



KRAFTSYSTEMSTUDIE NORD-NORGE

Rapport utarbeidet for
Fornybar Nord nettverket

November 2019

KRAFTSYSTEMSTUDIE NORD-NORGE



Kontaktinformasjon

Navn	E-post	Telefon
Kjetil Ingeberg	kjetil.ingeberg@poyry.com	+47 93 24 56 23
Mats Wang-Hansen	mats.wang-hansen@poyry.com	+46 70 265 15 64
Geir Brønmo	geir.bronmo@poyry.com	+47 40 39 25 05

Copyright © 2019 Pöyry Norway AS**DISCLAIMER/ANSVARSRASKRIVELSE OG RETTIGHETER**

Denne rapporten er utarbeidet av Pöyry Norway AS ("Pöyry") for Fornybar Nord nettverket ("Mottakeren") i samsvar med Avtalen mellom Pöyry og Mottakeren.

Pöyry kan ikke holdes økonomisk eller på annen måte ansvarlig for beslutninger tatt eller handlinger utført på bakgrunn av innholdet i denne rapporten.

Pöyry baserer sine analyser på offentlig tilgjengelige data og informasjon, egne data og data eller informasjon som blir gjort tilgjengelige for oss i forbindelse med spesifikke oppdrag. Vi vurderer alltid om kvaliteten på dataene er god nok til at de kan brukes i våre analyser, men kan likevel ikke garantere for kvalitet og sannferdighet i data vi ikke selv eier rettighetene til. Usikkerhet er et element i alle analyser. Som en del av metode-dokumentasjonen til våre analyser forsøker vi alltid å synliggjøre og drøfte usikkerhets-faktorene.

Alle rettigheter til denne rapporten er uttømmende regulert i Avtalen mellom Pöyry og Mottakeren.

INNHold

1.	INNLEDNING	4
1.1	Om prosjektet	4
1.2	Analysemetodikk	4
1.2.1	Framskrivning av last- og produksjonsutvikling	4
1.2.2	Nettanalyser	6
2.	FORBRUK	7
2.1	Befolkningsutvikling	7
2.2	Elbiler	8
2.3	Maritim elektrifisering	8
2.4	Datasentre og industri	12
2.5	Resultater – topplastprognoser	14
3.	LASTFLYTANALYSE	16
3.1	Antagelser til kraftsystemmodellen	16
3.1.1	Scenarier	16
3.1.2	Belastning	17
3.1.3	Elproduksjon	18
3.1.4	Kraftflyt mellom land og prisområder	19
3.1.5	Utbygging av nett – investeringer mellom 2018 og 2040	20
3.2	Modellering	20
3.2.1	Scenarier	21
3.2.2	Øvrig modelltilpasning	23
3.3	Resultater	23
3.3.1	Fundamental lastflytskartlegging	23
3.3.2	Sammendrag: Lastflyt og nettdimensjon	25
3.4	Diskusjon	28
3.4.1	Lastflyt mot 2040	28
3.4.2	Nettap	29
3.5	Potensiale for nytt forbruk	29
4.	INVESTERINGSBEHOV	31
4.1	Forutsetninger for investeringsoverslag	31
4.1.1	Måleenhet for nettkapasitetsbehov - MWkm	31
4.1.2	Enhetskostnad for nettkapasitetsbehov	31
4.2	Overslag over investeringsbehov sammenlignet med Statnetts nettviklingsplan	31
4.3	Drøfting	32

1. INNLEDNING

1.1 Om prosjektet

Åtte av de større nettselskapene i Nord-Norge har etablert et felles forum, FornybarNord, for å adressere ulike utfordringer som er felles på tvers av landsdelen. En av utfordringene er knyttet til utviklingen av sentralnett i landsdelen, både med tanke på alminnelig etterspørselsutvikling, men også for muligheter for utbygging av vindkraft, etablering av ny kraftkrevende virksomhet, og samspillet mellom nettløsninger på sentralnetts- og regionalnettsnivå.

En felles utfordring er nettselskapenes evne til å realitetsvurdere og – på like fot – diskutere Statnetts vurderinger av hva som er samfunnsmessig rasjonell nettutvikling i landsdelen.

Nettverket har bedt Pöyry om å gjennomføre en analyse som dels kan hjelpe nettselskapene til å styrke kompetanse på området, og dels kan benyttes i dialogen med Statnett om fremtidig nettutvikling. Formålet med denne rapporten er å presentere resultatene av denne analysen og drøfte hvordan disse resultatene kan tolkes og brukes i den videre dialogen med Statnett.

1.2 Analysemetodikk

I dette prosjektet har vi analysert nettutviklingsbehovet i det nord-norske nettet. Denne arbeidsstrømmen omfatter lastflytanalyse i nåsituasjonen og i fremtiden samt en analyse av last- og produksjonsutviklingen som er en viktig input til lastflytanalysen for 2018 og 2040

1.2.1 Framskrivning av last- og produksjonsutvikling

For å kunne analysere nettbehovet i Nord-Norge har vi etablert realistiske forutsetninger omkring hvordan last både fra forbruk og produksjon vil utvikle seg fremover. I prosjektet har vi analysert utviklingen i ulike sektorer, samtidig som vi peker på utvikling som må forventes å komme uansett, og hvor det er et reelt avhengighetsforhold mellom ny last og beslutninger om utbygging av nettet.

Tabellen under oppsummerer hovedområdene vi har tatt med i analysen:

Alminnelig og eksisterende forbruk	Nytt behov som vil komme uansett	Nytt behov hvor beslutningen er knyttet til nettutbygging
El-forsyning til eksisterende og ny bygningsmasse, inkludert utvikling av fritidsboliger El til prosess i (mindre) eksisterende næring	Elektrifisering av veitransport Elektrifisering av fiskeflåten og annen sjøtransport Elektrifisering av fiskeoppdrett	Vindkraft Datasentre Annen ny, kraftkrevende industri
<i>Kommentar:</i> Omfatter utvikling hos eksisterende kundegrupper	<i>Kommentar:</i> Omfatter utvikling hos eksisterende aktiviteter, men som i dag bruker andre energibærere enn el. Utvikling som har sterkt klimapolitisk momentum bak seg og som man må regne med at kommer uansett	<i>Kommentar:</i> Dette er investeringer som ofte vil kreve konsesjon hvor samfunnsøkonomisk vurdering inngår, eller hvor det er tale om å bygge vesentlige, dedikerte nettanlegg som en del av investeringsbeslutningen

Kategoriseringen ble gjort både for å bygge opp en systematisk og konsistent fremskriving, men også for å skille mellom ulike tilnærminger for samfunnsøkonomiske vurderinger. De to første kategoriene omfatter lastøkning som det er sannsynlig at vil komme uansett. På disse områdene er det dermed av begrenset relevans å foreta samfunnsøkonomiske vurderinger om veksten bør komme; derimot vil det være av verdi å kunne analysere hvilket samfunnsøkonomisk nyttetap det har dersom ikke nettet bygges ut i tilstrekkelig grad. For den tredje kategorien er det en reell vurdering hvorvidt det er samfunnsmessig rasjonelt å bygge mer nett for å tilrettelegge for ny, storskala aktivitet – både hva gjelder produksjon og forbruk. Samspill mellom beslutninger om ny vindkraft og samlokalisering av nytt, stort forbruk vil åpenbart være viktig i denne sammenhengen.

For å fremskrive utviklingen av den første kategorien har vi brukt Pöyrys Peak Load Demand Model (PLDM), som beregner lasten i topplastdøgnet basert på utvikling i vesentlige drivere som for eksempel befolkningsutvikling.

I PLDM ligger det allerede inne datasett som dekker utviklingen i alminnelig forbruk samt elektrifisering av veitransport for hele Nord-Norge. Dette datasettet er basert på offentlig tilgjengelig statistikk, nasjonale standarder, fremskrivning av befolkningsgrunnlag mv.

Vi har fulgt følgende prosess for gjennomføring av lastfremskrivningene med PLDM

- § Kalibrering av datasett mot historisk last
- § Identifisering av og etablering av forutsetninger for vesentlige drivere
- § Utvikle dedikerte tilleggsmoduler for elektrifisering av skip og av fiskeoppdrettsanlegg
- § Spesifisere datasett med mulige, store nye forbruksenheter (datasentre mv)
- § Spesifisere datasett for relevante vindkraftprosjekter
- § Gjennomføre beregninger for forventet lastbehov

Sammenligning av beregnet med historisk topplast viser en god match mellom modell og historikk, noe som er et godt utgangspunkt for å lage gode topplastprognoser.

Forutsetninger har vært diskutert med nettverket i løpet av prosjektet og vil bli presentert i kapittel 2. Basert på dette har Pöry oppdatert modellen og kjørt beregninger. Modellen beregner utviklingen for hvert år fra 2018 og frem til 2040, i form av lastfordeling i topplastdøgnet.

1.2.2 Nettanalyser

Pöry har gjennomført nettanalyser i PSS/E for å identifisere kapasitetsbehov og evaluere tiltak i det nord-norske nettet fram til 2040. Nettanalysene har vært gjennomført to faser:

- § Informasjonsinnsamling, både i form av workshop og samtaler med FornybarNord samt overføring og kvalitetssikring av nettdata til bruk i analysene. Pöry har også innhentet fått tilgang til Statnetts nasjonale sentralnettmmodell.
- § Innlegging av forutsetninger for topplast og produksjon som har blitt utviklet i løpet av prosjektet
- § Gjennomføre analyser og identifisere forsterkningsbehov. Etablere data for nåsituasjonen og 2040 og gjennomføre lastflytanalyser

Lastflytanalyser har blitt gjennomført for 2018 og 2040 for å identifisere og kvantifisere kapasitetsmangler i det nord-norske nettet. For alle årene analyseres to driftstimer som hver representerer ekstremlastninger i nettet:

- § Topplasttime med lav elproduksjon (vinter) – identifisering av forbruksrelaterte flaskehalser.
- § Lavlasttime med høy elproduksjon (sommer) – identifisering av transitteringsrelaterte flaskehalser.

Vi har i arbeidet fått tilgang til Statnetts nettmmodell, og forutsetninger fra denne har vært et viktig supplement til egne vurderinger.

Resultater fra lastflytanalysen blir gjennomgått i kapittel 3

2. FORBRUK

Utvikling av forbruk og produksjon er vesentlige drivere for nettutbygging. I dette kapittelet tar vi for oss de ulike forutsetningene og analysene omkring forbruks- og produksjonsutvikling som vi legger til grunn i denne studien. Dette omfatter:

§ Forutsetninger som ligger til grunn for topplastprognosene

- Befolkningsutvikling
- Elbiler
- Maritim elektrifisering
- Større punkter som datasentre og industri

§ Kalibrering av Peak Load modellen

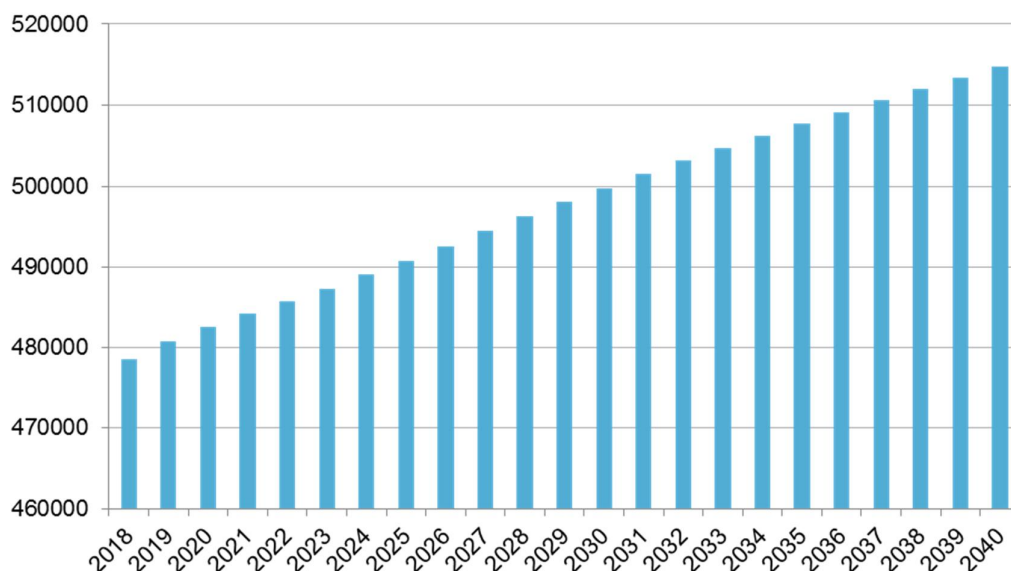
§ Topplastprognoser – resultater fra Peak Load modellen

§ Utvikling av produksjonskapasitet

2.1 Befolkningsutvikling

Befolkningsutvikling er en vesentlig driver for utvikling i energi- og dermed topplastbehovet, og dette er en av de vesentlige inputparameterne i Peak Load modellen. Vi har brukt SSBs hovedalternativ (MMMM) som forutsetning i denne studien. Figur 1 viser prognosen for hele Nord-Norge. I dette scenariet forventes en befolkningsvekst i regionen fra i underkant av 480 000 i 2018 til omkring 515 000 i 2040. Dette svarer til en årlig befolkningsvekst på 0,3 % i gjennomsnitt. Befolkningen forventes å stige i byer og tettbefolkede områder og stagnere eller falle ellers.

Figur 1 – Befolkningsprognose for Nord-Norge



Kilde: SSB

2.2 Elbiler

Elbilenes markedsandel er i en rivende utvikling over hele Norge, og da særlig i byer og tettbebygde områder. I byområder så man at opp til 42 % av nybilsalget var lavutslippsbiler i 2018. Andelen i Nord-Norge er betydelig lavere, og dagens elbil-park i nord er liten.

Regjeringen la i 2017 fram en nasjonal transportplan med svært ambisiøse mål på området; alle nye personbiler skal være nullutslippsbiler fra og med 2025. I denne studien legger vi til grunn at denne målsetningen nås. Dette betyr i praksis at omkring 45 % av alle biler i Nord-Norge er elbiler i 2030 og 70 % i 2040.

2.3 Maritim elektrifisering

Maritim sektor omfatter i denne studien både skipsfart, ferger og fiskeoppdrettsanlegg. Disse sektorene er i dag i all hovedsak forsynt med fossilt drivstoff. På samme måte for som veitransport, er det en betydelig aktivitet for omlegging til utslippsfrie drivstoff – og særlig el. Vårt fokus i denne studien har omfattet følgende delsektorer og -formål for elektrifisering:

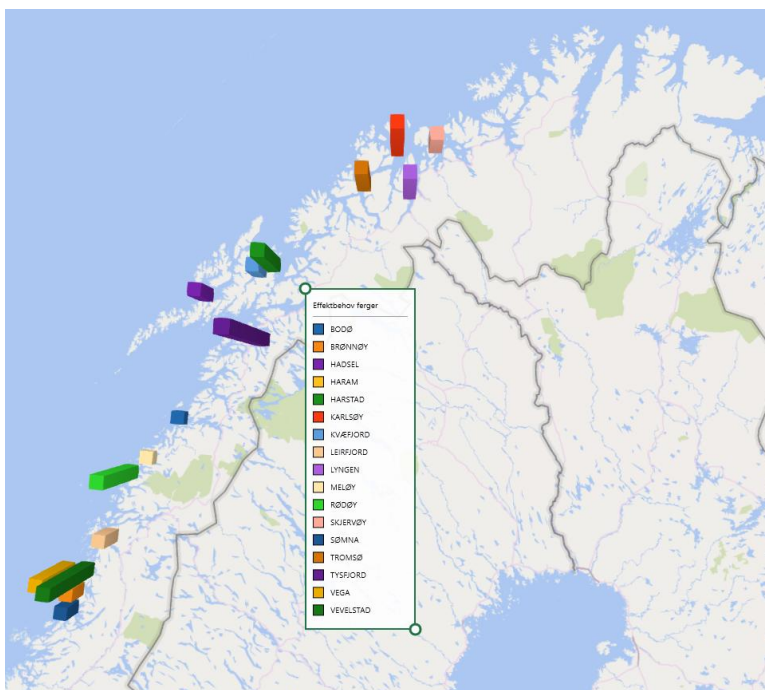
- § Ferger: Alle riks- og fylkesveistrekninger som i dag trafikkeres av fartøy over om lag 500 bruttotonn (BT), minst fem ganger pr dag og seilingslengde under 10 nautiske mil
- § Skipstrafikk: Landstrøm for skip (cruiseskip, andre passasjerskip, lasteskip, offshorefartøy og tankskip i stamnetthavner i Nord-Norge). Stamnetthavnene omfatter Mo i Rana, Bodø, Narvik, Harstad, Tromsø, Alta, Hammerfest, Hammerfest, Nordkapp og Sør-Varanger
- § Landstrøm og strøm til fiske (ikke transport til/fra felt) for de 20 største fiskerihavnene i Nord-Norge, regnet i antall anløp av fiskefartøyer
- § Elektrifisering av fiskeoppdrettsanlegg: Elektrifisering av brønnbåt, arbeidsbåt og forflåte i 563 eksisterende anlegg.

Framskrivningene av lastbehov er basert på data for dagens fartøys- og seilingsmønster, og på omfanget av dagens fiskeoppdrettsanlegg i tillegg til ferger som beskrevet over. Datakildene er AIS (posisjons- og seilingsdata) fra Kystverkets databaser for årene 2017-2018, tilsvarende for anløpsdata for stamnetthavner og større fiskerihavner, og data fra Ferjedatabasen og faktiske tidstabeller hva gjelder fergestrekningene.

For elektrifisering av ferger har vi lagt til grunn forsyning fra nettet uten batteriløsning på fergeleiene. I alt 24 av 47 eksisterende fergestrekninger er tatt med, de fleste i Nordland. Med opprettholdelse av dagens seilingsmønster er snitt liggetid i havn litt under 20 minutter, og ladeeffekt for å holde fergen i gang gjennom dagen (og med fulladet batteri etter natten) er i intervallet 2-15 MW.

Resultatet av analysen viser at elektrifisering av de aktuelle fergestrekningene til sammen vil kreve om lag 200 MW ladekapasitet. De fleste strekningene er i Nordland, mens ingen av strekningene i Finnmark ansees som aktuelle.

Figur 2 estimert effektbehov for ferger, pr kommune

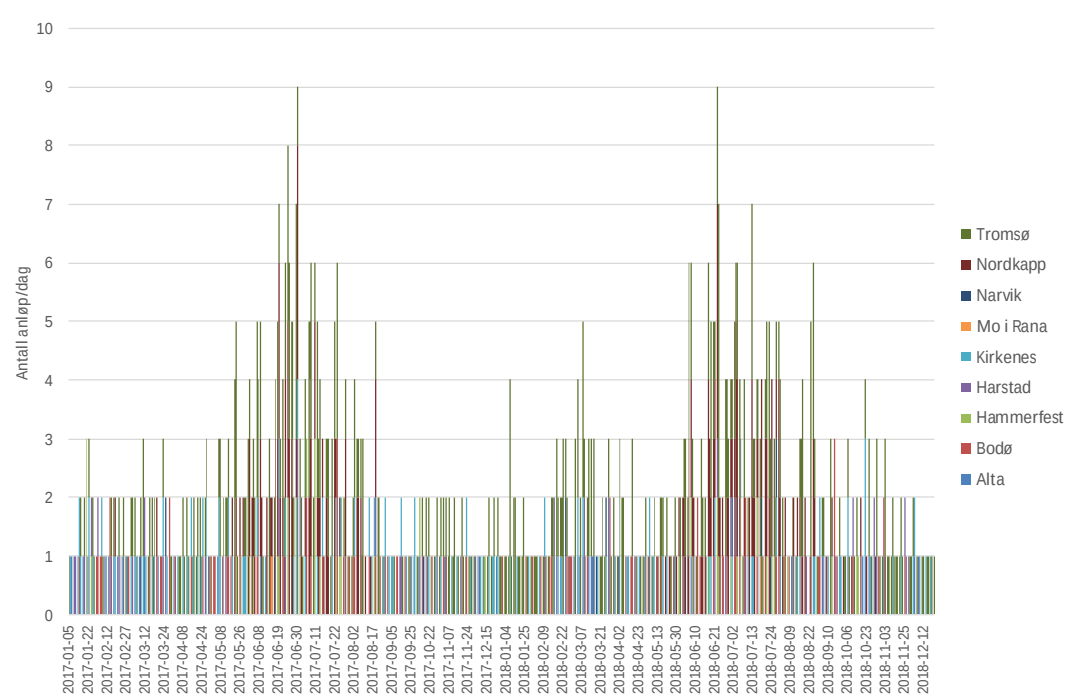


Med en noe konservativt vurdert sammenlagningsfaktor for landsdelen på 0,65, vil ferger kunne kreve om lag 130 MW samtidig last.

For større skip har vi kun sett på landstrøm, og ikke ladning av batterier til fremdrift (fullelektrisk eller hybrid). Kapasitet for landstrøm for skipstrafikk varierer svært mye med skipstype. Mens cruiseskip i såkalt hotelldrift kan ha behov for 10-15 MW alene, vil lastefartøyer ha et behov som neppe overstiger 2-3 MW. Noen typer lasteskip (slik som sement) har høyt effektbehov i forbindelse med lasting og lossing.

Mens anløp fra cruiseskip har et klart sesongmønster med flest anløp om sommeren, har lastefartøyer intet klart sesongmønster. For cruiseskip har vi lagt til grunn en viss økning i trafikken i årene fremover. Mens antall samtidige (samme dag) anløp i landsdelen i 2017-2018 var 9 på sommeren og 5 på vinteren, har vi lagt til grunn en vekst til 7-8 samtidige anløp på vinteren i fremtiden. For lastefartøy er det langt flere samtidige anløp, om lag 25-30.

Figur 3 Samtidige anløp av cruiseskip i Nord-Norge (2017-2018)

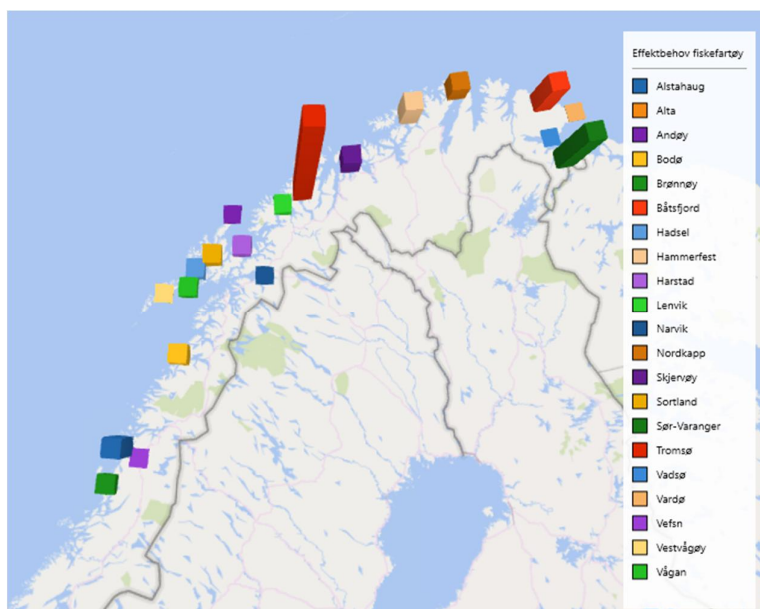


Kilde: Kystverket, Kystvarehuset

Samlet effektbehov for landstrøm til større skip er anslått til om lag 185 MW. Med forholdsvis lange liggetider innenfor ett døgn, anslår vi sammenlagningsfaktoren til å være om lag 0,8, og sammenlagret effektbehov for landstrøm til om lag 150 MW.

For fiskefartøyer har vi lagt til grunn hybriddrift, hvor vinsjer mv til bruk på feltet er batterielektriske, likeså energi til hotelldrift (i havn). Vi har sett på seilingsmønsteret i de 20 største fiskerihavnene, og avdekket et klart sesongmønster med flere samtidige anløp på vinteren enn på sommeren. Siden mange av fiskefartøyene er små, og under grensen for pliktig AIS, er det sannsynlig at antallet båter og anløp er undervurdert. De største fiskerihavnene er vist i kartet under.

Figur 4 De største fiskerihavnene i Nord-Norge



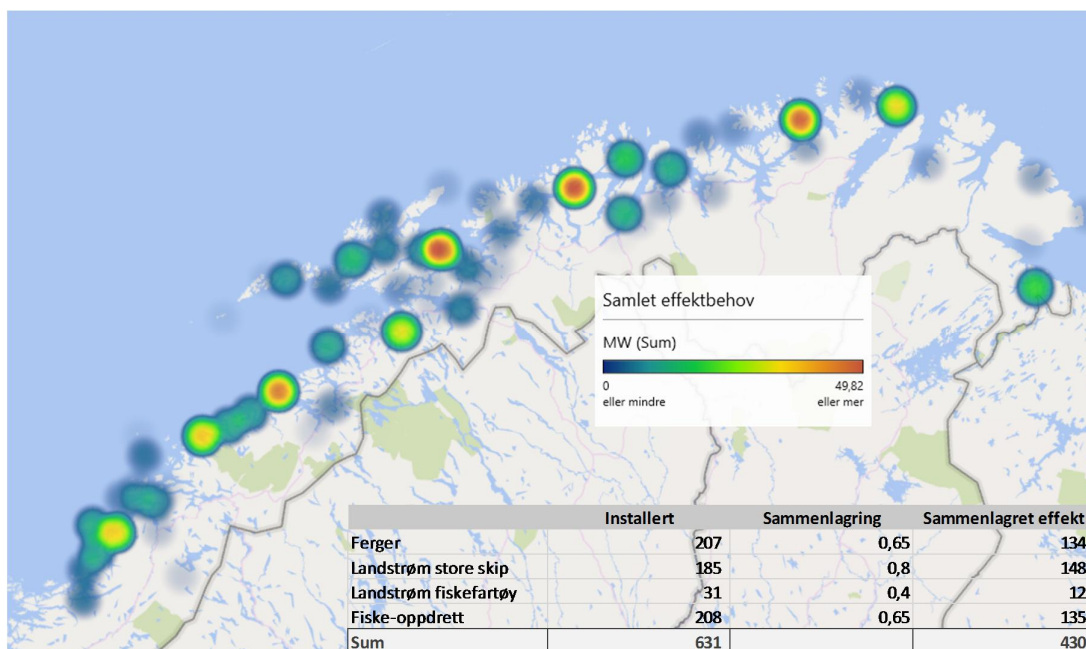
Kilde: Kystverket, Kystdatahuset

For fiskefartøy har vi lagt til grunn et ladebehov (inkludert landstrøm) på 300 kW i snitt, og et ladebehov for batterier om bord på om lag 1,5 MWh. Dette gir et samlet behov for installert effekt på om lag 30 MW. Vi anslår at sammenlagringen for fiskefartøy vil være forholdsvis lav – 0,4 – og at samlet effektbehov for landsdelen dermed er om lag 12 MW.

Til sutt har vi lagt til grunn at fiskeoppdrettsanleggene i Nord-Norge elektrifiseres. Anslagene på samlet energibehov er basert på utslippsberegninger og forbruk av fossilt drivstoff i næringen¹. Korrigeret for virkningsradsforbedringer fra dieselbasert forbruk (aggregater og maskineri i båter) anslår vi kraftbehovet for full elektrifisering til om lag 250 GWh, og effektbehovet til 210 MW. Med en sammenlagringsfaktor lik 0,65 finner vi et samlet lastbehov på om lag 135 MW.

Oppsummert er det påregnelig at elektrifisering av maritim sektor i Nord-Norge vil bidra med 430 MW økt effekt. Kartet og tabellen under viser anslag per sektor, og geografisk spredning i landsdelen.

¹ DNV GL: Fullelektrisk fiskeoppdrett



Langt det største behovet vil komme i Nordland, i de større byene og Nordkapp og Melkøya.

2.4 Datasentre og industri

Historisk effektbehov fra kraftkrevende industri i Nord-Norge er ca 830 MW. Det forventes ikke store endringer i de eksisterende industrianleggene, men det forventes en viss effektøkning fra datasentre og offshoreaktiviteter.

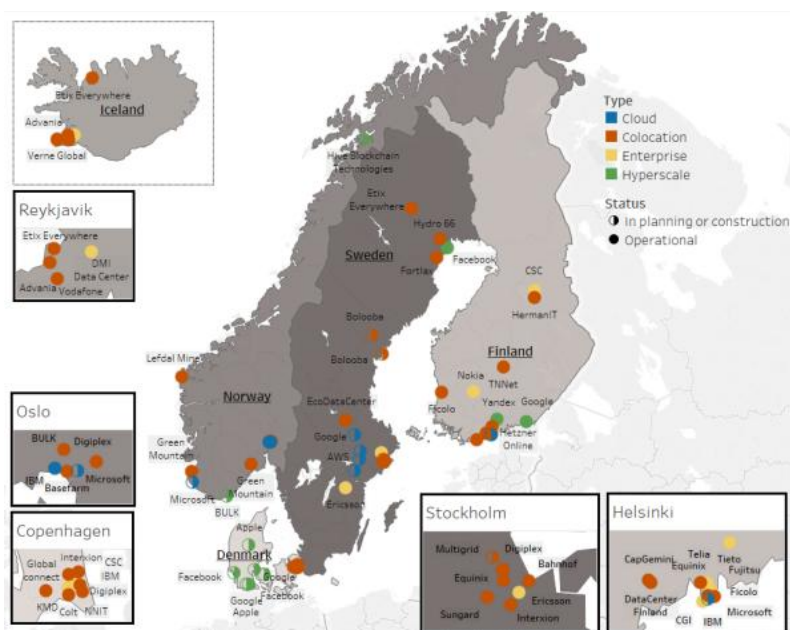
De senere årene har det vært en del investering i datasentre i Norden, da Norden blant annet kan by på forholdsvis lave priser, ren energi og høy forsyningssikkerhet. Sterkest utvikling har det vært i Danmark og Sverige, men det er også vært en del planer i Nord-Norge. Markedet for datasentre i Norden er omskiftelig og usikkert og blant annet avhengig av

- § lokal regulering
- § strømpriser og avgifter
- § tilgang på nettkapasitet
- § internett/kabelkapasitet til viktige dataforbruksområder

Et aktuelt eksempel er fra Norge, hvor datasentre generelt er fritatt fra elavgift, men hvor myndighetene tidlig i 2019 bestemte at *kryptovalutarelaterte* datasentre skal betale elavgift, noe som allerede før implementering har ført til nedlegginger og kansellerte planer.

Som man kan se i Figur 5, så er det allerede etablert en rekke datasentre i Norden med tyngdepunktet i sør. Tre sentre er etablert i Nord-Sverige med anslått samlet årlig energiforbruk på 0,9 TWh

Figur 5 – Datasentre i Norden per November 2018



Kilde: Cowi 2018

Samlet sett har de norske og svenske TSOene (omkring årsskiftet 2018/2019) mottatt forespørsler på tilknytning av 9 GW datasentre – men det er ikke sannsynlig at alle disse datasentrene faktisk kommer.

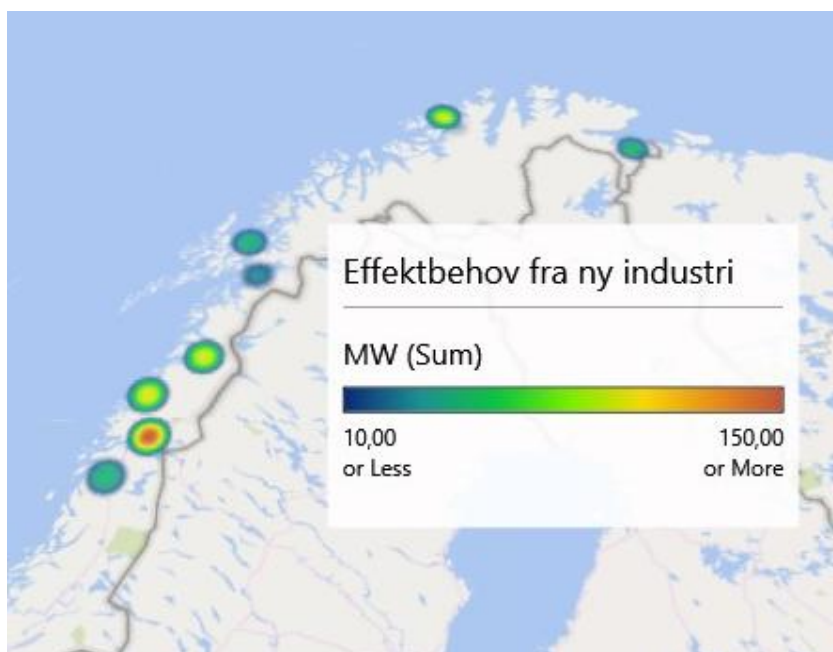
Pöyry forventer at forbruk fra datasentre i Norden vil stige fra ca 7 TWh i dag til mellom 10 og 30 TWh i 2040, hvor mellom 0,7 og 4 TWh av disse kommer i Nord-Norge.

I analyseprosjektet her har vi forutsatt 185 MW datasentre i 2030 og 380 MW i 2040. I tillegg forventer vi en del industriutvikling i Nordland og Finnmark, slik at effekten samlet sett forventes å stige med 355 MW fram til 2030 og ytterligere 350 MW til 2040.

Fram til 2030 forventes 185 MW datasentre og 50 MW ny industri i Nordland, 15 MW industri i Troms og 55 MW gruvedrift og 50 MW LNG prosess i Finnmark. Videre til 2040 forventes ytterligere 195 MW datasentre samt 75 MW ny industri i Nordland og 80 MW LNG og annen industri i Finnmark. Totalt forventer vi i analysen. Figur 6 viser hvordan det forventes at effektbehovet fra datasentre og ny industri fordeler seg over landsdelen i 2040.

Usikkerheten er stor omkring utviklingen i ny industri og datasentre – stigningen kan bli mindre – hvis datasentrene for eksempel ikke kommer, og vesentlig større hvis datasentrene boomer og petroleumssektoren elektrifiserer.

I kartet under oppsummeres lokalisering og tyngdepunkter for nytt, industrielt behov frem til 2040.

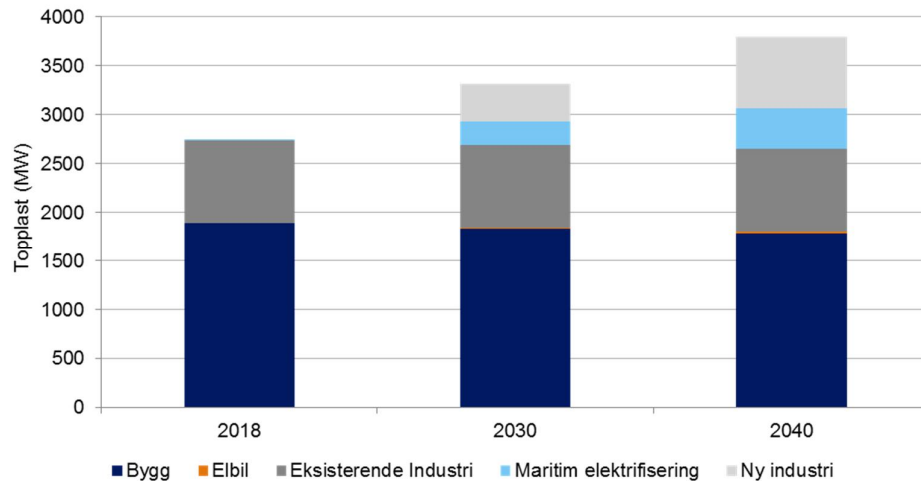
Figur 6 – Effektbehov fra ny industri og datasentre i 2040

Hovedvekten av nytt, forventet forbruk kommer i midtre Nordland.

2.5 Resultater – topplastprognoser

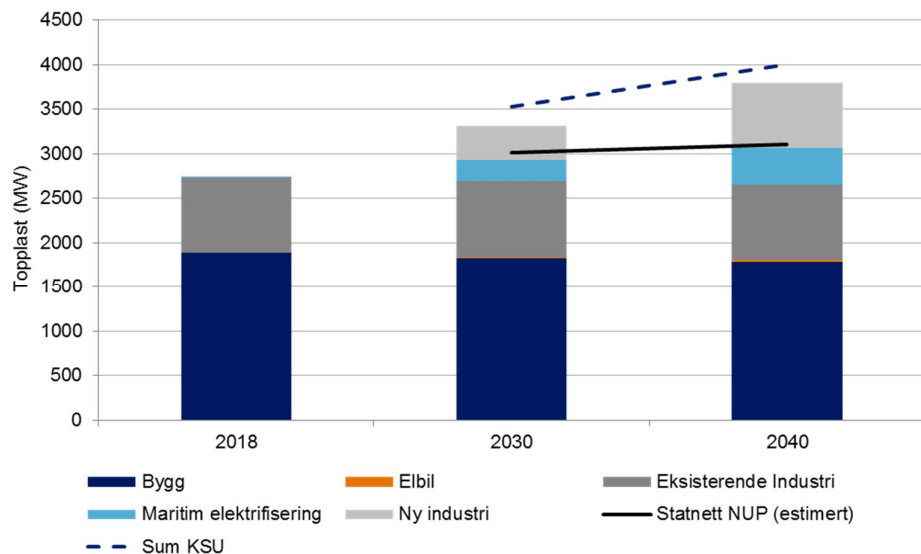
Den samlede topplastprognosen for Nord-Norge er vist i Figur 7. Effektbehovet forventes å stige fra drøyt 2700 MW i dag til ca. 3800 MW i 2040. Økningen kommer fra ny industri, datasentre og elektrifisering i maritim sektor som beskrevet i tidligere avsnitt i denne rapporten. Eksisterende alminnelig forbruk forventes å være omkring det samme i 2040 som i dag, siden befolkningsveksten motsvares av økt energieffektivitet i bygg. Elbilandelen forventes å være på omkring 70% i 2040, men det forventes at effektbehov til opplading i stor grad kan styres vekk fra topplasttiden. Derfor forventes elbilene å ha liten betydning for topplasten i framtiden, og dermed liten innvirkning på nytt kapasitetsbehov i regional- og sentralnettet. Elbiler kan derimot medføre vesentlige investeringsbehov i distribusjonsnettene, men dette ligger utenfor våre analyser.

Figur 7 – Topplastprognose for Nord-Norge



Figur 8 viser en sammenligning av topplastprognoser fra denne studien med summert topplastprognose fra område-KSUene og Statnetts nettutviklingsplan². Det skal nevnes at topplasten fra nettutviklingsplanen er et estimat, siden Statnett kun oppgir samlet årlig strømforbruk i deres scenarier. Statnetts prognoser er ganske forsiktige, og de forventer en viss stigning fram til 2030, mens det flater mere ut fram mot 2040. I 2040 skiller det ca. 700 MW mellom prognosene fra denne studien og Statnetts basisscenario. Summen av KSU-ene er mere optimistiske i forhold til lastutviklingen og regner med ca. 300 MW mere enn i denne studien både i 2030 og i 2040.

Figur 8 – Topplastprognoser sammenlignet med andre studier



² Estimert basert på dagens topplast og stigning i årlig energibehov i Statnetts basisscenario.

3. LASTFLYTANALYSER

3.1 Antagelser til kraftsystemmodellen

Antagelser til kraftsystemmodellen som ligger til grunn for lastflytberegningene omfatter:

- § Belastning
- § Uteksling med tilstøtende områder
- § Utvikling av kraftproduksjonen
- § Nettinvesteringer
- § Statnetts per i dag kjente og besluttede 400 kV-investeringer som er gjennomført innen 2040.

Belastning er basert på analyser i Pöyrys Peak Load Demand Model, som beskrevet i første del av rapporten. *Uteksling med tilstøtende områder* hentes fra historiske operasjonelle data og kraftsystem-modelldata fra Statnett for uteksling på linjer mellom NO4-NO3, NO4-Sverige og NO4-Finland.

Utvikling av kraftproduksjonen hentes fra NVEs rammevilkår for utbygging av vindkraft og Pöyrys forventninger til vindkraftutbygging innenfor NVE-rammen samt kraftmarkedsutviklingen i Norden for lønnsomhet av investeringer i ny produksjon. Utviklingen er imidlertid også begrenset av nettkapasiteten som finnes i Statnetts simuleringsmodell, noe som leder til lavere antagelser for 2040 enn vi ellers ville sett.

For vannkraft antas den produksjonsportefølje som finnes i Statnetts PSS/E-modell. Produksjonskapasiteten holdes stabil mot 2040 med en mindre økning i tunglast.

Gasskraftverket på Melkøya antar vi at er faset ut i 2040.

For nettinvesteringer forutsetter vi Statnetts per i dag kjente og besluttede 400 kV-investeringer som er planlagt gjennomført innen 2040.

3.1.1 Scenarier

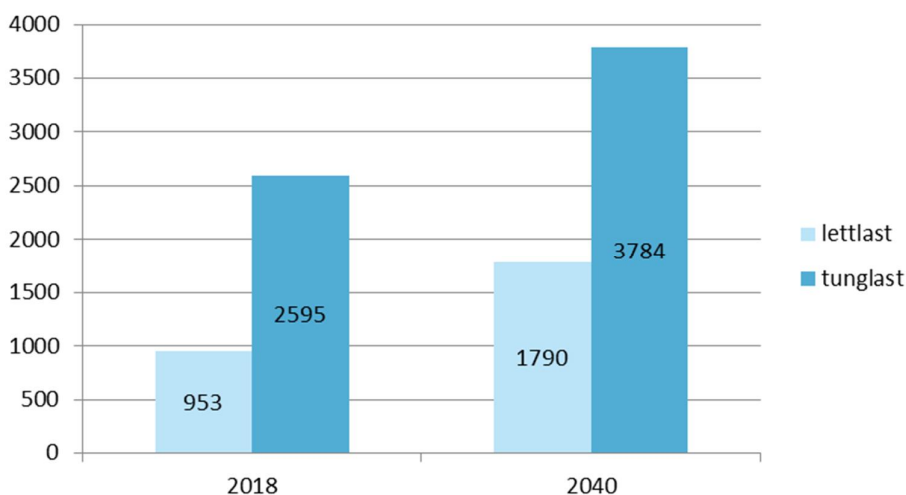
Fra Peak Load og i samarbeidet med de fem KSU-ene fram til i dag ligger følgende fire scenarier til grunn for lastflytanalyser. Scenariene presenteres med mer detaljer i modelleringskapittelet.:

- § *Scenario 1 – 2018 Lettlast.* 2018 lettlast den vindkraftproduksjon som var gjeldende.
- § *Scenario 2 – 2040 Lettlast.* Lettlast som modellert i 2040 Peak Load kombinert med maksimal vindkraftproduksjon inkludert ny utbygd vindkapasitet samt nullutbytte av kraft mot Sverige og Finland.
- § *Scenario 3 – 2018 Tunglast.* 2018 tunglast med minimal vindkraftproduksjon.
- § *Scenario 4 – 2040 Tunglast.* Tunglast som modellert i Peak Load kombinert med minimal vindkraftproduksjon (under 10 % av installert effekt). Eksportsituasjonen mot Sverige og Finland beholdes fra Statnetts tunglastmodell gjeldende 2018.

Oppdelingen og presentasjon av resultater er lagt opp som sammenligning av lettlast i 2018 og 2040 i den første analysen og sammenligning av tunglast i 2018 og 2040 i den andre analysen.

3.1.2 Belastning

Figur 9 Belastningsendring i lettlast og tunglast mot 2040



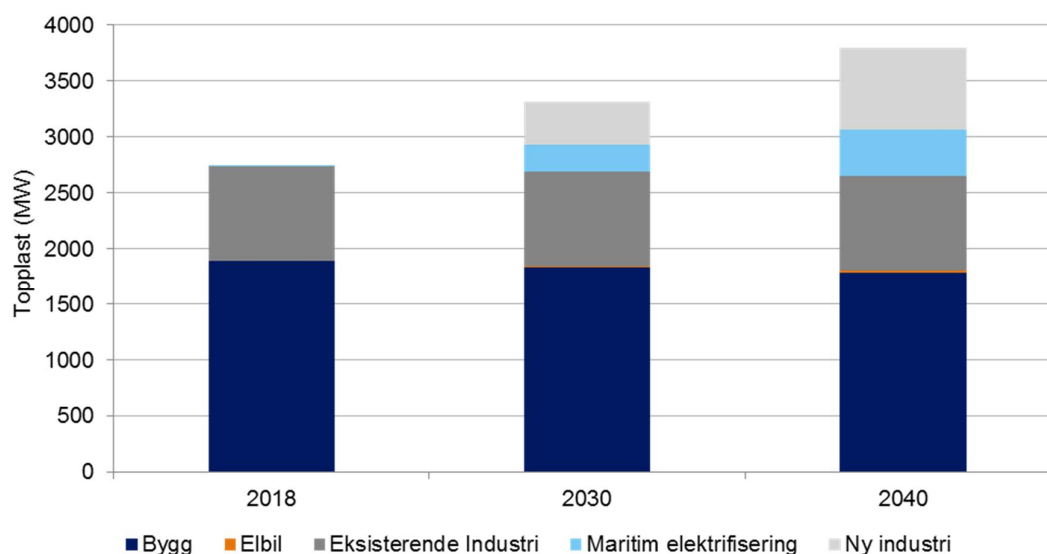
Figuren viser lettlast og tunglast og utviklingen fra 2018 til 2040.

I 2018 ligger belastningen på drøyt 900 MW, den øker med nærmere 100 % til 2040 og når da opp mot 1 800 MW.

Tunglastscenariet ser en større absolutt økning med 1 200 MW, men mindre relativ økning, ca. 40 %.

En nedbrytning av driverne bak økningen finnes i summeringen som ses i Figur 10

Figur 10. Tunglast 2018 og 2040



Figuren viser hovedresultatet fra topplastanalysen i kapittel 2. Det er topplastanalysen som ligger til grunn for belastningsfordelingen og belastningsøkningen i PSS/E-modellen. Belastningsøkningen er mappet mot ca. 170 belastningsnoder representativt fordelt over Nord-Norges geografi, fremst på 130- og 60 kV-nivå.

3.1.3 Elproduksjon

Elproduksjonen i Nord-Norge består i dag av:

- § Vannkraft
5170 MW installert effekt
- § Vindkraft
240 MW installert effekt
- § Gasskraft (Melkøya)
250 MW distribuert på 5 enheter på gasskraftverket på Melkøya

Vannkraft

Antagelser om elproduksjon i vannkraftverk kommer fra Statnetts PSS/E-modell. Modellen har ett lettlast- og ett tunglastscenario med ulike distribusjoner av vannkraftproduksjon. Tabellen under viser hvor mye akkumulert vannkraftproduksjon som er i drift per scenario.

Tabell 1 Vannkraftfordeling per KSU (MW i drift)

Område	2018 Lettlast	2040 Lettlast	2018 Tunglast	2040 Tunglast
Finnmark	200	200	180	190
Troms	390	390	470	480
Nordre Nordland	380	380	840	850
Midtre Nordland	190	190	1110	1100
Helgeland	900	900	1320	1400
Sum	2060	2060	3920	4020

Vindkraft

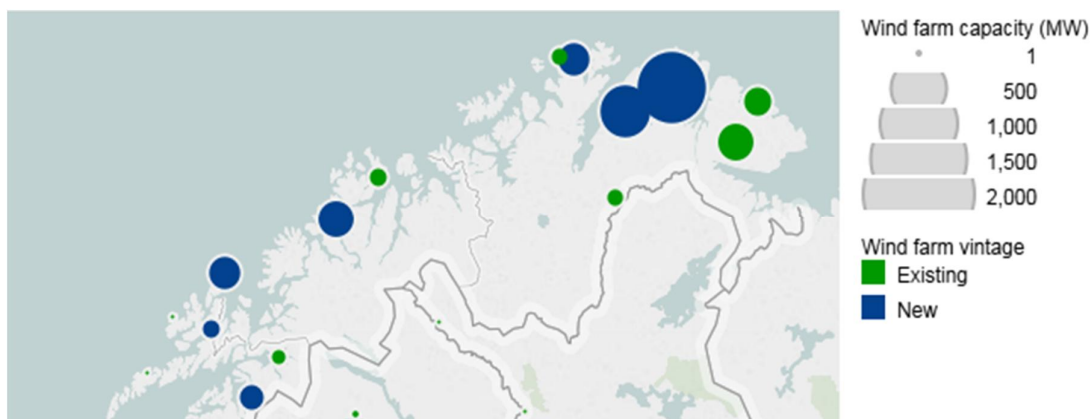
I studien legges Pöyrys forventninger til ny produksjon i Nord-Norge til grunn for analysene. Framtidige forventninger til ny vindkraft i Norden kan deles i tre perioder:

- § Fram til 2023 kommer det en markant utbygning av vindkraft – dette er for det meste prosjekter som enten allerede er under bygging eller som er besluttet. Mange av disse prosjektene kommer i Finland og Nord-Sverige. Samlet mengde vindkraft i nord blir så stor at vi forventer at det kommer press på kraftprisene i regionen.
- § Etter 2023 forventer vi en lavere takt i vindutbyggingen – og da særlig i nord hvor prisene forventes å være lave og nettforsterkninger mellom nord og sør lar vente på seg
- § Fra 2030 og utover forventer Pöyry at det nordiske nettet er forsterket mellom nord og sør. Vindutbyggingstakten øker i nord uten å nå de samme høyder som vi ser i den første perioden

Figur 11 viser den forventede utviklingen av vindkraft i Nord-Norge fram mot 2040. I Nord-Norge forventer Pöyry lite ny vindkraft mellom 2023 og 2030 men en stigning fra 2030 til 2040. Totalt sett forventes vindkraft å stige fra ca. 1,1 TWh i 2019 til 7,6 TWh i 2040. Dette er et forholdsvis lavt og konservativt volum sammenlignet med omfanget av planer og anslag som faktisk er lansert.

Vi har plassert ut ny vindkraft i 8 noder. 7,6 TWh i 2040 tilsvarer en beregnet installert effekt av 1900 MW. Vi kjører i simuleringene en overlagret topp-effekt i modellen av 1600 MW. Det er denne effekten, 1600 MW vind, som kjøres i lettlastscenariet i 2040.

Figur 11 – Pöyrys forventninger til ny vindkraftproduksjon mot 2040



Figuren viser de geografiske plasseringene av ny vindkraft i tråd med Pöyrys forventninger. (Noter at vindkraft bygges fort og at noen av prosjektene i figuren allerede kan være ferdig driftsatt selv om de er blåmarkerte)

Til antagelsene i modelleringen er bildet noe forenklet for å nå en god distribusjon i Nord-Norge samt å knytte vindkraften til eksisterende noder i nettet. De åtte utvalgte nodene som får dele på den installerte effekten med 200 MW per node er:

- § Sortland
- § Kvandal
- § Kvaløya
- § Sandøybotn
- § Havøysund
- § Storbukt
- § Mehamn
- § Kobbkroken

Gasskraft (Melkøya)

Melkøya består av 5 blokker på om lag 50 MW hver. Vi antar at Melkøya er utfaset i 2040 og vi regner dermed med redusert produksjon i tunglast, fra 192 MW i 2018 til 0 MW i 2040. Antagelsen er viktig for å tydeliggjøre eventuelle konsekvenser av belastningsøkningen i regionen fram mot 2040.

I lettlast regner vi også med at kraftverket er off-line i 2040.

3.1.4 Kraftflyt mellom land og prisområder

Som utgangspunkt brukes Statnetts PSS/E-modell og deres antagelser for utveksling i lettlast og tunglast. I lettlast gjøres en oppdatering av utvekslingen som forklart tidligere – nullutveksling med Sverige. Konsekvensen av nullutveksling med Sverige er at mer av kraften må overføres sørover gjennom Nord-Norge som da blir en nettoprodusent av

kraft som delvis konsumeres i mellom- og Sør-Norge. Antagelsen hjelper for forståelsen av hvilken nettkapasitet overføringen av vind fra nord til syd i Norge faktisk krever istedenfor å legge denne byrden over på svensk side av grensen.

Tabell 2 Utveksling mellom NO4 og tilstøtende elområder (MW)

Forbindelse	2018 Lettlast	2040 Lettlast	2018 Tunglast	2040 Tunglast
NO4 - FI	60	0	0	0
NO4 – SE1	330	0	430	430
NO4 – SE3	60	0	140	140
NO3 – NO4	Swing bus ³	Swing bus	Swing bus	Swing bus

3.1.5 Utbygging av nett – investeringer mellom 2018 og 2040

Vi har, i beregningsmodellen, bygget ut linjekapasitet mellom de to scenarioårene 2018 og 2040. De prosjektene som er utbygget i 2040 er de prosjektene som Statnett har besluttet og som er under gjennomføring. Vi har dermed ikke inkludert de prosjektene som er under planlegging eller til andre typer av vurdering. På den måten er det lett å sammenligne et fra modellen beskrevet nettbehov fram mot 2040 med Statnetts estimerte investeringsvolum for kommende prosjekt. Følgende linjestrekninger er oppdatert og kapasitetshøynet i beregningsmodellen for 2040:

§ Balsfjord – Alta 420 kV, 1000 MW

§ Alta – Skaidi 420 kV, 1000 MW

§ Skaidi – Hyggevatn 420 kV, 1000 MW

Sammenlagt er denne strekningen med ny 420 kV-linje om lag 360 km lang og utgjør dermed Statnetts største enkeltinvestering noensinne. Disse tre seksjonene med 420 kV-linje er modellert som en Duplex 454-leder med konstruksjonstemperatur 50 grader og omgivelsestemperatur 20 grader. Linjen er i virkeligheten en Duplex 481 Parrot. Og kan ha en høyere konstruksjonstemperatur en 50 grader.

Antagelsene gir en samlet kapasitet på ca. 1000 MW. En grov følsomhetsanalyse for konstruksjonstemperatur av leder viser at ved 80 graders ledertemperatur er kapasitetsgrensen ca.1500 MW.

3.2 Modellering

Utgangspunktet for all modelleringen i PSS/E er Statnetts siste versjon av Norges nett på sentral- og regionalnettnivå. Denne modellen finnes i to operasjonelle tilstander – Lettlast og tunglast. Modellen har deretter blitt utbygget til å inkludere undermodeller fra hvert KSU-område opp til 130 kV-nivå. Det innebærer i praksis at et antall 66- og 130 kV-noder er tillagt. Alle modelldata er samlet og innskrevet i en og samme modell.

Der identiske noder finnes i begge modeller har vi beholdt nodene fra Statnettmodellen.

Produksjon på 22 kV-nivå er aggregert og lagt til nærmeste 66 kV-bus.

³ Med Swing bus menes at utvekslingen her er et resultat av lastflytsimuleringen.

Produksjonen i statnettmodellen fra 2018 har ulike produksjonsverdier per generator for lett- og tunglast og vi følger disse verdiene i våre scenarier), produksjonen på lavere spenningsnivå har verdier som i de modeller vi har fått av respektive KSU.

Belastningen er som tidligere beskrevet fra PLDM etter Pöyrys metode og den er mappet geografisk for å passe med den utviklede komplette Statnett/KSU-modellen i PSS/E.

3.2.1 Scenarier

3.2.1.1 2018 Lettlast

Belastningen er lav – 953 MW (37 % av topplast) og elproduksjonen er det den var i den lettlasttimen som Statnett legger til grunn for scenariet. Vannkraften produserer 2100 MW og vinden 100 MW, Gasskraften 160 MW. I lettlast 2018-scenariet regner vi med en viss flyt ut av Nord-Norge, 60 MW mot Finland og 390 MW mot Sverige over tre snitt.

3.2.1.2 2040 Lettlast

Belastningen er lav – 1790 MW, men relativt høyere enn i 2040 (47 % av topplast) og elproduksjonen er det den var i den lettlasttimen som Statnett legger til grunn for scenariet. Vannkraften produserer 2100 MW og vinden 1600 MW, Gasskraften 0 MW. En stor forskjell i lettlast 2040-scenariet er nullutvekslingen med utlandet.

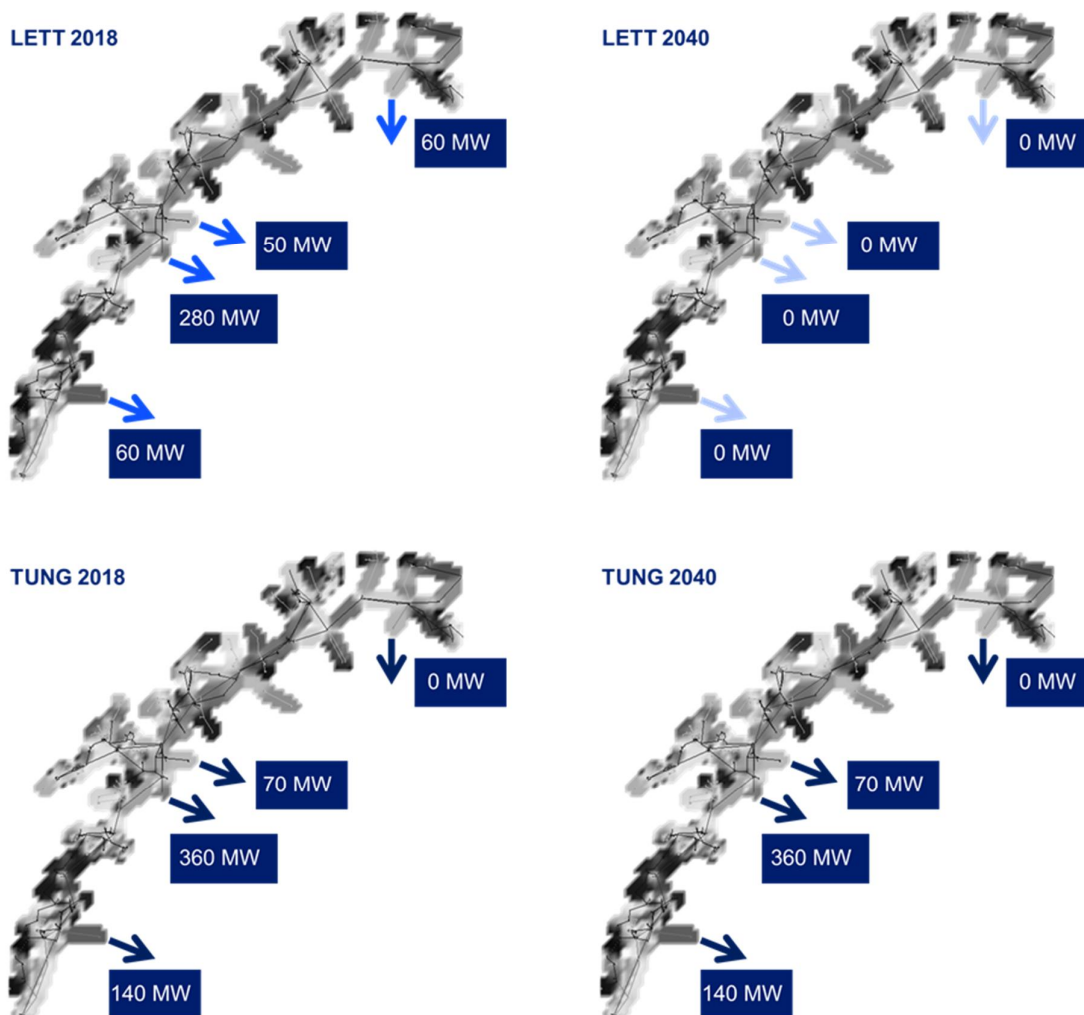
3.2.1.3 2018 Tunglast

Belastningen er høy – 2595 MW og elproduksjonen er det den var i den tunglasttimen som Statnett legger til grunn for scenariet. Vannkraften produserer 3900 MW og vinden 0 MW, Gasskraften 200 MW. I Tunglast 2018-scenariet regner vi med flyt ut av Nord-Norge, 0 MW mot Finland men 570 MW mot Sverige over tre snitt.

3.2.1.4 2040 Tunglast

Belastningen er høy – 3784 MW. Vannkraften produserer 4100 MW og vinden 135 MW, Gasskraften 0 MW. I Tunglast 2018-scenariet regner vi med flyt ut av Nord-Norge, 0 MW mot Finland men 570 MW mot Sverige over tre snitt. (Lik utveksling som i 2018).

Figur 12 viser analyseopplegget for alle fire scenarier. Figuren viser forutsetninger på flyt fra Nord-Norge mot Sverige og Finland.

Figur 12 Utveksling med Sverige og Finland 2018 & 2040, Lett- & tunglast

Figuren viser antagelsene for kraftflyt over grensene til Sverige og Finland i Scenarier 1-4 som beskrevet i Tabell 2. Det er viktig å legge merke til at i scenario 2 - Lettlast 2040 - er det nullutveksling med Sverige.

I tunglast legges Statnetts tunglastutveksling inn i modellen. Det betyr nullutveksling med Finland lengst i nord, 420 MW eksport til Sverige i SE1 og 140 MW eksport til Sverige i SE2. For 2040 er det vanskelig å gjøre raske bedømminger av hvordan denne utvekslingen vil utvikle seg ettersom den blant annet er avhengig av nettopp nettoutbyggingen i Norge, men også belastningsendringer på begge sider av grensen. Nettflyten følger ikke markedsutfallet og fysikken fungerer som kjent slik at effekten som produseres i Nord-Norge går sydover i det land der det finnes minst motstand. Paradoksalt nok kan lastflytanalyser der motstanden er stor gjennom Norge (dvs lite utbygget nett i modellen) brukes som argument for at lite ny effekt kommer til å flyte gjennom Norge og at det derfor ikke er nødvendig av å bygge ut nett (selvforsterkende sirkelargumentasjon). Vi har derfor lagt en nullutveksling med Sverige til grunn for analysene i lettlast 2040 slik at det er mulig å se tydelig i den norske modellen hvilken driver av nettinvesteringer vindkraftutbyggingen i nord er.

3.2.2 Øvrig modelltilpasning

Spenningsregulerende enheter justeres for å oppnå konvergens i simulering når kraftflytsforutsetningene ellers krever det.

Nye sentralnett-transformatorer er modellert med omsetning 420/132, 300 MVA og Uk = 10 %.

3.3 Resultater

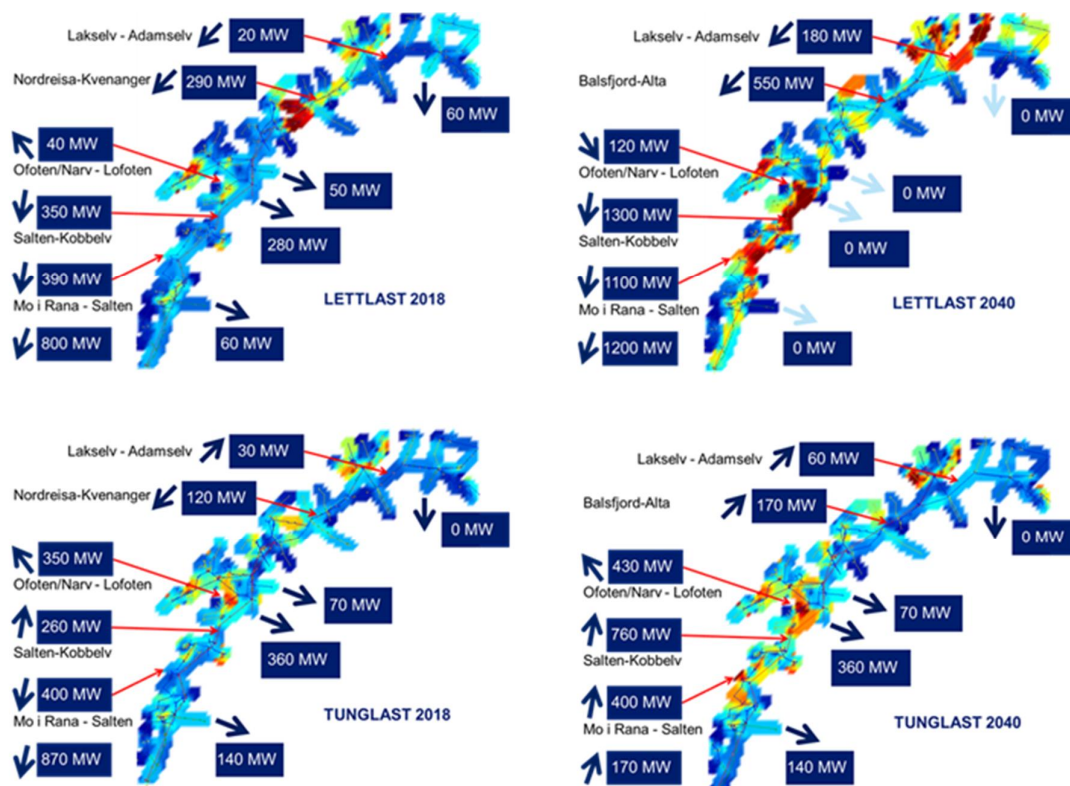
3.3.1 Fundamental lastflytskartlegging

Generelt gir elektrifiseringen og utbyggingen av vindkraft en sterk økning i kraftflyten i hele Nord-Norge. Økningen er såpass sterk at vi har måttet gjøre manuelle tilpasninger og justeringer i kraftsystemmodellen for å nå konvergens i simulering. For eksempel har vi nådd yttergrensene for vindkraftproduksjon som vi ikke kan øke mer enn til modellens 1600 MW produksjon. Spenningsregulerende enheter må også slippes frie i tunglastsimulering for å unngå spenningsproblematikk. Det er med andre ord ikke trivielt å nå de belastningsnivåene vi har gjort i modellen med eksisterende nett, ikke heller etter de store 420 kV-linjene som bygges nå er driftssatte. Utviklingen må følges opp av en del andre kraftsystemstabiliserende tiltak for å sikre god spenningskvalitet i alle driftsscenarier.

Fem tydelige grensesnitt er utvalgt for presentasjon av flytutviklingen. Disse fem snittene er utvalgt på grunn av betydelsen både geografisk, at de fysisk har karakteren av radialmatning eller «smalt nett/flaskehals» samt at flere av disse snittene ser ut til å kunne vise geografisk distribusjon Nord/syd av utviklingen i kraftflyt samt relaterte utfordringer frem mot 2040. De fem snittene er presentert i påfølgende figurer og er fra nord til syd:

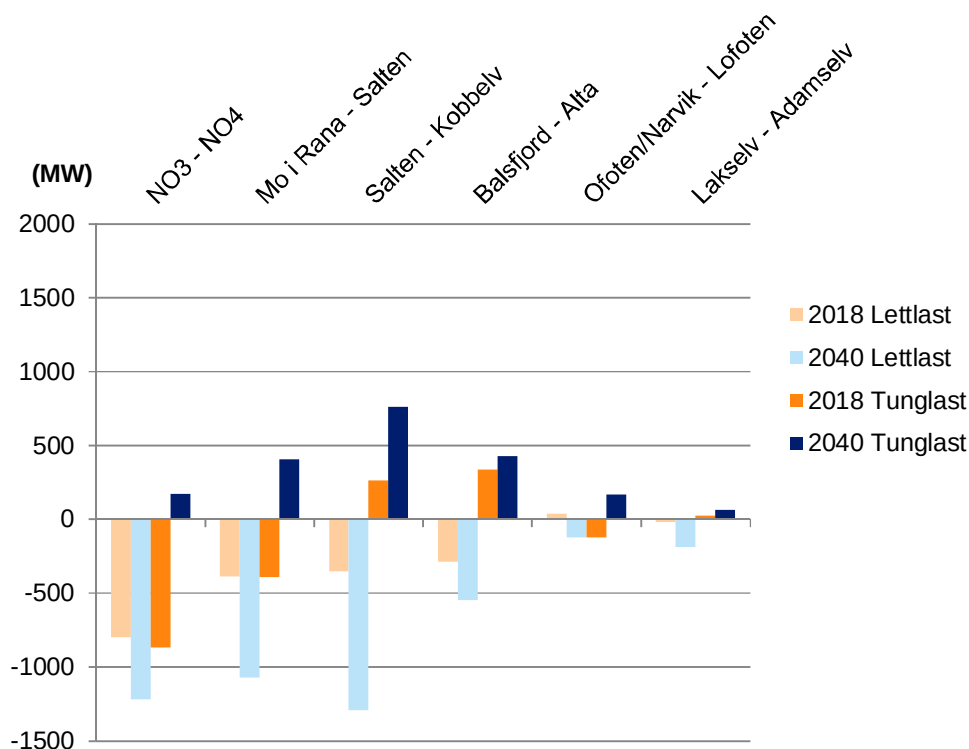
- § Lakselv – Adamselv
- § Nordreisa – Kvenanger (Senere Balsfjord – Alta)
- § Ofoten/Narvik – Lofoten
- § Salten - Kobbelv
- § Mo i Rana – Salten

Figur 13 Lastflyt 2018 og 2040. Lettlast og Tunglast.



Figuren viser lastflyt i styrke og retning for de to scenarioårene 2018 og 2040 samt for lett- og tunglast. Blåmarkering viser at linjene er lett- til normalbelastet. De rødmarkerte områdene er områder der belastningen i normaldrift ligger over linjenes kapasitet. Flyten Nordreisa-Kvenanger erstattes med flyt på nybygget linje Balsfjord-Alta i 2040. Lastflyten kan derfor øke betraktelig uten at det vises som et rødfarget område.

Statnetts investering i 400 kV-ledning fra Balsfjord til Alta er årsaken til at overføringsnavnet for strekningen skifter i figuren fra 2018 til 2040. Kapasitetsøkningen hjelper lastflyten betraktelig og avlastar samtidig linjen fra Nordreisa til Kvenanger. I tunglast reverseres utvekslingen mellom NO3 og NO4 fra knapt 900 MW sydgående i 2018 til nærmere 200 MW Nordgående i 2040. I lettlast går kraftflyten syddover og øker fra 800 MW i 2018 til 1200 MW i 2040. Nettmessig skaper begge utviklingsretningene trange seksjoner i nettet og både kraftflyt og investeringsbehov er størst i området fra Lofoten og syddover mot NO3. Effektnivåene er generelt lavere lenger i nord, men det er samtidig lange strekninger som kraften skal overføres. Det er tydeligere overbelastning både lengst i nord og syd for Lofoten i lettlast enn i tunglast.

Figur 14 Lastflytsutvikling over fem grensesnitt langs Nord-Norge i tunglast

Figuren viser lastflyten over de fem utvalgte grensesnittene i NO4. Lyse søyler er lettlast og mørke er tunglast. Positive tall er flyt nordover og negative er flyt sydover.

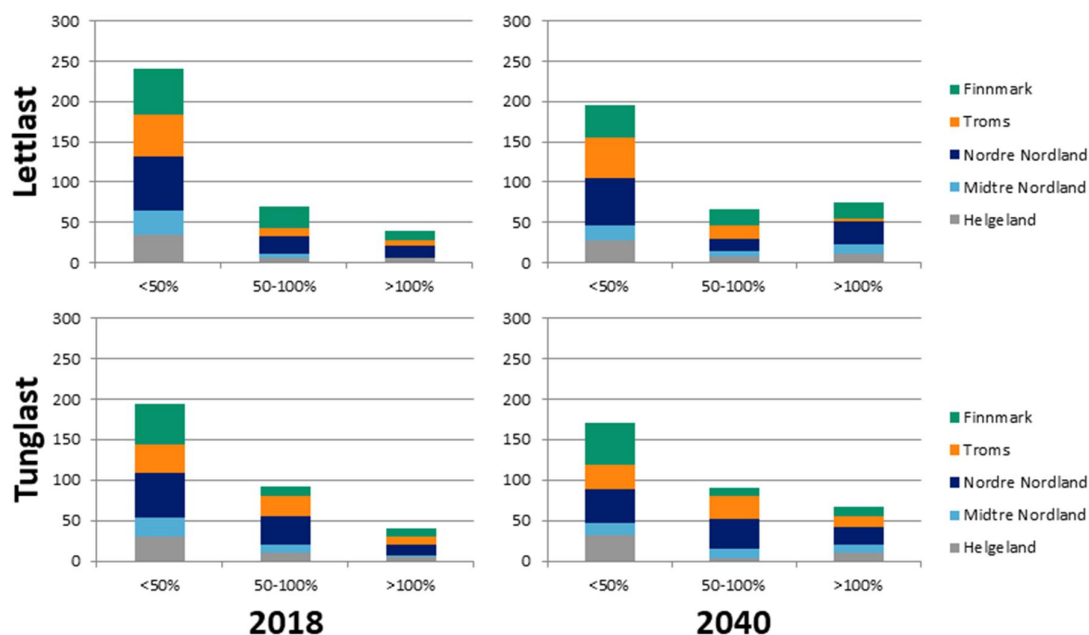
Kraftflyten i Nord-Norge endrer seg fra 2018 til 2040 og går tydelig nordover i tunglast 2040. De nordligste områdene går fra sydgående flyt til nordgående flyt. Lettlast driver større flyt i alle grensesnitt unntatt grensesnittet ut mot Lofoten, der er det tunglast som dominerer overføringsbehovet i 2040. Balansepunktet for kraftflyten i tunglast flytter seg sydover slik at kraftflyten i de sydlige regionene vender retning og hele Nord-Norge blir en nettokonsument av kraft.

3.3.2 Sammendrag: Lastflyt og nettdimensjon

Her presenteres utviklingen av utnyttelsesgraden og kapasitetsmarginene i nettet med fokus på de resultatene som representerer størst utfordringer i Nord-Norge mot 2040.

I Figur 15 vises et sammendrag av alle scenariene for sammenligning av årene 2018 og 2040 i lettlast og tunglast.

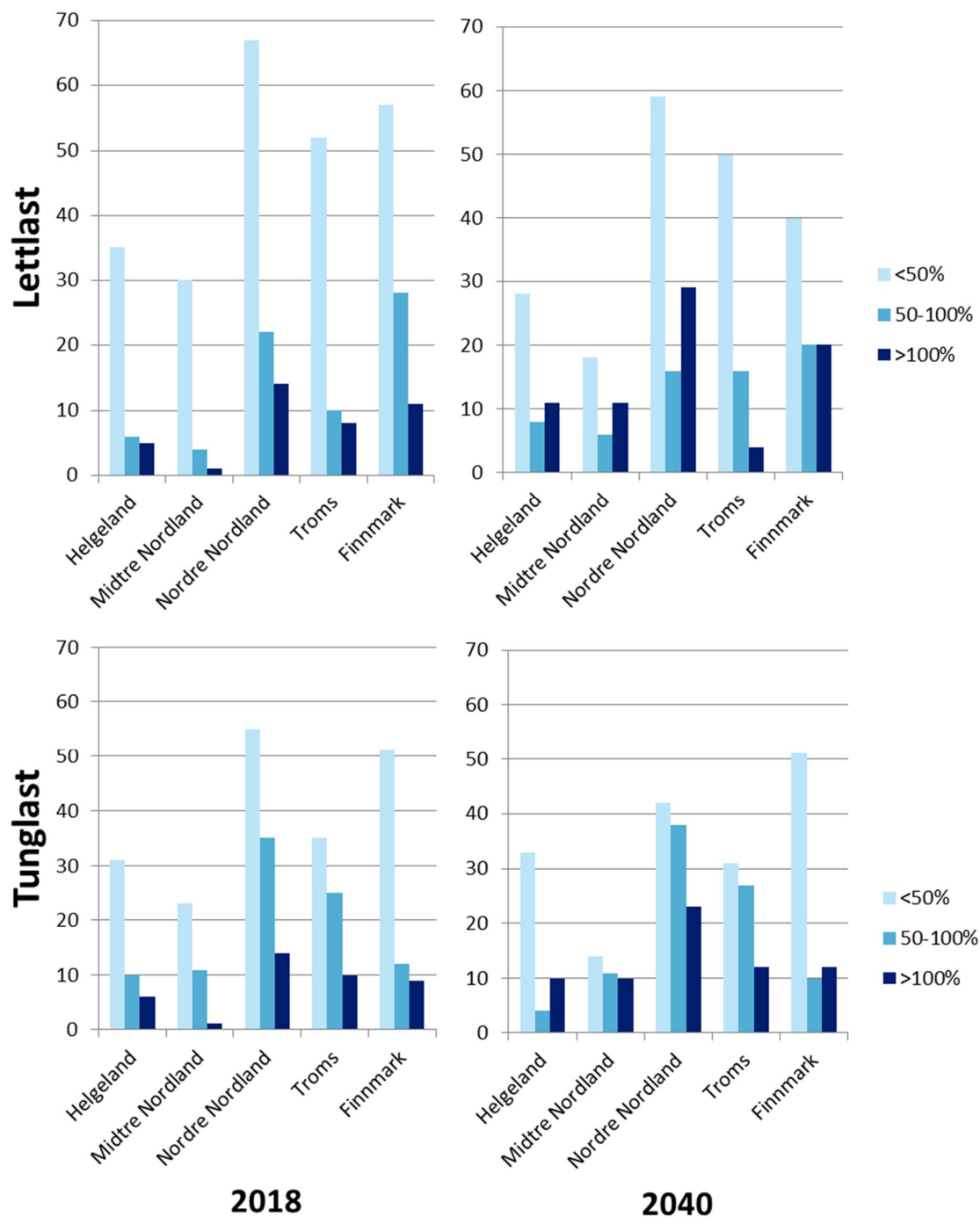
Figur 15 Nettutnyttelse per scenario - Antall ledninger per belastningsnivå



Figuren viser utnyttelsesgraden for ledningsnett. Antall ledninger som er belastet lavere en 50 % av nominell kapasitet, mellom 50- og 100 % av nominell kapasitet samt den andel som er høyere belastet en 100 % av nominell kapasitet i reservedrift. (N-1).

I lettlast synker antallet lavbelastede ledninger samtidig som antallet overbelastede øker fra under 50 til rundt 75. I tunglast er det allerede i dag en større andel av nettet som er overbelastet, og også i tunglast øker antallet overbelastede ledninger ganske kraftig til 2040. Nordre Nordland dominerer overbelastningsantallet i begge scenarioene, mer i lettlast enn i tunglast.

Figur 16 Antall overbelastede linjer per KSU

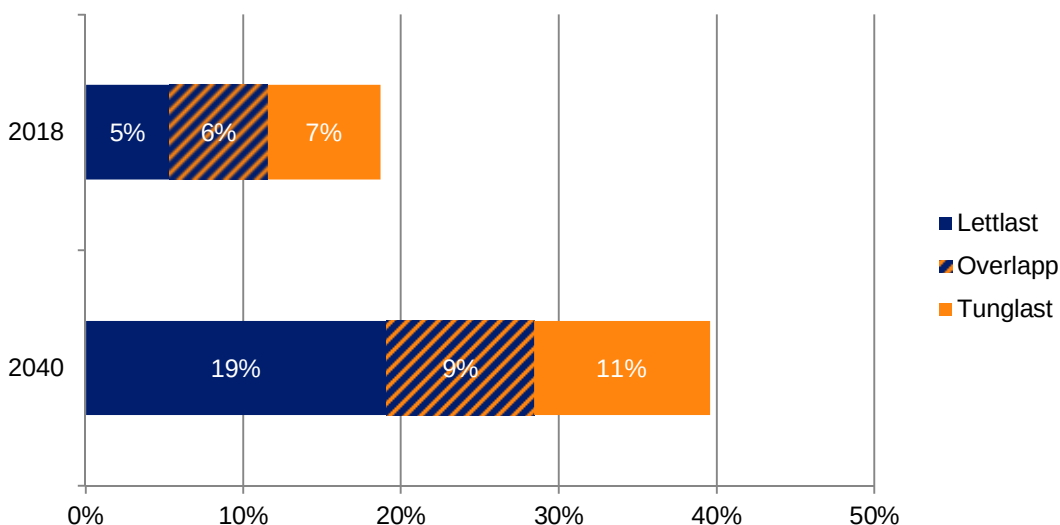


Figuren viser antall ledninger per KSU som ligger innenfor belastningsgrensene mindre enn 50 %, mellom 50- og 100 % samt over 100 %.

Sammendraget viser tydelig at det er større spredning av nettutnyttelsen i lettlastscenariet enn i tunglast. De nettdelene som overbelastes i lettlast overbelastes kraftig og en del av nettet står relativt uberørt i samme driftstime. I tunglast er det derimot

vesentlig jevnere fordelt belastning i nettet og andelen nett som ligger mellom 50 og 100 % belastning i reservedrift er stort. Unntaket er Finnmark som har generelt større kapasitetsmargin i tunglast enn i lettlast.

Figur 1 2018 & 2040. Utviklingen for overutnyttet nett.



Figuren viser andelen av det totale antallet linjer i modellen som overbelastes i henholdsvis lettlast og tunglast, 2018 og 2040. Overbelastningsantallet øker kraftig, spesielt i lettlast.

Det er en relativt likt antall linjer som overbelastes i lettlast og tunglast men det er generelt sett ikke de samme linjene. Snittet, (9 % som benevnes overlapp), er de linjene som overbelastes i både lettlast og tunglast. Når vi senere ser på investeringsbehov i kapittel 4 blir det klart at lengden og/eller kapasiteten på linjene som overbelastes i lettlast er større hvilket resulterer i at de i sterkere grad driver det totale investeringsbehovet.

Det er også verdt å merke seg at det allerede i dag er en ikke uvesentlig overbelastning av nettkapasiteten i både lett- og tunglast. I dag er overutnyttelsen i større grad drevet av tunglast enn lettlast.

3.4 Diskusjon

3.4.1 Lastflyt mot 2040

Av de to scenariene lett- og tunglast i 2040 kan vi se at begge driver behov for økning av nettkapasiteten. Kraftflyten og utnyttelsen over de fem visualiserte og rapporterte grensesnittene i modellen øker. I alle grensesnittene utenom Ofoten/Narvik – Lofoten er det først og fremst lettlastscenarioet og vindkraftproduksjon som driver nettbehovet. Troms ligger ganske balansert og det er tydelig at ny vindkraft tilknyttet på Kvaløya passer godt sammen med belastningsbehovet i regionen.

Belastningen fra elektrifiseringen som vi har fått frem ved hjelp av PLDM viser at den nye belastningen har en jevnere tidsprofil enn den gamle, klassiske belastningen. Det betyr at den relative belastningsøkningen er størst i lettlast og at vi sett over året kan få en jevn og god utnyttelse av nettet i NO4 hvilket gjør at investeringer kan spres på en relativt stor energioverføring i nettet.

Lastflyten i tunglast er veldig følsom for variasjoner i vannkraftproduksjon. I 2040 ligger drøyt 4000 MW av de installerte 5000 MW i drift. Om det av en eller annen grunn kommer begrensninger som gjør at mindre vannkraft er tilgjengelig så rammer det tunglastdriften betraktelig ettersom all kraft som i så fall ikke leveres av vannkraft i nord må overføres sørfra.

Generelt gjelder at lettlastens utnyttelse av nettet først og fremst ligger på sentralnettsnivå, mens elektrifiseringens økning i nettutnyttelse for det meste ligger på regional- og lokalnivå. Det er naturlig og ventet ettersom produksjonen fra vindkraft skjer på få og store tilknytningspunkter og at kraften når den når sentralnettet først og fremst går sydoover i sentralnettet uten å påvirke lokalt i særlig stor utstrekning. Det betyr også at dersom nettet bygges ut for å klare vindkraftproduksjonen i nord så blir også tilførselen til forbruksveksten sikret.

3.4.2 Nettap

I alle scenarier med unntak for Lettlast 2040 ligger nettapene på 4-8 % av overført effekt. Lettlast 2040 stikker ut med 15-20 % nettap, hvilket må anses å være svært høyt. Nettapene kan delvis forklares med lang overføringsstrekning og relativt høy impedans, men de er også drevet av at utnyttelsesgraden på linjene er høy og at strømnivået generelt er høyt gjennom hele Nord-Norge i dette scenarioet. Antagelsen at utvekslingen med Sverige er null gjør at all kraften som produseres lengst i nord trykkes ned gjennom NO4 til NO3.

I tunglast er tapene beregnet som andel av belastning og i lettlast som andel av produksjon. Grunnen til det er at det er et klart nettoforbruk i Nord-Norge i tunglast og like tydelig nettoproduksjon i lettlast.

3.5 Potensiale for nytt forbruk

Resultatene fra lastflytanalysen viser at det er lettlastscenarioet som driver investeringsbehovet i Nord-Norge. Dette antyder at det er potensiale for å øke forbruket mer enn antatt fram til 2040 uten at det øker investeringsbehovet i nett.

Vi har gjort en analyse hvor vi ser hvor mye forbruk vi kan legge til før vi når tilsvarende belastningsgrad på de ulike overbelastede linjene i tunglastscenarioet som vi så i lettlast. Dette forteller oss hvor mye ekstra forbruk det blir plass til når vi har investert nok i nettet til å fjerne overbelastningene i lettlastscenarioet. Resultatene er vist i Figur 17

Figur 17 – Potensiale for nytt forbruk



Fra figuren kan vi se at potensialet er størst i Finnmark. Her kan forbruket øke opptil omkring 200MW før vi ser større nye overbelastninger i nettet. Dette stemmer bra med

lettlastscenarioet i lastflytanalysen hvor det var flest overbelastede linjer denne delen av Nord-Norge. Potensialet i Troms og Nordland er begrenset, mens det i Helgeland i likhet med Finnmark er muligheter for ekstra forbruk. I Lofoten er det tunglastscenarioet som driver investeringsbehovet, så her må det investeres forholdsvis mye i nett og/eller produksjon før forbruket kan økes.

4. INVESTERINGSBEHOV

Basert på lastflytanalysen har vi gjort vurderinger av investeringsbehovet for transmisjonsnett i regionen fram mot 2040. Vi har gjort noen antagelser omkring investeringskostnader generelt og overslag over hvor stort behovet er og de samlede kostnader som kan forventes. Til slutt drøfter vi forskjeller i forhold til Statnetts nettutviklingsplan.

4.1 Forutsetninger for investeringsoverslag

4.1.1 Måleenhet for nettkapasitetsbehov - MWkm

Fra lastflytanalysene står vi igjen med en andel av de studerte linjene som blir overbelastet i reservedrift. Det er et antall MW per overbelastet linje og alle linjene har en lengde. Derfor uttrykker vi nettkapasitetsbehovet i MW multiplisert med km – MWkm.

4.1.2 Enhetskostnad for nettkapasitetsbehov

For å estimere et investeringsbehov for 2040 så bruker vi en enhetskostnad per MWkm som deles inn i på 130- og 400 kV-nivå.

Vi baserer våre enhetskostnader på flere kilder og opererer med følgende enhetskostnader for investering i transmisjonsanlegg:

§ 130 kV-anlegg: 14 000 NOK/MWkm

§ 420 kV-anlegg: 12 000 NOK/MWkm

Tallene er basert på Statnetts egne investeringer i nett, Den Svenske Energimarknadsinspeksjonens regulatoriske prisliste i Sverige samt Svenska Kraftnåts investeringskostnadsanalyser fra 2017.

Anslagene bør regnes som konservative. For eksempel kan en sammenligne med Ofoten-Balsfjord som kostet 3 000 MNOK, er 150 km lang og har en kapasitet på om lag 1 200 MW. Dette gir en enhetskostnad på 17 000 NOK/MWkm. I investeringsplanen for den fortsatte utbyggingen legger Statnett til grunn en kostnad på 4 350 MNOK for Balsfjord – Skaidi (300 km, 1 200 MW) inkludert både linje og stasjoner. Det vil si 12 000 NOK/MWkm.

På den andre siden av skalaen finner vi Svenska Kraftnät som i Sverige har hatt (rapport fra 2017) et gjennomsnitt på fire undersøkte 420 kV-ledninger i relativt flatt svensk terreng som ligger betydelig lavere, omkring 6 000 NOK/MWkm.

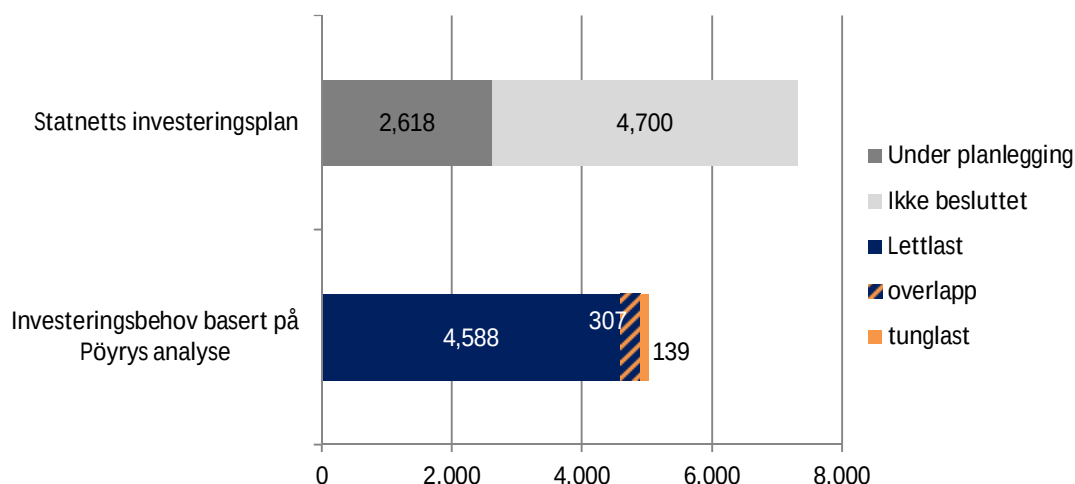
4.2 Overslag over investeringsbehov sammenlignet med Statnetts nettutviklingsplan

En mulig investeringsstrategi basert på våre analyser, vil være å oppgradere eller bygge linjer nok til å redusere alle belastninger i lettlast og tunglast til 100 %. En del linjer overbelastes bare i lettlast, andre bare i tunglast og så finnes det de som overbelastes i både lett- og tunglastscenariene for 2040. Med forutsetninger for kapasitetsbehov som nevnt tidligere vil da samlet investeringskostnad havne over 5 000 MNOK fram til 2040. Da ser vi bort fra eventuelle stasjonsoppgraderinger, som vil øke kostnadene.

Kraftlinjeprosjekt i Nord-Norge har gjerne med en høy enhetskostnad per bygget MW-kilometer på grunn av generelle geografiske/topologiske forutsetninger. (Ofoten – Balsfjord) kostet ca. 17 000 NOK/MWkm – noe som er ca. 20 % høyere enn våre generelle enhetskostnader som vi legger til grunn for summering av investeringsbehov)

Investeringene som vi vurderer er de investeringene som kommer i tillegg til nettutviklingsplanens prosjekter som er under gjennomføring ettersom modellen for kraftflyt har blitt oppdatert med økede kapasiteter på de berørte strekningene i 2040 simuleringene. Investeringer under gjennomføring utgjør med andre ord en del av forutsetningene i våre analyser for 2040. Vi anser det ikke som urealistisk at de ekstra investeringskostnadene i våre analyser kommer over fem milliarder kroner mot 2040.

Figur 18 Sammenligning investeringsbehov Pöry og Statnett (MNOK)



Figuren viser øverst Statnetts investeringsprognoser i siste versjon av nettutviklingsplanen som kom ut i september 2019. Prosjekt som er under planlegging og ikke besluttede summerer seg til ca. 7,3 Mrd kroner. Nederst viser figuren komposisjonen av Pörys investeringsestimater og den er delt opp i investeringer drevet av lettlast og investeringer drevet av tunglast. En del av investeringene drives av både lettlast og tunglastscenario og er betegnet som overlapp.

Matematisk uttrykt har vi en snittmengde av investeringsbehov drevet i lettlast og tunglast. Det forekommer rasjonelt og nødvendig å prioritere utbyggingen av linjer i nettopp denne mengden fordi de avhjelper både tunglast og lettlastscenarier i framtiden. Denne mengden utgjør investeringer for ca. 300 Millioner kroner fram til 2040⁴.

4.3 Drøfting

I denne analysen har vi gjort en grundig analyse av forventninger til forbruksøkning i Nord-Norge. Vi har beregnet prognoser for forbruk som forventes å komme uansett, det vil si forventet utvikling i eksisterende forbruk samt elektrifisering av transport, både til lands og til vanns. Ut over dette har vi lagt til grunn en forholdsvis sterk økning i forbruk til næring, hovedsakelig fordelt på ny industri og datasentre. Hvis man sammenligner våre analyser med Statnetts nettutviklingsplan fra 2017, så er våre forbruksprognoser langt mindre konservative.

⁴ 66 kV-nettet er ikke medregnet i investeringsbehovet ettersom inndata i modellen ikke er av samme oppløsning som for 420- og 130 kV-nivå.

Fram til 2019 har Statnett gjennomført en kartlegging av mulig forbruksvekst i Finnmark⁵. Denne planen viser til store muligheter for forbruksvekst i Finnmark, men også stor usikkerhet. Dette arbeidet må anses som en av hoveddriverne bak de planlagte investeringene i Statnetts nyeste nettviklingsplan fra oktober 2019. Det åpnes for større investeringer i 420 kV-nettet i Finnmark, slik at endelige beslutninger kan treffes senere, når det er større sikkerhet omkring forbruksutviklingen.

I denne analysen har vi gjennomført en lastflytanalyse for å undersøke hva investeringsbehovet vil være gitt våre forventninger til lastøkning i regionen. Analysene viser problemer gjennom hele Nord-Norge forbundet med transmisjon av elproduksjon i lettlast etter sannsynlig og stor vindkraftutbygging. Vi anslår det samlede investeringsbehovet til å være omkring fem milliarder NOK, noe som er sammenlignbart med Statnetts nettviklingsplan, hvis alle prosjektene i denne blir besluttet, men ca. dobbelt så mye som de samlede prosjektene som per i dag er under planlegging.

⁵ Statnett: Næring og nett i nord

Pöyry er et globalt konsulent- og engineeringsselskap

Vi leverer smarte løsninger på tvers av kraftproduksjon, overføring og distribusjon, skogsindustri, kjemikalier og biorefining, gruvedrift og metaller, transport og vann.

Pöyry PLC har ca. 5 500 eksperter i 40 land og nettoomsætning i 2017 på 522 millioner euro. Selskapets aksjer er notert på Nasdaq Helsinki (POY1V).

Pöyry Management Consulting tilbyr rådgivning og analyser som dekker hele verdikjeden innen energi, skog og bio-baserte næringer. Vår praksis innen energi er å være den ledende leverandøren av strategiske, kommersielle, regulatoriske og politiske råd til energimarkeder i Europa, Midtøsten og Amerika. Vår energigruppe på 200 spesialister, lokalisert på tvers av 12 kontorer i 11 land, tilbyr uovertruffen kompetanse i en raskt skiftende energisektor.



Pöyry Norway AS

Grensen 16
0159 Oslo

Tlf: 454 05 000
E-post: poyry.oslo@poyry.com
www.poyry.no