilitetstjenester bidra til raskere tilknytning av nytt uttak ved at en kan unngå å vente på gjennomføring av tiltak i nettet, som det kan ta flere år å få gjennomført. Kapittel 5.2.1 og 5.2.2 omtaler tre større områder hvor forventet forbruksvekst er vesentlig større enn dagens nettkapasitet, jf. også [Lysbilde 33 - Lysbilde 36](#). Nevnte lysbilder viser til en viss grad hvilken type uttak som bidrar til økningen. [Lysbilde 6](#) viser dagens årsforbruk og topplastnivå, med fordeling på sluttbrukergrupper i de nevnte områdene og øvrige områder i utredningsområdet. I beskrivelsen av tiltak i kapittel 6 er forbruksfleksibilitet nevnt der det er relevant.

4.4 Utvikling av kraftbalanse og overføringsbehov

Resulterende kraftbalanse (energi) for ulike kombinasjoner av forbruks- og produksjonsscenarioer er vist i **Lysbilde 29**. Utfallsrommet mht. kraftunderskudd for Møre og Romsdal, mellom med høyt scenario for produksjon og lavt scenario for forbruk og visa versa, er på hhv. 3,9-13,4 TWh for 2032 og 3,6-13,8 TWh for 2042. Til sammenligning forventes det et kraftunderskudd på ca. 6,1 TWh i 2022, forutsatt temperaturkorrigert forbruk og forventet middelproduksjon.

Det er i grunnlagsrapporten utført mer grundige vurderinger for fire utvalgte scenarioer (kombinasjoner av forbruks- og produksjonsscenarioer):

- **2032HL:** Stadium **2032** med **høyt** last-/forbruksscenario og **lavt** produksjonsscenario
- **2032LH:** Stadium **2032** med **lavt** last-/forbruksscenario og **høyt** produksjonsscenario
- **2042HL:** Stadium **2042** med **høyt** last-/forbruksscenario og **lavt** produksjonsscenario
- **2042LH:** Stadium **2042** med **lavt** last-/forbruksscenario og **høyt** produksjonsscenario

Kraftbalanse for delområder med de to første av disse er vist i **Lysbilde 30**.

Lysbilde 31 og **Lysbilde 32** viser en sammenstilling av historisk utvikling og mulig utvikling for hhv. kraftforbruk (energi, TWh/år) og maksimallast (effekt, MW) i Møre og Romsdal med høyt scenario for årsforbruk forbruk og maksimallast. I lysbildene er også sum årsforbruk og maksimallast med hhv. basis og lavt scenario vist som stiplede sorte streker. I tillegg er nivået for gjeldende produksjonskapasitet og aktuelle framtidige produksjonsutvidelser vist.

5 FORVENTEDE TILTAK OG INVESTERINGSBEHOV

5.1 Oversikt

De sterkeste driverne for utviklingen av regionalnettet i Møre og Romsdal er forbruksvekst og reinvesteringsbehov pga. gammelt nett. Utviklingen påvirkes i mer begrenset grad av etablering av ny produksjon. Aktuelle tiltak i nettet er sammenstilt i tabeller, med følgende inndeling:

- Nye anlegg og **oppgradering** av eksisterende anlegg i **regionalnettet**: **Lysbilde 39 - Lysbilde 41**.
- Nye anlegg og **oppgradering** av eksisterende anlegg i **transmisjonsnettet**: **Lysbilde 42**.
- **Sanering** av eksisterende anlegg i **regional- og transmisjonsnettet**: **Lysbilde 43**.

I tabellene for de to første gruppene er begrunnelsen for tiltakene angitt med bokstavkoder som er nærmere beskrevet i **Lysbilde 38**. For den første gruppen er det også angitt for hvilke av de to valgte scenarioene (se kapittel 4.4) tiltakene er aktuelle for. Nærmere beskrivelse og begrunnelse for tiltakene med alternative tiltak finnes i grunnlagsrapporten i kapitlene som er angitt i tabellene. En kortversjon av kapittel 6.1 (Nye anlegg og oppgradering av eksisterende anlegg i regionalnettet) i grunnlagsrapporten er gjengitt i kapittel 6.1 i denne hovedrapporten (med samme underkapittelinnndeling).

Tiltakene er på ulike stadier i prosessen fram mot mulig realisering, og flere tiltak er ikke ferdig utredet. Pågående utredningsarbeid vil også kunne tilføre nye tiltak som ikke er tatt med i tabellene, jf. bl.a. kapittel 5.2.1.

5.2 Lastøkning

Den sterke last- og forbruksveksten, som er beskrevet i kapittel 4.2, og som i stor grad vil komme i ytre deler av fylket, vil medføre betydelige utfordringer mht. nettkapasitet. Disse utfordringene vil gjøre seg gjeldene på alle nettnivå fra transmisjonsnett til lokalt distribusjonsnett. Fokus i denne utredningen er regionalnettet, men det er også tatt med utfordringer transmisjonsnettet. Et utvalg av utfordringer er omtalt nedenfor.

5.2.1 Manglende reserve for Nyhamna og kapasitet for øvrig lastøkning på Romsdahalvøya og på Nordmøre

Transmisjonsnettet, som forsyner Nordmøre og Romsdal, har begrenset reserve for Nyhamna industri-anlegg, og ikke tilstrekkelig kapasitet til å kunne håndtere forventet forbruksvekst. Da Statnett sendte konseptvalgutredning for bedret leveringspålitelighet i kraftforsyningen på Nyhamna til OED høsten 2015 ([referanse 50](#)) var hovedutfordringen manglende reserve for Nyhamna. Aktørene på Nyhamna fant ikke økonomi i løsningene som var anbefalt, og planene stanset opp. Fra 2018 har forventet belastningsutvikling i området, utenom Nyhamna, økt betydelig, og dermed forsterket behovet for tiltak.

Ved intakt nett er det i prinsippet rikelig kapasitet i transmisjonsnettet¹⁰, men overføringskapasiteten er satt slik at begrensende 132 kV transmisjonsnett ikke skal overbelastes ved visse kritiske utfall i 420 kV nettet. I 2018 ble ledig kapasitet for området, forutsatt at hele Nyhamna industrianlegg kobles ut ved kritisk feil, beregnet til ca. 70 MW. I 2019/2020 besluttet Statnett kortsiktige tiltak med økt transformator kapasitet i Ørskog, og midlertidig bruk av systemansvarliges virkemiddel til transformeringstiltaket er gjennomført (2024). Tiltakene har gitt ca. 100 MW økt kapasitet. Status nå er at hele den nevnte kapasiteten på til sammen ca. 170 MW er fordelt på nye/økte uttak, som allerede er tilknyttet nettet, eller er planlagt tilknyttet fram til 2025. I 2020 og 2021 utredet Statnett, i samarbeid med berørte regionalnettselskap (Elinett, Mellom og Mørenett), tiltak for å dekke overføringsbehovet på lang sikt ([konseptvalgutredning januar 2022](#)). På transmisjonsnettsnivå går Statnett nå videre med forhåndsmelding og konsesjonssøknad for en ny 420 kV forbindelse fra Isfjorden til Istad. Tiltaket var omfattet av den eksterne kvalitetssikringen av KVU Nyhamna, som ble gjennomført i 2015, og den prosessledende uttalelsen OED ga om behovet i 2017. I perioden fra tiltaket i Ørskog idriftsettes i 2024 og fram til forbindelsen Isfjorden-Istad idriftsettes mot slutten av 2020-tallet, vil Statnett trolig videreføre bruk av systemansvarliges virkemiddel, som innebærer at det er ca. 100 MW kapasitet (med reserve) til generell vekst og tilknytningsaker i denne perioden. Dette er vesentlig lavere enn forventet vekst i perioden. Det er allerede tilknytningsaker i kø, som ikke har fått avklart kapasitet. Forbruksfleksibilitet i ulike former, og tilknytning med vilkår om utkobling ved svekket nett vil bli sentralt for å unngå / begrense omfang av tilknytninger som må vente i flere år. Dersom det etableres en ny 132 kV ledning til Tjeldbergodden i perioden, vil denne bidra med noe økt kapasitet, særlig på Nordmøre. Etablering av 420/132 kV transformering i Surna (se neste avsnitt) vil også gi en marginal

¹⁰ Med unntak av transformator kapasiteten 420/132 kV i Fræna, hvor ledig er på i størrelsesorden 50 MW.

økning. Den nevnte utredningen omfatter også flere tiltak/konsept som inngår i Statnetts såkalte målnett¹¹, bl.a. ny 420 kV Istad-Fræna, og 420 kV forbindelse Surna-Tjeldbergodden-Snildal/Hemne. Dette er tiltak som kan bli utløst om/når aktører etterspør kapasitet som tilsier behov for tiltakene.

På Nordmøre (Mellom) har den gjennomgående 132 kV ringen ikke tilstrekkelig kapasitet, selv ikke ved intakt nett, til å håndtere forutsatt vekst i basis scenario eller høyere. Videre har Tjeldebergodden, hvor det planlegges ny industri, kun ensidig 132 kV forsyning. Mellom har planlagt å erstatte 66 kV nettet mellom Istad og Rensvik transformatorstasjoner med en ny 132 kV forbindelse. I tillegg utredes bl.a. en ny 132 kV forbindelse til Tjeldbergodden.

Lysbilde 33 viser historikk og scenarioer for maksimallast i område C (Istad Nett og Nyhamna landanlegg) sammenlignet med tilgjengelig nettkapasitet ved hhv. N-1 (kapasitet til å håndtere kritisk utfall av et nettanlegg¹²) og N-1-1 (kapasitet når et nettanlegg er langvarig utkoblet, og en tilpasser overføringen for å kunne håndtere et kritisk utfall). Begrensningene ved N-1 skyldes at 132 kV transmisjonsnett blir overbelastet ved kritisk utfall i transmisjonsnettet. Endringen i N-1 kapasitet er virkningen av nevnte kortsiktige tiltak (er fordelt mellom område C og D). Ny 420 kV ledning Isfjorden-Istad vil øke kapasiteten mot slutten av 2030-tallet. Første trinn på stiptet kurve er relatert fornyet bruk av midlertidige tiltak¹³ i påvente av et planlagt endelig tiltak. Størrelsen på første trinn vil avhenge av hvordan kapasiteten fordeles mellom område C og D (i figuren forutsatt 50 MW på hver). Størrelse og tidspunkt på andre trinn er en foreløpig indikasjon, og vil også avhenge av hvilke andre tiltak som gjennomføres, f.eks. mellom Istad og Fræna transformatorstasjon.

Lysbilde 35 viser tilsvarende figur for område D (Mellom). Den ene N-1 begrensingen for område D (markert med T for transmisjonsnett) har samme årsak som for område C. Den andre N-1 kapasiteten (markert med R for regionalnett) skyldes begrenset kapasitet i regionalnettet som forsyner område D.

Lysbilde 33 - Lysbilde 35 viser en betydelig lastøkning i område C og D (særlig for basis og høyt scenario), og at eksisterende nett ikke har tilstrekkelig kapasitet for denne lastøkningen.

5.2.2 Manglende reserve for ytre områder i forsyningsområdet til Mørenett

Forbruket i Ålesundsområdet og ytre/søre Sunnmøre (Mørenett) har økt de siste årene, og det forventet fortsatt betydelig vekst. Regionalnettet som forsyner området har allerede nå manglende kapasitet ved enkelte kritiske utfall, om disse inntreffer samtidig med høy last. I 2020 temperaturoppgraderte Mørenett forbindelsen Haugen-Ryste-Håheim, og dette bidro til en betydelig forbedring. På litt lengre sikt er planen å spenningsoppgradere 66 kV forbindelsen Haugen-Rjånes-Håheim-Ulstein. Dette tiltaket har stor betydning for forsyningssikkerheten, og vil utsette og redusere omfanget av andre tiltak som må gjennomføres. Det er også flere andre planer om tiltak, som inngår i en langsiktig strategi for utvikling av dette nettet. Mørenett gjennomførte i 2021/2022, i samarbeid med Statnett og Elinett, en områdeanalyse med nye vurderinger av tiltak for å håndtere lastvekst fram til 2040 (referanse 65).

Lysbilde 36 viser historikk og scenarioer for maksimallast i område A1+B1+Ryste og Rjånes transformatorstasjoner sammenlignet med tilgjengelig nettkapasitet ved hhv. N-1 (kapasitet for å håndtere kritisk utfall av et nettanlegg) og N-2 (her: kapasitet til å håndtere utfall av et nettanlegg med to kurser/forbindelser på samme masterekke). Endringen i kapasitet skyldes nevnte temperaturoppgradering.

5.2.3 Transformering

Lastøkning vil medføre at flere transformatorer i regionalnettet vil bli overbelastet ved intakt nett og/eller ved feil på transformator og/eller ledning-/kabel-forbindelse. Aktuelle tiltak kan være å økte kapasiteten på eksisterende transformatorer vha. forsert kjøling, erstatte eksisterende transformator(er) med transformatorer med høyere ytelse, installere ny transformator i tillegg til eksisterende, eller styrke reserven via overføringsnett fra andre transformatorstasjoner. Avhengig av nivået på lastutviklingen vil også transformatorkapasiteten mellom transmisjonsnett og regionalnett bli utfordrende.

¹¹ Representerer både besluttende løsninger og konsept for å legge til rette for nullutslipp i 2050.

¹² Lasten på Nyhamna kobles automatisk ut ved kritisk feil, og er ikke begrenset av N-1 kapasiteten ved intakt nett.

¹³ dvs. bruk av systemansvarliges virkemidler, som må godkjennes av Statnett som systemansvarlig.

5.3 Ny produksjon

Utbygging av mindre produksjonsenheter (≤ 10 MW) i distribusjonsnettet vil kunne møte nettbegrensninger i distribusjonsnettet, regionalnettet og transmisjonsnettet¹⁴. Denne utredningen omhandler eventuelle begrensninger på de to siste nivåene. Områder med begrensninger i regionalnettet for aktuell produksjon er:

- *Ørsta og deler av Volda kommune* pga. fullastet 132/66 kV transformator i Haugen. Et planlagt tiltak, som ville løst denne utfordringen, er utsatt med ca. 12 år, og andre løsninger er nå under vurdering.
- *Nordmøre* pga. (nær) fullastet 132 kV nett, særlig transmisjonsnettledningen Ranes-Aura. Statnett planlegger utvidelse av Surna koblingsstasjon (420 kV) med 420/132 kV transformering.

I tillegg kommer begrensninger i transformeringskapasitet mellom regionalnett og 22 kV nettet i bl.a. Bondal.

I denne utredningen er det, etter pålegg fra NVE, også gjort en vurdering av kapasitet for eventuelle større kraftverk. Vurderingen er gjort for tilknytningspunkt i eksisterende transformatorstasjoner på 132 og 420 kV nivå, og resultatene er sammenstilt i **Lysbilde 15**. Nye kraftverk med tilknytning til regionalnettet vil normalt kreve en ny forbindelse mellom kraftverket og tilknytningspunktet i regionalnettet. Se også kapittel 3.6 og 3.7.

5.4 Reinvesteringsbehov

Deler av nettet i fylket er i ferd med nå en relativt høy alder, og det derfor også behov for reinvesteringer, se kapittel 3.4.

Endringer av bl.a. last, forbruk og omkringliggende nett gjør at både omstrukturering og oppgradering til høyere tverrsnitt og/eller spenningsnivå blir vurdert ved behov for reinvestering av nettet. Omstrukturering vil i flere tilfeller innebære forenklinger som muliggjør sanering av nett.

Grunnlagsrapporten inneholder kart og tabeller med anlegg som iht. sjablongmessige levetidsforutsetninger allerede har nådd eller vil nå utløpt levetid innen hhv. første og påfølgende tiårsperiode. Dersom en legger til grunn disse oversiktene, vil investeringsbehovet være større enn det som er tatt med i oversikten over aktuelle tiltak. Dette gjelder særlig for transformatorer. Dette skyldes bl.a. at det kan være store avvik mellom sjablongmessige levetidsforventninger og faktisk levetid, og fordi det kan være vanskelig å fastslå om restlevetiden er innenfor eller utenfor tidshorisonten for utredningen (20 år). For transformatorer er dessuten tiden fra behovet melder seg til tiltaket er gjennomført relativt kort. Det det anses derfor ikke hensiktsmessig å utrede usikre investeringer i så stort omfang som en sjablongbetragtning med 20 års tidshorisont ville medført (jf. kapittel 3.4).

¹⁴ Tidligere kalt sentralnettet.

6 FORVENTEDE TILTAK OG INV. BEHOV, DETALJERT

6.1 Nye anlegg og oppgradering av eksisterende anlegg i regionalnettet

6.1.1 Reinvestering/spenningsoppgradering av sjøkabelseksjon Rokset-Stokke

Beskrivelse: Ny 132 kV-sjøkabel med tverrsnitt 3x1x800 Cu etableres på strekningen Rokset-Stokke som erstatning for dagens 2x3x1x50 Cu-sjøkabler. Nye kabler driftes på 66 kV inntil hele forbindelsen Rensvik-Istad og Bruvoll ts. er oppgradert til 132 kV.

Begrunnelse: Reinvesteringsbehov pga. utgått levetid på sjøkabel. Flaskehals og svakeste punkt på forsyningen Istad-Bruvoll-Rensvik. Prosjektet er fremskyndet pga. mulighet for samordning av bestilling av sjøkabel med annet nettselskap. Gir økt driftssikkerhet og lavere risiko ved fornyelse og oppgradering av 66 kV-linje fra Rensvik til Bruvoll og forsyning av hele Averøya fra Istad. Tiltaket inngår i en ny 132 kV forbindelse Istad-Bruvoll-Rensvik, som ble valgt som foretrukket løsning for å reinvestere og styrke forsyningen til Averøy i en egen utredning i 2016, hvor følgende alternativ ble vurdert:

0. Reinvestere/oppgradere eksisterende 66 kV nett ved utløpt levetid.
1. Som 0 men med tosidig 66 kV forsyning til Bruvoll (forutsatt dublering Kjørsvik-Bruvoll i 2025)
2. Ny 132 kV Rensvik-Bruvoll og sanering Rokset-Istad. Reinvestering av 66 kV Rensvik-Kjørsvik-Bruvoll/Rokset ved utløpt levetid.
3. Ny 132 kV forbindelse Rensvik-Bruvoll-Istad og sanering eksisterende 66 kV nett.
4. Ny 132 kV forbindelse Rensvik-Bruvoll-Bolli og sanering eksisterende 66 kV nett.
5. Ny 132 kV forbindelse Nordlandet-Bruvoll-Rensvik og sanering av eksisterende nett (forkastet).

Alternativet er blitt bekreftet i konseptvalgutredningen «Tilrettelegging for forbruksvekst i Nordmøre og Romsdal», som ble utarbeidet av Statnett i samarbeid med Mellom, Elinett og Mørenett i 2021 (referanse 66). Der inngår 132 kV forbindelsen Istad-Bruvoll-Rensvik i det anbefalte konseptet.

Investeringskostnader: 40 MNOK

Status: Konesjon gitt. Under gjennomføring.

Forventet idriftsettelse: 2023

Tiltakshaver: Mellom

6.1.2 Ny 132 kV ledning Engviklia -Bruvoll

Beskrivelse: Ny 2,5 km 132 kV-linje fra Engviklia til Bruvoll. Driftes på 66 kV inntil hele forbindelsen Rensvik – Istad og Bruvoll ts. er oppgradert til 132 kV.

Begrunnelse: Etablere tosidig forsyning av Bruvoll transformatorstasjon. Stasjonen er i dag ensidig forsynt med begrenset mulighet for reserveforsyning. Med tosidig forsyning oppnår man også at Rokset ts. saneres (unngår reinvestering). Tiltaket vil inngå i en ny 132 kV forbindelse Istad-Bruvoll-Rensvik, som også vil også gi økt kapasitet til Nordmøreringen, se kapittel 6.1.1.

Investeringskostnader: 10 MNOK

Status: Konesjon gitt. Under planlegging.

Forventet idriftsettelse: 2023

Tiltakshaver: Mellom

6.1.3 Reinvestering/spenningsoppgradering Rensvik-Engviklia

Beskrivelse: Reinvestering og spenningsoppgradering av dagens 66 kV-linje til 132 kV på strekingen Rensvik – Engviklia (ca. 12,7 km inkl. 1,7 km fjordspenn). Ny 132-linje blir av type FeAl 240 og vil bli driftet på 66 kV inntil hele forbindelsen Rensvik – Istad og Bruvoll trafostasjon er oppgradert til 132 kV. Fornyelse med nye master og ny linje skal i sin helhet følge eksisterende trasé.

Begrunnelse: Reinvesteringsbehov pga. gammelt nett (deler av nettet er fra 1951-52) og mangelfull reserve ved feil på 66 kV Rensvik-Kjørsvik eller Kjørsvik-Bruvoll. Tiltaket vil inngå i en ny 132 kV forbindelse Istad-Bruvoll-Rensvik, som også vil gi økt kapasitet til Nordmøreringen, se kapittel 6.1.1.

Investeringskostnader: 45 MNOK

Status: Konesjons søkt (2022).

Forventet idriftsettelse: 2024

Tiltakshaver: Mellom

6.1.4 Reinvestering/spenningsoppgradering Bruvoll-Istad

Beskrivelse: Fornyelse og spenningsoppgradering av dagens 66 kV-linje til 132 kV på strekingene Bruvoll-Rokset og Stokke - Istad. De to strekingene vil være siste del av linjefornyelsen Rensvik-Bruvoll-Istad og gi fullstendig fornyet og spenningsoppgradert 132 kV-linje på hele denne strekingen. Ny 132-linje blir av type FeAl 240, og vil bli driftet på 66 kV inntil hele forbindelsen Rensvik-Istad og Bruvoll trafostasjon er

oppgradert til 132 kV. Fornyelse med nye master og ny linje skal etter planen i stor grad følgende eksisterende trasé, men en mindre justering. Total lengde for begge strekninger til sammen blir ca. 27-28 km.

Begrunnelse: Reinvesteringsbehov pga. gammelt nett (deler av nettet er fra 1951-52) og mangelfull reserve ved feil på 66 kV Rensvik-Kjørsvik eller Kjørsvik-Bruvoll. Tiltaket vil inngå i en ny 132 kV forbindelse Istad-Bruvoll-Rensvik, som også vil gi økt kapasitet til Nordmøreringen, se kapittel 6.1.1.

Investeringskostnader: 95 MNOK

Status: Under planlegging, oppstart kons.s. 2022.

Forventet idriftsettelse: 2026-2028

Tiltakshaver: Mellom

6.1.5 Reinvestering og spenningsoppgradering av Bruvoll transformatorstasjon.

Beskrivelse: Reinvestering og spenningsoppgradering av Bruvoll trafostasjon til 132 kV. Transformator-kapasiteten planlegges økt til 2 stk. 40-50 MVA.

Begrunnelse: Behov for økt transformator kapasitet pga. lastøkning og for å muliggjøre sanering av Rokset ts. Spenningsoppgradering av regionalnettet stasjonen er tilknyttet og utvidelse med en regionalnetts-avgang. Tiltaket vil inngå i en ny 132 kV forbindelse Istad-Bruvoll-Rensvik, som også vil gi økt kapasitet til Nordmøreringen, se kapittel 6.1.1.

Investeringskostnader: 80-100 MNOK

Status: Under planlegging, oppstart kons.s. 2022.

Forventet idriftsettelse: 2026-2028.

Tiltakshaver: Mellom

6.1.6 Reinvestering 66 kV ledning Reinset-Ulvund (produksjonsradial)

Beskrivelse: Reinvestering.

Begrunnelse: Alder og tilstand.

Investeringskostnader: Ikke oppgitt

Status: Pågår

Forventet idriftsettelse: 2022

Tiltakshaver: Mellom

6.1.7 Tjeldbergodden, ny transformatorstasjon

Beskrivelse: Bygging av ny transformatorstasjon med inntil tre 50 MVA-transformatorer på Tjeldbergodden i umiddelbar nærhet av dagens trafostasjon og Equinor sitt industrianlegg. Bygges med inntil seks luftisolerte 132 kV-felt for dublert innkommende forsyning, samt forsyning videre til Equinor og Shell, samt to reservefelt for mulig fremtidig forsyning fra nærliggende transmisjonsnettstasjon til Statnett, som inngår i Statnetts målnett.

Begrunnelse: Omfattende planer om økt last, til bl.a. landbasert oppdrettsanlegg (Salfjord m.fl., og forsyning av Linnorm. Det er også behov et 132 kV koblingsanlegg for å ta imot en ny 132 kV forbindelse til Tjeldbergodden, se kapittel 6.1.8 . Forbruksfleksibilitet vil ikke påvirke behovet for tiltaket. Inntil dublert 132 kV innmating er på plass, må nye tilknytninger gis på vilkår om utkobling ved feil eller anstrengte kraftsituasjoner.

Investeringskostnader: 100-120 MNOK

Status: Konesjonssøkt våren 2022

Forventet idriftsettelse: 2025.

Tiltakshaver: Mellom

6.1.8 Ny 132 kV ledning til Tjeldbergodden

Beskrivelse: Ny 132 kV ledning til Tjeldbergodden for dublert forsyning til ny transformatorstasjon, se kapittel 6.1.7. Terminering i motsatt ende er ikke avklart. Det anses aktuelt med terminering i Tensio sitt nett, f.eks. ved Kyrkseterøra, og en samordnet utredning med Tensio gjennomføres i 2022.

Begrunnelse: Shell ønsker dublert forsyning inn til trafostasjon med N-1 for kraftforsyningen til Linnorm Shell har derfor inngått avtale med Mellom om koordinert prosjektutvikling. Tiltaket vil også gi dublert forsyning til annen lastvekst på Tjeldbergodden.

Andre alternativ: I Statnetts målnett inngår 420 kV ledning(er) til Tjeldbergodden. Foreløpig er det usikkert om uttaket på Tjeldbergodden vil bli høyt nok til å kunne utløse 420 kV tiltak, og ledetiden for slike tiltak vil trolig bli for høy til å kunne møte behovet. En mellomløsning kan være å etablere den nye ledningen med 420 kV standard. Se mer info i kapittel 5.2.1.

Om tiltaket skal unngås eller utsettes må nye uttak på Tjeldbergodden tilknyttes helt uten reserve.

Investeringskostnader: 100-140 MNOK

Status: Under utvikling

Forventet idriftsettelse: 2027-29

Tiltakshaver: Mellom

6.1.9 Nordheim transformatorstasjon, oppgradering av 66/22 kV transformator

Beskrivelse: Erstatte dagens 66/22 kV på 15 MVA transformator (fra 1990) med ny 66-132/22 kV 30 MVA transformator. Tiltaket omfatter også bytte av tilhørende komponenter som måletransformatorer etc., fornyelse av vern og kontrollanlegg på 22 kV, samt ny 22 kV-bryteravgang for forsyning av smoltanlegget til MOWI.

Begrunnelse: Utilstrekkelig kapasitet ved lastøkning knyttet til blant annet elektrifisering av ferger og økt uttak til oppdrettsindustri. I tillegg fungerer Nordheim trafostasjon som reserveforsyning via 22 kV nettet for Gylthalsen og Smøla ts., og uten oppgraderingen vil reserven ikke være tilstrekkelig. Forbrukerfleksibilitet: Delvis forbrukerfleksibilitet med mulighet for utkobling av fergelading ved feil og/eller anstrengte kraftsituasjoner er hensyntatt ved valg av løsning. Enkelte typer fremtidig last kan også få krav om tilknytning på vilkår.

Investeringskostnader: 10 MNOK

Status: Konesjon gitt. Transf. bestilt.

Forventet idriftsettelse: 2023

Tiltakshaver: Mellom

6.1.10 Nordlandet transformatorstasjon, utvidelse med 1-2 transformatorer

Beskrivelse: Utvidelse med 1-2 132/22 kV transformatorer i Nordlandet transformatorstasjon

Begrunnelse: I langtidsplanen for distribusjonsnettet i Kristiansund er det lagt opp til en framtidig overgang fra 11 kV til 22 kV driftsspenning. Innen 2040 er den tekniske levetiden for alle 11 kV-kabler utgått, og det er derfor et siktepunkt å få skiftet alle gamle kabler. Det vil bli en overgangsperiode med både 11 og 22 kV drift, og for å oppnå reserve må det settes inn 1-2 nye 40 MVA transformatorer i Nordlandet ts. Stasjonsanlegget er klargjort for to ekstra transformatorer. Forbruksfleksibilitet anses ikke relevant.

Investeringskostnader: 10-20 MNOK

Status: Under utredning.

Forventet idriftsettelse: 2025-2030

Tiltakshaver: Mellom

6.1.11 Reinvestering/oppgradering av sjøkabelseksjon på 132 kV Nordheim-Kristiansund

Beskrivelse: Reinvestering/oppgradering av sjøkabelseksjonen over Talgsjøen fra Osma til Gomla (5,8 km) på 132 kV forbindelsen Nordheim-Kristiansund til 3x1x800 Cu PEX (30-35 % økt kapasitet). Eksisterende kabler er oljetrykkskabler av typen OKRA 145kV 1x600 mm AL, produsert i 1977, idriftsatt i 1978. Sjøkabelhus med oljetrykksanlegg saneres, og sjøkablene føres direkte til ny endemast for luftlinje.

Begrunnelse: Tilstand og/eller behov for økt overføringskapasitet. Kabelseksjonen har lavere overføringskapasitet enn ledningsseksjonene, og er sammen med 132 kV Ranese-Aura en flaskehals for innmating allerede i dag. Overføringsbehovet og dimensjonerende driftssituasjon vil endre seg som følge av bl.a. planlagt etablering av 420/132 kV transformering i Surna, aktuelle nye 132 kV ledninger til Nordmørsringen (jf. kapittel 6.1.1 og 6.1.8), mulig økning av produksjonskapasitet (Skardsøya og Smøla vindkraftverk) og økt last. Mellom planlegger å gjennomføre en oppdatert analyse for å avklare behovet. Virkning forbruksfleksibilitet vil inngå i vurderingene.

Investeringskostnader: 108 MNOK

Status: Kons.søkt nov. 2021. Inngått kjøpsoppsj.

Forventet idriftsettelse: Uavklart, tidligst 2024

Tiltakshaver: Mellom

6.1.12 Reinvestering/oppgradering av sjøkabelseksjoner på 132 kV Brandhol-Rensvik

Beskrivelse: Reinvestering/oppgradering av sjøkabelseksjoner til 3x1x800 Cu PEX på 132 kV Nordheim-Kristiansund, dvs. hhv. Kvalvåg-Boksaspa over Tingvollfjorden og Bøyfoten-Bjerkestrand over Freifjorden (hhv. 3,8 og 3,2 km). Eksisterende kabler er oljetrykkskabler av typen OKRA 145 kV 1x600 mm AL, produsert i 1977, idriftsatt i 1978. Oljetrykksanlegg saneres, og sjøkablene føres direkte til ny endemast for luftlinje.

Begrunnelse: Tilstand og/eller behov for økt kapasitet som følge av økt last Mellom-området, jf. bl.a. kapittel 5.2.1. Kabelseksjonene har lavere overføringskapasitet enn ledningsseksjonene. Kabelen over Freifjorden har fått ankerskade, og det er usikkert hvor lenge den vil holde. Mellom planlegger å gjennomføre en oppdatert analyse for å avklare behovet. Virkning forbruksfleksibilitet vil inngå i vurderingene.

Investeringskostnader: 126 MNOK

Status: Kons.søkt nov. 2021. Inngått kjøpsoppsj.

Forventet idriftsettelse: Uavklart, tidligst 2024.

Tiltakshaver: Mellom

6.1.13 Nett-tilknytning for Skardsøya vindkraftverk

Beskrivelse: Ny 132 kV jordkabel på 2,2 km fra ny Skardsøya transformatorstasjon i vindkraftparken til 132 kV ledningen Gylthalsen-Brandhol, hvor kabel tilknyttes som T-avgrening, ca. 12,6 km fra Gylthalsen.

Begrunnelse: Nett-tilknytning av Skardsøya vindkraftverk, med planlagt installert effekt på 110 MW.

Vurderte alternativ:

- b) Ledningen mellom Gylthalsen og Tjeldbergodden legges innom den nye transformatorstasjonen i vindkraftverket via 2 nye kabelsett.
- c) Det etableres en ny koblingsstasjon med 3 brytere under eksisterende ledning.

Forbruksfleksibilitet er ikke relevant siden dette er en produksjonstilknytning.

Investeringskostnader: 60 MNOK (begge alt. ca. 90 MNOK).

Status: Konesjonssøkt

Forventet idriftsettelse: 2022+

Tiltakshaver: Njorder

6.1.14 Moldeli transformatorstasjon, oppgradering/reinvestering

Beskrivelse: Oppgradering av transformatorkapasiteten og nytt kompakt 132 kV koblingsanlegg. Bygningsmessige oppgraderinger med ombygging av alle transformatorcellene og utvidelse for 132 kV koblingsanlegg.

Begrunnelse: Behov for økt transformeringskapasitet ved mulig omfattende lastøkning som følge av elektrifisering av transport. Under ombyggingen må 1-2 transformatorer tas ut av drift, og den må derfor gjennomføres før lastøkning gjør at handlingsrommet blir oppbrukt. Andre forhold er reinvesteringsbehov (på noe lenger sikt), økt fleksibilitet og forsyningssikkerhet og plass til å koble til mulig(e) ny(e) 132 kV avganger (med nytt 132 kV anlegg) samt estetikk.

Alternativer: Opprettholde luftisolert 132 kV koblingsanlegg. Etablering av sterke 22 kV forbindelser fra Årødal og økt transformatorkapasitet i Årødal kan være et alternativ til full ombygging i Moldeli ved moderat lastvekst. For høyt scenario, hvor det f.eks. er forutsatt 50 MW til landstrøm fra Storkaia i Molde, vil det også være aktuelt å vurdere 132 kV kabelforbindelse(r) fra Moldeli ts. til en ny transformatorstasjon ved Storkaia, som alternativ til uttak via nye sterke 22 kV kabelføringer fra 22 kV i Moldeli. En slik løsning vil utløse behov for ombygging til 132 kV kompaktanlegg i Moldeli for å få plass til ny(e) 132 kV avgang(er). Det vil imidlertid trolig være utfordrende å få plass til en ny transformatorstasjon ved Storkaia, i tillegg til ladeanlegg med omformere.

Behovet tiltaket påvirkes som nevnt av flere forhold, ikke bare nivået på lastveksten. Lastfleksibilitet kan i visse tilfeller bidra til å utsette tiltaket noe, men av flere årsaker er det ikke mulig å tallfeste dette.

Investeringskostnader: 120 MNOK¹⁵ (fornyng av dagens løsning: 90 MNOK).

Status: Under utredning

Forventet idriftsettelse: 2030-2040

Tiltakshaver: Elinett

Referanser:

6.1.15 Reinvestering av 132 kV ledningen Istad-Eidseter-Årødal 1

Beskrivelse: Reinvestering av 132 kV ledningen Istad-Eidseter-Årødal 1 (22,4 km bygget i 1967 og 4,6 km bygget i 1978) ved riving/nybygging i samme trasé, sannsynligvis med FeAl 240, ved utløpt levetid (**alt. 0**). Det ble foretatt levetidsforlengende tiltak på forbindelsen i 2020. Andre vurderte alternativ er:

Alt. 1. Rive ledningen, og kun reinvestere «avgreningen» til Eidseter (2x2,3 km) for tilknytning av Eidseter transformatorstasjon på Istad-Årødal 2.

Alt. 2. Etablering av en ny 132 kV forbindelse Rensvik-Bruvoll-Bolli som alternativ eller supplement til alt. 0. Løsningen er forkastet til fordel for en 132 kV forbindelse Rensvik-Bruvoll-Istad, se kapittel 6.1.1.

Begrunnelse: Reinvestering pga. alder og tilstand. Forbruksøkning i område C. Tiltaket er nødvendig for å opprettholde hele eller mest mulig av forsyningen utenom Nyhamna ved utkobling av 420 kV Viklandet-Fræna. Avhengig av lastøkning og tidspunkt på året, vil forbindelsen også bidra til å opprettholde noe reserve for Nyhamna. Dersom det etableres dublert 420 kV innmating til Fræna (jf. kapittel 5.2.1), kan forbindelsen muligens saneres. Ved høy lastøkning under Moldeli, Årødal og Eidseter, kan det imidlertid bli behov for å opprettholde tre 132 kV innmatninger til disse stasjonene, enten ved at forbindelsen reinvesteres, eller ved at det etableres en ny 132 kV forbindelse mellom Fræna og Årødal/Moldeli.

¹⁵ Kostnader ved nett-tilknytning av nye uttak på 22 eller 132 kV nivå i Moldeli er ikke inkludert.

Forbruksfleksibilitet kan påvirke om tiltaket er nødvendig, ikke når det er nødvendig (siden det er knyttet til tilstand). Behovet for fleksibilitet er sterkt avhengig av lastutviklingen. Forbindelsen inngår i forsyningen av område C, hvor kapasiteten ved N-1 (utkobling av 420 kV Viklandet-Fræna), uten reinvestering av ledningen, vil være begrenset til ca. 320 MW. Dagens forbruk og fordeling på sluttbrukergrupper framgår av Lysbilde 6. Scenarier lastøkning framgår av Lysbilde 33 og Lysbilde 34. Det er i dag systemvern på to store industrikunder i området, og dette vil bli økt til tre ilar 2022-23. Foreløpig er 37 MW av planlagt lastøkning gitt med vilkår om utkobling. Fergelading i området har egen reserve.

Investeringskostnader: Alt. 0: 100 MNOK, Alt. 1: 22 MNOK¹⁶.

Status: Under utredning, avventer øvrig nettutvikling, se bl.a. kapittel 5.2.1.

Forventet idriftsettelse: 2036 (22,4 km, Alt 0.) 2036-2046 (2x2,3 km, Alt. 0 og 1). Utsettelse av tiltaket har ingen betydning for andre nettprosjekter som er planlagt pr. dag.

Tiltakshaver: Elinett

6.1.16 Reinvestering av 132 kV ledningen Årødal-Moldeli 1

Beskrivelse: Reinvestering av 132 kV ledningen Årødal-Moldeli (7,5 km bygget i 1967) ved riving/nybygging i samme trasé, ved utløpt levetid (**alt. 0**). Det ble foretatt levetidsforlengende tiltak på forbindelsen i 2018.

Som *alternativ (alt. 1)* til reinvestering av 132 kV ledningene Årødal-Moldeli 1 og Årødal-Hauglia-Fræna er det tidligere vurdert å etablere en ny 132 kV forbindelse Moldeli-Jendem-Tornes-Fræna. En slik, eller tilsvarende forbindelse, anses nå ikke lenger å være alternativ til, men et eventuelt supplement til nevnte reinvesteringer, se kapittel 6.1.18.

Dersom Årødal-Moldeli 1 saneres uten å gjennomføre andre tiltak på 132 kV nivå (**alt. 2**) vil Molde by kun ha begrenset reserve gjennom omkoblinger fra Årødal transformatorstasjon. Dette vil ikke være akseptabelt, og alternativet forkastes.

Begrunnelse: 0-alternativet er foreløpig foretrukket løsning. Hovedbegrunnelsen for tiltaket reinvestering pga. alder og tilstand, for å opprettholde forsyningssikkerheten for Molde by, med to 132 kV innmatinger. Endring i forbruksutvikling eller utnyttelse av lastfleksibilitet vil ikke kunne påvirke behovet for å reinvestere ledningen og tidspunktet for dette.

Investeringskostnader: Alt. 0: 28 MNOK

Status: Under utredning

Forventet idriftsettelse: 2038

Tiltakshaver: Elinett

Referanser:

6.1.17 Reinvestering av 132 kV ledningen Årødal-Hauglia-Fræna

Beskrivelse: Reinvestering av 132 kV ledningen Årødal-Hauglia-Fræna (13,7+3,7 km bygget i hhv. 1967 og 1975) ved riving/nybygging av FeAl 240 i samme trasé, ved utløpt levetid (**alt. 0**). Det ble foretatt levetidsforlengende tiltak på forbindelsen i 2019.

Som *alternativ (alt. 1)* til reinvestering av 132 kV ledningene Årødal-Moldeli 1 (se kapittel 6.1.17) og Årødal-Hauglia-Fræna er det tidligere vurdert å etablere en ny 132 kV forbindelse Moldeli-Jendem-Tornes-Fræna. En slik, eller tilsvarende forbindelse, anses nå ikke lenger å være alternativ til, men et eventuelt supplement til nevnte reinvesteringer, se kapittel 6.1.18.

Sanering av Årødal-Hauglia(-Fræna) 1 uten å gjennomføre andre tiltak på 132 kV nivå (**alt. 2**) anses ikke aktuelt. Det er nødvendig å opprettholde minst to 132 kV innmatinger til Moldeli/Årødal, og det er derfor heller ikke mulig å sanere både 132 kV Årødal-Hauglia og 132 kV Istad-Årødal 1 (se kapittel 6.1.6). Hvilken av ledningene som eventuelt kan saneres vil avhenge av om det etableres 420 kV innmating til Fræna og en alternativ 132 kV forbindelse mellom Moldeli og Fræna.

Begrunnelse: Hovedbegrunnelsen for tiltaket er reinvestering pga. alder og tilstand for å opprettholde forsyningen til Hauglia ts. og forsyningssikkerheten for Molde by med to uavhengige 132 kV innmatinger til Årødal. Endring i forbruksutvikling eller utnyttelse av lastfleksibilitet vil ikke kunne påvirke behovet for å reinvestere ledningen. I tillegg oppnås reduserte tap i forhold til om ledningen rives.

Investeringskostnader: Alt. 0: 65 MNOK

Status: Under utredning.

¹⁶ Øvrige tiltak i transmisjonsnettet for reserve for Nyhamna ikke inkludert og kostnadene er derfor ikke sammenlignbare.

Forventet idriftsettelse: 2033-35

Tiltakshaver: Elinett

6.1.18 Ny 132 kV forbindelse Moldeli-Jendem/Aukra-Tornes/Indre Harøya

Beskrivelse: Mulig framtidig tiltak med etablering av ett eller flere ledd i en ny 132 kV ringforbindelse mellom Moldeli og Fræna ts., dvs. Moldeli - Jendem/Aukra - Tornes/I. Harøya-Fræna. Mellom Moldeli og Jendem er det aktuelt med bruk av traséen for dagens 66 kV ledning, som driftes på 22 kV, og mellom Fræna og Tornes forutsettes gjenbruk av 132 kV ledning, som nå driftes på 22 kV. Sistnevnte er planlagt å inngå i en ny 132 kV forbindelse til I. Harøya, se kapittel 6.1.22. I tillegg må det etableres 132/22 transformatorstasjon i Jendem/Aukra og evt. transformatorstasjon eller koblingsanlegg i Tornes. På I. Harøya er det allerede planlagt transformatorstasjon, se kapittel 6.1.22.

Begrunnelse: Økt overføringsbehov til øyene (Gossen og gamle Midsund kommune). Tiltaket vil være et alternativ til reinvestering av deler av dagens 22 kV forsyning og etablering av enda flere lange 22 kV forbindelser, som gir utfordringer med bl.a. spenningsforhold og jordfeilstørmhåndtering. Tiltaket vil avlaste 132/22 kV transformeringsbehovet i Fræna og Moldeli ts. Tiltaket kan også påvirke behovet for andre tiltak i 132 kV nettet, f.eks. behovet for reinvestering av 132 kV Istad-Årødal 1, se kapittel 6.1.15. I bl.a. forrige utredning ble en 132 kV Moldeli-Jendem-Tornes-Fræna nevnt som alternativ til å reinvestere Fræna-Hauglia-Årødal-Moldeli 1. Dette anses nå mindre aktuelt fordi samlet last i stasjonene Moldeli, Jendem/Aukra og Tornes/I. Harøya vil kunne bli så høyt at det ikke er tilstrekkelig med kun to innmatinger. Et alternativ til ett eller flere av nevnte ledd for styrke av overføringen til alminnelig forsyning og ny industri på øyne er å etablere en 132 kV avgang fra industrianlegget på Nyhamna.

Investeringskostnader: Foreløpig ikke utredet.

Status: Tidligfase, utredning aktuelt.

Forventet idriftsettelse:

Tiltakshaver: Elinett

Referanser:

6.1.19 Reinvestering av 132 kV ledningen Bolli-Fræna

Beskrivelse: Reinvestering av 132 kV ledningen Bolli-Fræna (12,6+2,8 km bygget i hhv. 1968 og 1993) ved riving/nybygging av FeAl 240 i samme trasé, ved utløpt levetid (**alt. 0**). Det ble foretatt levetidsforlengende tiltak på forbindelsen i 2020.

Begrunnelse: Reinvestering pga. alder og tilstand for å opprettholde forsyningssikkerheten for Bolli transformatorstasjon. Tiltaket har også betydning for reservekapasitet og spenningsforhold for øvrige stasjoner i forsyningsområdet, inkl. mulig nytt uttak i Eide (Troll Housing). Tiltaket har også stor betydning for reserven til Nyhamna ved utfall av 420 kV Viklandet-Fræna og en viss betydning for tapene i nettet. Endring i forbruksutvikling eller utnyttelse av lastfleksibilitet vil ikke kunne påvirke behovet for å reinvestere ledningen og tidspunktet for dette.

Alternativer: Det anses ikke å være andre reelle alternativ til dette tiltaket. Andre alternativ som er vurdert og forkastet er: (1) Riving av ledningen ved utløpt levetid. (2) Riving av ledningen og etablering av ny 132 kV forbindelse Bolli-Bruvoll-Rensvik, se kapittel **Feil! Fant ikke referanse-kilden.** Løsningen er forkastet bl.a. pga. vesentlig dårligere reserve for Mellom, vesentlig dårligere reserve for område C2 inkl. Nyhamna og lavere kapasitet tilgjengelig for økt last. (3) Etablering av 420/132 kV transformering i Bolli med tilknytning til eksisterende 420 kV forbindelse Viklandet-Fræna eller en mulig framtidig 420 kV forbindelse Isfjorden-Fræna. Alternativet er forkastet pga. svært høye kostnader og kort avstand til Fræna ts.

Investeringskostnader: Alt. 0: 57 MNOK (øvrige alternativ er forkastet).

Status: Under utredning.

Forventet idriftsettelse: 2034/2053-63

Tiltakshaver: Elinett

Referanser:

6.1.20 Økt transformatorkapasitet fra 2x30 til 3x50 MVA i Fræna transformatorstasjon.

Beskrivelse: Økning av transformatorkapasiteten i Fræna ts. fra 2x30 MVA til 3x50 MVA ved å erstatte eksisterende to transformatorer og utvide med én (delvis forberedt). Utvidelsen omfatter også ett nytt 132 kV felt, nytt 22 kV anlegg og ombygging av eksisterende 22 kV anlegg, samt nytt vern- og kontrollanlegg.

Begrunnelse: Utvidelse av Troll Housings datasenter ved Fræna ts og tilknytning av første utbyggingstrinn av Salmon Evolution, se kapittel 6.1.22.

Investeringskostnader: 60 MNOK

Status: Under bygging

Forventet idriftsettelse: 2022/23

Tiltakshaver: Elinett

Referanser:

6.1.21 Etablering av ny 132/22 kV transformatorstasjon for forsyning av Troll Housing BT4

Beskrivelse: Etablering av en 132/22 kV transformatorstasjon ved Troll Housings lokasjon for datasenter på Klempertåsen like ved Fræna transformatorstasjon i Hustadvika (tidligere Fræna) kommune. Transformatorstasjonen vil bli forsynt fra Fræna transformatorstasjon via en eller to nye 132 kV kabelforbindelser.

Begrunnelse: Utvidelse av Troll Housings datasenter ved Fræna ts med byggetrinn 4.

Investeringskostnader: Utrede

Status: Under utredning (Troll Housing)

Forventet idriftsettelse: 2024+

Tiltakshaver: Troll Housing/Elinett

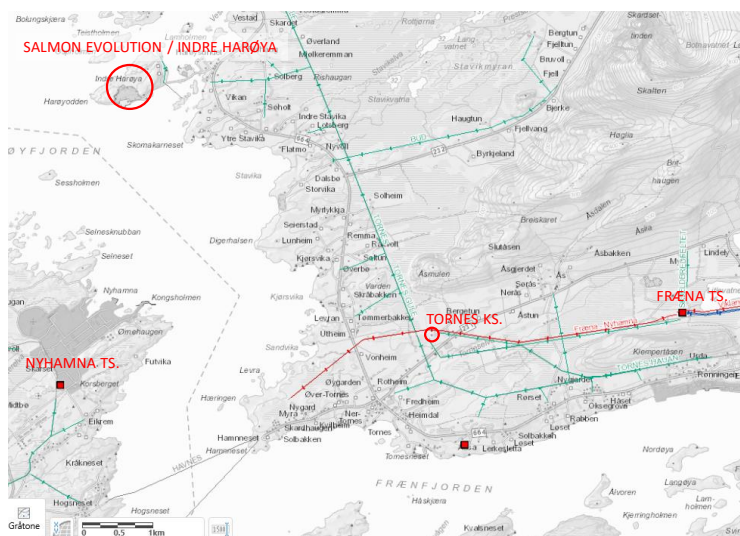
6.1.22 Tiltak for forsyning av Salmon Evolution på Indre Harøya.

Beskrivelse: **Trinn 1:** Ny 22 kV kabelforbindelse fra Fræna ts. til Salmon Evolution. I samme grøft mellom Fræna og Tornes legges også en kabelforbindelse for å kunne bruke 132 kV ledningen Fræna-Tornes, som i dag driftes på 22 kV, i en 132 kV forbindelse Fræna-I. Harøya (trinn 2), samt en 22 kV kabelforbindelse for å styrke forsyningen til Gossen og gamle Midsund kommune. I tillegg legges ytterligere to 22 kV forbindelser til Indre Harøya for å bedre reserven på kort og lang sikt (reserve til 132 kV radial i trinn 2). Kablene legges i OPI-kanal, hvor det mellom Tornes og Fræna også legges tre ekstra rør for trekking av 132 kV kabler i trinn 2. For trinn 1, framtidig reserve for trinn 2, samt bl.a. utvidelse ved Troll Housing, utvides også transformatorkapasiteten i Fræna ts., se kapittel 6.1.20.

Trinn 2: Ny 132 kV forbindelse fra Fræna ts. til I. Harøya, hvorav ca. 3,8 km er gjenbruk av eksisterende 132 kV ledning, som nå drives med 22 kV, og resterende er kabel som trekkes i rør i OPI-kanal som etableres i trinn 1. Etablering av transformatorstasjon på I. Harøya, med en 132/22 kV 50 MVA transformator og eventuelt 132 kV spole.

Alternative løsninger:

2. Utvidelse av transformatorkapasiteten i Fræna med en transformator på 40-50 MVA. Etablering av tre TSLF 3x1x630 Al 22 kV kabelforbindelser fra Fræna ts. til Salmon E. (ca. 11,4 km).
3. Som alternativ 1, men luftledning Tornes-Salmon Evolution erstattes med kabel.
4. En eller to av 22 kV kablene i alternativ 1 legges som 132 kV kabler og driftes i første omgang som 22 kV kabler. Dette gir mulighet for trinnvis økning av kapasiteten ved oppgradering kablene og etablering av 132 kV transformatorstasjon ved Salmon Evolution etter hvert som lasten øker.
5. Reetablere 132/22 kV transformering i Tornes (flyttet til nye Fræna transformatorstasjon i 2006) med to 132/22 kV transformatorer, en for Salmon Ev. og en for lasten som forsynes via 22 kV ledning fra Fræna som oppgraderes til 132 kV. Etablering 2-3 sterke 22 kV kabelforbindelser (ca. fra Tornes ts. til Salmon E (6,9 km), alternativt helt fra Fræna for å sikre reserve ved utfall av 132 kV mellom Fræna og Tornes.
6. 132 kV jord- og sjøkabelforbindelse fra Nyhamna transformatorstasjon til Salmon E (4,8 km). 132/22 kV transformator ved Salmon Evolution. En eller to 22 kV kabelforbindelser fra Fræna transformatorstasjon til Salmon E. (ca. 11,4 km) for å sikre reserve ved feil på 132 kV forsyningen.



Figur 6.1: Kart med Salmon Evolution og nærmeste transformatorstasjoner. Eksisterende 22 kV nett er vist med grønt.

Alternativ 2 ble forkastet pga. høye tap og manglende fleksibilitet til å kunne håndtere vekst utover de kortsiktige planene. Alternativ 3 ble forkastet bl.a. fordi det uansett var nødvendig å åpne grøft på hele strekningen fra Fræna ts. til Indre Harøya, og fordi det da ble ansett som mest rasjonelt å benytte kabel (samordningsgevinst). Alternativ 4 ble ansett som en kostnadseffektiv og fleksibel løsning. Kablene ville ved oppgradering kunne betjene full utbygging i området (inntil 100 MW), samtidig som overinvesteringen ville vært begrenset om lastutviklingen stanset opp på i størrelsesorden 20-30 MW. Løsningen ble forkastet bl.a. fordi det ikke var mulig holde nødvendig framdrift i prosjektet med NVEs krav om konsesjon for 132 kV kablene, selv om de ble driftet på 22 kV. Alternativ 5 og 6 ble forkastet pga. bl.a. kostnader.

Begrunnelse: Planer om å etablere et planlagt landbasert oppdrettsanlegg for laks med maksimalt uttak på 31-36 MW, se kapittel **Feil! Fant ikke referanse kilden..** Uttaket kan bli betydelig større ved utvidelser som f oreløpig ikke er konkretisert og bestilt (ytterligere inntil ca. 60 MW). Ledig kapasitet i eksisterende 22 kV nett ved intakt nett og normale nettdelinger er begrenset til ca. 3 MW. Ved N-1 er det ikke tilstrekkelig kapasitet til dagens last ved tunglast pga. lang og svak forsyningsvei ved reservedrift, og dermed utfordringer med spenningsforhold. Lastfleksibilitet vil ikke vil ikke kunne forhindre eller utsette tiltaket, men er hensyntatt ved dimensjonering av reserve.

Investeringskostnader: Trinn 2: 95 MNOK (trinn 1 er ikke regionalnett).

Status: Trinn 1: under bygging, trinn 2: konsesjonssøkes 2022

Forventet idriftsettelse: trinn 1: 2022, trinn 2 2025/26

Tiltakshaver: Elinett

6.1.23 Alvestad transformatorstasjon, oppgraderinger og reinvesteringer.

Beskrivelse: Reinvestering av 132 kV og 22 kV apparat- og kontrollanlegg i Alvestad ts 132/22 kV 25 MVA transformator T2 fra 1984 skiftes ut med en ny 40 MVA transformator. Det er tilstrekkelig plass i de eksisterende transformatorsjaktene, men de må rehabiliteres.

Begrunnelse: Manglende reserve ved utfall av den største transformatoren i tunglast. Fornyng av apparatanlegg på grunn av alder og tilstand. Det anses ikke å være reelle alternativ til oppgradering og utskifting.

Investeringskostnader: 60 MNOK

Status: Under planlegging.

Forventet idriftsettelse: 2028

Tiltakshaver: Mørenett

6.1.24 Giskemo transformatorstasjon, oppgraderinger og reinvesteringer

Beskrivelse: 132 kV apparatanlegg reinvesteres på grunn av alder og tilstand, kontrollhus og spolehus bygges nytt, eksisterende to 132/22 kV 20 MVA transformatorer erstattes med to nye med ytelse 40 MVA. Statnett har fått konsesjon til å etablere Ørskog T3 (420/132 kV), som skal driftes mot Kjelbotn og nordover, via 132 kV anlegget på Giskemo. Dette medfører behov for et nytt 132 kV felt i Giskemo til den tredje transformatoren, og seksjoneringsbrytere.

Begrunnelse: 132 kV anlegget reinvesteres på grunn av at teknisk levetid er nådd. 420/132 kV transformator T3 i Ørskog etableres for å støtte reserveforsyningen mot Nordmøre og Romsdal. De to 20 MVA transformatorene 132/22 kV som forsyner Nordvest Nett under Giskemo, er fra 1968. Last under stasjonen er ca. 28 MW, og det er prognoser for en betydelig lastøkning spesielt i Digernes-området som gjør det nødvendig med trafoer med vesentlig større ytelse enn i dag.

Det er ikke vurdert andre alternativ til denne oppgraderingen siden det er en del av en allerede delvis oppgradert transformatorstasjon. Endring i forbruksutvikling eller utnyttelse av lastfleksibilitet vil i utgangspunktet ikke påvirke behovet for tiltakene.

Investeringskostnader: 200 MNOK (ekskl. Statnetts kostnader relatert etablering av T3 i Ørskog)

Status: Alle nødvendige konsesjoner gitt. Anlegget er under bygging.

Forventet idriftsettelse: perioden 2022-25

Tiltakshaver: Mørenett

6.1.25 Kjelbotn transformatorstasjon, oppgraderinger og reinvesteringer.

Beskrivelse: Fornye 132 kV anlegget, eventuelt med tilrettelegging for utvidelse. Fornye og utvide 22 kV anlegget.

Begrunnelse: Teknisk levetid for apparatanlegget nådd. Det er ingen aktuelle alternativer for rehabilitering av 132 kV og 22 kV apparat- og kontrollanlegg.

Investeringskostnader: 60 MNOK

Status: Under planlegging.

Forventet idriftsettelse: 2035

Tiltakshaver: Mørenett

6.1.26 *Områdeanalyse Vestnes*

Beskrivelse: Det vil etter hvert bli behov for økt kapasitet for å forsyne forbruksvekst i Vestnes-området. Alternative løsninger:

1. Etablere ONAF- kjøling på eksisterende transformatorer i Kjelbotn for noe økt ytelse på kort sikt
2. Skifte T1 og T2 i Kjelbotn til større enheter, utvide 22 kV anlegget, og forsterke 22 kV nettet
3. Etablere T3 i Kjelbotn, utvide 132 kV og 22 kV anleggene, og forsterke 22 kV nettet
4. Etablere ny 132/22 kV transformering i Vik (Vestnes), med reserve gjennom 22 kV nettet mot Kjelbotn og Giskemo

Begrunnelse: Høy belastningsvekst på Vestnes. Det er nylig tildelt 4 MW til landbasert oppdrett i Tomrefjord, elektrisk ferge Molde-Vestnes med maksforbruk ca. 8 MW idriftsettes innen kort tid, og etablering av Møreaksen vil kreve ca. 5 MW til anleggskraft. Mulig utvikling av industriområde ved Vik. For å møte dette behovet kan det bli aktuelt å øke kapasiteten, og følgende tiltak vurderes foreløpig som aktuelle:

1. Etablere ONAF- kjøling på eksisterende transformatorer i Kjelbotn for noe økt ytelse på kort sikt
2. Skifte T1 og T2 i Kjelbotn til større enheter, utvide 22 kV anlegget, og forsterke 22 kV nettet
3. Etablere T3 i Kjelbotn, utvide 132 kV og 22 kV anleggene, og forsterke 22 kV nettet
4. Etablere ny 132/22 kV transformering i Vik (Vestnes), med reserve gjennom 22 kV nettet mot Kjelbotn og Giskemo

Videre vurderinger vil bli gjennomført, med bl.a. koordinering med tiltak beskrevet i kapittel 6.1.25. Endret forbruksutvikling og forbrukerfleksibilitet vil kunne påvirke timing for økt av transformatorkapasitet.

Investeringskostnader: Stort utfallsrom, usikker utvikling **Status:** Tidligfase, utredning ikke startet.

Forventet idriftsettelse: 2030+

Tiltakshaver: Mørenett

6.1.27 *Hareidsberget, reinvestering og oppgradering av transformator*

Beskrivelse: Erstatte dagens 15 MVA 66/22 kV transformator T1 i Hareidsberget med en ny 40 MVA 132/22 kV transformator. Med en ny transformator blir det også nødvendig å utvide 132 kV bryteranlegg.

Begrunnelse: Dagens transformator T1 (15 MVA, 66/22 kV) har ikke kapasitet til å håndtere N-1 ved utfall av T2, og vil oppnå teknisk levetid ca. 2026. Det er også begrenset reserve via 66 og 22 kV nettet fra Håheim/Ulstein.

Investeringskostnader: ca. 40 MNOK

Status: Konesjonssøknad ca. Q2 2022

Forventet idriftsettelse: 2025

Tiltakshaver: Mørenett

6.1.28 *Holen transformatorstasjon, utvidelse med T3*

Beskrivelse: Ny transformator T3 (50 MVA) plassert i fjellskjæring i forlengelsen av stasjonen.

Begrunnelse: Holen transformatorstasjon har 2 stk. 132/22 kV, 50 MVA transformatorer, som ved dagens stadium belastes litt over 70 % ved tunglast. Det er reserve etter omkobling i underliggende 22 kV nett. Ved videre vekst i området anbefales å sette inn en tredje transformator for å sikre forsyningssikkerheten i området. Ut fra gjenværende reserve og belastningsutvikling planlegges ny transformator T3 satt i drift ca. 2025-2030. En Alternativ løsning kan være å etablere en ny mindre transformatorstasjon i området. En slik løsning vil ha noe høyere kostnader, men må vurderes på bakgrunn av lastutvikling og behov i distribusjonsnettet. Endring i forbruksutvikling eller utnyttelse av lastfleksibilitet vil kunne påvirke behovet for tiltaket.

Investeringskostnader: ca. 25 MNOK

Status: Under utredning

Forventet idriftsettelse: 2025- 2030

Tiltakshaver: Mørenett

6.1.29 *Framtidig forsyning av Digernes/Vatne/Skodje*

Beskrivelse: En ny transformatorstasjon i tilknytning til dagens 132 kV linjer Giskemo- Holen eller Giskemo-Alvestad, eksempelvis i Straumen eller Vatne. Tilknyttet forbindelse må minimum oppgraderes fra Giskemo, alternativt må egen 132 kV forbindelse bygges for å sikre nok kapasitet.

Begrunnelse: Nordvest Netts prognoser for utviklingen i Digernes- området viser betydelig potensial for økt last. Området er anmerket som næringsområde i utvikling, og trafikk- knutepunkt. Det er stor usikkerhet i utviklingen i behov, særlig knyttet til elektrifisering av transport.

Investeringskostnader: 100-160 MNOK

Status: Tidligfase

Forventet idriftsettelse: Avhengig av behov

Tiltakshaver: Mørenett

6.1.30 Reinvestering av sjøkabelseksjoner på 132 kV forbindelsen Alvestad-Nørve.

Beskrivelse: Sjøkablene på strekningen Alvestad- Nørve reinvesteres med tverrsnitt 800 CU og merkespenning 170 kV.

Begrunnelse: Tiltaket begrunnes med alder og tilstand, samt økt last. På 132 kV forbindelsen Alvestad – Nørve er det to strekninger med sjøkabel, en over Grytafjorden og en over Ellingsøyfjorden. Begge strekningene er ca. 2 km, og består av to kabelsett; ett fra 1997 og ett fra 1978. Begge strekningene bør reinvesteres ca. 2027, da er de eldste kabelsettene 49 år. Kablene reinvesteres med økt tverrsnitt for å håndtere større last. Endring i forbruksutvikling eller utnyttelse av lastfleksibilitet vil ikke kunne påvirke behovet for tiltaket.

Investeringskostnader: 80 MNOK.

Status: Under utredning

Forventet idriftsettelse: 2026

Tiltakshaver: Mørenett

6.1.31 Oppgradering/reinvestering av 66 kV forbindelsen Håheim-Hareidseidet/Ulstein

Beskrivelse: Reinvestering/oppgradering av dagens 66 kV FeAl 50 ledning Håheim – Hareidseidet fra 1961 til 132 kV- standard med økt overføringsevne. Det må i praksis bygges ny ledning hele vegen.

Begrunnelse: Alder og tilstand, og begrenset overføringsevne. Ledningen inngår i den langsiktige utviklingen av nettet. Endring i forbruksutvikling eller utnyttelse av lastfleksibilitet vil ikke kunne påvirke behovet for tiltaket, men betydelig vekst i belastningen ser ut til å fremskynde det.

Investeringskostnader: 50 MNOK

Status: Under planlegging

Forventet idriftsettelse: innen 2030

Tiltakshaver: Mørenett

6.1.32 Ny 66(132) kV ledning Djupvik-Sandvikskaret

Beskrivelse: Ny 66(132) kV ledning fra Djupvik til Sandvikskaret, totalt ca. 5 km. Forsyningen mot Gursken ivaretas som T- avgrening med brytere for å skille fra feilbefengt anleggsdel og redusere utetida for Gursken transformatorstasjon.

Begrunnelse: Oppnå reserve for Elsebø ved feil på 66 kV Håheim-Sandvik og for Gursken ved feil på 66 kV Håheim-Djupvik.

Investeringskostnader: 31 MNOK

Status: Konesjon gitt nov. 2022, under prosjektering

Forventet idriftsettelse: september 2023

Tiltakshaver: Mørenett.

6.1.33 Reinvestering 66 kV Håheim – Ryssenestet

Beskrivelse: Reinvestere ca. 6 km av 66 kV linja mellom Håheim og Elsebø, bygges forberedt for 132 kV.

Begrunnelse: Ca. 6 km av linja mellom Håheim og Elsebø er fra 1961, og vil nå sin tekniske levetid i 2031. Elsebø forsynes over nye Djupvik- Sandvikskaret under ombyggingen. Det kan bli aktuelt å vurdere alternativ trase.

Investeringskostnader: 30 MNOK

Status: Tidligfase

Forventet idriftsettelse: 2035-2040

Tiltakshaver: Mørenett

6.1.34 Elsebø transformatorstasjon, reinvestering av transformator

Beskrivelse: Ny 66(132)/22 kV transformator i Elsebø transformatorstasjon

Begrunnelse: Reinvesteringsbehov pga. alder/tilstand (ca. 2035). Ytelse tilpasses lastutviklingen. Kan evt. benytte 66/22 kV transformator som blir til overs etter ombygging Ulstein, se kapittel 6.1.35.

Investeringskostnader: 2-12 MNOK

Status: Under utredning

Forventet idriftsettelse: 2035

Tiltakshaver: Mørenett

6.1.35 Ulstein transformatorstasjon, reinvestering/oppgradering/flytting.

Beskrivelse: Ny Ulstein transformatorstasjon etableres med 5 stk. 132 kV bryterfelt to stk. 132/22 kV transformatorer. Stasjonen bygges på ny tomt.

Begrunnelse: Med bakgrunn i lastutvikling og generell overgang til 132 kV, bør Ulstein transformatorstasjon bygges om til 132 kV i løpet av perioden 2025-2030. Eksisterende stasjon egner seg dårlig for ombygging på grunn av blant annet plassering og tomtestørrelse. Rasjonell plassering kan være i Saunesmarka/Hareidseidet som ligger nært ledningen Hareidsberget-Håheim. Prosjektet er en del av endelig oppgradert 132 kV nett på søre Sunnmøre. Alternativ til denne investeringen kan være å beholde stasjonen på 66 kV ei stund til, mens reservekapasiteten fra Hareidsberget og Håheim styrkes. Dette vil gi dårligere forsyningsikkerhet for nettet under Hareidsberget og Ulstein. Forbrukerfleksibilitet har ingen innvirkning på behovet for ny Ulstein ts, men kan muligens påvirke timingen noe. Stasjonen bør uansett på plass i samme tidsrom som T2 i Ørsta. Dagens 66 kV kabler ned mot sentrum kan benyttes til 22 kV drift etter overgang.

Investeringskostnader: 100 MNOK

Status: Under utredning

Forventet idriftsettelse: 2028

Tiltakshaver: Mørenett

6.1.36 Gursken transformatorstasjon, utvidelse med en transformator

Beskrivelse: Ny 66(132) kV transformator i Gursken transformatorstasjon i tillegg til eksisterende transformator (T1). Det er satt av plass til ett felt i 66 kV anlegget, og det er mulighet for å montere transformator i bakkant av brygget. Alternativt, eventuelt i tillegg, kan man etablere fullverdig 22 kV anlegg i Håheim, og styrke 22 kV nettet mot Gursken.

Begrunnelse: Manglende reserve ved utfall av eksisterende 25 MVA 66/22 kV transformator (T1) ved tunglast (ca. 5 MW for stadium 2020), og økende last som følge av elektrifisering. Mørenett har en tilgjengelig reservetransformator på 16 MVA, som kan installeres ved havari. Dette vil redusere utetida ved slike feil. Lastøkning vil øke andel av lasten som ikke kan dekkes ved transformatorhavari. Endring i forbruksutvikling eller utnyttelse av lastfleksibilitet vil kunne påvirke behovet for tiltaket.

Investeringskostnader: 12-15 MNOK

Status: Under utredning

Forventet idriftsettelse: 2030

Tiltakshaver: Mørenett

Referanser:

6.1.37 Rjånes transformatorstasjon, reinvestering og oppgradering

Beskrivelse: Mørenett utreder fremtidig forsyning av området som i dag er forsynt fra Rjånes transformatorstasjon. Alternative løsninger:

1. Forsyning av området via 22 kV fra Hareidsberget og Sula
2. Bygge ny Rjånes transformatorstasjon med spenning 132/22 kV ved spenningsoppgradering av Haugen- Rjånes- Håheim, samt 22 kV Sula- Festøy for å styrke reserveforsyningen
3. Bygge ny transformatorstasjon i området Hjørungavåg/Vartdal

Begrunnelse: Transformatorkapasiteten i Rjånes er høyt utnyttet i 2021, og det mangler reserveforsyning store deler av året. 66 kV forbindelsen Haugen- Håheim skal spenningsoppgraderes til 132 kV. Endelig løsning vil være avhengig av lastutvikling, og reinvestering av Rjånes ts. anses ikke umiddelbart som den beste løsningen. Fullgod forsyning via 22 kV nettet er avhengig av at transformeringskapasiteten i Hareidsberget, og muligens i Sula, styrkes.

Investeringskostnader: Under utredning

Status: Under utredning

Forventet idriftsettelse: 2027

Tiltakshaver: Mørenett

6.1.38 Håheim transformatorstasjon, reinvestering

Beskrivelse: Ombygging og utvidelse av 132 kV anlegget med ett bryterfelt, samt seksjoneringsmulighet i samleskinna. Noe omstrukturering av utendørsanlegget. Mørenett vurderer foreløpig at fremtidig linje Ryste- Ny Ulstein kan gå forbi Håheim. Å sløfve alle linjene innom Håheim har høye kostnader og gir begrenset verdi. I tillegg gir det høy konsekvens ved alvorlige feil i anlegget.

Begrunnelse: Alder og tilstand, og forbruksvekst. Håheim transformatorstasjon må forberedes for framtidig 132 kV fra Ørsta og ytterligere en transformator. I tillegg er dagens 132 kV transformatorbryter moden for utskifting.

Det er sannsynlig at man med godt vedlikehold kan forlenge levetida av 66 koblingsanlegg (innendørs anlegg, som når sjablongmessig levetid ca. 2031) fram til overgang til 132 kV. Løsning for forbikobling av 66 kV samleskinne C, se kapittel 6.1.39, vil være en forutsetning for å ivareta godt vedlikehold.

Investeringskostnader: 35 MNOK

Status: Under utredning

Forventet idriftsettelse: 2028

Tiltakshaver: Mørenett

6.1.39 Håheim transformatorstasjon, forbikobling av 66 kV samleskinne.

Beskrivelse: Etablere forbikoblingsmulighet for 66 kV anlegg.

Begrunnelse: Oppnå fleksibilitet til å opprettholde forsyningen ved feil på eller vedlikehold av anlegget.

Alternativer: (0) Ingen tiltak, som medfører flere avbrudd. (2) Utskifting av koblingsanlegg er lite ønskelig, fordi et 66 kV koblingsanlegg ikke inngår i langsiktig utviklingen av nettet.

Investeringskostnader: 6 MNOK

Status: Konsesjon gitt, prosjektering pågår.

Forventet idriftsettelse: 2023

Tiltakshaver: Mørenett

6.1.40 Reinvestering/oppgradering av sjøkabel Eiksund-Rjånes på 66 kV forbindelsen Haugen-Rjånes-Håheim

Beskrivelse: Forbindelsen Haugen – Rjånes – Håheim består av både luftlinje og sjøkabel. Hele strekningen bør spenningsoppgraderes til 132 kV innen 2030, men sjøkabelseksjonen må fornyes først. Dagens 66 kV sjøkabelseksjon på forbindelsen Rjånes- Håheim reinvesteres, og erstattes med en ca. 3,2 km sjøkabel med tverrsnitt 800 CU, og merkespenning 170 kV. Ved reinvestering av kabelen etableres nye kabelendemaster og eksisterende muffehus fjernes.

Begrunnelse: Dagens kabler har reinvesteringbehov på grunn av alder og tilstand. Økt tverrsnitt på grunn av behov for økt kapasitet. Investeringen legger til rette for planlagt overgang til 132 kV. Tiltaket begrunnes i anleggets tilstand og inngår i Mørenetts langsiktige strategi for utvikling av nettet. Lastutvikling og forbrukerfleksibilitet vil ikke påvirke behovet.

Investeringskostnader: 75 MNOK

Status: Konsesjonssøkt 2022

Forventet idriftsettelse: 2024-25

Tiltakshaver: Mørenett

6.1.41 Reinvestering/oppgradering av ledningsseksjoner på 66 kV forbindelsen Haugen-Rjånes-Håheim

Beskrivelse: Forbindelsen Haugen-Rjånes-Håheim består av både luftlinje og sjøkabel. Hele strekningen skal spenningsoppgraderes til 132 kV, fortrinnsvis med økt termisk overføringskapasitet, innen 2030. Sjøkabelen fornyes først, se kapittel 6.1.40. Tiltaket i dette kapitlet omfatter reinvestering/oppgradering av ledningsseksjoner på forbindelsen fra 66 til 132 kV (23,3 km). Forbindelsen skal forlenges med ca. 2 km, og knyttes til i Ørsta transformatorstasjon, i stedet for fra Haugen. Det må utvides med nye 132 kV bryterfelt i Håheim og Ørsta når forbindelsen spenningsoppgraderes.

Begrunnelse: Behov for økt kapasitet til ordinær forsyning og reserveforsyning av Sunnmøre. Ledningen inngår i den langsiktige utviklingen av nettet og overgang til 132 kV. Kraftig oppbremsing av forbruksveksten må til for å kunne utsette deler av tiltaket.

Investeringskostnader: under utredning i forprosjekt, ca. 85 MNOK

Status: Under utredning

Forventet idriftsettelse: innen 2030.

Tiltakshaver: Mørenett

6.1.42 Reinvestering/oppgradering av 66 kV forbindelsene Haugen-Tussa

Beskrivelse: Etablering av ny 132 kV forbindelse Ørsta-Tussa (17,7 km/2,1 km) til erstatning for dagens to 66 kV forbindelser fra Haugen til Tussa. I tillegg etableres nytt 132 kV apparatanlegg, nye generatortransformatorer i Bjørke/Tussa kraftverk og ny 132/22 kV transformator i Tussa ts. Bygging av ny 132 kV ledning/kabel mellom ny Ørsta transformatorstasjon og Tussa kraftverk er utsatt for å utnytte levetida til eksisterende linjer. Ved oppgradering av Tussa kraftverk før linjene må det derfor benyttes omkoblbare transformatorer.

Begrunnelse: Eksisterende 66 kV tremastledninger er fra 1960. Ledningene settes i stand til å stå ut sin levetid. Det er mye småkraftproduksjon som mates inn i 22 kV nettet under Tussa, og Tussa kraftverk oppgraderte sin generatorytelse fra 60 MVA til 70 MVA i 2018. Det er nødvendig å heve spenningsnivået på ledningen mellom Ørsta og Tussa til 132 kV før man slipper til denne økte produksjonen. 132/66 kV

transformatoren i Haugen har ikke kapasitet til å ta imot mer produksjonsinnmating i 66 kV nettet. Ny 132 kV ledning vil avlaste transformatoren i Haugen.

Investeringskostnader: 110 MNOK, inkl. transformatorer og koblingsanlegg i Tussa/Bjørke.

Status: Konesjon gitt og utgått, investeringsbeslutning utsatt. **Forventet idriftsettelse:** 2035

Tiltakshaver: Mørenett.

6.1.43 Reinvestering/oppgradering av 66 kV ledning Haugen-Rotevassdalen (Vikebygd2)

Beskrivelse: 3 km av Haugen – Vikebygd 2 reinvesteres, og forberedes for 132 kV

Begrunnelse: Alder og tilstand på tremastledningen fra 1953. Tiltaket legger til rette for fremtidig overgang til 132 kV i området, enten det gjennomføres med en eller to forbindelser på 132 kV til Volda.

Investeringskostnader: 8 MNOK

Status: Under utredning.

Forventet idriftsettelse: 2026

Tiltakshaver: Mørenett

Referanser:

6.1.44 Sanering i Bondal og Haugen, og etablering av 132/22kV transformering i Ørsta

Beskrivelse: Etablere 132/22 kV transformering med tilhørende 22 kV anlegg, samt to 132 kV felt til avgang Ryste 132 kV og T2 420/132 kV i Ørsta ts. 132 kV anlegget i Ørsta ts. kompletteres med doble samleskinner for å legge til rette for 420/132 kV transformator T2. 132 kV kabelforbindelsen Ørsta – Haugen, med to parallellkoblede kabelsett, splittes med tilknytning av det ene kabelsett mot Ryste-linja, slik at Ørsta- Ryste blir en ren forbindelse. Det andre kabelsettet fortsetter å forsyne transformatoren i Haugen. Bondal transformatorstasjon og oljefattige brytere i Haugen saneres. Tiltaket forutsetter at det bygges en sterk 22 kV forbindelse mellom Bondal og Ørsta. Det er forberedt med rør for kabel på deler av strekningen mellom Bondal og Ørsta.

Mørenett vurderer å utstyre transformatoren i Ørsta med 66 kV vikling, til bruk som reserve for gjenværende 66 kV transformatorer i Volda og Vikebygd ved fremtidig overgang til 132 kV for Tussa-Haugen og Haugen-Rjånes-Håheim, se kapittel 6.1.42 og 6.1.41. Alternativt, eller i tillegg, må transformorkapasiteten i Haugen økes for å håndtere flaskehalsen for innmating av produksjon som oppstår når Haugen- Rjånes- Håheim spenningsoppgraderes til 132 kV.

Begrunnelse: Bondal transformatorstasjon er moden for rehabilitering, og oljefattig 66 kV bryter T1E passerte sin tekniske levetid i 2016. I Haugen må tre 132 kV brytere reinvesteres dersom dagens struktur skal bestå. Mørenett ser det som rasjonelt å forenkle nettstrukturen i området, og mener det er naturlig å etablere 132 kV i Ørsta ts. fremfor å bygge ny Bondal ts. med 132 kV og fornye anlegget i Haugen.

Investeringskostnader: 75

Status: Konesjonsgitt (mai 2022)

Forventet idriftsettelse: 2024-25

Tiltakshaver: Mørenett

6.1.45 Reinvesteringer i Åmela/Åheim-området.

Beskrivelse: Åheim og Åmela i Møre og Romsdal er i dag forsynt fra Leivdal og/eller Bryggja i Vestland fylke. De nevnte stasjonene inngår i en 66/132 kV ring, hvor Mørenett eier 66 kV forbindelsen Åheim-Åmela samt stasjonsanleggene i Åheim og Åmela (sammen med Tussa Energi). Linja eier øvrige anlegg.

Hele 66 kV forbindelsen Åmela- Åheim- Bryggja ble bygget i 1965/66 som tremastledning med FeAl 95, og forutsatt sjablongmessig levetid må forbindelsen reinvesteres ca. 2035. Det er ikke avdekket gode alternativer til å fornye forbindelsen. Åmela – Åheim ble rehabilitert i 2010 pga. slitt oppheng. Det er også etablert mulighet for delt samleskinne i Åmela, som gir større fleksibilitet i nettet og mulighet til å håndtere videre produksjonsvekst. Ved reinvestering av kraftledningene vil det være naturlig å forberede overgang fra 66 til 132 kV.

Begrunnelse: Alder og tilstand.

Investeringskostnader: ca. 70 MNOK (Mørenetts del)

Status: Under utredning

Forventet idriftsettelse: 2036

Tiltakshaver: Mørenett (og Linja)

6.1.46 Åheim transformatorstasjon, reinvestering/oppgradering/flytting

Beskrivelse: Ny transformatorstasjon forberedt for 132 kV, på ny tomt utenfor Olivin sitt område.

Begrunnelse: Både bryteranleggene og kontrollanlegget i stasjonen har nådd sin tekniske levetid, og det er derfor behov for omfattende utskiftninger. Siden stasjonen ligger vanskelig tilgjengelig inne på Olivin sitt

område, og har en stor og uhensiktsmessig bygningsmasse, som også krever omfattende vedlikehold, vurderes det som fornuftig å etablere en ny stasjon utenfor dette området. Den nye stasjonen kan da også bygges uavhengig av driften av den gamle stasjonen. Åheim fungerer som reserve til SFE sin forsyning mot Selje, så plassering av ny stasjon må også ta hensyn til dette. Stasjonen forberedes for drift på 132 kV, i tråd med strategi for utvikling av dette nettet.

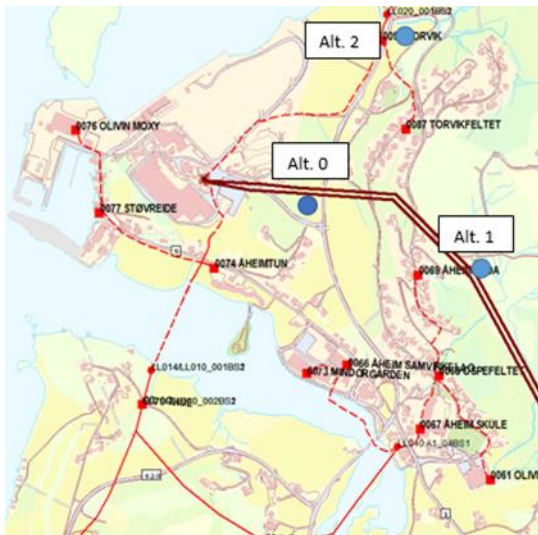
Det foreligger i dag to alternative tomter for reetablering av stasjonen nær dagens linjetrase (alt. 0 og 1), og en like nord for Åheim, ved Torvik (alt. 2). Det diskuteres i tillegg om det kan være aktuelt å flytte stasjonen lenger nord mot Fiskå-området for å forbedre spenningsforholdene der (alt. 3). Dette vil i så tilfelle medføre en forlengelse av linjetraseen med 5 km, i tillegg til ca. 2,5 km 132 kV sjøkabel. For alt 0 og 1 vil eksisterende 66 kV ledninger mellom ny stasjon og Olivin bygges om til 22 kV forsyning.

Investeringskostnader: 80 MNOK

Status: Under utredning

Forventet idriftsettelse: 2026

Tiltakshaver: Mørenett



Figur 6.2: Kartutsnitt over Åheim transformatorstasjon og antydte to alternative tomteplasseringer.

6.1.47 22 kV Skodjelinja - reinvestering av linja fra Giskemo til Straumen

Beskrivelse: Ledningen (FeAl 150, 17 km bygget i 1967) reinvesteres og oppgraderes til FeAl 240. Ledningen er allerede i dag så høyt utnyttet, at det må etableres alternativ forsyningsvei før reinvestering. I forbindelse med 22 kV kabling Giskemo-Furlid (2022) blir det lagt rør slik at en kan kable deler av Skodjelinja. Om det etableres 132/22 transformering ved Digernes eller Vatne, se kapittel 6.1.29, kan det være aktuelt å dublere transformorkapasiteten for å unngå reinvestering på deler av strekningen.

Begrunnelse: Alder og tilstand.

Investeringskostnader: ca. 35 MNOK

Status: Under utredning

Forventet idriftsettelse: 2038

Tiltakshaver: Mørenett

6.1.48 22 kV Stordalslinja - reinvestering av linja fra Giskemo til Øvrebust i Stordal

Beskrivelse: Ledningen (FeAl 50, 16 km, bygget i 1968) reinvesteres og oppgraderes til større tverrsnitt (foreløpig forutsatt FeAl 95). Det er tilknyttet flere uttak undervegs på forbindelsen, og det anses derfor ikke å være andre reelle alternativ til tiltaket.

Begrunnelse: Alder og tilstand.

Investeringskostnader: ca. 25 MNOK

Status: Under utredning

Forventet idriftsettelse: 2038

Tiltakshaver: Mørenett

6.1.49 22 kV Stordalslinja - reinvestering autotransformator i Hatlen

Beskrivelse: På Stordalslinja er det en autotransformator 22/22 kV i Hatlen for å heve spenninga langs forbindelsen. Det finnes begrenset informasjon om denne transformatoren, men den har vært knyttet til flere steder i nettet på ulike tidspunkt, og man antar at den har byggeår ca. 1965.

Begrunnelse: Alder og tilstand.

Investeringskostnader: 4 MNOK

Status: Under utredning

Forventet idriftsettelse: 2021

Tiltakshaver: Mørenett

6.1.50 Ny transformatorstasjon ved Liabygda/Overå

Beskrivelse: Ny transformatorstasjon 132/22 kV ved Liabygda/Overå.

Begrunnelse: Tiltaket ble lansert som løsning for å tilby direkteledning av fergesambandene Eidsdal- Linge og Stranda- Liabygda. Det er ikke lenger aktuelt med direkteledning av disse fergene, men andre prosjekter kan likevel utløse behov for stasjonen. Mørenett kjenner til planer om oppgradering av tunneler i området til brannkrav som krever økt effekt. Stasjonen er også med i flere av alternativene for forsyning av mulig landbasert oppdrett i Raudbergvika, se kapittel 6.1.51. En ny stasjon på Overå med forbindelser over fjorden i retning Stranda og Eidsdal, vil kunne styrke reserveforsyningen mot Stranda og gi noe sterkere forsyning til Eidsdal/Geiranger.

Investeringskostnader: 100 MNOK

Status: Under utredning

Forventet idriftsettelse: 2030+.



Tiltakshaver: Mørenett

6.1.51 Tiltak for forsyning av World Heritage Salmon i Raudbergvika

Beskrivelse: Trinn 1: Byggetrinn 1 12 MVA forsynes ensidig fra Stranda transformatorstasjon via en jord/sjøkabel, og knyttes til med vilkår om utkobling. Kapasiteten skal i første omgang benyttes som byggestrøm. Forbindelsen legges delvis på Tindra Nett sin områdekonsesjon, og konsesjon overtas av Mørenett før spenningssetting.

Trinn 2: Byggetrinn 29 MVA. Totalt 21 MVA forsynes fra Stranda transformatorstasjon via ytterligere en 22 kV jord/sjøkabel, og knyttes til med vilkår om utkobling. Transformatorkapasiteten i Stranda ts. må økes og 22 kV anlegget må utvides for å gi kapasitet til dette tiltaket.

Trinn 3: Byggherre ønsker å skalere anlegget i flere trinn. For trinn 3 antydes installert effekt ca. 50 MW, som videre skal økes til 120 MW. Oppdrettsanlegget trenger tosidig 132 kV forsyning for å være driftsmessig forsvarlig i full skala. Det må etableres en ny 132/22 kV transformatorstasjon i Raudbergvika. Følgende tre hovedkonsept for ledningsanlegg er under utredning:

Konsept 1: Luftledning Tafjord – Eidsdal, jordkabel i tunnel Eidsdal- Raudbergvik. Sjøkabel Raudbergvik-Helsemvik, luftledning Helsemvik- Stranda TS.	Utfordring: Oppgradering av 22 kV til 132 kV luftlinje i verneområde Fordel: Kan sannsynligvis sanere ei av linjene Tafjord- Giskemo ved utgått levetid. Tosidig 132 kV til Stranda.	
Konsept 2: Ny Overå TS, jord- og sjøkabel til Eidsdal, jordkabel i tunnel Eidsdal- Raudbergvik. Sjøkabel Raudbergvik- Helsemvik, luftledning Helsemvik- Stranda TS.	Utfordring: Høy kabelandel, kostbart og krevende ift. spoleytelse. Fylling Eidsdal kan gi krevende landtak. Tosidig 132 kV til Stranda. Landtak Raudbergvik uegnet for to 132 kV kabler.	
Konsept 3: Ny Overå TS, jord- og sjøkabel til Eidsdal, jordkabel i tunnel Eidsdal- Raudbergvik, sjø- og jordkabel tilbake til Overå	Utfordring: Høy feilsannsynlighet for Tafjord- Giskemo 3 og 4 som Overå knyttes til. Høy kabelandel, kostbart og krevende ift. spoleytelse. Fylling i Eidsdal kan gi krevende landtak. Landtak Raudbergvik uegnet for to 132 kV kabler.	

Begrunnelse: Oppdrettsselskapet World Heritage Salmon AS har kjøpt det tidligere gruveområdet i Raudbergvika (Røbbervika) i Fjord kommune i Møre og Romsdal fylke, og har planer om å starte landbasert fiskeoppdrett i fjellet. For å gjennomføre planene trenger World Heritage Salmon AS strømforsyning

tilsvarende et effektuttak på 120 MW. Det kan være aktuelt med datasenter i tilknytning med planene, og utnyttelse av spillvarme. Anlegget er i randsonen til Geiranger- Herdalen landskapsvernområde, som fikk UNESCO verdensarvstatus i 2005. I skrivende stund har oppdrettsanlegget ikke rettskraftig konsesjon for matfiskanlegg, og planprosessen i Fjord kommune pågår. Eventuelle nettanlegg innenfor verneområdet må konsekvensutredes med utgangspunkt i UNESCOs veileder for konsekvensutredninger i verdensarvområder.

Statnett har ikke tildelt effekt til fullskala utbygging, men ønsker å gjøre dette trinnvis, slik praksis er andre steder hvor kapasiteten er knapp og utfallsrommet kan være stort. I innledende veiledning antyder SN at tilknytning til både Sykkylven og Ørskog kan være gunstig ift. tilgjengelig kapasitet.

Investeringskostnader: ca. 500 MNOK

Status: Under utredning

Forventet idriftsettelse: 2030+

Tiltakshaver: Mørenett

Referanser:

6.1.52 Stranda transformatorstasjon, økt transformortytelse

Beskrivelse: Dagens 25 MVA transformator T1 132/22 kV erstattes av en ny transformator med større ytelse. Dagens 30 MVA transformator T2 får påmontert vifter for å øke ytelsen ONAF med ca. 20 %. 22 kV anlegget må utvides.

Begrunnelse: Elektrifisering av sjøtransport ved og forbi Stranda, samt etablering av WHS i Raudbergvika (se kapittel 6.1.51) gir behov for økt kapasitet. Tidspunkt vil påvirkes av framdrift i prosjektene. Så lenge Stranda stasjon er ensidig forsynt på 132 kV, vil all effekt til landstrøm og oppdrett måtte knyttes til med vilkår om utkobling. Vilkårene vil oppheves når stasjonen får tosidig forsyning.

Investeringskostnader: 15 MNOK

Status: Under utredning

Forventet idriftsettelse: 2028.

Tiltakshaver: Mørenett

Referanser:

6.1.53 Utredning: Forsyning av Hellesylt via Tomasgard og Tryggestad transformatorstasjoner

Beskrivelse: Behov for økt kapasitet til Hellesylt. Mulig videre utvikling mot Stranda på sikt.

Begrunnelse: Hellesylt forsynes i dag via 22 kV fra hhv. Stranda og Tomasgard ts. Behov for økt kapasitet i området, særlig knyttet til elektrifisering av transport på fjorden, medfører behov for forsyning på høyere spenningsnivå. Dette kan aktualisere tidligere konsesjonsgitt 66(132) kV ledning Tomasgard-Tryggestad, som skrinlagt fordi konsesjonsvilkårene om et visst volum av småkraft ikke ble oppfylt. En slik løsning kan også medføre behov for å framskynde spenningsoppgradering av 66 kV nettet til Linja, som forsyner Tomasgard (Leivdal-Tomasgard-Drageset-Reed).

Investeringskostnader:

Status: Tidligfase

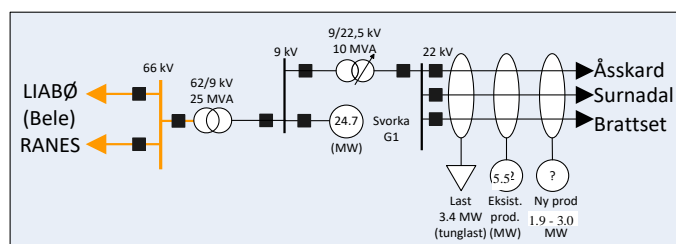
Forventet idriftsettelse: Uavklart.

Tiltakshaver: Mørenett

Referanser:

6.1.54 Ny transformeringsløsning i Svorka kraftstasjon

Beskrivelse: Erstatte eksisterende 22/9 kV transformator (10 MVA) med 15 MVA 66/22 kV transformator som ble ledig etter oppgradering av Surnadal sekundærstasjon. Eksisterende 66 kV reservebryter (tidligere brukt på linje Tingvoll) vil bli benyttet. På grunn av plassmangel er det nødvendig å sette opp nytt utvendig bygg til ny transformator. Eksisterende transformator 22/9 kV blir fjernet.



Figur 6.3: Enlinjeskjema med dagens transformeringsløsning.

Begrunnelse: Utbygging av ny produksjon i 22 kV nettet resulterer i overlaster på transformatoren mellom 9 og 66 kV i Svorka. Ved tilknytning av Bele kraftverk ble det innført kortsiktige spesialdelinger i nettet for

å håndtere situasjonen. Myrholten kraftverk ble idriftsatt i 2021 noe som medfører at 22 kV nettet må driftes med spesialdeling frem til tiltak er på plass. I tillegg er det gitt konsesjon på to mindre kraftverk med ytelse på til sammen ca. 1 MW.

Som alternativ til omsøkt løsning er det vurdert å opprettholde dagens struktur ved å oppgradere kraftverkstransformatoren (66/9 kV) og eventuelt også 22/9 kV transformatoren ved produksjonsutbygging større ca. 4 MW. Denne løsningen er frafalt bl.a. fordi det vil være plassmessig utfordrende å øke ytelsen på kraftverkstransformatoren for også å kunne betjene overskudd fra 22 kV nettet, samtidig som denne koblingen mellom nett- og produksjonsanlegg vurderes som lite hensiktsmessig. Det ble 17.10.2017 gitt konsesjon til utskifting og oppgradering av ytelse for generator og kraftverkstransformator, begge til 27,5 MVA.

Investeringskostnader: 3,5-5,0 MNOK

Status: Under utredning.

Forventet idriftsettelse: 2023

Tiltakshaver: S-Nett i samarbeid med Svorka/Statkraft

Referanser:

6.1.55 Reinvestering av seksjon på 66 kV ledningen Svorka-Ranes

Beskrivelse: Reinvestering/oppgradering av den eldste seksjonen på 66 kV ledningen Svorka-Ranes (5,9 av 10,3 km). Ledningen bygges i samme trase som dagens ledning, og oppgraderes til tapsoptimalt tverrsnitt. Det er også aktuelt å forberede ledningen for 132 kV.

Begrunnelse: Ledningen er fra 1963 og må muligens reinvesteres i løpet av andre tiårsperiode i tids-horizonten for kraftsystemutredningen. Restlevetiden vil bli vurdert i forbindelse med planlagt utvidet tilstandskontroll i 2022. Oppgradering må vurderes sammen med øvrige oppgraderinger i området.

Investeringskostnader: 25 MNOK

Status: Under utredning

Forventet idriftsettelse: 2030-2040

Tiltakshaver: S-Nett

Referanser:

6.1.56 Nettilknytning for ny småkraft under Grytten transformatorstasjon

Beskrivelse: Etablering av ny 132/22 kV transformatorstasjon i Isfjorden med tilknytning til 132 kV Grytten-Istad eller en mulig ny 420/132 kV transformatorstasjon i Isfjorden (samordnet lokalisering bør vurderes). 132 kV seksjonen Grytten-Isfjorden kan bli frigjort/ledig ved planlagt etablering av 420 kV Isfjorden-Istad, jf. kapittel 5.2.1.

Begrunnelse: Småkraftutbygging i Grøvdalen ved Isfjorden. Tre kraftverk på til sammen 13,1 MW, som fikk konsesjon 18.12.2015, har foreløpig ikke blitt bygget ut. Nærmeste 22 kV nett er radialen Åndalsnes 2, som allerede har flere småkraftverk tilknyttet, har ikke kapasitet til flere tilknytninger uten mer omfattende tiltak. Om hele produksjonsvolumet i Grøvdalen bygges ut, vil det trolig være mest rasjonelt og robust å etablere en ny 132/22 kV transformatorstasjon i Isfjorden.

Alternativer: Omfattende forsterkningstiltak i 22 kV nettet mellom Grytten og Isfjorden. Flere alternativ er vurdert bl.a. (1b) Oppgradering av eksisterende 22 kV forbindelsene Grytten-Åndalsnes og Ifjorden-Moageilen (3a) Ny 22 kV forbindelse Grytten-Moageilen via Vengedalen.

Investeringskostnader: 20 MNOK (foreløpig overslag fra 2015).

Status: Avventer avklaring om utbygging og anleggsbidrag.

Forventet idriftsettelse: Ikke avklart.

Tiltakshaver: Romsdalsnett

7 LITTERATURREFERANSER

(Utvalg fra referanselisten i Grunnlagsrapporten)

7.1 Kraftsystemutredninger tilstøtende nett

1. [Tensio TS](#): Regional kraftsystemutredning for Trøndelag.
2. [Linja](#), Regional kraftsystemutredning for nordre del av Vestland (tidligere Sogn og Fjordane)
3. [Elvia](#), Regional kraftsystemutredning for Innlandet (tidligere Hedmark og Oppland).
4. Statnett. Kraftsystemutredning for transmisjonsnettet.
5. [Statnett SF, Nettutviklingsplan](#).

7.2 Forskrifter

6. [OED, 2002: Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet \(FOS\)](#).
7. [OED, 2012/2015: Forskrift om energiutredninger \(FOE\)](#).
8. [OED, 2004: Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet \(FOL\)](#).
9. [DSB, 2005. Forskrift om elektriske forsyningsanlegg \(FEF\)](#).
10. [OED, 1999/2013/2015. Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer](#)

7.3 Håndbøker / veiledere / krav

11. [NVE Veiledningsmateriale for kraftsystemutredninger](#).
12. [SINTEF Energiforskning : Planleggingsbok for kraftnett](#).
13. [Rasjonell elektrisk nettvirksomhet \(REN\)](#)
14. [Statnett. Funksjonskrav i kraftsystemet \(FIKS\)](#)

7.4 Andre rammebetingelser og føringer

15. [St.meld. nr. 11 \(2006-2007\): Om støtteordningen for elektrisitetsproduksjon fra fornybare energikilder \(fornybar elektrisitet\)](#).
16. [St.meld. nr. 34 \(2006-2007\): Norsk klimapolitikk](#).
17. [Notat fra EBL til Energi- og miljøkomiteen datert 14.2.2007 vedr. St.melding 11 \(2006-2007\)](#).
18. [Nasjonal sårbarhets- og beredskapsrapport \(NSBR\) 2011](#).
19. [OED, 2009: Ot.prp.nr. 107 \(2008-2009\): Om lov om fornybar energiproduksjon til havs \(havengilova\)](#)
20. [SSB, Befolkningsframskrivninger](#)
21. [Faggruppen Klimakur 2020 \(NVE, OD, SSB og Klima og forurensningsdirektoratet\), 2010: Tiltak og virkemidler for å nå norske klimamål mot 2020](#).
22. [OED 2.3.2012: Melding til Stortinget nr. 14 \(2011-2012\) Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet](#).
23. [OED 15.2.2016: Melding til Stortinget nr. 25 \(2015-2016\) Kraft til endring](#).
24. [Møre og Romsdal fylkeskommune, 15.6.2015: Regional energi og klimaplan 2015-2020](#).
25. [Samferdselsdepartementet 5.4.2017. Melding til Stortinget nr. 33 \(2016-2017\). Nasjonal transportplan 2018-2029](#).
26. [M-1625/2020 Miljødirektoratet m.fl. Klimakur 2030 – Tiltak og virkemidler mot 2030 \(rapport 1191 sider\). Pressemelding/sammendrag publisert 31.1.2020](#).
27. [Innst. 101S \(2020-2021\) Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om Vindkraft på land](#).
28. [Meld. St. 13 \(2020–2021\). Klimaplan for 2021–2030. Publisering](#).
29. [Meld. St. 36 \(2020–2021\). Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiressurser. Publisering](#).

7.5 Diverse metodebeskrivelser

30. [Istad Nett, januar 2015 \(INP1104R.0\): Opplegg for beregning av avbruddskostnader iht. forskrift om kontroll av nettvirksomheten gjeldende fra 1.1.2015 \(som er revidert og utvidet utgave av: Istad Nett, juni 2008. Opplegg for beregning av avbruddskostnader med nytt regelverk fra 2009\)](#)

7.6 Dataunderlag

31. [Statistisk sentralbyrå](#)

32. [eKlima \(DNMI vær- og klimadata\)](#)
33. [Statnett: Årsstatistikk, Driftsforstyrrelser og feil i 33-420 kV nettet](#)
34. [Statnett: Årsstatistikk. Driftsforstyrrelser og feil i det norske distribusjonsnettet 1-22 kV](#)
35. [Statnett: Marginaltapssatser](#)
36. [NVE: Rapporter avbruddstatistikk \(utgis årlig\).](#)
37. [Enova. Energigradtall og temperaturkorrigering.](#)
38. DMNI, 1994. Beregning av ekstremt lav 3-døgns middeltemperatur for værstasjoner i Møre og Romsdal.
39. [DNMI, 2002. Rapport Klima 23: Energigradtall Normaler 1961-1990.](#)
40. [Lokale energiutredninger for kommunene Sykkylven, Ålesund, Averøy, Molde, Fræna, Aukra og Sunndal.](#)
41. [NVE, 2021. Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021 – 2040.](#)

7.7 Diverse rapporter og utredninger

42. [NVE Bibliotek og publikasjoner](#)
43. [NVE rapport 19/2004: Beregning av potensial for små kraftverk i Norge. Forutsetninger, metodebeskrivelse og resultater.](#)
44. [Statnett SF, presentasjon 3.4.2009: Redder klimaendringene kraftbalansen.](#)
45. [NVE med flere, oktober 2010: Havvind. Forslag til utredningsområder.](#)
46. [Statnett, 28.3.2011. Områder med redusert driftssikkerhet i Sentralnettet.](#)
47. [Thema Consulting Group, april 2011. En landsdel på vent – Nett og verdiskaping i Midt-Norge og Sogn og Fjordane.](#)
48. [VaasaETT \(NVE rapport 2014-72\): Smarte målere \(AMS\) og feedback.](#)
49. [Energi Norge/DNV-GL, 18.5.2015. Elektrifisering av bilferger i Norge – kartlegging av investeringsbehov i strømmettet](#)
50. [Statnett, 1. oktober 2015. Konseptvalgutredning \(KVU\). Bedre leveringspålitelighet i kraftforsyningen til Nyhamna.](#)
51. [Enfo Consulting \(for Energi Norge\), mai 2016. Fleksibiltet – Fremtidig organsirering av monopol og marked.](#)
52. [THEMA conculting group \(NVE-rapport 2016-3\): Forbrukstilpasninger hos store kunder med timesmåling.](#)
53. [NVE-rapport 78-2017. Har strømmettet kapasitet til elektriske biler, busser og ferger?](#)
54. [Statnett 2018. Fleksibiltet i det nordiske kraftmarkedet 2018-2040](#)
55. [Statsbygg \(utarbeidet av Leahill AS\), januar 2018. Smarte bygg som del av det norske energisystemet.](#)
56. [NVE rapport 8-2018 \(konsulentrapport Sentio Research Norge AS\). Forbrukerens tilpasning i Strømmarkedet 2017](#)
57. [NVE-rapport 13-2018 \(konsulentrapport Vista Analyse og Tema Consulting Group, mars 2018\). Nye KILE-funksjoner for husholdninger.](#)
58. [NVE rapport 42-2018. Hvor mye energi sparer vi med energimerking av produkter?](#)
59. [NVE-rapport 43-2018 \(april 2018\). Strømforbruk i Norge mot 2035.](#)
60. [CINELDI/SINTEF Energy Research, 2020. Scenarier for fremtidens elektriske distribusjonsnett anno 2030-2040.](#)
61. Istad Nett, des. 2020. Vurdering av nettkapasitet med og uten tiltak i Istad Netts 132 kV nett, gitt ny 420 kV Isfjorden-Istad og 420/132 kV transformering i Istad.
62. [Energi Norge/CINELDI, 2021. Mulighetsstudie Bruk av fleksibilitet i nettselskap.](#)
63. [Systemstøtte for Ediel og bransjerepresentanter, 2021. Nasjonal standard for utveksling av tariffer og prissignaler for nettleie, se også mer info \[her\]\(#\).](#)
64. [NVE Ekstern rapport \(Thema Consulting Group og Danish Technological Institute\) nr. 5/2021. Value of flexibility from electrical storage water heaters, se også info \[her\]\(#\).](#)
65. [Statnett, 13.1.2022. Framtidig prissfølsomhet til sluttbrukerne. Sluttrapport iFleks, se også \[nettsted med delrapporter\]\(#\).](#)
66. [Statnett, januar 2022. Konseptvalgutredning. Tilrettelegging for forbruksvekst i Nordmøre og Romsdal.](#)
67. Mørenett, mai 2022. Sunnmøreanalyse 2022 – del 1 (sluttrapport).
68. [Statnett, mai 2022. Analysenotat om effektbehov Utfordringer og løsninger i utviklingen av effektbehov i Norge – og i Europa. Publisering.](#)

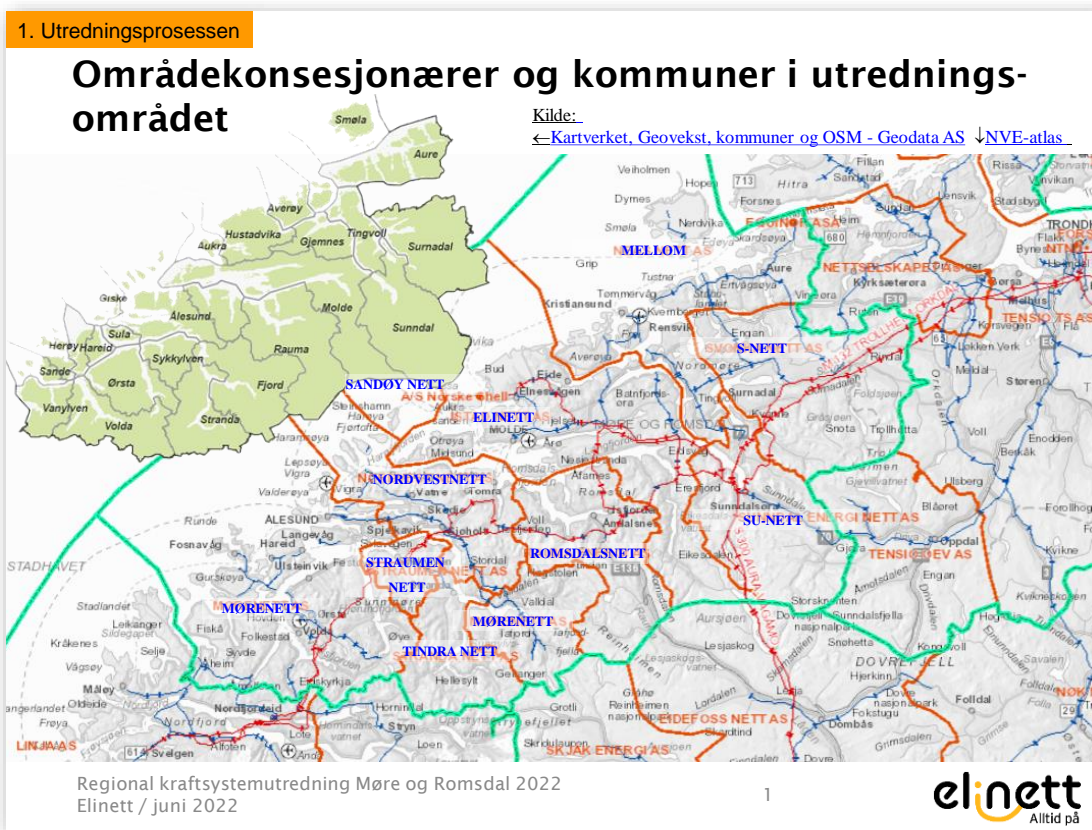
7.8 Meldinger og konsesjonssøknader

69. [Statnett SF. Prosjekter - oversikt](#)
70. [NVE. Konsesjonssaker](#)

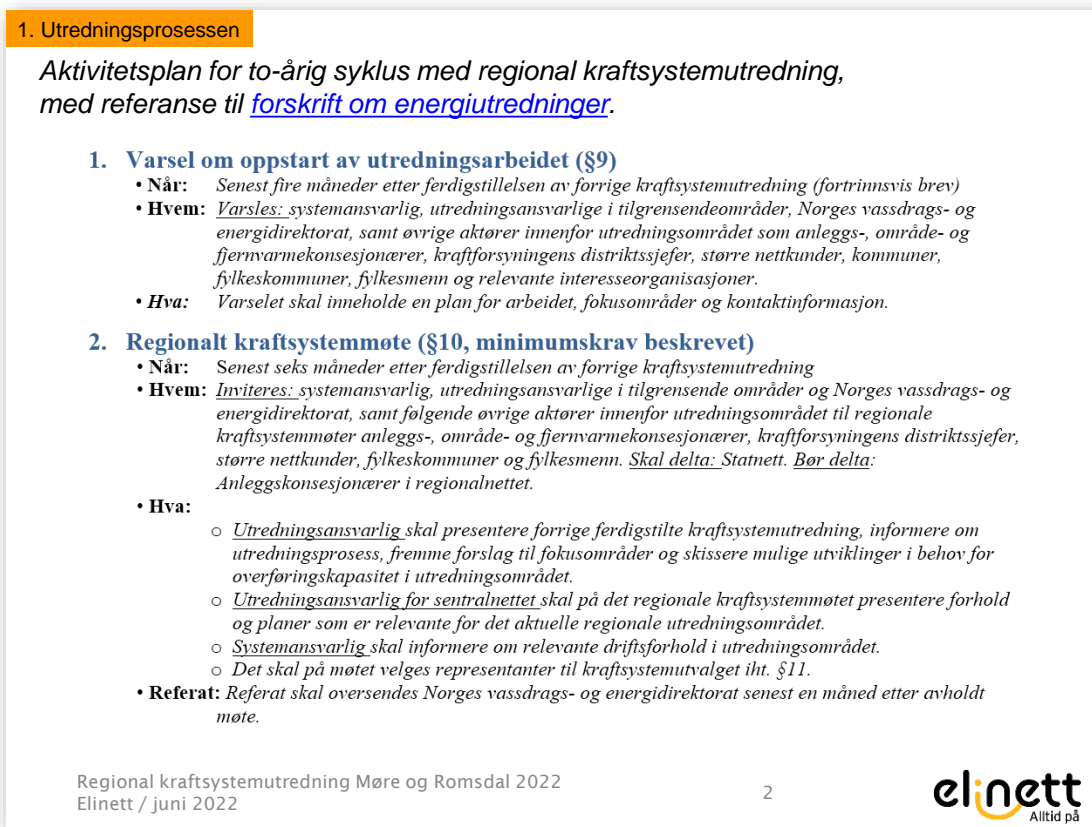
8 LYSBILDER

LYSBILDE 1:	OMRÅDEKONSEJONÆRER OG KOMMUNER I UTREDNINGSOMRÅDET. KARTET VISER OGSÅ REGIONALNETT (BLÅTT) OG TRANSMISJONSNETT (RØDT).....	43
LYSBILDE 2:	AKTIVITETSPLAN FOR TOÅRIG SYKLUS MED UTARBEIDELSE AV KRAFTSYSTEMUTREDNINGER (1/2).....	43
LYSBILDE 3:	AKTIVITETSPLAN FOR TOÅRIG SYKLUS MED UTARBEIDELSE AV KRAFTSYSTEMUTREDNINGER (2/2).....	44
LYSBILDE 4:	PRODUKSJONSKAPASITET MED HISTORISK UTVIKLING FRAM TIL DAGENS NIVÅ	44
LYSBILDE 5:	TOPPLAST OG ÅRSFORBRUK. TOTAL OG FORDELING PÅ ALMINNELIG FORSYNING OG KRAFTINTENSIV INDUSTRI. TEMPERATURKORRIGERING AV ALMINNELIG FORSYNING.	45
LYSBILDE 6:	TOPPLAST OG ÅRSFORBRUK. SLUTTBRUKERGRUPPE- OG OMRÅDEFORDELING.	45
LYSBILDE 7:	KRAFTBALANSE 2018 FORDELT PÅ OMRÅDER.	46
LYSBILDE 8:	ALDERSFORDELING FOR LEDNINGER OG KABLER I 66 OG 132 kV NETTET.....	46
LYSBILDE 9:	ALDERSFORDELING FOR TRANSFORMATORER	47
LYSBILDE 10:	GJENNOMFØRTE ENDRINGER FRA FØRIGE UTREDNING.....	47
LYSBILDE 11:	LEVERINGSKVALITET OG FORSYNINGSSIKKERHET, HISTORISK ILE/LE.....	48
LYSBILDE 12:	VURDERING AV REGIONALNETTSPUNKT MED MANGLENDE NETTRESERVE, SAMMENSTILLING.....	48
LYSBILDE 13:	LEDIG INNMATINGSKAPASITET FOR NY PRODUKSJON, SMÅ KRAFTVERK PR. KOMMUNE (1/2)	49
LYSBILDE 14:	LEDIG INNMATINGSKAPASITET FOR NY PRODUKSJON, SMÅ KRAFTVERK PR. KOMMUNE (2/2)	49
LYSBILDE 15:	LEDIG INNMATINGSKAPASITET FOR NY PRODUKSJON, STORE KRAFTVERK.....	50
LYSBILDE 16:	STATISTIKK FOR STASJONÆR ENERGIBRUK I MØRE OG ROMSDAL I 2008. FJERNVARMEANLEGG OG LOKALE VARMESENTRALER I MØRE OG ROMSDAL	50
LYSBILDE 17:	AKTUELLE PRODUKSJONSUTVIDELESER. STATUSGRUPPER	51
LYSBILDE 18:	AKTUELL NY VANNKRAFTPRODUKSJON	51
LYSBILDE 19:	NVE RESSURSKARTLEGGING FOR NY SMÅKRAFTPRODUKSJON.	52
LYSBILDE 20:	PRODUKSJONSSCENARIOER	52
LYSBILDE 21:	FORUTSETNINGER FOR SCENARIOER FOR ALMINNELIG FORSYNING DEL 1.....	53
LYSBILDE 22:	FORUTSETNINGER FOR SCENARIOER FOR ALMINNELIG FORSYNING DEL 2.....	53
LYSBILDE 23:	FORUTSETNINGER FOR SCENARIOER FOR ALMINNELIG FORSYNING DEL 3.....	54
LYSBILDE 24:	FORUTSETNINGER FOR SCENARIOER FOR ALMINNELIG FORSYNING DEL 4.....	54
LYSBILDE 25:	SCENARIOER FOR LAST- OG FORBRUKSUTVIKLING INNEN ALMINNELIG FORSYNING PR. OMRÅDE, DEL 1. ALLE MÅLINGER ER TEMPERATURKORRIGERTE.	55
LYSBILDE 26:	SCENARIOER FOR LAST- OG FORBRUKSUTVIKLING INNEN ALMINNELIG FORSYNING PR. OMRÅDE, DEL 2. ALLE MÅLINGER ER TEMPERATURKORRIGERTE.	55
LYSBILDE 27:	SCENARIOER OG MAKSIMALLAST OG KRAFTFORBRUK PR. ÅR FOR MØRE OG ROMSDAL	56
LYSBILDE 28:	SCENARIOER FOR MAKSIMALLAST FOR MØRE OG ROMSDAL FORDELT PÅ TRE BIDRAG INNEN ALMINNELIG FORSYNING OG FOR HHV. EKSISTERENDE OG NYE VIRKSOMHETER INNEN KRAFTINTENSIV INDUSTRI.....	56
LYSBILDE 29:	KRAFTBALANSER MED KOMBINASJONER AV PRODUKSJONS- OG FORBRUKSSCENARIOER	57
LYSBILDE 30:	KRAFTBALANSESCENARIOER FOR DELOMRÅDER	57
LYSBILDE 31:	SCENARIOER FORBRUK (ENERGI) FOR MØRE OG ROMSDAL.....	58
LYSBILDE 32:	SCENARIOER MAKSIMALLAST (EFFEKT), INKL. UPRIORITERT, FOR MØRE OG ROMSDAL	58
LYSBILDE 33:	HISTORIKK OG SCENARIOER FOR MAKSIMALLAST I OMRÅDE C INKL. NYHAMNA SAMMENLIGNET MED NETTKAPASITET.....	59
LYSBILDE 34:	HISTORIKK OG SCENARIOER FOR MAKSIMALLAST I OMRÅDE C EKSL. NYHAMNA SAMMENLIGNET MED NETTKAPASITET.....	59
LYSBILDE 35:	HISTORIKK OG SCENARIOER FOR MAKSIMALLAST I OMRÅDE D (MELLOM) SAMMENLIGNET MED NETTKAPASITET.....	60

LYSBILDE 36:	HISTORIKK OG SCENARIOER MAKSIMALLAST FOR OMRÅDE A1+B1+RYSTE (DELER AV MØRENETT) SAMMENLIGNET MED NETTKAPASITET.	60
LYSBILDE 37:	HISTORIKK INNMATING TIL OMRÅDE C, EKSKL. NYHAMNA, FOR ÅRENE 2015-2019. T.V.: TIMESVERDIER KRONOLOGISK, T.H.: TIMESVERDIER SORTERT (VARIGHETSKURVER).	61
LYSBILDE 38:	OVERSIKT OVER BEGRUNNELSER FOR AKTUELLE TILTAK.....	61
LYSBILDE 39:	AKTUELLE NYE ANLEGG OG OPPGRADERING AV EKSISTERENDE ANLEGG I REGIONALNETTET (1/3).....	62
LYSBILDE 40:	AKTUELLE NYE ANLEGG OG OPPGRADERING AV EKSISTERENDE ANLEGG I REGIONALNETTET (2/3).....	62
LYSBILDE 41:	AKTUELLE NYE ANLEGG OG OPPGRADERING AV EKSISTERENDE ANLEGG I REGIONALNETTET (3/3).....	63
LYSBILDE 42:	AKTUELLE NYE ANLEGG OG OPPGRADERING AV EKSISTERENDE ANLEGG I TRANSMISJONSNETTET	63
LYSBILDE 43:	SANERINGSMULIGHETER.....	64



Lysbilde 1: Områdekonsesjonærer og kommuner i utredningsområdet. Kartet viser også regionalnett (blått) og transmisijsnett (rødt).



Lysbilde 2: Aktivitetsplan for toårig syklus med utarbeidelse av kraftsystemutredninger (1/2)

1. Utredningsprosessen

3. Møter i kraftsystemutvalget (minimum 2) (§11)

- **Når:** Kraftsystemutvalget skal ha minst to møter i tidsperioden mellom kraftsystemmøte ved oppstart av utredningsarbeidet og ferdigstilling av kraftsystemutredningen.
- **Hvem:** Kraftsystemutvalget (dvs. utredningsansvarlig i det regionale utredningsområdet, utredningsansvarlig for transmisjonsnett og minimum tre representanter valgt av det regionale kraftsystemmøtet).

4. Områdevis kraftsystemmøter (§17, ansvarlig Statnett)

- **Når:** Senest to måneder før ferdigstilling av hovedrapporten (hvert annet år, første gang 2013, enkeltvedtak om innlevering 1. september opprettholdes inntil videre)
- **Hvem:** *Inviteres:* Relevante interesseorganisasjoner og Norges vassdrags- og energidirektorat samt følgende aktører i områdene: transmisjonsnettseiere, utredningsansvarlige i regionalnettet, kraftforsyningens distriktsjefer, store kraftprodusenter og store forbrukere, fylkeskommuner og fylkesmenn.
- **Hva:** Fokus på hovedrapporten og mulige utviklinger i behov for overføringskapasitet i transmisjonsnett.

5. Nasjonalt kraftsystemmøte (§18, ansvarlig Statnett)

- **Når:** Samtidig med høringen av de europeiske nettplanene (hvert annet år)
- **Hvem:** *Inviteres:* transmisjonsnettseiere, utredningsansvarlige i regionalnettet, store kraftprodusenter og store forbrukere, relevante interesseorganisasjoner og Norges vassdrags- og energidirektorat
- **Hva:** Fokus på mulige utviklinger i behov for overføringskapasitet i transmisjonsnett i et nasjonalt, nordisk og europeisk perspektiv.

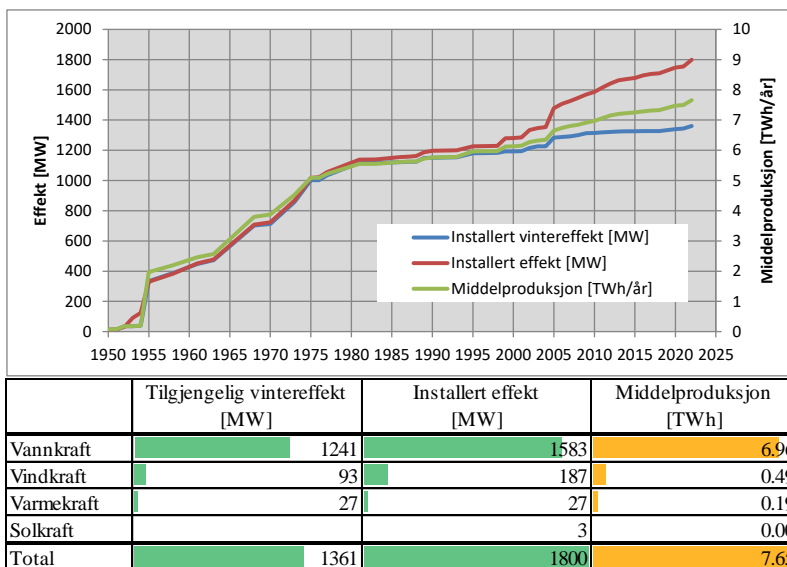
6. Utsendelse av kraftsystemutredning (§8)

- **Når:** Annen hvert år.
- **Hva/hvem:**
 - o Hovedrapport: skal offentliggjøres og oversendes alle som varsles om oppstart av utredningsarbeidet
 - o Grunnlagsrapport: skal oversendes Norges vassdrags- og energidirektorat.

Lysbilde 3: Aktivitetsplan for toårig syklus med utarbeidelse av kraftsystemutredninger (2/2)

3. Dagens kraftsystem

Kraftproduksjon, historisk utvikling

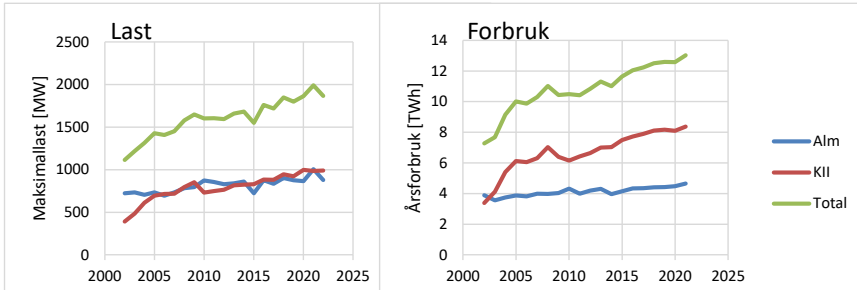


Lysbilde 4: Produksjonskapasitet med historisk utvikling fram til dagens nivå

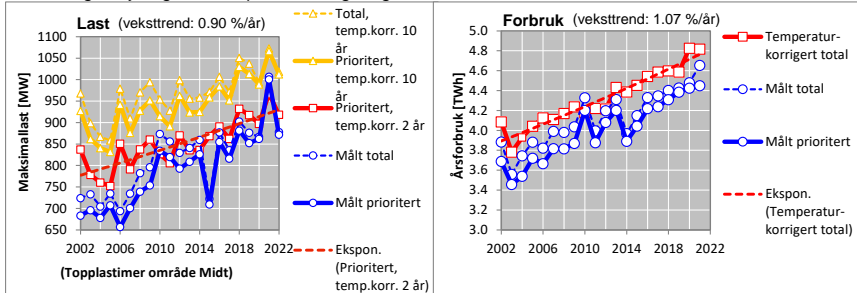
3. Dagens kraftsystem

Topplast og forbruk

Total uten temperaturkorrigeringer



Alminnelig forsyning med temperaturkorrigeringer



Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2022
Elinett / juni 2022

5

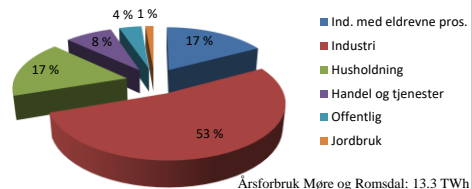


Lysbilde 5: Topplast og årsforbruk. Total og fordeling på alminnelig forsyning og kraftintensiv industri. Temperaturkorrigering av alminnelig forsyning.

3. Dagens kraftsystem

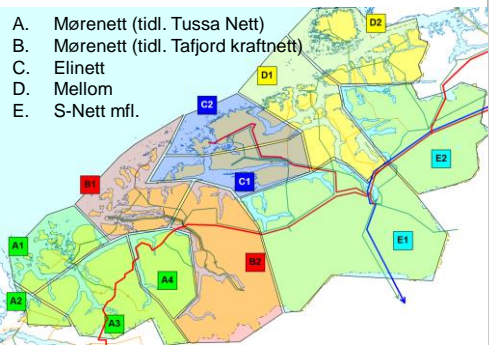
Topplast og forbruk

Sluttbrukergruppe- og områdefordeling
Årsforbruk 2021, topplast vinteren 2021/22



Årsforbruk Møre og Romsdal: 13.3 TWh

Område	Årsforbruk [TWh]	Topplast	Andel av årsforbruk (%)						Estimert andel av topplast (%)					
			Industri	Handel og tjenester	Ind. med eldre vne pros.	Offentlig	Jordbruk	Husholdning	Industri	Handel og tjenester	Ind. med eldre vne pros.	Offentlig	Jordbruk	Husholdning
A1	0.44	83	24	17	0	7	3	48	32	17	0	8	3	41
A2	0.08	14	22	9	0	6	22	40	30	9	0	7	21	34
A3	0.35	62	11	17	0	13	5	53	16	18	0	15	5	47
A4	0.24	53	36	9	0	8	5	42	45	8	0	8	5	34
B1	1.23	221	22	20	2	8	1	47	29	19	3	9	1	40
B2	0.33	67	19	16	0	9	5	51	25	16	0	10	5	44
C1	0.52	107	8	25	0	15	1	51	11	26	0	17	1	45
C2	2.54	311	1	12	0	1	0	6	3	12	75	2	1	7
D1	0.57	109	12	19	0	17	2	50	17	19	0	19	2	43
D2	0.35	52	2	4	0	61	3	11	18	4	58	4	13	17
E1	6.43	752	97	0	0	0	0	2	95	1	0	1	0	3
E2	0.18	36	16	6	0	18	8	53	21	6	0	19	8	45
A	1.12	213	23	15	0	9	5	48	30	15	0	10	5	40
B	1.56	288	21	19	2	8	1	48	28	19	2	9	1	41
C	3.06	419	3	14	0	66	3	1	13	5	16	56	6	17
D	0.92	160	9	13	24	12	6	37	12	14	19	14	6	35
E	6.61	788	94	1	0	1	0	4	92	1	0	2	1	5
Total	13.28	1868	53	8	17	4	1	17	49	10	14	6	2	20

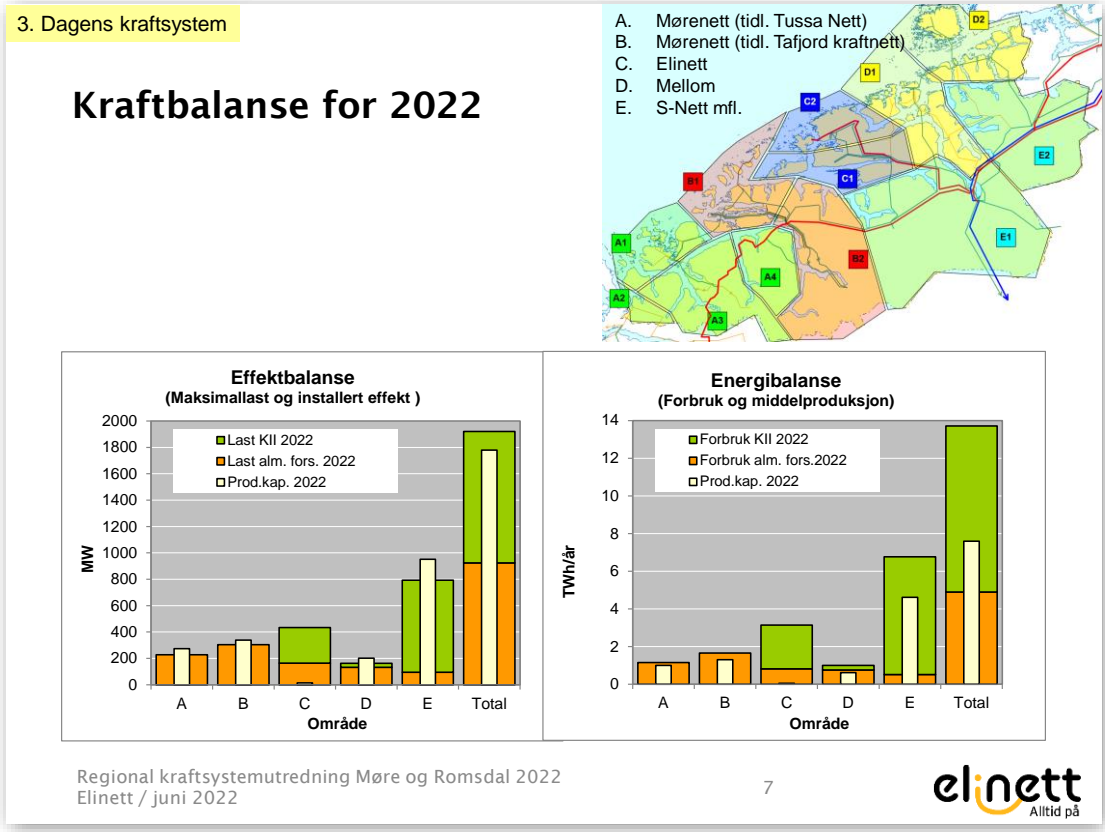


Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2022
Elinett / juni 2022

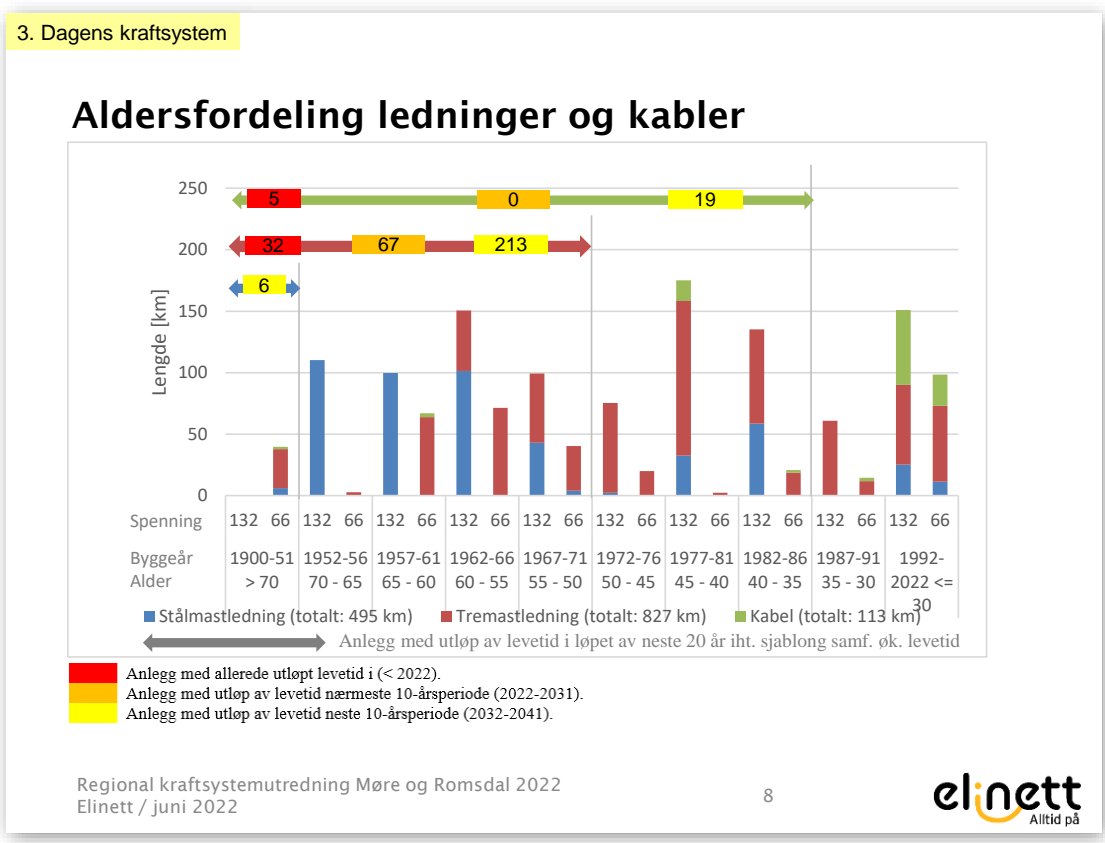
6



Lysbilde 6: Topplast og årsforbruk. Sluttbrukergruppe- og områdefordeling.



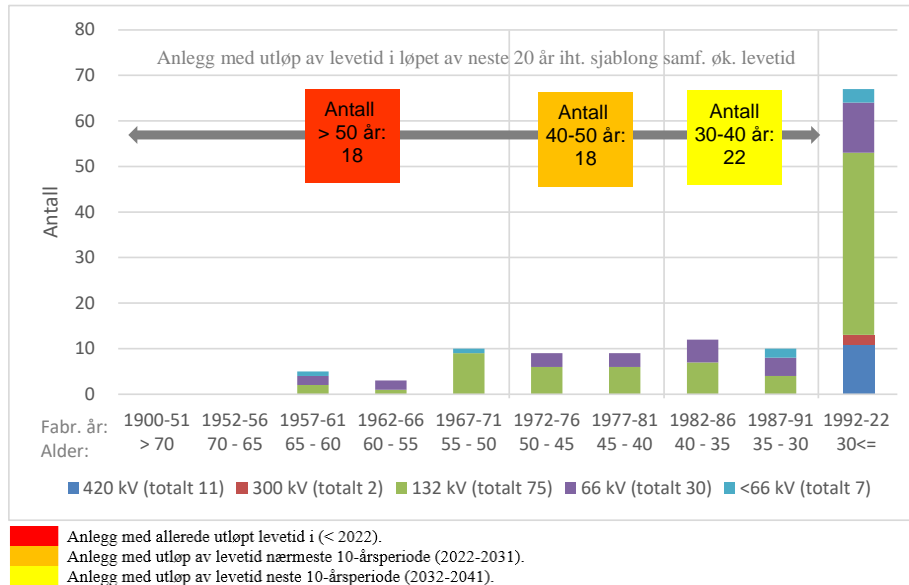
Lysbilde 7: Kraftbalanse 2018 fordelt på områder.



Lysbilde 8: Aldersfordeling for ledninger og kabler i 66 og 132 kV nettet.

3. Dagens kraftsystem

Aldersfordeling transformatorer

Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2022
Elinett / juni 2022

9

elinett
Alltid på

Lysbilde 9: Aldersfordeling for transformatorer

3. Dagens kraftsystem

Gjennomførte endringer siden forrige utredning (2020)

- **Ledninger og transformatorer i regionalnettet:**
 - Mellom erstattet en gammel transformator med ny transformator med økt kapasitet i Ulvund i 2020/21.
 - Mørenett utvidet med transformator T2 i Stranda ts. (gjenbruk av transformator fra gamle Sykkylven ts.) i 2020.
 - Mørenett erstattet T1 i Alvestad med ny transformator med økt kapasitet egen vikling for mottak av kraft fra Haram vindkraftverk i 2020.
 - Linja sanerte 132 kV ledningen Leivdal-Haugen i 2020/21.
- **Økt produksjonskapasitet:**
 - Idriftsatt 51 MW installert effekt og 182 GWh middelproduksjon fordelt på fem nye småkraftverk og en vindkraftpark (Haram) i 2020 og 2021.
- **Tiltak i transmisjonsnettet (Statnett):**
 - Erstattet transformator i Viklandet etter transformatorbrannen i 2020.
 - Erstattet to gamle transformatorer med én ny transformator i Brandhol ts. i 2021.
 - Utvidet bruk av systemvern med belastningsfrakobling i område C for å håndtere kritiske hendelser i transmisjonsnettet i 2021/2022.

Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2022
Elinett / juni 2022

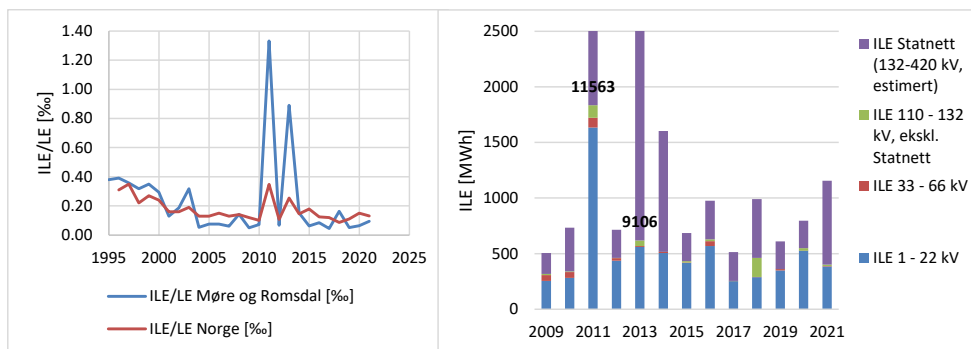
10

elinett
Alltid på

Lysbilde 10: Gjennomførte endringer fra forrige utredning

3. Dagens kraftsystem

Leveringskvalitet og forsyningssikkerhet



Ikke levert energi (ILE) i % av levert energi (LE) for varige avbrudd i hhv. Møre og Romsdal og Norge.

ILE for langvarige avbrudd i Møre og Romsdal fordelt på spenningsnivå der feilen/utkobling oppstod/ble foretatt.

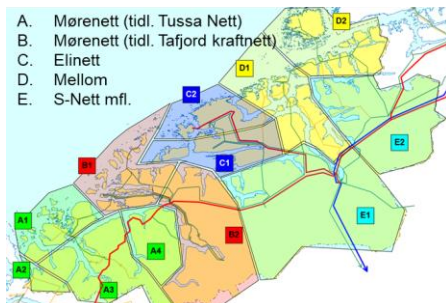
Kilde dataunderlag: [NVE avbruddstatistikk](#), [Statnett statistikk om leveringskvalitet](#)
 Figuren er oppdatert med de data som er tilgjengelig.

Lysbilde 11: Leveringskvalitet og forsyningssikkerhet, historisk ILE/LE.

3. Dagens kraftsystem

Leveringskvalitet og forsyningssikkerhet

Vurdering av reserve etter utfall (N-1) for hhv. alminnelig forsyning (ALM) og kraftintensiv industri (KII), med fordeling på type feil og områder.
 Kostnader ved tiltak er ikke komplett, bl.a. fordi enkelte tiltak planlagt av andre årsaker ikke er tatt med.
 Medregnet nyttevirkning er hovedsakelig relatert avbruddskostnader og evt. tap. Andre nyttevirkinger kan forekomme.



Område	Type	Temp.korr. last 2022 [MW]	Vektet andel av året uten full reserve etter omkobling [%]			Andel av last uten reserve etter omkobling ved tunglast [%]			Tiltak [MNOK]	Nytte [MNOK]
Type feil			Ledning/kabel	Trans-formator	Samle-skinne	Ledning/kabel	Trans-formator	Samle-skinne		
A1	ALM	88	27	15	81	23	15	57	185	56
A2	ALM	16	0	8	8	0	15	15	1	1
A3	ALM	67	0	3	3	0	4	4	20	0
A4	ALM	57	4	0	0	6	0	0	25	3
B1	ALM	233	0	0	0	0	0	0	0	0
B2	ALM	71	0	0	0	0	0	0	0	0
C1	ALM	113	0	0	0	0	0	0	0	0
C2	ALM	52	0	0	0	0	0	0	0	0
D1	ALM	111	8	0	0	5	0	0	6	3
D2	ALM	22	0	0	0	0	0	0	0	0
E1	ALM	58	0	0	0	0	0	0	0	0
E2	ALM	38	0	0	0	0	0	0	0	0
A	ALM	227	12	7	33	11	8	24	231	60
B	ALM	304	0	0	0	0	0	0	0	0
C	ALM	165	0	0	0	0	0	0	0	0
D	ALM	133	6	0	0	4	0	0	6	3
E	ALM	95	0	0	0	0	0	0	0	0
Møre og Romsdal	ALM	924	4	2	8	3	2	6	237	62
A	KII	12	100	100	100	100	100	100		**
B	KII	0	--	--	--	--	--	--		0
C	KII	268	83	0	0	70	2	2		0
D	KII	30	100	100	100	26	26	26	100	13
E	KII	698	0	0	0	0	0	0	0	0
Møre og Romsdal	KII	1008	26	4	4	21	3	3		

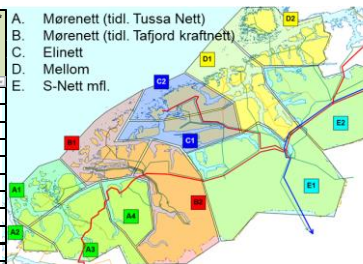
*) Transmisjonsnett, under vurdering **) Anleggskraft industriutbygging

Lysbilde 12: Vurdering av regionalnettspunkt med manglende nettreserve, sammenstilling.

3. Dagens kraftsystem

Ledig innmatingskapasitet for ny produksjon (små kraftverk pr. kommune)

Område	Kommune	Innm. kapasitet [MVA]	Småkraftpotensial			Transf. stasjon info*			Begrensning		Tiltak***	Merknad****
			Konsesj. gitt	Konsesj. søkt	Sum aktuell	(a)	(b)	(c)	Nærmeste transf.st.	Andre**		
A	Hareid	50	0,0	0,0	0,0	1	0	2				
A	Herøy	> 50	0,0	0,0	0,0	1	1	2		1	1	
A	Sande	38	0,0	0,0	0,0	1	1	2				
A	Stranda	> 50	0,0	1,8	22,6	1	2	2	X	(2)	2	
A	Sykkylven	> 50	2,3	0,0	2,3	1	0	1				
A	Ulstein	> 50	0,0	0,0	0,0	2	0	1				
A	Vanylven	-2	1,3	0,0	2,2	1	1	2		3		M1
A	Volda	10	4,6	5,2	10,3	6	0	1		1	1	
A	Ørsta	9	5,0	3,1	14,7	3	0	1	X	1	1, X2	
B	Fjord	31	2,5	0,7	26,8	1	1	4				
B	Sula	> 50	0,0	0,0	0,0	1	0	1				
B	Vestnes	> 50	1,0	3,3	4,3	1	0	1				
B	Ålesund	9	1,6	0,0	1,6	6	0	4				
C	Aukra	> 50	0,0	0,0	0,0	0	1	3				
C	Gjemnes	> 50	0,0	0,0	0,0	0	1	1				
C	Hustadvika	> 50	0,0	0,0	0,0	2	1	0				
C/E	Molde	> 50	0,0	1,0	7,6	5	1	1				
D	Aure	0	0,0	0,0	0,0	3	0	1		4	4	
D	Averøy	31	0,5	0,0	0,5	2	0	1				
D	Kristiansund	0	0,0	0,0	0,0	3	0	1				
D	Smøla	0	0,0	0,0	0,0	1	0	1				
D	Tingvoll	0	0,9	0,0	0,9	3	0	1		4	4	
E	Heim	50	4,9	1,8	6,6	1	0	1		4	4	
E	Rauma	42	13,1	0,0	15,6	2	0	1				
E	Rindal	0	0,0	0,0	0,0	1	0	1				
E	Sunnadal	18	22,3	0,0	22,3	1	0	1				M2
E	Surnadal	0	4,9	0,0	8,5	2	0	1	X	4	4, X3	



Kommuner uten regional-/transmisjonsnettbegrensninger for ny produksjon
 Kommuner med kapasitet i regional-/og sentralnettet for deler (større enn 20 %) av potensialet. Kapasitet kan være avhengig av plassering i kommunen og kan være tilgjengelig i deler av året.
 Kommuner hvor det per i dag ikke er tilgjengelig kapasitet for ny produksjon (kap. mindre enn 20 % av potensialet) og hvor det må større investeringer i sentral- og/eller regionalnett til for å øke kapasiteten.

Kommentarer, se neste lysbilde

Lysbilde 13: Ledig innmatingskapasitet for ny produksjon, små kraftverk pr. kommune (1/2)

3. Dagens kraftsystem

Ledig innmatingskapasitet for ny produksjon (små kraftverk pr. kommune)

Kommentarer til forrige lysbilde:

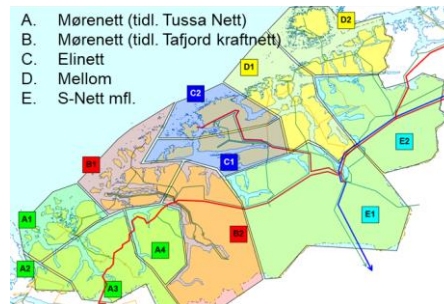
*) Transformatorstasjoninformasjon:
(a) Antall transformatorstasjoner i kommunen
(b) Antall nabokommuner med transformatorstasjon(er) som forsyner kommunen
(c) Antall kommuner som deler på felles transformatorstasjon(er)
***) Begrensninger (utenom nærmeste transformatorstasjon):
1 132/66 kV transformator i Haugen
2 Mulig begrensning på 66 kV seksjon på Tomasgard-Leivdal og 132/66 kV transf. i Leivdal i Sogn og Fjordane.
3 132/66 kV transformator i Bryggja
4 132 kV Ranes-Aura / 132 kV Nordheim-Kristiansund
****) Tiltak:
1 Ny 132 kV forbindelse Ørsta-Tussa (erstatte dagens 66 kV forb. Haugen-Tussa (utsatt, alternativt tiltak vurderes)
2 Ny 132 kV ledning Tomasgard-ny transf.st. i Hellesylt (prod.planer oppfyller ikke vilkår i konsesjon for tiltaket)
4 Etablere 420/132 kV transformering i Surma (Trollheim).
X1 Oppgradering av transformatorkapasitet i Åmøla (oppgrad med 30 % er utført og inkludert i kapasitetsvurderingen)
X2 Etablere 132/22 kV transf. i Ørsta ts.
X3 Etablere 66/22 kV transformator i Svorka.
****) Merknad
M1 Begrensningen ligger i Sogn og Fjordane og er noe usikker.
M2 Potensialet inkluderer Smøvoll kraftverk, hvor hel eller delvis mating mot Trøndelag er aktuelt.

Lysbilde 14: Ledig innmatingskapasitet for ny produksjon, små kraftverk pr. kommune (2/2)

3. Dagens kraftsystem

Ledig innmatingskapasitet for ny produksjon (større kraftverk)

Høyeste og laveste innmatingskapasitet for transformator-/koblingsstasjoner i delområder fordelt på tilgjengelige spenningsnivå ≥ 132 kV ved hhv. N-1 (normal dimensjonering) og intakt nett (potensielt nivå forutsatt bruk av systemvern).



Område	N-1 (verste utfall)								N-0 (intakt nett)							
	300 kV				420 kV				300 kV				420 kV			
	Min	Maks	Min	Maks	Min	Maks	Min	Maks	Min	Maks	Min	Maks	Min	Maks		
A1	120	155					120	155	288	354					288	354
A3	28	30			306	306	28	306	229	299			3028	3028	229	3028
A4	21	71			306	306	21	306	21	165			2759	2759	21	2759
B1	134	216					134	216	215	494					215	494
B2	157	211			900	900	157	900	261	435			2651	2651	261	2651
C1	2	3					2	3	196	251					196	251
C2	3	19				19	3	19	132	791			1193	1463	132	1463
D1	-463	-438					-463	-438	-180	-172					-180	-172
D2	-258	-205					-258	-205	-107	-87					-107	-87
E1	1	725	593	593	593	1241	1	1241	33	1191	2112	2112	2366	2500	33	2500
E2	-176	-146			1333	1333	-176	1333	-60	-46			3108	3108	-60	3108

Ref. stadium 2020. De mest relevante endringene så langt etter 2020 er idriftsettelse av Haram vindkraftverk (34 MW) og økt kapasitet på 132 kV Haugen-Ryste-Håheim. Disse tiltakene har påvirket innmatingskapasiteten i ytre områder av Sunnmøre (område A1 og B1) i hhv. negativ og positiv retning. Skala for fargelegging er 0-1000 MW

Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2022
Elinett / juni 2022

15

elinett
Alltid på

Lysbilde 15: Ledig innmatingskapasitet for ny produksjon, store kraftverk

3. Dagens kraftsystem

Andre energibærere enn el.

Fjernvarmeanlegg og lokale varmesentraler i MR

Kilde: Fjernkontrollen.no m.fl.

Nett-område	Eier	Kommune	Sted	Type	Mottaker	Normal prod. [GWh/år]	Kommentar
Elinett	Gjemnes kommune	Gjemnes	Batnfjordsøra	Olje/elkjel	Komm. bygg	1.0	
Elinett	Istad Kraft	Molde	Årø	Flis, gass	Industri- og næringsvirksomhet, bolig	9.0	
Elinett	Istad Kraft	Molde	Molde vest	Elkjeler	Offentlige bygg	2.2	
Elinett	Neset kommune	Neset	Eresfjord, Eidsvåg	Lokal varmesentral, flisfyring og el	Skoler	1.0	To anlegg
Elinett	Tine Meierier Elnesv.	Fræna	Elnesvågen	Bioenergi (flis)	Prosess egen virks.	14.0	Oppstart 23.2.2016
Tinda Nett	Stranda kommune	Stranda	Stranda	Fjernvarme, trepellets	Ringstad skole og Stranda omsorgsenter	1.0	
SuNett	Sunnal Energi	Sunnal	Sunnalsøra	Spillvarme fra smelteverk, gasskjel	Sunnalsøra sentrum og Hydro	26.0	Kapasitet med utv. 35 GWh. 2019: maks 8 MW
S-Nett	Svorka Energi	Sumadal	Sumadal	Fjernvarme, briketter, flis, el, olje	Sumadal sentrum, næring og offentlige bygg, samt boliger	6.0	
Straumen Nett	Sykkylven kommune	Sykkylven	Sykkylven	LVS, pellets	Sykkylven bo og aktivitetssenter	2.0	
Mellom Nordvest-nett	Tingvoll flis og Vestnes kommune	Tingvoll	Tingvoll	Fjernvarme, flis	Offentlige bygg	3.0	
		Vestnes	Helland	Varmesentral flis, olje, el	Hellandheimområdet, komm. bygg	3.0	
Mørenett	Tafjord Kraftvarme	Ålesund	Grautneset, Ålesund sentrum	Fjernvarme, søppelforbr., elkjel (spiss) og elektrokjel (reserve)	Næringsbygg, og noe privat hush.	125.0	
Mørenett	Tussa Energi	Ørsta	Mosflata (sentrum)	Biobrensel (2,5 MW) og propan (4,0 MW)	Tine Ørsta, Foraform og Ørsta kommune	9.8	Kapasitet 10 GWh/år (gass ca. 5 %)
Mørenett	Ullstein Fjernvarme	Ullstein	Ullsteinvik	Omgivelsesvarme (93 %), fleksibel el		3.9	Nytt i 2016.
Total						207	

Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2022
Elinett / juni 2022

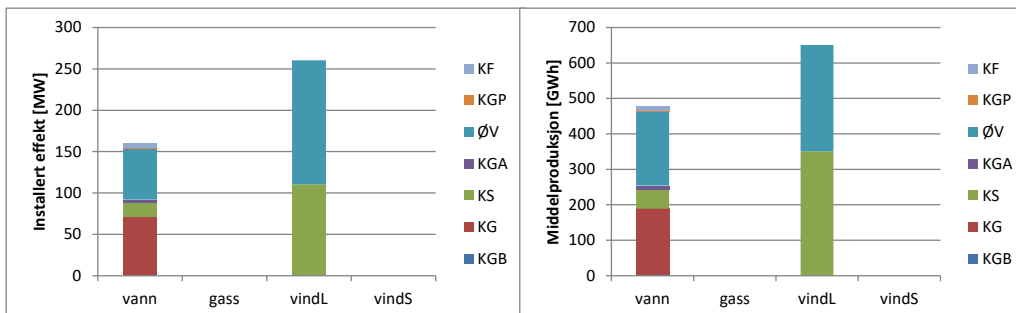
16

elinett
Alltid på

Lysbilde 16: Statistikk for stasjonær energibruk i Møre og Romsdal i 2008. Fjernvarmeanlegg og lokale varmesentraler i Møre og Romsdal.

4. Framtidige overføringsforhold

Ny produksjon



Inkluderte prosjekter ("aktuelle"):

- KGB = konsesjon gitt, bygging startet*
- KG = konsesjon gitt (NVE og/eller endelig)
- KGA = konsesjon gitt, vedtak anket.
- KS = konsesjonssøkt
- FM = forhåndsmeldt
- KGP = konsesjon gitt, planlegging avsluttet
- KF = vedtatt konsesjonsfritt
- ØV = øvrig

*) Ikke uttømmende liste, bygging kan også ha startet i gruppe KG.

Ikke inkluderte prosjekter

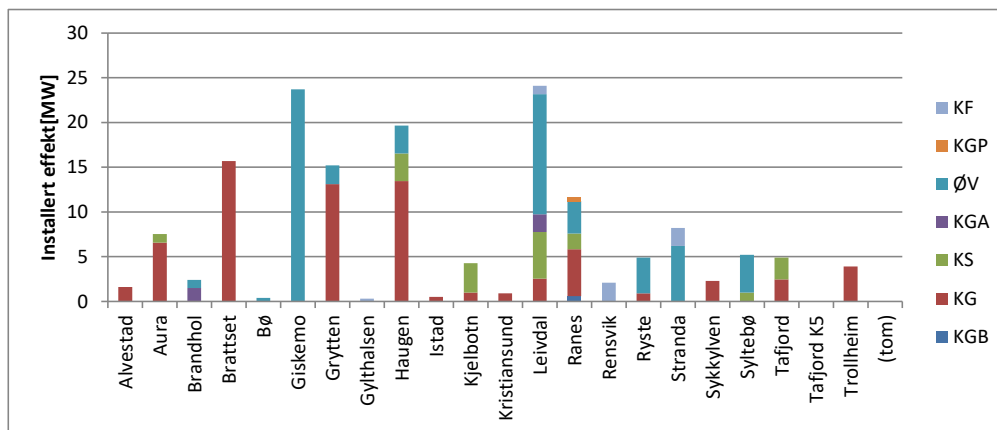
- KAA = konsesjon avslag (NVE), anket
- FMI = forhåndsmeldt, ikke tatt til behandling av NVE
- FMA = forhåndsmeld, planlegging avsluttet
- KSA = konsesjon søkt, planlegging avsluttet
- KAE = konsesjon avslag uten anke (endelig)
- KAI = negativ innstilling til OED/Fylkeskommunen
- KAO = konsesjon avslag OED
- ØVA = øvrig, planlegging avsluttet

Lysbilde 17: Aktuelle produksjonsutvideleser. Statusgrupper

4. Framtidige overføringsforhold

Vannkraft

Aktuelle vannkraftprosjekter referert nærmeste eksisterende regional/transmisjonsnettsstasjon med 132 kV.

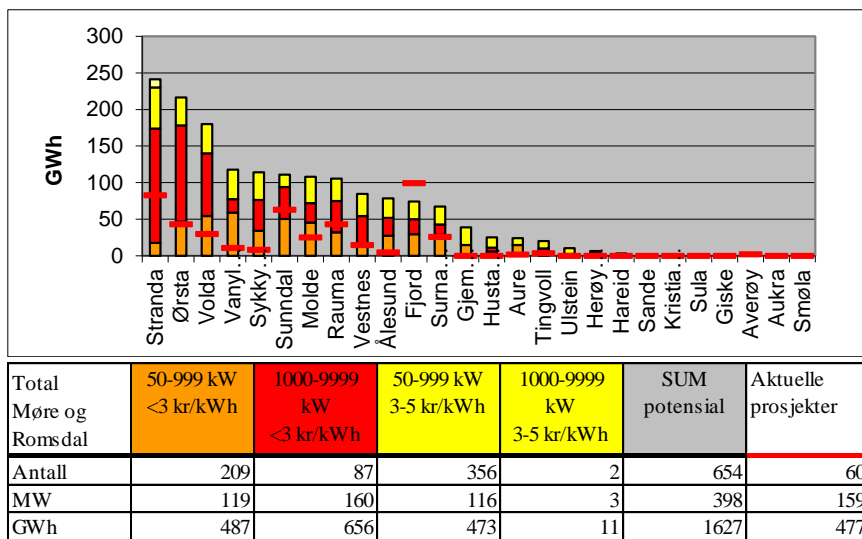


Lysbilde 18: Aktuell ny vannkraftproduksjon

4. Framtidige overføringsforhold

Vannkraft

NVE ressurskartlegging (automatisert)
 Aktuelle prosjekter (meldt/omsøkt, under planlegging)



Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2022
 Elinett / juni 2022

19

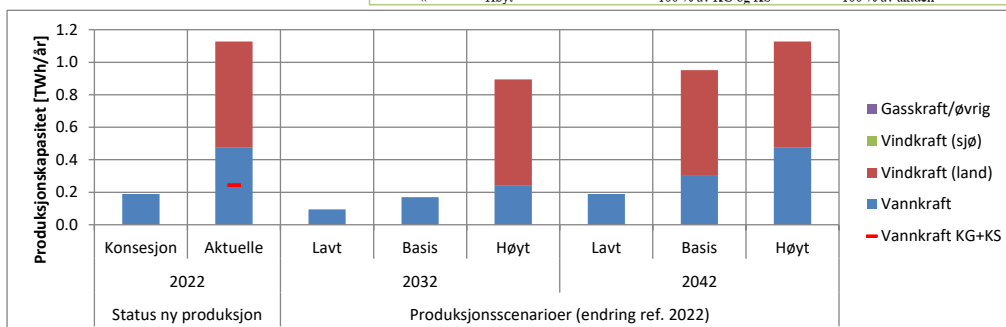


Lysbilde 19: NVE ressurskartlegging for ny småkraftproduksjon.

4. Framtidige overføringsforhold

Produksjonsscenarioer

Type	Scenario / stadium →	2032	2042
Vannkraft	Lavt	50 % av KG	100 % av KG
	« Basis	Gjennomsnitt av lavt og høyt	Gjennomsnitt av lavt og høyt
	« Høyt	100 % KG og KS	100 % av aktuell
Vindkraft	Lavt	Ingen	Ingen
	« Basis	100 % av KG på land (0)	100 % av aktuell på land
	« Høyt	100 % av KG og KS	100 % av aktuell



	Idrift 2022	Status ny produksjon		Produksjonsscenarioer (endring ref. 2022)					
		2022		2032			2042		
		Konsesjon	Aktuelle	Lavt	Basis	Høyt	Lavt	Basis	Høyt
Vannkraft	6.96	0.19	0.48	0.09	0.17	0.24	0.19	0.30	0.48
Vindkraft (land)	0.49	0.00	0.65	0.00	0.00	0.65	0.00	0.65	0.65
Vindkraft (sjø)	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gasskraft/øvrige	0.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	7.65	0.19	1.13	0.09	0.17	0.89	0.19	0.95	1.13

KG = konsesjon gitt, KS = konsesjon søkt.

Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2022
 Elinett / juni 2022

20



Lysbilde 20: Produksjonsscenarioer

4. Framtidige overføringsforhold

Scenarier alminnelig forsyning - tre bidrag (1/4)

1. Tradisjonell last innen alminnelig forsyning
2. Elektrifisering av transport
3. Aktuelle tilknytninger med uttak på 1-25 MW, unntatt elektrifisering av transport.

Tre scenarier:

- Høyt
- Basis
- Lavt

Lysbilde 21: Forutsetninger for scenarier for alminnelig forsyning del 1.

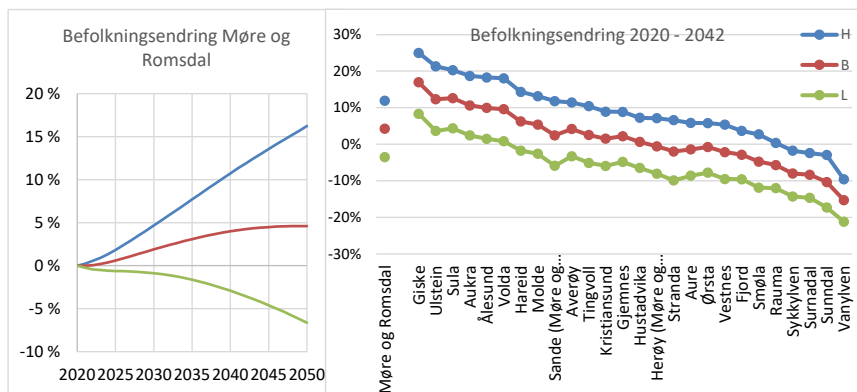
4. Framtidige overføringsforhold

Scenarier alminnelig forsyning - tre bidrag (2/4)

1. Tradisjonell last innen alminnelig forsyning

Last- og forbruksvekst i % settes lik befolkningsvekst i %

Høy = HHMH, **B**asis = MMMM, **L**av = LLLM.



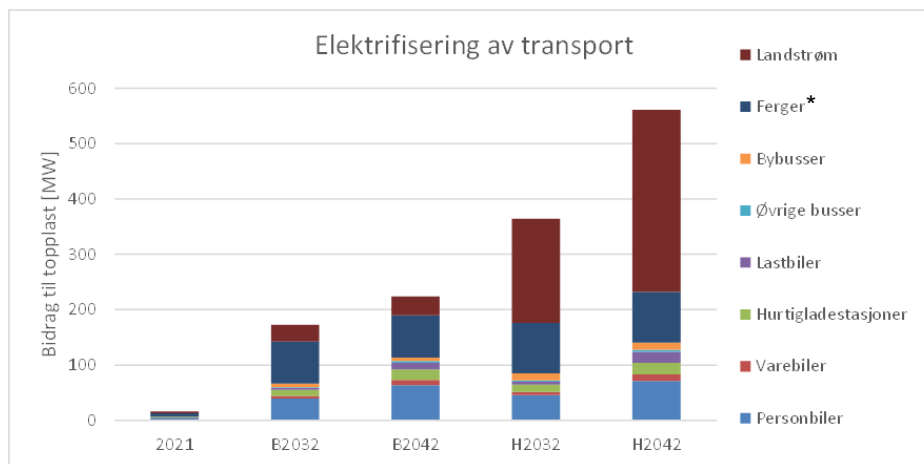
Scenarier for befolkningsendring i % ref. 2020 for hhv. Møre og Romsdal (t.v.) og pr. kommune (t.h.). Dataunderlag fra [SSB](#).

Lysbilde 22: Forutsetninger for scenarier for alminnelig forsyning del 2.

4. Framtidige overføringsforhold

Scenarier alminnelig forsyning – tre bidrag (3/4)**2. Elektrifisering av transport**

Rammer fra NVE (bearbeidet og fordelt ned på transf.st.nivå).
Noen tilpasninger for landstrøm. Egne tall for fergelading.



*) 2021: estimert gjennomsnitt i topplasttiden, scenarier: sum makseffekt ved lading, uten sammenlagring

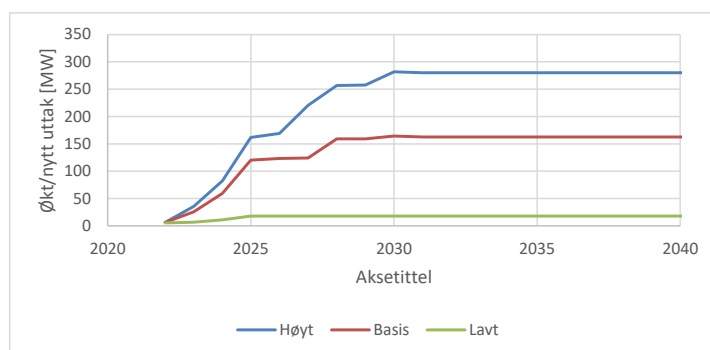
Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2022
Elinett / juni 2022

23

elinett
Alltid på

Lysbilde 23: Forutsetninger for scenarier for alminnelig forsyning del 3.

4. Framtidige overføringsforhold

Scenarier alminnelig forsyning – tre bidrag (4/4)**3. Aktuelle tilknytninger med uttak på 1-25 MW, unntatt elektrifisering av transport.**

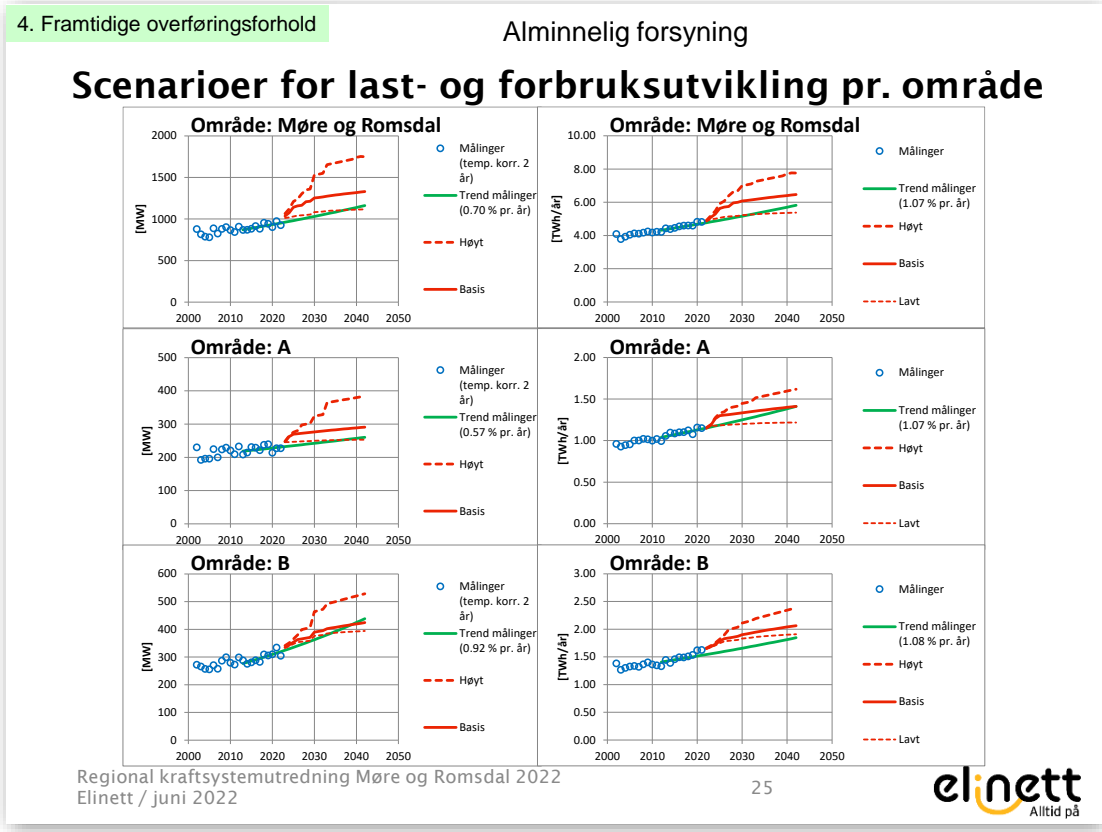
Scenario			Vurdert sannsynlighet		Status	
Lavt	Basis	Høyt	#	Beskrivelse	#	Beskrivelse
X	X	X	1	100 %	0	Under bygging/bygget
	X	X	1	Fått tilknytning	1	Fått tilknytning
	X	X	2	50-100%	2	Konkrete planer - søkt om tilknytning
		X	3	0-50 %	3	Usikre planer – ikke søkt tilknytning
			4	"Ukjent"	4	"Ukjent"

Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2022
Elinett / juni 2022

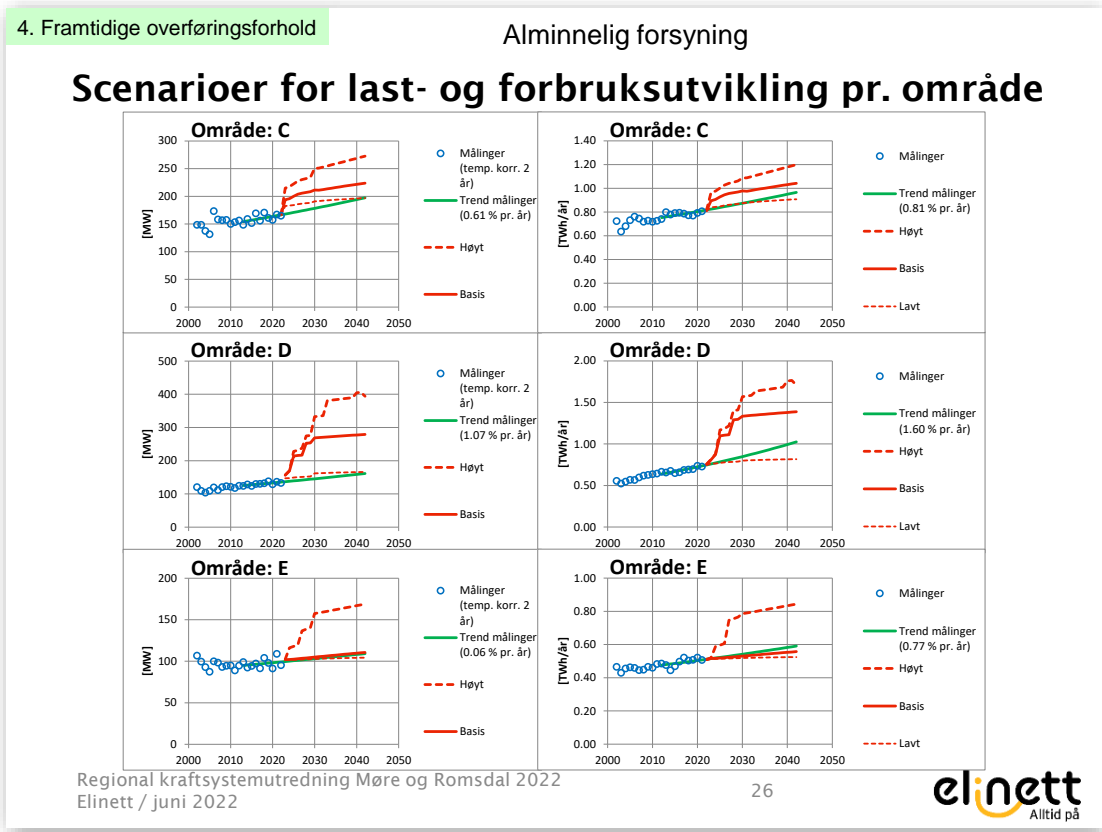
24

elinett
Alltid på

Lysbilde 24: Forutsetninger for scenarier for alminnelig forsyning del 4.



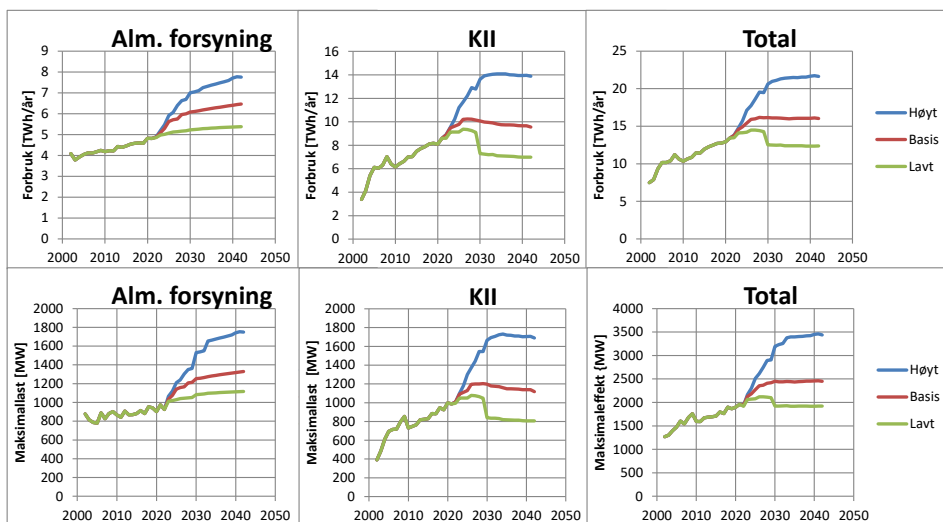
Lysbilde 25: Scenarier for last- og forbruksutvikling innen alminnelig forsyning pr. område, del 1. Alle målinger er temperaturkorrigererte.



Lysbilde 26: Scenarier for last- og forbruksutvikling innen alminnelig forsyning pr. område, del 2. Alle målinger er temperaturkorrigererte.

4. Framtidige overføringsforhold

Scenarier for last- og forbruksutvikling, total



Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2022
Elinett / juni 2022

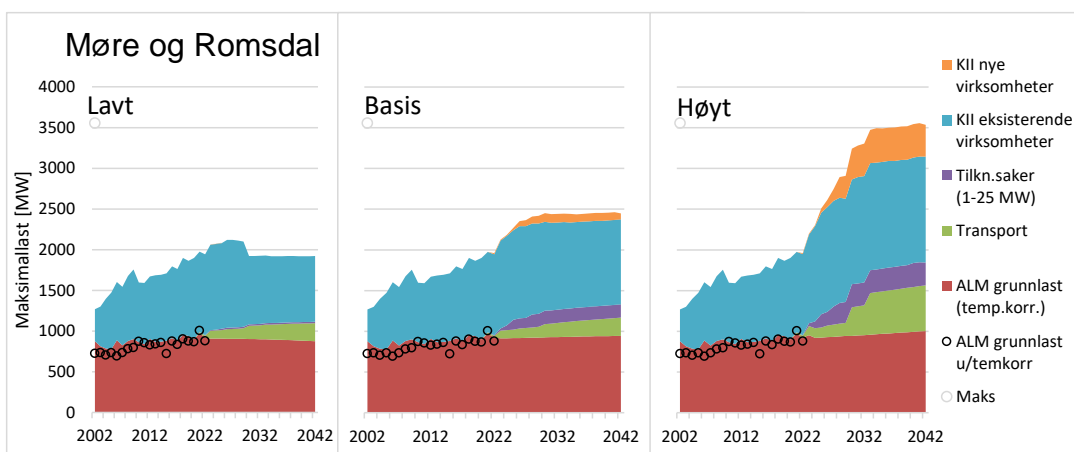
27



Lysbilde 27: Scenarier og maksimallast og kraftforbruk pr. år for Møre og Romsdal

4. Framtidige overføringsforhold

Scenarier for lastutvikling, total Møre og Romsdal



Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2022
Elinett / juni 2022

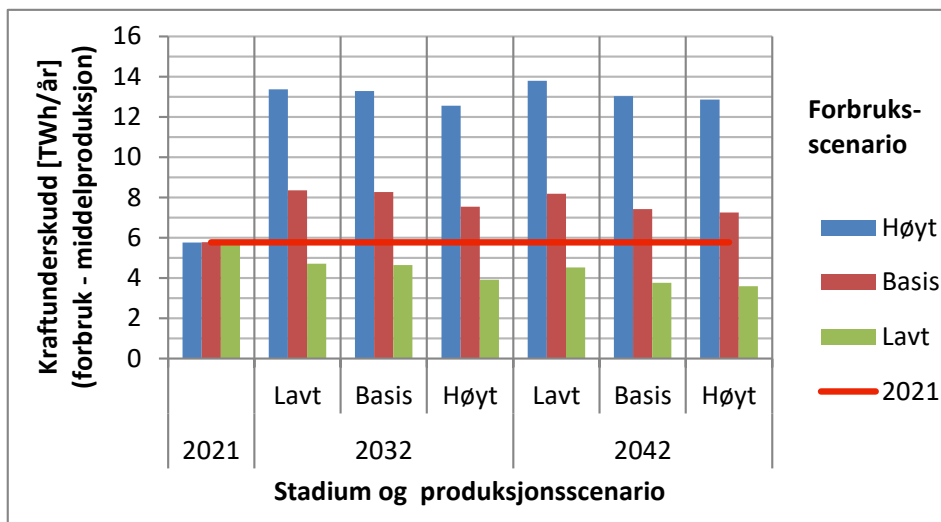
28



Lysbilde 28: Scenarier for maksimallast for Møre og Romsdal fordelt på tre bidrag innen **al**minnelig forsyning og for hhv. eksisterende og nye virksomheter innen **kraft**intensiv industri.

4. Framtidige overføringsforhold

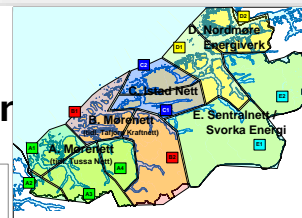
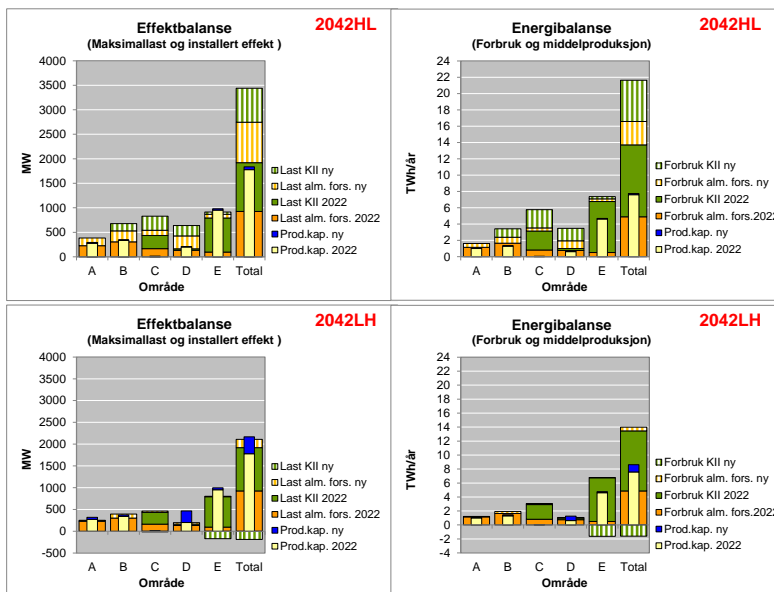
Kraftbalanser (underskudd) ved kombinasjoner av produksjons- og forbruksscenarioer



Lysbilde 29: Kraftbalanser med kombinasjoner av produksjons- og forbruksscenarioer

4. Framtidige overføringsforhold

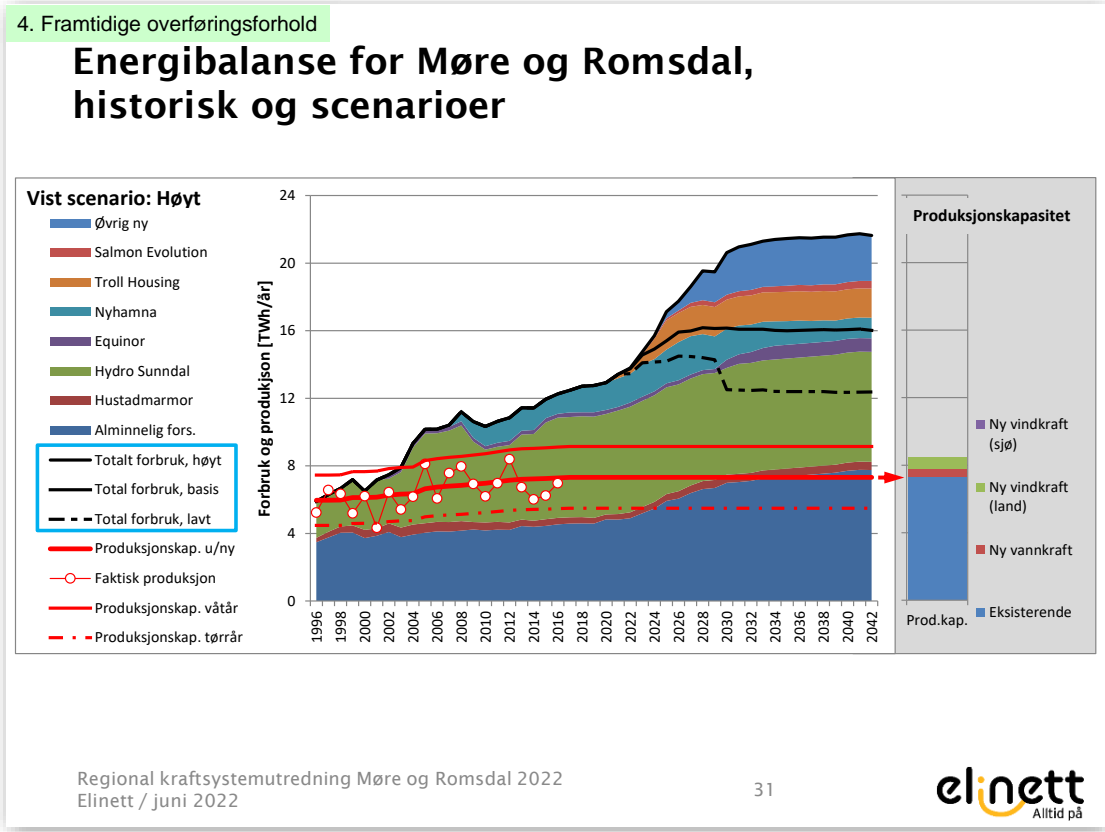
Kraftbalansescenarioer for delområder



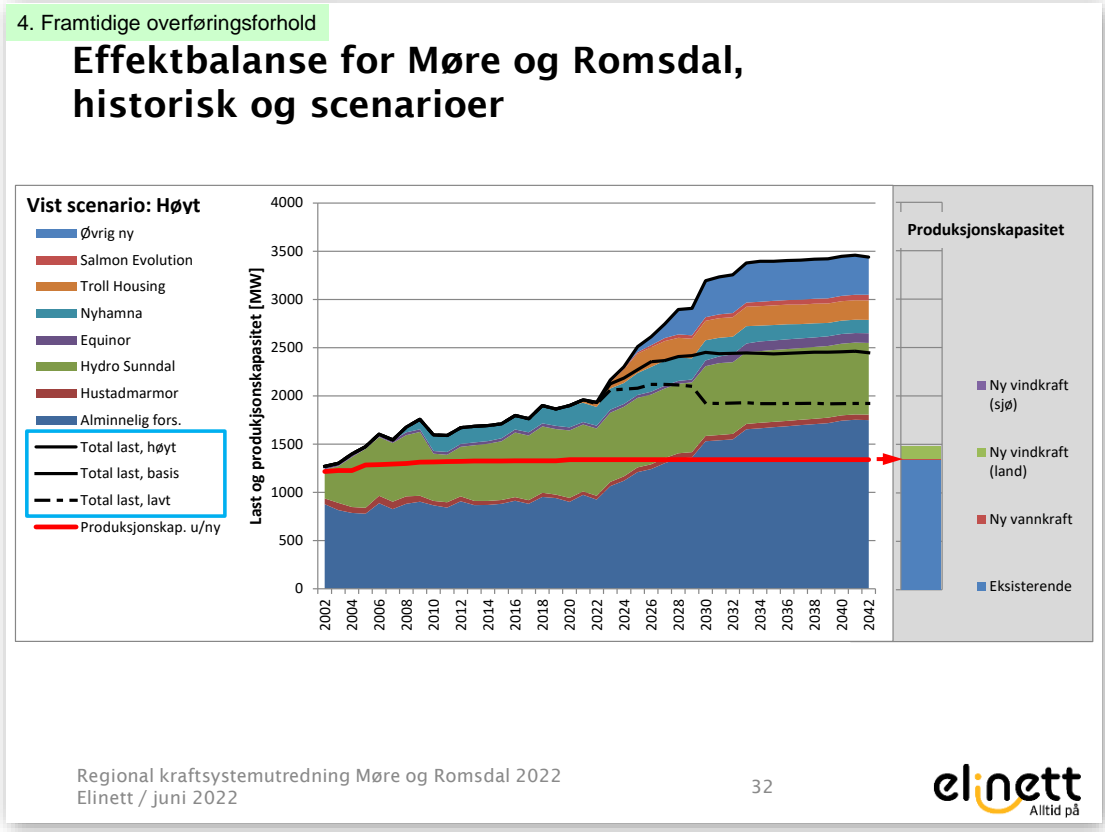
Stadium 2042 med Høyt lastscenario og Lavt produksjons-scenario

Stadium 2042 med Lavt lastscenario og Høyt produksjons-scenario

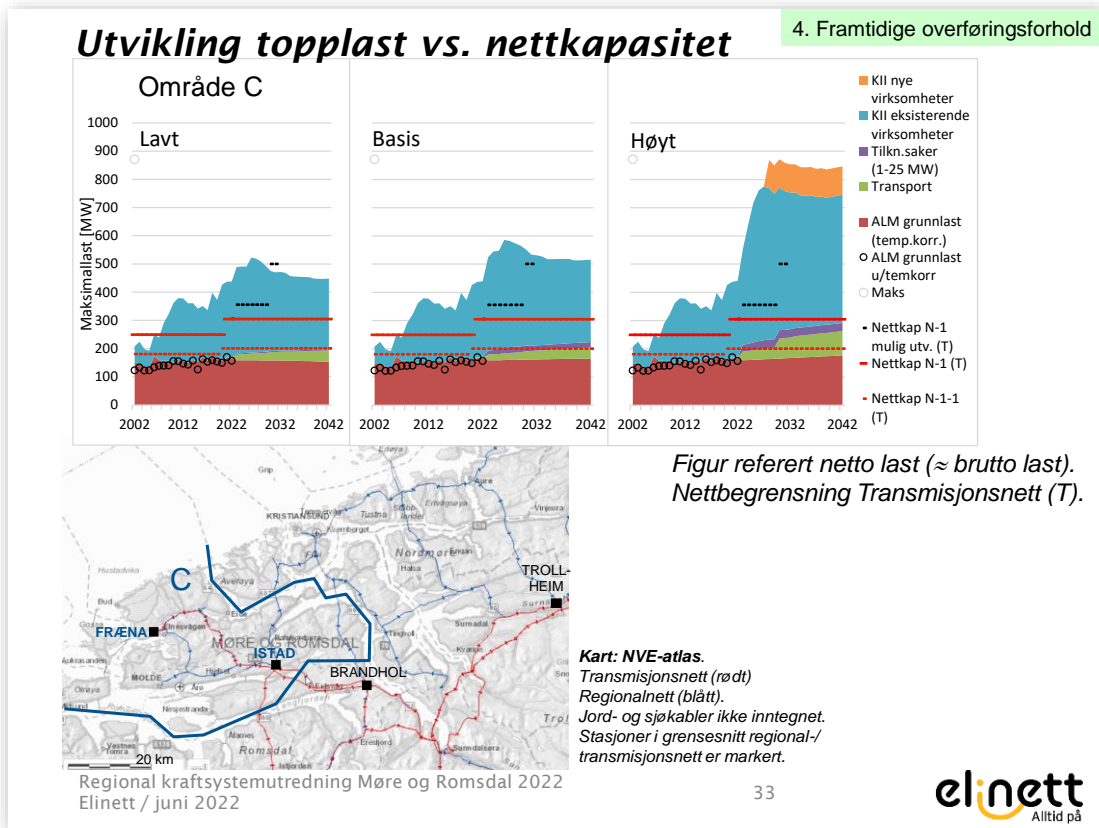
Lysbilde 30: Kraftbalansescenarioer for delområder



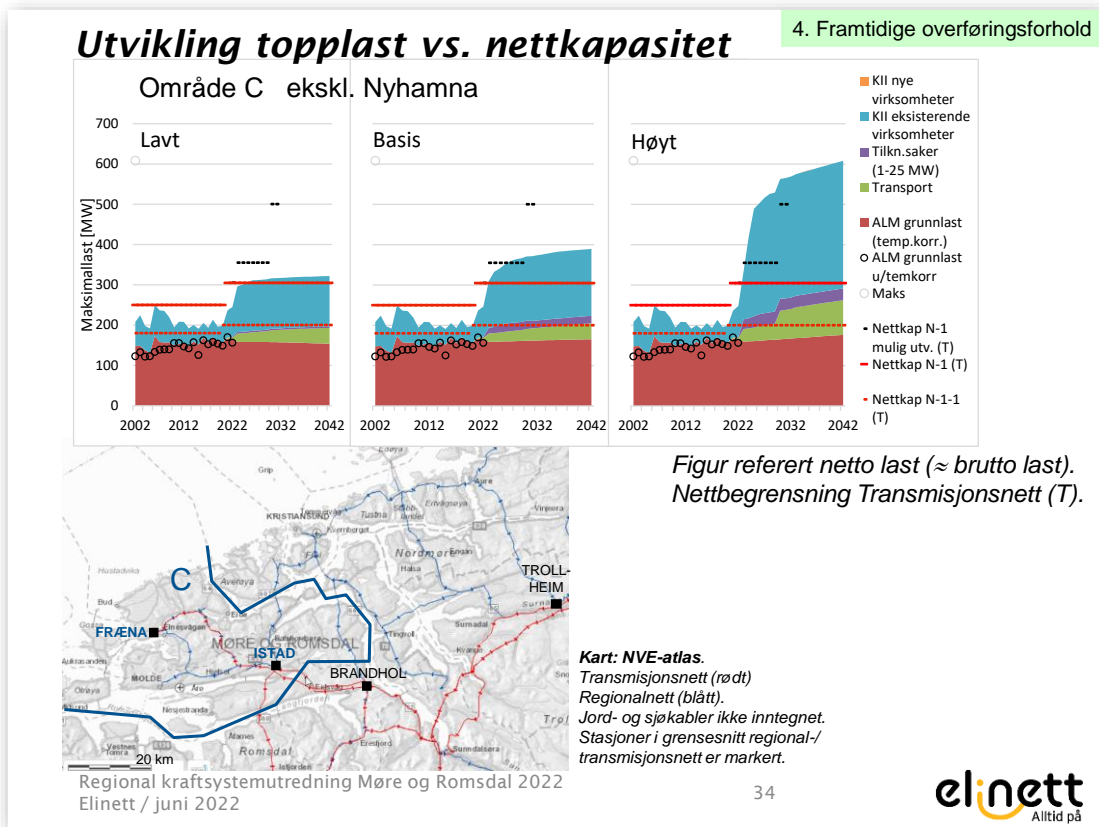
Lysbilde 31: Scenarier forbruk (energi) for Møre og Romsdal



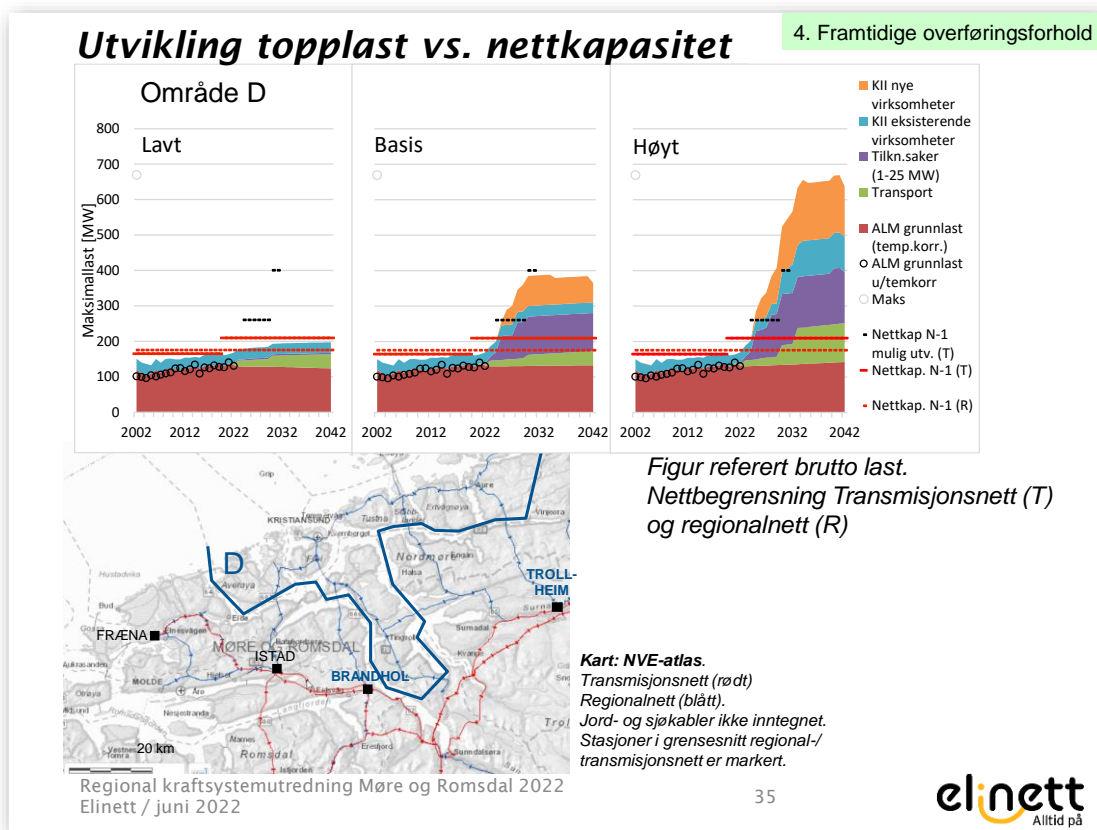
Lysbilde 32: Scenarier maksimallast (effekt), inkl. uprioritert, for Møre og Romsdal



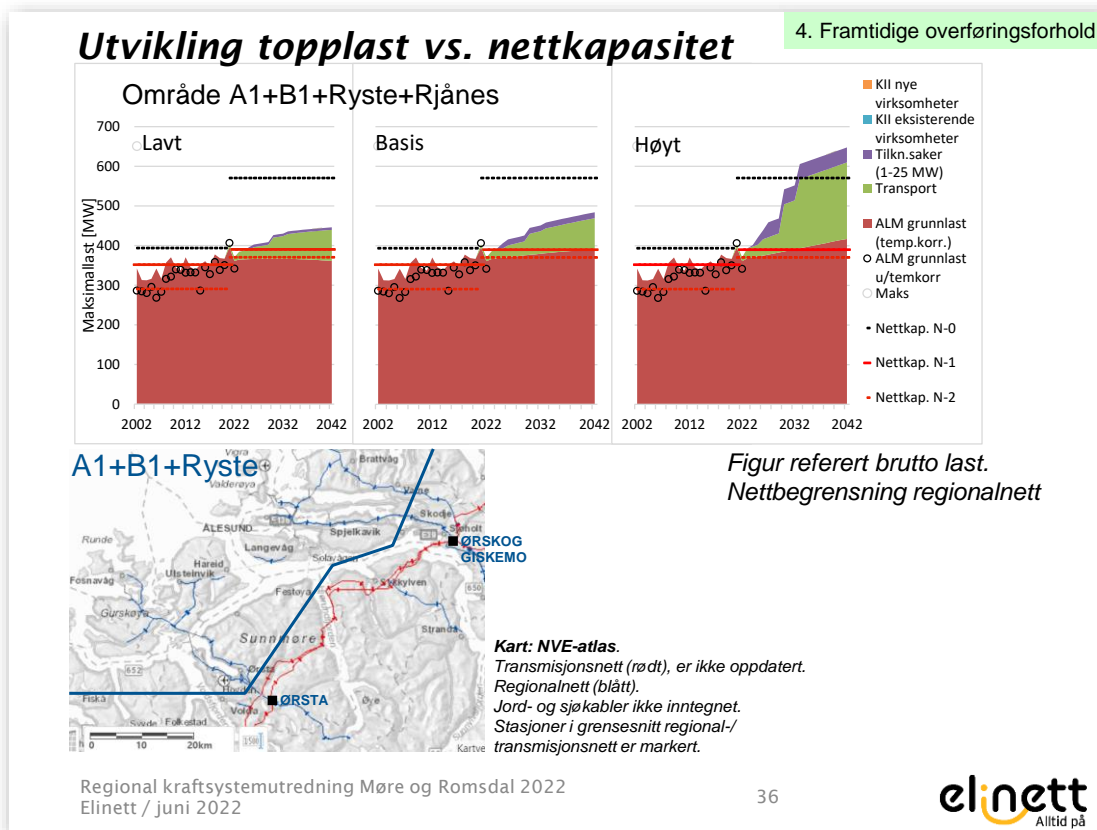
Lysbilde 33: Historikk og scenarier for maksimallast i område C inkl. Nyhamna sammenlignet med nettkapasitet.



Lysbilde 34: Historikk og scenarier for maksimallast i område C ekskl. Nyhamna sammenlignet med nettkapasitet.



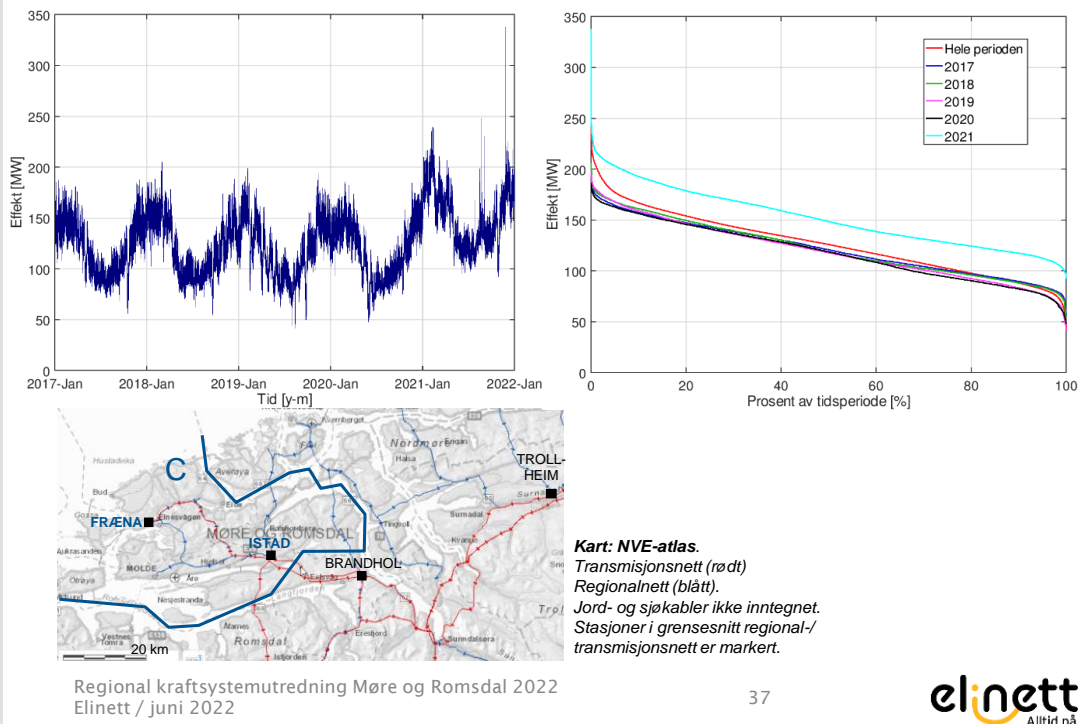
Lysbilde 35: Historikk og scenarier for maksimallast i område D (Mellom) sammenlignet med nettkapasitet.



Lysbilde 36: Historikk og scenarier maksimallast for område A1+B1+Ryste (deler av Mørenett) sammenlignet med nettkapasitet.

4. Framtidige overføringsforhold

Historikk innmating til område C, ekskl. Nyhamna



Lysbilde 37: Historikk innmating til område C, ekskl. Nyhamna, for årene 2015-2019. T.v.: timesverdier kronologisk, t.h.: timesverdier sortert (varighetskurver).

5. Forventede tiltak og investeringsbehov

Aktuelle tiltak - begrunnelser

- Nye anlegg og oppgradering av eksisterende anlegg
 - P: Ny produksjon
 - L: Lastøkning
 - K: Kapasitetsøkning (økt overføringsbehov av mer sammensatte årsaker).
 - R: Reinvesteringsbehov (alder/tilstand)
 - F: Forsyningsikkerhet
 - O Omstrukturering
(sekundær nytte er angitt i parentes).
- Sanering av eksisterende anlegg
 - Endrede forutsetninger med bl.a. etablering av nye 420 kV ledninger kan gi redusert nytte for enkelte av eksisterende 66 og 132 kV ledninger.
 - Avbøtende tiltak ved etablering av nye ledninger på høyere spenningsnivå
 - Manglende lønnsomhet ved reinvestering kan medføre sanering når ledningenes levetid er utgått.

Lysbilde 38: Oversikt over begrunnelser for aktuelle tiltak

5. Forventede tiltak og investeringsbehov

Aktuelle tiltak Nye anlegg og oppgradering av eksisterende anlegg i regionalnettet (1/3)

Kap.	Tiltak	Inv. kostn. [MNOK]	Tiltakshaver	Status mai 2022	Forventet driftsettelse	Δlj (A) 132 kV ***	Last-scen.	Prod. scen.	Begrunnelse
6.1.1	Reinvestering/spenningsoppgradering av sjøkabelseksjon Rokset-Stokke	40	Mellom	Konsesjon. Under gjennomf.	2023	29	Alle	Alle	RLF
6.1.2	Ny 132 kV ledning Engviklia - Bruvoll	10	Mellom	Konsesjon. Under planl.	2023	1	Alle	Alle	RLF
6.1.3	Reinvestering/spenningsoppgradering Rensvik-Engviklia	45	Mellom	Konsesjonssøkt.	2024	6	Alle	Alle	RLF
6.1.4	Reinvestering/spenningsoppgradering Bruvoll-Istad	95	Mellom	Konsesjonssøkes	2026-28	20	Alle	Alle	RLF
6.1.5	Reinvestering og spenningsoppgradering av Bruvoll transformatorstasjon.	80-100	Mellom	Konsesjonssøkes	2026-28	lite	Alle	Alle	RLF
6.1.6	Reinvestering 66 kV ledning Reinset-Ulvund (produksjonsradial)	Ikke oppgitt	Mellom	Pågår	2022	lite	Alle	Alle	R
6.1.7	Tjeldbergodden, ny transformatorstasjon	100-120	Mellom	Konsesjonssøkt	2025	lite	Alle	Alle	LF
6.1.8	Ny 132 kV ledning til Tjeldbergodden	100-140	Mellom	Under utvikling	2027-29	17			
6.1.9	Nordheim transformatorstasjon, oppgradering av 66/22 kV transformator	10	Mellom	Under utredning	2022	0	Alle	Alle	L
6.1.10	Nordlandet transformatorstasjon, utvidelse med 1-2 transformatorer	10-20	Mellom	Under utredning	2025-2030	0	Alle	Alle	RO
6.1.11	Reinvestering/oppgradering av sjøkabelseksjon på 132 kV Nordheim-Kristiansund	70	Mellom	Under utredning	Uavklart	-79	Alle	B.H (L)	PR
6.1.12	Reinvestering/oppgradering av sjøkabelseksjoner på 132 kV Brandhol-Rensvik	105	Mellom	Under utredning	Uavklart	-95	B. H. (L)	Alle	LR
6.1.13	Nett-tilknytning for Skardsøya vindkraftverk	60	Njordr	Konsesjonssøkt	2022+	29	Alle	B.H	P
6.1.14	Moldeli transformatorstasjon, oppgradering/reinvestering	90-120	Elinett	Under utredning	2030-2040	0+	H.B (L)	Alle	LR
6.1.15	Reinvestering av 132 kV ledningen Istad-Eidseter-Årødal 1	100	Elinett	Under utredning	2036/uavkl.	0	Alle	Alle	R
6.1.16	Reinvestering av 132 kV ledningen Årødal-Moldeli 1	28	Elinett	Under utredning	2038	0	Alle	Alle	R
6.1.17	Reinvestering av 132 kV ledningen Årødal-Hauglia-Fræna	65	Elinett	Under utredning	2033-35	0	Alle	Alle	R
6.1.18	Ny 132 kV forbindelse Moldeli-Jendem/Aukra-Tornes/Indre Harøya	---	Elinett	Tidligfase, utredn. aktuelt.	---	70-150	---	---	LF
6.1.19	Reinvestering av 132 kV ledningen Bolli-Fræna	57	Elinett	Under utredning	2034/53-63	0	Alle	Alle	R
6.1.20	Økt transformator kapasitet fra 2x30 til 3x50 MVA i Fræna transformatorstasjon.	60	Elinett	Under bygging	2022-23	0	Alle	Alle	L

*) Produksjonsanlegg og/eller anlegg hvor kostnader ikke er tilgjengelig. **) Tiltak i 22 kV nettet. ***) Tiltakets virkning på jordfeilstrom (A) i 132 kV nettet.

Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2022
Elinett / juni 2022

39

elinett
Alltid på

Lysbilde 39: Aktuelle nye anlegg og oppgradering av eksisterende anlegg i regionalnettet (1/3)

5. Forventede tiltak og investeringsbehov

Aktuelle tiltak Nye anlegg og oppgradering av eksisterende anlegg i regionalnettet (2/3)

Kap.	Tiltak	Inv. kostn. [MNOK]	Tiltakshaver	Status mai 2022	Forventet driftsettelse	Δlj (A) 132 kV ***	Last-scen.	Prod. scen.	Begrunnelse
6.1.21	Etablering av ny 132/22 kV transformatorstasjon for forsyning av Troll Housing BT4	100	Troll Housing/Elinett	Avventes	2024+	15	Høyt	Alle	L
6.1.22	Tiltak for forsyning av Salmon Evolution på Indre Harøya.	116	Elinett	Under planlegging	2021+	113-144	Basis	Alle	L
6.1.23	Alvestad transformatorstasjon, oppgraderinger og reinvesteringer.	60	Mørenett	Under planlegging	2028	0	Alle	Alle	RLP
6.1.24	Giskemo transformatorstasjon, oppgraderinger og reinvestering	200	Mørenett	Konsesjonsgitt Under bygging	2022-25	0	Alle	Alle	R
6.1.25	Kjelbotn transformatorstasjon, oppgraderinger og reinvesteringer.	60	Mørenett	Under utredning	2035	0	Alle	Alle	R
6.1.26	Områdeanalyse Vestnes		Mørenett	Tidlig fase					L
6.1.27	Hareidsberget, reinvestering og oppgradering av transformator	40	Mørenett	Konsesjonssøkes 2022	2025	0	B, H	Alle	FR
6.1.28	Holen transformatorstasjon, utvidelse med T3	25	Mørenett	Under utredning	2025-2030	0	B, H	Alle	LF
6.1.29	Framtidig forsyning av Digernes/Vatne/Skodje	100-160	Mørenett	Tidlig fase	Uavklart	0	-	-	FL
6.1.30	Reinvestering av sjøkabelseksjoner på 132 kV forbindelsen Alvestad-Nørve.	80	Mørenett	Under utredning	2026	-63	Alle	Alle	R
6.1.31	Oppgradering/reinvestering av 66 kV forbindelsen Håheim-Hareidseidet/Ulstein	50	Mørenett	Under planlegging	Innen 2030	5	Alle	Alle	RF
6.1.32	Ny 66(132) kV ledning Djupvik-Sandvikskaret	31	Mørenett	Konsesjon, under prosjektering	2023	(2)	Alle	Alle	F
6.1.33	Reinvestering 66 kV Håheim - Ryssenaset	30	Mørenett	Tidligfase	2035-2040	(3)	Alle	Alle	R
6.1.34	Elsbø transformatorstasjon, reinvestering av transformator	2-12	Mørenett	Under utredning	2035	0	Alle	Alle	R
6.1.35	Ulstein transformatorstasjon, reinvestering/oppgradering/flytting.	100	Mørenett	Under utredning	2028	lite	Alle	Alle	LFOR
6.1.36	Gursken transformatorstasjon, utvidelse med en transformator	12-15	Mørenett	Under utredning	2030	0	B, H	Alle	LF
6.1.37	Rjånes transformatorstasjon, reinvestering og oppgradering	Under utr.	Mørenett	Under utredning	2027	lite	B,H	Alle	ROLF
6.1.38	Håheim transformatorstasjon, reinvestering	35	Mørenett	Under utredning	2028	lite	Alle	Alle	RO
6.1.39	Håheim transformatorstasjon, forbi kobling av 66 kV samleskinne.	6	Mørenett	Konsesjon gitt	2023	0	Alle	Alle	F

*) Produksjonsanlegg og/eller anlegg hvor kostnader ikke er tilgjengelig. **) Tiltak i 22 kV nettet. ***) Tiltakets virkning på jordfeilstrom (A) i 132 kV nettet.

Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2022
Elinett / juni 2022

40

elinett
Alltid på

Lysbilde 40: Aktuelle nye anlegg og oppgradering av eksisterende anlegg i regionalnettet (2/3)

5. Forventede tiltak og investeringsbehov

Aktuelle tiltak Nye anlegg og oppgradering av eksisterende anlegg i regionalnettet (3/3)

Kap.	Tiltak	Inv. kostn. [MNOK]	Tiltakshaver	Status mai 2022	Forventet driftsettelse	Δlj (A) 132 kV ***	Last-scen.	Prod. scen.	Begrunnelse
6.1.40	Reinvestering/oppgradering av sjøkabel Eiksund-Rjånes på 66 kV forbindelsen Haugen-Riånes-Håheim	75	Mørenett	Konsesjonssøkt 2022	2024-25	45	Alle	Alle	ROLF
6.1.41	Reinvestering/oppgradering av ledningsseksjoner på 66 kV forbindelsen Haugen-Riånes-Håheim	85	Mørenett	Under utredning	Innen 2030	11	B, H	Alle	ROLF
6.1.42	Reinvestering/oppgradering av 66 kV forbindelsene Haugen-Tussa	110	Mørenett	Konsesjon gitt og utgått	2035	40	Alle	Alle	RP
6.1.43	Reinvestering/oppgradering av 66 kV ledning Haugen-Rotevassdalen (Vikebygd2)	8	Mørenett	Under utredning	2026	1	Alle	Alle	RO
6.1.44	Sanering i Bondal og Haugen, og etablering av 132/22kV transformering i Ørsta	75	Mørenett	Konsesjonsgitt	2024-25	lite	Alle	Alle	ROP
6.1.45	Reinvesteringer i Åmela/Åheim-området.	70	Mørenett (/Linja)	Under utredning	2036	(Linja)	Alle	Alle	R
6.1.46	Åheim transformatorstasjon, reinvestering/oppgradering/flytting	80	Mørenett	Under utredning	2026	---	Alle	Alle	R
6.1.47	22 kV Skodjelinja - reinvestering av linja fra Giskemo til Straume	35	Mørenett	Under utredning	2038	0	Alle	Alle	R
6.1.48	22 kV Stordalslinja - reinvestering av linja fra Giskemo til Øvrebust i Stordal	25	Mørenett	Under utredning	2037	0	Alle	Alle	R
6.1.49	22 kV Stordalslinja - reinvestering autotransformator i Hatlen	4	Mørenett	Under utredning	2024	0	Alle	Alle	R
6.1.50	Ny transformatorstasjon ved Liabygda	100	Mørenett	Under utredning	2030+	lite	B, H	Alle	LF
6.1.51	Tiltak for forsyning av World Heritage Salmon i Raudbergvika	500	Mørenett	Under utredning	2030	115-392	H (L, B)	Alle	L
6.1.52	Stranda transformatorstasjon, økt transformatorytelse	15	Mørenett	Under utredning	2028	0	B, H	Alle	L
6.1.53	Utredning: Forsyning av Hellesylt via Tomasgard og Tryggstad transformatorstasjoner		Mørenett/Linja	Tidlig fase	Uavklart		H	Alle	L
6.1.54	Ny transformering/løsning i Svorka kraftstasjon	3,5-5	S-Nett	Under utredning	2023	0	Alle	Alle	P
6.1.55	Reinvestering av seksjon på 66 kV ledningen Svorka-Ranes	25	S-Nett	Avventer tilstands vurdering	2028-37	(5)	Alle	Alle	R
6.1.56	Nettilknytning for ny småkraft under Grytten transformatorstasjon	20	Romsdalsnett	Under vurdering	Uavklart	0	Alle	Alle?	P

*) Produksjonsanlegg og/eller anlegg hvor kostnader ikke er tilgjengelig. **) Tiltak i 22 kV nettet. ***) Tiltakets virkning på jordfeilstrom (A) i 132 kV nettet.

Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2022
Elinett / juni 2022

41

elinett
Alltid på

Lysbilde 41: Aktuelle nye anlegg og oppgradering av eksisterende anlegg i regionalnettet (3/3)

5. Forventede tiltak og investeringsbehov

Aktuelle tiltak Nye anlegg og oppgradering av eksisterende anlegg i transmisjonsnettet

Ka-pittel	Tiltak	Status	Planlagt idriftsettelse	Begrunnelse
6.2.1	Etablering av en tredje 420/132 transformator i Ørskog/Giskemo	Under bygging	2024	L(F)
6.2.2	Ny 420 kV ledning Isfjorden-Istad	Konsesjonssøkes asap.	Før 2030	LF
6.2.3	Ny 420 kV ledning Istad-Fræna	Under utredning	Uavklart	LF
6.2.4	Dublering av 420/132 transformatorkapasitet i Fræna	Under utredning	Før 2030	LF
6.2.5	Dublering av 420/132 transformatorkapasitet i Ørsta	Under utredning	Før 2030	LF
6.2.6	420 kV ring på Nordmøre	Besluttet konsept, målnett.	Før 2040	LF
6.2.7	Reinvestering av Brandhol transformatorstasjon	Under utredning	Uavklart	R(O)
6.2.8	Etablering av 420/132 kV transformering i Surna koblingsstasjon	Besluttet konsept. Under planlegging.	Før 2030	P(L,O,R)
6.2.9	Spenningsoppgradering Surna-Aura/Viklandet fra 300 til 420 kV	Konsesjon	2027	PKF
6.2.10	Dublert 420/132 kV transformatorkapasitet i Snildal	Konsesjon	2027	P (F,O)
6.2.11	Ny 420 kV ledning/sjøkabel Åfjord-Snildal	Konsesjon	2027	FP
6.2.12	Spenningsoppgradering Sogndal-Aurland fra 300 til 420 kV	Konsesjon	2026/2027	PK

De tre siste tiltakene ligger i sin helhet utenfor utredningsområdet.

Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2022
Elinett / juni 2022

42

elinett
Alltid på

Lysbilde 42: Aktuelle nye anlegg og oppgradering av eksisterende anlegg i transmisjonsnettet

5. Forventede tiltak og investeringsbehov

Aktuelle tiltak Sanering av eksisterende anlegg i regional- og transmisjonsnettet

Kap.	Aktuell sanering	Lengde km	Forutsetning/mulig utløsende	Status	ΔI_j (A) 132 kV **	Planlagt gjennomført
6.3.1	66 kV Haugen-Tussa 1+2	2x23.7	Ny 132 kV Østa-Tussa (1x23.7)	Konsesjon	0	2035
6.3.2	132 kV Aura-Ranes*	47.0	Ved utløpt levetid / etablering av 420/132 kV transf. i Surna	Uavklart	-23	NEI
6.3.3	132 kV Isfjorden-Istad	34.0	Ny 420 kV Isfjorden-Istad	Konsesjons-søkes	-17	Ja.
6.3.4	132 kV Istad-Årødal 1	22.4	Ny 420 kV Istad-Fræna	Utredning	-11	NEI

*) Transmisjonsnett, søkt omklassifisert til distribusjonsnett (regionalnett). **) Saneringens virkning på jordfeilstrom (A) i 132 kV nettet.

Lysbilde 43: Saneringsmuligheter

Denne hovedrapporten er et offentlig sammendrag av grunnlagsrapporten til regional kraftsystemutredning for Møre og Romsdal. Grunnlagsrapporten er underlagt taushetsplikt. Hovedrapporten og en egen lysbildepresentasjon med figurene fra denne rapporten er tilgjengelig på Elinetts hjemmeside www.elinett.no.

Oversikt medlemmer i gjeldende kraftsystemutvalg samt kontaktpersoner i utredningsansvarlig selskap og hos NVE vedrørende kraftsystemutredninger for Møre og Romsdal er vist i tabellen nedenfor.

Område / gruppe	Valgte representanter
Områdekonsesjonærer på Nordmøre	André Gjørven (Mellom) Knut Arne Vike (Mellom) Ivar Vikan (S-Nett)
Områdekonsesjonærer i Romsdal	Tor Rolv Time (Elinett, utredningsansvarlig) Pål Egil Eriksen (Elinett) (Gerhard Eidså, Elinett, KDS) Anders Sletta (Romsdalsnett)
Områdekonsesjonærer på Sunnmøre	Hilde Stangeland (Mørenett) Tone Sundklakk (Mørenett) Stig Julius Haugen (Mørenett) Tore Andre´ Remme (Tindra Nett) Kim Robert Grønnbeck (Nordvest Nett)
Statnett	Håvard Moen
Kraftintensiv industri	Ola Nestaas (Gassco) Hallgeir Øyen (Salmon Evolution) Hans Ramsvik (Salfjord)
Fjernvarmekonsesjonærer	Knut Arve Tafjord (Tafjord Kraftvarme)
Energiregion Møre	Bengt Endreset
NVE (kontaktperson, ikke i utvalget)	Rakel Alice Utne Holt

KRAFTUTTRYKK OG ENHETER

Effekt:

- Forbruk/produksjon/overføring av elektrisk energi pr. tidsenhet. Brukes bl.a. til å angi maksimal last innenfor ett år (som normalt inntreer vinterstid etter noen dager med lave temperaturer), maksimal produksjonskapasitet ved kraftverk samt høyeste overføringskapasitet og overføringsbehov for en kraftledning.
- Enheter: W, kW (kilowatt) = 1.000 W, MW (megawatt) = 1.000 kW

Energi:

- Forbruk eller produksjon av elektrisk kraft over tid. Brukes bl.a. til å angi årsforbruk (som for eksempel er ca. 25.000 kWh for en husstand) og midlere årsproduksjon for et kraftverk.
- Enheter: kWh (kilowatttime), MWh (megawatttime) = 1.000 kWh, GWh (Gigawatttime) = 1 million kWh, TWh (terawatttime) = 1 milliard kWh.

Spenning

- Enheter: V(volt), kV (kilovolt) = 1.000 V