

Delrapport L1.1 – Energistatus og behov frem mot 2040

FHF-prosjekt 901866: Tilgang på fornybar energi for sjømatnæringen frem mot 2040 (EnerSea)

19.03.2024



Forord

Denne rapporten er en sammenstilling av funn i forbindelse med prosjektets arbeidspakke 1. Arbeidspakken består av tre aktiviteter, hvor RENERGY har utført A1.1 og A1.2, og Menon Economics har utført A1.3.

A1.1 – Kartlegge næringens behov for fornybar energi fram mot 2040

A1.2 – Nettstatus og planer for oppgraderinger i de ulike konsesjonsområdene

A1.3 – Tallfeste næringens anleggsbidrag de siste 10 år, inkludert prosjekterte og stansede prosjekter

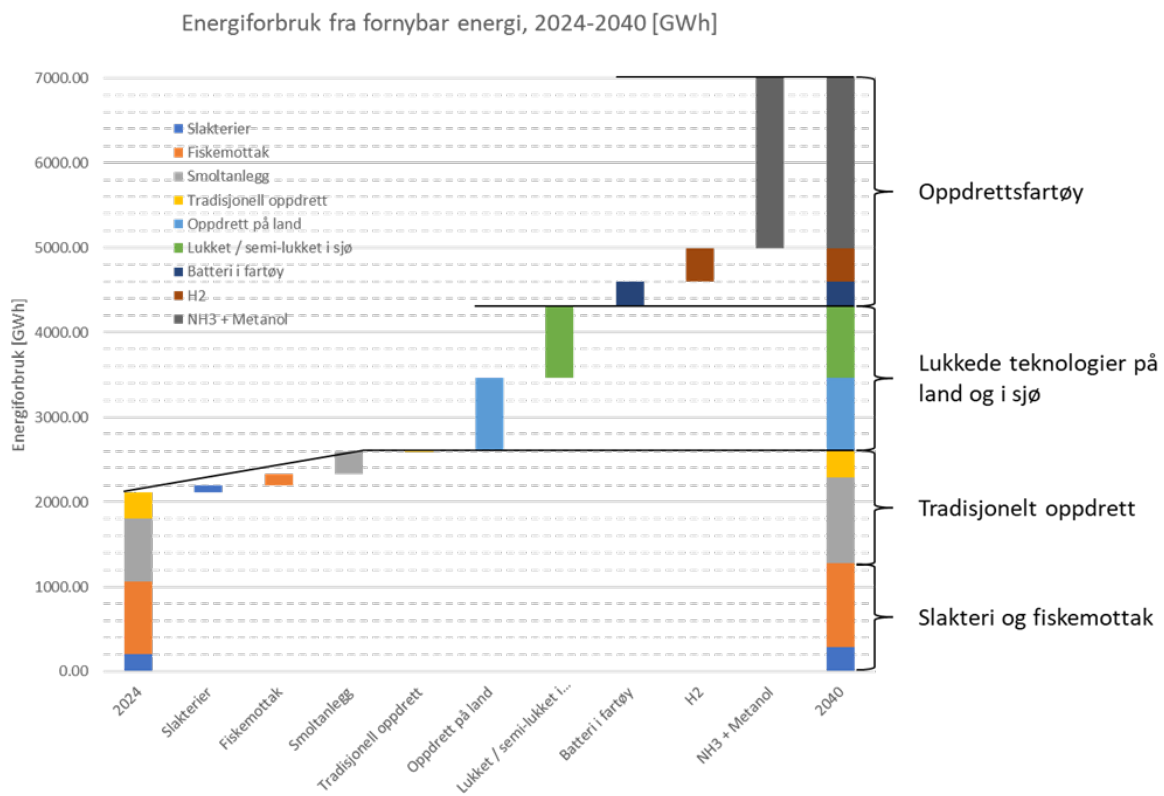
Resultater fra A1.1 og A1.2 presenteres i delrapportens del 1 mens resultater fra A1.3 presenteres i delrapportens del 2.

Videre analyser i prosjektet vil bygge på funn presentert her, og det vil utarbeides en helhetlig sluttrapport for prosjektet basert på de respektive delleveransene.

Del 1

Energistatus og -behov i sjømatnæringen frem mot 2040

Silje Marie Dale, NCE Aquatech Cluster/ RENERGY Cluster
Ken Flydalen, RENERGY Cluster



NCE AQUATECH CLUSTER
Norwegian Aquaculture Technology



RENERGY
Renewable Energy Cluster

Innhold

1	Innledning.....	3
2	Sammendrag	4
3	Energibruk og energiforsyning i sjømatnæringen	4
4	Status elektrifisering oppdrettslokaliteter.....	5
4.1	Type energiforsyning, fordelt på landsdel	6
4.2	Støtte til elektrifiseringstiltak	6
4.3	Innmeldinger og konsesjoner	7
4.4	Effektbehov for ikke elektrifiserte lokaliteter langs kysten	9
4.5	Hybride løsninger for fartøy på vei inn i havbruksnæringen.....	10
5	Bestillinger fra fiskeri og oppdrett hos regionale nettselskap og avslag fra Statnett	15
5.1	Økende trend i forespørsler om tilgang til strømnnett fra oppdrettsnæring	17
6	Regional- og distribusjonsnett.....	18
6.1	Status regional- og distribusjonsnett.....	19
7	Statnetts nettutviklingsplaner	25
7.1	Driftssikkerhet i kraftsystemet.....	26
7.2	Kraftnettet i Nord.....	26
7.3	Kraftnettet i område Helgeland og Salten	27
7.4	Kraftnettet i område Midt	29
7.5	Kraftnettet i Sogn og Sunnmøre	30
7.6	Kraftnettet i Bergensområdet og Haugalandet.....	31
7.7	Kraftnettet i Sør-Rogaland og Agder	33
8	Energibruksscenarioer i havbruk til 2040.....	35
8.1	Energibruk i fiskemottak.....	36
8.2	Scenario 1: 2% årlig produksjonsøkning.....	38
8.3	Scenario 2: 7 % årlig produksjonsøkning.....	42
9	Utslippsreduksjonsscenario for oppdrettsflåten	43
10	Totalsummen av økt energiforbruk	47
11	Konklusjon	48

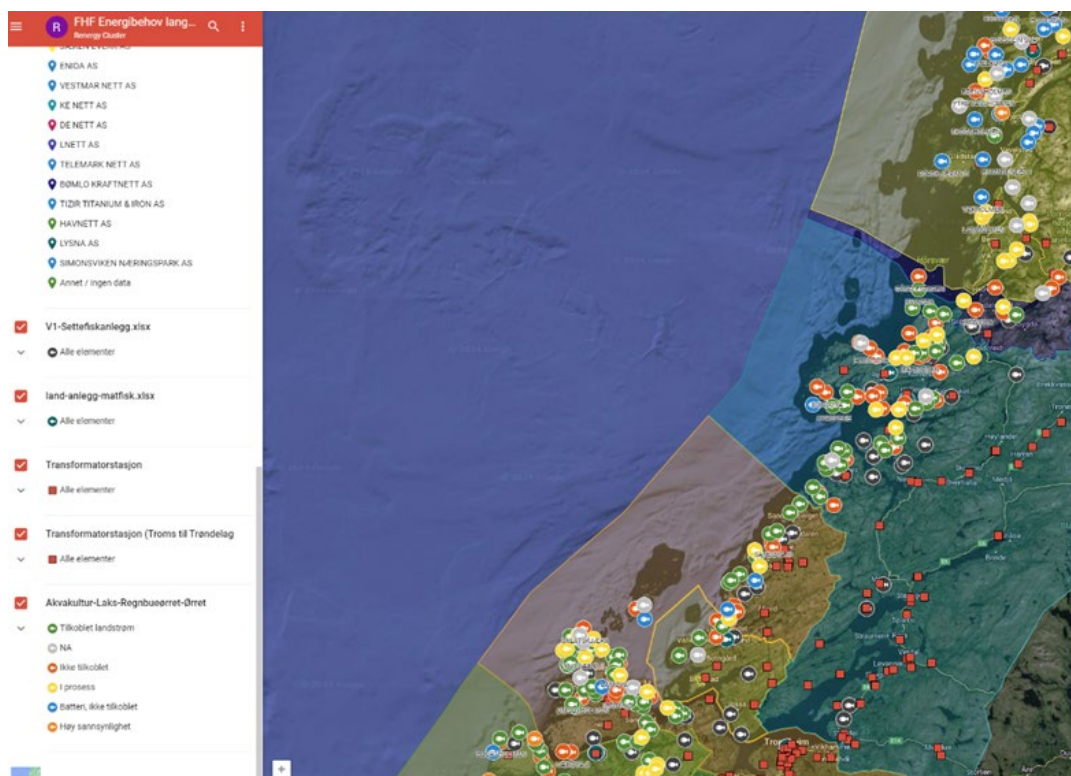
1 Innledning

Denne rapporten er en del av prosjektet «Tilgang på fornybar energi for sjømatnæringen fram mot 2040 – EnerSea» på oppdrag fra Fiskeri- og havbruksnæringens forskningsfinansiering (FHF). Prosjektet ledes av SINTEF Ålesund, med SINTEF Ocean, SINTEF Energi, NCE Aquatech Cluster, RENERGY Cluster og Menon Economics som prosjektpartnere, samt SinkabergHansen AS, Bjørøya AS, Nova Sea AS, Salmon Evolution ASA, Inseanergy AS, Havkraft AS, Glocal Green AS, Salfjord AS og Hofseth Aqua AS som industripartnere.

Formålet med rapporten er å bidra til å tette kunnskapsgap om hvordan sjømatnæringen kan realisere mål om bærekraftig vekst og utvikling parallelt med å oppfylle nasjonale mål om utslippskutt og grønn omstilling, ved å beskrive sjømatnæringens behov for fornybar energi frem mot 2040. Dette inkluderer sjømatnæringens energiforsyning i dag, bestillinger og behov for tilgang til strømmettet, pågående investeringer og prosjekter som påvirker dagens energibehov og/eller økt tilgang til strømmettet, og langsiktige trender og målsettinger som påvirker næringens energibruk.

Det er benyttet både kvalitativ og kvantitativ metode i denne rapporten. Relevante offentlige rapporter og statistikker er gjennomgått, det samme gjelder forskningsrapporter og studentoppgaver innenfor området. Det er gjennomført intervjuer med flere aktører i sjømatnæringen, og hentet inn data fra energiselskap, teknologileverandører, redere og sjømatprodusenter. Tall og opplysninger er sjekket opp mot tidligere, lignende kartlegginger, og gir et større detaljeringsnivå på alle områder som er kartlagt. Fra nettsituasjon til lokaliteter i sjø, landbasert oppdrett og prosessindustri som slakteri og mottak.

Renergy har utviklet et kart som gir en oversikt status på både nett og kraftsituasjonen, men ikke minst status på lokaliteter og anlegg på land innen sjømatnæringen. Her er lenke til kartet: https://www.google.com/maps/d/u/0/viewer?mid=1jNvkZQy_b26udPZ08IEdaYTgPIWGloE&ll=61.666857259307314%2C13.354496610163146&z=7



2 Sammendrag

Tilpasninger gjort av reguleringsmyndighetene i 2023 gjør det stort sett mulig å finne ledig kapasitet i nettet til tradisjonell sjømatproduksjon og prosessering i vanlige fiskemottak. Men, med til dels betydelig lengre tidshorison enn før. Dette forsterkes pga. ekstremt lang leveringstid på kabler og transformatorer. Likevel, dagens kraftkrise er overkommelig, det vil bygges tilstrekkelig nett til næringens behov med dagens energibruk, men det vil ta flere år. Det fornybare kraftsystemet har derimot ingen kapasitet til å håndtere energibehovet for pålagte klimatiltak og sannsynlige miljøtiltak. Hvis oppdrettsnæringen går over fra tradisjonell "åpen" merdeteknologi til semi-lukket og lukket teknologi, for å få kontroll på miljøutfordringer, vil det kreve helt andre effektnivåer, fra noen hundre, til noen tusen kilowatt pr anlegg. Ved å flytte hele eller deler av oppdrettsprosessen fra sjø og opp på land, går vi over til løsninger som krever flere titalls MW i effekt per anlegg. Dette finnes det så godt som ingen ledig kapasitet til langs Norskekysten, hverken nå eller i overskuelig fremtid. Totalt sett vil en slik omlegging der selv under 30% av oppdrettsproduksjonen lukkes, kreve like mye energi som hele sjømatnæringen bruker i dag.

Fartøy, både innenfor fiskeri og oppdrett, skal ifølge Sjøfarsdirektoratets forslag være helt utslippsfri i 2040, nye fartøy skal være utslippsfrie fra 2025. Dette vil betinge mye ny kraft fra nettet, og dessuten en storstilt omstilling av hele bransjen. For fiskerinæringen, med energikrevende fartøy, er batteri en lite sannsynlig løsning. I stedet må det produseres og tilgjengeliggjøres utslippsfrie drivstoff som ammoniakk, metanol og hydrogen. For mindre oppdrettsfartøy, som ofte har hjemmehavn nære oppdrettslokalitetene, kan en stor andel gå over til batteri. Men da trengs det lademulighet både i havn og på lokasjon. Slike lademuligheter betinger en storstilt nettutbygging ytterst langs hele kysten, og store investeringer i ladeinfrastruktur i hundrevis av hjemmehavner og på en stor andel av de rundt tusen oppdrettslokalitetene. Dette er en utfordring som må løses gjennom store investeringer i høyere spenningsnivåer lenger fra dagens sentralnett.

For å produsere den mengden strøm som trengs til batterifartøy, og for produksjon av alle alternative drivstoff, må det også etableres ny kraftproduksjon over hele Norge. For de scenarioer som beskrives i denne rapporten kreves omtrent 3,2 TWh til oppdrettsflåten. Dette tilsvarer omtrent 2,3 % av hele Norges kraftproduksjon i 2022.

3 Energibruk og energiforsyning i sjømatnæringen

Sjømatnæringens energibehov dekkes enten av fossile brensler som diesel/bensin/MGO¹ eller elektrisitet (hovedsakelig fra strømmettet). For fartøy i sjømatnæringen dekkes energibehovet i stor grad av diesel, de siste årene har også de fleste nye, mindre fartøy til havbruk blitt levert med hybride drivlinjer, løsninger der fremdrift og transport gjøres med diesel, mens operasjoner på lokalitetene gjøres på batteri. Generelt vil de større fartøyene i sjømatnæringen trenge et alternativt utslippsfritt drivstoff på grunn av driftsmønster og stort energibehov. Landanlegg (fiskemottak, slakterier, settefiskanlegg, m.fl.) er tilkoblet strømmnett, med enkelte unntak der tørkeprosesser eller effektopper dekkes med LNG eller diesel. En stor del av tradisjonelle oppdrettsanlegg langs kysten har gått over fra diesel til elektrisitet gjennom tilkobling til kraftnettet (landstrøm). I tillegg benyttes i større grad batterier på fôrflåter ved lokaliteter, enten i kombinasjon med landstrøm for å ta ned belastning på strømmettet, eller for å redusere forbruk i dieselaggregat.

¹ MGO / Marine Gassolje, drivstoff som brukes i marine dieselmotorer

4 Status elektrifisering oppdrettslokaliteter

Per desember 2023 var det i Norge 1037 lokaliteter i sjø med gyldig akvakulturtillatelse for matfiskproduksjon av laks, ørret og/eller regnbueørret². 868 (83 %) unike lokaliteter har vært i drift i løpet av 2023³, det vil si at lokalitetene har rapportert inn merd(er) med levende fisk til Fiskeridirektoratet. I denne studien er energiforsyningen til 771 lokaliteter med akvakulturtillatelse vurdert, dette er data fra flere lokaliteter enn tidligere studier. Fordeling av de undersøkte lokalitetene er gitt i Tabell 4-1.

En visuell fremstilling som inkluderer oppdrettslokaliteter og beliggenhet, kategori energiforsyning (jfr. Tabell 4-2), nett-konsesjonsområder og transformatorstasjoner, er [tilgjengelig i kart på internett](#) utviklet i prosjektet.

Tabell 4-1: Antall avklarte lokaliteter og områder i denne studien. Prosjektet har samlet data fra tidligere studier og sammensatt dette med innhentet data på en god del flere lokaliteter.

KARTLEGGING DENNE STUDIEN OMRÅDE	ANDEL LOKALITETER	UNDERSØKTE LOKALITETER	ANDEL AVKLART
TROMS OG FINNMARK	212	170	80 %
NORDLAND	231	158	68 %
TRØNDELAG	161	149	93 %
MØRE OG ROMSDAL	82	55	67 %
VESTLAND	277	173	62 %
ROGALAND OG AGDER	74	66	89 %
TOTALT	1 037	771	74 %

Energiforsyningen dekkes hovedsakelig av: Diesel-generatorer, hybride løsninger som kombinerer batteri og dieselgenerator, og tilknytting av lokaliteten til strømmettet. I studien har lokalitetene blitt kategorisert ut fra fire hovedkategorier: Ikke elektrifisert, Tilkoblet landstrøm, Planlagt/under etablering, Hybrid. I tillegg er to tilleggskategorier benyttet i kartframstilling på internett. Kategoriene er gjengitt i Tabell 4-2.

Tabell 4-2: Kategorier energiforsyning ved lokaliteter. Kategori 2 består for en stor del av lokaliteter som har tidligere fått tildelt støtte til landstrøm, men som likevel ikke har blitt tilkoblet, og slik mistet støtte. Noen har også søkt på nytt.

KATEGORIER	FORKLARING
0 Ikke-elektrifisert	Lokaliteten driftes med dieselgenerator.
1 Tilkoblet landstrøm	Lokaliteten er tilknyttet strømmettet.
2 Planlagt/under etablering	Lokaliteten er identifisert med planer om tilknytting til strømmettet.
3 Hybrid	Det benyttes hybrid-løsning ved lokaliteten (batteri-diesel).
4 Høy sannsynlighet*	Benyttes i fremstilling på nett
NA (ikke vurdert)*	Benyttes i fremstilling på nett

*brukt i kartframstilling på internett, ikke inkludert i antall avklarte. Kategori 4 er basert på selskapers uttalelse om antall elektrifiserte lokaliteter, avstand fra land og informasjon i ASC-rapporter⁴, men som likevel ikke bekrefter de aktuelle lokalitetenes energiforsyning.

² [Akvakulturregisteret, Fiskeridirektoratet](#)

³ [Biomassestatistikk etter fylke, Fiskeridirektoratet](#)

⁴ ASC-rapporter, rapporter skrevet av organisasjonen Aquaculture Stewardship Council

4.1 Type energiforsyning, fordelt på landsdel

Kartlegging av type energiforsyning ved sjønlegg i prosjektet har inkludert (1) gjennomgang av tidligere studier og offentlige dokumenter, (2) intervjuer og samtaler med næringsaktører fra havbruk og energibransjen. Resultater og fordeling per fylke er gitt i Tabell 4-3.

Tabell 4-3: Energiforsyning for lokaliteter i sjø pr. fylke.

OMRÅDE	IKKE-ELEKTRIFISERT	TILKOBLET LANDSTRØM	PLANLAGT/UNDER ETABLERING	HYBRID	UNDERSØKTE LOKALITETER
TROMS OG FINNMARK	23 %	42 %	15 %	19 %	170
NORDLAND	25 %	30 %	18 %	27 %	158
TRØNDELAG	29 %	51 %	17 %	3 %	149
MØRE OG ROMSDAL	16 %	58 %	24 %	2 %	55
VESTLAND	7 %	46 %	29 %	18 %	173
ROGALAND OG AGDER	21 %	53 %	14 %	12 %	66
TOTALT	20 %	44 %	20 %	16 %	771

I vår kartlegging har vi valgt å inkludere kategorien «Planlagt/under etablering». Dette er identifiserte prosjekter hvor lokalitetsnavn har dukket opp i oversikt over tildelte prosjekter i Enova, søknader om konsesjon for elektrifisering gjennom NVE, eller bekreftelse om igangsettelse fra lokalitetsseier. Det er sannsynlig at de fleste av prosjektene i denne kategorien er eller blir ferdigstilt i løpet av kort tid, men det er mulighet for at en mindre andel ikke blir gjennomført. Dersom alle lokalitetene i denne kategorien ferdigstilles, vil 64 % av de undersøkte lokalitetene være tilkoblet landstrøm.

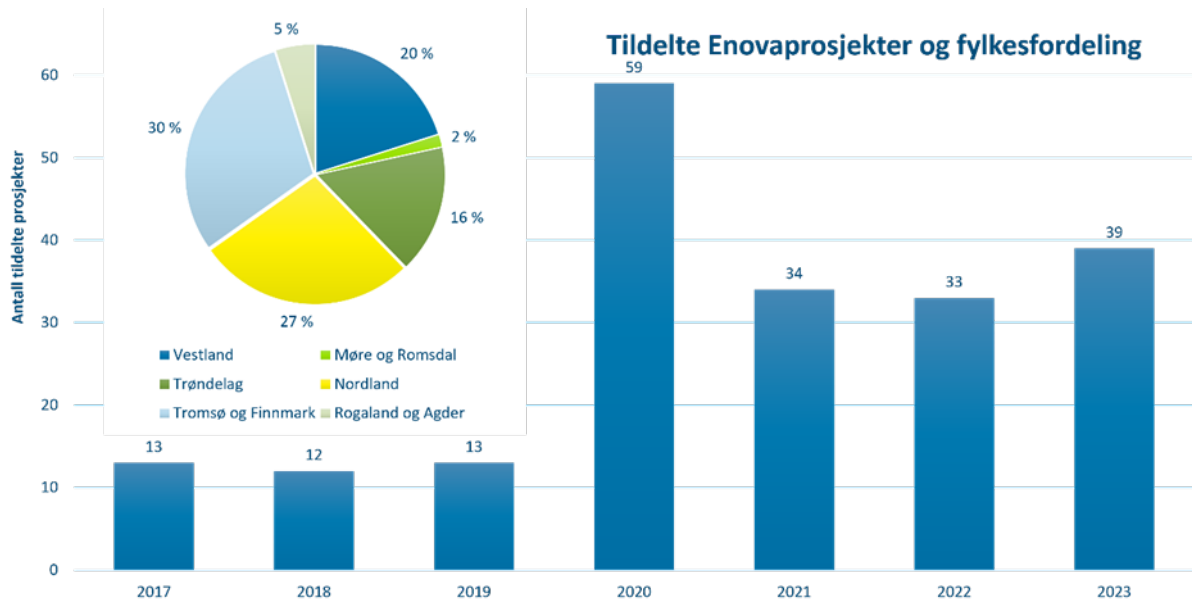
En stor andel av de ikke elektrifiserte er sannsynligvis svært krevende å elektrifisere med nettilknytting. Det vil i praksis si at ca. 20 % av ikke nettilknyttede anlegg mest sannsynlig ikke kan tilknyttes uten uforholdsmessige store kostnader. Jo lengre nord, jo lengre avstand til nett og lengre avstand til tilgjengelig nettkapasitet.

4.2 Støtte til elektrifiseringstiltak

Enova har de siste ti årene støttet ulike elektrifiseringstiltak i havbruksnæringen.⁵ I perioden 2021-2023 lanserte Enova et nytt program innen klima- og energisatsinger i industrien hvor havbruksnæringen kunne få støtte for etablering av batteripakke i kombinasjon med ny landstrøm, der batteri bidro til redusert belastning på strømmettet. Et krav i utlysningene fra 2022 var å kunne vise til tydelig dialog med nettleverandør og om nettkapasitet. Dermed er det naturlig å anta at prosjekter tildelt i denne perioden vil ferdigstilles. Nordland, Trøndelag og Vestland er regionene som har flest tildelinger i 2021-2023, mens Nordland, Troms og Finnmark har hatt størst andel av prosjekter før 2021.

⁵ <https://www.enova.no/om-enova/om-organisasjonen/prosjektliste-2012-2022/>

Figur 4-1 viser oversikt over relevante tildelte prosjekter for oppdrettslokalteter og fordeling i de ulike regionene.



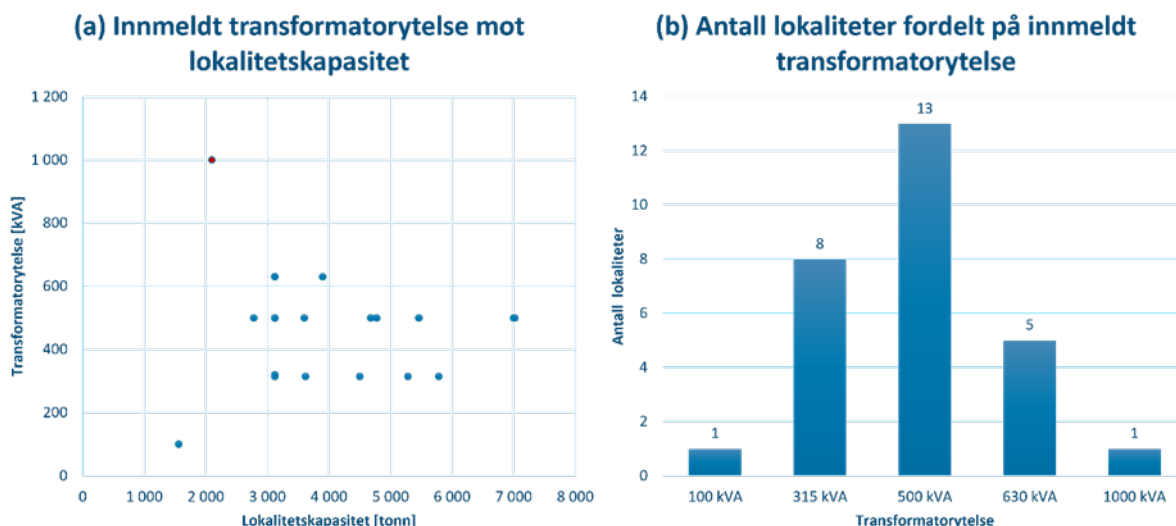
Figur 4-1: Oversikt og fordeling av prosjekter som har fått tildelt støtte fra Enova og omfatter lokaliteter i havbruksnæringen.

4.3 Innmeldinger og konsesjoner

Det er identifisert 24 tildelte konsesjoner fra NVE, tilknyttet 29 oppdrettslokalteter langs kysten. Totalt er det innmeldt overkant av 13 000 kVA i transformatorytelse i tildelte konsesjoner og nesten 60 prosent er knyttet til Vestlandet (Tabell 4-5). Det er to søknader under behandling og en søknad som er trukket. Det er oppgitt ytelse for transformatorstasjonene ved 28 av lokalitetene, antall transformatorstasjoner med ulik ytelse per lokalitet er gitt i Figur 4-3. Anlegget med 1 000 kVA tilhører Eide Fjordbruk, og fikk i 2022 vedtak om lukket drift med produksjon inntil 2 100 tonn.

Ut fra dette ser vi at innmeldt transformatorytelse ligger på forholdsvis lave effektbehov. Det vil ikke være kapasitet innenfor disse innmeldte behovene til å lade arbeidsfartøy eller innføre lukket eller semi-lukket oppdrett.

Den større andelen konsesjoner gitt til Vestland gjenspeiler at det er i den regionen de fleste anleggene er elektrifisert (Figur 4-2). I forskjellen ligger også at det er en større andel hybride anlegg i de andre fylkene (som for det meste ikke trenger konsesjon).

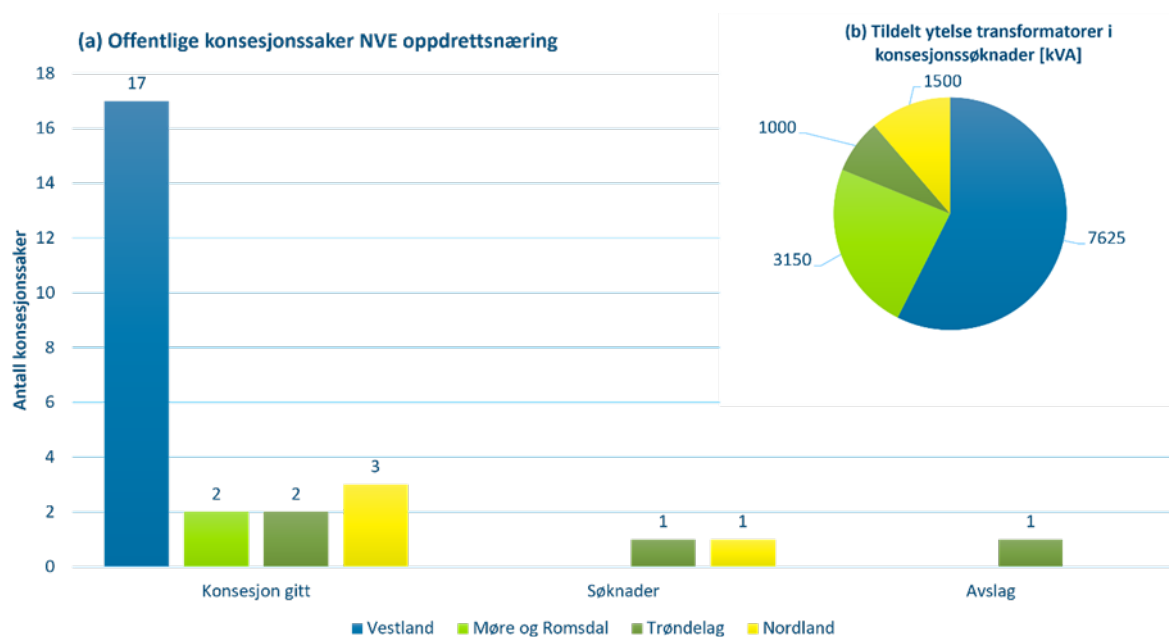


Figur 4-3: (a) Innmeldt transformatorytelse mot lokalitetskapasitet. Rødt punktet representerer lokalitet med lukket drift. (b) Fordeling av lokaliteter med ulik transformatorytelse. Forenklet eller prinsipielt kan man si at 1 kVA tilsvarer 1 kW

Tabell 4-4: Tildelte konsesjoner oppdrettslokaliteter per region i perioden 2021-2023. Kilde: NVE

OMRÅDE	KONSESJONSSAKER TILDELT	ANTALL LOKALITETER	FORESPURT TOTAL YTELSE TRAFØ	SNITT PER ANLEGG
NORDLAND	3	3	1 500 kVA	500 kVA
TRØNDELAG	2	2	1 000 kVA	500 kVA
MØRE OG ROMSDAL	2	5	3 150 kVA	630 kVA
VESTLAND	17	19	7 625 kVA	401 kVA
TOTALT	24	29	13 275 kVA	458 kVA*

*Ett anlegg som ikke har oppgitt ytelse på transformator



Figur 4-4: (a) Oversikt over konsesjonssaker og fordeling per region, ferdig behandlet og aktive. (b) Oversikt over samlet ytelse [kVA] på transformator i tildelte konsesjoner. Alle sakene er fra perioden 2021 - 2023. Kilde: NVE

4.4 Effektbehov for ikke elektrifiserte lokaliteter langs kysten

Modellen som er brukt for å beregne effektbehov for ikke elektrifiserte lokaliteter er basert på modellen som er brukt i Sofie Møllers masteroppgave⁶ fra 2019, men med noen endringer. Endringene er at sikkerhetsmarginen og ladekapasiteten for arbeidsbåt er tatt bort fra korrelasjonen. Vi sammenligner resultatene med de data som korrelasjonen gir som estimert effektbehov, og ser at modellen med endringer gjenspeiler innsamlede data bedre. Som vist til i kapittel 9, vil arbeidsbåter tilknyttet lokasjon ha behov for så høye effektuttak at det ikke er hensiktsmessig å ta det inn som en del av lokalitetsdrift.

De estimerte effektbehovene i Tabell 4-5 bygger på de identifiserte lokasjonene som ikke har strøm per i dag.

Tabell 4-5: Estimert effektbehov for ikke elektrifiserte lokasjoner og lokasjoner med hybride fôrflåter, fordelt pr region. Gjennomsnittlig effektbehov per lokalitet i de ulike områdene er gitt i parentes.

OMRÅDE	IKKE-ELEKTRIFISERT	ESTIMERT EFFEKTBEHOV [KW]	HYBRID	ESTIMERT EFFEKTBEHOV [KW]
TROMS OG FINNMARK	50	13 900 (278)	40	6 000 (150)
NORDLAND	59	11 900 (202)	60	6 380 (106)
TRØNDELAG	48	11 600 (241)	6	750 (125)
MØRE OG ROMSDAL	13	3 400 (262)	2	90 (45)
VESTLAND	20	3 600 (180)	49	4 100 (84)
ROGALAND OG AGDER	17	3 500 (205)	9	800 (89)
TOTALT	207	47 900 (231)	166	18 120

Tabell 4-6: Transformatorytelse for ikke-elektrifiserte lokasjoner fordelt pr region.

OMRÅDE	IKKE-ELEKTRIFISERT	TRANSFORMATOR-YTELSE 500/315 KVA	HYBRID	TRANSFORMATOR-YTELSE 315/100 KVA
TROMS OG FINNMARK	50	25 000 / 15 750	40	12 600/*
NORDLAND	59	29 500 / 18 585	60	18 900/*
TRØNDELAG	48	24 000 / 15 120	6	1 890/*
MØRE OG ROMSDAL	13	6 500 / 4 095	2	630/200
VESTLAND	20	10 000 / 6 300	49	15 435/4 900
ROGALAND OG AGDER	17	8 500 / 5 355	9	2 835/900
TOTALT	207	103 500 / 65 205	166	52 290/6 000

*Grunnet høyere beregnet snittbehov antas det at 100 kVA ytelse er lite aktuelt.

En elektrifisering av de gjenstående dieseldrevne oppdrettsanleggene vil ut fra dette ha et effektbehov på 47,9 GW. Legger vi til hybride anlegg, er vi oppe i 66 MW. Som vi viser i de neste kapitler, vil ytterligere energibehov til for eksempel lukkede merdløsninger gi rundt 7X i effektbehov. Skal disse anleggene i tillegg ha hurtiglading for arbeidsbåt, vil hvert anlegg ha behov for minst tilsvarende effekt ved ankomst og avmarsj.

⁶ Reduction of CO2 Emissions in the Salmon Farming Industry: The Potential for Energy Efficiency Measures and Electrification, Sofie Møller 2019, NTNU

4.5 Hybride løsninger for fartøy på vei inn i havbruksnæringen

Kartlegging gjort av Apoint, Doxacom og Kontali Analyse i 2020 identifiserte 1655 fartøy tilknyttet havbruksnæringen. Kun 14 av fartøyene (under én prosent) var kartlagt som elektrisk eller hybrid, men det ble anslått at antallet var noe høyere. Ut fra datainnhenting i denne undersøkelsen var det tildelt 26 prosjekter med elektrifiseringstiltak fra Enova i perioden 2015-2020, tilsvarende 1,5 prosent av identifiserte fartøy. På oppdrag fra Klima- og miljødepartementet utarbeidet Sjøfartsdirektoratet, sammen med Miljødirektoratet, forslag til krav om lav- og nullutslipp for servicefartøy i havbruksnæringen. I forbindelse med oppdraget ble det gjort en oppdatert vurdering av antall fartøy, som er presentert i Tabell 4-7. Hovedsakelig består endringen i flere større fartøy (brønnbåter, slakteskip, ensilasjefrakt og fraktskip for fôr). Det er presisert at antallet trolig er lavt vurdert. Vi beregner dermed at prosjekter med tildelt støtte fra Enova for nybygg av hybride fartøy kommer i tillegg til eksisterende fartøy, og ikke som erstatning for eksisterende flåte.

Oversikt over tildelinger gitt av Enova i 2022 og 2023 viser til stor økning i tiltak for lavutslippsløsninger for servicefartøy i havbruksnæringen, spesielt innen kategorien arbeidsbåt/servicebåt under 15 meter. Tildelinger og prosjekter gitt i denne perioden må forventes i første omgang å ha behov for ladepunkter ved fartøyenes hjemmehavn.

Sjøfartsdirektoratet skriver følgende i *Oppdrag om utarbeidelse av lav og nullutslippskrav til servicefartøy i havbruksnæringen (2023)*, side 3. «*Forslaget innebærer en trinnvis innfasing. Innfasingstidspunktet varierer etter fartøyenes lengde, hvor nye fartøy omfattes av krav tidligere enn eksisterende fartøy. Vi foreslår et nullutslippskrav fra 2025 for nye fartøy under 15 meter, og et nullutslippskrav fra 2030 for nye fartøy under 24 meter. For eksisterende fartøy innenfor tilsvarende lengdekategorier innebærer forslaget at de gis en «levetid» på 10 år regnet fra tidspunktet kravet om nullutslipp for nybygg trer i kraft. Eksisterende skip under 15 meter omfattes da av kravet fra 2035, og eksisterende skip under 24 meter fra 2040.*»

Sjøfartsdirektoratet anbefaler følgende innfasing av krav om nullutslipp for fartøy under 24 meter:

- a. Fra 2025: Nye fartøy under 15 meter.
- b. Fra 2030: Nye fartøy under 24 meter.
- c. Fra 2035: Eksisterende fartøy under 15 meter.
- d. Fra 2040: Eksisterende fartøy under 24 meter.

Sjøfartsdirektoratets mål er ambisiøse, og kommer uten tvil å påvirke både fiskeri- og oppdrettsflåten på sikt. Hvis forslaget blir vedtatt, vil det bety mye fra 2025 og fremover, både for utslipp, investeringer og teknologikrav i båtene.

I fiskeribransjen finnes det i dag få fartøy med nullutslippsløsninger. Ett eksempel er den elektriske sjarken «Karoline». «Karoline» gjennomfører fiskeoperasjoner med batteri som energilagring, men benytter fortsatt dieselmotorer for transport til og fra fiskeområdene. Løsninger som bygger på batteri som energilagring er krevende, siden batteriløsningen krever større volum enn fossile fremdriftsløsninger. Dette skaper utfordringer ettersom dagens forskrifter klassifiserer fiskefartøy etter lengde.

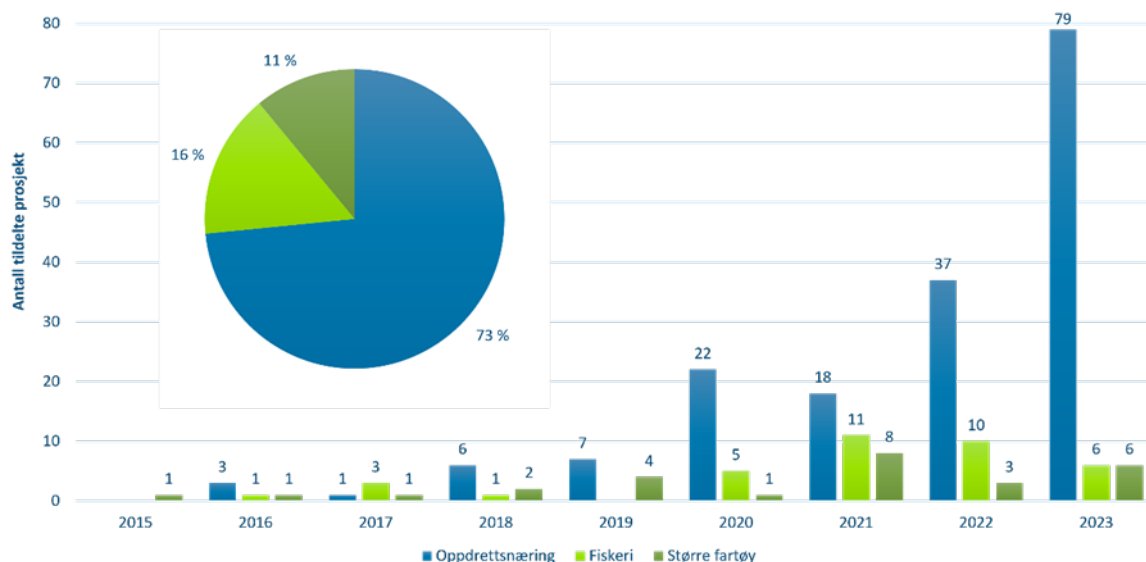
Oppdrettsnæringen har tilsvarende utfordringer. Skal batterier være energibærer for å få til nullutslipp, kreves store batterier som opptar mye volum i båten, eller lademulighet både i havn og på lokasjon. En del mindre fartøy har et kort og forutsigbart driftsmønster som muliggjør nullutslipp på batterielektrisk fremdrift. Dette omfatter en stor del av lokalitetsfartøy som går fra hjemmehavn og ut til anlegg på daglig basis, med kun mindre energikrevende arbeidsoperasjoner på lokalitetene. En del arbeidsbåter bør også være mulig å få over på nullutslipp gjennom batter som energibærer. Men det forutsetter

muligheter for hurtig høyeffektloading på lokalitetene om morgenen, for å ha energi nok til å drive arbeidsoperasjoner gjennom dagen, og tilsvarende hurtigloading før man returnerer til hjemmehavn på kvelden. Dette betinger mye ny og dyr infrastruktur, langt fra land, ofte i områder hvor strømnnett i dag ikke finnes, eller er svakt og dermed har begrenset effekt. Dette nødvendiggjør betydelige utbygginger, og mest sannsynlig store kostnader, for bedriftene som forventes å måtte betale anleggsbidrag i tillegg til investeringer i egen infrastruktur.

Fartøy som ikke er mulig å få over på batterielektrisk drift, må ta i bruk alternative drivstoff som ammoniakk, hydrogen og metanol. Disse drivstoffene har i dag svært små maritime markeder, og tilgjengeligheten er begrenset. Produksjonen er fortsatt basert på fossile kilder, og skal de bli reelle «grønne» alternativer, så vil det kreves oppskalering av produksjon, og betydelig ny kraftproduksjon på plass, ettersom produksjonen er kraftkrevende. Mer om dette i kapittel 9. For sjømatnæringen vil investeringskostnaden i slike nye fremdriftssystemer være utfordrende, selv om Enova gir risikoavlastende støtte. Den største utfordringen er imidlertid knyttet til usikkerhet om tilgang på kraft, og ikke minst en betydelig større kostnad i driftsfase sammenlignet med dieseldrift.

Tabell 4-7: Antall fartøy i havbruksnæringen og oversikt over tildelinger for elektrifisering av fartøy gitt av Enova.

FARTØYSTYPE	ANTALL	ENOVATILDELINGER FREM TIL 2022	ENOVATILDELINGER ETTER 2022 (2023)
FARTØY FRA PASSASJERTRANSPORT (UNDER 15 METER)	699	5	4 (3)
ARBEIDSBÅTER UNDER 15 METER	914	22	101 (43)
ARBEIDSBÅTER MELLOM 15- 24 METER	17	13	13 (11)
ARBEIDSBÅTER OVER 24 M	37	5	17 (15)
BRØNNBÅTER	92	18	5 (2)
SLAKTESKIP/BLØGGEBÅT FRAKT/ENSILASJE FRAKT AV FØR	22		3(3)
TOTALT	1 781	72*	141*
Kilde: Apoint, Kontali og Doxacom: «Bedre datagrunnlag i havbrukssektoren», og Sjøfartsdirektoratet «Oppdrag om utarbeidelse av lav- og nullutslippskrav til servicefartøy i havbruksnæringen».		*Enkelte prosjekter er ikke mulig å identifisere innen fartøyslengde: 9 tildelinger før 2022 og 11 etter 2022.	

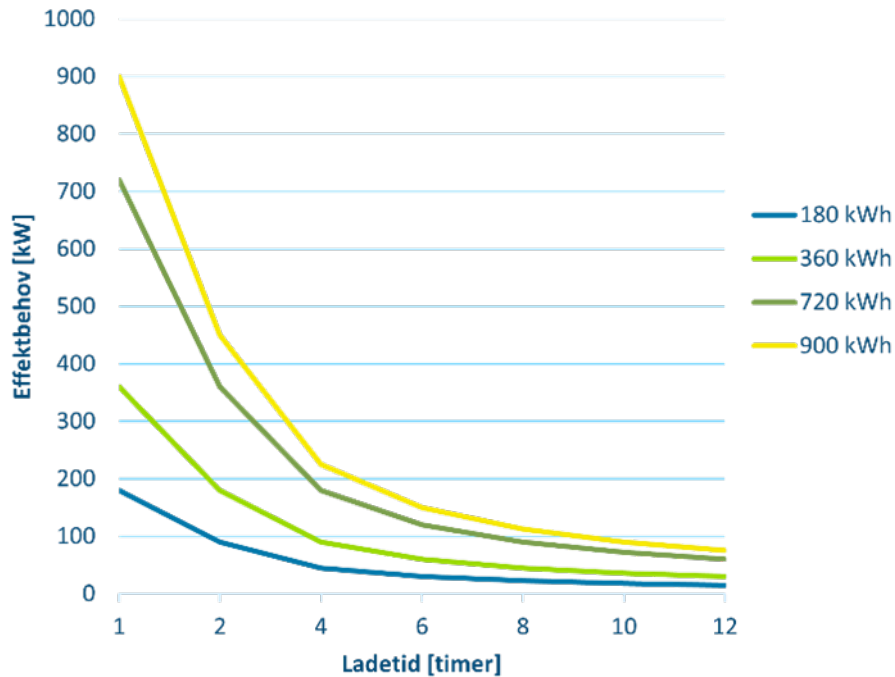


Figur 4-5: Enovastøtte til fartøy innen sjømatnæringen fra 2015 – 2023. Større fartøy inkluderer brønnbåter og bløggébåter.

De fleste fartøy som har fått støtte av Enova er fartøy med hybriddrift, med batteri og fossilt drivstoff som energibærere. For at disse i fremtiden skal bli helt utslippsfrie, må alternative drivstoff brukes i forbrenningsmotoren, eventuelt må motor byttes ut med brenselcelle.

- Forslag fra Sjøfartsdirektoratet fører til at over 1 600 fartøy skal over fra diesel til hybrid løsning hvor batterielektrisk fremdrift blir primær drift, og forbrenningsmotor eller brenselcelle (med ny energibærer) sekundær.
- Hvis batteriteknologien forbedres raskt og går mot mye høyere energitetthet, kan det være mulig for mindre fartøy som ikke krever så mye energi å gå over til batterielektrisk drift.
- I første omgang betyr det lavutslipp med batteri/diesel, hvor ladeinfrastruktur er forutsetning for å operere fartøy med nullutslipp.
- Estimat for effektbehov for produksjon av alternative drivstoff for å dekke inn større fartøy, scenario for energimengden, kommer i kapittel 9
- Typisk batteristørrelse for dagens hybride servicefartøy er 250 – 1 000 kWh.
- For at nullutslippsløsninger skal kunne gjennomføres i praksis, kreves det at markedet og produksjonen av fornybare alternative drivstoff skaleres opp betydelig for å ha muligheten å erstatte de store energimengdene som brukes i både fiskeri og oppdrett i dag.
- For at stor oppskalering av alternativ drivstoffproduksjon skal være mulig, må det bygges betydelig mer fornybar kraftproduksjon. Dette er noe oppdrettsnæringen selv ikke kan bidra direkte til.

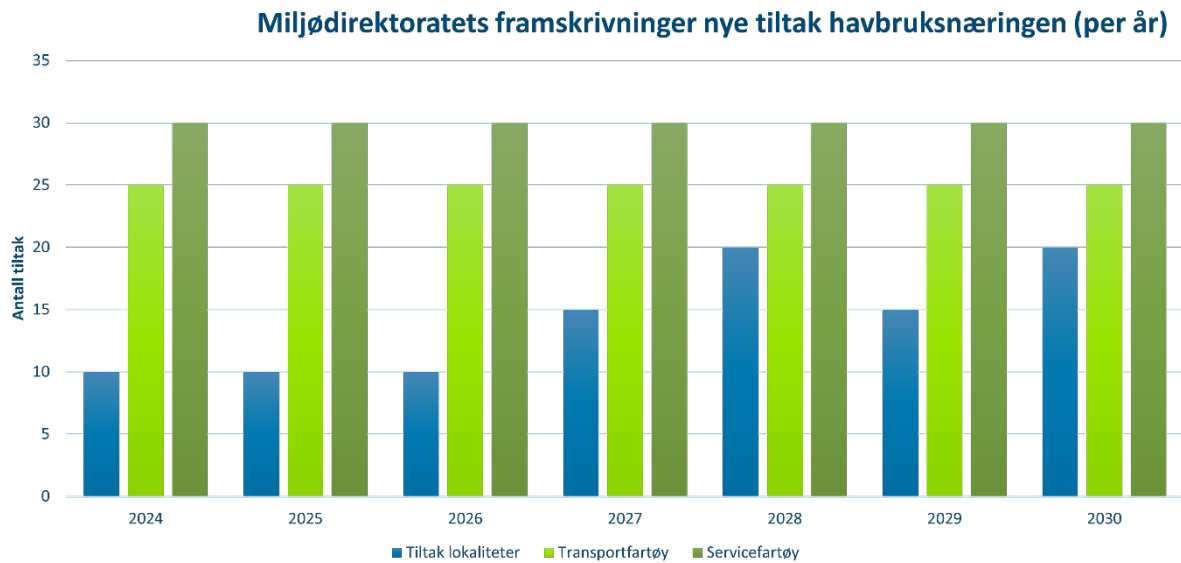
Effektbehov hybride servicefartøy ved ulike ladetider



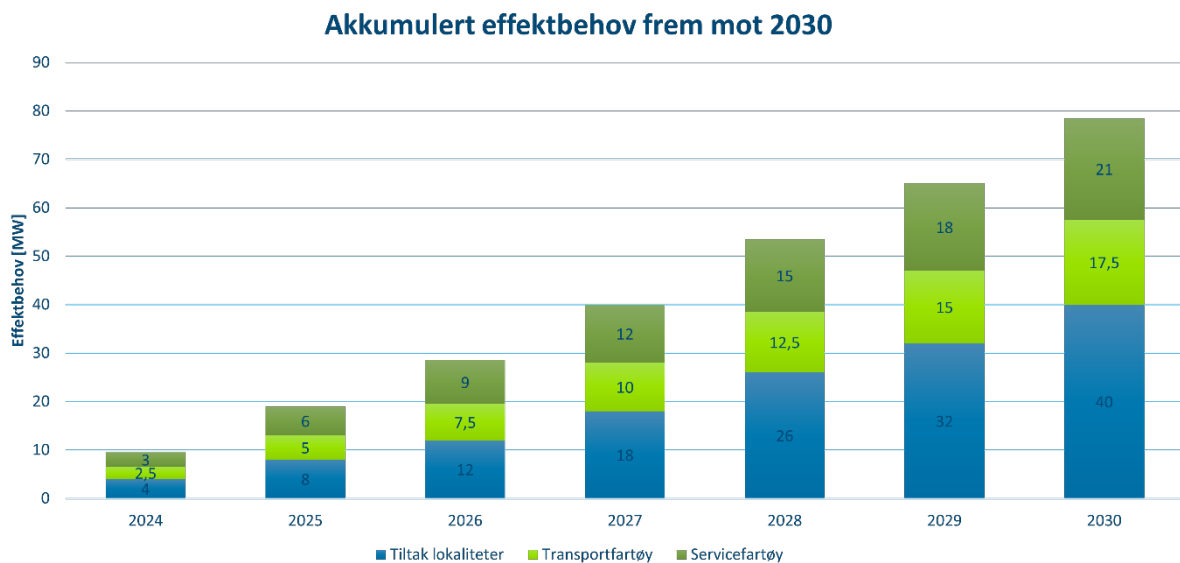
Figur 4-6: Eksempel på effektbehov ved ulik ladetid for servicefartøy med batterikapasitet 180 kWh - 900 kWh. En hurtiglading på 1 time vil kreve et effektbehov fra 180-900 kW. Nattlading ved hjemmebase over 10 timer vil kreve effekt på 18-90 kW

Typiske driftsprofiler for fartøy i oppdrettsnæringen er dieseldrift ut til anlegg og mellom anlegg, og batteridrift ved operasjoner på anleggene. Det forventes at en ladeeffekt som tilsvarer 10 timers ladetid er tilstrekkelig, i og med at de fleste servicebåter ligger ved hjemmehavn om natten. Dette betyr for dagens hybride båter som tilbys på markedet, med batteristørrelser fra 250 – 1 000 kWh, at 25 -100 kW ladeeffekt i hjemmehavn per båt er tilstrekkelig. Tallet 100 kW er brukt videre, det blir da en effekt som dekker inn hele spennet av tilgjengelige batteristørrelser. Hvis fartøyet skal gå utslippsfritt ut til anlegget, blir scenarioet imidlertid et helt annet. Fartøyet vil da være avhengig av hurtiglading ute på anlegget, da fartøyet skal brukes til operasjoner på anlegget. Det betyr at man må ha tilgang til hurtigladeinstallasjoner som lader tilsvarende effekt på én time. Dette tilsvarer 250-1 000 kW ladeeffekt på lokasjon. Dette er en stor utfordring, ettersom løsningene vil være kostbare og at det ofte ikke er

mulig å ta ut så stor effekt på grunn av svakt nett på land. Denne utfordringen blir ekstra kostbar hvis lokasjonen ligger langt til havs, langt fra landbasert nett med tilstrekkelig høyt spenningsnivå.

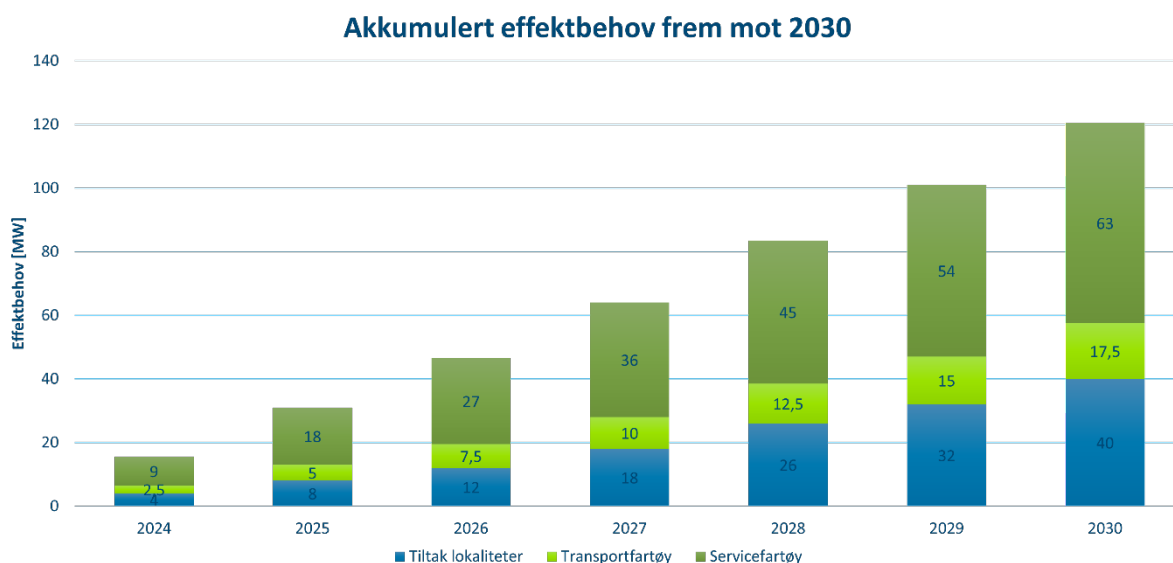


Figur 4-7: Miljødirektoratets framskrivinger av nye tiltak i havbruksnæringen frem til 2030



Figur 4-8: Akkumulert effektbehov for oppdrettsnæringen basert på Miljødirektoratets framskriving. Utgangspunkt med tilgjengelig ladeeffekt på 100 kW for servicefartøy.

Det forventes at antallet hybride fartøy kommer til å øke, noe som stiller krav til ladeinfrastruktur i hjemmehavner og på lokaliteter. Små, helelektriske fartøy med batterier som energibærere, og større fartøy med store batterier i hybride system, trenger store ladeeffekter. Figur 4 8 legger til grunn en gjennomsnittsladeeffekt på 100 kW per båt med utgangspunkt i en gjennomsnittsladetid på 10 timer for et batteri med en kapasitet på 1000 kWh. Batterikapasiteten som flere skipsbyggere tilbyr i dag for både mindre og større fartøy er lagt til grunn.



Figur 4-9: Akkumulert effektbehov for oppdrettsnæringen basert på Miljødirektoratets framskrivning. Utgangspunkt med tilgjengelig ladeeffekt på 300 kW for servicefartøy

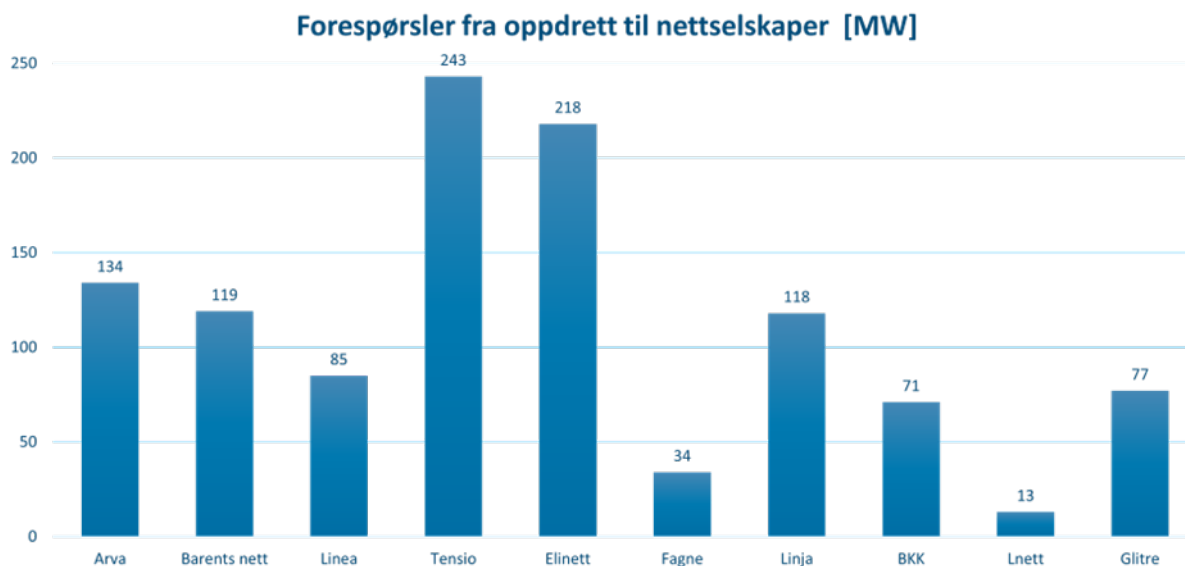
Dersom 300 kW gjennomsnittlig ladeeffekt legges til grunn, som vist i Figur 4-9, blir effektbehovet 3 ganger større enn med 100 kW ladeeffekt, som vist i Figur 4-9.

5 Bestillinger fra fiskeri og oppdrett hos regionale nettselskap og avslag fra Statnett

Thema Consulting gjennomførte i 2023 en kartlegging av kraftsituasjonen i Norge for LO og NHO, hvor forespørsler fordelt på ulike forbrukerkategorier ble avklart. Forespørsler fra fiskeri- og oppdrettsnæring hos de ulike områdeansvarlige nettselskapene langs kysten er sammenstilt i Tabell 5-1. Det er størst ønske om tilknytting/og eller utvidelser i Møre og Romsdal, Trøndelag og Nord-Norge.

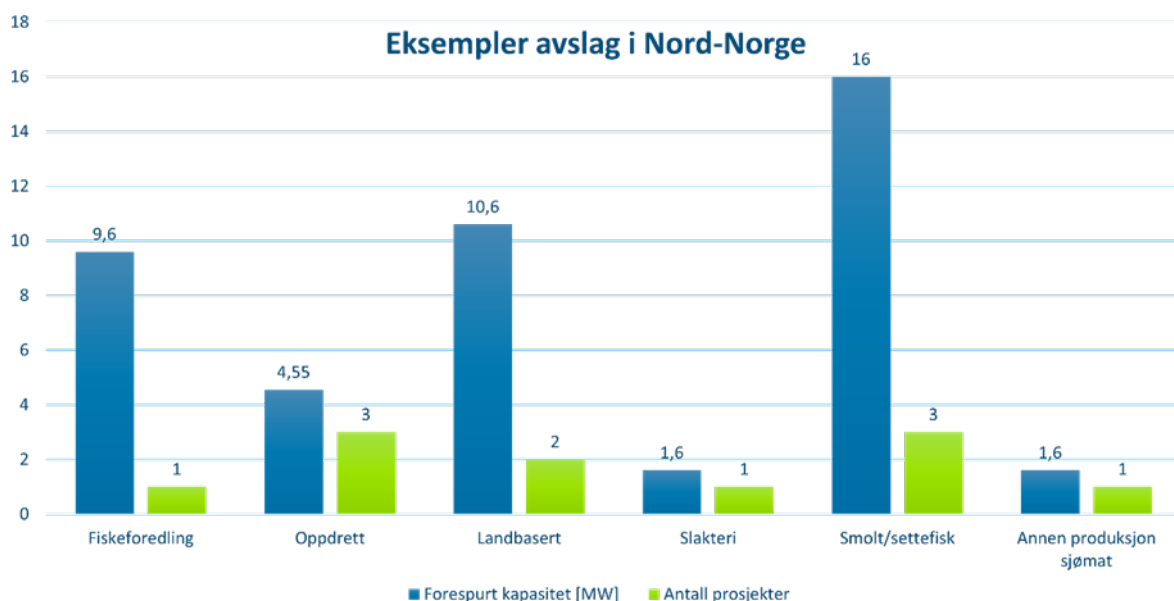
Tabell 5-1: Forespurt tilknytting fra sjømatnæringen hos ulike regionale nettselskaper langs kysten.

OMRÅDE	NETTSELSKAP	SJØMATNÆRING [MW]
NORD-NORGE	ARVA	134
	BARENTS NETT	119
	LINEA	85
TRØNDELAG	TENSIO	243
MØRE OG ROMSDAL	ELINETT	218
VESTLAND	FAGNE	34
	LINJA	118
	BKK	71
ROGALAND OG AGDER	LNETT	13
	GLITRE	77
TOTALT		1 112



Figur 5-1: Forespørslene per nettselskap i MW. Kilde: Regionale rapporter fra kraftløftet – LO og NHOs tiltaksplan for økt kraft- og nettilgang mot 2030, Thema Consulting (2023)

For at sjømatnæringen skal kunne nå klimamål via elektrifisering, må nettet klare å levere etterspurt effekt. Hvis etterspørslene ikke godkjennes, betyr det at mulighetene for nye arbeidsplasser og/eller reduksjon av utslipp ikke kan gjennomføres. For å visualisere dette har vi sammenstilt avslag på etterspurt effekt i Nord-Norge i Figur 5-2.



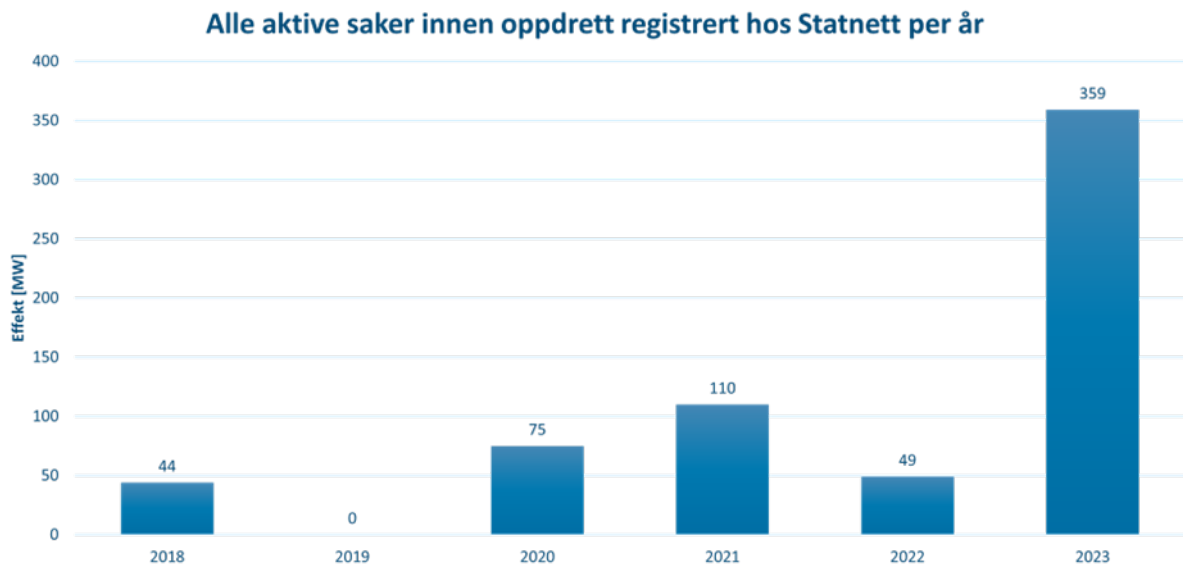
Figur 5-2: Eksempler på avslåtte effekter og antall prosjekter fordelt på type av anlegg som søkt effekt

I figuren ser vi at det er få prosjekt som har fått avslag, og etterspurt effekt er forholdsvis høy. Dette reflekterer en situasjon med lavt spenningsnivå i nettet. Dette viser tydelig utfordringen når store effekter kreves for den grønne omstillingen, noe som vil øke fremover. Både fordi aktører ønsker landbaserte anlegg, blant annet for å få bedre kontroll på vannforhold og forbedret fiskehelse, men også med økte krav til ladeeffekt til båter, og dessuten høy effektforespørsel for produksjonsanlegg for alternative drivstoff. I kapittel 9 vises hvor mye energi som kreves for å produsere alternative drivstoff

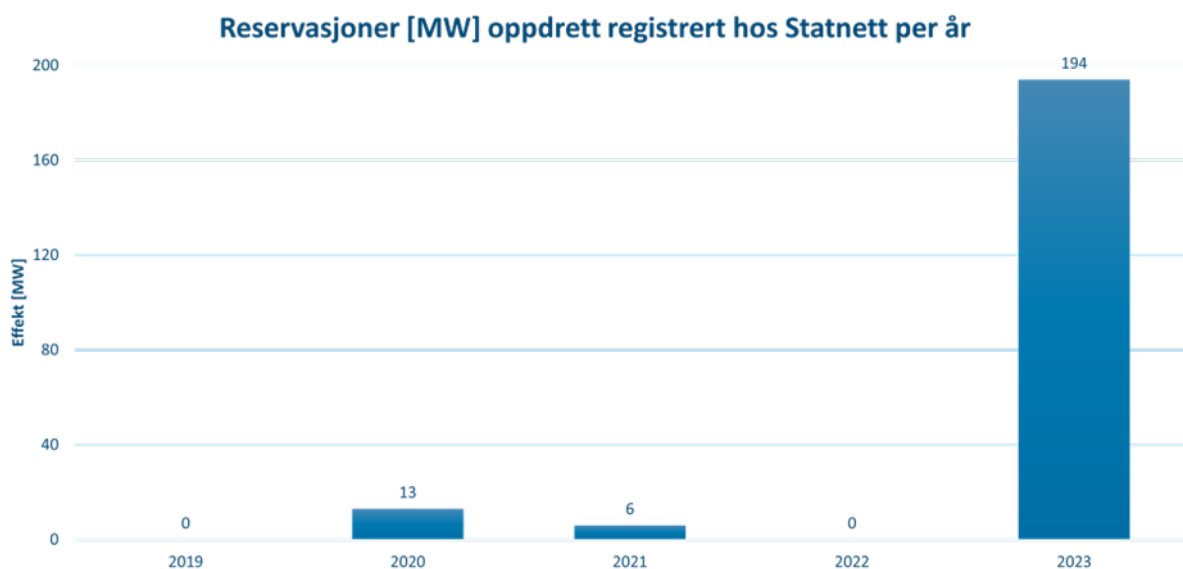
ut fra ulike scenarier. Produksjon av alternative drivstoff vil også kreve store effekter på produksjonsstedene. Det er behov for å utvikle og skalere opp produksjon av alternative drivstoff kraftig fremover.

5.1 Økende trend i forespørsler om tilgang til strømnnett fra oppdrettsnæring

Prosjekter som har fått reservert kapasitet hos Statnett er ansett som de mest modne med tanke på gjennomføring. Likevel er det usikkerhet knyttet til hvorvidt prosjektene vil gjennomføres.



Figur 5-3: Antall aktive saker innenfor oppdrettsnæringen registrert hos Statnett mellom 2018-2023



Figur 5-4: Reservasjoner i sjømatnæringen hos Statnett i MW mellom 2018-2023

Nye føringer for modenhet, og større handlingsrom for netteier under Statnett, gjør at man allerede ser en reduksjon av disse reservasjonene.

6 Regional- og distribusjonsnett

Under transmisjonsnettet ligger regional- og distribusjonsnettet. **Regionalnettet** er kraftnett som dekker større områder, som regioner eller fylker. Det fungerer som et bindeledd mellom **transmisjonsnettet** og **distribusjonsnettet**. Normale spenningsnivåer i regionalnettet er 66 og 132 kV. Regionalnettet eies og driftes av regionale nettselskaper. Nettet omfattes normalt av anleggskonsesjon, dvs. en tillatelse til å bygge og drive hvert enkelt anlegg.

Distribusjonsnettet er den delen av nettet som overfører og fordeler elektrisk energi til sluttbrukerne (husholdninger, næring, lettere industri). Distribusjonsnettet omfatter spenninger fra 230 V til 22 kV. Distribusjonsnettet eies og driftes av regionale nettselskaper. Nettet omfattes av områdekonsesjon, dvs. en generell tillatelse til bygging og drift innenfor gitte spenningsnivåer og et definert geografisk område.

Netteier og områdekonsesjonær er de regionale nettselskapene, disse har en plikt til å tilby alle som ønsker det tilgang til nettet (tilknytningsplikt). Plikten til å sørge for nettilgang er betinget av at kunden er villig til å betale de nødvendige tariffene. I tillegg skal det gjøres en vurdering av at tilknytningen ikke går ut over leveringskvaliteten til eksisterende kunder, eller om det må gjøres investeringer i nettet før tilknytningen kan gjennomføres. Hvis det er tilstrekkelig ledig kapasitet, får man tilbud om tilknytning. Hvis det ikke er tilstrekkelig ledig kapasitet, gjennomfører nettselskapet en utredning av nødvendige tiltak for å finne kapasitet, og om hvorvidt det medfører krav om konsesjon før tilbud om tilknytning.

Tidsbruk i prosessen vil avhenge av om det er tilgjengelig ledig kapasitet i nettet, og omfanget og kompleksiteten til eventuelle tiltak i nettet. I det gunstigste tilfellet, med ledig kapasitet i nettet, kan prosessen fra kunden tar kontakt med nettselskapet til kunden tilknyttes nettet ta under 6 måneder. I motsatt ende av skalaen, hvis det ikke er ledig kapasitet i nettet og tiltakene krever full konsesjonsprosess, vil tilknytning normalt ta 3–5 år. Dersom det også er behov for større tiltak i transmisjonsnettet, kan det ta vesentlig lenger tid.

I 2022 ble grensen for hvilke prosjekter som behandles av nettselskap lokalt satt ned til 1 MW, slik at også mindre tilknytningsprosjekter, som i utgangspunktet kunne blitt løst lokalt, flyttet opp i køen til transmisjonsnettet. Dette medførte at nesten ethvert prosjekt i praksis havnet i en kø med tidslinjer på 5-7 år. For næringslivet er disse skillene utfordrende å håndtere, og det som var utfordringer som i mange tilfeller kunne løses lokalt innen rimelig tid, var plutselig u håndgripelige, og skillete mellom prosjekter som kunne vært løst lokalt og de som uansett ikke kunne vært løst lokalt ble også uklart.

EnerSea har i prosjektperioden gjennomført en rekke intervjuer med sjømatnæringen, og med nettselskap langs kysten. Vi ser at de lokale utfordringene er ulike fra sted til sted. Noen prosjekter er langt unna nettinfrastruktur, og vil ha høye kostnader til tilkobling. Andre ville kunne tilkobles forholdsvis greit, men gjennom prosesser som av igjen ulike årsaker tok tid. Det viste seg imidlertid at mange prosjekter i realiteten var begrenset av at de ble flyttet opp i sentralnettkøen. Dette ble svært tydelig når 1 MW-grensen ble øket til 5 MW. Det åpnet for at de fleste tilkoblinger kunne gjennomføres i henhold til gjeldende prosess for tilkobling til regional- og distribusjonsnett. Likevel, det er mange utfordringer som skyldes tidkrevende prosesser på forsterking av sentralnettet, som igjen får konsekvenser utover i regional- og lokalnett. I alle regionalnett ligger det modne prosjekter fra sjømatnæringen i kø som har en ventetid på over 3 år, og lengre.

31.01.2023 | kl. 18:30 POLITIKK & MARKED

Full stans i tilknytninger til nettet i nord - her er oversikten

Statnett har sagt nei til 1651 MW. Forbedring av nettet vil ta 7 til 12 år.



Oversikt over næring som har fått nei til tilknytning fra Statnett. | Foto: EnergiWatch

Figur 6-1: Prosjekter i Nord-Norge som ikke fått tilknytning til strømmettet

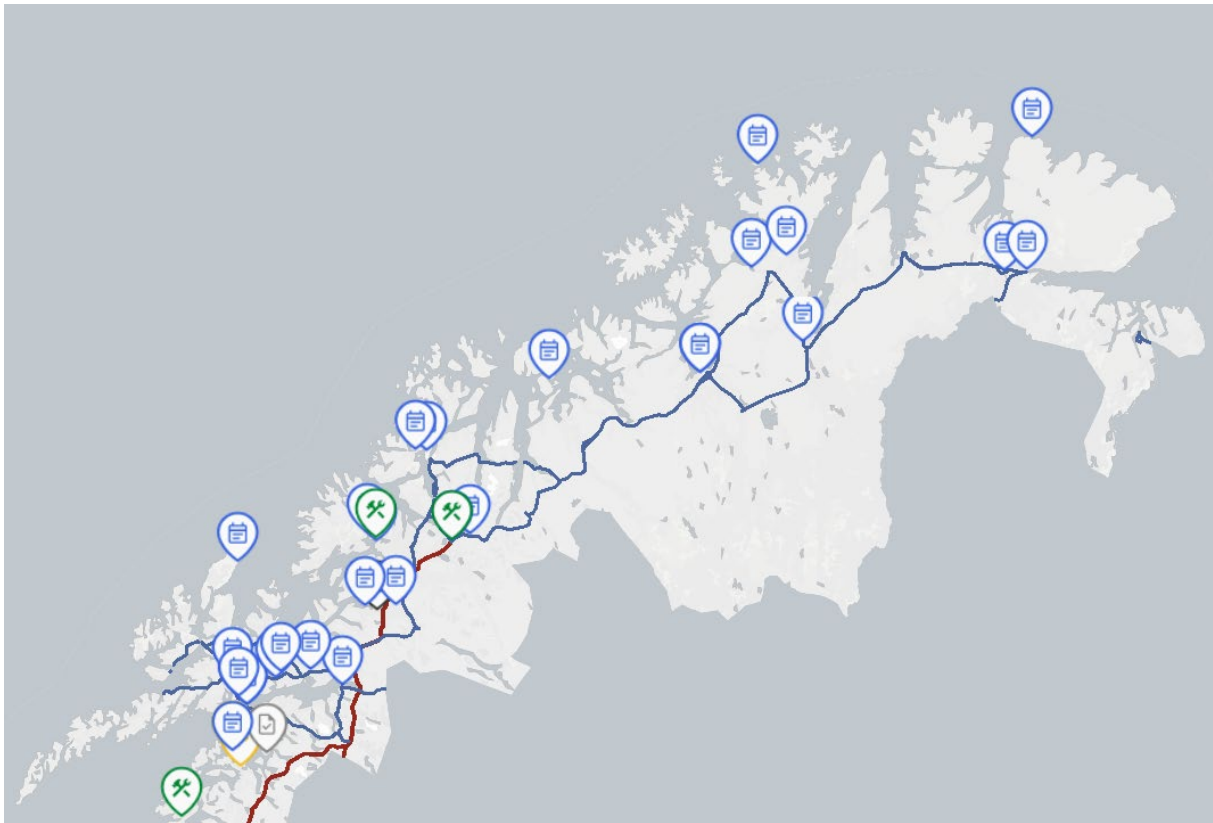
14 av prosjektene i Figur 6-1 er fra sjømatnæringen. Effektbehovet som er søkt om fra disse ligger fra 1 MW til 9,6 MW. 12 av disse er under 5 MW, som etter at effektgrensen ble oppjustert nå kan behandles lokalt med 6 måneder til 5 års behandlingstid. Fortsatt i kø, men i en betydelig kortere kø. Prosjektmodenhet har vært ulikt praktisert i regionalnettet. Det er nå innført en veiledende standard for nettselskaper, slik at prosjekter som ikke følger forventet fremdrift for investeringsbeslutning tas ut av køen. I intervjuene etter at dette ble innført, får vi tilbakemelding om at det reduserer køen. Et eksempel er hydrogenknutepunktet på Hitra, som hadde Enova-frist på sin investeringsbeslutning 31. januar, som ble negativ, nå er ute av køen.

6.1 Status regional- og distribusjonsnett

Nettselskapene skal gjøre de nødvendige investeringer i sine nett for å møte behovet til bestiller. Økt behov for kraft gir tilsvarende økte investeringer i nettinfrastruktur – forutsatt at prosjektene følger

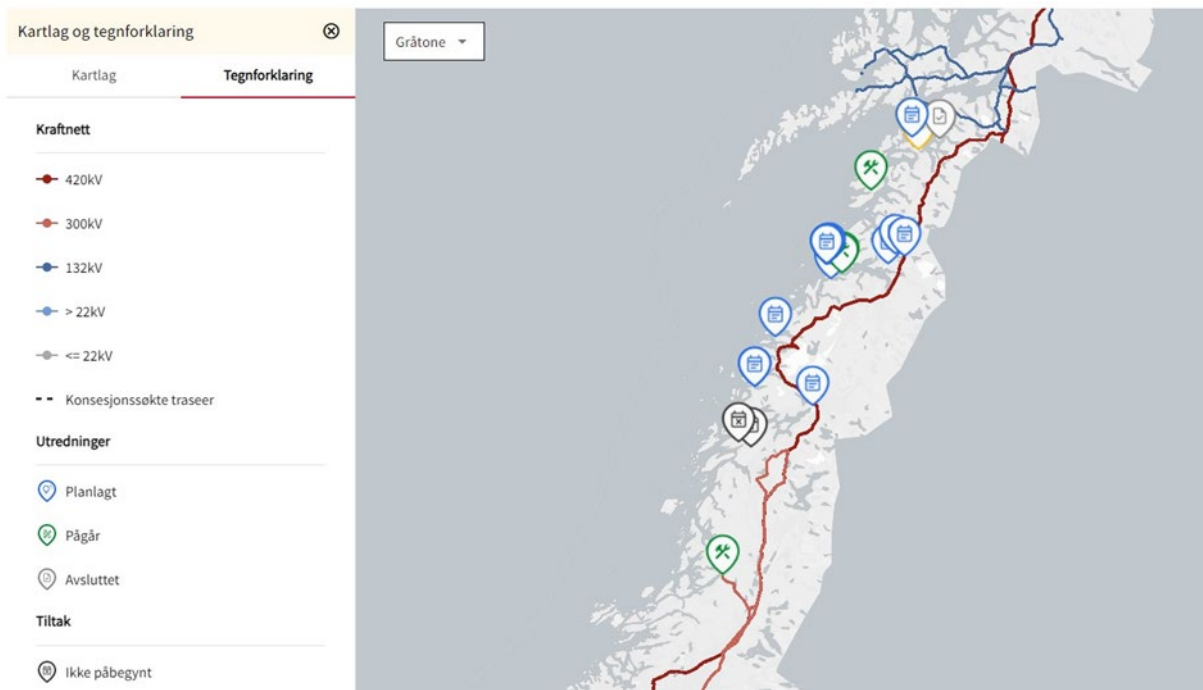
modenhetskravene. Tidslinjen for mange av disse investeringene er lange, og det er svært utfordrende for fullt modne prosjekter i sjømatnæringen langs hele kysten. Det gjelder elektrifisering av oppdrettsanlegg, elektrifisering av prosessindustri som bruker gass som varme eller tørkekilde, og ny industrietablering som settefiskanlegg. Likefullt, det gjøres investeringer og bygges nett langs hele kysten.

Som artikkelen fra Energiwatch illustrerer i Figur 6-1, er det store utfordringer i Troms, og spesielt i Finnmark. Som vist i kapittel 7 er det overordnet på transmissionsnett det stopper. På tross av ny 420kV-linje og ny transformatorstasjon i Alta, så hindrer reservasjoner i nettet ny tilknytting på regionalnett. Alta Kraftlag peker på 400MW reservert til elektrifisering av Melkøya tidligst 2030 som en begrensning som burde vært frigjort til mer modne prosjekter. Lenger sør er Senja et område med kapasitetsutfordringer på regionalnett. Arva har tatt i bruk batterier for å kompensere for effekttopper, og vil også se på en løsning der et småkraftverk kompenseres for å redusere produksjonen på uheldige tidspunkt for nettets kapasitet.



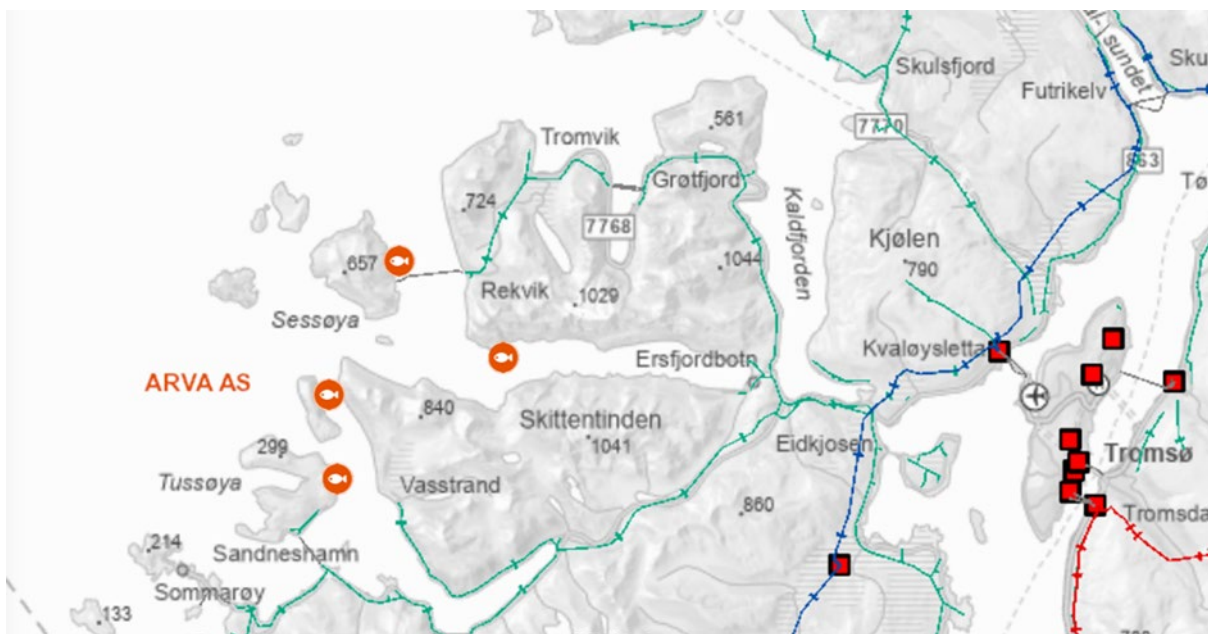
Figur 6-2: Figur fra Plannett, viser oversikt over Troms og Finnmark

I Nordland skal nettselskapet Arva investere mer i nettet de neste 10 år enn de har gjort i de forgående 125 år. Idriftsettelse av Kjelling trafo, med en kostnad på 60 millioner gir bedre lokal utnyttelse av kraftproduksjon fra Breivikelva i Beiarn. Saltstraumen trafo blir ferdig i 2025, en investering på 100 millioner, men vil avhenge av oppgraderingen av Salten trafo i sentralnettet. Den gir mulighet for økt kapasitet i det regionale nettet, og vil sikre at den omfattende kraftproduksjonen som skjer i Nordland også kan utnyttes i regionen.



Figur 6-3: Figur fra Plannett som viser Nordland (<https://plannett.nve.no/>)

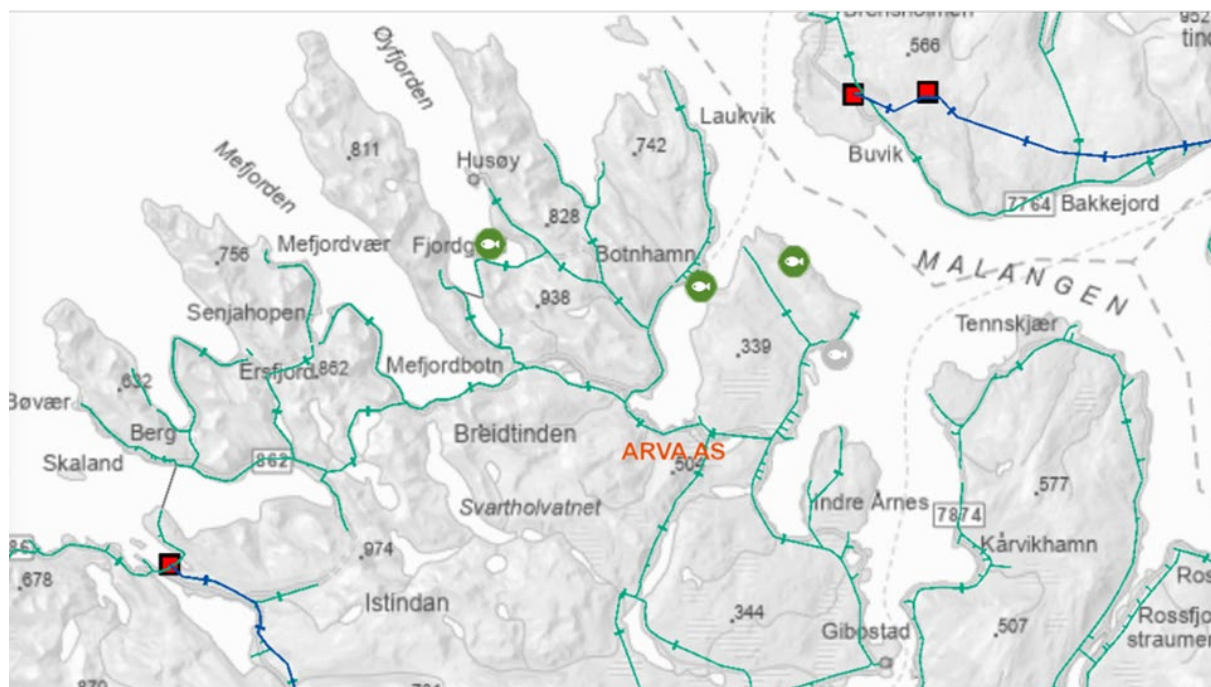
Nærheten mellom tilgang på nett og lokaliteter er veldig varierende i Troms og Finnmark. For eksempel kan vi se på området rundt Tromsø hvor en hel del ikke-elektrifiserte lokasjoner har en god avstand til nærliggende regionalnett og sentralt transmisjonsnett.



Figur 6-7: Området i rød ring fra Figur 6-8, dette viser et eksempel på ikke-elektrifiserte oppdrettsanlegg for at de ikke har nærhet til strømnett.

Området markert med en rød ring i Figur 6-9 vises forstørret i Figur 6-10. Hvis vi legger dette kartet over NVEs temakart som viser distribusjonsnett, ser vi at anleggene ikke har direkte nærhet til distribusjonsnett. Dette er et typisk eksempel på lokasjoner som ikke er tilkoblet strøm på grunn av manglende tilgang på nett.

Området i den grønne ringen i Figur 6-11 er et typisk eksempel på et område som er tilkoblet strøm fordi nettet ligger nært. Dette området er vist i Figur 6-12.



Figur 6-13: Området i den grønne ringen fra Figur 6-14 med de tre elektrifiserte lokasjonene og distribusjonsnett. Alle lokasjonene ligger nært distribusjonsnett, og er dermed tilkoblet strøm

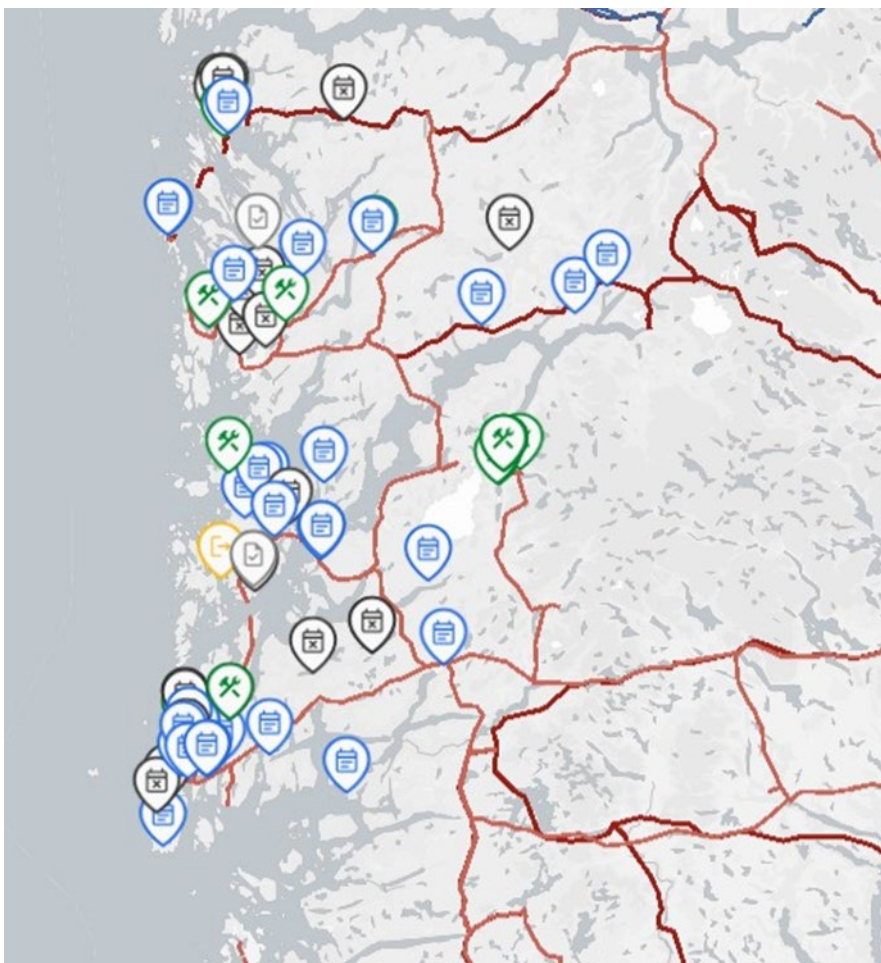
Nord i Trøndelag er det anstrengt kapasitet i regionalnettet langs kysten. Det er ikke forsvarlig å tilknytte større nye last i Ytre Namdal, og det vurderes tilknytning på vilkår fra case til case. Det er søkt konsesjon for ny sjøkabel over Folda, som skal erstatte dagens nett og fjerne denne flaskehalsen. Fire nye settefiskanlegg er under prosjektering i området, med effektuttak mellom 1 og 6,5 MW. I sør vil nytt regionalnett på Fosen gi mulighet for elektrifisering av den delen av Mowis anlegg i Ørland som i dag benytter LNG. Ut fra våre intervjuer, fremstår situasjonen i øy- og havbrukskommunene Hitra og Frøya kanskje som mest prekær langs hele kysten. På Frøya vil utskifting av sjøkabel til 30 millioner kroner i år tilgjengeliggjøre noen få ekstra MW, men utvidelse av eksisterende anlegg og byggeklare prosjekter i og tilknyttet sjømatnæringen har et behov på rundt 50 MW. Disse trenger kraft i løpet av 0-2 år. Nettselskapet Tensio har investeringer på 200 millioner kroner på Frøya og 480 millioner kroner på Hitra planlagt til 2026, men pga økt leveringstid på kabel og transformatorer vil dette ta betydelig lengre tid.



Figur 6-15: Figur fra Plannett som viser Midt-Norge

På Vestlandet ligger også flaskehalsene i transmissionsnettet. Ny 420 kV ledning mellom Blåfalli og Gismarvik 2027 øker kapasiteten i sørvest. Under dette, på regionalnettet, vil det være et svært høyt investeringsnivå både på kort og lang sikt. Ny 66(132) kV ledning Ølen-Våg-Bratthamar, og oppgradering av regionalnettet i Odda er eksempler på store prosjekt som skal bygges de nærmeste årene. Nye regionalnettanlegg blir som hovedregel tilrettelagt for 132 kV, slik at kapasiteten er tilstrekkelig for kraftbehovet i prognosene. Noen eksempler på konsesjonssøkte prosjekt:

- 66(132) kV ledning Bø-Meland.
- 66(132) kV kabler og trafo Spanne-Hemmingstad.
- 66(132) kV kabel ved Vabakken transformatorstasjon.
- Otteråi transformatorstasjon
- Øyra transformatorstasjon



Figur 6-16: Figur fra plannett som viser Vestland

7 Statnetts nettutviklingsplaner

Dette kapitlet gjennomgår Statnetts planer⁷ om utvidelse av sentralnettet. Slik utvidelse er en forutsetning for at videre utbygging i regional- og lokalnettene skal kunne gjennomføres. Sentralnettet eies, styres og bygges ut av statlig eide Statnett. Videre utbygging på lavere nivå er mer styrt av tilbud og etterspørsel. Dersom det er etterspørsel, bygges nettet ut der kraften skal brukes.

Kartleggingen av status for elektrifisering av oppdrettslokaliteter i kapittel 4 gir oss detaljer for status ned på regional- og lokalnettet. Dataene er for en stor del tilgjengelig i [kartet](#) som er utarbeidet. Vi ser at de lokale utfordringene er ulike fra sted til sted, de lokale forutsetningene er unike for hver lokasjon. Et gjennomgående poeng er imidlertid at utfordringene ofte handler om at det er begrensninger på sentralnettet som får konsekvenser utover i regional- og lokalnett. Sentralnettets kapasitet er en forutsetning for ny tilkobling eller økt elektrifisering ute i regional- og distribusjonsnettet. Tilkoblingsbegrensningen på 1 MW gitt av Statnett til nettselskapene førte til en forsinkelse for prosjekter langs hele kysten. Oppjustert grense for hva som krever godkjenning av Statnett til 5 MW åpnet for at de fleste tilkoblinger kunne gjennomføres, med enkelte unntak der det ikke er tilstrekkelig kapasitet lokalt, for eksempel en transformatorstasjon i distribusjonsnettet som allerede er på maksimal

⁷ <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/omradeplaner/>

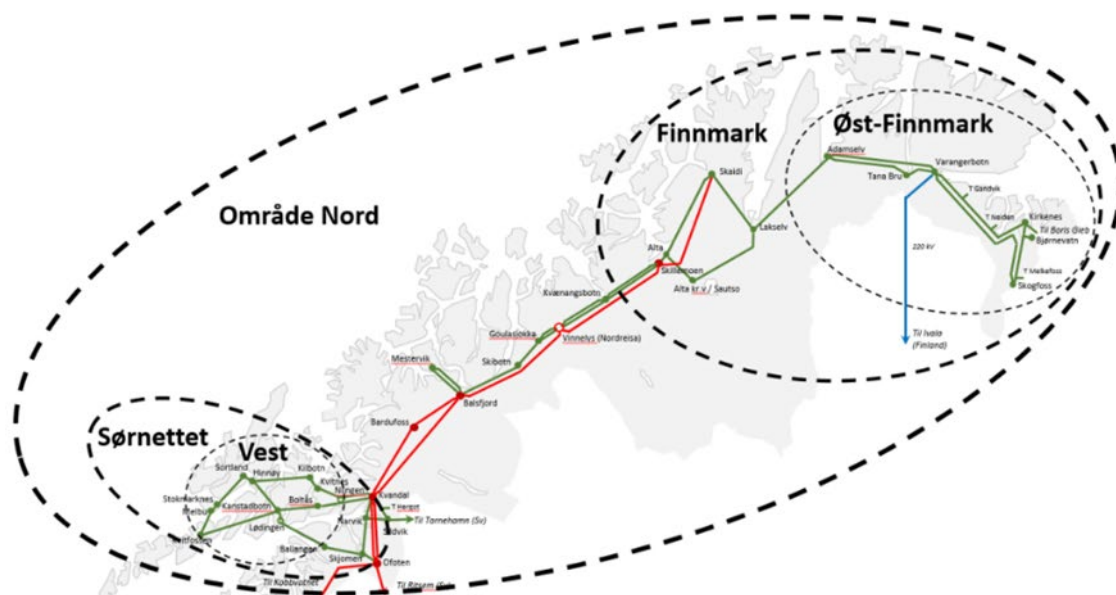
kapasitet, eller lignende. Med andre ord, forutsetningen for lokal tilknytting er kapasitet oppover i nettet. Kapasitet i lokalt nett er underordnet status på sentralt nett.

7.1 Driftssikkerhet i kraftsystemet

Det stilles høye krav til driftssikkerhet i kraftsystemet for å sikre strømtilgang for forbrukere. Virkemiddelet for å oppnå høy driftssikkerhet, har vært å planlegge og drifte nettet etter *N-1-kriteriet*. Drift etter N-1-kriteriet sikrer kapasitet i strømmettet, og unngår strømbrydd for forbrukerne, selv om det skulle oppstå utfall eller feil på én komponent. Driftssikkerhet ivaretas ved at kraftflyten på linje med feil kan fordeles til forbruker via andre linjer i et *masket nett*. Transmisjonsnett og regionalt distribusjonsnett drives i hovedsak med N-1 drift. Dersom nettet driftes slik at utfall på én komponent fører til avbrudd i forsyning i denne delen av nettet, kalles det *N-0 drift*. Drift av nett hvor kraftflyten kun kan følge én rute kan også omtales som *radiell drift*.

7.2 Kraftnettet i Nord

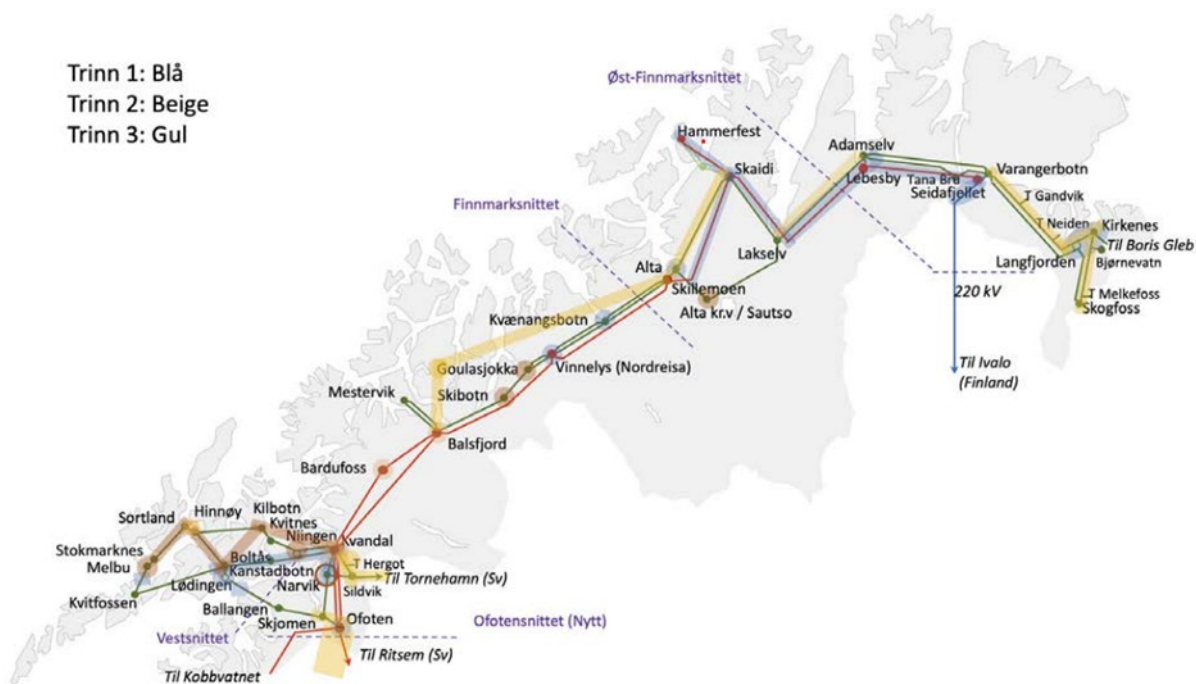
Omfatter Nordre Nordland, Troms og Finnmark, fra Ofoten og nordover. Transmisjonsnettet i området består av 420 kV, 220 kV og 132 kV anlegg. Transmisjonsnettet i Øst-Finnmark består av 132 kV med en 220 kV linje til Finland fra Varangerbotn. Fra Kirkenes til Adamselv er det dubleret 132 kV nett, mens Adamselv - Lakselv består av én enkelt 132 kV linje. Nettet i Finnmark omtales som *spinkelt med begrenset fleksibilitet*, og området driftes i lengre perioder med *N-0 drift*. Det er ikke kapasitet i dagens nett for tilknytting av hverken økt forbruk eller produksjon øst i Finnmark.



Figur 7-1: Strømmettet i Nord fra Ofoten til Øst-Finnmark

Mellom Skaidi - Alta/Skillemoen - Balsfjord er nettet styrket med nye 420 kV linjer, i tillegg til eksisterende svakere 132 kV linje i parallell. Videre sørover fra Balsfjord til Ofoten er det et sterkt dubleret 420 kV nett. I området Lofoten, Vesterålen, Ofoten og Harstad er 132 kV transmisjonsnett sammenkoblet med 132 kV regionalnettet.

Regionalnettet i Finnmark og Øst-Finnmark består av en blanding av 132 kV og 66 kV.



Figur 7-2: Utbyggingsplanene i område nord vist med fargene, trinn 1: blå, trinn 2: beige og trinn 3: gul

Planer og tiltak fra områdeplan Nord

- Viktige nettforsterkninger:
 - o 420 kV til Hammerfest
 - o 420 kV Skaidi – Lebesby – Seidafjellet (Varangerbotn)
 - o Effektstyring (Back-to-back) mot Finland
 - o Trinnvis utvikling med fornyelser og kapasitetsøkning i Sørnettet
- Utredninger (10 – 12 år ledetid):
 - o 420 kV ledning for økt kapasitet inn til Ofoten fra sør eller fra Sverige.
 - o Ny 420 kV fra Balsfjord til Skaidi (økt forsyningsikkerhet og kapasitet inn i Finnmark)
- For 132 kV nettet øst i Finnmark vil forbindelse med fornyelsesbehov også vurdere restrukturering av nett og kapasitetsbehov.
- Tilknytting på vilkår*.

* Tilknytting på vilkår innebærer at forbruker tilbyr fleksibilitet ved å godta utkobling fra strømmettet ved behov.

7.3 Kraftnettet i område Helgeland og Salten

Området dekker midtre Nordland og Helgeland fra Ofoten til Tunnsjødal. Transmisjonsnettet i området består av 420 kV, 300 kV og 220 kV anlegg. Fra Ofoten og ned til Tunnsjødal er det en 420 kV forbindelse. Ved Nedre Røssåga og ned til Tunnsjødal går det en 300 kV forbindelse via Marka i parallell, og én 220 kV forbindelse øst mot Sverige. Området mellom Ofoten og Nedre Røssåga er værutsatt og utsatt ved utfall (N-0), i tillegg påvirkes av forbruk nord for Ofoten. Sørover fra Nedre Røssåga er nettet dubler (300/420 kV). Sør for Rana er det identifisert ledig kapasitet, mens nord for Rana vil avhenge av frigjøring av reservert kapasitet, ny kraftproduksjon og/eller økt nettkapasitet.

Regionalnettet i områdene består stort sett av 132 kV, men med unntak i nordlige deler av Salten hvor det er 66 kV. Regionalnettet i Salten er beskrevet som utfordrende å drifte og med

kapasitetsbegrensninger. Ved Trofors er distribusjonsnettet direkte tilknyttet transmisjonsnettet (300/22 kV).



Figur 7-3: Transmisjonsnettet i Salten og Helgeland. Kilde: Områdeplan Helgeland og Salten, Statnett, 2023.

Planlagte tiltak og prosjekter Salten og Helgeland

Forventet drift 2023

- Fornyelse av Kolsvik stasjon
- Ny stasjon med økt transformering ved Salten.

Forventet drift før 2028

- Fornyelse av stasjon og utvidelse 420 kV mot Sverige ved Nedre Røssåga
- Fornyelse av stasjon og økt transformering ved Rana.

Forventet i drift før 2030

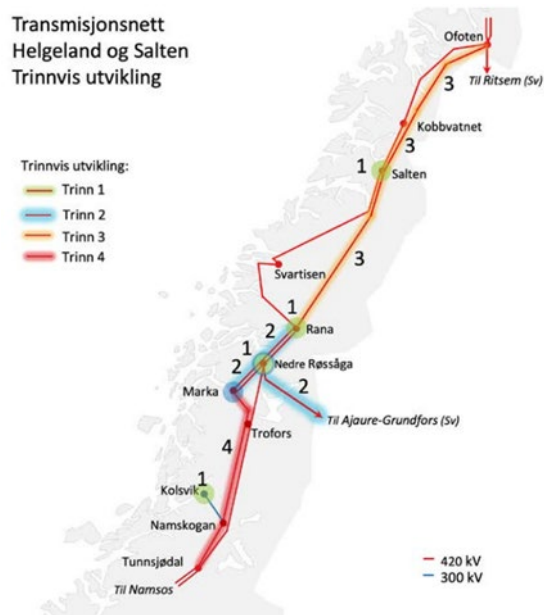
- Ny stasjon ved Trofors.
- Ny stasjon (420 kV) ved Marka
- Ny ledning (420 kV) Nedre Røssåga – Marka
- Ny ledning (420 kV) Nedre Røssåga – Rana
- Kompenseringsanlegg i Nedre Røssåga eller Rana.
- Ny ledning (420 kV) Nedre Røssåga – Ajaure

Forventet i drift før 2035

- Ny ledning (420 kV) Ofoten – Salten
- Ny ledning (420 kV) Salten – Rana

Forventet i drift før 2040

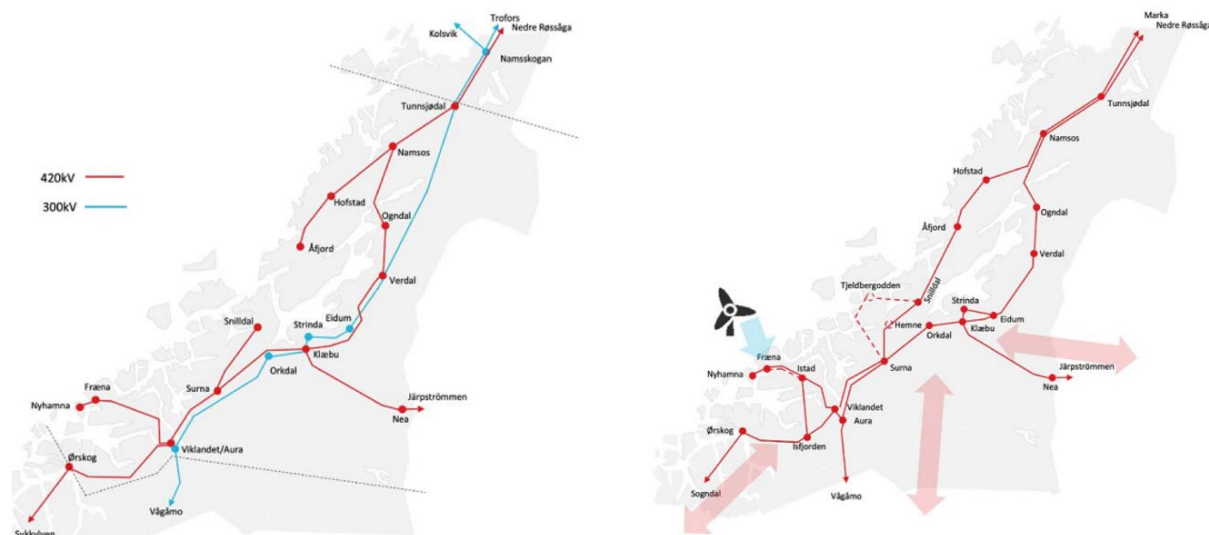
- Erstatning av dagens 300 kV med 420 kV, Marka – Tunnsjødal
- Fornyelse av stasjon ved Namsskogan



Figur 7-4: Trinnvis tiltak i området. Kilde: Områdeplan Helgeland og Salten, Statnett, 2023.

7.4 Kraftnettet i område Midt

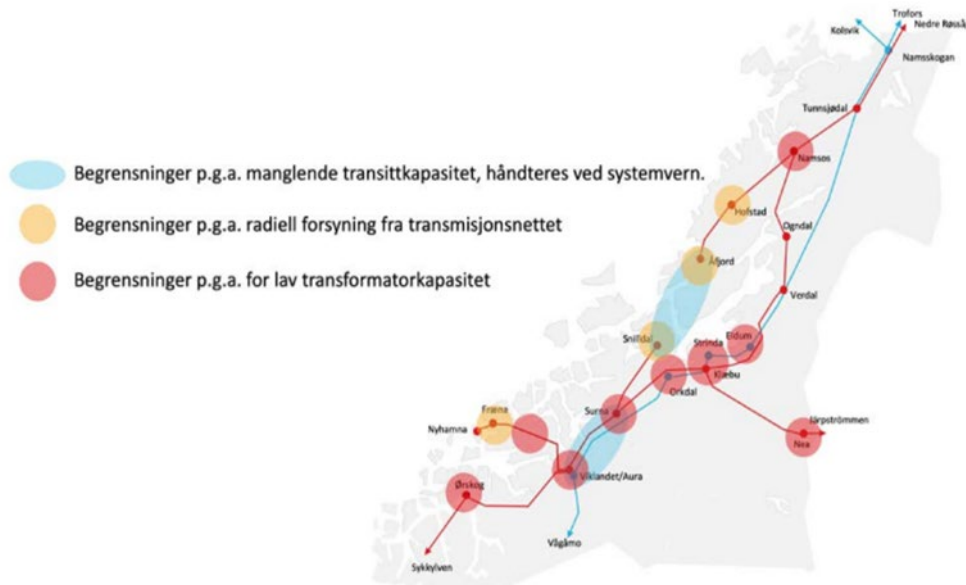
Området omfatter Trøndelag og deler av Møre og Romsdal. I nord avgrenses området ved Tunnsjødal, og sørover ved Aura (Sunndalsøra) og Ørskog. Transmisjonsnettet består 420 og 300 kV anlegg. Fra Tunnsjødal til Ørskog er det en 420 kV forbindelse, mens det fra Tunnsjødal til Aura stasjon i Sunndalsøra går en 300 kV forbindelse. Fra Klæbu og østover inn i Sverige er det en 420 kV forbindelse. Regionalnettet består av 132 kV og 66 kV anlegg.



Figur 7-5: Transmisjonsnettet i område Midt. Dagens situasjon t.v. og målnettet (planlagt utvikling frem mot 2040) t.h.

Det er i dag utfordringer med overføring av kraft i området. Dette skyldes at eksisterende regionalnett er for svakt og behov for økt transformeringskapasitet mellom transmisjonsnettet og regionalnettet (Figur 7-6). For kysten er utfordringene mye radiell forsyning fra transmisjonsnettet og underliggende

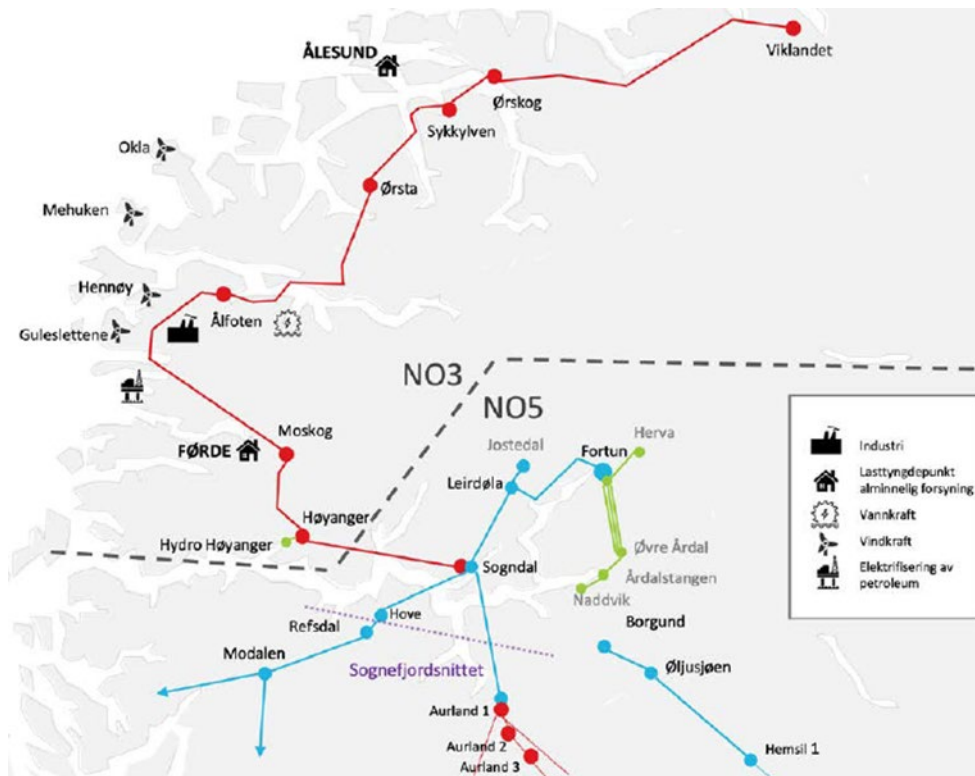
svakt regionalnett. Det er behov for oppgradering av både transformatorkapasitet og ledningsnett. Det er planlagt fire nye transformatorstasjoner og totalt 13 nye transformatorer frem mot 2030. Dette vil bedre forsyningssikkerhet og heve overføringskapasiteten mellom transmisjonsnett og regionalnett. I tillegg planlegges tre tiltak i ledningsnett for økt driftssikkerhet: Åfjord-Snilldal, Surna-Viklandet 2 og Isfjorden-Istad. Når nye anlegg er på plass vil tidligere 420 kV-radialer erstattes av tosidig 420 kV forsyning. Som vist i Figur 7-6 planlegges det også oppgradering av alle 300 kV linjer til 420 kV i området.



Figur 7-6: Begrensninger i nettet i nettområde Midt både hva det gjelder nett og transformatorstasjoner

7.5 Kraftnettet i Sogn og Sunnmøre

I 2016 ble 420 kV kabelen satt i drift fra Ørskog i nord til Sogndal i sør, og erstattet det tidligere 132 kV nettet. Denne kabelen har håndtert mye ny kraftproduksjon, og legger til rette for økt forbruk. Totalt sett er dette et område med produksjonsoverskudd med en blanding av regulerbar vannkraft og vind langs kysten. Det finnes flere kraftintensive industrier som er tilknyttet 420 eller 300 kV delene av nettet. Området er delt i to prisområder, NO3 i nord og NO5 i sør, kraftnettet og prisområdene er vist i Figur 7-7.



Figur 7-7: Kraftnettet fra Sogn til Sunnmøre med delingen mellom prismaområdene NO3 og NO5

Alle 400 kV nett er bygget på 2010-tallet, mens det eldre 300 kV nettet er bygget på 1970-tallet. Redundansen i 420 kV nettet fra Viklandet til Sogndal har utfordringer ved underhold og driftsstans, så dette må planlegges og koordineres nøye. Driften i det gamle 300 kV nettet i Indre Sogn er krevende på grunn av høy utnyttelsesgrad. Da det kun er én kabel inn til 420 kV nettet, vil resten av nettet falle ut ved vedlikehold eller utbytting av komponenter. Dette er krevende for driften av nettet, og legger store begrensninger på de lokale kraftverkene.

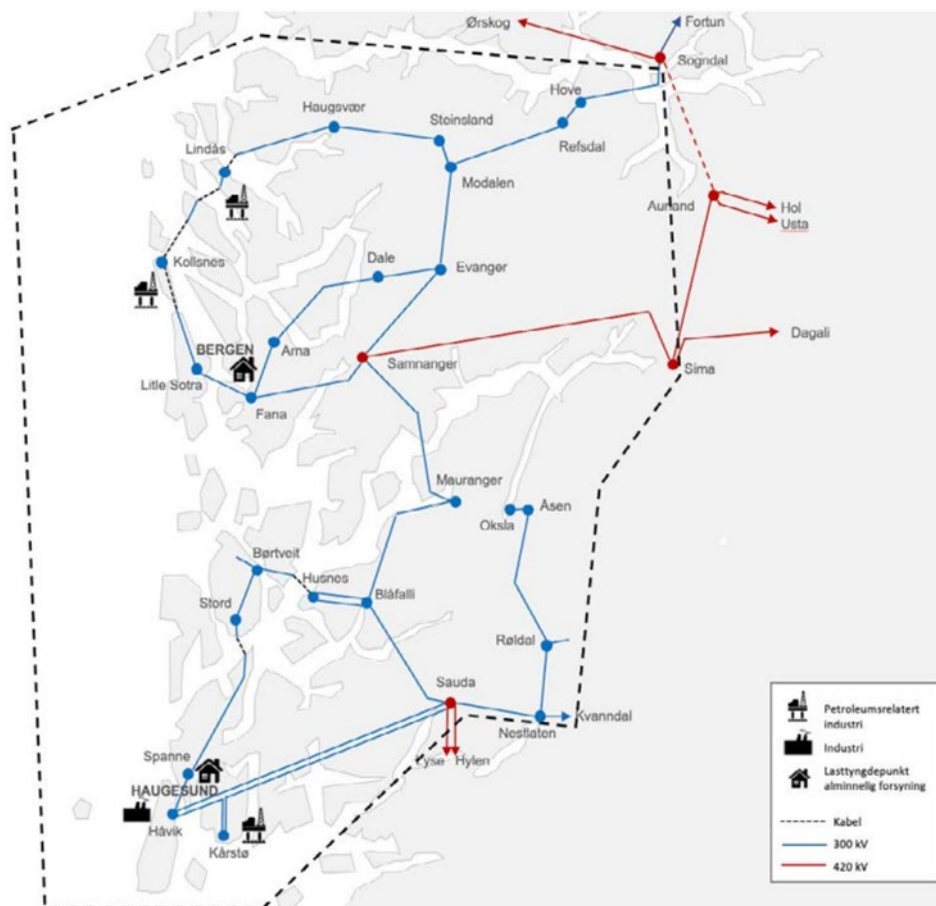
De seneste årene er det etterspurt store nye tilknytninger. Forbruksplanene er så store at de overstiger dagens samlede forbruk. Blant annet er det planlagt landbasert fiskeoppdrett på Sunnmøre, noe som sammen med elektrifisering av transport utgjør hoveddelen av nye forbruksplaner. Dersom disse forbruksplanene realiseres, kreves store investeringer i kraftnettet og betydelig ny kraftproduksjon.

Statnett mener det fortsatt er stort potensial for etablering av ny kraftproduksjon i området, både ny kraft og effektutvidelse i eksisterende kraftverk. Det er også stort potensial for både landbasert vindkraft og havvind, men med få prosjekt.

Siden mye av nettet i området er nytt, er målnettet svært likt dagens nett, men med utbygging av det gamle 300 kV nettet til 420 kV nett. Videre forbedringer er forsterkninger på lengre sikt for å forbedre driftssikkerheten, men det er plass til både nytt forbruk og ny kraftproduksjon i området.

7.6 Kraftnettet i Bergensområdet og Haugalandet

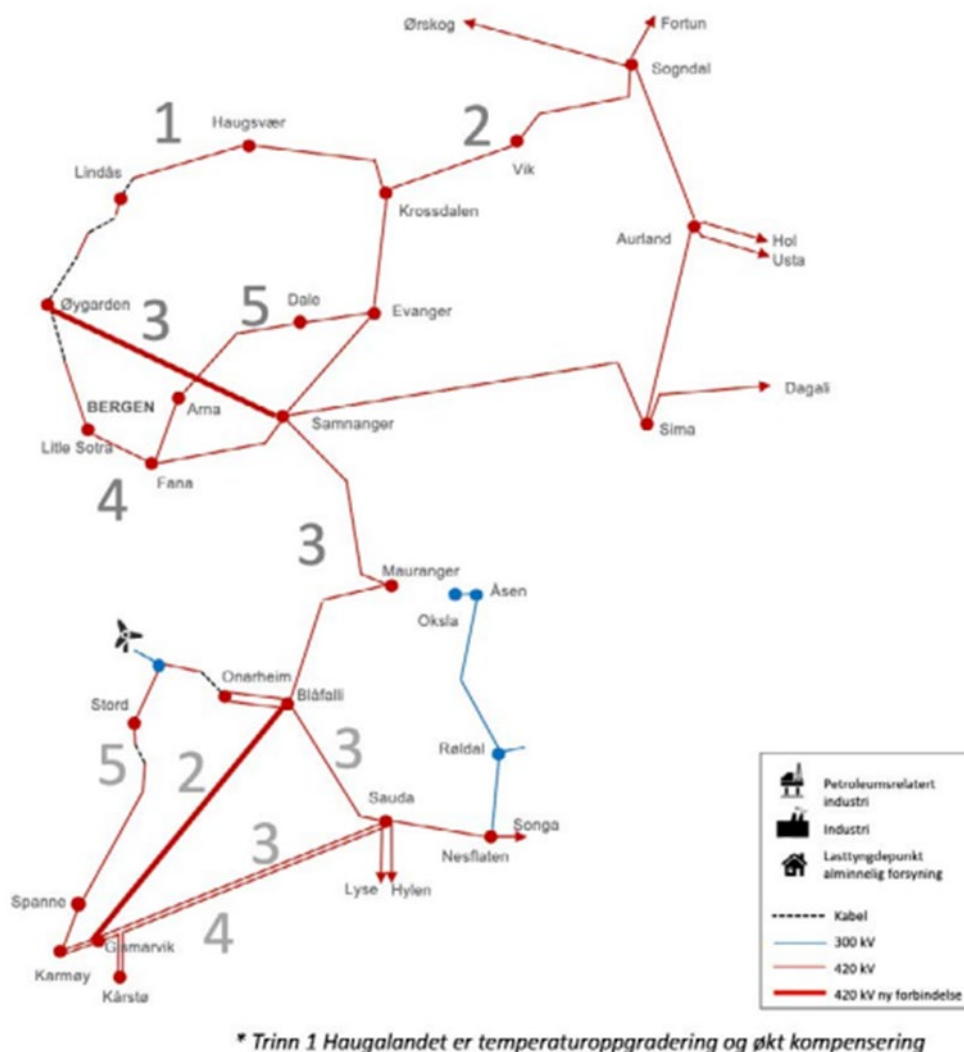
Mye av nettet er 300 kV og relativt gammelt, og trenger fornyelse innen 2040. Mye av forbruket er lokalisert langs kysten og knyttet til smelteverk og petroleumsindustri, i tillegg til byene Bergen og Haugesund.



Figur 7-8: Dagens kraftnett i Bergensområdet og Haugaland

Området er delt inn i to, Bergensområdet er den nordre delen, Haugalandet den sørlige.

Det finnes flere snitt som begrenser fri strømflyt i området i dag. Målet er å bygge om hele det eksisterende 300 kV nettet og oppgradere det til 420 kV for å forbedre mulig kraftflyt i hele området. Målnettet er et langsiktig mål, og kan tidligst stå ferdig i 2040. Målnettet planlegges å gjennomføres i fem trinn i henholdsvis Bergensområdet og på Haugalandet. Bergensområdet har i dag høy utnyttelsesgrad, og i tillegg mange store forespørslers om ny nettilkobling med både nye industriparke og datasenter. Disse forespørslene er både en stor mulighet og utfordring, og vil kreve mye større kapasitet i nettet for å realisere. Målnettet og de forskjellige trinnene er vist i Figur 7-9.



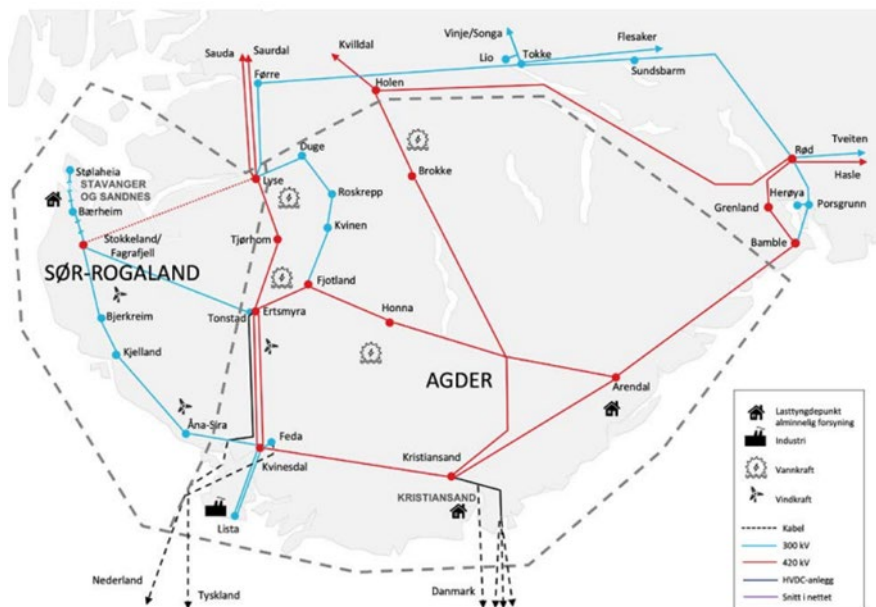
Figur 7-9: Målnettet i Bergensområdet og Haugalandet, tallene viser de planlagte trinnene som skal bygges ut i rekkefølge fra 1 til 5.

7.7 Kraftnettet i Sør-Rogaland og Agder

Omfatter hele området fra Stavanger langs vest- og sørkysten til Bamble. På sørkysten finnes få oppdrettsanlegg. Denne analysen fokuserer derfor på området rundt Stavanger, hvor det begynner å bli flere oppdrettsanlegg. I dette området er det hovedsakelig 300 kV nett bygd på 1970-tallet og før 2000. Det pågår oppgraderinger til 420 kV på flere steder, inkludert oppgraderinger i trafostasjoner.

Området har omfattende forbruksplaner på 4 000 MW. Dagens maksimale forbruk er på omtrent 3 000 MW. Forbruksveksten som er nødvendig for det grønne skiftet forutsetter utbygging av ny fornybar kraft. Prognosene i Sør-Norge viser at vi går mot et energiunderskudd allerede i 2026. Området har godt potensial for ny kraftproduksjon og effektutvidelser i eksisterende vannkraftverk, og er godt egnet for ilandføring av havvind. De store planene for forbruksvekst er hovedsakelig økt industriforbruk. Betydelige arealer er regulert til formål kraftintensiv industri, planene innebærer en forbruksøkning på 1 400 MW.

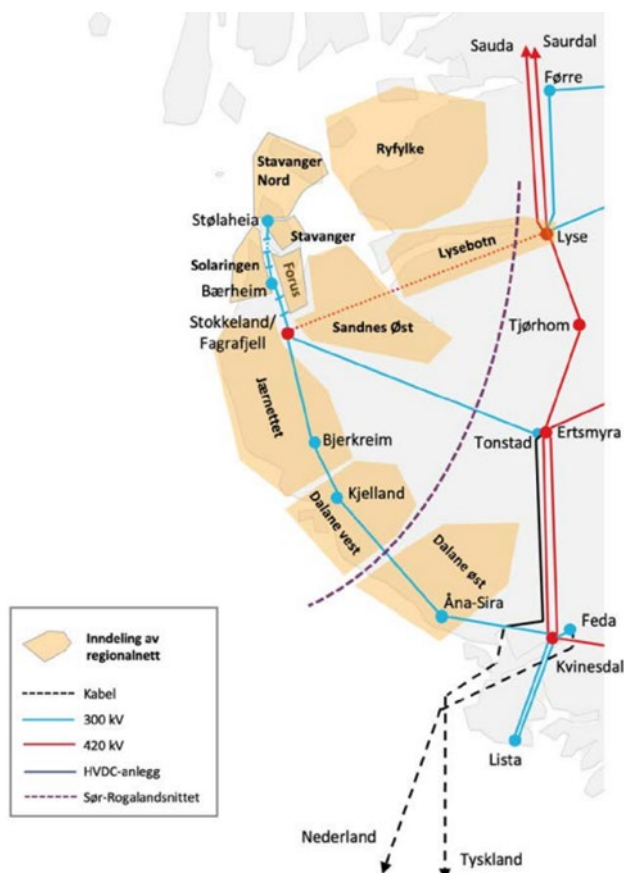
Det er meldt inn lite ny kraftproduksjon i området. Ingen prosjekter over 1 MW er meldt inn, og det finnes bare én konsesjon for vindkraft, den er på 200 MW, og det jobbes fortsatt med å få den realisert.



Figur 1 Kart over området med dagens transmisjonsnett (og 300 kV-nettet mellom Kvinesdal og Lista, som ikke inngår i transmisjonsnettet)

Figur 7-10: Kart over nettområde Midt

Det finnes i dag en stor begrensning i nettet som betegnes som Sør-Rogalandsnittet. Dette ligger mellom områdene med 420 kV nett og 300 kV nett, og vises i Figur 7-11.



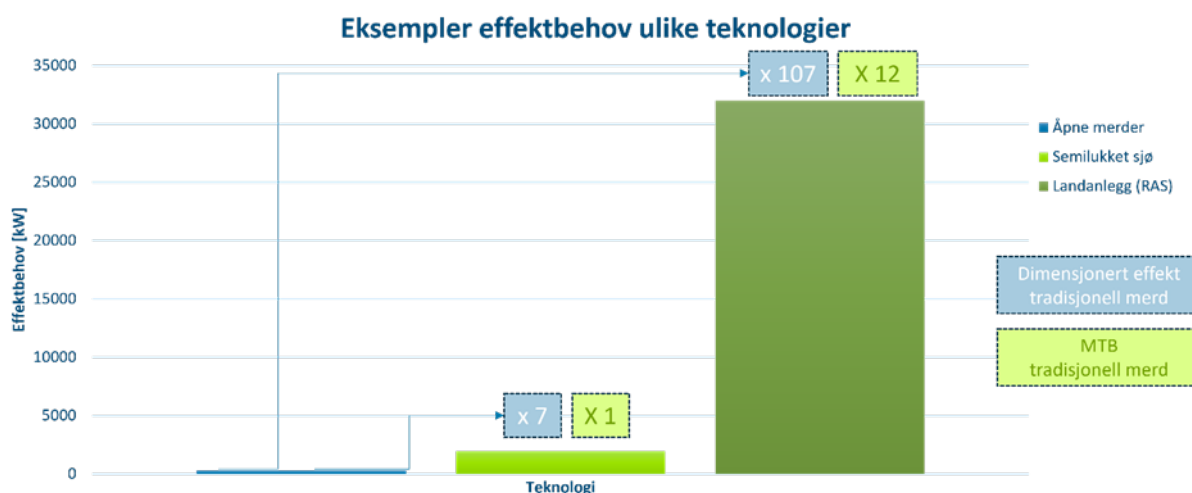
Figur 7-11: Transmisjonsnett og områdeinndeling i regionalnett i Sør-Rogaland. Snittet med begrensning for tilknytning av nytt forbruk vises også med den lilla linjen.

Alle Statnetts likestrøms- mellomlandsforbindelser (unntatt North Sea Link til England) er tilknyttet i Agder. Disse har en kapasitet i begge retninger på inntil 3800 MW. Men denne effekten kan ikke føres videre til områdene med høy konsentrasjon av oppdrettslokasjoner fra Stavanger og nordover.

8 Energibruksscenarioer i havbruk til 2040

For å kartlegge energibruk og i tillegg forutse hva bruken forventes å være i 2040, benytter vi to ulike scenarier. Begge scenarioene tar hensyn til forhold som teknologiendring i retning semilukkede og lukkede teknologier (i sjø eller på land), som trenger mer kraft enn åpne, tradisjonelle merder i sjøen.

Både landbaserte anlegg, lukkede og semi-lukkede merder vil øke behovet for kraft, og dermed også behovet for effekt. I tillegg kommer målsettinger og ønsker om å øke produksjonskapasiteten på eksisterende og nye lokasjoner. Videre vil ny teknologi i service- og arbeidsbåter drive opp behovet for effekt. Fartøyenes forventede energibehov behandles nærmere i kapittel 9. Som vi ser av Figur 8-1 vil effektbehovet øke drastisk ved mer lukket teknologi. De naturlige prosessene i sjøen knyttet til vanngjennomstrømming og temperatur må erstattes med mekaniske, kraftkrevende oppvarming av vann og gjennomstrømmingsteknologi. Omlegging fra åpent, tradisjonelt oppdrett til semi-lukkede merder i sjø gir sju ganger høyere kraftbehov. Dersom hele prosessen flyttes på land, øker effektbehovet 107 ganger. Imidlertid vil effektiviteten i produksjonen gå betraktelig opp når man kan kontrollere hele produksjonsprosessen på land. Prosjektet vil senere belyse hva en slik omlegging for næringen vil bety i kraftbehov i ulike scenarier.



Figur 8-1: Effektbehov for de tre ulike merdeteknologiene åpen, semilukket i sjø og lukket landanlegg. Blå tall er akkumulert effektbehov for alle søkte prosjekt. Tall i grønt viser effektbehovet for teknologien i gjennomsnitt, sammenlignet med åpne merder i sjø.

De to hovedscenarier legges til grunn ulik forventet økning i produksjonsvolum. Scenario 1 tar utgangspunkt i en produksjonsøkning på 2 % per år, mens scenario 2 bygger på en maksimal volumøkning som når 5 000 000 tonn biomasse i 2040. Dette tilsvarer en økning i produsert biomasse på 7 % per år. Startpunktet for produksjonsmengden i 2024 er definert ved det seneste tallet som fines for 2022, 1 650 000 tonn biomasse av laks, regnbueørret og ørret.

Energieffektivisering er ikke tatt med som en del av utviklingen til 2040. Tallene er vist i Tabell 8-1.

Tabell 8-1: Energiforbruksverdier som er brukt i scenarioene

KATEGORI	FORBRUK [KWH/KG]
SLAKTERIER	0.127
FISKEMOTTAK	0.645
SMOLTANLEGG	8.38
TRADISJONELT OPPDRETT	0.1925
OPPDRETT PÅ LAND	8
LUKKET / SEMI-LUKKET I SJØ	1.54

Tall for kraftforbruk er hentet fra anlegg som er i drift i dag, og som har en representativ energibruk som tilsvarer kartleggingen i kapittel 4. I kartleggingen er det samlet inn data fra flere bedrifters slakterier, strømforbruk er oppgitt av slakteriene selv. Dataene er normert mot mengden slaktet biomasse og gjennomsnittsberegnet for å komme fram til verdiene i Tabell 8-2.

Samme metode som for slakterier er brukt for tradisjonelt oppdrett. Data er samlet inn fra mange ulike lokasjoner, et gjennomsnitt er beregnet og normert mot mengden produsert biomasse.

For lukkete/semi-lukkete anlegg i sjø er forholdet mellom tradisjonelt og semi-lukket i sjø fra Figur 8-1 brukt. Dette betyr at tallet fra tradisjonelt oppdrett er multiplisert med 8 for å ha litt margin. For oppdrett på land er det tatt utgangspunkt i tallene for smolt. Tallene er verifisert ved SINTEF-rapporten «Konsekvensanalyse av landbasert oppdrett av laks – matfisk og post-smolt» av Hilmarsen og Holte (2018). I denne rapporten kommer man frem til et energiforbruk på 6-9 kWh/kg fisk.

For fiskemottak er den spesifikke energibruken tatt fra flere forskjellige kilder og sammensatt til et gjennomsnitt. Dette beskrives mere nøyaktig i kapittel 8.1.

8.1 Energibruk i fiskemottak

For å inkludere fiskemottakene og energibruken i prosesseringen av fisket fisk, må mye data sammenstilles fra mange ulike kilder. Her er mye data tatt fra samarbeid med PEIS-prosjektet, i tillegg til diverse rapporter fra andre gjennomførte prosjekt. Som beskrevet i analyse fra Nofima og Menon Economics⁹ «finnes per i dag ingen komplett statistikk over hva som produseres i norsk fiskeindustri, og den nærmeste åpne kilden til denne kunnskapen er eksportstatistikken for sjømat». Siden hovedparten av fisket fisk går til eksport, har vi gjort samme antakelse i denne rapporten som i Fiskeridirektoratets nøkkeltall¹⁰, det vil si at eksportert fordeling mellom ulike typer fiskeprodukter er representativ for hele produksjonen. Dette er det beste datagrunnlaget som eksisterer, og er brukt som grunnlag i denne rapporten.

⁸ «Konsekvensanalyse av landbasert oppdrett av laks – matfisk og post-smolt» av Hilmarsen og Holte (2018), SINTEF

⁹ Ringvirkninger av norsk tørrfisk- og saltfisknæring - En analyse med data for 2018, Nofima og Menon Economics, februar 2020

¹⁰ Økonomiske og biologiske nøkkeltall fra dei norske fiskeria 2022, Fiskeridirektoratet

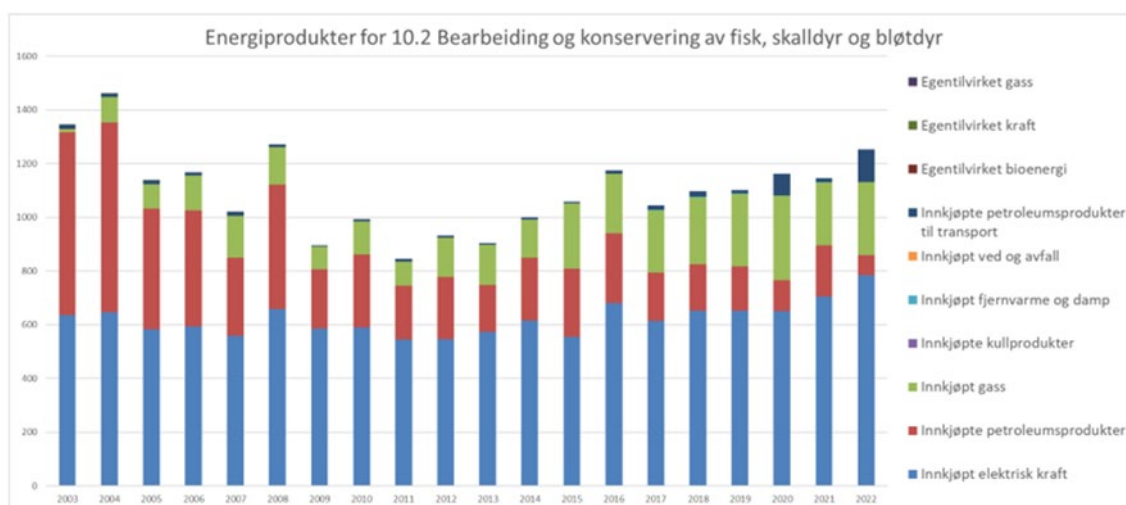
Tabell 8-3: Tabell med fiskete mengder, spesifikt energiforbruk og total energimengde, sammenstilling med mange ulike kilder. Totale mengder av fisket fisk er hentet fra Fiskeridirektoratets økonomiske og biologiske nøkkeltall ¹⁰

	MENGDE	SPESIFIKT ENERGI BRUKS	TOTALT ENERGI BRUK
PRODUKT	TONN	MWH/TONN	MWH
PELAGISK	1314740.0	0.749	985068.9
Pelagisk fryst (filet og hel)	887449.5	0.610	541344.2
Pelagisk fersk	98605.5	0.200	19721.1
Pelagisk fiskemel og fiskeolje	328685.0	1.290	424003.7
HVITFISK	765991.0	0.457	349751.5
Hvitfisk konvensjonell (tørrfisk, saltfisk, klippfisk)	321716.2	0.440	141555.1
Hvitfisk fersk (sløyd + filet)	153198.2	0.200	30639.6
Hvitfisk frossen (sløyd + filet)	291076.6	0.610	177556.7
REKE	41261.0	0.819	33802.6
Industriereke	37367.2	0.840	31388.5
Fersk reke	3893.8	0.620	2414.1
TOTAL LANDINDUSTRI FISKERI	2121992.0	0.645	1368623.0

Verdiene i Tabell 8-3 er en sammenstilling av tall fra Fiskeridirektoratets statistikk, fordeling mellom de forskjellige kategoriene er fra henholdsvis Nofima og Menon Economics ⁹ og Fiskeridirektoratet¹⁰, og data for energiforbruk er fra Norske utslipp (<https://www.norskeutslipp.no/>) og SINTEF-rapport «Klimasatsing i kystfiskehavner», 2022.

Energien som brukes er en kombinasjon av fossile kilder og elektrisitet. Fordelingen mellom forskjellige kilder er vist i Figur 8-2. Frem til 2040 forventes de fossile drivstoffene å erstattes av andre energikilder og fornybare drivstoff.

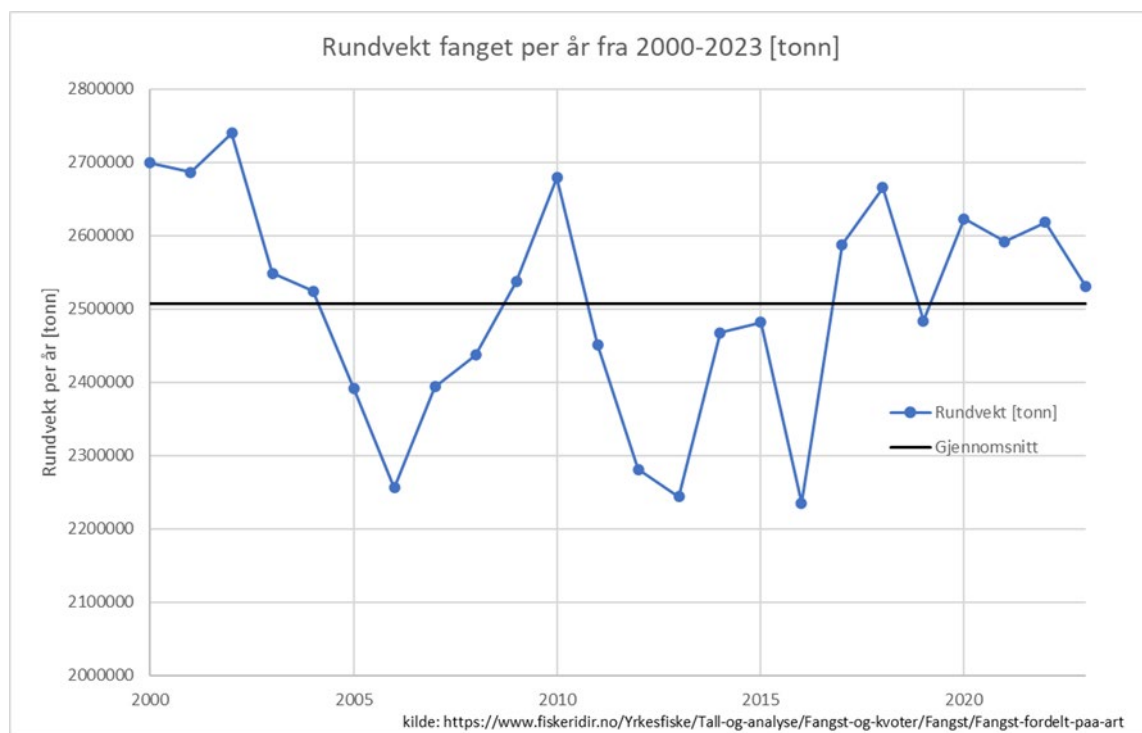
I tillegg til pelagisk, hvitfisk og reker, landes også store mengder krill og tare, disse er ikke medregnet på grunn av stor usikkerhet i prosessering og energiforbruk. Denne grunnen er opphavet til diskrepansen i mengde mellom det man kan se i Tabell 8-3 og Figur 8-3.



Figur 8-2: Energifordeling mellom forskjellige energityper fra 2003-2022. Til 2040 forventes de fossile kildene å erstattes med strøm og fornybare drivstoff. Tallgrunnlaget er fra SSB sin statistikk.

Frem til 2040 forventes de tre fossile kildene å bli erstattet av annet. De fossile drivstoffene som brukes til transport gjelder intertransporter mellom lager og forflytting av produkter, disse forventes å bli elektrifisert. Den innkjøpte gassen forventes erstattet av biogass, og kategorien «innkjøpte petroleumsprodukter», som brukes til oppvarming og tørking, erstattes med direkte strøm. Utviklingen antas å være lineær fra 2024 til 2040.

Mengden biomasse som fanges og leveres til fiskemottak hvert år i Norge, varierer fra år til år. Men over tid har totalen variert rundt en gjennomsnittsverdi på 2 506 357 tonn per år. For å opprettholde et bærekraftig fiske, forventes kvoter, og dermed fanget fisk, å holde seg på samme nivå frem til 2040, dette er vist i Figur 8-3.



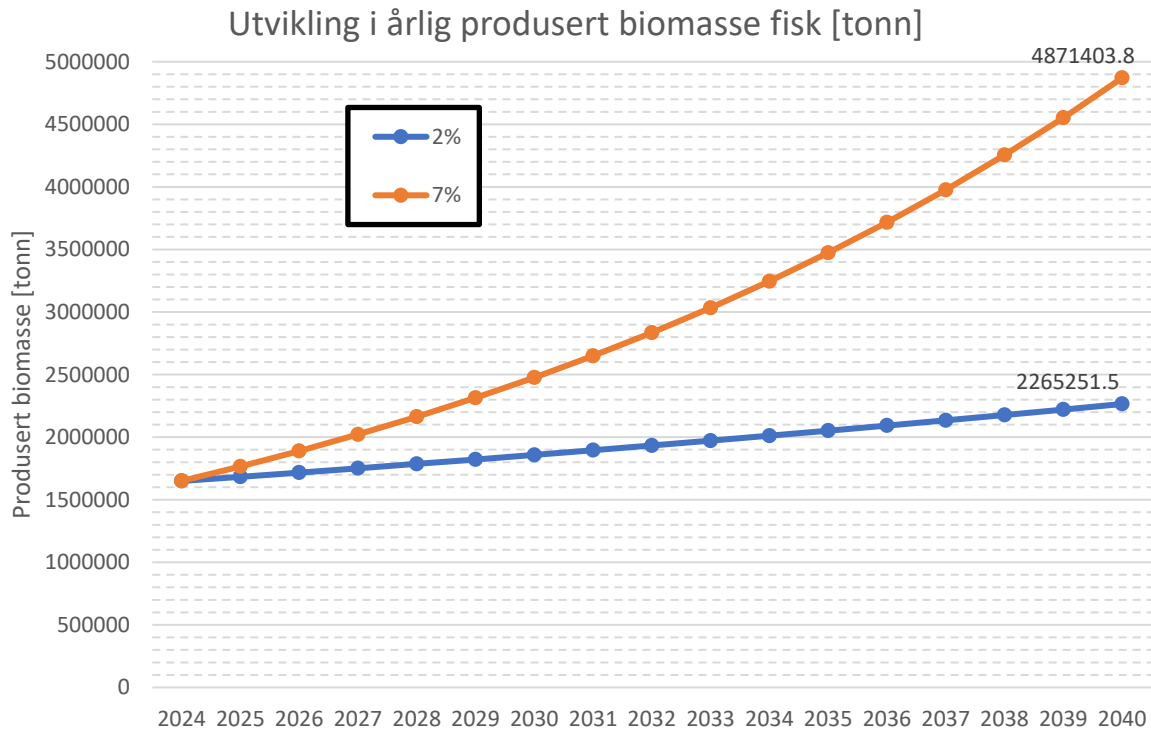
Figur 8-3: Fanget rundvekt per år 2000-2023 i norsk fiskerinæring

8.2 Scenario 1: 2% årlig produksjonsøkning

I dette scenarioet er det hovedsakelig to forhold som forventes å utvikle seg til 2040 fra i dag:

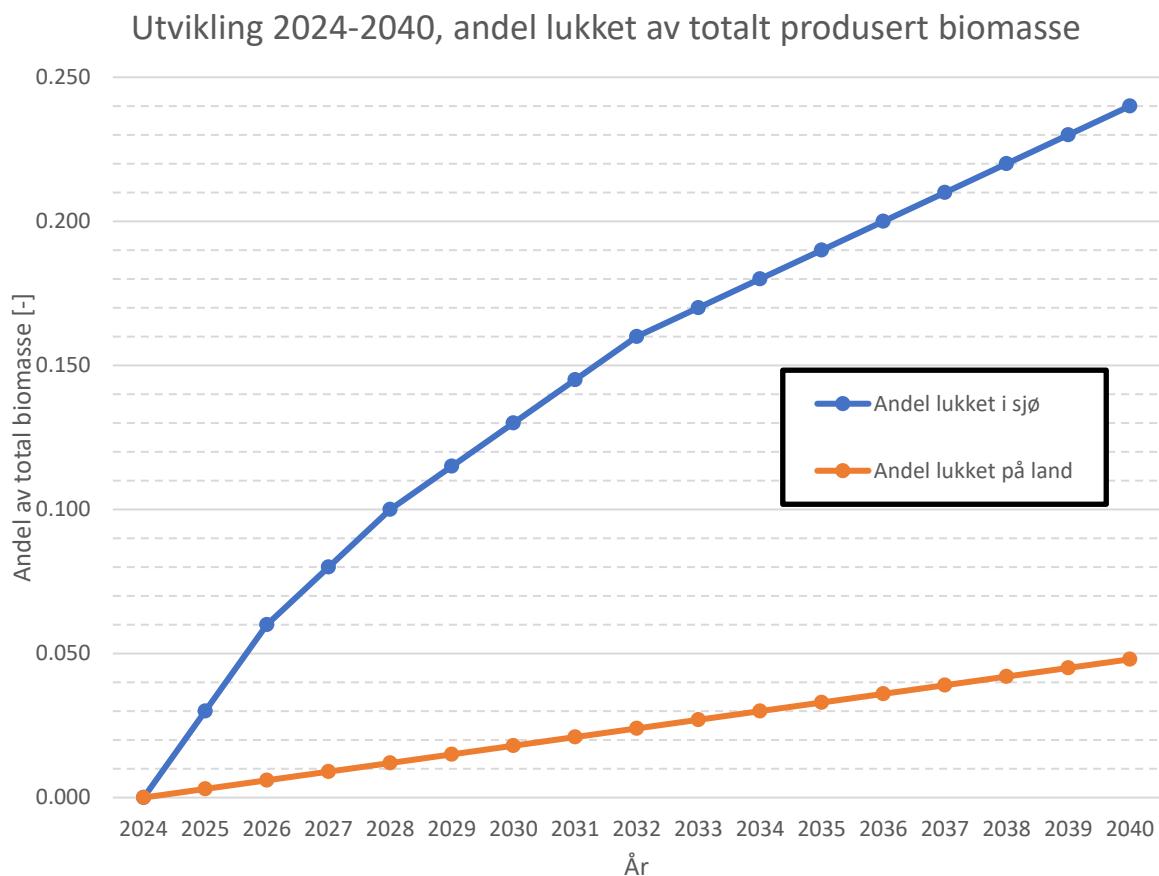
1. En årlig økning på 2 % produsert biomasse per år i oppdrettsnæringen
2. En gradvis økende andel av oppdrettsproduksjonen skjer med lukket og semi-lukket teknologi
3. Mengden fisk som tas imot i fiskemottak antas være konstant

Utviklingen i biomasse for de to økningene er visualisert i Figur 8-4.



Figur 8-4: Økningen i produsert biomasse i oppdrettsnæringen som er brukt i de ulike scenarioene. Verdien på sluttpunktene er antall tonn biomasse som produseres i oppdrettsnæringen i 2040

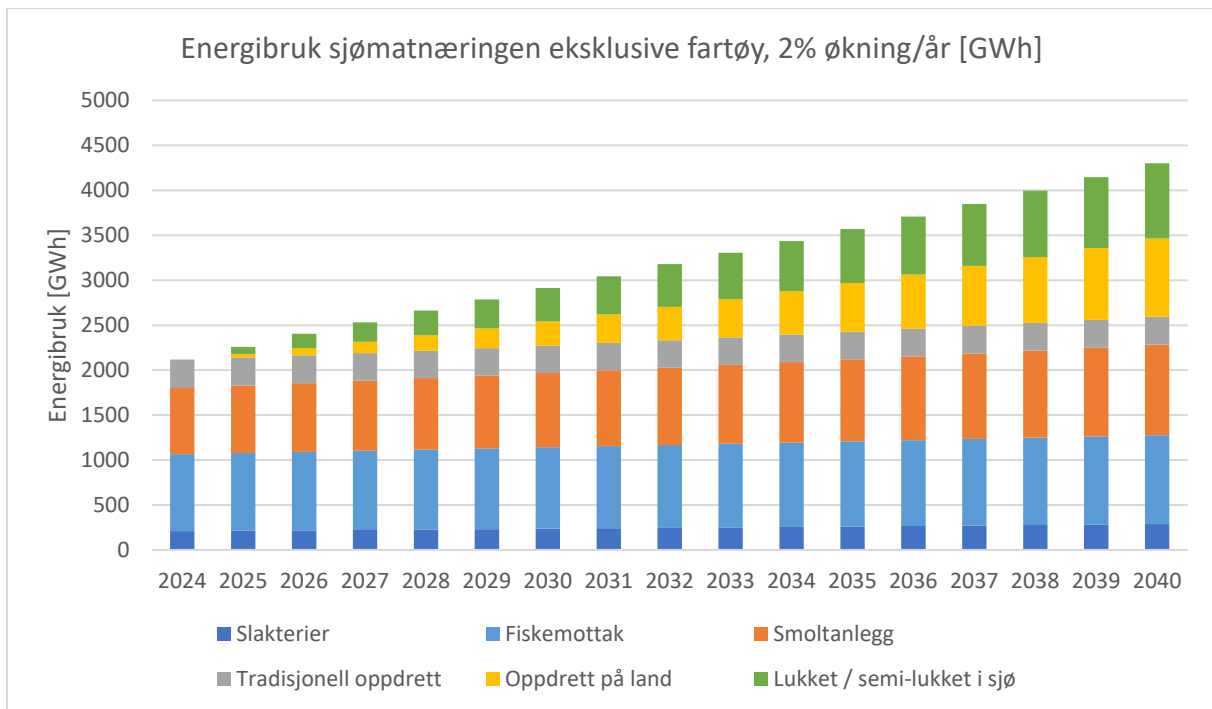
Det er en klar utvikling mot mer lukket produksjonsteknologi i næringen. Flere aktører er i gang med lukket og semi-lukket teknologi i sjø, og har klare ambisjoner om å lukke et betydelig antall anlegg i løpet av 2024. Landbasert oppdrett er også en utvikling som har økt i omfang de seneste årene. For å få med denne utviklingen, er det lagt til grunn at en andel av totalt produsert biomasse vil skje med lukket teknologi. Utviklingen av andelen lukket teknologi er vist i Figur 8-5.



Figur 8-5: Andelen av totalt produsert biomasse i oppdrettsnæringen som er produsert med lukket teknologi i sjø og på land

Siden lukket teknologi på land krever store effekter og mye energi, er det forventet at teknologien vil stå for en ganske liten andel av produsert biomasse. Lukket teknologi i sjø antas å utgjøre en andel på omtrent 24 % i 2040. Dette er basert på at flere bedrifter, eksempelvis Lerøy, mener 20 % av produksjonen allerede i 2024 vil være en miks av semi-lukket, lukket og nedsenkbar teknologi, for å forbedre fiskehelsen. Dermed er det forventet at andelen lukket teknologi øker relativt raskt de neste årene, for å etter hvert flate ut. Scenarioene antar at andelen lukket teknologi i sjø i 2040 utgjør omtrent 24 %, og landbasert produksjon i underkant av 5%.

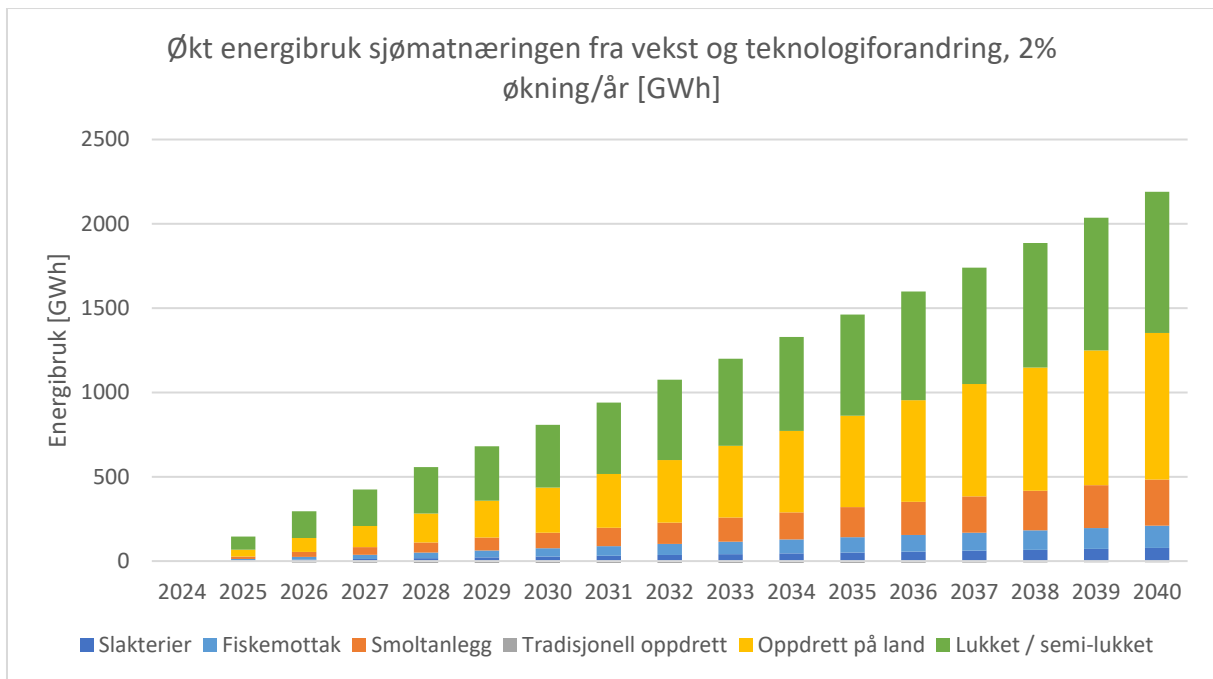
Basert på utviklingen i produsert biomasse og teknologiendringene vist i henholdsvis Figur 8-4 og Figur 8-5, kan vi beregne utviklingen i energiforbruk per år. Denne utviklingen er vist i Figur 8-6.



Figur 8-6: Utviklingen i energiforbruk for scenario 2% økt biomasse i oppdrettsnæringen per år frem til 2040, fartøy er ikke inkludert

Alle kategoriene vil øke energibruken frem til 2040 som en konsekvens av økt produksjon, unntatt tradisjonelt oppdrett i sjø. For tradisjonelt oppdrett blir forbruket konstant, ettersom produksjonsøkningen kommer i lukkede anlegg i sjø og på land. Mengden ny kraft som behøves til 2040 blir da ganske lik for lukkede teknologier, 0,84 TWh (sjø) og 0,87 TWh (land). Totalt trengs da omtrent 2,2 TWh ny kraft i dette scenarioet. Som vist i Figur 8-6 står slakterier for en forholdsvis liten andel av havbruksnæringens energiforbruk. Fiskemottakenes energiforbruk, inkludert prosessering til ferdig produkt, bruker en betydelig større mengde kraft som tilsvarer nesten 1,0 TWh i 2040 fra dagens 0,86 TWh grunnet videre elektrifisering og erstatning av fossile drivstoff til 2040.

Elektrifisering av resterende oppdrettsanlegg og energieffektiviseringstiltak for slakteri, fiskemottak og smoltanlegg, er ikke lagt inn i beregningene. Dette vil ikke gi vesentlige utslag sammenliknet med økning i energiforbruk. Mengden ny kraft som kreves vises i Figur 8-7.

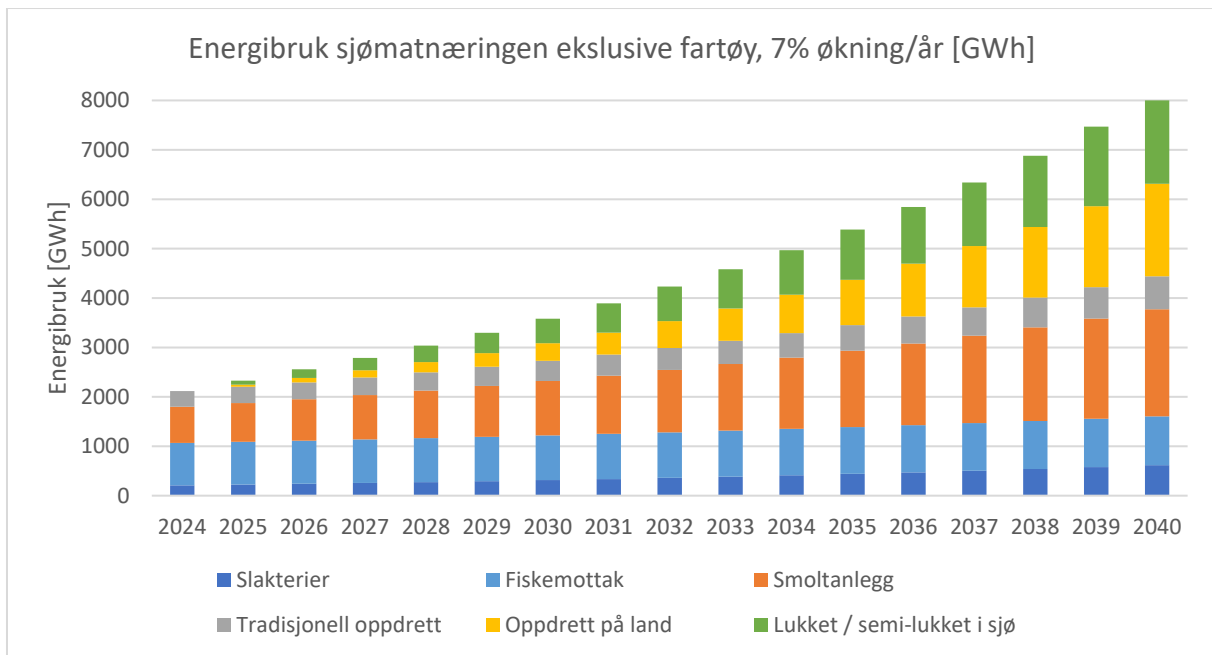


Figur 8-7: Mengden ny kraft som kreves i sjømatnæringen ved en 2 % produksjonsøkning i oppdrettsnæringen per år til 2040 (eksklusive fartøy)

8.3 Scenario 2: 7 % årlig produksjonsøkning

Dette scenarioet forutsetter en betydelig større produksjonsøkning enn scenario 1, og kan forstås som et maksimalt scenario. Det bygger på en årlig økning som når en total produksjon på omtrent 5 000 000 tonn biomasse i 2040.

Tilsvarende fordeling mellom lukket teknologi og tradisjonelt oppdrett som vist i Figur 8-5 er lagt til grunn også i dette scenarioet. Produksjonsøkningen gir naturligvis også en betydelig energiforbruksøkning. Dette er vist i Figur 8-8.



Figur 8-8: Energibruk i sjømatnæringen eksklusive fartøy, scenario 2 med en forventet produksjonsøkning i oppdrettsnæringen på 7 % per år til 2040

Med 7 % årlig produksjonsøkning er den eksponentielle utviklingen tydelig. Mengden strøm som kreves går fra omtrent 2,1 TWh i 2024 til nesten 8,1 TWh i 2040. Dette er en økning i strømforbruk på 6,0 TWh sammenlignet med i dag. I dette scenarioet er økningen i biomasse så stor at mengden produsert biomasse i tradisjonelt oppdrett også øker betraktelig. Vi ser hvor mye mer kraftkrevende de lukkede teknologiene er sammenlignet med tradisjonelle åpne merder i sjø. Lukkede teknologier står i dette scenarioet for omtrent halvparten av det totale energiforbruket i sjømatnæringen, unntatt energi til fartøy, som vi vil belyse i kapittel 9 Utslippsreduksjonsscenario for oppdrettsflåten.

9 Utslippsreduksjonsscenario for oppdrettsflåten

Nesten alle båter i oppdrettsnæringen får i dag energi fra fossile kilder som diesel/MGO. Flere installerer nå batterier og bruker hybrid drift. Men batteriløsningene er ikke gode nok rent teknisk, eller billige nok, til at båtene med dagens klassifiseringssystem kan gå over helt til batteridrift.

Ny teknikk utvikles hele tiden for å redusere klimapåvirkningen fra oppdrettsflåten. Ny teknologi som hybridisering og alternative drivstoff forventes å spille en avgjørende rolle i videre dekarbonisering. Hybridisering og batteri vil kreve mer effekt og strøm enn i dag, avhengig av ladetid og batteristørrelse. Alternative drivstoff vil ytterligere øke effektbehovet, da dette gir mye større systemtap enn direkte lading og elektriske fremdriftssystem. Produksjon av hydrogen, ammoniakk og metanol forventes skje i energisektoren av gassteknologi- og energiselskap, og ikke av oppdrettsnæringen selv. Det forventes at nye drivstoffprodusenter vil agere likt dagens oljeprodusenter, og både produsere og selge alternative drivstoff. Tilgangen på alternative drivstoff vil ha stor betydning for sjømatnæringens mulighet for å redusere sine utslipp.

Det forventes at produksjonen av alternative drivstoff som metanol og ammoniakk vil skje mer sentralisert for å dra nytte av skalafordeler, og mer distribuert med flere små produksjonsanlegg når det gjelder hydrogen. Dette henger direkte sammen med at det er dyrere å lagre og distribuere

hydrogen, sammenlignet med andre alternative drivstoff som kan gjøres flytende og håndteres veldig likt fossile drivstoff. Investeringen i et mindre hydrogenanlegg bestående av moden teknologi er forholdsvis lav. Hydrogen blir i dag produsert i mindre anlegg på Kaupaneset og på Stord, og vil i 2024 bli produsert i Hellesylt og Rørvik.

For å redusere utslipp i fremtiden og for å beregne mengden kraft som dette forventes å kreve, viser vi et scenario som bygger på en fordeling av ulike teknologier i fartøyene. I dag bruker brønnbåter klart mest av fossile drivstoff i oppdrettsnæringen. De kjører langt og det trengs mye kraft for å holde fisken i live under transport. Små servicefartøy som har kort avstand til lokasjon, har helt forskjellig energibruk og effektkrav. Dette scenariet bygger på en rekke premisser som er inspirert av FHF-rapport 907113¹¹ og rapport fra Asplan Viak¹².

- Mange av de små fartøyene (service- og arbeidsbåter) antas å kunne få batteri som energibærer.
- Mindre båter som brukes til transport av personell og lignende som kjører ganske korte distanser, antas til stor del å kunne bytte energibærer til batteri.
- De større båtene, som brønnbåter og store servicefartøy, trenger alternative drivstoff, da batterier ikke kan lagre tilstrekkelig energi.
- Hydrogen kan dekke en del av behovet for de mindre båtene.
- For hydrogendrevne båter antas at brenselceller brukes, da disse systemene har høyere virkningsgrad sammenlignet med forbrenning. Ved forbrenning er virkningsgraden svært lik kategorien ammoniakk og metanol, hvis man tar med energibruken for kompresjon, lagring og transport av hydrogen i vurderingen.
- For hydrogendrevne båter antas at brenselceller brukes, da disse systemene har høyere virkningsgrad sammenlignet med forbrenning. Ved forbrenning er virkningsgraden svært lik kategorien ammoniakk og metanol, hvis man tar med energibruken for kompresjon, lagring og transport av hydrogen i vurderingen.
- En del båter vil ikke bli avkarbonisert på grunn av mangel på lønnsomhet og krav om store investeringer frem mot 2040.

I modellen er det antatt en innfasing av alternative drivstoff fra 2025, og en lineær fordeling av andelene i 2040.

For energisystemet kreves det klart minst ny fornybar energiproduksjon til å lade batterier, da dette skjer med små tap, og elektriske fremdriftssystemer har høy virkningsgrad på både full last og dellast. Hydrogenelektriske fremdriftssystem med brenselcelle har høyere virkningsgrad enn tradisjonell forbrenning, og krever mindre fornybar energi enn bruk av ammoniakk og hydrogen. Kraften som trengs for å erstatte diesel med ammoniakk eller metanol fremstilt uten utslipp, er svært lik. Dette er bakgrunnen for at disse kategoriene er slått sammen, de bygger på samme type teknologi i fartøyene (forbrenningsmotorer), og krever forholdsvis lik energimengde for å produseres.

Forskjeller i investeringer, sikkerhetsutfordringer rundt lagring og bruk av hydrogen, osv., er ikke begrunnet nærmere i denne rapporten, annet enn at det er en del av begrunnelsen for fordelingen mellom hydrogen- og ammoniakk-/metanolbruk, siden dette er en studie som skal kvantifisere energibehovet.

¹¹ FHF prosjekt 907113 ledet av SINTEF, del- og sluttrapporter, <https://www.fhf.no/prosjekter/prosjektbasen/901773/>

¹² Asplan Viak - POTENSIALET FOR REDUSERTE KLIMAGASSUTSLIPP OG OMSTILLING TIL LAVUTSLIPPSAMFUNNET FOR NORSK OPPDRETTSNÆRING, 2021

Hensyntatt forskjeller i energimengde som kreves for å produsere og håndtere ulike drivstoff, systemvirkningsgrad i båt, og ulike energiinnhold i ulike drivstoff, er mengden fornybar energi som kreves for å erstatte 1 liter diesel/MGO som gjengitt i Tabell 9-1.

Tabell 9-1: Energimengden fornybar kraft som kreves per energibærer for å erstatte en liter diesel/MGO

ENERGIMENGDE FOR ERSTATNING AV 1 L DIESEL	
Batteri	3.56 kWh/l Diesel
H ₂	11.8 kWh/l Diesel
NH ₃ + Metanol	19.39 kWh/l Diesel

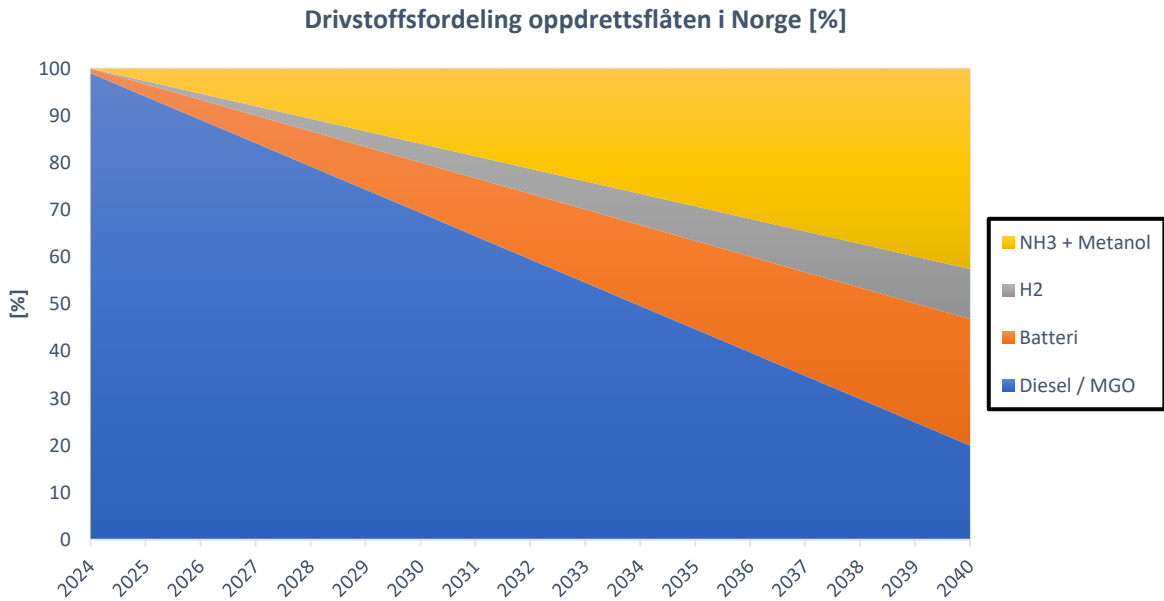
Beregningen viser tydelig at ulike energibærere krever svært ulike mengde fornybar kraft. Fra et kraftproduksjonsperspektiv er det klart mest effektivt å bruke batteri, fulgt av hydrogen, dernest ammoniakk og metanol. I denne modellen er det ikke tatt hensyn til noen livssyklusanalyse med ting som energien som kreves for å produsere batteri, tap gjennom lekkasje av hydrogen, eller andre faktorer som kan påvirke i hele systemet. Denne studien fokuserer kun på mengden ny fornybar strøm som kreves for å drifte båtene på samme måte som i dag, men med nye utslippsfrie drivstoff.

Tallene i tabellen kan sammenlignes direkte med energimengden som diesel/MGO inneholder; 9,9 kWh/l. Dette viser hvordan systemvirkningsgraden for de forskjellige systemene forholder seg til hverandre. I en slik sammenligning er det viktig å påpeke at diesel/MGO ikke krever noen ny fornybar kraft, siden det er fossilt, men konsekvensen er utslipp av klimagasser.

Premissene over resulterer i en fordeling mellom de ulike drivstoffene som presentert i Tabell 9-2.

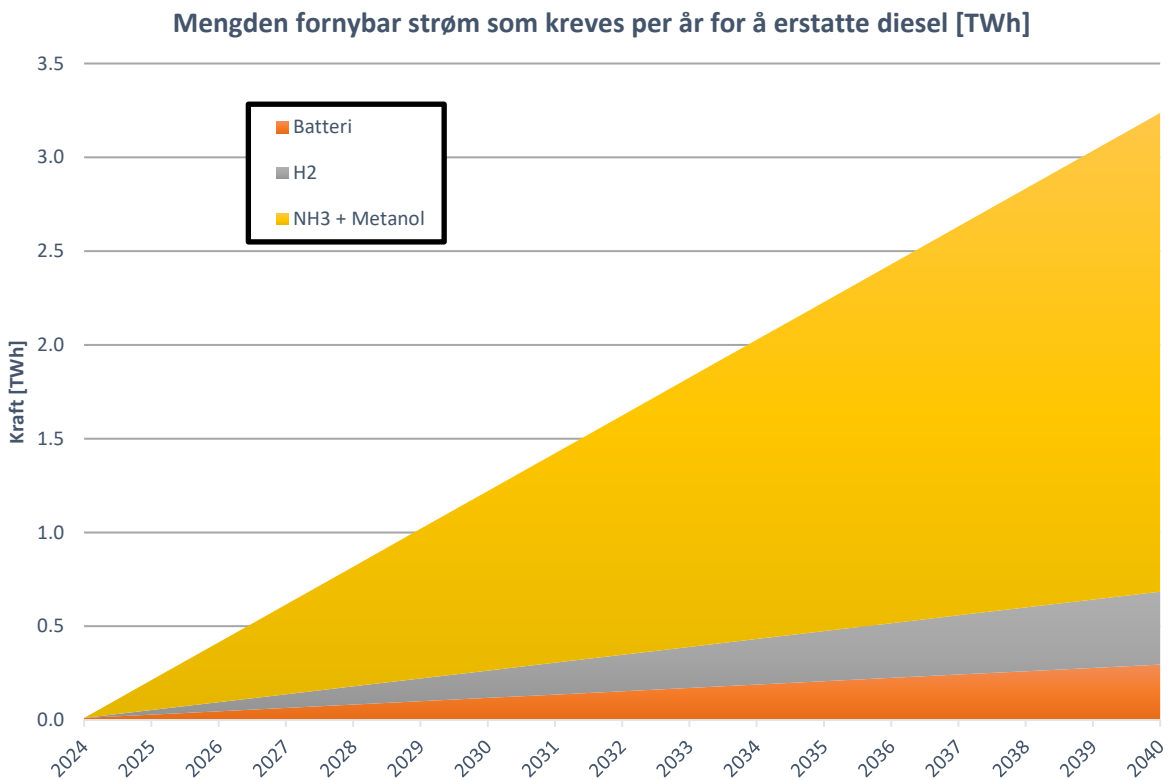
Tabell 9-2: Fordeling av drivstoff brukt i dette scenarioet for båtene i oppdrettsnæringen

DRIVSTOFF	ANDEL 2024 [%]	ANDEL 2040 [%]
DIESEL / MGO	99	20
BATTERI	1	26.8
HYDROGEN, H ₂	0	10.7
AMMONIAK OG METANOL	0	42.5



Figur 9-1: Utvikling av drivstoffordeling mellom 2024-2040 for båtene i oppdrettsnæringen brukt i dette scenario

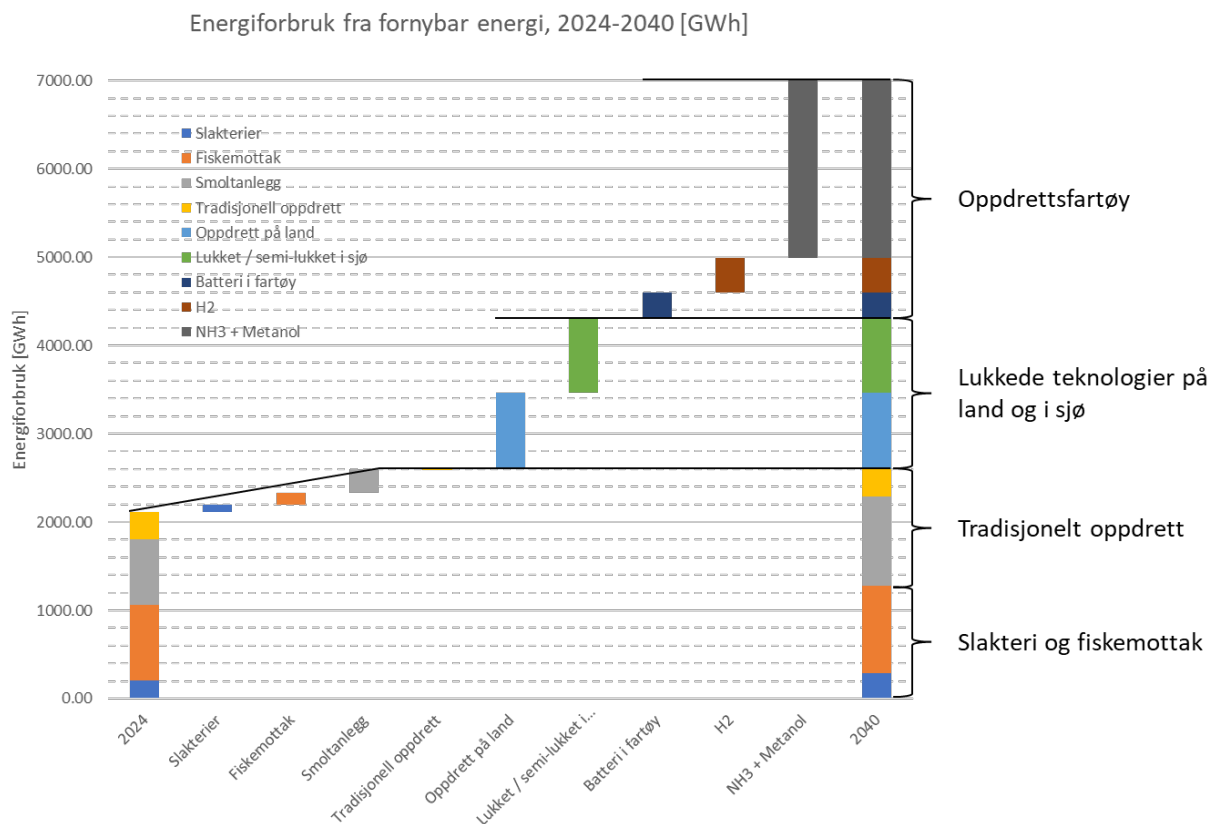
Fordelingen i Figur 9-1 legges til grunn for å beregne utviklingen av mengden kraft som trengs. Tallene i Tabell 9 2 er brukt for å beregne utviklingen, som er vist i Figur 9-2. Dette resulterer i et kraftbehov for oppdrettsflåten på 3,2 TWh i 2040.



Figur 9-2: Fordelingen i Figur 9-1 legges til grunn for å beregne utviklingen av mengden kraft som trengs. Tallene i Tabell 9-2 er brukt for å beregne utviklingen. Dette resulterer i et kraftbehov for oppdrettsflåten på 3,2 TWh i 2040.

10 Totalsummen av økt energiforbruk

Konklusjonen og totalsummen av den økte energien i sjømatnæringen fra strøm, inkludert produksjonsøkning, teknologiforandring og erstatning av fossile kilder, er visualisert i Figur 10-1.



Figur 10-1: Totalsum av forventet økning i energiforbruk fra fornybar energi til sjømatnæringen til 2040 ved 2% vekst for oppdrett. Figuren viser kun strømforbruk, og ikke andelen fossil energi, hverken i dagens situasjon eller i 2040. Fiskefartøy er ikke inkludert.

Figur 10-1 viser en beregning av de ulike virksomhetenes bidrag til totalforbruk av energi fra elektrisitet i 2040. Fiskefartøy er ikke inkludert. Beregningen legger scenario 1 fra kapittel 8.2 til grunn (2 % vekst-scenario). Tall for erstatning og elektrifisering av oppdrettsflåten er hentet fra kapittel 9. Samlet energiforbruk i 2024 er kun stasjonært energibruk, det vil si nettilkoblet, bortsett fra halvparten av sjøbasert oppdrett. Dagens energibruk i form av fossilt drivstoff på fartøy er heller ikke med.

Vi ser tydelig at de største bidragene til økt energibruk kommer fra endring i teknologi, fra åpne merder i sjø til lukkede teknologier, både på land og i sjø, samt energien som kreves for å produsere alternative drivstoff. Forventet volumvekst bidrar bare til en liten del av energiøkningen, fordi veksten i produsert volum tilsvarer mengden som forventes å flyttes til lukkede teknologier. Dette betyr at mengden biomasse som produseres i tradisjonelle åpne merder i sjø er svært lik dagens produksjon. Slik scenarioet er satt opp, vil den forventede volumøkningen bli gjennomført i lukkede anlegg.

Lukkede teknologier krever 0,87 TWh på land og 0,84 TWh i sjø, ifølge Figur 10-1. Slakterier og fiskemottak er energieffektive i forhold til for eksempelvis smoltanlegg, og volumøkningen tilsvarer 80 GWh per kategori, totalt 160 GWh.

11 Konklusjon

Prosjektet har siden oppstart, gjennom dialog med næringen, sett en forbedring av kraftsituasjonen slik den var i inngangen til året. Tilpasninger gjort av reguleringsmyndighetene i 2023, der grensen for tilkopling ble økt fra 1-5MW gjør det stort sett mulig å finne ledig kapasitet i nettet til tradisjonell sjømatproduksjon og prosessering i vanlige fiskemottak. Men med betydelig lengre tidshorison enn næringens forventninger. Dette pga konsesjonskrav, og lang leveringstid på nettkomponenter. Større kraftkrevende prosjekter, spesielt innen landbasert oppdrett, har behov over dette, og vil fortsatt ha store utfordringer med tilgang til kraft, på linje med annen middels og stor kraftkrevende industri. Modenhetsprinsippet for tilkoplingskøen begynner også å gjøre seg gjeldende, slik at prosjekter som ikke har en god fremdrift mot investeringsbeslutning skal tas ut av køen. Dagens kraftkrise er med andre ord overkommelig, med dagens produksjonsteknologi og bruk av fossilt drivstoff til transport. Det fornybare kraftsystemet har derimot ingen kapasitet til å håndtere en endring til mer kraftkrevende produksjon, overgang til utslippsfrie drivstoff og lading av batterielektriske nullutslippsfartøy. Hvis oppdrettsnæringen går over fra tradisjonell "åpen" merdeteknologi til semi-lukket og lukket teknologi, for å få kontroll på miljøutfordringer, vil det kreve helt andre effektnivåer, fra noen hundre, til noen tusen kilowatt pr anlegg. Ved å flytte hele eller deler av oppdrettsprosessen fra sjø og opp på land, går vi over til løsninger som krever flere titalls MW i effekt per anlegg. Dette finnes det så godt som ingen ledig kapasitet til langs Norskekysten, hverken nå eller i overskuelig fremtid.

Fartøy, både innenfor fiskeri og oppdrett, skal ifølge Sjøfarsdirektoratets forslag være helt utslippsfri i 2040, nye fartøy skal være utslippsfrie fra 2025. Dette vil betinge mye ny kraft fra nettet, og dessuten en storstilt omstilling av hele bransjen. For fiskerinæringen og for en stor andel av fartøyene i havbruksnæringen, vil energibruk og operasjonsmønster kreve andre løsninger enn batterier. I stedet må det produseres og tilgjengeliggjøres utslippsfrie drivstoff som ammoniakk, metanol og hydrogen. For de mindre oppdrettsfartøyene, som ofte har hjemmehavn nære oppdrettslokalitetene, kan en stor andel gå over til batteri. Men da trengs det lademulighet både i havn og på lokasjon. Slike lademuligheter betinger en storstilt nettutbygging ytterst langs hele kysten, og store investeringer i ladeinfrastruktur i hundrevis av hjemmehavner og på en stor andel av de rundt tusen oppdrettslokalitetene. Dette er en utfordring som må løses gjennom store investeringer i høyere spenningsnivåer lenger fra dagens sentralnett.

For å produsere den mengden strøm som trengs til batterifartøy, og for produksjon av alle alternative drivstoff, må det også etableres ny kraftproduksjon over hele Norge. For de scenarioer som beskrives i denne rapporten, kreves omtrent 3,2 TWh til oppdrettsflåten. Dette tilsvarer omtrent 2,3 % av hele Norges kraftproduksjon i 2022.

Vi ser at selv om man i dag finner gode løsninger for bedre å utnytte kapasitet i nettet, løser vi ikke de utfordringer som står rundt neste sving. Det finnes ingen kapasitet til elektrifisering og avkarbonisering av fartøysflåten til sjømatnæringen. Skal selv små deler av sjømatnæringen gå over til løsninger der man lukker eller ilandfører produksjonen av miljøhensyn vil det kreve like mye ny kraft som næringen totalt sett forbruker i dag. Energitransformasjonen er godt i gang, men de virkelig store utfordringene har knapt begynt.

Del 2

RAPPORT

KARTLEGGING AV SJØMATNÆRINGENS NETTILKNYTNINGER OG ANLEGGSBIDRAG

Delrapport i FHF-prosjekt 901866 (EnerSea)



Forord



Menon Economics har gjennomført en kartlegging av sjømatnæringens behov for nettilknytning og anleggsbidrag. Kartleggingen inngår som en delleveranse i forskningsprosjektet *Tilgang på fornybar energi for sjømatnæringen fram mot 2040 (EnerSea, prosjektnummer 901866)* som er finansiert av Fiskeri- og havbruksnæringens forskningsfinansering (FHF).

Studien har vært ledet av Oddbjørn Grønvik med Frida Hugaas Aulie og Ada Lunde som prosjektmedarbeidere. Even Winje har vært ansvarlig for oppdraget. Prosjektleder for forskningsprosjektet og ekstern kvalitetssikrer for denne delleveransen har vært Erlend Grytli Tveten ved SINTEF Ålesund.

Menon Economics er et forskningsbasert analyse- og rådgivningsselskap i skjæringspunktet mellom foretaksøkonomi, samfunnsøkonomi og næringspolitikk. Vi tilbyr analyse- og rådgivningstjenester til bedrifter, organisasjoner, kommuner, fylker og departementer. Vårt hovedfokus ligger på empiriske analyser av økonomisk politikk, og våre medarbeidere har økonomisk kompetanse på et høyt vitenskapelig nivå.

Februar 2024

Oddbjørn Grønvik
Senior Manager
Menon Economics

Even Winje
Partner og Avdelingsleder
Menon Economics

Innhold

1	KARTLEGGING AV SJØMATNÆRINGENS PROSJEKTERTE OG FAKTISKE KOSTNADER KNYTTET TIL ANLEGGSBIDRAG	3
1.1	Bakgrunn og problembeskrivelse	4
1.2	Metodisk tilnærming	5
1.2.1	Kvantitativ metode og oppbygging av spørreundersøkelsen	6
1.2.2	Intervjuer og dokumentinnsamling	9
2	RESULTATER FRA SPØRREUNDERSØKELSEN	10
2.1	Om respondentene	10
2.2	Beskrivelse av prosjektene i surveyen	11
2.3	Anleggsbidragets størrelse	13
2.4	Næringens samlede anleggsbidrag	14
2.4.1	Usikkerhet i anslaget	16
3	DRØFTING AV RESULTATENE	18
3.1	Forhold som påvirker anleggsbidragets størrelse	18
3.2	Innsikter fra dybdeintervjuer	18
3.3	Sjømatnæringens anleggsbidrag sammenlignet med øvrig næringsliv	19
3.4	Endringer i det regulatoriske rammeverket for nettdrift	20
4	VEIEN VIDERE	21
5	REFERANSER	22

Sammendrag

I denne rapporten redegjør vi for en kartlegging av sjømatnæringens behov for nettilknytning og anleggsbidrag, som en del av forskningsprosjektet EnerSea. Vi har kartlagt sjømatnæringens anleggsbidrag for nettutbygging de siste ti årene, nåværende og nye anleggsbidrag, samt prosjekter som har stanset opp og årsakene til dette.

Basert på en spørreundersøkelse blant aktører i næringen, estimerer vi at sjømatnæringen har stått for anleggsbidrag på 900-940 millioner kroner fordelt over de siste ti årene. Dette tilsvarer omtrent 5 prosent av de totale anleggsbidragene rapportert til NVE i samme periode. Dette tallet er 2-3 ganger større enn næringens relative størrelse i økonomien.

At sjømatnæringens anleggsbidrag er relativt høyt, har sammenheng med at produksjon i sjømatnæringen i større grad ligger unna eksisterende nettinfrastruktur. Dette betyr at oftere må bygges nytt nett til lokasjonene deres eller at eksisterende nett i nærheten må forsterkes, fordi det ikke er sterkt nok til å forsyne store forbruksuttak. I tillegg har det vært langt større vekst i verdiskapingen i sjømatnæringen i denne perioden sammenlignet med øvrig næringsliv. Dette taler igjen for at aktørene i sjømatnæringen både vil ha hatt ønske om og evne til å finansiere nye prosjekter som krever nettilknytning.

I neste delrapport vil vi beregne de samfunnsøkonomiske tapene på manglende og utsatt nettutbygging, kartlegge hvilke årsaker og barrierer eksisterer for at bedrifter i sjømatnæringen ikke får nettilknytning og ta stilling til hvilke tekniske og regulatoriske muligheter og alternative finansieringsordninger eksisterer for nettutbygging og energilagring, for å realisere raskere elektrifisering av sjømatnæringen.

1 Kartlegging av sjømatnæringens prosjekterte og faktiske kostnader knyttet til anleggsbidrag

1.1 Bakgrunn og problembeskrivelse

Formålet med arbeidet i denne delleveransen har vært å kartlegge sjømatnæringens anleggsbidrag for nettutbygging de siste 10 år, nåværende og nye anleggsbidrag, samt omfanget av prosjekter som har stanset opp og hvorfor. Datagrunnlaget og analysene som gjennomføres vil også danne grunnlaget for analysene i det videre arbeidet i dette prosjektet, der vi skal kartlegge og beregne de samfunnsøkonomiske tapene knyttet til at sjømatelskaper ikke får tilknyttet seg kraftnettet.

Sjømatnæringen er en viktig forbruker av energi. Energibruken er knyttet til ulike konsumenter, fra industrianlegg på land og kystnære havbruksanlegg til servicebåter og havgående fiskefartøy. Store deler av energibehovet i dag dekkes av utslippsintensive fossile drivstoff – ofte på grunn av mangel på reelle grønne alternativer. Til tross for at næringen ønsker omstilling energibruken mot grønne alternativer er det allerede i dag store utfordringer knyttet til at mange eksisterende og planlagte elektrifiseringsprosjekter befinner seg i områder hvor det er begrenset kapasitet i lokalt distribusjonsnett og/eller tilhørende regionalnett. I tillegg kan begrensninger i lokalt distribusjonsnett og/eller tilhørende regionalnett i mange tilfeller være et resultat av begrenset nettkapasitet i selve transmisjonsnettet, som Statnett drifter. Statnett (2023) rapporterer at de opplever stor pågang fra aktører som ønsker å elektrifisere, utvide eller knytte ny virksomhet til nettet, og har varslet et stortilt behov for å investere i økt nettkapasitet på kort tid. Videre melder Statnett (2024) i brev til den norske reguleringsmyndigheten (RME) i 2024 at nesten all kapasitet i dagens transmisjonsnett allerede er reservert.¹ Det betyr at mesteparten av den eksisterende kapasiteten i nettet i dag er lovet bort til forbruk eller produksjon som ønsker å koble seg på nettet.²

Den ansvarlige aktøren for nettdriften i et område har plikt til å tilknytte nytt forbruk som forespørres av nettkunder.³ Dagens regelverk krever at forbrukerne selv som betaler for nødvendige nettoppgraderinger gjennom et anleggsbidrag (se mer informasjon i Tekstboks 1). Dette kan innebære store kostnader for aktører som ønsker å tilknytte seg nettet. Størrelsen på anleggsbidragene avhenger av flere en rekke forhold, som for eksempel størrelsen på den omsøkte kapasiteten, og derav hvor stort kraftbehov virksomheten har, samt av hvorvidt nettinvesteringen må gjøres i distribusjonsnettet eller regional- og transmisjonsnett. Hvorvidt det er finnes andre nettkunder som kan være med å spleise på investeringskostnaden kan også få betydning for hvor stort anleggsbidraget blir per bedrift, i tillegg til det aktuelle selskapets størrelse og deres driftsmargin. Anleggsbidragets størrelse kan også påvirkes av den geografiske plasseringen til virksomheten som skal koble seg på nettet. Dette er fordi det er forholdsmessig kostbart å bygge ny nettkapasitet i områder som befinner seg langt fra annen eksisterende infrastruktur. Sjømatnæringen befinner seg i hovedsak langs kysten i mindre befolkede områder, som betyr at tilknytning ofte kan være kostbart. På denne måten vil den geografiske

¹ Brevet er et svar på RMEs forespørsel til Statnett om å redegjøre for statusen til nettkapasiteten i Norge, og hvilke vurderinger Statnett gjør når dere får henvendelser om tilknytning. Forespørselen kom på bakgrunn av at RME hadde fått inn mange klager fra forbrukskunder som hadde blitt nektet nettilknytning fordi det er begrenset kapasitet i transmisjonsnettet. Forespørselen er tilgjengelig [her](#).

² Her er det imidlertid regionale forskjeller, der de største utfordringene er i Troms og Finnmark, Saltenområdet, Trøndelag og områdene rundt Sogn og Fjordane.

³ Dette kan enten være lokale nettselskaper eller Statnett. Transmisjonsnettet har det høyeste spenningsnivået av de tre typene nett i Norge, og driftes av Statnett (300 kV - 420 kV). Regionalnettet binder sammen transmisjonsnettet og distribusjonsnettet (33 kV - 132 kV). Distribusjonsnett er de lokale kraftnettene som vanligvis sørger for distribusjon av kraft til mindre sluttbrukere (spenning opp til 22 kV).

plasseringen til sjømatbedriften også kunne påvirke hvor utslagsgivende anleggsbidrag er for at sjømatbedrifter ikke får elektrifisert virksomheten sin. Videre vil sjømatnæringen, som øvrige næringer, stå ovenfor utfordringer knyttet til å sikre seg nok kapasitet til rett tid med hensyn til behov for omstilling og næringens vekstambisjoner.

Tekstboks 1 Regler og praksis for tilknytning og anleggsbidrag. Kilde: NVE (2021) og Forskrift om kontroll av nettvirksomhet (Lovdata, 2024).

Det er ulike regler for hvordan anleggsbidrag skal beregnes i henholdsvis distribusjons-, regional-, og transmisjonsnett. For tiltak i distribusjonsnett skal nettselskapene fastsette anleggsbidrag for å dekke hele eller deler av kostnadene ved nye nettinvesteringer når kunder enten blir tilknyttet nettet, får økt kapasitet (høyere effektuttak eller innmating på nettet), eller får bedre kvalitet (riktig spenning, økt leveringssikkerhet).

Et viktig prinsipp er at kunden kun skal dekke den andelen av det totale anleggsbidraget som hans/hennes tilknytning utløser. Dette betyr at kostnaden for investeringer i nettet kan fordeles på flere hvis tiltaket gir økt kapasitet til flere kunder. For nye nettinvesteringer i regional- og transmisjonsnett utløses anleggsbidrag av liknede behov som i distribusjonsnett, men for disse spenningsnivåene skal kunden som hovedregel kun betale 50 prosent¹ av det totale anleggsbidraget. I tillegg kan nettselskapene gjøre en skjønnsmessig begrensning i beregningen av kostnadsgrunnlaget, samt at aktører med mindre enn 1 MW i forbruksuttak eller innmating ikke betaler anleggsbidrag på disse nettnivåene

I denne delleveransen vil vi først gjennomgå hvordan vi har kartlagt sjømatnæringens anleggsbidrag. Vårt hovedverktøy har vært gjennomføringen av en omfattende spørreundersøkelse. Her beskriver vi også andre metoder for informasjonshenting vi har tatt i bruk for å styrke vår forståelse av svarene på undersøkelsen. Videre vil vi beskrive resultatene fra spørreundersøkelsen med fokus på de innrapporterte svarene knyttet til anleggsbidrag, samt drøfting av hvor representative svarene i undersøkelsen er for sjømatnæringen som helhet. Basert på denne diskusjonen presenterer vi estimer for sjømatnæringens samlede anleggsbidrag de siste ti årene. Til slutt vil vi drøfte resultatene fra spørreundersøkelsen i lys av informasjon innhentet fra intervjuene, dokumentanalysen og eksisterende statistikk.

I neste leveranse skal Menon, i samarbeid med Sintef, kartlegge og beregne de samfunnsøkonomiske tapene ved manglende/utsatt nettutbygging eller for høye anleggsbidrag for sjømatnæringen. I tillegg skal vi vurdere hvilke effekter dette kan ha på næringens fremtidige lokalisering av sin virksomhet. Her vil vi sammen med Sintef også kartlegge årsakene og barrierene for at bedriftene ikke får levert tilstrekkelig fornybar energi, samt foreslå alternative reguleringer og finansieringsordninger for nettutbygginger og energilagring.

1.2 Metodisk tilnærming

For å analysere karde samfunnsøkonomiske kostnadene nettilknytning for sjømatnæringen, herunder anleggsbidraget sjømataktører har stått ovenfor, har vi tatt utgangspunkt i en triangulert metodikk. Dette gjelder både med hensyn til datainnsamling og analyser:

- **Spørreundersøkelse:** Formålet med spørreundersøkelsen er å innhente kvantitativ data for sjømatselskaper knyttet til nettilgang, anleggsbidrag, og tilhørende barriere for å få gjennomført prosjekter som krever (økt) tilgang til elektrisitet.

- **Ekstrapolering:** Ved å koble svarene fra spørreundersøkelsen med Menons regnskapsdatabase som inneholder detaljerte nøkkeltall på bedriftsnivå, har vi gjort utarbeidet estimater for sjømatnæringen som helhet.
- **Intervjuer:** Vi har brukt intervjuer med utvalgte sjømatelskaper og nettselskaper for å komplementere resultatene fra spørreundersøkelsen. Dette er viktig for å kvalitetsikre de kvantitative resultatene fra spørreundersøkelsen med kvalitativ informasjon på bedriftsnivå om hvordan anleggsbidraget påvirker konkrete prosjekter og andre nettrelaterte barrierer knyttet til elektrifisering av sjømatnæringen
- **Dokumentanalyse:** Gjennom dokumentanalysen har vi innhentet informasjon fra offentlige kilder som Statnett, NVE og ulike nettselskaper. Disse kildene gir viktig bakgrunnsinformasjon for å forstå dagens energisituasjon og eksisterende rammeverk for sektoren.
- **Tilgjengelig statistikk:** I arbeidet med analysen har vi sett på eksisterende statistikk for ønsket forbruksuttak fra kraftnettet fra Statnett for oppdrettsnæringen og andre type næringer og statistikk over samlede innbetalte anleggsbidrag hos nettselskapene. I tillegg har vi sett på offentlige tilgjengelige markedsanalyser for kraftsektoren. Dette datagrunnlaget har gitt ytterligere innsikt i sentrale drivere og har vært viktig som en benchmarking for estimatene vi har utarbeidet.

1.2.1 Kvantitativ metode og oppbygging av spørreundersøkelsen

Som nevnt har vi basert den kvantitative datainnsamling på en spørreundersøkelse som ble sendt ut til i overkant av 1000 selskaper i sjømatnæringen⁴. Spørreundersøkelsen ble sendt ut i desember 2023 og bidro blant annet med bedriftsspesifikk informasjon om:

- Hvor mange prosjekter respondenten har søkt nettknytning om i løpet av de siste 10 årene
- Hva status er på disse prosjektene er (gjennomført, under behandling, stoppet osv.)
- Årsaken til hvorfor prosjekter har blitt stoppet (hvis det er tilfellet).
- Anslag på anleggsbidrag for de innrapporterte prosjektene som det er søkt nettilknytning om
- Konsekvenser av at prosjekter som krever nettilknytning ikke ble gjennomført
- Planer om fremtidig nettilknytning

De første fire spørsmålene er direkte knyttet til første delleveranse og vil bli grundig behandlet i denne delrapporten. De to siste spørsmålene fra undersøkelsen vil bli analysert og tatt i bruk i neste leveranse. Utover punktene over har undersøkelsen også informasjon om selskapsnavn, hvilken del av verdikjeden respondenten svarer for, og hvorvidt respondenten kjenner til planer om investeringer i lokale energiløsninger i sin bedrift.

Vi sendte ut spørreundersøkelsen til alle bedrifter i en egen definert «sjømatpopulasjon». Denne tar utgangspunkt i Menons regnskapsdata for over alle sjømatbedrifter i Norge, og består av rundt 4 000 registrerte bedrifter som hadde omsetning i 2022. Av disse igjen består vår sjømatpopulasjon av 1000 selskaper. For mer informasjon om hvordan vi har definert vår sjømatpopulasjon, se Tekstboks 2. Ettersom populasjonen til Menon tar utgangspunkt i regnskapstall, vil det være noen bedrifter som ikke er inkludert hvis de ikke hadde regnskapsplikt i 2022. Én årsak kan være at selskapene er i etableringsfasen. I tillegg er fiskeflåten definert utenfor undersøkelsen og er dermed ikke en del av sjømatpopulasjonen på 1000 selskaper, ettersom fiskeflåten er kartlagt i et adskilt FHF-prosjekt (FHF-prosjektnummer 901773). Leverandørbedrifter som i stor grad tilbyr

⁴ Populasjonen er beskrevet nærmere senere i dette kapittelet og i kapittel 2.1.

tjenester til andre sektorer, og der leveransen til sjømatsektoren utgjør en mindre del av deres totale virksomhet, har vi også definert utenfor utvalget vårt. Utover dette er øvrige aktører i fiskerinæringens verdikjede omfattet av analysen. I tillegg har vi skilt ut aktører som brønnbåtredere og andre fartøyoperatører, som i svært liten/ingen grad vil få dekket sitt energibehov fra nettet og som vi derfor ikke forventer å ha prosjekter om nettilknytning til vurdering.⁵

Tekstboks 2 Regnskapsdata og sjømatpopulasjonen. Kilde: Menon Economics

Sjømatpopulasjonen vår tar utgangspunkt i Menons regnskapsdatabase. Regnskapsdatabasen inneholder regnskapsinformasjon for alle foretak i Norge med plikt til å levere regnskap til Brønnøysundregistrene. Databasen har blitt utviklet over flere år og inneholder data tilbake til 1990-tallet. Våre regnskapsdata brukes sammen med våre næringspopulasjoner.

Totalt har vi nesten 10 000 foretak som tilknyttet sjømatnæringen i regnskapsdatabasen. Av disse er 43 prosent enkeltpersonforetak. Ettersom enkeltpersonforetak ikke er regnskapspliktige, foreligger det lite informasjon om deres virksomhet. I overkant av 50 prosent av foretakene har levert regnskapsdata for 2022, som er siste tilgjengelige regnskapsår i databasen. 53 prosent av disse selskapene er aksjeselskap. I tillegg er finnes det noen aksjeselskaper vi mangler regnskapsdata for. Hovedårsaken til manglede data for disse er at de nylig har blitt og ikke har ikke hatt regnskapsplikt i 2022.

Av de resterende 5 217 sjømatbedriftene som vi har regnskapsdata for, var 4 895 aktive i 2022, som betyr at de hadde registret en omsetning. Med utgangspunkt i aktive selskaper i 2022 har vi laget en populasjon på 1 000 selskaper som har mottatt spørreundersøkelsen. Dette sjømatpopulasjonen inneholder sentrale deler av sjømatnæringens verdikjede som vi kan dele inn i fem grove hovedgrupper: akvakultur, fiskeri, leverandører, fiskeindustri og salgsaktivitet. Disse inndelingene har dannet grunnlag for vårt videre arbeid med å finne relevante respondenter.

I arbeidet med å utarbeide spørreundersøkelsen har vi gjort en rekke vurderinger og hensyn. I utarbeidelse av denne spørreundersøkelsen har vi lagt vekt på å utvikle spørreundersøkelsen slik at den balanserer hensynet om å få så detaljert informasjon som mulig per respondent på den ene siden, og hensynet om at flest mulig respondenter skal svare på den andre siden. Vi har derfor ønsket å formulere spørsmålene så klart og konkret som mulig. Se Tekstboks 3 for mer informasjon om Menons metodikk for gjennomføring av spørreundersøkelser og hvordan de brukes i våre analyser.

⁵ Vi understreker at vi ikke har valgt bort aktører som kan tenkes å få fylt sitt energibehov fra nettet, gitt at de har tilknytning til nettet. Slike aktører er vi tvert imot spesielt interessert i å nå.

Menon sender hvert år ut om lag 100 spørreundersøkelser, og har etablert solide kvalitetssikringsrutiner for å sikre at informasjonen som samles er av god kvalitet. Én utfordring ved spørreundersøkelser er risikoen for lav svarprosent, der Menon har utarbeidet gode rutiner for å håndtere dette. Dette inkluderer blant annet å utforme spørreundersøkelser som er mobilvennlige, har korte spørsmål hvor de viktigste spørsmålene stilles først, samt sende ut spørreundersøkelsene på strategiske tidspunkter og følge opp respondentene med purringer.

Sammenliknet med andre metoder for informasjonsinnhenting, kan spørreundersøkelser brukes til kvantitativ datanalyse. Dette er spesielt nyttig for å kunne samle inn store mengder informasjon på en effektiv måte, og dermed til å dekke en større del av populasjonen man analyserer i motsetning til andre, mer kvalitative metoder for informasjonsinnhenting. For å kunne bruke resultatene i en analyse, er det nødvendig å vurdere resultatenes representativitet. Her er det for eksempel viktig å vurdere eventuell bias hos respondentene, svarprosenten samt hvilke deler av verdikjeden/næringer respondentene representerer og deres størrelse sammenliknet med populasjonen som helhet.

For å kunne bruke resultatene fra spørreundersøkelsen til å si noe om sjømatnæringen som helhet, er vi avhengige av at de respondentene som besvarer spørreundersøkelsen er representative for de øvrige selskapene i sjømatpopulasjonen. I vårt tilfelle er det derfor viktig å sikre en tilstrekkelig høy svarprosent hos de verdikjedeleddene og selskapene som er viktigst den energiomstillingen i sjømatpopulasjonen. Mer spesifikt de delene av verdikjeden og selskapene som er mest relevante mtp. behov for å tilknytte seg nettet (elektrifiseringsbehov)⁶. For å sikre dette har vi gjennomgått sjømatpopulasjonen vår og skilt ut de selskapene som hadde en verdiskaping⁷ over 45 millioner kroner og/eller en omsetning over 150 millioner kroner i 2022.⁸ Etter dette sitter vi igjen med 220 selskaper. I denne del-populasjonen finner vi de største matfiskprodusentene, fiskefordelerne (villfisk og oppdrett) og slakteriene. Disse verdikjedene er representere hovedvekten av kraftbehovet i den samlede sjømatpopulasjonen. De 220 selskapene dekker om lag 95 prosent av verdiskapningen av alle de 1000 selskapene i sjømatpopulasjonen. Som nevnt tidligere inkluderer dette altså ikke fiskeflåten, mindre relevante leverandørbedrifter, brønnbåtredere og andre fartøyoperatører.

Vår hypotese var at disse 220 selskapene vil være de viktigste selskapene med tanke på kartlegging av næringens nettilgang og anleggsbidrag. Dette er basert på vår kjennskap til selskapenes vekst og investeringsnivå de siste ti årene, type aktivitet, selskapenes kapitaltilgang og hvordan et økt bærekraftfokus vil treffe selskapenes virksomhet. Denne hypotesen ble bekreftet gjennom kartleggingsarbeidet vi gjorde i forbindelse med å definere vår sjømatpopulasjon. For å sikre en tilstrekkelig høy svarprosent hos de 220 selskapene gjorde vi et større arbeid med å sikre at undersøkelsen nådde frem til den eller de personene vi på forhånd har vurdert som mest egnet til å svare på den. Videre fulgte vi opp mangelfulle besvarelser direkte med de relevante kontaktpersonene. For de øvrige 780 selskapene i sjømatpopulasjonen ble undersøkelsen distribuert basert på registrert mottaksadresse til foretaket.⁹ Slakterinettverket, NCE Aquatech Cluster og Sjømat Norge bidro også med distribusjon og promotering av undersøkelsen. Ved å ta utgangspunkt i Menons regnskapsdatabase med detaljert

⁶ I dette tilfellet legger vi til grunn at elektrifiseringen skjer primært gjennom tilknytning til nettet. Det finnes også andre måter å elektrifisere sin virksomhet på gjennom egenproduksjon av fornybar kraft, men det vil ikke være like relevant mtp. kartlegging av de samlede anleggsbidragene for selskapene.

⁷ Verdiskapningen er definert som summen av selskapenes resultat før skatt og lønnskostnader, som uttrykker henholdsvis selskapenes og lønnsinntakernes andel av verdiene som er skapt i selskapet.

⁸ Dersom ett av eller begge kriteriene er tilfredsstillt, har vi regnet med selskapet.

⁹ Kilden til epostadressene er databasen til Proff Forvalt

selskapsinformasjon har vi definert en sjømatpopulasjon som bidrar til at datainnsamlingen fra de populasjonene med detaljert regnskapsdata på bedriftsnivå bidrar denne tilnærming til at analysegrunnlaget vårt har tilstrekkelig dybde (fanger opp de største og viktigste investeringene) og bredde (fanger opp investeringsbehovet hos de mindre aktørene).

Av de 220 selskapene i vår del-populasjon har vi en svarprosent på 22 prosent målt i antall, og 28 prosent av verdiskapingen. Ettersom del-populasjonen på 220 selskaper står for omtrent 95 prosent av verdiskapningen i populasjonen, spiller disse en sentral rolle i hvordan vi vurderer svarene på undersøkelsen opp mot resten av populasjonen. Sett i forhold til populasjonen som helhet dekker respondentene i overkant av 21 prosent av verdiskapingen. I forbindelse med analysen av resultatene fra undersøkelsen i 2.4 vil diskutere hvordan vi kan bruke resultatene fra undersøkelsen (ekstrapolere) til å si noe om hele populasjonen av bedrifter vi vurderer. I denne prosessen har vi blant annet koblet svarene fra undersøkelsen sammen med nøkkeltall fra de spesifikke verdikjedene i populasjonen. Dette er for å sikre at estimatene vi har utarbeidet blir så presise som mulig, og er spesielt viktig for å fange opp investeringer hos de mindre selskapene der vi i utgangspunktet har lavere representativitet. Nøkkeltall for populasjonen er nærmere beskrevet i kapittel 2.1.

1.2.2 Intervjuer og dokumentinnsamling

For å supplere og kvalitetssikre funn fra spørreundersøkelsen, har vi gjennomført en rekke intervjuer med aktører fra sjømatnæringen og med nettselskaper. Gjennom intervjuene med sjømatnæringen har vi for eksempel fått innspill på hvordan spørreundersøkelsen kan utformes i forkant av utsendelse, og til hvilke utfordringer de opplever når det gjelder tilknytningsprosjekter. Gjennom intervjuene med nettselskapene har vi fått et innblikk i dagens nettutvikling, elektrifiseringsbehov i sjømatnæringen og anleggsbidrag. Totalt har vi intervjuet fire sjømatselskaper og én sjømatklynge¹⁰. Klyngen representerer rundt 50 bedrifter (både små og store) innenfor oppdrettsnæringen, fiskeriselskaper og slakterier, med en samlet verdiskapning på om lag 3,5 milliarder kroner. I tillegg har vi intervjuet to nettselskaper, samt et energiselskap. Begge nettselskapene har KSU-ansvar (Møre og Romsdal, Trøndelag).

Intervjuene har fulgt en intervjuguide utarbeidet av Menon Economics, men gjennomføringen har vært semistrukturert. Dette innebærer at vi har forholdt oss fleksible, og latt intervjuobjektene få mulighet til å fortelle og nyansere spørsmålstillingen i intervjuguiden. Kontakten med sjømat-, nett- og energiselskapene har gjort det mulig for oss å få innsikt i tematikken som ikke er tilgjengelig gjennom offentlige kilder, og er med på å ytterligere nyansere innhentet informasjon i spørreundersøkelsen. For å få en bedre oversikt over kraft- og nettsituasjonen i landet og hvordan denne påvirker sjømatnæringen, har vi gjennomgått kraftsystemutredninger til flere nettselskaper, områdeplaner til Statnett og Statnetts statistikk over omsøkt effektuttak. I arbeidet med denne delleveransen har vi brukt dette for å styrke vår egen forståelse av resultatene fra spørreundersøkelsen. I neste delleveranse vil vi bruke denne informasjonen til å beskrive dagens nettsituasjon nærmere.

I neste arbeidspakke skal vi arbeide med å analysere den samfunnsøkonomiske kostnaden ved ineffektiviteter i systemet for allokering nettkapasitet, og vurdere om andre modeller kan være mer egnede. I forbindelse med det videre arbeidet vil vi derfor innhente ytterligere informasjon, blant annet ved å gjennomføre flere intervjuer.

¹⁰ Senja sjømatklynge

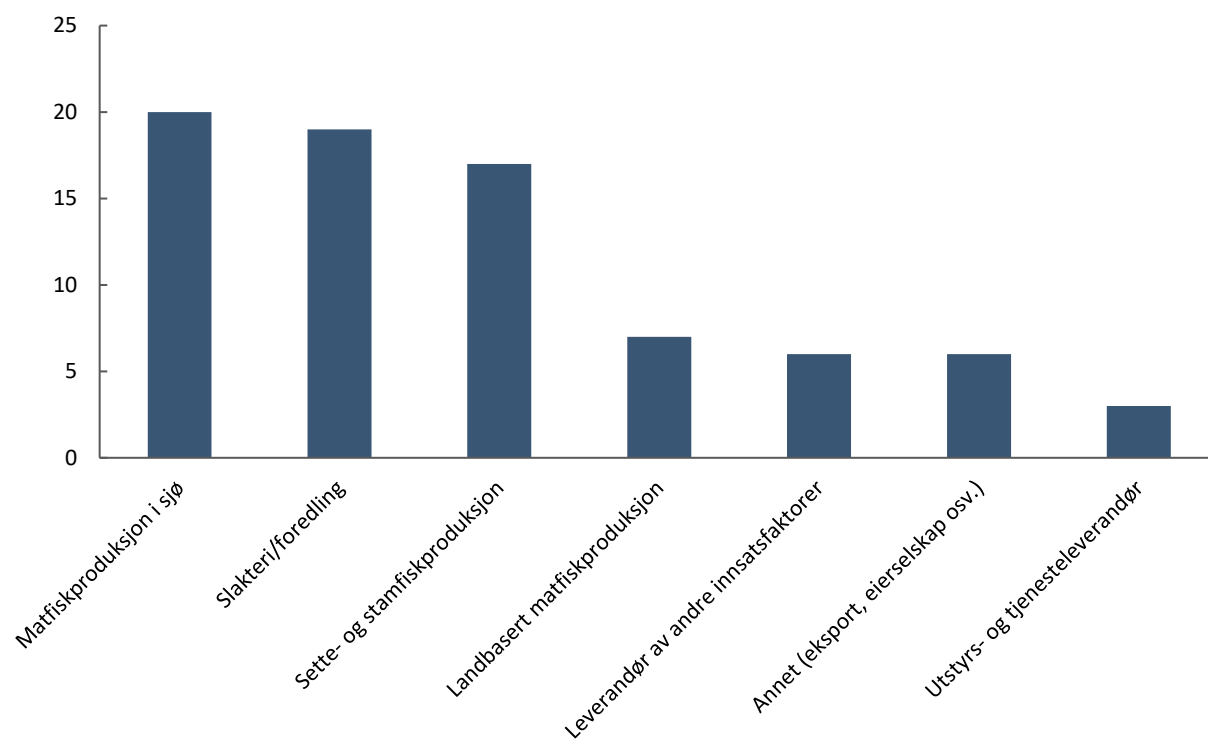
2 Resultater fra spørreundersøkelsen

I dette kapitlet går vi gjennom den delen av undersøkelsen som kartlegger sjømatnæringens søknader om nettilknytning de siste ti årene. Vi vier et særlig fokus til prosjektenes anleggsbidrag.

2.1 Om respondentene

Det er 59 respondenter, fordelt langs hele verdikjeden i sjømatnæringen som har svart på undersøkelsen. Figuren under viser en oversikt over antall respondenter, fordelt på hvor de er tilknyttet i verdikjeden til sjømatnæringen.

Figur 2-1 Fordeling av antall respondenter i spørreundersøkelsen, etter hvilken del av verdikjeden i sjømatnæringen de er tilknyttet. N=59.



Det er 13 av respondentene som oppgir at de har aktivitet i flere deler i av verdikjeden. Samtlige av disse driver med matfiskproduksjon, enten i sjø eller på land, og er tilknyttet minst én annen del i verdikjeden, som eksempelvis settefiskproduksjon eller slakteri. Når vi regner med selskapene som har svart at de kun driver med matfiskproduksjon i sjø eller på land, har vi totalt 23 respondenter innen matfiskproduksjon. Den nest største gruppen med aktører er slakteri- og foredlingsvirksomhet. Det er 11 respondenter som oppgir at kun driver med slakteri/foredling. I tillegg er det 8 selskaper som er tilknyttet slakteri og foredling, men som også driver med andre aktiviteter. Videre er det aktører som representerer leverandører av andre innsatsfaktorer, settefisk- og stamfiskproduksjon, utstyrs- og tjenesteleverandører, samt andre deler i verdikjeden, som eksport og innkjøp.

Selskapene som har svart på spørreundersøkelsen, hadde samlet sett en omsetning på over 55 milliarder og verdiskaping på 15 milliarder kroner og en sysselsetting på 3600. Dette tilsvarer omtrent 15 prosent av

omsetningen og 22 prosent av verdiskaping i den relevante delpopulasjonen i sjømatnæringen.¹¹ Målt i antall er svarprosenten betydelig lavere. Vi vurderer undersøkelsens representativitet som god, fordi vi respondentene våre dekker en betydelig andel av verdiskapingen i næringen. Verdiskaping er en god parameter for å uttrykke aktiviteten i sektoren, og hvilke investeringer knyttet til energiomstillingen som kan understøttes økonomisk. Kartleggingen har en horisont på ti år, og det er all grunn til å tro at realiserte prosjekter for nettilknytning i næringen samlet sett vil være tett korrelert med verdiskapingen i næringen. Videre har vi i ekstrapoleringen gjort en manuell «matching» mellom de to delpopulasjonene beskrevet i 1.2.1 basert på bedriftene økonomiske karakteristika¹². På den måten kan vi utnytte representativiteten i delpopulasjonen med best opplutning til å beskrive tallene for hele populasjonen.

Vi vil uansett etterstrebe å oppnå høyere svarprosent i kommende leveranser i forskningsprosjektet. Vi har hatt fokus på respondenter som hadde en verdiskaping på over 45 millioner kroner og en omsetning på over 150 millioner kroner i 2022, som står for en forholdsvis stor andel av aktiviteten i næringen, og blant disse er svarprosenten vår i overkant av 30 prosent målt i antall.

Ettersom vi ikke har like god dekning på et lavere geografisk nivå, har vi valgt å rapportere resultatene på nasjonalt nivå hvor vi vurderer resultatene som representative.

2.2 Beskrivelse av prosjektene i surveyen

I undersøkelsen er det 40 av 59 respondenter som svarer at deres bedrift har søkt om nettilknytning for minst ett prosjekt i løpet av de siste 10 årene. Respondentene har samlet sett søkt om nettilknytning til 213 prosjekter i løpet av de siste 10 årene. Dette innebærer at respondentene i snitt har hatt om lag 3,5 prosjekter «på blokka» i løpet av de siste ti årene.

I tabellen under vises deskriptiv statistikk for antall prosjekter, gitt at selskapet har hatt minst ett prosjekt. I spørreundersøkelsen har disse respondentene i snitt over 5 prosjekter hver. Vi ser også at mengden prosjekter ikke er jevnt fordelt, ettersom medianen er noe lavere enn snittet. Det er altså noen få aktører som har hatt et høyt antall nettilknytningsprosjekter, der en aktør alene har hatt 23 prosjekter. Tabellen under gjengir informasjon om antall søknader fra respondentene som har hatt minst ett prosjekt de siste ti årene.

Tabell 1 Deskriptiv statistikk for respondenter som har hatt minst ett prosjekt i løpet av de siste 10 årene. N=213

Statistisk variabel	Verdi
Gjennomsnitt	5,325
Median	3
Min	1
Maks	23

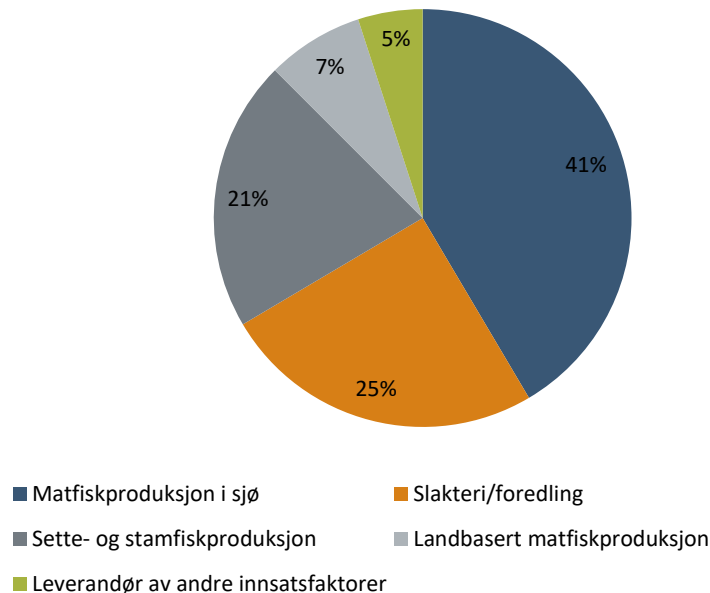
Figuren under viser antallet prosjekter fordelt på typen aktivitet respondentene bedriver. Aktører som bedriver flere aktiviteter, er telt flere ganger. Vi ser at omtrent 41 prosent av prosjektene er tilknyttet matfiskproduksjon i sjø. Omtrent 25 prosent er knyttet til slakteri eller foredling, mens 21 prosent er knyttet til sette- og stamfiskproduksjon. I tillegg er det noen prosjekter hos leverandører av andre innsatsfaktorer, samt landbasert

¹¹ Tallene er hentet fra Menons regnskapsdatabase, som er beskrevet nærmere i kapittel 1.2.1.

¹² Type aktivitet samt verdiskaping/sysselsatt

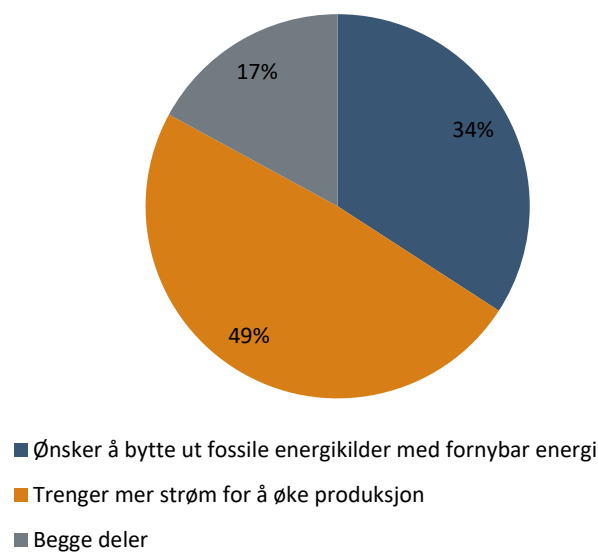
matfiskproduksjon. Framstillingen av svarene er uvektet, ettersom vi ikke har grunnlag for å skille mellom hvilken del av verdikjeden det enkelte prosjekt hos respondenten tilhører. Dette kan innebære at vi over- og undervurderer omfanget av noen verdikjedeelementer.

Figur 2-2 Prosentvis fordeling av nettilknytningsprosjekter i løpet av de siste 10 årene, fordelt på hvilken del av verdikjeden aktøren er tilknyttet. N=213



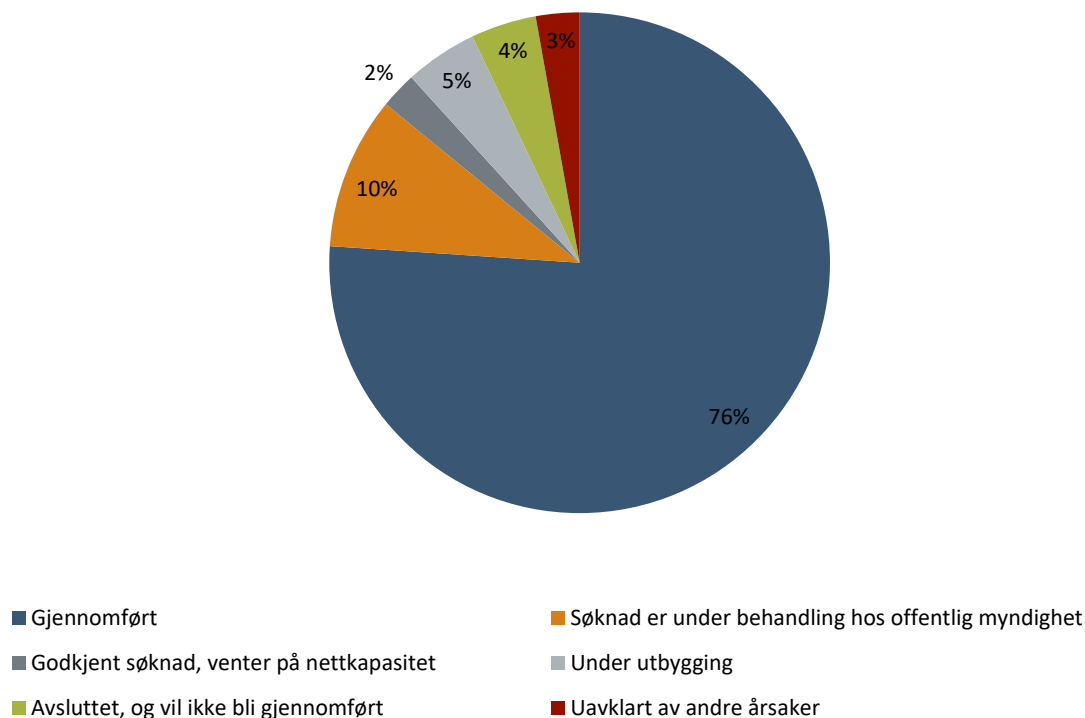
I spørreundersøkelsen stilte vi spørsmål om hva som var årsaken til at de hadde søkt om nettilknytning. 49 prosent av respondentene svarte at det skyldes at de trengte mer strøm for å øke produksjon, blant annet for å bygge nytt slakterianlegg eller luktrensaneanlegg. 34 prosent svarte at de trengte nettilknytning for å bytte ut fossile energikilder med fornybar energi, og 17 prosent svarte at de både ville bytte ut fossil energi og øke produksjonen. Se figuren under for en oversikt.

Figur 2-3 Prosentvis fordeling av bakgrunn for søknad. N=41



Omtrent 76 prosent av nettilknytningsprosjektene har blitt gjennomført. Videre er 10 prosent av prosjektene under behandling hos offentlig myndighet, mens 2 prosent er godkjent, men venter på nettkapasitet. 5 prosent er under utbygging. 4 prosent er avsluttet og vil ikke bli gjennomført, mens 3 prosent har uavklart status.

Figur 2-4 Prosentvis fordeling av prosjektene, fordelt på status. N=213



Vi stilte også spørsmål om årsaken til at prosjekter ble avsluttet. 4 prosent av prosjektene, eller 9 i antall, er ifølge respondentene avsluttet og vil ikke bli gjennomført. Av disse 9, ble 8 av prosjektene avsluttet som følge av at det ikke var mulig å koble seg på nettet innen ønsket tidsperiode. 1 prosjekt ble avsluttet som følge av at totalkostnaden ble for høy og det ikke lenger var lønnsomt å gjennomføre prosjektet. For dette prosjektet var det flere faktorer som ble framhevet som kostnadsdrivende, blant annet høyt anleggsbidrag.

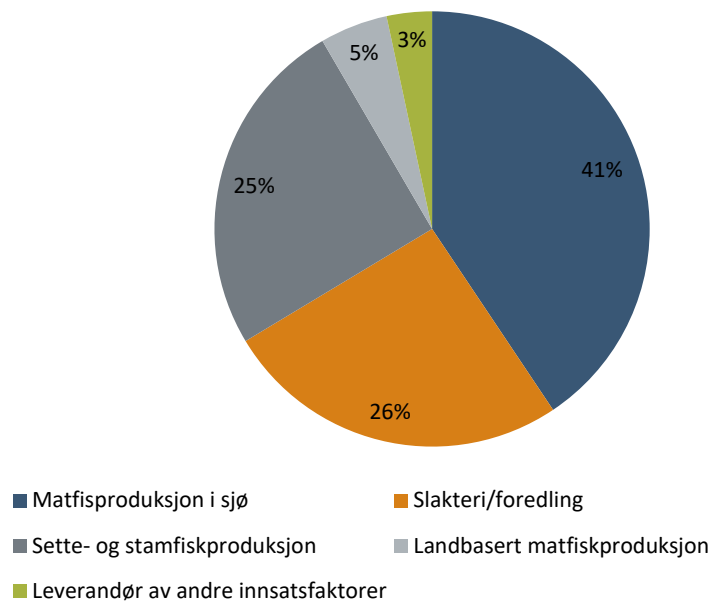
2.3 Anleggsbidragets størrelse

I spørreundersøkelsen kartla vi størrelsen på anleggsbidraget for prosjektene. Det er satt anleggsbidrag for omtrent 80 prosent av alle prosjektene som er omtalt av respondentene. Totalt har det blitt satt anleggsbidrag på 296 millioner kr for disse prosjektene, hvilket tilsvarer et gjennomsnittlig anleggsbidrag på 1,7 millioner kr per prosjekt. Det er stor spredning størrelsen mellom de ulike prosjektene. Det høyeste enkeltbeløpet er på 45 millioner kr, mens det laveste beløpet er på 120 000.¹³

¹³ Måten vi har stilt spørsmålene på vil være med på å påvirke fordelingen. For å ikke gjøre det for komplisert å fylle ut undersøkelsen for respondentene med mange prosjekter, ba vi om et anslag på det totale anleggsbidraget. For aktørene med mange prosjekter vil

Figuren under viser fordelingen av prosjektene med anleggsbidrag basert på aktørenes verdikjedetilhørighet. Vi ser at det 41 prosent av prosjektene med anleggsbidrag er tilknyttet aktører innenfor matfiskproduksjon, 26 prosent er tilknyttet slakteri og foredlings og 25 prosent er tilknyttet sette- og stamfiskproduksjon. Det må imidlertid nevnes at noen av aktørene både er tilknyttet matfiskproduksjon, slakteri og sette- og stamfiskproduksjon. Dette gjelder særlig for de større selskapene.

Figur 2-5 Prosentvis fordeling av prosjektene der det er satt anleggsbidrag, fordelt på hvilken del av verdikjeden aktøren har tilknytning til. N=171



2.4 Næringens samlede anleggsbidrag

Et sentralt spørsmål for undersøkelsen vår er hvor stort det samlede anleggsbidraget til sjømatnæringen er. Så langt har vi redegjort for svar blant respondentene i undersøkelsen, og dersom deres svar er representative, vil vi kunne oppskalere de innrapporterte tallene for anleggsbidrag.

Undersøkelsens respondenter dekker rundt 22 prosent av verdiskapingen i populasjonen. Vi har lagt vekt på selskapenes verdiskaping som parameter for å uttrykke deres representativitet, og har valgt å oppskalere resultatene fra undersøkelsen basert på verdiskaping. Dette er fordi verdiskaping på en god måte reflekterer verdien av den økonomiske aktiviteten på selskapsnivå, herunder hvilke investeringer som kan understøttes økonomisk.

De samlede anleggsbidragene de siste ti årene blant respondentene er i underkant av 300 millioner kroner, eller ca. 30 millioner kroner per år.¹⁴ Basert på en lineær ekstrapolering til den øvrige populasjonen, herunder en

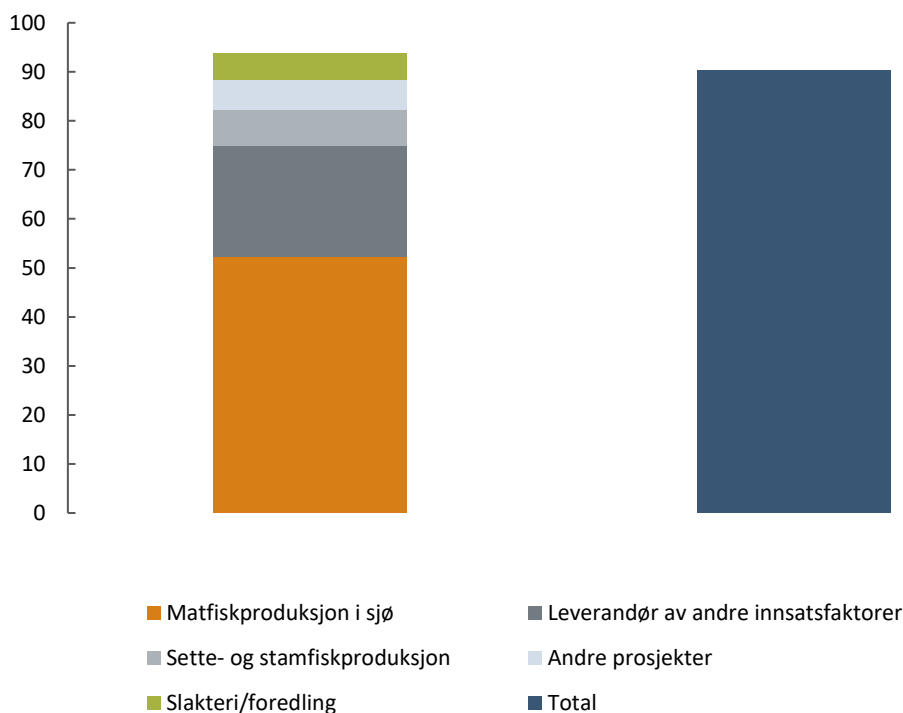
vi da bare ha et anslag på det gjennomsnittlige anleggsbidraget per prosjekt, selv om det naturligvis vil være en spredning i anleggsbidrag innenfor deres portefølje. Hvis respondentene har truffet på sitt samlede anslag, vil dette imidlertid ikke gi utslag for vårt totalanslag, men det vil bidra til å gjøre den samlede fordelingen mer konsentrert («halene» i fordelingen forkortes).

¹⁴ Disse tallene tar ikke høyde for prisstigningen i perioden, ettersom respondentene ikke ble bedt om å oppgi tidspunkt for den enkelte investeringen. Dette var informasjon vi utelot fra undersøkelsen for å gjøre den mindre krevende å fylle ut, men innebærer at det er en usikkerhet om nivået på anleggsbidragene målt i 2023-kroner. Dersom vi antar at anleggsbidragene har fordelt seg jevnt over den foregående tiårsperioden, er det samlede beløpet i størrelsesorden 350 millioner kroner når det inflasjonsjusteres.

manuell matching mellom de to del-populasjonene viser våre analyser at sjømatnæringen har stått ovenfor et anleggsbidrag på 900-940 millioner kroner over de siste ti årene. Anslaget innebærer at sjømatnæringens anleggsbidrag er i overkant av 5 prosent av de totale anleggsbidragene mellom 2013 og 2022 innrapportert til NVE av nettselskapene. Vi drøfter anslaget nærmere i rapportens kapittel 3.3.

I figuren under viser vi det anslåtte årlige anleggsbidraget for hele sjømatnæringen basert på to ulike tilnærminger for ekstrapoleringen. Den første søylen er en ekstrapolering basert på respondentenes verdikjedetilknnytning, mens den andre er basert på en ufiltrert oppskalering. De to tilnærmingene gir samlet sett et resultat i samme størrelsesorden.

Figur 2-6 Anslag på årlige anleggsbidrag (mill. kroner) for sjømatnæringen med ulike beregningsmåter¹⁵



Årlige anleggsbidrag knyttet til matfiskproduksjon er størst og anslås å være i størrelsesorden 55 millioner kroner i året. Leverandører av innsatsfaktorer til produksjonen er nest-størst, om lag 23 millioner kroner. Settefisk- og stamfiskproduksjon er omkring 8 millioner, mens slakteri/foredling og andre prosjekter er i størrelsesorden 6 millioner i året. Verdikjeden til produksjon av oppdrettsfisk er omfattet av alle delene i den venstre søylen, mens verdikjeden til villfisknæringen kun er dekket av kategoriene «slakteri/foredling», «leverandør av andre innsatsfaktor» og «andre prosjekter».

Aktørens verdikjedetilknnytning er basert på den primære kilden til verdiskaping i selskapene, men for mange av respondentene vil en andel av prosjektene være knyttet til andre verdikjedeelementer. Vi har imidlertid ikke hatt grunnlag for å skille ut disse. Helt konkret innebærer dette at den venstre søylen trolig i noen grad overvurderer andelen av anleggsbidrag som knytter seg til matfiskproduksjon i sjø, mens slakteri- og foredlingsaktivitet og

¹⁵ Figuren inneholder ikke informasjon om landbaserte matfiskprosjekter. Det er fordi vi ikke har fått svar på undersøkelsen fra aktører som har foretatt investeringen i nett og har etablert produksjonen, og vi har nå ikke grunnlag for å rapportere tall for disse prosjektene. I forbindelse med neste leveranse i prosjektet vil vi etterstrebe å kartlegge anleggsbidrag for realiserte landbaserte prosjekter.

sette- og stamfiskproduksjon trolig undervurderes noe. Som vi ser ved å sammenligne de to søylene, er imidlertid det samlede resultatet i samme størrelsesorden, i overkant av 90 millioner kroner i året. Vi har ikke grunnlag for å slå fast i hvilken grad vi overvurderer anleggsbidrag knyttet til matfiskproduksjon i sjø, men prosjekter knyttet til elektrifisering – som er noe eller hele begrunnelsen for søknader om nettilknytning til omtrent halvparten av prosjektene – vil i stor grad dreie seg om matfiskproduksjon i sjø. Dette taler for at denne effekten er begrenset, ettersom nettilknytning for matfiskproduksjon i sjø står for omtrent 55 prosent av det anslåtte anleggsbidraget.

2.4.1 Usikkerhet i anslaget

Det er flere kilder til usikkerhet for anslagene som må tas høyde for når resultatene fra undersøkelsen skal tolkes. På den andre siden er det en risiko for at noen (eldre) prosjekter kan være glemt av respondentene, noe som taler for at vi underestimerer næringens anleggsbidrag. Samtidig bidrar imidlertid seleksjonsutfordringer til en risiko for at vi overvurderer den eksterne relevansen. Sistnevnte henger sammen med at en det er sannsynlig at en større andel av bedriftene som har søkt om nettilknytning har besvart spørreundersøkelsen, sammenlignet med den øvrige populasjonen. Usikkerheten går med andre ord begge veier. Vi vurderer derfor det slik at anslaget vårt plasserer næringens årlige anleggsbidrag i et riktig landskap. Tabellen under redegjør nærmere for kilder til usikkerhet og i hvilken retning disse vil påvirke resultatet.

Tabell 2 Usikkerhetsmomenter og hvordan dette påvirker resultatet

Usikkerhetsmoment	Utdypning	Hvordan påvirker dette resultatet?
Skjevhet blant respondenter	Det er grunn til å tro at respondentene som har hatt særlige utfordringer med nettilknytning og/eller særlig høye anleggsbidrag i større grad vil ha svart på undersøkelsen. Det taler i så fall for at utvalget vårt har en uforholdsmessig høy andel prosjekter med nettilknytning eller uforholdsmessig høye anleggsbidrag, og at vi overvurderer det samlede anleggsbidraget noe.	Overestimering.
Tidshorisont for prosjekter med anleggsbidrag	I undersøkelsen har vi spurt om prosjekter med anleggsbidrag 10 år tilbake i tid. Dette er en lang tidshorisont, der nødvendig informasjon kan være mangelfull. For å korrigere for dette, har vi bedt respondentene om å oppgi hvor sikre de er på sine estimater. Lang tidshorisont kan føre til at både antall prosjekter og størrelsen på anleggsbidrag er glemt, og at ikke alt er rapportert	Underestimering.
Størrelsen på anleggsbidraget	Dette usikkerhetsmomentet henger også sammen med tidshorisont og respondentenes hukommelse. Dersom respondentene ikke husker anleggsbidraget konkret, kan estimatet være usikkert. 57 prosent svarte av de var ganske eller svært sikre på sine estimater, 23 prosent svarte at de var litt sikre, mens 17 prosent svarte at de var litt eller svært usikre. 3 prosent var nøytrale. Dette taler for at	Begge veier.

	kostnadsanslagene for anleggsbidrag i det enkelte prosjekt i seg selv har forholdsvis lav usikkerhet.	
Valg av oppskaleringsparameter	I tolkningen av undersøkelsens resultater har vi lagt vekt på selskapenes verdiskaping som parameter for å uttrykke deres representativitet. Dette er fordi verdiskaping på lang sikt er en god parameter for å uttrykke aktiviteten i sektoren, og hvilke investeringer i både ny kraftkrevende produksjon og elektrifiseringsprosjekter som kan understøttes økonomisk.	Begge veier.

3 Drøfting av resultatene

Spørreundersøkelsen kan ikke alene gi oss et fullstendig bilde av anleggsbidrag eller årsaker til hvorfor tilknytningsprosjekter blir stoppet. Derfor har vi brukt intervjuer, dokumentanalyse og tilgjengelig statistikk til å vurdere resultatene i spørreundersøkelsen.

3.1 Forhold som påvirker anleggsbidragets størrelse

Resultatene fra spørreundersøkelsen viser at det er et stort spenn i innrapportert anleggsbidrag per prosjekt, noe som kan henge sammen med hvilket geografisk område respondenten kommer fra. Mange sjømatbedrifter befinner seg langs kysten i mindre befolkede områder der det kan være mindre eksisterende nettinfrastruktur. Dette betyr at tilknytning ofte kan være kostbart på slike lokasjoner. På denne måten vil den geografiske plasseringen til sjømatbedriften kunne påvirke hvor utslagsgivende anleggsbidrag er for at sjømatbedrifter ikke får elektrifisert virksomheten sin.

I tillegg vil størrelsen på anleggsbidraget avhenge av størrelsen på den omsøkte kapasiteten, og derav hvor stort kraftbehov virksomheten har. Dette er fordi nettselskapene skal fastsette anleggsbidrag for å dekke kostnadene ved nye nettinvesteringer når kunder blir tilknyttet nettet, får økt kapasitet eller får bedre kvalitet. Størrelsen på anleggsbidraget vil også avhenge av hvorvidt nettinvesteringen må gjøres i distribusjonsnettet eller regional- og transmisjonsnett, og hvorvidt det er andre nettkunder som kan være med å spleise på investeringskostnaden. Selskapsstørrelse og deres driftsmargin har også betydning for hvor utløsende anleggsbidraget er for at elektrifiseringsprosjektet gjennomføres. I tillegg synes beslutningene om å investere i elektrifiseringsprosjekter å påvirkes av andre, ytre faktorer, som for eksempel usikkerhet knyttet til fremtidige rammebetingelser for næringen (for eksempel har grunnrentebeskatningen blitt trukket fram som et konkret eksempel) og priser på fossile drivstoff.

3.2 Innsikter fra dybdeintervjuer

Ettersom det vil være ulikt kraftbehov og anleggsbidrag for sjømatnæringen avhengig av hvilken geografisk plassering de har, er det interessant å samle informasjon fra nettselskaper i ulike regioner i Norge. Informasjonen kan bidra til å belyse resultatene fra spørreundersøkelsen. Gjennom intervjuene vi gjennomførte med aktører i Møre og Romsdal ble det pekt på at landbaserte oppdrettsanlegg og lukkede anlegg i sjøen er den delen av sjømatnæringen som har de høyeste anleggsbidragene. Dette vil trolig gjelde andre steder i Norge også, selv om vi ikke har nok datagrunnlag til å fastslå at det er disse typene virksomhet som utløser de største anleggsbidragene i alle tilfeller. I spørreundersøkelsen har selskaper med aktivitet i Møre og Romsdal rapportert inn anleggsbidrag på drøyt 8 millioner kroner, fordelt på ni prosjekter. I Trøndelagsregionen nevner nettselskap at lang ledetid, sammen med anleggsbidrag, kan være årsaker til at søknader om nettilknytning trekkes eller legges på is. I tillegg nevnes det i intervjuene at det ikke nødvendigvis er anleggsbidraget alene som utgjør totale energikostnader, men at også for eksempel strømpris og nettleie kan ha stor betydning for totale energikostnader.

Nett- og energiselskapene vi har intervjuet i Trøndelagsregionen har oppgitt at det kan være snakk om færre enn 10 prosjekter som har betalt anleggsbidrag siden 2019. Fra undersøkelsen har vi kun fått innrapportert ett prosjekt i undersøkelsen fra denne regionen. Videre fremkommer det fra intervjuene at anleggsbidrag for prosjekter i dette området i noen tilfeller kan ligge på opp mot 20 millioner kroner. Lengre nord, i Senjaområdet, har det blitt rapportert inn anleggsbidrag av samme størrelsesorden. I slike tilfeller vil anleggsbidraget alene stå for en betydelig del av den totale kostnaden til prosjektet. Intervjuobjektene peker også på andre årsaker til at

elektrifiseringsprosjekter ikke gjennomføres enn selve anleggsbidraget, som for eksempel motstand mot byggingen av sjø- eller landkraftkabel. Mostanden kan komme fra grunneiere, eller at byggingen i konflikt med natur- og miljøhensyn som bunnforhold, korallrev, fiskefelt/gytefelt eller arkeologi.

Som nevnt tidligere ble det gjennom spørreundersøkelsen rapporterte inn anleggsbidrag på totalt 296 millioner kroner. Dette tilsvarer et gjennomsnittlig anleggsbidrag på 1,7 millioner kroner per prosjekt. Gjennom intervjuene vi har gjennomført nevnes det at mange prosjekter ligger mellom 800 000 kroner og 1,5 millioner kroner, som er noenlunde i tråd med tallene som er rapportert i undersøkelsen vår. Gjennom intervjuene vi har gjennomført ble det også trukket frem at flere faktorer kan føre til økte anleggsbidrag for tilknytningsprosjekter utover intervallet som er anslått over, som for eksempel behov for ytterligere investeringer i transformatorstasjoner. Dette kan medføre ekstrakostnader på opptil 1,5 til 2 millioner kroner i noen tilfeller.

I sum vurderer vi at undersøkelsens mest sentrale funn blir understøttet av tilbakemeldingene vi har fått i intervjuene. Dette taler i neste rekke for at resultatene fra undersøkelsen er representative for sjømatnæringen samlet sett.

3.3 Sjømatnæringens anleggsbidrag sammenlignet med øvrig næringsliv

Det finnes ingen offentlig tilgjengelig statistikk samlet på ett sted som viser hvor mye ulike bedrifter eller næringer har betalt i anleggsbidrag. Det er derfor også vanskelig å vurdere sjømatnæringens prosjekter og deres betalte anleggsbidrag opp mot investeringer i nettet utløst av øvrig næringsliv. Imidlertid har vi tilgjengelig statistikk over den *totale* mengden anleggsbidrag som har blitt betalt og rapportert inn av norske nettselskaper («bidragsfinansierte nettanlegg»). Disse tallene skiller som sagt ikke mellom hvilken type næring eller bedrift som har vært utløsende for anleggsbidraget. Statistikken viser at de årlige anleggsbidragene har økt fra 0,8 milliarder kroner til 2,2 milliarder kroner fra 2013 til 2022 (NVE, 2024). Akkumulert i 2022 hadde det totalt blitt betalt inn 18 milliarder kroner i anleggsbidrag siden 2013. Anleggsbidrag utløst av tiltak i de lokale distribusjonsnettene stod for 16 milliarder kroner, og tiltak i de regionale distribusjonsnettene stod for 2 milliarder kroner (NVE, 2022).

Som beskrevet i rapportens kapittel 2.4 anslår vi at de akkumulerte anleggsbidragene utløst av investeringer i sjømatnæringen ligger på rundt 900-940 millioner kroner¹⁶ over de siste 10 årene. Dette utgjør i overkant av 5 prosent av de totale anleggsbidragene mellom 2013 og 2022 innrapportert til NVE. Til sammenligning har den korresponderende delen av sjømatnæringen hatt et bidrag til BNP i Fastlands-Norge på mellom 1,5 – 2,5 prosent gjennom denne perioden.¹⁷ Dette innebærer at sjømatnæringens andel av anleggsbidrag er i størrelsesorden 2-3 ganger så stort som deres relative størrelse i økonomien. Det er særlig to forhold som taler for at dette tallet er et rimelig anslag. For det første vil produksjon i sjømatnæringen i større grad ligge unna eksisterende nettinfrastruktur. Dette betyr at oftere må bygges nytt nett til lokasjonene deres eller at eksisterende nett i nærheten må forsterkes, fordi det ikke er sterkt nok til å forsyne store forbruksuttak. Alt annet likt vil sjømatprosjekter derfor kreve høyere anleggsbidrag. Videre har det vært betydelig større vekst i verdiskapingen i sjømatnæringen i denne perioden sammenlignet med øvrig næringsliv. Dette taler igjen for at aktørene i sjømatnæringen både vil ha hatt ønske om og evne til å finansiere nye prosjekter som krever nettilknytning. I sum indikerer dette at våre anslag for sjømatnæringens anleggsbidrag de siste 10 årene ikke er urimelige.

¹⁶ Som nevnt i forrige kapittel kan vi anslå dette tallet hvis vi legger til grunn at spørreundersøkelsen er representativ for hele sjømatnæringen.

¹⁷ SSB, Menon Economics (2022)

3.4 Endringer i det regulatoriske rammeverket for nettdrift

Størrelsen på anleggsbidragene og utfordringene med å få tildelt nettkapasitet påvirker at det regulatoriske rammeverket for nettdrift fastsatt av norske myndigheter. Det er viktig å påpeke at dette regulatoriske rammeverket er under utvikling, og at analyser av historiske data må tolkes i lys av endringene som har forekommet. Dette gjelder spesielt endringer knyttet til tilknytning av nytt forbruk.

Det pågår et betydelig regulatorisk arbeid med å vurdere tiltak for å redusere tiden det tar å utvikle og konsesjonsbehandle nye nettanlegg, og med forbedringer i systemet for tilknytningsplikt (NOU 2022:6). Trolig vil dette arbeidet bidra til at noen av utfordringene med begrenset nettkapasitet blir mindre fordi endringene legger opp til en mer effektiv konsesjonsbehandling av nettsøknader og vurdering av prosjekter. Mer spesifikt går de ulike tiltakene og anbefalingene ut på å sette modenhetskrav i vurderinger om tilknytning til nettet, krav til rapportering fra nettselskapene på hvor lang tid de bruker på tilknytningssaker (RME, 2023)¹⁸, samt veiledning til hvordan samfunnsøkonomiske vurderinger av netttiltak kan gjøres mer effektivt og få høyere kvalitet (NVE, 2024). Som nevnt over endret Statnett i 2023 sin definisjon av vanlig strømforbruk til å gjelde forbruk opptil 5 MW (tidligere 1 MW). Den nye definisjonen frigjorde om lag 600 MW nettkapasitet til kunder som stod i kø på å få knytte seg til nettet på daværende tidspunkt (Statnett, 2023).

¹⁸ I 2023 la RME frem en anbefaling til Energidepartementet om at nettselskapene skal sette modenhetskrav i sine vurderinger om tilknytning til nettet, samt en obligatorisk rapportering hos nettselskapene på hvor lang tid de bruker på selve tilknytningen prosessen. Dette skal bidra til at nettselskapene bruker tid og ressurser på de prosjektene som er vurdert mest modne, og til å synliggjøre for nettkundene hvor lang tid det tar å tilknyttes hos ulike nettselskaper.

4 Veien videre

I dette arbeidet har vi kartlagt omfanget av prosjekter for nettilknytning i sjømatnæringen, og vi har samlet inn informasjon om næringens anleggsbidrag. Det har egenverdi å få innsikt i dette. Det gir innblikk i elektrifiseringstakten i ulike deler av sjømatnæringen, og beskriver størrelsen på anleggsbidrag for sjømatprosjekter.

Informasjonen kan imidlertid også utnyttes til å belyse om systemet for allokering av nettkapasitet fungerer godt. Blir de riktige prosjektene prioritert? Finnes det unødvendige flaskehalsen så utbyggingen tar lenger tid enn nødvendig? Hvor store er kostnadene av eventuelle feil i systemet, og finnes det alternative måter å allokere kapasiteten på som svarer bedre ut sjømatnæringas og/eller samfunnets behov? Informasjonen som er samlet inn i denne arbeidspakken er avgjørende både for å vurdere omfanget av disse problemstillingene, og for å belyse hvordan eventuelle utfordringer kan forbedres.

I den neste delrapporten i forskningsprosjektet EnerSea skal vi ta nærmere stilling til dette problemets omfang og mulige alternative løsninger. Der skal vi – i samarbeid med SINTEF Energi – vurdere hvordan vi best mulig kan beregne de samfunnsøkonomiske tapene på manglende og utsatt nettutbygging eller for høye anleggsbidrag, kartlegge hvilke årsaker og barrierer eksisterer for at bedrifter i sjømatnæringen ikke får nettilknytning og ta stilling til hvilke tekniske og regulatoriske muligheter og alternative finansieringsordninger eksisterer for nettutbygging og energilagring, for å realisere raskere elektrifisering av sjømatnæringen.

5 Referanser

- Energifakta Norge. (2024). *Regulering av nettvirksomheten*. Hentet fra <https://energifaktanorge.no/regulering-av-energisektoren/regulering-av-nettvirksomhet/>
- Johnsen, P. F., Rognsås, L. L., Erraia, J., Grønvik, O., Fjose, S., Blomgren, A., . . . Nyrud, T. (2022). *Ringvirkninger av sjømatnæringen i 2021*. Menon Economics.
- Lovdata. (2024, Februar). *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariff*. Hentet fra https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302/KAPITTEL_5-4#%C2%A716-1
- NOU 2022:6. (2022). *Nett i tide - om utvikling av strømmettet*.
- NVE. (2021). *Anleggsbidrag i regional- og transmisjonsnett*. Hentet fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/anleggsbidrag/anleggsbidrag-i-regional-og-transmisjonsnett/>
- NVE. (2022). *Sammendrag av nøkkeltallene for nettselskapene*.
- NVE. (2023). *Beregning av anleggsbidrag*. Hentet fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/anleggsbidrag/beregning-av-anleggsbidrag/>
- NVE. (2023). *Nettilknytning*. Hentet fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettilknytning/>
- NVE. (2024, Februar). *Nøkkeltall for nettselskapene*. Hentet fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/publikasjoner-og-data/data-og-noekkel-tall/noekkel-tall-for-nettselskapene/>
- NVE. (2024, Februar). *NVE lanserer veileder for samfunnsøkonomiske analyser av kraftnettet*. Hentet fra <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/nve-lanserer-veileder-for-samfunnsøkonomiske-analyser-av-kraftnettet/>
- RME. (2023). *RMEs anbefaling til forskriftsendringer for mer effektiv tilknytning til strømmettet og bedre utnyttelse av dagens nettkapasitet*.
- Statnett. (2023, Desember). *Statnett frigir nettkapasitet til vanlig strømforbruk*. Hentet fra <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2023/statnett-frigir-nettkapasitet-til-vanlig-stromforbruk/>
- Statnett. (2023, Desember). *Statnett reserverer nettkapasitet til nytt strømforbruk i Midt-Norge og på Nordvestlandet*. Hentet fra <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2023/statnett-reserverer-nettkapasitet-til-nytt-stromforbruk-i-midt-norge-og-pa-nordvestlandet/>
- Statnett. (2023, Desember). *Statnett reserverer nettkapasitet til nytt strømforbruk i Midt-Norge og på Nordvestlandet*. Hentet fra <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og->

pressemeldinger/nyhetsarkiv-2023/statnett-reserverer-nettkapasitet-til-nytt-stromforbruk-i-midt-norge-og-pa-nordvestlandet/

Statnett. (2023). *Systemutviklingsplan 2023*.

Statnett. (2024). Orientering om kapasitet i transmisjonsnettet (Brev datert til RME 3.1.2024).

Statnett. (2024). *Statistikk og informasjon om tilknytningssaker i transmisjonsnettet*. Hentet fra <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/nettkapasitet-til-produksjon-og-forbruk/foresporsler-og-reservasjon-i-nettet/#reservasjoner>



Menon Economics analyserer økonomiske problemstillinger og gir råd til bedrifter, organisasjoner og myndigheter. Vi er et medarbeidereiet konsultentselskap som opererer i grenseflatene mellom økonomi, politikk og marked. Menon kombinerer samfunns- og bedriftsøkonomisk kompetanse innenfor fagfelt som samfunnsøkonomisk lønnsomhet, verdsetting, nærings- og konkurranseøkonomi, strategi, finans og organisasjonsdesign. Vi benytter forskningsbaserte metoder i våre analyser og jobber tett med ledende akademiske miljøer innenfor de fleste fagfelt. Alle offentlige rapporter fra Menon er tilgjengelige på vår hjemmeside www.menon.no.

+47 909 90 102 | post@menon.no | Sørkedalsveien 10 B, 0369 Oslo | menon.no