



Kunde: Nordland fylkeskommune

Prosjekt: Kraftsystemstudie Nord-Norge, sammendragsrapport for Nordland

Prosjektnummer: 125000653

Kraftsystemstudie Nord-Norge – sammendragsrapport

Bakgrunn

Åtte av de større energiselskapene i Nord-Norge har etablert et felles nettverk, Fornybar Nord, for å samarbeide om ulike utfordringer som er felles på tvers av landsdelen. En av utfordringene de ønsket mer kunnskap om er i hvor stor grad transmisjonsnettet i landsdelen må utvikles for ha kapasitet til forventet økning i fremtidig kraftforbruk. Nettverket ba AFRY (tidligere Pöyry) i 2019 om å gjennomføre en analyse av forventet vekst i kraftforbruket og hvilke behov for nettinvesteringer det vil utløse. Analysen har som mål å hjelpe selskapene til å styrke sin kompetanse på området, og skal også brukes i dialog med Statnett om fremtidig nettutvikling i landsdelen. Rapporten, «Kraftsystemstudie Nord-Norge», ble slutført høsten 2019, og har sett på et utviklingsløp fram til 2040.

Nordland fylkeskommune har også behov for mer kunnskap om sentrale utfordringer og drivere for kraftsystemet og nettutvikling i regionen. Kraftnettet er samfunnskritisk infrastruktur som er avgjørende for å nå flere energipolitiske mål i fylkeskommunen; blant annet elektrifisering av samferdselstilbudet i egen virksomhet, politikk knyttet til nye kraftutbygginger og etablering av ny kraftintensiv industri basert på fornybar energi. Fylkeskommunen har derfor bedt AFRY om å skrive et kortfattet sammendrag av den opprinnelige rapporten, som kan benyttes til videre politikktutvikling og støtte fylkeskommunen i dens oppgaver.

Dette dokumentet utgjør sammendraget, hvor fokus er på Nordland fylke.

Fornybar Nord

Medlemmer av Fornybar Nord er Nordkraft, Lofotkraft, SKS, Bodø Energi inkl. Nordlandsnett, Helgeland Kraft, Troms Kraft, Hålogaland Kraft og Varanger Kraft. Nordkraft er sekretariat for samarbeidet.

Transmisjonsnettet (tidligere kalt

sentralnettet) er det øverste nivået i kraftnett-systemet. Transmisjonsnettet eies og driftes av Statnett, mens de underliggende nettnivåene eies og driftes av de regionale nettselskapene. Transmisjonsnettet er i hovedsak på 420 kV spenningsnivå, men også 300 kV og 132 kV spenningsnivå forekommer.

Kritisk infrastruktur for viktige samfunns mål

Vi står overfor en stor energiomlegging i samfunnet. Utfasing av fossil energi, innfasing av mer fornybar kraftproduksjon og elektrifisering av nye sektorer er blant de viktigste virkemidlene for å nå de ambisiøse målene om reduksjon av klimagassutslipp. I tillegg gir produksjon og overskudd av fornybar energi et stort mulighetsrom for etablering av ny industri og nye arbeidsplasser.

Strømnettet utgjør den viktigste infrastrukturen for å realisere denne typen mål, og må utvikles i takt med de nye behovene.

Med dette som utgangspunkt, oppsummerer vi her en analyse av mulig utvikling i kraftsektoren i Nord-Norge, med tilhørende behov for investeringer i nett.

Forventer stor økning i produksjon og forbruk av strøm

I samarbeid med Fornybar Nord har vi kartlagt eksisterende kraftforbruk i regionen, samt mulig utvikling frem mot 2040. Forbruket kan kategoriseres som vist i Tabell 1 nedenfor.

Tabell 1 Kategorier av drivere for økt nettbehov

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, kraftintensiv industri
Kommentar: Omfatter utvikling hos eksisterende kunde-grupper	Kommentar: Omfatter utvikling i eksisterende aktiviteter, men som i dag bruker andre energibærere enn elektrisitet. Denne utviklingen har et sterkt klimapolitisk momentum bak seg og man må regne med at den kommer uansett.	Kommentar: 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

Kilde: AFRY

Basert på denne kartleggingen har vi lagt til grunn at for Nord-Norge som helhet vil det maksimale effektbehovet stige med ca. 1100 MW, fra drøyt 2700 MW i dag til ca. 3800 MW i 2040.

For Nordland er veksten på 690 MW i samme periode. Det er tilsynelatende en god del over Statnetts basisscenario for regionen¹.

Til sammenligning trakk Elkem Salten i 2017 i overkant av 100 MW fra strømnettet²,

Maksimalt effektbehov:

Strømnettet dimensjoneres slik at det kan forsyne det maksimale strømforbruket som kan inntreffe på samme tid i et område. Noen begreper som ofte brukes for å omtale dette maksimale strømforbruket er topplasten, makslasten eller maksimalt effektbehov. Enheten for effekt er MW (eller kW), og angir energi per tidsenhet.

¹ Kilde: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/nup-og-ksu/analyse-av-transportkanaler-2019-2040.pdf>

² Kilde: https://nordlandsnett.no/sites/n/nordlandsnett.no/files/ksu_midtre_nordland_2018_hovedrapport.pdf

mens effektbehovet i Sortlandsområdet totalt var ca. 65 MW³.

Økningen i kraftteterspørselen kommer fra ny industri, datasentre og elektrifisering i maritim sektor. Fram til 2030 har vi lagt til grunn et kraftbehov på 185 MW til datasentre og 50 MW til ny industri i Nordland. Videre til 2040 har vi lagt til grunn ytterligere 195 MW til datasentre, samt 75 MW til ny industri i Nordland.

Vi kjenner per i dag til tre konkrete datasenterprosjekter i Nordland, hvor Bitfury i Mo i Rana og Hive Blockchain i Ballangen er de største. NVE anslo i 2019 effektbehovet til eksisterende datasentre i Norge til omkring 135 MW⁴. Vi anslår at ca. 40 MW av dette er knyttet til Bitfurys datasentre i Mo industripark⁵, som foreløpig er det eneste i Nordland.

De resterende 185 MW forbruksvekst i Nordland kommer fra elektrifisering av maritim sektor, der ferger og fiskeoppdrett står for omtrent 80 MW hver, mens vi har lagt til grunn 20 MW til landstrøm til større skip og 5 MW til fiskefartøy. Elektrifisering av hurtigbåter inngår ikke i vårt forbruksscenario. Vi diskuterer avslutningsvis potensialet for elektrifisering av hurtigbåtsamband i Nordland.

Vi forventer at strømforbruk til husholdninger vil være omkring det samme i 2040 som i dag, siden befolkningsveksten veies opp av økt energieffektivitet i bygg. I tillegg forventer vi at effektbehov til opplading av elbiler i stor grad kan styres til tidspunkt på døgnet når det er ledig kapasitet i nettet, for eksempel på natten. Dette medfører at elbiler vil ha liten betydning for topplasten i framtiden. Innføring av effekttariffer vil bidra til denne utviklingen.

Usikkerheten omkring fremtidig utvikling er naturligvis stor. Veksten kan bli mindre, for eksempel hvis datasentrene ikke kommer, og vesentlig større hvis datasentrene boomer og petroleumssektoren elektrifiserer. Etter at rapporten for Fornyt Nord var ferdig har industriutviklingen fortsatt, og vi er nå kjent med planer for ny industri i Mo industripark på til sammen rundt 750 MW, som kan komme i tillegg til det vi her har lagt til grunn. Vi kommenterer hvordan realisering av disse planene vil påvirke konklusjonene våre knyttet til kraftforbruk og nettinvesteringer til slutt i dette sammendraget.

Når det kommer til kraftproduksjon, forventer vi omtrent samme produksjon fra vannkraft i 2040 som i dag, men en nokså kraftig vekst i vindkraftproduksjon – fra 240 MW installert produksjonskapasitet i dag til 1900 MW installert produksjonskapasitet i 2040. Den nye vindkraften forventes å komme i hovedsak i nordre del av Nordland, Troms og Finnmark.

Driverne for nettbehov og nye investeringer er oppsummert i de tre ulike kategoriene i tabell 1. Som vist i tabellen og dette kapitlet forventes det en stor økning i forbruk og produksjon av strøm fram mot 2040. De to første kategoriene i tabell 1 omfatter forbruk som sannsynligvis vil komme uansett. For den siste kategorien må det vurderes hvorvidt det er samfunnsmessig rasjonelt å bygge mer nett for å tilrettelegge for ny, storskala aktivitet – både

³ Kilde: <https://hlknett.no/wp-content/uploads/sites/2/2018/06/Hovedrapport-KSU-2018.pdf>

⁴ Kilde: http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_13.pdf

⁵ Kilde: <https://www.helgelandkraft.no/konsern/forside/om-helgeland-kraft/nyheter-og-aktuelt/bitfury/>

når det gjelder produksjon og forbruk. Samspill mellom beslutninger om ny vindkraft og samlokalisering av nytt, stort forbruk vil åpenbart være viktig i denne sammenhengen. Kunnskap om konsekvenser ved manglende nett og nettinvesteringer, er også viktig for å kunne balansere ulike samfunns mål mot hverandre.

Forsyningssikkerhet og utviklingsmuligheter

Med forbruks- og produksjonsutviklingen som er skissert foran kan deler av strømmettet i Nordland bli overbelastet. Det vil si at dersom alle prognosene slår til kan det utfordre forsyningssikkerheten i nettet. Avhengig av plassering internt i fylket, kan nettet bli en flaskehals for å realisere ny kraftutbygging, samt å utnytte kraftoverskuddet til prosjekter knyttet til elektrifisering og ny industri.

Belastningen på ledningene er klart størst i et scenario som representerer en varm og vindfull sommerdag uten mulighet for eksport mot Sverige. Dette gjør at kraftoverskuddet presses sørover gjennom Norge. 420 kV-ledningene Salten-Svartisen og Ofoten-Kobbelv er overbelastet selv ved intakt nett i dette scenarioet. Dette gjelder også flere av 132 kV-ledningene i Lofoten og Vesterålen (det såkalte Sørnettet), samt noen 132 kV-ledninger lenger sør i Nordland.

For å oppnå full redundans (også kalt N-1-forsyning, se faktaboks) i transmisjonsnettet, må det bygges en ny ledning i parallell med den eksisterende 420 kV-ledningen gjennom Nordland. Da ser vi bort fra muligheten til å utveksle strøm med Sverige. Vi har estimert kostnaden for å oppnå full redundans i hele Nordland i en slik situasjon til ca. 4,5 mrd. kr. Brorparten av kostnaden er knyttet til investering i transmisjonsnett, men det vil også være behov for å forsterke regionalt og lokalt distribusjonsnett. Dette er et minimumsestimat, og trolig blir kostnaden en god del høyere.

Det er mange detaljer som bør undersøkes nærmere før vi kan slå fast at det er et reelt forsterkningsbehov i transmisjonsnettet gjennom Nordland. Blant annet bør det undersøkes hvor ofte og hvor lenge vi kan forvente at en situasjon lik den vi har simulert oppstår.

Se vedlegg II for nærmere detaljer om kostnadsestimatet.

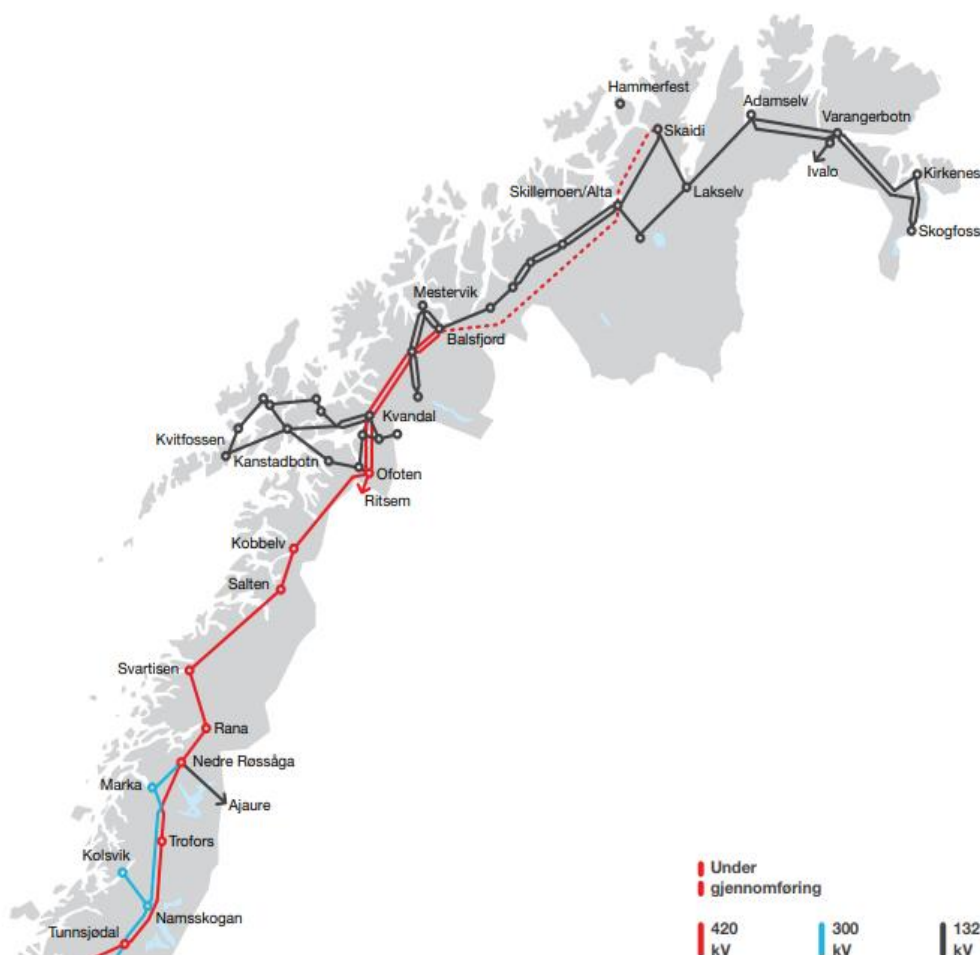
N-1-kriteriet

Når en ledning blir koblet ut, vil strømmen som gikk på ledningen automatisk finne andre veier. Vi sier gjerne at strømmen «legger seg over på» andre ledninger som leder inn til samme område. Hvis det skjer en feil på en ledning, for eksempel at et tre faller over den eller at den blir tatt av et snøskred, vil den bli koblet ut automatisk. Normalt skal en slik feil på én komponent i kraftsystemet ikke gi langvarig overlast på en annen komponent. Det er nettselskapet sin oppgave å sørge for dette. Vi sier da at de drifter nettet etter N-1 kriteriet, og at det er N-1 forsyningssikkerhet i området.

Én sterk forbindelse transporterer kraft gjennom Nordland

Figur 1 viser transmisjonsnett i Nord-Norge – altså det sterkeste strømnettet som transporterer strøm over store avstander. Det er Statnett som planlegger, eier, bygger ut og drifter dette strømnettet i Norge.

Figur 1: Transmisjonsnett i Nord-Norge, som eies og driftes av Statnett



Kilde: Statnett.

Vi har fått tilgang på Statnetts nettmodell for 2018 i simuleringsverktøyet PSSE. Av nettforsterkninger har vi lagt til den nye 420 kV-ledningen som er under bygging fra Balsfjord i Troms via Alta til Skaidi, som ligger mellom Alta og Hammerfest (stiplet i Figur 1). Vi har også forutsatt at siste del av forbindelsen, fra Skaidi til Hyggevan station, like utenfor Hammerfest, er bygget innen 2040. Denne delen av ledningsforbindelsen er ennå ikke investeringsbesluttet⁶.

⁶ For å være på den konservative siden har vi lagt til grunn en nokså moderat overføringskapasitet på den nye forbindelsen, på 1000 MW. Kapasiteten vil i realiteten være rundt 1500 MW. Dette har liten betydning når vi ser på resultater for Nordland.

Situasjonen i Nord-Sverige har stor betydning for Nord-Norge

Det norske strømmettet er tett forbundet med våre naboland, og da særlig Sverige. Fra Nord-Norge går det to forbindelser til Nord-Sverige. I tillegg går det flere ledninger til Sverige fra Trøndelag og fra østlandsområdet.

Dette betyr at et kraftoverskudd i Nord-Norge som skal forsyne forbruks-tyngdepunktene i Sør-Norge og Sør-Sverige, vil gå delvis gjennom det svenske nettet. Det faktum at nettet nord-sør gjennom Sverige er betydelig sterkere enn nettet nord-sør gjennom Norge, slik det fremgår av Figur 2, forsterker denne tendensen. Her spiller imidlertid kraftproduksjonens plassering og kraftbalansen i omkringliggende områder også inn.

Vindkraftutbygging er ikke noe som bare skjer i Nord-Norge. Ikke minst i Nord-Sverige er det en massiv utbygging på gang, og betydelige planer om videre vekst. Dette betyr at også Nord-Sverige vil bli et nokså stort overskuddsområde mot 2040.

Allerede i dag er det press på nettet nord-sør gjennom Sverige, med såkalt flaskehals og prisforskjell mellom de ulike prisområdene i mange timer. Vi forventer at denne situasjonen vil forverres mot 2040, til tross for planlagte nettfosterknninger i det svenske nettet. Denne utviklingen vil trolig føre til lavere kraftpriser nord i Norge og Sverige.

I tillegg kan også den svenske systemoperatøren få behov for å begrense importen av overskuddskraft fra Norge. Den mest vanlige måten å styre kraftflyten på er gjennom såkalt spesialregulering, der systemoperatøren ber om og betaler for at produsenter skrur ned produksjonen ett sted og opp et annet sted, for å oppnå ønsket flyt i nettet. Mer drastiske virkemidler kan være å koble ut ledninger, eller investere i komponenter som muliggjør aktiv styring av kraftflyten. Slike tiltak på ledningene mellom Norge og Sverige, vil tvinge overskuddet fra Nord-Norge sørover gjennom Norge.

Vi har valgt å fokusere på en slik situasjon i lettlast⁷ i 2040 – altså med null utveksling mellom Nord-Norge og Sverige – fordi det får frem det potensielle forsterkningsbehovet i Norge som følge av det norske overskuddet, dersom vi skal klare oss uten muligheten for å eksportere til Sverige. I tunglast har vi valgt å beholde utvekslingen med Sverige slik den var i Statnetts 2018-modell. Her ser vi altså på en situasjon der vi fortsatt eksporterer kraft til Sverige. Denne antakelsen gir økt belastning på nettet gjennom Nordland, sammenlignet med om vi i tunglast hadde importert strøm fra Nord-Sverige.

⁷ Se vedlegg I for forklaring av begrepene lettlast og tunglast

Figur 2: Oversikt over transmisjonsnettet i de nordiske og baltiske landene



Kilde: SVK.

Vurdering av ytterligere kraftbehov

Vi gir her en kvalitativ vurdering av potensiale for og mulige konsekvenser av nytt kraftbehov utover det som inngår i analysen for Fornybar Nord. Vurderingen er gjort med basis i samtaler med representanter for Nordland fylkeskommune og Helgeland Kraft.

Strøm til lading av hurtigbåter

Som nevnt innledningsvis har vi ikke inkludert elektriske hurtigbåter i det fremskrevne kraftbehovet i denne analysen. Grunnen til det er at teknologien for å elektrifisere hurtigbåter foreløpig er umoden, og at mange peker på at hydrogen vil være en mer aktuell energibærer enn strøm fra nettet for denne typen båter. Det pågår imidlertid arbeid med å utvikle teknologien for elektriske hurtigbåter⁸, og vi kan ikke utelukke at dette blir aktuelt også i Nordland.

I samarbeid med Nordland fylkeskommune har vi kartlagt eksisterende hurtigbåtsamband i Nordland som kan bli aktuelle å elektrifisere i fremtiden. Til sammen er det snakk om ca. 15 samband. Energibehovet per overfart varierer fra ca. 500 kWh til ca. 5000 kWh. Dersom båtene ligger til kai i to timer, og skal lade et batteri for å dekke hele overfarten i løpet av denne tiden, tilsvarer det et gjennomsnittlig effektbehov på ca. 260-2400 kW per samband. Med lengre liggetid blir effektbehovet for å lade tilsvarende batteri mindre. Dersom båtene f.eks. kan bruke 12 timer gjennom natten til å lade, blir effektbehovet 40-400 kW. Sannsynligvis vil faktisk effektbehov ligge et sted i midten av disse to intervallene. Gitt to timer liggetid i gjennomsnitt, anslår vi at det totale effektbehovet til elektrifisering av disse 15 sambandene kan bli opp mot 16 MW for fylket totalt sett.

Effektbehov i denne størrelsesorden vil med stor sannsynlighet kreve investeringer i nettet frem til kaianleggene der båtene skal lade. Et alternativ for å redusere investeringsbehovet kan være å investere i batterianlegg på kaien som lades med lavere effekt over lengre tid, og som brukes til å forsyne båtene med strøm når de kommer inn til kai. Et annet alternativ kan være å legge inn et batteribytte under selve overfarten. Slike alternativ, og nødvendige investeringer i nettet, må utredes i det enkelte tilfellet.

Nytt industriforbruk

Som nevnt tidligere er det planer for ny industri i Mo industripark på til sammen rundt 750 MW, som kan komme i tillegg til det vi har lagt til grunn i analysen for Fornybar Nord. Vi er kjent med at Statnett utreder tiltak i nettet knyttet til ulike utviklingstrinn. Vi har testet å legge til denne lastøkningen i Mo i Rana i vårt tunglast-scenarior, og kan ikke se at det utløser behov for noen ytterligere investering i 420 kV-nettet i Nordland. Det kan likevel være behov for å forsterke nett på lavere spenningsnivå ved tilknytning av store industriutbygginger.

Generelt ser det ut til å være mest rom for nytt forbruk lengst sør i fylket (fra Mo i Rana og sørover), i hvert fall når vi kun ser på det øverste

⁸ Se for eksempel: <https://www.trondelagfylke.no/nyhetsarkiv/framtid-as-hurtigbater-gir-null-utslipp/>

spenningsnivået. I vårt tunglast-scenario er Kobbelv-Ofoten og Svartisen-Salten de 420 kV ledningene som er mest belastet. Det ser altså ut til å være minst rom for å knytte til ny industri nord for Svartisen og særlig nord for Kobbelv.

Oppsummering og videre arbeid

Vi har kartlagt eksisterende og fremskrevet fremtidig forbruk og produksjon av strøm i Nordland fylke. Vi har simulert kraftflyt i to utvalgte situasjoner, og sett at det kan bli behov for nokså store investeringer i strømmettet. Dette gjelder særlig for å håndtere flyten i nettet en varm og vindfull sommerdag, dersom vi ikke kan eksportere kraft til Nord-Sverige. Det er flest ledninger på 132 kV spenningsnivå som blir overbelastet, men også 420 kV ledningene Salten-Svartisen og Ofoten-Kobbelv er overbelastet i denne situasjonen.

Det er mange detaljer som bør undersøkes nærmere før vi kan slå fast at det er et reelt forsterkningsbehov i 420 kV-nettet gjennom Nordland. Blant annet bør det undersøkes hvor ofte og hvor lenge vi kan forvente at en situasjon lik den vi har simulert oppstår.

Det ser ut til å være rom for en god del mer forbruk av strøm lengst sør i fylket, sammenlignet med det vi har lagt til grunn. Det er likevel sannsynlig at store industriutbygginger vil utløse behov for investeringer på lavere spenningsnivå. Dette må utredes videre i nærmere detalj. Generelt sett er det positivt for samfunnet å samlokalisere forbruk og produksjon av kraft. Nordland er et fylke med et nokså stort kraftoverskudd, og er sånn sett velegnet for ny industriutvikling.

Også ved tilknytning av mindre kraftforbrukere, for eksempel ved elektrifisering av maritim sektor, kan det bli behov for investeringer i nettet. Slikt forbruk vil imidlertid bli knyttet til – og utløse investeringsbehov – i det underliggende strømmettet. Dette må analyseres nærmere for hvert enkelt område, både med tanke på behov og kostnader for nødvendige investeringer.

Et annet spørsmål som reiser seg i denne sammenhengen er knyttet til hvem som skal ta kostnaden for energiomleggingen i samfunnet. Investeringer på alle nettnivå finansieres av brukerne av nettet. Mens investeringer i transmisjonsnettet fordeles likt på alle nettkunder i landet, vil investeringer i underliggende nett bli fordelt på kundene til nettselskapet som gjør investeringen. Unntak – på alle nettnivå – gjelder der det er grunnlag for å kreve inn anleggsbidrag fra enkeltkunder. Nye regler om anleggsbidrag fra 01.01.2019 regulerer kostnadsfordelingen mellom kunder som utløser investeringer i strømmettet, og andre kunder i samme område.

I et masket nett (dvs. et nett som forsyner flere kunder) vil økte kostnader, for eksempel ved investeringer i nettet, isolert sett føre til økt nettleie. På den andre siden vil bedre utnyttelse av nettet, for eksempel ved at nytt forbruk blir knyttet til, gi redusert nettleie. Balansen mellom disse, og en rekke andre faktorer, avgjør det endelige utslaget på nettleien i et område. Dette kan det også være grunnlag for å studere nærmere.

Vedlegg

I. Resultater fra lastflytanalysene

Når vi simulerer kraftflyt i nettmodellen PSSE, må vi velge ut noen driftssituasjoner som vi er interessert i å studere. Det betyr at vi må gjøre antakelser om produksjon og forbruk i en enkelt time. Avhengig av problemstillingen, er det vanlig å som minimum se på én situasjon med lite kraftforbruk, og én situasjon med mye kraftforbruk. Vi refererer til dette som lettlast og tunglast. I vårt tilfelle representerer lettlast en varm og vindfull sommerdag med lavt forbruk og høy produksjon fra vindkraft, mens tunglast representerer en vindstille og kald vinterdag, hvor forbruket er høyt og vindproduksjonen lav.

I tunglast legger vi til grunn det maksimale kraftforbruket på ca. 3800 MW i Nord-Norge, som redegjort for innledningsvis. Vi har lagt til grunn at kraftforbruket er halvparten av dette i lettlast. Videre har vi antatt at gasskraftverket på Melkøya, som i dag forsyner prosesseringsanlegget med strøm, er faset ut. Dette gjelder i både lettlast og tunglast.

Vannkraftproduksjonen er noe større i tunglast enn i lettlast. Vi har imidlertid antatt at vindkraftproduksjonen er betydelig større i lettlast enn i tunglast. I lettlast har vi lagt til grunn 1600 MW vindkraftproduksjon – det vil si at ca. 75 % av den installerte vindkraften i landsdelen produserer i denne timen. I tunglast har vi lagt til grunn at vindkraftproduksjonen er rundt 5 % av installert effekt.

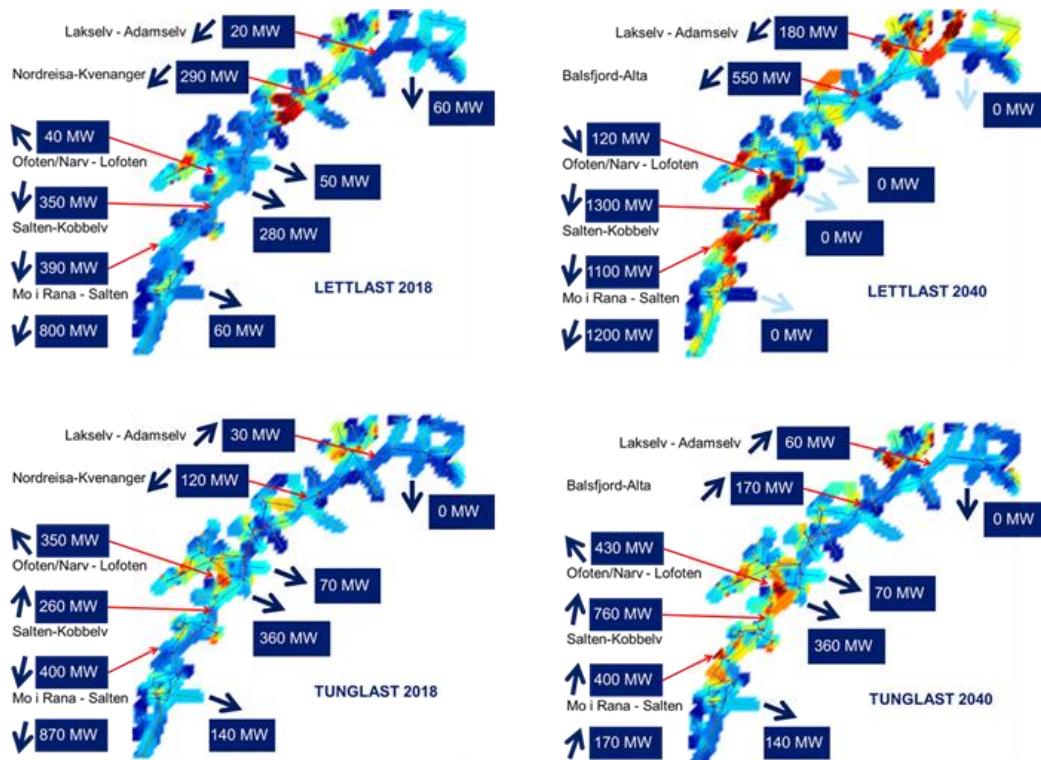
I sum medfører dette at vi ser på én situasjon med nokså stort overskudd i Nord-Norge, primært som følge av ny vindkraft i regionen. Også i tunglast-situasjonen er det et overskudd i Nord-Norge, men betydelig lavere enn i lettlast.

Vi har simulert kraftflyt på ledningene i Nord-Norge i både lettlast og tunglast i 2018 og 2040. Resultatet fremgår av Figur 3.

Blåmarkering i figuren viser at ledningene er lett- til normalbelastet. De rødmarkerte områdene indikerer at belastningen overstiger ledningens overføringskapasitet. Overføringskapasiteten på en ledning går ned når temperaturen øker. For å være på den konservative siden har vi antatt 20 grader utetemperatur i alle de fire situasjonene.

Vi ser at det er særlig i lettlastsituasjonen i 2040 at nettet er høyt belastet. Dette gjelder særlig gjennom Nordland, og internt i Finnmark. Dette bildet representerer som tidligere forklart en varm sommerdag med mye vindkraftproduksjon i nord som blir presset sørover gjennom Norge. I Nordland er det flest ledninger på 66- og 132 kV spenningsnivå som blir overbelastet i 2040, men også 420 kV-ledningen Ofoten-Kobbelv og Salten-Svartisen er overbelastet i lettlast 2040.

Figur 3: Belastning på strømmettet i Nord-Norge i de fire simulerte situasjonene



Kilde: AFRY

Overføring av strøm fører alltid med seg noe tap i form av varme til omgivelsene. Særlig i simuleringen av lettlast 2040 er overføringstapene svært høye – tilsvarende 15-20 % av kraftproduksjonen. Dette kan delvis forklares ved at det i dette scenarioet er mye strøm som skal overføres gjennom et svakt nett over lange avstander. I tillegg kan spenningsforholdene i strømmettet ha en del å si for hvor mye av strømmen som går tapt underveis. Ved de overføringsnivåene vi ser på i 2040, vil det sannsynligvis bli behov for å investere i komponenter som regulerer spenningsforholdene i nettet. Dette vil føre til at overføringstapene, og dermed belastningen på ledningene, går noe ned.

II. Anslag på investeringskostnader i nettet

Kostnaden for en ny ledning avhenger blant annet av ledningens lengde (km), hvor mye strøm den må kunne overføre (MW), og hvilket spenningsnivå den driftes på (kV). For å gi et anslag på investeringskostnad i strømmettet, benytter vi derfor en enhetskostnad per MWkm for hvert spenningsnivå:

- 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 Kraftnäts investeringskostnadsanalyser fra 2017.

Når vi har beregnet investeringskostnader i strømmettet, har vi multiplisert flyten på alle ledninger med 1,5. Dette er gjort for å etterligne belastningen etter et utfall av en nærliggende ledning. Som tidligere forklart tilsier N-1-prinsippet at alle ledninger skal tåle en slik hendelse. Vi antar altså at flyten på ledningen ville blitt 50 % høyere dersom en annen nærliggende ledning hadde falt ut grunnet en feil.

Når vi snakker om 420 kV nett gjennom Nordland er dette en nokså teoretisk forenkling, ettersom det i realiteten ikke er noen parallelle ledninger som ved utfall ville gitt økt belastning på det eksisterende nettet. Kostnaden ved å oppnå full redundans (N-1) – det vil i praksis si å bygge en ny forbindelse parallelt med den eksisterende – vil være betydelig høyere enn vårt estimat.

Figur 4 viser resultatet av denne beregningen. Kostnadsestimatet reflekterer at det er lettlastscenariot som er klart mest belastet.

Figur 4: Anslag på investeringskostnader i strømmettet

