



**REGIONAL
KRAFTSYSTEMUTREDNING
FOR OMRÅDE 21**

HOVEDRAPPORT

Juli 2022



Forord

Arva AS er utpekt fra NVE som utredningsansvarlig konsesjonær for utredningsområde 21, og utarbeider annet hvert år kraftsystemutredningen. Denne utredningen dekker Midt-Troms og Nord-Troms, hvor Arva AS og Vissi AS er områdekonsesjonærer, og er en av totalt 18 utredningsområder i Norge. 17 av disse er regionale områder hvor det utredes for regionalnettet (33-132 kV) mens ett ansvarsområde er utredning av transmisjonsnettet (132-420 kV) utredet av Statnett.

Det er forskrift om energiutredninger som trådte i kraft 1.1.2013 og erstattet da forskrift om energiutredninger fra 2002 som er styrende for utarbeidelsen av denne utredningen. Dagens ordning er en videreføring av en ordning med fylkesvis kraftsystemplanlegging etablert 1.1.1988. Denne ble formelt forankret i energiloven fra 1990. Utredningen er basert på tidligere utredninger, forskrift om energiutredninger § 14 og NVEs veiledningsmateriale til utarbeidelsen av utredningene. Den har en tidshorisont på 20 år, dvs. fra 2022 til 2041.

Kraftsystemutvalget i Tromsø har bistått Arva med kraftsystemutredningen og har hatt møter etter behov. De som har bidratt i utarbeidelsen av utredningen fra Arva er:

- Frode Årdal
- Knut Ivarsson Elverum
- Irene Jæger
- Sindre Winsnes Nordhagen
- Bjørn Bjørstad Pedersen
- Tarjei Langvand Solvang
- Øivind Viktor Blix

I tillegg har Vissi AS bidratt ved Fazel Hamidi og Lars Eirik Høgbakk i form av fremskaffing av lastgrunnlag og annen relevant data i forbindelse med utredningen.

NVE og nettselskapene arbeider med overgang til en ny digital plattform for å dele KSU-informasjon. Plattformen har fått navnet [PlanNett](#).

PlanNett muliggjør at nettselskapene kan holde oppdatert en oversikt over egne utredninger og tiltak i regional- og transmisjonsnettet, og dele denne oversikten med hverandre, myndigheter og offentligheten. NVE vil dele informasjon fra konsesjonsprosessen og vise i samme løsning. I PlanNett vil man derfor finne en oversikt over pågående utredninger og tiltak, med viktig informasjon som status og milepælsplan, geografisk plassering, behovsbeskrivelse, omfang og annen nøkkelinformasjon.

PlanNett åpnes for offentligheten 15. august 2022.

Innhold

REGIONAL KRAFTSYSTEMUTREDNING FOR OMRÅDE 21	1
1. Innledning	5
2. Sammendrag.....	7
3. Beskrivelse av utredningsprosessen	8
3.1 Utredningsområdet og deltagere i utredningsprosessen	8
3.2 Samordning med tilgrensende utredningsområder.....	12
4. Forutsetninger i utredningsarbeidet	13
4.1 Mål for det fremtidige kraftsystemet.....	13
4.2 Økonomiske forutsetninger.....	17
4.3 Tekniske forutsetninger	20
4.4 Særegne forhold innen utredningsområdet	24
5. Beskrivelse av dagens kraftsystem.....	28
5.1 Dagens kraftnett og statistikk for overføring	28
Unntatt fra innsyn etter offentleglova § 13.	28
5.2 Relevante grensesnitt i utredningsområdet	28
5.3 Jordingssystem og ladestrøm.....	28
5.4 Kritiske feilsituasjoner.....	28
5.5 Forsyningssikkerheten i området.....	28
5.6 Statistikk for elektrisitetsproduksjon.....	29
5.7 Statistikk for elektrisitetsforbruk	32
5.8 Utveksling mellom regional- og transmisisjonsnett.....	38
5.9 Tilgjengelig nettkapasitet til for ny produksjon	40
5.10 Andre energibærere og påvirkning på kraftsystemet.....	42
6. Fremtidige overføringsforhold	45
6.1 Drivere for scenarioutviklingen	45
6.2 Forbrukerfleksibilitet	47
6.3 Utarbeiding av scenarier.....	48
6.4 Prognoser for perioden 2022 – 2041	49
6.5 Lastflytanalyser.....	55
7. Tiltak og investeringsbehov	55
8. Vedlegg	55

Tabelliste

TABELL 3-1 KRAFTSYSTEMUTVALGET.....	12
TABELL 4-1 KOMPONENTER OG TEKNISK LEVETIDER.....	19
TABELL 4-2 SPENNINGSGRENSER I REGIONALNETTET.	22
TABELL 5-1 TEMPERATURFØLSOMHET I OMRÅDET.	33
TABELL 5-2 VURDERING AV NETTKAPASITET I FORHOLD TIL FORVENTET SMÅKRAFT POTENSIAL.	41

Figurliste

FIGUR 3-1 KART OVER DE REGIONALE UTREDNINGSOMRÅDENE I NORGE MED SKRAVERT OMRÅDE 21.	8
FIGUR 3-2 KART MED KOMMUNER – UTREDNINGSOMRÅDET.	10
FIGUR 3-3 BEFOLKING 2022 OG FORVENTET BEFOLKNINGSENDING I 2041	11
FIGUR 4-1 KART OVER RESTRIKSJONSOMRÅDER.....	17
FIGUR 4-2 OVERORDNET BESKRIVELSE AV PLDM-MODELL.....	21
FIGUR 5-1 KARTET VISER EN NAVNGITT OVERSIKT OVER EKSISTERENDE PRODUKSJONSANLEGG.	29
FIGUR 5-2 GRAFISK FREMSTILLING AV ENERGIPRODUKSJON I UTREDNINGSOMRÅDET.....	30
FIGUR 5-3 UTVIKLINGEN AV MAKSIMAL VINTERYTELSE I UTREDNINGSOMRÅDET.	31
FIGUR 5-4 HISTORISK UTTAK FINNFJORD AS.....	34
FIGUR 5-5 GEOGRAFISK FORDELING AV ENERGIFORBRUKET I UTREDNINGSOMRÅDET	35
FIGUR 5-6 HISTORISK UTVIKLING I ENERGIFORBRUK I UTREDNINGSOMRÅDET, INKL. UTKOPLINGSBART FORBRUK (1).	36
FIGUR 5-7 GEOGRAFISK FORDELING AV EFFEKTUTTAKET.....	37
FIGUR 5-8 HISTORISK UTVIKLING AV EFFEKTUTTAKET I UTREDNINGSOMRÅDET.	38
FIGUR 5-9 HISTORISK UTVIKLING AV ENERGIBALANSEN I UTREDNINGSOMRÅDET.....	39
FIGUR 5-10 UTVIKLING AV EFFEKTBALANSEN I UTREDNINGSOMRÅDET.	39
FIGUR 5-11 TILGJENGELIG INNMATINGSKAPASITET I REGIONALNETTET.	42
FIGUR 6-1 PROGNOTERT ENERGIFORBRUK BASIS SCENARIO.	49
FIGUR 6-2 PROGNOTERT EFFEKTUTTAK BASIS SCENARIO.	50
FIGUR 6-3 AKKUMULERT NY ENERGIPRODUKSJON BASIS SCENARIO.....	51
FIGUR 6-5 PROGNOTERT ENERGIFORBRUK HØY SCENARIO.	52
FIGUR 6-6 PROGNOTERT EFFEKTUTTAK HØY SCENARIO.	53
FIGUR 6-7 AKKUMULERT NY ENERGIPRODUKSJON HØY SCENARIO.	53
FIGUR 6-9 PROGNOTERT ENERGIBALANSE FOR SCENARIOENE.....	54
FIGUR 6-10 PROGNOTERT EFFEKTBALANSE FOR SCENARIOENE.....	54

1. Innledning

Med bakgrunn i forskrift om energiutredninger har NVE utpekt Arva AS som utredningsansvarlig selskap for utredningsområde 21 i midtre og nordre del av Troms. Dette innebærer at Arva er tillagt følgende funksjoner:

- Sørge for at det utarbeides en samlet kraftsystemutredning for utredningsområde 21, som omfatter forsyningsområdene til Arva og Vissi.
- Samordne utredningen med konsesjonærene i overliggende og underliggende nettnivå, og innenfor eget utredningsområde. Samarbeide med utredningsansvarlige for tilgrensende utredningsområder (Hålogaland Kraft AS og Barents Nett AS (tidligere Varanger Kraft Nett AS)).
- Uttale seg i forhold til oversendte anleggskonsesjonssøknader fra NVE som berører utredningsområdet.
- Inneha sekretariatsfunksjon for kraftsystemutvalget i området. Føre referat over behandlingen i utvalget. Oversende godkjent referat til NVE til orientering innen en måned etter at møtet er avholdt.
- Holde NVE løpende orientert om utredningsarbeidet (skifte av kontaktperson, adresseendringer, organisasjonsmessige endringer mm).

Utredningen viser hvilke forutsetninger og målsetninger som ligger til grunn for utviklingen av regionalnettet i perioden 2022-2041. Utredningen beskriver også utviklingen av kraftsystemet i utredningsområdet, og omfatter overføringsanlegg som krever anleggskonsesjon i tillegg til 66- og 132 kV kabelnett i Tromsø by som Arva har områdekonsesjon på.

I tillegg til å være et sentralt grunnlag ved NVEs behandling av konsesjonssøknader er kraftsystemutredningen et viktig dokument for å vise nettutviklingen i utredningsområdet. Det vektlegges å framskaffe enkle oversikter i utredningen, da en forventer større påtrykk fra media mht. nettutvikling sett i lys av økte krav til strømleveransen.

Som et bidrag i å få til en bred forankring av utredningen, er det etablert et kraftsystemutvalg med sammensetning fra viktige brukere, herunder industrikunder, produsenter, kommuner, statsforvalteren og konsesjonærer. Representantene i kraftsystemutvalget har gjennom utredningsarbeidet muligheten til å komme med innspill til den fremtidige utviklingen i utredningsområdet. Kraftsystemutredningen er også et viktig dokument for de styrende organer i Arva og Vissi som underlag for investeringsbeslutninger.

NVE ønsker en kontinuerlig oppdatering av produksjons- og belastningsdata tilknyttet regionalnettet.

Det presiseres at utredningen ikke er bindende, og innebærer ingen investeringsvedtak. Utredningen er å betrakte som et tidsbilde i en kontinuerlig prosess. Endrede forutsetninger vil derfor medføre justering av utredningen.

Utredningen blir utarbeidet i to utgaver:

1. Hovedrapport som er tilgjengelig for alle.
2. Grunnlagsrapport beregnet på NVE og andre fagmiljøer. (Grunnlagsrapporten er underlagt taushetsplikt etter energiloven § 9-3 jf kbf § 6-2. Unntatt fra innsyn etter offentleglova § 13.)

2. Sammendrag

For kraftsystemutredningen 2022 har Arva valgt å bygge videre på tidligere utredningsrapport. Gjennom utredningsperioden har det vært arrangert flere møter; utvidet regionalt KSU møte den 26.11.2020, samt to arbeidsmøter i kraftsystemutvalget den 11.02.2022 og den 13.05.2022. Denne kraftsystemutredningen støtter seg på nyttige innspill og tilbakemeldinger fra disse møtepunktene i utredningsprosessen.

Hovedpunkter fra statistikkgjennomgangen viser at utredningsområdet nå har et lite energioverskudd, og vi ser at utredningsområdet befinner seg i en tilnærmet effektbalanse.

Når det gjelder modellering av fremtidige lastforhold er det benyttet et prognostiseringsverktøy, «Peak Load Demand Model». Modellen benytter historiske data for bygg, kjøretøy og industri kombinert med befolkningsutvikling og andel av elektriske kjøretøy til å etablere prognoser for fremtidig energi og effektbehov. For enkelte lastkategorier er modellen avstemt med egen input fra NVE.

Prognosene er satt sammen til 2 ulike scenarier for fremtiden.

Referansescenariot «Basis» representerer den utviklingen vi har mest tro på. Lastutviklingen baserer seg i stor grad på elektrifisering av transportsektoren og fiskeriindustrien.

Referansealternativet viser en fremtidsutvikling med negativ energibalanse med en forhøyet negativ utvikling videre ut i analyseperioden. I samme scenario er det i dag tilnærmet effektbalanse i utredningsområdet, men et økende effektunderskudd videre inn i analyseperioden. Dette kommer som følge av en forbruksutvikling som ikke avbalanseres med tilstrekkelig tilført regulerbar produksjon (vintereffekt). Det er ingen kjente produksjonsplaner i utredningsområdet.

Et sekundært fremtidsscenario «Høy» er også skissert, hvor vi ser en forhøyet negativ energibalanse videre gjennom analyseperioden, og hvor den tilnærmet effektbalansen fra i dag blir et økende effektunderskudd i fremtiden.

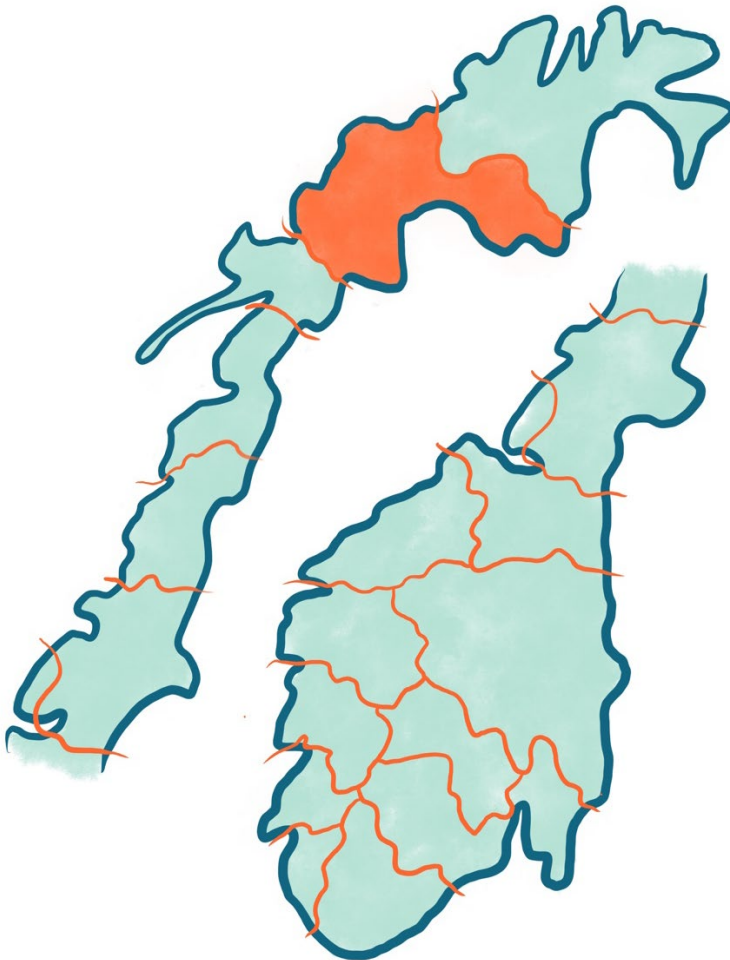
Basert på scenarioutviklingen er det kartlagt hvilke investeringer som er nødvendige de kommende 20 år. Utredningen konkluderer med at det vil bli et stort kapitalbehov i nettselskapene da det er store regionalnettprosjekter som anbefales realisert i utredningsperioden, og flere er nært forestående. For oppdaterte kostnader for investeringer henviser vi til NVE sin digitale plattform PlanNett.

3. Beskrivelse av utredningsprosessen

3.1 Utredningsområdet og deltagere i utredningsprosessen

Landet er inndelt i 18 utredningsområder inkludert transmisjonsnett, som Statnett har ansvaret for. Arva er av NVE tildelt ansvaret for utredningsområde 21: midtre og nordre del av Troms.

Sørdelen av fylket dekkes av Hålogaland Kraft AS, og er underlagt utredningsområdet 20 (nordre Nordland og Sør-Troms), hvor Hålogaland Kraft AS har utredningsansvaret. I Finnmark er Barents Nett AS utredningsansvarlig for utredningsområdet 22.



Figur 3-1 Kart over de regionale utredningsområdene i Norge med skravert område 21.

Produksjon og nett tilhørende Kvænangen Kraftverk A/S er ikke tatt med i denne regionen, da Kvænangen kommune ifølge regioninndelingen til NVE skal legges til utredningsområdet 22.

Følgende selskap har områdekonsesjon i utredningsområdet 21:

- Arva AS
- Vissi AS

Kvitebjørn Varme AS har fjernvarmekonsesjon på Tromsøya (tidligere hadde Troms Kraft Varme AS områdekonsesjonen, men selskapet inkludert konsesjonen ble solgt til tidligere Daimyo, nå ved navn Kvitebjørn Varme AS.) Finnsnes Fjernvarme har konsesjon for utbygging av fjernvarme på Finnsnes og omegn. De er de eneste selskapene som har fjernvarmekonsesjon i utredningsområdet.

Anleggskonsesjonærer skal bidra ved utarbeidelse av kraftsystemutredninger. Følgende selskaper har anleggskonsesjoner på transmisjons og regionalnettnivå i utredningsområdet:

- Arva AS
- Vissi AS
- Finnfjord AS (på fabrikkområdet for 132, 22 og 6 kV)
- Statnett SF
- Statkraft SF
- Troms Kraft Produksjon AS
- Tromsø Vind
- Raudfjell Vind

De fleste anlegg som faller inn under ordningen med kraftsystemutredning tilhører Vissi og Arva.

Kommuner og befolkning i utredningsområdet

Arva sitt område omfatter kommunene Tromsø, Lavangen, Bardu, Salangen, Målselv, Sørreisa, Dyrøy, Senja, Balsfjord, Lyngen, Storfjord og Karlsøy. Vissi omfatter kommunene Kåfjord, Skjervøy, Nordreisa og Kautokeino.

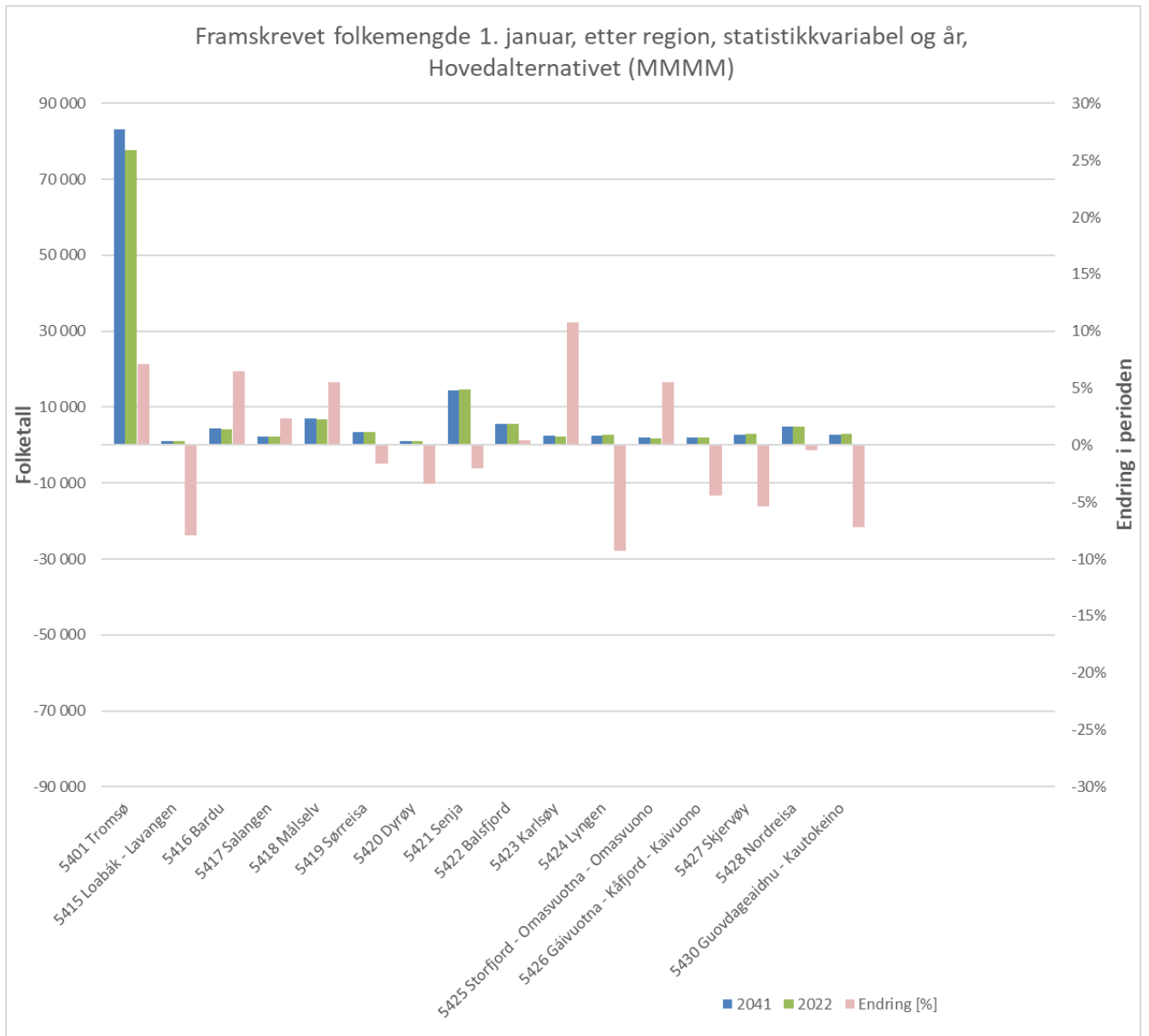
Kartutsnittet nedenfor illustrerer utredningsområdets utstrekning.



Figur 3-2 Kart med kommuner – utredningsområdet.

Utredningsområdet inneholder 16 kommuner pr. 11.03.2022 (samt litt av Kvænangen og Loppa kommune i Troms og Finnmark). I utredningsområdet forventes det av Statistisk sentralbyrå (SSB) en befolkningsvekst fra et totalt folketall 1.1.2022 på 135561 personer, frem mot år 2041 til 140916 personer i middels nasjonal vekst scenario. Det vil si en total økning på 4 %.

Av figuren nedenfor ser vi at kommunene Karlsøy, Tromsø, og Bardu prosentvis har den største forventede økningen i befolkningstallet, mens Lyngen, Lavangen og Kautokeino har prosentvis den største forventede nedgangen i befolkningstallet.



Figur 3-3 Befolkning 2022 og forventet befolkningsendring i 2041

Deltakere i prosessen

Utredningsarbeidet er organisert i et kraftsystemutvalg som består av følgende vist nedenfor i tabell 3-1.

Tabell 3-1 Kraftsystemutvalget.

Navn	Firma	Rolle
Hans Kristian Rønningen	Statsforvalteren i Troms og Finnmark	Leder for planseksjon
Linda Lien	Profilgruppa	Representant fra fiskeriindustrien
Hege Vigstad	Senja kommune	Representant for kommunen
Hans Olav Forsaa	Statkraft AS	Kraftprodusent
Fazel Hamidi	Vissi AS	Anleggs – og områdekonsesjonær
Bjørn Hugo Jenssen	Statnett	Transmisjonsnett og systemansvarlig
Helge Eklund	Troms Kraft Produksjon AS	Kraftprodusent
Roy Fossum	Tromsø kommune	Representant for kommunen
Irene Jæger	Arva AS	Arva kontaktperson mot NVE

Kraftsystemutvalget ble etablert i 2004 og sist justert på kraftsystemmøte i 2020. Utvalget er bredt sammensatt og representerer både produsenter, nettkunder, kommuner og netteiere i utredningsområdet. Dette sikrer brukerne av nettet muligheten til å påvirke utformingen av overføringsanlegg de er avhengige av. Netteier i distribusjonsnettet hos Arva og Vissi er representerte i kraftsystemutvalget. Disse innehar store lokalkunnskaper, og vil derfor være viktig for å skaffe en oversikt over lokale forhold som last tetthet, etablering av punktlaster, prognoser mv. I tillegg er det disse som i det vesentlige har kontakt mot fylke og kommuner, og som har førstehånds kjennskap til offentlige planer som reguleringsplaner, verneplaner mv. som er viktig dokumentasjon i forbindelse med prognosering av belastning i fordelingsnettet.

Kraftsystemutredningen utføres på et fritt og uavhengig grunnlag basert på foreliggende prognoser for last og produksjonsutvikling i utredningsområdet.

3.2 Samordning med tilgrensede utredningsområder

Koordineringen mot transmisjonsnettet er godt ivaretatt i og med at Statnett er representert i kraftsystemutvalget. Videre har Arva som mål å utvikle et nært samarbeid med Statnett, da transmisjons- og regionalnettet i utredningsområdet i hovedsak består av samme spenningsnivå, og dermed vil komponentene i all hovedsak være like. Arva ser det som naturlig å utvikle felles kompetanse for overføringsanlegg i området. Statnett ønsker å bedre samarbeidet med de ulike områdekonsesjonærer i form av samarbeidsavtaler for ulike prosjekt. Dette inkluderer informasjonsutveksling i planfasen og fortløpende oppfølging.

Mellom de regionale utredningsansvarlige, er det mot sør etablert et godt samarbeid med Hålogaland Kraft Nett som utredningsansvarlige nettselskap, til tross for at det ikke finnes sammenhengende regionalnett mellom områdene. Samarbeidet mot nord er ikke like aktivt, her finnes det sammenhengende regionalnett, men dette er eiet og driftet av Statnett.

4. Forutsetninger i utredningsarbeidet

4.1 Mål for det fremtidige kraftsystemet

Det overordnede mål for regionalnettet i midtre og nordre del av Troms er å fremme en kostnadseffektiv utbygging og drift av overføringsanlegg i utredningsområdet, slik at formålet (§ 1-2) i energilovforskriften er oppfylt. Optimalisering av nettdriften innebærer i praksis at summen av følgende kostnadsfaktorer skal minimaliseres:

- Investeringskostnader
- Drifts- og vedlikeholdskostnader
- Tapskostnader
- KILE – kostnader
- Flaskehalskostnader
- Tapte samfunnsmessige inntekter/økte kostnader ved ikke realisert produksjon/forbruk

Arva og Vissi 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, dvs. Energi Norge, Sintef Energi AS, REN mv. Et viktig mål for hele energiforsyningen i Norge er å standardisere utstyr og spesifikasjoner for på sikt å få til en mer effektiv nettdrift. I så måte vil Arva og Vissi støtte opp om målsetningen når det er mulig med hensyn til de behov en har i forsyningsområdet.

Det er et mål for nettdriften å holde overføringskostnadene så lave som mulig, for slik å sikre en tilfredsstillende avkastning på investert kapital. Imidlertid må målsettingen sees i sammenheng med krav til leveringspålitelighet, med forventet og faktisk KILE.

I tillegg er det flere andre viktige målsettinger som omtales i det etterfølgende.

Leveringskvalitet

Leveringskvaliteten er et samlebegrep for leveringspålitelighet og spenningskvalitet. Leveringspåliteligheten beskriver kraftsystemets evne til å levere elektrisk energi til sluttbruker, og er knyttet til hyppigheten og varigheten av avbrudd i forsyningen. Spenningskvaliteten beskriver kvaliteten på spenningen i henhold til gitte kriterier, og er knyttet til anvendbarheten av elektrisiteten når det ikke er avbrudd. Leveringskvaliteten er regulert gjennom forskrift som trådte i kraft den 1.1.2005, ”*Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet*”. Formålet med denne forskriften er at den skal bidra til å sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet i det norske kraftsystemet, samtidig som den klargjør hvem som har ansvaret for leveringskvaliteten i et sammenkoblet kraftsystem med produsenter, netteiere og sluttbrukere.

Forskriften beskriver en rekke kvalitetsparametere med konkrete krav til størrelse. Dette er:

- Langsomme variasjoner i spenningens effektivverdi
- Kortvarige over og underspenninger
- Spenningsprang
- Flimmerintensitet
- Spenningsusymmetri

I tillegg er det andre kvalitetsparametere som Norges vassdrags og energidirektorat kan fastsette i hvert enkelt tilfelle:

- Overharmoniske spenninger
- Interharmoniske spenninger
- Signalspenning overlagret forsyningsspenningen

I utredningsområdet er stort sett leveringskvaliteten god, men enkelte lokale områder har problemer. Sistnevnte er ikke ønskelig og det blir et økt fokus fremover på å sikre alle en god leveringskvalitet.

Leveringspålitelighet

Alle selskap med sluttbrukere plikter å innrapportere avbruddsdata for alle avbrudd i alle nett. Innrapporteringen omfatter avbrudd forårsaket på alle nettnivåer: transmisjonsnett, regionalnett, distribusjonsnett og lavspenningsnett, iht. Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet.

I tillegg skal alle driftsforstyrrelser i nett med spenningsnivå over 1 kV feilanalyser, iht. Forskrift om systemansvar i kraftsystemet. Det er derfor i de større kraft- og trafostasjoner installert feilskrivere, enten mot hvert enkelt vern, eller til en sentral skriver koblet mot kontrollanlegget i stasjonen. Ved større hendelser kan informasjonen fra disse hentes ut. I tillegg er alle stasjonene fjernstyrt, med overføring av vernmeldinger til driftssentral.

Arva har en egen gruppe som gjennomfører feilanalyse av alle større feil i høyspenningsnettet. Feilanalysegruppa skal komme med innspill til fokusområder som tildeles linjen og ytterligere tiltak vurderes av et eget vedlikeholdsteam i Arva.

Hovedfokus vil være å kople sammen avbruddskostnader og leveringspålitelighet, for å kunne sette inn tiltak og ressurser der hvor de gir de beste samfunnsøkonomiske løsningene. Arva og Vissi har også som mål å holde en så høy standard på utstyr og anlegg at det ikke går ut over sikkerheten til de ansatte eller tredjepersoner.

Nivået på leveringspåliteligheten blir bestemt ut fra de totale kostnadene knyttet til investering, nettap, drift, vedlikehold samt at avbrudd skal

minimaliseres. Først når en har lagt en strategi for investeringer i årene fremover, vil en kunne si om nivået på leveringspåliteligheten vil opprettholdes eller om den blir redusert. Ved planlegging av nyanlegg og vedlikehold av eksisterende anlegg, brukes tall for landsgjennomsnittet for feil på komponenter. I tillegg brukes egne erfaringstall for hvor mye tid som går med til å reparere feil. I denne utredningen har man benyttet de samme priser for avbrudd som NVE bruker i KILE – ordningen. Ved hjelp av innsamlede data om fordelingen mellom diverse kundegrupper tilknyttet de ulike lastuttakene (trafostasjoner), har man beregnet avbruddskostnader per lastpunkt. Arva og Vissi er hver for seg ansvarlig for å registrere feil og avbrudd innenfor sitt konsesjonsområde.

Beredskap

God forsyningssikkerhet og beredskap for å oppnå dette er meget viktig innen kraftforsyningen generelt og nettvirksomheten spesielt. Arva og Vissi vil opprette høy beredskap og har beredskapsplaner for å håndtere krisesituasjoner som blant annet kan oppstå som følge av uvær, naturkatastrofer, pandemier, ulykker og krig. REN har overtatt eBeredskap, GIS beredskap og sjøkabelberedskap hvor Arva er representert som en av kontaktpersonene i gruppene. Gruppene har en felles beredskapsplan, samarbeidsløsning og beredskapsmateriell inngår i beredskapsplanen.

Nettap

Tap på ett nettnivå vil avle tap på foranliggende nettnivå. Det er derfor viktig at driften av regionalnettet er slik at nettapene minimaliseres. Dette oppnås blant annet ved å velge riktige delingspunkter i nettet, og ikke transportere store mengder reaktiv effekt.

Tapenes brukstid er et viktig underlag for å beregne kostnadene av tap, samt å finne frem til årlige energitap i et system ut fra effekttapene i tunglast. Brukstiden for tap er relativt høy for regionalnettet. Det gjøres egne vurderinger av relevant brukstid i hvert prosjekt, spesielt en del småkraft og kraftintensiv industri endrer tapene i nettet. For prosjekter som kun innebærer tiltak i transformatorstasjoner eller matende ledninger til alminnelig forsyning, kan tapsbrukstid på 2400 timer legges til grunn. Både Arva og Vissi har innført timesmålinger i alle sine trafostasjoner. Når disse sammenholdes med utvekslingen mot transmisjonsnettet og innmatingen fra produksjonsenheter, vil en ha eksakte tall for tapet i regionalnettet.

Generelle miljøkrav

Krav til estetikk, støy fra hovedtransformatorer og linjer, magnetfelt og helserisiko er gjenstand for en sterk fokusering. Når nye linjer planlegges vil Arva og Vissi gjennom tett dialog med myndigheter, miljøorganisasjoner og lokalsamfunn, søke å minimalisere de estetiske ulempene som en utbygging medfører. Ved bygging av nye linjer og kabler vil Arva og Vissi følge de pålegg som myndighetene gir i spørsmål knyttet til miljøet. Ved de siste tildelinger av anleggskonsesjoner for linjer har NVE gitt pålegg om bruk av mattede liner og fargede traverser. En tilstreber også i størst mulig grad å benytte eksisterende

infrastruktur (skogsveier mv.) eller helikopter ved transport av materiell. Istandsetting av berørte området vektlegges mye. I kontrakt med utførende entreprenør har en alltid en forutsetning om at berørte arealer etter ferdigstillelse av anlegg minst skal ha en standard som før byggingen startet. Hensyntagen til miljø kan resultere i økte bedriftsøkonomiske kostnader for prosjekter. Statens strålevern har fastsatt krav angående elektriske og magnetiske felt i forskrift av 21. november 2003 nr.1362 om strålevern og bruk av stråling. Strålevernforskriftens § 26 krever: "All eksponering skal holdes så lavt som praktisk mulig. Tolkningen av så lavt som praktisk mulig innebærer at kravene til forsvarlighet i strålevernforskriften skal ivaretas. Imidlertid omtaler forskriftene (FEF 2006 §2-9 Helsefare forbundet med elektrisk og magnetiske felt) en varsomhetsstrategi som anbefaler at det «ved etablering av nye anlegg bør det søkes å unngå at det etableres høye magnetfeltnivåer i boliger, barnehager og skoler. Ved nye anlegg nær bygg bør det gjennomføres et utredningsprogram som også omfatter eksponering for elektriske og magnetiske felt og ivaretar at eksponering blir så lav som mulig.»

Verneområder

Vern av spesielle naturområder eller naturforekomster i Norge skjer først og fremst i medhold av lov om forvaltning av naturens mangfold (naturmangfoldloven) kunngjort 19.06.2009. Naturmangfoldloven brukes vanligvis for å verne områder av internasjonal, nasjonal eller regional verdi. I naturmangfoldloven er det gitt hjemmel for opprettelse av flere typer verneområder. Kategoriene nasjonalpark, landskapsvernområde og naturreservat er de vanligste i vårt område.

Det er til sammen 89 verneområder i Troms, bestående av 71 naturreservater, 4 nasjonalparker, 4 landskapsvernområder og 10 landskapsvernområder med dyrelivsfredning. I Finnmark er det kun en nasjonalpark innenfor utredningsområdet. Restriksjonsområdene er vist i figuren under.

De største restriksjonsområdene er:

1. Øvre Anarjokka nasjonalpark
2. Reisa nasjonalpark
3. Øvre Dividal nasjonalpark
4. Rohkunborri nasjonalpark
5. Lyngsalpan landskapsvernområde
6. Nordkvaløya – Rebbenesøya landskapsvernområde
7. Ånderdalen nasjonalpark



Figur 4-1 Kart over restriksjonsområder.

Utredninger

Utredningssystemet skal imøtekomme behovet for å dokumentere for kunder og myndigheter at energitransporten skjer på en kostnadseffektiv måte. Kraftsystemutredningen skal i tillegg være et styringsredskap for beslutningstakere i nettselskapene, for å sikre at de riktige beslutninger blir tatt. Til sist skal utredningen være et referansedokument for NVE ved søknad om anleggskonsesjon.

Tidshorisont

Tidshorisonten til utredningen er 20 år der hovedvekten er lagt på den første femårsperioden. Utredningsarbeidet er ment å være en kontinuerlig prosess, hvor en løpende justerer utredningene i henhold til de langsiktige målene. Endrede forutsetninger kan påvirke både tidspunkt for, og omfang av nødvendige tiltak. Utredningen justeres annen hvert år, og følger således forskriften for energiutredninger.

4.2 Økonomiske forutsetninger

Nettselskapene skal opptre forretningsmessig innenfor samfunnsøkonomiske rammer. Det må derfor legges til grunn investeringskriterier der samfunnsøkonomisk lønnsomhet (for eksempel hensyn tatt til leveringspålitelighet) veies mot bedriftsøkonomiske hensyn og prisutvikling. Bedriftsøkonomisk inntjening er knyttet til kostnadsdekning gjennom tariffen. I de tilfeller der det er urimelig at fellesskapet skal dekke kostnadene ved strømforsyning, vil en benytte anleggsbidrag etter regler bestemt av

myndighetene. Planlegging av det fremtidige kraftsystemet bygger på tekniske og økonomiske analyser (kost- nytte analyser) av de ulike utbyggingsprosjektene. I det etterfølgende presenteres de økonomiske og tekniske forutsetninger som ligger til grunn for denne utredningen.

Investeringskostnader

Som hovedregel benyttes det egne erfaringstall i kostnadsberegningen. I tilfeller der det ikke foreligger egne kostnadstall, benyttes kostnadstall fra sammenlignbare prosjekter fra andre nettselskaper, kostnads katalogen til REN og kostnadstall fra leverandører. Normalt må en forvente at kostnadstallene har et variasjonsområde på $\pm 20\%$. Bygge kostnader inkluderer ikke merverdiavgift, investeringsavgift eller renter i byggetiden.

Investeringskostnaden er primært avhengig av spenningsvalg, kapasitetskrav, hensyn til framtidig oppgradering og krav til komponentpålitelighet. Spesielt momentet med framtidig oppgraderingsmulighet er interessant, under det faktumet at luftledninger har levetider større enn 25 – 30 år. Dersom overføringsbehovet i framtiden skulle øke drastisk, så kan en i dag ta "høyde" for dette ved å tilrettelegge for oppgradering av linjer til høyere spenningsnivå og/eller større linetverrsnitt. Det hele vil være et kostnadsspørsmål knyttet opp mot sannsynlighetsbetraktninger rundt en sterk framtidig lastøkning, eller realisering av ny produksjon med behov for innmatingskapasitet.

Investeringskostnader/komponentkostnader er også påvirket av klima og valg av trase.

Anleggsbidrag

Anleggsbidrag beregnes i henhold til de til enhver tid gjeldende forskrifter, jf. Kapittel 16. Anleggsbidrag i forskrift om økonomisk og teknisk rapportering mv. av 1. april 1999 nr. 302.

Hensikten med anleggsbidrag er blant annet å gi brukerne signaler om de samfunnsøkonomiske kostnadene ved tilknytning og bruk av nettet.

Anleggsbidrag skal også være med på å forhindre at store kostnader fordeles og belastes eksisterende kunder.

Transmisjon-/regionalnett

Nettselskap plikter å stille ledig kapasitet tilgjengelig ved tilknytning av nye produksjonskilder/uttak i regional og transmisjonsnettet. Rene produksjonsanlegg bekostes i sin helhet av kunden.

Produksjonsrelaterte nettanlegg (som bygges for tilknytning til eksisterende nett) kostnadsfordeles etter effektansvarlighet, mens kapasitetsheving i eksisterende nett bekostes fullt ut av kraftprodusent.

Økonomisk-/teknisk levetid

Økonomisk levetid benyttes bare på lavspenninganlegg og levetiden er definert som 50 år fra anlegget ble ferdigstilt. Teknisk levetid benyttes på høyspenninganlegg og vi ser nedenfor i tabell 4-1 hvor Arva har definert veiledende teknisk levetid for flere komponenter/anleggsdeler.

Tabell 4-1 Komponenter og teknisk levetider

Komponent/anleggsdel	Levetid [år]
Bryteranlegg	40
Kabler (DN)	50
Kabler (RN)	50
Kontrollanlegg	20
Luftnett (DN)	80
Luftnett (DN) (mindre utsatte områder)	70
Luftnett (DN) (utsatte områder)	60
Luftnett (RN)	60
Master fjordspenn	100
Nettstasjon (frittstående)	50
Nettstasjon (i bygg)	50
Sjøkabel	50
Trafostasjon (bygg)	100
Transformator	60

Noen områder er spesielt utsatt for ytre påvirkninger som vær og vind, dette vil redusere levetiden på luftnettet og det gjøres vurderinger etter stedlige forhold som f.eks. vær og vind.

Analyseperiode

Analyseperioden angir det tidsintervallet som beregninger er gjort innenfor. En komponent som har kortere økonomisk levetid enn analyseperioden blir antatt reinvestert med samme type komponent. Komponenter med levetid utover analyseperioden vil få godskrevet dette ved en restverdi.

Det er i beregninger valgt en analyseperiode på 40 år, hvis ikke annet er oppgitt i de enkelte analysene.

Kalkulasjonsrente

For samfunnsøkonomiske lønnsomhetsanalyser fastsettes kalkulasjonsrenten av Finansdepartementet. For statlige investeringer er renten for tiden 4,0 %. Dette er en realrente dvs. at alle kostnader regnes i fast kroneverdi, slik at en slipper å justere for inflasjon og prisstigning.

Kostnad for tap

Samfunnsøkonomiske kostnader for tap er beregnet av SINTEF og REN i "Planbok" som er en oppdatert og systematisert planleggingsbok for kraftnettet. Korttidsgrensekostnad (KGK) brukes som prinsipp for å bestemme de samfunnsøkonomiske produksjonskostnadene for energi og effekt. Normalt brukes det 2400 t i brukstid for tap i henhold til planboka.

Den ekvivalente årskostnaden av tap er funnet ved hjelp av følgende formel:

$$k_{pekv} = k_p + k_{wekv} * T_t$$

der

$k_{pek\ve}$ er ekvivalent årskostnad for tap
 k_p er kostnad av maksimale effekttap
 k_{wekv} er ekvivalent årskostnad for energitap
 T_t er brukstid for tap

Generelt er beregninger i Netbas utført månedsvis. Omregning til tapt energi er utført ved hjelp av brukstid for tap.

Kunders kostnader ved avbrudd

Gjeldende KILE-satser fra NVE brukes for å representere de samfunnsøkonomiske kostnadene for avbrudd. Arva benytter Powel Fasit i konsesjonsområdet for å simulere KILE kostnader. Den nye ordningen med flere sluttbrukergrupper og mer differensierte kostnader for avbrudd brukes i analyser fremfor kostnadsfunksjon for beregning av avbruddskostnad. Erfaringsmessig gir dette en like god indikasjon på avbruddskostnadsbilde, og denne metoden gir også mer transparente beregninger.

Drift- og vedlikeholdskostnader

Dersom disse ikke er kjent ut fra egen historikk, benyttes en fast prosentsats av investeringsbeløpet. Dette anses som nøyaktig nok for sammenligning mellom prosjekter. I Arva benyttes 1,5 % av nyverdi dersom det ikke foreligger historiske tall. Drift og vedlikeholdskostnadene vil være avhengig av anleggets alder, vedlikeholdsintervall, valg av teknisk løsning og klimamessige påkjenninger. I værharde strøk vil en forvente høyere drift og vedlikeholdskostnad på grunn av sterkere klimatiske påkjenninger og flere komponentsvikt. Hvor langt komponenten er kommet i livsløpet spiller også inn. Der er en realitet at en må forvente flere defekter/svikt i begynnelsen og ved slutten av komponentens levetid (badekar – kurven).

Nytte og kostnadsberegninger (beregningsmetodikk)

Nytten ved et prosjekt framkommer som kapitalisert verdi av reduserte tap, reduserte vedlikeholdskostnader og redusert ikke-levert energi. De kapitaliserte verdiene for hvert år i analyseperioden blir summert og omregnet til dagens kroneverdi (nåverdi). Som analysemetode velges nåverdimetoden, da denne er teoretisk mest tilfredsstillende. Kostnadene ved en utbygging blir regnet om til dagens kroneverdi. Ved å benytte faste priser i kontantstrømmen trenger en ikke å ta hensyn til inflasjon.

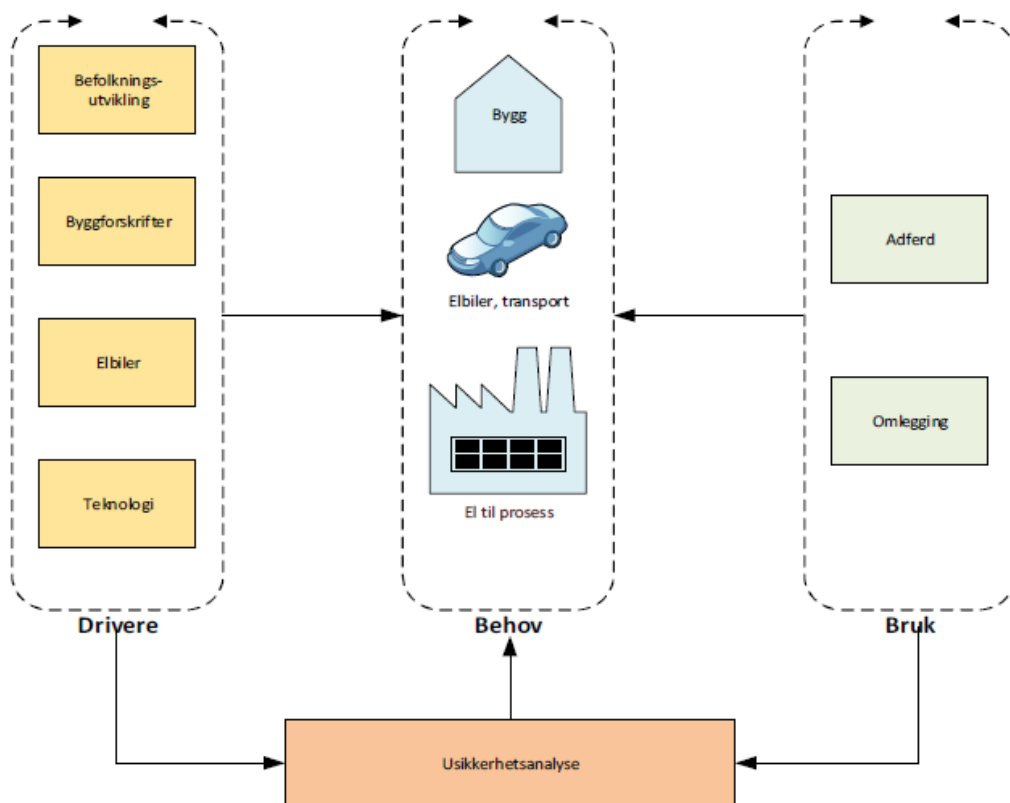
4.3 Tekniske forutsetninger

Nedenfor er det angitt hvilke tekniske forutsetninger utredningen bygger på.

Lastprognose

For energi – og effektfremskrivning har Arva benyttet en «Peak Load Demand Model» som har vært utviklet i samarbeid med Energi Norge og andre nettselskaper. Modellen benytter historiske data for bygg, kjøretøy og industri kombinert med befolkningsutvikling og andel av elektriske kjøretøy til å

etablere prognoser for fremtidig energi og effektbehov. En overordnet beskrivelse av metoden er vis i figur 4-2 under.



Figur 4-2 Overordnet beskrivelse av PLDM-modell

Befolkningsvekst er den største driveren for energi – og effektbehovet, hvor SSB's ulike alternativer for befolkningsframskriving kan legges til grunn. Videre stiller nye bygningsstandarder strengere krav til isolasjon av bygninger og dette gir dermed lavere etterspørsel for energi og effekt. Forventet utvikling innen bygningstype, byggestandard og alternative energikilder defineres i modellen.

NVE sine elektrifiseringstall er lagt til grunn for fremskriving av behov innen transportsektoren.

Energikrevende industriforbruk er den siste inputen i modellen. Drivere for disse er svært komplekse og vanskelige å modellere i et verktøy, og modelleres dermed som punktlaster med egendefinerte forbruksprofiler. Elektriske ferger og landstrøm modelleres også på denne måten.

Termisk grenselast

Luftledning

Det anvendes registrerte verdier fra Fosweb ved Statnett, da det er disse grensene driftssentralen benytter i den daglige driften av nettet. Flere av linjene

er bygd før 1990 og er prosjektert og bygget med en maksimal driftstemperatur på 40 eller 50 °C.

Kabel

Det anvendes data fra tekniske spesifikasjoner utgitt av kabelleverandørene. Maksimalstrømmen vil være avhengig av forlegningsmåte og avstand til andre kabler i samme grøft. For PEX – kabler, forutsettes en maksimal ledertemperatur på 90°C. Temperaturen i jord er forutsatt å være 15°C. For oljekablene er tillatt maksimal ledertemperatur 80/85°C, mens temperaturen i jord/sjø/omgivelse er 15-20°C. Ved krysning av vei blir ofte kablene forlagt i rør, det er også bygd mer og mer kabel i betongstøpt rørkanaler, spesielt i Tromsø sentrum. På regionalnettnivå blir dette i hensyntatt i analysene så langt det er mulig. Det er verdt å merke seg at sjøkablers belastningsevne bestemmes av forlegningen i landtaket.

Trafoer

Overbelastning av trafoer vil innebære en temperaturstigning i viklinger, isolasjonsmaterialer og kjølemiddel. En slik temperaturstigning vil kunne ha betydning for aldringsprosessene i isolasjonsmaterialene. Ved streng kulde, og tatt i betraktning den store tidskonstanten en har for temperaturstigning, vil en likevel tillate overbelastning med inntil 20 % av merkelast ved streng kulde. På nye trafoer er det målinger av oljens topptemperatur. Så lenge denne holdes under 90°C kan trafoen overbelastes betydelig uten tap av levetid. Det monteres også kjølesystemer på trafoene for å holde temperaturen nede, noe som er med på å øke trafoens evne til å tåle en overbelastning.

Spenningsgrenser

I regionalnettet er maksimalspenningen bestemt av isolasjonsnivået på de ulike komponentene, mens minimumsspenningen er bestemt ut fra stabilitetsmessige betraktninger og/eller leveringsbetingelser hos kunder. Ved for lav spenning vil en i tillegg suge ut store mengder reaktiv effekt fra kraftstasjoner, noe som er uønsket. I stasjoner med ensidig innmating, beskjedne overføring i normal lastsituasjon og lange radialer vil det reaktive tapet (reaktans i ledningen) være så stort at spenningen hos mottaker blir for lav. Spenningsfallet vil således være den begrensende faktoren for overføringskapasiteten. Tabellen under viser maksimum og minimum tillatt spenningsgrense for regionalnettet i utredningsområdet.

Tabell 4-2 Spenningsgrenser i regionalnettet.

Nettnivå	Maks [kV]	Min [kV]
132	145	128
66	67	60

Valg av spenningsnivå

For å ta hensyn til eventuelle fremtidige spenningsoppgraderinger vil nye kabler og ledninger i utredningsområdet primært bli bygd for 132 kV, enkelte forbindelser blir eventuelt drevet for 66 kV inntil videre. Dette medfører at tilknyttede transformatorer må være omkoblingsbare fra 66 kV til 132 kV på

primærsiden. Kostnadsforskjellen ved å benytte komponenter for 132 kV kontra 66 kV er infinitesimal. Variasjon i kortslutningsytelse i utredningsområdet medfører at det vil bli bestilt trafoer med forskjellig relativ kortslutningsspennning (e_z) for å tilpasse kortslutningsytelsen til ønsket nivå i underliggende distribusjonsnett.

Dimensjonerende belastning

I dimensjonerende belastning inngår all last, og den store andelen av elektrisk oppvarming i alminnelig forsyning gjør at belastningstoppene vanligvis inntreffer etter en kuldeperiode av en viss varighet. Statistiske temperaturforhold, dvs. 3-døgns middel, med 2-års returtid benyttes som referansetemperatur i forbindelse med økonomisk nettdimensjonering (normal høylast). De nettløsninger som framkommer vil ofte ha tilstrekkelig teknisk margin, men for å være på den sikre siden *kan* nettløsningene kontrolleres mot ekstrem høylast som har 10-års returtid. Det forutsettes at det er samme 3-døgns middel i hele utredningsområdet. Dette vil ikke være tilfelle da klima vil variere fra innlandsklima i indre Troms, til kystklima på ytre Senja. Antagelsen vil likevel være god, da temperaturen tilnærmedesvis vil svinge likt på de forskjellige stedene i utredningsområdet.

Produksjonsprofiler

I analyser for å dimensjonere kapasitet til systemet vil det beregnes "worst case" scenario. Det vil si med for eksempel vindkraft vil man måtte dimensjonere nettet for å kunne ta imot "full produksjon" i lettlast. For elvekraftverk uten eller med små magasin vil man måtte ha dimensjonert nettet til å kunne ta imot full produksjon både i lett og tunglast. Ved beregninger av nettap og i generelle analyser vil man bruke de målte reelle produksjonsprofilene for hvert enkelt kraftverk. For nye kraftverk benyttes antatte produksjonsprofiler for kraftverket, eventuelt brukes det en profil for et så tilnærmet likt kraftverk som man allerede har profiler for.

Brukstid for tap

Tapenes brukstid er et viktig underlag for å beregne kostnadene av tap, samt å finne fram til årlige energitap i et system ut fra effekttapene i tunglast. I henhold til REN og standardiserte analyser brukes normalt 2400 timer i brukstid for tap. I nettanalyser med stor integrasjon av vindkraft har en erfart problemer med å få tilgang til sannsynlig års variasjon for de nye vindkraftverkene i området. I slike nettanalyser vil en benytte en lavere brukstid for tap, typisk 1900 timer. I tillegg kan det utføres følsomhetsanalyser for å se i hvor stor grad brukstidens størrelse påvirker resultatet.

Reaktiv effekt

Behovet for nye kondensatorbatterier vurderes etter ønske om ikke å ta ut reaktiv effekt fra transmisjonsnettet, og ikke å transportere for store kvanta reaktiv effekt. I tillegg må en ha tilstrekkelig reaktiv effekt for å holde spenningen oppe i feilsituasjoner. Kompenseringen skjer dels i trafostasjonene og dels ute i fordelingsnettet.

Estetiske og miljømessige restriksjoner

For å ta mest mulig hensyn til estetiske og miljømessige forhold, holdes det god kontakt med statsforvalterens miljøvernnavdeling, muséer og andre med kompetanse på dette området. Innspill i forbindelse med anleggskonsesjon blir tatt seriøst og planer tilpasset de synspunkter som framkommer. Ved planlegging av nye linje traseer søker en så langt som mulig å tilpasse disse slik at de ikke skal virke dominerende, og skape visuell forurensning. Ved bygging av nye luftledninger i distribusjonsnettet skal det unngås å benytte skinnende eller blanke komponenter i mastene, dersom det ikke medfører vesentlige tekniske eller økonomiske ulemper, dette for å redusere visuelle virkninger. Piggisolator skal normalt ikke benyttes ved bygging av nye ledninger i distribusjonsnettet eller ved fornyelse av eksisterende anlegg. I tillegg søker en å unngå områder som er båndlagt av miljømessige årsaker.

Luftledning kontra kabel

Anvendelse av luftledning kontra kabel avhenger av en rekke forhold av økonomiske, estetiske og praktiske forhold. Rent økonomisk betraktet vil luftledning være billigere enn kabel. Estetisk er kabel å foretrekke, derfor vil en i byer og tettsteder kun benytte kabel. Arva, som områdekonsesjonær, skal ved bygging av nye eller fornyelse av eksisterende forbindelser i distribusjonsnettet, benytte jordkabel dersom naturgitte forhold tilsier moderate naturinngrep og ekstrakostnader. Sviktfrekvensen for kabel og luftledning for varige feil er omtrent like store for spenningsnivået 45-132 kV. Reparasjonstiden for kabel er i gjennomsnitt vesentlig lengre. Kabel benyttet som overføringsmedium ville derfor medført større behov for reserveforsyning enn om luftledning ble benyttet. I praksis vil en derfor benytte luftledning for overføring av kraftmengder over større avstander. Dette er også dokumentert i NVE rapporten: *KTE – notat nr. 42/03; Kabel som alternativ til luftledning.*

4.4 Særegne forhold innen utredningsområdet

Forbrukstygndepunkt

Forbrukstygndepunktet i utredningsområdet er Tromsø, Senja og Finnfjordbotn. Ellers er forbruket spredt utover hele regionen, med mindre sentra og enkelte store punktlaster i mer grisle strøk.

I utredningsområdet finnes en stor bedrift innen kategorien kraftkrevende industri: Finnfjord AS. Stort kraftuttak ved bedriften har medført at Arva kjører parallelle linjer fra Bardufoss trafostasjon til Finnfjordbotn trafostasjon.

Langs kysten har man fiskeribedrifter som er svært konjunkturavhengig. Tilpasning av nettkapasitet mot denne gruppen er en utfordring da denne bedriftskategorien har korte beslutningsprosesser i forhold til et nettselskap. I tillegg er installasjonene i disse bedriftene preget av store motorlaster, som kan gi redusert spenningskvalitet i omkringliggende nett. Arva stiller strenge krav til oppstart av motorlaster i svake nett.

Kraftproduksjon

Kraftproduksjonen i utredningsområdet er geografisk spredt. Sør og nord i utredningsområdet er det kraftverk som mater inn i regional- eller transmisjonsnettet, mens en i tillegg har spredte småkraftverk som mater inn i distribusjonsnettet. Småkraftverkene er et viktig bidrag for å holde tilstrekkelig spenning på lange radialer i distribusjonsnettet. Dette gjenspeiler seg også i positiv tapsmarginal for innmating fra nevnte småkraftverk. Vindkraft kom i en litt større skala i 2012 da Fakken vindkraftverk på Vannøya i Karlsøy kommune ble satt i drift. Kraftverket mater inn produksjonen via 66 kV linje fra Fakken til Ringvassøy trafostasjon (linjen er bygget som 132 kV). I tillegg ble Raud -/ Kvittfjell vindpark idriftsatt i 2020 på Kvaløya med en samlet maks vinterytelse på 142 MW.

Klima

Forsyningsområdet til Arva og Vissi er karakterisert ved to klimatyper, kystklima og innlandsklima. Dette har gitt seg utslag i valg av materiell og løsninger. For eksempel er det på enkelte steder langs kysten benyttet isolatorer med lang krypestrømvei (FOG – isolatorer) på grunn av salting. Stålaluminiumliner er også utsatt for korrosjon og oksidasjon. For å motvirke disse prosessene benyttes det i utsatte kyststrøk fetede liner eller liner med galvanisert stålkjerne. Også vindretninger med tanke på is last blir hensyntatt ved bygging av nye linjer.

Utbygging og drift av nettet

Regionalnettet i utredningsområdet drives for en stor del som separate nett, som fysisk er forbundet via transmisjonsnettet. Nettet er også sammenhengende via et utstrakt distribusjonsnett med begrenset overføringskapasitet. Tilførsel til lokale sentra utenfor Tromsø by har i stor grad ensidig innmating. Det betyr at områder kan bli mørklagt ved kritiske feil. En begrenset reservekapasitet i distribusjonsnettet vil bedre denne situasjonen, men distribusjonsnettet vil på langt nær være en tilstrekkelig reserve ved kritiske feil.

Historiske forhold og tradisjoner av betydning for energisystemet

Utformingen av transmisjons- og regionalnettet i utredningsområdet har i utgangspunktet vært bestemt av bosettingsstruktur, industri, valg av produksjonssteder og av hensiktsmessige traseer for gjennomgående transmisjonsnett. De første overføringslinjene ble ført inn til det som den gang var de tettete befolkede områdene. Bosettinga har seinere forskjøvet seg i enda sterkere grad til disse områdene, og en historikk om utbygginga av overføringsnettet Troms vil dreie seg om en økning av kapasiteten og bedring av leveringssikkerheten inn mot disse stedene.

Strukturen i nettet er også preget av denne gradvise utbygginga ved at deler av anlegget avspeiler tidligere valg av spenningsnivåer. Selv om 132 kV ble tatt i bruk i vårt land allerede i 1928, skjedde ikke dette i Troms før i 1960 da Innset kraftverk ble satt i drift.

Den første overføringslinja i Troms ble tatt i bruk i 1910 mellom Gausvik og Harstad. I utredningsområdet stod den første lengre forbindelsen ferdig i 1913 – mellom Simavik og ”sekundærstasjonen” i Tromsø. Linja med spenning på 12 kV ble i 1932 supplert med en 36 kV-forbindelse, som også ble forlenget til Skarsfjord. Begge disse kraftverkene mater i dag direkte inn på fordelingsnettet på 22 kV. I Midt-Troms, der det første kraftverket i Bardufoss ble tatt i bruk av Troms fylkes kraftforsyning i 1922, skjedde distribusjonen ved en stadig utvidelse av 22 kV-nettet. I Nord-Troms ble det bare gjennomført mindre utbygginger med lokale nett i mellomkrigstida, og fra Ymber`s første kraftverk i Sikka, som stod ferdig i 1950, skjedde distribusjonen via fordelingsnettet.

Det var først da spørsmålet om en større kraftutbygging for Midt-Troms og Tromsø kom opp etter 1945, at det ble aktuelt med overføringer med høyere spenningsnivå. Det ble bygd trafostasjon på Hungeren og 66 kV-overføring mellom Bardufoss og Tromsø. Anlegget ble tatt i bruk da nye Bardufoss kraftverk ble satt i drift i oktober 1953. Det ble samtidig bygd en 60 kV-linje til Setermoen. Den ble imidlertid drevet med 22 kV fram til 1961, da den ble forlenget til Salangen og koblet om til 66 kV. Ønsket om tungindustri i Troms i forbindelse med Nord-Norge-planen, endte med et smelteverk i Finnfjordbotn i Lenvik. Det ble derfor også bygd en 66 kV-forbindelse fra Bardufoss til en ny trafostasjon i Finnfjordbotn.

Med utgangspunkt i dette opprinnelige 66 kV-nettet, ble overføringene gradvis forlenget. I Tromsø stod Charlottenlund trafostasjon ferdig ved midten av 1960-tallet, og seinere ble 66 kV-nettet utvidet til stasjonene Gimle, Kroken, Kvaløysletta og Sentrum. Det ble bygd en 66 kV- linje videre fra Kvaløysletta til Ringvassøya. Fra Finnfjordbotn ble overføringslinjene i 1966 forlenget over Gisundet til Svanelvmo på Senja og seinere til trafostasjonene Silsand og Straumsnes. I Midt-Troms ble det også bygd 66 kV-nett til trafostasjoner i Storsteinnes, Nordkjosbotn, Øverbygd og til Dividalen kraftverk. Med utbygginga av transmisjons- og regionalnett med 132 kV fra 1960, er det bare disse forlengelsene av det opprinnelige 66 kV-nettet som har blitt stående – forbindelsene fra Setermoen til Salangen, fra Finnfjordbotn til Senja, fra Meistervik til Nordkjosbotn og Tromsø-overføringene fra Hungeren mv. 132 kV-forbindelsen nådde Bardufoss og Meistervik i 1960, Hungeren i 1963, Finnfjordbotn 1972 og Setermoen (Bardu) i 1983. 66 kV-linjer som ble drevet parallelt en tid fram til Hungeren og Finnfjordbotn ble etter hvert opprustet til 132 kV, og trafostasjoner langs disse linjene likeledes bygd om.

I Nord-Troms ble det bygd ut et 60 kV-nett i løpet av 1960-årene; fra Nordreisa til Hamneidet og det ble bygd en forbindelse til Kautokeino i Finnmark. I forbindelse med de store kraftutbyggingene i Kåfjord og Kvæningen, vedtok Stortinget i 1963 at staten skulle stå for utbygginga av stamlinjenettet. I 1966 ble Nord-Troms Kraftlag (Ymber) – nettet koblet til Vest-Finnmark via statens linje til Kvæningen. Da Guolasjohka kraftverk stod ferdig i 1971 og Troms Kraft kunne ta i bruk sin nye linje til Tromsø, ble stamlinjenettet i Nord-Troms lagt om til 132 kV. Ymber var tilkoblet dette nettet over Nordreisa trafo, og

kunne seinere utvide sitt overføringsnett med utgangspunkt i de forbindelsene som ble etablert denne perioden. Med 132 kV-forbindelsen mellom Kåfjord og Tromsø var også Nord-Troms og det meste av Finnmark tilsluttet det daværende samkjøringsområdet nord for Salten.

Etter denne samlinga innenfor et felles kraftrike, har den videre utbygginga av transmisjons- og regionalnettet både skjedd ved etablering av 400 kV-forbindelse (fra Salten til Balsfjord) og en videre utbygging av 66 kV-nettet med utgangspunkt i strukturen fra 1950- og 1960-tallet, men det har mest av alt dreid seg om omlegging til, og nybygging av 132 kV-nett. Nettet representerer således både en modernisering, samtidig som det avspeiler strukturen ved elektrisitetens gjennombrudd i vår region i 1950- og 1960-årene.

5. Beskrivelse av dagens kraftsystem

5.1 Dagens kraftnett og statistikk for overføring

Unntatt fra innsyn etter offentleglova § 13.

5.2 Relevante grensesnitt i utredningsområdet

Unntatt fra innsyn etter offentleglova § 13.

5.3 Jordingsystem og ladestrøm

Unntatt fra innsyn etter offentleglova § 13.

5.4 Kritiske feilsituasjoner

Unntatt fra innsyn etter offentleglova § 13.

5.5 Forsyningssikkerheten i området

Forsyningssikkerheten beskriver kraftsystemets evne til å sørge for pålitelig leveranse av strøm til enhver tid og består av to dimensjoner:

- Kraftbalanse, dvs. balanse mellom produksjon og forbruk.
- Systemsikkerheten, dvs. systemets evne til å håndtere feilhendelser uten at det rammer brukerne av kraftnettet, såkalt N-1 kriteriet.

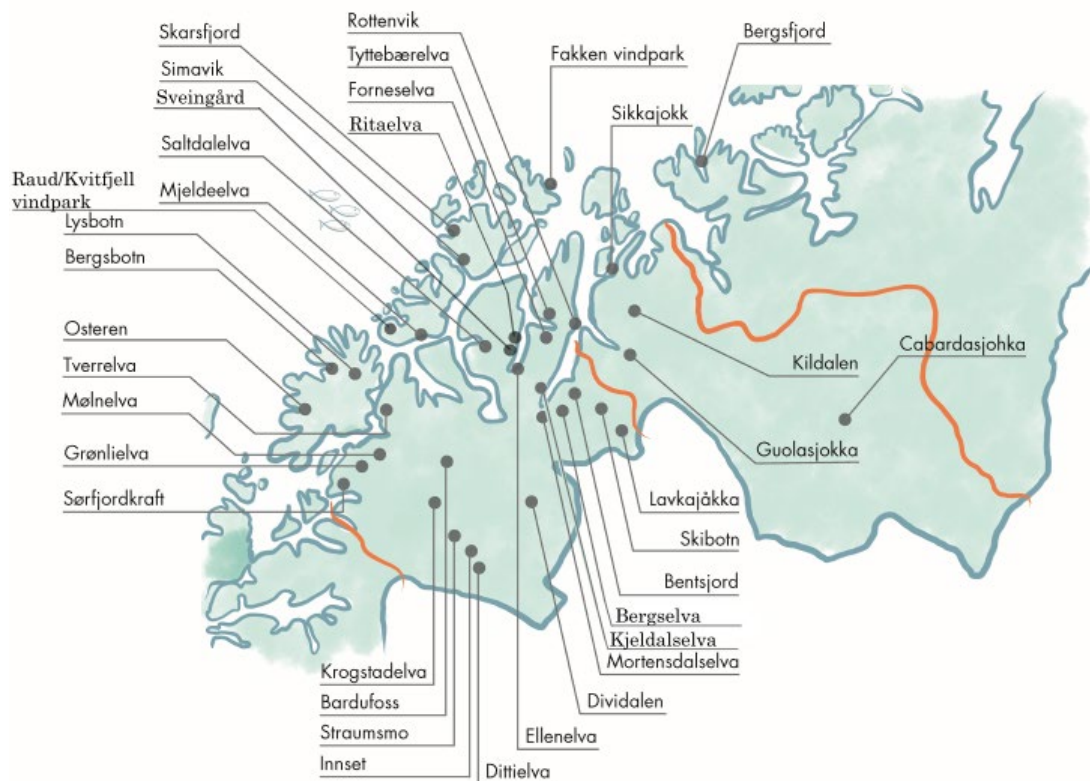
Forsyningssikkerheten betraktes som god i de deler av nettet hvor en har momentan reserve samt reserve etter omkoblinger i nettet. På steder hvor regionalnettet har karakter av ensidig innmating med begrenset reserve i underliggende nett, har Arva identifisert grad av omkoblingsmulighet i underliggende nett samt forventet antall timer uten N-1 gjennom et normalår. I samme vurdering er det tatt stilling til nødvendig investeringsbehov for etablering av N-1 forsyning til de trafostasjoner som ikke har dette i dag. Totalt utgjør dette investeringer i størrelsesorden om lag 1650 MNOK for utredningsområdet. N-1 forutsetningen bygger da på feilfri leveranse fra Statnett i transmisjonsnettet.

Alle områder som ligger på en radial, uten umiddelbare omkoblingsmuligheter eller oppregulering av underliggende produksjon er sårbare med tanke på forsyningssikkerhet. For utredningsområdet er følgende områder definert som sårbare: Senja og omegn, Bardu og Salangen, deler av Storfjord og Balsfjord, enkelte deler av forsyningen i Tromsø, samt forsyning til Skjervøy og omegn samt Kautokeino.

Øvrige detaljer i vurderingen av forsyningssikkerheten i utredningsområdet er unntatt fra innsyn etter offentleglova § 13.

5.6 Statistikk for elektrisitetsproduksjon

Kraftproduksjonen i utredningsområdet er geografisk spredt. Sør og nord i utredningsområdet er det kraftverk som mater inn i transmisjons- eller regionalnettet. I tillegg har vi en god del småkraftverk som mater inn i et utstrakt distribusjonsnett (22 kV). Nedenfor i Figur 5-1 ser vi de navngitte eksisterende produksjonsanleggene i konsesjonsområdet vårt. De anleggene som ikke er navngitt i figuren kommer inn under andre konsesjonsområder. Plusskunder, mikrokraftverk (under 0.1MW) og anlegg som er under bygging og ikke er ferdigstilt, fremgår ikke i oversikten.



Figur 5-1 Kartet viser en navngitt oversikt over eksisterende produksjonsanlegg.

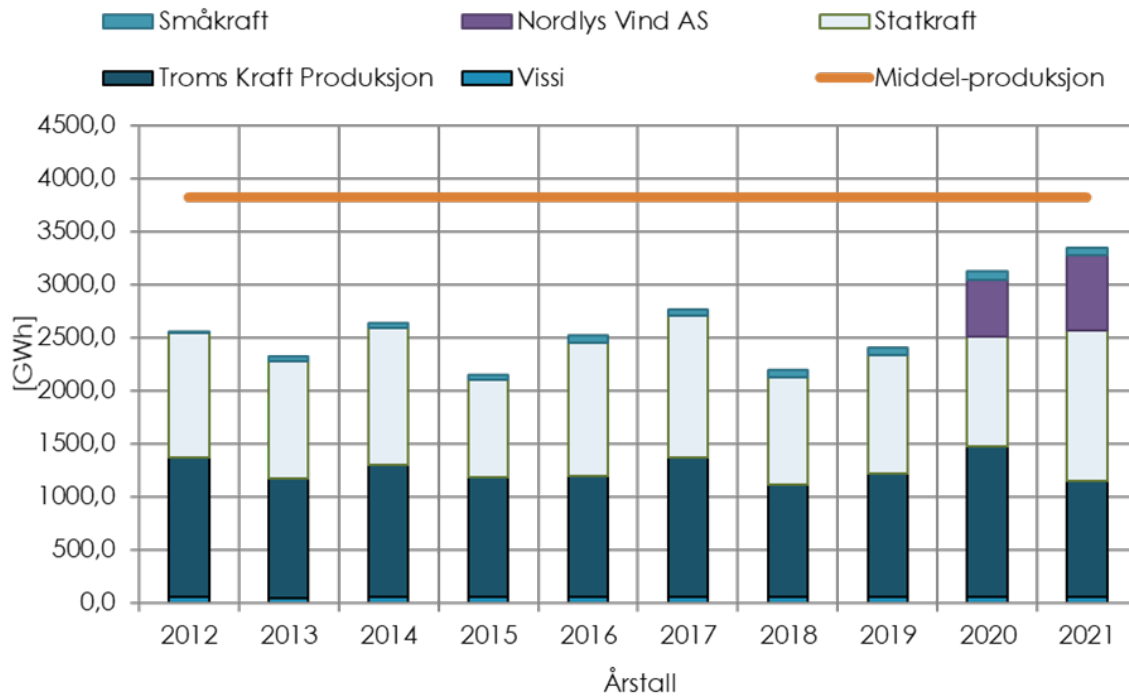
Installert ytelse i de 36 kraftverkene er 956 MVA, mens maksimal vinterytelse er 655 MW.

Energiproduksjon

Normalproduksjonen av energi i utredningsområdet er 3194 GWh. Straumsmo produserer mest med cirka 670 GWh i snitt årsproduksjon siste 10 år, etterfulgt av Innset kraftverk med cirka 440 GWh.

Figur 5-2 viser produksjonen ved kraftverkene i området (fordelt på produsent). Statkraft og Troms Kraft Produksjon AS er de største produsentene av kraft i området.

Som figuren viser har det i de to siste utredningsårene blitt produsert stort volum, med historisk maksimal produksjon i 2021 på 3346 GWh.

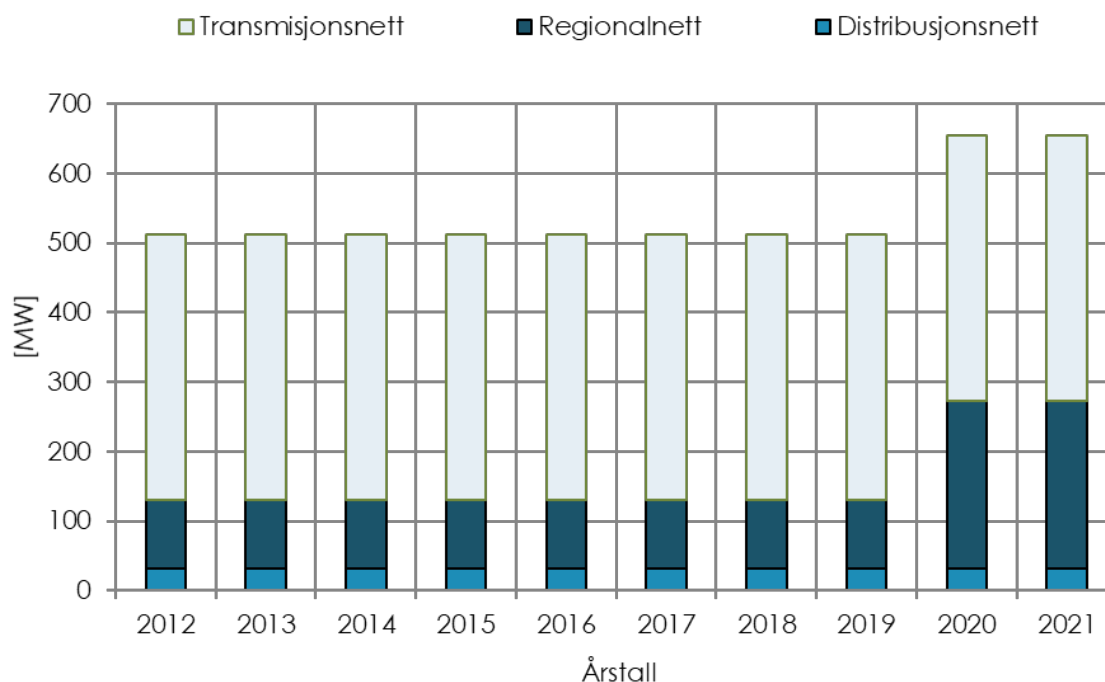


Figur 5-2 Grafisk fremstilling av energiproduksjon i utredningsområdet.

Maksimal vinterytelse

Vindkraftverket Raud /Kvitfjell ble idriftsatt i 2020.

Som Figur 5-3 viser ligger hovedtyngden av kraftverk med tilgjengelig vinterytelse i transmisjonsnettet.



Figur 5-3 Utviklingen av maksimal vinterytelse i utredningsområdet.

Vindkraftverket Raud/Kvitfjell har høyest vinterytelse på 142 MW. Innset og Straumsmo har til sammen 226 MW, men også Bardufoss, Guolasjohka og Skibotn har høy vinterytelse med til sammen 199,5 MW.

Dagens produksjonsanlegg fordelt på nettnivå

Det finnes i dag 42 kraftstasjoner med 47 generatorer innenfor utredningsområdet. Av disse er 7 stasjoner tilknyttet regional- eller transmisjonsnettet, med en total maksimal vinterytelsen på 382 MW. De øvrige stasjonene er tilknyttet distribusjonsnettet og har en maksimal vinterytelse på 197 MW.

Kondensatorbatteri

Det er installert 12 kondensatorbatteri som er plassert i transformatorstasjoner, disse er fordelt rundt i nettet. Total installert ytelse er 69,6 MVar. I tillegg er det er SVC (statisk VAR kompensering) anlegg montert på Fakken transformatorstasjon med en ytelse på 11 MVar.

5.7 Statistikk for elektrisitetsforbruk

På de etterfølgende sidene er lastdata systematisert på ulike måter for å illustrere hvordan utviklingen har vært de siste 10 år.

Alminnelig forsyning

I kategorien alminnelig forsyning er utetemperaturen den klimafaktoren som påvirker belastningen desidert mest. Dette skyldes den store andelen av elektrisk romoppvarming som finnes innenfor denne kategorien. Energi- og effektforbruket for alminnelig forsyning er derfor temperaturkorrigert. Kraftkrevende industri er bare i liten grad temperaturavhengig og er derfor ikke temperaturkorrigert.

Alminnelig forsyning defineres som alt forbruk med unntak av kraftkrevende industri og utkoplingsbart forbruk.

Temperaturkorrigering av effektuttak

For å kunne sammenligne effektuttaket fra år til år er det nødvendig å korrigere for svingninger i temperaturen. Temperaturkorrigering gjøres ved å se på sammenhengen mellom temperatur og forbruk. En finner da ut hvor temperaturfølsomt forbruket er.

For å regne temperaturkorrigert maksimallast for et gitt år benyttes følgende formel.

$$P_{DUT} = P + P\delta (DUT_n - DUT)$$

hvor

P_{DUT}	er den temperaturkorrigerede maksimaleffekten for aktuelt år [MW]
P	er målt effekt for aktuelt år [MW]
δ	er maksimallastens temperaturfølsomhet [% pr. °C]
DUT	er laveste 3 døgn middeltemperatur for det aktuelle året [°C]
DUT_n	er laveste 3 døgn middeltemperatur for n års returtid [°C]

For å identifisere lastens temperaturfølsomhet har en valgt å se på tre ulike områder innenfor utredningsområdet og beregnet en vektet δ . Områdene en har valgt ut er Tromsø, Senja og Målselv/Bardufoss (innlandet). En har undersøkt lastens temperaturfølsomhet i «fyringssesongen», desember til februar.

Område	Temperaturfølsomhet
Tromsø	1,75 %
Senja	2,83 %
Innlandet	1,69 %
Vektet gjennomsnitt	1,89 %

Tabell 5-1 Temperaturfølsomhet i området.

Utkoplingsbart forbruk

1.7.2012 etablerte Arva en ny ordning for fleksibelt forbruk, som erstatning til ordningen om utkoblingsbart forbruk. Kunder som tegner nettleieavtale om fleksibelt forbruk, og kan kobles ut ved behov, får rabatt på effektleddet på ordinær nettleietariff. Dette tilbudet gjelder for anlegg med installert effekt over 500 kW og med fjernstyring fra driftssentralen til Arva. Vissi har også utkoblingsbart forbruk.

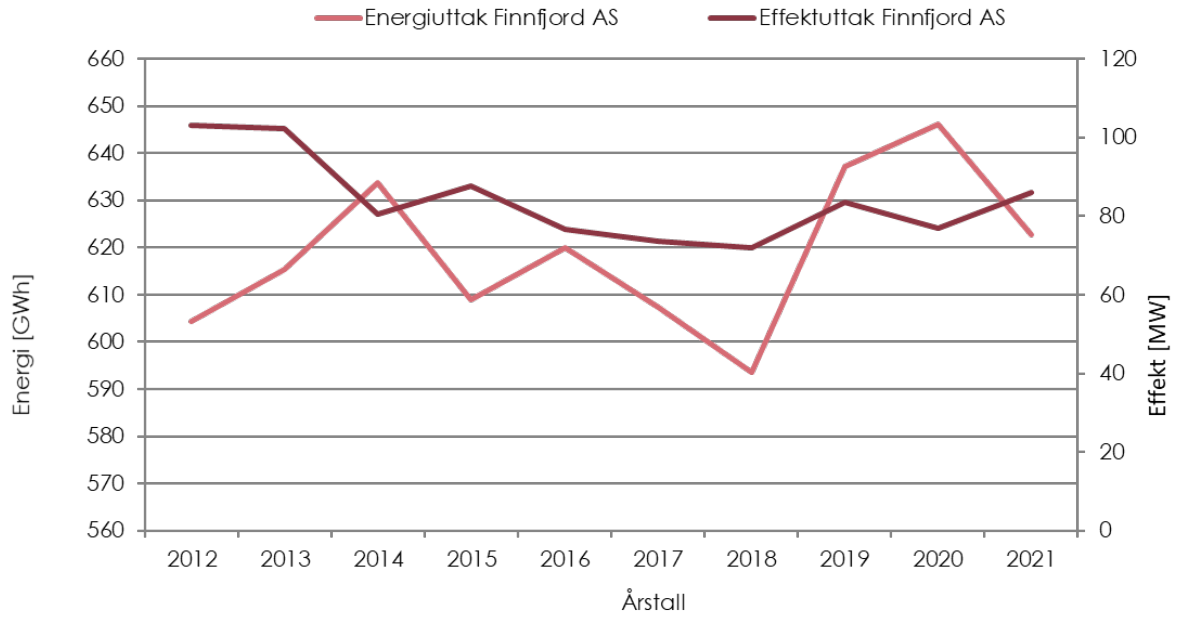
Det stilles ikke krav til reserveforsyning ved utkobling, men kunden må selv ta ansvaret for eventuelle konsekvenser når strømforsyningen uteblir. Forbruket vil bli koblet ut når det er behov for dette og ut ifra kapasitetsbegrensninger i strømnettet. Arva styrer utkoblingene, og kunder må påregne strøm utkoblinger opptil flere ganger i året.

Kundene kan velge mellom følgende tariffkategorier for fleksibelt forbruk:

1. Momentan utkobling og ubegrenset varighet: 50 prosent rabatt på effektleddet på ordinær nettleietariff
2. En time varsel og ubegrenset varighet: 40 prosent rabatt på effektleddet på ordinær nettleietariff

Kraftkrevende industri

Det finnes kun en bedrift i utredningsområdet som kommer inn under kategorien kraftkrevende industri. Dette er smelteverket i Finnfjordbotn, Finnfjord AS. Bedriften tok i 2020 ut 646 GWh elektrisk kraft, og har videre hatt et maksimaluttak på 103 MW i utredningsperioden. Faktisk energiforbruk i 2020 er det høyeste registrerte forbruket av Finnfjord AS i utredningsperioden, etterfulgt av 637 GWh i 2019. Brukstiden ligger normalt opp mot 8000 timer. Finnfjord AS har installert et gjenvinningsanlegg som medfører at totalforbruket har blitt redusert de siste årene, men maksimaluttaket er fremdeles opp mot 100 MW. Figur 5-4 illustrerer dette grafisk:



Figur 5-4 Historisk uttak Finnjord AS

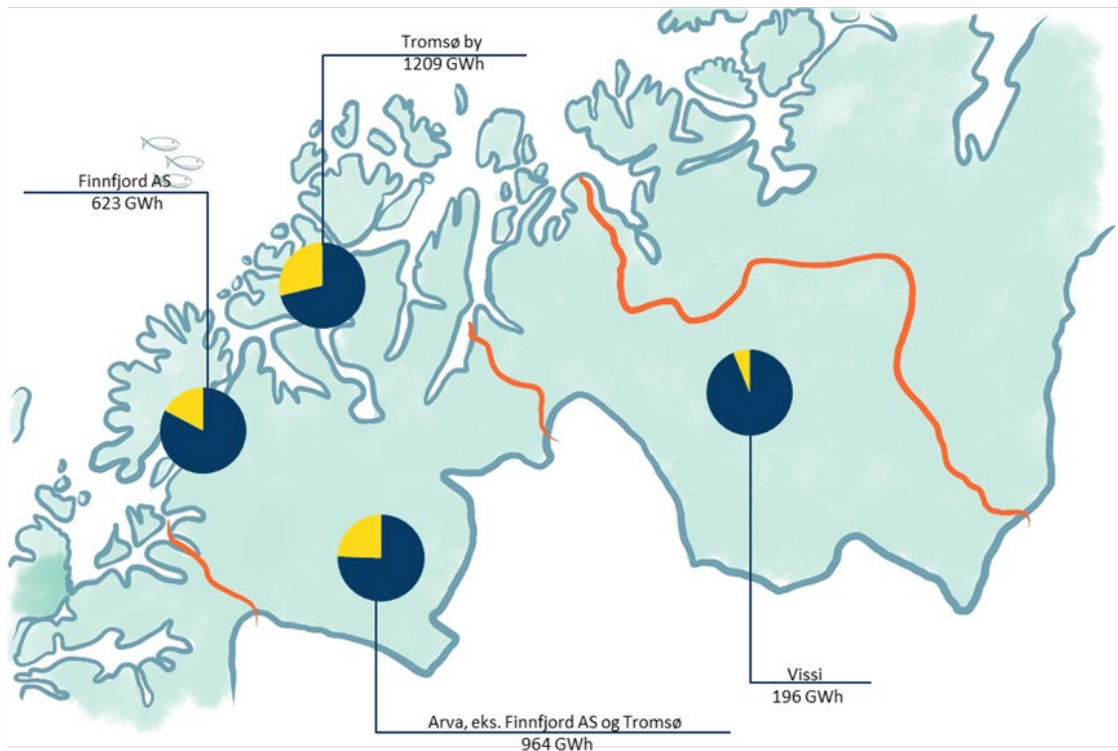
Energiforbruk

Nedenfor er energiforbruket i utredningsperioden systematisert etter følgende kriterier:

- geografisk fordeling.
- faktisk/temperaturkorrigert forbruk i et 10 års perspektiv.
- fordeling mellom ulike kundegrupper.
- fordeling mellom alminnelig forsyning, kraftkrevende industri og utkoplingsbart forbruk.

Geografisk fordeling

I figuren nedenfor er den geografiske fordelingen mellom de to konsesjonærene (Arva og Vissi) vist, samt at Arva sine to store lastpunkter er spesifisert.



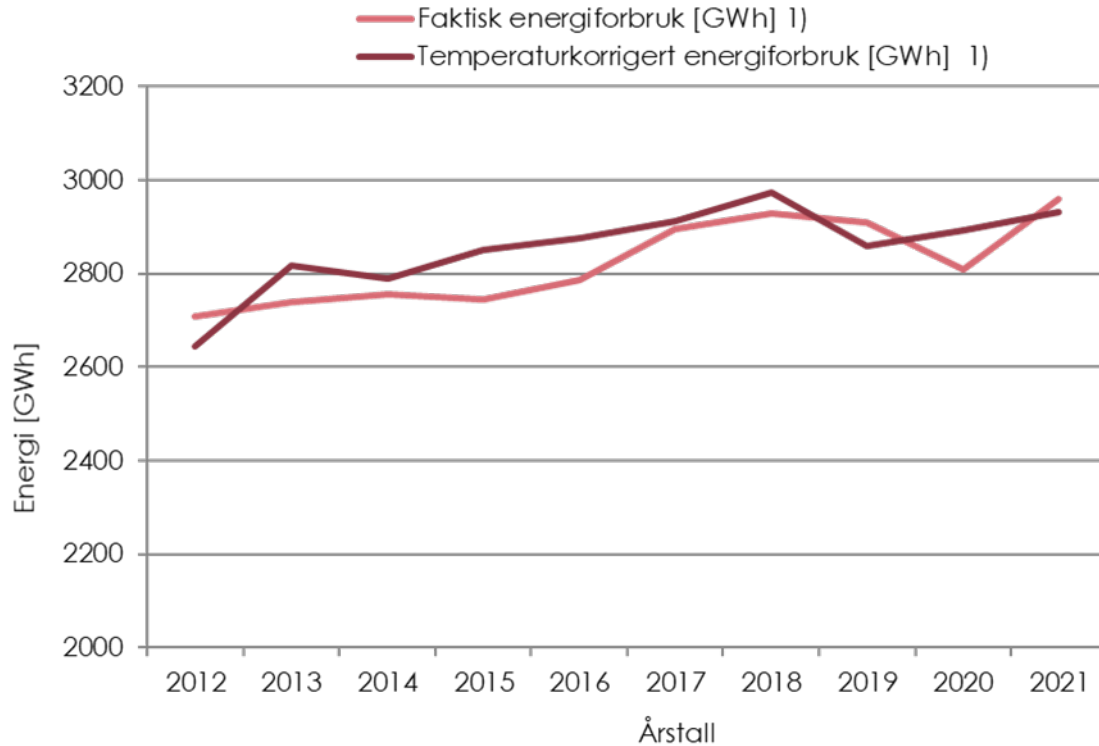
Figur 5-5 Geografisk fordeling av energiforbruket i utredningsområdet

Figur 5-5 viser geografisk fordeling av energiforbruket i utredningsområdet. Alle tall er gitt i GWh (temperaturkorrigert energiforbruk, inklusivt utkoplingsbart forbruk). I tallmaterialet for Tromsø inngår alle stasjoner på øya, samt stasjonene Kroken, Hungeren og Kvaløya.

Det største lasttyngdepunktet er Tromsø by med ca. 40 % av det totale lastuttaket i utredningsområdet. Finnfjord AS forbruker normalt ca. 21 % av total lasten, og er den største enkeltkunden.

Historisk energiutvikling

Målt energiforbruk (ukorrigert) i utredningsområdet (inkludert utkoplingsbart forbruk) har hatt en endring fra 2709 GWh i 2010 til 2959 GWh i 2021.



Figur 5-6 Historisk utvikling i energiforbruk i utredningsområdet, inkl. utkoplingsbart forbruk (1).

Figur 5-6 viser historisk utvikling i elektrisk energiforbruk i utredningsområdet. Diagrammet viser at det maksimale forbruket som ble målt i 10-årsperioden ble registrert i 2021 med 2932 GWh (temperaturkorrigert). Drift av anlegget til Finnfjord AS har stor betydning for energiuttaket i regionen, i statistikkene er ikke energiuttaket ved Finnfjord AS temperaturkorrigert.

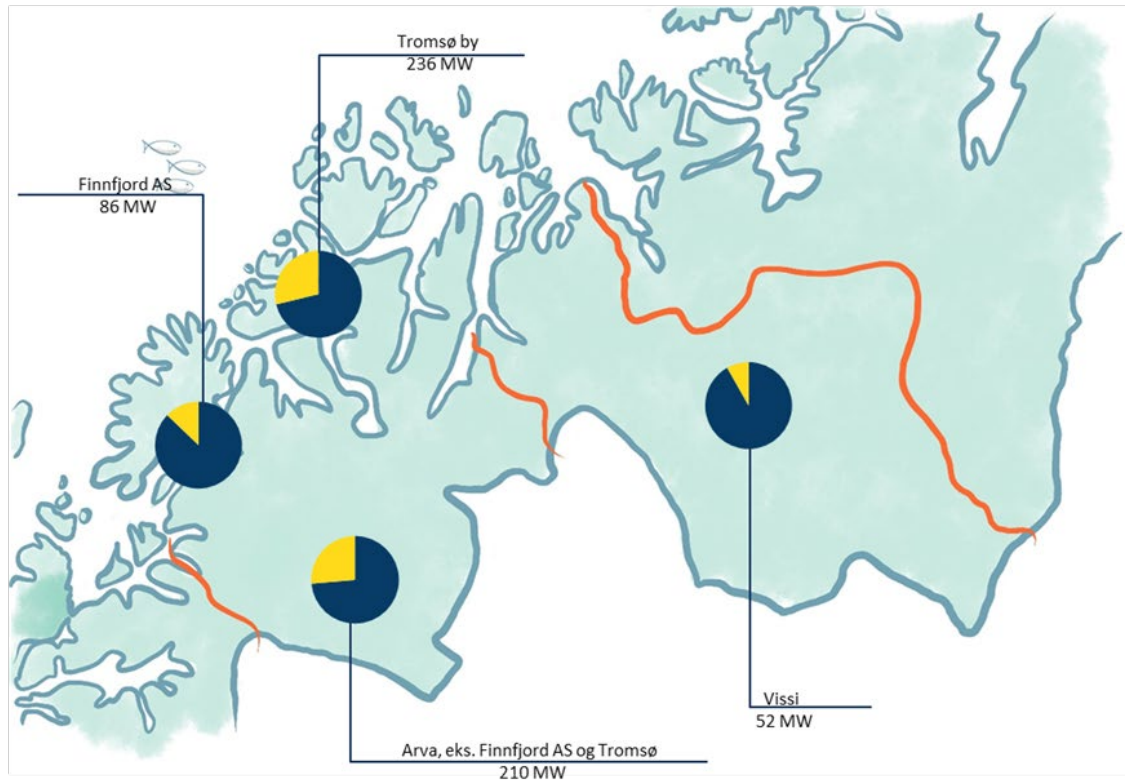
Effektuttak

På samme måte som energiforbruket er også effektuttaket systematisert etter følgende kriterier:

- geografisk fordeling
- faktisk- /temperaturkorrigert forbruk i et 10 års perspektiv
- fordeling mellom ulike kundegrupper
- fordeling mellom alminnelig forsyning, kraftkrevende industri og utkoplingsbart forbruk

Geografisk fordeling

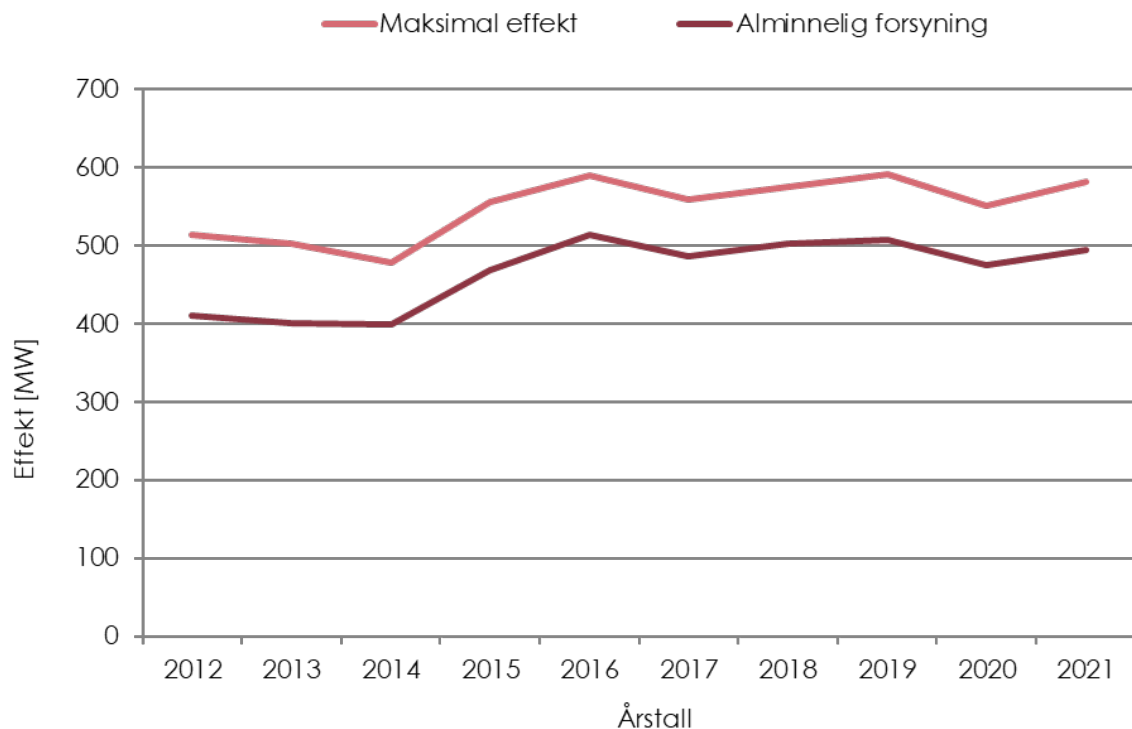
Nedenfor er den geografiske fordelingen mellom de to konsesjonærene vist. Smelteverket i Finnfjordbotn og Tromsø er skilt ut fra øvrig lastuttak.



Figur 5-7 Geografisk fordeling av effektuttaket.

Figuren over viser geografisk fordeling av effektuttaket i utredningsområdet. Effektuttaket er temperaturkorrigert med 2 års returtid.

Historisk effektutvikling



Figur 5-8 Historisk utvikling av effektuttaket i utredningsområdet.

Figuren over viser det maksimale effektuttaket målt i utredningsperioden. Diagrammet viser at det maksimale effektuttaket målt i perioden er registrert i 2019 med 591 MW. Ser man bare på alminnelig forsyning var maksimalt effektuttak 508 MW. Ved den temperaturkorrigerede effekten (med 2 års returtid) er maksimalverdien 595 MW beregnet i år 2017.

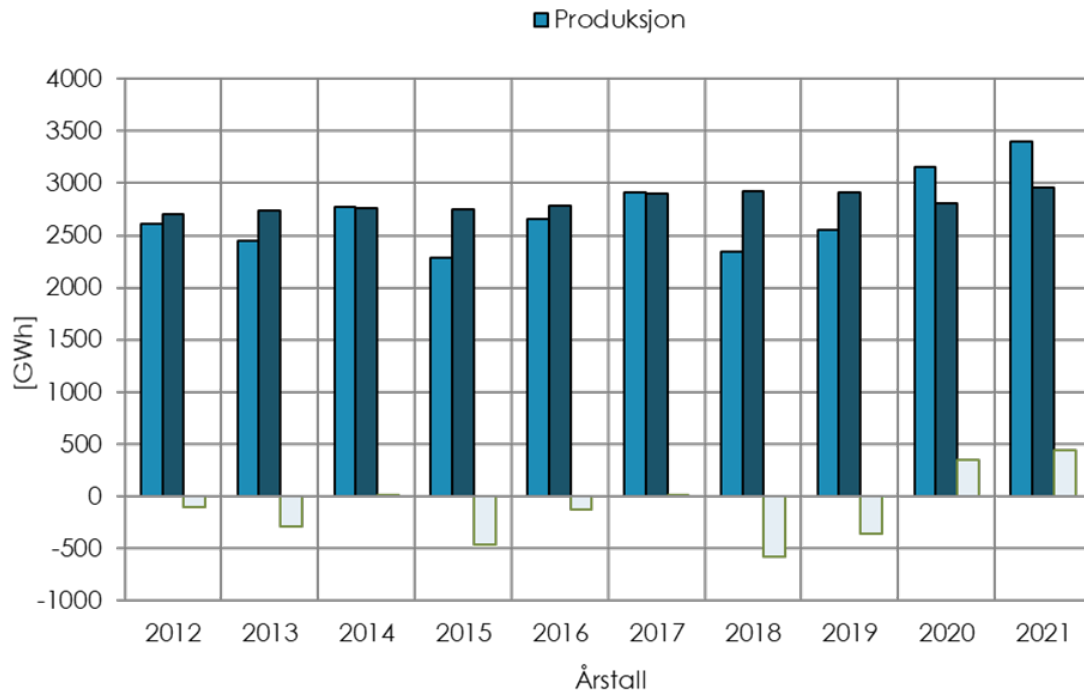
Det gjøres oppmerksom på at en i tidligere kraftsystemutredninger har presentert asynkron makslast (summen av høyeste uttak for hver transformatorstasjon), mens en nå har gått over til synkron makslast, noe vi anser for å gi et mer riktig bilde. Dette har medført at historisk effektuttak er lavere enn tidligere presentert.

5.8 Utveksling mellom regional- og transmisjonsnett

Kraftbalansen fremkommer som differansen mellom produksjon og forbruk i området. Utkoplingsbart forbruk er ikke inkludert i forbruket.

Energi

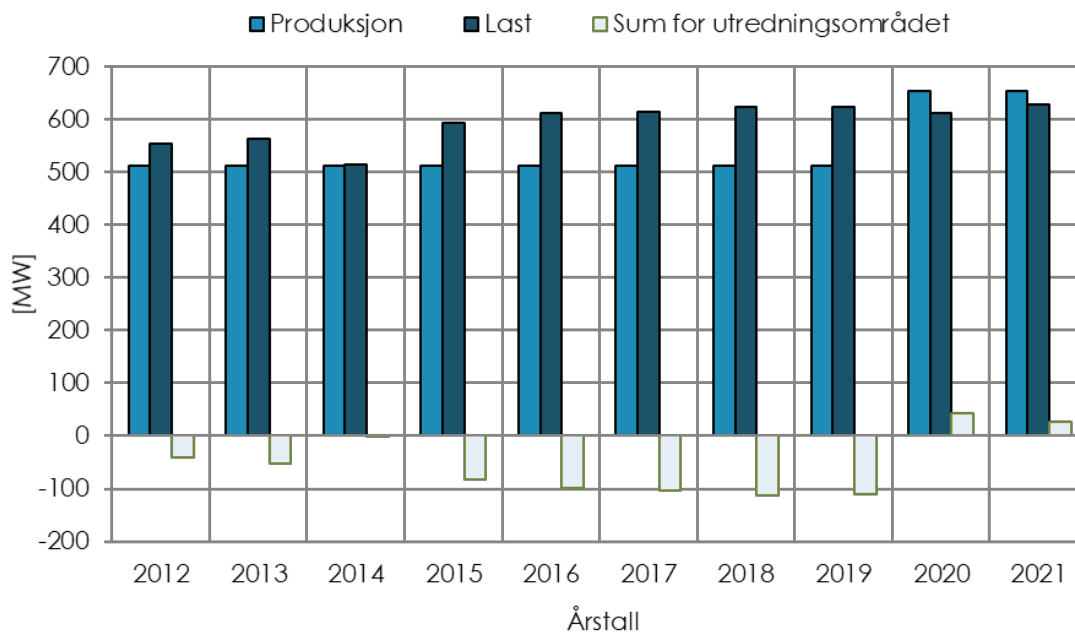
Energibalansen i utredningsområdet var i perioden frem til 2019 i underskudd. I 2019 var underskuddet 356 GWh. Ny produksjon etablert fra og med 2020 har medført at området har overskudd i 2020 og 2021. Figuren nedenfor viser utvikling i energibalansen i utredningsområdet.



Figur 5-9 Historisk utvikling av energibalansen i utredningsområdet.

Effekt

Effektbalansen i utredningsområdet viser en tidligere underskudds trend, men fra 2020 gikk vi inn i et lite overskudd. I 2019 var underskuddet i tunglasttiden 111 MW og 2020 viste et overskudd på 44 MW.



Figur 5-10 Utvikling av effektbalansen i utredningsområdet.

5.9 Tilgjengelig nettkapasitet til for ny produksjon

Potensiale for småkraft

I tabellen under er det gjort en vurdering av nettkapasiteten med bakgrunn i kjente meldte og planlagte småkraftverk. Det er tatt utgangspunkt i alle produksjonsanlegg meldt inn til NVE i tillegg til de som Arva og Vissi kjenner til, for å vurdere et realistisk potensial.

Vurderingen av kapasiteten er gjort ved hjelp av kvalitative vurderinger av dagens nett, hvor dimensjonerende scenario er lavlast (sommer). Vurderingen tar kun høyde for regionalnett inkludert transformatorer mellom regionalnett og distribusjonsnett, samt regionalnett hvor dette er nødvendig. For kommuner med flere potensielle innmatingspunkt mot regionalnettet, har utreder foretatt en vektning i forhold til hvor mye potensiell produksjon som er antatt å mate mot hvilket punkt. Kommuner uten innmatingspunkt på regionalnettnivå er vurdert mot nærmeste geografiske innmatingspunkt, se for øvrig kommentarer i tabellen under.

Tabell 5-2 Vurdering av nettkapasitet i forhold til forventet småkraft potensial.

Kommunenavn	Småkraftpotensial [MW]	Status	Begrensning
Tromsø	2	Gul	Avhengig av hvor produksjon kommer vil det kunne oppstå kapasitetsbegrensninger ved Sandvika trafostasjon og Ullsfjord trafostasjon.
Lavangen	8	Grønn	
Bardu	0	Hvit	
Salangen	0	Hvit	
Målselv	2	Grønn	
Sørreisa	10	Grønn	
Dyrøy	1	Grønn	
Tranøy	0	Hvit	
Torsken	0	Hvit	
Berg	2	Grønn	
Lenvik	0	Rød	
Balsfjord	2	Grønn	
Karlsøy	2	Grønn	
Lyngen	8	Gul	Kapasitetsbegrensning ved Lyngen transformatorstasjon
Storfjord	11	Gul	Kapasitetsbegrensning ved Skibotn/Nordkjosbotn
Nordreisa	5	Gul	Trafo
Kåfjord	28	Gul	Trafo
Loppa	0	Hvit	Trafo
Kautokeino	0	Hvit	
Kvænangen	5	Gul	Trafo
Skjervøy	0	Hvit	

Grønn kategori: Ingen begrensninger på kapasitet for tilknytning av ny småkraft

Gul kategori: Begrenset/noe kapasitet for tilknytning av ny småkraft

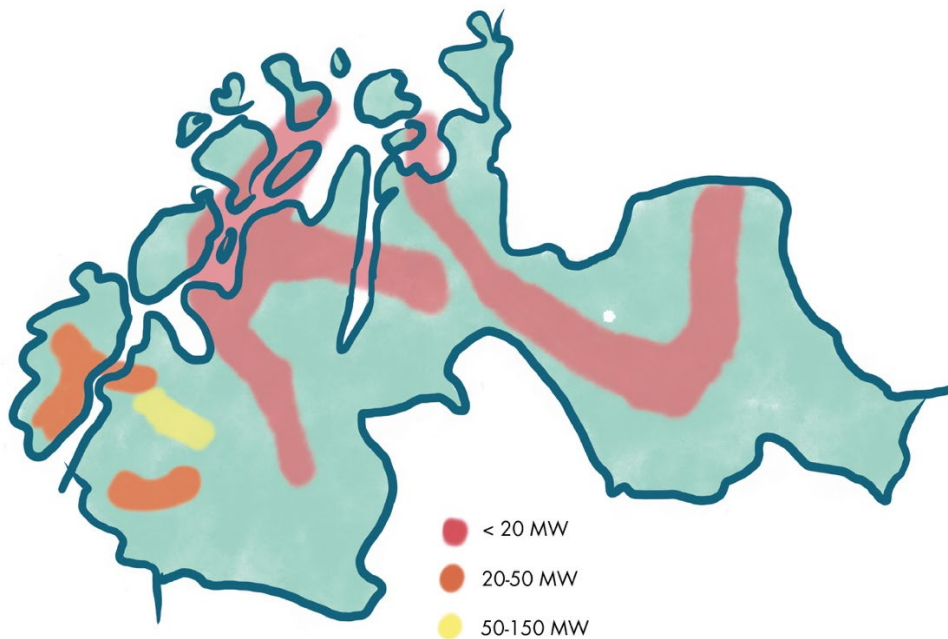
Rød kategori: Ingen kapasitet for tilknytning av ny småkraft

Hvit kategori: Ikke potensial for ny småkraft

Potensiale for nye større kraftverk

I kartet under er det gjort en vurdering av tilgjengelig nettkapasitet for tilknytning av større kraftverk (> 10 MW).

Vurderingen av kapasiteten er gjort ved hjelp av kvalitative vurderinger av dagens nett. Vurderingen tar kun høyde for kapasitet i regionalnettet.



Figur 5-11 Tilgjengelig inmatningskapasitet i regionalnettet.

5.10 Andre energibærere og påvirkning på kraftsystemet

I det etterfølgende gis en kort oppsummering av alternative energikilder (alternativer til vannkraft) og historisk produksjon.

Alternative energikilder

Nåværende kjent produksjon ved alternative energikilder samt etablerte produksjonsanlegg behandles i dette kapitlet.

Breivika varmesentral

Varmesentralen i Breivika forsyner blant annet universitetssykehuset og universitetet i Tromsø med fjernvarme. Utvidet med anlegg for biobrensel i 2003 og biobrensel er den største energikilden til varmeproduksjonen. Anlegget ble etablert i 1989 og har en kapasitet på 30 MW. Biobrensel, elektrisitet og bio/fyringsolje benyttes som energikilder.

Langnes varmesentral

Varmesentralen på Langnes/Håpet forsyner blant annet kjøpesentre, skoler og sykehjem med fjernvarme. Elektrisitet er den største energikilden til varmeproduksjonen. Anlegget ble etablert i 2012 og har en kapasitet på 3 MW. Elektrisitet og fyringsolje benyttes som energikilder. Siden energigjenvinningsanlegget på Skattøra er satt i gang, vil disse kjelene fungere

som reservelast. Det vil si at ekstra produksjonskapasitet tas i bruk når andre varmesentraler ikke produserer nok varme til å dekke etterspørselen.

Seminaret Varmeanlegg

Denne sentralen har oljekjeler og el-kjeler og Anlegget kan forsyne Seminaret Bo og omsorgssenteret i tillegg til Tinghuset. Anlegget benyttes bare under svært kalde perioder og total kapasitet er ca. 2,5 MW. Anlegget er ikke koblet til hovednettet.

Storelva Varmeanlegg

Innstallert effekt på 0,45 MW og energikilde er elektrisitet og fyringsolje. I Storelva området leveres det ca. 1 GWh/år til kommunale og fylkeskommunale bygg hovedsakelig fra små el-kjeler som står i byggene. I tillegg finnes det en kontainersentral på 1 MW olje tilkoblet Storelva-nettet.

Foreløpig er det etablert en midlertidig containerbasert varmesentral basert på olje. I tillegg drifter Troms Kraft Varme en rekke elkjeler i byggene som mottar varme. Anlegget leverer varme til Storelva barneskole, Storelva idrettshall, Storvollen barnehage og Kvaløya vgs. (ny og eldre del). Elektrisitet og fyringsolje benyttes som energikilder.

Tomasjordnes Varmeanlegg

Boligblokkene og barnehagen på Tomasjordnes forsynes med vannbåren varme til oppvarming og varmt tappevann fra en 1,5 MW el-kjele. I 2019 leverte den 6,5 GWh, og leveransen er forventet å stige ettersom stadig flere blokker ferdigstilles på Tomasjordnes. Energikilde er elektrisitet.

Strandkanten Varmeanlegg

Varmesentralen på Strandkanten forsyner blant annet Hålogaland Teater, Fylkeshuset og 530 boenheter med fjernvarme. Anlegget har vært i drift siden 2013 og har en installert effekt på 7 MW med energikilde av elektrisitet og bio-olje. Sentralen benyttes til spisslast og er i dag koblet til hovednettet.

Skattøra miljøpark

Tidligere ble Tromsø sitt brennbare avfall transportert til svenske forbrenningsanlegg. Det nærmeste ligger i Kiruna, over 400 km unna Tromsø. Den lange transporten av avfallet er kostbar, forurensende og unødvendig. Kvitebjørn er nå ferdig med utbygging av et nytt, moderne energigjenvinningsanlegg i Skattøra Miljøpark. Anlegget ble i drift satt i 2017, har en installert effekt på 20 MW og en produksjon til fjernvarmenettet på 126 GWh. Energikilde er avfallsbrensel.

Brøstadbotn Varmeanlegg

Denne sentralen fyres med biobrensel (skogflis) og leverer varme til en rekke offentlige bygg og næringsbygg i Brøstadbotn. Anlegget har en kapasitet på å levere 5 GWh, mens årlig leveranse er ca. 3 GWh.

Setermoen Varmeanlegg

Forsvarsbygg MO Setermoen har erstattet 30 separate olje- og elektrisitets fyrte anlegg med en fjernvarmesentral som forsyner forsvarets anlegg på Setermoen. Det nye fjernvarmeverket kan benytte elektrisitet, olje, biobrensel og gass som energikilde, og har en samlet kapasitet på ca. 16 MW og en årlig produksjon på ca. 9 GWh. Fra fjernvarmesentralen er det etablert et fjernvarmenett som går til Setermoen sentrum. Kommunale og fylkeskommunale bygg er planlagt tilkoblet dette nettet. I 2007 ble både kommunehuset og veksthuset på Setermoen tilknyttet.

Heggelia Varmeanlegg

Forsvarsbygg MO Bardufoss har ett fjernvarmenett som forsyner bygningsmassen på Bardufoss og i Heggelia med fjernvarme. Totalt leverte dette anlegget 13,8 GWh fjernvarme i 2003.

Botnhågen Varmeanlegg

På Botnhågen utenfor Finnsnes har selskapet Senja Avfall AS drevet fjernvarmeanlegg siden man fikk forbrennings anlegg på midten av 1980-tallet. Finnsnes fjernvarme AS er et energiselskap dannet av Senja Avfall IKS og Senja kommune, og de har konsesjon for utbygging av fjernvarme på Finnsnes og i omegn. Botnhågen varmesentral har en samlet installert effekt på 9 MW og leverer varme til 6 skoler/barnehager, en fotballhall, helseinstitusjoner, noen private husholdninger og 24 næringsbygg i området. Dette anlegget bruker avfall som brensel og bruker LPG og EL-kjele som spisslast. I tillegg genererer anlegget elektrisitet fra en 400kVA dampdrevet maskin/generator. Årlig produserer anlegget ca.12 GWh fjernvarme.

Finnfjordbotn varmekraftverk

I Finnfjordbotn har Finnfjord AS installerte i 2012 et termisk energigjenvinningsanlegg. Anlegget består av en dampturbin på 40 MW som produserer elektrisk kraft til eget forbruk. Anlegget har en årlig kapasitet på opptil 340 GWh elektrisk kraft. Dampen produseres ved å hente ut termisk energi fra avgassen i forbindelse med metallproduksjonen. Energigjenvinnings anlegget bidrar til at Finnfjord AS er en av verdens mest miljøvennlige produsenter av ferrosilisium.

Stasjonær energibruk for ulike energibærere

Alternativ energi kan sees på som energiløsninger som er forskjellig fra tradisjonell elektrisk energi/produksjon. Energiformen kan for noen alternativer bidra til å redusere behovet for forsterkninger av eksisterende kraftnett. Dette forutsetter at energiformen ikke må transporteres til forbruker via kraftnettet. I motsatt fall har energiformen få eller ingen fordeler med hensyn til dimensjonering og drift av kraftnettet.

6. Fremtidige overføringsforhold

6.1 Drivere for scenarioutviklingen

For å kunne si noe om utviklingen av kraftsystemet vil en være avhengig av å etablere prognoser for fremtidig energi- og effektutvikling. Drivere til disse prognosene vil kunne basere seg på mange ulike faktorer. For vårt utredningsområde er følgende drivkrefter vurdert å ha tilknytning til det fremtidige kraftsystemet.

Klimafokus

Norge har ambisiøse klimamål som er forankret gjennom Klimaforliket, stortingsmelding om ny utslippsforpliktelse for 2030, samtykke til ratifikasjon av Parisavtalen og klimaloven. Stortinget har vedtatt:¹

- Norge meldte i februar 2020 inn et forsterket klimamål under Parisavtalen. Det innebærer at Norge forplikter seg til å redusere utslippene av klimagasser med minst 50 prosent, og opp mot 55 prosent, i 2030 sammenlignet med nivået i 1990.
- Norge skal ha et forpliktende mål om karbonnøytralitet i 2030.
- Norge skal være karbonnøytralt i 2050.
- Reduserte utslipp av klimagasser fra avskoging og skogdegradering i utviklingsland, i samsvar med bærekraftig utvikling.
- Politisk mål om at samfunnet skal forberedes på og tilpasses til klimaendringene.

Dette danner insentiver som vil påvirke den fremtidige kraftbalansen.

Fornybar produksjon

For utvikling i fornybar produksjon forventes det ikke at nye statlige incentivordninger introduseres. Det forventes derimot at det primært vil være markedsforholdene som driver produksjonsutviklingen frem i de to ulike scenarioene.

Elektrifisering av transportsektoren

Regjeringen vil utvikle alle transportformene videre. Det overordnede målet for Nasjonal transportplan 2022–2033 er: Et effektivt, miljøvennlig og trygt transportsystem i 2050.

Regjeringen vil legge føringene fra klimaplanen til grunn for arbeidet med å halvere utslippene av klimagasser fra transportsektoren innen 2030. Dette innebærer blant annet mål om at alle nye personbiler og lette varebiler skal være nullutslippsbiler fra 2025 og alle nye bybusser være nullutslipp eller bruke biogass. Innen 2030 skal alle nye tunge varebiler, halvparten av nye lastebiler

¹ Meld. St. 41 (2016–2017) Klimastrategi for 2030 – norsk omstilling i europeisk samarbeid

og 75 prosent av nye langdistansebusser være nullutslipp. Dette er faktorer en har tatt hensyn til ved utarbeidelse av lastprognoser.

Befolkningsutvikling

Energi - og effektforbruk i bygg drives av utvikling i samlet bygningsareal. Ifølge SSB er det forventet en økning i folketallet fremover mot 2041. Resultatet er flere mennesker som får et behov for et sted å bo, behov for helsetjenester, undervisningsbygg og behovet for andre tjenester vil øke. Dette gir en vekst i det totale bygningsarealet.

Den fremtidige befolkningsutviklingen i området vil dermed påvirke lastutviklingen og være en faktor som tas hensyn til ved utarbeidelse av prognoser for lastutvikling.

Befolkningsutviklingen vil ikke avtegne seg på lik måte i alle områder, i vårt utredningsområde forventes det blant annet at den primære veksten i befolkning kan relateres til byområder, og større sentra i distriktet.

Datasentre

Datasentre er en ny type forbruker hvor en har opplevd en sterk økning av forespørsler til nettselskapene, alt i fra mindre planer (< 5 MVA) til større prosjekter (> 50 MVA). Basert på den dialogen vi har med disse aktørene, er modenheten i de fleste av disse forespørslene ikke på tilstrekkelig nivå til at vi anser det som sannsynlig at små datasentre vil være en driver for nettutviklingen i utredningsområdet.

Når det gjelder store datasentre er det flere lokasjoner som er aktuelle for utbygging, blant annet foregår det konkrete planer i Balsfjord kommune og på Straumsmo. Førstnevnte planlegges for tilknytning direkte i sentralnettet, og er av denne grunnen ikke tatt med i fremtidsscenarioene for nettutviklingen i regionalnettet. Straumsmo prosjektet forventes etablert inn i Arva sitt regionalnett (132 kV) – og man finner dette prosjektet igjen i «Høy» scenarioet, som en mulig etablering.

Hydrogenproduksjon

Stortinget har behandlet Regjeringens melding om "Klimastrategi for 2030 - norsk omstilling i europeisk samarbeid". Her vedtok Regjeringen at det skal implementeres krav og reguleringer til utslipp fra cruiseskip og annen skipstrafikk i turistfjorder samt andre egnede virkemidler for å sørge for innfasing av lav- og nullutslippsløsninger i skipsfarten fram mot 2030, herunder innføre krav om nullutslipp fra turistskip- og ferger i verdensarvfjordene så snart det er teknisk gjennomførbart, og senest innen 2026. Som forutsetninger til denne omstillingen ble det blant annet vedtatt å be regjeringen om en helhetlig strategi for forskning, teknologiutvikling og bruk av hydrogen som energibærer.

Arva erfarer at flere aktører ser på mulighetene som ligger i hydrogen/grønn ammoniakk som energibærere for blant annet maritim sektor. Der modenheten er vurdert til å være tilstrekkelig god, er slike prosjekter plassert i basisscenarioet.

Øvrige drivkrefter

Blant de øvrige drivkreftene som ligger til grunn for den fremtidige kraftbalansen, vil følgende faktorer ha en påvirkende rolle i større eller mindre grad:

- Samfunnsutviklingen generelt (politisk og økonomisk klima lokalt/globalt).
- Industriutvikling (etablering/avvikling).
- Prisutviklingen på elektrisitet kontra andre substitutter.
- Energisparing.
- Innfasing av nye forbruksartikler (f.eks. hurtigladdere for el-biler).
- Innføring av AMS.

6.2 Forbrukerfleksibilitet

Forbrukerfleksibilitet handler om forbrukernes mulighet og vilje til å endre sitt forbruk basert på situasjonen i strømmettet. Primært går det ut på at forbrukerne bidra til å redusere belastningene i nettet når dette trengs, men også i enkelte tilfeller øke forbruket i situasjoner hvor dette kan være nødvendig. For å få til en fleksibilitet hos forbrukerne må den rette teknologien sammen med insentiver for sluttbrukerne være på plass. Introduksjon av AMS målere er et eksempel på teknologi som sammen med andre verktøy i fremtiden kan legge til rette for forbrukerfleksibilitet i større grad enn i dag.

For mange av investeringene beskrevet i denne rapporten er det vurdert i hvilken grad forbrukerfleksibilitet kunne ha påvirket prosjektet. I flere tilfeller ville økt fleksibilitet kunne ha påvirkning for investeringstidspunkt, hvor det kunne tenkes at investeringen ble skjøvet noen ekstra år i forhold til opprinnelig plan. Utfordringen her ville ha vært å etablere tilstrekkelig volm på fleksibiliteten i de ulike kundegruppene. Det ville trolig være enklere å hente ut store volum fra industri til sammenligning mot ordinære forbrukere.

For å få til en storskala forbrukerfleksibilitet er man avhengig av de rette verktøyene. I denne sammenheng nevnes Arva sitt FoU prosjekt «Smart Senja», som blant annet har som mål å etablere en lokal handelsplass for kjøp og salg av fleksible energiresurser og laster. Gevinsten her vil være å etablere ny teknologi og kunnskap som utvikles lokalt, hvor erfaringer kan deles og løsninger kan deles videre med bransjen.

For fremtidige prosjekter ikke omtalt i denne rapporten – kan det ikke utelukkkes at forbrukerfleksibilitet vil være et reelt tiltak sidestilt med ordinære nettinvesteringer.

6.3 Utarbeiding av scenarioer

Arva har utarbeidet to ulike scenario for fremtidens kraftsystem:

- Basis scenario
- Høy scenario

Lastutviklingen i utredningsområdet baserer seg i stor grad på elektrifisering av transportsektoren hvor vi følger forventningen fra NVE sitt stipulerte effektbehov for elektrifisering for begge scenarioene.

Forventningsbrevet fra NVE er også lagt til grunn for videre innhold i scenarioene.

Basis scenario

Basis scenario representerer referansealternativet for utredningsområdet, hvor følgende forutsetninger er lagt til grunn:

Produksjon

- Det forventes ikke realisering av ny vintereffekt produksjon i utredningsområdet.
- Markedsforholdene (økende kraftpris) medfører at halvparten av dagens småkraftportefølje realiseres i første 10 års periode.

Lastutvikling

- SSB's hovedalternativ MMMM for befolkningsutvikling.
- «Basis grad» av elektrifisering av transportsektoren.
- Effektuttak for kraftintensiv industri tilsvarende historiske data, men innslag av gradvis dekarbonisering som medfører økt effektbehov.
- Byggestandard (TEK 17) bidrar til mer effekt – og energieffektive bygninger.
- Ny tariffstruktur bidrar til utflating av effekttopper og dette gjelder spesielt for lading av el-biler hvor dette i hovedsak vil skje på natten.

Høy scenario

Høy scenario representerer en alternativ retning hvor følgende utviklingstrekk er lagt til grunn:

Produksjon

- Det forventes ikke realisering av ny vintereffekt produksjon i utredningsområdet.
- Markedsforholdene (stabilt lav kraftpris) medfører at en mindre del av dagens småkraftportefølje realiseres i første 10 års periode.

Lastutvikling

- SSB's HHMH alternativ for befolkningsutvikling.
- «Høy grad» av elektrifisering av transportsektoren.
- Effektuttak for kraftintensiv industri tilsvarende historiske data, men innslag av gradvis dekarbonisering som medfører økt effektbehov.
- Nye større planer relatert til hydrogenproduksjon og datasenter realiseres.

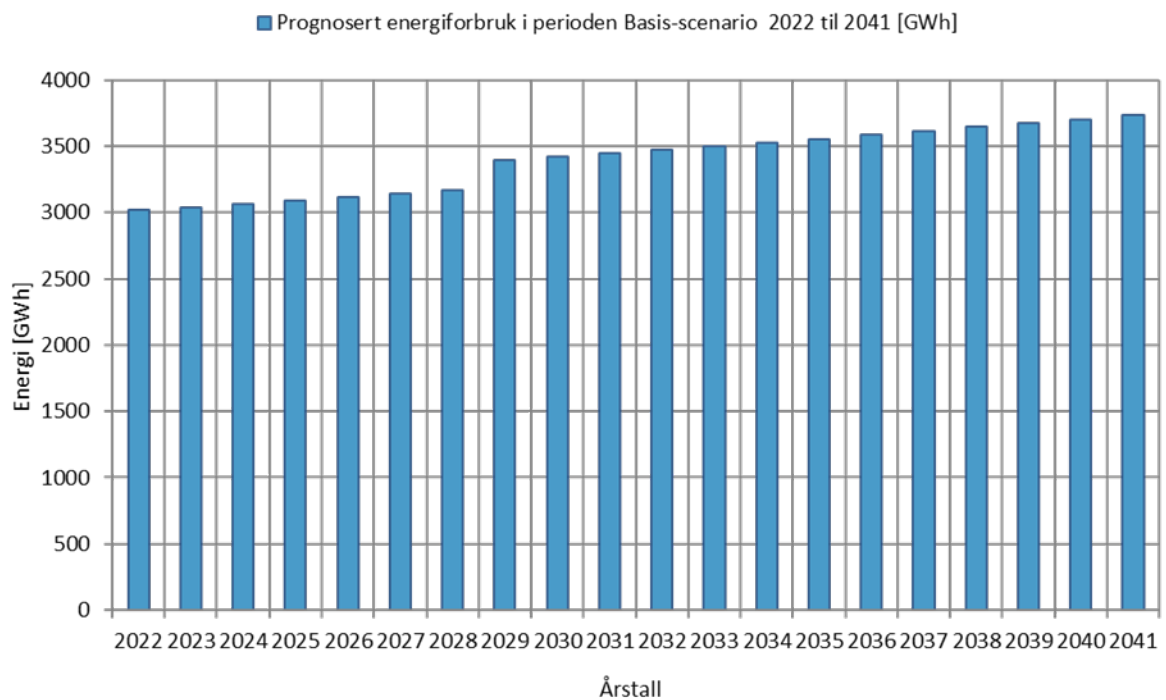
- Byggestandard (TEK 17) bidrar til mer effekt – og energieffektive bygninger og økt bruk av passivhus.
- Ny tariffstruktur bidrar til noe utflating av effekttopper og dette gjelder spesielt for lading av el-biler hvor dette i hovedsak vil skje på natten.
- Vekst i fiskeindustrien på Senja.

6.4 Prognoser for perioden 2022 – 2041

Basis scenario

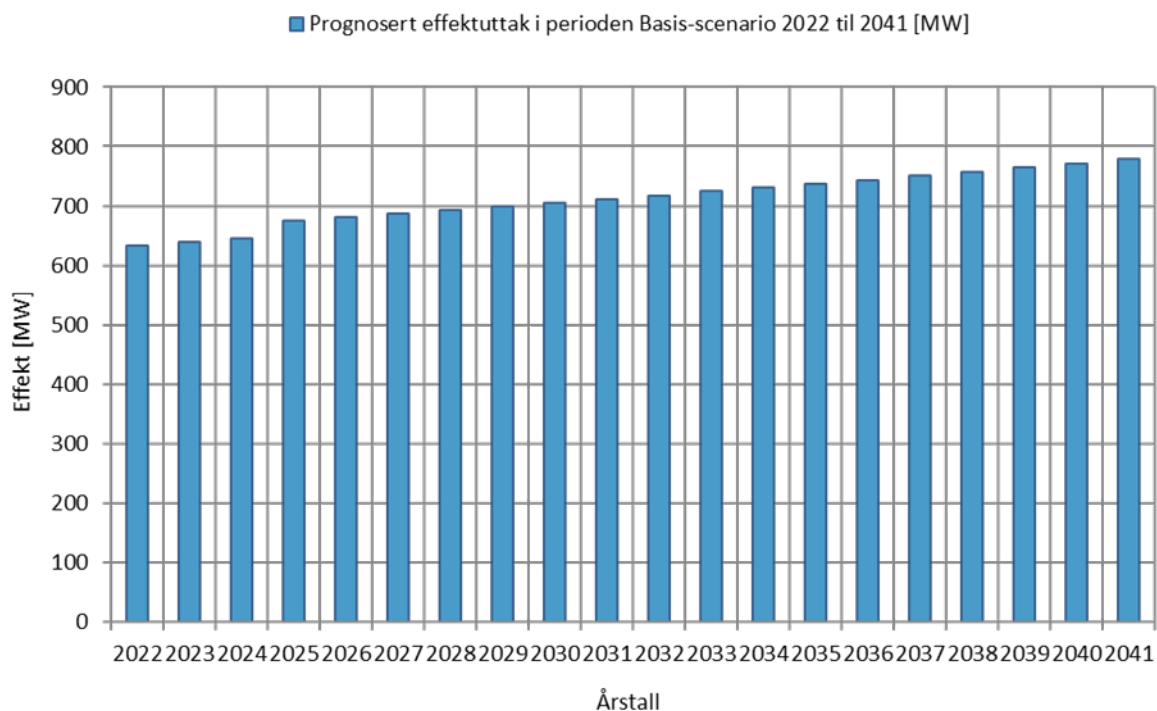
Forbruk

Prognosen for forbruksutvikling baserer seg på SSB sin MMMM framskrivning for området. De største driverne er elektrifisering av transportsektoren og befolkningsvekst.



Figur 6-1 Prognosert energiforbruk Basis scenario.

Figuren ovenfor viser prognostisert utvikling i energiforbruk. Innen utgangen av utredningsperioden er det forventet en økning i energiforbruket fra i overkant av 3000 GWh i år 2022 til rundt 3700 GWh i år 2041.



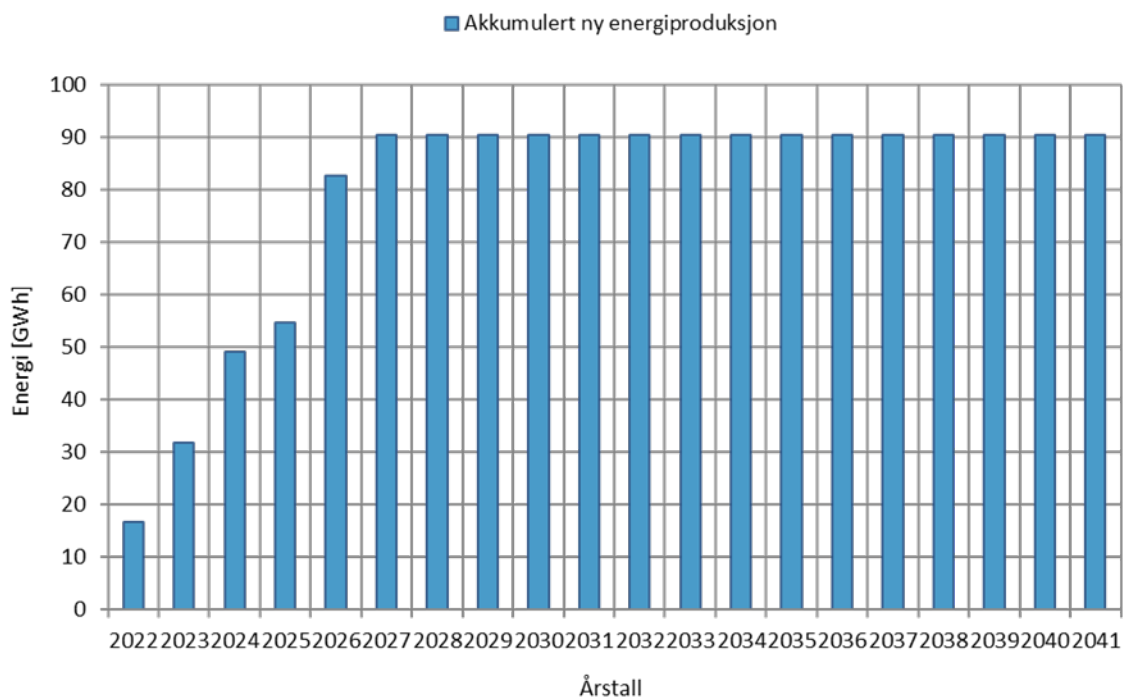
Figur 6-2 Prognosert effektuttak Basis scenario.

Tilsvarende viser effektutviklingen i figuren ovenfor samme trend som veksten i energiforbruket. Det er forventet en økning i effektutviklingen til rundt 800 MW i slutten av analyseperioden.

Produksjon

Historisk er det meldt inn rundt 100 ulike prosjekter relatert til ny fornybar produksjon i utredningsområdet, men mange av disse har av ulike årsaker falt bort. Per dags dato sitter vi igjen med tilsvarende ca. 80 MVA ny produksjon, hvor småkraftprosjekter utgjør hele potensialet. Energiproduksjon for disse innmeldte prosjekter er stipulert til omtrent 0,2 TWh.

Basert på denne porteføljen av prosjekter og driverne tilknyttet basisscenarioet er det foretatt en kvalitativ vurdering hvor man sitter igjen med omtrent halvparten av småkraftprosjektene som en tenkt realiserbar del av porteføljen. Disse prosjektene forventes primært realisert i første 10-års periode av planperioden.



Figur 6-3 Akkumulert ny energiproduksjon Basis scenario

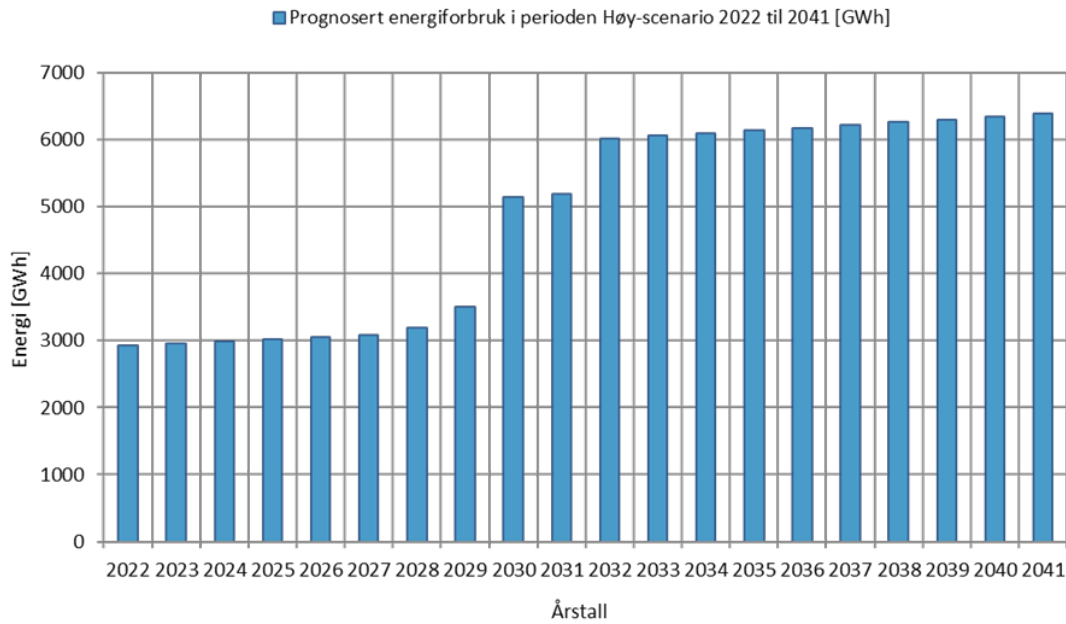
Som figuren ovenfor viser forventes den største økningen av ny fornybar energiproduksjon fra 2023-2024 og fra 2025-2026. Det forventes omtrent 70 GWh fornybar produksjon kommer på nett i løpet av analyseperioden.

Det forventes ingen akkumulert ny vintereffekt i utredningsområdet.

Høy scenario

Forbruk

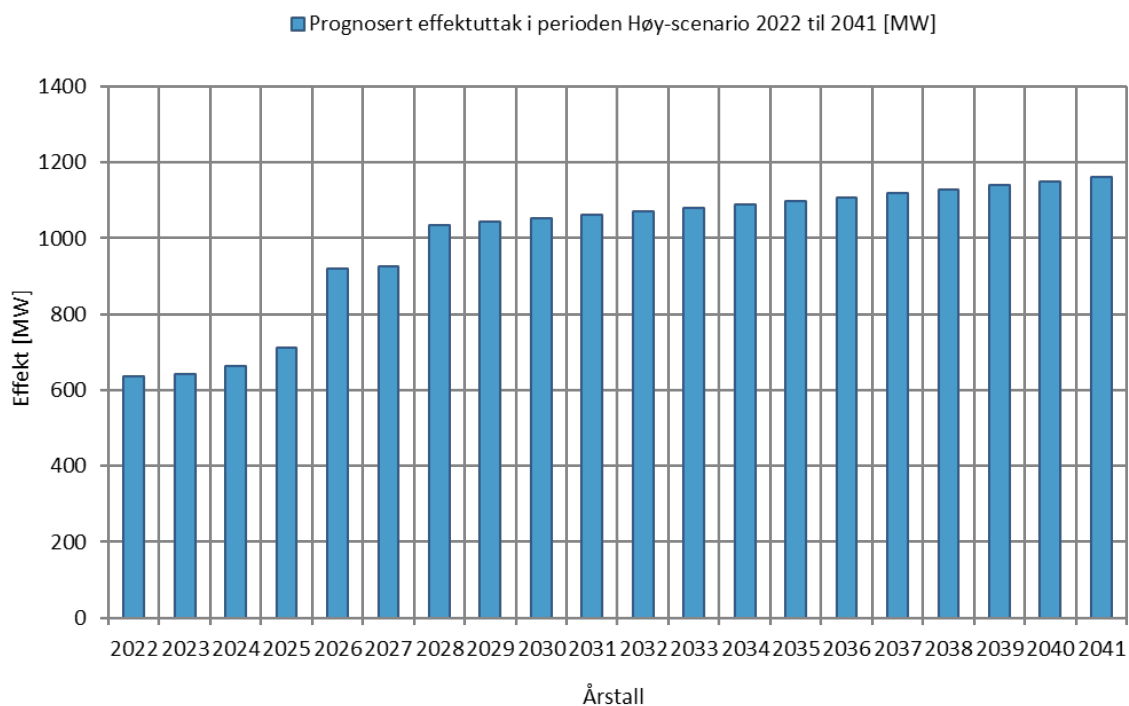
Prognosen for forbruksutvikling baserer seg på SSB sin HHMH framskrivning for området. De største driverne er elektrifisering av transportsektoren og befolkningsvekst samt nye industriprosjekter relatert til hydrogen/ammoniakk produksjon og store datasenter.



Figur 6-4 Prognosert energiforbruk Høy scenario.

Figuren ovenfor viser prognostisert utvikling i energiforbruk. Innen utgangen av utredningsperioden er det forventet at energiforbruket øker fra i underkant av 3000 GWh i år 2022, til rundt 6500 GWh i år 2041.

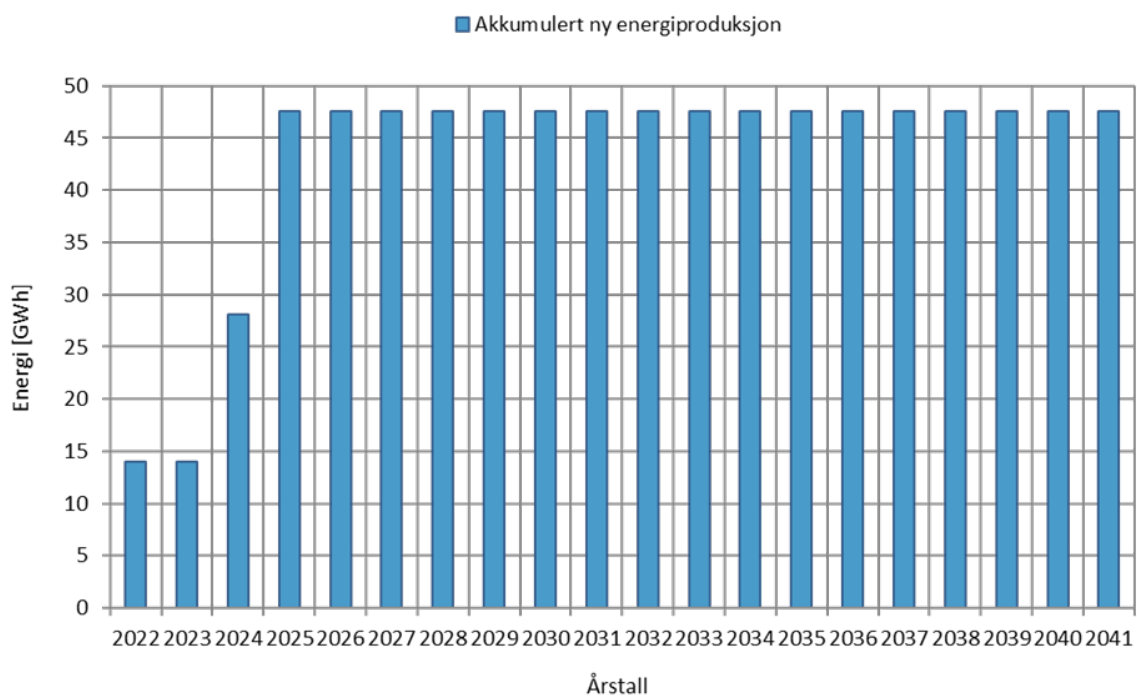
Figuren nedenfor viser en effektutvikling i samme trend som veksten i energiforbruket. Det er forventet at effektutviklingen øker til rundt 1200 MW i slutten av analyseperioden.



Figur 6-5 Prognosert effektuttak Høy scenario.

Produksjon

Som følge av forventninger om vedvarende lav kraftpris – forventes det at en mindre grad av dagens småkraftportefølje realiseres. Disse prosjektene forventes primært realisert i første 10-års periode av planperioden.



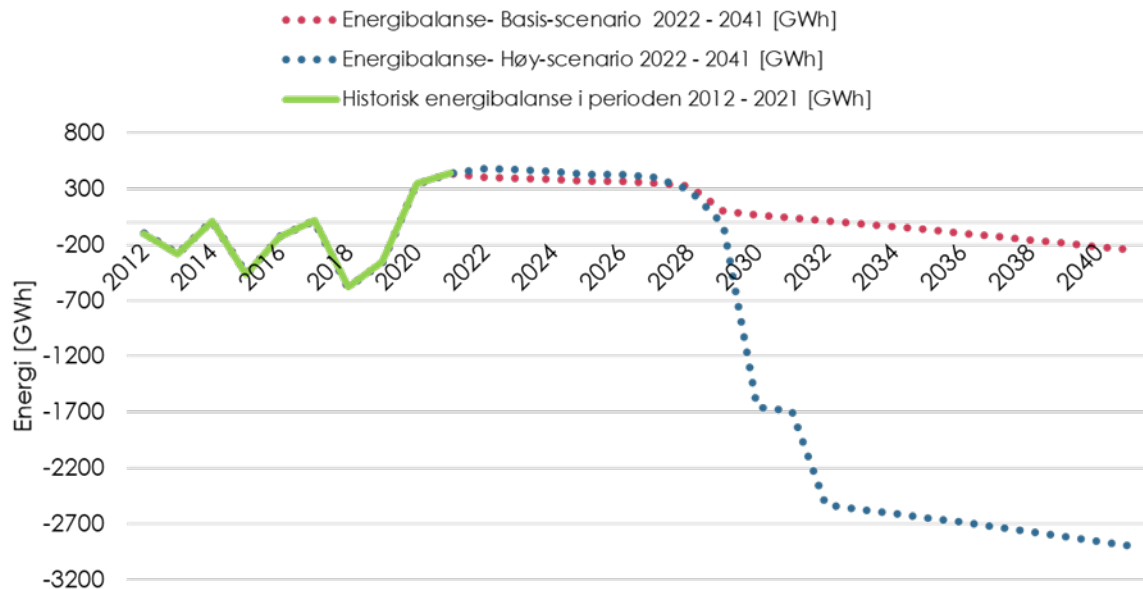
Figur 6-6 Akkumulert ny energiproduksjon Høy Scenario.

Det forventes ingen akkumulert ny vintereffekt i utredningsområdet.

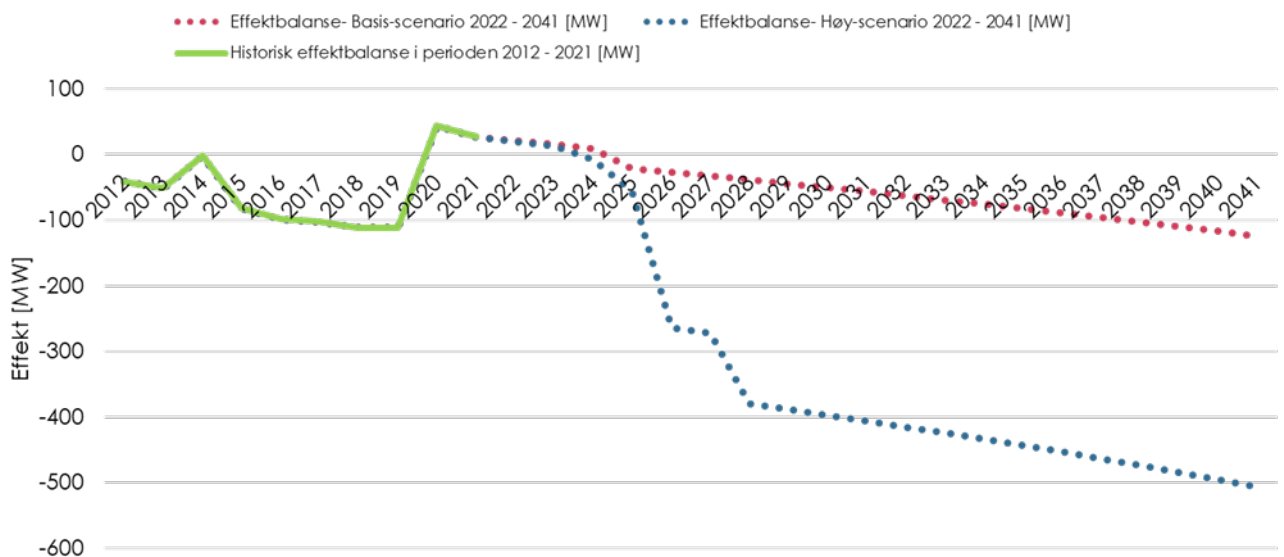
Balanse

Som figurene under viser vil energi og effektbalansen påvirkes av de prognostiserte utviklingene for de ulike scenarioene.

Det bør i denne sammenheng likevel legges større vekt på utviklingen i effektbalansen som i større grad er dimensjonerende for nettutviklingen. Her ser vi en negativ trend i begge scenario.



Figur 6-7 Prognosert energibalanse for scenarioene.



Figur 6-8 Prognosert effektbalanse for scenarioene.

Utredningsområdet vil i begge scenarioene ha en ubalanse mellom forbruk og produksjon. Forbruksutviklingen i Høy scenario vil være det scenariet med mest energi og effektubalanse.

6.5 Lastflytanalyser

Unntatt offentlighet etter Off. loven § 6-1.

7. Tiltak og investeringsbehov

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>

8. Vedlegg

Unntatt offentlighet etter Off. loven § 6-1.