

REGIONAL KRAFTSYSTEMUTREDNING  
**FOR NORDRE NORDLAND OG SØR-TROMS**

Hovedrapport for område 20

Juli 2022

**2022 → 2041**



## Forord

Hålogaland Kraft Nett (HLK) er utpekt av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) som utredningsansvarlig for område 20. Geografisk er dette området definert som nordre Nordland og Sør-Troms. Det er per i dag etablert 18 utredningsområder i Norge, hvor av 17 er regionale områder (33kV-132kV) og ett ansvarsområde gjelder sentralnettet (132kV-420kV). Utredningsansvarlig i HLK er Tony Molund.

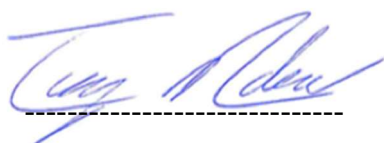
Bakgrunnen for utredningen er forskrift om energiutredninger/[1] (FOE) som trådte i kraft 01.01.2013, og ble sist endret med virkning fra 01.11.2019. I FOE § 13 stilles det krav til innholdet i de regionale kraftsystemutredningene (KSU). NVE har utarbeidet et veiledningsmateriale for utredningen som har vært en god retningslinje for utarbeidelsen av utredningen.

Kraftsystemutvalget har bidratt med innspill til utredningen gjennom to arbeidsmøter. Alle de regionale netteierne i området har bidratt med fremskaffing av lastgrunnlag, planlagte investeringer og annen forespurte data i forbindelse med utredningen. I denne utredningen er det tatt med to hovedscenarier for fremtidsutvikling i strømmettet de neste 20 år. Disse to hovedscenariene er basert på NVEs brev om forventninger og føringer til utredningsansvarlige fra 27.01.2022, men det er ikke tatt med «Scenario lav», da dette ikke er et realistisk minimums scenario.

Tallene for elektrifisering er gitt av NVE og er mye likt elektrifiseringstiltak fra Klimakur 2030, men er justert inn basert på erfaringer fra KSU 2020, i tillegg er hurtigbåter omtalt. Elfly, fiske- og fritidsbåter er eksempelvis ikke tatt med. Større forbruk som har meldt at de har mulighet for «tilknytning på vilkår»/utkoblbart er tatt med i en egen tabell på utkoblbart forbruk, og er således ikke direkte med i prognoseringen.

Det beskrives også et scenario 3 og 4 som omhandler fleksible-/tilknytning på vilkår laster og større utvikling av kraftkrevende industri i området. Dette er et scenarioer som det kun er beskrevet kjente planer, muligheter og konsekvenser for. Det er ikke utført lastflyt analyser for disse scenarioene.

Harstad 01.juli 2022



Tony Molund

Utredningsansvarlig

## Sammendrag

Denne utredningen er en oppdatering av KSU 2020 hvor data og scenarioer er lagt til, endret og oppdatert. Det er i henhold til føringer gitt fra NVE sett på elektrifiseringen av transportbransjen med blant annet to forhåndsdefinerte scenarioer. Tallene er også nå basert på Klimakur 2030 rapporten fra Miljødirektoratet, men forbedret og utviklet videre etter erfaringene fra KSU 2020 og utviklingen av elektrifiseringen. I tillegg har scenarioene innmeldte kjente effektbehov fra netteierne i området for punktlaster som er forventet utover elektrifiseringen. Samt en generell utvikling av effektbehovet i samfunnet, basert blant annet på prognoser på folketall fra SSB.

Nytt av året er blant annet at systemjordingen er bedre beskrevet inkludert enlinjeskjema i vedleggene som viser ladestrømmer og spoleytelser. KSUene er et viktig grunnlagsdokument i NVEs arbeid med vurdering av konsesjonssøknader for energianlegg. Utredningen skal danne et grunnlag for en tidlig vurdering i regional plansammenheng og forenkle behandlingen i forbindelse med forhåndsmeldinger og konsesjonssøknader. Statnett har bedt om å få oversendt prognosene for forbruksutvikling i excel format noe som er et positivt signal i forhold til å være mere på i utviklingen av sentralnettet for området.

Elmea har nå ferdigstilt mange av sine regionale nettprosjekter som har preget investeringsporteføljen i tidligere utgaver av KSUene. Til tross for dette viser den totale nettstatistikken at regionalnettet i utredningsområdet er aldrende. Mye av regionalnettet er bygget på 1950-80 tallet. Det vil derfor komme mange nettinvesteringer de neste 20 årene etter hvert som nettets tilstand blir dårligere, samtidig som Norge har forpliktet seg til å kutte i klimagassutslippene og store deler av dette må tas igjennom elektrifisering og sannsynligvis medfølgende økt behov for kapasitet.

Det temperaturkorrigerede energiforbruket i området har hatt en historisk lineær økning siste 10 år på 1,55% per år. Hvor det høyest målte forbruket var i 2021. Det høyest temperaturkorrigerede effektuttaket i utredningsområdet var i 2021 med 464MW, hvor det største uttaket er i HLK sitt område i vestsnittet med 149 MW, fulgt av Elmea med 97MW og HLK område øst med 86 MW. Det har vært en jevn økning i effektuttaket fra 2015 til 2021 etter at det var en nedgang fra 2013-2015 som skyldtes at Statkraft sin etablering av varmesentral i Harstad senket topplasten for Heggen trafostasjon.

Gjennomsnittsproduksjon de siste 10 årene har vært 2428 GWh. I 2021 var produksjonen 3192GWh. Det er en økning på hele 29% i siste 10års periode. Dette skyldes at det har kommet nye småkraftverk, en betydelig utvidelse av Nygård vindkraftpark, og idriftsettelse av to større vindparker på Anstadblåheia og Sørfjord. Høyest produksjon var i 2021, mens det laveste året var i 2015 med 2146 GWh.

Forsyningssikkerheten i området er varierende, men dette har fått økt fokus de siste årene og det er gjort noen forebyggende tiltak, men i tunglast på vinteren må Statnett drifte 132kV nettet i «Vestsnittet» radielt (Vestsnittet er definert som 132kV sentralnettet fra Kvandal og Ballangen inn i Lofoten, Hålogaland, Vesterålen og Andøy området). Dette nettet er nå i en situasjon hvor Statnett har et økende antall timer uten n-1, noe som i tunglastsituasjoner gjør en stor del av utredningsområdet sårbar. Dette selv om Statnett har investert i nye sjøkabler over Tjeldsund og installert reaktiv kompensering flere steder i området. Tiltakene med kompenseringen har bedret spenningsforholdene som igjen reduserer faren for spenningskollaps i nettet ved en feil, noe som har bedret leveringspåliteligheten.

Det er utviklet to nye framtidsscenarioer for nettutviklingen, det er også beskrevet et tredje og fjerde scenario. Men innføringen av større punktlaster må utredes mer detaljert og per konkrete case (eksempelvis datalagring, hydrogen, batteri, grønn stål osv.). Prognosene viser økt lastutvikling, og spesielt dersom elektrifiseringen av transportbransjen ytterligere tiltar.

Lastutviklingen i scenarioene viser at eksisterende 132kV sentralnett vil bli anstrengt i tunglast utover i analyseperioden. Det vil bli behov for ytterligere kompenseringstiltak for å opprettholde spenningskvaliteten. Statnetts eksisterende områdeplan for utviklingen av sentralnettet er en fjerde 132kV linje over Vestsnittet, Statnett bør starte planlegging snarest, da ledetiden på slike prosjekt kan typisk være 10år. Det er lettere å stoppe/utsette underveis dersom utviklingen i effektbehovet stopper opp og behovet ikke inntreffer. Mens det historisk sett kan være vanskelig å få fortgang i slike større linjeprosjekt, dersom behovet viser seg å være i nærheten av eller større enn prognosene i KSUen.

For forbrukerfleksibilitet er det i tillegg til Statnetts rapport om «Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet 2018-2040» [16], er det sett på forbrukerfleksibilitet i Sørnettet i [17] «Vurdering av alternative nettstrategier i Sørnettet – En samfunnsøkonomisk analyse» og i [18] «Lastprognoser for sørnettet» SINTEF Energi AS, 2020». Disse konkluderer med potensiale for fleksibilitet fra 5% i 2058 til 7-12% for topplastimen for hvert døgn som teoretisk makspotensial.

En måte å få inn mer forbrukerfleksibilitet er å bruke tilknytning på vilkår til kunder, men foreløpig mangler Statnett et godt automatisert system for å kunne ta dette i bruk i stor skala.

Totalt sett er det meldt inn 27 planlagte prosjekter i regionalnettet, dette er eksklusiv påbegynte prosjekter og Statnetts prosjekter. Dersom man forutsetter at de 27 prosjektene blir gjennomført med netteierens anbefalte utbyggingsalternativ og forventede kostnader, vil de totale nåverdi investeringskostnader havne på cirka 1 800 til 2 000 MNOK i neste 20 årsperiode for regionalnettet.

1 **Innholdsfortegnelse**

2	<b>Utredningsprosessen og forutsetninger</b>	<b>7</b>
3	<b>Dagens kraftsystem</b>	<b>11</b>
4	<b>Fremtidige overføringsforhold</b>	<b>22</b>
5	<b>Tiltak og investeringsbehov</b>	<b>30</b>



# Del 1 Prosess og dagens kraftsystem



Bilde med tillatelse Hålogaland Kraft Nett AS

## 2 Utredningsprosessen og forutsetninger

**Kraftsystemutredningen skal fremme en kostnadseffektiv utbygging og drift av kraftsystemet, som er en viktig del av samfunnets infrastruktur. Det er derfor viktig at utredningsarbeidet skjer på premisser som ivaretar det overordnede samfunnsmessige hensyn**

### Bakgrunn

Kraftsystemutredning (KSU) er rapporter som skal gi en oversikt over utviklingen av kraftsystemet i Norge, både når det gjelder produksjon, forbruk og nett. Målet med denne ordningen er at den skal bidra til en samfunnsøkonomisk rasjonell utbygging av regional- og sentralnettet gjennom koordinerte langsiktige vurderinger av kraftsystemets utvikling. KSUene er et viktig grunnlagsdokument i NVEs arbeid med vurdering av konsesjonssøknader for energianlegg. Utredningen skal danne et grunnlag for en tidlig vurdering i regional plansammenheng og forenkle behandlingen i forbindelse med forhåndsmeldinger og konsesjonssøknader.

FOE er bakgrunnen for energiutredningene, og er hjemlet i energilovforskriften § 9-1 og energiloven § 10-6. HLK har hatt det regionale kraftsystemansvaret siden oktober 2000. KSUene skal oppdateres annen hvert år hvor oppdatert rapport for de regionale KSUene oppdateres partallsår og Statnetts KSU for sentralnettet oppdateres hvert oddetallsår.

### Mål

Kraftsystemutredning (KSU) er rapporter som skal gi en oversikt over utviklingen av kraftsystemet i Norge, både når det gjelder produksjon, forbruk og nett. Målet med denne ordningen er at den skal bidra til en samfunnsøkonomisk rasjonell utbygging av regional- og sentralnettet gjennom koordinerte langsiktige vurderinger av kraftsystemets utvikling. KSUene er et viktig grunnlagsdokument i NVEs arbeid med vurdering av konsesjonssøknader for energianlegg. Utredningen skal danne et grunnlag for en tidlig vurdering i regional plansammenheng og forenkle behandlingen i forbindelse med forhåndsmeldinger og konsesjonssøknader.

### Oppbygging og offentliggjøring

Kraftsystemutredningen er utarbeidet i to dokument: En *hovedrapport* som er åpent tilgjengelig for alle, og en *grunnlagsrapport* som er unntatt offentlighet etter Off. loven § 13, første ledd. NVE oppfordrer alle utredningsansvarlige selskap og legge den åpne delen ut på selskapets hjemmeside, og denne utredningen er lagt ut på hjemmesiden til Hålogaland Kraft Nett AS (<https://hlknett.no/>) Link til denne utredningen kan også finnes på hjemmesiden til NVE (<http://www.nve.no>).

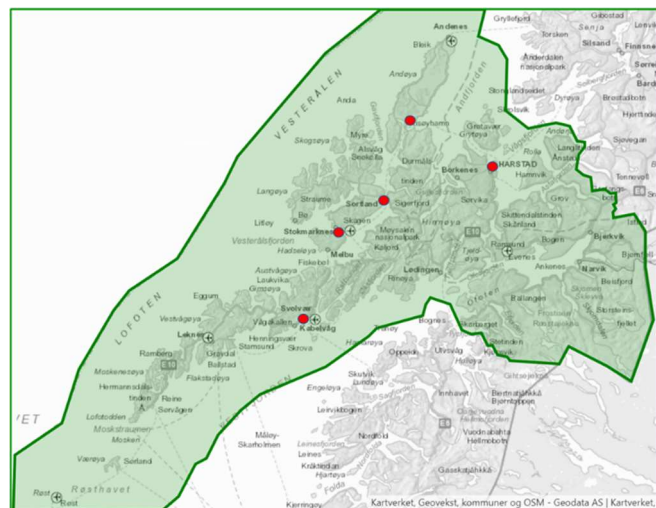
### Utredningsområdet og deltakere

NVE har etablert 18 utredningsområder i Norge, 17 av disse er regionale områder der det utredes for regionalnettet (33kV – 132kV), mens ett

ansvarsområde gjelder utredning av sentralnettet (132kV – 420kV). Denne KSUen er for utredningsområde nr. 20 nordre Nordland og Sør-Troms, og består av regionene Lofoten, Vesterålen, Ofoten, Hålogaland og Sør-Troms.

I kartet, som er vist i **Feil! Fant ikke referanse-kilden.** er utredningsområdet skravert med grønn farge. Administrasjonssenteret til de fem regionale netteierne i området er markert med en rød prikk. Det var åtte tidligere, men Hålogaland Kraft Nett og Evenes kraftforsyning fusjonerte i 2017, mens Nordkraft og Ballangen energi fusjonerte i 2018, hvor igjen Nordkraft Nett og Hålogaland Kraft Nett fusjonerte i 2021.

Den midtre og nordlige delen av Troms fylke er underlagt utredningsområdet 21, hvor tidligere Troms Kraft Nett nå Arva har utredningsansvaret. Mot utredningsområde 19, som ligger sørover, har også Arva nå fått utredningsansvaret etter at Troms Kraft Nett fusjonerte med Nordlandsnett i 2020.



Figur 1- Utredningsområde 20

Utredningsområde 19 dekker midtre Nordland.

Utvalget har bidratt med innspill i hovedsak gjennom to avholdte arbeidsmøter. Det første møtet ble avholdt 14.02.2022. I dette møtet presenterte Anne Sofie Risnes fra Statnett ny konsernledelse og omorganisering som Statnett har utført i 2021. Statnett ønsker å involvere nettselskapene og ha god samhandling, og inkludere utredningsansvarlige tett i områdeplanene sine. Det forventes stor og rask vekst i kraftforbruket frem mot 2050, nettselskapene må stå samlet og koordinert, med et felles budskap. Det ble ellers gjennomgått hvilke forventninger og føringer NVE har for KSU 2022, samt en gjennomgang med status på regionalnettet og investeringer som er gjennomført siste to år.



Det har ikke vært store endringer i utvalget fra KSU 2020, hoved endringen er at Sindre Bruun fra Vestall er kommet inn som et ekstra medlem.

I arbeidsmøte nr. 2 den 19 og 20 april 2022 ble det viet fokus til status for pågående investeringer i sentralnett, regionale distribusjonsnett, fremtidige planer og det ble fastsatt hvilke scenarioer som skal brukes i utredningen. Det ble av utredningsansvarlig bedt om fortgang i innsamlingsarbeidet fra de deltakerne med dette ansvaret som enda ikke har fått levert inn nødvendig data.

## Samordning mot tilgrensende utredningsområder

Kraftnettet som inngår i den regionale KSUen grenser mot flere nettdeler både horisontalt og vertikalt. På horisontalt nivå går det et grensesnitt i nord mot Arva, og ett i sør mot Kystnett. Vertikalt grenses det mot 6 områdekonesesjonærer i underliggende distribusjonsnett, samt Statnett i overliggende nett (132 og 420 kV).

## Leveringskvalitet

Forskrift om leveringskvalitet (FOL) ble ikraftsatt 01.januar i 2005 og har som formål: *"...å sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet i det norske kraftsystemet, og en samfunnsmessig rasjonell drift, utbygging og utvikling av kraftsystemet. Herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt."* Denne forskriften er målsettingen for leveringskvalitet i utredningsområdet.

Forskriften presiserer hvilke krav sluttkundene kan stille til sin leverandør i forhold til kvalitet, leveringspålitelighet og gjenoppretting etter feil. Den presiserer nettselskapenes plikt til å snarest mulig å gjenopprette strømforsyning ved avbrudd. Forskriften gir konkrete grenseverdier for spenningskvaliteten.

I den delen av utredningsområdet som ligger innenfor «Vestsnittet» (Hålogaland, Lofoten, Vesterålen, Andøy og omegn) er det tidvis spenningsproblemer og systemansvarlig Statnett har gjort tiltak i form av å installere kompensering ute i nettet for å sørge for at spenningen holder seg innenfor FOL ( $\pm 10\%$  av normal driftsspenning).

Leveringspåliteligheten blir bestemt ut fra at de totale kostnadene skal minimaliseres, inkludert kostnader for ikke levert energi (KILE). Det er et fokus i utredningsarbeidet å se samlet på avbruddskostnader og leveringspålitelighet, slik at man kan sette inn tiltak og ressurser på de mest samfunnsøkonomiske løsningene. Ved planlegging av nyanlegg og vedlikehold av eksisterende anlegg, brukes primært egne tall for feilsannsynlighet og reparasjonstider i tillegg til tall basert på gjennomsnitt for Norge.

I utredningsarbeidet er det benyttet priser for avbrudd som NVE bruker i KILE-ordningen. Ved å benytte disse prisene kan man ved hjelp av innsamlede data om fordeling mellom diverse kundegrupper tilknyttet de ulike trafostasjonene, beregne avbruddskostnader per lastpunkt.

## Miljø

Ved nye utbygginger og vedlikehold av eksisterende anlegg vil en bevisst ta hensyn til miljøfaktorer, og alt planarbeid i utredningsområdet vil følge de krav som til enhver tid stilles fra myndighetene på området.

Gjennom konsesjonsbehandlinger, prosjektering og konsekvensanalyser har man en god dialog med grunneiere, landbruksmyndigheter, kulturvernminne etaten, sametinget og eventuelle andre relevante myndigheter. Det søkes fortrinnsvis å bruke kabel i de tilfeller der dette er en teknisk/økonomisk/estetisk/miljømessig bedre løsning. Så langt er det i hovedsak i byer, tettsteder og der det er spesielle andre verneinteresser dette har vært gjort.

Når det gjelder magnetfelt fra elektriske anlegg er det i forskrift om elektriske forsyningsanlegg [4] § 2-9 beskrevet *"Helsefare forbundet med elektriske og magnetiske felt Elektriske og magnetiske felt fra installasjoner skal ikke forårsake helseskade."* Noen grenseverdi er altså ikke satt fra myndighetene, spørsmålet om forvaltning av elektromagnetiske felt i forbindelse med boliger nær høyspentanlegg ble publisert i NOU 1995:20 *"Elektromagnetiske felt og helse. Forslag til en forvaltningsstrategi."* Hovedbudskapet var at ved anlegg av nye kraftledninger bør man søke å unngå nærføring til boliger, barnehager, skoler og lignende. Det benyttes derfor en generell varsomhetsstrategi ved bygging av nye anlegg.

## Verneområder

Vern av spesielle naturområder eller naturforekomster i Norge skjer først og fremst i medhold av *lov om forvaltning av naturens mangfold* (Naturmangfoldloven) brukes vanligvis for å verne områder av internasjonal, nasjonal eller regional verdi. I naturvernloven er det gitt hjemmel for opprettelse av flere typer verneområder, og det finnes flere områder i utredningsområdet som er foreslått vernet. Både Naturreservat, nasjonalparker og verneområder tas hensyn til i planleggingen av nye nettanlegg eller endringer i nettanlegg.

Naturreservat regnes som den "strengeste" kategorien i naturmangfoldloven og medfører til dels omfattende restriksjoner på bruken av området, som for eksempel kan ferdsel forbyes. Nasjonalparker er større naturområder som er vernet mot inngrep som i vesentlig grad kan endre naturforholdene. Verneområdene er områder med spesielle kulturhistoriske og/eller naturvitenskapelige verdier.



I

Figur 2 vises alle verneområdene i



utredningsområdet, noen av de største områdene er spesielt markert.

Figur 2 - Kart over eksisterende verneområder i utredningsområdet

1. Møysalen nasjonalpark
2. Møysalen verneområde
3. Svellingsflaket verneområde
4. Røstøyan verneområde
5. Melkevatn-Hjertvatn-Børsvatn naturreservat
6. Skogvoll naturreservat
7. Lofotodden

## Økonomi

Utredningsansvarlig vil til enhver tid følge de lover og regler som myndighetene setter for nettdriften. I tillegg ønsker en i stor grad å følge de retningslinjer og anbefalinger som bransjen selv setter, (eksempelvis REN og EBL).

Det er et mål for nettdriften å holde overføringskostnadene så lave som mulige, for å sikre en tilfredsstillende avkastning på investert kapital. Imidlertid må målsettingen sees i sammenheng med krav til leveringspålitelighet og samfunnsøkonomien i planene. Denne utredningen følger de samfunnsøkonomiske beregningsmetodene som beskrevet i NVEs veiledningsmaterieell til de utredningsansvarlige.

I tilfeller der det er urimelig at fellesskapet skal dekke kostnadene ved strømforsyningen vil en benytte anleggsbidrag etter fastsatte regler fra myndighetene. Hensikten med anleggsbidrag er blant annet å gi brukerne signaler om de samfunnsøkonomiske kostnadene ved tilknytningen.

## Investeringskostnader

I hovedsak er det brukt estimerte investeringskostnader med bakgrunn i egne erfaringstall. I de tilfeller dette ikke foreligger benyttes det erfaringstall fra sammenlignbare prosjekter fra andre nettselskaper, REN og eventuelle kostnadstall fra leverandører. Ut fra erfaringer utredningsansvarlige har, virker det som om at netteierne gjerne deler erfaringstall på investeringskostnadene Dette gjelder også på tvers av utredningsområdene.

Investeringskostnadene må sees på som grove estimerte tall som er vurdert ut fra beste viten på det aktuelle tidspunkt. Det vil alltid være en stor variasjon mellom prosjektene for hvor langt man har kommet i detaljeringsgraden, og dermed en stor variasjon av usikkerheten på tallene.

## Drift- og vedlikeholdskostnader

Drift- og vedlikeholdskostnader beregnes i denne utredningen ut fra totalt innrapporterte mengder regionalnett i Norge og de innrapporterte drift-/vedlikeholdskostnader for dette. Dette korrigeres mot snitt alder for regionalnettet og en korreksjonsfaktor for utredningsområde 20. I hvert enkelt prosjekt vurderes også klimamessige påkjenninger som en eventuell korreksjon av kostnadene.

Hvert alternativ i de samfunnsøkonomiske beregningene vil da få beregnet en total drift- og vedlikeholdskostnad basert på mengdene og alderen for regionalnettet. Dette gir en differansekostnadsberegning mellom alternativene, og nyere nettanlegg vil få en lavere drift- og vedlikeholdskostnad enn de gamle nettanleggene.

## Avbruddskostnader

Der det er mulig brukes faktiske kostnader for avbrudd. I vurderinger av alternative nettløsninger finnes ikke faktiske kostnader og kostnadene for avbrudd brukes slik de fremkommer i KILE-satsene fra NVE (*Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariff* § 9-2) KPI justert til dette utredningsåret.

## Tapskostnader

Nettapene er beregnet i simuleringsprogrammet NetBas analyse og utføres månedlig. Omregning til tapt energi er utført ved hjelp av brukstiden for tap som er satt til 2400 timer i henhold til planboka.

## Nytte- og kostnadsberegninger

Nytten ved et prosjekt framkommer som kapitalisert verdi av endringer i tap, endringer i vedlikeholdskostnader og endringer i ikke-levert energi. De kapitaliserte verdiene for hvert år i analyseperioden blir neddiskontert til et referanseår med hjelp av en kalkulasjonsrente (nåverdi). Kostnadene ved en utbygging blir neddiskontert til det samme referanseåret. På denne måten kan man sammenligne nytten ved en investering med

kostnaden av investeringen, selv om tidspunktene for når nytten og kostnadene oppstår er forskjellige. Analysemetoden som benyttes er nåverdimetoden.

### 3 Dagens kraftsystem

**Regionalnettet i utredningsområdet er eid av 11 aktører som vist i vedleggs kapittel 6.2.1. Det har tidligere vært 14 aktører, men fusjoner har medført at det per nå er 11 aktører. Regionalnettet er tilknyttet sentralnettet i Kvandal, Kvitnes, Kilbotn, Hinnøy, Sortland, Kvitfossen, Kanstadbotn, Ballangen, Ofoten, Sildvik og Narvik.**

#### Linjenettet i utredningsområdet

Hovedfordelingsnettet i utredningsområdet strekker seg fra riksgrensen i øst til Fygle i Lofoten i vest. Den gjennomgående 420 kV linjen lengst øst i utredningsområdet utgjør deler av sentralnettet i området. I tillegg inngår mellomriksforbindelsene fra Ofoten transformatorstasjon og Sildvik koblingsanlegg samt 132 kV linjene mellom stasjonene Kvandal, Kvitnes, Kilbotn, Hinnøy, Sortland, Stokmarknes, Melbu, Kanstadbotn, Ballangen, Skjomen, Ofoten, Sildvik og Narvik.

I sør grenser regionalnettet mot Kystnett sitt nett i Kjøpsvik. Kystnett eier 132kV trafostasjonen i Kjøpsvik. Skillet mellom nettene går ved stasjonsveggen. Nettet til Kystnett inngår i regionalnettet for midtre Nordland, der rva har det regionale utredningsansvaret.

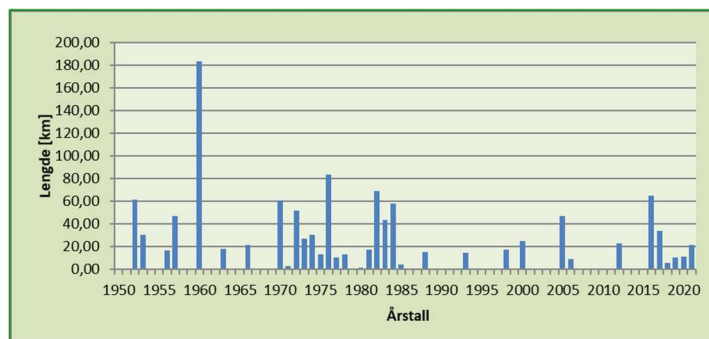
I nord grenset regionalnettene tidligere via 132kV, men nå er det kun 420kV sentralnetts forbindelser mellom utredningsområdene.

Eierne av distribusjonsnettet deltar i kraftsystemutvalget, fra utredningsansvarlig oppfatning ser det ut til at det historisk sett har vært noe utfordrende å samarbeide angående tilknytning mellom netteierens distribusjonsnett, men etter at det har kommet et krav fra NVE om å identifisere potensielle steder i nettet hvor det kan være aktuelt å se på samarbeid på distribusjonsnetts nivå, og det er bygget et punkt på 22kV nivå mellom HLKN og Vestall.

#### Alder

Den eldste delen av dagens nett ble bygget i 1952 mellom Sortlandssund og Risøyhamn. Denne 66kV linjen er nå 66 år gammel og nærmer seg utløpt levetid. Den brukes i dag kun som reservelinje for 132kV linjen mellom Hinnøy og Risøyhamn, og er normalt utkoplest. Strekningen mellom Risøyhamn og Dverberg ble bygget ny i 2011, og ble satt i drift i 2012. Linjen er bygget for 132 kV, men driftes på 66 kV inntil oppgradering til 132kV av Dverberg/Andenes trafostasjoner er ferdigstilt.

Det største antall kilometer linjer som har blitt bygget ett enkelt år var i 1960. Totalt ble det da bygget over 183 km linjer som fortsatt er i drift i dag. Tidligere KSU var det bygget en del regionalnett i 1958, men mye av dette er nå erstattet i Lofoten av ny nettutbygging de siste 5-7 årene. Også i 1976 ble det også bygget mye linjer: cirka 83 km.

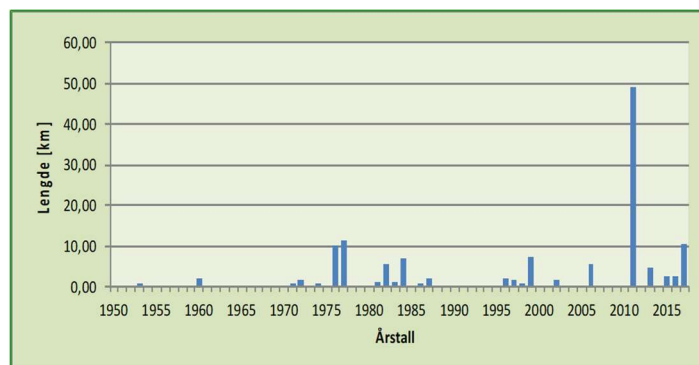


Figur 3 - Lengde og byggeår for linjer i regional- og sentralnettet

Den siste hele linjen som er bygget er mellom Kanstadbotn og Kvitfoss, en linje Lofotkraft ferdigstilt i 2016/17, og som Statnett nå har overtatt og innlemmet i sentralnettet. Dette har forårsaket i statistikken at linjen tidligere bygd i 1958 er erstattet med økt mengde i 2016/17.

Som vi ser av figur 3 er den mest hektiske byggeperioden på 1970-80 tallet. Ut av 1157 km linjenett ble det i disse to tiårene bygget cirka 500km. Etter 1980 ble det ikke bygget mye linjenett før vi nå igjen har hatt et oppsving i byggeaktiviteten de siste 10 årene, hvor det har vært bygd ca. 170km linjer. Spesielt Elma følger reinvesteringsplanen deres for regionalnettet og har bidratt til fornyingen av nettet.

De eldste kablene med i området er 33kV kabler mellom Narvik og Frydenlund på til sammen cirka 6km, disse er fra 1960. Totalt sett er det blitt lagt cirka 138 km med kabel i utredningsområdet. Det er registrert noen få meter med kabler fra før 1960, men disse er begrenset til å være 33kV kabler i forbindelse med kabelinnføringer.



Figur 4 - Lengde og byggeår for kabler i regional- og sentralnettet

I 2011 ble det lagt en ny kabel til Værøy (33 kV). Denne er på 48,4 km og som det vises på figuren 4 er denne en betydelig andel av den totale mengde kabler i nettet på ca. 138km.

Totalt sett er det bygget cirka 1360 km med overføringsnett (kabler og linjer) på spenningsnivåene 33, 66 og 132 kV.

### Nettap

Tapene i nettet framkommer som differansen mellom innmatet energimengde (produksjon i området, korrigert for utveksling mot tilgrensende nett) og uttak i transformatorstasjonene. Det har ikke vært mulig å få tak i data om hvor store tapene i nettet faktisk er. Grunnen til dette er at målepunktene er plassert i grensesnitt mellom netteiere og ikke i grensesnitt mellom regional- og distribusjon-/sentralnettet.

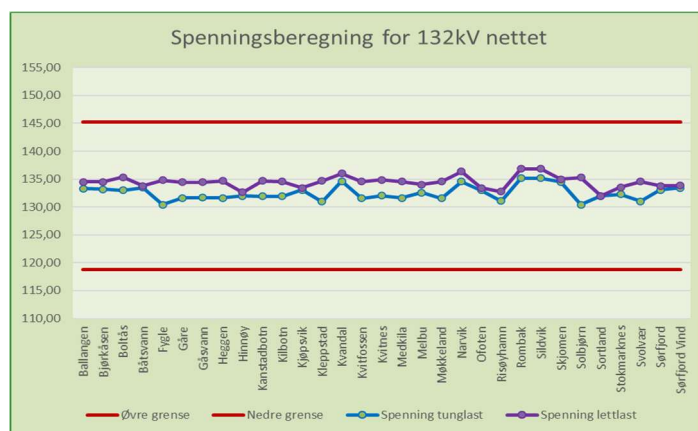
For å gjøre et anslag på tapene har man utført beregninger i Netbas. Beregningene viser at tapene i tunglast er i størrelsesorden 27 MW. Det er beregnet en brukstid for tap på 2400 timer. Anslagsvis vil en da ha et tap i regionalnettet på ca. 48 GWh pr år. Dette tilsvarer 2,6 % av overført energimengde.

Marginaltapene i tunglast for hvert lastuttak/produksjonspunkt beskriver hvor lastøkning i regionalnettet er mest sårbart/minst sårbart. En har de høyeste marginaltapene på Værøy, Andenes og Steine med hhv. 23, 17 og 16 % marginaltap. Gjennomsnittlig marginaltap for hele regionen er på 8%. Laveste marginaltap er i Narvik området med negativt marginaltap på cirka 1%. Det viser at det i dette området er mest gunstig med eksempelvis nytt lastuttak.

### Spenningsforhold

Spenningen i regionalnettet er innenfor spenningskravet i alle utvekslingspunkt i nettet ved normaldrift. Etter at Statnett i 2015 har installert reaktiv kompensering i tre trafostasjoner i utredningsområdet (Melbu, Kilbot og Sortland), har spenningen har jevnet seg ut. Det er ikke de store spenningsforskjellene som det tidligere var i 132kV nettet. Største spenningsforskjell etter at reaktiv kompensering er satt i drift, basert på NetBas beregninger, er i Møkkeland trafostasjon med 3,6% spenningsfall. Beregnet fra Kvandal trafostasjon. Dette er en vesentlig forbedring fra før den reaktive kompenseringen ble installert.

Figur 5 viser at spenningsberegningene utført gir en mer stabil spenning, og langt under grensene på +/-10% illustrert ved røde streker.



Figur 5 - Spenningsberegning 132kV feilfritt nett

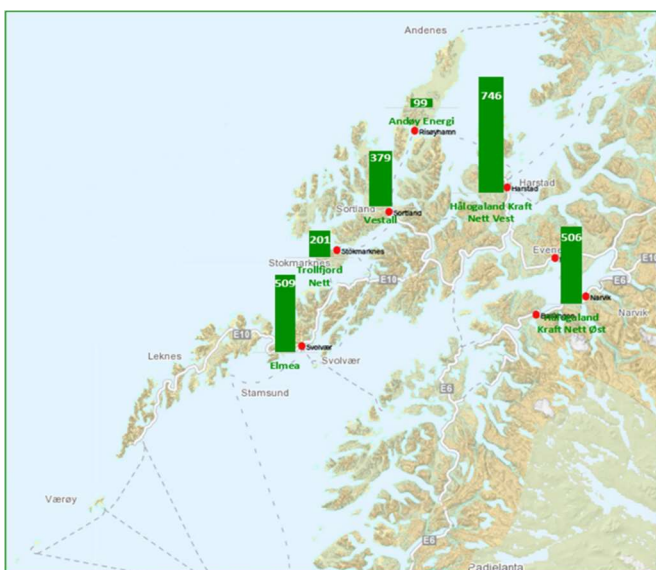


## Produksjons- og energidata

Netteierne i utredningsområdet henter ut energi både fra sentral- og regionalnettet. Alle lastuttak blir målt i grensesnittet mellom de ulike netteierne. Ved systematiseringen av lastdata har det vært, som nevnt tidligere, vanskelig å få tak i eksakte verdier for hver transformatorstasjon fordi det ikke eksisterer målinger av lastflyt i alle egne transformatorstasjoner. En har derfor vært nødt til å fordele lasten på ulike stasjoner ut fra kjennskap til lastfordelingen. For eksempel øyeblikks verdier som fremkommer i driftscentralen eller fra måleinstrumenter i stasjonene. Installert ytelse i de 47 kraftverkene i området er 807 MVA, mens maksimal vinterytelse er 518 MW.

## Energiforbruk

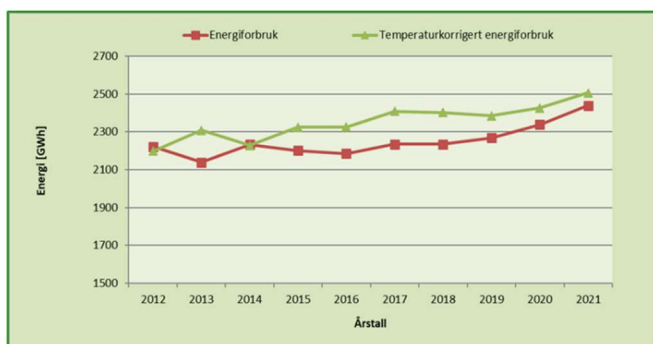
I 2019 var det totale faktiske energiuttaket i utredningsområdet 2439 GWh, hvor det største uttaket er i Harstad området med 746 GWh, etterfulgt av Lofoten området med 509 GWh og Narvikområdet med 506 GWh. Figur 6 viser faktisk energiforbruket fordelt geografisk i utredningsområdet.



Figur 6 - Geografisk fordeling av energiforbruket i GWh

Målt energiforbruk i utredningsområdet har økt fra 2221 GWh i 2012 til 2439 GWh i 2021, noe som utgjør en lineær økning på ca. 1,09% per år. Det maksimale målte forbruket for et år, ble registrert i 2021 med 2439 GWh.

Korrigeres disse verdiene for temperaturvariasjonen i området ser vi av figur 7 at forbruket økte fra 2198GWh i 2012 til 2506GWh i 2021, noe som utgjør en lineær økning på ca. 1,55% per år.



Figur 7 - Historisk utvikling av energiforbruket

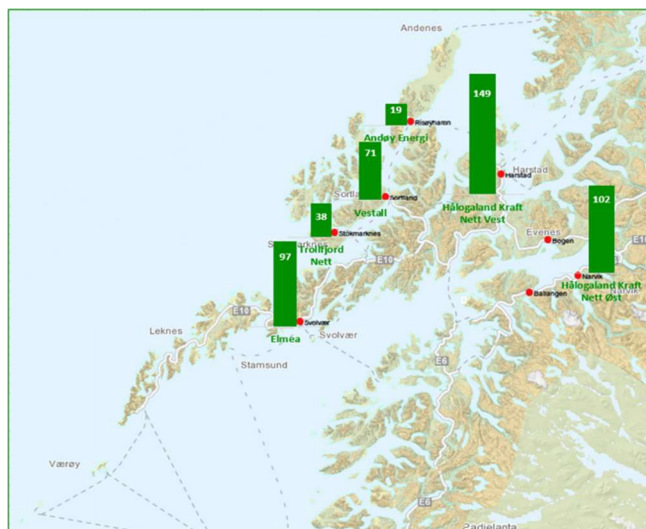
Figur 7 viser faktisk og temperaturkorrigert energiforbruk de siste 10 årene.

Totalt for hele utredningsområdet fordeler energiforbruket seg med 54 % på husholdning og 46 % på diverse næringer. Størst blant næringene er handel og tjeneste med 18% av forbruket. Deretter følger offentlige forvaltning med 14%

Det er to av trafostasjonene som har et spesielt forbruk. Den ene er Jernbaneverket sin stasjon på Rombak som har 100% handel og tjeneste. Den andre gjelder LKABs uttak i Frydenlund som har cirka 100 % industri.

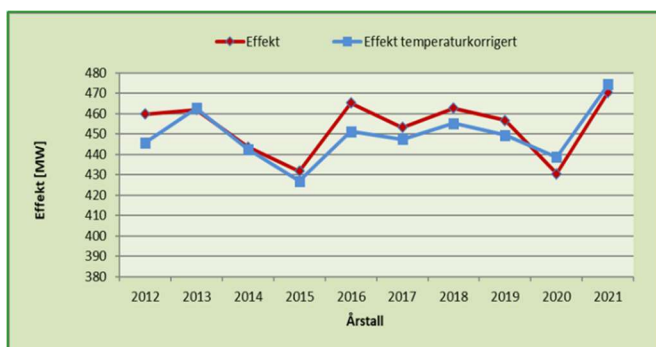
## Effektuttak

I 2021 var det totale temperaturkorrigerede effektuttaket samlet i utredningsområdet 474 MW, hvor det største uttaket er i Harstad området med 149 MW, fulgt av Narvik området med 102 MW og Lofoten området med 97MW. Figur 8 viser temperatur korrigert effektuttak geografisk i utredningsområdet.



Figur 8 - Geografisk fordeling av effektuttaket, temp kor. tall i MW

Figur 9 viser den historiske utviklingen i effektuttaket innen alminnelig forsyning den siste 10-årsperioden. Regionens høyeste effektuttak ble registrert i 2021 med 471 MW. Temperaturkorrigeres denne effekten med 2 års returtid er maksimalverdien 474 MW, og med 10års returtid 493 MW. Temperaturkorrigeret lastuttak har økt fra 460 MW i 2012 til 471 MW i 2021. Lineært er dette en økning på 2,3 %, eller 0,3 % pr år.



Figur 9 - Historisk utvikling av effektuttaket

I perioden har det vært et par dipper i effektbehovet, spesielt i 2013 til 2015. Nedgangen er da i hovedsak under Heggen trafostasjon. Dette kan tyde på at Statkraft sin varmesentral som ble satt i drift i 2012 har tatt av en del av topplasten akkurat i dette området. Dog så er reserveforsyningen for denne lasten fortsatt elektrisitet, så dersom varmesentralen er ute av drift i tunglast må nettet være dimensjonert for dette og topplasten da blir en del høyere.

De siste to årene har igjen maksimalt effektuttak økt, selv om det ikke har økt like mye som forventet i forrige KSU, men vi ser en økende akselerasjon av effekt og strømbehov i årene fremover ettersom avkarboniseringen av landet og dertil elektrifisering av både transport og havnæringen nå forventes å skyte fart.

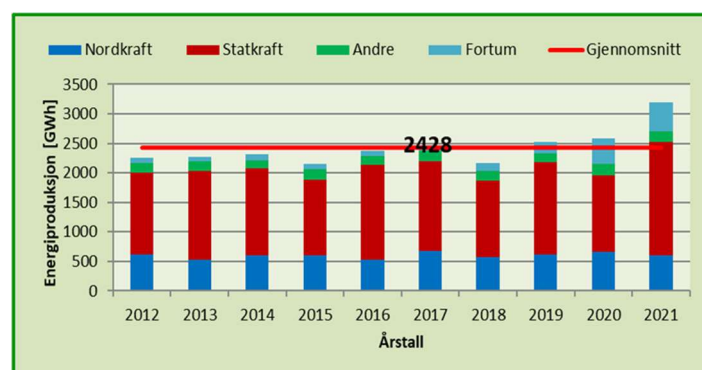
Da mange av netteierne ikke har fullstendige timesmåleverdier, er det ikke mulig å få samlet en maksimaltime for regionalnettet. Det er derfor benyttet maksimaltiden for hvert enkelt regionalnett (den maksimaltiden oppgitt fra netteier). Verdiene kan derfor være noe høyere enn dersom man hadde hatt en felles regionalnettstime for utredningsområdet, men kontrollmålinger av dette viser svært lite avvik.

## Energiproduksjon

Gjennomsnittsproduksjon de siste 10 årene har vært 2428 GWh. I 2021 var produksjonen 3192GWh. Det er en økning på 29% i siste 10års periode. Dette skyldes at det har kommet nye småkraftverk, og en betydelig utvidelse av Nygård vindkraft park, samt at i 2019 var Anstadblåheia vindkraftpark kommet i produksjon. Men nå når også Sørfjord vindkraftpark er ferdigstilt og har hatt 2021 som første fulle driftsår

har man fått et skikkelig hopp i produksjonen, noe som har ført til at 2021 er det året med desidert mest produksjon med hele 3192 GWh og lavest siste 10året er i 2015 med 2146 GWh.

Figur 10 viser den historiske utviklingen av mengden produksjon og fordelingen av denne. Statkraft er den største produsenten av kraft hvor Skjomen kraftverk står for den største andelen av produksjonen. Nordkraft Produksjon har flere større kraftverk som bidrar godt, også har Fortum kommet inn med Anstadblåheia, Sørfjord og Nygårdsfjellet vindkraft park. De resterende selskapene er samlet i "andre" posten. Dette er i hovedsak mange småkraftverk som bidrar til produksjonen.



Figur 10 - Historisk variasjon i kraftproduksjonen

Figur 11 viser hvordan energiproduksjonen i 2021 fordeler seg mellom områdene til de seks distribusjonsselskapene i utredningsområdet uavhengig av hvem som produserer energien.

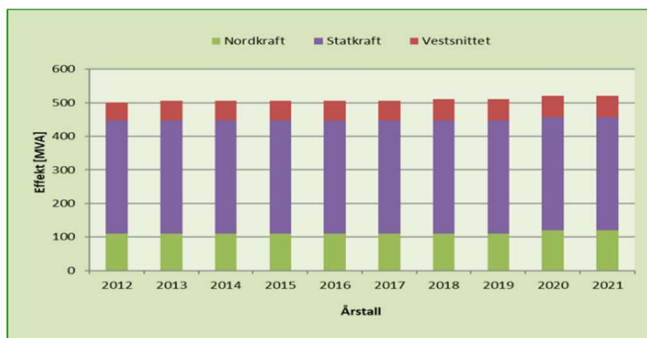


Figur 11 - Geografisk fordeling av energiproduksjonen i 2021

Som vi ser av figuren er hovedtyngdepunktet av kraftproduksjonen lokalisert i Narvik området, hvor også Statnett har 400kV sentralnett som kan frakte kraften nord/sør.

## Maksimal vinterytelse

Installert ytelse i området økte fra 638 MVA i 2012 til 809 MVA i 2021, mens maksimal vinterytelse kun har økt fra 501 MVA i 2012 til 521 MVA i 2021. Figur 12 viser historisk utvikling av fordelingen av vintereffekt mellom produsentene Nordkraft Produksjon og Statkraft, samt de andre mindre kraftprodusentene.



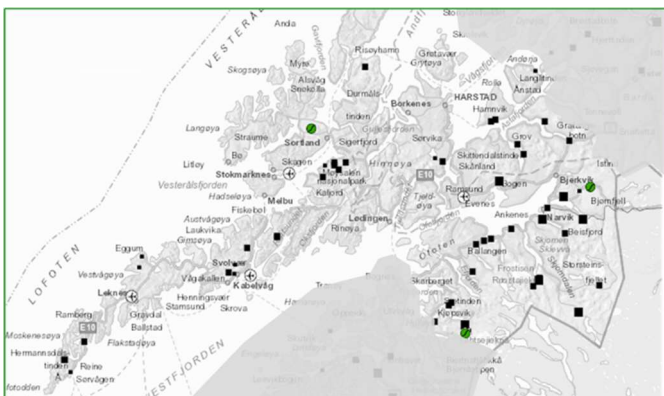
Figur 12 - Utvikling av maksimal vinterytelse i utredningsområdet

Selv om det er kommet en del kraftverk til siden 2012, har altså vintereffekten kun økt med 20MVA. Vindkraft og småkraft har liten effektstøtte, men når det nå i de seneste årene har vært realisert flere vindkraftprosjekter spredt ut over utredningsområdet vil vindkraften samlet sett få en reell vinterytelse, dette kan vurderes i neste rulling av utredningen.

Størstedelen av vinterytelsen er installert i Narvik området med 458 MVA. 63 MVA er installert i resten av området.

## Dagens produksjonsanlegg

Det er i dag 47 kraftstasjoner med til sammen 57 generatorer innenfor utredningsområdet, av disse er 13 generatorer tilknyttet regional- eller sentralnettet. De øvrige generatorene er tilknyttet distribusjonsnettet.



Figur 13 - Kraftverk i utredningsområdet [kilde: atlas.nve.no]

I figur 13 vises kart med plassering av alle kraftverkene. Kraftverk over 10MW har stor sort firkant, mellomstor sort firkant er kraftverk mellom 1-

10MW, og liten sort firkant er minikraft (under 1MW). Grønn runding er vindkraftpark.

## Kondensatorbatteri

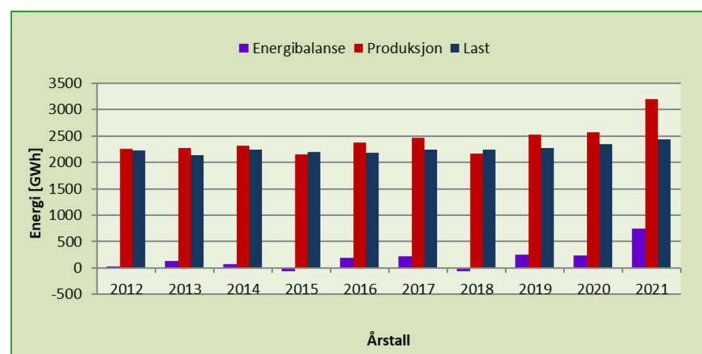
Det er installert 13 kondensatorbatterier, samt ett SVC anlegg i området. De nyeste installerte Statnett i 2015. Hvor det ble tatt i bruk to nye kondensatorbatterier i trafostasjonene Melbu og Kilbotn, hver på 20MVA, samt et SCV anlegg på Sortland på +/- 50MVA.

Totalt installert ytelse for kondensatorbatteriene i regionalnettet er på 107MVA (+/- 50MVA SVC).

## Kraftbalansen i området

Kraftbalansen framkommer som differansen mellom produksjon og forbruk i området, og kan sees på todelte; energibalanse og effektbalanse.

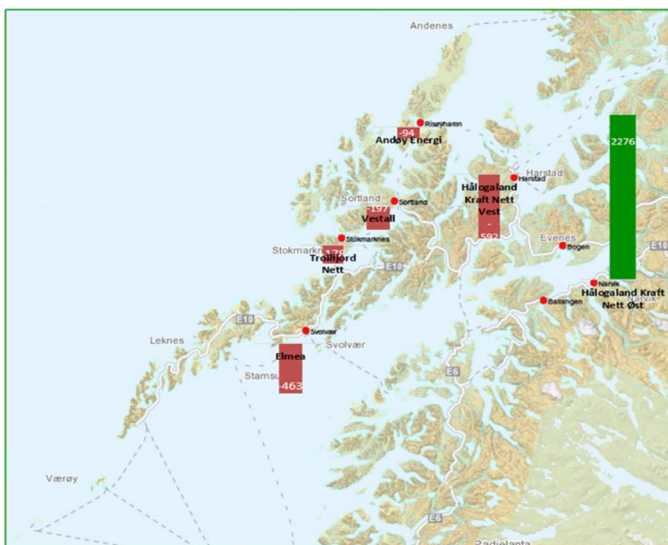
Energibalansen varierer rundt balanse der det enkelte år er underskudd og andre år overskudd. Det største overskuddsåret de siste 10 år var i 2021 med 753 GWh, mens det i 2018 var et underskudd på 67 GWh. At de siste årene har hatt et godt overskudd skyldes i stor grad at Anstadbåheia og Sørfjord vindkraftpark er satt i drift. Nå vil dette være et overskuddsområde i normalår, frem til eventuelt forbruket øker igjen. Figur 14 viser den historiske utviklingen av energibalansen de siste 10 årene.



Figur 14 - Historisk utvikling av energibalansen i utredningsområdet

I figur 15 ser vi den geografiske fordelingen av energibalansen i utredningsområdet blant netteierne. Som forventet har Nordkraft Nett desidert størst overskudd, med tanke på all produksjonen de har i området. HLK, Vesterålskraft og Lofotkraft har størst underskudd.



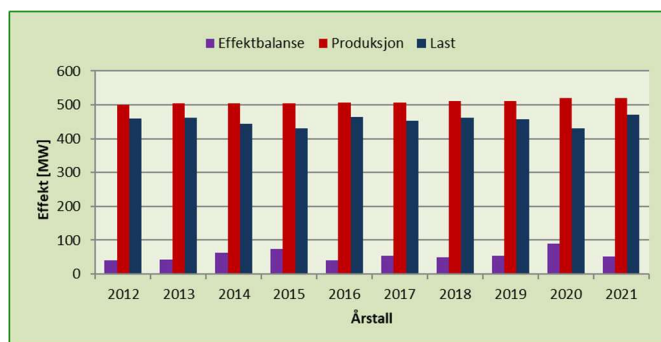


Effektbalansen i området har vært relativt stabil i området de siste 10 årene. Det har vært et jevnt overskudd hele perioden med høyest overskudd i 2020 med 91 MW. Dette vil si at utredningsområdet

Figur 15 - Energibalansen i området fordelt på de 7 områdekonesjonærene

sett under ett har en vinterytelse i sine kraftverk som overstiger maks effektuttak. Figur 16 viser den historiske utviklingen av effektbalansen de siste 10 årene.

Geografisk sett vil fordelingen av effektbalansen være relativt lik Figur 15 - Energibalansen i området fordelt på de 7 områdekonesjonærene



Figur 16 - Historisk utvikling av effektbalansen i utredningsområdet

Figur 15. Hvor Narvik området har et overskudd på 357 MW, mens Harstad, Sortland og Lofoten har størst underskudd med henholdsvis 118, 53 og 85 MW.

### Forsynings sikkerheten i området

System sikkerheten er en viktig del av forsynings sikkerheten og er systemets evne til å håndtere feilhendelser uten at det nevneverdig rammer kundene i nettet. Det viktigste kriteriet for å definere system sikkerhet er n-1 kriteriet.

Definisjonen på n-1 er i utredningen satt til å opprettholde n-1 kriteriet hvis det er mulighet for rask gjenoppretelse av full forsyning etter omkoblinger, inkludert omkoblinger i distribusjonsnettet. Med rask gjenoppretelse menes det etter omkobling innen en time.

Forsynings sikkerheten i området er varierende, men har fått økt fokus de siste årene og det er således under bedring. Statnett har investert i nye sjøkabler over Tjeldsund, og installert reaktiv kompensering flere steder i området. Dette har bidratt til en bedring av forsynings sikkerheten da dette reduserer risikoen for feil på sjøkabelen (og kapasitetsøkning).

Elmea har ferdigstilt store investeringer i regionalnettet som har pågått over tid. Disse investeringene har økt forsynings sikkerheten i Lofoten området betraktelig.

Trollfjord har ferdigstilt Stokmarknes TS og har nå full redundans på regionalnettsnivå til sitt forsyningsområde, Boltås TS ble ferdigstilt desember 2021 og har forbedret forsynings sikkerheten vesentlig i Evenes/Tjeldsund området.

Dessverre er forsynings sikkerheten i tunglast perioden på vinteren fra Statnett inn til områdekonesjonærene i det såkalte «Vestsnittet» for området svekket i periodene med tunglast. Statnett må da drifte 132kV ringene i dette nettet radielt, og en feil vil føre til avbrudd for store områder.

Statnett har fått konsesjon for reinvestering av 132kV linjen Kvandal – Kanstadbotn i 2020 og har planlagt oppstart av prosjektet i 2022. Når denne linjen er ferdig reinvestert sannsynligvis i 2024 vil kapasiteten inn i området være noe økt og forsynings sikkerheten være noe bedret, men dersom man får en vesentlig økning av lastuttaket i tunglast som følge av den pågående elektrifiseringen vil man risikere at uttaket dette vil bli en høyst midlertidig forbedring.

Statnett har tatt inn i Nettutviklingsplanen og KSU 2021 den fjerde linja inn i området med planlagt idriftsettelse 2030. Dette er et prosjekt som må prioriteres for å få bygd opp kapasitet og forsynings sikkerhet i Sørnettet, fremdrift per nå ser ikke ut til holde tidsplan 2030.

### Mulige tiltak i grensesnittet mellom konsesjonsområder og nettnivå.

Det har vært en dialog mellom netteirne og det er laget til en overordnet vurdering per potensielle tilknytning mellom konsesjonsområder/nettnivå.

Mellom HLKN og Arva er det identifisert tre mulige tiltak i grensesnittet, ingen av disse tre er per nå under planlegging for utførelse.



Mellom HLKN og Kystnett er det identifisert et mulig tiltak i grensesnittet, det er per nå ikke under planlegging for utførelse.

Mellom HLKN og Vestall ble det identifisert to tiltak i grensesnittet forrige KSU. Det ene grensesnittet ble knyttet sammen i 2021, mens det i det andre grensesnittet ikke er planlagt gjennomført tiltak per nå.

Mellom Vestall og Trollfjord Nett er det identifisert seks mulige tiltak i grensesnittet. Hvorav fem av disse er på distribusjonsnettet og ett er på regionalnettsnivå. Det er ikke kjent at noen av disse er under planlegging for utførelse per nå.

Mellom Trollfjord Nett og Elmea er det et mulig tiltak. Det er et punkt som tidligere har vært tilknyttet før, men per nå er det ikke forbindelse her.

Andøy Energi – Arva, det er ikke definert grensesnitt fra Andøy som kan kobles mot andre nettselskap, men det har tidligere vært diskutert et potensial for 132kV forbindelse mellom Senja og Andøya på regionalnettsnivå. En slik forbindelse vil uansett ikke være aktuell før man har reinvestert eksisterende 66kV regionalnett til 132kV både på Andøy og Senja.

## Driftsforhold av betydning for utnyttelse av dagens kraftsystem

Sentralnettet i utredningsområdet kalles «sørnettet», I Sørnettet er det 2 grunnleggende overordnede utfordringer som har betydning for utnyttelsen av dagens kraftsystem. Begge har vært grunnlag for fellesprosjekter mellom regionalnettseierne og Statnett, men det er ikke kommet frem til en varig løsning for noen av problemstillingene.

Kapasitet inn i vestsnittet:

Sørnettet deles gjerne inn i ulike snitt, og det mest sentrale av disse er det såkalte Vestsnittet. Vestsnittet består av de tre ledningene Kvandal-Kvitnes, Kvandal-Kanstadbotn og Ballangen-Kanstadbotn, og all forsyning til det tettest befolkede området i Nord-Norge flyter gjennom dette snittet. For tiden tilfredsstillende ikke dette nettet N-1 kravet i tunglastsituasjoner, og kapasiteten her legger begrensninger på hva som kan tillates av lastøkning bak Vestsnittet. Statnett har fått konsesjon på ny linje mellom Kvandal – Kanstadbotn. Når denne står ferdig i 2024, vil vi med forventet lastøkning tilfredsstillende N-1. Etter all sannsynlighet vil man grunnet videre lastøkning i løpet av få år igjen være kommet i en situasjon der man i tunglast ikke er innenfor N-1 dekning, utredningsansvarlig anbefaler Statnett å starte arbeidet med en fjerde linje inn i området så fort som mulig da ledetid på et slikt

prosjekt per dags dato må forventes å være 8-10 år. Lastflytanalyser for scenarioene 1 og 2 i denne KSU viser at man også lokalt vil få en flaskehals i regionalnettet fra Kvitnes mot Grovfjord/Djupvik inkludert nedtransformering i Kvitnes. Dette vil bli fort bli en investering som må gjøres før samarbeidsprosjektet med Statnett på denne linjen starter, dersom Statnett bruker 10-12 år før linjen er ferdigstilt.

Jordingsform

Sørnettet er spesielt ved at om lag 10% av nettet er kabel, og da hovedsakelig sjøkabler. Dette gir et høyt ladebidrag. Nettet har også i perioden 1995–2015 vært utsatt for høye spenninger ved fasebrudd. Det har gjentatte ganger vært gjennomført prosjekter for å forsøke å løse dette problemet. Etter at en stor del gamle anlegg er fornyet og resultatene fra Sintefstudien 2019 er implementert i driften av nettet har det ikke vært registrert fasebrudd med høye spenninger i nettet.

Statnett mener direktejording er beste løsning for systemjording i Sørnettet, og er dermed ikke enig med de andre netteierne som mener at fortsatt spolejording er den samfunnsøkonomiske beste løsning. NVE påla derfor netteierne i Sørnettet en ny utredning som ble levert i desember 2021. DSB og NVE har kommet med et svar på denne rapporten, DSB konkluderer med at Sørnettet driftes innenfor kravene som stilles i FEF, og det er mulig å bruke verktøy som er utarbeidet for innstilling av spoler i de forskjellige driftssituasjonene.

Som en aktivitet i prosjektet gjennomførte Sintef en ny analyse av nettet, der man også tok høyde for utviklingen fremover. Sintefs konklusjon var følgende:

*Sørnettet kan fortsatt drives spolejordet med de nettutvidelser og lastfremskrivninger som er antatt frem til 2040. Det er lagt til grunn at spoleinnstillingene endres i avhengighet av koblingsbildet (driftsstanser, linjerevisjoner) slik at overspenninger ved evt. fasebrudd begrenses. Endringen av spoleinnstillingene kan beregnes vha. egnede beregningsverktøy, slik det er gjort i denne rapporten.*

DSB brev av 27.06.22 beskriver blant annet følgende: «...Med de siste beregningene som er gjort i forbindelse med kraftsystemutredningen oppfatter DSB nå at Sørnettet driftes innenfor kravene som stilles i fef. Selv om det kan være problematisk å holde driften av nettet innenfor kravene som stilles i fef dersom det oppstår feil i visse koblingssituasjoner i Sørnettet...»

På bakgrunn av dette antas det at Sørnettet vil fortsette å være spolejordet fremover, men at det ved ny- og reinvesteringer legges til rette for eventuell overgang til direktejord på et senere tidspunkt.

## Gjennomførte endringer i anlegg

Det er skjedd en del endringer siden forrige KSU. Under følger en kort oppsummering av alle endringene i anleggene.

- Trollfjord Nett har bygget Stokmarknes trafostasjon, denne stasjonen deler de nå med Statnett som eier 132kV kablene lagt inn/ut av stasjonen og 132kV GIS samleskinne, grensesnitt til Trollfjord er på trafoavgangene på 132kV GIS anlegg. Trafostasjonen er bygget med 2x50MVA 132/22kV trafoer. 132kV T-avgrening inn til gamle trafostasjonen er demontert og Trollfjord har nå ingen regionalnettslinjer. Prosjektet var listet opp som P.4 i KSU 2020.
- Hålogaland Kraft Nett har bygget Boltås trafostasjon, denne stasjonen deler de nå med Statnett som eier 132kV kablene lagt inn/ut av stasjonen og 132kV GIS samleskinne, grensesnitt til HLKN er på trafoavgangene og en linjeavgang til fremtidig Ramsund 132kV oppgradert stasjon. Stasjonen er bygget med 2x30MVA 132/22kV trafoer og 1 132kV 15-150A spole. Prosjektet var listet i en del av prosjektet i P.5 KSU2020.
- Elmea har bygget ferdig Svolvær trafostasjon, det er bygget en ny 132/22/11kV trafostasjon i Svolvær, med 2x50MVA 132/11(22)kV og 1x40MVA 132/22kV trafo, inklusive blant annet nytt GIS anlegg, koblingsanlegg og bygg. Stasjonen har erstattet tidligere Mølnosen og Trollhøgda 66kV stasjoner. Prosjektet var listet som prosjekt P.1 i KSU 2020.
- Elmea har bygget ferdig Kleppstad trafostasjon, her er det bygget en ny 132/22kV trafostasjon på Kleppstad til erstatning for den tidligere 66kV stasjonen. Her er det installert en 132/22kV transformator. Prosjektet var listet opp som prosjekt P.2 i KSU 2020.
- Elmea har ferdigstilt linjebygging mellom Fygle og Solbjørn, her er det bygget en ca. 26km 132kV linje, med FEAL 120. Linjen erstatter dagens 66kV linje. Prosjektet var listet opp som prosjekt P.3 i KSU 2020.
- Elmea har ferdigstilt et trafoskifte i Solbjørn TS. På grunn av de nye investeringene i

Lofoten og utskifting av 66kV nettet til 132kV er det satt inn en ny 132/22kV 35MVA trafo og en 132/33kV 35MVA trafo til forsyning av 33kV videre til Værøy TS. Prosjektet var listet opp som prosjekt P.8 i KSU 2020.

- Vestall har gjennomført utskifting av trafo i Sortlandssund TS, hvor kapasiteten på trafoen er økt, og man har fått trafoer som er spenningstilpasset regionalnettet.
- Sørfjord Vindkraftpark er ferdigstilt og mater nå inn via Kjøpsvik mot Ballangen.

## Igangsatte prosjekt

- Hålogaland Kraft Nett har konsesjonssøkt ny Lødingen TS i et samarbeid med Statnett og startet samtidig med detaljprosjektering og anbudsprosesser, forventet ferdigstillelse er Q4 2024.
- Statnett har startet opp reinvesteringen av 132kV linjen Kvandal-Boltås-Kanstadbotn. Steg 1 med nye endemaster inn mot Boltås trafostasjon ble utført høsten 2021. Forventes endelig ferdigstilt i 2024
- Statnett legger ny sjøkabel over Hadsselfjorden.
- I Narvik TS installeres ny transformator 132/33kV 100MVA til erstatning for dagens 50 MVA, samt at det gjøres oppgraderinger i anlegget.

## Omfang av infrastruktur for ulike energibærere

I tabellen under er det gitt en oversikt over infrastrukturen for ulike energibærere

Sted	Omfang	Varme leveranse	Ytelse
Harstad	Harstad sentrum	40-50GWh	8,5 MW biokjel 2x16MW gass
Borkenes (Kværfjord)	Småindustri, kommunale bygninger, boliger	4-5GWh	1,2MW elkjele 2x1,2MW olje
Myre (Øksnes)		1,8 GWh	1,52 MW Varmepumpe sjø
Sortland		9,5 GWh	2,5 MW Elkjele og varmepumpe sjø 2x0,8MW olje

### Bioenergi:

I 2014 satte Statkraft i drift en større fjernvarmesentral i Harstad. Denne bruker lokal skogsflis som hoved energikilde. Utover dette er det privat produksjon eller mindre næringsproduksjon av vedbrensel som er hovedforbrukerne av bioenergi.

### Olje:

Olje som fyringsmiddel for varme benyttes i begrenset omfang på Borkenes, Myre og Sortland. Effektbehovet er ventet å øke på Sortland, da anlegget nærmer seg kapasitetsgrensen. Omfanget

av utbyggingen og hvilken energikilde det skal brukes er ukjent.

Gass:

Statkraft har et stort gassanlegg i Harstad som til sammen har en installert effekt på 16MW. Dette anlegget produserer topp-/spisslasten i fjernvarmeanlegget som i hovedsak fyres via biokjele. Ellers i utredningsområdet er det først og fremst, med unntak av noe småindustri, snakk om LPG-gasser som brukes og distribueres som flaske- eller tankgass. Mye av flaskegassen er via bensinstasjoner og ulike lokale industriforhandlere.

### Forbrukerfleksibilitet

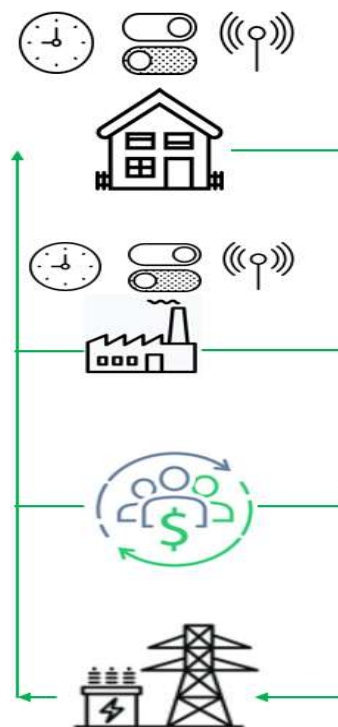
Forbrukerfleksibilitet har fått økt fokus generelt, spesielt ute i Europa hvor en økende grad av fornybar produksjon må inn på nettet. Den fornybare produksjonen i form av solceller og vindkraft er ikke like forutsigbar som tradisjonell vannkraft eller karbonbasert produksjon, noe som gir mindre fleksibilitet for den sentrale produksjonen, som igjen da må kompenseres med økt fleksibilitet hos forbrukerne.

Det er i dag liten forbrukerfleksibilitet i utredningsområdet med særs få plusskunder, lite uprioritert kraft. Forbrukerfleksibiliteten er i dag knyttet opp til fjernvarme for næring og større bygninger i enkelte lokale områder, eventuelt bruk av gass/ved/olje/pellets o.l. for mindre kunder i stedet for el-varme. Nettbransjen er i endring, ny teknologi og digitalisering åpner opp for nye produkter og tjenester. Dette gir muligheter for innovasjon i bransjen og spesielt innenfor forbrukerfleksibilitet.

I dag ser vi at flere nettselskap deltar i utviklingsprosjekter hvor målet blant annet er å benytte forbrukerfleksibilitet til å styre laster i nettet. Eksempel på et slikt prosjekt, hvor en av partnerne i prosjektet tilhører utredningsområdet, er GIFT. GIFT «Geographical Islands FlexibilitTy» er et EU-prosjekt hvor målet er å teste ut ulike energisystemer og miljøvennlige løsninger for mer ren energi. Prosjektet skal teste ut ulike energisystemer og miljøvennlige løsninger for å kunne ta de i bruk på andre øyer i Europa som har begrenset tilgang på energi og hvor mye av energiproduksjon utføres med fossilt brensel. Harstad (Grytøya) og den italienske øya Procida utenfor Napoli er med i prosjektet.

I GIFT-prosjektet er følgende fleksibilitetsform skissert:

Fleksibilitet i strømmettet kan oppnås ved at forbruker (**Consumer**) kobler ut utvalgte strømforbrukere/forbrukskilder i en gitt periode på døgnet. Den frigitte kapasiteten danner da en fleksibilitet for å jevne ut forbrukstopper i nettet og frigi energi for andre forbrukere.



gå rundt å tenke på.

Kunden som bruker går da fra å være en Consumer til å bli en «plusskunde» (**Prosumer**) som i tillegg til å forbruke også bidrar inn på nettet med fleksibilitet.

Denne fleksibiliteten vil kunden som prosumer kunne selge og få betalt for. Dette skjer automatisert og er ikke noe kunden må

Dette bidrar til lokal samfunnsutvikling da eksisterende nett vil være i stand til å håndtere flere nye forbrukere uten store investeringer i nettet som igjen vil påvirke prisen på nettleien.

Figur 17 viser forbrukerfleksibilitet visualisert i praksis i nettet.

I følge Statnetts rapport om «Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet 2018-2040» er det et stort teknisk potensial for forbrukerfleksibilitet i Norden. Spesielt AMS og smarthusteknologi vil gjøre det lettere for husholdninger å tilpasse seg kraftprisene og bruke strømmen smartere. Større næringsbygg har også potensial til å styre ventilasjon og kjøling etter variasjon i kraftpris kombinert med effekttariffer.

Små forbrukere har god stort potensial til å være fleksible. For vanlige husholdninger er det mange måter å skyve forbruket ut over dagen. Eksempelvis:

- Varmtvannsberedere
- Varme- og panelovner
- Varmepumper
- Smart elbil hjemme ladning (ladning og utladning)
- Ventilasjon
- Generell smarthusteknologi

Dette krever god prisinformasjon til forbrukerne, en situasjon som forventes å bedres nå som AMS utbyggingen er ferdigstilt.

Fleksibilitet demper prisvariasjonen, men mer fleksibilitet kan komme til syne gjennom endret forbruksprofiler. Dette er tiltak som forventes å være implisitt forbrukerfleksibilitet, som betyr at de responderer på markedssignaler etter at markedssituasjonen er klarert, og har derfor ikke en direkte påvirkning på spotprisene.

Videre i rapporten til Statnett beskrives forbrukerfleksibilitet seg som best evnet til å jevne ut døgnvariasjoner. Kraftsystemutvalget tror at man i område 20 vil se lite endringer i effektuttaket i maks tunglast, hvor det ofte er veldig kaldt over mange dager. Noe som gjøre at har liten nytte av døgnutjevningsforbruket.

Nytten av å bygge vekk flaskehalsen internt i Norge eller mot utlandet er avhengig av prisforskjeller mellom prisområdene. Det er en klar sammenheng mellom prisforskjeller og prisvolatilitet. Altså vil økt volatilitet isolert sett føre til større prisforskjeller. Mer fleksibilitet demper volatiliteten, men senker ikke nødvendigvis nytten av nettførsterkninger betydelig.

Det er sett på forbrukerfleksibilitet i Sørnettet i [17] «Vurdering av alternative nettstrategier i Sørnettet – En samfunnsøkonomisk analyse» og i [18] «Lastprognoser for sørnettet» SINTEF Energi AS, 2020», disse rapportene konkluderer med potensialet for fleksibilitet fra 5% til 7-12% for topplasten for hvert døgn som teoretisk makspotensial.

Fra og med 15. april 2021 åpnet OED opp for at nettselskaper kan inngå avtale om tilknytning med tilknytningsvilkår om utkopling og redusert strømforsyning. Dette vil forhåpentligvis bidra til å holde nettinvesteringene nede, samt ha mulighet til raskere å få koplet fleksible forbruk til nettet.

For årets kraftsystemutredning er usikkerheten rundt forbrukerfleksibilitet og virkningene så uavklart, at det for prognoser frem mot 2041 sagt at denne ikke vil ha nevneverdig effekt på tunglastsituasjonen totalt sett for regionalnettet. Det er ingen av de identifiserte investeringene for regionalnettet som forventes å kunne unngås eller utsettes med antatt virkning av større forbrukerfleksibilitet.

Dog er det mange aktører som nå ønsker tilknytning på vilkår, i KSU 2022 er det identifisert forespørsel om laster med til sammen 212 MW som kan være aktuell for tilknytning på vilkår eller fleksibelt forbruk.



## Del 2 Fremtidig nett og produksjon



Bilde med tillatelse fra Nordkraft Produksjon

## 4 Fremtidige overføringsforhold

Det er ikke lett å spå om nettutviklingen i fremtiden, men vi prøver å løse det med å se hvilke faktorer og drivkrefter som kan tenkes å influere på nettutviklingen. En fin måte å gjøre dette på samtidig som man visuelt klarer å fremstille potensielle utviklinger i kraftbehovet, er å vise prognoserte utviklingsbaner for kraftbalansen for forskjellige scenarioer.

I denne utredningen har NVE stilt noen mer konkrete forventninger om hvordan scenarioene skal bygges opp. Grovt sett skal det være en viss grad av modenhet og realisme i tilknytningssaker i henhold til milepæler i «overordnet prosess for nettilknytning» i DNV sin «bransjenorm for nettilknytning», samt at NVE har oppdatert og forbedret tallene angående elektrifisering av transport, nå også ut utredningsperioden.

I Stortingsmelding ST 36 Energi til arbeid – langsiktig verdiskapning fra norske energiresurser [11] b beskriver energi til arbeid som en politikk for langsiktig verdiskapning fra norske energiresurser organisert som fire mål:

1. verdiskapning som gir grunnlag for arbeidsplasser i Norge
2. elektrifisering skal gjøre Norge grønnere og bedre
3. etablering av nye, lønnsomme næringer
4. videreutvikle en framtidrettet olje- og gassnæring innenfor rammene av klimamålene

Norge har inngått en klimaavtale med EU og Island om å samarbeide om å redusere klimagass utslippene i 2030 med minst 40%. sammenlignet med 1990, for å oppfylle avtalepartenes selvstendige klimamål under Parisavtalen. I praksis går samarbeidet ut på at Island og Norge deltar i alle de tre pilarene i EUs klimaregelverk for 2021- 2030 som skal sikre minst 40 pst. reduksjon i de samlede utslippene. For å nå målet om klimanøytralitet i 2050, har EU vedtatt å øke utslippsmålet for 2030 til minst 55 pst. reduksjon av nettoutslippene. Europakommisjonen vil foreslå endringer i klimaregelverket for å sikre at det er kompatibelt med EUs forsterkede mål.

I februar 2020 meldte Norge inn et forsterket klimamål for 2030 under Parisavtalen. Det forsterkede målet for 2030 er at utslippene skal reduseres med minst 50% og opp mot 55%. sammenlignet med referanseåret i 1990. Regjeringen ønsker å oppfylle det forsterkede målet sammen med EU.

I januar 2021 la regjeringen fram Meld. St. 13 (2020–2021) med regjeringens klimaplan for 2021–2030. Meldingen inneholder regjeringens politikk for å redusere kvotepliktige og ikke-kvotepliktige utslipp, samt politikk for å øke opptak av CO2 og redusere utslipp fra skog og annen areal bruk for perioden 2021-2030. Hovedvekt i meldingen ligger på reduksjoner i ikke-kvotepliktige utslipp, der Klimakur 2030 utgjør en viktig del av kunnskapsgrunnlaget. Klimaplanen skal ikke bare innfri målene for 2030, men skal ta oss et nødvendig stykke på veien til et lavutslippssamfunn i 2050.

Dette er store mål hvor elektrifisering av en rekke bransjer/sektorer skal gjøres. NVE ønsker derfor at denne utredningen skal være med på å synliggjøre konsekvensene for strømmettet og har gitt scenarioer med fokus på transportsektoren og da,

Elbiler, Hurtigladestasjoner, Lastebiler, Elbusser, Landstrøm og Elferger/Hurtigbåter. I dette utredningsområdet ser vi også at oppdrettsnæringen, og elektrifisering av kystfiskeflåten også kan være viktige faktorer i dette bildet. Elfly er ikke tatt med i rapporten, men elektrifisering av kortbanenettet, som kan være veldig aktuelt i eksempelvis Lofoten, Vesterålen, Andøy og Evenes.

Fylkeskommunene jobber med å elektrifisere fergenettet og ønsker fortløpende å få elektrifisert elfergene i området i 2025.

En mulighetsstudie om «Elektrifisering av kystfiskeflåten» [13] utført i samarbeid mellom Bellona, Siemens, Nelfo og Elektroforeningen viser et stort potensial for å elektrifisere deler av fiskeflåten i Norge.

I de påfølgende kapitlene er grunnlastutvikling basert på innsamlede data fra de ulike netteierne i området, det gjelder også kjente planer for kraftverksutbygging.

Innføring av AMS målere er lite hensyntatt, men noe i form av at det er tatt høyde for i hjemmelading av elbiler i rapporten fra NVE nevnt over. Dette med den begrunnelse av at kraftsystemutvalget per nå vurderer at effekten av disse målerne er svært usikre, da få nettselskap har kommet i gang med effekt tariffing og det er usikkerhet rundt befolkningens vilje til å endre forbruksmønster.

## Scenariobygging

I kraftbransjesammenheng er scenariobygging anerkjent som en god måte å komme frem til mulige utviklinger i nettstruktur. Vurdering av forskjellige scenarier gir oss et fremtidsbilde av mulige tenkte virkeligheter. Scenariobyggingen er derfor det forventede verktøyet som skal brukes til dette formålet i kraftsystemutredningene. I denne utredningen bruker vi en firedelt scenariobygging.

Scenariobyggingen er derfor det forventede verktøyet som skal brukes til dette formålet i kraftsystemutredningene. I årets utredning bruker vi en firedelt scenariobygging, men har endret på oppbyggingen i henhold til hvilke behov vi ser og hvilke forventninger NVE har signalisert i forventningsbrevet.

Kraftsystemutvalget har derfor valgt å ha to hovedscenarier og to delscenarier som ikke har samme grad av prognosering. Det ene hovedscenariet er i henhold til NVEs BASIS scenario (1). Dette scenariet viser utviklingen slik som kraftsystemutvalget mener er et minimum realistisk scenario basert på innmeldte punktvisse laster passert milepælen «avtale om koordinert prosjektutvikling» eller er høyst sannsynlig (høy modenhetsgrad). I den generelle lastutviklingen er det generelt satt 0% lastutvikling av ikke identifiserte tilknytninger, i tillegg til NVEs BASIS tall for elektrifisering.

Det betyr at vi ikke tar med et LAV scenariet. Da dette ville gitt en nedgang i generell forbruksutvikling, og gitt urealistisk lavt antall av tilknytningssaker. Noe vi mener ikke er representativt for fremtidens forbruksutvikling.

Hovedscenario to er i henhold til NVEs HØY scenario (2). Her har konsesjonærene meldt inn tilknytningssaker som har passert milepælen «avtale om konseptutvalgsutredning» eller er sannsynlig (middels-høy modenhetsgrad). I HØY scenario er det satt opptil 0,4% årlig forventet lastøkning i mange regionalnettpunkter som følge av ikke identifiserte tilknytninger i tillegg til NVE HØY tall for elektrifisering.

Figuren under viser DNVs, prosess for nettilknytning.



Figur 17 Overordnet prosess for nettilknytning. Ref DNV.

Drivkrefter frembringer og påvirker utviklingen i samfunnet. Drivkrefter kan være både sikre og usikre. Skillet mellom sikre og usikre drivkrefter sier ikke noe om hvordan drivkreftene påvirker, men om de påvirker. De sikre drivkreftene er de som uansett vil påvirke utviklingen. Disse drivkreftene vil alltid være virksomme i den ene eller andre retning. De usikre drivkreftene vil ha en grad av usikkerhet knyttet til seg. Man vil ikke med sikkerhet kunne avgjøre om disse kreftene vil være virksomme, men hvis de inntreffer vil de få stor betydning i den ene eller andre retning. Faktorer vil representere ulike veivalg frem mot et bestemt scenario. For årets utredning har NVE oppdaterte føringer med regionale overslag over forventede utvikling av to scenarier for elektrifisering av transportsektoren frem til 2041.

En oppsummering av kjente usikre drivkrefter og faktorer som vil kunne være avgjørende for hvilken utviklingsbane nettoutviklingen tar vises i tabell 13. I denne utredningen er det spesielt miljøpolitikken som er drivende i scenariobyggingen.

De usikre drivkreftene og faktorene har i denne utredningen ført til at vi har valgt følgende scenarier:

- 1. Hovedscenario 1 BASIS**, dette scenariet er vurdert på som en minimumsutvikling.
- 2. Hovedscenario 2 HØY**, dette scenariet er vurdert som den mest realistiske utviklingen, hvor den største usikkerheten er tidsrommet.
- 3. Fleksibilitet-/tilknytning på vilkår**, legges på hovedscenariene for å synliggjøre potensiell størrelse på dette forbruket.
- 4. Kraftkrevende industri i Narvik området.** Hovedscenariene gir oss et godt bilde av konsekvensen i nettet ved et større økt forbruk, dette delscenariet beskriver overordnet kjente planer for eksempelvis Hydrogen produksjon, batterifabrikk o.l.



## Prognoser (2021 – 2041)

### Scenario 1 – BASIS

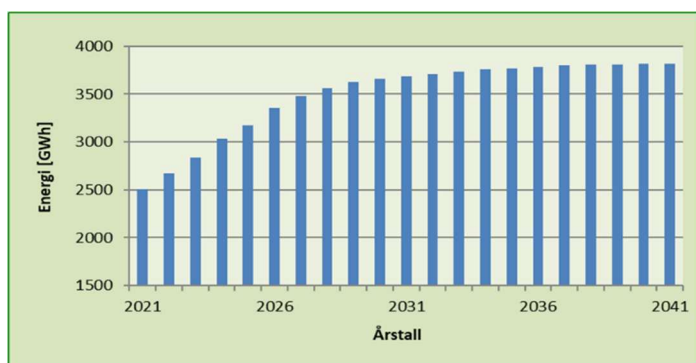
Scenario 1 tar utgangspunkt i innmeldte ønske om tilknytningsaker meldt inn av de forskjellige konsesjonærene, etter prinsippet om at den aktuelle saken har passert milepælen «avtale om koordinert prosjektutvikling» eller er høyst sannsynlig (høy modenhetsgrad). Det er som hovedregel satt 0% årlig generell utvikling, men noen høyaktivitets regionalnettspunkt har fått justert marginal økning. For elektrifisering av transport er det brukt NVEs tall BASIS tall for 2031 og 2041. I basis scenario tar man høyde for SSB statistikk for MMMM utvikling i folketall frem til 2042 i utredningsområdet som viser tilnærmet lik befolkning (-0,65% i 2042 i hht. vedleggs kapittel 6.3.2). Historisk befolkningsvekst har vært på 1,18% siste 10 årene.

Utbygging av kjente kraftverksplaner utføres. Dette innebærer at kjente småkraftverk bygges ut, i tillegg til en større oppgradering av Nygård kraftverk i Narvik kommune. Dette scenariet anses som minimum utviklings scenario i området.

#### Energiforbruk

Energiforbruket varierer mye fra stasjon til stasjon. Grunnlaget for prognosert energiforbruk er basert på innmeldte punktlastøkninger, generell forbruksutvikling og tall for elektrifisering av transport i hht. ovennevnte kriterier i scenario BASIS. Den prognostiserte veksten de første årene i perioden er høyere spesielt de første årene av utredningsperioden, dette skyldes at kjente/sikre laster kommer tidlig i perioden, usikre laster er ikke tatt med og dermed blir det få tilknytningslaster utover utredningsperioden og kurven flater utover.

Det forventes økt vekst i mange av stasjonene, Boltås er en helt ny stasjon og har derfor størst prosentvis økning. Men økningen ivaretar også Evenesmark som etter hvert skal saneres og lasten flyttes over til Boltås TS. Ellers er det forventet energiuttak blant annet i stasjoner som Dverberg, Kanstadbotn, Medkila, Kleppstad, Solbjørn, Skistua, Kvandal og Strand (Sortlandssund). Figuren 19 viser det prognoserte energiforbruket frem mot 2041.

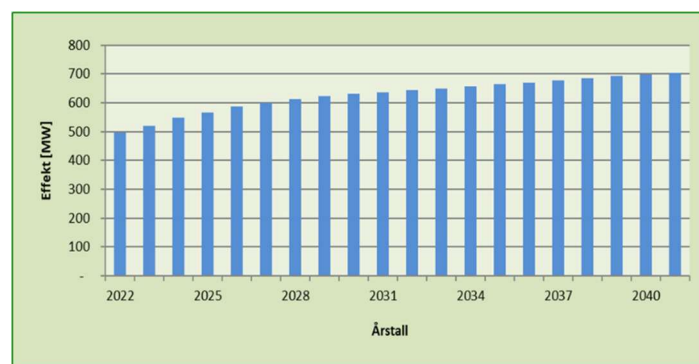


Figur 19 - Prognosert energiforbruk (Scenario 1)

Gjennomsnittlig prognose for hele området er 2,6% per år i lineær vekst. Til sammen tilsvarer det en økning på 52,4% for 20 års perioden. Det totale energiforbruket går da fra 2506GWh i 2019 til 3819 GWh 2041.

#### Effektuttak

Tilsvarende viser effektutviklingen samme trend som energiforbruket. Som trenden i energiuttaket varierer effektuttaket mye fra stasjon til stasjon, men forholdet mellom trafostasjonene gjenspeiler stasjonene som for energiforbruket. Figur 20 viser det prognoserte effektuttaket frem mot 2041.



Figur 20 - Prognosert effektuttak (Scenario 1)

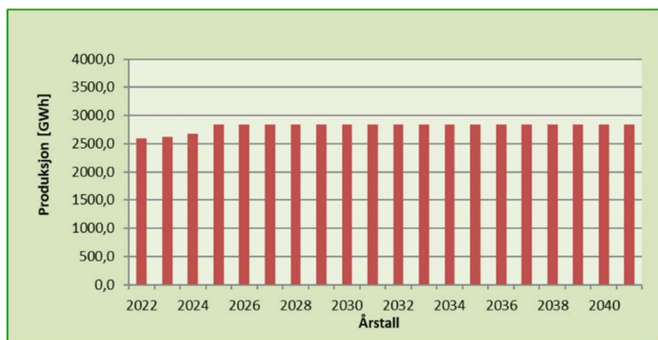
Effektuttaket forventes å øke fra 474 MW (temp.korr. med 2 års returtid) i 2021 til 704 MW i 2041. Dette tilsvarer en økning på 48,4% i perioden, eller 2,4% lineært per år.

#### Produksjon

I prognoseringen av produksjonen i alle scenarioene er det antatt at de planlagte kraftverkene vil bli etablert. Siden forrige utredning har Anstadblåheia vært i drift noen år og Sørfjord vindpark er bygd ut med forventet årsproduksjon opp mot 325GWh. Fremover nå er det kun kjente planer om småkraftverk i tillegg til at Nordkraft Produksjon har planlagt en renovering og kapasitetsøkning av magasinkraftverket Nygård kraftverk

viser en liten økning i produksjon de nærmeste årene for deretter å flate ut frem mot 2041. Dette da de større kjente vindkraftparkene er bygget og Andmyran vindpark ikke fikk forlenget konsesjonen. i løpet av 2021. Produksjonen er mest småkraftverk og vil kun øke fra cirka 2,6 TWh i 2021 til cirka 2,9 TWh i 2041.





Figur 21 - Prognosert produksjon (Alle scenarioene)

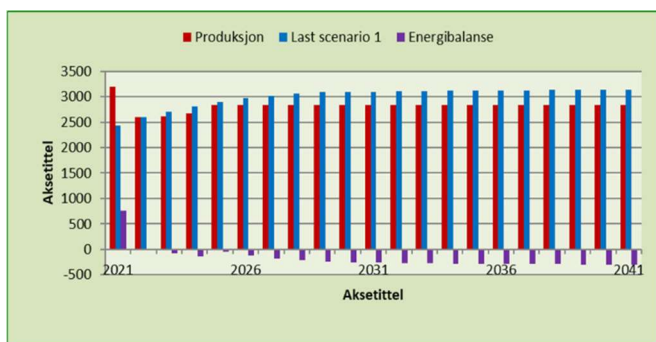
Installert ytelse vil øke fra 808 MVA i 2021 til 880 MVA i 2041 som kan sees av figuren under. Maksimal vinterytelse er i figuren markert med en blå strek og vil øke fra 521MVA til 551MVA. Denne økningen er liten på grunn av at det aller meste av planer er elvekraftverk uten magasin



Figur 22 - Installert ytelse (alle scenarioer)

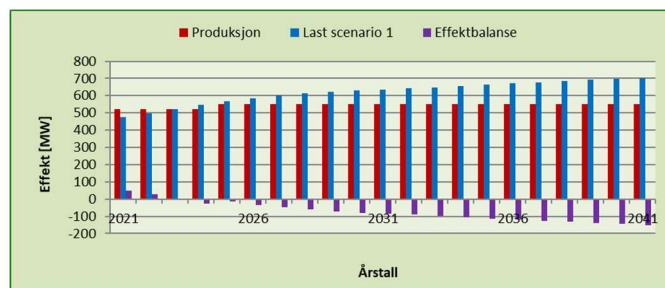
### Kraftbalanse

Som nevnt angir energibalansen hvor mye energi som i et normalår må tilføres eller fraktes ut av området. I 2021 var det et lite overskudd på 754 GWh. Figur 23 viser prognosene for energibalansen i utredningsområdet, det er forventet at overskuddet av kraft vil bli til et underskudd på ca. 300GWh. Det forutsetter at alle de planlagte kraftverkene blir realisert.



Figur 23 - Energibalanse scenario 1

Effektbalansen angir forskjellen på installert maksimal vinterytelse i kraftverkene i forhold til prognosert lastuttak. I 2021 var det overskudd på cirka 47 MW. I figur 24 ser vi at det i løpet av utredningsperioden blir til et voksende underskudd utover perioden frem til cirka 150 MW i 2041.



Figur 24 - Effektbalanse (scenario 1)

### Scenario 2 – HØY

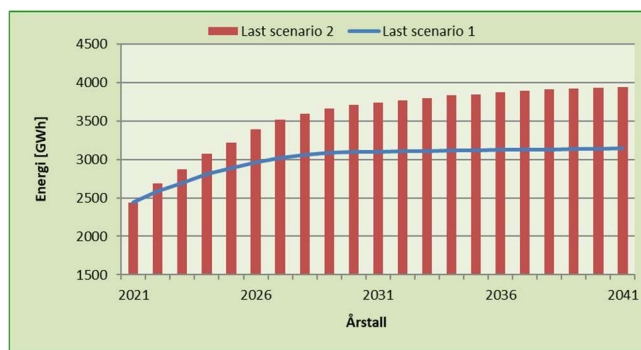
Scenario 2 tar utgangspunkt i innmeldte ønske om tilknytningsaker meldt inn av de forskjellige konsesjonærene, etter prinsippet om at den aktuelle saken har passert milepælen «avtale om konseptvalgutredning» eller er sannsynlig (middels til høy modenhetsgrad).

Det er som hovedregel satt 0,4% årlig generell utvikling, men noen lav aktivitets regionalnettpunkt har mindre, mens noen få høy aktivitets regionalnettpunkt har justert marginalt opp. For elektrifisering av transport er det brukt NVEs tall HØY tall for 2031 og 2041. I dette scenario tar man høyde for SSB statistikk for HMMH utvikling i folketall frem til 2042 i utredningsområdet som viser en stigende befolkningsvekst (6,5% i 2042 i hht. vedleggs kapittel 6.3.2). Historisk befolkningsvekst har vært på 1,18% siste 10 årene.

For produksjon/vinterytelse er det brukt samme prognose i alle scenarioene.

### Energiforbruk

I figur 25 kan man se at forventet scenario to HØY vil betydelig øke energiforbruk i regionen. Blå strek viser scenario 1 BASIS, spesielt frem til 2031 vil det



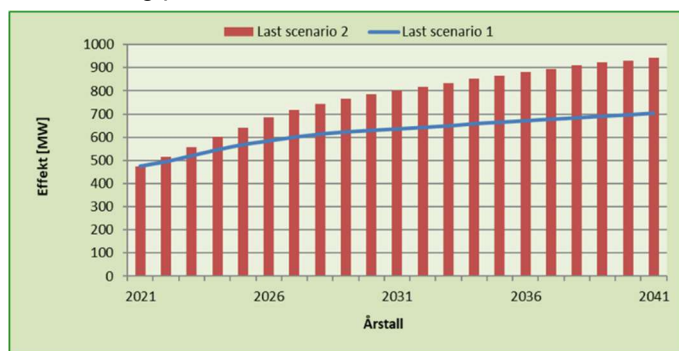
Figur 25 - Forventet lastutvikling scenario 2

være en økning på ca. 20% energiforbruk for dette scenarioet i utredningsområdet.

### Effektuttak

Prognosert effektuttak for elektrifiseringen av transportbransjen vil bli veldig lik utviklingen av energi prognosen. Dette da det er vanskelig å si noe om økt effekt og hvor stort utslag det vil gi på energibruken.

Det interessante man kan lese av figur 26 under og de prognosene for effektuttak for dette scenariet, er at uttaket vil komme opp i 940 MW i 2041. Dette er ca. 430MW økning fra dagens 474 MW i tunglast og en økning på 240 MW fra scenario 1. Dette er også en enorm økning fra scenarioene i KSU 2020, til tross for mer restriktive kriterier for innmelding av punktlaster og et eget scenario for tilknytninger på vilkår. Det interessante man kan lese av figur 26 og de prognosene for effektuttak for dette scenariet, er at uttaket vil komme opp i 660 MW i 2039. Dette er en 200MW økning fra dagens 460 MW i tunglast og en økning på 55MW fra scenario 1.

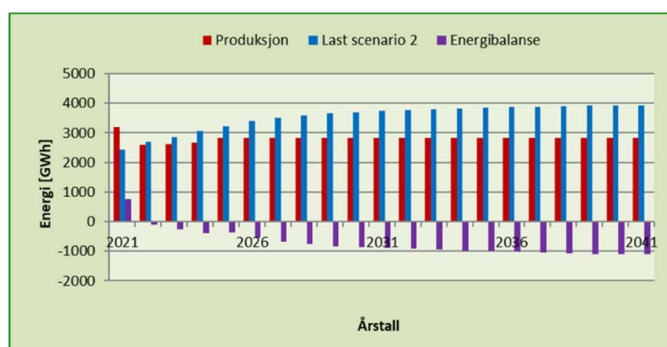


Figur 26 - Forventet effektutvikling scenario 2

### Produksjon

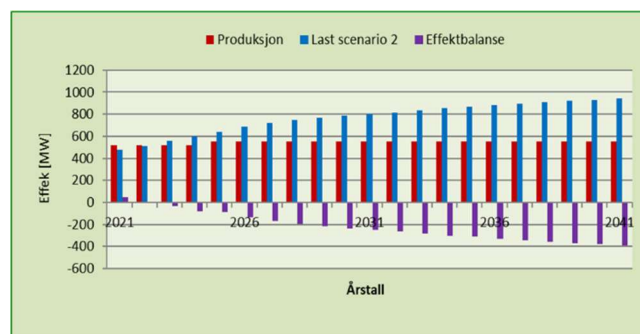
Produksjonen og installert vinterytelse er forutsatt likt i alle scenariene. Se figur 21 og 22.

### Kraftbalanse



Figur 27 - Energibalanse scenario 2

I figur 27 kan man se at scenario 2 fort går over til et større og større underskuddsområde i løpet av utredningsperioden.



Figur 28 - Effektbalanse scenario 2

Figur 28 viser at pga. antatt lav vinterytelse/ effektstøtte fra vindkraftparkene vil man gå fra å ha et lite overskudd til et underskudd på 400MW i effektbalansen.

### Scenario 3 – Flexibilitet-/tilknytning på vilkår

I dette scenarioet har vi ikke kjørt nettanalyser eller sett på kapasitet i nettet. Da dette er konkrete tilknytninger som potensielt kan inngå avtaler om tilknytning på vilkår, eller annen type fleksibilitet. Noe som gjør at lasten er mer fleksibel og kan reduseres/kobles ut i topplasttimer. Vi har identifisert tilknytningssaker hvor dette er aktuelt, noen er omsøkt Statnett andre er under planlegging. Alle har minimum en grad av modenhet som er middel til høy.

Dette scenarioet legges oppå lastgrunnlaget fra Scenario 1 og 2 for å synliggjøre potensialet, da alternativet vil være å tilknytte lastene på normale vilkår, men da må de inkluderes i scenario 1 eller 2. Prognosene for produksjon beholdes uendret. Det er heller ikke identifisert brukstid og forventet energiforbruk for tilknytningene.

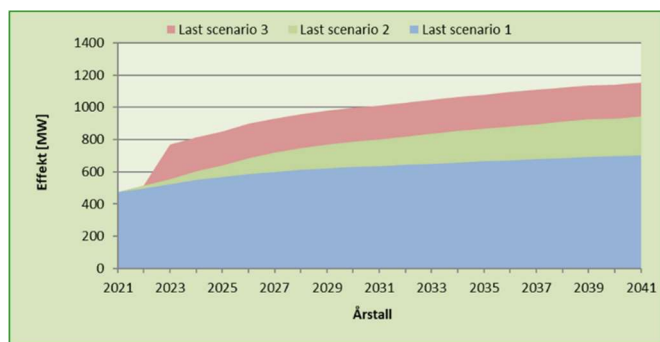
### Energiforbruk

Det er ikke gjort ytterligere vurderinger rundt energiforbruk, forskjellige type laster er meldt. Eksempelvis forventer man at datasenter/krypto har høye brukstider. Mens man ved lading av Elferge antar lave brukstider.

### Effektuttak

Dette ville gitt mange utfordringer i nettet utover utredningsperioden. Noe som vil skape utfordringer både for forsyningssikkerheten og kapasitetsproblemer i regional og sentralnettet.

Effektuttaket øker kunne potensielt ha økt til nesten 1200MW for sørnettet, dersom scenario 2 inntreffer.



Figur 29 - Forventet lastutvikling (scenario 3)

### Produksjon

Produksjonen og installert vinterytelse er forutsatt likt i alle scenariene. Se figur 21 og 22.

### Kraftbalanse

I dette scenariet vil man få økt brukstid uavhengig av topplastimen. Det vil føre til et enda større underskudd på energiforbruket i området dersom scenariet 1 eller 2 inntreffer. For effektuttaket vil man ikke få en reel endring, da lastene kan kobles bort i topplasttime. Brukstiden for nettet vil øke og man kan få raskere tilkobling og utnyttelse av nettet raskt på en samfunnsøkonomisk måte uten at det går utover øvrig kapasitet.

## Scenario 4

Høsten 2021 ble det kjent at Aker satser på grønn industri i Narvik området. Aker selv gikk ut med et aksjonærbrev i november hvor bedriftsledelsen skrev: «For å realisere planene i Narvik må det sannsynligvis investeres mer enn 50 milliarder kroner». Det skal satses på datalagringsanlegg, hydrogenfabrikk, grønn stålproduksjon og batterifabrikk.

Effektuttaket her er veldig usikker på nåværende tidspunkt, men realiseres planene kan effektbehovet til regionen blir 3-5 doblet fra dagens nivå. Noe som vil kunne føre til kapasitetsproblemer også for 420kV transmisijsnett. Sannsynligvis vil disse etableringene bli direkte kunde hos Statnett, og dermed ikke direkte virke inn i det eksisterende lokale regionalnettet.

I samarbeid med Nordkraft har Aker planer om oppstart på Kvandal i Bjerkvik i 2022, her er det gitt konsesjon fra NVE på 2x132kV kabler fra Statnett trafostasjon og ned til ny trafostasjon på industriområdet, konsesjonen er gitt med 2x100MVA trafoer, noe som tyder på et effektuttak i størrelsesorden 200+MW.

## Manglende ledig nettkapasitet til ny produksjon

### *Småkraft*

Basert på de opplysningene man har om foreliggende planer for utbygging av nye kraftverk, er ledig overføringskapasitet i de forskjellige kommunene vurdert. Det er i oversikten kun vurdert ledig kapasitet i regionalnettet. I tabell 1 er det benyttet fargekoder for å angi hvor det kan bli overlast i nettet hvis alle de nye kraftverkene blir bygd. Det er benyttet tre fargekoder:

■ Belastningsgrad < 80 %    ■ Belastningsgrad 80 - 100 %    ■ Belastningsgrad > 100 %

Det er i kommentarkolonnen beskrevet hvilke komponenter som kan bli høyt belastet dersom noen eller alle planlagte kraftverk blir realisert. I kolonnen lengst til høyre er det angitt hvilke tiltak som er planlagt, og som vil påvirke overføringskapasiteten dersom de blir gjennomført.

Vurderingen av kapasiteten er gjort ved hjelp av lastflytanalysene utført for dagens nett (Scenario 1), hvor dimensjonerende scenario er lettlast (sommer). Vurderingen tar kun høyde for regionalnett inkludert transformatorer mellom regionalnett og distribusjonsnett og fremtidige planlagt kraftverk.

For kommuner med flere potensielle innmatingspunkt mot regionalnettet er det foretatt en vektning i forhold til hvor mye potensiell småkraft som er antatt å mate mot hvilket punkt.

De siste årene har en stor andel av planene for småkraftverk blitt skrinlagt, eller ikke fått konsesjon.

Tabell 1 - Ledig kapasitet i regionalnettet for planlagt småkraft

	Kode	Kommentar	Planlagte tiltak
Andøy		Ledig kapasitet til småkraft	
Bø		Ledig kapasitet	
Evenes		Ledig kapasitet	
Flakstad		Ledig kapasitet	
Gratangen		22kV distribusjonsnett er fullt etter utbygging av Hesjeberg Utbygging av småkraftverk vil etter hvert føre til overlast på transformator (132/22 kV) i Kvandal transformatorstasjon	Utskifting av transformator i Kvandal, ny 22kV linje inn mot Gratangen
Hadsel		Ledig kapasitet	
Harstad		Ledig kapasitet	
Ibestad		Ledig kapasitet	
Kvæfjord		Ledig kapasitet	
Lødingen		Ledig kapasitet	
Moskenes		Ledig kapasitet	
Narvik		Ledig kapasitet	
Røst		Ledig kapasitet	
Sortland		Ledig kapasitet	
Tjeldsund		Ledig kapasitet	
Narvik (Tysfjord)		Sørfjord Vinkraftpark har fylt opp linjene inn mot Ballangen	Ingen planlagt, linje 132kV linje er temp.oppgradert i forbindelse med ny vindkraftpark
Vestvågøy		Ledig kapasitet	
Værøy		Ledig kapasitet	
Vågan		Ledig kapasitet	
Øksnes		Ledig kapasitet	



Ny større produksjon

Det er vanskelig å vurdere ledig kapasitet i regionalnettet på generelt grunnlag, per i dag er det få flaskehals for mellomstor produksjon, mens større produksjon kan fort få problemer med kapasiteten i sentralnettet, spesielt ny produksjon som kommer i «vestsnittet».

Per juni 2022 kjenner ikke utredningsansvarlig heller til noen planer for større produksjon, det siste vindkraftpark prosjektet på Andmyran fikk ikke fornyet konsesjonen, da det var på tur å få investeringsbeslutten. Det førte til at det ikke ble noe av vindkraftparken.

I tabell 15 er det benyttet fargekoder for antatt kapasitet i regionalnettet per kommune, for å ikke skape et feilt inntrykk av tilgjengelig kapasitet for ny større produksjon, er det tatt hensyn til at sentralnettet i «vestsnittet» har kapasitetsproblemer.

I tabell 2 er det benyttet fargekoder for antatt kapasitet i regionalnettet per kommune, for å ikke skape et feilt inntrykk av tilgjengelig kapasitet for ny større produksjon, er det tatt hensyn til at sentralnettet i «vestsnittet» har kapasitetsproblemer.

Tabell 2 - Ledig kapasitet i regionalnettet for planlagt ny større produksjon

	Kode	Kommentar	Planlagte tiltak
Andøy		Andmyran vindkraftpark er planlagt utbygget, dersom denne ikke kommer er det noe kapasitet i regionalnettet, men begrenset av 66kV spenningsnivå og flaskehals i sentralnettet "vestsnittet"	Andmyran vindpark vil utløse ny 132kV regionalnett. Eventuell annen større kraftutbygging vil sannsynligvis også gjøre det
Ballangen		Sørfjord vindkraft mater inn til Ballangen nettknutepunkt og vil fullt ut ta kapasiteten i 132kV nettet mellom Sørfjord-Kjøpsvik-Ballangen.	
Bø		Ledig kapasitet i regionalnettet, flaskehals i sentralnettet "vestsnittet"	
Evenes		Niingen kratverk mater ut av 66kV regionalnettet, lite ledig kapasitet til ytterligere større produksjon	Det er planlagt to nye trafostasjoner tilknyttet sentralnettet i området.
Flakstad		Ledig kapasitet	
Gratangen		22kV distribusjonsnett er fullt etter utbygging av Hesjeberg Utbygging av småkraftverk vil etter hvert føre til overlast på transformator (132/22 kV) i Kvandal transformatorstasjon	Utskifting av transformator i Kvandal, ny 22kV linje inn mot Gratangen
Hadsel		Ledig kapasitet i regionalnettet, flaskehals i sentralnettet "vestsnittet"	
Harstad		Ledig kapasitet i regionalnettet, flaskehals i sentralnettet "vestsnittet"	
Ibestad		Har ikke regionalnett i kommunen	
Kvæfjord		Ledig kapasitet i regionalnettet, flaskehals i sentralnettet "vestsnittet"	
Lødingen		Ledig kapasitet i regionalnettet, flaskehals i sentralnettet "vestsnittet"	
Moskenes		Ledig kapasitet i regionalnettet, flaskehals i sentralnettet "vestsnittet"	
Narvik		Ledig kapasitet	
Røst		Ledig kapasitet i regionalnettet, flaskehals i sentralnettet "vestsnittet"	
Skånland		Dårlig kapasitet i regionalnettet mot Grovfjord mater flere kraftverk ut mot Kvitnes, flaskehals i sentralnettet "vestsnittet"	
Sortland		Ledig kapasitet i regionalnettet, flaskehals i sentralnettet "vestsnittet"	
Tjeldsund		Ledig kapasitet i regionalnettet, flaskehals i sentralnettet "vestsnittet"	
Tysfjord (Nord)		Når Sørfjord vindkraftpark starter produksjonen vil regionalnettslinje Ballangen - Kjøpsvik være nær fullt belastet	Ingen planlagt, linje 132kV linje er temp.oppgradert i forbindelse med ny vindkraftpark
Vestvågøy		Ledig kapasitet i regionalnettet, flaskehals i sentralnettet "vestsnittet"	
Værøy		Ledig kapasitet i regionalnettet, flaskehals i sentralnettet "vestsnittet"	
Vågan		Ledig kapasitet i regionalnettet, flaskehals i sentralnettet "vestsnittet"	
Øksnes		Ledig kapasitet i regionalnettet, flaskehals i sentralnettet "vestsnittet"	

## 5 Tiltak og investeringsbehov

Det pågår en del investeringer i nettet i dag. Disse er ikke sett nærmere på i utredningen. Grunnen til dette er at de har gjennomgått konsesjonsvurderinger og utførelsen er igangsatt. Det er varierende grad av samfunnsøkonomiske vurderinger som er utført. For noen prosjekter har utredningsansvarlig fått varierende grad av opplysninger, og har derfor kun gjort svært enkle samfunnsøkonomiske beregninger. I enkelte prosjekter har man kun hensyntatt enkle vurderinger av samfunnsøkonomi.

Det er hver enkelt netteier sitt ansvar å utføre nødvendig analyser i forbindelse med utbygginger i de nettdelene de er eier av. Ansvar for å koordinere utbyggingene, slik at det totale nettsystemet blir utbygget til lavest mulige samfunnsøkonomiske kostnader, er tillagt utredningsansvarlig. For å kunne gjøre dette på en tilnærmet lik måte er det der det har vært mulig for prosjektene utført forenklete samfunnsøkonomiske beregninger av utredningsansvarlig. Beregningene baserer seg på innmeldte data om prosjektene hvor hver enkelt netteier har beskrevet prosjektet, alternative løsninger, investeringskostnader, forventet idriftsettelses år, eventuelle avbruddsmengder, status mm. Eventuelle taps-, KILE- og vedlikeholdskostnader er utført i en forenklet samfunnsøkonomianalyse utført av utredningsansvarlig.

I siste endring av FOE kom det inn et krav i de regionale kraftsystemutredningene om at det skal gjøres en vurdering av potensielle distribusjonsnetttiltak i grensesnittet mellom konsesjonsområder.

Totalt sett er det meldt inn 27 planlagte prosjekter i regionalnettet, dette er eksklusiv påbegynte prosjekter og Statnetts prosjekter. Dersom man forutsetter at de 27 prosjektene blir gjennomført med netteierens anbefalte utbyggingsalternativ og forventede kostnader, vil de totale nåverdi investeringskostnader havne på cirka 1 800 til 2 000 MNOK i neste 20 årsperiode for regionalnettet. Tabell 3 viser hvilke prosjekter som er under planlegging utført.

Tabell 3 - Prosjekter under planlegging

P nr:	Prosjektnavn:	Status
P.1.	Dverberg TS – Trafobytte	Prosjektering
P.2.	Lødingen TS – Ny 132/22kV stasjon	Konsesjonssøkt/detaljprosjektering
P.3.	Boltås-Ramsund 132kV linje (pakke 1)	Under utførelse
P.4.	Frydenlund spolejording 33kV	Under utredning
P.5.	Kanstadbotn TS – Utvidelse, ny trafo	Konsesjonssøknad utformes
P.6.	Ballangleira TS - Ny 132/22kV stasjon	Konsesjonssøknad utformes
P.7.	Sortland – Frøseland 1 og 2 132kV linje reinvestering	Konsesjonssøknad utformes
P.8.	Frøskland koblingsstasjon 132kV	Under utredning
P.9.	Ramsund TS – Utvidelse, oppgradering spenningsnivå	Utredet
P.10.	Risøyhamn – Dverberg	Under utredning
P.11.	Risøyhamn TS reinvestering	Under utredning
P.12.	Niingen TS – Ny 132/22kV stasjon	Konsesjon gitt 13.02.2020
P.13.	Narvik TS – Fagernes – kabel/linje	Under utredning
P.14.	Nygård/Kvandal Trafo Ny-132/22kV trafostasjon	Under utredning
P.15.	Sortlandssund – Risøyhamn, 132kV linje	Under utredning
P.16.	Frøskeland – Melrabben 1, reinvestering 66kV	Under utredning
P.17.	Ankenes TS, ny 33/22/11kV TS	Under utredning
P.18.	Skistua TS 33/11kV	Under utredning
P.19.	Sortland – Muffehus, Selnes-Sortlandssund	Under utredning
P.20.	Dverberg – Andenes, 66/132kV linje	Under utredning
P.21.	Reinvestering Grovfjord/Ibestad området (Pakke 2)	Under utredning
P.22.	Medkila TS – Ny 132/22kV stasjon	Under utredning
P.23.	Dverberg TS – Reinvestering TS	Under utredning
P.24.	Frøskeland – Reinshaugen 2 – 66/132kV linje	Under utredning
P.25.	Narvik – Frydenlund, 33kV kabler	Under utredning
P.26.	Frydenlund TS 33kV	Under utredning
P.27.	Andenes TS, ny TS 66/132/22kV	Under utredning

Tabell 4 - Statnett investerings prosjekter (NUP 2021)

<i>Prosjekt</i>	<i>Årsak</i>	<i>Forventet kostnad</i>	<i>Antatt idriftsettelse</i>
Hadsselfjorden, Fornyelse kabelanlegg	Forsyningssikkerhet	260-300 MNOK	2022
Kvandal – Kanstadbotn, ny 132kV ledning	Forsyningssikkerhet	680 MNOK	2024
Niingen TS, sammen med HLKN, (P12 RKSU 22)	Forsyningssikkerhet	Mindre stasjonsprosjekt	
Kanstadbotn TS, sammen med HLK, (P5 RKSU 22)	Forsyningssikkerhet	Stasjonsprosjekt	
Lødingen stasjon, sammen med HLKN (P2RKSU22)	Kapasitetsøkning	Mindre stasjonsprosjekt	2024
Ofo- og Rombaksfjorden Kabelprosjekt	Under planlegging	Forsyningssikkerhet	2022
132kV AIS anlegg	Fornyelse	Bryteranlegg	Før 2030
Kilbotn stasjon			Før 2030
Melbu stasjon			Før 2030
Hinnøy Sortland	Fornyelse	Kabelprosjekt	Før 2030
132kV Kvandal-Kvitnes-Kilbotn	Kapasitet	Linjeprojekt	Før 2030
132kV Kilbotn-Kanstadbotn	Kapasitet	Linjeprojekt	Før 2040
Sortland stasjon	Fornyelse	Stasjonsprosjekt	Før 2050
Hinnøy stasjon	Fornyelse	Stasjonsprosjekt	Før 2050
Ballangen stasjon	Fornyelse	Stasjonsprosjekt	Før 2050