

ENERGISITUASJONEN I MØRE OG ROMSDAL FRA 2026 - SAMFUNNS- KONSEKVENSER

**KUNNSKAPSGRUNNLAG TIL MØRE OG ROMSDAL
FYLKESKOMMUNE**

TITTEL	Energisituasjonen i Møre og Romsdal fra 2026 - samfunnskonsekvenser
FORFATTERE	Tore Tomasgard, Helge Bremnes, Bjørn G. Bergem
PROSJEKTLEDER	Helge Bremnes
RAPPORT NR.	2113
SIDER	125
PROSJEKTNUMMER	55317
PROSJEKTTITTEL	Samfunnskonsekvenser for Møre og Romsdal fra 2026 med bakgrunn i ventet kraftsituasjon
OPPDRAKSGIVER	Møre og Romsdal Fylkeskommune – Energi og grønn omstilling
ANSVARLIG UTGIVER	Møreforskning AS
UTGIVELSESTED	Molde
UTGIVELSEÅR	2023
ISSN	0806-0789
ISBN (ELEKTRONISK)	978-82-7830-380-1
DISTRIBUSJON	www.moreforskning.no
REVIDERT	

REVISJONSHISTORIKK

20.10.2023

Revisjon 1

Tilpasning til universell utforming, fontstørrelse, lesbarhet figurer
 Kapittel 7.1.1 – justert tekst om formell omklassifisering av 132 kV-nett
 Rettet skrivefeil

© FORFATTER/MØREFORSKING

Forskriftene i åndsverksloven gjelder for materialet i denne publikasjonen. Materialet er publisert for at du skal kunne lese det på skjermen eller fremstille eksemplar til privat bruk. Uten spesielle avtaler med forfatter/Møreforskning AS er all annen eksemplarframstilling og tilgjengelighetsgjøring bare tillatt så lenge det har hjemmel i lov eller avtale med Kopinor, interesseorgan for rettshavere til åndsverk.

FORORD

Dette dokumentet samler underlag, litteraturstudie og beregninger fra prosjektet «Analyse av samfunnskONSEKVENSER for Møre og Romsdal fra 2026 og utover med bakgrunn i ventet kraftsituasjon» i et eget kunnskapsgrunnlag.

Prosjektet er utført av Møreforskning AS og finansiert av Møre og Romsdal Fylkeskommune med Seksjon for Energi og grønn omstilling som oppdragsgiver.

Selve prosjektet har hatt som mål å kartlegge status på de mest sentrale forholdene på tilbuds- og etterspørselssiden som vil kunne ha påvirkning på produksjonsunderskudd, kapasitet og tilgjengelighet av kraft i fylket fra 2026 og i tiden fremover. Prosjektets hovedperspektiv er avgrenset til forhold som vil ha innvirkning på det regionale kraftmarkedet (NO3) og hvilke konsekvenser det vil ha for samfunnet i Møre og Romsdal.

Ambisjonene med notatet er å utarbeide et kunnskapsgrunnlag som identifiserer relevante trender, utfordringer, problemområder, løsninger og avveininger for å anspore relevante drøftinger og diskusjoner. Vi har ikke ambisjoner om å gi de endelige svarene på hvordan transisjonen til et lavutslippssamfunn skal skje. Håpet er at dette notatet danner et objektivt og nøytralt kunnskapsgrunnlag som er relevant for Møre og Romsdal Fylkeskommune og Fylkesadministrasjonens seksjon for Energi og grønn omstilling sitt arbeid med innspill til beslutningsprosesser.

Helge Bremnes har vært prosjektleder og ansvarlig for samfunnsøkonomiske vurderinger og -analyser i prosjektet. Tore Tomasgard har vært hovedforfatter av rapporten, og stått for innhenting, analyser og sammenstilling av data og informasjon for kraftsystem, -marked og utviklingstrender. Bjørn G. Bergem har hatt hovedansvar for datainnhenting fra offentlige registre (eksempelvis SSB, NVE, osv.), beregninger og fremstilling av data for produksjon og forbruk av energi basert på disse.

Møre og Romsdal Fylkeskommunes kontaktpersoner har vært Bengt Endreseth og Helge Hegerberg, begge seksjon for Energi og grønn omstilling.

Jeg ønsker å takke Tor Rolv Time (Elinett), Svein Ivar Morsund og Svein Bråthen (Høgskolen i Molde) for gjennomlesing og innspill i slutfasen av arbeidet.

Molde 15.10.2023

Tore Tomasgard

INNHold

Forord.....	4
Innhold	5
1 Om oppdraget fra Møre og Romsdal fylkeskommune.....	7
2 Sammendrag og konklusjoner.....	8
2.1 Rapportens oppbygging	8
2.2 Vår tilnærming	8
2.3 Hovedfunn.....	9
3 Overordnede miljømålsetninger	12
3.1 Norges mål og forpliktelser	12
3.2 Miljødirektoratets plan for klimatiltak	14
3.3 Kommentarer til Miljødirektoratets plan.....	15
3.4 Naturavtalen	16
3.5 IEA's net zero roadmap - oppdatert status 2023	17
4 Historikk	19
4.1 Forbruksvekst og mangel på nettkapasitet 1995-2016.....	19
4.2 Topplast og forbruk i nettet 2016-2020.....	21
4.3 Produksjon	23
4.4 Utviklingen i kraftpris	29
4.5 Energibalanse 1996-2020.....	33
5 Status per 2021	35
6 Vekst i forbruk som følge av nasjonale trender	40
6.1 Nasjonale trender – Statnetts forventninger	40
6.2 Flere regioner får kraftunderskudd – konkurranse om transmisjonsnett og produksjon 40	
6.3 Samfunnstrender som påvirker nettutvikling, produksjon og forbruk	43
6.4 Drivere og fremtidsscenarioer for kraftintensive næringer med elektrifiseringsbehov i Møre og Romsdal	48
6.5 Statnetts analyser av det nasjonale markedet og forbruksutviklingen	52
7 Nettutvikling for å legge til rette for forbruksvekst	55
7.1 Kapasitetsbegrensningene i nettet og trinnvis kapasitetsøkning	57
7.2 Hvor kommer forbruksveksten i perioden etter 2025?	58
7.3 Forbruksvekst gir behov for nettutvikling – trinn 2	59
7.4 Statnetts målnett – situasjon mot 2040 (trinn 3)	62
8 Kraftbalanse – prognoser 2025-2040.....	65
9 Vekst i produksjon.....	71
9.1 Potensial for økt produksjon vannkraft	71
9.2 Potensial for produksjon av solkraft	72
9.3 Potensial for landbasert vindkraft.....	74

9.4	Gasskraftverk.....	79
9.5	Potensial for kjernekraft	79
9.6	Potensiale ved havvind	82
9.7	Møre og Romsdal fylkeskommunes mulige rolle i tilrettelegging for økt produksjon	93
10	Markedet i prisområde NO3 (Midt)	94
10.1	Tilbud og etterspørsel i markedet i Møre og Romsdal.....	94
10.2	Markedspriser	95
10.3	Forventede kraftpriser og kraftmarked i Møre og Romsdal	98
11	Regionale myndigheters rolle i omstilling.....	102
11.1	Samarbeid og samhandling for å oppnå omstilling.....	103
11.2	Møre og Romsdal fylkeskommunes strategier	104
11.3	Møre og Romsdal fylkeskommune kan spille en rolle i omstillingene.....	108
	Anbefalinger for fylkeskommunens arbeid.....	110
	Vedlegg 1 – Reduksjoner av utslipp, karbonfangst i kraftintensiv industri og planer for produksjon av blått hydrogen på Nyhamna.....	112
	Hydro Sunndal	112
	Tjeldbergodden metanolfabrikk.....	114
	Nyhamna gassprosesseringsanlegg	114
	Vedlegg 2 - Slides det er vist til flere steder i arbeidsnotatet:.....	117
	Referanser	121

1 OM OPPDRAGET FRA MØRE OG ROMSDAL FYLKESKOMMUNE

Vi viser til utredningsoppdrag fra Møre og Romsdal Fylkeskommune (MRFK) datert 30. januar 2023. Oppdraget er et avrop på rammeavtalen mellom Møreforskning og Møre og Romsdal Fylkeskommune.

MRFK har bedt om at prosjektet dekker følgende:

1. Undersøke de mest sentrale forholdene på tilbuds- og etterspørselssiden som vil kunne ha påvirkning på
 - produksjonsunderskudd,
 - kapasitet og
 - tilgjengelighet av kraft i fylket fra 2026 og i tiden fremover.
2. Gjennomgang av historisk utvikling og status i dag når det gjelder kraftmarkedet i Møre og Romsdal
3. En analyse av hvilke forhold som kan ha innvirkning på utviklingen av etterspørselssiden i kraftmarkedet det neste tiåret
4. Analyser av mulige scenarier på tilbudssiden i forhold til
 - utbygging av kraftnett
 - utbygging av produksjonskapasitet i fylket
5. Prosjektets hovedperspektiv er avgrenset til forhold som vil ha innvirkning på det regionale kraftmarkedet (NO3) og hvilke konsekvenser det vil ha for samfunnet i Møre og Romsdal

Analysen skal være overordnet. Forfatterens tilnærming er å kunne vurdere tiltak og endringer som med rimelighet kan forventes å måtte være gjennomført innen 2040, basert på offentlig tilgjengelig informasjon, utredninger og planer.

Områdekonsesjonær for Møre og Romsdal Elinett, systemansvarlig Statnett, NVE, Energikommisjonen og flere andre aktører har gjennomført detaljerte utredninger og studier som vi bygger på. Vi søker i denne rapporten å sammenstille offentlig kjent og tilgjengelig informasjon og nøkkeltall fra kjente nasjonale analyser og utredninger, samt statistikk, informasjon og strategier på regionalt nivå for Møre og Romsdal.

Målet er å sammenstille et relevant kunnskapsgrunnlag for fylkeskommunen på energiområdet, som kan danne utgangspunkt for regionalt arbeid.

Forutsetninger, scenarier og relevante utviklingstrender har vært drøftet i styringsgruppen.

Innholdet er forfatterens ansvar.

2 SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER

2.1 RAPPORTENS OPPBYGGING

I kapittel 3 beskriver vi **krav, forpliktelser og målsetninger for klima- og miljøområdet** som har betydning for Norge som nasjon og Møre og Romsdal som region. Kravene til kutt i klimautslipp er en grunnleggende forutsetning for all grønn omstilling i Norge frem mot 2050.

I kapittel 4 gir en overordnet gjennomgang av **historisk utvikling i kraftforbruk, kraftproduksjon og nettkapasitet** for Møre og Romsdal frem til 2020, basert på informasjon i regional kraftsystemutredning (RKSU) og statistikk fra NVE, Statnett og Statistisk sentralbyrå.

I kapittel 5 sammenstiller vi **status for kraftforbruk, kraftproduksjon og nettkapasitet for 2021** basert på regional kraftsystemutredning (RKSU) og statistikk, som bilde på nåsituasjonen i kraftsystemet i Møre og Romsdal.

I kapittel 6 går vi gjennom **nasjonale samfunnstrender, drivere og endringer som påvirker behovene for økt nettkapasitet, produksjonskapasitet og forbruk**, og som er relevante for fremtidsbildet i kraftsystemet i Møre og Romsdal.

I kapittel 7 går vi gjennom **behov og planer for trinnvis nettutvikling i transmisjons- og regionalnett** for å legge til rette for forbruksvekst.

I kapittel 8 beskrives **forventet utvikling i kraftbalansen i Møre og Romsdal** basert på informasjon fra Regional kraftsystemutredning og foregående kapitler i rapporten.

I kapittel 9 gjøres vurderinger av **kjente planer og mulige alternativer for økt kraftproduksjon** i Møre og Romsdal ut over det som er registrert i Regional kraftsystemutredning og NVEs databaser.

I kapittel 10 går vi gjennom **forventninger i utvikling av kraftpriser i perioden 2023-2050** basert på Statnetts markedsanalyser, samt hvordan prissettingen kan påvirkes av produksjonskapasitet eller behov for import.

I kapittel 11 ser vi nærmere på **regionale myndigheters prioriteringer og virkemidler** for å legge til rette for bedret kraftbalanse i Møre og Romsdal.

2.2 VÅR TILNÆRMING

I dette arbeidet bruker vi offentlig tilgjengelige data og informasjon for å sette sammen et bilde av hvordan kraftsituasjonen i Møre og Romsdal ser ut i dag, hvorfor den er som den er, og hvilke utviklingstrekk vi ser vil komme fremover.

Først ser vi på hvordan kraftsituasjonen i Møre og Romsdal, med negativ kraftbalanse, har utviklet seg siden 1990-tallet frem til i dag. Vi ser på hvordan produksjonen av kraft har utviklet seg i den samme perioden, og hvilke vurderinger som historisk sett er gjort av mulighetene for økt kraftproduksjon for bedret kraftbalanse.

Vi ser på situasjonen i 2021, som er det nærmeste året der vi har full tilgang på data og vurderinger av kraft- og nettsituasjonen i Møre og Romsdal gjennom den offentlige regionale «Kraftsystemutredning for Møre og Romsdal» sist oppdatert i 2022 av den utredningsansvarlige områdekonsesjonæren for Møre og Romsdal; Elinett. Det er brist på nettkapasitet i Møre og

Romsdal, og Statnett har sammen med områdekonsesjonærene i fylket gjennomført omfattende nett- og konseptvalgutredninger for økt nettkapasitet. Vi søker å se all denne informasjonen i sammenheng med kjente trender og utviklingstrekk i det grønne skiftet

Vi undersøker hvordan Statnett vurderer utviklingen i nettkapasitet og forbruksøkning. Statnett og områdekonsesjonærenes planer tar utgangspunkt i kjente og konkretiserte kapasitetsbehov for å legge planer for nettutviklingen. Nettkapasiteten bygges ut trinnvis, og kapasitetsøkningene skjer med relativt store sprang i overføringskapasitet for den enkelte linje (som følge av utbygging kan det dukke opp nye punkter i infrastrukturen som blir flaskehals). Det er imidlertid overføringskapasitet og produksjon i den enkelte region som blir begrensende for hvor stor vekst i forbruk som kan tillates fremover (altså; kraftbalansen). Gjennom beregninger av forbruks- og produksjonsscenarioer fra regional Kraftsystemutredning og Statnetts utredninger, ligger det implisitt inne prognoser for energieffektivisering. Vi behandler ikke særskilt disse potensialene, men konsentrerer oss om driverne for den store veksten i forbruk som skisseres i den nevnte utredningene.

Vi ser videre på drivere i den grønne omstillingen av samfunnet som vil ha stor påvirkning på behovet for nett og kraft, og som ikke nødvendigvis er så konkrete at de står i kø for tilknytning og kapasitetsøkninger og dermed fanges opp i nettselskapenes planer. Fremspringende teknologier for karbonhåndtering hydrogenproduksjon og havvind vil være drivere for både nettutvikling og produksjon, og mangel på nett og produksjon kan påvirke omstillingstakten i samfunnet. Dette er drivere for økt forbruk, som ikke nødvendigvis er modne nok til at de kan kvantifiseres i dag – like fullt vil de måtte være tatt i bruk tidlig på 2030-tallet dersom mål om 50-55% utslippskutt skal nåes.

Til slutt undersøker vi hvilke strategier Møre og Romsdal har som tilrettelegger for næringslivet og industrien, på områder som grønn omstilling og næringsutvikling, der tilgang på kraft og nett spiller en viktig rolle. For den enkelte region vil kapasitet og evne til å posisjonere seg og argumentere for tilstrekkelig produksjon og nett påvirke omstillingstakten og konkurransekraften til den enkelte region. Vi undersøker om det finnes virkemidler eller verktøy som kan brukes for å oppnå målrettet utvikling og rask gjennomføring av det grønne skiftet i regionen.

2.3 HOVEDFUNN

Møre og Romsdal er et underskuddsområde for kraft – forbruket er større enn produksjonen, og ubalansen mellom de to har økt siden 1990-tallet. Kun Oslo har større ubalanse mellom produksjon og forbruk av kraft enn Møre og Romsdal. Markedsområdet Møre og Romsdal er del av (NO3) er også et underskuddsområde totalt sett.

Møre og Romsdal har en stor andel kraftkrevende industri, og i forbindelse med utbyggingen av industrien har det vært flere initiativer til økt produksjon, både med landbasert vind, onshore havvind og offshore havvind. Flere konsesjonssøknader om vindkraftparker har ikke har ført frem, eller har blitt lagt bort av ulike årsaker. Forbruksveksten har imidlertid blitt løst gjennom import av kraft fra andre steder innad i markedsområdet (eksempelvis vindkraft på Fosen) og import fra andre markedsområder.

Det grønne skiftet krever at også Norge får tilgang på mer fornybar kraft, både til reduksjon av utslipp gjennom elektrifisering, og gjennom etablering av nye næringer som kan underbygge det grønne skiftet. Prisen for utslipp av klimagasser forventes å øke til 3000 kr/tonn CO₂e i 2030, og 11.000 kr/tonn CO₂e i 2050. Statnett legger til grunn at Norge vil ha et underskudd i den

nasjonale kraftbalansen fra 2028. Dersom det ikke bygges ut mer produksjon vil forbruksveksten måtte løses gjennom import av kraft, prissvingningene blir større, søknader om tilgang på nett og økt kraftforbruk vil måtte avvises, og det vil bli perioder der forbruk må kobles fra. De enkelte regionene må påregne å bygge ut kraftproduksjon som bidrar til en større dekning av eget forbruk og vekst i forbruk.

Planene for utbygging av kraftproduksjon i Møre og Romsdal, som er av en slik modenhet at de er meldt inn til eller omsøkt konsesjonsmyndighetene, er vesentlig mindre i omfang enn planene for økt forbruk. Per 2023 er omfanget av tildelt og forespurt kapasitet for forbruk i hele prisområde NO3 tre ganger større enn planene er for økt produksjon, ifølge Statnetts nye innsynsløsning for kapasitetsforespørsler. Ubalansen som har vært mellom produksjon og forbruk vil altså fortsette å forverre seg om ikke produksjonen økes. Det forventes at også andre regioner og prisområder vil få negativ kraftbalanse, og Møre og Romsdal må påregne å konkurrere om tilgang på kraft med andre underskuddsområder – med høyere pris og større prissvingninger som resultat.

I tillegg til å ha større forbruk enn produksjon, har Møre og Romsdal brist på kapasitet i overføringsnettet for kraft. Det må bygges ut mer nett for å kunne tilknytte nytt og økt forbruk. Det er allerede kø for å få tilknytning, og antallet tilknytnings saker som ligger på vent er vesentlig større enn saker som har fått reservert og tildelt kapasitet. Det vil måtte bygges og opprustes ledninger i både linjer og transformatorstasjoner i transmisjons- og regionalnett i perioden frem mot 2030. En stor del av utbyggingene vil måtte kjempe om prioritet, ressurser og midler til konsesjonsbehandling, planlegging og utbygging. Bildet er likt over hele landet, og samordning og prioritering av tiltak internt i regionen blir viktig.

Forbruksvekst i fylket de kommende årene forventes også å komme innen alminnelig forsyning, herunder husholdning, elektrifisering av transport og industri. Økning innen *vanlig forbruk* blant husstander og mindre næringsvirksomheter (segmenter innen alminnelig forsyning) vil i stor grad dekkes inn gjennom reserver som må avsettes i nettet generelt. Vekst i tilknytninger større enn 1 MW og blant kraftkrevende industri (KII) krever imidlertid meldinger og søknader som koordineres mellom nettnivåene for transmisjonsnett, regionalnett og mellom nettselskaper. Dette gjelder datasenter, oppdrett, landstrøm til maritim næring, prosessindustri, prosesskjemisk industri, petroleumsindustri, elektrifisering av sokkelen, med mer. Også karbonhåndtering i eksisterende industri, produksjon av hydrogen og annet bio- eller syntetisk drivstoff vil kreve kraft som påvirker kraftbalansen og gir behov for økt produksjon.

Planene for økt produksjon er, som nevnt, få. Flere planer for landbasert og bunnfast havvind de siste 20 årene er ikke realisert. Det er i Kraftsystemutredningen for Møre og Romsdal identifisert muligheter for å øke produksjon i Smøla vindpark i forbindelse med oppgradering/reinvestering, men planer og konsesjonssøknader under behandling for økt produksjon av vannkraft er få. Både vannkraft og landbasert vindkraft underlegges beskatning i form av grunnrenteskatt, noe som kan påvirke investeringsviljen i - og lønnsomheten av - investeringer prosjekter fremover. Kraftprisene er vurdert å skulle stige noe fra dagens nivå, slik at det teoretisk sett skulle være bedre marginer for både vannkraft- og vindprosjektene, som er modne teknologier. Selv om prosjekter kan bidra til bedret kraftbalanse og være samfunnsøkonomisk lønnsomme, kan de ut fra bedriftsøkonomi være ulønnsomme.

Solkraftverk, havvind og kjernekraft er produksjonsformer som ikke er til stede i Møre og Romsdal i dag, men der det finnes muligheter eller initiativer som vurderes. All den tid aksepten for landbasert vindkraft i Norge ikke lenger synes å være til stede er vann- og solkraft de

produksjonsformene som er lettest tilgjengelige i markedet. Støttebehovet er lavt, og disse produksjonsformene er de som er lettest å realisere på kort sikt; altså før 2030. Verken flytende havvind eller kjernekraft er teknologi som er på et slikt modenhetsnivå at det er ferdig utviklet eller oppskalert i velfungerende marked, slik at de kan tas i bruk i Møre og Romsdal innen 2030. Både havvind og kjernekraft er avhengige av samfunnets aksept av miljøkonsekvenser og -risiko, og det må legges til grunn at begge typer løsninger må gjennom omfattende utredninger, analyser og teknologisk utvikling for å kunne oppnå akseptable løsninger og priser som gjør at de realiseres.

For enkelte typer kraftproduksjon som ikke er lønnsom, men som spiller en rolle i det grønne skiftet (som havvind), kan det forventes at det innføres garantipriser for å stimulere til utbygging. Slik stimulering synes det mindre aktuelt å gi for markedsmessig modne teknologier som vannkraft, landbasert vind og solceller. Derimot kan det vise seg nødvendig å stimulere til økt utbygging av hydrogenproduksjon og karbonfangst gjennom liknende ordninger, som differansekontrakter.

Prismessig kan vi si at Møre og Romsdal, som underskuddsområde, har nytt godt av å ha flere overskuddsområder rundt seg. Området har ikke vært så sårbart for prisøkningene i 2022 og 2023 som følge av det europeiske kraftmarkedet som prisområdene i Sør og Øst, selv om man er avhengige av import – også fra utlandet (SE2). Basert på de kortsiktige og langsiktige analysene til Statnett må det påregnes at prisene skal ligge på et noe høyere nivå enn det som har vært situasjonen i 2022 og 2023 - med stigning frem mot 2040. Prisene i NO3 vil påvirkes av både utbygging av vindkraft internt i området, men også av eventuelt utbygging og økning i forbruk og reduksjon i kraftoverskuddet i Nord-Norge, Nord-Sverige og Finland. Prisene i NO3 (Midt) forventes å være lavere enn Øst og Vest, men høyere enn i Nord. Dersom ikke produksjonen av kraft i Møre og Romsdal økes, men det økte forbruket baseres på import av kraft, må regionen tåle større svingninger i pris, og høyere pristopper.

Møre og Romsdal Fylkeskommune kan bidra til å legge til rette for grønn omstilling og transisjon til lav og nullutslippssamfunnet. Verktøyene som Fylkeskommunen har på det regionale myndighetsnivået omfatter blant annet regional planlegging, samordning av planer, tiltak for næringsutvikling, og koordinering mellom forvaltningsnivåer. Fylkeskommunen bør jobbe for tilgang på kraft og nett for regionen og legge til rette for grønn omstilling, gjerne gjennom avtaler med sentrale myndigheter. Det vil være viktig for regionen å være i posisjon til å kunne oppnå bedret kraftbalanse gjennom økt produksjon av kraft. Det er da viktig å være i en slik posisjon at fylket ikke havner for langt bak i køen for eksempelvis nettutbygging og utredningsområder for havvind.

3 OVERORDNEDE MILJØMÅLSETNINGER

3.1 NORGES MÅL OG FORPLIKTELSER

Norge har satt seg ambisiøse mål for å redusere klimagassutslippene og fremme bærekraftig utvikling. Dette er blant annet nedfelt gjennom de forpliktelser Norge har pålagt seg gjennom Kyotoprotokollen, som ble vedtatt i 1997, og senere gjennom Parisavtalen som trådte i kraft 2016. Ambisjonsnivået som uttrykkes i disse avtalene, har Miljødirektoratet formulert gjennom følgende seks klimamål (Miljødirektoratet, 2023):

1. Norge skal fram til 2020 kutte i de globale utslippene av klimagasser tilsvarende 30 prosent av Norges utslipp i 1990
2. Norge har under Parisavtalen tatt på seg en forpliktelse til å redusere utslippene av klimagasser med minst 55 prosent i 2030 sammenlignet med nivået i 1990
3. Norge skal være klimanøytralt i 2030
4. Norge har lovfestet et mål om å bli et lavutslippssamfunn i 2050
5. Redusert og reversert tap av tropisk skog gir et mer stabilt klima, mer bevart naturmangfold og mer bærekraftig utvikling
6. Politisk mål om at samfunnet skal forberedes på og tilpasses klimaendringene

Det er først og fremst de fire første klimamålene som vil kunne ha betydelig virkning i forhold til energisektoren og kraftmarkedet og som vi kommenterer her.

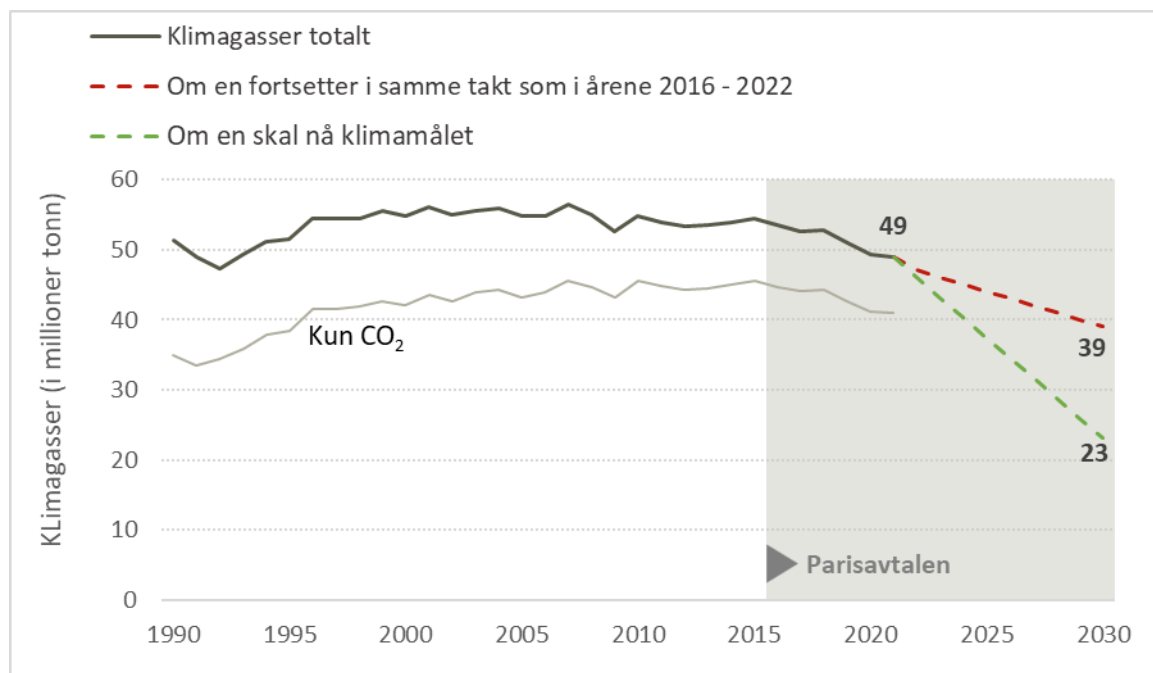
Klimamål 1 er et resultat av Norges forpliktelse i henhold til Kyotoprotokollen. Dette er et ambisjonsmål som norske myndigheter jobbet med i nærmere 25 år, og det er kanskje her man kan lete etter indikasjoner på myndighetenes handlekraft og evne til å innfri.

I denne avtalen ble opptak og utslipp fra bestemte aktiviteter i skog og andre landarealer (LULUCF) også inkludert som en del av utslippsreduksjonene. Videre ligger det i avtalen at også reduksjoner av utslipp i andre land der Norge bidrar, og det som er oppnådd gjennom statens kjøpsprogram for kvoter og deltakelse i det europeiske kvotesystemet EU ETS kan godskrives. Med andre ord er det svært lite av kuttet i klimagassene som har sitt utspring i nasjonale tiltak. I 2008 kom det imidlertid i stand et klimaforlik som innebar en operasjonalisering av klimamål 1 der det ble bestemt at Norge skulle redusere sine utslipp av klimagasser til et sted mellom 46 og 48 millioner tonn innen 2020 (fra 51 millioner tonn i 1990), og at dette ikke skulle inkludere bidrag fra skog og arealbrukssektoren. Norges innrapportering for 2020 viste et klimautslipp på 49,3 millioner tonn, noe som var mellom 1,3 og 3,3 millioner tonn høyere enn den nasjonale ambisjonen. Det kan også nevnes at om man ser på utslippet av CO₂ isolert så økte det med 6 millioner tonn i løpet av perioden 1990 til 2020.

I forhold til klimamålene 2-4 synes det på nåværende tidspunkt (dvs. i starten av juni 2023) som at ambisjonsnivåene i de tre punktene er langt mer konkret enn selve planene for hvordan man skal nå målene. Miljødirektoratets vurdering i forhold til både miljøstatus og utvikling sett i forhold til de tre målene er «Ikke mulig å beregne». Videre skriver Miljødirektoratet på sine hjemmesider at «Framskrevne utslipp basert på vedtatt politikk viser en videre nedgang fram til 2030, men den er ikke stor nok til at vi holder oss innenfor det utslippsbudsjettet vi har fått for 2021–2030». Videre skrives det at løsningen for å nå klimamål 2 er «å redusere utslippene mer nasjonalt, eller bruke ulike former for fleksibilitet», der fleksibilitet «kan være kjøp av kvoter fra

europiske land, et begrenset antall kvoter fra EUs kvotesystem og et begrenset antall kreditter som representerer opptak fra skog- og arealbrukssektoren».

Kontrasten mellom ambisjonene og hva som er realitetene i reduksjon av klimagasser illustreres i Figur 3-1. Siden 1990 og frem til og med 2021 har de samlede klimagassene blitt redusert med 2,4 millioner tonn CO₂-ekvivalenter, noe som tilsvarer en reduksjon på 4,7 prosent.¹ Om vi kun ser på karbondioksid (CO₂), som er den desidert største utslippsgassen, så ser vi en økning på om lag 17 prosent, altså opp 6,1 millioner tonn CO₂ siden 1990. Figuren indikerer også at de syv neste årene frem mot 2030 nødvendigvis må inneha en rekke klimatiltak som vil innebære store innskjerpinger i forhold til utslipp av klimagasser om man skal klare å nå ambisjonen om en reduksjon på 55 prosent, eller et nivå på om lag 23 millioner tonn CO₂-ekvivalenter.



Figur 3-1 Totalt utslipp av klimagasser (og utslipp av CO₂) i perioden 1990 – 2022, samt sammenligning av framtidige samlede klimautslipp dersom; i) man når klimamålet og ii) lineær projeksjon for perioden etter at Parisavtalen trådte i kraft, dvs. perioden 2016-2022 (Kilde: SSB, tabell 08940).

Det innlysende og store spørsmålet er hvordan man skal klare å få utslippene fra dagens nivå på 48,9 til det ønskede nivået på om lag 23 millioner tonn CO₂-ekvivalenter i 2030, en reduksjon på nesten 26 millioner tonn. Det foreløpige siste svaret fra Regjeringen finner vi i Miljødirektoratets rapport «Klimatiltak i Norge mot 2030», som kom ut 2. juni 2023 (Miljødirektoratet, 2023).

Dette svaret kan deles inn i to hovedkomponenter:

1. Videreføring av dagens klimapolitikk, herunder elektrifisering av sokkelen og bilparken, samt omsetningskrav for biodrivstoff, samt andre innførte klimavirkemidler.

¹ Disse tallene baserer seg på GWP-verdier fra IPCCs fjerde hovedrapport. GWP-verdiene for de ulike klimagasser er blitt revidert i IPCCs (Intergovernmental Panel on Climate Change) femte hovedrapport. I henhold til der reviderte GWP-verdiene vil utslippsreduksjonen for perioden 1990-2021 ligge på 4,2 prosent.

2. Et sett med nye tiltak som er utredet i den nevnte rapport fra Miljødirektoratet

I det første punktet legger man til grunn forventede effekter som følger av allerede vedtatt politikk. Dette inkluderer effekter både knyttet opp mot kvotepliktig og ikke-kvotepliktig utslipp. I sum er det beregnet at utslippene fra allerede vedtatt politikk vil reduseres med rundt 11,5 mill. tonn CO₂-ekvivalenter fra 2021 til 2030.² Denne reduksjonen samsvarer i stor grad med den lineære projeksjonen som er illustrert i Figur 3-1, i det tilfellet der trenden fortsetter i samme takt som for perioden 2016-2022 (rød stiplet linje).

3.2 MILJØDIREKTORATETS PLAN FOR KLIMATILTAK

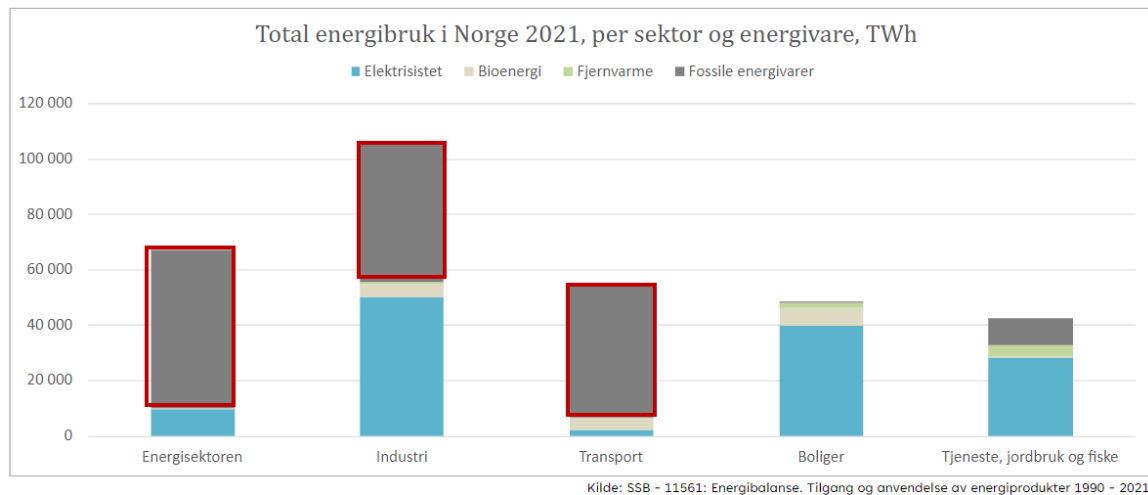
Gitt forutsetningen som tilsier at allerede vedtatt politikk vil kunne redusere utslippene med 11,5 millioner tonn CO₂-ekvivalenter, står man igjen med en udekket reduksjon på 14,5 millioner tonn CO₂-ekvivalenter som må innfris før en når målsettingen om 55 prosent reduksjon i klimagassene innen 2030. I Miljødirektoratets rapport «*Klimatiltak i Norge mot 2030*» (Miljødirektoratet, 2023) presenteres 85 forskjellige tiltak som i sum skal sikre at målsettingen skal kunne nås. I Tabell 3-1 oppsummeres utslippsreduksjonspotensialet for de 10 største tiltakene, som utgjør om lag 75 prosent av totalpotensialet i utredningen til Miljødirektoratet. Hele ni av de ti største tiltakene kan kategoriseres under fellesnevneren «Kraft, energi og industri» (markert med 🌳).

Tabell 3-1: Utslippsreduksjonspotensialet for de 10 største tiltakene (Miljødirektoratet, 2023)

Tiltak rangert etter reduksjonspotensial i 2030		Reduksjonspotensial i 2030 (mill. tonn CO ₂ -ekvivalenter)
Karbonfangst og -lagring (CCS) på industrianlegg	🌳	2,12
Kraft fra land (umodne petroleumsprosjekt)	🌳	1,65
Forbruk i tråd med gjeldende nasjonale kostråd		1,17
Økt bruk av biomasse i industriprosesser	🌳	1,00
Overgang til bruk av hydrogen i industriprosesser	🌳	1,00
Fangst og lagring av CO ₂ fra omgivelsesluft (DACCS)	🌳	1,00
100 % av nye lastebiler er elektriske eller biogass i 2030	🌳	0,87
Karbonfangst og -lagring på avfallsforbrenningsanlegg	🌳	0,83
Forbud mot fossil fyring i industrien	🌳	0,78
Direkte og indirekte elektrifisering av industriprosesser	🌳	0,43
Sum av andre tiltak		3,54
Sum tiltak		14,39

²I Miljødirektoratets rapport «*Klimatiltak i Norge mot 2030*» (Miljødirektoratet, 2023) er reduksjonen i utslippene oppjustert sammenlignet med det som er presentert i Meld. St. 1 (2022–2023): Nasjonalbudsjettet 2023 (Regjeringen, 2023), og i Særskilt vedlegg til Prop. 1 S (2022–2023): Regjeringens klimastatus og plan (Regjeringen, 2022).

Vi ser av tabellen at karbonfangst og -håndtering, elektrifisering (landstrøm, transport og industri) og overgang til hydrogen er de største bidragsyterne til utslippsreduksjoner. Alle disse tiltakene er avhengige av elektrisk kraft.



Figur 3-1 – 163 TWh fossil energibruk må erstattes med grønn energi (Kilde: SSB tabell 11561)

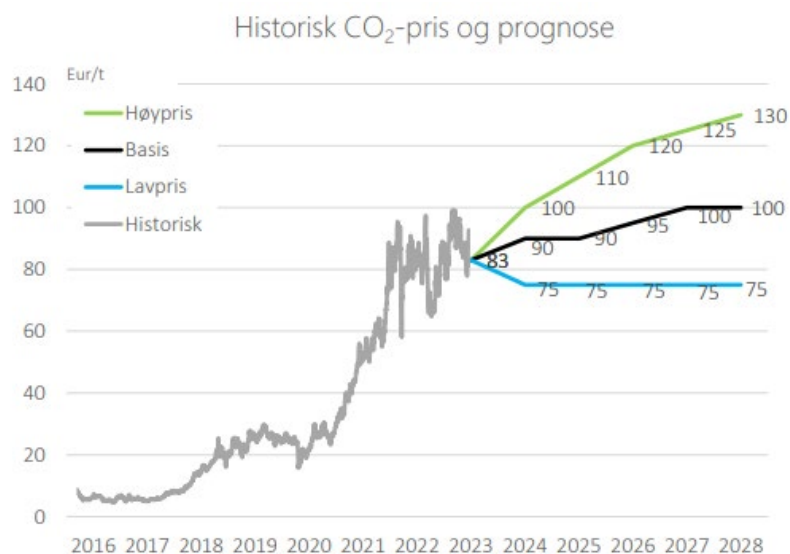
3.3 KOMMENTARER TIL MILJØDIREKTORATETS PLAN

Noen kommentarer til Miljødirektoratets plan og foreslåtte tiltak:

- Dersom alle tiltakene gjennomføres, vil dette innebære at kraftteterspørselen vil øke med opp mot 34 TWh i 2030 sammenlignet med 2021. Til sammenligning antyder NVE at kraftproduksjonen vil vokse med 28 TWh i Norge fram mot 2040 (NVE, 2021).
- Ifølge utredningen (Miljødirektoratet, 2023) skal en relativt stor andel av den nødvendige økningen i kraftproduksjon komme gjennom utbygging av havvindfelt. Samtidig pekes det på at flere planlagte havvindprosjekter har fått kostnadsestimatene oppjustert.
- For 52 av tiltakene er det gitt anslag på tiltakskostnad. Disse kostnadsanslagene ligger i området fra 500 til 5000 kroner per tonn. For de resterende 33 av tiltakene er det ikke oppgitt noen kostnadsestimater. Dette kan gi rom til bekymring da kostnader knyttet til et tiltak vil være et viktig signal på om tiltaket er levedyktig i samfunnsøkonomisk forstand. Høye kostnader kan i så måte være en hindring i forhold til gjennomføring av klimatiltaket. Dersom tiltakskostnaden er høyere enn kvoteprisen i EU ETS og/eller CO₂-avgiften, kan Staten vurdere virkemidler som oppmuntrer til investeringer og omstilling, i form av tilskudd, partnerskap eller differansekontrakter. Dette kan være rettet mot pilotprosjekter, eller mot å få opp fungerende verdikjeder og markeder for ny teknologi og løsninger.
- Det antydes fra Miljødirektoratet et behov for å øke CO₂-avgiften til 2000 kroner per tonn, og muligens enda høyere. Samtidig advares det om at en høyere CO₂-avgift alene ikke vil være nok til å nå klimamålene (Miljødirektoratet, 2023), og at forbud og krav fra myndighetenes side vil kunne være nødvendige tiltak. I samfunnsøkonomiske analyser legges det for ikke-kvotepliktig sektor til grunn 2230 kroner per tonn i årene 2030-2053 (Regjeringen, 2022) i middels prisbane, mens det i høy prisbane legges til grunn 3000 kroner per tonn fra 2030, med en økning til 11000 kroner per tonn i 2050. Kombinasjonen av EUs klimakvoteordning, de nasjonale CO₂-avgiftene, positive

virkemidler (f.eks. CO₂-kompensasjon i kvotepliktig sektor) og utviklingen i tiltakskostnader setter farten i omstillingen. I Statsbudsjettet for 2024 foreslås det en økning av CO₂-avgiften med 19% til 1176 kr/tonn – i tråd med en prisbane på 3000 kr/tonn i 2030.

- I perioden 2021-2030 forventes utslippskutt i hovedsak å gjennomføres i ikke-kvotepliktig sektor. Ut over endrede vaner og kosthold i befolkningen, anslås karbonfangst og lagring, sammen med null- og lavutslippstransport, å ha de høyeste bidragene til å halvere de nasjonale utslippene innen 2030. I perioden ut over 2030 vil potensialet ligge i karbonfangst og lagring i industrien, sammen med landstrøm til petroleumsinstallasjoner, og transisjon til andre energikilder i industrien, herunder hydrogen. (Miljødirektoratet, 2023). Løsninger for differansekontrakter kan påvirke omstillingstakten.
- På oppdrag fra Regjeringen utarbeidet Miljødirektoratet i mars 2023 et notat som vurderer virkemidler for å utløse industrielle karbonfjerningsprosesser. I notatet (Miljødirektoratet, 2023) behandles teknologier som er aktuelle for å implementere karbonfjerning innen 2030. For at potensielle prosjekter skal kunne bidra til å nå klimamålene innen 2030 må de settes i gang nesten umiddelbart. Dette krever at apparatet av utrullingsvirkemidler må komme på plass raskt, være enkelt og forutsigbart. Mulige virkemidler er omvendt avgift, omvendt auksjon, direkte støtte, kravstilling i CO₂-kompensasjonsordningen og sertifikatløsninger (Miljødirektoratet, 2023).



Figur 3-1 Historisk CO₂-pris og prognose for lav-, basis og høy prisbane i perioden 2022 – 2028. (Kilde: Statnetts kortsiktige markedsanalyse 2023-28 (Statnett, 2023))

3.4 NATURAVTALEN

Naturavtalen (Regjeringen, 2022) som ble besluttet og underskrevet i Montreal i desember 2022 inneholder både mål om at minst 30 % av land og hav på jorden skal bevares innen 2030 og mål om at all natur skal forvaltes bærekraftig.

Avtalen har også et mål om at 30% av naturen som i dag er ødelagt skal restaureres innen 2030. De rike landene i verden har gått sammen om et globalt mål om 200 milliarder dollar i naturfinansiering.

Naturavtalen legger opp til at det skal utarbeides fram nasjonale handlingsplaner for naturmangfold i overensstemmelse med naturavtalen og dens globale mål. Regjeringen vil legge frem en handlingsplan for naturmangfold for Stortinget som en stortingsmelding. Miljødirektoratet har fått i oppdrag å lage faggrunnlag til Regjeringen sammen med andre berørte fageter, og skal lever dette i løpet av oktober 2023.

3.5 IEA'S NET ZERO ROADMAP - OPPDATERT STATUS 2023

Det internasjonale energibyrådet (IEA) publiserte høsten 2023 en oppdatering av «Net Zero roadmap 2021» (IEA, 2023), som gir en status på utviklingen i veikartet for å nå målet om begrensning av temperaturstigningen til 1,5 °C.

I motsetning til hva FN melder³, skriver IEA at det fortsatt er mulig å nå 1,5°C målet, på tross av at man i 2023 har satt temperaturrekord både juli, august og september- de to førstnevnte er de varmeste registrerte noensinne, mens september 2023 er den varmeste september målt noensinne.

Globale CO₂-utslipp fra energisektoren har aldri vært høyere enn i 2022, med 37 milliarder tonn (Gigatonn) i 2022. Etterspørselen etter kull, olje og naturgass forventes å nå toppen på 2020-tallet, selv uten tiltak. Toppen i etterspørsel er sannsynligvis ikke nådd ennå, men det er positivt at veksten snur. Dette er imidlertid ikke nok til å nå 1,5°C målet.

Produksjonskapasitet for solceller og batterier til el-biler viser en positiv utvikling, og dersom oppskalering av produksjonskapasitet holder samme tempo som i dag bidrar dette til å nå målene i 2030. Generelt går teknologiutvikling, modning og oppskalering av lav- og nullutslippsteknologi raskere enn prognostisert i rapporten fra 2021. IEA anslår at 35% av teknologien som trengs for å nå 1,5-°C målet ikke finnes på markedet i dag.

Installert kapasitet for fornybar produksjon må tredobles innen 2030, og den årlige forbedringen av energiintensitet må dobles. Godkjenning av nye kullkraftverk uten karbonhåndtering må stanse umiddelbart.

Infrastrukturinvesteringene må økes massivt, både modulær teknologi som sol, batteri, smarte nett, lavutslipps drivstoff, karbonfangst og atomkraft. Det vil kreves store landarealer for produksjon av fornybar energi.

Globalt må det bygges 2 mill. kilometer transmisjons- og distribusjonsnett for kraft årlig frem mot 2030, noe som krever vesentlig redusert gjennomføringstid for konsesjonsprosesser. Karbonfangst, -bruk og lagring (CCUS), hydrogenproduksjon og produksjon av hydrogenbasert drivstoff og bioenergi er kritiske teknologier som alle er kraftkrevende, og som trenger støtte

³ [‘Humanity has opened the gates to hell’ warns Guterres as climate coalition demands action | UN News](#). “He warned that climate action was being “dwarfed by the scale of the challenge”, with humanity heading towards a 2.8°C temperature rise, increasing danger and instability. But “the future is not fixed” he added and the Paris Agreement target of limiting temperature rise as close as possible to 1.5°C is still attainable. “

gjennom policies og økonomiske incentiver slik at etterspørselen øker og investeringer i infrastruktur akselereres.

Globale fornybarinvesteringer er forventet å nå 1,8 trillioner USD årlig i 2023, mens det tidlig på 2030-tallet må investeres 4,5 trillioner USD – en økning på 2,5 ganger.

I nullutslipp 2050-scenariet trengs det ingen utbygging av nye oppstrøms olje- og gassprosjekter med lang utbyggingstid fra nå av. Det samme gjelder nye kullgruver, utvidelse av eksisterende gruver eller åpning av nye kullkraftverk.

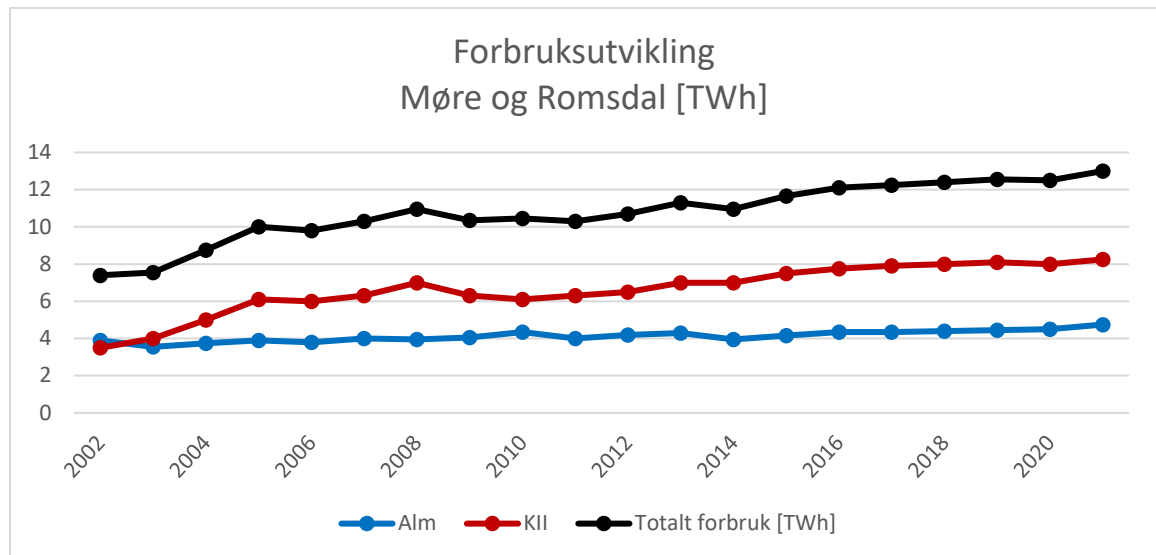
Industrialiserte land må gjennomføre 80% utslippsreduksjoner innen 2035. Det finnes ingen vei utenom internasjonalt samarbeid dersom utslippsmålene i 2030 og 2050 skal nåes. For å få en rettferdig omstilling må alle nasjoner ha forpliktende klimamål og åpenhet om disse. Alle nasjoner må høyne sine mål for klimakutt som skal være gjennomført innen 2030.

4 HISTORIKK

Møre og Romsdal er et underskuddsområde for kraft; det er en ubalanse i produksjon og forbruk i fylket. Fylket hadde balanse mellom kraftproduksjon og kraftforbruk på midten av 1990-tallet. Deretter har kraftforbruket økt kraftig, mens kraftproduksjonen kun har hatt en marginal vekst.

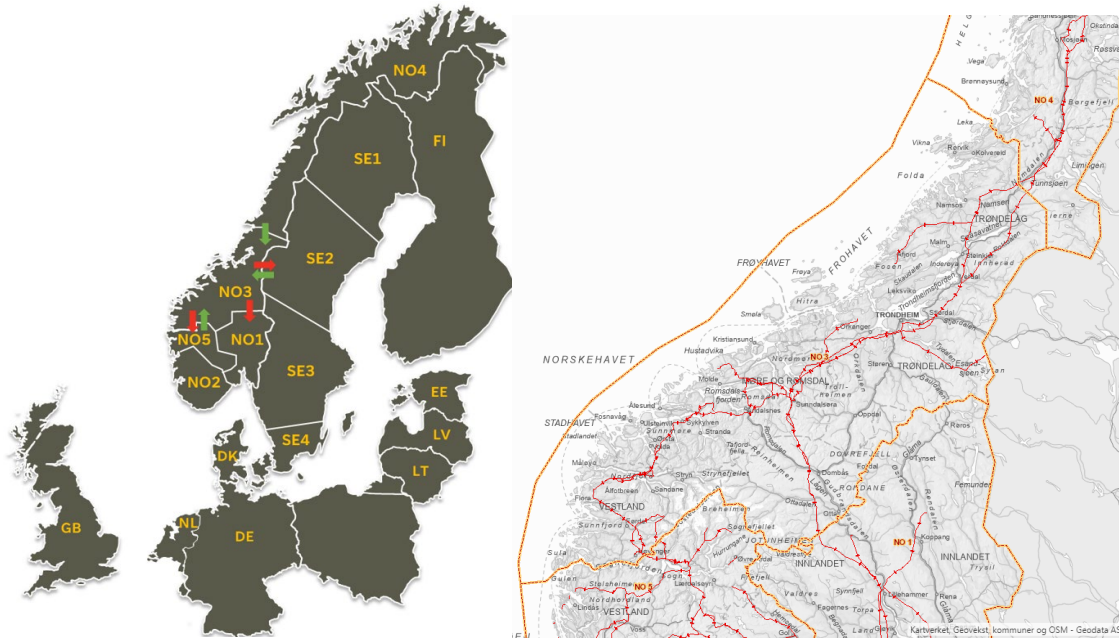
4.1 FORBRUKSVEKST OG MANGEL PÅ NETTKAPASITET 1995-2016

Historisk har det vært prosessindustrien i Sunndal, og senere kraftintensiv industri (KII) i Romsdal og Ytre Nordmøre, som har stått for både det store forbruket og forbruksveksten i regionen. På 1990-tallet var de store forbrukerne Hydro Sunndal og Hustadmarmor. På siste halvdel av 1990-tallet utvidet Hydro produksjonen vesentlig med en forbruksøkning fra om lag 2 til 3 TWh/år, og Statoils anlegg på Tjeldbergodden ble satt i drift i 1997. Fra 2002 har Møre og Romsdal, som hele Midt-Norge, hatt en vekstperiode innen kraftkrevende industri, jf. Figur 4-1. Hydro Sunndal hadde en jevn økning i kraftforbruket fra 2002 til 2008 (fra om lag 3 TWh/år til 6 TWh/år), og ble med det det største enkeltstående forbrukspunktet i Midt-Norge. Nyhamna gassprosesseringsanlegg ble bygd ut fra 2004 og satt i drift i 2007.



Figur 4-1 Utvikling i forbruk i Møre og Romsdal 2002-2021, ikke temperaturkorrigert. Kraftintensiv industri (KII) og Alminnelig forsyning (Alm) (Kilde: Forbruk - RKSU 2022, slide 5) (Elinett, 2022)

Det var kjent på forhånd at de store investeringene i kraftintensiv industri ville skape alvorlig ubalanse i det regionale kraftmarkedet om ikke lokal produksjonskapasitet ble etablert, eller omfattende linjebygging ble iverksatt (Sandsmark & Hervik, 2008). Prisområde Midt-Norge (NO3) ble opprettet på starten av 2000-tallet for å kunne håndtere kraftunderskuddet i regionen.



Figur 4-2 Inndeling av prisområder for kraft i Norge og tilgrensede markeder (NO1-5 er norske elspotområder). Figur til høyre viser avgrensningen av NO3 med gul strek. (Kilder: (Statnett, 2023), [NVE Atlas](#))

Som følge av stor utbygging av småkraftverk i Sogn og Fjordane og Sunnmøre måtte Statnett i 2009 sette stopp for tilknytning av ny strømproduksjon i regionen grunnet manglende nettkapasitet.⁴ Ubalansen mellom produksjon og forbruk i Møre og Romsdal førte til at forsyningsikkerheten inn til Møre og Romsdal ikke var tilfredsstillende; det var ikke tilstrekkelig overføringskapasitet inn til fylket for å kunne håndtere feilsituasjoner i nettet uten risiko for sammenbrudd i forsyningen.

Utbyggingen av transmisjonsnettet Sogndal-Ørskog i 2016 bedret forsyningsikkerheten. Den økte kapasiteten la til rette for tilknytning av ny kraftproduksjon og økt forbruk i Møre og Romsdal.

Den manglende forsyningsikkerheten ble utbalansert ved idriftsettelsen av 420 kV-linjen Ørskog-Sogndal i desember 2016, etter fem års bygging. Den gang var dette Statnetts største enkeltstående utbygging, med en kostnad på 5,5 milliarder kroner med etablering av 300 km nytt transmisjonsnett, 6 nye transformatorstasjoner og utvidelse av Ørskog transformatorstasjon. (Statnett, 2016).

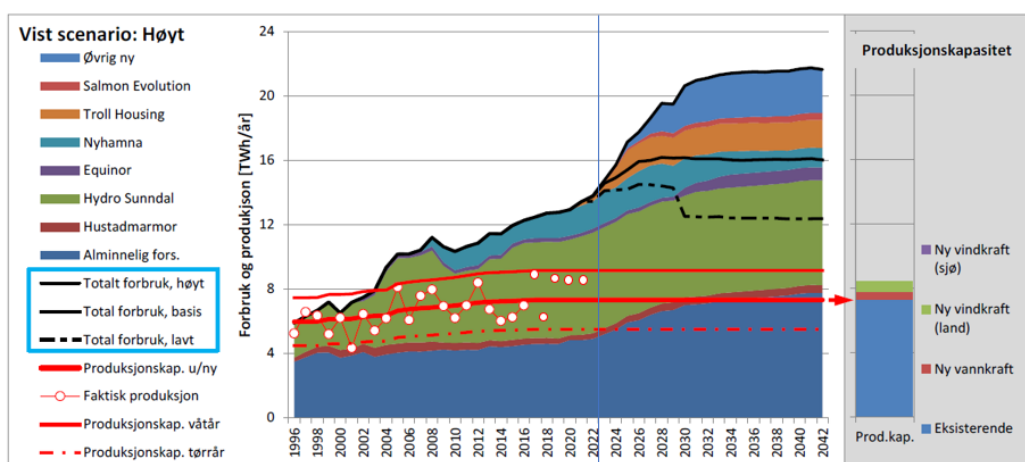
⁴ [Det største kraftledningsprosjektet i Noreg er ferdig bygd og sett i drift | Statnett](#)

4.2 TOPPLAST OG FORBRUK I NETTET 2016-2020

Opprustingen av transmisjonsnettene fra og med 2016 førte til at forsyningssikkerheten i fylket ble bedret; forbruk kunne tilknyttes med reserve⁵, etter (N-1)-prinsippet⁶. Den nye infrastrukturen la til rette for at forbruket i fylket etter 2016 kunne vokse, uten nevneverdige problemer med flaskehalser og mangel på kapasitet på de øvre nettnivåene⁷. Forbruksveksten i fylket var i perioden fra 2016 og frem til 2020 preget av at det var restkapasitet til forbruksvekst i nettet, og dermed få flaskehalser. Frem til om lag 2019 har den vesentligste delen av veksten kommet i allerede tilknyttede virksomheter innen kraftintensiv industri.

4. Framtidige overføringsforhold

Energibalanse for Møre og Romsdal, historisk og scenarier



Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2022
Elinett / juni 2022

31

elinett
Alltid på

Figur 4-3 Energibalanse for Møre og Romsdal 1996-2021, med prognoser for utvikling 2022-2042. Faktisk produksjon 2017-21 hentet fra SSB (bearbejdet fra RKSU M&R, 2022) (Elinett, 2022)

Fra 2019/20 og utover har det tilkommet nye og store forbrukere i fylket; innen datasentra, elektrifisering av havbruk, landbasert oppdrett og elektrifisering av transport (fergelading og landstrøm i havner). Det er svært mange forespørsler om kapasitet i hele NO3.

⁵ Ved nettilknytning er minimumskravet at nettet skal ha tilstrekkelig kapasitet til å kunne forsyne kunden med forespurt kapasitet ved alle mulige driftssituasjoner med hensyn til last og produksjon, forutsatt intakt kraftnett. Samtidig er det en forutsetning at kundens nettilknytning ikke skal gå ut over leveringskvaliteten til andre kunder (NVE, 2023).

⁶ N-1 kriteriet er overholdt når det i normalt driftet nett (N) ikke medfører avbrudd for sluttbrukere om det oppstår feil på én enkeltkomponent (-1). Mastehavari regnes her som en type feil. (N-1) er ikke et absolutt krav til forsyningssikkerhet, men legges ofte til grunn i nettplasseringen. Alle nettiltak skal først og fremst begrunnes med samfunnsøkonomisk lønnsomhet (NVE, 2022)

⁷ 66 kV regionalnett, 132 kV regional-/transmisjonsnett og 300/420 kV transmisjonsnett.

Transmisjonsnettets som forsyner Romsdal og Nordmøre har begrenset reserve for Nyhamna industrianlegg. Det ble i 2015 gjennomført konseptvalgutredning (KVU) for bedret leveringspålidelighet for Nyhamna industrianlegg (Statnett, 2015). Aktørene ved Nyhamna fant ikke investeringene økonomisk forsvarlige, og gikk ikke videre med planene. I 2017/18 var det en betydelig vekst i planer om nytt forbruk i Romsdal og på Nordmøre og transmisjonsnettets hadde ikke kapasitet for denne veksten. I 2019 besluttet Statnett å øke transformator-kapasiteten i Ørskog stasjon, noe som ville øke kapasiteten til Romsdal og Nordmøre med om lag 100 MW. I tillegg besluttet også Statnett å benytte systemansvarliges virkemiddel⁸ som et midlertidig tiltak for å gjøre kapasiteten fra ny transformator tilgjengelig allerede på kort sikt. Tiltakene gjorde det mulig å fordele om lag 100 MW økt kapasitet, slik at nytt forbruk kunne tilknyttes i regionalnettet i Romsdal og på Nordmøre. Hele kapasitetsøkningen ble reservert

Nyhamna industrianlegg har ikke full reserve, og forutsettes koblet ut ved kritiske feil i nettet.

allerede i 2020. Flere av disse og andre nye tilknytninger forventes å få betinget tilknytning (vilkår om utkobling). Statnett utarbeidet en konseptvalgutredning (KVU), sammen med berørte regionalnettselskap, for å legge til rette for forbruksvekst i Romsdal og Nordmøre (se kapittel 7).

4.2.1 NETTSELSKAPENES PLIKT TIL Å LEGGE TIL RETTE FOR NYTT OG ØKT FORBRUK

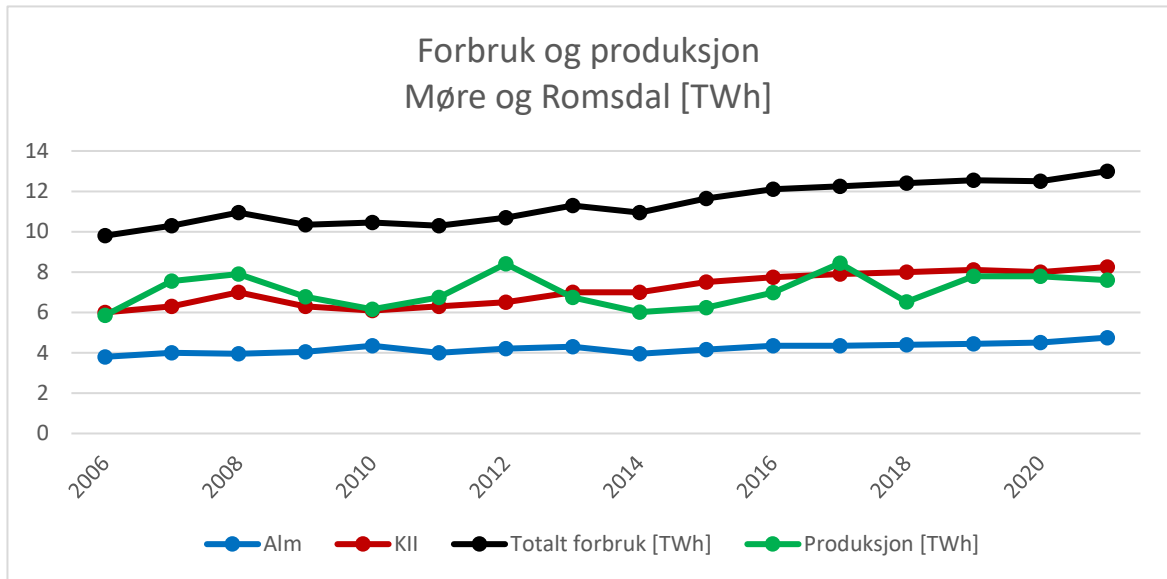
I saker der nye nettkunder eller eksisterende kunder forespør sitt lokale nettselskap om 1 MW eller mer kapasitet, skal nettselskapet varsle Statnett. Både nettselskapet og Statnett vurderer og utreder om tilknytning kan godkjennes basert på tilgjengelig overføringskapasitet i transmisjons- og distribusjonsnettets, samt opp mot produksjon.

De lokale nettselskapene har både leveringsplikt og tilknytningsplikt etter Energiloven, og Statnett er bundet av de lokale nettselskapenes plikter⁹. Nye tilknytninger skal vurderes ut fra om de vil være driftsmessig forsvarlige¹⁰, før de kan gå videre til formelle søknader om tilknytning. Blant annet innebærer dette at det skal være reserve nok i kraftsystemet til at forsyningen kan opprettholdes ved feil på en enkeltstående komponent.

⁸ systemvern - tiltak i form av utvidet bruk av automatisk belastningsfrakobling (BFK) ved kritiske hendelser og ved spesialregulering av kraftproduksjon.

⁹ Nettselskapene har både utredningsplikt ved forespørsler/søknader, tilknytningsplikt for nye kunder som søker tilknytning, og leveringsplikt til eksisterende kunder som søker om mer kapasitet eller bedre kvalitet. Søknader kan utløse anleggsbidrag, og nettselskapene kan søke om fritak for tilknytnings- og leveringsplikt dersom tiltak ikke er samfunnsøkonomisk rasjonelle. (NVE, 2023)

¹⁰ Med [driftsmessig forsvarlig](#) menes at tilknytningen ikke går ut over leveringskvaliteten til eksisterende kunder. Det betyr at spenningsgrenser gitt av forskrift om leveringskvalitet må opprettholdes i underliggende og tilgrensende nett. I tillegg skal ikke overføringsgrenser (strømgrenser) for komponenter i tilgrensende og overliggende nett overskrides. (NVE, 2022)



Figur 4-4 Utvikling i forbruk og produksjon i Møre og Romsdal 2006-2021 (Kilde: Forbruk – RKSU 2022, slide 5; Produksjon: SSB Tabell 08308).

Utrednings-, investerings-, tilknytnings- og leveringspliktene praktiseres strengt, og søknader om tilknytning kan bare avvises dersom det ikke kan skje på samfunnsøkonomisk rasjonelle vilkår. På den annen side skal den som utløser investeringstiltak (tilknytning, kapasitetsøkning eller kvalitetsforbedring) betale sin rettmessige andel av investeringen (brøken av tildelt kapasitet/kapasitetsøkning). Dersom kunden er alene om å nytte det investerte anlegget er det kundespesifikt, og kunden dekker hele investeringen. Nettselskapene plikter å hente inn anleggsbidrag fra andre som gjør seg nytte av investeringen de neste 10 årene. For investeringer i transmisjons- og regionalnett som har nyttevirksomheter for flere aktører er det etter forskriftene 50 % avkorting (rabatt) på anleggsbidraget. For tilknytninger under 1 MW er det ikke anleggsbidrag på disse to nettnivåene.

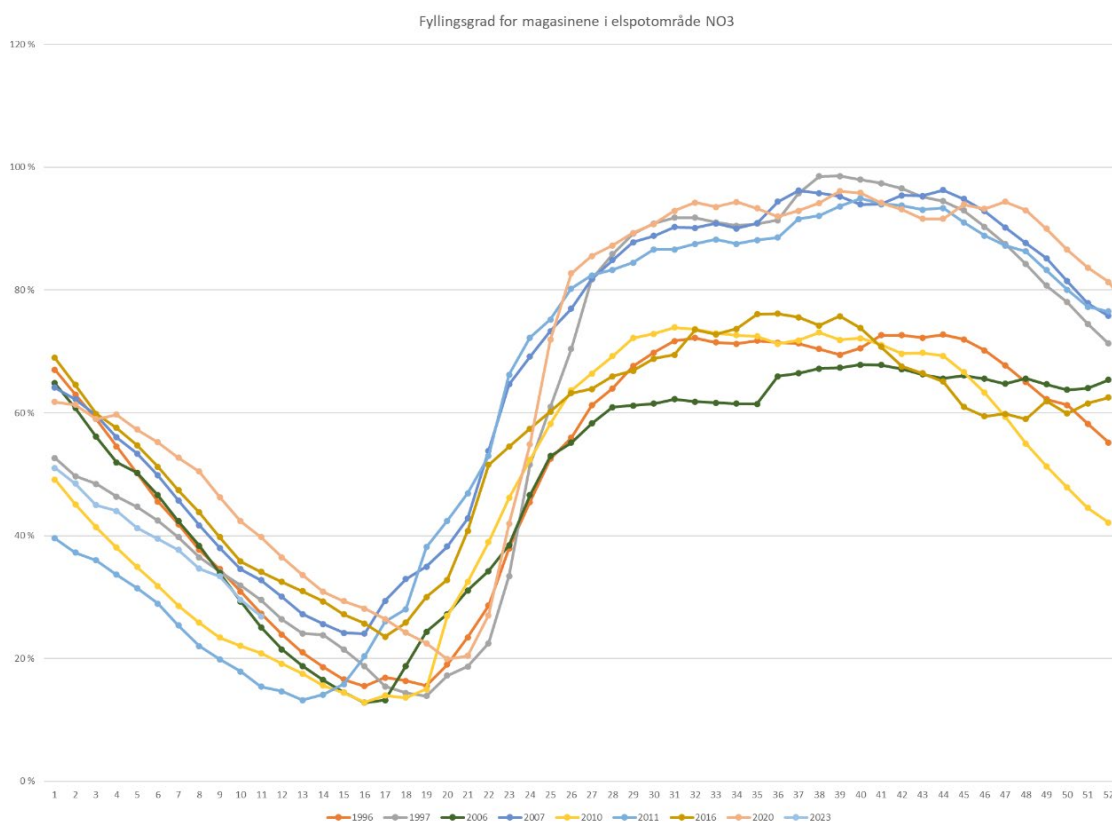
Nettselskapene har plikt til å knytte til nytt forbruk og legge til rette for økt forbruk hos allerede tilknyttede kunder. Nettselskapene plikter å investere i nett, slik at tilknytninger blir driftsmessig forsvarlige. Kunder som inngår tilknytningsavtale eller ber om økt kapasitet/kvalitet kan bli pålagt å betale anleggsbidrag. Statnett er bundet av de lokale nettselskaperes tilknytnings- og leveringsplikt.

4.3 PRODUKSJON

Et sentralt punkt i vurderingene rundt forsyningsikkerhet er krav til momentan reserve; herunder hvilken lokal og regional kraftproduksjon som skal forutsettes før og etter feilsituasjoner. Vanligvis legges det til grunn en relativt høy produksjon, mellom 80 og 100 % av tilgjengelig vinterproduksjon, etter feil (Istad Nett AS, 2016). Erfaringen fra de senere årene (se nedenstående figur 4-5 og 4-6) viser at produksjonsnivået i fylket kan variere en del fra år til år, grunnet lav magasinfylling, markedspriser, feil og vedlikehold.

For å ha tilstrekkelig reserve i feil- og avbruddssituasjoner må den enkelte region ha nok produksjonskapasitet til å dekke etterspørselen i gitte feilsituasjoner (N-1). Det må tas hensyn til både produksjonskapasitet og flaskehals i området ved vurderinger av reserve.

Det legges til grunn at produksjonen i regulerbare kraftverk kan kjøres opp på kort varsel ved feil, RKOM-markedet¹¹ er et virkemiddel Statnett som systemansvarlig kan nytte i for å få balanse mellom forbruk og produksjon av kraft i nettet. I anstrengte driftssituasjoner kan Statnett få tilgang på fleksibilitet hos store sluttbrukere ved bruk av ENOP¹²-virkemiddelet. Ved større feil i nettet kan Statnett bruke SAKS-virkemiddelet¹³ med reservekraftverk, energiopsjoner/frakobling (også systemvern) og senere gjenoppbygging av nettet (NVE, 2022). Ved planlagte driftsavbrudd blir drift av nett og produksjon koordinert og planlagt for å ivareta forsyningssikkerhet.



Figur 4-5 Magasinfyllingsgrad NO3 – Midt-Norge – utvalgte år med høy og lav fyllingsgrad 1996-2023 (Kilde: NVE Magasinfyllingsstatistikk (NVE, 2023))

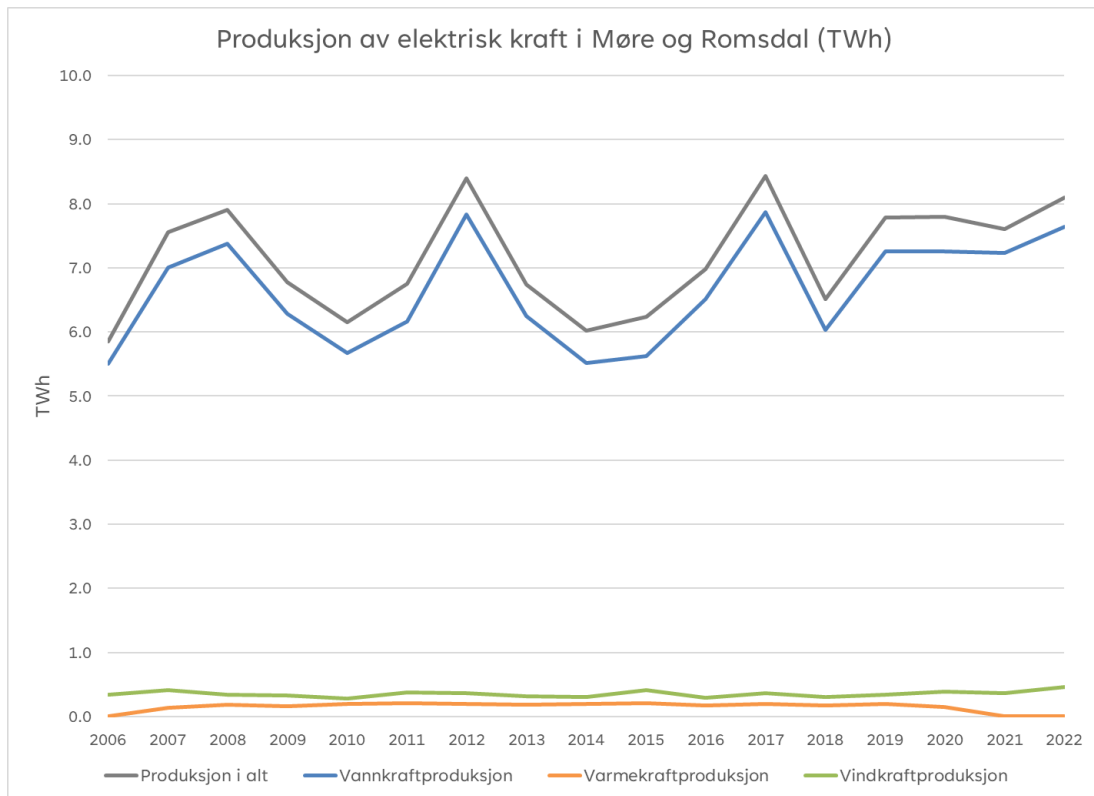
I et år med normale forhold for nedbør og tilsig er den normale produksjonskapasiteten i fylket om lag 7,7 TWh/år, se Figur 4-6. Av den totale produksjonskapasiteten (installert effekt) på om lag 1800 MW i fylket er om lag 90 % vannkraft. En del av produksjonskapasiteten er uregulerbar (eksempelvis vind- og elvekraftverk), og denne kapasiteten er ikke tilgjengelig til enhver tid.

¹¹ Regulerkraftopsjonsmarkedet gir systemansvarlig myndighet til å pålegge at kraftverk øker produksjon for å sikre balanse i kraftsystemet

¹² Energiopsjoner gir systemansvarlig muligheter til å koble fra (fleksible) kunder for å unngå kollaps og større feilsituasjoner i kraftnettet

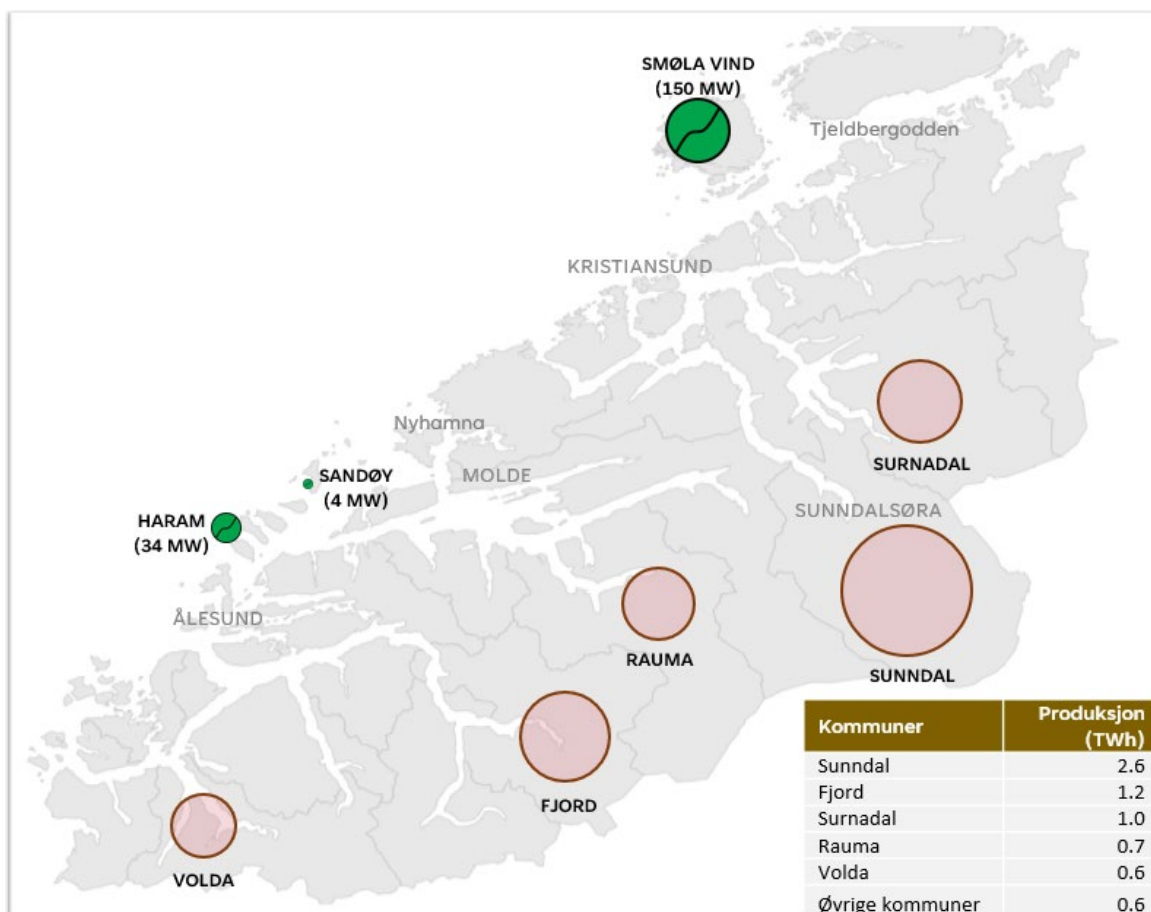
¹³ [Svært anstrengte kraftsituasjoner - NVE](#)

Tilgjengelig effekt på vinter er lavere enn installert effekt, og vintereffekten er begrensende/styrende for hvor mye effekt og energi som må importeres inn i markedet/regionen. Videre er overføringsgrenser i nettet satt ut fra at enkeltkomponenter ikke skal overbelastes (flaskehals), og hvilken reserve som må være tilgjengelig ved feil/utfall¹⁴. Ut over kapasiteten til produksjon er det faktiske produksjonsnivået av regulerbar vannkraft avhengig av markedet og prisen som oppnås på markedsplassen. Produksjonsstatistikken fra Statistisk sentralbyrå, Figur 4-6, viser at kraftproduksjonen holder seg relativt stabil fra år til år, med variasjoner som skyldes nedbør og tilsig av vann i reservoarene.



Figur 4-6 Produksjon av elektrisk kraft, Møre og Romsdal (TWh). Variasjoner i værforhold/tilsig, markedspriser, feil og vedlikehold kan påvirke størrelsen på elektrisitetsproduksjonen (Kilde: SSB, tabell 08308)

¹⁴ Beskrankingene i produksjon, overføringskapasitet og reserve kan utgjøre flaskehals dersom etterspørselen blir så stor at den møter begrensninger. Slike flaskehals prises for å redusere forbruk, og gir inntekter til systemansvarlig. Det er begrensninger på hva systemansvarlig kan bruke slike inntekter til.



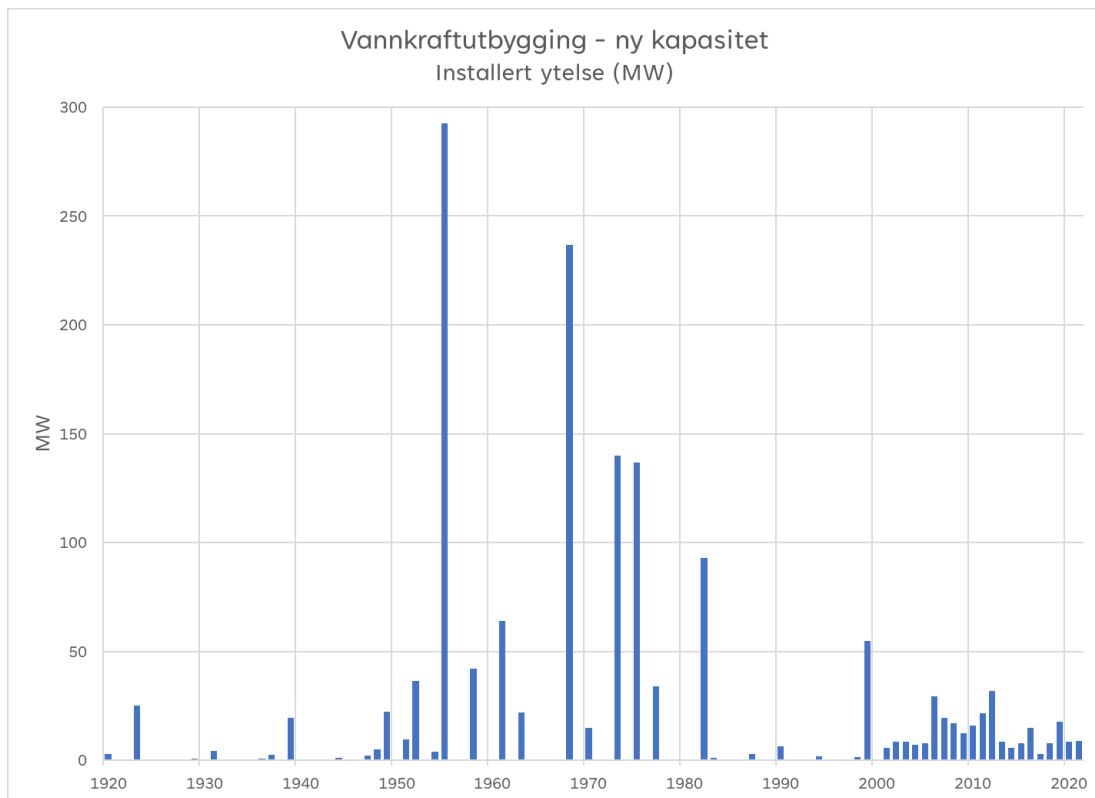
Figur 4-7 Produksjon av vannkraft og vindkraft i Møre og Romsdal (Kilde: SSB Tabell 08308)

4.3.1 UTBYGGING AV PRODUKSJONSKAPASITET I MØRE OG ROMSDAL

Hoveddelen av produksjonskapasiteten i Møre og Romsdal ble bygd ut i perioden 1952-1975 i form av regulerbar vannkraft, og installert effekt økte fra 400 MW til 1000 MW i perioden, se Figurene 4- 8 og 4-9.

Perioden 1975-1995 var preget av lavere utbyggingstakt, og installert effekt økte med 200 MW, også i denne perioden i hovedsak regulerbar vannkraft.

I perioden 1995-2015 ble det bygd en større andel uregulerbar kraft (elvekraft og vindkraft), med en økning av installert effekt fra 1200 MW til 1700 MW. Som vi tidligere har sett la idriftsettelsen av 420 kV-ledningen Sogndal-Ørskog til rette for at flere småkraftverk kunne tilknyttes i regionen. Også etter 2015 er det i stor grad bygd ut uregulerbar kraft i fylket, men det har også blitt bygd ut regulerbar småkraft og noen større kraftverk har blitt oppgradert.



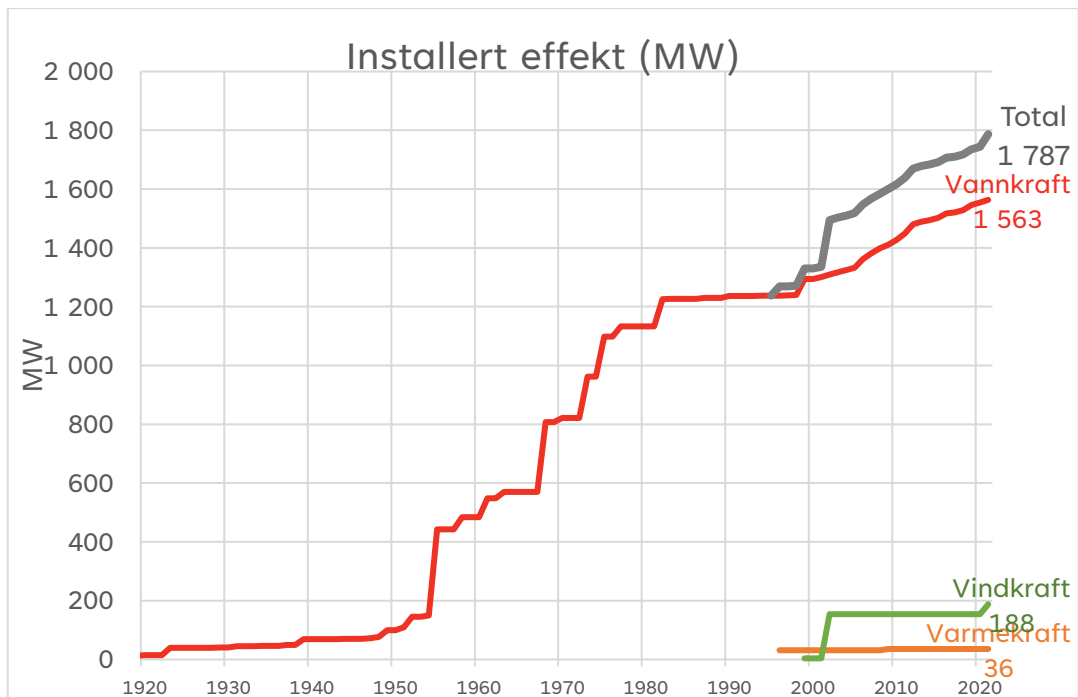
Figur 4-8 Utbyggingstakt av produksjonskapasitet for vannkraft 1920-2021 (Kilde: NVE Vannkraftdatabase) (NVE, 2023)

4.3.2 UTVIKLINGEN I KRAFTPRODUKSJON I MØRE OG ROMSDAL

Uregulerbar kraftproduksjon som vind og småkraft medfører at vintereffekten er lavere enn den installerte effekten. Den historiske kraftproduksjonen i lys av tilgjengelig vintereffekt og faktisk produksjon, viser at middelproduksjonen i fylket er (svakt) stigende¹⁵, se Figur 4-9. Vi ser også at produksjonen har lavere veksttakt enn økningen i installert effekt. De ulike kraftverkene har ulik brukstid, og gjennomsnittlig brukstid har falt. På grunn av de forannevnte forholdene med varierende nedbørsmengde/tilsig, uregulerbar kraft og priser satt på markedsplassen¹⁶ vil kraftproduksjonen svinge, slik at det må overføres (eller importeres) kraft til delområder for å oppnå balanse i markedet.

¹⁵ Se også slide 4 i RKSU (Elinett, 2022)

¹⁶ Se også kapittel 11



Figur 4-9 Utvikling i akkumulert produksjonskapasitet (installert effekt) i Møre og Romsdal 1920-2021. I tillegg kommer 3 MWp solkraft. (Kilder: [Vannkraftdatabase - NVE](#); [Data for utbygde vindkraftverk i Norge - NVE](#); [termiske-kraftverk-i-norge-2022.xlsx \(live.com\)](#)) (NVE, 2023) (NVE, 2023) (NVE, 2023)

Vi ser av ovenstående figur at det i perioden fra 1990-tallet til 2020 har blitt gjennomført flere prosjekter som har økt produksjonskapasiteten i fylket. Siden årtusenskiftet har ny produksjonskapasitet i hovedsak kommet i form av:

- Vannkraft – produksjonen har økt fra 1329 MW ved årtusenskiftet til 1563 MW i 2021. Økningen på 234 MW installert effekt har gitt en økning i midlere årsproduksjon på 817 GWh/år, og skyldes i hovedsak:
 - Småkraft på Sunnmøre (uregulerbare elvekraftverk og mindre reservoarer) som kunne få tilknytning til nettet i 2015/16 i forbindelse med at 420 kV linjen Sogndal-Ørskog ble satt i drift.
 - I perioden 2020-2021 ble det idriftsatt ny kapasitet i småkraftverk på 15,5 MW, med forventet produksjon 54 GWh/år¹⁷
 - Oppgradering av eksisterende kraftverk:
 - Verma kraftverk effektoppgradering fra 9 til 22,5 MW i 2020
 - Ulvund kraftverk effektoppgradering til 19,5 MW i 2016
- Vindkraft:
 - Sandøy vindpark (1999): 3,75 MW (4,25 MW konsesjon) og forventet produksjon 10 GWh/år
 - Smøla vindpark (2002): 150,4 MW og forventet produksjon 356 GWh/år
 - Haram kraft (2021): 33,6 MW (konsesjon 66 MW) og forventet produksjon 127,18 GWh/år

¹⁷ <https://www.nve.no/energi/energisystem/vannkraft/status-for-ny-vannkraftproduksjon/>

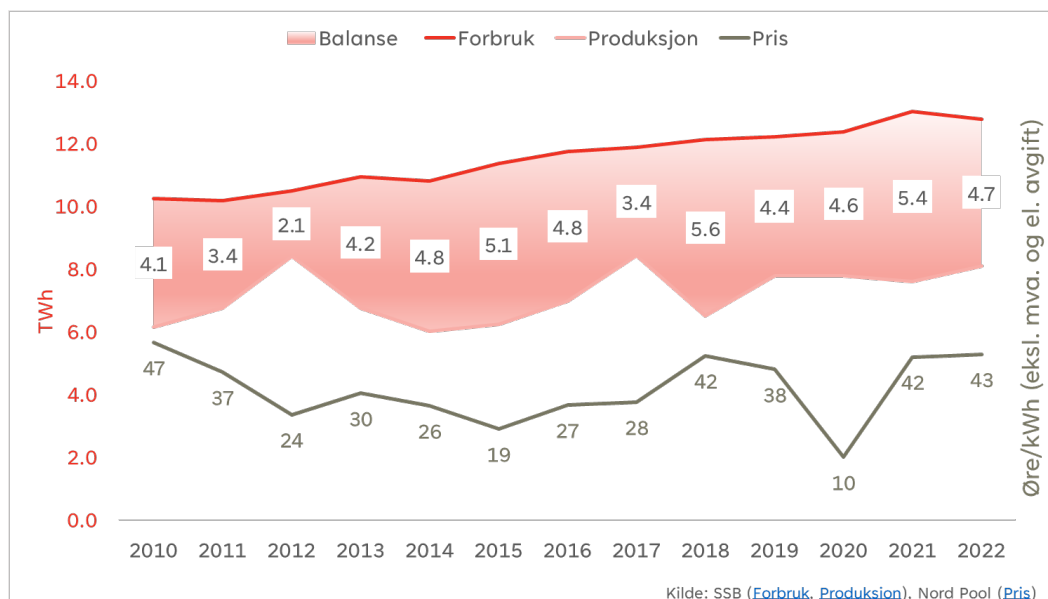
Produksjonskapasiteten i Møre og Romsdal har ikke blitt bygd ut i takt med veksten i forbruk. Fra 1990-tallet har flere store prosjekter for å øke kraftproduksjonen i fylket blitt skrinlagt eller ikke gjennomført.

Veksten i produksjonskapasitet og faktisk produksjon har ikke hatt samme utvikling som veksten i forbruk, slik at ubalansen mellom produksjon og forbruk har økt i hele perioden fra 1990-tallet.

4.4 UTVIKLINGEN I KRAFTPRIS

Som beskrevet i foregående delkapitler har kraftunderskuddet i Møre og Romsdal økt siden 1990-tallet. I perioden 2010-2022 har vi tilgang på gode tall om både forbruk, produksjon og kraftpris for husholdninger gjennom Statistisk sentralbyrå. I denne perioden har forbruket økt jevnt fra 10,2 til 12,8 TWh, det vil si en økning på 2,6 TWh. Kraftproduksjonen er mer variert, hovedsakelig som følge av endrede mengder nedbør og tilsig til magasinene fra år til år. Med unntak av 2012 ser vi at kraftunderskuddet i perioden har vært i størrelsesorden 3,4 – 5,6 TWh. Dette betyr at Møre og Romsdal i snitt importerer nesten 40 prosent av den kraft som forbrukes i fylket.

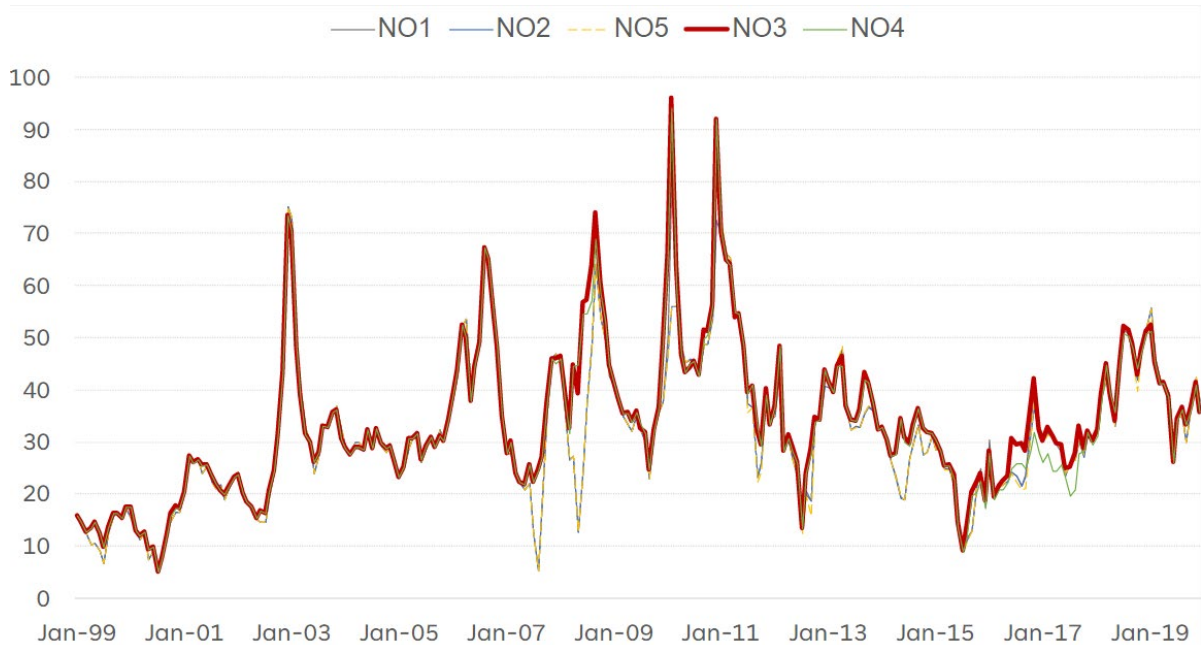
At fylket har negativ kraftbalanse fører ikke nødvendigvis til høye kraftpriser. Det kritiske i så måte er om overføringskapasiteten er god nok til å kunne importere kraft fra tilgrensende områder.



Figur 4-10 Nominell prisutvikling på kraft i Område Midt (NO3), sammenstilt med kraftbalanse i Møre og Romsdal (Kilder: SSB (forbruk/produksjon), Nord Pool (pris))

I Figur 4-8 har vi oppgitt den nominelle prisutviklingen på kraft for perioden 2010 til 2022. Vi kan se at det ikke er noen klar sammenheng mellom kraftunderskudd på den ene siden og utviklingen i prisen på kraft. Med unntak av 2020 har kraftprisene holdt seg i området 19 – 47 øre per kilowatttime (ekskl. mva. og el-avgifter). Det er derfor lite som tyder på at det varige kraftunderskuddet i seg selv har gitt seg utslag i høyere priser over tid.

Figur 4-10 viser hvordan prisene i de fem prisområdene i Norge har utviklet seg i perioden 1999-2019¹⁸. I hovedsak fulgte kraftprisene i alle de fem prisområdene hverandre. Selv om det er noen temporære (sesongvise) avvik på kort sikt synes det som at det er ikke flaskehalser eller markedsforhold som har gitt grunnlag for vedvarende og store prisforskjeller mellom de ulike prisområdene i perioden 1999-2019.

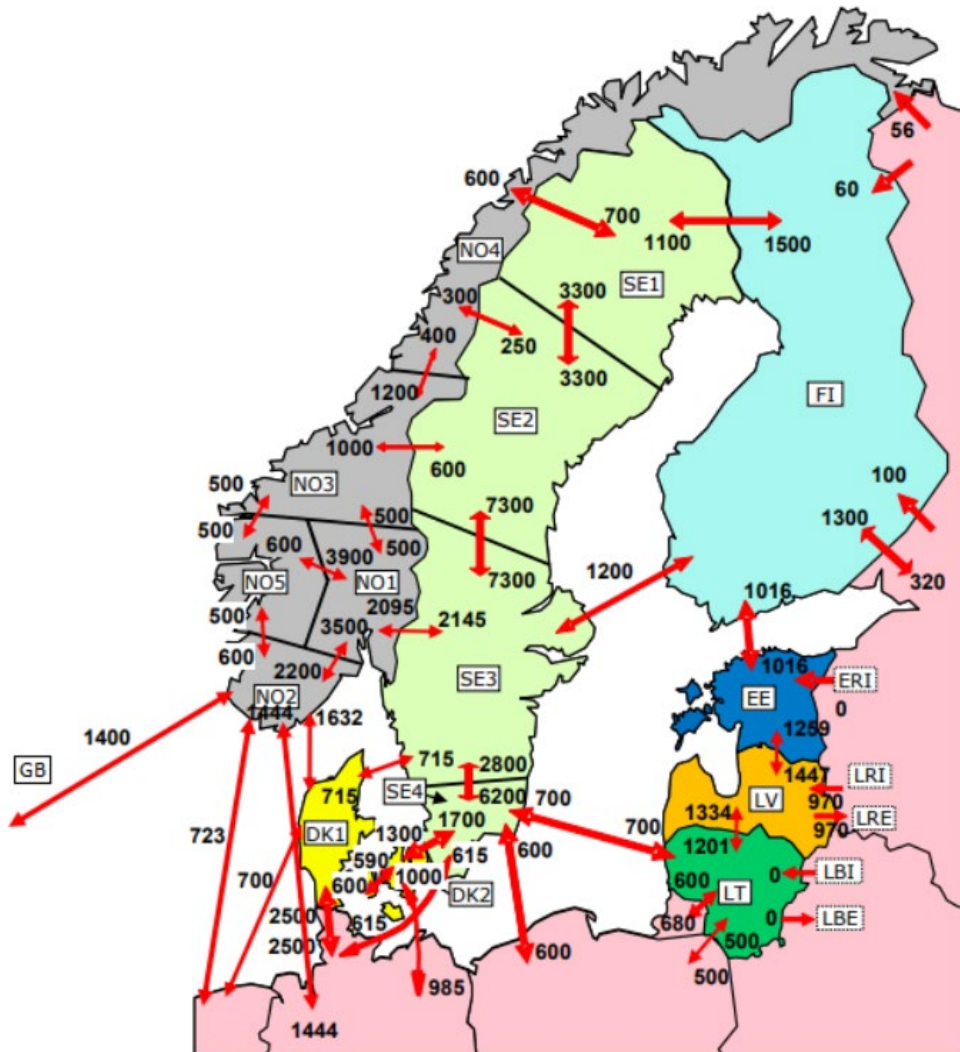


Figur 4-11 – Utviklingen i spotpris for kraft (eksklusive avgifter) i NO3 sammenliknet med øvrige områder i perioden 1999-2019 - tidsserie i SSB avsluttet (Kilde: Statistisk sentralbyrå)

I Figur 4-11 ser vi utviklingen i kraftpris for husholdninger i Norge i perioden 2012-2023, i motsetning til Figur 4-9 og 4-10 omfatter også tallene nettleie og avgifter. Her ser vi at prishoppene som kom i 2021 og 2022 er relativt høye, og markant høyere enn de tidligere opplevde pristoppene i spotpris, som inntraff i 2018 og 2019. Også Figur 4-12 bekrefter bildet at realprisen for kraft i Norge har steget betraktelig, og er mye høyere enn i 2018-19.

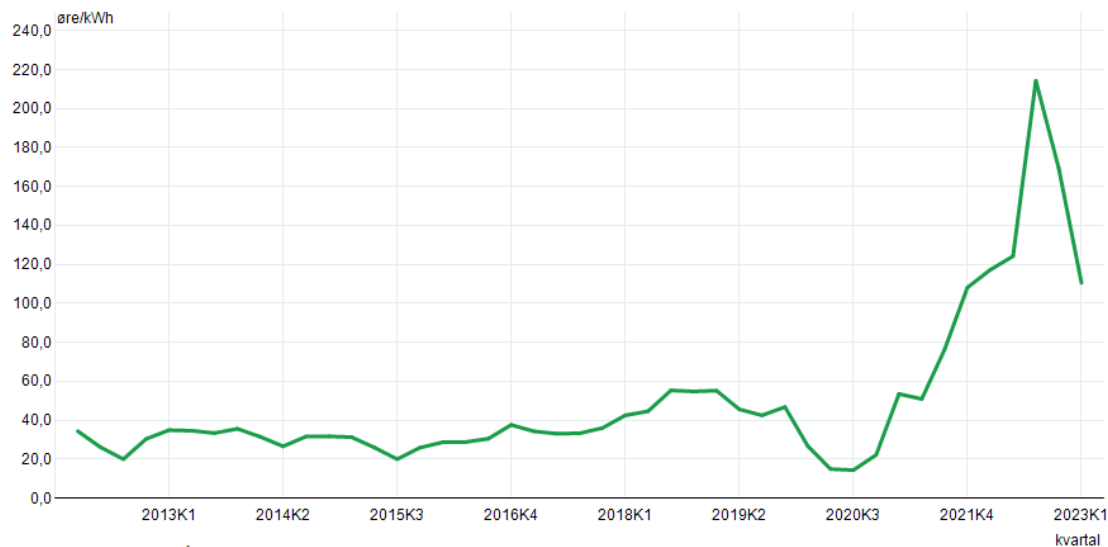
Prisøkningen har sammenheng med flere inntrufne hendelser i de europeiske markedene og i det norske markedet (NVE, 2023). Blant annet har struping av gasstilgangen som følge av krigen i Ukraina og endringer i CO₂-kvotepriser ført til at marginalprisen for kraft har steget. Redusert kjernekraftproduksjon i Frankrike påvirket prisene i det europeiske markedet. For Norges del har redusert kraftproduksjon på grunn av vedlikehold av kraftverk i Sverige påvirket prisene både i Sør- og Midt-Norge, mens tidligere nevnte europeiske markedsforhold påvirket prisen i Sør-Norge. Norge har i dag 17 utenlandsforbindelser, både luftledninger og sjøkabler.

¹⁸ Tidsserien i figuren er avsluttet i 2019. Dette var før overføringskablene («utenlandskablene») til Storbritannia (og også Tyskland) ble satt i drift i 2021. Imidlertid var det 15 andre utenlandsforbindelser i form av sjø- og luftledninger til andre nasjoner som var i drift, blant annet Sverige, Danmark, Tyskland, Nederland og Russland.

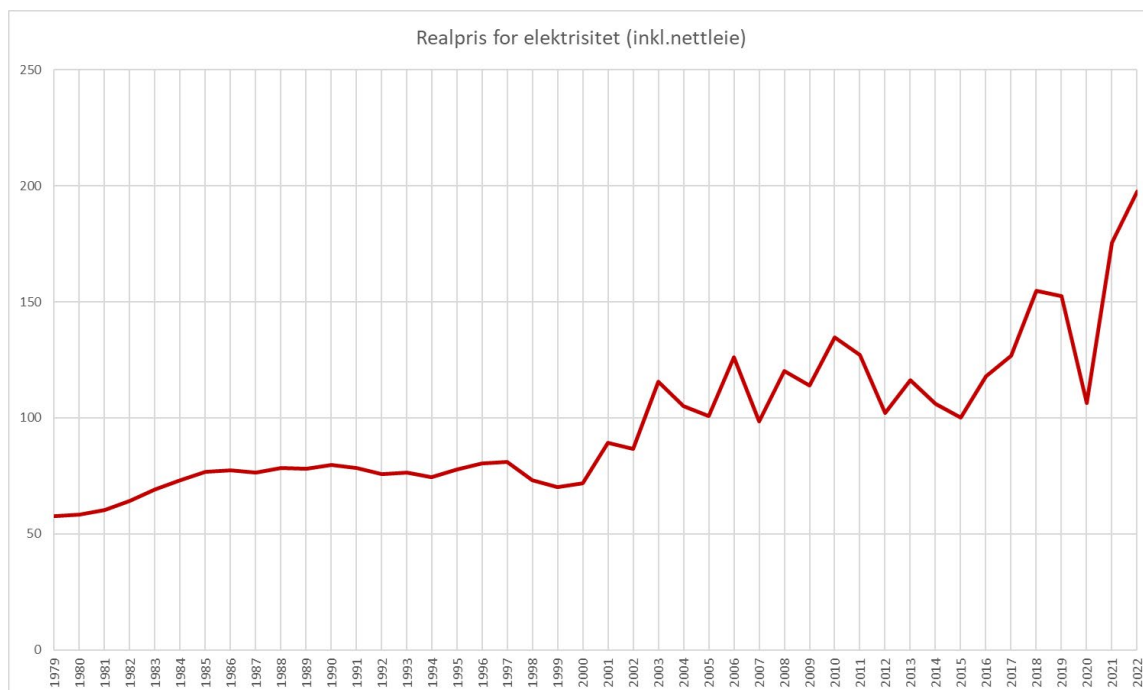


Figur 4-12 Norske og Nord-Europeiske prismråder med utenlandsforbindelser og fastsatte handelskapasitet (tillatt overføringskapasitet) mellom alle områder [MW] (Kilde: (RME, 2022))

Utenlandsforbindelsene har vært i drift i mange tiår, forbindelse mot Sverige siden 1960-tallet, Danmark siden 1970-tallet, Nederland siden 2000-tallet og Tyskland/Storbritannia siden 2021. De undersjøiske kablene mot det europeiske fastlandet og mot Storbritannia gjør at Norge kan ta del i det europeiske markedet og utveksle kraft, likeens bidrar luftledninger mot Sverige og Finland til utveksling av kraft begge veier.



Figur 4-13 – Kraftpris, inkl. nettleie og avgifter for husholdninger i Norge 2012-2023 (Kilde: Tabell 09387 SSB, 2023)



Figur 4-14 – Realpris for elektrisitet, inkl. avgifter og nettleie for husholdninger i Norge, justert for konsumprisindeks (SSB tabell 09387 t.o.m. 2022, justert for konsumprisindeks)

Vi ser av figurene 4-9 til 4-11 at prisen på elektrisitet til husholdningene har hatt en stigende trend, også justert for prisstigning i samfunnet. Vi kan ikke lese ut av dette at man i Møre og Romsdal (eller NO3) har måttet betale en høyere pris enn andre steder. Tvert imot har NO3 forbindelser til flere andre prisområder, og kan ta imot overskudd fra disse områdene til markedspris. Selv om prisene i Møre og Romsdal er lavere enn snittet i Norge (Figur 4-9 vs Figur 4-10), er trenden at prisen øker. Dette sammenfaller med Statnetts kortsiktige markedsanalyse 2022-27 (Statnett, 2022), kortsiktig markedsanalyse 2023-2028 (Statnett, 2023) og deres langsiktige markedsanalyse 2022-50 (Statnett, 2023). Disse fastslår at også NO3 må forberede

seg på et prisnivå som er på høyde med 2022 og 2023 frem mot 2040. Se også kommentar til Figur 10-2.

Prisforskjellene mellom elspotområder påvirkes i stor grad av flaskehalsene i overføringsnett; det er forskjell i tilbud og etterspørsel i det enkelte prisområdet og import/eksportkapasitet som gir prisforskjellene. Legger vi til grunn at det i perioden frem mot 2050 fortsatt vil eksistere flaskehals i overføringsnett, og at det ikke kommer til store mengder ny produksjon (eksempelvis havvind eller solkraft) i den kommende 10-årsperioden, vil Møre og Romsdal påvirkes av prisen i de andre markedsområdene. Etter hvert som kraftoverskudd i tilgrensende prisområder går mot å bli underskudd, er det naturlig å legge til grunn at Møre og Romsdal vil oppleve økte priser som følge av at andre prisområder også må importere kraft. Selv om det går mot kraftunderskudd også i tilgrensende prisområder (og i Sverige), er forventede priser for NO3 og Møre og Romsdal i perioden frem mot 2050 lavere enn det som forventes på Vestlandet og Østlandet, med referanse til Statnetts markedsanalyser (Statnett, 2022) (Statnett, 2023). NO3 nyter godt av å ha overføringslinjer til hele 4 prisområder, inklusive utenlandsforbindelse til midt-Sverige.

4.5 ENERGIBALANSE 1996-2020

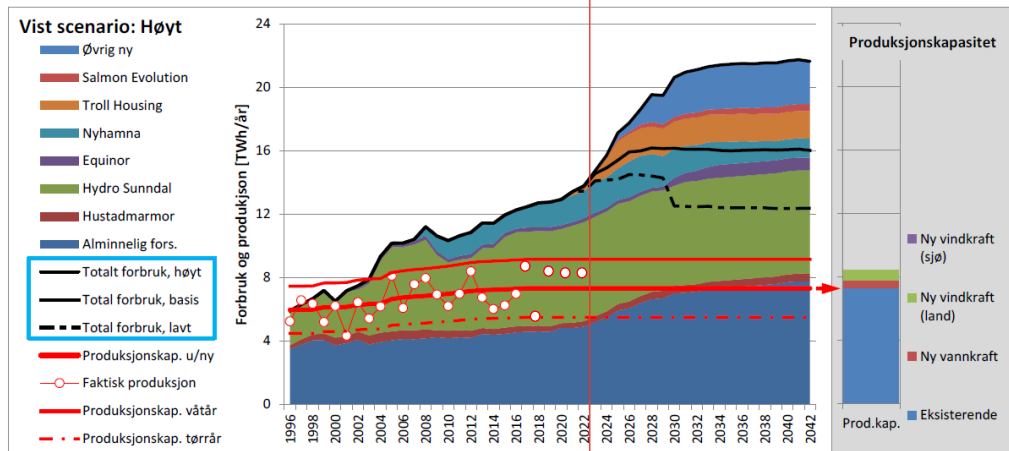
Som vi så i kapittel 4.1 har fylket altså hatt en utpreget høy vekst i kraftforbruket helt siden 1990-tallet, som følge av etablering og senere vekst/utvidelser av kraftintensiv industri. Overføringsbehovet inn til fylket har vært stort helt siden 1990-tallet og har økt jevnt gjennom hele 2000-tallet. Den anstrengte kraftsituasjonen med dårlig forsyningssikkerhet fra tidlig på 2000-tallet ble avhjulpet med økt kapasitet i transmisjonsnett fra 2016, men begrenset overføringskapasitet inn til fylket har periodevis ført til anstrengt forsyningssituasjon også etter 2016, spesielt i kalde og tørre år (Elinett, 2022). Statnett har gjennomført flere tiltak for å bedre situasjonen i området også etter 2016.

Vi ser av figur 4-13, hentet fra RKSU (Elinett, 2022), at det er et vesentlig underskudd i energibalansen i regionen, som har økt siden 1990-tallet. Det er en betydelig forskjell i energibalanse også mellom forskjellige regioner i Møre og Romsdal. Kraftproduksjonen og transmisjonsnettlinjene er i hovedsak lokalisert i indre deler av Møre og Romsdal, mens det store forbruket, sett bort fra Hydro Sunndal, er i ytre deler av fylket. Det er i stor grad langs kysten veksten har kommet og vil fortsette å komme.

Ubalansen mellom kraftproduksjon og -forbruk i Møre og Romsdal har økt gjennom hele 2000-tallet.

4. Framtidige overføringsforhold

Energibalanse for Møre og Romsdal, historisk og scenarier

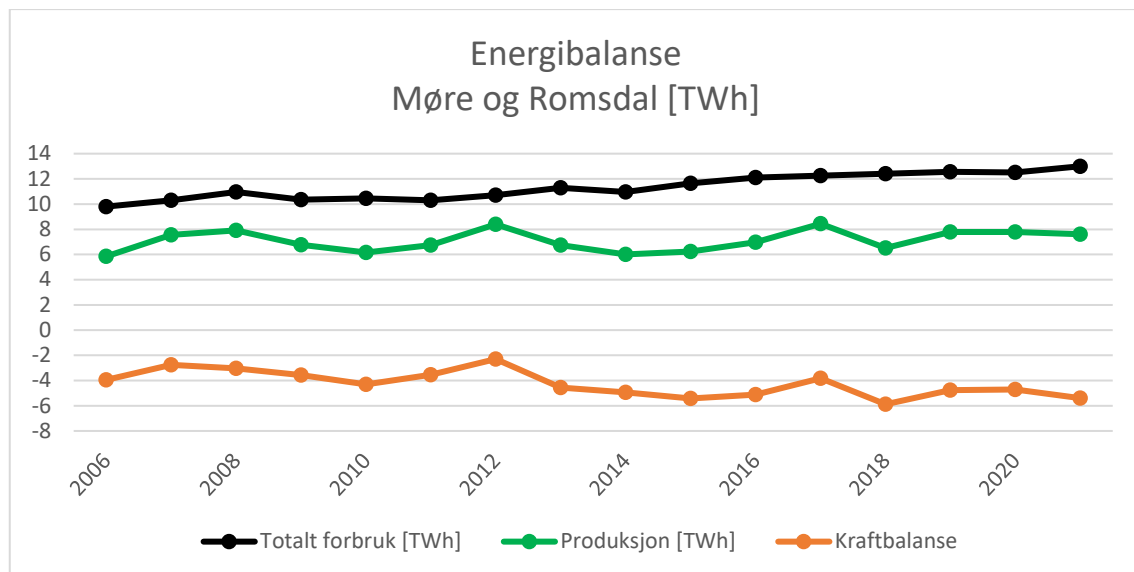


Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2022
Elinett / juni 2022

31

elinett
Alltid på

Figur 4-15 Energibalanse Møre og Romsdal RKSU 2022 (Elinett, 2022) Tillegg av data for faktisk produksjon 2016-2020 fra SSB (tabell 0308)



Figur 4-16 – Energibalanse i Møre og Romsdal 2006-2021 (Kilder: Forbruk – RKSU 2022, slide 5; Produksjon: SSB Tabell 08308).

5 STATUS PER 2021

Tabellen på neste side sammenstiller informasjon fra sist publiserte Regional Kraftsystemutredning (RKSU) for Møre og Romsdal 2022 (Elinett, 2022), og fremstiller kraftbalansen per delområde i Møre og Romsdal frem til 2021¹⁹. Den viser at alle områder i Møre og Romsdal har kraftunderskudd i dagens situasjon.

Totalt kraftforbruk til alminnelig forsyning i Møre og Romsdal (alt forbruk unntatt kraftintensiv industri (KII)²⁰) var for 2021 på 4,03 TWh, mens kraftintensiv industri forbrukte 9,24 TWh (69%).

- Område A og B (Sunnmøre) er omtrent i effektbalanse ved tunglast og med full produksjon, men har underskudd i vinterhalvåret grunnet mye uregulerbar kraft (se også tidligere avsnitt). Det er en energimessig egendekning på opp mot 80 % i områdene. Hoveddelen av produksjonen er regulerbar, men områdene har også en god del uregulerbar produksjon. Produksjonsnivået av både effekt og energi er såpass nær opp mot behovet at det må regnes med både effekt- og kraftunderskudd i deler av døgnet/året. Dette løses med import fra tilgrensende områder, og/eller oppkjøring av kraftverk.
- Område C (Romsdalshalvøya) har så godt som ingen egenproduksjon til å dekke opp last og forbruk, og er avhengig av innmating via transmisjonsnett og fra område E. Sterk vekst i kraftintensiv industri har gjort underskuddet større de senere årene.
- Område D (Nordmøre) har en energimessig egendekning på om lag 60%. Den installerte effekten i området kan i hovedsak tilskrives vindkraftparken på Smøla. Denne produksjonen er ikke regulerbar, og medfører at området kan ha både overskudd og underskudd av effekt.
- Område E (Indre Nordmøre og Indre Romsdal²¹) – Sterk forbruksvekst i kraftintensiv industri har gitt området underskudd på energi, men det er fortsatt effektoverskudd i området. Energibalansen er altså dårligere enn effektbalansen.
- Middelproduksjon for Møre og Romsdal var i 2021 7,65 TWh/år. For 2021 var forbruket 13,3 TWh, noe som ga et kraftunderskudd på 5,6 TWh. For 2022 forventes et kraftunderskudd på 6,1 TWh.

Romsdalshalvøya (område C), med kraftintensiv industri (KII) i form av Nyhamna gassprosessering, Hustadmarmor, Troll Housing (datasenter) og Salmon Evolution (landbasert oppdrett), har tilnærmet ingen intern kraftproduksjon. Området er avhengig av overføring av kraft fra andre områder internt i NO3.

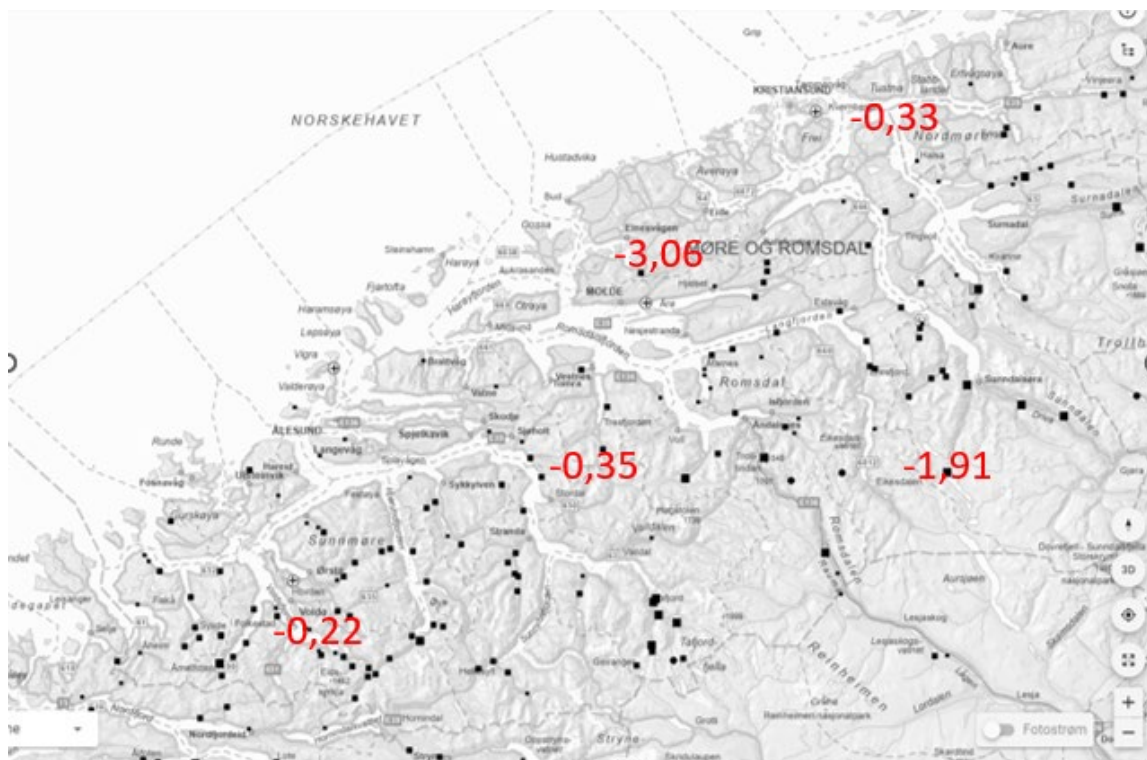
¹⁹ Det er få endringer i nettkapasitet fra 2021 til 2023, men det har tilkommet en økning på 0,5% i produksjon, som vi kommer tilbake til i kapittel 11. Forventet underliggende vekst i energiforbruk i alminnelig forsyning er i RKSU prognostisert til 0,9% per år.

²⁰ KII – virksomheter som har eller planlegger uttak fra nettet som er større enn 25 MW brutto. Dette er pr 2021 Hydro Sunndal (E), Omya Hustadmarmor (C), Troll Housing datasenter (C), Salmon Evolution (C), Nyhamna gassprosesseringsanlegg (C) og Tjeldbergodden Industrianlegg (D)

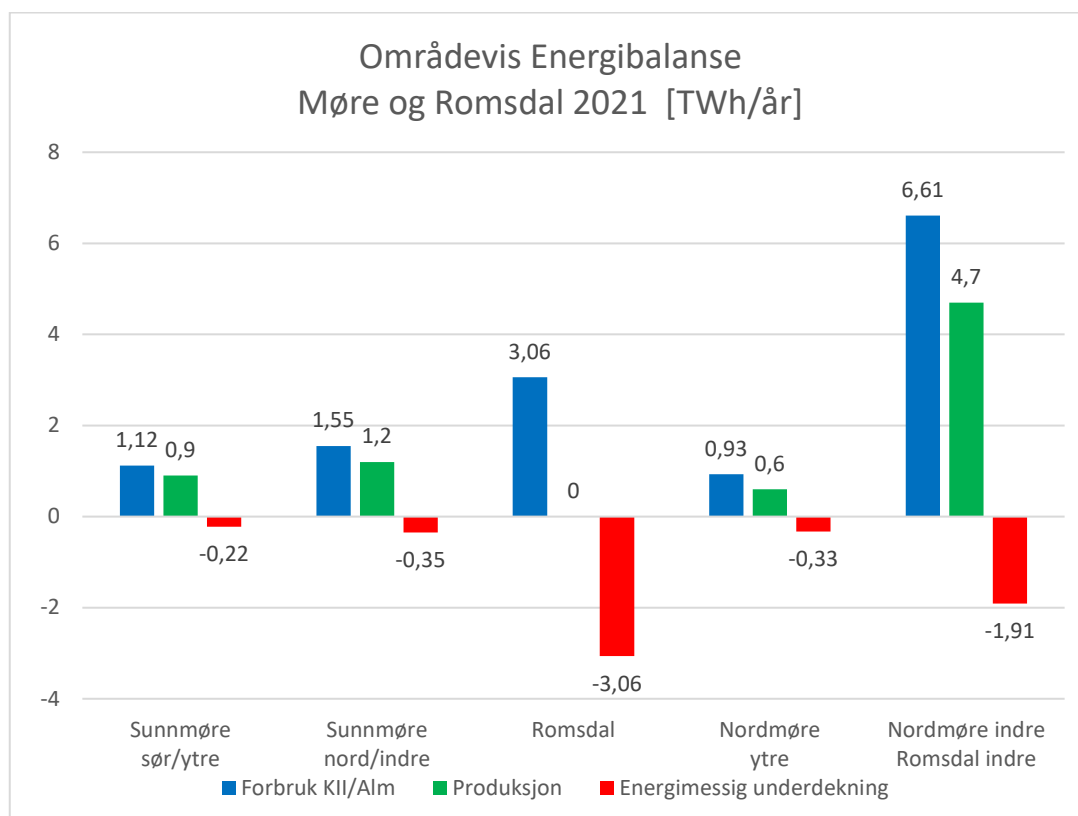
²¹ Område E utgjøres av kommunene Surnadal, Sunndal, Rauma, og tidligere Nesset kommune.

Tabell 5-1 Kraftbalanse Møre og Romsdal per nettområde – årsforbruk 2021 og topplast vinter 2021/22. I tabellen er kraftintensiv industri (KII) og industri med el-drevne prosesser (Alm) slått sammen. (Data om effektbalanse og forbruk fra slide 6 i RKSU 2022. Data for produksjon avlest fra slide 7 i RKSU 2022 (Elinett, 2022).

Om- råde	Lokasjon	Nett- selskap	Effektbalanse (MW) Max effektforbruk og installert generatoreffekt			Energibalanse (TWh/år) Forbruk og middelprod. [TWh/år]			Energimessig dekning	
			Effekt- forbr. KII +Ind [MW]	Effekt- -forbr. Alm. Forsy- ning [MW]	Produk- sjon Gene- rator- effekt [MW]	Kraft- forbr. KII +ind	Kraft- forbr. Alm	Prod- uksjon	TWh	Pro- sent
Mørenett (tidl Tussa- og Tafjord Nett) Tindra (tidl Stranda Energi nett) Elinett (tidl Istad Nett) Mellom (tidl NEAS Nett) S-Nett (tidl. Svorka Nett) SU-nett (tidl. Sunndal Energi Nett) Romsdal Nett (tidl. Rauma Energi Nett)										
A	Sunnmøre ytre/søre (Stranda, Sykkylven, Ørsta, Volda, Vanylven, Sande, Herøy, Ulstein, Hareid)	Mørenett Straumen Tindra		215	277	0,26	0,86	0,9	-0,22	80 %
B	Sunnmøre indre nordre (Fjord, Ålesund, Giske)	Mørenett Nordvest- nett		308	338	0,36	1,19	1,2	-0,35	77 %
C	Romsdalshalv øya/ytre (Molde (u/Nesset), Aukra, Hustadvika, Gjemnes)	Elinett	262	169	14	2,11	0,95	~0	-3,06	0 %
D	Nordmøre (Averøy, Kristiansund, Tingvoll, Surnadal, Aure)	Mellom S-nett	31	123	184	0,3	0,63	0,6	-0,33	65 %
E	Romsdal Sør/øst og Søndre Nordmøre (Rauma, gamle Nesset kommune, Sunndal)	SU-Nett Elinett Romsdal- nett	631	92	939	6,21	0,4	4,7	-1,91	71 %
Total			924	907	1754	9,24	4,03	7,4	-5,89	56%



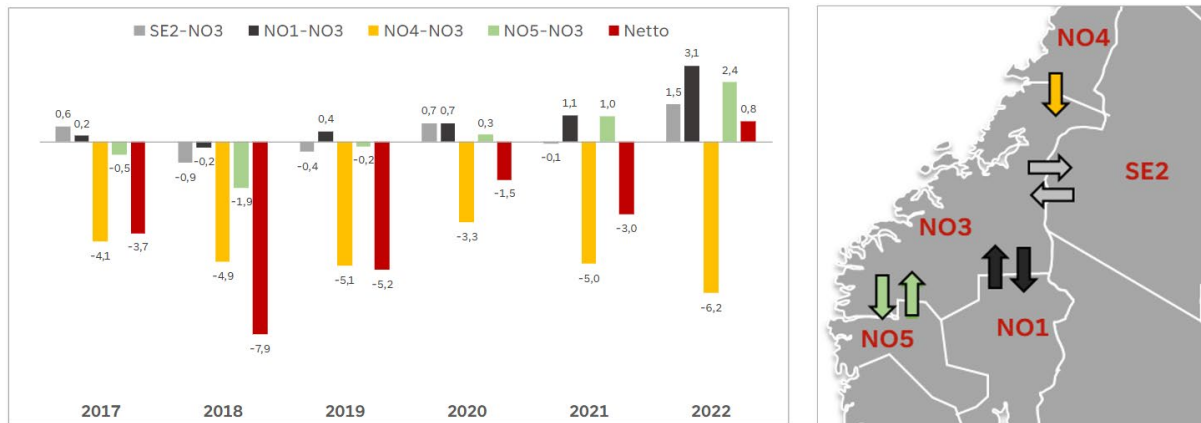
Figur 5-1 – elektrisitetsbalanse per område i Møre og Romsdal 2021 [TWh/år] (Kilde: Sammenstilt fra slide 6 og 7 i RKSU (Elinett, 2022))



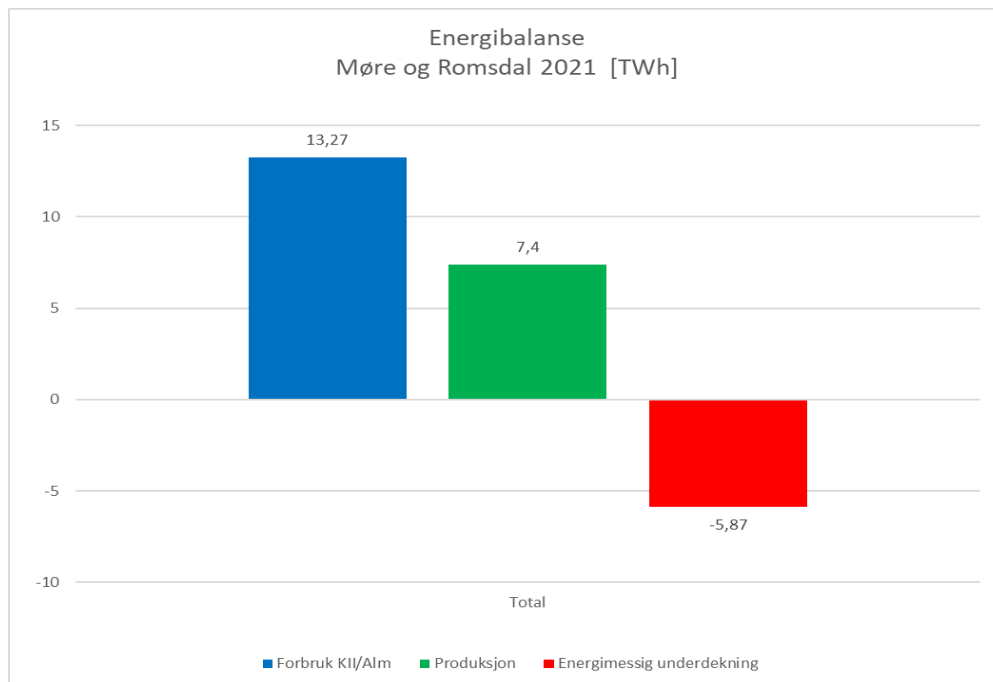
Figur 5-2 – Områdevis energibalanse Møre og Romsdal 2021 (Kilde: Data fra RKSU 2022, slide 6 og 7) (Elinett, 2022)

Møre og Romsdal er en region med underskudd av kraft. Det er ikke balanse mellom produksjon og forbruk verken for effekt eller elektrisitet i fylket under ett. Regionen er avhengig av innmating fra naboområder i Midt-Norge (NO3) og andre prisområder i Sør-Norge (NO1 og NO5). Underdekningen bidrar til behov for overføring av kraft fra Nord (NO4) og import av kraft fra Midt-Sverige (SE2).

Området er avhengig av produksjon internt i NO3 (Trøndelag, Nord-Gudbrandsdal, Nordfjord, Ytre Sunnfjord og Ytre Sogn), innmating fra NO5 (Vestland) og NO1 (Østlandet). NO3 er et underskuddsområde totalt sett, intern innmating fra øvrige deler av NO3 til Møre og Romsdal kan eksempelvis utløse behov for innmating fra NO4 (Nordland) og import fra SE2 (Midt-Sverige).

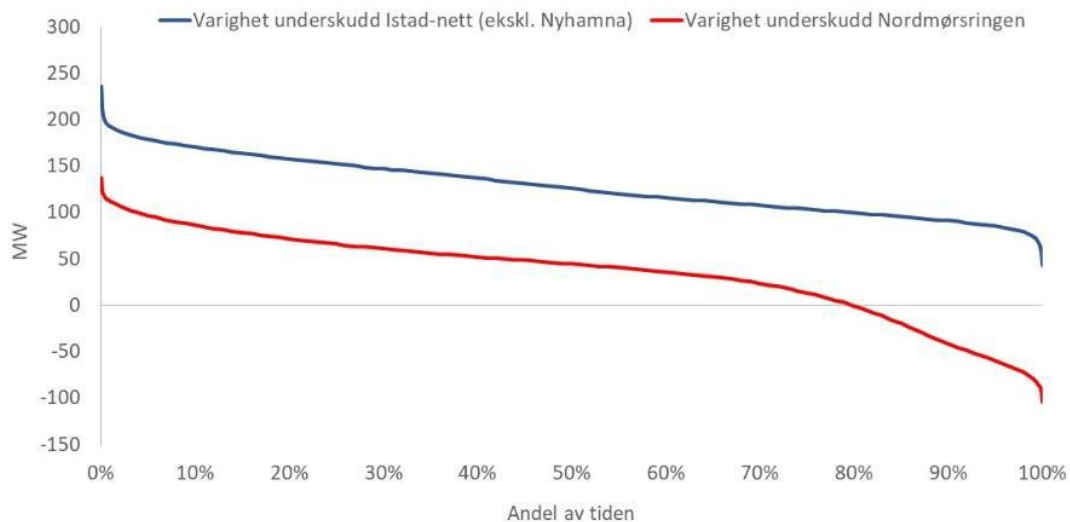


Figur 5-3 Kraftflyt mellom NO3 og tilgrensende prisområder (TWh). Positive verdier er eksport fra NO3, mens negative verdier er import til NO3 (Kilde: Nordpool)



Figur 5-4 – Energibalanse Møre og Romsdal [TWh/år] (Kilde: RKSU 2022, (Elinett, 2022))

Vi ser av Figur 5-5 at Nordmørsringen har underskudd i effektbalansen i 80% av tiden, med et importbehov for effekt som i snitt ligger på 50 MW. 20% av tiden eksporteres det effekt (og kraft) ut av Nordmørsringen. For Romsdalshalvøya (Elinetts konsesjonsområde) er det alltid underskudd i kraftbalansen, og et behov for mellom 125 og 225 MW i import av effekt til området, i 50% av tiden et behov for import av 150 MW eller mer.



Figur 5-4 – varighetskurve for underskudd i effektbalanse i Romsdal (blå) og Nordmøre (rød). Positive verdier på y-aksen angir behov for import av effekt til området [MW]. (Kilde: KVV Tilrettelegging for forbruksvekst i Nordmøre og Romsdal) (Statnett, 2022)

Flere områder i Møre og Romsdal har begrensninger i nettkapasitet, både i transmisjonsnett og regionalnett. I disse områdene er det begrenset kapasitet for vekst før det er gjort nettinvesteringer (Elinett, 2022):

- Nyhamna gassprosesseringsanlegg har ikke full reserve, men kobles helt ut ved feil på nettet
- Det er ikke nok nettkapasitet til å tilknytte alt ønsket forbruk i Romsdal og på Nordmøre uten gjennomføring av nettførsterkningstiltak (utbygging) i både transmisjons- og regionalnett
- De ytre områdene i forsyningsområdene til Mørenett (Linja fra 2023)²² har ikke tilstrekkelig reservekapasitet til å håndtere enkelte kritiske utfall i høylastperioder
- Transformatorstasjoner i regionalnett som ikke har gjenværende kapasitet for lastøkning:
 - Ørsta/Volda-området har begrenset kapasitet til å ta imot ny kraftproduksjon inntil kapasitetsbegrensninger i Haugen trafostasjon er håndtert
 - Regionalnett på Nordmøre (132 kV) er fullt utnyttet og har begrenset kapasitet til å ta imot ny produksjon.

²² Vanylven, Sande, Herøy, Ulstein, Sula, Ålesund

6 VEKST I FORBRUK SOM FØLGE AV NASJONALE TRENDER

6.1 NASJONALE TRENDER – STATNETTS FORVENTNINGER

Statnett informerte i desember 2022 Regjeringen ved Olje- og energidepartementet om betydelige utfordringer som kan ventes i kraftsystemet i Norge om få år (Statnett, 2022)²³:

- Det forventes at effekt- og energibalansen i Norge blir negativ innen 2027/2028²⁴. I deler av landet vil dette føre til svært høye priser
- Om forbruket ikke reduseres som følge av høye priser vil det oppstå situasjoner der tilbud og etterspørsel ikke kan balansere uten å koble ut forbruk
- Myndighetene bør vurdere om retten til tilknytning og markedsadgang skal begrenses
- Myndighetene må stimulere til økt kraftproduksjon, både energi og effekt, også utover satsingen på havvind.

Særsilt vil områder der det ikke er balanse mellom forbruk og produksjon bli sårbare for prisvariasjoner. Hovedutfordringen i årene fremover blir å sikre effektbalansen i kuldeperioder med lite vindkraftproduksjon. På nasjonalt nivå er mulighetene for import av kraft fra nabolandene god, men i perioder med lite vindkraftproduksjon i Nord-Europa vil kraftprisen bli svært høy. Hensyntatt forventet forbruksvekst de nærmeste årene vil det i perioder ikke være mulig å levere energi til alle forbruksønsker i alle prisområdene. I slike perioder vil summen av tilgjengelig produksjonskapasitet og mulighet for import fra naboområder ikke være stor nok til å dekke alt forventet forbruk.

Norge styrer mot et nasjonalt energiunderskudd i løpet av 2028. Statnett tar til orde for å myke opp tilknytningsplikten for å unngå kapasitets- og balanseproblemer. Dette vil gi mulighet til å avslå tilknytningssøknader og begrense markedsadgang for aktører med nytt forbruk.

Det er viktig at ny kraftproduksjon etableres geografisk fordelt på en slik måte at det ikke blir for store ubalanser mellom forbruk og produksjon i de ulike regionene.

Myndighetene må stimulere til at det etableres ny kraftproduksjon som sikrer en bedre balanse mellom forbruk og produksjon i de ulike regionene.

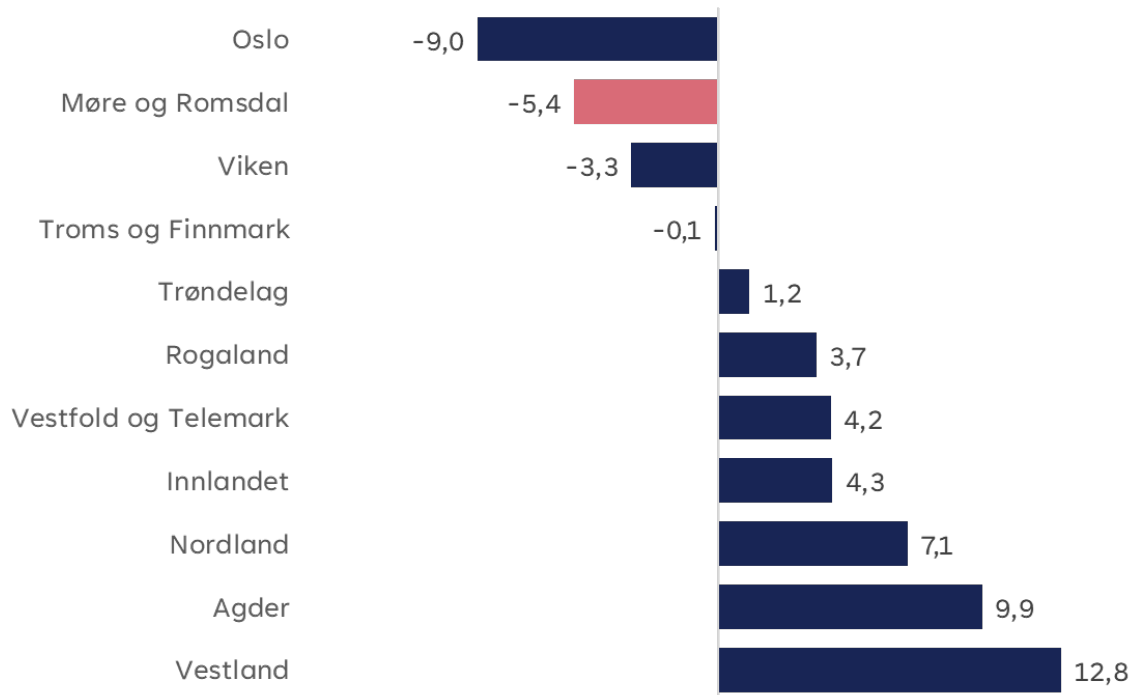
6.2 FLERE REGIONER FÅR KRAFTUNDERSKUDD – KONKURRANSE OM TRANSMISJONSNETT OG PRODUKSJON

Norge styrer mot en negativ nasjonal energibalanse (i et normalår) i løpet av 2028. Der Møre og Romsdal lenge har hatt større forbruk enn produksjon, og har basert seg på import av kraft fra

²³ «Knapphet på energi og effekt om få år», brev 22/0051 fra Statnett til OED, 2022. Prognosen er senere justert til 2028 i Statnetts kortsiktige markedsanalyse (KMA) 2023-28 (Statnett, 2023)

²⁴ Se også Kortsiktig markedsanalyse 2022-27 (Statnett, 2022) og KMA 2023-28 (Statnett, 2023)

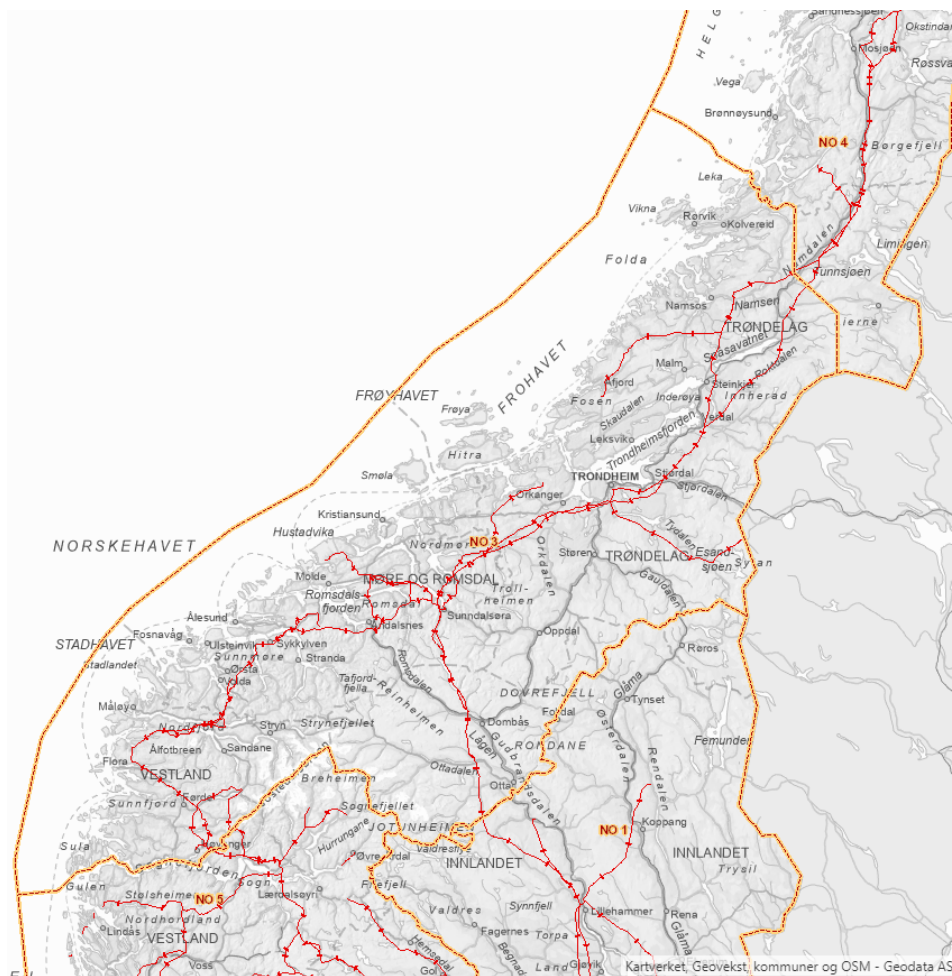
andre regioner og prisområder, blir dette en situasjon som vil gjelde flere prisområder og regioner. Dersom forbruksveksten i Norge skal håndteres uten et vesentlig kraftunderskudd i den nasjonale kraftbalansen må dette løses gjennom utbygging av produksjon, alternativet er import fra det europeiske markedet. De områdene som har underdekning i produksjon sammenliknet med forbruk vil måtte tåle prisvariasjoner inntil det bygges ut overkapasitet, noe som ikke vil skje før etter 2030, når man eventuelt har bygd ut havvind.



Figur 6-1 – Energifalansse i landets fylker 2021 [TWh/år]. Kilde: SSB

Statnett sine prognoser tilsier altså at Norge får negativ kraftbalansse innen 2028. Trøndelag, Rogaland, Vestfold og Telemark forventes å få negativ kraftbalansse som følge av vekst i forbruk, og har behov for økt produksjon. NO3²⁵ vil få et økende underskudd om ikke produksjon økes. Det er få prosjekter med godkjent konsesjon i Møre og Romsdal.

²⁵ Trøndelag, Møre og Romsdal, Nordfjord, Ytre Sunnfjord og Ytre Sogn (avgrenset av 420 kV linje Sogndal-Høyanger og nord for Sognefjorden), se Figur 4-2



Figur 6-2 Avgrensingen av elspotområde NO3, med transmisjonsnett inntegnet (Kilde: [NVE Atlas](#))

I alle scenarioer for omstilling til nullutslippssamfunnet og forventet forbruksvekst spiller havvind en stor rolle i det å klare å møte den påkrevde omstillingen (Statnett, 2023). I de nasjonale havvindplanene ligger det til grunn at Rogaland, Bergensområdet og Grenlandsområdet får utbygd og tilknyttet havvind først. Per oktober 2023 er feltene som er utlyst/planlagt utlyst (årstall i parentes) Sørlege Nordsjø II (2023), Utsira Nord (2023), Sørvest F (2025) og Vestvind F (2025). Grenlands-, Bergens-, Mosjøen-området og Romsdal kommer deretter.

Møre og Romsdal vil ha kraftunderskudd og må påregne høyere priser enn i dag dersom det blir underskudd i hele det norske kraftmarkedet, særlig om underskuddet i Møre og Romsdal øker ytterligere. Prisene i NO3 vil etter prognosene i Statnetts langsiktige og kortsiktige markedsanalyser være lavere enn prisene i de tilgrensende prisområdene Vestlandet (NO5) og Østlandet (NO1), se figur 10-2. Det må påregnes høyere priser enn i dag over utvekslingsnett inn til Møre og Romsdal inntil forbruket bøyer av på grunn av høye nok priser. Nordland og Finnmark forventes ifølge Kortsiktig markedsanalyse (Statnett, 2022) ha kraftoverskudd også i 2027 – det samme gjelder Nord-Sverige. Overskudd i begge disse forholdene vil dempe prisveksten i NO3, men det er samtidig noe uforutsigbarhet i de store vekstplanene i både NO4 og SE2. Det planlegges dublerede Nord-Sør-forbindelser både i Norge og Sverige for å utjevne priser (utbedring av flaskehals) mellom nord og sør. Dette eliminerer imidlertid ikke behovet for å øke produksjon for å holde forbruksvekst og pris i sjakk. Både i Nord-Norge og Nord-Sverige

finnes det store planer for økt forbruk, som vil redusere kraftoverskuddet som kan eksporteres fra landsdelene.

Statnett har med sin rolle som systemansvarlig hovedfokus på forsyningssikkerhet, men også norske klimamål og næringslivets konkurransekraft (og vekst) er styrende for prioriteringer knyttet til hvor, når og hvor mye kraftnett og kraftproduksjon som kan og må bygges ut. Nettutviklingen skal legge til rette for at kunder kan tilknyttes nett og få markedsadgang på objektive og ikke-diskriminerende grunnlag, samtidig som eksisterende kunder skal kunne øke sitt forbruk.

6.3 SAMFUNNSTRENDER SOM PÅVIRKER NETTUTVIKLING, PRODUKSJON OG FORBRUK

Regjeringen oppnevnte Energikommisjonen i februar 2022. I mandatet står det at Energikommisjonen skal «kartlegge energibehovene og foreslå økt energiproduksjon, med mål om at Norge fortsatt skal ha overskuddsproduksjon av kraft samt rikelig tilgang på fornybar kraft fortsatt skal være et konkurransefortrinn for norsk industri» (Regjeringen, 2022). I kommisjonens svar «Mer av alt – raskere» (NOU 2023:3, 2023) er drivere og scenarier for utviklingen i energibruken for Norge oppsummert. De viktigste driverne for utviklingen i kraftforbruket i Norge er reduksjon av klimagassutslipp og økning i industriproduksjon som ledd i det grønne skiftet. Driverne i omstillingen av samfunnet kan deles inn i²⁶:

- Tiltak for å redusere kraftforbruk; energieffektivisering og fleksibilitet
- Tiltak for å kutte utslipp fra transport – elektrifisering og nye energibærere
- Tiltak for å kutte utslipp i industrien
- Etablering av ny industri som underbygger det grønne skiftet

Av disse fire driverne er det bare den første som står for redusert forbruk. I «Mer av alt – raskere» legges det til grunn at det kan realiseres en effektivisering i alminnelig forsyning i Norge på 7 TWh/år. Dette vil ikke være tilstrekkelig for å ivareta vekst i forbruk. Gjennom beregninger av forbruks- og produksjonsscenarier fra regional Kraftsystemutredning og Statnetts utredninger, ligger det implisitt inne prognoser for energieffektivisering. Vi behandler ikke særskilt disse potensialene, men konsentrerer oss om driverne for den store veksten i forbruk som skisseres i den nevnte utredningene.

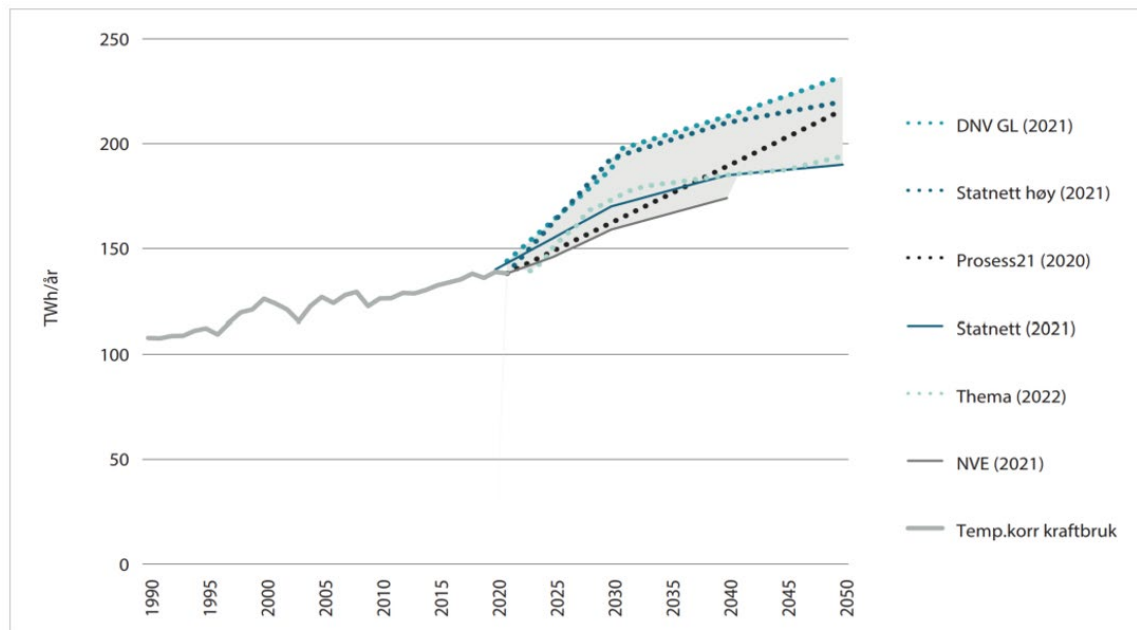
Det må legges til grunn at fossile energikilder i stor grad må erstattes med elektrisitet (både direkte bruk og elektrisitet lagret i andre energibærere), og krever tilgang til mer kraft. Også teknologier for fangst og lagring av karbon fra avgasser (CCS) og direkte fra luft (DAC) er svært energikrevende.

Som vi var inne på i kapittel 3, krever de ambisiøse klimamålene frem mot 2030 og 2050 store omstillinger av samfunnet i hele Europa – både gjennom direkte utslippskutt og karbonprising, men også gjennom omlegging til produksjon av grønn energi. Dette påvirker energisystemet i Norge direkte, og via endringer i energisystemene og -markedene i landene rundt oss. I «Mer av alt – raskere» (NOU 2023:3, 2023) legges det til grunn en forventet vekst i forbruk på mellom 21 og 35 TWh innen 2030, men enkelte prognoser estimerer opp mot 75 TWh i økt forbruk frem mot 2030, se også figur 6-3.

²⁶ NOU 2023:3, kap 1.2

Reduksjon av klimagassutslipp ved erstatning av fossile energikilder med direkte bruk av elektrisitet krever økt tilgang til kraft. Likeledes er teknologier for karbonfangst- og lagring elektrisitetskrevede.

Miljødirektoratet har i rapport M-2346 «Grønn omstilling: Klimatiltaksanalyse for petroleum, industri og energiforsyning» (Miljødirektoratet, 2022) lagt til grunn et økt kraftforbruk på 24 TWh som følge av elektrifisering av industrien og petroleumssektoren. Kutt i utslippene fra petroleumssektoren har, sammen med karbonfangst og elektrifisering landbasert industri, det største potensialet for reduserte utslipp fra 2030. Transportsektoren har, sammen med forbruksreduksjon og karbonfangst, stort potensiale for utslippsreduksjoner. Elektrifisering av transportsektoren er ventet å kreve 44 – 60 TWh økt kraftforbruk i perioden frem til 2050.



Kilde: NVE (2021), Statnett (2021), Thema og Multiconsult (2022), DNV GL (2021), Prosess21 (2020)

Figur 6-3 Forskjellige fagmiljøer og utredninger lander på forskjellige prognoser for den norske veksten i elektrisitetsforbruk i perioden frem mot 2050.

6.3.1 ETABLERING AV NY INDUSTRI FOR Å GJENNOMFØRE OMSTILLINGENE

Som vi var inne på i kapittel 3, er det nødvendig å utvikle, pilotere og skalere opp nye og miljøvennlige teknologier og næringer for å gjennomføre det grønne skiftet, noe også «Mer av alt, raskere» (NOU 2023:3, 2023) behandler. En stor del av forbruksveksten i effekt og energi kan knyttes til næringer som er nødvendige å utvikle for å gjennomføre det grønne skiftet. Disse initiativene er per i dag i en utviklingsfase der de utreder og etterspør kapasitet og nett i flere deler av landet samtidig, uten å ha konkludert på verken lokalisering, størrelse eller kvalitet på forsyningen. Det er altså stor usikkerhet i om alle initiativer vil bli gjennomført, og hvor mye av forespurt kapasitet som faktisk vil bli benyttet.

	Battericelle produksjon	Grønt hydrogen	Blått hydrogen	Datasentre	Karbonfangst og -lagring	Landbasert oppdrett
Egenskaper ved kraften						
Nettilknytning	■	■	■	■	■	■
Kraftpris og nettariff	■	■	■	■	■	■
Fornybar kraft	■	■	■	■	■	■
Leveringssikkerhet strøm	■	■	■	■	■	■
Tilgang på og kostnader ved innsatsfaktorer						
Arbeidskraftintensivt	■	■	■	■	■	■
Kompetanse hos tilgjengelig arbeidskraft	■	■	■	■	■	■
Lønnskostnader	■	■	■	■	■	■
Nærhet til råvarer/råvarepris	■	■	■	■	■	■
Ferskvanns- og/eller saltvannstilgang	■	■	■	■	■	■
Tilgang på store arealer	■	■	■	■	■	■
Andre vesentlige forhold						
Havn eller annen transportinfrastruktur	■	■	■	■	■	■
Kunnskapsmiljøer og teknologiutvikling	■	■	■	■	■	■
Støtteordninger/annen tilrettelegging	■	■	■	■	■	■
Markedsadgang EU	■	■	■	■	■	■

Figur 6-4 – Viktige faktorer for etablering av ny industri for å muliggjøre det grønne skiftet– «NOU 2023:3 Mer av alt – raskere» (Kilde: Oslo Economics og SINTEF (2022), (NOU 2023:3, 2023)

I Møre og Romsdal er det per 2023 initiativer eller etableringer i gang innenfor alle områdene i Figur 6-2, utenom batterifabrikker. Historisk har Møre og Romsdal vist seg både være omstillingsdyktig og ha gode forutsetninger for etablering av kraftkrevende industri.

Det er de regionene som har både arealer, kraftnett, kompetanse og infrastruktur som klarer å tiltrekke seg investeringer og virksomhet i den kommende omstillingen. Det at Møre og Romsdal har flere sektorer som er nødt til å omstille seg, vil være positivt også for nytt næringsliv. Tilgangen på areal, kompetanse, nett og kraft er imidlertid en viktig forutsetning for å tiltrekke seg ny virksomhet i det grønne skiftet.

6.3.2 HYDROGEN SOM ENERGIBÆRER OG MULIGGJØRER FOR RASK OMSTILLING

Hydrogen er en energibærer som kan påskynde det grønne skiftet i sektorer der det er krevende å kutte utslipp gjennom direkte elektrifisering (industri), der det ikke er (samfunns-)økonomisk forsvarlig å fremføre strøm til elektrifisering eller eksempelvis innen transport over lange avstander der det ikke er mulig å lagre nok energi i batterier eller lade underveis.

Hydrogen produsert ved bruk av fornybar kraft kalles grønt hydrogen. I dag produseres hydrogen for det meste fra naturgass, som uten karbonhåndtering benevnes grått hydrogen. Produksjon der CO₂ fanges benevnes blått hydrogen. Grått hydrogen nyttes i dag for det meste i industrielle prosesser, som råstoff (ammoniakkproduksjon), reduksjonsagent (stålproduksjon), varmekilde (aluminium) og kjemisk komponent. Produksjon av blått hydrogen (med karbonhåndtering), til konkurransedyktige priser kan fremskynde overgangen til hydrogen som energibærer for industri og transport, og derved bidra til raskere utslippsreduksjoner. Senere kan grønt hydrogen erstatte blått hydrogen, men dette betinger tilgang på fornybar energi.

Produksjon av grønt hydrogen er energikrevende; energitapet ved produksjon er høyt, sammenliknet med å bruke elektrisiteten direkte. Der en del vannkraft kan magasineres i reservoarer, er eksempelvis vind og solkraft uregulerbare ressurser, og eventuell lagring må skje gjennom energilagring. Slik lagring kan eksempelvis være pumpekraftverk²⁷, batterier, termisk lagring, hydrogen, osv. Produksjon av grønt hydrogen gir en mulighet til å lagre kraft som ellers ikke kan komme til nytte – uregulerbar kraft som har høy produksjon i perioder der forbruket er lavt.

Regjeringen har en egen hydrogenstrategi der de slår fast at «Norge skal utvikle en verdikjede for produksjon, distribusjon og bruk av hydrogen produsert med ingen eller lave utslipp, og bidra til hydrogenmarkedet i Europa»²⁸. I utredningen «Sammenhengende verdikjeder for hydrogen» (Oslo Economics; Greensight; SINTEF, 2023) og i «Veikart for grønt industriløft» fremheves hydrogenteknologi som et særlig satsningsområde, sammen med havvind, batterier, CO₂-håndtering, prosessindustrien, maritim industri og bioøkonomi (herunder skog- og trenæringen).

Det offentlige støtter forskning, kompetansebygging, utvikling og oppskalering av hydrogenteknologi. Det satt i gang flere prosjekter for å legge til rette for å bygge en fremtidig verdikjede for hydrogen gjennom:

- offentlige anskaffelser (fergestrekninger i Rogaland og Nordland),
- krav til omstilling til nullutslipp (Geirangerfjorden),
- støtte til forskning,
- støtte til pilotanlegg for hydrogenproduksjon og
- støtte til etablering av hydrogenknutepunkter langs kysten

Det vil sannsynligvis kreve subsidier gjennom differansekontrakter (CFD) for å redusere kostnadene for skiftet fra fossile energikilder til hydrogen. Videre er lån fra den europeiske hydrogenbanken en mulighet for industriens omstilling.

I Møre og Romsdal jobbes det med flere initiativer for etablering av produksjonsanlegg for hydrogen, blant annet Hellesylt og Ørskog (grønt hydrogen), Nyhamna (blått hydrogen) og Kristiansund (grønt hydrogen).

6.3.3 OM KARBONFANGST, -BRUK OG LAGRING

Karbonfangst, -bruk og -lagring er alternativ til elektrifisering av enkelte produksjonsprosesser. Med de store planene for forbruksøkninger i hele landet kan vi legge til grunn at elektrisk kraft allerede er et knapt gode, så vel som en grunnleggende forutsetning for å nå klimamålene.

Det er naturlig at det blir både en samfunns- og politisk debatt om hvilke formål elektrisk kraft skal brukes til, og om utslippskutt gjennom elektrifisering kommer foran karbonfangst fra eksisterende industri eller hydrogenproduksjon. Debatten vil også dreie seg om nødvendige utslippskutt i eksisterende industri skal gå foran etablering av ny industri, i ytterste konsekvens også foran ny industri som er nødvendig for å gjennomføre det grønne skiftet. Eksempler på relativt nye industrier og metoder som er nødvendige for å kutte utslipp permanent, og som er svært kraftkrevende er eksempelvis hydrogen- og ammoniakkproduksjon eller batterifabrikker. Beslutningene dreier seg på mange måter om man skal eliminere utslipp gjennom elektrifisering

²⁷ Vann pumpes tilbake i reservoaret.

²⁸ <https://www.regjeringen.no/no/tema/naringsliv/gront-industriloft/hydrogen/id2920298/>

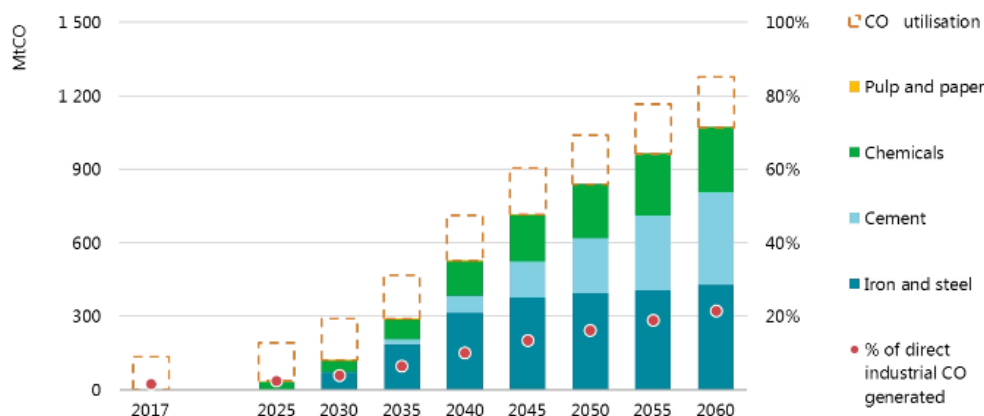
av prosesser, om man skal fange CO₂ fra lokal produksjon, eller om man skal fange utslippene før eksport av en foredlet vare. Dette er i stor grad en verdiskapings- og bærekraftsdiskusjon, og en vurdering av hvor og når man tar utslippskuttene.

Tabell 6-1 Trinn på veien mot utslippskutt; tenkt eksempel med prosessering og bruk av LNG

Trinn	Produksjonsfasen	Bruksfasen	Konsekvens
Utslippssamfunnet	Kraft fra gasskraftverk med lokale utslipp for prosessering og kompresjon av gass for videre distribusjon.	LNG eksporteres Utslipp ved bruk.	Lokale utslipp ved produksjon og bruk
Utslippssamfunnet	Elektrisitet til prosessering og kompresjon reduserer lokale utslipp ved produksjon	LNG eksporteres Utslipp ved bruk Null utslipp ved transport i rør	Lokale utslipp ved transport og bruk
Lavutslipps-samfunnet	LNG nyttes til produksjon av blå Hydrogen (dampreforming) Elektrisitet nyttes til karbonfangst og lagring	Blått Hydrogen eksporteres Utslippsfri ved bruk Null utslipp ved transport i rør	Karbon fanges ved produksjon og lagres i reservoar
Nullutslipps-samfunnet	Elektrisitet nyttes til produksjon av grønn Hydrogen (elektrolyse) LNG ligger urørt	Grønt Hydrogen eksporteres Utslippsfri ved bruk Null utslipp ved transport i rør	LNG overflødig Produksjon og bruk er utslippsfri

Det kan synes å ligge svært langt frem i tid å nå nullutslippssamfunnet, men fastsatte mål er 55% reduksjon i utslipp innen 2030 og nullutslipp i 2050. Å eliminere alle utslipp av karbon er umulig, men ved å føre regnskap, innføre kvoter, karbonprising, kutte utslipp, fange karbon fra produksjon og fange karbon direkte fra luft kan mengden karbon i omløp begrenses og kontrolleres.

Karbonfangst vil spille en stor rolle i å kutte utslipp frem mot 2050. Etter hvert som ny teknologi kan bidra til å kutte utslipp gjennom direkte elektrifisering, eksempelvis for produksjon av aluminium, metanol og hydrogen, vil behovet for karbonlagring avta noe. For enkelte sektorer er det ikke mulig å unngå utslipp, og det internasjonale energibyrået (IEA) anslo i 2019 at 20% av alle direkte utslipp i 2060 fremdeles må fanges for lagring eller bruk (IEA, 2019).



Notes: CO2 utilisation refers to its application for the production of urea and methanol. Analysis above uses the Energy Technology Perspectives modelling framework. IEA 2019. All rights reserved.

Figur 6-5 Karbonfangst for lagring og bruk fra forskjellige sektorer i nullutslippssamfunnet i 2060. (IEA, 2019)

Norge er verdensledende på forskning og teknologiutvikling knyttet til karbonfangst og -lagring. Equinor har fanget karbon på Sleipner-feltet siden 1996, og samme teknologi benyttes også på karbonfangst fra gassutvinningen fra Snøhvit-feltet. Karbonfangst krever teknologi- og industriutvikling både for selve fangsten, men også for lagring. Dette gir industrielle forretningsmuligheter for Norge, og Regjeringen støtter prosjekter for både lagrings- og fangsteknologi for å bidra til å bygge og demonstrere en fungerende verdikjede for industriell karbonhåndtering.

Fanget karbon kan tenkes lagret for bruk lokalt i en industriklynge, transportert til lagringssteder for senere bruk eller lagret permanent i geologiske reservoarer (IEA, 2021). Karbon kan også fanges i produkter (CCU) som del av sirkulære løsninger, men en slik praksis er et mer umodent felt og møter ikke nødvendigvis krav til kontrollert langtidslagring (Gassnova, 2022).

6.4 DRIVERE OG FREMTIDSSCENARIER FOR KRAFTINTENSIVE NÆRINGER MED ELEKTRIFISERINGSBEHOV I MØRE OG ROMSDAL

I Møre og Romsdal er de største forbrukerne knyttet til kraftintensiv industri; prosessindustri, petrokjemisk industri og gassprosessering. I dagens situasjon har majoriteten av de store aktørene relativt store kvotepliktige utslipp av klimagasser. Basert på Regjeringens mål om utslippskutt, og hvor potensialet for store utslipp ligger, er det naturlig å legge til grunn at større tiltak knyttet til kutt både i kvotepliktig og ikke kvotepliktig industri vil få prioritet – og at virkemiddelapparatet vil innrettes mot dette. Både Regjeringens anbefaling av elektrifisering av Hammerfest LNG (Equinor Melkøya) og Miljødirektoratets rapport «Klimatiltak i Norge mot 2030» (Miljødirektoratet, 2023) bekrefter dette. Vurderingene i etterfølgende delkapitler er basert på vurderinger gjort av Miljødirektoratet i nevnte rapport.

Industriaktørene i Møre og Romsdal ser ut til å være på forskjellige stadier i den grønne omstillingen, og fremdriften i omstillingene og kraftbehovet er vidt forskjellig fra aktør til aktør – og mellom næringstyper. Hydrogenproduksjon og karbonhåndtering er nye teknologier og industrielle løsninger som ikke er ferdig skalert opp i Møre og Romsdal i dag, men som må forventes å være operative på starten av 2030-tallet. De to førstnevnte ansees aktuelle, mens

batteriinitiativene som har fattet investeringsbeslutninger og er i gang med utbygging av produksjonsanlegg (Morrow og Freyr) har landet på Agder og Nordland som lokasjoner for fabrikker. Det planlegges også en gigafabrikk ved Orkanger. Felles for den kraftintensive industrien er at utslippsreduksjoner utløser økt kraftforbruk.

Flere av de aktuelle teknologiene for å kutte utslipp vil kreve støtte fra det offentlige, det være seg gjennom støtte til forskning og utvikling, pilotering, differansekontrakter, støtte til infrastrukturbygging, med videre. Å få lønnsomhet i lav- og nullutslippsteknologi henger tett sammen med utviklingen i prisene på kvoter og utslipp.

6.4.1 ALUMINIUMSINDUSTRI

Hydro Aluminium Sunndalsøra produserer aluminium med bruk av fornybar energi, og selv om utslippene er kraftig redusert de siste tiårene er det fremdeles store utslipp av avgasser som CO₂ og PFK fra prosesseringen av Bauksitt og Alumina.

International Aluminium Institute (IAI) prognostiserer en økning i etterspørselen av aluminium på 70% frem mot 2050 (International Aluminium Institute, 2022).

Aluminium som produseres med fornybar energi har lavere klimafotavtrykk enn aluminium som produseres med fossil energi og i land der det ikke er innført klimavoteordning. Ifølge Hydro er utslippene fra deres produksjon av aluminium 4 kg CO₂ per kilo primæraluminium²⁹ (2 av disse lokalt), inklusive oppstrøms utslipp (råvareutvinning, råvareforedling, transport) der markedet for øvrig har et klimaavtrykk opp mot 16 kg CO₂ per kg primæraluminium. For å kunne levere grønn aluminium uten utslipp (scope 1, 2 og 3) må det legges til grunn CO₂-fangst fra både avgasser og direkte fra omgivelsesluft.

Norske produsenter av aluminium mottar CO₂-kompensasjon³⁰, en ordning der kraftkrevende industri utsatt for «karbonlekkasje» kompenseres for deler av økt strømpris som følge av EUs klimavotesystem (Miljødirektoratet, 2023).

Første trinn på veien mot nullutslipp vil være lavutslipp - produksjon av klimanøytral primæraluminium som følge av karbonfangst fra avgass og luft.

Produksjon av grønn primæraluminium med null utslipp krever ny teknologi og karbonfangst.

6.4.2 GASSPROSESSERING

Ved Nyhamna nyttes i hovedsak fornybar energi til prosessering av naturgass for eksport. Utslipp ved prosessering er i hovedsak knyttet til bruk av naturgass for oppvarming i produksjonsprosessene. I all hovedsak er utslipp knyttet til sluttbrukernes forbrenning av gassen i mottakerlandet. Aker Horizons, CapeOmega og Norske Shell er partnere i en storskala hydrogenfabrikk under planlegging på Aukra (Aker Horizons, 2023). Fabrikken vil, dersom planene gjennomføres, produsere 1200 tonn hydrogen per dag, ved reformering av naturgass med CO₂-fangst og -lagring.

²⁹ <https://www.hydro.com/no-NO/media/news/2021/on-the-way-to-net-zero-aluminium/>

³⁰ <https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/co2-kompensasjon/>

Første trinn på veien mot nullutslipp vil være produksjon av blått hydrogen (også for eksport) – Produksjon av Hydrogen fra reformering av naturgass med karbonfangst kan være aktuelt frem mot 2028-2030.

Produksjon av grønt hydrogen for eksport med null utslipp og kun med bruk av elektrisitet kan sannsynligvis være aktuelt i løpet av 2030-tallet, men er kraftkrevende.

6.4.3 METANOLPRODUKSJON

Ved Tjeldbergodden reformeres naturgass til metanol og luftgass ved bruk av naturgass som energikilde. Utslippene er knyttet til dampreforming med naturgass.

Produksjon av metanol med karbonfangst fra produksjon vil kreve kraft til karbonhåndtering.

Produksjon av metanol med elektrisk drevne reformer kan gjøres tilnærmet utslippsfritt. Reformere på Tjeldbergodden har et effektbehov på 180 MW og NVE anslo i 2020 at full elektrifisering av disse vil kreve 1,5 TWh økt kraftforbruk. (Miljødirektoratet, 2022)

6.4.4 DATASENTER

Datasenteret Troll Housing har etablert ett av sine store datasentre ved Fræna transformatorstasjon, og har planer for vekst, både der og i Trøndelag (begge sentra i NO3). Troll housing sine initiativer står for 40% av de samlede planene for økt forbruk i nettområdet på Romsdalshalvøya – sett bort fra Nyhamna (Aukra). (Statnett, 2022).

Datasenter kan også være en fleksibilitetsaktør, dersom de kan redusere kraftbehovet eller eventuelt frakobles på kort varsel, om det oppstår høy belastning eller feil i kraftnettet.

6.4.5 OPPDRETT AV FISK MED REDUSERT KLIMAFOTAVTRYKK

Regjeringen har som mål å øke norsk eksport, utenom petroleumsindustrien, med 50% fra 2020 til 2030. Norges sjømatråd har ment at det er mulig å doble eksporten av norsk sjømat dette tiåret. Sjømatnæringen har selv som mål å doble verdiskapingen i tiåret fra 2020 til 2030, fra 100 mr kr/år til 200 mrd kr/år.

Landbasert oppdrett av laks med elektrisk drevne prosesser er startet i Hustadvika, og virksomheten har planer for videre økning av forbruk. Det er flere andre anlegg under planlegging på Nordmøre; to anlegg på Averøya, ett ved Skardsøya og ett anlegg på Tjeldbergodden.

Fjord- og havbaserte oppdrettsanlegg forventes å ha behov for elektrifisering via landstrøm, batterier eller hydrogen for å kutte utslipp.

Offshorebasert oppdrett er på utviklingsstadiet, og Frøyabanken Nord er utpekt av Fiskeridirektoratet som ett av tre aktuelle områder som utredes og konsekvensvurderes videre. Området ligger nord for det identifisert utredningsområdet for havvind; Nordvest C. Offshorebasert oppdrettsanlegg vil ha behov for kraft.

Regjeringen har lansert en pilar (mission) i klimaarbeidet knyttet til produksjon av bærekraftig fôr til fisk og husdyr. Skrettings fôrfabrikk på Averøya er en av verdens største fôrfabrikker. Erstatning av importert soyaprotein med lokalt produsert protein fra eksempelvis tremasse eller insekter vil kreve tilgang på mer kraft.

6.4.6 LANDSTRØM TIL PETROLEUMSINSTALLASJONER TIL HAVS

Gassfeltet Ormen Lange er Norges nest største gassfelt. Feltet er allerede elektrifisert, og AS Norske Shell fikk i 2021 tillatelse fra NVE til å etablere 45 kV jord- og sjøkabler til Ormen Lange Fase 3³¹.

På Tjeldbergodden søkte Shell i 2022 om konsesjon for nettanlegg til strømforsyning av petroleumsfeltet Linnorm fra land. Denne konsesjonssøknaden er trukket.

Basert på Miljødirektoratets utredninger er elektrifisering av petroleumsaktivitet til havs et vesentlig tiltak for at Norge skal nå sine klimamål. Utslippene fra olje- og gassutvinning er om lag 13,3 millioner tonn CO₂-ekvivalenter³² og det kan forventes at petroleumsinstallasjoner må elektrifiseres. Dette må skje enten med strøm fra land eller fra lokal produksjon av havvind, som Hywind Tampen³³.

En trinnvis tilnærming der det først legges sjøkabler for landstrøm til oljeinstallasjoner, utelukker ikke senere utbygging av havvind, men kan tvert om gi muligheter til å overføre kraft fra havvindproduksjon til land. Energiprodusenter kan dra nytte av et sammenhengende strømnnett i Nordsjøen, og mellom landene rundt. Likeens kan rørledninger fra petroleums- og naturgassproduksjon brukes til ilandføring av hydrogen. Det kan også vurderes om oljeplattformer (som tas ut av drift) kan romme transformatorstasjoner for havvind, eller produsere hydrogen fra eventuell overskuddskraft fra havvindparker (NTNU; SINTEF, 2023).

6.4.7 LANDSTRØM OG MILJØVENNLIG DRIVSTOFF TIL LANDTRANSPORT OG MARITIM NÆRING

Transportnæringene på land og til sjøs er ikke klassifisert som kraftintensiv næring. Imidlertid er produksjonen av nye, miljøvennlige drivstoffløsninger svært kraftkrevende, og både e-fuel og hydrogenproduksjon vil kreve store mengder energi.

Regjeringen har stilt krav om at alle ferje- og hurtigbåtsamband i Norge skal være nullutslipp innen henholdsvis 2023 og 2025. (Regjeringen, 2022)

Flere ferjesamband i Møre og Romsdal er allerede elektrifisert, noe som har bidratt til reduserte utslipp fra tjenester kjøpt av Møre og Romsdal fylkeskommune. I verdensarvområdet i Geirangerfjorden vil det blir forbud mot utslipp fra 1. januar 2026, og det bygges en hydrogenfabrikk på Hellesylt. Ved bruk av hydrogen som drivstoff kan ferjesambandet bli utslippsfritt, samtidig som innestengt kraft kan nyttes til hydrogenproduksjon. Det er så vidt forfatterne vet ikke konkludert om teknologi eller energibærer på nye ferjer.

Det legges til grunn at også hurtigbåter vil måtte gå over til batteridrift med lading fra kraftnettet eller hydrogendrift for nye anskaffelser fra 2025. (Regjeringen, 2023) Kystekspresen Trondheim-Kristiansund, der Møre og Romsdal Fylkeskommune er en av oppdragsgiverne, er tenkt omlagt til hybriddrift med utskiftbare batterier i løpet av 2024.

For havbruksservice-fartøyer anbefalte Regjeringen i revidert nasjonalbudsjett for 2023 at det ikke skal være tillatt å bygge nye fartøyer med utslipp. I Stortingets behandling av revidert nasjonalbudsjett i juni 2023 ble dette vedtatt. «Stortinget ber regjeringen fremme forslag om

³¹ [Elektrifisering av Ormen Lange fase 3](#)

³² <https://www.ssb.no/natur-og-miljo/forurensing-og-klima/statistikk/utslipp-til-luft>

³³ [Equinor Hywind Tampen](#)

krav om nullutslipp for alle nye servicefartøy i havbruksnæringen fra 1. juli 2024. Det må tas hensyn til at lokale forhold knyttet til energiforsyning kan vanskeliggjøre nullutslipp.»³⁴ Dette kravet er opprettholdt i Statsbudsjettet for 2024. (Regjeringen, 2023)

Det er foreslått krav om lavutslippsløsninger fra 2025 og nullutslipp fra 2029 til offshore supplyskip. (Regjeringen, 2023)

Maritim sektor står for drøyt 42 % av innenriks transportarbeid (Flotve & Farstad, 2022), når vi også regner med kabotasje (utenlandske transportmidler som både laster og losser godset i Norge). For innenriks skipsfart kan overgang til både hydrogen, e-fuel, metanol og ammoniakk være aktuelt, avhengig av skipsstørrelse og seilingslengde. Landstrøm i havner vil bidra til reduksjon av utslipp lokalt på kort sikt. Utbygging av ladeinfrastruktur, nettverk for fyllestasjoner og verdikjeder for produksjon og distribusjon av alternativer til fossilt drivstoff er nødvendig for å redusere utslipp.

Den internasjonale sjøfartsorganisasjonen IMO har satt mål om kutt av 20 % netto reduksjon av CO₂-utslipp i internasjonal skipsfart (40% reduksjon i karbonintensitet), og mål om nullutslipp i 2050. IMO måler utslippskuttene mot nivået fra 2008. (IMO, 2023)

6.4.8 HYDROGENPRODUKSJON

Det er flere initiativer til hydrogenproduksjon i Møre og Romsdal, av forskjellig størrelse, teknologi og modningsgrad. Mye av beveggrunnen for hydrogenproduksjon i fylket er markedet knyttet til utslippsreduksjoner i maritim næring, landtransport og mulige behov i industrien. Det er initiativer på Hellesylt og Ørskog (begge Norwegian Hydrogen), Kristiansund (Green H), Smøla (Greenstat) og Aukra (Aker Horizons). Oppskalering av industrielle løsninger krever avtaler om bruk fra større aktører, og sannsynligvis subsidier gjennom differansekontrakter. Kun pilotanlegget på Hellesylt er påbegynt.

Produksjon av blått hydrogen fra naturgass for eksport på Aukra er det største initiativet med planlagt kapasitet på 1200 tonn/døgn (250 MW)³⁵. Anlegget på Ørskog er planlagt med kapasitet på 110 tonn/døgn (270 MW)³⁶. Alle produksjonsanlegg må søke om og få tildelt kapasitet i nettet etter samme regelverk.

6.5 STATNETTS ANALYSER AV DET NASJONALE MARKEDET OG FORBRUKSUTVIKLINGEN

I Statnetts kortsiktige markedsanalyse er det, som tidligere nevnt, skissert at Norge går mot kraftunderskudd fra 2028. Mye av forbruket som kommer frem mot 2028 er lite fleksibelt, og også effektbalansen blir anstrengt. Forbruksveksten på kort sikt vil være stor, selv om kraftprisene blir ekstremt høye. Veksten kommer av omstilling for å kutte klimagassutslipp i kraftintensiv industri (etablerte og nye aktører), elektrifisering av transport og elektrifisering av energiproduksjon (petroleum). Utslippskutt forventet tatt både gjennom direkte elektrifisering, men også karbonfjerning og -håndtering.

I Statnetts langsiktige markedsanalyse 2022-2050 (Statnett, 2023) er det skissert stor vekst i kraftforbruket i Norge i alle scenarier. Veksten i forbruket henger sammen med veksten i

³⁴ [Meld. St. 2 \(2022-2023\), Innst. 490 S \(2022-2023\), Vedtak 933](#)

³⁵ <https://akerhorizons.com/what-we-do/aukra/>

³⁶ <https://www.norwegianhydrogen.com/activities/fjordh2-hydrogen-production-in-orskog>

kraftproduksjon. Dersom produksjonen av kraft i Norge ikke økes, vil forbruket heller ikke øke like mye. Grunnlaget for scenarioene som er beskrevet i etterfølgende tabeller er Statnetts langsiktige markedsanalyse, se vedlegg 2.

Tabell 6-1 Basisscenario **Balansert utvikling mot nullutslipp og industrivekst**

Statnetts basisscenario	Mulige konsekvenser for Møre og Romsdal
<p><u>Balansert utvikling mot nullutslipp og industrivekst</u></p> <p>Bunnfast og flytende havvind blir realisert, og dekker forbruksveksten sammen med sol og vannkraft</p> <p>Energiøkonomisering realiseres i tråd med myndighetenes mål</p> <p>Energiomstillingen av samfunnet gir en del nytt forbruk innen alle forbrukskategorier</p> <p>Blått hydrogen og import av hydrogenbasert drivstoff dekker noe av behovet</p>	<p>Utbygging av regionalnett må gjennomføres – Statnetts utbygging stopper på trinn 2?</p> <p>Utbygging av havvind først mot 2040</p> <p>Fortsatt import av kraft – negativ kraftbalanse øker – sårbarhet for høye og varierende kraftpriser</p> <p>Veksten i forbruk går til:</p> <ul style="list-style-type: none"> • karbonfangst i eksisterende kraftintensiv industri • elektrifisering av eksisterende kraftintensiv industri • elektrifisering av transportsektoren prioriteres, først og fremst offentlig kjøpt transport <p>Ikke produksjon av hydrogen for eksport</p>

Tabell 6-2 Høyscenario **Mye havvindproduksjon gir grunnlag for svært høy forbruksvekst**

Statnetts høyscenarioer	Mulige konsekvenser for Møre og Romsdal
<p><u>Mye havvindproduksjon gir grunnlag for svært høy forbruksvekst</u></p> <p>Rikelig med kraft gjør det lettere å få til energiomstillingen</p> <p>Høyere befolkningsvekst gir økning i alminnelig forbruk/forsyning</p> <p>Norge produserer og eksporterer hydrogen til Europa</p>	<p>Ilandføring av havvind i Fræna</p> <p>Utbygging av transmisjons- og regionalnett må forseres.</p> <p>Elektrifisering og karbonfangst i kraftintensiv industri</p> <p>Produksjon av hydrogen for eksport på Nyhamna</p> <p>Elektrifisering av transport</p> <p>Etablering av flere landbaserte oppdrettsanlegg</p> <p>Etablering av større datasentra</p>

Tabell 6-3 Lavscenario **Knapphet på kraft og mer styrt forbruksutvikling**

Statnetts lavscenario	Mulige konsekvenser for Møre og Romsdal
<p><u>Knapphet på kraft og mer styrt forbruksutvikling</u></p> <p>Vindkraft (hav- og landvind) kommer i et begrenset volum i Norge</p> <p>Massiv satsing på energisparing (ENØK) Lite elektrifisering av petroleum og ingen nye lete- og utvinningslisenser</p> <p>Prioritering av aktører som skal kutte utslipp på bekostning av nytt forbruk</p>	<p>Importen av kraft øker – økt kraftunderskudd og stor sårbarhet for prisvariasjoner</p> <p>Kraftnettet utvikles for å ivareta importbehovet til regionen</p> <p>Nordmøre – økt produksjon kun fra oppgradert Smøla vindpark</p> <p>Utslippskutt i eksisterende industri prioriteres – om det blir for dyrt flagges den ut?</p> <p>MR tar ikke del i hydrogenproduksjon eller økning i aluminiumsproduksjon;</p> <p>Datasenter kommer foran ny industri og landbasert oppdrett i kapasitetskøen, grunnet kortere realiseringstid for forbruksøkning.</p>

7 NETTUTVIKLING FOR Å LEGGE TIL RETTE FOR FORBRUKSVEKST

I Regional Kraftsystemutredning RKSU (Elinett, 2022) og i Statnetts planer³⁷ er det utarbeidet scenarier for fremtidig vekst i forbruket i regionen. I alle forbruksscenarioer er det behov for betydelige investeringer i både transmisjonsnett, og for Nordmøre også regionalnett. Begrenset nettkapasitet i Romsdal og på Nordmøre begrenser veksten i forbruket tidlig i perioden; og all tilgjengelig kapasitet er fordelt frem mot 2025 (150 MW i perioden 2021-2025).

Overføringsgrenser i 132 kV transmisjonsnett med lav kapasitet er begrensende for hvor mye kapasitet som kan fordeles i Romsdal og Nordmøre frem mot 2025 og 2030.

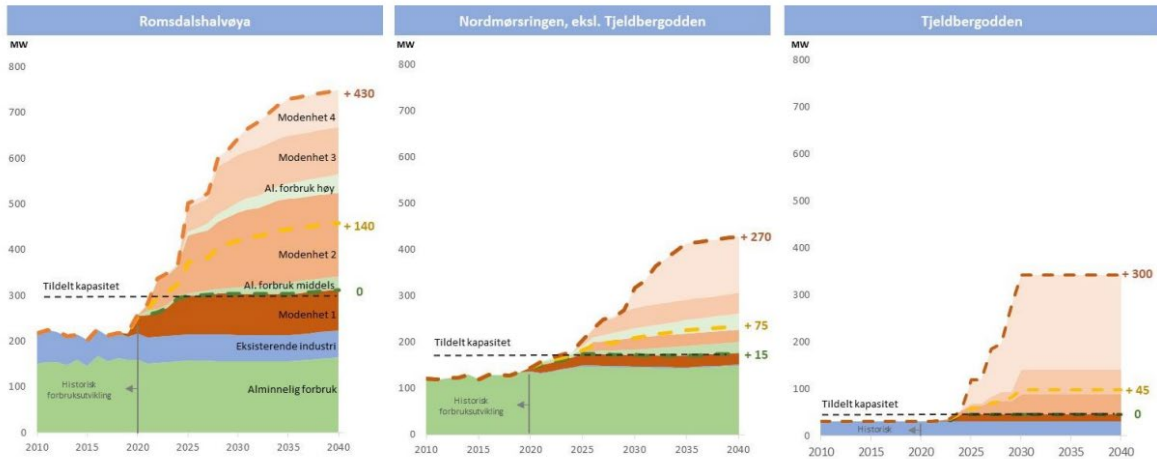
For perioden etter 2025 og mot 2030 er all tilgjengelig nettkapasitet ventet fordelt til nytt forbruk og forbruksøkninger som er varslet og står i prioritert kø for kapasitetstildeling. Det er i denne perioden fortsatt begrenset kapasitet til fordeling i Romsdal og på Nordmøre. Økt transformeringskapasitet i Ørskog og fortsatt bruk av systemansvarliges virkemidler er nødvendige tiltak å for at det kan påregnes 100 MW til fordeling i perioden 2025-2030. Dette er lavere enn behovene i middels forbruksscenarioer i utredningene for regionen – regional kraftsystemutredning RKSU (Elinett, 2022) og Områdeplan Midt (Statnett, 2023) Statnetts områdeplan).

I Statnetts høye scenario i KVU for Romsdal og Nordmøre (Statnett, 2022) legges det til grunn en tredobling av historisk forbruk i perioden frem mot 2040. Basert på omfanget av utbygging på flere nettnivåer, konsesjonsbehandling og fremdriftsplaner disse kan mye av denne veksten måtte tas i perioden 2030-2040. Tiltak i transmisjonsnettet som kan legge til rette for økt forbruk ut over dette kan tas i bruk rundt 2030, når ny 420 kV forbindelse Isfjorden-Istad ferdigstilles og det er gjort tiltak med kapasitetsøkning med transformering i sentralnettet og forsterkninger i regionalnettet mot Nordmøre. Statnett sendte i juni 2023 melding til NVE om at arbeidet med utredning av ny linje Isfjorden-Istad starter. Meldingen ligger i kø for å få oppnevnt saksbehandler i NVE (Statnett, 2023). Av forslaget til utredningsprogram (Statnett, 2023) fremgår det at konsesjonssøknad kan sendes inn i løpet av 2024, med byggestart 2026 og idriftsettelse i 2030.

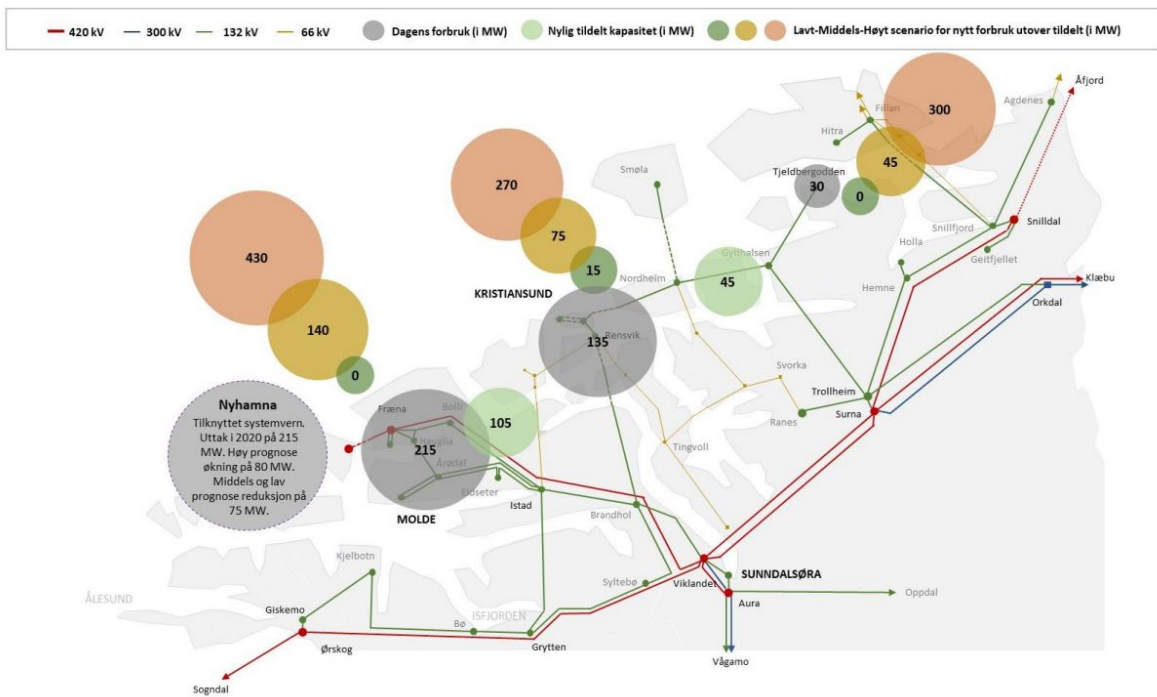
Økt transformeringskapasitet i Ørskog og utkobling av stort forbruk i kraftintensiv industri i feilsituasjoner har gjort det mulig å tilknytte nytt forbruk i perioden 2020-25. 132 kV regionalnett, som ble omklassifisert fra transmisjonsnett fra 1.1.2023, setter begrensningene for hvor mye kapasitet som kan fordeles i transmisjonsnettet i Romsdal og Nordmøre mellom 2025 og 2030.

³⁷KVU Tilrettelegging for forbruksvekst Nordmøre og Romsdal (Statnett, 2022) og Områdeplan Midt (Statnett, 2023), og overordnet i Kortsiktig markedsanalyse 2022-27 (Statnett, 2022), Langsiktig markedsanalyse 2022-50 (Statnett, 2023)

NVE har stor pågang på konsesjonssøknader for utbygging av nett, og opererer med køordning. Det har vært bekymring for at NVE sin kapasitet til konsesjonsbehandling blir en begrensning i det grønne skiftet. Realiseringstiden for nye 420 kV transmisjonsnettlinjer har ligget på opp mot 10 år fra utredning til ferdig bygd anlegg. Regjeringen har lansert en egen handlingsplan for raskere nettutbygging (Regjeringen, 2023) og økt bevilgninger til NVE slik at saksbehandlingsskapasiteten skal økes. Lange saksbehandlingstider, og for så vidt også motstand mot planer som medfører klagebehandling, kan påvirke fremdriften i nettutbyggingene.



Figur 7-1 Effektforbruksprognoser for Romsdal og Nordmøre eksklusive Nyhamna 2020-2040 (Kilde «KVU Tilrettelegging for forbruksvekst Nordmøre og Romsdal» (Statnett, 2022))



Figur 7-2 Scenarier for forbruksvekst for Romsdal og Nordmøre eksklusive Nyhamna 2020-2040 (Kilde «KVU Tilrettelegging for forbruksvekst Nordmøre og Romsdal» (Statnett, 2022))

Manglende nettkapasitet vil føre til at forbruksvekst som skissert allerede i middel-scenariot for regionen må håndteres med utkobling av de større kundene (ved hjelp av systemvern), som beskrevet i KVVU «Tilrettelegging for forbruksvekst Nordmøre og Romsdal» (Statnett, 2022).

I forbindelse med arbeidet med områdeplaner, har Statnett avdekket en ny felles flaskehals for hele NO3. Innmeldt behov for dette området er vesentlig større enn det som kan håndteres med produksjon i området og kapasiteten inn til området. Statnett jobber nå med å rydde kapasitetskøen bl.a. ved en gjennomgang av om modenhetskrav for krav til vurdering av driftsmessig forsvarlighet og om krav for å kunne reservere kapasitet er oppfylt.

7.1 KAPASITETSBEGRENSNINGENE I NETTET OG TRINNVIS KAPASITETSØKNING

Transmisjonsnettets som forsyner Romsdal og Nordmøre (el-spotområde NO3 Midt) har begrenset reserve for Nyhamna industriområde (som tar ut 215 MW effekt). Transmisjonsnettets har ut over dette heller ikke tilstrekkelig kapasitet til å kunne håndtere forventet forbruksvekst i området med reserve (N-1 kapasitet). Fra 2018 og utover har prognosene for vekst i kraftforbruket i Romsdal og Nordmøre økt betydelig. I 2018 ble det avklart at det ikke lenger kunne påregnes restkapasitet for nye tilknytninger i Romsdal og Nordmøre ut over **70 MW**, uten tiltak i transmisjonsnettets.

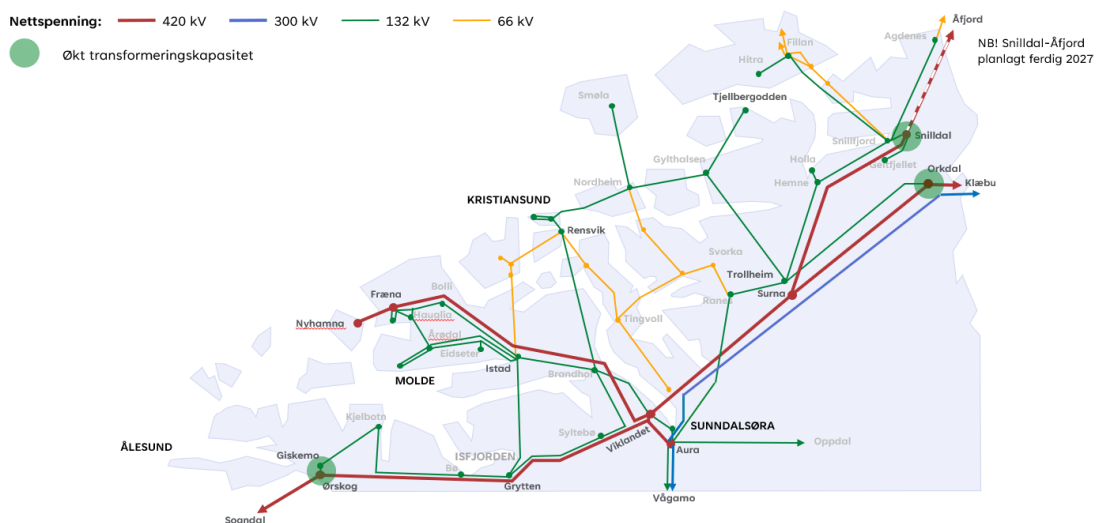
Ved intakt nett (normal drift, uten feil) er det mye tilgjengelig kapasitet i transmisjonsnettets. Det er imidlertid ingen reserve i 420 kV-nettet, da dette driftes radielt. Det er manglende reserve i 132 kV-nettet. En del av nettet som er reserve for transmisjonsnettets, er i realiteten regionalnett (132 kV) som er klassifisert som var klassifisert som transmisjonsnett fordi det har funksjon som reserve. Omklassiferingen av nettet er godkjent av OED, med virkning fra 1.1.2023. Det er dette nettet Statnett avtalte å selge 132 kV-nettet sitt til områdekonsesjonæren på Sunnmøre (Mørenett, nå Linja). NVE har vedtatt at Linja kun får kjøpe nett i sitt konsesjonsområde. 132 kV-nettet har vesentlig lavere kapasitet enn 420 kV-linjene. Grensene i overføringskapasitet er satt slik at 132 kV transmisjonsnett ikke skal overbelastes ved utfall av 420 kV-linjer. Dette nettet vil ha begrenset verdi etter at det er bygd ut kapasitet i 420 kV nett etter Statnetts trinnvise plan, og vurderes sanert ved nådd levetid.

7.1.1 TRINN 1 I KAPASITETSFORBEDRING

Statnett besluttet i 2019/20 tiltak, Trinn 1 i kapasitetsøkning i transmisjonsnettets, med økt transformator kapasitet 420/132 kV i Ørskog. Økt kapasitet kan først idriftsettes i 2024/25, men har åpnet for midlertidig bruk av systemansvarliges virkemidler³⁸ fra 2022, slik at mulig kapasitet for tildeling i Romsdal og på Nordmøre økte med inntil **100 MW** frem mot 2024. Av figur 7-2 ser vi at det ble fordelt totalt 150 MW ny kapasitet økt kapasitet som følge av tiltakene fra 2018 til 2025 (grønne bobler). Per 2022 var hele den økte kapasiteten reservert og tildelt kunder som allerede er tilknyttet nettet eller kunder som vil tilknyttes frem mot 2025.

³⁸ Oppkjøring av Grytten kraftverk i Rauma og utkobling av last hos kraftintensiv industri (bruk av systemvern) ved feilsituasjoner i nettet. (Elinett, 2022)

STATNETT TRINN 1 - 2026



Figur 7-3 – Statnetts Trinn 1 i utvikling av transmisjonsnettet i Områdeplan Midt legger til rette for at forbruksveksten og det grønne skiftet frem mot 2026 ikke stanser opp. (Statnett, 2023)

I 2021 utredet Statnett i samarbeid med berørte områdekonsesjonærer tiltak for å dekke overføringsbehovet på lang sikt, i KVU'en «Tilrettelegging for forbruksvekst Nordmøre og Romsdal» (Statnett, 2022). Trinn 2 i kapasitetsøkning er at Statnett søker konsesjon for en ny 420 kV-forbindelse mellom Isfjorden og Istad, som kan stå ferdig rundt år 2030 (melding om planarbeid ble levert NVE sommeren 2023). Dersom Statnett viderefører bruk av systemansvarliges virkemidler (se fotnote) etter at ny transformeringskapasitet i Ørskog er tatt i bruk, vil det være om lag 100 MW ekstra kapasitet til generell vekst i Romsdal og Nordmøre i perioden fra 2024 til 2027/30 i påvente av idriftsettelse av **Trinn 2**. Dette er lavere enn forventet vekst i perioden.

7.2 HVOR KOMMER FORBRUKSVEKSTEN I PERIODEN ETTER 2025?

Som vi så i de to foregående kapitlene har det ikke vært mulig å fine mer enn 150+100 MW kapasitet å fordele til forbruksvekst i Romsdal og på Nordmøre i perioden fra 2018 og frem til ny 420 kV linje åpner Isfjorden-Istad, rundt år 2030. Det er stor forbruksvekst i Midt-Norge, og energi- og effektbalansen er allerede negativ. Forbruksveksten i Møre og Romsdal er i hovedsak prognostisert langs kysten, bortsett fra Hydro Sunndal. Transmisjonsnettet og produksjonsressursene i fylket ligger i hovedsak i indre deler av fylket, med unntak av de allerede utbygde vindkraftressursene og eventuelle fremtidige havvindressurser.

Elektrifisering av transportsektoren og eksisterende industri er blant Norges viktigste klimatiltak. Forbruksveksten innen Alminnelig forsyning utløser behov for både kraft og nett, og kommer innen:

- Handel og tjenester, industri med el-drevne prosesser, offentlig, jordbruk og husholdning (Regional kraftsystemutredning har mer informasjon om forutsetninger for utvikling i forbruk, slide 22, kap 4.1)
- Ny last gjennom elektrifisering av transportsektoren (Regional kraftsystemutredning har mer informasjon om forutsetninger for utvikling i forbruk, slide 23, kap 4.2).

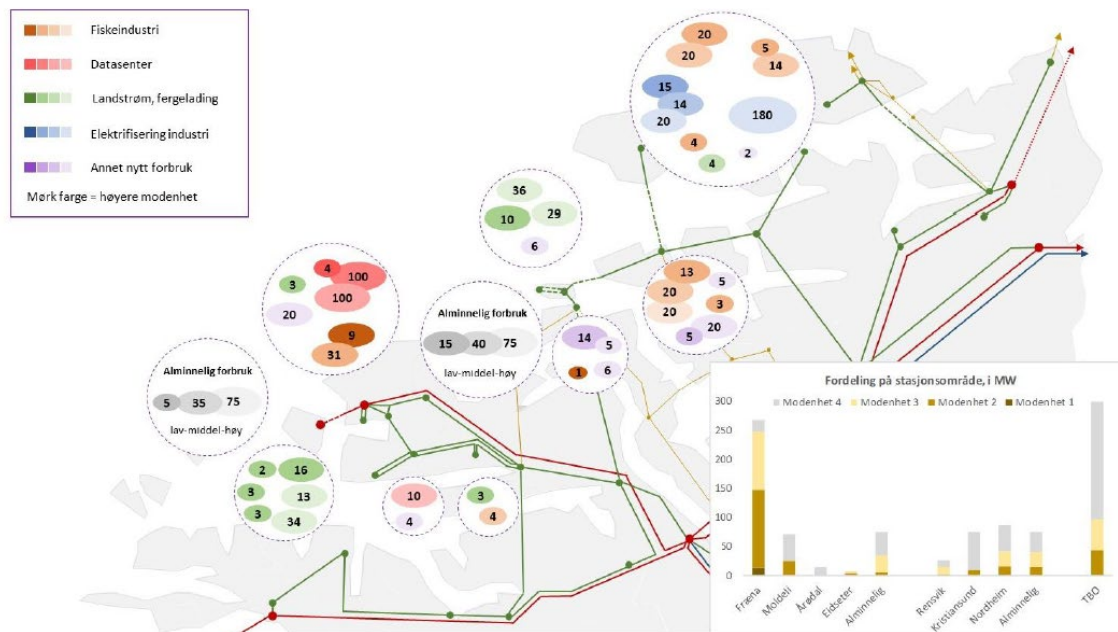
Mesteparten av veksten på Sunnmøre er knyttet til maritim transport, og relatert industri.

- Større tilknytninger på mellom 1 og 25 MW – unntatt elektrifisering av transport (Regional kraftsystemutredning har mer informasjon om forutsetninger for utvikling i forbruk, slide 23, kap 4.3)

Nettselskapene skal sette av reserve til å håndtere vekst i vanlig forbruk. Dette er vekst hos kundegrupper som husholdninger, offentlig virksomhet, næring, el-drevne prosesser, osv. der tildelt kapasitet ikke overstiger 1 MW, slik at tilknytningsøknader ikke er meldingspliktige til Statnett.

Forbruksveksten innen industri med el-drevne prosesser (Alminnelig forsyning) og kraftintensiv industri (KII) frem mot 2040 forventes innen områder som beskrevet i kapittel 6.4. Prognoser for forbruksøkninger er beskrevet i KVV Nordmøre og Romsdal (Statnett, 2022), og vises i figur 7-4.

Møre og Romsdal har vist seg å ha gode forutsetninger for etablering av kraftintensiv industri. Fylket har slik sett et godt utgangspunkt for å for å ta del i den grønne omstillingen av samfunnet, gjennom både elektrifisering av den eksisterende industrien, men også nye industrier/næringer som må vokse frem for å gjennomføre grønn omstilling, som blant annet påpekt i Energikommisjonens rapport «Mer av alt – raskere» (NOU 2023:3, 2023).



Figur 7-4 – Kjente forbruksplaner fram mot 2040 – fordelt på modenhet og industri (i MW) (Kilde: Statnett, KVV Nordmøre og Romsdal (Statnett, 2022))

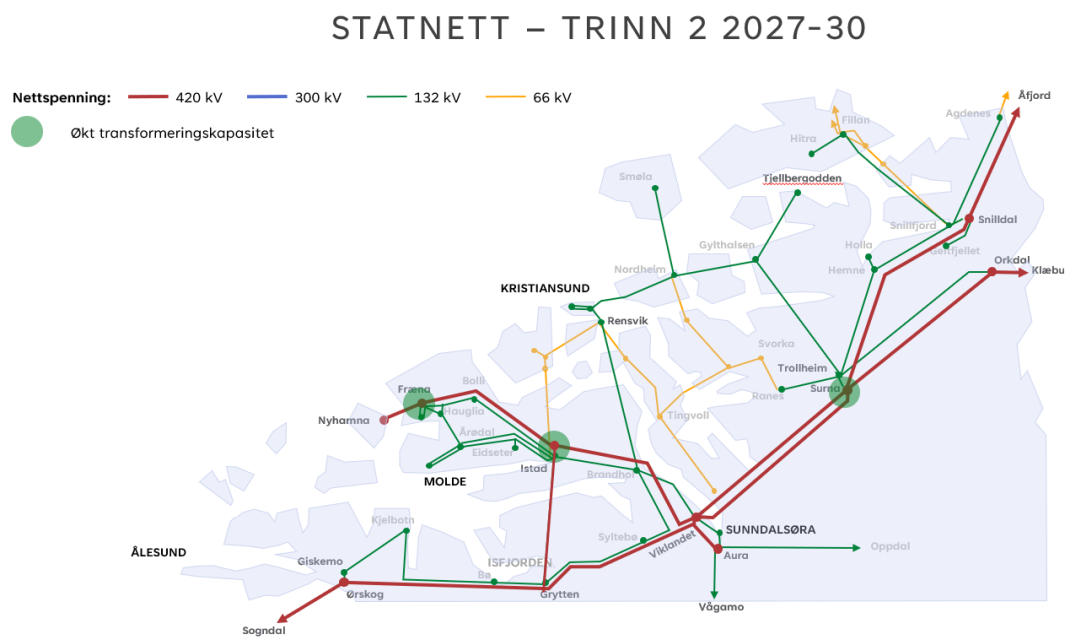
7.3 FORBRUKSVEKST GIR BEHOV FOR NETTUTVIKLING – TRINN 2

Det er ikke tilstrekkelig reservekapasitet på 420 kV-nivå til at alle behov for tilknytning og økt forbruk kan godkjennes uten å måtte stå i kø. Det er behov for tiltak både i transmisjonsnett og regionalnett for å legge til rette for økning i forbruk.

I Statnetts Områdeplan Midt (Trøndelag, Nordmøre, Romsdal) (Statnett, 2023) er det lagt til grunn at det gjennomføres flere tiltak i deres nett i perioden 2027-2030 (Trinn 2):

- Ny 420 kV forbindelse mellom Isfjorden og Istad (meldt NVE juni 2023)
- Ny 420 kV koblingsstasjon i Isfjorden (meldt NVE juni 2023)
- Ny 420/132 kV transformatorstasjon i Istad (meldt NVE juni 2023)
- Økt transformeringskapasitet 420/132 kV i Fræna
- Oppgradering til 420 kV linje (Vågåmo-) Aura-Surna
- Ny 420/132 kV transformatorstasjon i Surna
- Ny Aura stasjon
- Ny 420 kV linje Surna-Viklandet (ny løsning ift gitt konsesjon)
- Ny 420 kV forbindelse mellom Snilldal og Åfjord (planlagt ferdig 2027)

Figur 7-5 gir oversikt over tiltakene i Trinn 2, som legger til rette for stor økning i kraftproduksjonen i området. Dette forutsetter at det bygges ut nødvendig regionalnett og/eller linjer inn til aktuelle regional- og transmisjonsnettstasjoner for økt produksjon, avhengig av hvilket spenningsnivå produksjonen kommer på. Det kan legges til grunn at de meldte tiltakene som er listet ovenfor kan ferdigstilles til 2027/30



Figur 7-5 – Statnetts Trinn 2 i utvikling av transmisjonsnettet i Område Midt (Statnett, 2023)

For å legge til rette for tilknytning i påvente av at 420 kV forbindelse Isfjorden-Istad og Aura-Surna kan settes i drift rundt 2030, er flere tiltak aktuelle **regionalnettet** knyttet til Statnetts Trinn 2:

- Temperaturoppgradering 132 kV Istad-Molde-Fræna
- Temperaturoppgradering 132 kV Istad-Bolli-Fræna
- Ny 132 kV ledning Istad-Bruvoll og Bruvoll st. (2025-26)(konsesjonssøkt – k³⁹)

³⁹ <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/konsesjonssak?id=16110&type=A-1>

- Ny 132 kV ledning Bruvoll – Rensvik (2023-24-26) **(konsesjonssøkt⁴⁰)**
- Ny 132 kV ledning mot Tjeldbergodden – tosidig forsyning⁴¹
- 132 kV kabler over Frei- og Tingvollfjorden og Talgsjøen**(konsesjon gitt⁴²)**
- Nordheim transformatorstasjon i Aure **(konsesjon gitt⁴³)**
- Fullverdig 132 kV transformatorstasjon Tjeldbergodden
- Dublert 132 kV linje Smøla – Nordheim ved økt produksjonskapasitet i Smøla vindpark.
- Tilknytning av nytt forbruk i kraftintensiv industri på særskilte vilkår (utkobling)
- Fleksibelt forbruk (tilknytning på særskilte vilkår) – kan øke mulig kapasitet for tildeling

Det må gjøres store investeringer i regional- og transmisjonsnett for å kunne imøtekomme forbruksveksten - og sikre importkapasitet av kraft fra andre prisområder.

Forutsatt disse tiltakene vil ny kapasitet som etableres i perioden 2027-30 og utover tilsvare 400-500 MW ny effekt for Nordmørseringen og Romsdalshalvøya, og 100 MW for Tjeldbergodden (Statnett, 2022).

Som det fremgår av ovenstående oversikt er ikke alle tiltak konsesjonssøkt ennå. Også reinvesteringer og riving av regionalnettlinjer må avklares med konsesjonsmyndighetene. NVE har stor pågang og store kapasitetsutfordringer, og det kan påregnes at tiltak må stå i kø. Også flere innsendte konsesjonssøknader, både fra nettselskapene i området og Statnett, står allerede i kø for å bli behandlet i NVE. Med den store pågangen NVE har varslet kan det påregnes forsinkelser i konsesjonsbehandlingen, særskilt om det skulle oppstå klagesaker. Det er et vesentlig potensiale i samordning av søknader og fremdriftsplaner, sammen med tidlig forankring av tiltak i fylkeskommune og kommune, for å redusere saksbehandlingstid.

⁴⁰ <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/konsesjonssak?id=8745&type=A-1>

⁴¹ Avhengig av om Statnett eventuelt bygger egen 420 kV ledning Surna-Tjeldbergodden-Snilldal på 2030-tallet (Områdeplan Midt (Statnett, 2023))

⁴² <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/konsesjonssak?id=8741&type=A-1>

⁴³ <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/konsesjonssak?id=8762&type=A-1>

DET MÅ REINVESTERES FOR FLERE MILLIARDER KRONER



Figur 7-6 – Nødvendige reinvesteringer i transmisjons- og regionalnettet i Romsdal og Nordmøre frem mot 2050. Flere 66 kV-linjer til og ved kysten vil sannsynligvis erstattes med 132 kV linjer. Flere 132 kV linjer i indre strøk vil sannsynligvis saneres. Flere 300 kV linjer vil erstattes med 420 kV linjer. (Kilde: KVVU tilrettelegging for forbruksvekst Nordmøre og Romsdal (Statnett, 2022))

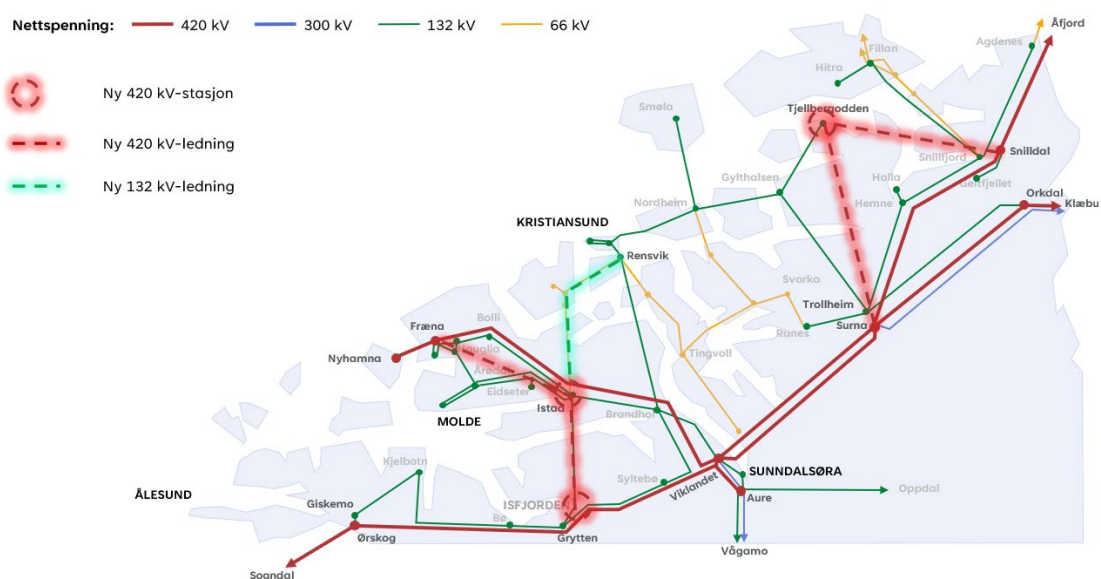
Kombinasjonen av nye tiltak og reinvesteringer vil gi nettkapasitet til å ivareta vekst skissert i konseptvalgsutredningens midlere vekstscenario i perioden fra 2030. For å kunne legge til rette for vekst som prognostisert i høye scenarier må det i tillegg investeres i 420/132 kV transformering i Surna. Den totale mulige kapasitetsøkningen for forbruk i Område Midt er imidlertid mindre enn summen av de lokale kapasitetsøkningene i transmisjonsnettet. Dette fordi transmisjonsnettet inn til området er begrensende. Dersom en del av det nye forbruket er fleksibelt, evt. at det tilknyttes ny regulerbar produksjon, vil det bli mulig å knytte til ytterligere forbruk.

7.4 STATNETTS MÅLNETT – SITUASJON MOT 2040 (TRINN 3)

Statnett har i sin områdeplan Midt pekt ut følgende i **Trinn 3** som legger til rette for vekst frem mot 2040 (målnettet):

1. Ny 420 kV-forbindelse Snilldal-Tjeldbergodden-Surna, evt. En ny Hemne stasjon. Tiltak avhenger av forbruks- og og/eller produksjonsutviklingen i området. I første omgang søkes framtidig behov dekket gjennom bygging av 132 kV regionalnett
2. Tilknytning av havvind i Fræna transformatorstasjon

INDRE KONSEPT – MÅLNETT 2042



Figur 7-7 – Statnetts «målnett» for Område midt frem mot 2040, inklusive områdekonsesjonærenes regionalnett (Kilde: Områdeplan Midt (Statnett, 2023), KVU Nordmøre og Romsdal (Statnett, 2023))

Statnett har i alle sine konsepter lagt til rette for høyt scenario for forbruksvekst i Romsdal og Nordmøre. Nødvendig kapasitet må imidlertid bygges ut trinnvis. Det er uklart hvorvidt kapasiteten kan bygges ut uavhengig av utbyggingsplaner i andre regioner, men det er sannsynlig at utbyggingsnivået i Norge mellom 2030 og 2040 blir så stort at både konsesjonssøknader og utbygging vil måtte stå i kø og kjempe om prioritet og finansiering.

Investeringer i regional- og transmisjonsnett gjør det mulig å tilknytte ny produksjon for økt forbruk lokalt, men også for overføring i regionen og import fra andre prisområder. Ved tilknytning av havvind legger et kapasitetssterkt nett til rette for kraftoverføring til naboerområder.

Tabell 7-1 – Vekst i nettkapasitet (effekt) tilgjengelig for forbruk ved oppgradering og utbygging av transmisjonsnett etter Statnetts trinnvise utbygging. For Trinn 3 er det lagt til grunn lav-basis-høy vekst i forbruk, som skissert i Statnetts KVU Nordmøre og Romsdal (Statnett, 2022) og RKSU 2022 (Elinett, 2022). Se også figur 7-2 og 7-4.

Vekst i tilgjengelig nettkapasitet (effekt) ved gjennomføring av Trinn 1 og 2 i Statnetts "Områdeplan Midt"		Eksisterende og tildelt ny kapasitet Trinn 1)		Økt nett-kapasitet Trinn 2)	Kapasitetsbehov - prognose forbruksvekst prognose mot 2040		
		2021	2022-25 Trinn 1)	2027-32 Trinn 2)	Lav	Middels	Høy
Område	Forsyningsområde	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
C	Nyhamna (420 kV)	215			5	5	80
C	Romsdalshalvøya	215	105	200-300	0	140	430
D	Nordmørsringen ex TBO	135	0	200	15	75	270
D	Tjeldbergodden	30	45	100	0	45	300
	Total (ex Nyhamna)	380	150	500-600	15	260	1000
Kilde:	Statnetts KVU Nordmøre/Romsdal, Kap. 2 Behovsanalyse						
	Statnett Områdeplan Midt						

I ovenstående tabell ligger ikke inne kapasitet til hydrogen (blått/grønt) på Nyhamna eller karbonfangst ved prosess- og petrokjemisk industri. Produksjon av blått hydrogen på Nyhamna vil kreve 200-250 MW kapasitet i første trinn, og ytterligere 250 MW i et senere trinn. Nyhamna er tilknyttet transmisjonsnettet direkte, slik at denne kapasiteten tildeles av Statnett.

Tabell 7-2 -Oppsummerte trinnvise tiltak for nettførsterkning i Nordmøre og Romsdal (Område Midt).

Merk: Oppgitte kapasitetstall (kolonne 1) er avhengig av fordeling av uttak mellom Nordmøre og Romsdal, og er ikke nødvendigvis mulig med full reserve

	Tiltak (uthevet=regionalnett)	Forutsetning	Muliggjør
Trinn 1 2025 (150 MW)	Økt trafokapasitet Ørskog TS	Systemvern Tilknytning på vilkår	Tilknytning av noe nytt forbruk med reserve
Trinn 2 2030 (500-600 MW)	Ny 420 kV ledning Isfjorden-Istad m/stasjonstiltak Økt 420/132 kV transformator kapasitet Fræna Temperaturoppgradering 132 kV ledninger Istad-Fræna Ny 420 kV Snilldal-Åfjord Ny 420/132 kV stasjon i Surna Ny 420 kV ledning Surna-Viklandet Ny 132 kV ledning Istad-Averøy-Kristiansund Ny 132 kV ledning mot Tjeldbergodden tosidig forsyning, inkl Nordheim stasjon Dublert 132 kV ledning Smøla – Nordheim v/ kap.øk. Smøla vindpark	Systemvern Tilknytning på vilkår Forbrukerfleksibilitet Økt kraftproduksjon	Tilknytning av mye nytt forbruk Blått hydrogen Økt forbruk Fræna – oppdrett og datasenter Forbruksvekst Romsdalshalvøya Tilknytning nytt forbruk Tjeldbergodden og Skardsøya Tilknytning av nytt forbruk Averøy/Kristiansund Karbonfangst+elektrifisering Kapasitetsøkning Smøla vindpark
Trinn 3 2040	Ny 420 kV ledning Surna-Tjeldbergodden-Snilldal Dublert 420 kV ledning Fræna-Istad	Tilknytning havvind	Elektrifisering petroleum Elektrisk reformering metanol Kloridelektrolyse aluminium Grønn hydrogen-produksjon

8 KRAFTBALANSE – PROGNOSE 2025-2040

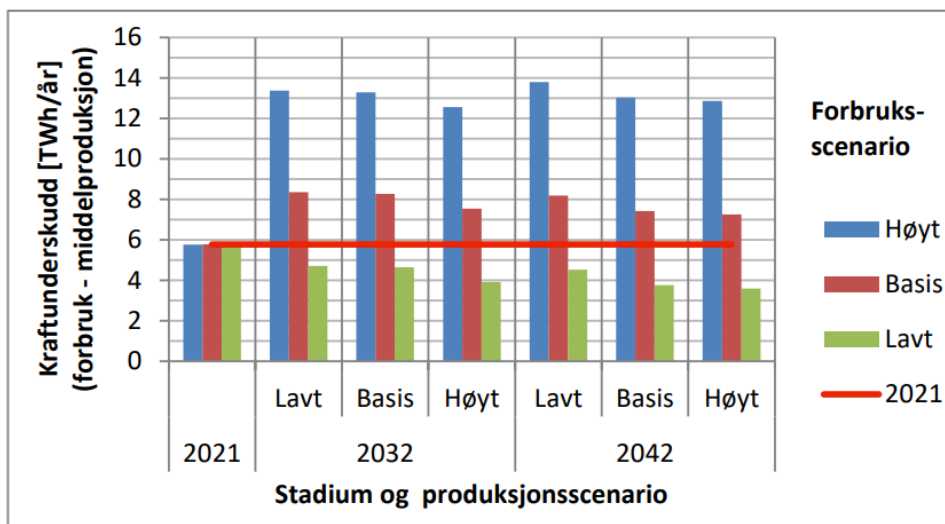
Nedenstående tabeller viser utvikling i kraftbalanse Møre og Romsdal for forskjellige scenarier av vekst i kraftproduksjonen i fylket (Elinett, 2022). Hvert produksjonsscenarie er sammenholdt med scenarier for forbruksøkninger i alminnelig forsyning og kraftintensiv industri (KII), og tidspunktene for balansen sammenfaller noenlunde med trinnene i Statnetts områdeplan Midt (Statnett, 2023), slik at de gir en framskriving til tidspunkter der tiltak i trinn 1, 2 og 3 som beskrevet i foregående kapitler er gjennomført. Merk at Statnett i sin behovsframskriving for Nordmøre og Romsdal legger til grunn en tredobling av effektbehovet sammenliknet med 2021-nivået innen 2042 (høyt scenario).

I vurderingene av produksjon i regional kraftsystemutredning (RKSU) er det ikke lagt inn forutsetninger om utbygd havvind eller solkraftverk – ingen planer for disse produksjonskildene er på et modenhetsnivå der de er i konsesjonsprosess.

- Lav prognose inneholder ikke noen økning i kraftproduksjon fra vind på land.
- Basis prognose forutsetter at all konsesjonsgitt vindkraft på land bygges ut
- Høy prognose forutsetter at alle konsesjonsgitte og konsesjonssøkte vindkrafttiltak på land bygges ut.
- Se ellers Regional kraftsystemutredning KSU 2022 kapittel 4 og lysbilde 20.

4. Framtidige overføringsforhold

Kraftbalanser (underskudd) ved kombinasjoner av produksjons- og forbruksscenarier



Figur 8-1 Kraftbalanse ved kombinasjoner av produksjons- og forbruksscenarier. (Kilde: RKSU 2022 (Elinett, 2022))

Tabellenes rad for Kraftunderskudd viser den andelen som ikke kan dekkes med egen produksjon i regionen, og som må dekkes ved overføring fra annen produksjon i el-spotområde NO3, import fra el-spotområde NO5, NO1, NO4 eller SE2.

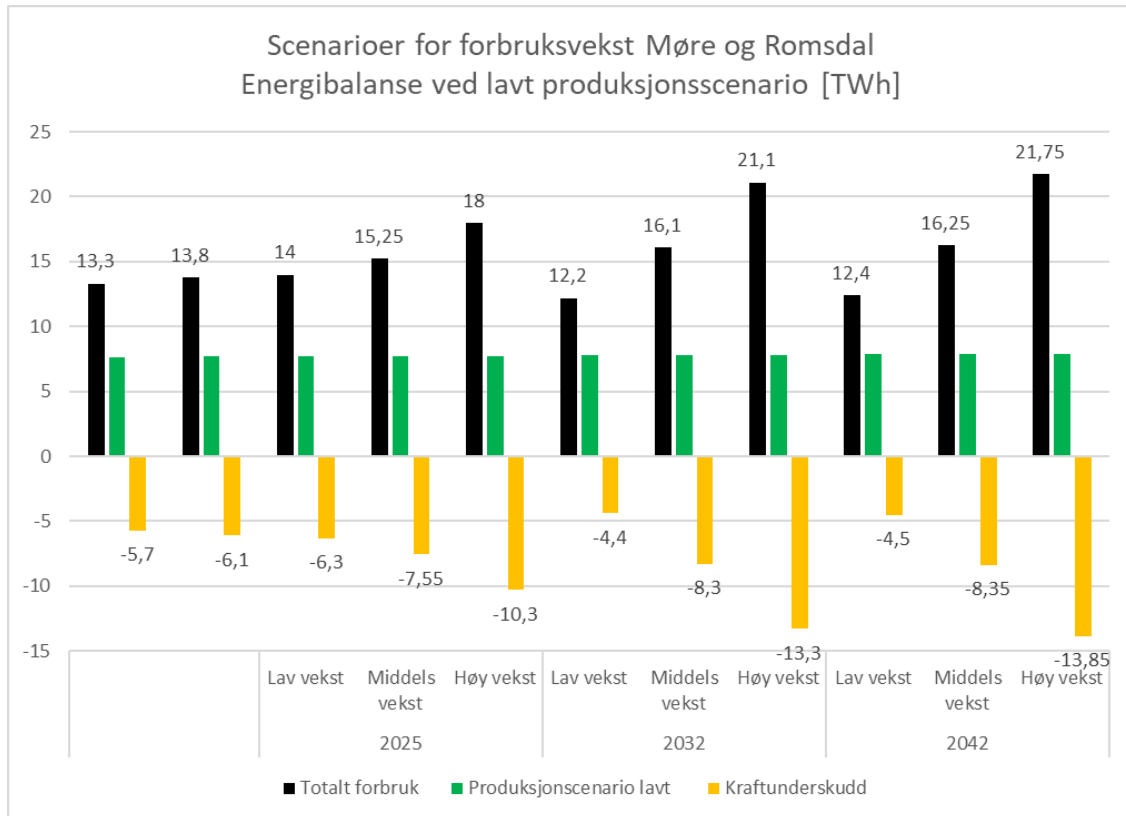
Vi har lest av året 2025 fra prognosene i kraftsystemutredningen, for scenarioene som er oppsummert i figur 8-1. Vi ser av tabellene at kraftunderskuddet i Møre og Romsdal øker for alle forbruksscenarier etter 2025, dersom man legger til grunn lav produksjon. Unntaket er de lave forbruksscenariene i 2032 og 2042. Der det legges til grunn energieffektivisering, og at man ved manglende utbygd nett og produksjon kan få en reduksjon av forbruk og vekst i kraftintensiv industri. Kraftsituasjonen blir da så anstrengt (pga. pris og kapasitet), at forbruket ved de største industriaktørene avtar, og effektbehovet på Nyhamna reduseres sammenliknet med høyere scenarioer. (Se for øvrig «KVU Tilrettelegging for forbruksvekst i Nordmøre og Romsdal – Dialogmøte 06.01.2022» (Statnett, 2022)).

Ved lavt produksjonsscenario begrenses/reduseres forbruket. Investeringer i kraftintensiv industri blir ikke gjennomført i lavt forbruksscenario. For Basis og Høyt forbruksscenario øker kraftunderskuddet, og må løses ved import fra andre områder i NO3, andre elspotområder/utlandet (SE2) og muligheter for utkobling av større kunder (KII) ved feil.

Tabell 8-1 Prognoser for energibalanse ved lav vekst i produksjon vs. Lav, Basis eller Høy prognose for vekst i forbruk.

Kraftbalanse - Lavt produksjonsscenario [TWh]	2021	2022	Forbruksscenarioer								
			2025			2032			2042		
			Lav vekst	Middels vekst	Høy vekst	Lav vekst	Middels vekst	Høy vekst	Lav vekst	Middels vekst	Høy vekst
Alm	4,7	4,74	5	5,75	6	5,2	6,1	7,1	5,4	6,5	7,75
Kli	8,6	9,06	9	9,5	12	7	10	14	7	9,75	14
Totalt forbruk	13,3	13,8	14	15,25	18	12,2	16,1	21,1	12,4	16,25	21,75
Produksjonsscenario lavt	7,6	7,7	7,7	7,7	7,7	7,8	7,8	7,8	7,9	7,9	7,9
Kraftunderskudd	-5,7	-6,1	-6,3	-7,55	-10,3	-4,4	-8,3	-13,3	-4,5	-8,35	-13,85

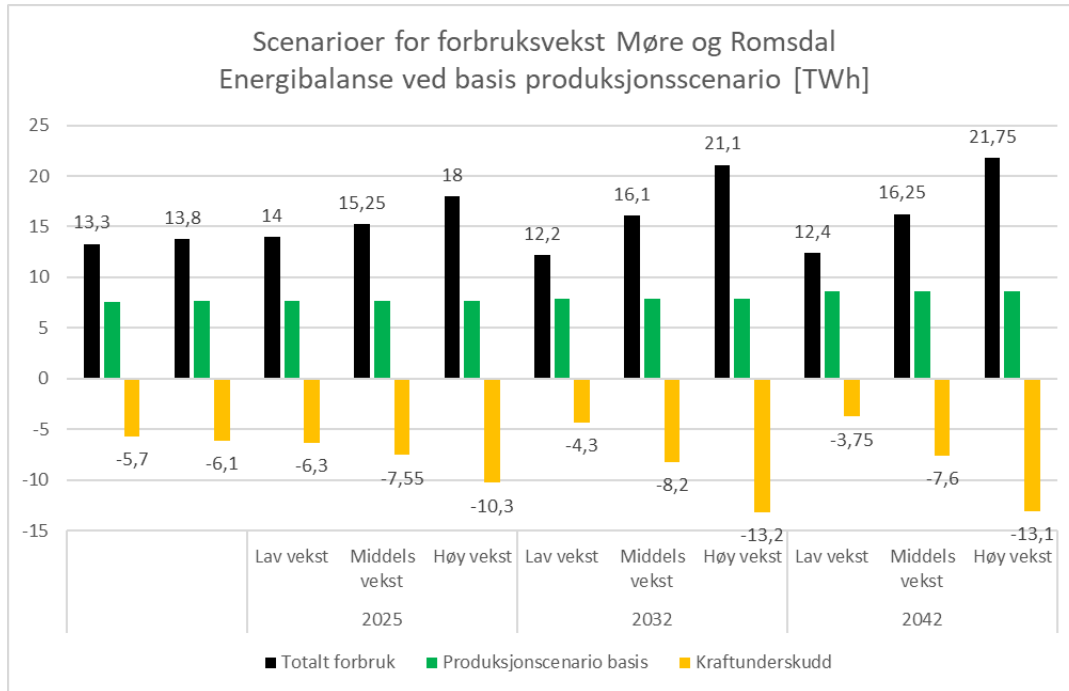
Kilde:RKSU 2022, kapittel 3 og slide 20/27/29



Tabell 8-2 Kraftbalanse ved basis vekstscenario i produksjon vs. Lav, Basis eller Høy prognose for vekst i forbruk.

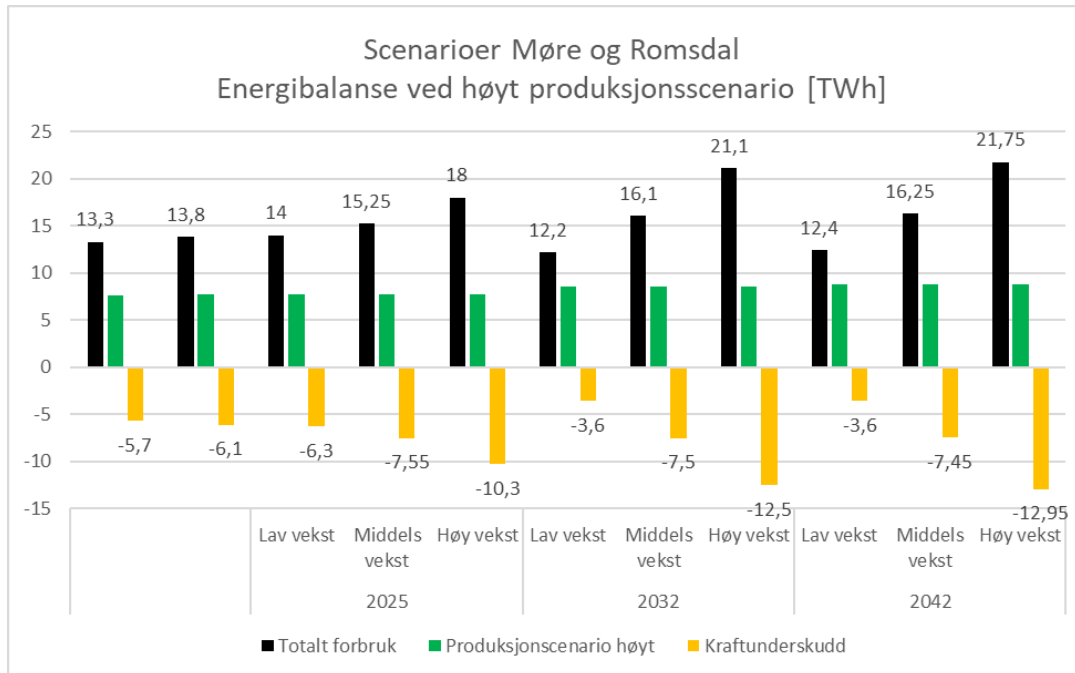
Kraftbalanse - Basis produksjonsscenario [TWh]	2021	2022	Forbruksscenarioer								
			2025			2032			2042		
			Lav vekst	Middels vekst	Høy vekst	Lav vekst	Middels vekst	Høy vekst	Lav vekst	Middels vekst	Høy vekst
Alm	4,7	4,74	5	5,75	6	5,2	6,1	7,1	5,4	6,5	7,75
KII	8,6	9,06	9	9,5	12	7	10	14	7	9,75	14
Totalt forbruk	13,3	13,8	14	15,25	18	12,2	16,1	21,1	12,4	16,25	21,75
Produksjonsscenario basis	7,6	7,7	7,7	7,7	7,7	7,9	7,9	7,9	8,65	8,65	8,65
Kraftunderskudd	-5,7	-6,1	-6,3	-7,55	-10,3	-4,3	-8,2	-13,2	-3,75	-7,6	-13,1

Kilde:RKSU 2022, kapittel 3 og slide 20/27/29



Tabell 8--3 – Energibalanse ved høyt vekstscenario i produksjon vs. Lav, Basis eller Høy prognose for vekst i forbruk.

Kraftbalanse - Høyt produksjonsscenario [TWh]	2021	2022	Forbruksscenarioer								
			2025			2032			2042		
			Lav vekst	Middels vekst	Høy vekst	Lav vekst	Middels vekst	Høy vekst	Lav vekst	Middels vekst	Høy vekst
Alm	4,7	4,74	5	5,75	6	5,2	6,1	7,1	5,4	6,5	7,75
KII	8,6	9,06	9	9,5	12	7	10	14	7	9,75	14
Totalt forbruk	13,3	13,8	14	15,25	18	12,2	16,1	21,1	12,4	16,25	21,75
Produksjonsscenario høyt	7,6	7,7	7,7	7,7	7,7	8,6	8,6	8,6	8,8	8,8	8,8
Kraftunderskudd	-5,7	-6,1	-6,3	-7,55	-10,3	-3,6	-7,5	-12,5	-3,6	-7,45	-12,95



Bildet som tegner seg er at regionen, uansett produksjons- eller forbruksscenario som tar opp i seg de kjente planene for økt forbruk eller produksjon, styrer mot et økt underskudd i kraftbalansen. Dette er før tiltak knyttet til karbonhåndtering og ytterligere elektrifisering av prosesser i kraftintensiv industri. I den oppdaterte databasen over reservasjoner og forespørsler ligger det en vesentlig økning som ikke er innarbeidet i Kraftsystemutredningen fra 2022. Statnett og de regionale nettselskapene har ansvaret for å holde oversikt over køen i tilknytningssaker. Selskapene rydder nå i denne køen og vurderer prosjekter ut fra modenhet, og dette kan medføre endringer i kjøplassering og prioritet for gjennomføring av nettførsterkning.

I kapittel 7 (figur 7-1 og figur 7-2) så vi at prognosene for utvikling i effektbehov i topplast i Regional Kraftsystemutredning og Statnetts konseptvalgutredning samsvarer for høye scenarier for Nordmøre, inklusive Tjeldbergodden (område D i RKSU). For Romsdalshalvøya er Statnetts prognose på effektbehov i topplast noe høyere enn regional kraftsystemutredning (RKSU) sitt anslag.

Vi ser videre at kapasiteten som bygges ut i Trinn 2 i nettinvesteringene til Statnett ikke er tilstrekkelig til å møte forbruksveksten som ligger i de høye scenarioene frem mot 2040.

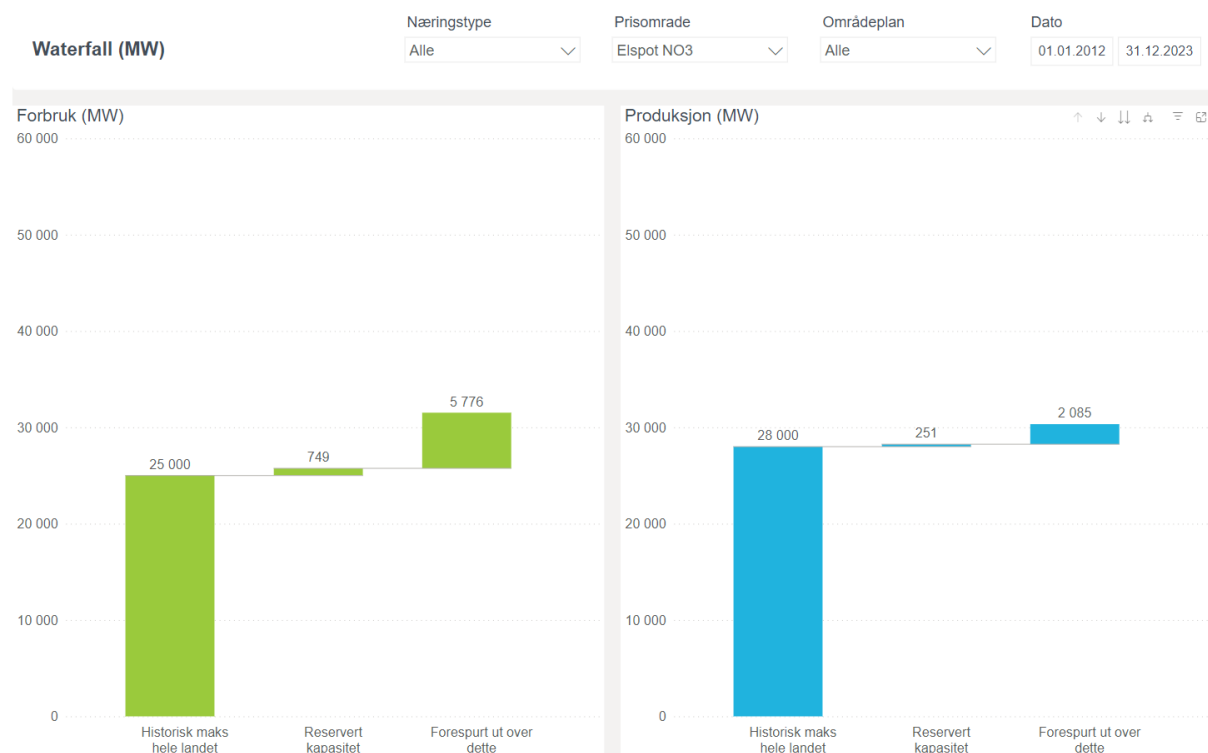
De lokale nettselskapene på Romsdalshalvøya og Ytre Nordmøre skal investere massivt i egen infrastruktur, og det kan tenkes at det blir krevende å gjennomføre de store samtidige tiltakene parallelt med Statnetts utbygginger.

Mye av aktiviteten i regionen skal skje i perioden frem til 2030, og kun et fåtall av utbyggingene er konsesjonssøkt, enda færre har godkjent konsesjon. Prognosene kan synes lavere enn de Statnett legger til grunn i sitt høye scenario (Statnett, 2022). En opptrapping av takten i utslippsreduksjoner gjennom elektrifisering av transport, hydrogenproduksjon, karbonfangst og elektrifisering av eksisterende industri vil kunne bidra til enda større kraftunderskudd. Inntil kraftproduksjonen i NO3 (eller omkringliggende prisområder) øker, vil Møre og Romsdal være avhengig av økt import til varierende priser.

Prognosene for produksjon tar ikke opp i seg omfattende utbygging av solkraft eller havvindproduksjon i området. Prognosene for forbruk tar ikke opp i seg store økninger i forbruk som følge av karbonfangst og grønn produksjon av hydrogen, metanol, aluminium, osv.

For å kunne imøtekomme prognosene for vekst i forbruk er det nødvendig å øke produksjonen og bedre kraftbalansen i den enkelte region, ifølge det Statnett skriver i brevet «Knapphet på energi og effekt om få år» (Statnett, 2022). Dette gjelder især Møre og Romsdal, som nest etter Oslo, og litt foran Viken, har den største ubalansen mellom produksjon og forbruk i dagens situasjon (se figur 6-1).

Figur 8-2 viser vi Statnetts side for informasjon om tilknytningssaker med relevans for transmisjonsnettet (større enn 1 MW). Tallene omfatter reservasjoner og forespørsler om nettkapasitet til økt effektforbruk og økt produksjon i hele NO3 (pr 2023). NO3 har fra før underskudd i kraftbalansen. Vi ser at omsøkt vekst i forbruk i NO3 ligger om lag 3 ganger høyere enn omsøkt vekst i produksjon.



Figur 8-2 Informasjon om tilknytningssaker i transmisjonsnettet i prisområde Midt (NO3) - reservasjoner og forespørsler om kapasitet til økt produksjon og forbruk større enn 1 MW (Statnett, 2023)

9 VEKST I PRODUKSJON

9.1 POTENSIAL FOR ØKT PRODUKSJON VANNKRAFT

NVE fører oversikter over områder der det er ledig nettkapasitet for innmating av kraft fra større kraftverk. I regional kraftsystemutredning (RKSU) er det kartlagt områder der det er ledig innmatingskapasitet.

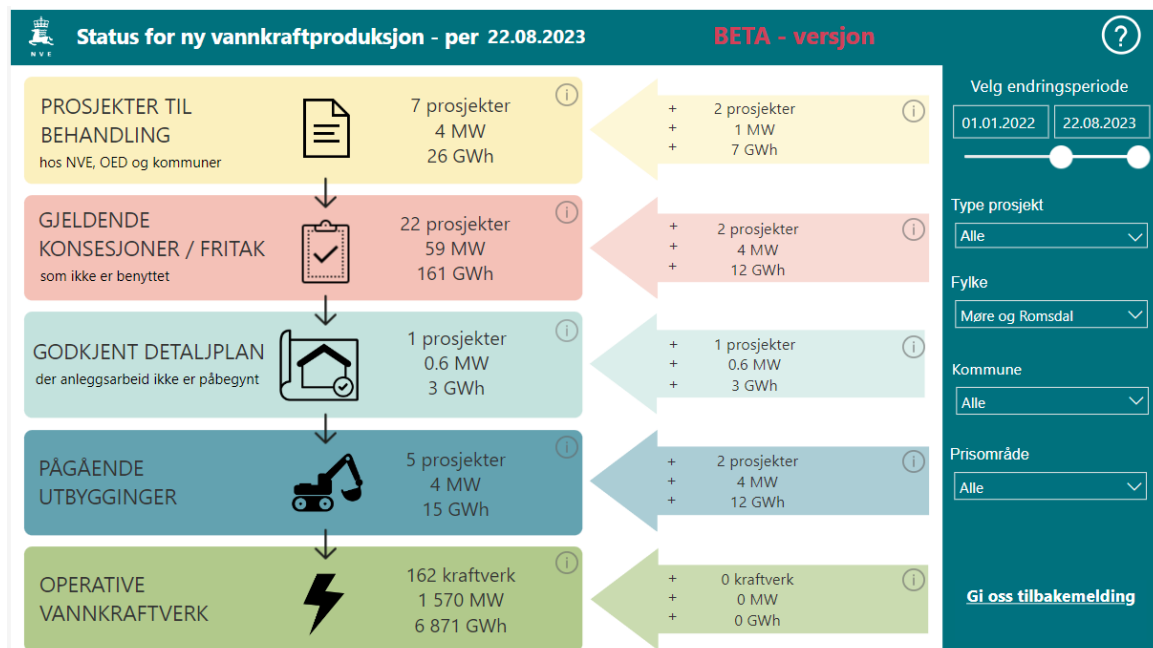
- På 132 kV-nivå er det i en normal driftssituasjon (intakt nett) god kapasitet til innmating i alle områder utenom Volda/Ørsta-området og Nordmøre (Mellom og S-nett sine konsesjonsområder). I situasjoner med feil er det kapasitet til innmating i indre/nordre Sunnmøre og i Sunndals-området.
- På 420 kV-nivå er det i normale driftssituasjoner god kapasitet til innmating i alle områder der det er etablert transmisjonsnett, mens det i feilsituasjoner er kapasitet på indre Sunnmøre og i Sunndals-området.

Kulepunkt to medfører at det i feilsituasjoner ikke er nok nettkapasitet/forbruk til å ta unna kraftproduksjonen fra eventuelt nye anlegg. Dette innebærer at det må gjennomføres nettforstrekning for å tillatte utbygging av nye kraftverk, eller at det i gitte feilsituasjoner kan være nødvendig å redusere/koble fra produksjon, slik at det ikke produseres mer kraft enn nettet kan ta imot.

Det finnes ikke planer for vesentlige økninger i kraftproduksjon i fylket. I regional kraftsystemutredning (RKSU) identifiseres det et potensiale for ny produksjon av vannkraft, ut fra NVEs automatiske kartlegging av vannkraftpotensiale. I Møre og Romsdal tilsvarer dette om lag 0,48 TWh/år, i hovedsak småkraftverk (Elinett, 2022). Av dette er 0,19 TWh/år konsesjonsgitt. Underskuddet i energibalansen til fylket er økende, og kan dobles frem mot 2030 dersom ikke kraftproduksjonen økes.

Underskuddet i energibalansen til fylket er økende, og kan dobles frem mot 2030 om ikke kraftproduksjonen økes.

NVE fører status for vannkraftplaner i Møre og Romsdal på sine nettsider. Figuren nedenfor gir status på planer i Møre og Romsdal.



Figur 9-1 Status for ny vannkraftproduksjon Møre og Romsdal; prosjekter til behandling, ubenyttede konsesjoner, byggeklare prosjekter, pågående utbygginger og utvidelser i operative kraftverk (NVE, 2023)

Vesentlige tiltak som er nye eller har endret planstatus siden siste regionale kraftsystemutredning ble utgitt i 2022 gjelder i hovedsak småkraft og utvidelser av eksisterende anlegg. Initiativene som har endret status etter 1.1.2022 er i hovedsak eid av regionale kraftselskaper, utenom ett småkraftverk med godkjent detaljplan. Prosjektene som er i prosessstrinn fra gjeldende konsesjon til bygging bidrar til å øke installert kapasitet i Møre og Romsdal med 0,6 % og produsert energi med 0,5% (0,027 TWh). Til sammenlikning er underliggende vekst i alminnelig forsyning i fylket anslått å være 0.9% per år.

Regjeringen innførte midlertidig økt grunnrenteskatt på vannkraftproduksjon i 2022. Skattesatsen økte slik at samlet marginalskatt (grunnrenteskatt og selskapskatt) økte til 67%⁴⁴, om enn på midlertidig basis. Det forventes at den økte skattleggingen kan påvirke investeringsviljen i sektoren, og dermed insentivene for å oppgradere/fornye vannkraftverk for å øke effekt- og produksjonsnivå i eksisterende vannkraftverk, og videre nyetableringer. Det er ikke kjent hvor lenge den midlertidige skattleggingen vil virke.

I statsbudsjettet for 2024, som ble fremlagt i oktober 2023, ble det også innført grunnrenteskatt på landbasert vindkraft, med en skattlegging av overskudd på 35%.

9.2 POTENSIAL FOR PRODUKSJON AV SOLKRAFT

Den installerte kapasiteten for produksjon av solkraft i Møre og Romsdal var i 2021 på 3 MWp. Multiconsult har på oppdrag fra Møre og Romsdal Fylkeskommune utredet potensialet for solkraft på bygg (tak/vegger) og gråarealer (eksempelvis ubrukt jordbruksareal, parkeringsområder og nedlagte deponier) (Multiconsult, 2022). Teknisk potensial for produksjon av solkraft i Møre og Romsdal er 10 TWh på gråareal og 4 TWh på bygg, i følge utredningen. Dette er mer enn det totale forbruket av kraft i Møre og Romsdal i 2021.

⁴⁴ [Økt grunnrenteskatt på vannkraft - regjeringen.no](https://www.regjeringen.no)

Utbygging av solkraft på bygg og gråarealer i Møre og Romsdal har et vesentlig potensial, og kan bedre kraftbalansen på kort sikt.

COWI og IFE har på oppdrag fra av Møre og Romsdal Fylkeskommune gjennomført «Utredning solenergi Smøla» (COWI ; IFE, 2023), som kartlegger potensialet for å etablere solkraftverk inne på området der Smøla vindpark (Statkraft) er etablert. Det er utredet tre alternativer, der alternativ 3 med full utbygging identifiserer et potensiale på en installert kapasitet på 911 MWp (0,781 TWh/år), med en LCOE⁴⁵ på 64,3 øre/kWh.

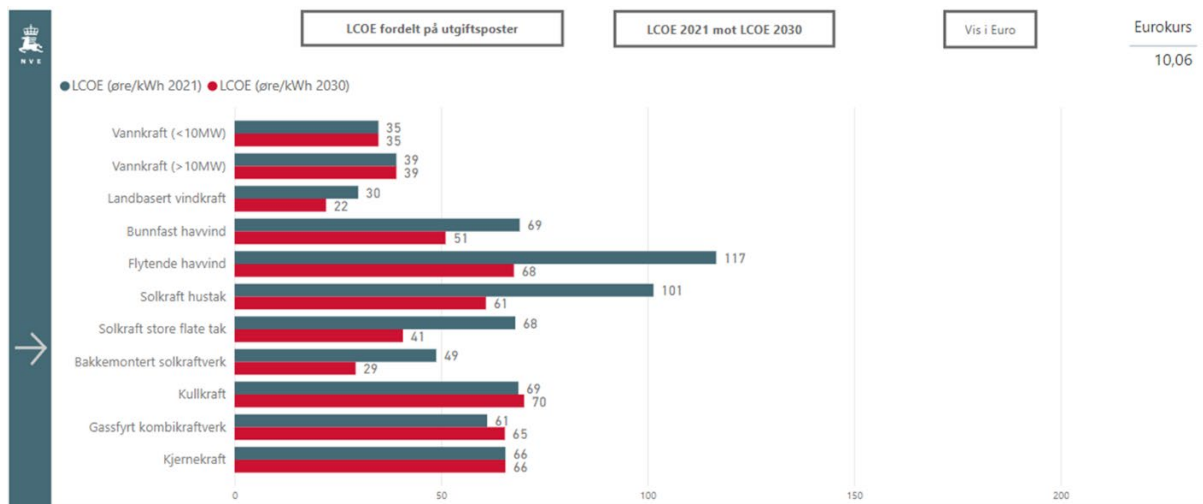
Dersom utbygging avgrenses til den innmatingen nettanleggene i området har kapasitet til å ta imot uten større nettførsterkninger (alternativ 1), vil installert effekt kunne være 240 MWp (~0,18 TWh/år), med en LCOE på 69,1 øre/kWh. Alternativ 2 er som alternativ 1 med tillegg av batterilagring. Installert effekt er fortsatt 240 MWp men med produksjonspotensiale på ~0,2 TWh/år, og LCOE på 111,7 øre/kWh. Området har ifølge rapporten et potensiale på 981 MWp (0,871 TWh/år) fullt utbygd – med en LCOE på 64 øre/kWh.

Dersom utbygging avgrenses til det potensialet nettanleggene i området har kapasitet til å ta imot i dag, vil installert effekt kunne være 240 MWp (0,126 TWh/år), med en LCOE på 68 øre/kWh. En etablering er sårbar for kraftpriser og kostnadsøkninger i leverandørkjeden, og alle vurderte alternativer har negativ lønnsomhet med forutsetninger som lagt til grunn i utredningen. Løsningen kan kombineres med batterilagring av energi.

Om vi sammenholder prisestimatene ovenfor og skisserte priser i figur 9-2, krever solkraftverk priser på nivå med de vi har sett i kraftmarkedet i 2022 og 2023 for å oppnå lønnsomhet på kort sikt, men prisene synker frem mot 2030.

Potensialet for solkraftproduksjon i Smøla vindkraftpark på kort sikt er ~0,2 TWh/år. Dette er på samme nivå som konsesjonsgitte og godkjente planer for økning av vannkraftproduksjonen i fylket.

⁴⁵ LCOE – Levelized Cost Of Energy – levetidskostnad på energiproduksjonsformen, fordelt på antall kilowattimer i levetiden – øre/kWh over levetid.



Figur 9-2 – Utvikling i kostnadsnivå (øre/kWh) for utbygging av produksjonsanlegg for forskjellige energityper – prognose 2021-2030 (NVE, 2023)

I Regional kraftsystemutredning og Statnetts konseptvalgutredning er større solkraftverk og større utbygginger av solkraft på bygg og gråarealer ikke medtatt i mulige fremtidige produksjonsvolumer. Kartlegging, konsekvensvurdering, arealplanlegging og regulering av arealer for utbygging av solkraftverk i fylket kan være gjenstand for en felles regional plan, eller et interkommunalt plansamarbeid med støtte fra fylkeskommunen.

Utbygging av solkraft for privat forsyning og for nabolagsforsyning (i f.eks. borettslag), samt næringsbygg kan redusere vekst og frigjøre kapasitet i nettet, og kan være en løsning som på kort sikt reduserer etterspørselen etter kraft i distribusjonsnettet. Dette kan både frigjøre kapasitet i nettet og øke produksjonen og tilgangen på kraft i regionen. Lokal produksjon kan være utfordrende i områder der det er svakt distribusjonsnett, og kan medføre begrensninger i rett til innmating (struping av solkraft), batterlagring eller krav om nettførsterkninger.

Fleksibelt forbruk og lokal produksjon vil dempe etterspørselsveksten innen alminnelig forsyning. Som ledd i å legge til rette for økt solkraftproduksjon har Regjeringen åpnet for at strømkunder i borettslag, flermannsboliger og næringsbygg kan dele på egenprodusert strøm på samme eiendom uten å betale nettleie og avgifter. Grensen for tillatt produksjonskapasitet på samme eiendom er 1 MW, mens grensen for hvor mye plusskundene kan mate inn på nettet uten å ha anleggskonsesjon er 100 kW, som tidligere⁴⁶.

9.3 POTENSIAL FOR LANDBASERT VINDKRAFT

Det har vært flere initiativer for vindkraft i Møre og Romsdal, de fleste initiativene siden årtusenskiftet har ikke blitt realisert. Det er i dag tre vindkraftverk i drift i fylket. Vindkraftverkene har en samlet installert kapasitet på snaue 188 MW og en produksjon på 493 GWh. Dette utgjør per 2021 10,4 % av installert kapasitet og 6,7 % av kraften som produseres i

⁴⁶ [Regjeringen – fastsetter forskriftsendringer for deling av egenprodusert fornybar strøm på samme eiendom](#)

Møre og Romsdal. Den produserte energien dekker 3,71% av kraftbehovet i Møre og Romsdal. I følge RKSU er det 3 «aktuelle» vindkraftprosjekt i M&R.

Sandøy vindkraftverk på Harøya er den eldste og minste vindparken i Møre og Romsdal, idriftsatt i 1999, med en forventet produksjon på 10 GWh/år. Parken har konsesjonsgitt 4,25 MW kapasitet, men installert kapasitet er 3,75 MW. Vindparken har søkt og fått fornyet konsesjon, og oppgraderer til nye turbiner for å ta ut den tidligere konsesjonsgitte kapasiteten på 4,25 MW⁴⁷.

Smøla vindpark ble satt i drift i 2002 og senere utvidet i 2005, og er den største vindkraftparken i Møre og Romsdal – den største i Europa da den ble satt i drift. Anlegget har konsesjon til år 2035, med en installert effekt på 150,4 MW. Kapasiteten nyttes fullt ut, og anlegget har en forventet produksjon på 0,356 TWh/år. I Regional kraftsystemutredning står følgende om oppgradering (Elinett, 2022):

«Med normal levetid på 25 år for vindkraftturbinene, kan anlegget være modent for reinvestering på slutten av 2020-tallet. Ifølge opplysninger fra Mellom vurderer Statkraft en mulig doubling av kapasiteten fra 150 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.»

Oppgradering og økt produksjonskapasitet i Smøla vindpark vil som minimum kreve dublering av 132 kV forbindelsen mellom Smøla og Nordheim. Ved i tillegg å installere ny transformator i Surna vil det ikke bli utfordringer ved overskudd av kraft i Nordmørseringen som følge av kapasitetsøkning ved Smøla vindpark. (Statnett, 2022)

Vindparken til **Haram Kraft** fikk godkjent konsesjon i 2008, og ble idriftsatt i 2021, etter store protester, og behandling av klager fra 2019. Kraftverket har installert effekt på 33,6 MW av opprinnelig konsesjonsgitt kapasitet på 66 MW. Forventet produksjon av anlegget er om lag 127,2 GWh/år.

Tabell 9 -1 – Eksisterende vindparker i Møre og Romsdal med utnyttelse av konsesjonsgitt kapasitet

Vindkraft i Møre og Romsdal -		Kilde			NVE Vindkraft	
Kraftverk	Idriftsatt	Konsesjonsgitt effekt	Idriftsatt effekt	Forventet produksjon	Brukstil fullast timer/år	Ubenyttet konsesjonsgitt kap.
		[MW]	[MW]	[GWh/år]		[MW]
Smøla vindpark	2002	150,4	150,4	356	2367	0
Sandøy vindpark	1999	4,25	3,75	10	2667	0,5
Haram kraft	2021	66	33,6	127,18	3785	32,4
Total		220,65	187,75	493,18		32,9

9.3.1 NY PRODUKSJON I VINDPARKER

Kapasitetsøkningene i Sandøy og Smøla vindparker ved oppgradering etter nådd levetid for første generasjons generatorer har potensiale til å gi en økning i vindkraftkapasitet i fylket på 80 %.

⁴⁷ <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/konsesjonssak?type=A-6&id=1>

Tabell 9-2 – Potensiale for ny produksjon i landbaserte vindparker i Møre og Romsdal (Elinett, 2022)

Vindkraft i M&R - aktuell ny kapasitet		Kilde		RKSU side 14		
Kraftverk	Mulig idriftsettelse	Aktuell økning MW	Ny max effekt MW	Forventet økt produksjon GWh/år	Kommentar	
Smøla vindpark	2027	150	300	350	Oppgradering av eksisterende vindkraftpark	
Sandøy vindpark	2025	0,5	4,25	10	Konsesjonsgitt oppgradering av eksisterende anlegg	
Skardsøya	2032	110	110	340	Ny vindkraft	
Total		261	414	700		

I følge RKSU 2022 (Elinett, 2022) er det konsesjonssøkt vindkraftverk på Skardsøya i Aure. Planene for Skardsøya er en videreutvikling av konsesjonssøknaden fra 2010, der kapasiteten har økt fra 55 MW til 110 MW. Planene møtte betydelig motstand lokalt, og det ble i september 2019 avholdt folkeavstemming om vindkraft, der 70% stemte nei. I forbindelse med NVEs høring av Nasjonal ramme for vindkraft, krevde Aure kommune at hele kommunen blir registrert i nasjonal ramme som område der det ikke er aktuelt for vindkraftutbygging. Aure kommune meldte seg i 2020 ut fra Landssammenslutningen for vindkraftkommuner.

På Haram utløste utbyggingen av vindpark flere klagesaker, protestaksjoner og forsøk på stans i utbygging.

Landbasert vindkraft har betydelig motstand i befolkningen i Norge, og myndighetene har satt arbeidet med nasjonale planer for landbaserte vindkraftanlegg på pause.

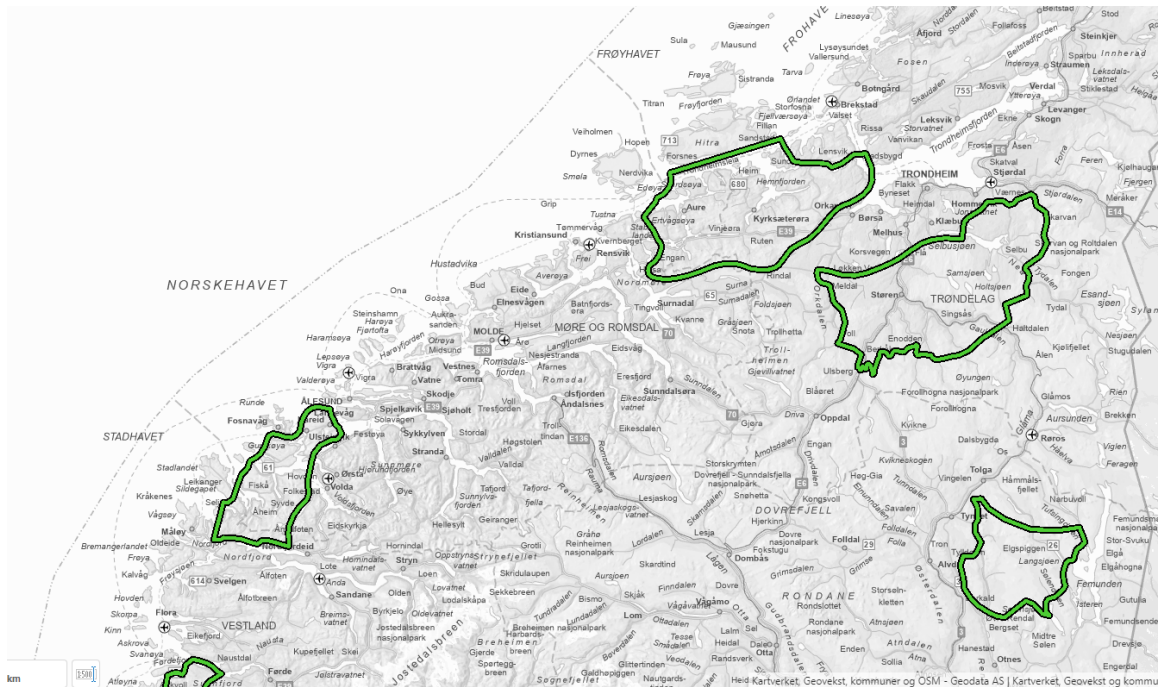
I nasjonal ramme for vindkraft (NVE, 2019) ble store deler av Aure og Heim kommune, samt Hareid, Herøy, Sande og Vanylven utpekt som områder for økt utbygging av vindkraft på land. Som engasjementet rundt Haram og Skardsøya vindkraftverk illustrerer, er det vesentlig motstand mot vindkraft på land i Norge. Etter høring av den nasjonale rammen valgte Regjeringen å legge bort den nasjonale rammen for vindkraft på land høsten 2019⁴⁸. Regjeringen la i 2020 frem en stortingsmelding om konsesjonsbehandling av vindkraft på land. Resultatet av stortingsbehandlingen ble at kommunene får en større rolle i konsesjonsbehandlingen, og kravene til miljøutredninger styrkes, slik at landskap og natur vektlegges mer. Kommunenes påvirkning skal styrkes gjennom å innlemme vindkraft i Plan- og bygningsloven. I påvente av endringene i Plan- og bygningsloven, bad OED høsten 2022 NVE om å gjenoppta konsesjonsbehandlingen av vindkraftsaker i kommuner som selv ønsker det.⁴⁹

Stortinget besluttet den 16.06.2023 endringene i energiloven og plan og bygningsloven⁵⁰ som gir kommunene påvirkning og større innflytelse over reguleringsplaner. Det er nå et krav at konsesjon for vindkraft på land ikke kan gis før tiltaket er avklart etter plan og bygningsloven. Kun etter samtykke fra kommunen kan konsesjonsmyndigheten etter energiloven sende områdereguleringsplan på høring og ettersyn. Vindkraftområder skal ha områderegulering, og kommunene er ansvarlig for å utarbeide områdereguleringsplan for vindkraftanlegg på land.

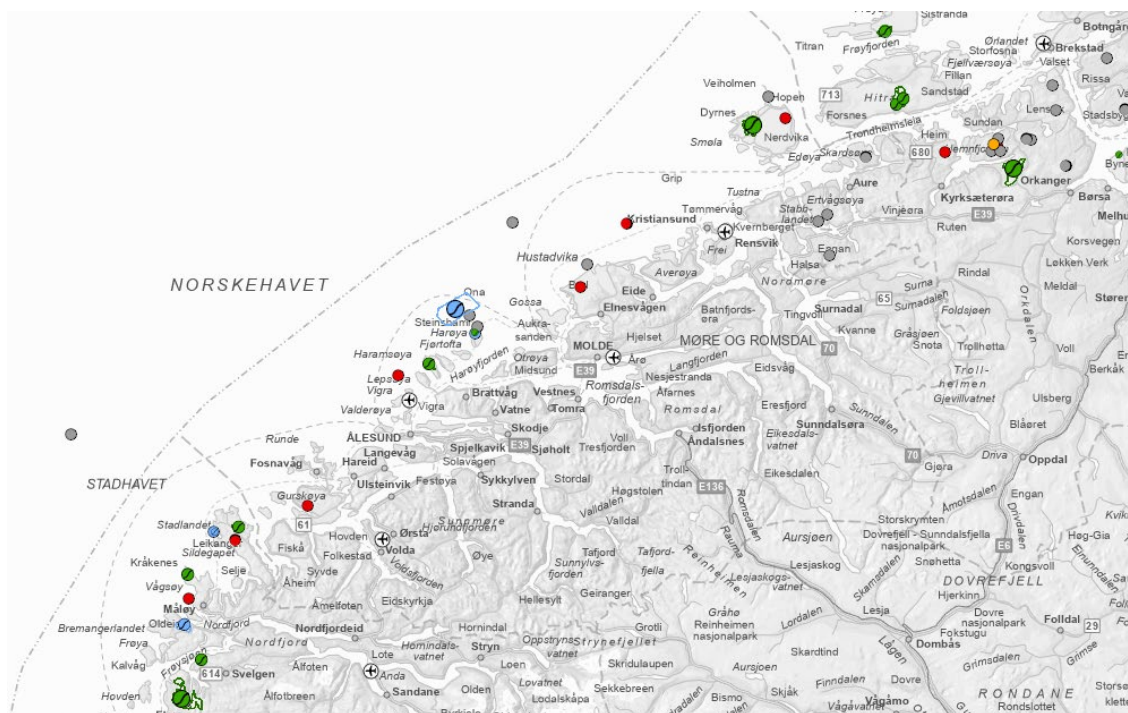
⁴⁸ [Vindkraft på land - tidslinje - regjeringen.no](https://www.regjeringen.no)

⁴⁹ [En nødvendig gjenåpning for vindkraft - regjeringen.no](https://www.regjeringen.no)

⁵⁰ [Lov om endringer i energiloven og plan- og bygningsloven \(vindkraft på land\) - Lovdata](https://lovdata.no)



Figur 9-3 – Områder foreslått avsatt til utredning og utbygging av vindkraft i Nasjonal ramme for vindkraft. (Kilder: (NVE, 2018) (NVE, 2023))



Figur 9-4 – Kart over vindkraftprosjekter i Møre og Romsdal – idriftsatte anlegg (grønn), godkjente konsesjoner (blå), avslåtte konsesjoner (rød) og prosjekter der planlegging er avsluttet (grå). (Kilde: [NVE Vindkraft](#))

I statsbudsjettet for 2024, som ble fremlagt i oktober 2023, ble det også innført grunnrenteskatt på landbasert vindkraft, med en skattlegging av overskudd på 35%.

I Møre og Romsdal har det versert femten vindkraftprosjekter på forskjellige plan- og modenhetsnivåer. Dette er både landbaserte og offshore, fra planfase (melding) til meddelt konsesjon. Flertallet har ikke blitt gjennomført.

Tabell 9-3 – Tidligere planer for vindkraft 1999-2021 (Kilde: [NVE Vindkraft](#))

Type	Sted	Planlagt effekt [MW]	Forventet produksjon [GWh]	Tilknytningspunkt	Årsak til bortfall
Landvind	Haugshornet vindkraftverk	75	255	Gursken	Konsesjon avslått
Havvind – offshore	Havsul I	350	1190	Nyhamna	Avslått søknad om utvidet frist for idriftsettelse
Havvind – bunnfast	Havsul III	300	1020	Fræna	NVE anmodet om avslutning av planlegging
Landvind	Fræna vindkraftverk	65	221	Fræna	Konsesjon avslått – samfunnsulemper
Havvind – offshore	Mørevind	1200	4080	Nyhamna	Avvist – NVE ber søker om å trekke søknad
Havvind – bunnfast	Havsul IV	350	1190	Fræna	Konsesjon avslått – fugl og biologisk mangfold
Havvind – offshore	Havsul II	800	2720	Giske	Konsesjon avslått – fugl og biologisk mangfold
Landvind	Skardsøya	55	187	Aure	Planlegging avsluttet (trukket)
Landvind	Bergefjellet	15	55	Aure	Planlegging avsluttet (trukket)
Landvind	Ertvågøya Øst	70	238	Aure	Planlegging avsluttet (trukket)
Landvind	Rognskogfjellet	90	306	Heim	Planlegging avsluttet (trukket)
Landvind	Smøla vindkraftverk (NEAS)	40	136	Smøla	Konsesjon avslått

Møre og Romsdal har hatt mange initiativer innen landbasert vindkraft de siste 20 årene. Per 2023 er potensialet for økning av landbasert vind begrenset til muligheter for oppgradering av Nye Sandøy vindpark og Smøla vindpark.

9.3.2 WIND CATCHING SYSTEMS' OG NY ENERGI AS' TESTANLEGG FOR HAVVIND UTENFOR HUSTADVIKA

Wind Catching systems AS og Ny energi AS har søkt Olje- og Energidepartementet om unntak fra havenergilova §2-2 (4) (Wind cathing systems, 2023) om åpning av areal for testanlegg for havvind i Hustadvika. Området ligger i søndre del av utredningsområdet for havvind utenfor Hustadvika (Nordvest C), beskrevet og vurdert i NVEs rapport for identifisering av havvindområder (NVE, 2023).

Selskapet ønsker å prøve ut ny teknologi, i tre trinn med en total produksjonskapasitet på 1002MW (~1 GW) og forventet produksjon på 2,78 TWh/år, i første fase 120 MW kapasitet og forventet produksjon på 0,44 TWh/år. Initiativtaker forutsetter å levere produsert kraft inn på 420 kV transmisjonsnett via ny(e) transformatorstasjon(er) ved Hamnes, mellom Nyhamna gassprosesseringsanlegg og Fræna transformatorstasjon. (Wind catching systems AS, 2023).

Organisasjonene Fiskebåt (Fiskebåt, 2023) og Norges Fiskarlag (Norges Fiskarlag, 2023) er imot videre utredning av Nordvest C som mulig havvindområde, og er skeptiske til testanlegget for havvind utenfor Hustadvika. Området ligger like nord for Budagrunnen/Mørebankene. De advarer mot å avvike fra de etablerte prosedyrene for konsekvensutredning og arealtildeling. De krever at et testanlegg underlegges samme krav til utredning som utredningsområdene for havvind, etter Havenergiloven §2-2 (4). Fiskebåt påpeker at Regjeringen har slått fast at det ikke skal bygges ut vindkraftverk i viktige vandre-, gyte- og fiskeområder. Fiskarlaget mener åpning og tildeling av areal må foregå etter fastlagte prosedyrer, der det tas nødvendig hensyn til fiskeri, bestander og andre naturverdier, på bakgrunn av tilstrekkelig god kunnskap.

9.4 GASSKRAFTVERK

I forbindelse med den anstrengte forsyningssituasjonen i Møre og Romsdal på 2000-tallet ble det etablert to gasskraftverk eid av Statnett, som reserveløsning. Et tredje gasskraftverk for alminnelig forsyning i Fræna, fikk avslag på konsesjonssøknaden. De to gassdrevne reservekraftverkene på henholdsvis Tjeldbergodden og Nyhamna, hadde begge en kapasitet på 150 MW.

Gasskraftverkene ble gitt konsesjon for å sikre tilstrekkelig forsyningssikkerhet og unngå rasjonering i store feilsituasjoner. Reservekraftverkene ble ferdigstilt i 2009, men ble ikke brukt. Etter at 420 kV-linjen Sogndal-Ørskog ble tatt i bruk i 2017 ble tillatelsene til å bruke reservekraftverkene som reserveforsyning trukket tilbake. Anleggene ble solgt og demontert i henholdsvis 2019 og 2022.

Vi har ikke kjennskap til at det eksisterer konkrete planer for å ta i bruk nye gasskraftverk med karbonfjerning i Møre og Romsdal frem mot 2030.

9.5 POTENSIAL FOR KJERNEKRAFT

Kjernerkeft har tidligere vært utredet i det som nå er NO3. Allerede på 1970-tallet ble det utredet kjernekraftverk på rundt 20 lokasjoner i NO3 (Trøndelag/Nordmøre), og NVE mente lokalisering på Agdenes var best, grunnet stort kraftbehov i Trondheim/Orkanger/Sunnalsøra⁵¹. Vi har ikke funnet dokumenter fra selve utredningen, men et studentarbeid med konsekvensutredning utført ved Komiteen for miljøvern (KOMMIT) ved Universitetet i Trondheim i 1974 gir noe innsikt i vurderingene for den høyest rangerte lokasjonen på Agdenes⁵².

9.5.1 PÅGÅENDE INITIATIV TIL KJERNEKRAFT I MØRE OG ROMSDAL

I mai 2023 inngikk Aure kommune avtale om utredning av kjernekraftverk med Norsk Kjernekraft AS, samtidig med nabokommunen Heim.⁵³ Som nevnt tidligere i kapittelet har Aure kommune avvist vindkraft på land, men ser kjernekraft som en løsning for å kunne dekke opp fremtidig kraftbehov rundt Tjeldbergodden⁵⁴.

⁵¹ [På dette jordet i Trøndelag ville NVE bygge atomkraftverk - ville kostet en tredjedel av det norske statsbudsjettet - mn24.no](#)

⁵² [Atomkraftverk i Agdenes - vurdering av ulike konsekvenser](#)

⁵³ <https://www.heim.kommune.no/heim-aure-og-narvik-kommuner-har-underskrevet-avtale-om-utredning-av-kjernekraft-med-norsk-kjernekraft-as.6598272-500317.html>

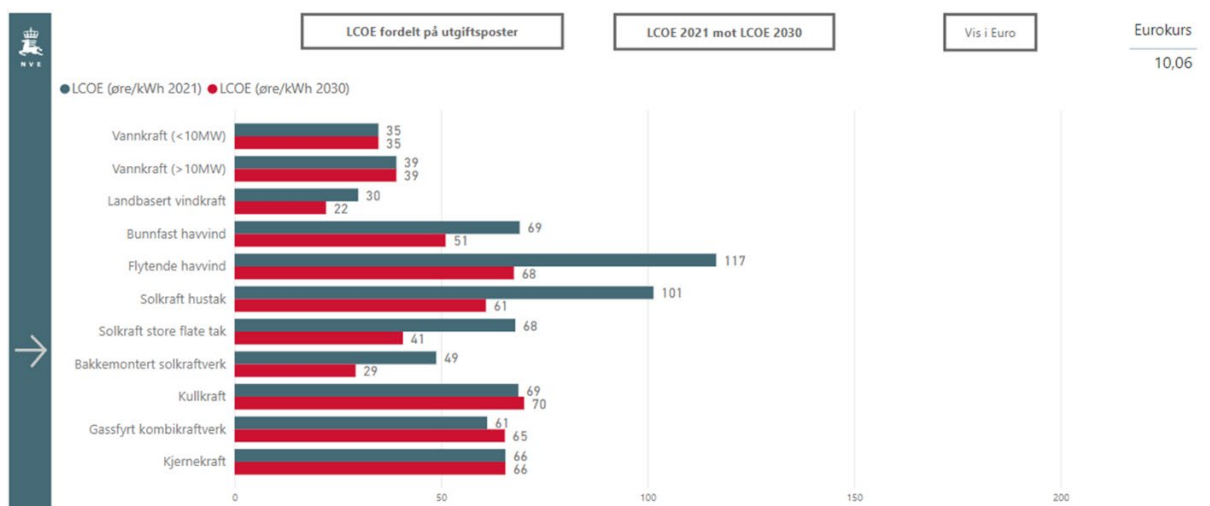
⁵⁴ <https://e24.no/energi-og-klima/i/bg4X3g/kommuner-aapner-doeren-for-kjernekraft-personlig-tror-jeg-ikke-vi-kommer-utenom>

I Regional kraftsystemutredning og Statnetts konseptvalgutredning er kjernekraftverk ikke medtatt i mulige fremtidige produksjonsvolumer.

9.5.2 SMÅ MODULÆRE REAKTORER (SMR) UNDER UTVIKLING

Flere aktører, blant annet Norsk Kjernekraft AS, arbeider med små og modulære reaktorer (SMR). SMR er reaktorer med effekt på 10 – 300 MW, om lag en tredel av en ordinær stasjonært bygd reaktor. Små modulære reaktorer trenger ikke bygges på anleggsstedet, men kan bygges i en fabrikk for så å transporteres ut til anleggslokasjonen. Det antas at en slik reaktor kan bygges i en fabrikk på 3-5 år, der en stasjonær reaktor tar minst 6-12 år å bygge. SMR er en teknologi under utvikling, og det er over 70 designtyper av SMR som er under utvikling i verden⁵⁵. Disse konkurrerer i praksis om å bli foretrukket teknologi for serieproduksjon av anlegg.

Det antas lang utviklingstid for konsepter, og SMR kan tidligst tas i bruk i Norge på midten av 2030-tallet⁵⁶. Kostnader anslås på det nåværende tidspunktet å være 1-3 mrd USD for et SMR anlegg⁵⁷. Livssyklus kostnadene for energi fra SMR forventes å bli noe høyere enn konvensjonelle kjernekraftverk. Rolls Royce anslår en kostnad på 27 mrd kroner for sitt konseptuelle SMR, med en livssyklus kostnad for energi på 50-78 øre/kWh⁵⁸.



Figur 9-5 – Utvikling i kostnadsnivå (øre/kWh) for utbygging av produksjonsanlegg for forskjellige energityper – prognose 2021-2030 (NVE, 2023)

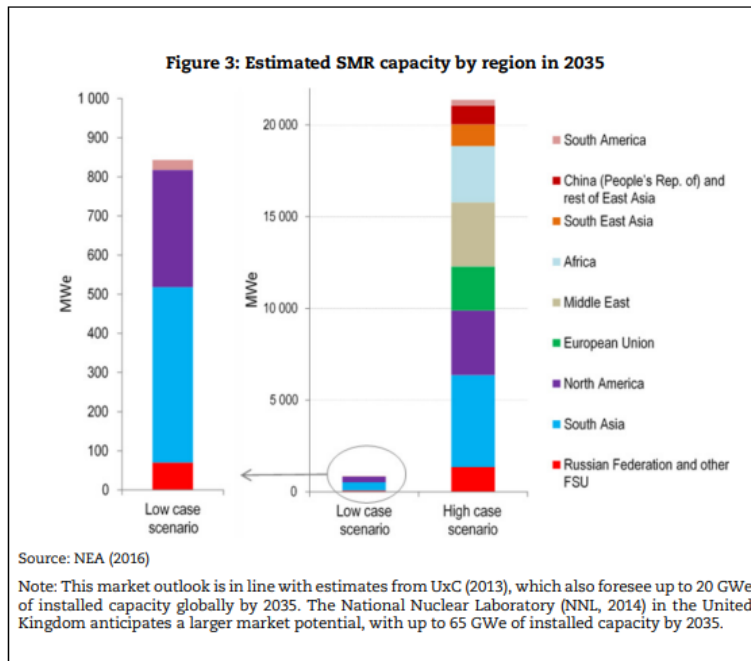
SMR-teknologien er foreløpig under utvikling, og det mangler lisensiering og regulatoriske bestemmelser i de fleste land, da teknologien er så ny at de fleste land ikke har tatt stilling til potensialet. Heller ikke internasjonalt er det ferdigstilt samordnede bestemmelser for regulering av slik aktivitet. OECD Nuclear Energy Agency har utarbeidet en rapport for utfordringer og potensiale ved SMR, der de anslår at det på verdensbasis kan være idriftsatt 0,85 GWe SMR-kapasitet innen 2035 i lavt scenario, mens høyt scenario anslår 20 GWe innen 2035. (OECD NEA, 2023)

⁵⁵ [IAEA - ARIS - oversikt over atomanlegg under utvikling \(filtrer på SMR\)](#)

⁵⁶ <https://energiogklima.no/to-grader/ekspertintervju/langt-frem-for-kjernekraft-i-norge/>

⁵⁷ <https://ife.no/en/project/small-modular-reactors-smr/>

⁵⁸ <https://e24.no/energi-og-klima/i/APx2a5/rolls-royce-vil-bygge-kjernekraft-i-norge>



Figur 9-6 estimert SMR-kapasitet per region i 2035 (OECD NEA, 2023)

9.5.3 KJERNEKRAFT OG BÆREKRAFT

Kjernekraft er ikke en fornybar energikilde, men er utslippsfri i energiproduksjonsfasen. Atombrenselet er en ikke-fornybar ressurs. Brukt atombrensel klassifiseres som høyradioaktivt avfall, og kan være skadelig for mennesker og miljø i flere hundre tusen år⁵⁹. Dette gjør lagring av radioaktivt avfall fra energiproduksjon særskilt utfordrende, da det må lagres trygt dypt under bakken i geologiske formasjoner. Et konsept er å bore tusen meter dype brønner fra fjellhaller som ligger flere hundre meter under bakken for trygg lagring av avfallet i beholdere innkapslet i tykk kobber. Det forsøkes på alternative brenselkilder til Uran fra Plutonium; både Thorium-baserte og saltsmelte-reaktorer. Thorium må gjennomgå en rekke nukleære reaksjoner slik at det til slutt formes Uran-233 om kan nyttes som reaktorbrensel i kjernekraftverk. (IAEA, 2022)

Norsk Nukleær Dekommisjonering (NND) er opprettet for å sørge for trygg avvikling og håndtering av avfallet fra forskningsreaktorene til Institutt for energiforskning (IFE) i Halden og på Kjeller. Det anslås at oppryddingsarbeidet vil ta flere tiår, og nåværende kostnadsanslag er på 21 mrd. kroner⁶⁰. Det er fra 2015 gjennomført konseptvalgutredning (KVU) «Fremtidig dekomisjonering av IFEs nukleære anlegg», begrenset KVU «Behandling av norsk brukt reaktorbrensel», og under arbeid en KVU «Oppbevaring av norsk radioaktivt avfall». KVUene er underlagt krav om ekstern kvalitetssikring, i henhold til Statens Prosjektmodell.

9.5.4 MYNDIGHETSAKSEPT FOR KJERNEKRAFT

Regjeringen har, gjennom Norges forskningsråd, tildelt 200 mill. kroner til oppretting av et nasjonalt senter for nukleær forskning.

⁵⁹ <https://www.norskdekomisjonering.no/losninger/losninger-for-handtering-av-radioaktivt-avfall/>

⁶⁰ [Meld. St. 8 \(2020–2021\) Trygg nedbygging av norske atomanlegg og håndtering av atomavfall](#)

Energikommisjonen konkluderer i sin utredning med at «Kjernekraft er ikke en løsning for Norge nå, men Norge bør løpende følge den internasjonale utvikling innen kjernekraftteknologi og - sikkerhet.» (NOU 2023:3, 2023)

Flertallet i Stortingets energi- og miljøkomité stilte seg i Innstilling 307 S (2022-2023) negativ til forslag om å forske på og skaffe mer kunnskap om bruk av kjernekraft i Norge (Stortinget, 2023):

Komiteens flertall, medlemmene fra Arbeiderpartiet, Senterpartiet, Sosialistisk Venstreparti og Venstre, legger til at det i dag ikke er aktuelt å bygge konvensjonelle kjernekraftverk i Norge, og viser videre til at såkalte små modulære kjernekraftverk ikke vil være kommersielt tilgjengelige tidnok til å kunne dekke en viktig del av det økte norske kraftbehovet innen 2030. Norge har kompetanse innenfor eksempelvis nukleær sikkerhetsteknologi, digitalisering, produksjon av kreftmedisin og annen nukleær medisin, avansert materialforskning og dekommisjonering av reaktorer. Norge har imidlertid ikke kompetanse innen bruk av kjernekraft som en del av kraftforsyningen. Andre land står derfor nærmere til å kunne utvikle og pilotere teknologien bak små modulære kjernekraftverk.

Komiteens medlemmer fra Arbeiderpartiet og Senterpartiet støtter derfor regjeringens tilnærming, der ressursene hos energimyndighetene i dag og frem mot 2030 prioriteres brukt på den teknologien som raskest kan bidra i det norske kraftsystemet, samtidig som utviklingen internasjonalt følges nøye. I den sammenheng er det viktig at Norge bygger opp kompetanse på fagområdet.

På lik linje med vindkraft på land og til havs er kjernekraft en form for kraftproduksjon som er avhengig av samfunnsaksept for å kunne realiseres. Der vindkraftanlegg gir store naturinngrep, er SMR-kjernekraft mer skånsomt mot natur i utbyggings- og driftsfasen, men har utfordringer med samfunnsaksept for sikkerhetsrisikoen i drift og sikker lagring av radioaktivt avfall på permanent basis. På lik linje med vindkraft bør det legges til grunn at kjernekraftproduksjon må få politikernes og innbyggernes aksept i kommuner der det er aktuelt å etablere anlegg.

Det er på det rene at SMR og kjernekraftverk ikke kan løse de kortsiktige energiutfordringene Norge står overfor frem mot 2035 – til det må allerede tilgjengelig teknologi som er realiserbar på relativt kort sikt legges til grunn; energieffektivisering, vannkraft, solkraft og landbasert vindkraft.

9.6 POTENSIALE VED HAVVIND

Regjeringen har mål om at Norge skal bygge ut havvind, og har lyst ut to felt for tilbud/konsesjon i 2023. Utsira Nord og Sørlege Nordsjø II er de to feltene som er utlyst i første konsesjonsrunde, og har potensiale på produksjon på 6-9 GW til sammen. Konservative prognoser legger til grunn 4,5 GW som produksjonspotensial. Det er varslet en andre konsesjonsrunde med utlysning i 2025, der Møre og Romsdal ikke er med.

Flere Nordsjøland, inkludert Norge, skrev i april 2023 under på en erklæring⁶¹ om at det skal installeres en kapasitet på minst 120 GW havvind rundt Nordsjøen innen 2030, og 300 GW innen

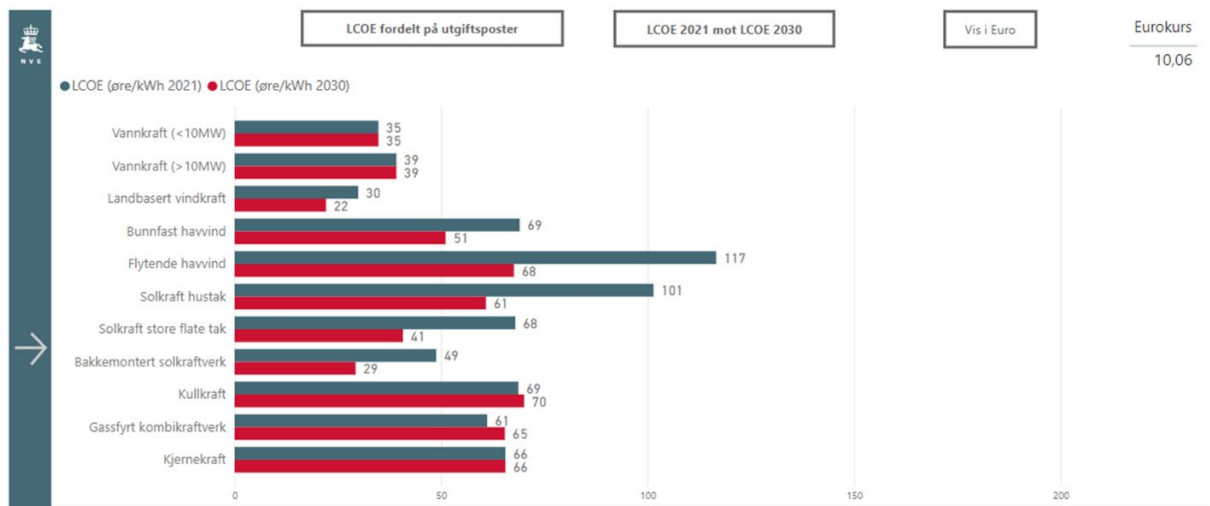
⁶¹[Toppmøte om fornybar energi i Oostende - regjeringen.no](https://www.regjeringen.no)

2050. Norge har forpliktet seg på å etablere 3 GW av de 120 GW planlagte innen 2030 og 40 GW av en målsetning på 300 GW som skal settes i drift innen 2050⁶².

Havvind, både bunnfast og flytende, er ifølge Statnett avgjørende for om Norge klarer å tilfredsstille kraftbehovet i de høye scenarioene for vekst i kraftforbruket. I sin langsiktige markedsanalyse (LMA) (Statnett, 2023)(Se vedlegg 2) legger Statnett til grunn at så mye som 50% av forbruksveksten i høyt scenario kommer til å dekkes ved havvind; 30 GW. Av disse vil over 20 GW være flytende havvind.

9.6.1 KOSTNADER OG SUBSIDIER FOR HAVVIND

For å kunne bygge ut flytende havvind legges det til grunn at det er nødvendig med støtte. Kostnaden per produsert kWh avhenger av flere forhold som lokale grunnforhold, vindforhold, lokal forsyning til oljeinstallasjoner, avstand til land, og konkurransesituasjonen i leveransekjedene. NVE har estimert hvordan kostnadsnivået for forskjellige energityper (LCOE – Levelized Cost Of Energy) vil endre seg i de kommende årene, etter hvert som havvindmarkedet utvikler seg og blir mer kostnadseffektivt.



Figur 9-8 – Utvikling i kostnadsnivå (øre/kWh) for utbygging av produksjonsanlegg for forskjellige energityper – prognose 2021-2030 (NVE, 2023)

Regjeringen vurderer differansekontrakter (CFD – Contracts For Difference) som en aktuell ordning, på linje med andre europeiske stater.

Teknologien og leverandørmarkedet vurderes som umodent, og kostnadene foreløpig høye. Equinor har deltatt i Hywind Tampen og Hywind Scotland, som er flytende havvindparker. Prosjektet Trollvind, der Equinor har vært initiativtaker, er et prosjekt for kraftforsyning i Troll- og Oseberg-området, og planene var å bygge ut uten noen form for offentlig støtte. Prosjektet ble skrinlagt av partnerne i mai 2023 grunnet umoden teknologi, leverandørindustri og store kostnadsøkninger i hele verdikjeden⁶³. Kostnadene i forsyningskjeden for råvarer og

⁶² [erklaring-energiministere.pdf \(regjeringen.no\)](#)

⁶³ [Equinor utsetter videre utvikling av Trollvind - Equinor](#)

vindkraftprodukter har økt mye de siste 2 årene, med størst prisvekst på turbiner, der økningen anslås å være mellom 25 og 40%⁶⁴.

For havvindområdet Sørlege Nordsjø II, som ble lyst ut våren 2023, la Regjeringen til grunn subsidienivå med en forventning på 9 milliarder kr – og maksimalt 15 milliarder kroner – med en øvre garantipris på maksimalt 66 øre/kWh (differansekontrakt/CFD). Analyser fra Vista/Guidehouse/Pareto våren 2023 la til grunn en nødvendig garanti-/reservasjonspris på henholdsvis 90-106-130 øre/kWh. Den 31.mai 2023 bekreftet Olje- og Energiministeren at taket på subsidiene ble hevet til 23 milliarder kr. Til sammenligning har Irland i kontrakter⁶⁵ med Statkraft (North Irish Sea Array) og Fred. Olsen Seawind (Codling), lagt til grunn differansekontrakter med en snittpris på 86,05 Euro/MWh, tilsvarende 98 øre/kWh med en valutakurs på 11,38 NOK/Euro. Taket for subsidier ved utlysning var 180 øre/kWh, vesentlig høyere enn den prisen som ble resultatet ved auksjonen/ konkurransen.

9.6.2 HAVVINDPOTENSIALE I MØRE OG ROMSDAL

I Møre og Romsdal er Fræna utpekt som et mulig tilknytningsområde for kraft fra havvind, grunnet god kapasitet i Fræna transformatorstasjon, sterkt transmisjons- og regionalnett for videre distribusjon og at området både har høyt forbruk i kraftintensiv industri og venter stor forbruksvekst i perioden 2025-40.

De første utredningene og kartleggingene av mulige havvindområder ble gjort i 2012 (Havvind – strategisk konsekvensutredning (NVE, 2012)), der Frøyabanken og Stadthavet var områdene identifisert for havvind nærmest Møre og Romsdal.

⁶⁴ <https://www.energymonitor.ai/renewables/data-insight-the-cost-of-a-wind-turbine-has-increased-by-38-in-two-years/>

⁶⁵ [To norske vinnere i irsk havvind-auksjon: – En stor dag – E24](#)



Figur 9-9 –Utredningsområder havvind fra utredningsprogram havvind 2012. Relevant område for Møre og Romsdal – Frøyabanken.

NVE og Regjeringen lyste i mars 2023 ut konkurranse om konsesjoner for utbygging av havvind i de to første pakkene i norske havområder; Utsira Nord og Sørliche Nordsjø II. Det er anslått at disse områdene kan få tidligste idriftsettelse i 2030. Størrelsen på parkene blir 1,5-4,5 GW installert kapasitet per park (i utlysningen er Sørliche Nordsjø⁶⁶ satt til max 1,5 GW og Utsira Nord⁶⁷ max 3*0,5 GW. Med 3 GW og 5500 produksjonstimer per år må det anslagsvis 3-4 fullt utbygde parker av samme størrelse for å oppnå en produksjon som tilsvarer veksten i Statnetts Basis-scenario, mens man i det høye må ha 10-15 havvindparker av samme størrelse.

⁶⁶ [Sørliche Nordsjø II - regjeringen.no](https://www.regjeringen.no) – feltet har en opsjon på økning med 1,5 GW, til totalt 3 GW

⁶⁷ [Utsira Nord - regjeringen.no](https://www.regjeringen.no) – feltet har en opsjon på økning med 3*0,75 GW, til totalt 3,75 GW



Figur 9-10 Utredningsområder havvind fra «Identifisering av utredningsområder for havvind» (NVE, 2023). Relevant område for Møre og Romsdal – Nordvest C.

NVE og Regjeringen la 25.4.2023 frem planer for nye områder for utredning (NVE, 2023)⁶⁸, der utredningsområde Nordvest C er aktuelt for tilknytning i Møre og Romsdal. Område Nordvest B får sannsynligvis en eventuell tilknytning på Trøndelagskysten, mens Vestavind A i Stadthavet er naturlig å tilknytte i Vestland ved eventuell utbygging.

Per oktober 2023 er feltene som er utlyst/planlagt utlyst (årstall i parentes) Sørlege Nordsjø II (2023), Utsira Nord (2023), Sørvest F (2025) og Vestvind F (2025). Grenlands-, Bergens-, Mosjøen-området og Romsdal kommer deretter, sannsynligvis i 2027 eller senere. Skal Møre og Romsdal få bedret kraftbalansen er det nødvendig å påvirke antydnet utlysningsrekkefølge.

Statnett la i februar 2023 frem rapporten 'Tilknytning av nye havvindområder' (Statnett, 2023). I rapporten anbefales det at Bergensområdet og Grenlands-/Østlandsområdet får tilknytning i fase to, etter havvindområdene på Sør-Vestlandet – sannsynligvis etter 2030. Vi ser at Møre og Romsdal ikke prioriteres i fase 2, men havner i en eventuell tredje fase tidligst i 2035, i konkurranse med Rana-området, som i likhet med Møre og Romsdal har høy forbruksvekst.

⁶⁸ [Identifisering av utredningsområder for havvind](#)

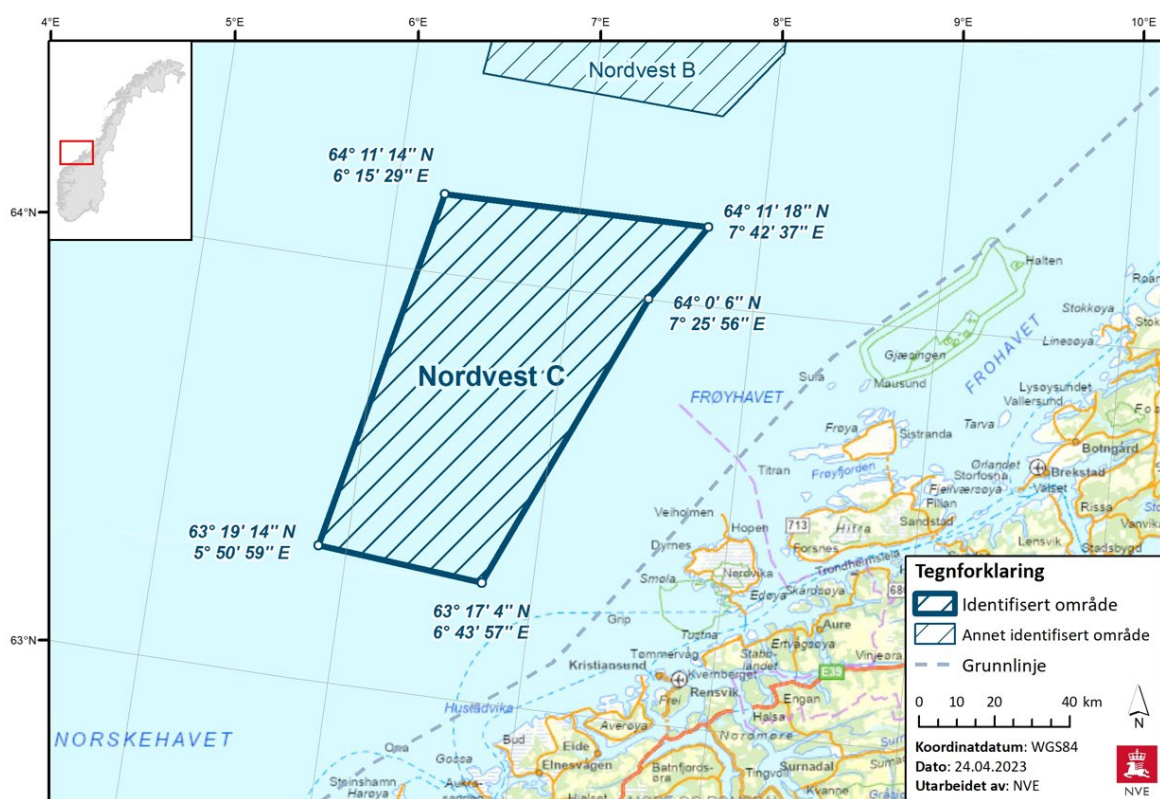


Geografisk plassering av området Nordvest B.



Geografisk plassering av området Vestavind A.

Figur 9-11 – Identifisering av utredningsområder havvind NVE 2023⁶⁹, område Nordvest B til venstre er lite aktuell for ilandføring/tilknytning i Møre og Romsdal, mest sannsynlig ilandført i Trøndelag. Til høyre Vestavind A, Stadhavet, mest sannsynlig ilandført i Ålfoten i Vestland.



Figur 9-12 – Område C – Identifisering av utredningsområder havvind, NVE 2023⁷⁰.

Statnett vurderer Romsdalsområdet som et attraktivt tilknytningspunkt, da det er kraftunderskudd i regionen, høyt lokalt forbruk, store planer for forbruksvekst, regulerbar vannkraftproduksjon egnet for lagring og ledig nettkapasitet i transmisjonsnett.

⁶⁹ <https://veiledere.nve.no/havvind/identifisering-av-utredningsomrader-for-havvind/nye-omrader-for-havvind/nordvest-c/>

⁷⁰ <https://veiledere.nve.no/havvind/identifisering-av-utredningsomrader-for-havvind/nye-omrader-for-havvind/nordvest-c/>

Nyhamna/Fræna transformatorstasjon sees som et attraktivt tilknytningspunkt for inntil 2 GW havvind. Det er stort og voksende forbruk i NO₃, området har allerede ledig kapasitet for innmating, og det er fleksible vannressurser som egner seg til å spare i perioder der det er mye innmating av uregulerbar kraft.

2.6 Romsdalsområdet: Høy forbruksvekst gir økende kraftunderskudd

Det er stor forbruksvekst i Midt-Norge, og energi- og effektbalansen er allerede negativ. Trondheimsregionen preges av prognosert stor økning i vanlig forbruk. I tillegg foreligger det konkrete planer om stort forbruk flere steder i regionen. De etablerte store industriknutepunktene i regionen har alle ambisjoner om å ta del i det grønne skiftet, og det foreligger store planer om datasentre, ny industri og offshore elektrifisering.

Det planlegges en omfattende utbygging av transmisjonsnettet i regionen. Statnetts planer inkluderer etablering av en dobbel 420 kV-forbindelse gjennom størstedelen av regionen, samt dobbel 420 kV-forbindelse mot Molde-området (Istad). Transmisjonsnettet i Midt-Norge vil dermed være tilrettelagt for stor kraftflyt i og gjennom regionen, og store variasjoner i kraftproduksjon og -forbruk.

Det er gunstig med tilknytning av havvind nær områder med høyt forbruk, forbruksvekst og regulerbar vannkraft. Fræna utpeker seg som en god lokasjon for innmating av stor havvindproduksjon, grunnet nærhet til stort forbruk, planer om økt forbruk, sterkt nett i området og nærhet til fleksibel vannkraft. Det vil være mulig å knytte til anslagsvis 1000-2000 MW havvind i Fræna stasjon.

For utbygging av større volum havvind enn dette, bør det flere tilknytningspunkter vurderes, og påvirkning på flyt i større del av transmisjonsnettet (herunder gjennom Innlandet) må analyseres.

Legger vi til grunn arealstørrelsen på havvindfeltene på Sør-Vestlandet, kan en havvindpark utenfor Nordmørskysten være i størrelsesorden 3 – 4,5 GW. Med drift på 5500 t/år vil 3 GW installert effekt tilsvare 16,5 TWh i produksjon. Dette er mer enn kraftunderskuddet i fylket, og det at energien er uregulerbar åpner for både vekst i forbruk, eksport til andre regioner, og/eller lagring av energi i form av pumpekraftverk, batterilagring, hydrogenproduksjon, etc.



Figur 9-13 – Statnetts illustrasjon av målnett 2040 med mulige nye forbindelser i transmisjonsnettet, som ikke ennå er utredet, og Nyhamna/Fræna som gunstig tilknytningspunkt (grønn sirkel) (Statnett, 2023)

All utbygging av havvind i NO3 vil komme Møre og Romsdal, som underskuddsområde, til gode i form av bedre leveringsikkerhet og lokal balanse mellom produksjon og forbruk. Tilknytning av havvind i Møre og Romsdal (Statnett anbefaler Fræna) kan føre til redusert behov for rask utbygging av dubleret transmisjonsnettlinje hele veien Vågåmo-Aura-Surna-Snilldal, i den grad denne forbindelsen utløses av importbehovet til Møre og Romsdal.

9.6.3 MULIGHETER OG KONFLIKTER VED HAVVINDUTBYGGING I MØRE OG ROMSDAL

Havvindutbygging i Møre og Romsdal vil ha positive effekter for industrien i regionen, og kan sikre arbeidsplasser ved omstilling til det grønne skiftet. Det kan påregnes at det vil være et internasjonalt marked for havvindutbygging, med store selskaper/konsortier på både oppdragsgiver- og leverandørsiden. Det kan være vanskelig for lokal industri å hevde seg og oppnå oppdrag ved utbygging, siden det er store klynger lenger sør i Norge som allerede er i gang med posisjonering og oppdrag. For å kunne nå opp i konkurranse om utbygging må Møre og Romsdal posisjonere seg på områder både innen produksjon, sammenstilling, montasje, drift og vedlikehold av vindmøller og subsea infrastruktur. Dette vil være svært krevende, men næringslivet i Møre og Romsdal har både aktører og kompetanse innenfor områder som kan komme til nytte.

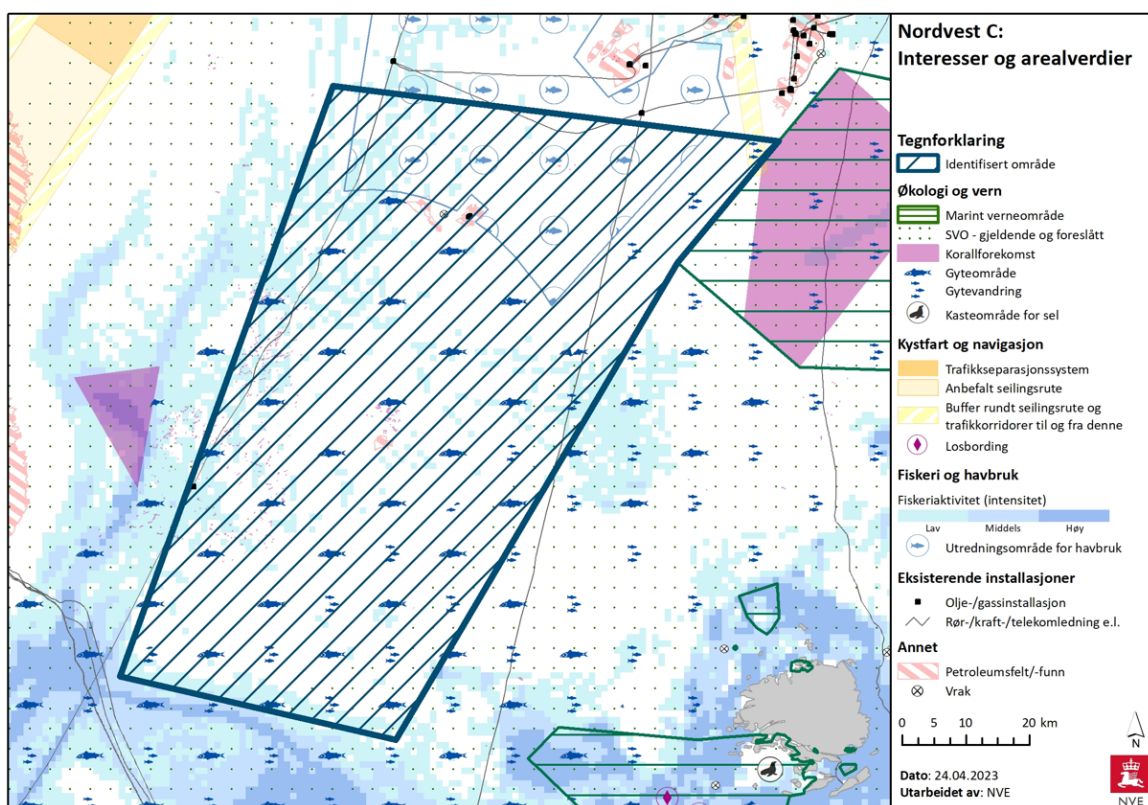
Det største konfliktpotensialet ved havvindutbygging er sannsynligvis knyttet til fiskeri (både kystfiske og bunntåling), havbruk og naturverdier i form av gyteområder, gytevandring, koraller, etc. Fra debatten rundt landbasert vind kan vi legge til grunn at oppfatningen av og

innstillingen til havvind i samfunnet generelt vil være knyttet til naturverdier, fiskeriinteresser, kraftpriser, subsidier, skattleggingsnivå, lokale ringvirkninger, osv.

Det kan forventes at utbygging av havvind blir konfliktskyt og at konflikter kan eskalere, som ved landvind, dersom myndighetene ikke gjennomfører en åpen og inkluderende prosess. Havvind langt fra land kan på noen områder tenkes å ha mindre konfliktpotensiale enn felt nærmere land. Nærmere land kan mangle på lokale økonomiske ringvirkninger, sysselsetting i driftsfasen, visuell og lydmessig forurensing, konsekvenser for fiskeri og fiskegryting og negativ påvirkning på oppdrett og turisme kunne bidra med negativ innstilling til havvindplaner.

Det er viktig at de samfunnsøkonomiske konsekvensene utredes på en god måte. Miljø- og naturverdiene må kartlegges, både prissatte og ikke-prissatte konsekvenser. Likeens må sosiale og samfunnsmessige konsekvenser belyses på en demokratisk og rettferdig måte, gjennom åpne og demokratiske prosesser.

I prekvalifiseringene til utlysningene av havvindområder ligger «sameksistens» og «natur og miljø» som to av fire underkriterier i evalueringskriteriet for bærekraft (sammen med karbonavtrykk og avfall, resirkulering og ombruk). Her ligger sannsynligvis også krav til miljødesign, vurdering av miljøbelastning, livssyklusanalyser og sirkularitet. Bærekraftskriteriet tillegges 10% vekt i prekvalifiseringsrunden for Utsira Nord og 20% vekt i utlysningen for Sørliche Nordsjø II.



Figur 9-13 – Kartlegging av konflikt-/interesseområder for havvind-utredningsområde C (NVE, 2023)

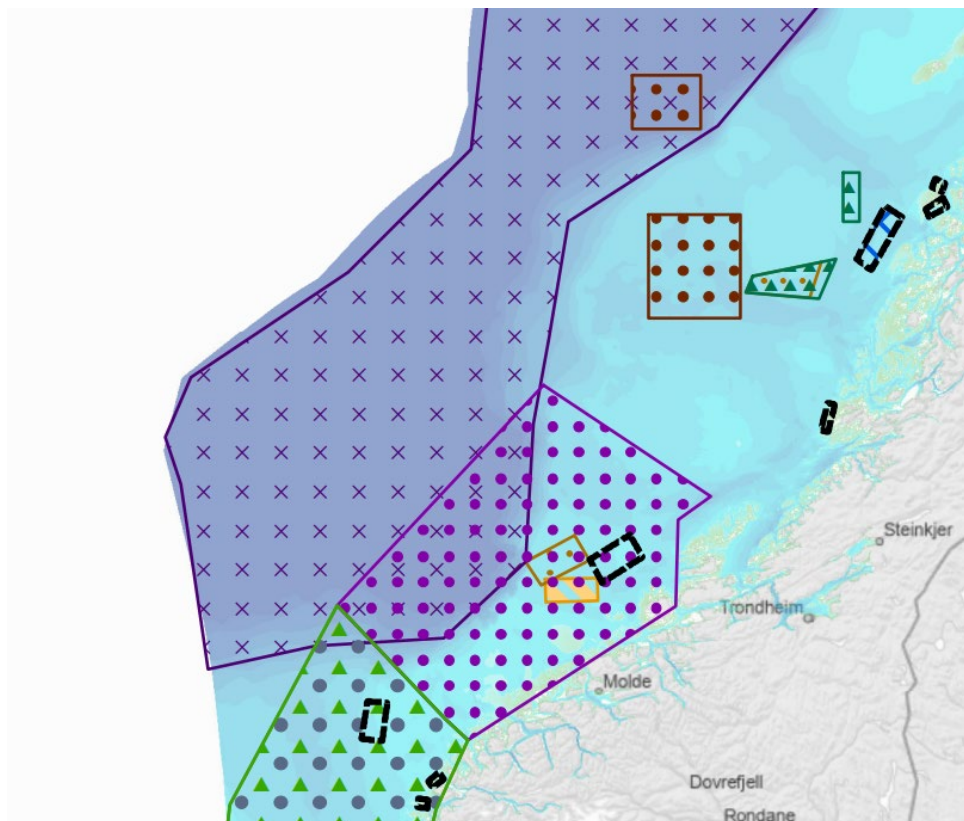
Ut fra vitenskapelig baserte miljøovervåkningsprogram, bør det identifiseres og kartlegges mulige risikoer og konsekvenser for blant annet fisk og sjøpattedyr knyttet til en realisering. Slike krav kan stilles i utredningprogram for utbyggingen ved konsesjonsbehandling.

Havforskningsinstituttet m.fl. har gjennomført en kunnskapsinnhenting knyttet til sameksistens (Palm, Hareide, Jong, Tenningen, & Dankel, 2023), og Fiskarlaget, Fiskebåt og Offshore Norge har

samarbeidet om «Prinsipp for sameksistens» (Sør-Norges Fiskarlag; Norges Fiskarlag; Fiskebåt; Offshore Norge, 2023).

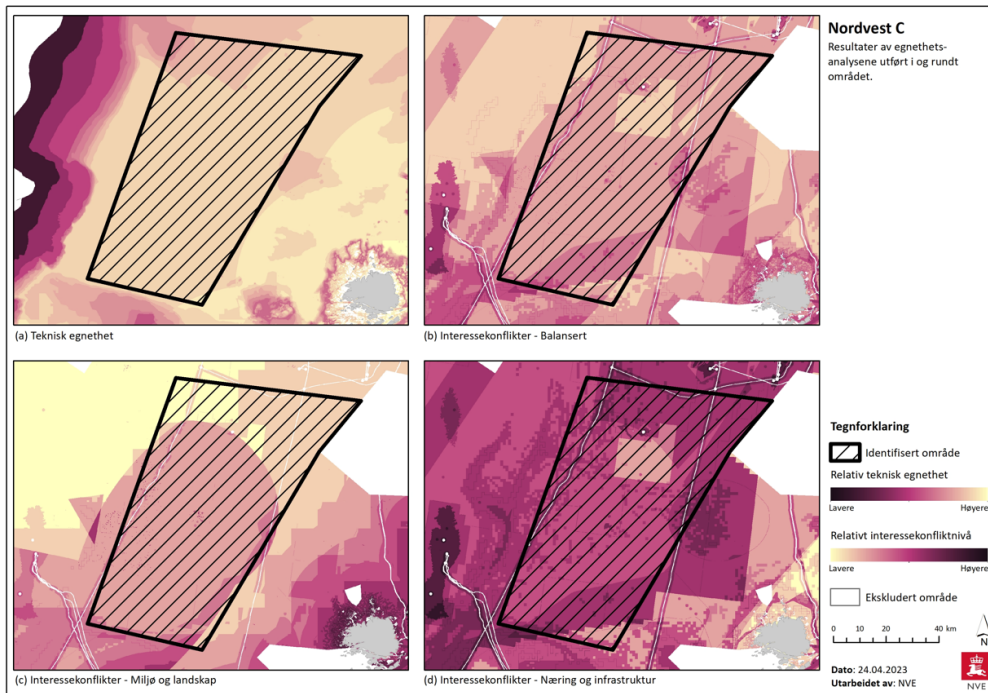
Ser vi på høringsinnspillene til utredningsområder fra 2022 (figur 9-14), har Fiskarlaget (lillaskravert med kryss) og Møre og Romsdal Fylkeskommune (lilla prikker) sine innspill et overlappende område, som kan indikere lavere konflikter. Det endelige forslaget fra NVE, der flere interesser er avveid, anbefaler et felt som omfatter opprinnelig ramme fra 2012, samt områder Shell/Lyse/Eviny og Norsk Havvind AS har spilt inn (gule og svart-skraverte områder). Området har korallforekomster, er gytevandingsrute og er gyteområde (hovedsakelig) for uer, men også blålange og sei i randsonene.

All utbygging av havvind i NO3 kan medføre konflikter knyttet til arealbruk, sameksistens, fiskeri og naturverdier. Utredning og lokalisering av havvindområder må skje gjennom åpne prosesser med tidlig og bred involvering, slik at behov blir ivaretatt og eventuell utbygging og drift kan gjennomføres på en bærekraftig måte.

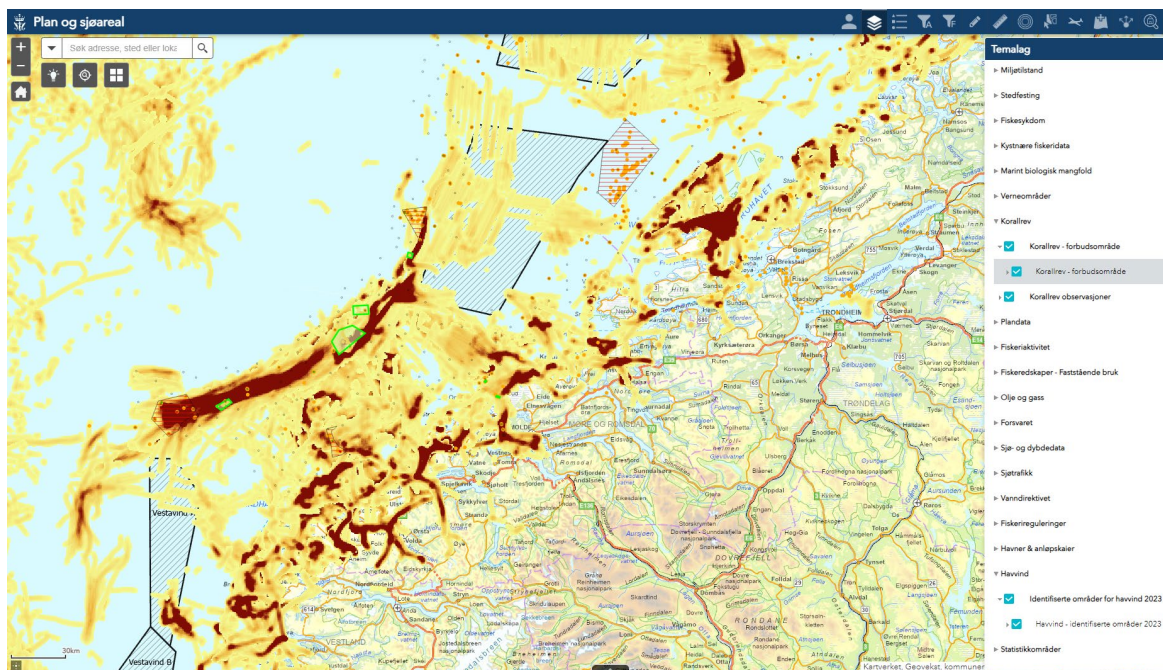


Figur 9-14 Høringsinnspill til identifisering av nye områder for fornybar energiproduksjon til havs (NVE, 2022)⁷¹

⁷¹ [hoeringssvar_20220815_20220926_a3_kart_innspill_havvind.pdf](#)



Figur 9-15 – Areal- og naturkonflikter – egnethetsanalyse Havvindområde Nordvest C (NVE, 2023)



Figur 9-16 Havvindfelt Vestlandet Område C plottet med fiskeriintensitet fra norske fartøy i utredningsområdet (2021-2022), samt forbudsområder med korallforekomster (rød skravur), observasjoner av koraller (grønn ramme), og punktobservasjoner (fargelagte prikker).⁷² (Kilde; Fiskeridirektoratet.no)

⁷² [Kystverket - Plan og sjøareal](#)

Som svar på utredningsprogrammene for Sørlige Nordsjø II, Utsira Nord, Sørvest F, Vestavind F, samt Forslag til utredningsprogram for alle 18 identifiserte områder for havvindutbygging, har Norges Fiskarlag, Fiskebåt og Offshore Norge utarbeidet prinsipp for sameksistens mellom fiskeri og havvind.

Både Fiskebåt og Norges Fiskarlag har gitt innspill om at Nordvest C fra NVEs forslag i sin helhet legges bort som utredningsområde da det er et viktig gyteområde for uer og del av vandringsruten for norsk vårgytende sild.

9.7 MØRE OG ROMSDAL FYLKESKOMMUNES MULIGE ROLLE I TILRETTELEGGING FOR ØKT PRODUKSJON

I lys av kraftsituasjonen i Møre og Romsdal og de kommende omstillingene for å redusere klimagassutslipp, bør Møre og Romsdal som industri- og eksportfylke posisjonere seg slik at omstillingene kan skje raskt. For å bevare konkurransekraft er det viktig for næringslivet at Fylkeskommunen er i forkant av endringene.

Møre og Romsdal Fylkeskommune bør skaffe innsikt i vannkraftprodusentenes vurderinger for hvordan de kan oppgradere og utvide eksisterende kraftanlegg. Herunder bør det kartlegges hvilke slike utvidelser som kan gjøres uten eller med mindre nye inngrep, slik at påvirkningen på areal, natur og miljø kan minimeres.

Møre og Romsdal Fylkeskommune bør skaffe innsikt i hvilke barrierer som eksisterer for oppgradering og utvidelser av eksisterende produksjonsanlegg for vind- og vannkraft. Også barrierer for utbygging av solkraftverk bør kartlegges.

Fylket bør aktivt søke å redusere konfliktnivået knyttet til arealbruk og sameksistens mellom kraftproduksjon på land og til havs. For havvind er det gode muligheter til å redusere konfliktnivået ved samhandling, basert på den dialogen som allerede eksisterer mellom interesseorganisasjonene for fiskeri og Offshore Norge.

Miljøundersøkelser og -studier i forkant av miljøovervåkingsprogram, for å finne og løse konfliktområder både på land og til havs er tiltak dersom man skal håndtere både klima-, natur- og kraftkrise.

Det er viktig at det utføres gode miljøanalyser og gode samfunnsøkonomiske vurderinger, slik at både prissatt og ikke-prissatt nytte og kostnad dokumenteres.

10 MARKEDET I PRISOMRÅDE NO3 (MIDT)

Møre og Romsdal og Trøndelag har kraftunderskudd, og ble i 2008 skilt ut som eget el-spotområde (dagens markedsområde NO3).

10.1 TILBUD OG ETTERSPORSEL I MARKEDET I MØRE OG ROMSDAL

Møre og Romsdal er et fylke med en sammensatt næringsstruktur. Fylket er et underskuddsområde, både med hensyn til effekt og elektrisitet. Det har vært underskudd i regionen siden midten av 1990-tallet, og tiltak for å bedre forsyningssikkerheten og øke kraftproduksjonen ble vurdert gjennom de første 15 årene av 2000-tallet. Prisområde Midt-Norge (NO3) ble opprettet på starten av 2000-tallet for å kunne håndtere kraftunderskuddet i regionen. (Sandsmark & Hervik, 2007)

De siste 25 årene har det blitt etablert mye kraftintensiv industri i området. Etterspørselen fra kraftintensiv industri øker mye i Møre og Romsdal, og forventes også å øke vesentlig i årene fra 2023 og utover. Det har siden 2018 vært begrensninger i transmisjonsnettkapasiteten som har gjort det vanskelig å kunne tillate nye tilknytninger i nettet, og godkjenne økning i forbruket hos aktører som allerede er tilknyttet. Det er i dagens situasjon kø for å få tilknytning og økt kapasitet i området, og tilknytningssøknader kan avvises dersom tilknytningen ikke er driftsmessig forsvarlig, alternativt må det gjennomføres nettførsterkning.

Samtidig som forbruket har økt jevnt de siste 25 årene har det ikke skjedd tilsvarende utvikling på produksjonssiden. Som vi viste i kapittel 9, har det vært så mange som 15 initiativer til land- og havbaserte vindkraftanlegg i fylket. Høsten 2005 var det innrapportert investeringsplaner for til sammen 27,5 TWh med realisering før 2016, herunder både landvind, havvind, gasskraft og vannkraft (Sandsmark & Hervik, 2008) (Sandsmark & Hervik, 2006). Mange av disse har blitt forlatt av forskjellige årsaker og på forskjellige steg i konsesjonsprosessen. Initiativene hadde alle kunnet gi et bidrag til bedret kraftbalanse. Det virker lite sannsynlig at forlatte prosjekter tas frem igjen fra skuffen. For landbasert vind er aksepten i befolkningen i Norge generelt redusert, som omtalt i kapittel 9.

I forbindelse med den anstrengte forsyningssituasjonen i Møre og Romsdal på 2000-tallet, ble det etablert to gasskraftverk som reserveløsning. Et konsesjonssøkt tredje gasskraftverk for alminnelig forsyning i Fræna fikk avslag på konsesjonssøknaden. De to gassdrevne reservekraftverkene på henholdsvis Tjeldbergodden og Nyhamna, hadde begge en kapasitet på 150 MW. Gasskraftverkene ble konsesjonsgitt for å sikre tilstrekkelig forsyningssikkerhet og unngå rasjonering i store feilsituasjoner. Reservekraftverkene ble ferdigstilt i 2009, men har ikke blitt brukt og ble solgt i henholdsvis 2019 og 2022. Etter at 420 kV-linjen Sogndal-Ørskog ble tatt i bruk i 2017 ble forsyningssikkerheten bedret, og tillatelsene til å bruke reservekraftverkene som SAKS-tiltak ble trukket tilbake. Alt i alt ser det ut til at markedet har fungert tilstrekkelig med den trinnvis utbygde transmisjonsnettkapasiteten (2002-2016), kraftbalansen (produksjon/forbruk av elektrisitet og effekt) og import fra andre prisområder i markedet. Det er ikke konkrete planer for å ta i bruk nye gasskraftverk med karbonfjerning i Møre og Romsdal frem mot 2030, men teoretisk sett er det mulig.

Konkrete planer for økt produksjon som omtalt i RKSU 2022 beløper seg til om lag 1 TWh bidrag i kraftbalansen. Samtidig som forbruket basisscenarioer er ventet å øke fra 13,7 TWh/år til 17,5

TWh/år er produksjonsnivået ikke ventet å øke tilsvarende – det kan muligens realiseres 1 TWh/år innen 2030.

Vi kan legge til grunn at verken havvind eller kjernekraft vil være utbygd innen 2030. Økt produksjon i eksisterende vindparker og ny solkraft kan spille en rolle, men neppe i et tilsvarende omfang som prognosene for forbruksvekst. Vi kan altså konkludere med at forbruksveksten på kort sikt (2030) må løses med innmating fra andre områder i NO3, NO4, NO1 og NO5, samt med import fra SE2 i Sverige (se vedlegg 2). Økt import fra områder som har lavere kraftoverskudd, eller underskudd, kan gi økte svingninger i pris. Etter hvert som mengden uregulerbar kraftproduksjon øker vil også prisene svinge mer.

10.2 MARKEDSPRISER

I 2022 var det tidvis ekstremt store prisforskjeller nord og sør for Dovre. Flaskehals i nettet medfører at overføringskapasiteten Nord-Sør i Norge er begrenset. I 2022 var det i prisområde Nord overskudd på energibalansen, og også nedsatt overføringskapasitet i Sverige. Flaskehalsene Nord-Sør har medført lave priser i Nord- og Midt-Norge. Sør i Norge har det av forannevnte årsaker vært høye priser – også drevet opp av høye gasspriser i Europa (NVE, 2023). Også i 2023 er det prisforskjeller Nord-Sør, men frem mot 2030 ventes prisforskjellene å reduseres kraftig mellom Midt-Norge (NO3) og Vestlandet (NO5) og Østlandet (NO1), som er de nærmeste prisområdene (Statnett, 2022)⁷³.

Elektrisitet er en knapp vare; det oppnås positive priser på energi i kraftmarkedet så lenge produksjonen er begrenset. Knapphet i økonomisk forstand betyr egentlig at all tilgjengelig mengde av et gode konsumeres, og at det på marginen (siste produserte enhet) er en positiv betalingsvilje. Det er knappheten som gir positiv pris i markedet. Hadde ikke produksjonen vært begrenset ville det ikke vært knapphet, og prisen ville vært null (Lous, 2007). En positiv pris er selve forutsetningen for at produsenter vil tilby et gode (her: kraft), og også for at produsentene skal investere i produksjonsmidler og kapasitet.

Knapphet er ikke å forstå som at det tilbys for lite av et gode i markedet, men at prisen fører til en balanse mellom tilbud og etterspørsel, eller en «kontrakt» mellom kjøper og selger i markedet. Vi sier at markedet er i likevekt når tilbud og etterspørsel harmonerer, og markedet klareres slik at ingen står uten faktisk mulighet til å kjøpe godet. Knapphet av et gode er i seg selv ikke et problem, men oppleves som et problem når utbudet av godet er så lite at mange opplever at prisen for å skaffe seg godet i markedet er for høy. Kundene reduserer da forbruket, vi sier at etterspørselen er elastisk. For kraftmarkedet, der godet ansees som samfunnskritisk, vil man i en situasjon der det er fysisk mangel på kraft kunne oppleve rasjonering for at markedet skal klarere - det vil si at alle som MÅ ha kraft skal ha tilgang på dette.

Så lenge markedet har en normal etterspørselastisitet vil vi ha en vanlig markedsløsning for energi. Siden Norge i stor grad er knyttet til det europeiske kraftmarkedet vil prisen påvirkes av markedsprisen på kontinentet. Over tid vil det alltid være en etterspørselastisitet; markedet vil enten redusere etterspørsel på grunn av høye priser, eller det vil bygges ut produksjons- og overføringskapasitet. Så lenge nye flaskehals ikke oppstår eller ikke utbedres, vil markedet oppnå likevekt. Under disse forutsetningene vil det over tid ikke oppleves mangel på energi i fysisk forstand – kun høye priser. Det er her Statnett gir uttrykk for at med stort underskudd i

⁷³ Se for øvrig vedlegg 2, slide 32 fra Statnetts Kortsiktige markedsanalyse.

kraftbalansen i Norge sett under ett (og eventuelt i Europa), vil balansestyringen bli så krevende at det ikke lenger er mulig å unngå avbrudd og kontrollert frakobling.

I svært anstrengte perioder der det ikke er tilstrekkelig produksjon av effekt i Møre og Romsdal kan det i prinsippet oppstå fysisk mangel på effekt i markedet. Med netttiltakene som planlegges i kraftsystemet frem mot 2030-40 skal det mye til for at en slik situasjon oppstår, dersom det ikke er flaskehals, men tilstrekkelig linjekapasitet for import. Det kan videre legges til grunn at en del tilknytninger i perioden frem mot 2030 vil være tilknytninger på vilkår. Dette betyr at hele eller deler av lasten i forbrukspunktet kan kobles fra ved anstrengte forsyningssituasjoner eller feilsituasjoner. Videre vil det avhjelpe om det finnes fleksible forbrukere som kan redusere forbruket etter eget initiativ ved høye prisnivåer.

Som vi har sett tidligere i notatet vil svært mye av veksten i forbruk være knyttet til omstilling av kraftkrevende industri, og ny industri som legger til rette for omstilling. Det må legges til grunn at kraftintensiv industri har høy brukstid (døgnkontinuerlig drift) og langsiktige kraftkontrakter til lavere pris. Denne typen forbruk er mindre sensitiv for prissvingninger, men desto mer sensitiv for tvungen frakobling og feilsituasjoner. Lav forsyningssikkerhet eller et vedvarende høyt prisnivå vil påvirke viljen til å investere i industrivirksomhet i utgangspunktet (men kan anspore investeringer i kraftproduksjon). Forutsigbarhet skapes gjennom god tilgang på kraft, akseptabelt prisnivå, tilstrekkelig overføringskapasitet og god forsyningssikkerhet.

Legger vi til grunn at man kan importere nødvendig kraft til Møre og Romsdal, og nettet har en slik kapasitet at markedet kan klareres, vil prisen i markedet i Møre og Romsdal settes av prisen på markedsplassen i NO3. Den vil påvirkes/settes slik at den er i balanse med de tilgrensende elspot-områdene med overskudd, eventuelle nettap i overføringsnettet og flaskehals mellom områder. Uregulerbar kraft i NO3 område vil påvirke pris, men vannkraftressurser som kan spares vil bli spart i reservoarer – dersom prisen er lav og etterspørselen kan dekkes med uregulerbar kraft eller kraftoverskudd fra andre prisområder. Dersom prisen i de tilgrensende områdene er høyere enn i NO3 vil kraftprisen i NO3 korrespondere med de tilgrensende områdene og også øke i NO3.

Prisen som kreves for å oppnå løsnings i markedet kan altså bli høy. I tørrår og anstrengte perioder⁷⁴ vil prisingen av vannkraft i stor grad være gitt av driftskostnadene for kull og gasskraft i Europa; kostnaden for å kjøre i gang et kull- eller gasskraftverk i Europa for å ta unna etterspørsel vil påvirke prisen for regulerbar vannkraft⁷⁵ (Statnett, 2022). Så lenge det er flaskehals (begrenset overføringskapasitet) i kraftsystemet vil prisene variere mellom områdene på hver side av flaskehalsene, da det ikke er likevekt.

Av Tabell 10-1 og 10-2 ser vi at prisområder Midt forventes å ha lavere priser enn områdene lenger sør. Dette er naturlig da NO3 har kraftunderskudd og utveksler (importerer) kraft fra både NO1, NO5, NO4 og SE3 (se også Figur 5-3). Siden NO3 importerer kan det legges til grunn at området vil være påvirket av svingninger i produksjon og forbruk i alle de andre prisområdene, men svingningene kan begrenses av at det er ulike flaskehals og markedssituasjoner i de forskjellige prisområdene.

Fremover forventes økt andel uregulerbar produksjon fra sol og vind i Europa, og etter hvert også fra store mengder havvind i Norge. Døgnvariasjonene i pris kan forventes å bli større etter

⁷⁴ Høy etterspørsel kombinert med mangel på gass-, sol-, vind- eller kjernekraft i markedet øker prisen.

⁷⁵ Se også vedlegg 2, slide 25 fra KMA (Statnett, 2022)

hvert som mengden uregulerbar kraft øker, og i perioder med mye sol og mye vind vil prisene gå ned. I vinterhalvåret vil det være mindre sol tilgjengelig, og i perioder med lite vind om vinteren kan prisene bli høye. (Løvås, 2023)

Utbygging av havvind på forskjellige steder i Nordsjøen og langs kysten kan sikre at man får en mer jevn tilgang på kraft; vindforholdene er sjelden like i hele havområdet, og når det er sol og vindstille ett sted kan det være mye vind et annet sted, når det er vindstille ved kysten kan det blåse på havet og omvendt. I perioder med lavt forbruk (natt, helg og perioder med mye sol og vind) kan overskuddsenergi (eller billig energi) lagres i batterier, som vann pumpet tilbake i reservoarer eller i form av hydrogen. Slik lagring kan muliggjøre at energi kan brukes i perioder av døgnet eller året når behovet er høyest, slik at forbrukstoppene ikke driver prisene opp i like stor grad.

For NO3 som et underskuddsområde uten vesentlige planer for økt kraftproduksjon kan det regnes med at prisvariasjonene blir hyppigere og pristoppene blir høyere i perioder, men det kan være vesentlig forskjell på pris alt etter hvor kraften importeres fra. Om etablering av ny produksjon kommer i noenlunde likt omfang som nytt forbruk innenfor prisområdet, vil dette bidra til høyere forutsigbarhet i pris, men ikke nødvendigvis lavere snittpriser enn i andre regioner, med mindre det er et svært stort overskudd og at det er flaskehals i overføringsnettene som kan begrense både import og eksport til andre prisområder.

I en situasjon der det eksisterer slike flaskehals og/eller utbudet av kraft er så stort at prisen internt i området blir lik eller lavere omkringliggende områder (altså kraftoverskudd), kan aktører som har investert i ny produksjon oppleve lavere lønnsomhet enn aktører som har anlegg som er nedbetalt. Selv om det er mangel på kraft i markedet og forsyningssikkerheten bedres av at produksjonen øker, blir kraftprisen satt i markedet – og det er ikke sikkert at investeringene i økt produksjon blir bedriftsøkonomiske lønnsomme, selv om det er samfunnsøkonomisk lønnsomme. Virkemidler som tidsbegrensede garantipriser/differansekontrakter for ny kraftproduksjon med høy LCOE kan altså være et virkemiddel for å få opp kraftproduksjon som er samfunnsøkonomisk lønnsom, men som ikke umiddelbart er bedriftsøkonomisk lønnsom, slik situasjonen er for havvind.

Fra Hydros høringsvar på revidert Energilov (2007)⁷⁶:

"Det er spesielt behov for å styrke koordinering mellom kraftproduksjon og nett". Slik oppsummerer ECON i rapporten "Vilkår for ny kraftproduksjon". Hydro deler dette synet. Store aktører i kraftmarkedet vil bli belastet med kostnadene ved samfunnsmessig ulønnsomme investeringer i nettanlegg gjennom nettariffen.

ECON oppsummerer noen av problemene en investor i ny kraftproduksjon står overfor i vurderinger av hvor ny kraftproduksjon skal lokaliseres og hvor mye kapasitet det skal investeres i; "En investor som bygger ut ny kraftproduksjon og dermed løser et lokalt forsyningsproblem kan oppdage at kraftprisene etter utbyggingen ikke er høyere enn utenfor området. Produsenter som lokaliserer seg slik at de fjerner en flaskehals eller reduserer risiko for utfall, får altså ikke uten videre betalt for dette via kraftprisene. Dette kan føre til at investeringer ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomme, selv om de er

⁷⁶ <https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/vedlegg/energiloven/innsjill/innsjill---hydro.pdf>

samfunnsøkonomisk lønnsomme (eller at det gjennomføres nettinvesteringer, selv om investering i ny produksjon er samfunnsøkonomisk sett mer lønnsomme) "

«På samme måte som en investering kan fjerne prisdifferansen, kan en investering forandre fortegnet på marginaltapsleddet, og dermed får ikke produsenten full uttelling for den samfunns økonomiske gevinsten av hans investering . I verste fall kan forandring av fortegn gjøre investeringen ulønnsom.»

Tiltak for å møte etterspørselen i Møre og Romsdal er først å bygge ut nettkapasitet som legger til rette for vekst ved import, og videre stimulere til økt kraftproduksjon på en slik måte at problematikken som beskrives i sitatet håndteres. Innen disse to kapasitetene er på plass er det energieffektivisering og forbrukerfleksibilitet som er verktøyene. Kraftintensiv industri kan i stor grad bidra med fleksibilitet ved forsyningskriser, men også ved konkurransen i spotmarkedet – dersom det opprettes et fleksibilitetsmarked. Imidlertid vil den store veksten i forbruk komme i den samme sektoren, i form av at man må foreta utslippskutt innen 2030 og 2050 for å ivareta konkurransekraft, møte økte kvotepriser og påkrevde utslippsreduksjoner.

Driveren for den økte nettkapasiteten og produksjonsøkningene er altså nasjonale mål og internasjonale forpliktelser Regjeringen har tallfestet på den ene siden, og forsyningsikkerhet og forutsigbare kraftpriser på den andre siden. Utbudet og overføringskapasitet i kraftmarkedet må dermed være av et slikt omfang og pris at utslippskutt og omstilling ikke hindres, men tvert imot fremskyndes og tas før kvotepriser og CO₂-avgifter økes.

I 2022 var det vesentlige prisforskjeller mellom NO1/NO5 og NO3 – mye skyldtes flaskehalsen både i Norge og Sverige. Manglende overføringskapasitet mellom Midt og Sør i både Norge og Sverige, kombinert med høyt tilsig og produksjon i Nord og Midt gav lavere priser i disse områdene enn i sør. Samtidig gav kablene mot utlandet likere priser mellom Europa og Sør-Norge (Statnett, 2022). De store prisforskjellene vil reduseres dersom flaskehalsen utbedres, og prisene mellom NO3 og NO1/NO5 vil utjevnes. Likeens vil prisene utjevnes dersom behovet for kraft øker i områder med overskudd i dag; lavere overskudd gir høyere pris lokalt, og dermed også ved overføring.

10.3 FORVENTEDE KRAFTPRISER OG KRAFTMARKED I MØRE OG ROMSDAL

En viktig faktor for utviklingen av næringslivet i Møre og Romsdal er tilgang på og sikker forsyning av kraft til konkurransedyktige priser. Det er prognostisert vesentlig vekst i kraftforbruket i regionen, og på kort sikt det kreves utbygging av både transmisjonsnett og regionalnett for å kunne imøtekomme forbruksveksten det er behov for, selv med import.

Det er få planer for økt produksjon i regionen, og mangel på nettkapasitet på kort sikt. Det er behov for større tiltak i både transmisjons- og regionalnettet før forbruket kan øke vesentlig, og ubalansen mellom forbruk og produksjon ser ikke ut til å forverres mye inntil det er bygd ut kapasitet for økt forbruk. Neste trinn i tildeling av kapasitet er betinget av at det er gitt anleggskonsesjon og besluttet utbygging av ny 420 kV ledning Isfjorden-Istad og Istad transformatorstasjon.

Det er mer usikkerhet til kraftsituasjonen i Møre og Romsdal i perioden etter 2026 – med få initiativer til økt produksjon vil underdekningen i kraftbalansen øke, og Statnett har i sine

prognoser lagt til grunn at prisene i NO3 vil øke. I Statnetts høye scenarier for område Midt ligger det inne en tredobling av forbruket frem mot 2040-tallet. Denne utviklingen er fullstendig avhengig av at det bygges ut kraftproduksjon, først og fremst havvind.

Statnett la i september 2023 frem sin oppdaterte kortsiktige markedsanalyse (KMA). Denne avviker en del fra den forrige analysen fra 2022. Utsatte prosjekter forskyver forbruksveksten, slik at tidspunktet for når Norge går fra kraftoverskudd til kraftunderskudd utsettes fra 2027 til 2028.

Tabell 10-1 - Simulert årlig kraftpris mot 2027 (**analyse fra 2022**) med utfallsrom for markedsusikkerhet (Kilde: KMA 2022-27, avlest fra slide 32)

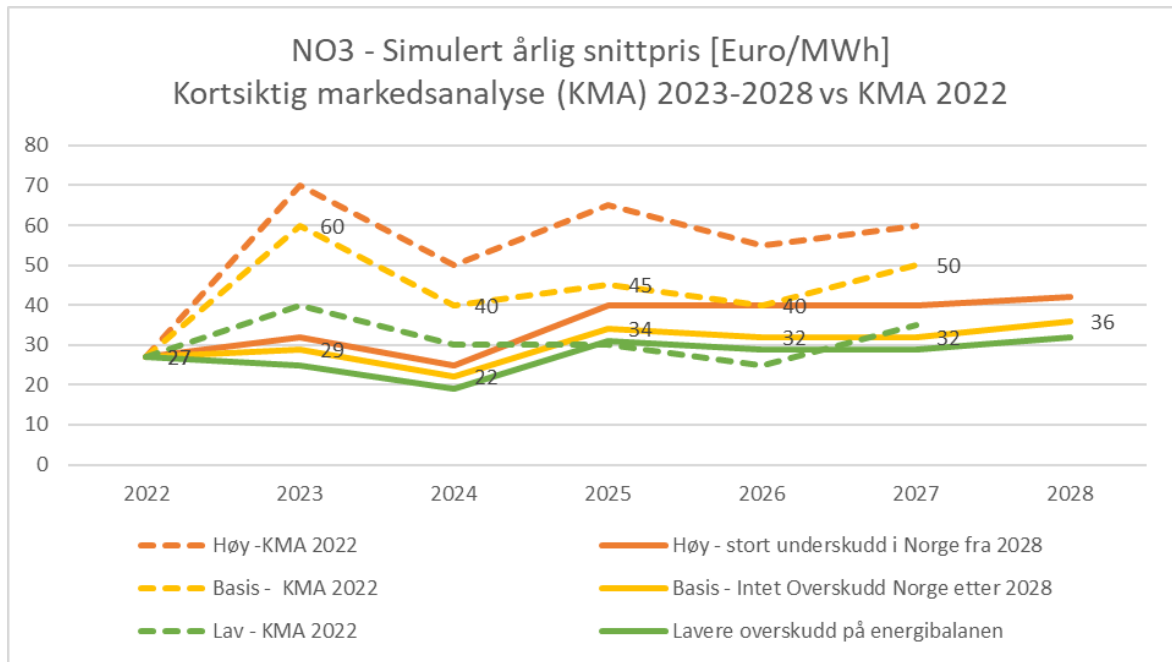
Kraftpris NO3 [€/MWh]	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Høy		70	50	65	55	60
Basis	27	60	40	45	40	50
Lav		40	30	30	25	35

Tabell 10-2 Simulert årlig kraftpris mot 2028 med utfallsrom for markedsusikkerhet - **analyse oppdatert i 2023** (Kilde: KMA 2023-28, avlest fra slide 29)

Kraftpris NO3 [€/MWh]	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Høy		32	25	40	40	40	42
Basis	27	29	22	34	32	32	36
Lav		25	19	31	29	29	32

I alle Statnetts scenarier vil kraftprisene øke frem mot 2030, men prisnivået er nedjustert kraftig ned fra analysen i 2022. Kapasiteten på sol- og vindkraft i Finland øker, til et nivå der prisene presses ned slik lokal produksjon fra finsk kjernekraft og varmekraft reduseres. Stor grad av samvariasjon i værforhold mellom Sverige og Finland, kombinert med liten overføringskapasitet til andre land vil dermed trekke ned prisnivået i hele Norden. Samtidig blir det høye priser i Finland i timer med høyt forbruk og lite vind – svingingene i pris vil påvirke prisene i Norden i 2028, men med mye lavere utslag enn i 2022 og 2023..

Av Tabell 10-2 ser vi at prisene i basisscenarioet øker frem mot 2030. Statnett regner med at Norge går over til å ha kraftunderskudd fra 2028. I basisscenarioet, øker prisnivået jevnt over sammenliknet med 2022, som ble ansett å være et år med høye priser også i Midt-Norge (NO3) Statnetts basisscenario i langsiktig markedsanalyse 2022-2050 (Statnett, 2023) innebærer at havvind realiseres og dekker økningen i forbruk sammen med sol, og vannkraft i perioden etter 2028.



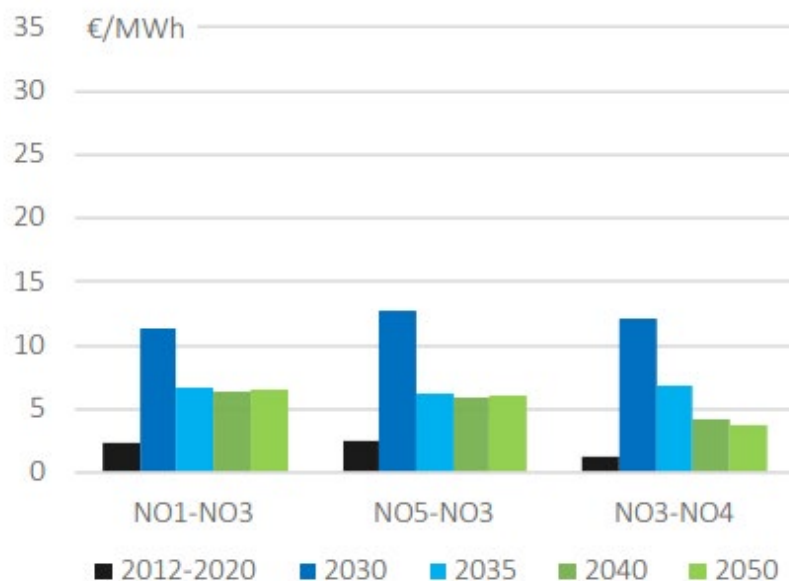
Figur 10-1 – Simulert årlig snittpris NO3, Kortsiktig markedsanalyse 2023 versus Kortsiktig markedsanalyse 2022 (Kilde: Kortsiktig markedsanalyse 2022-2027 (Statnett, 2022) og 2023-2028 (Statnett, 2023)). Se vedlegg 2 for opprinnelig slide

Nasjonalt vil prisene utover 2020-tallet ligge på et sammenliknbart nivå som i 2022/23 for alle prisområder. For NO3 (Midt) ser vi at prisene skal opp fra nivåene i 2023/23, men stabiliserer seg på rundt 30-35 €/MWh. De fleste prisområdene i Norge, bortsett fra NO4 (Nord), vil ha høyere priser enn NO3.

Tabell 10-3 - Simulert årlig kraftpris 2030- 2050 med utfallsrom for markedsusikkerhet (Avlest fra figur i Statnett Langsiktig markedsanalyse 2022-50)

Kraftpris NO3 [€/MWh]	2028 (KMA2023)	2030	2035	2040	2050
Høy	42	56	63	51	48
Basis	36	43	53	41	38
Lav	32	36	42	30	27

I Basisprognosene fra 2030-2050 legges det til grunn at prisene for NO3 skal være høyere enn på 2020-tallet, og synke igjen rundt 2040. Av Figur 10-2 ser vi at selv om prisene i NO3 stiger, vil både NO1 (Sør) og NO5 (Vest) ha høyere priser; kun NO4 (Nord) har lavere priser)



Figur 10-2 Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom prisområder i Norge – Basisprognose fra Statnetts langsiktige markedsanalyse 2022-2050. (Statnett, 2023)

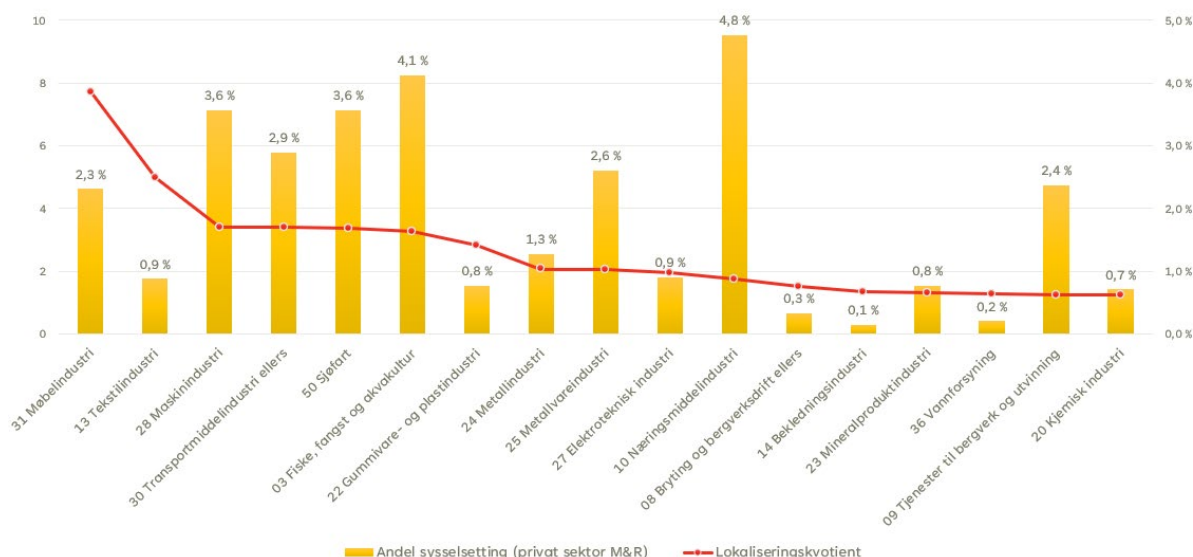
Vi ser av figur 10-2 at NO1 (Øst) og NO5 (Vest) vil oppleve vesentlig høyere pris enn NO3 (Midt) frem til 2030, mens NO3 vil ha høyere pris enn NO4 (Nord). Fra 2040 ventes prisene å jevne seg ut mellom alle el-spotområdene, men område Midt forventes fremdeles å ha lavere priser enn Vest og Øst, og høyere priser enn Nord.

Markedsprisen for kraft er bestemmende hvor mye fornybar energi, og hvilke typer som vil bygges ut for å ta forbruksveksten i Europa og Norge. Om Norge er et underskuddsområde for kraft, og må importere kraft for å dekke behovet vil prisen bli satt av prisen i den andre enden av importledningen.

11 REGIONALE MYNDIGHETERS ROLLE I OMSTILLING

Mye av verdiskapningen i Møre og Romsdal er eksportrettet, om lag 10 % av eksporten i Norge kommer fra Møre og Romsdal. Som eksportfylke vil Møre og Romsdal merke den grønne omstillingen godt. Tiden for å få gjennomført gjennomgripende omstillinger i samfunnet er kort, men omstillingene er kritiske for å håndtere klimakrisen, så vel som naturkrisen. For å opprettholde konkurransekraft er det viktig å være i front i omstillingene (Menon, 2020). For Møre og Romsdal som eksportfylke vil evne til kutt i utslipp i eksportindustrien påvirke konkurransekraften direkte; varer og produkter med lavt klimafotavtrykk vil ha en konkurransefordel.

Tilgang på energi er den viktigste forutsetningen for grønn omstilling i dagens samfunn, både til kutt av klimagassutslipp, rensing av utslipp, erstatning av fossile energikilder og til bruk i ny industri og næringer som skal legge til rette for det grønne skiftet. Som en region med negativ kraftbalanse og kraftkrevende industri er det spesielt viktig for Møre og Romsdal å evne å være i forkant med nettutvikling og kraftproduksjon for å opprettholde konkurransekraft.



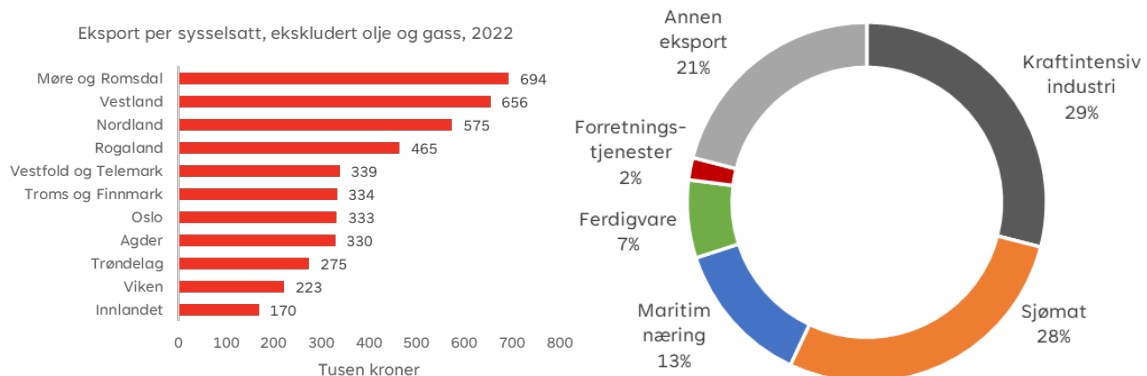
Kilde: SSB - 13470: Sysselsatte etter arbeidssted 2022

Figur 10-1 Andel sysselsetting i privat sektor (høyre y-akse) i Møre og Romsdal. Lokaliseringskvotienten⁷⁷ (venstre y-akse) gir sammen med sysselsettingen en indikasjon på næringer der Møre og Romsdal har viktige nasjonale og regionale klynger. (Kilde: SSB – 13470: Sysselsatte etter arbeidssted)

Møre og Romsdal har hatt underskudd i kraftbalansen siden 1990-tallet. Fylket har tross dette opplevd vekst og vært attraktiv for prosessindustri, gassprosessering og petrokjemisk industri. De tradisjonelle næringene som fiskeri, havbruk, verftsindustri, maritim transport, sjømatforedling, møbelindustri og tekstilindustri står sterkt – med flere klynger av nasjonal betydning. Ser man bort

⁷⁷ Lokaliseringskvotienten viser forholdet mellom den andelen arbeidsplasser i en næring i en sentralitetsklasse, og andelen denne næringen har i landet som helhet. En lokaliseringkvotient på 3 innebærer at næringens andel av sysselsettingen i en sentralitetsklasse er 3 ganger større enn landsgjennomsnittet for næringen.

fra olje- og gass eksport, som regnes som nasjonal eksport, står Møre og Romsdal i dag for 9,6% av fastlandseksporten og 4,6% av verdiskapningen i Norge (Vestlandsrådet, 2021). Næringslivet i fylket har håndtert omstillinger innen de samme sektorene og opprettholdt sine posisjoner.



Figur 11-1 Eksportnæringene i Møre og Romsdal, eksklusive petroleumsindustri. (Menon, 2023)

Gjennom hele 2000-tallet har fylket vært pådriver for utbygging av transmisjonsnett og kraftproduksjon for å unngå en kraftkrise. Det ble bygd to reservekraftverk i fylket for å ha tilstrekkelig forsyningsikkerhet. Disse er nå avhendet uten å ha vært i bruk. Europa har en pågående energikrise som gir ringvirkninger også for Norge. Det er ikke noen overhengende fare for en kraftkrise i form av brist på forsyningsikkerhet i Møre og Romsdal i dagens situasjon, men begrensninger i nettkapasitet og produksjon fører til at det er kø for eksisterende kunder som har behov for mer energi, og for nye kunder som ønsker tilknytning.

Mangelen på nett og underdekningen i kraftproduksjon kan føre til høye priser som begrenser omstilling og vekst i næringslivet i fylket. Dersom det ikke bygges ut produksjonskapasitet og nettkapasitet i transmisjons- og regionalnett etter (Statnett og områdekonsesjonærenes) gjeldende planer, kan det grønne skiftet bremse opp frem mot 2030-tallet. Med dagens omfang på konsesjonssøkte produksjonsanlegg vil ikke tilgangen på kraft øke nevneverdig, og oppbremsing av det grønne skiftet på grunn av uforutsigbare kraftpriser er et realistisk scenario.

11.1 SAMARBEID OG SAMHANDLING FOR Å OPPNÅ OMSTILLING

Den grønne omstillingen i Europa skjer i stor grad gjennom forskning, utvikling og innovasjon. Horisont Europa er verdens største forsknings- og innovasjonsprogram med en ramme på 95,5 mrd kroner. Om lag 35 prosent av budsjettet i programmet skal gå til klimaformål, blant annet:

- Mission 1: Adaption to Climate Change: support at least 150 European regions and communities to become climate resilient by 2030

Mission 4: 100 climate neutral and smart cities by 2030

EU og Norge samkjører virkemiddelbruk og fokus på forskning i rammeprogram. Norge ønsker å få uttelling for sine økonomiske bidrag til EU gjennom forskning, utvikling og innovasjon i felles-europeiske prosjekter og nettverk.

EU's innretning med «missions» har som mål å oppnå konkrete løsninger på vår tids største utfordringer – ambisiøse mål som skal løses innen 2030, og som underbygger løsning av prioriterte satsningsområder fra EU-kommisjonen, blant annet:

- European Green Deal
- Europe Fit for the Digital Age

- New European Bauhaus
- Climate Adaption Strategy

Missions-tilnærmingen legger til grunn tverrfaglig samarbeid for å løse komplekse problemstillinger og oppgaver som ikke kan løses alene. Satsningen er en koordinert innsats for å sammenstille ressurser i form av:

- Finansieringsprogrammer
- Policyer og regulering
- Mobilisering og aktivisering av offentlige og private aktører for å skape varige endringer; stater, regionale og lokale myndigheter, forskningsinstitutter, academia og investorer.

Missions skal være porteføljer av tiltak, som for eksempel forskningsprosjekter, policy-tiltak eller lovendringer for å oppnå målbare resultater som ikke kan oppnås gjennom individuelle initiativer:

- Tverrfaglighet – på tvers av disipliner, forskningsformer og innovasjon
- Samarbeid på tvers av sektorer
- Samarbeid på tvers av land

For myndighetene i Norge og norske FOUI-miljøer er det viktig å delta på arenaer for å få til informasjonsdeling, workshops, innspillsrunder i nettverk og norsk påvirkning på EU-prosesser, og samtidig oppnå deltagelse i Horisont Europa-prosjekter.

For å delta og være en pådriver for omstilling er det viktig at Møre og Romsdal Fylkeskommune fortsetter å engasjere seg i forskning og utvikling knyttet til energi og grønn omstilling av samfunnet, og tar steget opp til nasjonale og europeiske forskningsprosjekter.

11.2 MØRE OG ROMSDAL FYLKESKOMMUNES STRATEGIER

Møre og Romsdal har samlet mye av aktivitetene knyttet til energi og energiomstilling i avdelingen Energi og grønn omstilling. Enheten jobber mye med energiområdet, men også med vekstmuligheter innen grønn omstilling og grønne næringer. Avdelingen jobber utadrettet, og har gjennomført mange utredninger og deltar i flere forskningsprosjekter.

11.2.1 NÆRINGSSTRATEGI FOR VESTLANDET

Vestlandsrådet er en sammenslutning av fylkene Møre og Romsdal, Vestland og Rogaland, med mål om å styrke Vestlandet som landsdel, og utgjøre en politisk kraft som er sterkere enn den enkelte fylkeskommune er hver for seg. Fylkene har sammen laget en felles «Næringsstrategi for Vestlandet – et samlet vestland for grønn og fremtidsrettet næringsutvikling» (Vestlandsrådet, 2021).

Planen er ambisiøs og omfattende, og identifiserer behov og utviklingsområder som er felles for hele Vestlandet. Flere av behovene er knyttet til tilgang på energi, energiomstilling og kraftintensive næringer.

Hurtig grønn omstilling. Internasjonale krav samt behov for rask omstilling samler Vestlandet. Vår utfordrende topografi innebærer særlig behov for infrastruktur tilpasset grønn omstilling

Havbaserte næringer. Hele Vestlandet anerkjenner kombinasjonen av kyst og hav som et konkurransefortrinn, hvor næringene maritim, marin og olje og gass har vært sterke historisk. Utvikling av maritim og marin næring, og kompetansen fra olje og gass, er prioriterte områder for fremtidig utvikling gjennom fokus på innovasjon og teknologi.

Næringer basert på fornybare energikilder. Naturforholdene på Vestlandet gir store muligheter knyttet til fornybar energi. Også i havrommet er potensialet for fornybar kraftproduksjon stort (havvind), og kompetanseoverføring fra offshore-virksomhet gir et særlig fortrinn. I tillegg er hydrogen som energibærer et vekstområde, bl.a. basert på elektrolyse.

Kraftintensive næringer. Flere av lokalsamfunnene på Vestlandet er bygget opp rundt hjørnestebedrifter som produserer til global industri, slik som i Sunndal, Årdal, Odda og Sauda. Teknologien og kompetansen som er bygget opp over lang tid skaper fortrinn og vekstmuligheter i utvikling av ny industri, som CCU og batteriproduksjon.

Nye grønne næringer. Vestlandsscenarioene (2020) peker på 11 nye verdikjeder, eksempelvis CCS, hydrogen og sirkulære modeller hvor Vestland har konkurransefordeler mtp vekstmuligheter og utvikling av nye eksportnæringer. Disse anses å være aktuelle for hele Vestlandet og er sentrale i arbeidet mot nullutslippssamfunnet.

Mangel på nettkapasitet hindrer nyetablering og vekst. Strøm er en viktig innsatsfaktor for mye av næringsutviklingen på Vestlandet. Avgrenset kapasitet og flaskehals i nettet begrenser muligheten til å realisere potensialet på kort- og mellomlang sikt flere steder. Tiden som går med til planlegging, konsesjonsbehandling og bygging av nye strømlinjer og transformeringspunkt, tar ofte lenger tid enn næringslivet har til rådighet om de skal følge raske endringer i behov og etterspørsel.

Vestlandet skal være en næringsvennlig region som er attraktiv for både eksisterende og nye næringsaktører. Vestlandsrådet vil jobbe for å påvirke virkemiddelapparatet, slik at forskjellige næringer får handlingsrom og fortsatt tilgang på kompetanse, både innen olje og gass og i havrommet. Fokus er på samarbeid mellom næringsliv, FOU-miljøer og det offentlige næringsapparatet. Vestlandsrådet vil jobbe for:

Et mer effektivt virkemiddelapparat som er tettere på næringslivet. Jobbe for et virkemiddelapparat som er godt koordinert, som er tett på næringslivet, og som har tilstrekkelig kompetanse på de områdene som er særlig viktige for næringsutvikling på Vestlandet, herunder også nærhet til internasjonale nettverk. Det vil være viktig å sikre virkemiddelapparatets regionale handlingsrom, samt at det er effektivt i arbeidet med å styrke norsk eksport.

En bærekraftig omstilling av olje- og gassvirksomheten. Olje og gass vil spille en viktig rolle for Vestlandet i lang tid fremover – for samfunnsregnskapet og velferden, sysselsetting, leverandører, og for kompetanse og teknologiutvikling. Det er en naturlig ambisjon å være en ledestjerne innen bærekraftig utvikling av næringen internasjonalt, men også i anvendelse av næringens omfattende teknologi-, saltvanns- og dypvannskompetanse på andre områder i havrommet og i andre næringer. Næringen trenger tilstrekkelig handlingsrom og fortsatt tilgang på kompetanse for å bidra i denne omstillingen.

Å styrke utviklingen og eksporten av teknologier utviklet for næringsvirksomhet i havrommet. Fra å i stor grad være en ressursbasert næring, er det et stort potensial i å satse på utvikling og eksport av teknologi og teknologikompetanse relatert til havrommet. Dette vil kreve godt samarbeid mellom flere aktører, m.a. mellom næringsliv, FOU-miljøer og det offentlige næringsapparatet

At Vestlandet fortsatt skal være en viktig region for fornybar energiproduksjon. Vestlandet er en ledende region for produksjon av fornybar energi i Norge og internasjonalt, og fremover ligger det

et stort vekstpotensial innen m.a. havvind. Disse ressursene må utvikles i samspill med andre havbaserte næringer, særlig fiskerinæringen.

Å ta krafta i bruk i tradisjonelle og nye energiintensive næringer. Regionens enorme fornybare energiressurser vil være viktig for å styrke og ta nye posisjoner innen både eksisterende kraftintensive næringer, som f.eks. prosessindustrien, innen elektrifisering, utviklingen av nye energibærere (m.a. hydrogen), og utvikling av “nye” kraftintensive næringer, som f.eks. batteriteknologi, datalagring m.m. Både mer produksjon og utnyttelse av kraft fra regionen vil kreve en rask utbygging av mer kapasitet i strømmettet flere steder på Vestlandet.

Å skape nye verdikjeder på komparative fortrinn. Det er stort potensial for nye forretningsmuligheter og verdikjeder på tvers av sterke vestlandsnæringer. Et eksempel er potensialet for bruk av offshore- og dypvannsteknologi innen m.a. havbruk, fiskeri, havvind, og mineralutvinning fra havbunnen. Her er det viktig med gode prosesser mellom relevante aktører for å koble ressurser og kompetansefortrinn sammen med markedspotensial.

11.2.2 FYLKESPLAN FOR BEREKRAFTFYLKET MØRE OG ROMSDAL 2021 – 2024

Møre og Romsdal setter ambisiøse utviklingsmål i Fylkesplanen:

Møre og Romsdal skal vere eit føregangsfylke på samarbeid. Oppfylging av FN sine bærekraftsmål, måla i regional planstrategi og fylkesplanen må skje i tette forpliktande samarbeid, gjennom samskaping og samstyring. Det er nødvendig å få opp fellessatsinger mellom dei offentlige etatene der offentlige ressursar og virkemiddel blir sett i samanheng.

Møre og Romsdal skal bli miljøfylke nr. 1. Dette inneber ei ambisiøs klimasatsing minst i tråd med Parisavtalen, at samfunnet er klimarobust og godt rusta for klimaendringane, at fylket har lukkast med det grønne skiftet og meir bruk av fornybar energi. Møre og Romsdal skal redusere klimagassutsleppa slik at fylket er klimanøytralt i 2030, og bidra til 55% kutt i ikkje-kvotepliktig sektor. Møre og Romsdal skal basere auka produksjon og bruk av energi på energieffektivisering, fornybare energikjelder og utsleppsfri energi.

Megatrendane gjer samarbeid enno viktigare

Trykket frå dei globale megatrendane treff Møre og Romsdal med full styrke. Sentralisering/urbanisering, klimaendringar, aldrande befolkning, digitalisering og endringar i verdas økonomiske tyngkraft gjer behovet for samarbeid enno større. Forskringsrådet sin strategi for innovasjon i offentlig sektor viser også til at dei store samfunnsutfordringane må løysast med meir kunnskap, og dei nye løysingane må utviklast i samspel med offentlege verksemder, forskingsmiljø, innbyggjarar, sivilsamfunn og næringsliv.

Regionane må stå saman om fylkets felles beste

Det er langt fleire som taler saka til sitt nære omland enn det er personar som hever røysta på vegner av heile fylket. I ein periode der fylkeskommunen sin ressursbruk skal skjerast ned, er det nødvendig med ei stram prioritering av det som er best for Møre og Romsdal totalt sett. For å få til det, må det på plass ei felles forståing av utfordringsbildet i dei ulike delane av fylket. NTNU Ålesund (2019) peikar på at skal Møre og Romsdal vinne dei nasjonale og internasjonale slaga, må regionane stå saman. Alle krefter må settast inn mot å knytte saman «miljøa frå Fosnavåg til Kristiansund» og etablere ein felles arbeidsmarknadsregion.

Mange plantema er kommuneoverskridande

Integrasjonen over kommunegrensene, som vi gjerne kallar «kvardagsregionen», aukar behovet for samarbeid om planlegging. I dei kommunale planprosessane må ein vurdere konsekvensar for heile bu- og arbeidsmarknaden, ikkje berre eigen kommune. Både for innbyggjarar og potensielle tilflyttarar er det det samla tilbodet i regionen som tel, både når det gjeld kultur, handel, tenester og butilbod.

Tekstboks 11-1 Fylkesplanen - Utfordringar og mogelegheiter

På samferdselsområdet har Møre og Romsdal Fylkeskommune, gjennom FRAMs anskaffelser⁷⁸, kuttet 29% i CO₂-utslipp fra buss, hurtigbåt og fylkesvegferjer fra 2019 til 2022. Etter planen skal det være kuttet 54% i løpet av 2025. Kuttene Møre og Romsdal som fylke skal gjennom er imidlertid mye større enn de som genereres av Fylkeskommunens drift.

11.2.3 FYLKESSTRATEGI FOR MILJØ, KLIMA OG ENERGI

Fylkestinget i Møre og Romsdal vedtok i juni Fylkesstrategi for miljø, klima og energi i perioden 2023 til 2026 (Møre og Romsdal Fylkeskommune, 2023).

Strategien fastsetter mål for energiområdet slik;

Resultatmål 1:

I Møre og Romsdal skal vi ha ein velfungerande infrastruktur for distribusjon av elektrisitet og andre energiberarar. (V7)

Vi skal:

- a) førebu oss på utfordringane i nettkapasiteten som er avdekt i kraftsystemutgreiinga, for eksempel ved å ta i bruk ulike former for fleksibilitet
- b) arbeide for at heile fylket er sikra tilstrekkeleg kapasitet og robust tilgang til elektrisitet
- c) ta omsyn til natur, klima og arealbruk ved etablering av ny infrastruktur
- d) legge til rette for ein infrastruktur for distribusjon av fornybar energi til transport både på land og bane, til sjøs og i lufta, og til ny og eksisterande industri på fastlandet og offshore
- e) på regionalt nivå avklare aktuelle grønne industriområde og industriparkar som sikrar tilgang til areal, energiforsyning og infrastruktur til framtidige industrietableringar

Resultatmål 2:

I Møre og Romsdal skal vi energieffektivisere og produsere meir fornybar energi. (M5)

Vi skal:

- a. kartlegge potensialet for og legge til rette for energieffektivisering og ny produksjon av fornybar energi i fylket
- b. legge til rette for å redusere overskotsvarme og betre utnytte attverande overskotsvarme i eksisterande industri og ved nye etableringar
- c. ta omsyn til natur, klima og arealbruk ved etablering av ny energiproduksjon
- d. gjere det attraktivt å avlaste elektrisitetsnettet ved å produsere eiga kraft
- e. legge til rette for å etablere auka produksjon av ny fornybar energi. Primært på areal som er tatt i bruk og nær eksisterande infrastruktur, i staden for å ta i bruk nytt areal
- f. lage ein plan for å utnytte flomvatn/skadevatn, som etter produksjon av kraft, gir vassføring i tørrlagde vassdrag

⁷⁸ Scope 3

11.3 MØRE OG ROMSDAL FYLKESKOMMUNE KAN SPILLE EN ROLLE I OMSTILLINGENE

Møre og Romsdal Fylkeskommune har tradisjonelt vært svært opptatt av å legge til rette for næringslivet. Fylkeskommunen har spilt en stor rolle i å få etableringer av kraftintensiv industri til fylket. Fylket har fokusert på å forbedre nettkapasitet til fylket og har kontinuerlig jobbet for å få styrket transmisjonsnett til og gjennom fylket siden det ble klart at nettet hadde store kapasitetsbegrensninger for vekst rundt 2019.

For å nå de ambisiøse målene med utslippskutt innen 2030 og 2050 må Møre og Romsdal operasjonalisere strategiene sine.

De store omstillingene samfunnet skal gjennom for å gå fra utslippssamfunnet i 2023 til lavutslippssamfunnet i 2030 og videre til nullutslippssamfunnet i 2050, krever enorm innsats. Ikke bare skal karbonutslippene kuttes ved at hver enkelt må endre forbruksvaner, matvaner og reisevaner. I næringslivet skal hele sektorer omstille seg og jobbe målrettet for å bruke mindre energi og kutte utslipp både gjennom sirkulære verdikjeder, elektrifisering og karbonfangst. Ny teknologi må utvikles, vise seg teknologisk levedyktig og vise lønnsomhet under felleseuropeisk regulering og støtterejimer - alt innen 2030, dersom målene i 2050 skal nås.

I «Regjeringens handlingsplan for raskere nettutbygging og bedre utnyttelse av nettet» står det:

«Vi skal trygge eksisterende arbeidsplasser og skape nye. Vi skal kutte utslipp og etablere grønne industrieventyr som vi, og kommende generasjoner, kan leve av. Vi skal sørge for like muligheter over hele landet. Til det trenger vi strøm, og for å få tilgang på strømmen trenger vi nett.»

Regjeringen lanserte nye prioriteringskriterier (modenhetskriterier) i sin «Handlingsplan for raskere nettutbygging og bedre utnyttelse av nettet» (Regjeringen, 2022).

Nettselskapene skal prioritere prosjekter med stor grad av gjennomføringsevne. De aktørene som har realistiske og gjennomarbeidede prosjekter får da en fordel. Eksisterende industri har allerede vist seg levedyktig med tilgang på arbeidskraft og areal, og kan forventes å ha modne prosjekter både økonomisk, arealmessig og teknologisk. Eksisterende industri med behov for grønn omstilling for å trygge arbeidsplasser har dermed en fordel. Prosjekter som har tilgang på areal som allerede er regulert til formålet sitt har en fordel. Tidshorisont, og eventuell trinnvis plan, for ibruktagelse av kapasitet kan påvirke prioritering.

Fylkeskommunen deltar i utredninger og prosesser andre offentlige aktører gjennomfører, som regional kraftsystemutredning (RKSU), Statnetts konseptvalgutredninger, konsesjonssaker, reguleringsplaner, med videre. Videre er Fylkeskommunen naturlig høringsinstans på offentlige planer og utredninger.

Fylket kan bidra til at det blir en behovsstyrt nettutvikling, der man ligger i forkant av behovet gjennom samordning av planer på fylkes- og kommunalt nivå. Fylkeskommunen kan utarbeide planer og planstrategier for temaer som utslippsreduksjoner, karbonfangst, grønn omstilling, elektrifisering, arealnøytralitet, med videre.

Gjennom tidlig dialog med næringslivet kan fylkeskommunen samordne behov; utrede, koordinere og peke på muligheter for utvikling. Utredning av potensiale for solkraftverk, vindkraft, batterifabriker, null- og lavutslipps drivstoff med mer, er også med å forberede og

påskynde omstilling. Samordning av kraft- og nettbehov, der aktører i fellesskap kan melde inn behov og forplikte seg kan også påskynde grønn omstilling.

Gjennom fylkeskommunal samordning av planer på både fylkeskommunalt og kommunalt nivå kan man sikre mer helhetlig utvikling av næring og industri, slik at det blir større samvirke og eksempelvis samlokalisering av bedrifter som kan gi mer sirkulære løsninger.

Regjeringen ønsker å åpne opp for både hurtigspor for konsesjonssøknader, tidligere planlegging, betingede konsesjoner og trinnvis utbygging av nettkapasitet. Sistnevnte åpner for at det eksempelvis kan settes av ekstra areal og gis konsesjon til fremtidig økning av kapasitet i en transformatorstasjon, men at kapasiteten installeres på et senere tidspunkt - når behovet oppstår.

Hurtigspor for konsesjonsbehandling krever at søkeren har hatt en prosess med kommune, fylkeskommune, statsforvalter og andre relevante myndigheter. Her spiller Fylkeskommunen en rolle, og kan gjennom sine øvrige ansvarsområder bidra med både informasjon og samordning av planer. I større konsesjonssaker åpnes det for å ha felles fremdriftsplaner på tvers av nettområder (og kraftprodusenter), og lokalisering av næring til områder med ledig kapasitet eller større utviklingsplaner kan påskynde fremdrift.

Ser vi på ovenstående kan Fylkeskommunen spille en stor rolle som tilrettelegger og pådriver for utbygging av kraftnett og kraftproduksjon i perioden frem 2030. Rollen som tilrettelegger og koordinator for næringsutvikling er viktig, og de regionale planprosessene kan bidra til å påskynde grønn omstilling. Tilgang på areal regulert til formålet sitt kan bidra til modning i prosjekter og støtte før de meldes inn til nettselskapene. Dette er i tråd med både Næringsstrategi for Vestlandet og Fylkesstrategi for klima, miljø og energi.

Gjennom samordning av initiativer, planer for næringsutvikling og effektiv arealbruk til næring kan samfunnsøkonomien i nettutviklingsprosjekter bedres, og behov samordnes for lavere anleggsbidrag enn ved bygging av kundespesifikke nettanlegg.

Fylket kan altså bidra til konfliktfri fornybar kraft gjennom utredning og koordinering av behov for nettutbygging og tilrettelegging for kraftproduksjon gjennom å fokusere på:

- Bærekraftige løsninger som motvirker naturkrise, klimakrise og energikrise
- Kompromisser og løsninger som er akseptable på tvers av forvaltning, næringsliv og innbyggernes interesser
- Samfunnsmessig rasjonelle tiltak
- Sameksistens og samfunnsøkonomi - både prissatte og ikke-prissatte konsekvenser kan vurderes bedre ved arealplanlegging og avsetting av fremtidige arealer for industri, næring og energiproduksjon:
 - Natur landskap
 - Miljø
 - Kulturminner
 - Visuelle og støyvirkninger
 - Skånsom utbygging

Fylket har et særskilt ansvar for planspørsmål som berører forhold ut over den enkelte kommune⁷⁹. Gjennom verktøy som regional planstrategi, regional plan, interkommunalt plansamarbeid og regionalt planforum kan fylkeskommunen fremme samarbeid og samordning på tvers av kommuner i regionale planprosesser knyttet til samferdsel, infrastruktur, bolig og næring. Planene har som formål å komme frem til felles løsninger for en region, ved å se arealene og ansvarsområdene til kommunene i sammenheng – alle planspørsmål som har betydning for flere kommuner kan være aktuelle tema i en regional eller interkommunal plan.

Fylkeskommunene og kommunene skal sørge for åpne og forutsigbare planprosesser med medvirkning fra innbyggere, næringsliv, organisasjoner, institusjoner og offentlige aktører.

For å nå de store klimamålene er det en erkjennelse at man ikke gjør det alene, men gjennom samarbeid og samskaping. Gjennom regional planlegging har fylket et sentralt verktøy for å sette strategisk retning og fremme omstilling og utvikling i regionen, gjennom god samordning av virkemidler som kapital, kompetanse og nettverk. Gjennom temaene i næringsstrategien og fylkesplanen er det identifisert mange områder å jobbe med, og det er naturlig at Fylkeskommunen tar en lederrolle på områdene som er identifisert. Regionale planer er også et verktøy for samordning på tvers av offentlige aktører og -virkemidler. Eksempelvis kan det fokuseres på koordinering og samordning av planer som påvirkes av utbygging av nettkapasitet og kraft:

- Samordning i forvaltningen på tvers av myndigheter og forvaltningsnivåer
- Legge til rette for og koordinere arbeid med konsesjonssøknader på regionalt nivå
- Sørge for at det i næringsparker og industriområder settes av arealer til grønne og sirkulære formål

Regjeringen har i kapittel 9.6 i sin «Strategi for småbyer og større tettsteder som regionale kraftsentre» (Regjeringen, 2021) signalisert at de vil:

ta initiativ til et samarbeid med fylkeskommunene om å lage scenarier for grønn omstilling for ulike landsdeler frem mot 2030, i tett samarbeid med bedriftene og arbeidsmarkedsaktørene, kommunen, næringsklynger, forskningsmiljøer og akademia.

Regionvekstavtaler, som prøves ut flere steder i landet⁸⁰, kan være et verktøy for å koordinere og målrette innsatsen i regioner – med forankring i regionale og (inter)kommunale planer. For Møre og Romsdal er tilgangen på kraft og nett viktig for samfunnsutviklingen, og kan være gjenstand for avtaler med øvrige forvaltningsnivåer.

ANBEFALINGER FOR FYLKESKOMMUNENS ARBEID

Det norske samfunnet skal gjennom formidable omstillinger på veien mot lavutslippssamfunnet i 2030 og nullutslippssamfunnet i 2050. Innen 2030 skal 50-55% av utslippene kuttes, målt mot 1990. Møre og Romsdal Fylkeskommune har gode strategiske fundamentet i form av «Næringsstrategi for Vestlandet», «Fylkesplan for berekraftfylket Møre og Romsdal 2021-24» og

⁷⁹ [Regjeringen - Regionale planoppgaver og verktøy](#)

⁸⁰ [Vil inngå regionvekstavtale med Nordland fylkeskommune - regjeringen.no](#)

«Fylkesstrategi for miljø, klima og energi". For å oppnå målene i disse strategiene må imidlertid Møre og Romsdal som fylke har tilgang på kraft og nett.

På kort sikt (2030) må nettkapasiteten opp, slik at veksten i forbruk kan dekket med overføring internt i regionen og fra andre prisområder. Kraftbalansen i regionen må bedres, noe som krever økt produksjon. På kort sikt er det bare vann-, sol- og oppgradering av vindkraft som kan gi bidrag.

Flere regioner i Norge fokuserer på det grønne skiftet og det kommende kraftunderskuddet, men få har så stor ubalanse mellom forbruk og produksjon som Møre og Romsdal. Vi anbefaler at Fylkeskommunen holder muligheter for økt produksjon på mellomlang sikt (etter 2030) åpne. Det kan innebære å jobbe for å få komme tidlig med i utredningene av identifiserte havvindområder. For å realisere både landbasert vind og vind til havs, er det helt nødvendig å finne løsninger som er akseptable for samfunnet. I planprosesser bør det jobbes med å redusere konfliktnivå for både kraftproduksjon og nettanlegg gjennom involvering/koordinering og arbeid med løsninger som ivaretar behovene for sameksistens; også ivaretagelse av naturverdier.

Vi anbefaler at Fylkeskommunen opprettholder deltagelsen i relevante utredninger og utvalg for sektoren, sammen med andre forvaltningsnivåer, sektormyndigheter, fagetater og områdekonsesjonærer.

Fylkeskommunen bør fokusere på å utnytte de mulighetene som ligger i de regionale planverktøyene, herunder koordinering, samhandling og avtaler mellom forvaltningsnivåer. Det bør undersøkes hvorvidt regionvekstavtaler, som Regjeringen har inngått med enkelte fylkeskommuner, kan være relevant for Møre og Romsdal.

VEDLEGG 1 – REDUKSJONER AV UTSLIPP, KARBONFANGST I KRAFTINTENSIV INDUSTRI OG PLANER FOR PRODUKSJON AV BLÅTT HYDROGEN PÅ NYHAMNA

I kapittel 3 i dette dokumentet gjennomgikk vi forventninger og forpliktelser til reduksjon av klimautslipp i Norge frem mot 2030 (50 og 55% utslippsreduksjon relativt 1990) og 2050 (nullutslippssamfunnet). I det etterfølgende beskrives kunnskapsstatus og offentlig kjente planer for elektrifisering/utslippskutt hos de største aktørene innen kraftkrevende industri i Møre og Romsdal. Dersom vi oppsummerer kraftbehovet kun knyttet til å kutte eksisterende utslipp hos de tre største aktørene i kraftkrevende industri i Romsdal og Nordmøre, ser vi at den grønne omstillingen hos eksisterende industri vil bidra til økt kraftbehov. Miljødirektoratets rapport «M-2539 Klimatiltak i Norge mot 2030: Oppdatert kunnskapsgrunnlag» (Miljødirektoratet, 2023) legger til grunn at teknologimodning og tidlige utslippskutt i disse næringene gir vesentlige bidrag til utslippskutt før 2040. Utrulling av løsninger for kutt i disse næringene er avgjørende for å nå klimamålene snarest mulig etter 2030 – myndighetene i Norge og EU sitt virkemiddelapparat knyttet til karbonfjerning er imidlertid ikke på plass ennå.

Det kan forventes at det er av nasjonal interesse å prioritere kraftforsyning til kutt av utslipp for de store utslippspunktene i Møre og Romsdal i årene etter 2026. Innenfor 10-12 år vil karbonfjerning og lagring kunne være en start på raske utslippsreduksjoner i flere industrier; mens andre industrier kan legge om til bruk av blått Hydrogen. Når strengere miljøregler innføres, og CO₂-avgiftene øker vil flere industrier ha behov for å endre teknologier. For noen av de kraftintensive næringene i Møre og Romsdal kan det forventes at man mot 2050 beveger seg mot elektrifisering av prosessene eller bruk av grønt Hydrogen. Dette vil påvirke behovet for nettkapasitet, kraftbalanse og dermed også behovet for økt produksjon og/eller import.

HYDRO SUNNDAL

Hydro Sunndal er Nord-Europas største aluminiumsverk. Anlegget produserer 400.000 tonn elektrolysemetall pr år, har en støperikapasitet på 500.000 tonn per år, og produserer 80.000 tonn anoder per år⁸¹. Anlegget er den største enkeltstående elektrisitetsforbrukeren i Møre og Romsdal med 6,13 TWh/år (Miljødirektoratet, 2022). Dette tilsvarer 46 % av det totale elektrisitetsforbruket i Møre og Romsdal i 2021; hele 71 % av det totale forbruket i kraftkrevende industri (KII) i fylket. I RKSU ligger det inne en forbruksøkning på 0,7 TWh/år frem til 2030. Noe av veksten knyttes til bygging av ny anodefabrikk for å være selvforsynt med anoder⁸². Hydro legger til grunn å ha bygd ny anodefabrikk innen 2025, og være selvforsynt med anoder innen 2030. Vi legger til grunn et økt kraftbehov som skissert i RKSU (Elinett, 2022) og Prosess 21 (Prosess 21, 2021); 0,4 TWh i 2025 og 0,82 TWh i 2030.

Hydro Sunndal som største forbrukspunkt i Møre og Romsdal. Om vi ser på forbruket til Hydro har dette, som nevnt tidligere i rapporten, økt slik (2025-35 basert på prognoser, se kommentarkolonnen):

⁸¹ [Sunndal \(hydro.com\)](https://www.hydro.com)

⁸² [Forventer beslutning for anodefabrikk til sommeren](#)

Tabell 11-1: Utvikling i kraftforbruk ved Hydro Sunndal 1996-2021, og prognoser for perioden 2025-2035 (Kilder: RKSU 2011, RKSU 2016, RKSU 2018, RKSU 2022, Prosess21, M-2346)

År	Ca forbruk (TWh/år)	Kommentar
1996	2,00	
1999	3,00	
2008	6,00	
2010	5,00	
2016	6,00	
2021	6,18	
2025	6,58	anodeproduksjon krever 0,4 TWh (Prosess 21, 2021)
2030	7,00	Økt forbruk; (Elinett, 2022)
2035 (CCS/DAC)	8,50	Estimater for kraftforbruk ved CCS/DAC (Miljødirektoratet, 2022)

Prosessindustrien som sektor er den største forbrukeren av kraft i Norge, med 40 TWh/år (Prosess 21, 2021). Hydro Sunndal er det største enkeltstående forbrukspunktet av kraft i prosessindustrien⁸³ (Prosess 21, 2021) og det største forbrukspunktet i Midt-Norge (NO3). Anlegget på Sunndalsøra er det største utslippspunktet for CO₂ fra landbasert industri i Midt-Norge, og det sjette største utslippspunktet i Norge⁸⁴ (Miljødirektoratet, 2022). Anlegget har et kvotepliktig utslipp av om lag 684.000 tonn CO₂e/år (Miljødirektoratet, 2022). Aluminiumsproduksjonen fører også til PFK-utslipp. Hydro har som mål å redusere sine karbonutslipp med 30% innen 2030 og ha netto null utslipp av scope 1 og scope 2 innen 2050.⁸⁵

Hydro forsker på teknologi for bruk av elektrolyse med carbon looping/kloridelektrolyse som erstatter for dagens anodeteknologi. Teknologien HalZero⁸⁶ er basert på konvertering av alumina til aluminiumklorid (kloridelektrolyse), med mål om at Karbon og Klor holdes i lukkede kretsløp⁸⁷. CO₂ kan reduseres til CO og kan gjenbrukes i produksjonen (CCU), ved tilførsel av energi i form av elektrisitet eller Hydrogen (Prosess 21, 2021). Miljødirektoratets rapport «M-2346 Grønn omstilling Kilmatiltaksanalyse [...]» (Miljødirektoratet, 2022) antyder at Hydro vil bygge en industriell pilot med kapasitet på 50.000 tonn innen år 2030. Pilotanlegget for oppskalering av teknologien vil etter planene bli bygd i Porsgrunn. Teknologien er best tilpasset nye anlegg, og forfatterne har ikke funnet informasjon om at det planlegges å bygge et slikt anlegg på Sunndalsøra. Produksjon av aluminium med denne teknologien er anslått å ha 10-20 % høyere strømforbruk enn ved dagens produksjon og det anslås at et demonstrasjonsanlegg vil ha et strømforbruk på 0,7 TWh per år ifølge Miljødirektoratets forannevnte rapport (Miljødirektoratet, 2022).

Hydro har investert i CCS-selskapet Verdox som fanger CO₂ fra utslipp av avgasser fra aluminiumsproduksjon (CCS) og direkte fra luft (DAC) ved hjelp av en elektrisk prosess⁸⁸. Om DAC skriver Miljødirektoratet i rapport M-2346 «Grønn omstilling...» (Miljødirektoratet, 2022) at

⁸³ Side 42, figur 20 (Prosess 21, 2021)

⁸⁴ Kun Mongstad (1.994.000 tonn CO₂e/år), Hammerfest LNG (940.000 tonn CO₂e/år), Yara Porsgrunn (890.000 tonn CO₂e/år), Kårstø prosessanlegg (840.000 tonn CO₂e/år) og Norcem Brevik (760.000 tonn CO₂e/år) har større utslipp. Kilde: (Miljødirektoratet, 2022)

⁸⁵ [Tredje kvartal 2022: Godt posisjonert i et krevende marked \(hydro.com\)](https://www.hydro.com/nyheter/2022/tredje-kvartal-2022-godt-posisjonert-i-et-krevende-marked)

⁸⁶ [Enova støtter Hydros banebrytende teknologi for utslippsfri aluminium](https://www.hydro.com/nyheter/2022/enoa-stotter-hydros-banebrytende-teknologi-for-utslippsfri-aluminium)

⁸⁷ [Hydro vil produsere første aluminium med nær null karbonutslipp i 2022](https://www.hydro.com/nyheter/2022/hydro-vil-produkere-første-aluminium-med-nær-null-karbonutslipp-i-2022)

⁸⁸ [Hydro invests in carbon capture company Verdox to eliminate emissions from aluminium production](https://www.hydro.com/nyheter/2022/hydro-invests-in-carbon-capture-company-verdox-to-eliminate-emissions-from-aluminium-production)

å fange ett tonn CO₂ med et av de to DAC konseptene som har kommet lengst ser ut til å kreve mellom 1,5 og 2,6 MWh/tonn CO₂e⁸⁹, og at 75 til 100 prosent av dette er varmebehov. I sin analyse har Miljødirektoratet lagt til grunn at det brukes 2,2 MWh elektrisk kraft per fanget tonn CO₂ inkludert kompresjon, i et system optimalisert med varmpumper. For Hydro Sunndal vil dette tilsvare 1,5 TWh/år i økt forbruk. Sammenlagt med økningen i forbruk til 7 TWh/år frem til 2030, vil dette gi et kraftbehov på 8,5 TWh/år⁹⁰. (Miljødirektoratet, 2022).

Langsiktige rammevilkår som tilgang til fornybar kraft og CO₂-kompensasjonsordningen er forutsetninger for at Hydro skal foreta investeringer og utvikling i norsk industri.

TJELBERGODDEN METANOLFABRIKK

På Tjeldbergodden driver Equinor petrokjemisk fremstilling av metanol. Metanolfabrikken på Tjeldbergodden er Nord-Europas største og produserer 638.000 tonn metanol pr år, samt 313.000 tonn Oksygen. For metanol utgjør produksjonen ved Tjeldbergodden om lag 25 % av den samlede europeiske metanolproduksjonen.

Anlegget på Tjeldbergodden slipper normalt ut 266.000 tonn CO₂e/år, og har et årlig strømforbruk på 0,24 TWh. Miljødirektoratets studie i M-2346 «Grønn omstilling – Klimatiltaksanalyse.» (Miljødirektoratet, 2022) legger til grunn at fullelektrifisering av reformere vil kreve **180 MW** effekt og et økt kraftforbruk på 1,5 TWh/år. Dersom vi legger til grunn et kraftforbruk for fangst av CO₂ som for øvrig petrokjemisk industri⁹¹ vil det kreve **1,2-1,8 TWh/år** for å fange 266.000 tonn CO₂e/år ved CCS.

NYHAMNA GASSPROSESSERINGSANLEGG

Nyhamna gassprosesseringsanlegg mottar gass-strømmen fra Ormen Lange og forbehandlet naturgass fra Aasta Hansteen i Norskehavet. Anlegget vil ta imot naturgass fra Dvalin-feltet og mulige framtidige utbygginger i Norskehavet. På Nyhamna-anlegget separeres naturgass og væskeprodukter, og naturgassen transporteres til Storbritannia via rørledning. Nyhamna driftes med elektrisitet fra transmisjonsnettet, mens varmebehovet dekkes av gassfyrte kjeler. Anlegget har et kraftforbruk på 1,69 TWh/år, og utslippet fra de gassfyrte kjelene er på 27.000 tonn CO₂e/år. Legges det til grunn karbonfangst av denne mengden utslipp vil dette, basert på beregningsforutsetningene fra M-2346, kreve 0,15 TWh/år.

Nyhamna er også mulig knutepunkt for gasstransport fra Barentshavet sør - i alternativ 2 og 3 i Gasscos utredning er det åpnet både for å koble til Barentshavet syd til allerede eksisterende infrastruktur i Norskehavet og å bygge en ny gassrørledning. Det er ett av flere alternativ å bygge infrastruktur fra Melkøya til Polarled for videre transport til Nyhamna (DPCU-alternativet) (GASSCO, 2023)

Aker Horizons, Norske Shell og Cape Omega utvikler en storskala fabrikk for produksjon av blått Hydrogen på Nyhamna⁹² innen 2028. Blått Hydrogen er planlagt fremstilt med naturgass fra

⁸⁹ Side 136 «M-2346 Grønn omstilling...»: Klimatiltaksanalyse for petroleum, industri og energiforsyning: Gassnova; 0,45 TWh elektrisk kraft og 0,85 TWh varme per million tonn CO₂ som blir fanget, transportert og lagret (som gir behov for Hydro 0,88 TWh og TBO 0,34 TWh) Kilde: (Miljødirektoratet, 2022)

⁹⁰ side 91 M-2346, Grønn omstilling: Klimatiltaksanalyse for petroleum, industri og energiforsyning. Kilde: (Miljødirektoratet, 2022)

⁹¹ Antagelser om kraftforbruk ved INEOS og INOVYNs anlegg, se Side 26 i «M-2346 Grønn omstilling: Klimatiltaksanalyse for petroleum, industri og energiforsyning» Kilde: (Miljødirektoratet, 2022)

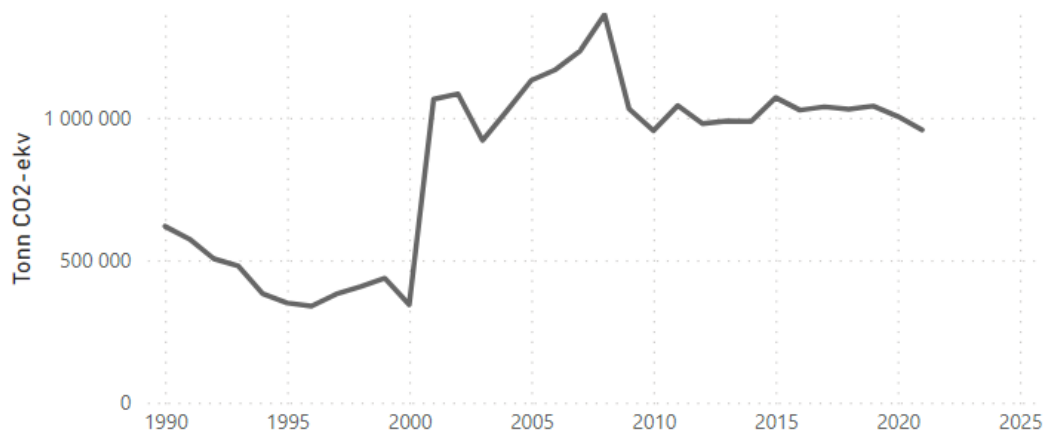
⁹² <https://akerhorizons.com/what-we-do/aukra/>

Ormen Lange kombinert med elektrisitet fra nettet, initiativet legger til grunn å utnytte 250 MW ledig kapasitet i transmisjonsnettet. Aktørene legger til grunn produksjon med en kapasitet på 2500 MW og 1200 tonn/døgn i endelig situasjon.

Det produseres altså blått Hydrogen, det vil si at karbonutslippene fra produksjonen fanges og lagres (CCS). Med en kontinuerlig produksjon på 8760 brukstimer og effektforbruk på 250 MW vil kraftbehovet fra nettet tilsvare 2,1 TWh/år for fjerning av karbon fra Hydrogenproduksjonen.

Norge og Tyskland utreder en rørledning for transport av Hydrogen fra Norge til det europeiske kontinentet. For å realisere produksjon av blått Hydrogen på Nyhamna med effektiv distribusjon må denne rørledningen ikke stoppe på Kårstø, men gå hele veien til Aukra⁹³.

Utslipp til luft fra landbasert industri i M&R 1990-2021



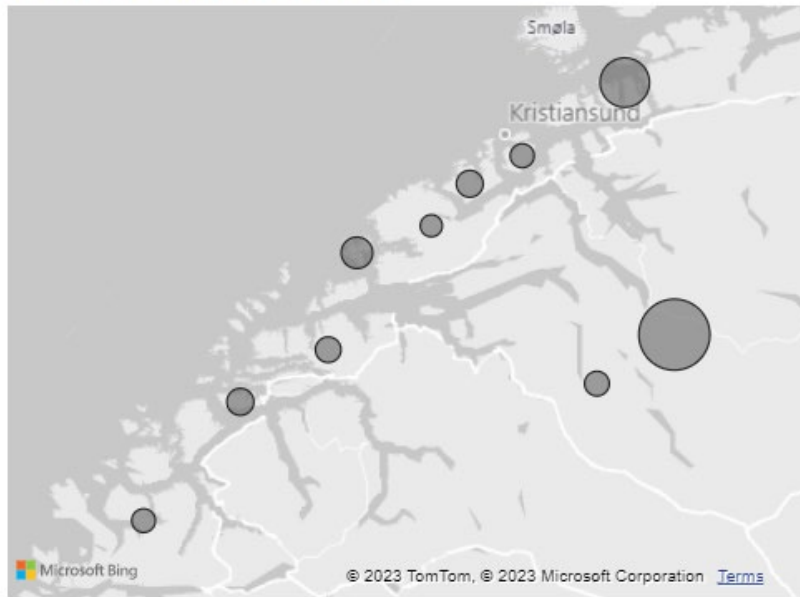
Kilde: Miljødirektoratet, 2022

Anleggsnavn	Kommune	Utslipp (tonn CO2-ekv) 2021	Andel
Hydro aluminium sunndal	Sunndal	683 693	71,41%
Tjeldbergodden metanolfabrikk	Aure	217 216	22,69%
Nyhamna prosessanlegg	Aukra	28 213	2,95%
Vedde	Sula	8 748	0,91%
Skretting fôrfabrikk, averøy	Averøy	8 112	0,85%
Epax norway as, avd ålesund	Ålesund	3 120	0,33%
Real alloy norway as aluminium recycling, rød	Molde	3 009	0,31%
Tine sa avd ålesund	Ålesund	1 800	0,19%
Sibelco nordic as, avd åheim	Vanylven	1 518	0,16%
Algea as	Kristiansund	1 492	0,16%
Gc rieber vivomega as fabrikk 1000	Kristiansund	319	0,03%
Tine meieriet elnesvågen	Hustadvika	138	0,01%
Fortuna oils as	Kristiansund	48	0,01%
Brødr. sunde avd. ålesund	Ålesund	2	0,00%
Totalt		957 428	100,00%

Kilde: Miljødirektoratet

⁹³ <https://www.nrk.no/mr/planar-om-hydrogenfabrikk-1.16347382>

Utslipp til luft (tonn CO2-ekv) 2021 fra landbasert industri i Møre og Romsdal



Kilde: Miljødirektoratet

Statnett - Forbruksutvikling i Norge 2022-2050 – delrapport til langsiktig Markedsanalyse Del 1, Viktige faktorer for forbruksutviklingen, slide 17 (Statnett, 2023)

Del 1: Viktige faktorer for forbruksutviklingen

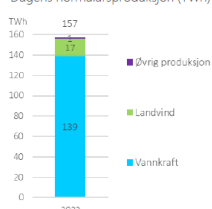
Flytende havvind er avgjørende for de høye scenarioene

Vi legger til grunn en del utbygging av vannkraft og relativt mye solkraft i Norge i våre oppdaterte prognoser for LMA 2022-50. Det kan også bli noe mer vindkraft på land. I sum dekker dette omtrent halvparten av behovet for ny produksjon i vår nye basisprognose for norsk forbruk. Den andre halvdel legger vi til grunn at kommer fra havvind – som er den teknologien som kan gi de klart største volumene ny produksjon. I våre to høyeste scenarier er konkurransedyktig havvind avgjørende.

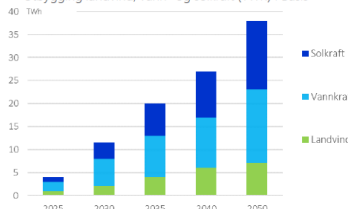
Norge har en målsetning om å åpne områder for en mulig utbygging av 30 GW havvind. En del av dette kan bygges som bunnfaste installasjoner, til relativt konkurransedyktige kostnader allerede i dag. Få områder med tilstrekkelig grunt vann gjør imidlertid at en utbygging utover anslagsvis 8-10 GW trolig må bygges ut som flytende havvind, men her er det stor usikkerhet*. Og for flytende havvind gjenstår det mye mer teknologutvikling og industrialisering før man eventuelt klarer å få ned kostnadene til et konkurransedyktig nivå.

En del havvind kan trolig bygges med en viss støtte, og norske myndigheter vurderer nå bruk av CFD kontrakter. En storstilt utbygging av havvind i Norge må imidlertid være basert på lønnsomhet uten vesentlige støtteordninger. Kostnadsutviklingen for flytende havvind, relativt til andre produksjonsteknologier i Europa, blir derfor en viktig faktor for forbruksutviklingen. Hvis kostnadene faller til et tilstrekkelig lavt nivå, kan store mengder flytende havvind gi en mye større forbruksvekst i form av økt industriproduksjon og grønt hydrogen. Dette illustrerer vi i våre to høyeste forbruksscenarioer der det høyeste har 30 GW havvind.

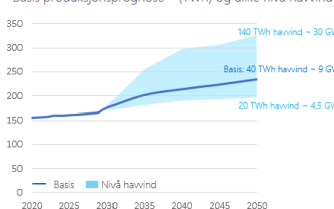
Dagens normalårsproduksjon (TWh)



Utbygging landvind, vann- og solkraft (TWh) i Basis**



Basis produksjonsprognose** (TWh) og ulike nivå havvind



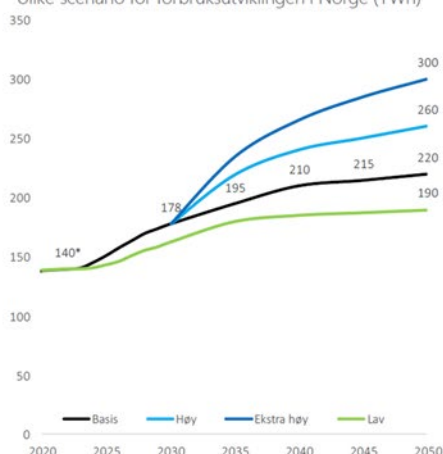
*Særlige Nordtjø er antydnet å kunne gi 6-9 GW om alt blir fullt utnyttet. Hvis flere områder åpnes kan det bli mer.
** Enhetshold om mindre i størrelsen i millioner av kilowatt i LMA 2022

Statnett - Forbruksutvikling i Norge 2022-2050 – delrapport til langsiktig Markedsanalyse Del 1, Viktige faktorer for forbruksutviklingen, slide 31 (Statnett, 2023)

Del 3: Scenarier for forbruksutviklingen

Stor vekst i kraftforbruket i alle våre scenarier

Ulike scenario for forbruksutviklingen i Norge (TWh)



Basisscenarioet – balansert utvikling mot nullutslipp og industrivekst

- Bunnfast og flytende havvind blir realisert og dekker forbruksveksten sammen med sol og vannkraft
- ENØK realiseres tilsvarende myndighetenes mål
- Energiomstillingen gir en del nytt forbruk innenfor alle forbrukskategorier
- Blått hydrogen og import av hydrogenbaserte drivstoff dekker noe av behovet

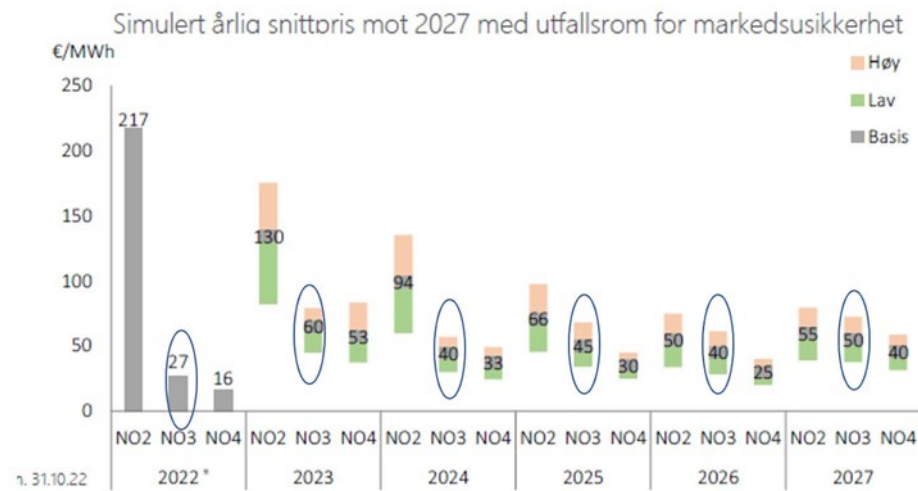
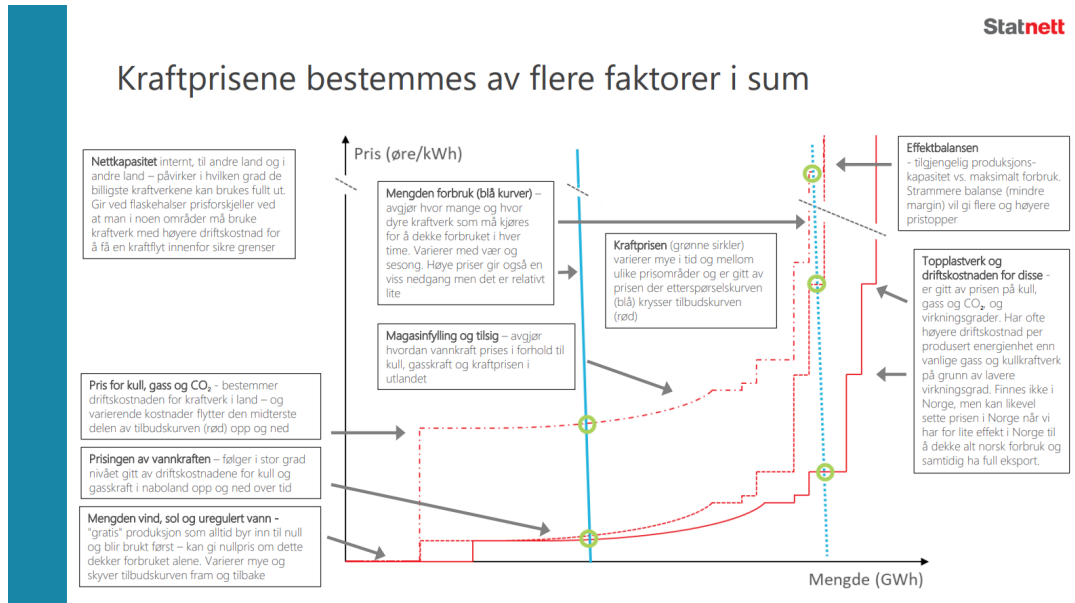
Høyscenarioene – kraftig forbruksvekst drevet av veldig mye flytende havvind

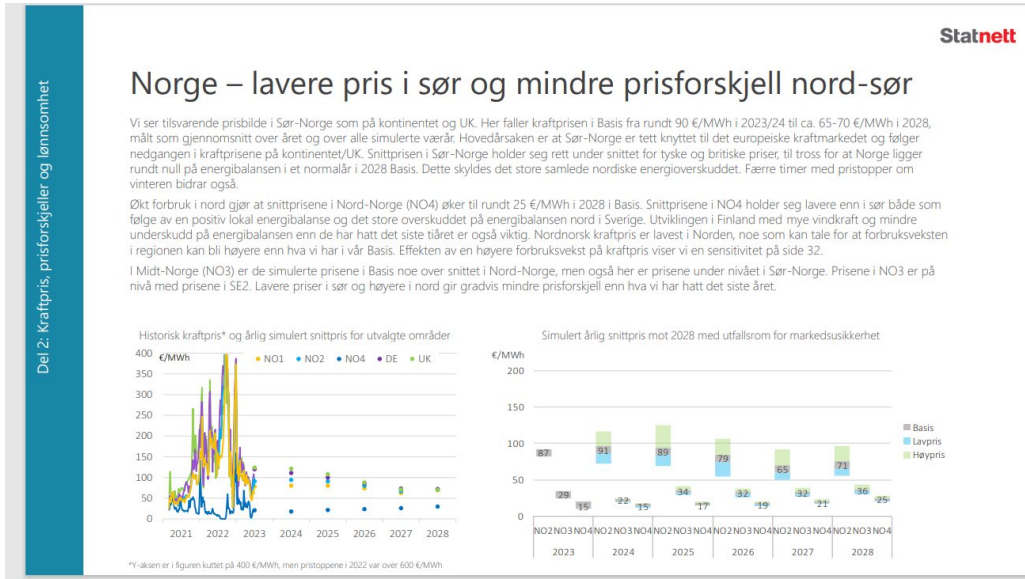
- Mye ny havvindproduksjon gir grunnlag for svært høy forbruksvekst
- Rikelig med kraft gjør det lettere å få til energiomstillingen
- Høyere befolkningsvekst gir økning i alminnelig forbruk
- Norge produserer og eksporterer mye hydrogen til Europa

Lavscenariet – knapphet på kraft og mer styrt forbruksutvikling

- Vindkraft (hav- og landvind) kommer i et begrenset volum
- Massiv satsning på energisparing (ENØK)
- Lite elektrifisering av petroleum og ingen nye lete- og utvinningstillatelser
- Prioritering av aktørene som skal kutte utslipp på bekostning av nytt forbruk

Kraftprisene bestemmes av flere faktorer i sum

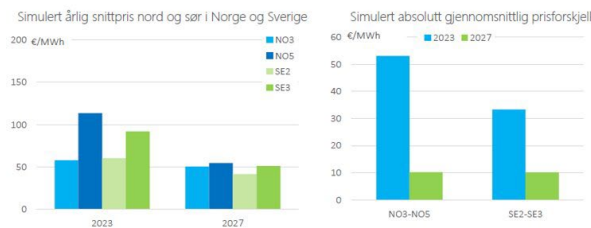




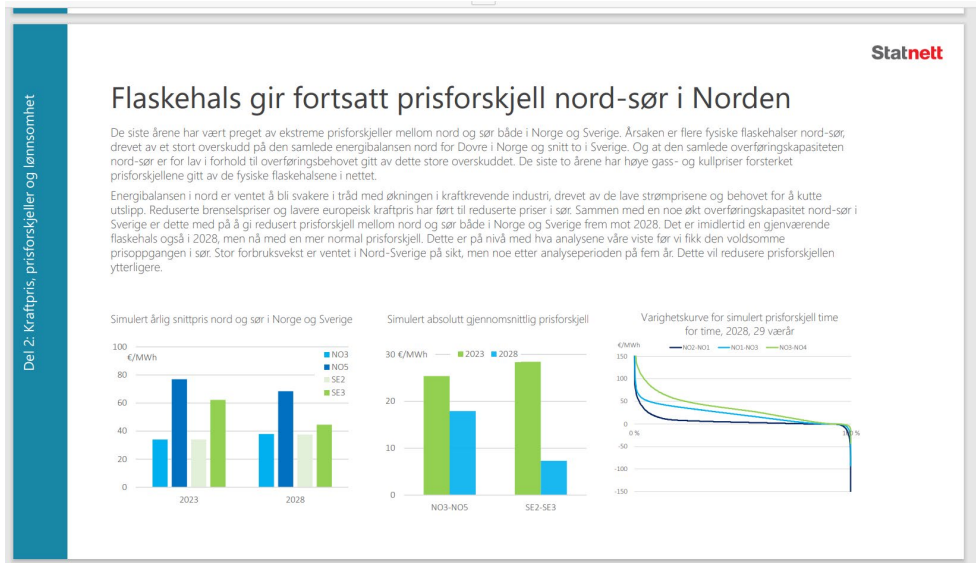
Flaskehals gir fortsatt prisforskjell nord-sør

Det har det siste året vært en ekstremt stor prisforskjell nord og sør for Dovre i Norge og Snitt 2 i Sverige. Årsaken er for det første at det har vært en stor fysisk flaskehals nord-sør drevet av stadig større overskudd på energibalansen i nord og midt – som i år har blitt ekstra stort som følge av mye tilsig – og at det har vært nedsatt overføringskapasitet i Sverige i mye av tiden. Dette har gitt lave priser i Nord og Midt-Norge, samt i de to nordligste prisområdene i Sverige. I sør har derimot høye europeiske priser – og lavt tilsig i Sør-Norge – gitt ekstraordinært høye priser.

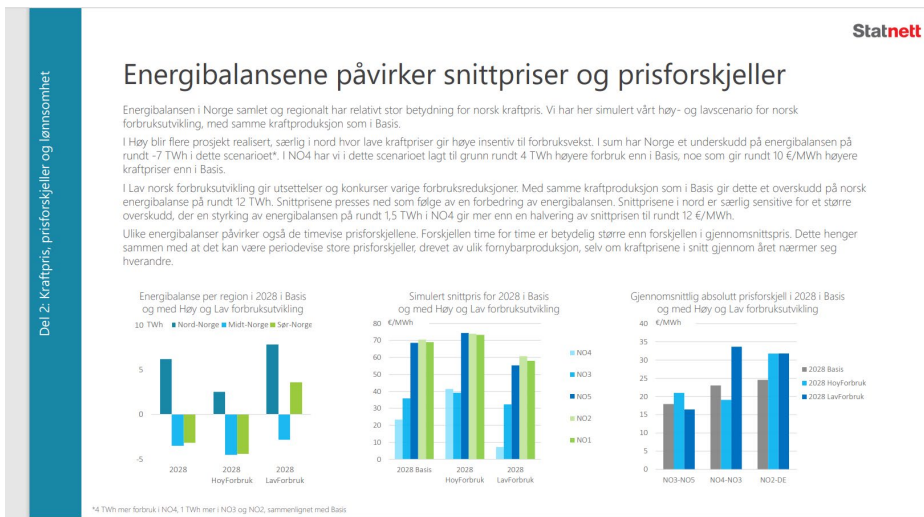
Til 2027 reduseres prisforskjellene kraftig. Noe av årsaken er høyere overføringskapasitet nord-sør i Sverige og til dels i Norge, men det viktigste er lavere priser på gass og kull, og dermed lavere kraftpriser i sør. Det er imidlertid en gjenværende flaskehals også i 2027, men nå med en mer normal prisforskjell på nivå med hva analysene våre viste før vi fikk den voldsomme prisoppgangen i sør som vi har sett det siste året.



Statnett - Kortsiktig markedsanalyse 2023-28, slide 33 (Statnett, 2023)



Statnett - Kortsiktig markedsanalyse 2023-28, slide 34 (Statnett, 2023)



REFERANSER

- Aker Horizons. (2023). *Aker Horizons. What we do*. Hentet fra akerhorizons.com:
<https://akerhorizons.com/what-we-do/aukra/>
- Andersen, S., Bøhren, Ø., Egaas, E., Furu, N., & al., e. (1974). *Atomkraftverk i Agdenes. Vurdering av ulike konsekvenser*. Univertitetet i Trondheim. KOMMIT Miljøvernstudium. Hentet fra <https://www.nb.no/items/b1714fc37e264a25f459631dff66eb7a?page=0&searchText=kjernekraft%20agdenes>
- COWI ; IFE. (2023). *Utredning solenergi Smøla*. Hentet fra <https://mrfylke.no/content/download/27693/279314?version=1>
- Elinett. (2022). *Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal. Hovedrapport*. Hentet fra https://www.elinett.no/resources/uploads/images/Dokumenter/KSU2022_Hovedrapport_220624.pdf
- Fiskebåt. (2023). Fiskebåt ber om et møte vedrørende søknad om testområde for flytende havvindpark.. Hentet fra Brev til Olje- og energidepartementet
- Flotve, B., & Farstad, E. (2022). *Transportytelser i Norge 1946-2021. TØI rapport 1929/2022*. Transportøkonomisk institutt. Hentet fra <https://www.toi.no/getfile.php?mmfileid=74610>
- GASSCO. (2023). *Vurdering av gasstransportløsninger fra Barentshavet Sør*. Hentet fra <https://gassco.eu/wp-content/uploads/2023/04/2023-barentshavet-vurderinger-og-observasjoner.pdf>
- Gassnova. (2022). *CCU som klimatiltak - innledende drøfting*. Hentet fra <https://gassnova.no/app/uploads/2022/09/CCU-som-klimatiltak-%E2%80%93-innledende-drofting.pdf>
- IAEA. (2022). *Near term and promising long term options for the deployment of Thorium based nuclear energy. Final report of a coordinated research project*. International Atomic Energy Agency.
- IEA. (2019). *The role of CO2 storage*. Hentet fra <https://www.iea.org/reports/the-role-of-co2-storage>
- IEA. (2021). *About CCUS*. Hentet fra <https://www.iea.org/reports/about-ccus>
- IEA. (2023). *Net zero roadmap. A global pathway to keep the 1.5 °C goal in reach. 2023 update*. Hentet fra https://iea.blob.core.windows.net/assets/6d4dda5b-be1b-4011-9dad-49c56cdf69d1/NetZeroRoadmap_AGlobalPathwaytoKeepthe1.5CGoalinReach-2023Update.pdf
- IMO. (2023). *2023 IMO STRATEGY ON REDUCTION OF GHG EMISSIONS FROM SHIPS (7 JULY 2023)*. International maritime organization. Hentet fra https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/MediaCentre/PressBriefings/Documents/2023%20Strategy%20on%20Reduction%20of%20GHG%20emissions%20from%20ships%20as%20adopted%20subject%20to%20any%20final%20editorials_.pdf

- International Aluminium Institute. (2022). *Opportunities for aluminium in a post-covid economy*. CRU International. Hentet fra <https://international-aluminium.org/wp-content/uploads/2022/03/CRU-Opportunities-for-aluminium-in-a-post-Covid-economy-Report.pdf>
- Istad Nett AS. (2011). *Kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2011. Hovedrapport*. Hentet fra <https://www.yumpu.com/no/document/view/18349433/kraftsystemutredning-for-mre-og-romsdal-istad-nett-as/3>
- Istad Nett AS. (2016). *Kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2016. Hovedrapport*.
- Istad Nett AS. (2016). *Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal. Hovedrapport*.
- Istad Nett AS. (2018). *Kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2018. Hovedrapport*. Hentet fra <https://docslib.org/doc/2938559/kraftsystemutredning-for-m%C3%B8re-og-romsdal-hovedrapport>
- Lous, K. A. (2007). *Et anstrengt kraftmarked i Møre og Romsdal. Hva er problemet og hvordan vil markedet fungere? Rapport 2007/39*. Statistisk sentralbyrå. Hentet fra https://www.ssb.no/emner/01/03/10/rapp_200739/rapp_200739.pdf
- Løvås, G. (2023). *Sommeren 2023 gir syv lærdommer for det norske kraftsystemet*. Hentet fra <https://www.dn.no/innlegg/kraftmarkedet/solenergi/vindkraft/sommeren-2023-gir-syv-lardommer-for-det-norske-kraftsystemet/2-1-1503272>
- M., N., & Maass, C. (2022). *Kraftbehov til transport: Nullutslippsscenarioer for 2050, M-2383*. Miljødirektoratet. Hentet fra <https://www.miljodirektoratet.no/publikasjoner/2022/november/kraftbehov-til-transport-nullutslippsscenarioer-for-2050/>
- Menon. (2020). *Omstillingsbehov i Møre og Romsdal, Rapport 148/2020*. Rapport.
- Menon. (2023). *Eksportmeldingen 2023, Menon publikasjon nr 79/2023*. Hentet fra <https://www.menon.no/wp-content/uploads/2023-79-Eksportmeldingen-2023-1.pdf>
- Miljødirektoratet. (2022). *Grønn Omstilling: Klimatiltaksanalyse for petroleum, industri og energiforsyning, Rapport M-2346*. Hentet fra <https://www.miljodirektoratet.no/publikasjoner/2022/september/gronn-omstilling-klimatiltaksanalyse>
- Miljødirektoratet. (2023). *CO2-kompensasjon*. Hentet fra <https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/co2-kompensasjon/>
- Miljødirektoratet. (2023). *Industriell karbonfjerning - potensial, kostnader og mulige virkemidler*. Hentet fra <https://www.miljodirektoratet.no/aktuelt/fagmeldinger/2023/mars-2023/industrien-kan-fjerne-co2-med-virkemidler/>
- Miljødirektoratet. (2023). *Klimatiltak i Norge mot 2030: Oppdatert kunnskapsgrunnlag om utslippsreduksjonspotensial, barrierer og mulige virkemidler, Rapport M-2539*. Hentet fra <https://www.miljodirektoratet.no/publikasjoner/2023/juni-2023/klimatiltak-i-norge-mot-2030/>
- Miljødirektoratet. (2023). *Norges 24 klima- og miljømål - resultatområde 5. Klima*. Hentet fra <https://miljostatus.miljodirektoratet.no/miljomal/miljomaal/>

- Miljødirektoratet. (2023). *Presentasjon 020623 - Klimatitak i Norge mot 2030*. Hentet fra <https://www.miljodirektoratet.no/sharepoint/downloaditem/?id=01FM3LD2Q34OZBT7XH3BBZCDD7WTUM23JT>
- Multiconsult. (2022). *Teknisk potensial for solkraft i Møre og Romsdal*. Multiconsult. Hentet fra <https://mrfylke.no/content/download/26938/273755?version=2>
- Møre og Romsdal fylkeskommune. (2020). *Planprogram Regional planstrategi og Fylkesplan for Møre og Romsdal 2020-2024*. Hentet fra <https://mrfylke.no/content/download/6813/91646?version=1>
- Møre og Romsdal fylkeskommune. (2021). *Fylkesplan 2021 - 2024*. Hentet fra <https://mrfylke.no/content/download/6812/91643?version=1>
- Møre og Romsdal Fylkeskommune. (2021). *Kunnskapsgrunnlag til Regional planstrategi og fylkesplan 2021-2024*. Hentet fra <https://mrfylke.no/content/download/6812/91643?version=1>
- Møre og Romsdal Fylkeskommune. (2022). *Fylkesstrategi ifor miljø, klima og energi 2023-2026 - UTKAST*. Hentet fra <https://mrfylke.no/content/download/26090/267539?version=1>
- Møre og Romsdal Fylkeskommune. (2023). *Fylkesstrategi for miljø, klima og energi 2023-2026*. Møre og Romsdal Fylkeskommune.
- Møre og Romsdal fylkeskommune. (2023). *saksframlegg Orientering CO2 utslepp FRAM 2019 - 2025*. Samferdselsutvalet MRFK. Hentet fra <https://mrflk.innsynsportal.no/application/getMoteDokument?dokid=1002471578>
- Norges Fiskarlag. (2023). Søknad om "testanlegg" for havvind nordvest av Mørebankene -. Hentet fra Brev til Olje- og Energidepartementet
- NOU 2022:6. (2022). *Nett i tide - om utvikling av strømmettet - Strømnettutvalgets rapport*. Hentet fra <https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/om-strompriser/fakta-om-prisomrader/>
- NOU 2023:3. (2023). *Mer av alt - raskere - Energikommisjonens rapport*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2023-3/id2961311/?ch=1>
- NTNU; SINTEF. (2023). Nordsjøen som plattform for grønn omstilling. Hentet fra https://www.ntnu.no/documents/1276519421/1279270617/Arendalsrapport+2021_lr.pdf/010ed760-baac-d54e-a310-366566a8b555?t=1628663908643
- NVE. (2012). *Havvind - strategisk konsekvensutredning*. Hentet fra https://publikasjoner.nve.no/rapport/2012/rapport2012_47.pdf
- NVE. (2020). *Elektrifisering av landbaserte industrianlegg i Norge*. Hentet fra https://publikasjoner.nve.no/rapport/2020/rapport2020_18.pdf
- NVE. (2020). *Elektrifiseringstiltak i Norge*. Hentet fra https://publikasjoner.nve.no/rapport/2020/rapport2020_36.pdf
- NVE. (2021). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021 - 2040 forsterket klimapolitikk påvirker kraftprisene*. Hentet fra https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021_29.pdf

- NVE. (2021). *NVE (2021), Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021 – 2040: Forsterket klimapolitikk påvirker kraftprisene*. Hentet fra https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021_29.pdf
- NVE. (2022). *Høringsinnspill til identifisering av nye områder for fornybar energiproduksjon til havs*.
- NVE. (2022). *Svært anstrengte kraftsituasjoner*. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/kraftsrasjonering/svaert-anstrengte-kraftsituasjoner/>
- NVE. (2022). *Vurdering av forsyningssikkerhet*. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/nett/kraftsystemutredninger/veiledningsmateriale/vurdering-av-forsyningssikkerhet/>
- NVE. (2023). *Data for utbygde vindkraftverk i Norge*. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/data-for-utbygde-vindkraftverk-i-norge/>
- NVE. (2023). *Identifisering av utredningsområder for havvind*. Hentet fra <https://veiledere.nve.no/havvind/identifisering-av-utredningsomrader-for-havvind/nye-omrader-for-havvind>
- NVE. (2023). *Identifisering av utredningsområder for havvind - Nordvest C*. Hentet fra <https://veiledere.nve.no/havvind/identifisering-av-utredningsomrader-for-havvind/nye-omrader-for-havvind/nordvest-c/>
- NVE. (2023). *Kostnader for kraftproduksjon*. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/>
- NVE. (2023). *Magasinfyllingsstatistikk*. Hentet fra Kilde: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/magasinstatistikk>
- NVE. (2023). *NVE Atlas*. Hentet fra <https://atlas.nve.no/Html5Viewer/index.html?viewer=nveatlas>
- NVE. (2023). *Sammenhengen mellom kraftbalanse og kraftpris*. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kraftbalanse-og-kraftpris/#:~:text=Analysene%20v%C3%A5re%20viser%20en%20klar%20sammenheng%20mellom%20kraftbalansen,v%C3%A6re%20lavere%20enn%20prisene%20i%20Tyskland%20og%20Storbritannia.>
- NVE. (2023). *Status for ny vannkraftproduksjon*. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/vannkraft/status-for-ny-vannkraftproduksjon/>
- NVE. (2023). *Termiske kraftverk i Norge*. Hentet fra <https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.nve.no%2Fmedia%2F14895%2Ftermiske-kraftverk-i-norge-2022.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK>
- NVE. (2023). *Tilknytningsplikt*. Hentet fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettilknytning/tilknytningsplikt/>

- NVE. (2023). *Vannkraftdatabase*. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/vannkraft/vannkraftdatabase/>
- OECD NEA. (2023). *Small modular reactors: challenges and opportunities*. Hentet fra https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_57979/small-modular-reactors-challenges-and-opportunities?details=true
- Oslo Economics; Greensight; SINTEF. (2023). *Sammenhengende verdikjeder for hydrogen, OE-rapport 2023-35*. Olje- og Energidepartementet. Oslo Economics. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/4e559e44877c4809a6ed6165b8cedcaf/verdikjeder-for-hydrogen.pdf>
- Palm, Hareide, Jong, d., Tenningen, & Dankel. (2023). *Kunnskapsinnhenting for sameksistens mellom fiskeri og havvindsnæring*. Havforskningsinstituttet. Hentet fra Ut fra vitenskapelig baserte miljøovervåkningsprogram, bør det identifiseres og kartlegges mulige risiko og konsekvenser for blant annet fisk og sjøpattedyr knyttet til en realisering. Slike krav kan stilles i utredningprogram for utbyggingen ved konsesjo
- Prosess 21. (2020). *Prosess21 CO2-håndteringsrapport*. Hentet fra https://www.prosess21.no/contentassets/39713b28868a41858fc2c8a5ff347c0b/prosess21_co2-handteringsrapport_def_091120.pdf
- Prosess 21. (2021). *Prosess 21 Hovedrapport*. Hentet fra https://www.prosess21.no/contentassets/795fa8a170b24cac98c82e075ba0b695/prosess21_rapport_hovedrapport_web_oppdatert_060821.pdf
- Prosess21. (2020). *Kraftmarkedet Prosess21 Ekspertgrupperapport*. Hentet fra https://www.prosess21.no/contentassets/39713b28868a41858fc2c8a5ff347c0b/nf_prosess21_ekspertgrupperapport_kraftmarkedet_def_131020.pdf
- Regjeringen. (2021). *Strategi for småbyer og større tettsteder som regionale kraftsentre*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/e381f14df70942d085ee2c40d0cf05b1/no/pdfs/strategi-for-smabyer.pdf>
- Regjeringen. (2022). Olje- og energidepartementet. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/globalassets/departementene/oed/ingrid/regjeringens-handlingsplan-for-raskere-nettutbygging-og-bedre-utnyttelse-av-nettet.pdf>
- Regjeringen. (2022). *Det globale Kunming-Montreal-rammeverket for naturmangfold - CBD COP15/4 Kunming-Montreal Global Biodiversity*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/globalassets/departementene/kld/aktuelt/2023/norsk-oversettelse-av-kunming-montreal-global-biodiversity-framework.pdf>
- Regjeringen. (2022). *Energikommisjonens Mandat*. Hentet fra <https://energikommisjon.no/mandat/>
- Regjeringen. (2022). *Karbonprisbaner for bruk i samfunnsøkonomiske analyser*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/statlig-okonomistyring/karbonprisbaner-for-bruk-i-samfunnsokonomiske-analyser/id2878113/>
- Regjeringen. (2022). *Regjeringens klimastatus og plan - særskilt vedlegg til Prop. 1 S (2022-23)*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/regjeringens-klimastatus-og-plan/id2931051/?ch=1>

- Regjeringen. (2022). *Veikart for grønt industriløft*. Nærings- og fiskeridepartementet. Hentet fra https://www.regjeringen.no/contentassets/1c3d3319e6a946f2b57633c0c5fcc25b/veikart_skisse_uu_ja.pdf
- Regjeringen. (2023). *Grønn bok. Regjeringas klimastatus og -plan. Særskilt vedlegg til Prop. 1 S (2023-2024)*. Klima- og miljødepartementet. Hentet fra https://www.regjeringen.no/contentassets/28965e11d8044ceb94d0f958b8a45869/nn-no/pdfs/regjeringas_klimastatus_og_-plan.pdf
- Regjeringen. (2023). *Meld. St. 1 (2022-23) - Nasjonalbudsjettet 2023*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/85ceadfcd04b4f23b291223280efc83f/no/pdfs/stm202220230001000dddpdfs.pdf>
- Regjeringen. (2023). *Regjeringens handlingsplan for raskere nettutbygging og bedre utnyttelse av nettet*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/globalassets/departementene/oed/ingrid/regjeringens-handlingsplan-for-raskere-nettutbygging-og-bedre-utnyttelse-av-nettet.pdf>
- RME. (2022). *Driften av kraftsystemet 2021*. Reguleringsmyndigheten for energi. Hentet fra https://publikasjoner.nve.no/rme_rapport/2022/rme_rapport2022_03.pdf
- Sandsmark, M., & Hervik, A. (2006). *Regionale kraftutfordringer. Kraftkrevende industri mot strømmen i Midt-Norge, Rapport 0612*. Molde: Høgskolen i Molde/Møreforskning.
- Sandsmark, M., & Hervik, A. (2007). *Vilkårene for kraftkrevende industri i Midt-Norge - endrede markedsforhold og reguleringsregimer. Rapport 0717*. Molde: Høgskolen i Molde/Møreforskning.
- Sandsmark, M., & Hervik, A. (2007). *Vilkårene for kraftkrevende industri i Midt-Norge. Endrede markedsforhold og reguleringsregimer*. Møreforskning Molde AS.
- Sandsmark, M., & Hervik, A. (2008). *Investeringer i kraftmarkedet - Muligheter og utfordringer for Midt-Norge, Rapport 0809*. Molde: Møreforskning. Hentet fra https://www.moreforsk.no/download.aspx?object_id=upload_images/10FE7AC28F8C4924A7B42E4C30E579CB.pdf
- Statnett. (2015). *Konseptvalgutredning - Bedre leveringspålitelighet i kraftforsyningen til Nyhamna*. Hentet fra <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/konseptvalgutredning-nyhamna.pdf>
- Statnett. (2016). *www.statnett.no*. Hentet fra Ørskog-Sogndal - det største kraftprosjektet i Noreg er ferdig bygd: <https://www.statnett.no/vare-prosjekter/region-midt/orskog-sogndal/nyheter/det-storste-kraftleidningsprosjektet-i-noreg-er-ferdig-bygd-og-sett-i-drift/>
- Statnett. (2022). *Knapphet på energi og effekt om få år*. Hentet fra https://defo.s3.amazonaws.com/filer_public/5b/8e/5b8e89ed-9325-4f2b-bf46-0abc769a9942/22_00531-4_brev_fra_statnett_sf_om_knapphet_pa_energi_og_effekt_om_fa_ar_788614_1_1.pdf
- Statnett. (2022). *Konseptvalgutredning - Tilrettelegging for forbruksvekst i Nordmøre og Romsdal*. Hentet fra <https://www.statnett.no/globalassets/her-er-vare-prosjekter/region-midt/isfjorden-fannefjorden-istad/hovedrapport-kvu-nordmore-og-romsdal.pdf>

- Statnett. (2022). *Kortsiktig markedsanalyse 2022-27*. Oslo: Statnett. Hentet fra <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/kma2022-2027.pdf>
- Statnett. (2022). Tilrettelegging for forbruksvekst i Nordmøre og Romsdal - Dialogmøte KVV Nordmøre og Romsdal 06.01.2022. Hentet fra <https://www.statnett.no/contentassets/e6fe05753f034ab4a39c5817f63ca423/6.jan-2022-presentasjon---konseptvalgutredning-nordmore-og-romsdal.pdf>
- Statnett. (2023). *420 kV Isfjorden-Fannefjorden, Fannefjorden transformatorstasjon og Isfjorden koblingsstasjon*. Hentet fra <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonsaker/konsesjonsak?id=16100&type=A-1>
- Statnett. (2023). *Derfor har vi prisområder*. Hentet fra <https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/om-strompriser/fakta-om-prisomrader/>
- Statnett. (2023). *Forbruksutvikling i Norge 2022 - 2050 - delrapport til LMA 2022 - 2050*. Hentet fra <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/forbruksutvikling-i-norge-2022-2050---delrapport-til-lma-2022-2050.pdf>
- Statnett. (2023). *Kortsiktig markedsanalyse 2023-2028*. Hentet fra <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/kma/kortsiktig-markedsanalyse-kma-2023-2028.pdf>
- Statnett. (2023). *Langsiktig markedsanalyse 2022-2050*. Hentet fra <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-2022-2050.pdf>
- Statnett. (2023). *Melding Isfjorden Fannefjorden (Istad) - Ny transformatorstasjon, Ny koblingsstasjon, Ny 420 kV ledning*. Hentet fra <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonsaker/konsesjonsak?id=16100&type=A-1>
- Statnett. (2023). *Områdeplan Midt - Trøndelag, Romsdal og Nordmøre*. Oslo: Statnett.
- Statnett. (2023). *Statistikk og informasjon om tilknytningssaker i transmisjonsnett*. Hentet fra <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/nettkapasitet-til-produksjon-og-forbruk/foresporsler-og-reservasjon-i-nettet/#forside>
- Statnett. (2023). *Tilknytning av nye havvindområder*. Hentet fra <https://www.statnett.no/contentassets/07dc86f4970145ffaf0b7e5ff2d86d43/tilknytning-av-nye-havvindomrader-til-land---rapport-til-nve.pdf>
- Stortinget. (2023). *Innst. 307 S (2022-23) Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om representantforslag om forskning på trygg kjernekraft og opprettelse av en kjernekraftmyndighet og representantforslag om mer kunnskap om behovet for kjernekraft i Norge*. Hentet fra <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Publikasjoner/Innstillinger/Stortinget/2022-2023/inns-202223-307s/?all=true>
- Sør-Norges Fiskarlag; Norges Fiskarlag; Fiskebåt; Offshore Norge. (2023). *Prinsipper for sameksistens*. Hentet fra <https://offshorenorge.no/contentassets/dd9a4d4655e547c795c440f3e4204e1e/presentation-om-enighet-om-havvind-kjoreregler.pdf>

Vestlandsrådet. (2021). *Næringsstrategi for Vestlandet*. Hentet fra
<https://www.vestlandsraadet.no/uploads/documents/N%C3%A6ringsstrategi-for-Vestlandet-210628-FINAL-16.pdf>

Wind catching systems AS. (2023). Wind catching systems ON Ocean network 13 juni 2023.
Hentet fra
<https://www.oceannetwork.no/uploads/ON%20Summer23/Wind%20Catching%20ON.pdf>

Wind catching systems. (2023). Søknad om unntak fra åpning av areal for havvind testanlegg, jf. havenergiloven §2-2 (4). Hentet fra Brev til Olje- og energidepartementet



MØREFORSKING AS
Postboks 5075
6021 Ålesund
Tlf. +47 70 11 16 00
www.moreforsk.no
NO 991 436 502

