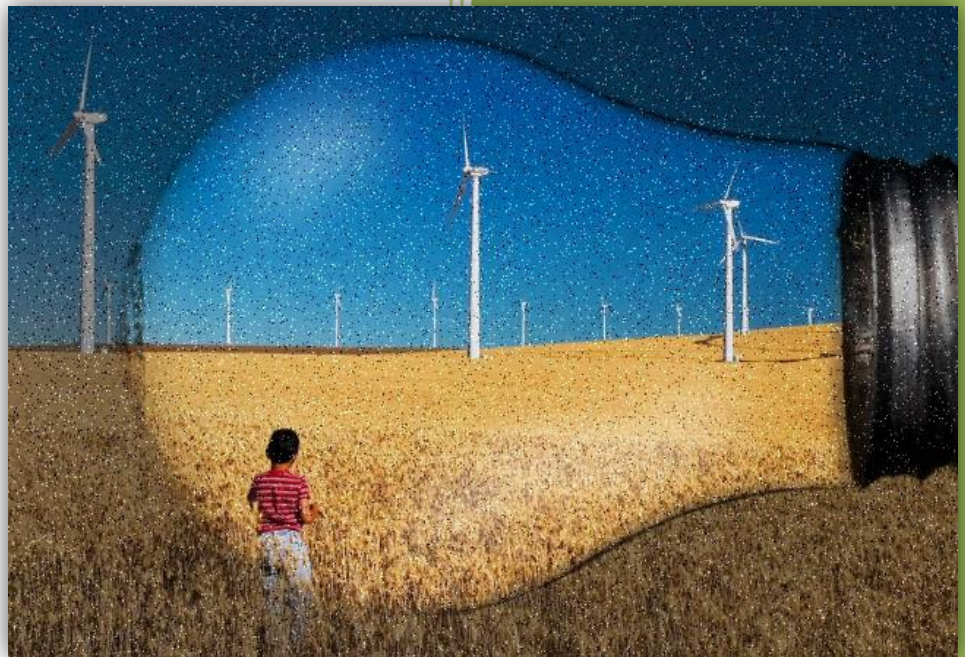


# Kraftsystemutredning 2011-2020



**Nordre Nordland og Sør-Troms**

Hålogaland Kraft (HLK) er av Norges vassdrags- og energidirektorat utnevnt til utredningsansvarlig selskap for nordre Nordland og Sør-Troms. Ansvarlig for utredningen i HLK er Are Marthinussen.

Kraftsystemutredningen er utarbeidet av HLK i samarbeid med energi- og produksjonsverk. Det har i tillegg vært et godt samarbeid med selskaper som ønsker å bygge ut vindkraft i området.

2004/05 var de årene da vindkraft for fullt gjorde sitt inntog i utredningsområdet. I dag er det søkt om konsesjon for fire vindkraftparker, og fire andre er forhåndsmeldt. Ved årsskiftet 2007/08 fikk to av parkene konsesjon for bygging. Dette gjelder vindkraftparkene på Nygårdfjellet (trinn 2) og Andmyran.

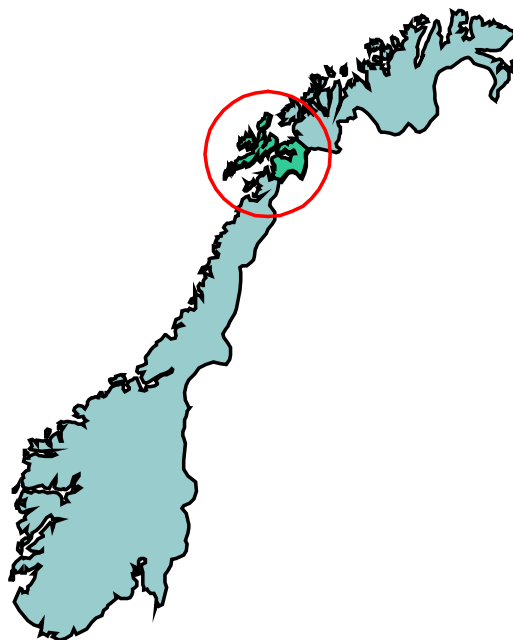
Utredningsansvarlig har erfart viktigheten av å ha et velfungerende kraftsystemutvalg å forholde seg til. I innværende periode ser utredningsansvarlig behov for å avholde flere møter med henblikk på å forbedre utredningen ytterligere.

Norconsult AS har vært engasjert i utforming og layout av utredningen.

Utredningen ble lagt frem i Kraftsystemutvalget den 26.5.2010. Kommentarer fra møtet er innarbeidet i dokumentet.

Harstad den 14. juni 2011

Are Marthinussen



*Utredningsområdet ligger på grensen mellom Nordland og Troms*

## Innholdsliste

FORMÅL MED REGIONAL KRAFTSYSTEMUTREDNING .....	1
MÅL.....	1
RAMMER .....	1
OPPBYGGING OG OFFENTLIGGJØRING .....	1
UTREDNINGSOMRÅDET .....	1
TILBAKEBLIKK PÅ NETTUTBYGGING I OMRÅDET .....	2
DAGENS NETT .....	2
LINJENETTET I UTREDNINGSOMRÅDET.....	2
BELASTNING I LINJER OG KABLER .....	3
BELASTNING I TRANSFORMATORER .....	3
SPENNINGSFORHOLD.....	3
TEKNISK TILSTAND .....	3
MÅL FOR REGIONALNETTET.....	3
LEVERINGSKVALITET.....	3
Spenning .....	3
Leveringspålitelighet.....	3
BEREDSKAP.....	4
MILJØ .....	4
Estetikk .....	4
Magnetfelt .....	4
Andre miljømessige forhold .....	4
KOSTNADER .....	5
VEDLIKEHOLD .....	5
NETTAP.....	5
PLANER .....	5
ESTETIKK OG MILJØ .....	6
NATURRESERVAT .....	6
LANDSKAPSVERNOMRÅDER .....	6
ANDRE VERNEDE OMRÅDER.....	6
ENERGIFORBRUK I OMRÅDET.....	7
ALTERNATIVE ENERGIKILDER .....	7
STASJONÆRT ENERGIBRUK FORDELT PÅ ENERGIBÆRERE .....	7
FORBRUK AV ELEKTRISK KRAFT .....	8
GEOGRAFISK FORDELING AV ENERGIFORBRUKET .....	8
HISTORISK UTVIKLING .....	8
FORDELING MELLOM ULIKE KUNDEGRUPPER.....	8
GEOGRAFISK FORDELING AV EFFEKTUTTAKET.....	9
HISTORISK UTVIKLING .....	9
PRODUKSJON AV ELEKTRISK KRAFT .....	10
GEOGRAFISK FORDELING .....	10
KRAFTBALANSE .....	11
ENERGI.....	11
EFFEKT .....	11

<b>UTVIKLING I FORBRUK OG PRODUKSJON AV ELEKTRISK KRAFT .....</b>	<b>12</b>
FORBRUKSUTVIKLING .....	12
Energi .....	12
Effekt .....	12
PRODUKSJONSUTVIKLING .....	12
Energi .....	12
Effekt .....	13
PROGNOSERT ENERGI- OG EFFEKTBALANSE .....	13
Energibalanse .....	13
Effektbalanse .....	13
<b>SCENARIER.....</b>	<b>14</b>
TRENDFREMSKRIVING .....	14
FORNYBAR ENERGI.....	14
LANDANLEGG FOR OLJE- OG GASSAKTIVITET .....	14
<b>INVESTERINGSBEHOV .....</b>	<b>15</b>
SANERING AV BESTÅENDE ANLEGG.....	15
NYANLEGG OG OPPGRADERING AV EKSISTERENDE ANLEGG .....	15
Nettutbygging på grunn av planlagte produksjonsanlegg.....	15
Nettutbygging på grunn av overbelastning .....	15
Nettutbygging på grunn av for lav spenning .....	15
Nettutskifting på grunn av dårlig mekanisk tilstand .....	15
Transformatorkapasitet mot sentralnettet .....	16
Behov for forsterkninger på grunn av avbrudd .....	16
Nettutbygging – særskilte forhold .....	16
Anlegg som er ferdigstilt siden forrige utredning.....	16
OVERSIKT OVER KOSTNADER VED LANGSIKTIG UTVIKLING AV NETTSYSTEMET .....	16

## Formål med regional kraftsystemutredning

Målet med den regionale kraftsystemutredningen er å fremme en kostnadseffektiv utbygging og drift av overføringsanlegg. Herunder er det et mål å unngå urasjonelle løsninger som kan gi økte kostnader og ulemper for tredjepart.

Kraftsystemutredningen skal danne et grunnlag for vurdering av forhåndsmeldinger og konsesjonssøknader for hovedfordelingsnettet i regionen. Det vil i tillegg til denne være nødvendig med ytterligere dokumentasjon, med henvisninger til nettanalyser og alternative løsninger i saker der myndigheter eller andre skal ta stilling til eventuelle utbygginger, eller andre saker som berører interesser i det regionale kraftsystemet.

For eiere i regionalnettet skal utredningen danne et grunnlag for en tidlig vurdering i regional plansammenheng og forenkle behandlingen i forbindelse med forhåndsmeldinger og konsesjonssøknader. Sentralnettet i området, som eies av Statnett, er nært knyttet til regionalnettet, slik at utredningen vil være et viktig grunnlag for utvikling av det overordnede nettet i landsdelen.

Ordningen med regional kraftsystemutredninger er hjemlet i endret energilov av 30. mai 2001. Norge er delt inn i 17 utredningsområder, og nordre Nordland og Sør-Troms er ett av disse. Området grenser til utredningsområdet midtre Nordland i sør, og Troms i nord. I tillegg til de 17 regionale utredningsområdene kommer sentralnettet, med Statnett som utredningsansvarlig selskap.

I oktober 2000 overtok Hålogaland Kraft det regionale kraftsystemansvaret etter at Nordkraft frasa seg ansvaret. I den forbindelse ble Systemråd Nordkraft opprettet for å koordinere arbeidet med å utarbeide kraftsystemutredningen og bidra som rådgivere for Nettrådet i overordnede nettspørsmål.

### 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 energikutredninger*, med utfyllende *Veileder for kraftsystemutredninger*, utgitt av NVE.

### 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 Hålogaland Kraft AS (<http://www.hlk.no/>). Link til denne utredningen kan også finnes på hjemmesiden til NVE (<http://www.nve.no/>).

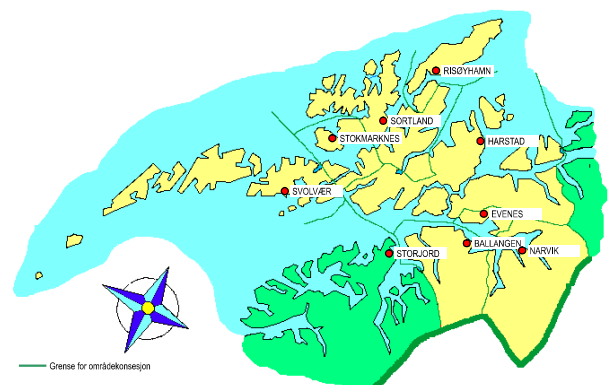
### Utredningsområdet

Utredningsområdet er markert med gul farge på kartet i Figur 1 nedenfor.

Utredningsområdet består av regionene Lofoten, Vesterålen, Ofoten og Sør-Troms.

Sør-Troms defineres som kommunene Harstad, Kvæfjord, Skånland, Bjarkøy, Gratangen og Ibestad, med de 3 sistnevnte som nordlig grense. Ofoten defineres som kommunene Lødingen, Tjeldsund, Evenes, Narvik, Ballangen og deler av Tysfjord, med sistnevnte kommune som grense i sør.

Det etterfølgende kartutsnittet illustrerer utredningsområdets utstrekning, og inkluderer også markering av det enkelte energiverks administrasjonssenter, samt selskapenes konsesjonsområder.



Figur 1: Utredningsområdet i gul farge

Utredningsområdet er på kartet markert med gul farge. Tilgrensende utredningsområder sør og nord for dette området er henholdsvis midtre Nordland og Troms.

## Tilbakeblikk på nettutbygging i området

Utbygging av kraftproduksjon- og linjenett har sin historie fra tidlig på 19-hundretallet. Dette var spesielt knyttet til industrivirksomhet og var spredt over hele området. Her kan nevnes Gausvik utenfor Harstad, Nygård utenfor Narvik, Bjørkåsen i Ballangen og Sørfjord i Tysfjord.

Utbygging av elektrisitetsnettet, spesielt med sikte på alminnelig forsyning, startet etter 2.verdenskrig. En god del av de større overføringslinjene ble bygd på 50-tallet. Senere ble det fra midten på 60-tallet og frem til begynnelsen av 80-tallet gjennomført en rekke større kraftutbygginger. Dette medførte stort behov for overføringskapasitet for å transportere kraft ut av området. Samtidig økte forbruket, og deler av området fikk økende behov for overføringskapasitet for levering av kraft.

Da datidens NVE-Statkraftverkene hadde store produksjonsinteresser i området, var de i stor grad med på å utforme det overordnede nettet utfra et nasjonalt behov. De mange energiverkene i området hadde ulike behov, noe som gjorde at Statskraftverkene fikk være den dominerende part i utvikling av nettstrukturen. Dette spesielt i perioden fra midt på 60-tallet og frem til at Statskraftverkene ble delt i Statkraft SF og Statnett SF.

I dag er derfor nettstrukturen på 132 kV-nivå i området spesiell, med sammenveving av regional- og sentralnett. Utbyggingen av dette spenningsnivå de siste 25 år synes å være foretatt som kriseløsninger.

Dette gjenspeiles gjennom den diskusjon som var rundt sentralnett/regionalnett i 1997/98 ved omorganiseringen av sentralnettet, mht. OEDs vedtak av 17. juli 1998 i klagesak – "Sentralnettets utstrekning – klager fra Nordkraftområdet".

Videre gjenspeiles dette gjennom driftsproblematikken vedrørende kompensering av det spolejordete 132 kV-nettet i området. En problemstilling som har vært drøftet siden først på 80-tallet, uten at større tiltak er foretatt i nettstrukturen. I en egen rapport om Sørnettet, datert 1.5.1996 er problemstillingene kartlagt, og i dag drives 132 kV-nettet under helt spesielle restriksjoner.

## Dagens nett

Det er 12 eiere av regionalnettet. Åtte av disse har også områdekonesjon. Dette er: Andøy Energi, Ballangen Energi, Evenes Kraftforsyning, Trollfjord Kraft, Hålogaland Kraft, Lofotkraft, Narvik Energinett og Vesterålskraft. I tillegg til de 8 områdekonesjonærene er også Niingen Kraftlag, Statnett SF, Statkraft SF og Jernbaneverket regionalnettseiere.

Samordning av aktiviteter på regionalnettsnivå skjer gjennom kraftsystemutvalget.

Regionalnettet er tilknyttet sentralnettet i Kvandal, Kvitnes, Kilbotn, Hinnøy, Sortland, Kanstadbotn, Ballangen, Ofoten, Sildvik og Narvik.

Innenfor utredningsområdet finnes 50 generatorer med installert ytelse på 612 MVA og en maksimal vinterytelse på 498 MW.

I Kjøpsvik transformatorstasjon er regionalnettet i utredningsområdet tilknyttet regionalnettet i midtre Nordland, mens det i nord er tilknyttet regionalnettet i Troms i Kvandal transformatorstasjon.

Maksimalt effektbehov i utredningsområdet er ca 460 MW, inkludert nettap og utveksling i Kjøpsvik for Nord Salten Kraftlag AS. Samlet effektbehov i energiverkenes utvekslingspunkter er ca 430 MW eksklusive tap i 132 kV regional- og sentralnett.

Tapene er i topplasttimen ca 27 MW (5,5 %).

Marginaltapene ligger i gjennomsnitt på 13 %, men varierer fra 40 % i Solbjørn 24 kV til – 5 % i Nygård 12 kV.

### Linjenettet i utredningsområdet

Hovedfordelingsnettet i utredningsområdet strekker seg fra riksgrensen i øst til Fygle i Lofoten i vest.

Den gjennomgående sentralnettslinjen lengst øst i utredningsområdet, utgjør deler av sentralnettet i Norge. I tillegg inngår mellomriksforbindelsene fra Ofoten transformatorstasjon og Sildvik koblingsanlegg, samt linjene mellom stasjonene Kvandal, Kvitnes, Kilbotn, Hinnøy, Sortland, Kanstadbotn, Ballangen, Skjomen, Ofoten, Sildvik og Narvik i sentralnettet.

Regionalnettet i utredningsområdet grenser til regionalnettet i Salten i sør, der Nordlandsnett er utredningsansvarlig og Nord-Salten Kraft er netteier. I nord grenser nettet mot regionalnettet i Troms, der Troms Kraft Nett er utredningsansvarlig og netteier.

## Belastning i linjer og kabler

I normal drift vil en ikke ha problemer med å overføre tilstrekkelig mengder kraft på dagens linjenett.

De største påkjenningene i nettet oppstår om vinteren på strekningen mellom Nygård og Frydenlund. Forbindelser med høyest belastningsgrad er:

- Nygård – Frydenlund
- Ballangen – Kanstadbotn
- Narvik - Kvandal
- Skjomen – Narvik

## Belastning i transformatorer

Ingen transformatorer i utredningsområdet er overbelastet i normal drift.

## Spenningsforhold

Spenningen i regionalnettet er innenfor spenningskravet i alle utvekslingspunkter i nettet.

Størst spenningsfall i 132 kV-nettet har en i Lofoten i tunglast. Spenningsfallet er ca 6,5 %, regnet fra Kvandal transformatorstasjon (Statnett).

## Teknisk tilstand

Eldste del av dagens regionalnett ble bygget i 1952. Det var linjen mellom Sortlandssund og Risøyhamn og mellom Risøyhamn og Dverberg som da ble bygget. Denne delen av nettet er nå 55 år gammelt, og må rehabiliteres i løpet av få år.

Det største antall kilometer linjer som har blitt bygget et enkeltår var i 1958. Totalt ble det da bygget over 164 km linjer. I 1960 ble det også bygget mye linjer: ca 161 km.

# 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.

## Leveringskvalitet

I dag er det ingen felles mål for leveringskvalitet i utredningsområdet. Hvert enkelt selskap har egendefinerte mål.

Aktørene ønsker å få i gang en diskusjon med de andre regionalnettseierne, med sikte på å komme frem til felles mål for leveringskvalitet.

I 2005 kom en ny forskrift om leveringskvalitet (*Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet*). Netteierne i området er enig om at denne skal gjelde som en målsetting for området leveringskvalitet.

Leveringskvaliteten er definert ut fra de to parametrene: spenning og leveringspålitelighet.

## Spenning

Regionalnettet i utredningsområdet transporterer strøm til everk i området. Overføringsspenningene som benyttes er 132, 66 eller 33 kV. Everkene er knyttet til regionalnettet på 22 kV eller 11 kV.

I henhold til retningslinjer for systemansvaret opererer en med fire spenningsgrenser: kritisk lav, normal lav, normal høy og kritisk høy.

Utredningsområdet er tilknyttet sentralnettet og følger derfor de samme retningslinjer som til enhver tid er gjeldende for avvik av frekvens i sentralnettet. For detaljer henvises til gjeldende retningslinjer fra nasjonale og overnasjonale myndigheter.

## Leveringspålitelighet

Leveringspåliteligheten blir bestemt ut fra at de totale kostnadene skal minimaliseres, inklusive avbruddskostnader.

Ved planlegging av nyanlegg og vedlikehold av eksisterende anlegg, brukes primært egne tall for feilsannsynlighet og reparasjonstider. Hvis egne tall er mangelfulle, brukes feilsannsynlighet fra Statnetts statistikk (landsgjennomsnitt). Med utgangspunkt i verdien på ikke-levert energi og feilsannsynlighet, finnes kostnader for ikke-levert energi. Sammen med tap-, drift- og vedlikeholdskostnader danner dette utgangspunkt for beregning av nytten ved en investering. Først når en har fått oversikt over investeringsbehovet i årene fremover, vil en kunne si om nivået på leveringspåliteligheten vil opprettholdes eller om den blir redusert.

I denne utredningen har en benyttet kostnader bestemt av enkeltvedtak fra NVE om kostnader av avbrudd for ulike kundegrupper (KILE-satser). Everkene i området har vært behjelpelig med å skaffe oversikt over hvor stor andel av det totale lastuttaket som går til de ulike kundegruppene.

Avbruddskostnadene varierer derfor fra lastpunkt til lastpunkt. Gjennomsnittlig avbruddskostnad for området er 44,1 kr/kWh ved ikke planlagte avbrudd, og 33,0 kr/kWh for planlagte avbrudd.

Hver enkelt netteier er ansvarlig for å registrere feil og avbrudd for sin del av regionalnettet.

## Beredskap

Alle nettselskapene i området har utarbeidet lokale beredskapsplaner. For detaljer henvises til disse.

Beredskapsutstyr er innmeldt til KBO.

I de aller fleste tilfeller er N-1 kriteriet oppfylt med hensyn på avbrudd (N-1 kriteriet sier at dersom man får utfall på en forbindelse, så kan man koble inn igjen kundene ved å benytte en annen forbindelse). Det er av den grunn ikke tatt noen beslutning om hva man skal ha av reservemateriell på lager. På linjesiden er det på enkelte strekninger, ved kombinasjon av høy last og feil, problemer med å overføre tilstrekkelig kraft. For enkelte strekninger vil det ikke være samfunnsøkonomisk riktig å bygge ekstra overføringskapasitet for å opprettholde N-1.

## Miljø

Ved nye utbygginger og vedlikehold av gamle anlegg vil en bevisst ta hensyn til miljøfaktorer. Planarbeidet i området vil følge de krav som til enhver tid stilles fra myndighetene på dette området.

### Estetikk

Det er et viktig mål for virksomheten å ta hensyn til miljøet i forbindelse med utbygging og drift av nettet, samt ved bygging av nye transformatorstasjoner og koplingsanlegg. I forbindelse med utbygging av nye linjer legger man spesielt vekt på at traséene skal føre til minst mulig inngrep i naturen.

En ønsker å ha en god dialog med grunneiere, landbruksmyndigheter og miljømyndigheter, for å finne de løsningene som vil tjene innbyggerne i området og naturen best mulig.

For at linjene skal gli mest mulig inn i naturen, brukes det nesten utelukkende tremaster.

Det finnes i dag flere bedrifter, samt kommunale og private institusjoner/bygninger som bruker store mengder olje. Everk i utredningsområdet arbeider for å få flest mulig av disse til å bruke mer miljøvennlig elektrisk kraft i de tilfeller hvor en har ledig kapasitet i nettet. Dette arbeidet ønsker en å fortsette med.

I forbindelse med anleggsvirksomhet ved nybygging og vedlikehold av linjer- og kabelnett, legges det vekt på å etterlate minst mulig spor etter seg. Der spor oppstår, settes det inn betydelige ressurser for å fjerne disse.

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

Det brukes kabel istedenfor linje i de tilfeller der dette er en økonomisk/ estetisk/ miljømessig bedre løsning.

Kabel vil i all hovedsak bli benyttet der det er særskilte behov for det. Det kan være i byer, tettsteder og der det er spesielle verneinteresser. Kabler er også å foretrekke av estetiske hensyn, men økonomisk er det langt rimeligere å benytte linje.

Feilfrekvensen for varige feil på høyere spenningsnivå er omtrent lik når det gjelder linjer og kabler, men reparasjonstiden er langt høyere for kabel enn for linje. Utstrakt bruk av kabel vil derfor kreve større bruk av reserveforbindelser. I praksis kan man si at linjer blir brukt der det er behov for å transportere kraft over lange avstander, mens kabler i all hovedsak blir benyttet i tett befolkede områder, samt der det er spesielle verneinteresser.

### Magnetfelt

Kraftledninger og andre strømførende installasjoner omgir seg bl.a. med lavfrekvente elektriske og magnetiske felt. Det er fortsatt usikkert om slike felt gir negative helsemessige virkninger.

Myndighetene har i *NOU 1995:20*, og senere bekreftet gjennom *St.prp. nr 65 1998*, anbefalt en moderat forsiktighetsstrategi. Det viktigste tiltak i en slik strategi er å planlegge både kraftledninger og bebyggelse slik at det blir god avstand mellom disse.

For bygninger i nærheten av høyspentledninger følger man de generelle retningslinjer som gjelder i "*Forskrifter for elektriske anlegg*" - § 76 (tabell 4.5). I følge forskriftene tillates det ikke å bygge nærmere enn 6 meter fra 33 og 66 kV linjer, og ikke nærmere enn 6,5 meter fra 132 kV linjer. Føre var prinsippet angir avstander langt over dette.

### Andre miljømessige forhold

Det er alltid en fordel om konsesjonær og miljøinteresser har en god dialog med hensyn på å løse miljøspørsmål. Områder som kan være utfordrende med nye konsesjonssøknader kan være:

### Bebyggelse, bomiljø

Ved nye anlegg må man alltid ta hensyn til bebyggelse og bomiljø. Det kan være plassering og utforming av transformatorstasjoner eller krav om kabel i stedet for linje. Spesielt det siste kan være svært kostbart for konsesjonær.

### *Friluftsliv og rekreasjon*

Linjer i friluftsområder, høyfjell og badeplasser er ofte til sjenanse for brukere.

### *Natur- og kulturlandskap*

Problemstillinger rundt dette kan ofte være problematisk. Hvordan ser linjene ut i forhold til terreng, trær, planteliv og topografi. Ved konsesjonssøknader må man beskrive sårbarheten så godt som mulig, da gjerne med bilder.

### *Kulturminner*

I alle utbyggingssaker må man ta hensyn til kulturminner. I dette utredningsområdet må man forvente å kunne gjøre funn fra samtlige perioder i forhistorien. I tillegg til fylkeskommunene må man ha kontakt med Samisk kulturminneråd da det i denne regionen har vært mange samiske bosetninger.

### *Plante- og dyreliv*

I denne regionen er det naturlig å ha kontakt med Norsk Ornitologisk Forening. Også reindriftsnæringen er en naturlig samarbeidspart i så henseende.

### *Særlige verdifulle naturområder*

Det er flere naturreservat i utredningsområdet som man må ta hensyn til ved nybygging.

## **Kostnader**

Utredningsansvarlig vil til enhver tid følge de lover og regler som myndighetene setter for nettdriften. I tillegg ønsker en i stor grad å følge de retningslinjer og anbefalinger som bransjen selv setter (EBL, SEFAS osv). 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 everkene i utredningsområdet 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 å sikre lav nettleie og en tilfredsstillende avkastning på investert kapital. Denne målsettingen må sees i sammenheng med krav til leveringspålidelighet.

Ved dimensjonering av det fremtidige nettsystem vil en legge vekt på overføringsbehov, så vel som taps- og avbruddskostnader. Det vil være et viktig prinsipp å sette nytteverdi opp mot kostnader, både drifts- og samfunnsmessige.

Optimalisering av nettdriften innebærer i praksis at summen av følgende fire kostnadsfaktorer skal minimaliseres:

- Investeringskostnader
- Drifts- og vedlikeholdskostnader
- Tapskostnader
- Avbruddskostnader

Utredningsansvarlig ønsker å optimalisere drift og utbygging av nettet med utgangspunkt i de ovenfor nevnte kostnadsfaktorer. Siden nettet i området er eiet av flere aktører, vil dette skje gjennom påvirkning i de fora som er opprettet, i første rekke kraftsystemutvalget.

## **Vedlikehold**

Vedlikehold av linjer overlates til hver enkelt netteier. Utredningsansvarlig anbefaler at kraftledninger befares årlig og at det for øvrig foretas tilstandskontroller og inspeksjoner i henhold til internt fastlagte rutiner. Rutinene bør fastlegges på bakgrunn av klimatiske forhold og anleggenes art. Alle kontroller og vedlikehold bør dokumenteres.

Vedlikehold av transformator- og koblingsstasjoner overlates til hver enkelt stasjonseier. Det anbefales at transformator- og koblingsstasjoner vedlikeholdes etter fastsatte rutiner i egen vedlikeholdsbok. Ettersyn og revisjoner bør dokumenteres.

## **Nettap**

Det finnes ikke målinger av totale elektriske tap i nettet. Grunnen til dette er at målepunktene er satt opp mellom netteiere, og ikke mellom de ulike nettnivå. En kan derfor ikke måle hva som går inn og ut av regionalnettet.

Beregning av nettap i alt 33, 66 og 132 kV-nett i utredningsområdet, viser et anslag på 73 GWh pr år.

Det søkes å redusere nettapene ved å finne optimale driftskoblinger, spenningsnivå og optimale fremtidige nettløsninger.

## **Planer**

Plansystemet 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.

Eksterne utredningstjenester blir innkjøpt ved behov.

## Estetikk og miljø

Vern av spesielle naturområder eller naturforekomster i Norge skjer først og fremst i medhold av lov om naturvern av 1970. Naturvernloven brukes vanligvis for å verne områder av internasjonal, nasjonal eller regional verdi.

I naturvernloven er det gitt hjemmel for opprettelse av flere typer verneområder. Kategoriene *nasjonalpark*, *landskapsvernområde* og *naturreservat* er de vanligste.

Innenfor utredningsområdet finnes det i dag 78 områder som er vernet etter naturvernloven. Alle områdene er vist på kartet i Figur 2. Disse områdene tas det hensyn til ved planlegging av nye nettanlegg.

I tillegg finnes det mange områder med høy verneverdi som er foreslått vernet.

### Naturreservat

Naturreservat omfatter ofte mindre områder enn nasjonalparker og landskapsvernområder og regnes som den strengeste kategorien i naturvernloven og medfører ofte til dels omfattende restriksjoner på bruken av området; ferdsel kan for eksempel forbyes. Formålet med å opprette naturreservater er i første rekke å verne om naturfaglige forhold; eksempelvis ta vare på geologiske forekomster, plante- og dyreliv.

Det er 66 naturreservater innenfor området som omfattes av den regionale kraftsystemutredningen.

### Landskapsvernområder

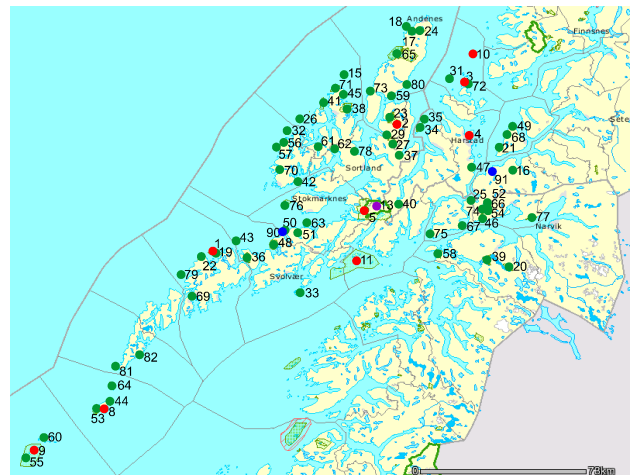
Ni landskapsvernområder inngår blant verneområdene.

### Andre vernede områder

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

I tillegg finnes det et stort antall områder som er foreslått fredet.

Opplysningene om verneområdene hentet fra nettstedene til miljøvernavdelingen hos Fylkesmennene i Nordland og Troms, og Direktoratet for Naturforvaltning.



Figur 2: Det finnes i dag 66 naturreservater (grønn), 9 landskapsvernområder (rød), en nasjonalpark (fiolett) og to andre vernede områder (blå) i utredningsområdet. (Bakgrunnskart: NVE Atlas)

## Energiforbruk i området

Alle områdekonsesjonærene i utredningsområdet har utarbeidet lokale energiutredninger for hver kommune, som bl.a. gir en beskrivelse av dagens energisystem, stasjonært energibruk, forventet utvikling av energibruken og vurdering av alternative løsninger.

### Alternative energikilder

Med gyldighet fra 1. januar 2003 ble den regionale kraftsystemplanleggingen integrert i en større prosess som også omfatter utarbeidelse av lokale energiutredninger. Den regionale kraftsystemutredningen pålegges i langt større grad enn før å ta hensyn til andre energileverandører og energibærere. Dette skal sikres gjennom etablering av et kraftsystemmøte, der alle anleggs-, område- og fjernvarmekonsesjonærer innenfor utredningsområdet inviteres. Møtet skal holdes minst en gang hvert annet år og skal ledes av utredningsansvarlig (utredningsansvarlig for regional kraftsystemutredning). Kraftsystemmøtet skal velge representanter til kraftsystemutvalget. Dette utvalget skal, sammen med representanter fra

systemansvarlig, de utredningsansvarlige i tilgrensende utredningsområder, større nettkunder og kraftforsyningens distriktssjefer, behandle kraftsystemutredningen før offentliggjøring.

### Stasjonært energibruk fordelt på energibærere

En sammenstilling av de lokale energiutredningene gir følgende fordeling av energibruken i kommunene på de ulike energibærerne

Tabellen viser at elektrisitet som energibærer utgjør 70 % av totalt 3,0 TWh i området. Fast brensel i form av kull og koks, som benyttes i industriproduksjon på Norcem, utgjør ca 15 %, mens ved og treavfall utgjør ca 7 %.

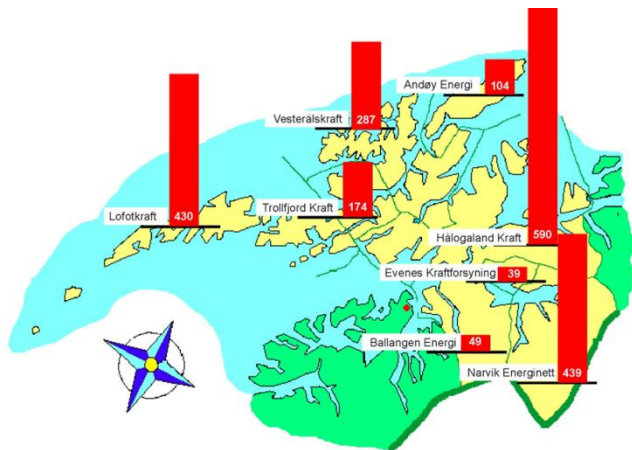
Energiforbruk [GWh]									
									Status 2005
Kommune	Elkraft (netto- forbruk)	Kull, kullkoks Petrolkoks	Ved Treavfall Avlut	Gass	Dieselolje Gassolje			Avfall Fjernvarme	SUM
					Bensin Parafin	Lett fyringsolje Spesialdestillat	Tungolje Spillolje		
Andøy	95	0	7	1	5	6	0	0	113,4
Ballangen	40	0	7	1	0	6	0	0	54,0
Bjarkøy	10	0	1	0	0	1	0	0	12,6
Bø	46	0	8	0	1	2	0	0	58,4
Evenes	33	0	4	0	0	2	0	0	38,9
Flakstad	25	0	4	0	1	1	0	0	30,4
Gratangen	20	0	3	0	1	1	0	0	24,3
Hadsel	156	0	14	7	3	6	0	0	185,2
Harstad	387	0	23	2	7	33	0	4	455,1
Ibestad	25	0	3	0	1	1	0	0	30,4
Kvæfjord	42	0	5	0	1	2	0	0	51,0
Lødingen	45	0	5	0	1	3	0	0	52,8
Moskenes	23	0	2	0	1	1	0	0	26,9
Narvik	349	0	29	3	5	18	0	0	404,1
Røst	13	0	1	0	0	2	0	0	16,3
Sortland	161	0	16	1	3	10	0	9	199,3
Skånland	43	0	6	0	1	2	0	0	51,9
Tjeldsund	30	0	4	0	1	2	0	0	35,6
Tysfjord	110	365	16	1	0	1	2	97	593,3
Vestvågøy	182	0	21	1	4	12	0	0	220,0
Værøy	18	0	1	0	0	1	0	0	21,1
Vågan	177	0	14	1	3	12	0	0	207,3
Øksnes	75	0	8	18	2	3	0	0	106,8
<b>Sum</b>	<b>2 104</b>	<b>366</b>	<b>203</b>	<b>37</b>	<b>41</b>	<b>126</b>	<b>3</b>	<b>110</b>	<b>2 989</b>
<b>Status 2004</b>	<b>2143,8</b>	<b>454,2</b>	<b>199,3</b>	<b>33,4</b>	<b>47,2</b>	<b>137,8</b>	<b>6,2</b>	<b>12,5</b>	<b>3034,4</b>
Endring	-40	-88	3	4	-6	-12	-3	97	-45

## Forbruk av elektrisk kraft

De tre store nettselskapene: Hålogaland Kraft, Narvik Energi og Lofotkraft, omsetter normalt over 70 % av energien i området.

### Geografisk fordeling av energiforbruket

I Figur 3 er det vist hvordan lastuttaket (inkludert tap) fordeler seg på de 8 distribusjonsselskapene i utredningsområdet.



Figur 3: Geografisk fordeling av det målte energiforbruket. Alle tall i GWh (2010).

Størst energiuttak hadde Hålogaland kraft med 590 GWh, fulgt av Narvik Energi med 439 GWh. Minst uttak hadde Evenes Kraftforsyning med 39 GWh. Totalt energiforbruk i 2010 var 2112 GWh.

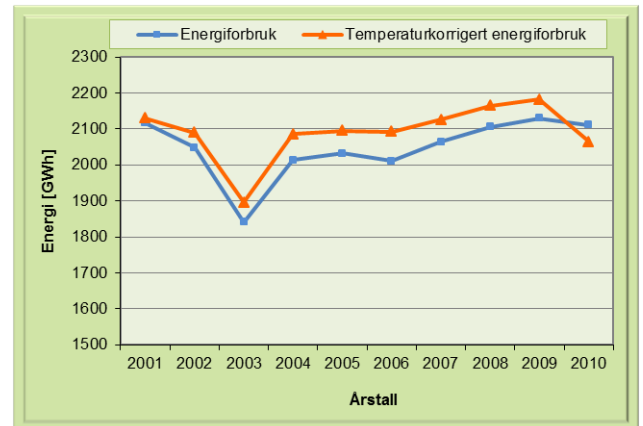
### Historisk utvikling

Målt energiforbruk i utredningsområdet (inklusive utkopplbart forbruk) har gått ned fra 2117 GWh i 2001 til 2112 GWh i 2010. Dette utgjør en lineær reduksjon på ca 0,03 % pr år.

Reduksjonen i energiforbruket var spesielt stor i 2003. Årsaken til denne reduksjonen var i hovedsak de høye prisene dette året.

Det maksimale forbruket som er registrert noe år var i 2009 med 2130 GWh.

Korrigeres det for temperaturvariasjonen i området ser en av Figur 4 at forbruket ble redusert fra 2130 GWh i 2001, til 2064 GWh i 2010. Dette utgjør en lineær reduksjon på ca 0,35 % pr år.



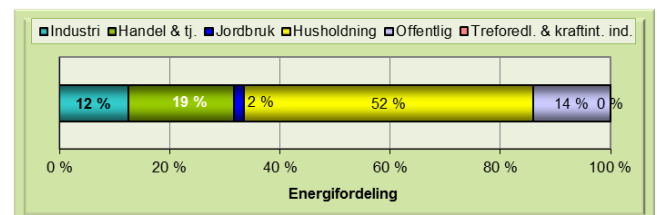
Figur 4: Historisk utvikling av energiforbruket

Av Figur 4 kan man se at det temperaturkorrigerede forbruket i hele perioden har ligget over det faktiske forbruket, med unntak av i 2010. Dette betyr at vi har vært gjennom et tiår som har vært mildere enn normalperioden (1961-1990).

### Fordeling mellom ulike kundegrupper

Totalt for hele utredningsområdet fordeler energiforbruket seg med 52 % på husholdning og 48 % på diverse næringer. Største blant næringene er handel og tjenester med 19 % av forbruket, deretter følger offentlige forvaltning med 15 %.

Jernbaneverket sin stasjon Rombak er spesiell med ca 100 % handel og tjeneste. Det samme gjelder LKABs uttak i Frydenlund som har ca 100 % industri.

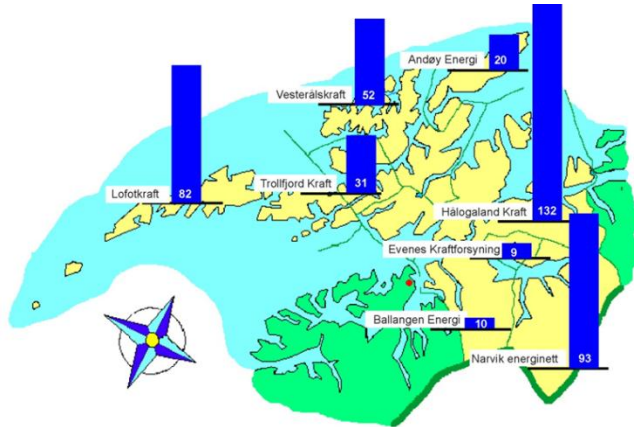


Figur 5: Energiforbruk i alminnelig forsyning, fordelt på kundegrupper (2010). Diagrammet viser gjennomsnittlig energifordeling for hele utredningsområdet

## Geografisk fordeling av effektuttaket

Det finnes ikke måling av maksimaleffekt i alle uttakspunkt i regionalnettet. Verdiene nedenfor er derfor i noen grad estimert, med utgangspunkt i de målingene man har.

Den geografiske fordelingen av effektuttaket er vist i Figur 6.



Figur 6: Geografisk fordeling av effektuttaket (temperaturkorrigert 2010-tall) hos de 8 distribusjonsverkene

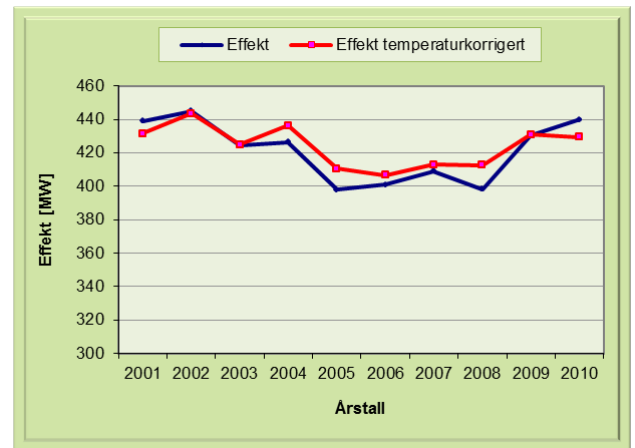
Størst effektuttak (temperaturkorrigert) hadde Hålogaland kraft med 132 MW, fulgt av Narvik Energi med 93 MW. Lavest uttak hadde Ballangen Energi med 10 MW. Totalt temperaturkorrigert effektuttak i 2010 var 429 MW.

## Historisk utvikling

Regionens høyeste effektuttak ble registrert i 2002 med 445 MW. Temperaturkorrigeres denne effekten (med 2 års returtid), vil verdien bli 443 MW.

Lastuttaket har økt fra 439 MW i 2001 til 440 MW i 2010. Lineært er dette en økning på ca 0,2 %, eller ca 0,03 % pr år.

Tapene i regionalnettet er i toppplastimen ca 27 MW (5,5 %) og med en stipulert brukstid for tap på ca 2700 timer, gir dette årlig et stipulert energitap i regionens 33, 66, 132 og 420 kV nett på ca 73 GWh (3,4%).



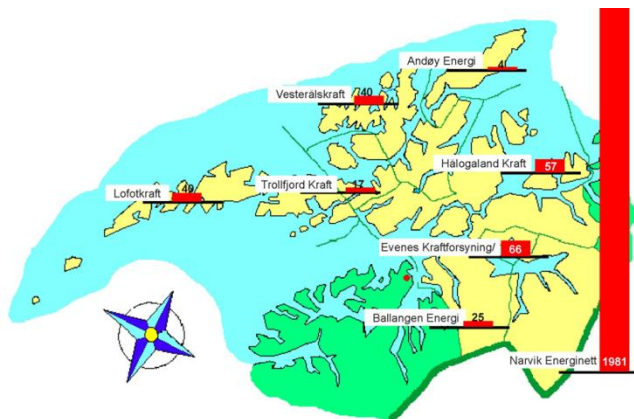
Figur 7: Historisk utvikling av effektuttaket i utredningsområdet. Diagrammet viser at det maksimale uttaket som ble registrert i 10 årsperioden 2001-2010, var i 2002 med 445 MW. Effektuttaket er vist inklusivt utkopplbart forbruk

## Produksjon av elektrisk kraft

Det finnes i dag 42 produksjonsanlegg med til sammen 50 aggregat. Den totale installerte ytelsen er 612 MVA. Maksimal tilgjengelig vinterytelse er 498 MW.

### Geografisk fordeling

Kraftproduksjonen foregår i hovedsak i den østlige delen av området, med Statnett og Nordkraft som de store aktørene.



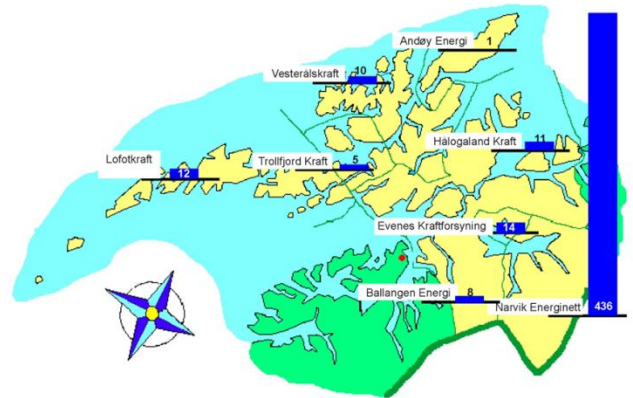
Figur 8: Energiproduksjon i 2010 hos de 8 områdekonsesjonærene. Alle tall i GWh. Produksjonen til Niingen Kraftlag skjer i området til Evenes Kraftforsyning mens produksjonen til Statkraft i Sildvik, Båtsvann, Norddalen og Skjomen er lagt til Narvik Energinett sitt område

Høyest produksjon hadde man i 2005 med 2490 GWh, mens produksjonene var lavest i 2007 med 1891 GWh.

Også størstedelen av tilgjengelig vinterytelse er

lokalisert til den østlige delen av området.

Narvik Energi sitt område står for 436 MW, av totalt 498 MW vintereffekt, dvs. ca 88 % av total vinterytelse i området.

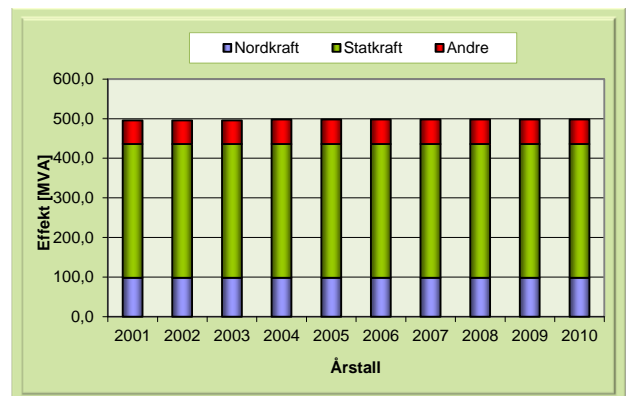
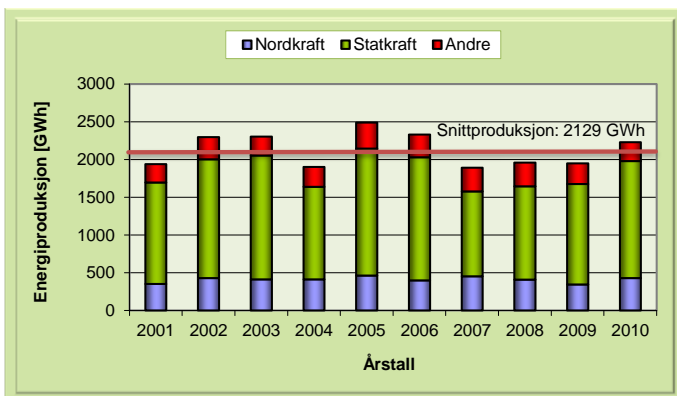


Figur 9: Geografisk fordeling av effektproduksjonen (maksimal vinterytelse) hos de 8 distribusjonsverkene. Alle tall i MW

Niingen Kraftlag ligger i Evenes Kraftforsyning sitt område.

Maksimal vinterytelse for området er 498 MW. Den har kun økt med 2,5 MW i løpet av de siste 10 år (Arneselv kraftverk).

Installert ytelse har økt fra 602 MVA i 2001 til 611 MVA i 2011.



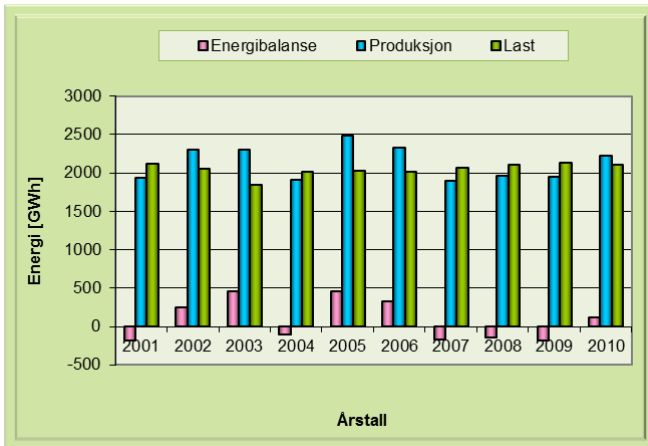
Figur 10: Variasjon av energiproduksjon (til venstre) og maksimal tilgjengelig vintereffekt (til høyre) hos ulike produsenter.

# Kraftbalanse

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

## Energi

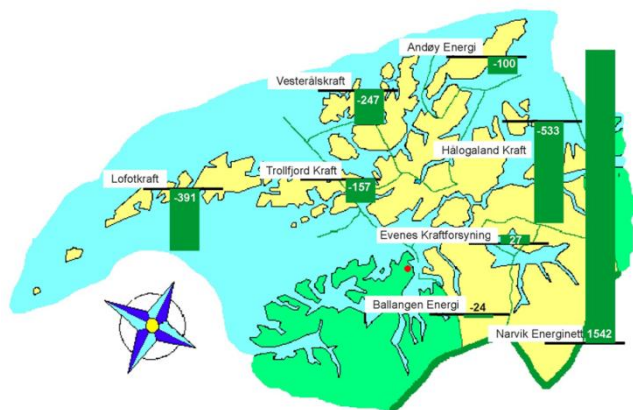
Utredningsområdet har vært, og er fortsatt, et overskuddsområde for elektrisk energi.



Figur 11: Utviklingen i energibalansen siste 10 år

Høyest overskudd var det i 2003 med 464 GWh, mens det i 2009 var et underskudd på 180 GWh.

I Figur 12 er energibalansen innenfor de 8 konsesjonsområdene vist. Produksjon som er eid av Niingen Kraftlag, Nordkraft og Statkraft er tatt med for det konsesjonsområdet der produksjonsanleggene ligger.



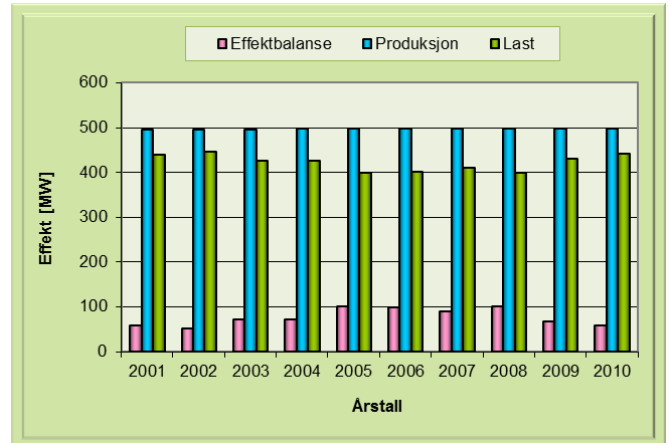
Figur 12: Kraftbalansen i utredningsområdet fordelt på de 8 områdekonsesjonærene. Negativ verdi viser energiunderskudd. Alle tall i GWh

Størst energioverskudd er det i Narvik Energi sitt forsyningsområde med 1542 GWh. Størst energiunderskudd er det i Hålogaland Kraft sitt område med 533 GWh.

Det er planlagt flere kraftutbygginger i de kommende årene, spesielt i form av vindkraft. Hvis disse utbyggingene blir realisert, vil overskuddet øke vesentlig i årene fremover.

## Effekt

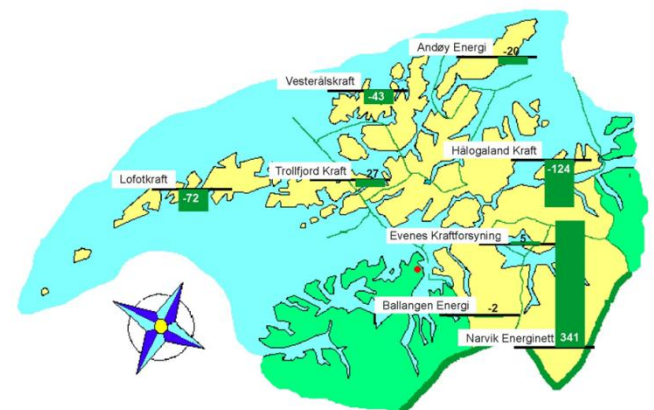
Utredningsområdet har overskudd på effekt. Effektbalansen i området har vært relativt stabil de siste 10 år.



Figur 13: Utvikling i effektbalansen siste 10 år.

Høyest effektoverskudd var i 2005 og 2008 med 100 MW.

I Figur 13 er effektbalansen innenfor de 8 konsesjonsområdene vist. Produksjon som er eid av Niingen Kraftlag, Nordkraft og Statkraft er tatt med for det konsesjonsområdet der produksjonsanleggene ligger.



Figur 14: Kraftbalansen i utredningsområdet fordelt på de 8 områdekonsesjonærene. Produksjonstall er basert på maksimal vintereffekt. Negativ verdi viser effektunderskudd. Alle tall i MW

Størst effektoverskudd er det i Narvik Energinett sitt forsyningsområde med 341 MW. Størst effektunderskudd er det i Hålogaland Kraft sitt område med 124 MW.

## Utvikling i forbruk og produksjon av elektrisk kraft

Prognoser for forbruk i området er basert på historisk utvikling (trendfremskrivning), samt informasjon fra de ulike netteierne i området. For produksjon er det innhentet oversikt over alle planlagte kraftverk.

### Forbruksutvikling

#### Energi

Energiforbruket varierer mye fra stasjon til stasjon.

Det forventes vekst i de fleste stasjonene, med størst økning i by og bynære strøk.

Gjennomsnittlig prognose for hele området er 15,4 % økning frem til 2020. Dette utgjør ca 1,5 % p.a. i lineær vekst.

I prognosen er det ikke tatt med økt forbruk pga. oljeaktivitet utenfor Lofoten og Vesterålen. Man antar at en slik aktivitet eventuelt vil komme etter 2020.



Figur 15: Energiforbruket forventes å øke i utredningsperioden frem til 2020

#### Effekt

Effektuttaket forventes å øke fra ca 405 MW (temperaturkorrigert med 2 års returtid) i 2010 til 467 MW i 2020. Dette tilsvarer en økning på ca 15,3 % i perioden, eller 1,5 % lineært pr år.

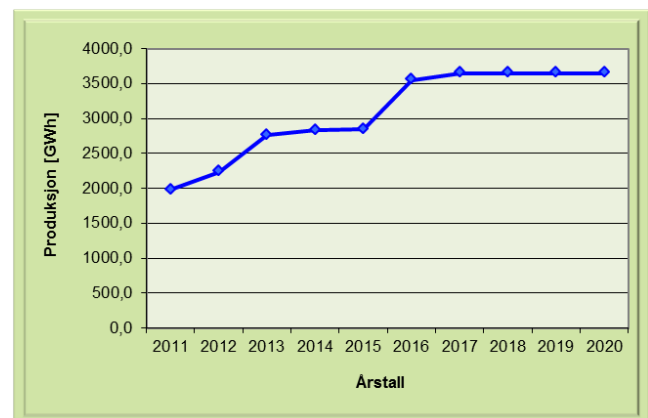


Figur 16: Effektuttaket ventes å øke fra 405 MW i 2010 til 467 MW i 2020

### Produksjonsutvikling

#### Energi

Det er meldt om 54 planlagte produksjonsanlegg, med en total installert ytelse på 547 MVA. Flere av anleggene er imidlertid svært usikre. Årstall for disse anleggene er derfor i utredningen satt til det årstallet som er mest sannsynlig. Ellers er det ikke meldt om andre planer for utbygging av nye produksjonsanlegg, eller modernisering av gamle.

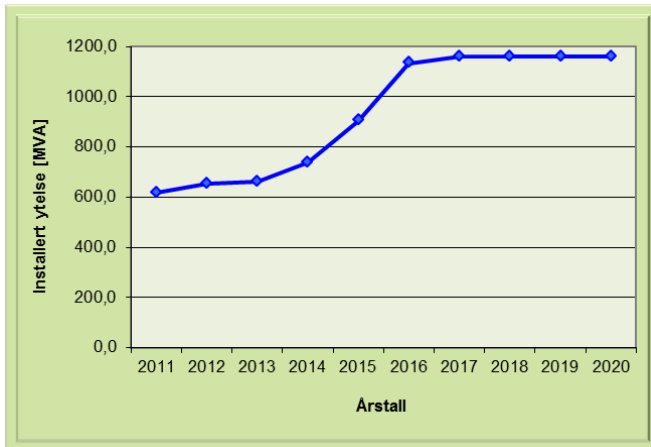


Figur 17: Forventet utvikling i energiproduksjonen i området, dersom all produksjon som er under vurdering blir realisert

Dagens energiproduksjon i utredningsområdet er ca 1,95 TWh (middelproduksjon). Denne produksjonen forventes å øke til 3,65 TWh i løpet av perioden. Det er først og fremst de store planene for vindkraftproduksjon som bidrar til den sterke økningen.

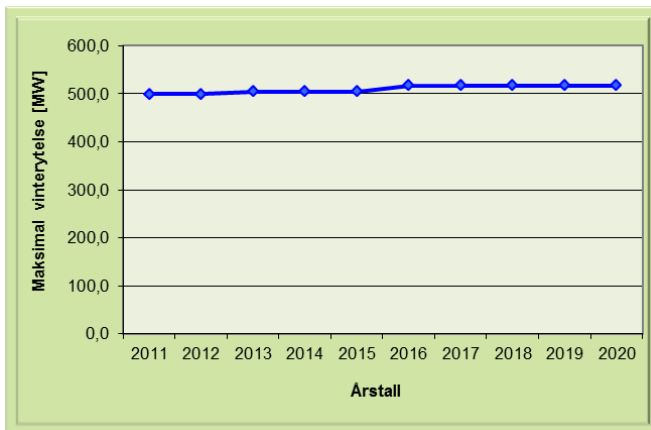
## Effekt

Installert effekt er i dag ca 612 MVA (merkeytelse). Denne forventes å øke betydelig (til ca 1158 MVA) i utredningsperioden pga. alle de nye kraftverkene som planlegges.



Figur 18: Forventet utvikling i installert ytelse

Maksimal vinterytelse er 498 MVA. Denne forventes å endre seg lite i perioden frem til 2020. Grunnen til den lave økningen av maksimal vinterytelse er det store antall vindkraftverk som planlegges. Slike produksjonsenheter kan ikke garantere noen minsteproduksjon, og maksimal tilgjengelig vinterytelse er derfor satt til null for disse produksjonsanleggene.



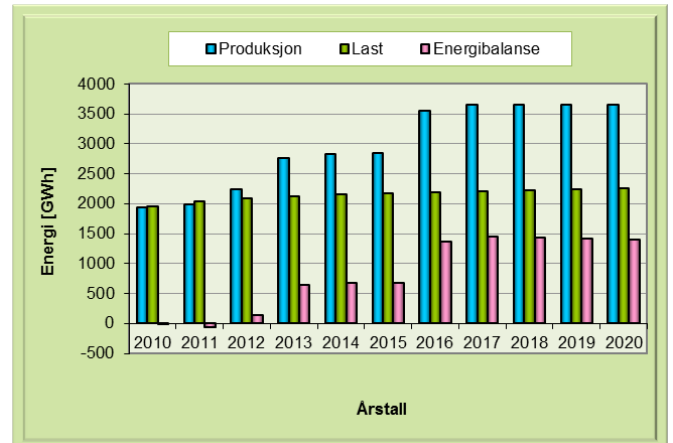
Figur 19: Endring i maksimal tilgjengelig vinterytelse i området

## Prognosert energi- og effektbalanse

### Energibalanse

Energibalansen angir hvor mye energi som i et normalår må tilføres eller fraktes ut av området. I følge innsamlede data hadde man et underskudd på energi i 2010 på 12 GWh, eks. utkopplbart forbruk.

Dersom man legger til grunn de varslede utbyggingene i vann- og vindkraftverk vil energioverskuddet bli ca 1394 GWh i 2020.



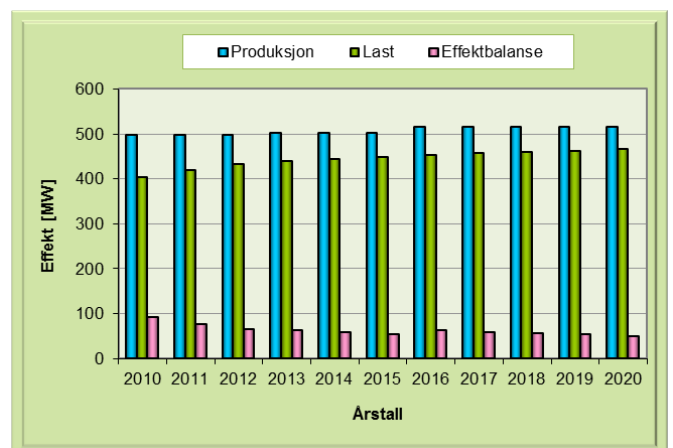
Figur 20: Utredningsområdet har et lite underskudd på energi i dag. Dette underskuddet forventes å snu til overskudd og øke betydelig i løpet av utredningsperioden

Utkopplbart forbruk er ikke tatt med i balansetallene, og vil bidra til å redusere overskuddet noe. I 2010 gikk 93 GWh til utkopplbart forbruk.

### Effektbalanse

Prognosert effektbalanse angir forskjellen mellom prognosert maksimalt tilgjengelig vintereffekt i kraftverk, fratrukket prognosert lastuttak. Lastuttaket er eksklusiv utkopplbart forbruk.

Utredningsområdet hadde i 2010 et overskudd på effekt på ca 93 MW. Dette overskuddet forventes, i løpet av perioden frem til 2020, å minke til 51 MW.



Figur 21: Utredningsområdet har et stort overskudd på effekt i dag. Dette forventes gradvis å bli redusert fremover

## 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, § 4 tredje ledd, 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 10 år fremover i tid.

I kraftsystemutredningen har man utviklet tre ulike scenarier:

- Trendfremskrivning (scenario 1)
- Fornybar energi (scenario 2)
- Landanlegg for olje og gass (scenario 3)

For å klargjøre hvilke faktorer som påvirker de ulike scenarier, har man i denne utredningen etablert flytskjema som viser sammenhengen mellom drivkrefter, faktorer og scenarier.

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.

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.

### Trendfremskrivning

I dette scenariet tar man utgangspunkt i at de trender for forbruksutvikling og utbygging av ny produksjon som man har sett hittil, vil fortsette som før.

Dette innebærer utbygging av småkraftverk, men ingen storskala vindkraftutbygginger.

Dette scenariet anses for øyeblikket som det mest sannsynlige.

### Fornybar energi

Scenariet om fornybar energi innebærer at man må bygge ut et nett som skal håndtere et stort overskudd av kraft fra de store vindkraftverkene som er under planlegging.

Scenariet fokuserer også på utbygging av småkraftverk.

Utbygginger i nettet vil først og fremst komme som følge av behov for å transportere kraften fra kraftverkene i Nord-Norge og til markedene i Sør-Norge (via sentralnettet).

Viktigste usikre drivkrefter i dette scenariet er en sterk politisk involvering gjennom energi- og miljøpolitikken. Spesielt gjelder dette intensiver i form av økt økonomisk støtte ved utbygging av vindkraft.

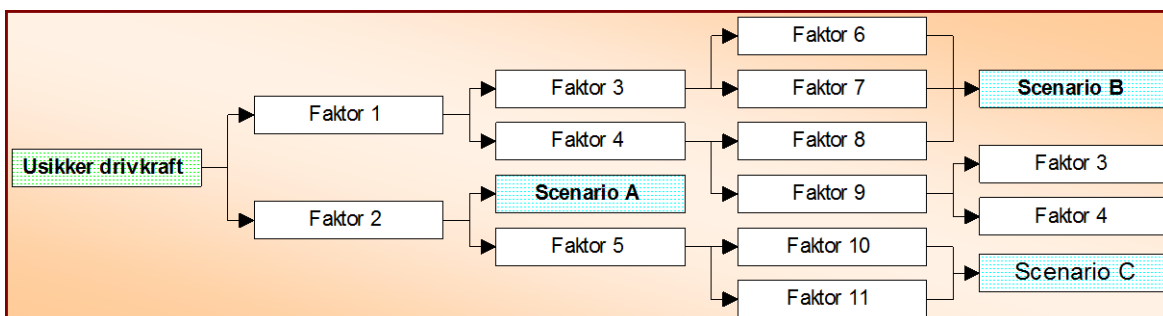
Også folks holdninger i energi og miljø saker kan bli avgjørende for realisering av dette scenariet.

Likeledes vil utvikling i næringsliv og befolkningen være viktig.

### Landanlegg for olje- og gassaktivitet

Dette scenariet omhandler en utvikling som fører til at det åpnes for olje- og gassaktivitet i havet utenfor Lofoten og Vesterålen.

En slik aktivitet vil føre til økt behov for overføring av kraft fra Ofoten og Kvandal transformatorstasjon, til landanlegget.



Figur 22: Prinsipiell oppbygging av scenarier

## Investeringsbehov

I de senere år har interessen økt for utbygging av mindre kraftverk i regi av både private grunneiere og/eller lokale energiverk. Foreløpig vil ikke de prosjekter som en i dag kjenner til påvirke regionalnettet i nevneverdig grad, men spesielt i Ofoten er det et betydelig potensial for denne typen kraftverk. Blir antallet stort nok kan dette ha innvirkning for utviklingen av regionalnettet på lang sikt.

De store vannkraftprosjektenes tid synes å være forbi, men disse prosjektene er nå erstattet av et stort antall småkraftverk og store vindkraftprosjekter som: Andmyran (160 MVA), Nygårdfjellet 2 (40 MVA), Ånstadblåheia (50 MVA), Skogvatnet (80 MVA), Hovden 2 (10 MVA), Røst (10 MVA) og Gimsøy (50 MVA). Dersom alle de planlagte kraftverkene realiseres, må det gjøres investeringer i nettet for å øke overføringsevnen.

I de fleste kommunene er det imidlertid i dag uproblematisk å knytte til nye småkraftverk. Figur 23 gir en oversikt over situasjonen i området.

### Sanering av bestående anlegg

Linjen mellom Frøskeland og Reinshaug ble bygget i 1960. Planen var å rive den, men Vesterålskraft vurderer den som reserveforbindelse.

Andøy Energi vil bygge ny linje mellom Risøyhamn og Andenes. Hvilke trasé og spenningsnivå som velges vil avhenge av hva som skjer med de planlagte vindkraftutbyggingene i området. Den gamle 66 kV-linjen vil bli stående til det ikke lenger er lønnsomt å vedlikeholde den. Tidspunkt for riving er avhengig av lastutvikling og vedlikeholdsbehov. Det antydes at den gamle linjen kan stå i 5-15 år til.

Narvik Energinett AS har beholdt en seksjon av den gamle Nygårdslinja på ca 4,5 km mellom Djupvik og Narvik, som reserve for 22 kV-nettet rundt Rombaken. Det vil bli utredet hvor vidt det er aktuelt å ferdigstille denne seksjonen mht. transformering og tilkoping til eksisterende nett, eller om rivingen skal fullføres.

Linjen mellom Narvik trafo og Fagernes (33kV) er beholdt som mulig reserve for ny kabelforbindelse. Denne beholdes så lenge en mener det er forsvarlig mht. årlige driftskostnader.

### Nyanlegg og oppgradering av eksisterende anlegg

Det er hver enkelt netteier sitt ansvar å utføre nødvendige analyser i forbindelse med utbygginger i de nettdelene en er eier av. Ansvar for å koordinere utbyggingene, slik at det totale nettsystem blir utbygget til lavest mulig samfunnsøkonomiske kostnader, tilligger regionalnettsansvarlig. Selv om man søker å minimalisere de samfunnsøkonomiske kostnader er det ikke nødvendigvis det som vil være avgjørende for om det blir gitt konsesjon eller ikke. Det er ofte andre faktorer som påvirker utbygginger,

blant annet miljøhensyn og estetikk. Leveringsplikten vil også påvirke konsesjonssøknaden.

I forbindelse med utarbeidelse av kraftsystemutredningen har regionalnettseierne meldt fra om 23 endringer/utbygginger som er på utredning-/gjennomføringsstadiet.

### Nettutbygging på grunn av planlagte produksjonsanlegg

Syv vindkraftverk og 47 vannkraftverk er på planleggingsstadiet pr 1.6.2011. Endelig realiseringsdato er imidlertid ennå ikke fastsatt for flere av dem. Total installert ytelse er anslått til ca 547 MVA. Det vil bli noe behov for å forsterke eksisterende regionalnett, unntatt linjen fra Risøyhamn til Dverberg.

### Nettutbygging på grunn av overbelastning

Beregninger av lastflyt viser at det ikke er kapasitetsproblemer i noen linjer eller kabler ved normaldrift i tunglast.

Ingen transformatorer er overbelastet i tunglast.

Beregninger viser at med alle de nye produksjonsenhetene som er planlagt vil man kunne få overlast på linjen Risøyhamn - Dverberg, og på linjen Skjomen – Ofoten.

Noen transformatorer vil bli overbelastet.

I perioder med kombinasjonen av lite last og høy produksjon lokalt, vil man kunne få overlast også andre steder.

### Nettutbygging på grunn av for lav spenning

Spenningsnivåene vil ligge innenfor akseptable kvalitetsgrenser i alle stasjoner. Det er imidlertid dokumentert noe lav spenning i Lofoten og i Harstad i tunglast. Statnett vurderer å installere kondensatorbatteri og SVC-anlegg for å bedre spenningsforholdene i nettet.

### Nettutskifting på grunn av dårlig mekanisk tilstand

Det er meldt om to linjer som vurderes utskiftet i utredningsperioden på grunn av dårlig mekanisk tilstand. Dette gjelder linjen mellom Risøyhamn og Andenes (konsesjon er gitt) og mellom Kanstadbotn og Kvitfossen.

Strekningen Kvitnes/Djupvik/Skoddeberg, har også dårlig mekanisk tilstand.

### Transformorkapasitet mot sentralnettet

Med de store utbyggingene som planlegges vil det etter hvert kunne bli behov for å øke transformatorytelsen i Ofoten transformatorstasjon.

### Behov for forsterkninger på grunn av avbrudd

I grunnlagsrapporten er det gjennomført en systematisk analyse av konsekvenser ved avbrudd i nettet. Noen linjer eller kabler vil bli overbelastet og stort spenningsfall vil i tunglastperioder kunne bli et problem for enkelte stasjoner. Det er imidlertid ikke vurdert hvilke tiltak som bør settes inn for å løse disse problemene.

Statnett har installert et kondensatorbatteri i Sortland transformatorstasjon (7,5 MVA – idriftssatt oktober 2001) og dette har bidratt til å øke spenningen i områder som får lav spenning ved utfall.

En del stasjoner ligger på enden av radialer i regionalnettet. Det er i denne utredningen ikke vurdert om det finnes alternative forsyningsveier på lavere nivå. Det henvises til lokale kraftsystemutredninger for denne typen analyser.

### Nettutbygging – særskilte forhold

Sentral- og regionalnettet i området er sterkt sammenknyttet. Med henvisning til "Sørnettutvalgets" rapport, vedrørende en del driftsmessig uheldige forhold, kan det i utredningsperioden være behov for investeringer i regional- og sentralnett på grunn av systemmessige forhold.

### Anlegg som er ferdigstilt siden forrige utredning

Det er ikke meldt om anlegg som er ferdigstilt siden forrige utredning.

### Oversikt over kostnader ved langsiktig utvikling av nettsystemet

Siden tidspunkt for investeringene er så usikre har man valgt å sette opp kostnadene i to perioder: før og etter 2015.

Periode 1 (2011-2015): 817,3 mill kroner

Periode 2 (2016-2020): 216,4 mill kroner

Kommune	Kode	Kommentar	Planlagte tiltak
Andøy		God kapasitet i dag. Utbygging av de to vindkraftverkene: Andmyran og Skavdalheia vil føre til betydelig overlast i regionalnettet mellom tilknytningspunktet for vindkraftverkene og Hinnøy transformatorstasjon.	Ny 132 kV linje fra Andmyran vindkraftverk til Risøyhamn (prosjekt 1) og fra Risøyhamn til Sortland (prosjekt 11)
Ballangen		God kapasitet	
Bjarkøy		God kapasitet	
Bø		God kapasitet	
Evenes		God kapasitet	
Flakstad		God kapasitet	
Gratangen		God kapasitet i dag. Utbygging av småkraftverk vil etter hvert føre til overlast på transformator (312/22 kV) i Kvandal transformatorstasjon	Utskifting av transformator i Kvandal: prosjekt 14
Hadsel		God kapasitet	
Harstad		God kapasitet	
Ibestad		God kapasitet	
Kvæfjord		God kapasitet	
Lødingen		God kapasitet	
Moskenes		God kapasitet	
Narvik		Det er overlast på kabela mellom Nygård kraftverk og Frydenlund. Det vil derfor ikke være plass til mer kraft under Nygård trafostasjon. Øvrige områder i Narvik har fortsatt ledig kapasitet.	Ved utbygging av Nygårdfjellet vindpark (trinn 2) vil man få en ny tilknytning mot 132 kV-linjen i Hergot. Denne vil fjerne dagens flaskehals mellom Nygård og Frydenlund.
Røst		God kapasitet	
Skånland		God kapasitet	
Sortland		God kapasitet	
Tjeldsund		God kapasitet	
Tysfjord	Nord	God kapasitet.	
	Sør	Ingen ledig kapasitet	Ny sentralnettstilknytning i Kobbelv.
Vestvågøy		God kapasitet	
Værøy		God kapasitet	
Vågan		God kapasitet	
Øksnes		God kapasitet	

Figur 23: I de aller fleste kommunene i utredningsområdet er det i dag uproblematisk å knytte til ny produksjon. Det er i tabellen kun vurdert kapasitet i regionalnettet, ikke distribusjon- eller sentralnettet

