

2022-2041

Midtre Nordland Kraftsystemutredning

Hovedrapport

Kraftsystemutredning for midtre Nordland

2021-2041

Hovedrapport

Arva AS

Forord

Den regionale kraftsystemutredningen for midtre Nordland er utarbeidet av Arva AS i nært samarbeid med anleggs- og områdekonsesjonærene samt kraftsystemutvalget i utredningsområdet.

Utredningen består av et grunnlagsdokument med vedlegg. Begge dokumentene er unntatt offentlighet etter off. loven § 13 første ledd. I tillegg er det utarbeidet et hoveddokument som er tilgjengelig for alle.

Utredningens oppbygging og innhold følger de retningslinjer som er gitt i *Forskrift om energikutredninger*, samt NVE sin veileder til kraftsystemutredninger på hjemmesiden, nve.no.

Hoveddokumentet er tilgjengelig på Internett på hjemmesiden til Arva AS, <http://www.arva.no>.

Innholdsliste

FORMÅL MED REGIONAL KRAFTSYSTEMUTREDNING	1
MÅL	1
RAMMER	1
OPPBYGGING OG OFFENTLIGGJØRING	1
UTREDNINGSOMRÅDET	1
TILBAKEBLIKK PÅ NETTUTBYGGING I OMRÅDET	2
NETTUTBYGGING I SALTEN	2
NETTUTBYGGING I NORD-SALTEN	2
DAGENS NETT	3
VALG AV SPENNINGSNIVÅ	3
UTNYTTELSESGRAD I LINJER OG KABLER	3
UTNYTTELSESGRAD I TRANSFORMATORER	3
FORSYNINGSSIKKERHET	3
TEKNISK TILSTAND	4
MÅL FOR REGIONALNETTET	4
BEDRIFTS- OG SAMFUNNSØKONOMISKE MÅL	4
MÅL FOR KRAFTSYSTEMETS TÅLEEVNE	4
MÅL FOR LEVERINGSKVALITET	4
MÅL FOR BEREDSKAP	4
MÅL FOR VEDLIKEHOLD	5
MÅL FOR MILJØET	5
ESTETIKK OG MILJØ	6
VERNEOMRÅDER	6
ENERGIFORBRUK I OMRÅDET	6
STASJONÆRT ENERGIBRUK FORDELT PÅ ENERGIBÆRERE	7
FJERNVARMENETT I BODØ KOMMUNE	7
FORBRUK AV ELEKTRISK KRAFT	7
GEOGRAFISK FORDELING	7
HISTORISK UTVIKLING	8
ALMINNELIG FORSYNING	8
FORDELING PR KUNDEGRUPPER	8
MAKSIMALT EFFEKTUTTAK I UTREDNINGSOMRÅDET	9
PRODUKSJON AV ELEKTRISK KRAFT	10
GEOGRAFISK FORDELING	10
KRAFTBALANSE	11
ENERGI	11
EFFEKT	11
UTVIKLING I FORBRUK OG PRODUKSJON AV ELEKTRISK KRAFT	11
FORBRUKSUTVIKLING	11
PRODUKSJONSUTVIKLING	12
PROGNOSERT ENERGI- OG EFFEKTBALANSE	13

SCENARIER	13
BASIS	14
HØY	14
INVESTERINGSBEHOV	15
UTREDNING OG TILTAKSPORTEFØLJE	16

Formål med regional kraftsystemutredning

Ordningen med kraftsystemutredninger ble formelt etablert i forskrift om energiutredninger av 1.1.2003. Regional kraftsystemutredning er en videreføring av ordningen med regional kraftsystemplanlegging som ble etablert av NVE 1.1.1988 i samarbeid med kraftforsyningen i Norge.

Utredningsarbeidet er organisert og inndelt i 18 utredningsområder, hvorav 17 regionale og 1 for transmisjonsnett. I hvert område har NVE utpekt et utredningsansvarlig selskap som har ansvaret for koordinering av arbeidet og utarbeidelse/revisjon av kraftsystemutredningen.

Av Energilovens forskrift går det fram at regional kraftsystemutredning er et felles ansvar for alle som har eller søker om anleggskonsesjon (> 22 kV). Regionale kraftsystemutredninger skal legges til grunn i forbindelse med behandling av søknader om konsesjon for elektriske anlegg.

Mål

Kraftsystemutredningen skal fremme kostnadseffektiv utbygging og drift av energisystemet i Norge. Utredningen skal omfatte produksjon, overføring, distribusjon og bruk av energi innen et avgrenset område.

Rammer

Rammene for kraftsystemutredningen er gitt av *Forskrift om energiutredninger* med utfyllende veiledning gitt av NVE på deres hjemmesider, nve.no.

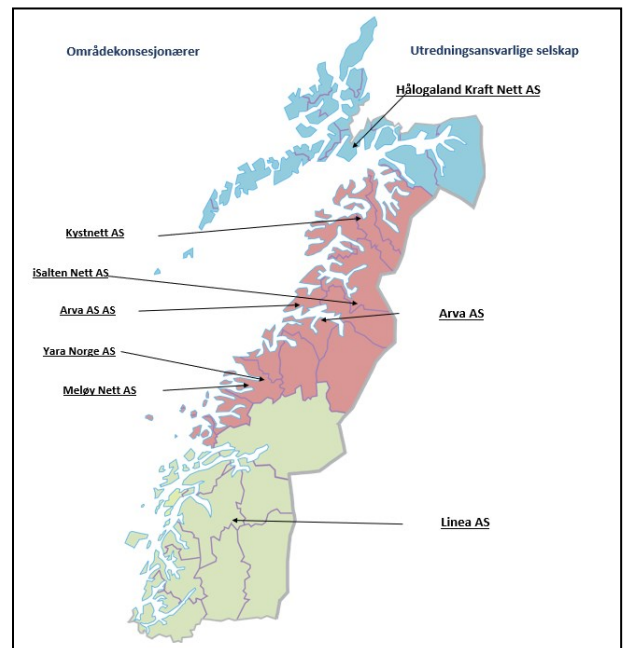
Oppbygging og offentliggjøring

Kraftsystemutredningen er utarbeidet i to dokument: En *hovedrapport* som er åpent tilgjengelig for alle, og en *grunnlagsrapport* som er unntatt offentlighet etter Off. loven § 5a. NVE oppfordrer alle utredningsansvarlige selskap å legge den åpne delen ut på selskapets hjemmeside, og denne utredningen er lagt ut på hjemmesiden til Arva AS, <http://www.arva.no>. Link til denne utredningen kan også finnes på hjemmesiden til NVE, nve.no.

Utredningsområdet

Utredningsområdet er markert med rød farge på kartet i Figur 1 til høyre.

Utredningsområdet er inndelt i to separate regioner: Salten og Nord-Salten. I Nord-Salten sørger Kystnett AS (Kystnett) for overføring og distribusjon av elektrisk kraft. I Salten er det en rekke selskaper som produserer og overfører elektrisk energi. Arva AS (Arva) eier og driver det meste av regionalnettet i området. Regionalnettene i Nord-Salten og Salten, er ikke direkte sammenkoblet og fungerer i praksis som to adskilte nettområder.



Figur 1: Arva AS er regional utredningsansvarlig for midtre Nordland. Totalt 5 selskaper har områdekonsesjon i dette området. I nordre del av Nordland og Sør-Troms er Hålogaland Kraft Nett regional utredningsansvarlig, mens Linea har tilsvarende oppgave i den sørlige delen.

Utredningsområdet grenser horisontalt i nord mot nordre Nordland og Sør-Troms, og i sør mot Helgeland. Vertikalt grenser området til transmisjonsnett, hvor Statnett er utredningsansvarlig.

Tilbakeblikk på nettutbygging i området

Nettutbyggingen i utredningsområdet startet med små isolerte nett i tilknytning til vannkraftproduksjon. Etter hvert som størrelsen på kraftverkene økte, oppstod et behov for samkjøring av de ulike nettene med sikte på å fremføre kraften til nye kunder.

Nettutbygging i Salten

Før krigen tok kraftforsyningen stort sett sikte på å dekke det lokale behovet til industri, lys mv. Linjeutbygging for å samkjøre kraftverkene var ikke aktuelt.

Salten Kraftsamband (SKS) ble stiftet i 1956 med det formål å få til en bedre samkjøring av kraftverkene i Salten.

De første linjene ble bygget i 1953 i tilknytning til Oldereid kraftverk. I forbindelse med utbygging av Daja kraftverk ble det i 1958 bygget linjer i indre Salten.

Neste trinn var sammenknytning av linjenettet fra Daja og Oldereid kraftverk, og samkjøring av forsyningen av Bodø, Fauske og Saltdal.

Nedover langs kysten ble flere små kraftverk bygget etter krigen, mange med hjelp fra stønadsordningen for elforsyningen som ble etablert i 1938.

Allerede i 1920 ble Glomfjord kraftverk bygget. I 1947 etablerte Norsk Hydro en ammoniakk- og fullgjødsels fabrikk på stedet. I den forbindelse utvidet Statskraftverkene produksjonskapasiteten i Glomfjord kraftverk. For å dekke det stadig stigende kraftbehovet gikk Hydro, Sjøfossen Kraftlag og Salten Kraftsamband sammen om utbygging av Sundsfjord- og Forsåvassdragene. Sundsfjord kraftverk ble satt i drift i 1960.

I 1963 ble kraftverket utvidet og samtidig ble Forså kraftverk satt i drift. I forbindelse med disse kraftutbyggingene bygget Hydro en linje til Glomfjord, mens SKS bygget linjen til Salten.

Elkem bygget i 1968 og 1970 ut Siso kraftverk for forsyningen av sitt smelteverk (Salten verk). For å knytte denne kraftstasjonen sammen med resten av nettet ble det bygd linjer og stasjoner som knyttet Elkems nett med nettet fra Sundsfjord kraftverk.

I 1968/1969 bygget Meløy Kommunale Elverk og Rødøy-Lurøy Kraftverk linjer og stasjoner som knyttet deres lokale nett sammen.

Fra Rødøy-Lurøy ble det i 1974 bygd en ny linje mot Rana som knyttet nettet i Salten sammen med overføringsnettet i Helgeland.

Med bygging av linjen til Helgeland var hele Salten knyttet sammen i ett sammenhengende nett – fra kraftverkene i Sulitjelma og Siso i nord til Sjøna i sør.

I 1989 fikk området sin første tilknytning til overliggende nett, da Statnett i forbindelse med utbyggingen av Kobbelv kraftverk etablerte Salten transformatorstasjon i Sørfold.

I 2017 ble den andre tilknytningen til overliggende nett etablert, da linjen mellom Svartisen transformatorstasjon og Halså transformatorstasjon ble fullført.

Nettutbygging i Nord-Salten

Før Rekvatn Kraftverk ble idriftsatt i 1953, bestod linjenettet av små lokale nett, uten mulighet for samkjøring. Etter utbyggingen av Rekvatn kraftverk startet byggingen av linjenettet for fullt, og det ble bygget linjer fra kraftstasjonen til Steigen.

I 1955 ble en linje bygget sørover fra Rekvatn Kraftstasjon til nye områder i Sørfold kommune.

Allerede i 1920 ble det bygget en kraftstasjon i Sørfjord, for forsyning av kraft til NPC (Nordland Portland Cementfabrikk, senere Norcem). På grunn av høy byggeaktivitet etter krigen økte bedriftens behov for kraft. I 1960 ble det fremforhandlet en avtale mellom NPC og Nord-Salten Kraftlag om kjøp av kraft fra kraftlaget. For å overføre tilstrekkelige mengder kraft, måtte NSK bygge en ny linje til Kjøpsvik. Denne linjen stod ferdig i 1963.

I 1980-83 bygget kraftlaget linje fra Rekvatn Kraftstasjon (Falkelv) til Steigen, og ringforbindelsen i Steigen ble fullført i 1992.

I 1980 ble linjen mellom Ballangen og Kjøpsvik bygget. Nord-Salten ble dermed tilknyttet samkjøringens nett.

I 2021 ble Kobbvatnet trafostasjon etablert, og nettet i Nord-Salten fikk endelig en direkte tilknytning til transmisjonsnettet.

Dagens nett

Dagens regionalnett er delt i to adskilte nettdeler, eid av Arva i sør og Kystnett i nord.

De største påkjenningene i Salten-nettet oppstår om sommeren når kraftprisen er så lav at kraftverkene stoppes. Da må all kraft hentes fra transmisjonsnettet i Salten transformatorstasjon eller fra Helgelandskraft sitt nett i Sjøna kraftstasjon.

I perioder med liten lokal last og stor produksjon, vil Salten transformatorstasjon være en flaskehals. Produksjonen i området må da reguleres ned.



I Nord-Salten er man avhengig av lokal produksjon for å unngå for lav spenning i perioder med høyt forbruk. Etter etableringen av Kobbvatnet trafostasjon og tilknytning til transmisjonsnettet, er området blitt mindre avhengig av lokal produksjon.

Valg av spenningsnivå

Gjeldende spenningsnivå er historisk valgt ut fra behov for transport av elektrisk energi til alminnelig forbruk, industri og ikke minst hensynet til de rike kraftressursene. Utredningsområdet var lenge "øyer" i det norske kraftsystemet, selvforsynt med elektrisk energi også til kraftkrevende industribedrifter som Yara Glomfjord, Elkem Salten og Norcem.

I Salten var det betydelig tvil om hvilke spenningsnivå nettet skulle bygges ut på. Økende etterspørsel etter strøm i Bodø og etablering av Salten Verk i 1968 avklarte langt på vei dette spørsmålet.

I Nord-Salten har det helt til det siste vært diskusjoner om hvilket spenningsnivå man skal bygge ut nettet på i fremtiden. Noen strekninger er høyt belastet i perioder og det har derfor blitt gjennomført flere analyser for å vurdere spenningsnivå og tvversnitt.

Utnyttelsesgrad i linjer og kabler

I normal tunglast i Salten er linjen mellom Sjønstå og Valljord høyst belastet. Denne linjen vil kunne bli overbelastet i situasjoner med høy produksjon i

Sulitjelma og liten last i Bodø. Ved høy last og lav produksjon vil linjene Siso – Valljord, Sjønstå – Fauske og Hopen – Valljord kunne bli høyt belastet ved feil i nettet.

I normal drift er nettet i Nord-Salten forsynt fra transmisjonsnettet via Kobbvatnet trafostasjon, og ingen forbindelser vil være spesielt høyt belastet.

Det har vært stor interesse for å bygge ut småkraftverk og vindkraftverk i området, men lave kraftpriser har ført til at interessen har minket. De mest lønnsomme utbyggingene er allerede gjennomført, der de største etableringene har vært Sørfjord vindkraftverk i Nord-Salten og Storå og Smibelg kraftverk i Salten.

Utnyttelsesgrad i transformatorer

I Salten er det transformatorene på Bodøhalvøya som får størst påkjenning. Det er utarbeidet en konseptvalgutredning for forsyningen på Bodøhalvøya, der man har lagt en plan for oppgradering av nettet for å møte det fremtidige behovet. I tillegg er det behov for å øke trafokapasiteten i Hopen og Valljord trafostasjoner.

I Nord-Salten vil transformatoren på Drag bli høyt belastet i tunglast. Det er også relativ høy belastning i Both og Kjøpsvik trafostasjoner. Det er prosjekter under planlegging for å utbedre dette.

Kraftverkstransformatorer er dimensjonert etter generatoren i kraftverket, og er følgelig høyt belastet ved maksimal produksjon. Belastningen på disse vil imidlertid ikke økes med mindre det den installerte ytelsen i stasjonen blir utvidet.

Forsyningssikkerhet

N-1 kriteriet er et mål på hvor god forsyningssikkerheten er i et område. Med N-1 menes det at man skal tåle en feil på en komponent i regionalnettet uten at dette medfører lengre strømavbrudd. Dette innebærer at man ved hjelp av omkoblinger i underliggende nett og lokal produksjon kan gjenopprette strømforsyningen innen rimelig tid.

I midtre Nordland er forsyningssikkerheten jevnt over god. Per i dag er det kun 4 punkter som ikke har fullverdig N-1, der 3 av disse punktene ligger i Salten og ett i Nord-Salten. For de fleste av disse punktene er det snakk om kun en liten tid av året man ikke vil ha fullverdig reserve. Det jobbes med

ulike tiltak for de mest kritiske punktene som mangler N-1.

Teknisk tilstand

Det er utført omfattende tilstandskontroll på de eldste linjene bygd først på 50-tallet. Generelt kan det se ut som at teknisk levetid er rundt 60-75 år for luftlinjer i området. Gode komponenter i luftlinjene beholdes, mens slitte og dårlige komponenter skiftes. Trestolpene ser ut til å ha svært variabel

levetid. Sannsynligvis på grunn av ulik kvalitet på montasjetidspunktet. På enkelte utsatt steder er det også registrert stor slitasje på oppheng og lineklemmer, som har ført til jordfeil og i noen tilfeller mastebrann.

På krafttransformatorene tas det jevnlig oljeprøver som viser tilfredsstillende tilstandsverdier.

Tilstanden på kraftverkene anses som god.

Mål for regionalnettet

Utgangspunktet for utbygging av nettet er at nettet skal tilfredsstillende de krav som samfunnet til enhver tid stiller. Disse kravene er nedfelt som målformuleringer. Utgangspunktet for målformuleringene er ofte lover og forskrifter vedtatt av Storting eller NVE.

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 overordnede samfunnsmessige hensyn.

Det overordnede målet i utredningsområdet er en langsiktig kostnadseffektiv utvikling av nettet, som ivaretar krav til kapasitet, leveringskvalitet, miljømessige forhold og en tilfredsstillende avkastning på investert kapital.

Bedrifts- og samfunnsøkonomiske mål

I området stiller aktørene krav om at nettprosjektene først og fremst skal være samfunnsøkonomisk lønnsomme. Økt fokus på effektivisering og avkastning har ført til at det stilles strengere krav til bedriftsøkonomisk lønnsomhet.

Mål for kraftsystemets tåleevne

Kraftsystemet dimensjoneres ut fra gjeldende forskrifter og normer, samt samfunnsøkonomiske beregninger med hensyn til kapasitet og spenningsnivå.

I enkelte deler av områder stilles det spesifikke krav til temperaturgrenser (nedre) og islaster.

Mål for leveringskvalitet

Definisjoner

Leveringskvalitet er et samlebegrep på produktet elektrisk energi, og omfatter spenningskvalitet og leveringspålitelighet.

Spenningskvalitet defineres av krav til tillatte avvik fra nominelle verdier for spenning og frekvens.

Generelle mål

Det generelle målet for leveringskvalitet følger de til enhver tid gjeldende forskrifter og standardavtaler i bransjen. Fra 2005 gjelder *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet*.

Forskriften beskriver krav til frekvensvariasjon, langsomme spenningsvariasjoner, spenningsprang, spenningsasymmetri og overharmoniske spenninger.

Felles mål for Salten og Nord-Salten

Med innføring av KILE (kvalitetsjustert inntektsramme for ikke levert energi), er det et gjennomgående felles mål i utredningsområdet, å holde ILE - ikke levert energi, på et lavest mulig nivå.

Det er ikke et mål å ha momentan reserve (n-1) i alle punkt i regionalnettet, men det er krav til momentan reserve på særlig viktige linjer som bl.a. regionalnettslinjene til Bodø.

Det er et mål at alle nedtransformerte punkt skal ha muligheter (helt eller delvis) for omkobling til alternativ forsyning fra regionalnettet eller fra distribusjonsnettet i topplast. Det forutsettes da at lokal produksjon er operativ med sin tilgjengelige effekt. Viktige reserveforbindelser bør være dimensjonert til å tåle den aktuelle lasten samt sikre tilfredsstillende spenningsforhold.

Mål for beredskap

Reservemateriell

I utredningsområdet er det en målsetting å ha beredskapslager for de mest vanlige feil og reparasjoner i kraftnettet, samt for materiell med

lang leveringstid. Med vanlige menes her feil og reparasjoner som kan oppstå årlig.

Selskapene deltar i (e)Beredskap) som er et nasjonalt samarbeid om tyngre komponenter til kraftforsyningen.

Videre er det formalisert et lokalt beredskapssamarbeid kalt "El Beredskap Salten", hvor alle nettselskapene har undertegnet avtale om et forpliktende beredskapssamarbeid.



Beredskapspersonell

Arva har som målsetting en hurtig gjenoppretting av strømforsyning gjennom kontinuerlig overvåking av nettet fra døgnbemannet driftssentral, Nettsam, i Mosjøen. I beredskapsavtaler med Frost Kraftentreprenør og Dragefossen er det fastsatt spesifikke utrykningstider for montører.

I Nord-Salten fjernstyres nettet fra terminal som tas hjem av overordnet vakt etter arbeidstid. Overordnet vakt kan stille på driftssentralen innen 5 min. Driftssentralen kan døgnbemannes ved behov. I tillegg er det en montørvakt i Nord-Salten. Det er i tillegg en tilkallingsliste dersom det er behov for flere montører. Målet er at utrykningstiden skal være mindre enn 30 min.

Fjernstyring

I Salten er det et mål at alle bryterfelt, samt transformatorer og utgående bryterfelt mot underliggende fordelingsnett, skal fjernstyres fra døgnbemannet driftssentral.

I Nord-Salten er det et mål å fjernstyre alle brytere i sekundærstasjonene.

Beredskapsplaner

I forbindelse med eventuelle feil og avbrudd i regionalnettet er det et mål å ha oppdaterte beredskapsplaner for etablering av reserveforbindelser, enten ved bruk av reservemateriell eller ved omkobling til alternativ forsyning via regional- eller distribusjonsnett. De

fleste regionalnettspunktene kan forsynes alternativt fra andre regionalnettspunkt ved bruk av det lokale distribusjonsnettet og/eller lokal produksjon.

Mål for vedlikehold

Vedlikeholdet skal være på et nivå som tilfredsstillende myndighetenes ulike forskrifter og krav, samt tilfredsstillende ønsket mål om leveringskvalitet.



Dette søkes oppnådd gjennom systematisk vedlikehold som bl.a. årlige befaringer, tilstandskontroller og inspeksjoner i henhold til interne rutiner. Rutinene er fastlagt med bakgrunn i krav fra myndighetene, anbefalinger fra leverandører og lokale erfaringer.

Mål for miljøet

Det er en viktig forutsetning for nettsystemet å ta hensyn til miljøet i forbindelse med utbygging og drift av linjer, kabler, transformatorstasjoner og koblingsanlegg. Dette gjelder spesielt ved valg av linjetraséer og tilpasning av stasjoner i eksisterende omgivelser. Det legges vekt på at traséene skal føre til minst mulig inngrep i naturen og nærliggende omgivelser. Dette søkes oppnådd gjennom en god og tett dialog med grunneiere, kommuner, landbruksmyndigheter og miljømyndigheter.

Ved bygging av transformatorstasjoner legger en vekt på at nye stasjoner best mulig glir inne i eksisterende bebyggelse og omkringliggende miljø.

Bruk av kabel istedenfor linje vil bli vurdert i de tilfeller der kraftledninger kan forårsake særlige estetiske og miljømessige problemstillinger. Gjennom tettbygd strøk velges kabel framfor luftledning hvis dette gir en tilfredsstillende samfunnsøkonomi. I praksis betyr dette at den samfunnsmessige verdien av tomter/arealer er større eller lik merkostnaden med kabel.

Estetikk og miljø

For å ta mest mulig hensyn til estetiske og miljømessige forhold, holdes det god kontakt med Fylkesmannens miljøvernnavdeling, muséer og andre med kompetanse på dette området. Innspill i forbindelse med konsesjonsbehandlingen blir hensyntatt i planleggingen av nye anlegg.

I sentrumsområder er det et sterkt ønske om å unngå friluftsanlegg og større luftledninger. Dette har en delvis imøtekommet ved å bygge innendørs koblingsanlegg og kabling av flere strekninger.

Ved planlegging av nye linjetraséer søker en så langt som mulig å tilpasse disse slik at de ikke skal virke dominerende og synlige, samt å unngå områder som er båndlagt av miljømessige grunner.

Verneområder

Innenfor utredningsområdet finnes det i dag 5 nasjonalparker og 5 større verneområder som er vernet etter naturvernloven. Selv om det er lite aktuelt å bygge nye anlegg innenfor disse områdene representerer dette restriksjoner som det er tatt hensyn til i utredningen.

I tillegg til de landskapsvernområdene (LVO) som er vist på kartet, inngår også Sandværet (Lurøy) og Øya/Langholm (Gildeskål).

I tillegg til nasjonalparker og landskapsvernområder finnes flere andre områder som er forbundet med restriksjoner. Dette gjelder naturreservater av typen: Myrreservater, midlertidig vernede våtmarksreservater, barskogreservater og andre reservater.



Figur 2: Det finnes i dag 5 nasjonalparker og 5 større landskapsvernområder innenfor utredningsområdet.

Det finnes også områder som er vernet mot kraftutbygging og andre inngrep som skader verneinteressene.

Opplysningene om verneområder er i hovedsak hentet fra karttjenesten [Naturbase](#) hos Miljøverndepartementet.

En oversikt over de største verneområdene er vist i tabellen nedenfor.

Navn	Opprettet	Beliggenhet
Gåsvatnan landskapsvernområde	08.09.1989	Beiar, Bodø og Saltdal
Junkerdal nasjonalpark	09.01.2004	Saltdal og Bodø
Rago nasjonalpark	22.01.1971	Sørfold
Saltfjellet - Svartisen nasjonalpark	08.09.1989	Meløy, Rødøy, Gildeskål, Rana, Beiar, Bodø og Saltdal
Saltfjellet landskapsvernområde	08.09.1989	Saltdal og Rana
Sjunkhatten nasjonalpark	05.02.2010	Bodø, Fauske, Sørfold
Strandå/Os landskapsvernområde	19.12.1983	Bodø
Østerdalen landskapsvernområde	16.12.1983	Bodø, Saltdal
Láhku nasjonalpark	14.12.2012	Gildeskål og Beiar
Saltstraumen marine verneområde	21.06.2013	Bodø

Energiforbruk i området

Energiforbruket i området er hovedsakelig elektrisitet. I Bodø sentrum er det bygd ut et fjernvarmenett som forsyner deler av sentrum med varme. Utover dette er de mulig med vedfyring i de fleste eldre eneboliger.

Stasjonært energibruk fordelt på energibærere

Når det gjelder stasjonær energibruk i området, så er det elektrisitet som er den primære energikilden. Av andre energikilder så er det fjernvarme og fyring med fossile brenslere i husholdningene så er de mest utbedre.

BE Varme har områdekonsesjon på utbygging av fjernvarmenett i Bodø, og dette er en viktig komplementær energikilde for strømforsyningen i området. Det er i tillegg bygd ut mindre fjernvarmeanlegg i området, blant annet på Fauske og på Rognan, som leverte henholdsvis 4,2 GWh og 5,3 GWh til kundene sine i 2021.

Fjernvarmenett i Bodø kommune

I november 2015 ble fjernvarmesentralen til BE Varme, Keiseren, satt i drift. Fjernvarmesentralen gir fornybar og miljøvennlig fjernvarme til kundene i fjernvarmenettet. Fjernvarmesentralen er et bioanlegg basert på returflis (byggningsavfall) fra hele regionen.

Totalt ble det levert 58 GWh fjernvarme i 2021. Kapasiteten i dagens anlegg er på ca. 70-80 GWh.

I 2021 ferdigstilte BE Varme utbygging av fjernvarmenettet ut til Langstranda og Bodøsjøen.

Videre vil det i løpet av 2022 idriftsettes en akkumulatortank i tilknytning til varmesentralen, som vil bedre driften og redusere lastbehovet på spisslastsentralen med 6 MW.

Videre utvidelse av fjernvarmenettet er avhengig av lokaliseringen til nye prosjektområder.

Forbruk av elektrisk kraft

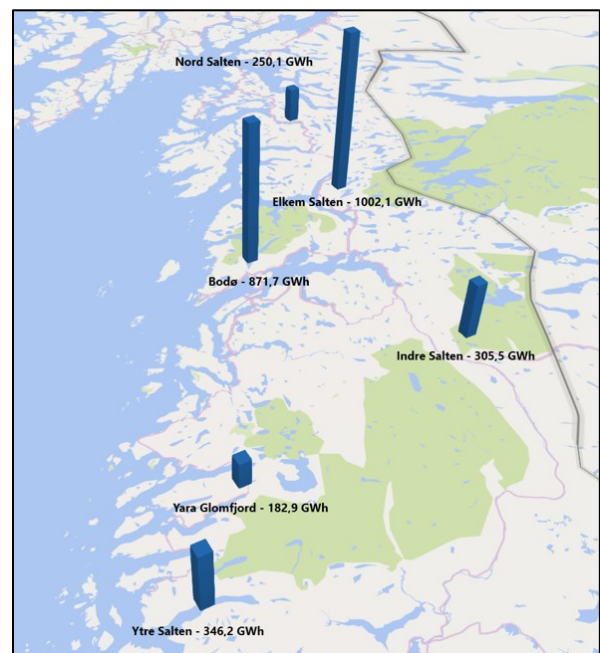
Energiforbruket i Salten kjennetegnes ved to store forbrukstyngdepunkt, Bodø og Elkem Salten. Disse to tyngdepunktene står for over 60 % av forbruket i Salten og Nord-Salten.

Geografisk fordeling

Bodø representerer det største tettstedet i regionen, med et netto uttak fra regionalnettet på 871,1 GWh (2021).

Størst lastuttak har Elkem Salten med 1002,1 GWh. Forbruket hos Elkem Salten kan variere mye fra år til år, i takt med konjunktorene for bedriftens produkter. I den siste 10-års perioden har forbruket til Elkem Salten vært veldig stabilt.

Elkem Salten er, sammen med Yara Norge i Glomfjord, de to største energiforbrukerne i Salten. Normalt forbruker de to bedriftene like mye som alminnelig forsyning, til sammen: ca. 1,1 TWh.



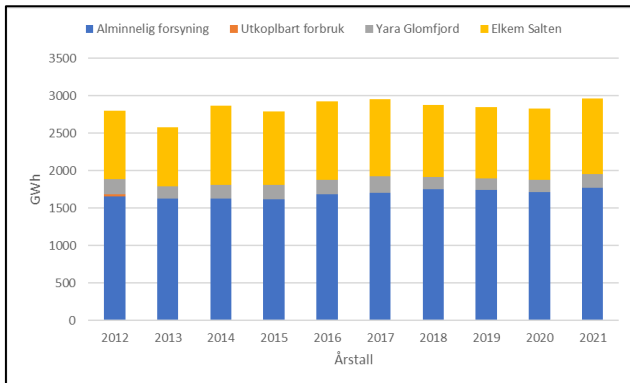
Figur 3: Geografisk fordeling av energiforbruket i midtre Nordland. Alle tall i GWh (2021).

Historisk utvikling

Totalforbruket i området har økt fra ca. 2803 GWh i 2012 til 2959 GWh i 2021. I et normalår regner man med at forbruket vil ligge rundt 2850 GWh.

Det er først og fremst de store industriaktørene Elkem Salten og Yara Glomfjord som varierer sitt forbruk fra år til år.

I snitt har nettapene utgjort ca. 2,5 %.

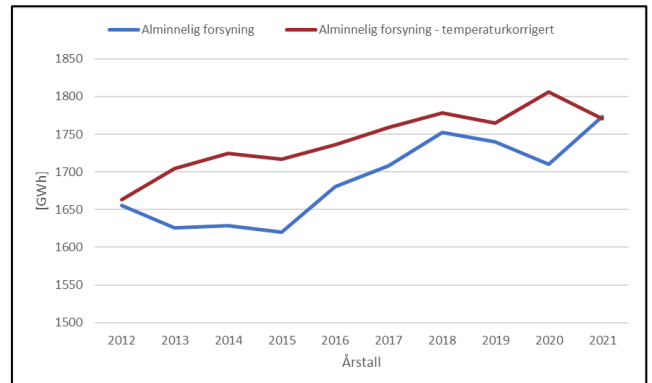


Alminnelig forsyning

Som alminnelig forsyning regnes alt forbruk, unntatt utkopplbart forbruk og forbruk til kraftkrevende industri (Yara Glomfjord og Elkem Salten).

Det temperaturkorrigerede energiforbruket har økt fra 1663 GWh i 2012 til 1771 GWh i 2021. I gjennomsnitt over 10-årsperioden har det temperaturkorrigerede forbruket økt med ca. 0,9 % p.a.

Det reelle forbruket har økt fra ca. 1656 GWh i 2012 til ca. 1774 GWh i 2021. En økning på 7,1 % eller 0,8 % pa.



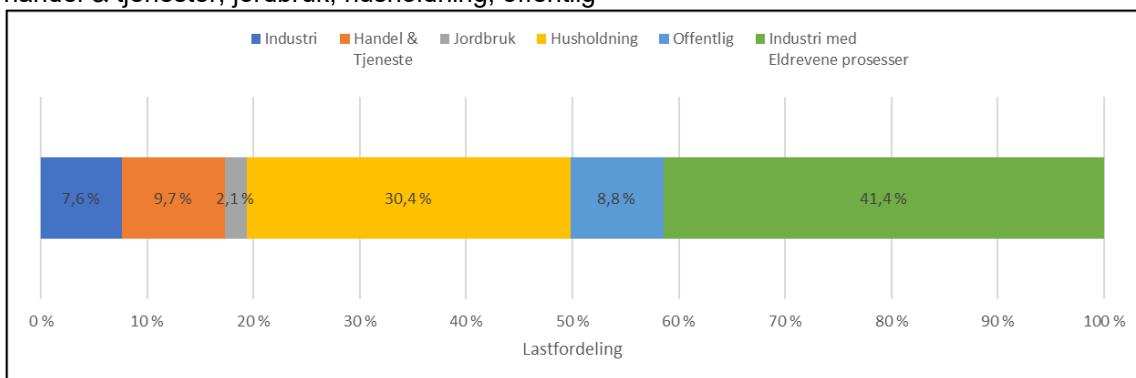
Figur 4: Variasjon av forbruket for ulike kundegrupper (til venstre). Forbruk hos alminnelig forsyning – faktisk og temperaturkorrigert (til høyre). Alle tall i GWh (2021).

Fordeling pr kundegrupper

Tar man utgangspunkt i energiforbruket for 2021 og splitter det opp i de seks kundegruppene industri, handel & tjenester, jordbruk, husholdning, offentlig

og treforedling & kraftkrevende industri, fås fordelingen som er vist i Figur 5.

Av diagrammet kan man blant annet se at næringer bruker ca. 70 % av energien i området.

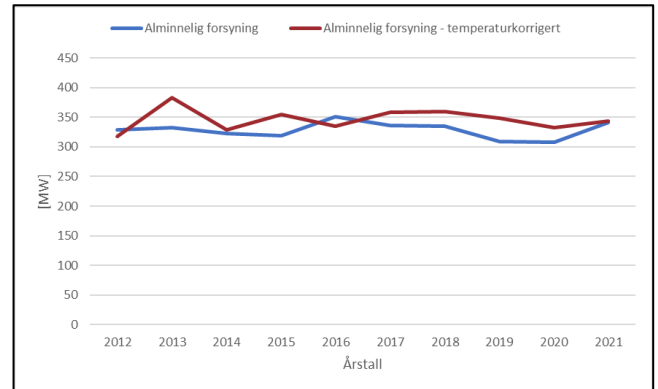
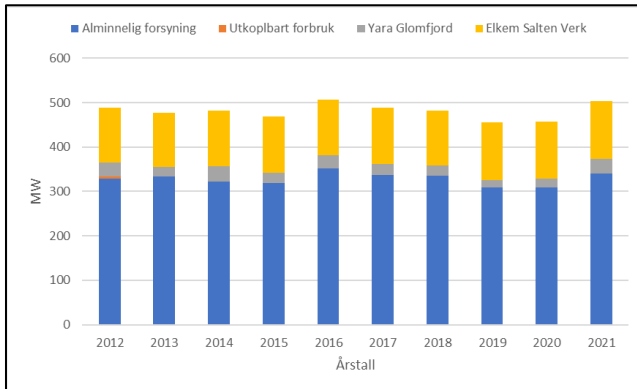


Figur 5: Energiforbruket fordelt på ulike kundegrupper (2021)

Maksimalt effektuttak i utredningsområdet

Maksimaleffekten i regionalnettet har variert mye fra år til år. Den høyeste effekten som er målt i 10 års perioden frem til 2021 er 507 MW i 2016.

For alminnelig forsyning isolert er maksimalverdien 351 MW fra 2016. Utviklingen i effektuttaket for alminnelig forsyning er vist i diagrammet nedenfor til høyre.



Figur 6: Variasjon av maksimalt effektuttak for ulike kundegrupper (til venstre). Utvikling i maksimalt effektuttak hos alminnelig forsyning – faktisk og temperaturkorrigert (til høyre). Alle tall i MW (2021).

Produksjon av elektrisk kraft

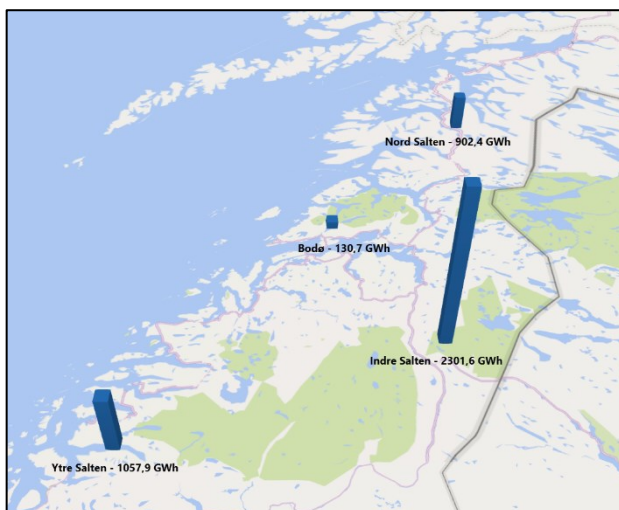
Det finnes i dag 48 produksjonsanlegg med til sammen 61 aggregat. Den totale installerte ytelsen er 1052 MVA. Maksimal tilgjengelig vinterytelse er 778 MW. I tillegg kommer kraftverkene i Svartisen og Kobbelv som mater direkte inn i Transmisjonsnettet.

Geografisk fordeling

Kraftproduksjonen foregår i hovedsak i Indre Salten. Dette betyr at man må overføre store energimengder mot Bodø.

Det er tre store tyngdepunkt for energiproduksjon: Sulitjelma, Straumen (Siso) og Sundsfjord. I tillegg kommer produksjonen i Svartisen Kraftverk og i Kobbelv Kraftverk.

Svartisen Kraftverk har en gjennomsnittlig årsproduksjon på 2196 GWh, mens Kobbelv Kraftverk har en produksjon på 743 GWh. Begge kraftverkene er tilknyttet transmisjonsnettet, og vil derfor ikke være med på å dimensjonere linjene i regionalnettet. Produksjonen i disse kraftverkene er derfor ikke medtatt i utredningen.



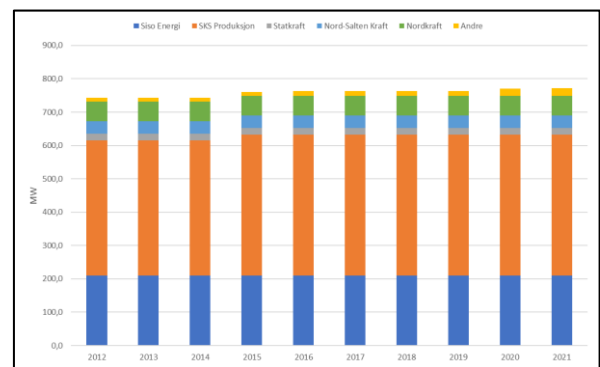
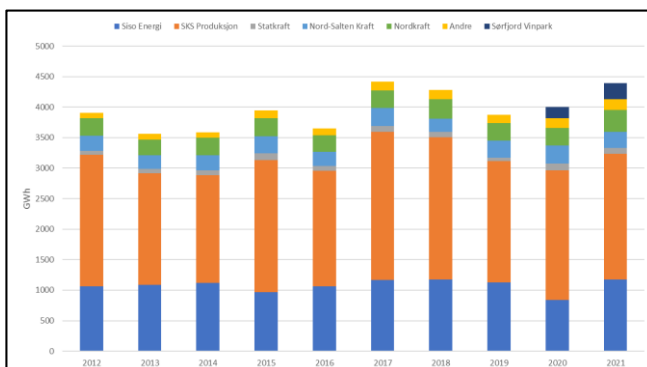
Figur 7: Fordeling av produksjon i midtre Nordland. Alle tall i GWh (2021)

Foruten produksjonen i Svartisen og Kobbelv ble det i 2017 produsert 4420 GWh elektrisk kraft i midtre Nordland. Av dette ble 3830 GWh produsert i Salten og 590 GWh i Nord-Salten.

I figuren nedenfor til venstre er produsert energi i tiårsperioden fra 2012 til 2021 fremstilt grafisk. Figuren viser også hvor mye de ulike produsentene produserer. Maksimal produksjon hadde man i 2017 med 4420 GWh.

Den laveste produksjonen i perioden var i 2014, da det bare ble produsert 3583 GWh.

De største produsentene er SKS Produksjon og Siso Energi AS med til sammen nesten 80 % av total produksjon.



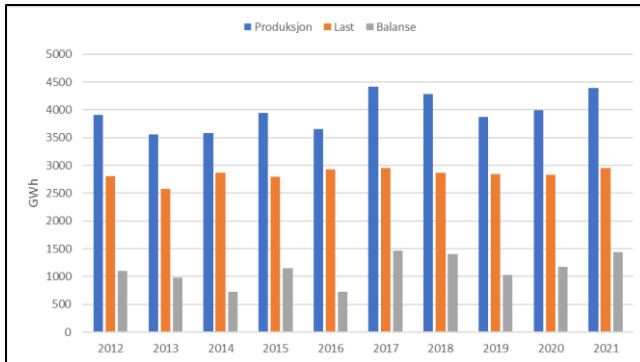
Figur 8: Variasjon av energiproduksjon (til venstre) og maksimal tilgjengelig vintereffekt (til høyre) hos ulike produsenter. Kobbelv og Svartisen er ikke medtatt i figuren

Kraftbalanse

Kraftbalansen fremkommer som differansen mellom produksjon og forbruk i området. Utkoblbart forbruk er fratrukket totalforbruket.

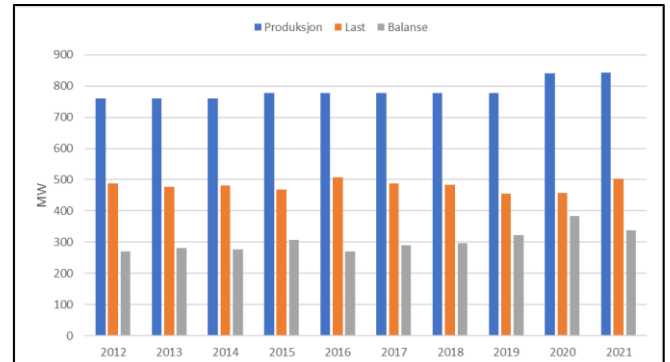
Energi

Midtre Nordland produserer mer kraft enn det forbrukes lokalt. I siste 10-årsperiode var 2017 toppåret, med et overskudd på 1466 GWh. Lavest var energibalansen i 2014, med et overskudd på 720 GWh. Kraftproduksjonen i Svartisen og Kobbelv kraftverk er holdt utenfor.



Effekt

Midtre Nordland har et stort effektoverskudd. Størst overskudd hadde en i 2020 med 384 MW. Maksimalt effektuttak dette året var 457 MW, mens tilgjengelig vintereffekt var 841 MW. Effektreserven er for de fleste år er ca. 300 MW.



Utvikling i forbruk og produksjon av elektrisk kraft

Prognoser for forbruk i området er utarbeidet i PLDM¹, samt informasjon som nettselskapene sitter på i forhold til utvikling i forbruk av elektrisitet. For produksjon er det innhentet oversikt over alle planlagte kraftverk.

Forbruksutvikling

Ved utarbeidelse av lastprognoser er forventet utvikling modellert i PLDM, deriblant elektrifisering av transportsektoren og større nærings- og industriprosjekter.

Viktige drivere for utvikling i forbruk

I Klimakur 2030² er det pekt på tiltak for hvordan Norge skal oppfylle målene i klimaloven.

Et av de viktigste satsingsområdene er elektrifisering av transportsektoren, og da spesielt elektrifisering av fergestrekninger og elektrifisering av Nordlandsbanen.

Videre vil ny næring og industri være en av de viktigste driverne for økt forbruk i området. Det jobbes med flere prosjekter i området, og dersom de

blir realisert, vil de føre til en merkbar økning i energi- og effektuttak.

Prognosert energiforbruk

Totalt for midtre Nordland er det ventet en økning i forbruket fra 2022 til 2041 på 1689 GWh: fra 3019 GWh i 2022 til 4708 GWh i 2041. Dette tilsvarer en årlig lineær økning på ca. 2,9 %.

For alminnelig forsyning er det i Bodø man i første rekke forventer at lastøkningen vil komme. I 2022 er lasten i Bodø prognosert til 850 GWh. I 2041 forventes lasten å ha økt til 1008 GWh. Økningen tilsvarer 18,5 %, eller 1,0 % pr år (lineært). Det forventes at forbruket i Salten utenom Bodø vil øke med 146,6 % i perioden, eller 7,7 % per år. Økningen er avhengig av at flere av de større nærings- og industriprosjektene blir realisert.

¹ PLDM – Peak-Load Demand Model, et prognoseringsverktøy utarbeidet av AFRY i samarbeid med Energi Norge og flere nettselskap.

² <https://www.miljodirektoratet.no/klimakur>

I Nord-Salten forutsettes forbruket å øke med 3,3 % p.a. i perioden. Dette kommer som følge av økt aktivitet i oppdrettsnæringen, samt elektrifisering av fergestrekningene i området.

Prognosert effektuttak

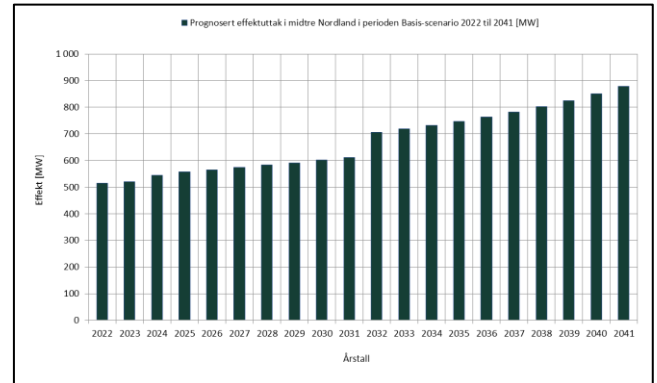
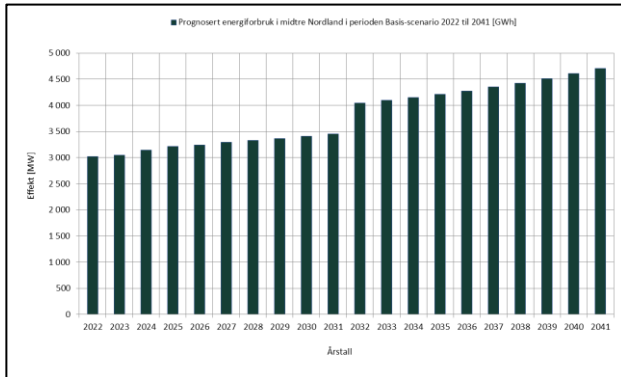
Totalt for midtre Nordland er det ventet en økning i effektuttaket på 364 MW i perioden: fra 516 MW i 2022 til 879 MW i 2042.

I Bodø forventes lasten å øke med 32 MW, fra 162 MW i 2022 til 194 MW i 2041. En økning på 20,0 %, eller 1,1 % pr år (lineært). Økningen kommer i første

rekke av planer om landstrøm til skip på havna i Bodø, samt elektrifisering av transport, deriblant Nordlandsbanen.

I resten av Salten forventes lasten å øke med 97,7 % eller 5,1 % per år. Økningen er avhengig av at de større industri- og næringsprosjektene realiseres.

I Nord-Salten er det forventet at effektuttaket nesten vil doble seg i løpet av perioden. Dette skyldes økt effektuttak i oppdrettsnæringen, elektrifisering av fergesambandene i området, samt ny næring og industri.



Figur 9: Prognosert energi (venstre) og effekt (høgre) i midtre Nordland

Produksjonsutvikling

Det forventes ikke at det innføres nye incentivordninger for utbygging av ny fornybar produksjon, og at det primært vil være markedsforholdene som driver utbyggingen.

Det er få kjente prosjekter for utbygging av ny energiproduksjon, men med den prognoserte veksten i forbruket, vil det fort bli interessant å utvikle nye prosjekter.

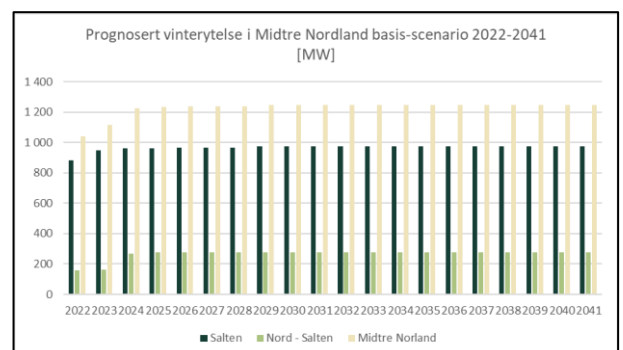
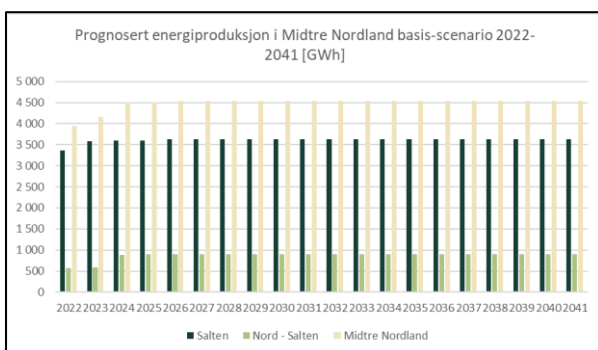
Prognosert energiproduksjon

Dagens energiproduksjon i midtre Nordland er ca. 3,9 TWh. Med de planer som eksisterer for vann- og

vindkraftverk, vil denne produksjonen øke med ca. 0,7 TWh i løpet av utredningsperioden, til nesten 4,5 TWh.

Prognosert effekt

Dagens vinterytelse i kraftverkene i midtre Nordland er ca. 1042 MW. Med de kjente utbyggingsprosjektene som pågår nå, er denne forventet å øke til 1248 MW mot slutten av perioden. Størst bidrag



Figur 10: Prognosert utvikling av produksjonen midtre Nordland. Energi til venstre og tilgjengelig vinterytelse til høyre

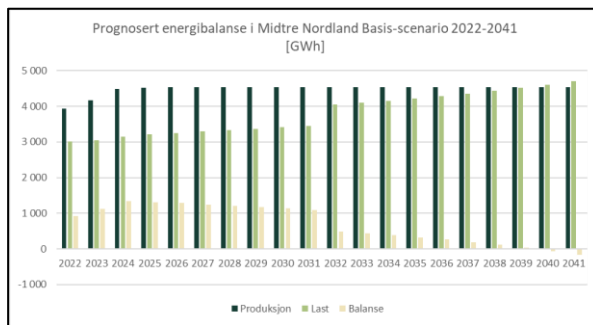
Prognosert energi- og effektbalanse

På grunnlag av de kraftutbyggingene som i dag er kjent, samt etablert prognose for forbruket i området, har man beregnet kraftbalansen i området. Prognosen omfatter 20 år, fra 2022 til 2041.

Energibalanse

Utgangspunktet for energibalansen er normalforbruket for 2022.

Energibalansen viser et overskudd som minker fra 1921 GWh i 2022 til et underskudd på 169 GWh i 2041.

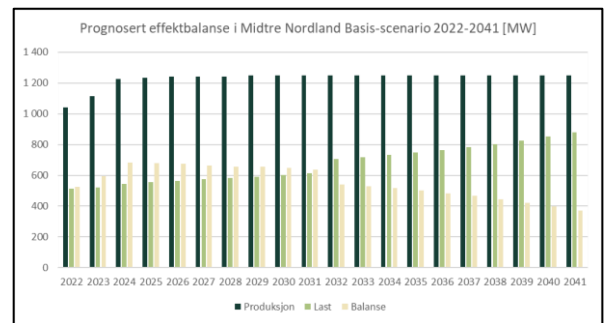


Effektbalanse

Ifølge kjente planer for kraftutbygging vil maksimal tilgjengelig vintereffekt øke fra 1042 MW i 2022 til 1248 MW i 2041. Effektoverskuddet reduseres i samme tidsrom fra 527 MW til 369 MW.

Dersom man gjør tilsvarende vurderinger i lettlast om sommeren, vil effektoverskuddet øke betydelig.

Overskuddet på effekt- og energibalansen i midtre Nordland er i realiteten høyere enn det som fremkommer ovenfor, fordi kraftverkene Svartisen og Kobbelv er holdt utenfor. Svartisen og Kobbelv kraftverk produserer ca. 3100 GWh i et normalår.



Figur 11: Utvikling i energibalansen i midtre Nordland i 10-årsperioden fra 2022 til 2041 (venstre). Til høyre er tilsvarende utvikling vist for effekt (produksjonen er basert på maksimal tilgjengelig vintereffekt)

Scenarier

Et scenario er en beskrivelse av en mulig fremtidig virkelighet. Under utvikling av slike fremtidsbilder undersøkes ulike faktorer og drivkrefter for å forsøke å øke forståelsen av hvordan fremtiden kan bli, avhengig av hvilke faktorer som blir gjort gjeldende.

I forskriften for energiutredninger, § 13, er det spesifisert at kraftsystemutredningen skal beskrive ulike alternativer for utvikling av kraftsystemet i området. For å oppfylle forskriften må det derfor beskrives minst to ulike alternativer for minst 20 år fremover i tid.

I kraftsystemutredningen har man benyttet to ulike scenarier:

- Basis
- Høy

I forbindelse med årets kraftsystemutredning, har NVE utviklet to scenarier for elektrifisering av transportsektoren, der det legges opp til at man skal nå målene i klimaloven.

Det er tatt utgangspunkt i driverne fra NVEs scenario. Disse er korrigert, der det har vært tilgang på nyere og mer utfyllende informasjon lokalt. I tillegg er scenarioene supplert med informasjon om utvikling i energi og effekt for det forbruket som NVE ikke har omtalt.

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.

Basis

I Basis forventes det liten utbygging av ny produksjon. Befolkningsutviklingen som legges til grunn er SSB sitt midt-scenario MMMM. Elektrifisering av transportsektoren følger dagens tempo.

Videre forventes det fortsatt vekst og elektrifisering innenfor oppdrettsnæringen, og det blir realisert noen nye nærings- og industriprosjekter i området, fortrinnsvis der det i dag allerede er lagt til rette for denne typen forbruk.

Scenariet medfører en betydelig reduksjon i energi- og effektoverskuddet i midtre Nordland.

Høy

I Høy forventes det liten utbygging av ny produksjon. Befolkningsutviklingen som legges til grunn er SSB sitt høy-scenario HHMH. Elektrifisering av transportsektoren vil øke i tiden framover..

Videre forventes det fortsatt vekst og elektrifisering innenfor oppdrettsnæringen, samt at det blir realisert mange nye nærings- og industriprosjekter i området, både innenfor eksisterende industriparker og nyetableringer. Det er også tatt høyde for elektrifisering av fly på kortbanenettet i Nordland.

Scenariet medfører at midtre Nordland går fra å være et overskuddsområde på energi- og effekt, til å bli et område med større underskudd.

Investeringsbehov

I de senere år har fokuset på reduksjon av klimagasser økt betraktelig. Elektrifisering av transportsektoren blir sett på som ett av de viktigste tiltakene for å få dette til. I tillegg har datasentre og produksjon av hydrogen vokst fram som en ny type kraftkrevende næring og industri. Det er forventet at dette vil påvirke behovet for investeringer i regionalnettet.

De store vannkraftprosjektene tid synes å være forbi, men disse prosjektene er nå erstattet av mange småkraftprosjekter.

I flere kommuner er det i dag problemer med å knytte til flere kraftverk pga. liten kapasitet i nettet.

Figur 12 viser situasjonen i de forskjellige kommunene.

De største problemene ligger imidlertid i grensesnittet mellom ulike netteiere. Dette er illustrert i Figur 13. Som figuren viser, er det flaskehalsen både i midt og i nord.

Kommune	Område	Kode	Kapasitet MW	Kommentar	Planlagte tiltak
Beiam	Øvre		10	Må dele linjekapasitet med ny utbygging i Skjerstad	Støtte transformator i Beiam. Mulig økt linjekapasitet Saltstraumen-Oldereid
	Nedre			Delt mellom Beiam og Sundsfjord	
Bodø	Sentrum			God kapasitet i flere tilknytningspunkt	Ingen
	Skjerstad			Kapasitet til kjente kraftverksprosjekter	Ingen
Fauske	Fauske		0	Perioder med overlast i linjen Sjønstå-Valljord når det er mye produksjon i Sulitjelma	Knytte Sjønstå-Valljord innom Fauske. Mulig forsterkning Fauske-Valljord
	Sulis		0	Perioder med overlast i linjen Sjønstå-Valljord.	Knytte Sjønstå-Valljord innom Fauske. Mulig forsterkning Fauske-Valljord
Gildeskål			15	Ledig kapasitet i Sundsfjord trafo er ca 15 MW når alle kraftverkene går for fullt i lettlast. Må dele kapasitet med kraftverk i Beiam.	Ingen
Hamarøy			0	Ny transmisjonsnettstasjon ved Kobbvatn. Kapasitet i linjenettet må utredes.	
Lurøy			40	God kapasitet	
Meløy			30	God kapasitet	
Rødøy			5	Ledig kapasitet i Reppa trafo er 5 MW når alle kraftverkene går for fullt i lettlast	
Saltdal			0	Periode med overlast i linjen Sjønstå-Valljord når det er mye produksjon i Sulitjelma.	Knytte Sjønstå-Valljord innom Fauske. Mulig forsterkning Fauske-Valljord
Steigen			0	Ny transmisjonsnettstasjon ved Kobbvatn. Kapasitet i linjenettet må utredes.	
Sørfold			7	Kapasitet avhengig av forbruksutviklingen. Transformator kan bli over	Økt trafokapasitet
Træna			6	God kapasitet	
Narvik				God kapasitet	

Figur 12: I flere av kommunene er det i dag problemer med å tilknytte ny produksjon pga. for lav overføringskapasitet i nettet

Område	Kode	Kapasitet MW	Kommentar	Planlagte tiltak
Nord-Salten			Ny transmisjonsnettstasjon etablert ved Kobbvatnet	Støtte transformator i Beiam. Mulig økt linjekapasitet Saltstraumen-Oldereid
Salten			I perioder med høy produksjon og lavt forbruk er kapasiteten i Salten trafo for liten	Ny stasjon under bygging
Salten/Helgeland			Kapasitet til kjente kraftverksprosjekt	Ingen

Figur 13: I grensesnittet mellom ulike regionalnett, og mellom regionalnettet og sentralnettet er det i dag ingen ledig kapasitet i deler av året

Utredning og tiltaksportefølje

I de senere år, er det tre hovedtrender som har vært drivende for utbyggingen av regionalnettet. Disse er som følger:

- Behov for nettkapasitet for ny produksjon
- Elektrifisering av samfunnet for å nå Norges klimamål
- Fornyning av eldre nettanlegg pga tilstand

Behovet for nettkapasitet for ny produksjon har vært en viktig faktor i flere regional- og transmisjonsnettutbygginger. Blant annet så har behovet for nettkapasitet vært en viktig driver for styrkingen av transmisjonsnettilknytningen i området, gjennom etableringen av et 132 kV uttak i Svartisen trafostasjon, byggingen av Kobbvatnet trafostasjon og nye Salten trafostasjon. Forespørsel om nettilknytning av ny produksjon har sunket betydelig de to-tre siste årene, blant annet som følge av lav kraftpris, og det forventes ikke at det vil være en større driver i årene framover.

De siste årene har elektrifisering av samfunnet, for å nå Norges klimamål, vokst fram som en viktig driver for utbygging av regionalnettet.

Dette gjelder først og fremst elektrifisering av transportsektoren, som gjennom Klimakur 2030 er pekt på som et av de viktigste områdene for å redusere våre klimagassutslipp. Se for øvrig kapittel **Feil!** **Fant ikke referanseilden.** for nærmere informasjon om elektrifisering og drivere.

I tillegg vil fornying av nettanleggene pga tilstand og alder, fortsatt være en viktig driver for investeringer i regionalnettet. Det vil her være spesielt viktig å se etter synergieffekter, der et prosjekt både kan legge til rette for elektrifisering og fornying av nettet.

Lastflytanalyser for utredningsperioden kombinert med scenario oppbyggingen viser at det er behov for investeringer i regionalnettet de nærmeste årene på grunn av kapasitetsproblemer/leveringssikkerhet. Tiltak - og utredningsporteføljen er tilgjengelig i PlanNett hos NVE, <https://plannett.nve.no/>.