



Kraftsystemutredning  
**2022 - 2041**  
Helgeland  
Hovedrapport





<b>1. INNLEDNING</b> .....	<b>6</b>
1.1 Bakgrunn for utredningen .....	6
1.2 Presentasjon av Linea .....	6
1.3 Forkortelser .....	7
<b>2 BESKRIVELSE AV UTREDNINGSPROESSEN</b> .....	<b>8</b>
2.1 Utredningsområdet og deltakere i utredningsprosessen .....	8
2.2 Samordning med tilgrensende utredningsområder.....	9
2.3 Samordning med kommunale og fylkeskommunale planer .....	9
<b>3 FORUTSETNINGER I UTREDNING SARBEIDET</b> .....	<b>10</b>
3.1 Mål for det framtidige kraftsystemet .....	10
3.1.1 NASJONALE MÅLSETNINGER .....	10
3.1.2 DE NASJONALE MÅLENE BETYDNING FOR KRAFTSYSTEMET .....	11
3.1.3 LOKALE MÅLSETNINGER FOR KRAFTSYSTEMET .....	12
3.2 Utredningens ambisjonsnivå og tidshorisont .....	14
3.3 Tekniske, økonomiske og miljømessige forutsetninger .....	15
3.3.1 TEKNISKE FORUTSETNINGER .....	15
3.3.2 ØKONOMISKE FORUTSETNINGER.....	16
3.3.3 MILJØMESSIGE FORUTSETNINGER.....	20
<b>4 BESKRIVELSE AV DAGENS KRAFTSYSTEM</b> .....	<b>21</b>
4.1 Dagens anlegg.....	21
4.1.1 PRODUKSJONSANLEGG .....	21
4.1.2 OVERFØRINGS- OG TRANSFORMERINGSANLEGG .....	21
4.1.3 NETTDELING, SYSTEMJORDING OG KOMPENSERING .....	22
4.1.4 DRIFT.....	22
4.1.5 ENERGIFLYT I VIKTIGE UTVEKSLINGSPUNKTER.....	22
4.1.6 OVERFØRINGSKAPASITETER.....	22
4.1.7 ALDER OG TILSTAND .....	22
4.1.8 LEVERINGSPÅLITELIGHET OG FORSYNINGSSIKKERHET .....	23
4.1.9 SPENNINGSKVALITET .....	26
4.2 Elektrisitetsproduksjon.....	28
4.2.1 HISTORISK ENERGIUTVIKLING .....	28
4.2.2 HISTORISK EFFEKTUTVIKLING.....	28
4.3 Elektrisitetsforbruk .....	29
4.3.1 HISTORISK ENERGIUTVIKLING.....	29
4.3.2 HISTORISK EFFEKTUTVIKLING.....	29
4.4 Andre energibærere.....	30
4.4.1 FJERNVARMENETT.....	30



4.4.2	ANDRE ENERGIKILDER .....	33
4.4.3	PÅVIRKNING PÅ KRAFTSYSTEMET.....	33
<b>4.5</b>	<b>Særegne forhold innen utredningsområdet .....</b>	<b>34</b>
4.5.1	GEOGRAFISKE OG TOPOGRAFISKE FORHOLD.....	34
4.5.2	STØRRE INDUSTRIKUNDER.....	34
4.5.3	EIER- OG DRIFTSFORHOLD.....	34
4.5.4	ALTERNATIVER TIL INVESTERINGER I OMRÅDEKONSESJONÆR SITT NETT .....	34
4.5.5	BEFOLKNING.....	35
<b>5</b>	<b>FRAMTIDIGE OVERFØRINGSFORHOLD .....</b>	<b>36</b>
<b>5.1</b>	<b>Alternativer for utvikling .....</b>	<b>36</b>
5.1.1	PROGNOSE FOR FORBRUK.....	36
5.1.2	PROGNOSE FOR PRODUKSJON.....	38
5.1.3	SCENARIER.....	39
5.1.4	EFFEKT- OG ENERGIBALANSER.....	39
5.1.5	DRIVERE/FAKTORER FOR FRAMTIDIG UTVIKLING.....	40
5.1.6	FORBRUKERFLEKSIBILITET .....	41
5.1.7	UTVIKLING AV ENERGIBRUK – PÅVIRKNING PÅ NETTET .....	42
<b>5.2</b>	<b>Nettanalyser .....</b>	<b>43</b>
5.2.1	LASTFLYTANALYSE .....	43
5.2.2	NETTKAPASITET FOR NY PRODUKSJON .....	43
<b>6</b>	<b>FORVENTEDE TILTAK OG INVESTERINGSBEHOV .....</b>	<b>44</b>
<b>6.1</b>	<b>Pågående arbeid .....</b>	<b>44</b>
6.1.1	PLURHEIA TRANSFORMATORSTASJON OG NY PRODUKSJON I RØVASSDAL .....	44
6.1.2	NY TRANSFORMATOR HOS MIP INDUSTRIRETNETT (SVABO).....	45
6.1.3	ØYFJELLET VINDKRAFTVERK.....	46
6.1.4	FORNYING GRYTÅGA KRAFTVERK .....	46
6.1.5	UTVIDELSER I RANA KRAFTVERK .....	46
6.1.6	ØVRIGE KRAFTVERK UNDER BYGGING .....	46
<b>6.2</b>	<b>Vedtatte tiltak og anlegg som har fått innvilget konsesjon.....</b>	<b>47</b>
6.2.1	OMBYGGING AV LEIROSEN – MEISFJORD TIL 132 kV, NY MEISFJORD TRANSFORMATORSTASJON...	47
6.2.2	OMBYGGING AV DREVVATN – LEIROSEN TIL 132 kV.....	48
6.2.3	ALCOA MOSJØEN – CREEP-PROSJEKTET .....	49
6.2.4	KRAFTUTBYGGING VED RØSSVATNET, SAMT 132 kV NETTUTBYGGING.....	50
6.2.5	ØVRIGE KONSEJONSGITTE VANNKRAFTVERK.....	51
6.2.6	EVENTUELL UTVIDELSE KOLSVIK (PGA. VINDKRAFT FRA NORD-TRØNDELAG) .....	51
<b>6.3</b>	<b>Konsesjonssøkte tiltak samt konkrete planer .....</b>	<b>52</b>
6.3.1	PÅLGARDEN TRANSFORMATORSTASJON .....	52
6.3.2	NY/OPPGRADERT FORBINDELSE MELLOM MARKA OG MOSJØEN .....	53
6.3.3	ØKT KAPASITET FRA TRANSMISJONSNETTET I RANA STASJON (KVU) .....	53
6.3.4	ØKT KAPASITET MOT MIP INDUSTRIRETNETT (SVABO, GULLSMEDVIK SAMT RANA – SVABO).....	54
6.3.5	INSTALLERING AV STATCOM FOR Å DEMPE FLIMMER FRA STÅLOVN.....	54
6.3.6	INDUSTRI UNDER NEDRE RØSSÅGA .....	55



6.3.7	OMBYGGINGER AV EKSISTERENDE LUFTLEDNING SVABO - STORFORSHEI .....	55
6.3.8	RANOSEN TRANSFORMATORSTASJON (TIDL. MO, LANGVATN) .....	55
6.3.9	NY TRANSFORMATORSTASJON I SANDNESSJØEN (STRENDENE).....	56
6.3.10	KONSESJONSSØKTE KRAFTVERK .....	57
<b>6.4</b>	<b>Prosjekter på utredningsstadiet .....</b>	<b>58</b>
6.4.1	HOLANDSVIKA 2, FORSYNING FRA MARKA ELLER NEDRE RØSSÅGA .....	58
6.4.2	132 kV- NETT OG TRANSFORMATORSTASJON VEVELSTAD .....	58
6.4.3	MULIG 132 kV-NETT TIL TOFT I BRØNNØY.....	58
6.4.4	DEL-ELEKTRIFISERING AV NORDLANDSBANEN .....	59
6.4.5	EVENTUELL HYDROGENFABRIKK I HEMNES.....	59
6.4.6	OMBYGGING AV TRONGSUNDET – SØMNA TIL 132 kV .....	59
6.4.7	OMBYGGING AV DREVVATN/KALDÅGA – HOLANDSVIKA – MOSJØEN TIL 132 kV .....	60
6.4.8	NY FORBINDELSE STRENDENE - MEISFJORD .....	60
6.4.9	NY TRANSFORMATORSTASJON I SJONA .....	61
6.4.10	MULIG NY LANGVATN - RANA TIL ERSTATNING FOR LANGVATN - SVABO.....	62
6.4.11	132/22 kV-TRANSFORMERING I RANA.....	62
6.4.12	UTVIDELSER AV REGIONALNETTET I MOSJØEN .....	62
6.4.13	NY SPOLE I 132 kV-NETTET.....	62
6.4.14	NY TRANSFORMATORSTASJON I TROFORS-OMRÅDET .....	63
6.4.15	REHABILITERING AV SJØKABEL NESNA – LEVANG .....	63
6.4.16	SVARTISDAL KRAFTVERK .....	63
6.4.17	SJONFJELLET VINDKRAFTVERK.....	64
6.4.18	ØVRIGE KRAFTVERK PÅ UTREDNINGSSTADIET .....	65
6.4.19	NY TRANSFORMATOR I NESNA .....	65
<b>6.5</b>	<b>Øvrige prosjekter omtalt i forrige utredning.....</b>	<b>66</b>
6.5.1	MERKING AV FJORDSPENN (KAP. 6.1.4 I KSU 2020).....	66
6.5.2	VANNKRAFTPROSJEKTER MIDTRE NORDLAND (KAP. 6.1.2 I KSU 2020) .....	66
6.5.3	TRANSFORMATORER MO (KAP. 6.4.3 I KSU 2020) .....	66
<b>6.6</b>	<b>Sanering av bestående anlegg.....</b>	<b>67</b>
6.6.1	SANERING AV PRODUKSJONSANLEGG .....	67
6.6.2	SANERING AV NETTANLEGG .....	67
<b>7</b>	<b>REFERANSER.....</b>	<b>68</b>

## **VEDLEGG**

1. TILTAKSOVERSIKT
2. KAPASITET TIL NY PRODUKSJON, PR. KOMMUNE



## 1. Innledning

Kapittelet beskriver noe av bakgrunnen for utredningen og gir en kort presentasjon av Linea AS (tidligere Helgeland Kraft Nett AS).

### 1.1 Bakgrunn for utredningen

Energilovens § 7 og energilovforskriftens § 7 gir føringer for energiplanlegging og beskriver at konsesjonærer skal delta i energiplanarbeid. 1. januar 2003 trådte *forskrift om energiutredninger* i kraft, og det tidligere *kraftsystemplan*-begrepet ble da byttet ut med det nåværende *kraftsystemutredning*.

Landet er delt inn i 18 utredningsområder, 17 regionale områder der det skal utredes for de regionale nett og ett ansvarsområde for utredning om transmisjonsnettet; det sistnevnte er Statnett ansvarlig for. Linea er satt til å være ansvarlig utreder for Helgeland.

Det ble utarbeidet 3 utgaver av *regional kraftsystemplan* for Helgeland i perioden 1994 - 2003. I perioden 2004 – 2012 ble det årlig utarbeidet *kraftsystemutredninger*. Ved ny revisjon av *forskrift om energiutredninger* gjeldende fra 01.01.2013 skulle kraftsystemutredningen fra da utarbeides annet hvert år, første gang i 2014.

Dette innebærer altså at Linea annet hvert år skal utarbeide en oppdatert kraftsystemutredning for Helgeland. Arbeidet skal utføres i samarbeid med andre konsesjonærer i utredningsområdet.

En del av sakene og opplysningene som kraftsystemutredningen omtaler er såkalt *kraftsensitive* (jf. kraftberedskapsforskriften § 6-2) og skal *unntas for offentligheten*. De utredningsansvarlige er derfor pålagt å utarbeide *to versjoner* av kraftsystemutredningen, og benevnelsen på disse er fastsatt av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE): *Grunnlagsrapporten* er den mest innholdsrike, inneholder kraftsensitiv informasjon og er unntatt offentlighet. Den skal oversendes NVE. *Hovedrapporten* (herværende dokument) skal være allment tilgjengelig, uten kraftsensitiv informasjon og legges ut på nettselskapets nettsider.

### 1.2 Presentasjon av Linea

**Linea AS** er pålagt å ha det overordnede ansvar for utarbeidelse og ajourhold av kraftsystemutredning for regionen Helgeland i Nordland fylke.

Linea AS er et selskap i konsernet Helgeland Kraft AS som eies av følgende 14 kommuner på Helgeland:

1 Alstahaug	6 Hemnes	11 Sømna
2 Brønnøy	7 Herøy	12 Vefsn
3 Dønna	8 Leirfjord	13 Vevelstad
4 Grane	9 Nesna	14 Vega
5 Hattfjelldal	10 Rana	



Konsesjonsområdet til Linea omfatter hele Helgeland unntatt kommunene Træna, Rødøy, Lurøy og deler av Bindal. Området dekker et areal på ca. 16 000 km<sup>2</sup>.

Helgeland Kraft AS forvalter eierskapet i de tre heleide datterselskapene Helgeland Kraft Vannkraft AS, Linea AS og Helgeland Kraft Strøm AS som har virksomhet innenfor hhv. produksjon, nett og marked (omsetning). Selskapet har totalt omkring 270 ansatte, hvorav 161 i Linea. Hovedadministrasjonen ligger i Mosjøen.

*Navne- og selskapsendringer siden år 2000:*

Mars 2001: Omdanning til aksjeselskap, navneendring fra Helgeland Kraftlag A/L til HelgelandsKraft AS.

Juli 2014: Navneendring til Helgeland Kraft AS.

Juni 2018: Konserndannelse. Helgeland Kraft Nett blir datterselskap til Helgeland Kraft.

Oktober 2020: Navneendring fra Helgeland Kraft Nett AS til Linea AS.

### 1.3 Forkortelser

AM	Alcoa Mosjøen (tidl. Elkem Aluminium Mosjøen – EAM)
SEfAS	Sintef Energiforskning AS
HK	Helgeland Kraft AS / HelgelandsKraft AS / Helgeland Kraftlag A/L
HK Nett	Helgeland Kraft Nett AS
HKV	Helgeland Kraft Vannkraft AS
ÅK	Åbjørakraft Kolsvik kraftverk – sameie mellom HK (50 %) og NTE (50 %)
MIP	Mo Industripark
EKA	EKA Chemicals Rana
RG	Rana Gruber
NTE	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk
NVE	Norges Vassdrags- og Energidirektorat
SK	Statkraft
SKS	Salten Kraftsamband
SSK	Smisto Kraft
SN	Statnett
SLG	Sameiet Langvatn / Gullsmedvik – eid av HK (62,5 %) og MIP (37,5 %). Oppløst 1. januar 2019.
Nn	Nordlandsnett
KKI	Kraftkrevende industri
KII	Kraftintensiv industri
KSU	Kraftsystemutredning
ØW	Øyfjellet Wind AS



## 2 Beskrivelse av utredningsprosessen

Kapittelet beskriver hvem som er aktører i utredningen og hvordan denne samordnes med andre planer og utredninger.

### 2.1 Utredningsområdet og deltakere i utredningsprosessen

Følgende selskaper på Helgeland innehar anleggskonsesjoner på regional- eller transmisjonsnettnivå (evt. har produksjonsanlegg som grenser til dette):

1. Statkraft
2. Statnett
3. Linea
4. MIP Industrinett
5. Alcoa Mosjøen
6. Øyfjellet Wind

I nord er Lineas nett forbundet med nettet til Arva. I sør er Lineas nett forbundet med nettet til Tensio.

Statkraft eier kun kraftverk samt nettanlegg direkte knyttet til kraftproduksjon.

Statnett eier og driver transmisjonsnettet i regionen. Inntil 01.01.2008 eide Statnett også en betydelig del av regionalnettet i området, det såkalte R2-nettet. 01.01.2008 ble dette nettet overdratt til HelgelandsKraft. 01.01.2019 ble ytterligere nett (bryterfelt i enkelte stasjoner) overdratt til HK Nett. Ovennevnte nettanlegg eies i dag av Linea.

Linea eier det aller meste av høyspent fordelingsnett i området og er dessuten den største regionalnettseieren.

MIP Industrinett eier deler av regionalnettet i Rana kommune, samt noe høyspent fordelingsnett.

Alcoa Mosjøen eier regionalnettet som forsyner bedriften, samt noe høyspent fordelingsnett.

Øyfjellet Wind eier nettet fra deres vindkraftverk til transmisjonsnettpunktet Marka.

Bindal Kraftlag er en annen aktør på *fordelingsnettnivå* i regionen. Selskapet har sin hovedadministrasjon på Terråk i Bindal kommune og har i hovedsak sine kunder i dette området. Bindal Kraftlag er forsynt fra Tensio sitt regionalnett. Søndre del av Bindal kommune hører inn under utredningsområde Nord-Trøndelag, mens nordre del (inkl. Kolsvik kraftverk) hører inn under utredningsområde Helgeland. Grensen mellom utredningsområdene faller sammen med grensen for Bindal Kraftlags områdekonsesjon.

Fjernvarmekonsesjonærer i området er Mo Fjernvarme, Sandnessjøen Fjernvarme og Mosjøen Fjernvarme.





I hht. § 10 i Forskrift om energiutredninger er det valgt et kraftsystemutvalg for utredningsområdet. Ved siste regionale kraftsystemmøte i Mosjøen 09.12.2020 ble følgende valgt:

- Statkraft v/ Øystein Johansen
- Statnett (som konsesjonær) v/ Bjørn Hugo Jenssen
- MIP Industrinett v/ Odd Husnes.
- Alcoa Mosjøen v/ Steinar Ottermo
- Linea v/ Gisle Terray
- Linea v/ Arne Brendmo
- Linea v/ Bjørn Aune

Etter dette er det blitt avholdt to møter i kraftsystemutvalget – 09.11.2021 og 11.05.2022. Kraftsystemutvalget har for øvrig bistått utredningsansvarlig med skriftlig og muntlig informasjon i arbeidet med utredningen.

Også utenom møter i kraftsystemutvalget har Linea møter med ovennevnte aktører for å drøfte og løse aktuelle problemstillinger. De er representert på følgende steder:

- Statnett har lokalt kontor på Bjerka, i Hemnes kommune.
- Statkraft har lokalt kontor i Korgen, i Hemnes kommune.
- MIP Industrinett har hovedkontor på Mo, i Rana kommune.
- Alcoa Mosjøen har hovedkontor i Mosjøen, i Vefsn kommune.

## 2.2 Samordning med tilgrensende utredningsområder

Statnett utarbeider kraftsystemutredning for transmisjonsnettet. Tensio har ansvar for kraftsystemutredning for Nord-Trøndelag (sør for Helgeland), mens Arva har ansvar for kraftsystemutredning for Midtre Nordland (nord for Helgeland). Linea samarbeider med disse i forbindelse med utarbeiding av kraftsystemutredningen.

## 2.3 Samordning med kommunale og fylkeskommunale planer

I henhold til § 3 i forskrift om energiutredninger skal utredningsansvarlig på forespørsel fra kommunen bistå med informasjon om energiforsyningen i kommunen som er relevant i kommunal klima- og energiplanlegging. Motsatt vei innhenter utredningsansvarlig informasjon fra kommunens planer, ved behov.

HK har tidligere utarbeidet lokale energiutredninger for alle de 14 kommunene i selskapets konsesjonsområde. Informasjonsutveksling med kommunene foregikk da hovedsakelig gjennom arbeidet med energiutredningene, og disse ble igjen ble brukt som underlag for KSU (reguleringsplaner, næringsetablering, energiforbruk, prognoser, etc).

Fra oktober 2015 opphørte ordningen med lokale energiutredninger. Aktuell informasjon fra kommunene må dermed innhentes direkte under KSU-arbeidet, ved behov. Informasjonsplikten overfor kommunene (jf. §3) gjelder for øvrig som før.



## 3 Forutsetninger i utredningsarbeidet

### 3.1 Mål for det framtidige kraftsystemet

#### 3.1.1 Nasjonale målsetninger

##### Klima

Klimaloven (LOV-2017-06-16-60) danner rammene for klimapolitikken. Av virkemidler kan nevnes kvotesystemet EU-ETS, samt lovreguleringer og støtteordninger (gjennom Enova, Klimasats, NFR og Innovasjon Norge).

##### Rammevilkår for kraftkrevende industri

Den kraftkrevende industrien er fritatt fra elavgift.

Regjeringen arbeider dessuten med en CO<sub>2</sub>-kompensasjonsordning for kraftkrevende industri, og et forslag til en slik ordning har nylig vært på høring med frist 8. januar 2022. EU har åpnet for at medlemsstatene og EØS-landene kan innføre slike ordninger, for å hindre såkalt karbonlekkasje fra Europa (utflytting av bedrifter/investeringer) grunnet økte elektrisitetspriser som følge av EUs klimakvote-system. Hensikten er altså å kompensere for økte kraftkostnader som industrien opplever fordi kraftprodusentene i EU må betale for klimavoter for sine utslipp. Ordningen er ikke vedtatt pr. i dag.

##### Kostnadssignaler ved nettilknytning

For å bidra til mer effektiv lokalisering av produksjon og forbruk, har NVE utvidet anleggsbidragsordningen til også å omfatte høyere nettnivå. Nettselskapene har dessuten adgang til å ta betalt for utredningskostnader ved planlegging av nettiltak.

##### Plan- og bygningsloven

Ny teknisk forskrift (TEK17) til Plan- og bygningsloven trådte i kraft 1. juli 2017. Her heter det i § 14-4:

1. Det er ikke tillatt å installere varmeinstallasjon for fossilt brensel.
2. Bygning med over 1000 m<sup>2</sup> oppvarmet BRA skal:
  - a. ha energifleksible varmesystemer og
  - b. tilrettelegges for bruk av lavtemperatur varmeløsninger.
3. Kravene i annet ledd gjelder ikke i småhus.
4. Boenhet i småhus skal oppføres med skorstein. Kravet gjelder ikke dersom:
  - a. Boenheten oppføres med vannbåren varme, eller
  - b. Årlig netto energibehov til oppvarming ikke overstiger kravet til passivhus, beregnet etter Norsk Standard NS 3700:2013 Kriteriet for passivhus og lavenergibygninger – Boligbygninger.



I forskriften spesifiseres det også krav til energieffektivitet og varmetap i bygg, og det er gitt rammer for maksimalt netto energibehov for ulike kategorier av bygninger. Det er dessuten spesifisert unntak og krav til særskilte tiltak, avhengig av bygningens størrelse.

Disse kravene er i overensstemmelse med EUs bygningsenergidirektiv, som ble gjort gjeldende fra og med januar 2012. Det vurderes nå visse tilpasninger i forbindelse med behandling av et nytt direktiv.

Det har ellers blitt gitt offentlig støtte gjennom Enova ved utskifting av oljekjel til alternative energikilder.

### **Elsertifikater**

Elsertifikater er en støtteordning for kraft produsert fra fornybare energikilder. Strømkundene finansierer ordningen over strømrregningen gjennom at kraftleverandørene legger elsertifikatkostnaden inn i strømprisen.

I forbindelse med behandlingen av Prop. 97 L (2014 – 2015) om endringer i lov om elsertifikater vedtok Stortinget å utvide overgangsordningen under elsertifikatordningen, og fristen for å kunne bli med i ordningen ble forlenget til 2021.

Norske kraftverk måtte altså settes i drift innen utgangen av 2021 for å bli godkjent i ordningen. Kraftverk som er godkjent i ordningen får tildelt elsertifikater i inntil 15 år.

### **Bruk av fossile brenslere i boliger**

Det ble innført forbud mot fyring med fossil olje i boliger, offentlige bygg og næringsbygg fra 2020. Forbudet gjelder både hovedoppvarming (grunnlast) og tilleggsoppvarming (spisslast).

### **Vern av Vefsna-vassdraget**

I 2009 ble Vefsna tatt inn i Verneplan for vassdrag. Dette innebar at planene om utbygging av selve Vefsna ble skrinlagt, men også planer om mindre kraftverk i sideelver ble lagt på is som følge av vernet. Det er utarbeidet en forvaltningsplan med gradering av vern med egne kriterier for behandling av vannkraftplaner.

## **3.1.2 De nasjonale målenes betydning for kraftsystemet**

### **Det grønne skiftet**

Målsetninger om klima, miljø og fornybar energiutbygging har allerede innvirkning på kraftsystemet i utredningsområdet, i form av ny vindkraft samt elektrifisering av biler og ferger. Det forventes at dette vil få økt betydning framover.

Av ny last forventes landstrøm i havnene samt videre elektrifisering av busser, lastebiler og anleggsmaskiner, og kanskje også kortbane flyforbindelser. Det er dessuten flere konkrete planer om bygging av hydrogen- og ammoniakfabrikker, samt annen industri knyttet til det grønne skiftet.



På produksjonssida kan det tenkes en videre utbygging av vindkraft i området, enten på land eller til havs eller begge deler. Det ser også ut til at noen av småkraftverkplanene som lenge har ligget urørt, nå tas fram igjen.

### **Industrikraft**

Rammevilkårene for kraftkrevende industri vil være av avgjørende betydning for flere store bedrifter på Helgeland. Da disse står for mesteparten av energiforbruket i regionen, betyr dette også mye for den videre utviklingen av hele kraftsystemet.

### **Fjernvarme**

Nasjonal satsing på fjernvarme, med tilhørende støtte gjennom Enova, har vært medvirkende til utvidelser av fjernvarmeanlegg i både Mo i Rana og i Sandnessjøen, samt etablering av fjernvarmeanlegg i Mosjøen.

### **Barrierer for realisering av samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter**

Dagens økonomiske reguleringer kan i noen tilfeller innebære at prosjekter som ellers antas å være samfunnsøkonomisk lønnsomme ikke blir realisert.

Andre barrierer som kan hindre samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter er f.eks. særinteresser i visse områder, f.eks. i form av spesielle miljøkrav.

### **3.1.3 Lokale målsetninger for kraftsystemet**

Nedenstående målsetninger gjelder for utredningsansvarlige, Linea AS, som er den største regionalnetteieren og den største områdekonsesjonæren i utredningsområdet.

#### **Investeringer i kraftsystemet**

Investeringer i nettanlegg utløses som regel av leveringsplikt, kapasitetsbegrensninger, tilstand, HMS, etc. Når investeringer først gjennomføres, velges i utgangspunktet det mest kostnadsoptimale alternativet som oppfyller de aktuelle behovene.

I tillegg til lønnsomhetskriterier legges det også vekt på å unngå for store svingninger i aktivitetsnivået fra år til år, av hensyn til personellsituasjonen.

#### **Mål som gjelder KILE**

- Ved planlagt arbeid skal arbeidsmetode velges slik at de totale kostnadene minimeres, der KILE for varslet avbrudd inngår.
- KILE for ikke-varslet avbrudd, dvs. ved driftsforstyrrelser, veies også mot kostnadene forbundet med å redusere denne, slik at de *totale* kostnadene blir lavest mulig. Tilstanden i nettet skal likevel alltid tilfredsstillende forskriftskrav, samt bedriftens egne minimumskrav til HMS og leveringspålitelighet.



### **Mål som gjelder tap**

Forskjeller i tapskostnader blir tatt med ved sammenligning av investeringsalternativer. Man vil dessuten tilstrebe en nettdrift som gir minst mulig nettap, men også andre hensyn vil legge føringer for nettdriften.

### **Samfunnsøkonomi ved prosjekter**

Ved vurdering av prosjekter benyttes normalt tapskostnadsparametre fra Sintef Energi-forsknings *Planbok for kraftnett*. For nett som gjelder produksjon legges imidlertid energiprisen til grunn direkte (uten effekttapsledd).

Øvrige kostnadsfaktorer vurderes i all hovedsak bedriftsøkonomisk. Det forutsettes dermed at samfunnsmessige interesser ivaretas gjennom KILE-satsene.



### 3.2 Utredningens ambisjonsnivå og tidshorisont

Målsettingen med utredningen er å presentere det regionale kraftsystemet på Helgeland, slik det er i dag og slik det antas å bli i framtiden. Hovedstrukturen i utredningen er basert på forslag i NVE publikasjon nr. 2 – 2007: *Veileder for kraftsystemutredninger*. Innholdet i utredningen er basert på føringer i:

- forskrift om energiutredninger
- ovennevnte veiledning
- e-poster og brev fra NVE i forbindelse med utredningsarbeidet, inkl. forventningsbrev for årets utredning
- veiledningsmateriale på NVEs nettsider.

Utredningen skal bl.a. inneholde:

- opplysninger om aktører i det regionale kraftsystemet
- opplysninger om kraftbalansen i regionen med oversikt og vurdering av potensielle nye prosjekter
- oversikt over dagens kraftsystem med beskrivelse av sårbarhet, reserver, kapasiteter, etc.
- oversikt over planlagte prosjekter for framtidige utbygginger og forsterkninger av systemet.

Innholdet i utredningen skal være et hjelpemiddel for saksbehandlere hos NVE, aktører i transmisjons- og regionalnett, kommuner, statsforvalter og eventuelle samarbeidspartnere til disse. Et viktig moment i dette er at utredningen skal være et hjelpemiddel for behandling av konsesjonssøknader i det regionale kraftsystemet.

Målsettingen er at utredningen skal være et dokument som skal benyttes aktivt. Utredningen skal fremme planmessig og kostnadseffektiv utbygging av regionalnettet.

Utredningen beskriver dagens kraftsystem og energi- og effektilgang samt forventet framtidig kraftsystem og energi- og effektutvikling fram mot 2041. Mini-, mikro- og småkraftverk er inkludert både mht. historiske data og framtidig utvikling, selv om de ikke mater inn direkte i regionalnettet. Det samme gjelder store kraftverk som mater inn i transmisjonsnettet.

En del av sakene og opplysningene som kraftsystemutredningen omtaler er underlagt taushetsplikt. Det er derfor utarbeidet to forskjellige dokumenter: En såkalt *hovedrapport* som er allment tilgjengelig og en *grunnlagsrapport* som ikke er offentlig tilgjengelig (jf. kap. 1.1).

Utredningen skal legges til grunn og benyttes som et referansedokument når det i henhold til Energiloven skal søkes om anleggskonsesjon for elektriske anlegg i regionalnettet. Aktører som søker om konsesjon for elektriske anlegg i området må vise til utarbeidet kraftsystemutredning. Søknader fra andre interessenter som ønsker konsesjon, skal forelegges Linea til uttalelse – dette for å sikre at anlegget sees i sammenheng med det øvrige kraftsystemet.



### 3.3 Tekniske, økonomiske og miljømessige forutsetninger

#### 3.3.1 Tekniske forutsetninger

##### Temperaturkorrigering av last

Den kraftkrevende industrien har stått for 79 % av det elektriske energiforbruket i utredningsområdet den siste 10-års-perioden, og temperaturfølsomheten til denne industrien antas å være lik null. Alminnelig forsyning antas imidlertid å være temperaturfølsom, og enkelte av de historiske dataene som er oversendt NVE i forbindelse med KSU-arbeidet er korrigert for dette.

##### Prognosering av last

Dette er omtalt i kapittel 5.

##### Analyser

Ved vurdering av investeringsprosjekter foretas teknisk-økonomiske beregninger som nevnt i kap. 3.3.2. Disse er bl.a. basert på lastflyt-, taps- og KILE-beregninger i Netbas.

Dimensjonerende beregninger foretas for prognosert/antatt maksimalbelastning innenfor anleggets økonomiske levetid. Tapsberegninger gjøres med utgangspunkt i typisk tunglast. Ved KILE-beregninger benyttes Fasit-simuleringer for aktuell last.

Lastflytanalyse i distribusjonsnett brukes også til å vurdere spenningsforhold i nettet.

Det vil i noen tilfeller også kunne være ønskelig å foreta beregninger for å vurdere dynamiske fenomener, så som stabilitet, resonans, effektpending, etc. Dynamiske analyser bestilles eksternt, da Linea mangler egne rutiner og verktøy for dette.

##### Overføringsgrenser for luftledninger

Kriteriene for bestemmelse av overføringsgrenser for luftledninger ble revurdert av nettdivisjonen i HelgelandsKraft før 2011-utgaven av kraftsystemutredningen. Man kom fram til at man for selskapets ledninger som hovedregel skal benytte forutsetningene som er listet opp i IEC 1597 (1995-05) [1], Annex A, bortsett fra at man benytter *faktisk dimensjonerende linetemperatur* for hver ledning i stedet for det som forutsettes i Annex A i [1] (80 gr. C samt 100 gr. C).

Den dimensjonerende linetemperaturen varierer fra anlegg til anlegg. Stort sett er den 50 gr. C for Linea sine regionalnettsledninger, men en del eldre ledningsanlegg er dimensjonert for 40 gr. C, mens en del nyere ledningsanlegg er dimensjonert for 80 gr. C.

Å regne ut strømgrenser er en prosess som involverer mange variabler. Særlig *vindhastighet (på tvers av line)* har stor innvirkning på beregnet strømgrense. Ovennevnte IEC-anneks legger til grunn  $1\text{ m/s}$ , men det kan være verdt å merke seg at  $0,6\text{ m/s}$  også er en mye brukt verdi i denne sammenheng, noe som resulterer i en god del lavere strømgrense-verdier.



### **Valg av tekniske løsninger og spenningsnivåer**

Ved investeringer i regionalnettet må de valgte alternativer være tilstrekkelig dimensjonert for den forventede lastutviklingen i løpet av anleggets økonomiske levetid, der spenningsgrenser og termisk grenselast er blant kriteriene som legges til grunn. Det har imidlertid blitt stadig viktigere å ha en høy grad av fleksibilitet i regionalnettet, med tanke på ulike driftsbilder og framtidig kraftutbygging som i stadig større grad er distribuert utover i nettet. Dette har ført til at man nå normalt velger høyere tverrsnitt for maskeforbindelser i regionalnettet enn det som var tilfelle tidligere. Også økte krav til fysisk dimensjonering drar i samme retning.

Overføringsforbindelsene i regionalnettet på Helgeland er for det meste luftledninger; i enkelte tilfeller benyttes jord- eller sjøkabler.

Ved bygging av transformatorstasjoner velges transformatorytelse slik at den dekker prognosert lastutvikling i stasjonens økonomiske levetid. I stasjoner som forsyner byer, spesielt viktig last, eller der dette er lønnsomt av hensyn til KILE, utstyres stasjonen med dubleret transformator. Denne skal da ha ytelse tilsvarende maksimal belastning, slik at reservekapasiteten blir fullverdig. Når innmating av produksjon er dimensjonerende for transformatoren, velges ytelse tilsvarende summen av installert effekt for kjente planlagte kraftverk i området som det anses som sannsynlig vil bli realisert. Der gamle stasjoner ikke oppfyller ovennevnte kriterier, danner de samme kriteriene grunnlag for oppgradering. Da slik oppgradering imidlertid ofte innebærer omfattende utkobling, vil det normalt bli koordinert med andre tiltak i stasjonen eller tilgrensende anlegg.

Fysisk dimensjonering ivaretas gjennom gjeldende forskrifter. *Forskrift om elektriske forsyningsanlegg* ble fastsatt av Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB) 20. desember 2005, og trådte i kraft 1. januar 2006 med hjemmel i lov 24. mai 1929 nr. 4 om *tilsyn med elektriske anlegg og elektrisk utstyr*. Forskriften erstatter forskrifter av 18. august 1994 for elektriske anlegg – forsyningsanlegg.

Formålet med forskriften er at elektriske forsyningsanlegg skal prosjekteres, utføres, driftes og vedlikeholdes slik at de ikke representerer fare for liv, helse og materielle verdier og samtidig ivaretar den funksjonen de er tiltenkt.

### **3.3.2 Økonomiske forutsetninger**

#### **Kalkulasjonsrente**

Det brukes en kalkulasjonsrente på 3,0 %, i henhold til NVEs anbefalinger. Analyseperioden er satt til 40 år.





### **Teknisk levetid, økonomisk levetid og analyseperiode**

Med *teknisk levetid* forstås vi tidsrommet fra et anlegg bygges til det ikke lenger oppfyller sin tekniske funksjon.

Den *økonomiske levetid* er her forutsatt å være lik avskrivningstiden. Etter en gjennomgang av alders- og tilstandsstatistikk, er denne nå oppjustert til 60 år for luftlinjer og 50 år for kabel. For nettstasjoner og transformatorstasjoner antas også en økonomisk levetid på 50 år, med unntak av apparatanlegg og hjelpeanlegg i transformatorstasjoner, der denne antas å være henholdsvis 35 år og 12 år.

I praksis vil utskiftingene foretas til ulik tid for ulike komponenttyper, og det vil typisk bli foretatt enkeltutskiftinger av komponenter etter hvert som tilstanden tilsier dette. Utskiftingssyklusen må i praksis vurderes for hvert enkelt anlegg, og baseres på registrering av tilstand.

### **Prinsipper for teknisk-økonomisk analyse**

Teknisk-økonomiske beregninger i Linea følger prinsippene vist nedenfor. I disse inngår følsomhetsberegninger for de parametrene som kan være avgjørende for lønnsomhet eller valg av alternativ.

Investeringer i kraftsystemet vil enten være motivert av antatt bedriftsøkonomisk lønnsomhet eller av et teknisk behov (ny lasttilknytning, utilstrekkelig overføringskapasitet eller reserve, spenningsproblemer, leveringssikkerhet, hensyn til HMS, etc).

Hvorvidt nettinvesteringer faktisk blir gjennomført, og hvilken løsning som velges, bestemmes som følger:

- Man identifiserer aktuelle tiltaksalternativer som gir en akseptabel løsning på det aktuelle behovet, og som oppfyller generelle tekniske krav, samt eksterne krav (forskrifter, HMS og myndighetspålegg).
- Dersom det er mulig å oppfylle gjeldende krav gjennom nullalternativet (ingen investering), eller ved at investeringer utsettes, tas dette med blant de alternativene som vurderes.
- Det mest lønnsomme alternativet velges. Dersom ingen alternativer er lønnsomme, men tiltak er nødvendig, velges alternativet med de antatt laveste totale kostnadene.



Lønnsomhetsvurderingene gjøres vha. nåverdiberegning av de totale kostnadene for hvert alternativ, innenfor en felles analyseperiode, og der det korrigeres for evt. restverdi. Følgende kostnadselementer tas med i beregningene når de er relevante:

- Investeringskostnader (inkl. eventuelle reinvesteringskostnader innenfor analyseperioden).
- Drifts- og vedlikeholdskostnader (inkl. avbruddskostnader ved planlagte tiltak).
- Avbruddskostnader som følge av nødvendig utkobling i byggeperioden.
- Avbruddskostnader pga. driftsforstyrrelser.
- Tapskostnader.

## **Kostnadsfaktorer**

### Investeringskostnader

Komponentpriser for regionalnett og stasjoner har vært basert på egne erfaringstall, samt innhenting av pristilbud i det enkelte tilfelle, når dette har vært tilgjengelig.

I den senere tid har det vært en betydelig prisvekst på anleggsmateriell, og denne utviklingen ser ut til å fortsette. Dette innebærer stor usikkerhet i de oppgitte kostnadene.

Mens det er gjort spesifikke kostnadsoppdateringer for investeringer de nærmeste årene, er mer langsiktige prosjekter bare justert skjønnsmessig, utfra generell prisvekst. Det samme gjelder alternativkostnader, da disse ikke er gjennomgått for hvert enkelt prosjekt.

### Vedlikeholdskostnader for kraftlinjer

Vedlikeholdskostnader for kraftlinjer omfatter forebyggende vedlikehold (inkl. enkeltutskiftinger av komponenter), reinvesteringer, samt befaring, tilstandskontroll, skogrydding, fjerning av snø og is, etc.

Komponentutskifting skjer på bakgrunn av tilstandsvurderinger og vil enten foregå som utskifting av enkeltkomponenter eller ved at mange komponenter av en bestemt type skiftes ut for lengre strekninger av gangen. I Lineas nett utføres vedlikehold av linjer i utgangspunktet tilstandsbasert. I distribusjonsnett tilsier dette for det meste enkeltutskiftinger, men mer systematisk utskifting og reinvesteringer foretas også.

For nye linjer antas årlige vedlikeholdskostnader å utgjøre en fast prosentandel av nettanleggets nyverdi. typisk 1 – 2 %, noe avhengig av terreng, klima og teknisk løsning. For eldre linjer estimeres årlige vedlikeholdskostnader utfra historiske kostnader for tilsvarende spenningsnivå, terrengtype og alder.

### Vedlikeholdskostnader for stasjoner

I stasjoner er vedlikehold normalt tidsstyrt, med regelmessige sjekkrunder og utskiftinger. Dette gjør drifts- og vedlikeholdskostnadene mer homogene enn for linjer, og vi benytter derfor forenklede beregninger, der årlig vedlikeholdskostnad vanligvis utgjør en prosentandel på 1 – 2 % av stasjonens nyverdi.



### Andre vedlikeholdskostnader

Vi ser vanligvis bort fra evt. forebyggende vedlikehold av kabler i jord, og antar alle tiltak som en del av feilkostnadene. For sjøkabler og lange luftlinjespenn over fjorder er vedlikeholdskostnadene svært usikre, og de må derfor behandles spesielt i hvert enkelt tilfelle.

### Tapskostnader

Tapskostnader for nettanlegg beregnes normalt etter formelverk og koeffisienter presentert i Sintef Energiforsknings *Planbok for kraftnett*. For tapskostnader i regionalnettet gjøres dette forenklet, ved at det legges til grunn en fast verdi for ekvivalent årskostnad for tap ( $k_{p,ekv}$ ) valgt for et representativt år i analyseperioden. Denne multipliseres med maks effekttap og en kapitaliseringsfaktor for 3,0 % kalkulasjonsrente og 40 år analyseperiode. Merk at dette innebærer en forutsetning om at brukstid for tap på 2400 timer (i planboka) er representativ for regionalnettet.

I nett som i hovedsak brukes til overføring av produksjon, beregnes tapskostnadene uten ledd for maksimale effekttap ( $k_p$ ), dvs. direkte fra brukstid for tap og energipris. Brukstid for tap beregnes i slike tilfeller utfra brukstid for produksjon for kraftverkene.

Vi har i tidligere utredninger tatt utgangspunkt i en energipris på mellom 30 og 40 øre ved beregning av tapskostnader. I det siste har imidlertid energiprisen vært langt høyere enn dette. Selv om en del av prisøkningen antas å være forbigående, må vi nok likevel regne med et vedvarende høyere prisnivå de neste årene, enn det vi tidligere har lagt til grunn. Med bakgrunn i NVEs rapport *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021 – 2040* har vi anslått gjennomsnittlig framtidig energipris til 50 øre/kWh, noe som tilsvarer 43 % høyere kapitaliserte tapskostnader enn det vi har operert med tidligere. Eventuelle tapskostnader oppgitt for de enkelte prosjekter i kap. 6 er oppdatert i henhold til dette.

### Avbruddskostnader

Såfremt det ikke er inngått avtaler med enkeltkunder forutsettes avbruddskostnader å være identisk med KILE-kostnader, som dermed forutsettes å gjenspeile de samfunnsøkonomiske kostnadene forbundet med et avbrudd. KILE-kostnadene baseres på avbruddssimuleringer i tilgjengelige beregningsverktøy (som igjen baserer seg på *Forskrift om kontroll av nettvirksomhet* samt *FASIT kravspesifikasjon*).

Forventet *hyppighet* av framtidige avbrudd anslås vha. én eller flere av følgende kilder:

- Statnetts avbruddsstatistikker
- Egne lokale statistikker/registreringer
- SINTEF/REN sin planbok for kraftnett
- Excel-ark utarbeidet hos Energi- og konsesjonsavdelingen hos NVE.

Forventet *varighet* av avbrudd anslås på bakgrunn av de samme kildene og vurderes fra tilfelle til tilfelle.



### Reparasjonskostnader

Med reparasjonskostnader menes de kostnadene forbundet med feilretting som ikke er avbruddskostnader, dvs. personalkostnader for netteier, materiell, transport, etc. Disse baseres på egne historiske kostnader for tilsvarende anlegg.

### Flaskehalskostnader

Med dette forstås kostnader som skyldes at kapasitetsbegrensninger hindrer en samfunnsøkonomisk optimal energiflyt. Slike kostnader vil gjøre seg gjeldende både hos produsenter og forbrukere. Linea har ikke beregningsverktøy for beregning av flaskehalskostnader.

### **3.3.3 Miljømessige forutsetninger**

Helgeland Kraft har formulert bl.a. følgende mål og forutsetninger angående miljø:

«Vi skal være en miljøbevisst bedrift der fokus rettes mot sentrale miljøpåvirkninger ved vår aktivitet. Våre aktiviteter, produkter og tjenester skal miljøstyres ihht. NS-ISO 14001.

- Vår aktivitet skal i minst mulig grad forringe natur- og miljøverdier.
- I vår aktivitet skal det vurderes løsninger som kan være avbøtende og/eller bidra til forbedrede miljøprestasjoner.»



## 4 Beskrivelse av dagens kraftsystem

### 4.1 Dagens anlegg

#### 4.1.1 Produksjonsanlegg

##### Eksisterende anlegg

Ved årsskiftet 2021/2022 var total installert effekt i kraftverkene i området 1590 MW, ekskl. det delvis idriftsatte Øyfjellet vindkraftverk. Gjennomsnittlig årsproduksjon siste 10 år (2012 – 2021) var på 7266 GWh. Samlet effekt har økt i løpet av 10-års-perioden, og samlet forventet årsproduksjon for dagens kraftverk antas å være på 7409 GWh (ekskl. Øyfjellet).

13 av kraftverkene i området har en installert ytelse på 10 MVA eller mer (med en samlet ytelse på 1428 MW og forventet årsproduksjon på 6784 GWh). 55 kraftverk har en ytelse på under 10 MVA.

##### Endringer i 2020 og 2021

Siden forrige utredning har installert effekt økt med 13 MW.

##### Øyfjellet vindkraftverk

Øyfjellet vindkraftverk er delvis idriftsatt og begynte å produsere i 2021. Ved årsskiftet 2021/2022 hadde maksimal produksjon vært opp mot 70 MW. Ferdig anlegg skal ha en ytelse på 400 MW, med en forventet årsproduksjon på 1360 GWh.

#### 4.1.2 Overførings- og transformeringsanlegg

Regionalnettet på Helgeland består av 132 kV- og 66 kV-nett (linjer, kabler, stasjoner). Mesteparten av nettet er eid av Linea, men MIP Industrinett, Alcoa Mosjøen og Øyfjellet Wind eier også enkelte anlegg.

Spenningsnivåene i regionalnettet er et resultat av historisk utvikling, og anleggene er preget av de løsninger som var standard idet de ble bygd. Dette har medført at det meste av nettet har spenningsnivå 132 kV, mens enkelte eldre deler har spenningsnivå 66 kV.

Det meste av det høyspente fordelingsnettet driftes med 22 kV spenningsnivå, men deler av kabelnettet i Mo, Mosjøen og Sandnessjøen driftes med 11 kV spenningsnivå. Enkelte luftlinjer – blant annet en del lange radialer i ytre strøk – driftes også med 11 kV. I alt er det ca. 46 000 nett-abonnement i utredningsområdet.

Tabell 4.1 viser antall km ledning pr. spenningsnivå for regionalnettet i utredningsområdet.



Spenningsnivå	Type	Antall km	%-andel	Aldersfordeling	Gj.sn. byggeår
66 kV	Luftledning	78	12	1952 – 2003	1962
132 kV	Luftledning	557	82	1955 – 2021	1974
132 kV	Sjøkabel	13	2	1985 - 2015	2008
132 kV	Jordkabel	29	4	1989 - 2021	2017

**Tabell 4.1: Antall km ledning pr. spenningsnivå for regionalnettet på Helgeland (ekskl. kabler i stasjoner).**

Aldersfordelingen i tabell 4.1 viser til *byggeår* og tar ikke hensyn til eventuelle utskiftninger/renoveringer i ettertid.

#### 4.1.3 Nettdeling, systemjording og kompensering

Utfra delingspunkter i nettet deles regionalnettet inn i ulike nettdeler. Dette er omtalt nærmere i grunnlagsrapporten [2].

#### 4.1.4 Drift

Forhold knyttet til drift av nettet er omtalt i grunnlagsrapporten [2].

#### 4.1.5 Energiflyt i viktige utvekslingspunkter

Det foretas målinger av energiflyten i utvekslingspunkter i regionalnettet, herunder lastuttak for kraftkrevende industri. Varighetskurver for noen av disse er vist i grunnlagsrapporten [2].

#### 4.1.6 Overføringskapasiteter

Overføringskapasiteten er god i mesteparten av regionalnettet på Helgeland, men det kan oppstå flaskehalsen enkelte steder i enkelte driftssituasjoner. Dette er nærmere beskrevet i grunnlagsrapporten [2].

#### 4.1.7 Alder og tilstand

66 kV-nettet på Helgeland er stort sett bygget på 50-tallet, mens 132 kV-nettet er av nyere dato. Tilstanden er nærmere beskrevet i grunnlagsrapporten [2].



#### 4.1.8 Leveringspålidelighet og forsyningsikkerhet

##### Definisjoner

I utredningen er det lagt følgende meningsinnhold i begrepene knyttet til leveringskvalitet og forsyningsikkerhet:

- **Forsyningsikkerhet:** Evne til å dekke opp energibehov, forutsatt en normal driftssituasjon.
- **Leveringspålidelighet:** Evne til å tilfredsstille kravene til forsyning av effekt. Leveringspålideligheten har med *avbruddsforholdene* å gjøre, dvs. antall avbrudd, varigheten av avbrudd og mengde ikke-levert energi (ILE). Avbrudd deles ofte inn i *kortvarige* (under eller lik 3 minutter) og *langvarige* (over 3 minutter). T.o.m. 2008 gjaldt KILE-ordningen kun for *langvarige* avbrudd.
- **Spenningskvalitet:** Begrepet omfatter forskjellige *kvalitetsegenskaper ved spenningen*, så som effektivverdi, frekvens, dip, flimmer, osv. Dette er omtalt i kapittel 4.1.9.
- **Leveringskvalitet** er et samlebegrep for "leveringspålidelighet" og "spenningskvalitet".

##### Forsyningsikkerhet

Forsyningsikkerheten for regionen betraktes som god. Vanligvis er det ingen problemer med å dekke energietterspørselen i området.

##### Leveringspålidelighet

Også *leveringspålideligheten* betraktes som god. Transmisjonsnettet går rett gjennom regionen og danner en indre del av en ringforbindelse, mens regionalnettet danner en ytre del. De to største tettstedene Mosjøen og Mo har sin forsyning fra transmisjonsnett og regionalnett, mens de noe mindre tettstedene Nesna, Sandnessjøen og Brønnøysund blir forsynt fra regionalnettet.

9 av 25 innmatingspunkter til distribusjonsnettet mangler fullverdig reserverforsyning (såkalt N-1) hele eller deler av året. For 2 av disse gjelder dette hele året, for de øvrige 7 er situasjonen slik at de har fullverdig reserve i størrelsesorden 30 – 90 % av året. For alle de 9 punktene er det vurdert at det ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å foreta investering som resulterer i fullverdig reserverforsyning hele året. Med "fullverdig reserverforsyning" menes i denne sammenheng at samtlige kunder får strømmen tilbake innen en time dersom innmatingspunktet mister forsyningen.

Siden forrige utredning har antall punkter med fullverdig reserverforsyning økt med én, ved at en hovedtransformator i en transformatorstasjon er byttet ut med en med større ytelse.

Tabell 4.2 viser historisk forekomst av ikke-levert energi (ILE) forårsaket av hendelser i transmisjons- og regionalnett de siste 10 årene (kortvarige og langvarige avbrudd).

ILEn er fordelt på *nettnivå* (dvs. forårsaket av transmisjonsnett eller regionalnett) og *kundegruppe*, sistnevnte i hht. nåværende inndeling av KILE-satser.



<b>Forårsaket av transmisjonsnett:</b>										
<b>Kundegruppe</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Industri	6,07	0,50	0,28	0,06	3,26	1,86	0,11	0,00	0,10	0,00
Handel og tjenester	2,17	1,38	0,87	0,03	1,04	0,81	0,09	0,01	0,29	0,00
Jordbruk	0,48	0,19	0,22	0,01	0,56	0,27	0,01	0,00	0,15	0,00
Offentlig virksomhet	3,01	1,35	0,65	0,04	4,36	6,07	0,06	0,00	0,23	0,00
Husholdning	8,26	3,34	2,64	0,14	1,57	1,24	0,26	0,00	1,29	0,00
(Treforedl. og kraftint.) Ind. med eldrevne pros.	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Sum transmisjonsnett</i>	<i>19,99</i>	<i>6,74</i>	<i>4,66</i>	<i>0,27</i>	<i>10,79</i>	<i>10,26</i>	<i>0,52</i>	<i>0,01</i>	<i>2,06</i>	<i>0,00</i>
<b>Forårsaket av regionalnett:</b>										
<b>Kundegruppe</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Industri	0,78	1,14	6,16	1,82	35,49	10,34	0,52	1,28	0,57	0,41
Handel og tjenester	2,22	6,46	10,99	4,47	3,93	12,92	1,10	5,47	1,08	6,18
Jordbruk	0,49	1,20	1,41	1,09	0,88	5,20	0,31	0,94	0,59	0,34
Offentlig virksomhet	1,68	4,82	9,53	3,78	16,86	47,55	1,11	1,39	0,62	0,53
Husholdning	5,71	21,07	29,72	23,34	2,99	9,91	8,10	7,57	3,98	2,09
(Treforedl. og kraftint.) Ind. med eldrevne pros.	106,15	0,00	131,85	415,09	33,72	32,33	0,00	0,00	0,00	1,44
<i>Sum regionalnett</i>	<i>117,0</i>	<i>34,7</i>	<i>189,67</i>	<i>449,58</i>	<i>93,96</i>	<i>118,25</i>	<i>11,14</i>	<i>16,66</i>	<i>6,84</i>	<i>10,99</i>
<b>Sum transmisjons- og regionalnett</b>	<b>137,0</b>	<b>41,4</b>	<b>194,3</b>	<b>449,8</b>	<b>104,8</b>	<b>128,5</b>	<b>11,66</b>	<b>16,67</b>	<b>8,90</b>	<b>10,99</b>

**Tabell 4.2: Oversikt over ILE (MWh) på Helgeland forårsaket av regionalnett og transmisjonsnett, fordelt på kundegrupper**

Kommentarer til tabell 4.2:

På Helgeland er det to spesielt store industribedrifter – *Alcoa Mosjøen* og *Mo Industripark*. Når disse rammes av avbrudd, vil det gi stort utslag på ILE-tabellen. Av slike hendelser kan nevnes: I 2012 hadde Mo Industripark to utfall forårsaket av regionalnett på til sammen 106 MWh, og i 2014 hadde de fire slike utfall på til sammen 134 MWh. 11.02.2015 var det et stort utfall for Alcoa Mosjøen som resulterte i ILE på 415 MWh.

ILEn fra transmisjons- og regionalnett forårsakes i liten grad av *varslede* avbrudd; for hvert av de 10 siste årene har *ikke-varslede* avbrudd stått for over 93 % av ILE-tallene. For 2020 og 2021 var 100 % av avbruddene ikke-varslet.





## Feilstatistikk

Det er ikke utarbeidet noen egen feilstatistikk for hovedkomponenter i regionalnettet på Helgeland. Ved teknisk-økonomisk planlegging benyttes én eller flere av kildene som er listet opp i avsnittet om *avbruddskostnader* i kap. 3.3.2.

I Statnetts årsstatistikk inngår bl.a. gjennomsnitt av feilfrekvenser over flere år for utvalgte komponenttyper. Utdrag av dette, hentet fra årsstatistikken for 2005, er presentert i tabell 4.3.

	<b>Forbigående feil</b>	<b>Varige feil</b>	<b>Alle feil</b>
Kraftledning 132 kV	0,93	0,19	1,13
Kabler 132 kV	0,05	1,74	1,79
Krafttransformator 132 kV primærside	0,27	0,36	0,64

**Tabell 4.3. Antall feil pr. 100 km (evt. pr. 100 anleggsdeler) og år, gjennomsnitt for Norge 1996 – 2005, hentet fra Statnetts årsstatistikk 2005 (kap. 3.1.1 - 3.1.3).**

I senere årsstatistikker fra Statnett er ikke tallene i like stor grad splittet opp i forbigående og varige feil; oppdaterte *samlede* feilfrekvenser er imidlertid oppgitt. I tabell 4.4 under er gjennomsnittet for 2014 - 2018 presentert, basert på Statnetts årsstatistikk for 2018.

	<b>Alle feil</b>
Kraftledning 132 kV	1,03
Kabler 132 kV	1,3
Krafttransformator 132 kV primærside	1,00

**Tabell 4.4. Antall feil pr. 100 km (evt. pr. 100 anleggsdeler) og år, gjennomsnitt for Norge 2014 – 2018, hentet fra Statnetts årsstatistikk 2018 (kap. 3.3 - 3.5).**

I Statnetts årsstatistikk for 2018 finner man dessuten feilfrekvensen for 132 kV kraftledning for perioden 2009 - 2018 splittet opp i 0,68 for *forbigående* og 0,19 for *varige* (altså feil pr. 100 km og år), dvs. at samlet frekvens for perioden 2009 - 2018 var på ca. 0,87. Det glidende 5-årsnittet varierer for øvrig - i perioden fra 05-09 til 14-18 - fra 0,68 til 1,08 (altså samlet feilfrekvens for 132 kV kraftledning). For 132 kV *kabler* er tilsvarende variasjon relativt stor; fra 1,09 til 2,38, mens 132 kV *transformatorer* varierer fra 1,00 til 1,50 (feil pr. 100 anleggsdeler og år).



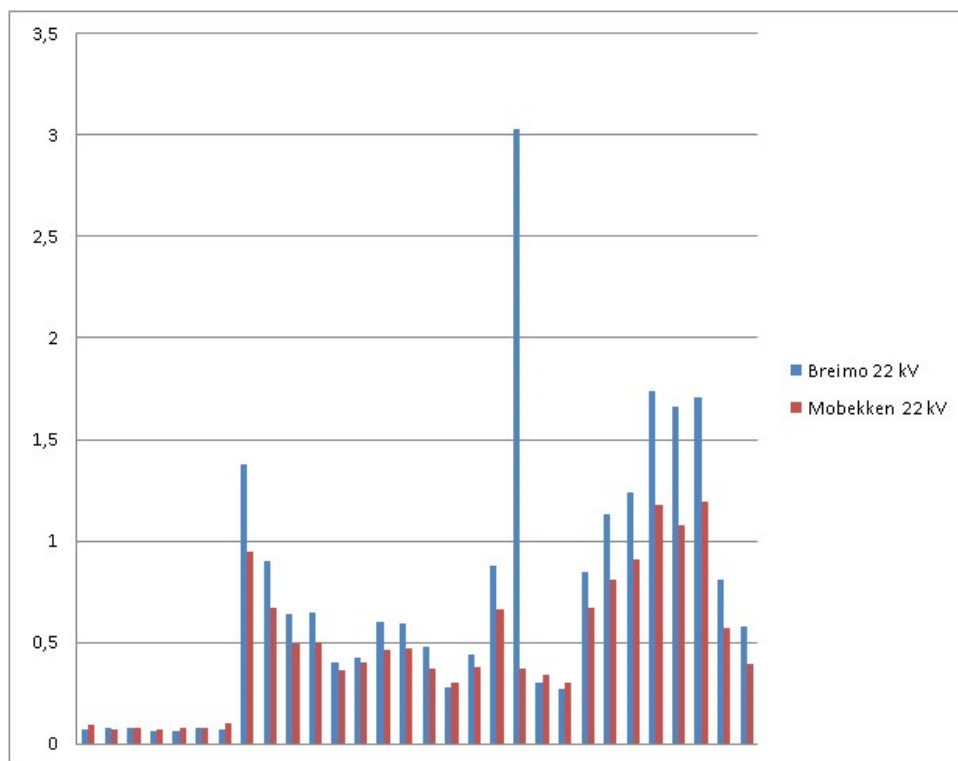
#### 4.1.9 Spenningskvalitet

Elektrisitetsnettet på Helgeland har vært beheftet med til dels dårlig spenningskvalitet siden midten av 80-tallet. Under følger en presentasjon av de viktigste problemstillingene.

##### Underharmoniske ("flimmer"/"flicker") pga. stålovn på Mo

Disse spenningsvariasjonene har representert en alvorlig og langvarig ulempe. Problemet har rammet alle nettnivå i området og kan merkes i store deler av Nordland og også i Sverige når det er som verst. Spenningsvariasjonene er forårsaket av Celsa Armeringsståls 75 MVA lysbue-stålovn på Mo Industripark (MIP). Ovnen ble satt i drift i 1986, og helt fra oppstarten av kom det klager på flimmer. Et SVC-anlegg (som bidrar til å redusere flimmer) var i drift i flere år, men det havarerte.

Ulike tiltak har vært gjort siden årtusenskiftet for å dempe problemet for sluttbrukere: *Delt drift av samleskinner i Svabo* ble innført i 2002 og sørget for at stålovn ble separert fra annen last i området. Anlegg for *forvarming av stålet* ble idriftsatt i 2008.



Figur 4.1: PLT målt i Mosjøen (Breimo) og Mo i Rana (Mobekken) 25.-26./5.-2009

Flimmernivået har blitt målt i mange år, og saken har vært behandlet av myndighetene over mange år. NVE kom med sitt første vedtak ang. flimmerproblemet 26.01.1999. I vedtak fra Olje- og energidepartementet (OED) av 10.03.2004 ble MIP pålagt å forberede og gjennomføre tiltak for permanent demping av flimmer innen 01.01.2005. MIP ble i flere tilfeller etter dette ilagt bøter for overskridelse av fastsatt grenseverdi for flimmernivå, men bedriften fikk lovnad om ettergivelse av bøtene dersom tilstrekkelige tiltak ble iverksatt innen



01.01.2007. Celsa investerte i 2008 ca. 160 MNOK i en forbedret produksjonsprosess som foruten å redusere utslipp av svevestøv og kvikksølv også bidro til å redusere flimmerproblemet, ved å ta i bruk *forvarming* av stålet som skal smeltes (energien til forvarmingen hentes fra røykgassen som kommer fra stålovnen). På bakgrunn av dette ga OED MIP og Celsa ny frist til august 2008. Det nye produksjonsanlegget ble satt i drift måneden før.

Til tross for forvarmingen er man imidlertid fortsatt avhengig av ovennevnte driftskobling i Svabo, og selv *da* er det punkter i nettet hvor leveringskvalitetsforskriftens krav brytes deler av året. Merk for øvrig at flimmernivået kan være høyere i f.eks. Mosjøen enn på Mo ved denne driftskoblingen. Dette betyr at forskriftskravet kan bli brutt andre steder på Helgeland, selv om man holder seg innenfor kravet på Mo, se figur 4.1.

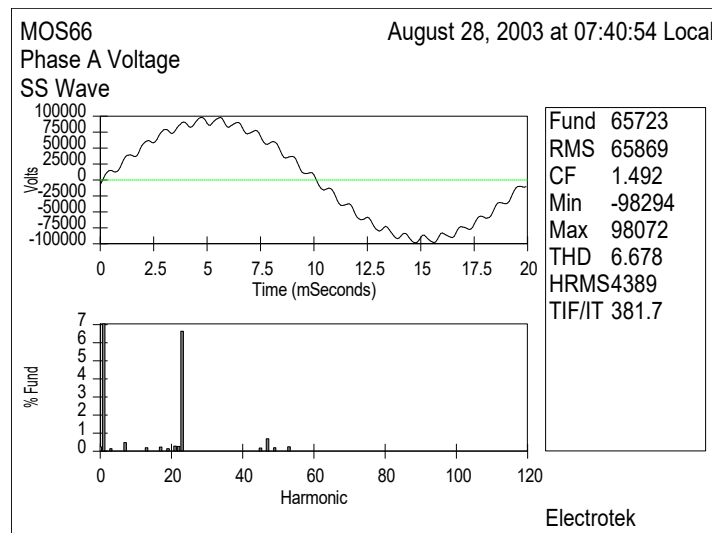
Statnett som systemansvarlig har et ønske om endret driftskobling i Svabo den dagen det er utført tiltak som muliggjør dette uten at flimmernivået ut til kundene blir for høyt. Dagens driftskobling gjør at man ikke får utnyttet nettet slik man ellers kunne. Statnett, MIP Industrinett og HK Nett begynte i 2017 på ny å arbeide med problemstillingen sammen med Celsa, etter at planer om økt uttak på Mo bidro til at den fikk ny aktualitet. Installering av STATCOM ble framholdt som den mest relevante løsningen, jf. kap. 6.3.5.

I januar 2022 kom RME med vedtak (RMEs ref. 201911556-20) som pålegger Celsa å utbedre flimmerproblemet innen 01.05.2023. Status pr. juni 2022 er at Celsa har klaget dette vedtaket inn for Energiklagenemnda.

RMEs vedtak peker ikke spesifikt på at det f.eks. skal installeres en STATCOM, men sier at det er Celsa Armeringsstål som er ansvarlig for at flimmerproblemet blir utbedret.

### Overharmoniske ved Elkem Aluminium / Alcoa Mosjøen

Etter utvidelse hos Elkem rundt 2002/2003 oppdaget man at det kunne være til dels store forekomster av *overharmoniske* i nettet, spesielt når Elkems *filtre for overharmoniske* var utkoblet. I 2009 ble imidlertid nytt filteranlegg installert, og det er nå innebygget reserve i filteranlegget.

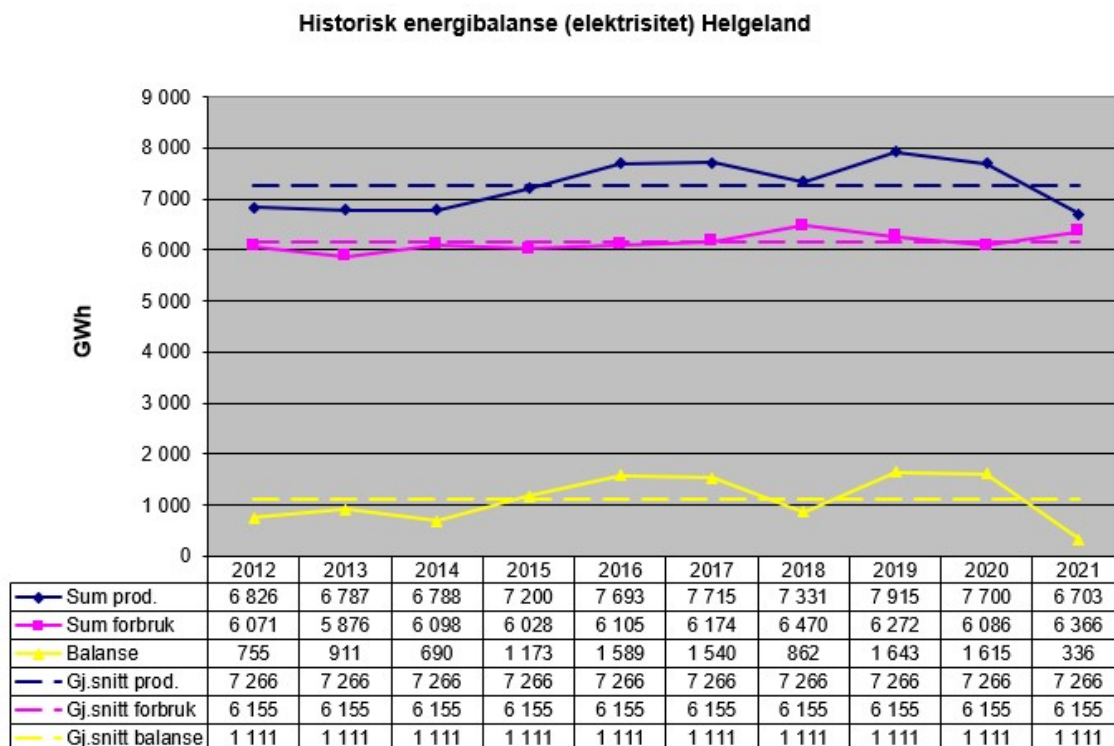


Figur 4.2: Måling av overharmoniske i 2003

## 4.2 Elektrisitetsproduksjon

### 4.2.1 Historisk energiutvikling

Figur 4.3 viser historisk elektrisitetsproduksjon, -forbruk og -balanse i utredningsområdet.



**Figur 4.3: Elektrisitetsproduksjon, -forbruk og -balanse (GWh)**

Gjennomsnittlig el-produksjon på Helgeland siste 10 år er på ca. 7,3 TWh/år. Det har blitt foretatt en del utbygging og rehabilitering av kraftverk i løpet av perioden, og produksjonskapasiteten pr. 2022 antas å være på 7,4 TWh/år.

Som det framgår av figur 4.3 er det vanligvis energioverskudd på Helgeland, gjennomsnittlig 1,1 TWh/år de siste 10 årene. I enkeltår kan imidlertid overskuddet være relativt lite, som i 2021, da det var på 0,34 TWh. Det kan også nevnes at i 2011 var overskuddet på kun 0,05 TWh.

### 4.2.2 Historisk effektutvikling

Samlet installert effekt i utredningsområdet har økt med ca. 250 MW de siste 10 år og er pr. 01.01.2022 på 1590 MW. Tilgjengelig vintereffekt er på 1374 MW.



## 4.3 Elektrisitetsforbruk

### 4.3.1 Historisk energiutvikling

Tabell 4.5 viser elektrisk energiforbruk (i GWh) på Helgeland de siste 10 årene.

Forbruk (GWh)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Gj.snitt
Sum forbruk	6 071	5 876	6 098	6 028	6 105	6 174	6 470	6 272	6 086	6 366	6 155

**Tabell 4.5: Elektrisk energiforbruk på Helgeland siste 10 år (GWh)**

Alminnelig forbruk (HK/Linea) har de siste årene ligget på omkring 1,35 TWh/år. For kraftkrevende industri har forbruket stort sett vært i underkant av 5 TWh/år.

### 4.3.2 Historisk effektutvikling

Tabell 4.6 viser totalbelastningen i regionalnettet på Helgeland i transmisjonsnettets topplasttime 2013 – 2022.

År	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Gj.snitt
Sum forbruk	826	846	858	830	800	845	851	754	794	916	832

**Tabell 4.6: Belastninger i transmisjonsnettets topplasttime<sup>\*)</sup> 2013 – 2022 (MWh/h)**

<sup>\*)</sup> Region Midt t.o.m. 2021, region Nord f.o.m. 2022, alt i hht. Statnetts klassifisering av Helgeland.



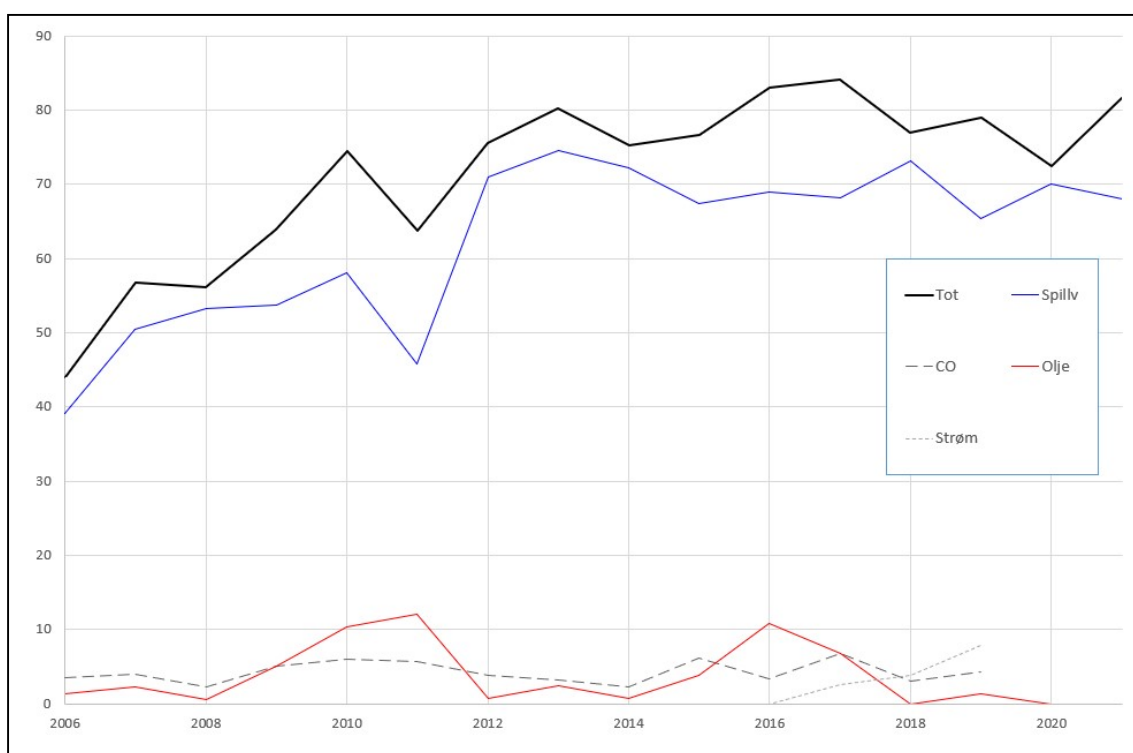
## 4.4 Andre energibærere

### 4.4.1 Fjernvarmenett

Infrastrukturen for energi på Helgeland består nesten utelukkende av elektrisitetsnett. Det finnes imidlertid fjernvarmeanlegg i Mo i Rana, Sandnessjøen og Mosjøen.

#### Mo Fjernvarme AS

Produksjonsanlegget for fjernvarme på Mo er lokalisert i Mo Industripark. Anlegget er basert på spillvarme fra røykgass ved Elkem Rana AS. I tillegg har CO-gass, elektrisitet og olje blitt brukt til spissfyring og reserve. Fra 2021 ble siste rest av fossil olje erstattet med fornybar bioolje. Fjernvarmeproduksjonen ble dermed 100 % CO<sub>2</sub>-nøytral. Totalt leveres ca. 75 – 85 GWh pr. år til sluttbrukere via fjernvarmeanlegget.



Figur 4.4: Varmeleveranse pr. kilde, Mo i Rana (GWh/år)

Figur 4.4 viser total varmeløst samt fordeling på energikilder. Kilder for spissfyring (CO, olje og strøm) er i liten grad spesifisert for 2020 og 2021.

I 2017 ble det etablert en ny varmesentral for reserve- og spisslast, for å sikre forsyningen i det fortsatt voksende fjernvarmemarkedet. Denne sentralen er plassert i Mellomvika og er basert på strøm. Oljekjelen som tidligere sto i Mellomvika ble samtidig flyttet til Langneset, for å ivareta behovet for reservelast i dette området.

Spillvarme tas ut av røykgassen fra Elkem Ranas ferrosiliumproduksjon, vha. to røykrørkjeler.

Samlet effektkapasitet er oppgitt til 65 MW, hvorav 43 MW fra spissfyring.

Kundegruppe	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Husholdning	12 333	13 186	14 076	14 736	13 904	15 013
Metallindustri	5 104	4 846	4 765	4 404	3 701	3 821
Annen industri	6 741	7 877	7 047	6 387	5 966	7 228
Undervisning	4 294	3 974	4 390	4 576	3 339	4 025
Varehandel	10 341	10 327	10 456	10 977	11 061	12 680
Hotell & restaurant	2 375	2 291	2 344	2 431	2 027	2 252
Annet tjenesteyting	16 167	18 049	18 526	19 084	16 330	19 067
Primærnærings	6 714	4 993	4 575	5 541	6 575	6 449
Annet	10 257	9 912	10 402	10 653	9 455	11 064
<b>Sum:</b>	<b>74 325</b>	<b>75 455</b>	<b>76 580</b>	<b>78 788</b>	<b>72 357</b>	<b>81 599</b>

**Tabell 4.7: Varmeleveranse (MWh) pr. kundegruppe, Mo i Rana 2016 – 2021**

I tabell 4.7 er varmløpningen vist pr. kundegruppe, i perioden 2016 – 2021.

I løpet av 2020 og 2021 har ny barneskole og nytt allaktivitetshus i bydel Gruben blitt tilknyttet fjernvarmenettet. Det er dessuten tilknyttet flere nye borettslag samt næringsbygg i sentrum og i Mo industripark. Det er videre gjennomført modernisering av noen knutepunkter i de eldste delene av fjernvarmenettet.

Det foreligger planer for utvidelse av fjernvarmenettet videre østover på Gruben i 2023/2024.

### **Sandnessjøen Fjernvarmeanlegg AS**

Varmeenergien til fjernvarmenettet i Sandnessjøen hentes fra sjøen vha. to varmpumper. I tillegg brukes en oljekjel til spissfyring. Ordinær drift startet i 2003.

Kundegruppe	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Husholdning	260,2	260,9	277,3	282,4	302,4	302,5
Undervisning	1 083,6	1 134,7	1 196,2	1 132,8	961,9	1 124,5
Varehandel	218,0	554,0	496,4	479,6	349,4	414,2
Hotell & restaurant	333,8	315,3	293,7	323,3	292,3	369,5
Annet tjenesteyting	3 484,1	4 010,8	3 894,3	3 856,9	3 481,8	3 644,9
<b>Sum:</b>	<b>5 379,6</b>	<b>6 275,7</b>	<b>6 157,9</b>	<b>6 075,0</b>	<b>5 387,8</b>	<b>5 941,0</b>

**Tabell 4.8: Varmeleveranse (MWh) pr. kundegruppe, Sandnessjøen 2016 – 2021**



I 2008 ble fjernvarmenettet utvidet fra ca. 2000 m til ca. 4 400 m. Disse utvidelsene inkluderte tilknytning av blant annet Hotell Scandic og «Kulturbadet» (badeland og kulturhus). Høsten 2021 ble fjernvarmeanlegget ytterligere forlenget, og kommunens servicebygg samt brannstasjon ble tilknyttet.

### **Mosjøen Fjernvarme**

Fjernvarmeanlegget i Mosjøen ble etablert i 2007, og anlegget ble satt i alminnelig drift året etter. Energikilden er spillvarme fra støperiet ved Alcoa Mosjøen. Til å begynne med var det bare planlagt varmeleveranse til ett enkelt område (Kippermoen/Nyrud), hvor det var inngått avtaler med kunder på forhånd.

Det ble imidlertid etter hvert bygd ut fjernvarmenett til flere områder i sentrum og til Skjervengan-området. I dag leveres det varme til bl.a. sykehjem, barnehage, flere skoler, kulturhus, hotell, brannstasjon og bankbygg. Til sammen er det lagt ca. 6 700 m rør.

Maks tilgjengelig effektleveranse oppgis til 13 MW, hvorav 9 MW er fra spissfyring. Spissfyringen har opprinnelig kommet fra naturgass, men fra sesongen 2018/2019 ble det dessuten satt i drift en pellets-kjel i området Nyrud. Anlegget har altså nå to varmesentraler:

#### *-Alcoa varmesentral*

- Spillvarme fra industri
- Varmeytelse veksler: 2 700 kW
- Gasskjeler: 9 000 kW

#### *-Nyrud varmesentral*

- Pellets-kjel: 2 000 kW

I 2020 og 2021 var varmeleveransen henholdsvis 11 og 12 GWh. Av dette utgjorde spissfyring ca. 32 %.

Det er ikke tilknyttet nye kunder i løpet av de siste to årene, og det er heller ikke foretatt tekniske endringer eller utbygging av anlegget.





#### 4.4.2 Andre energikilder

Utenom elektrisitet og de energikildene som brukes til fjernvarme er det forbruk av olje og gass hos en del industrikunder. Spesielt kan nevnes følgende:

- Mo Industripark hadde i 2017 et oljeforbruk på ca. 7 GWh (en nedgang fra 45 GWh i 2013) og et gassforbruk (CO, propan) på ca. 198 GWh. Dessuten hadde de et fjernvarmeforbruk på ca. 21 GWh. En del av gassen som brukes (CO-rik brenngass) er et biprodukt fra en av bedriftene på industriparken (Ferroglobe), og denne utnyttes også til spissfyring for fjernvarmeanlegget på Mo. Utredningsansvarlig har ikke fått oppgitt tall for årene etter dette.
- Alcoa Mosjøen (inkludert Alcoa Anode Mosjøen) hadde i 2021 et forbruk på ca. 282 GWh fra LNG (naturgass) og 1,5 GWh fra propan og butan. LNG har erstattet alt tidligere forbruk av olje og en del av det tidligere forbruket av propan/butan. Det oppgis dessuten et energiforbruk på 4,3 GWh fra diesel (for intern transportvirksomhet).

Energiforbruket hos husholdningskunder er i all hovedsak elektrisitet. Det brukes imidlertid også ved og varmepumpe til oppvarming.

#### 4.4.3 Påvirkning på kraftsystemet

Det forventes ikke at økt forbruk av *andre energikilder i industrien* vil få vesentlig betydning for kraftsystemet i utredningsområdet. Eventuelt økt forbruk av andre energikilder hos *alminnelig forsyning* forventes heller ikke å ha vesentlig betydning for lastsituasjonen på regionalnettsnivå.

Dermed kan man også si at økt forbruk av andre energibærere vurderes til å ha liten betydning for *dimensjoneringen* av regionalnettet.

Det er derimot rimelig å anta at *elektrifisering av transport* (som innebærer *reduert* forbruk av fossile brensel til biler, busser, ferger m.m.) vil kunne få konsekvenser for lastflyt og nettutvikling, inkl. dimensjonering – også på regionalnettsnivå.



## 4.5 Særegne forhold innen utredningsområdet

### 4.5.1 Geografiske og topografiske forhold

Utredningsområdet Helgeland dekker landsdelen fra Trøndelag fylke i sør til Saltfjellet i nord. Dette betyr at regionalnettseierne må forholde seg til både kyst-, fjell- og innlandsområder ved utforming av nettanlegg.

### 4.5.2 Større industrikunder

Følgende to store industrikunder er tilkoblet regionalnettet på Helgeland:

- *Alcoa Mosjøen (før 2009 Elkem Aluminium Mosjøen)*
- *Mo Industripark, Mo i Rana*

### 4.5.3 Eier- og driftsforhold

Linea er den største regionalnettseieren i området. 01.01.2008 overtok selskapet<sup>\*)</sup> regionalnettet som Statnett inntil da hadde eid på Helgeland, og 01.01.2019 overtok selskapet<sup>\*)</sup> ytterligere enkelte anleggsdeler fra Statnett.

<sup>\*)</sup> En av Lineas forgjengere

MIP Industrinett, Alcoa Mosjøen og Øyfjellet Wind eier hver sine begrensede nett.

Kraftsystemet på Helgeland kjennetegnes ved at produksjonen og de store forbrukerne er lokalisert relativt nært hverandre. Det meste av kraften som produseres i området foreståes i dag av Statkraft og Helgeland Kraft Vannkraft. Et ferdigstilt Øyfjellet vindkraftverk forventes å gi et betydelig bidrag til produksjonen på Helgeland.

### 4.5.4 Alternativer til investeringer i områdekonsesjonær sitt nett

Linea er områdekonsesjonær for nesten hele utredningsområdet. MIP Industrinett har områdekonsesjon for deler av Rana kommune (stort sett inne på området for industriparken), og Alcoa Mosjøen tilsvarende for sitt fabrikkområde. I forbindelse med utredningsarbeidet er konsesjonærene pålagt å vurdere alternativer til investeringer i eget nett. Dette er nærmere omtalt i grunnlagsrapporten.



#### 4.5.5 Befolkning

Fra 1/1-2020 til 1/1-2022 er det kun Herøy, Sømna og Vevelstad kommuner som har hatt økning i folketallet, med til sammen 60 personer. I alle de andre kommunene har folketallet gått ned. Størst prosentvis nedgang hadde Nesna (3,6 %). Størst absolutt nedgang hadde Brønnøy (140 personer) og Alstahaug (114 personer).

Totalt i utredningsområdet<sup>\*)</sup> er folketallet redusert med 535 personer (0,7 %) i løpet av de siste to årene.

Kommune	Innbyggere
Alstahaug	7 333
Brønnøy	7 777
Dønna	1 369
Grane	1 461
Hattfjelldal	1 273
Hemnes	4 420
Herøy	1 825
Leirfjord	2 257
Nesna	1 698
Rana	26 092
Sømna	1 981
Vefsn	13 233
Vega	1 175
Vevelstad	468

**Tabell 4.9: Innbyggere pr kommune pr. 01.01.2022 (kilde: SSB) (sum 72 362).**

\*) Utredningsområdet omfatter egentlig også deler av Bindal kommune. Dette er imidlertid ikke tatt med her.



## 5 Framtidige overføringsforhold

### 5.1 Alternativer for utvikling

I det etterfølgende brukes begrepet "prognose" om en mulig utvikling for en enkeltstående variabel, f.eks. forbruk eller produksjon. Når slike kombineres – evt. sammen med andre utviklingstrekk – danner de det som i denne utredningen kalles "scenario".

#### 5.1.1 Prognoser for forbruk

Ut fra forbruksmengden kan det være naturlig å dele dagens forbruk på Helgeland inn i *kraftkrevende industri* (KKI) i Mosjøen og på Mo samt *alminnelig forsyning*. KKI i Mosjøen og på Mo utgjør 79 % av det totale kraftforbruket siste 10 år.

De siste årene har årsforbruket for kraftkrevende industri vært på i underkant av 5 TWh (maks-effekt ca. 680 MW), mens det for alminnelig forsyning har vært på ca. 1,35 TWh (maks-effekt ca. 280 MW).

#### Forbruksprognoser

*Prognoser for forbruk* er i utredningen utarbeidet ved å sammenfatte tre ulike vurderinger:

- utvikling for større industriprosjekter, inkl. KKI
- utvikling for alminnelig forsyning, ekskl. elektrifisering av transport
- utvikling mht. elektrifisering av transport, basert på føringer fra NVE

For hver av disse er det skissert 2 utviklingsbaner som så er summert opp i 2 forbruksprognoser pr. 2032, kalt F1 og F2:

	Industriprosjekter	Alm. forsyning	Elektrifisering (betegnelse i NVE-føring)
F1	Relativt sannsynlig	+ 28 MW	Basis
F2	Andre forespørsler	+ 31 MW	Høy

**Tabell 5.1: Oppbygging av forbruksprognosene**

Prognose F1 tilsvarer det som NVE i forventningsbrevet til KSU 2022 omtaler som *scenario Basis*; den representerer en sannsynlig forbruksøkning. F2 representerer tilsvarende det NVE kaller *scenario Høy* – en høy grad av elektrifisering og etablering av nytt forbruk.

For *kraftkrevende industri* samt annen industri/næring er det gjort vurderinger knyttet til Alcoa Mosjøen, Mo Industripark samt andre mulige større forbrukskunder. Detaljer omkring dette er omtalt i grunnlagsrapporten, men spesielt kan nevnes: Fase 1 av Alcoas pågående utvidelsesplaner er inkludert i forbruksprognose F1 med 25 MW. De to første gigafabrikkene (batterifabrikkene) på Mo er også inkludert i forbruksprognose F1 med 30 MW (av totalt 80 MW for "Mo, næring" i prognosen).



For *alminnelig forsyning* er det for begge forbruksprognoser antatt en økning 10 år fram i tid omtrent tilsvarende den økningen som har vært siste 10-års-periode (ca. 25 MW). I tillegg er det forutsatt en ytterligere økning i Mo og Mosjøen, som følge av ringvirkninger av industrietableringer: Totalt 3 MW for prognose F1 og 6 MW for prognose F2 (det er tatt utgangspunkt i en antagelse om 3 MW lastøkning pr. 1000 arbeidsplasser).

For *elektrifisering av transport* er det gjort forutsetninger basert på føringer fra NVE, som skisserer to utviklinger - "Basis" og "Høy" (som også er navnet på *scenariene* som presenteres i kap. 5.1.3). For hver av disse utviklingene har NVE presentert for utredningsansvarlig *underlag for syv ulike grupper av belastning*. Basert på dette – og delvis korrigert for egne vurderinger av utredningsansvarlig - er det utarbeidet belastningstall for de ulike regionalnetts-stasjonene for hver av de to utviklingene. Tall fra NVEs basis-scenario er benyttet til prognose F1, mens tall fra høy-scenariet er benyttet til prognose F2.

#### *Energi vs. effekt:*

Når et nettselskap blir presentert for et prosjekt, foreligger det noen ganger kun tall for maksimal effekt, ikke energitall. Andre ganger kan det være motsatt. For å estimere den ene størrelsen hvis man bare har den andre er det vanlig å anta en såkalt *brukstid* som er definert som *forholdet mellom årsenergi og maksimal effekt*.

For de fleste vurderingene som er gjort over foreligger det kun tall for maksimal effekt. Utredningsansvarlig har antatt ulike brukstider i hht. ovennevnte definisjon for å estimere tilhørende energiforbruk:

- For elektrifisering er det antatt 2000 timer.
- For alminnelig last er det antatt 4000 timer.
- For industriprosjekter er det gjort ulike antagelser: For hoveduttaket til Alcoa samt planer for datasenter er det antatt 8000 timer. For enkelte mindre industriprosjekter er det antatt 4000 timer. For øvrige industriprosjekter er det antatt 6000 timer.

#### *Enkelt-økninger på over 10 MW:*

De samlede prognosene for forbruk er et resultat av mange enkelt-vurderinger, jf. beskrivelsene over.

Nedenfor er en opplisting av de enkelt-vurderingene som alene tilsier en økning på over 10 MW, angitt ved geografisk beliggenhet, årsak, forbruksprognose og tilhørende effekt-antagelse. Merk at dette ikke er noen fasit; det er kun en opplisting av forutsetninger som er benyttet i analysene i utredningen. Virkelig økning *kan* f.eks. bli *mindre* enn det som F1-tallene tilsier.

- Mosjøen, elektrifisering: (F1 6,0 MW), F2 11,4 MW.
- Alcoa Mosjøen: F1 25 MW, F2 58 MW.
- Mosjøen, næring: F1 150 MW, F2 300 MW.
- Holandsvika, næring: (F1 0 MW), F2 500 MW.
- Brønnøy, elektrifisering: (F1 8,8 MW), F2 24,6 MW.
- Hemnes lokasjon 1, næring: F1 23 MW, F2 23 MW.
- Hemnes lokasjon 2, næring: (F1 0 MW), F2 260 MW.



- Mo, næring: F1 80 MW, F2 340 MW.
- Nesna, næring: F1 20 MW, F2 30 MW.
- Nesna, elektrifisering: (F1 2,5 MW), F2 16,3 MW.
- Sandnessjøen lokasjon 1, næring: (F1 9,4 MW), F2 19,9 MW.
- Sandnessjøen lokasjon 2, næring: (F1 0 MW), F2 115 MW.

### 5.1.2 Prognoser for produksjon

Produksjonskapasiteten på Helgeland pr. 01.01.2022 er på ca. 7,4 TWh/år, med en installert effekt på 1590 MW (vintereffekt på 1374 MW), ekskl. det delvis idriftsatte Øyfjellet vindkraftverk. Det er utarbeidet tre hovedprognoser for ny produksjon:

1. **P1:** Realisering av kraftverk som er *vedtatt bygd* eller som har fått *innvilget konsesjon*, med unntak av et stort prosjekt (Krutåga), hvor det ennå ikke er gjort vedtak om utbygging - og også med unntak av øvrige mindre prosjekter som skulle benytte seg av dennes nettløsning. Prognosen tilsvarer en total installert effekt på 2098 MW og årsproduksjon på 9,0 TWh/år i 2032.
2. **P2:** Prognose P1 pluss realisering av alle konsesjonssøkte og meldte kraftverksprosjekter, men også her unntatt Krutåga og tilhørende prosjekter. Prognose P2 innebærer en total installert effekt på 2101 MW og årsproduksjon på 9,0 TWh/år i 2032.

*Merknad:* Som det framgår av tallene er det svært liten forskjell på P1 og P2, noe som skyldes at det i år er kun ett konsesjonssøkt kraftverk inne til behandling hos NVE. Utredningsansvarlig har valgt å beholde prognosen for å opprettholde konsistens med tidligere utredninger. Prognosen er imidlertid ikke tatt med videre i oversikter, pga. den minimale forskjellen i forhold til prognose P1.

3. **P3:** Alle eksisterende planer for kraftverk på Helgeland – inkludert prosjekter som bare er på utredningsstadiet – antas realisert. Prosjekter som ikke har blitt fulgt opp på mange år er imidlertid utelatt fra prognosen. Prognosen innebærer en total installert effekt på 3092 MW og årsproduksjon på 11,9 TWh/år i 2032.

Svært lite av den planlagte nye produksjonen vil komme fra vannkraftverk med magasin. Vintereffekten er dermed uansett prognose antatt å bare øke fra dagens 1374 MW til hhv. 1406 MW og 1470 MW for prognosene P1 og P3 (dette tallet er da *ekskl.* 400 MW fra Øyfjellet vindkraftverk).



### 5.1.3 Scenarier

I kap. 5.1.1 og 5.1.2 er begrepet "prognose" brukt om en mulig utvikling for enkeltstående variable, som f.eks. forbruk og produksjon. Når disse kombineres – evt. sammen med andre utviklingstrekk – danner de det som i denne utredningen kalles "scenario".

I kap. 5.1.4 er det presentert tall for to scenarier, basert på kombinasjoner av forbruks- og produksjons-prognosene presentert i kap. 5.1.1 og 5.1.2. Navnene er hentet fra NVEs føringer for forbruks-utvikling:

-*Basis*: Kombinasjon av forbruksprognose F1 og produksjonsprognose P1.

-*Høy*: Kombinasjon av forbruksprognose F2 og produksjonsprognose P3.

Bakgrunnen for å velge slike kombinasjoner er at det anses som sannsynlig at produksjon og forbruk over tid vil følges ad.

I neste kapittel (5.1.4) er energi- og effektbalansene for disse to scenariene vist.

### Vurdering av sannsynlighet - basisscenario

*Scenario Basis* representerer en mulig utvikling som anses som sannsynlig – og mest sannsynlig av de to. Dette kan da også bli omtalt som "basisscenarioet". *Scenario Høy* anses altså som mindre sannsynlig enn basisscenarioet, men likevel som en mulig utvikling.

### 5.1.4 Effekt- og energibalanser

De to scenariene som er omtalt i kap. 5.1.3 – *Basis* og *Høy* – innebærer følgende tall for produksjon, forbruk og balanser:

Basis:

	Energi	Effekt maks-balanse	Effekt min-balanse
<b>Produksjon</b>	9 001 GWh/år	2 098 MW	1 406 MW
<b>Forbruk</b>	8 328 GWh/år	805 MW	1 345 MW
<b>Balanse</b>	673 GWh/år	1 293 MW	61 MW

**Tabell 5.2: Balanser scenario Basis, 2032**

Høy:

	Energi	Effekt maks-balanse	Effekt min-balanse
<b>Produksjon</b>	11 874 GWh/år	3 092 MW	1 470 MW
<b>Forbruk</b>	16 529 GWh/år	1 623 MW	2 758 MW
<b>Balanse</b>	- 4 655 GWh/år	1 469 MW	- 1 288 MW

**Tabell 5.3: Balanser scenario Høy, 2032**



De to *effekt*-kolonnene i tabell 5.2 og 5.3 viser to kombinasjoner *over året* (sesongbasert):

- maks-balanse: Installert effekt minus lavlast
- min-balanse: Vintereffekt minus tunglast

Minimalt forbruk (sesongbasert lavlast over året) er beregnet som følger:

- Alminnelig forsyning antas å ha et forbruk på 20 % av belastningen i topplast.
- Hoveduttaket for kraftkrevende industri i Mosjøen antas å ha konstant last, altså ingen reduksjon for lavlastsituasjon. Den samme antakelsen er gjort for datasenter.
- Øvrig kraftkrevende industri antas å ha et forbruk på 60 % av belastningen i topplast.

Som man ser gir scenario *Basis* et fortsatt *energi- og effektoverskudd* i utredningsområdet; dog noe lavere energioverskudd enn det har vært i siste 10-års-periode (673 GWh vs. ca. 1100 GWh, jf. kap. 4.2). Også minimal effektbalanse (vintereffekt i kraftverk minus maks-belastning i nettet) er lavere enn dagens tall (litt over 400 MW i dag), men altså fremdeles et *effektoverskudd* (61 MW).

Scenario *Høy* gir imidlertid et betydelig *energiunderskudd* og også til dels *effektunderskudd*, avhengig av hvilken effekt-differanse man studerer.

### 5.1.5 Drivere/faktorer for framtidig utvikling

#### Drivere/faktorer for energiforbruk, kraftkrevende industri

Følgende faktorer vurderes som viktige for framtidig energiforbruk hos den kraftkrevende industrien i regionen:

- Etterspørsel etter produktene / salgspriser
- Pris på elektrisitet og på andre energikilder
- Råstoff-priser
- Teknologisk utvikling
- Politiske rammer

Industrien på Helgeland har tidligere hatt langsiktige kraftavtaler til relativt gunstige priser. For deler av forbruket er imidlertid disse avtalene nå avvirket, og kraftprisene er dermed ikke lenger like forutsigbare som de var før.

Andre politiske føringer av betydning er CO<sub>2</sub>-kvoter, både som innvirkende faktor på energi-pris (jf. avsnittet *Rammevilkår for kraftkrevende industri* i kap. 3.1.1) og mht. lokale utslipp. Generelle miljøkrav er også viktige for aktiviteten ved industrien. For stålovnene ved Mo Industripark har dessuten krav til spenningskvalitet fått stor betydning, da flimmerproblemer har krevd kostbare tiltak (se kap. 4.1.9).

Utvikling innen teknologi kan også få betydning for forbruket; f.eks. jobbes det for tiden med en teknologi for aluminiumsproduksjon som er uten direkte CO<sub>2</sub>-utslipp. Teknologien innebærer imidlertid større energiforbruk knyttet til aluminiumsproduksjonen enn dagens produksjonsteknologi.





### Drivere/faktorer for energiforbruk, alminnelig forsyning

For alminnelig forsyning anses følgende faktorer som viktige for det framtidige energiforbruket:

- Pris på elektrisitet og på andre energikilder
- Elektrifisering av transport
- Støttetiltak til alternative energikilder
- Krav om utfasing av fossile brensler i kommunale bygg
- Krav til energieffektivitet i bygninger
- Demografi

### Drivere/faktorer for elektrisitetsproduksjon

Følgende faktorer anses som de viktigste for framtidig elektrisitetsproduksjon:

- Generell energipris.
- Krav om elektrifisering.
- Tiltak mhp. flaskehals mellom prisområder (inkl. kabler til kontinentet).
- Investeringsplikt og anleggsbidragsregler for nettutbygging/-forsterkning ved ny produksjon.
- Støtteordninger (særlig for småkraft og vindkraft).
- Miljøkrav i forbindelse med produksjonsanleggene.
- Internasjonale forhold inkl. naturkatastrofer (f.eks. skepsis til kjernekraft etter Fukushima-ulykken i 2011), pandemier og væpnede konflikter kan også spille inn.

#### 5.1.6 Forbrukerfleksibilitet

Begrepet forbrukerfleksibilitet forstås her som en mulighet til enten å koble ut elektrisk energiforbruk eller flytte det i tid (som følge av insentiver knyttet til prising/tariff), eller til å erstatte dette med energiforbruk fra andre kilder. En slik fleksibilitet vil kunne redusere både effektopper og totalt elektrisk energiforbruk, og derved bidra til å utsette eller overflødiggjøre investeringer i det elektriske nettet.

I f.eks. følgende tilfeller ser vi for oss at framtidige nettinvesteringer vil kunne utsettes eller reduseres som følge av sluttbrukertiltak, teknologiutvikling eller alternative energikilder:

- *Elektrifisering av ferger:* Tall fra NVE og konkrete henvendelser fra fergeselskapene er brukt til å anslå totalt effektbehov for lading av ferger og batterianlegg på land. Så langt ser det ut til at en omfattende elektrifisering (tilsvarende forbruksprognose F2, jf. kap. 5.1.1) vil kunne bety en lastøkning på rundt 40 MW, fordelt på åtte transformatorstasjoner. Behovet er imidlertid sterkt avhengig av krav til ladetid, samtidighet (flere samband fra samme kai), hybrid- eller helelektrisk drift og evt. batterianlegg på land. Vi antar at behovet for nettinvesteringer vil avta etter hvert som teknologiutviklingen driver fram bedre og billigere batterier.

Man kan også tilknytte fergeladere med utkoblbar tariff, for derved å kunne koble dem ut i eventuelle unntakssituasjoner eller ved spesielt høy last. Dette vil da kunne være et alternativ til å foreta nettinvesteringer som sikrer full kapasitet til enhver tid.



- *Landstrøm og ladestrøm i havner:* Det planlegges også elektrifisering av annen sjøtransport, og effektbehovet kan bli vesentlig. Men også her vil utkoblbare tariffer kunne bidra til å redusere eller utsette nettinvesteringer.
- *Planlagt større industrilast i nett med manglende redundans:* Her kan forbruk potensielt bli lagt under systemvern for belastningsfrakobling, slik at lastøkningen kan realiseres med lavere nettinvesteringer.
- *Tilknytning på vilkår:* I tillegg til avtaler om å koble ut et lastuttak i unntakssituasjoner, vil det også kunne være aktuelt å avtale *reduksjon* i lastuttak, basert på den til enhver tid forekommende lastsituasjonen i det aktuelle nettet. Dette bør i så fall foregå automatisk og vil således kreve systemer for måling og styring av nettet som ikke er på plass pr. i dag.

Innføringen av AMS har gjort det mulig å operere med timesvariable nettariffer og energipriser for alle sluttbrukere, jf. tariffendringen som ble innført 01.07.2022. Dette vil kunne ha betydning for nettdimensjonering og investeringstidspunkt i lavspentnett samt høyspent distribusjonsnett, kanskje også til en viss grad på høyere nettnivåer på lengre sikt. Hvor stor denne effekten evt. blir avhenger sterkt av hvordan tariffer og insentiver utvikler seg.

Når det gjelder alternative energikilder, er det betydelig innslag av gass hos Alcoa i Mosjøen og MIP i Mo i Rana, men ingen av dem har planer om betydelige endringer i andelen av dette forbruket.

I Mo i Rana, Mosjøen og Sandnessjøen leverer fjernvarmeanlegg energi til både industri, tjenesteyting og husholdninger. Det foreligger ikke konkrete planer om større utvidelser hos disse som tilsier en innvirkning på utviklingen av elektrisitetsnett.

For husholdningskunder er dessuten *varmepumpe*, *vedfyring* og etter hvert også et lite innslag av *solenergi* alternativer til elektrisk energiforbruk fra nettet. Selv om potensialet særlig mht. solenergi kan være relativt stort og kan få betydning for dimensjoneringen av distribusjonsnettet, forventes det i mindre grad å ha innvirkning på dimensjoneringen av regionalnettet.

### 5.1.7 Utvikling av energibruk – påvirkning på nettet

Som omtalt i kap. 4.4.3 ser det ut til at eventuell økning i bruk av *andre energibærere* har liten betydning for utvikling og dimensjonering av regionalnettet. Derimot kan *nedgang* i fossil brensel (og tilhørende elektrifisering) ha betydning.

Når det gjelder *forbrukerfleksibilitet* har dette foreløpig liten betydning for dimensjonering av regionalnettet, men her vurderes det å være et potensial som kan få betydning etter hvert, f.eks. som et resultat av teknologiutvikling.

Det som imidlertid for tiden i størst grad forventes å drive utviklingen (og herunder dimensjoneringen) av regionalnettet er *industrietableringer* og eventuelt *elektrifisering*, jf. kap. 5.1.1.



## 5.2 Nettanalyser

### 5.2.1 Lastflytanalyser

Lastflytanalyser for regionalnettet - pr. i dag og i framtiden - anses som kraftsensitiv informasjon, og beskrivelse av disse finnes derfor kun i grunnlagsrapporten [2].

### 5.2.2 Nettkapasitet for ny produksjon

For *tilgjengelig nettkapasitet for innmating av ny kraftproduksjon* i regionalnettet er det gjort egne vurderinger, jf. vedlegg 2. Tallene i vedlegget tar utgangspunkt i produksjonsprognose P2, jf. kap. 5.1.2. Som det framgår av oversikten er det visse utfordringer i kommunene Brønnøy, Leirfjord, Vefsn, Hemnes og Rana, samt Hattfjelldal dersom man inkluderer prosjekter fra produksjonsprognose P3.



## 6 Forventede tiltak og investeringsbehov

I dette kapitlet presenteres planer for regionalnettet på Helgeland, fra prosjekter som er vedtatt gjennomført til prosjekter som er på utredningsstadiet (inkl. prosjekter som ikke trenger konsesjonssøknad).

Kapitlet omhandler også *planer for kraftverk tilknyttet alle nettnivå* – fra distribusjonsnett (inkl. små-, mini- og mikro-kraftverk) til transmisjonsnett; dette for å synliggjøre den totale forventede økningen i kraftproduksjon i området. En del av de mindre planene er beskrevet samlet innenfor hvert delkapittel.

Vedlegg 1 viser en oversikt over de ulike prosjektene.

### 6.1 Pågående arbeid

#### 6.1.1 Plurheia transformatorstasjon og ny produksjon i Røvassdal

I Nord-Rana har det vært mange planer for vannkraftverk, og noen av dem har utløst tilhørende planer om 132 kV nettanlegg. I løpet av de siste årene har flere av prosjektene enten fått avslag på konsesjon eller blitt trukket tilbake, og de eneste kraftverkene som har gjeldende konsesjon pr. i dag er Røvassåga (7 MW) og Blakkåga (9,9 MW). Røvassåga er for tida under bygging, mens det ikke er kjent noen konkrete planer om realisering for Blakkåga kraftverk.

I løpet av det siste året er det også relansert planer om utbygging av Svartisvatn kraftverk (30 MW). Dette prosjektet er imidlertid ennå på utredningsstadiet.

Linea AS bygger for tiden en ny transformatorstasjon på Plurheia, innskutt på eksisterende 132 kV-linje mellom Svabo og Ørtfjellveien transformatorstasjoner. Planlagt traføyttelse er 35 MVA. Den nye stasjonen har to hovedfunksjoner:

1. Den muliggjør en oppdeling av det svært utstrakte distribusjonsnettet som i dag forsynes fra Langvatn kraftverk (der det også planlegges en ny transformatorstasjon, jf. kap. 6.3.8). En slik oppdeling vil løse mange driftstekniske problemer knyttet til nettets store utstrekning, både når det gjelder jordstrømmer, spenningsproblemer, nettap, samt selektivitet og sikker utløsning ved feil.
2. Stasjonen vil dessuten kunne ta imot produksjon fra påbegynte Røvassåga kraftverk, sammen med eksisterende produksjon i det samme området, via et forsterket distribusjonsnett i Røvassdal. Også Reinforsen kraftverk, som i dag forsyner mot Langvatn kraftverk, planlegges tilknyttet Plurheia via en egen radial, og nettløsningen gir dermed rom for mulig framtidig effektøkning derfra. En opprusting av Reinforsen med resulterende økning i installert effekt er en av de planene som foreligger, men som ikke er konsesjonssøkt pr. i dag.

I tillegg til dette vil evt. produksjon fra Svartisvatn kraftverk, dersom dette blir realisert, kunne tilknyttes Plurheia transformatorstasjon.

Investeringskostnadene er beregnet til 68 mill. kr.





**Figur 6.1: Plurheia transformatorstasjon**

Det vises for øvrig til konsesjonssøknaden for transformatorstasjonen.

### **6.1.2 Ny transformator hos MIP Industrinett (Svabo)**

Det er for tiden mange planer for ny industrietablering på Mo i Rana. For å dekke etterspørselen etter kraft investerer MIP Industrinett nå i en ny 110 MVA transformator (132/22 kV), lokalisert i Svabo.

Planlagt idriftsettelse er 01.09.2022. Budsjettkostnad er på 41 mill. kr.

Idriftsettelsen skjer under vilkår om belastningsfrakobling (BFK) av transformatoren under gitte forutsetninger vha. systemvern.

MIP industrinett vurderer også å investere i ytterligere en slik transformator, se kap. 6.3.4.



### 6.1.3 Øyfjellet vindkraftverk

132 kV-nettet til Øyfjellet vindkraftverk ble idriftsatt i 2021 og er beskrevet mer i detalj i forrige utgave av kraftsystemutredningen (2020). Selve kraftverket er imidlertid ikke ferdigstilt ennå, dvs. en del av de 72 vindmøllene er ikke idriftsatt ennå.

Konsesjonsgitt effekt er på 400 MW, og antatt årsproduksjon er oppgitt å bli ca. 1360 GWh.

Ved årsskiftet 2021/2022 hadde kraftverket produsert opp mot 70 MW.

I oversikter over tilgjengelig effekt pr. 01.01.2022 er effekten fra Øyfjellet av praktiske årsaker satt til 0 MW i utredningen, og prognosene opererer med en *økning* på 400 MW (full effekt ved ferdigstilt kraftverk). Tilsvarende er tilgjengelig produksjonskapasitet satt til 0 TWh, mens prognosene opererer med en *økning* på 1,36 TWh (som altså er den forventede årsproduksjonen ved ferdigstilt kraftverk).

### 6.1.4 Fornyng Grytåga kraftverk

I Grytåga foretas det for tiden oppgradering av kraftverket. Generatoren skal i løpet av 2022 få økt ytelse fra 48 MW til 62 MW. En av hovedtransformatorene i stasjonen ble skiftet ut i fjor for å ta høyde for den økte generatorytelsen. Det vurderes også å skifte ut en annen hovedtransformator for å tilrettelegge for økt produksjon i distribusjonsnettet under Grytåga.

### 6.1.5 Utvidelser i Rana kraftverk

Statkraft arbeider med rehabiliteringer i Rana kraftverk og er i ferd med å øke ytelsen i kraftverket med ca. 32 MW. Arbeidet er påbegynt og forventes slutført i 2025. Produksjonsøkning er estimert til ca. 40 GWh/år.

### 6.1.6 Øvrige kraftverk under bygging

Røvassåga kraftverk i Rana er nylig idriftsatt, foreløpig med 2 MW innmating. Dette skal etter hvert økes til 7 MW, når nødvendig forsterkning i distribusjonsnettet er ferdig utført. Årsproduksjonen forventes da å bli 14,6 GWh.





## 6.2 Vedtatte tiltak og anlegg som har fått innvilget konsesjon

### 6.2.1 Ombygging av Leirosen – Meisfjord til 132 kV, ny Meisfjord transformatorstasjon

Tilstanden på 66 kV-linja Mosjøen – Holandsvika – Drevvatn/Kaldåga – Meisfjord tilsier at denne bør fornyes. Det er dessuten svært liten restkapasitet på linja.

I den forbindelse planlegges det å oppgradere hele strekningen (59 km) fra 66 til 132 kV. Planene inkluderer tilknytning av linja i Leirosen transformatorstasjon, som geografisk befinner seg mellom Drevvatn og Meisfjord (Leirosen er en del av 132 kV-nettet, og dagens 66 kV-linje passerer like i nærheten av Leirosen).

En tilknytning til Leirosen transformatorstasjon vil gjøre det mulig – på sikt, når hele strekningen inn mot Mosjøen er oppgradert fra 66 til 132 kV – å la eventuell overskuddsproduksjon i Sjona-området (samt under Leirosen) flyte via den nye ledningen mot Mosjøen (stort lastuttak hos Alcoa) i stedet for å transporteres mot Rana-området hvor det til tider kan være flaskehals-problemer.

Linea AS har dessuten som langsiktig mål å fase ut bruken 66 kV spenningsnivå.

Ombyggingen vil måtte foregå i flere etapper, for å sikre at nettdriften opprettholdes under hele anleggsperioden (med unntak av ved omkoblinger). Strekningen Leirosen – Meisfjord planlegges gjennomført først, og denne strekningen har konsesjon. Konsesjon for Leirosen – Drevvatn må fornyes (se kap. 6.2.2), mens strekningen Drevvatn – Holandsvika – Mosjøen ikke er konsesjonssøkt ennå (se kap. 6.4.7).

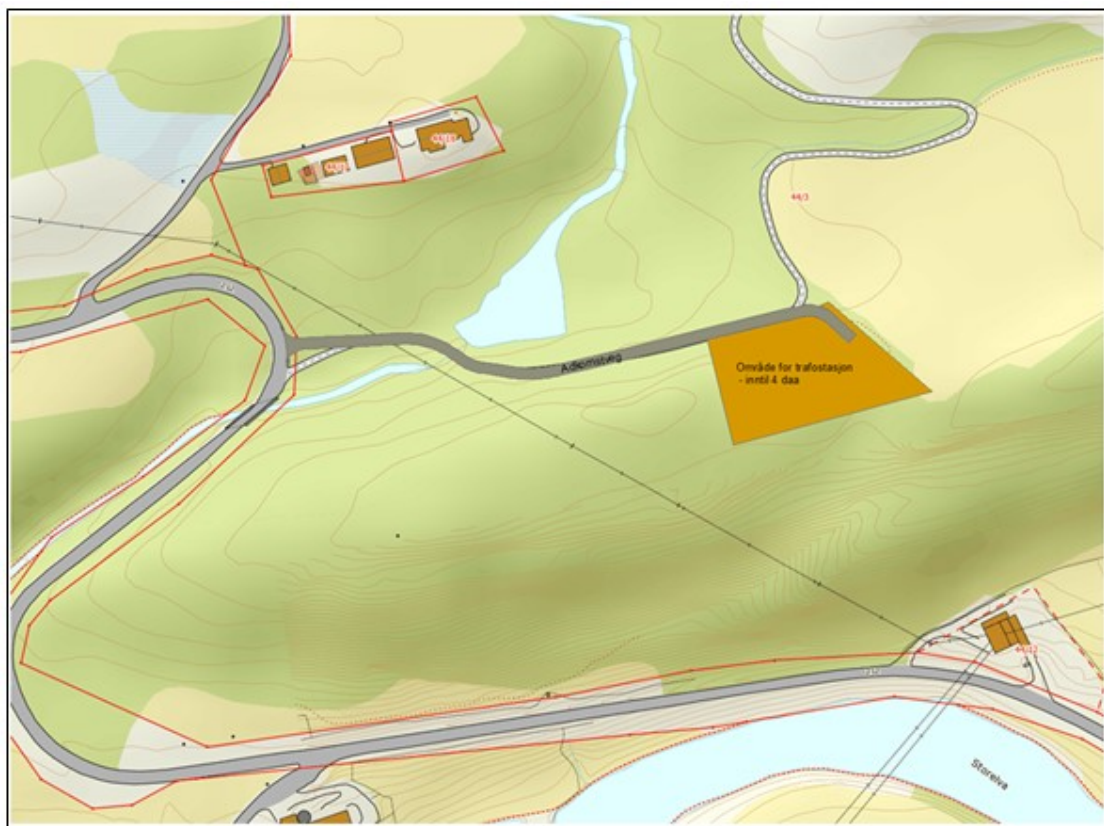
Strekningen fra Leirosen til Meisfjord er 10,5 km lang. Pr. i dag er denne strekningen en radial, men det kan tenkes at man i framtida vil etablere en 132 kV-forbindelse videre fra Meisfjord til Sandnessjøen (se kap. 6.4.8). Leirosen – Meisfjord vil derfor bli bygget som FeAl 240, i likhet med resten av linja som skal bygges om til 132 kV.

Investeringskostnadene for linja mellom Leirosen og Meisfjord er beregnet til ca. 40 mill. kr. Planene har blitt utsatt, og ombyggingen forventes nå å bli utført rundt 2026.

Ombyggingen omfatter også tiltak i Leirosen transformatorstasjon. Bl.a. vil trafoen bli byttet ut med en treviklingstrafo, slik at driften kan opprettholdes via eksisterende 66 kV-nett under ombyggingene. Investeringskostnadene i Leirosen transformatorstasjon er beregnet til ca. 45 mill. kr, og tiltakene antas gjennomført i løpet av 2024. Leirosen trafostasjon har tidligere fått konsesjon for ombygging, men det arbeides nå med søknad om endring av denne.

Ombygging av linje fra 66 kV til 132 kV medfører at også transformatorstasjonen i Meisfjord må bygges helt om. Stasjonen er dessuten moden for full renovering, og det er derfor søkt om konsesjon på bygging av en helt ny transformatorstasjon, lokalisert litt lenger nord enn dagens stasjon (se figur 6.2). Dette medfører at en del av traséen for 132 kV-linja vil avvike noe fra dagens 66 kV-trasé.





**Figur 6.2: Lokalisering av ny Meisfjord transformatorstasjon**  
(nåværende plassering er vist nederst til høyre)

Man kunne alternativt ha bygget den nye stasjonen like ved dagens stasjon, men dette ville ha vanskeliggjort nettdriften under byggeperioden. Det er dessuten begrenset plass på tomte, og en eventuell utvidelse ville ha berørt dyrket mark. Grunnforholdene er dessuten dårligere på dagens tomt.

Trafoytelsen i nye Meisfjord trafostasjon antas å bli 35 MVA, og investeringskostnadene for stasjonen er beregnet til ca. 70 mill. kr. Den nye stasjonen forventes ferdigstilt i 2026.

Meisfjord trafostasjon er konsesjonsgitt for utendørs bryteranlegg. Denne søkes nå endret til å etableres med innendørs bryteranlegg.

### 6.2.2 Ombygging av Drevvatn – Leirosen til 132 kV

Som nevnt i kap. 6.2.1 er dagens 66 kV-forbindelse mellom Mosjøen og Meisfjord planlagt ombygget til 132 kV. Ombyggingen vil skje etappevis, og deler av planene har allerede fått konsesjon. Etter at strekningen Leirosen – Meisfjord er ombygget (jf. kap. 6.2.1), regner man med at strekningen Drevvatn – Leirosen blir neste etappe. De siste etappene Mosjøen – Holandsvika – Drevvatn er ikke konsesjonssøkt ennå og omtales i kap. 6.4.7.

Da den på sikt nye 132 kV-linja mellom Mosjøen og Meisfjord altså vil ha tilknytning til allerede eksisterende 132 kV-nett via Leirosen trafostasjon – og det dessuten vil komme inn



ny produksjon flere steder i nettet – vil lastflyten i hele nettet bli annerledes enn i dag. For å oppnå best mulig fleksibilitet for driften i nettet er det derfor planlagt å bygge linja som FeAl 240.

Investeringskostnadene for linjestrekningen Drevvatn – Leirosen (ca. 14 km), er estimert til ca. 67 mill. kr.

Ombyggingen forventes gjennomført i perioden 2027 – 2029.

### 6.2.3 Alcoa Mosjøen – Creep-prosjektet

Alcoa Mosjøen har planer om å øke produksjon og dermed effektuttaket gradvis framover mot 2030. Økningen vil innebære behov for å gjøre noe med transformorkapasiteten fra 132 kV mot produksjonsserie 2 (av 2), og etter hvert også mot produksjonsserie 1. Det planlegges også å legge flere nye 132 kV-kabler fra Mosjøen transformatorstasjon til Alcoas anlegg.



Figur 6.3. Kabeltraséer for Alcoas Creep-prosjekt

Alcoa har søkt og fått innvilget konsesjon for disse endringene. Planen er at de fysiske endringene skal skje i to faser som bl.a. innebærer følgende:

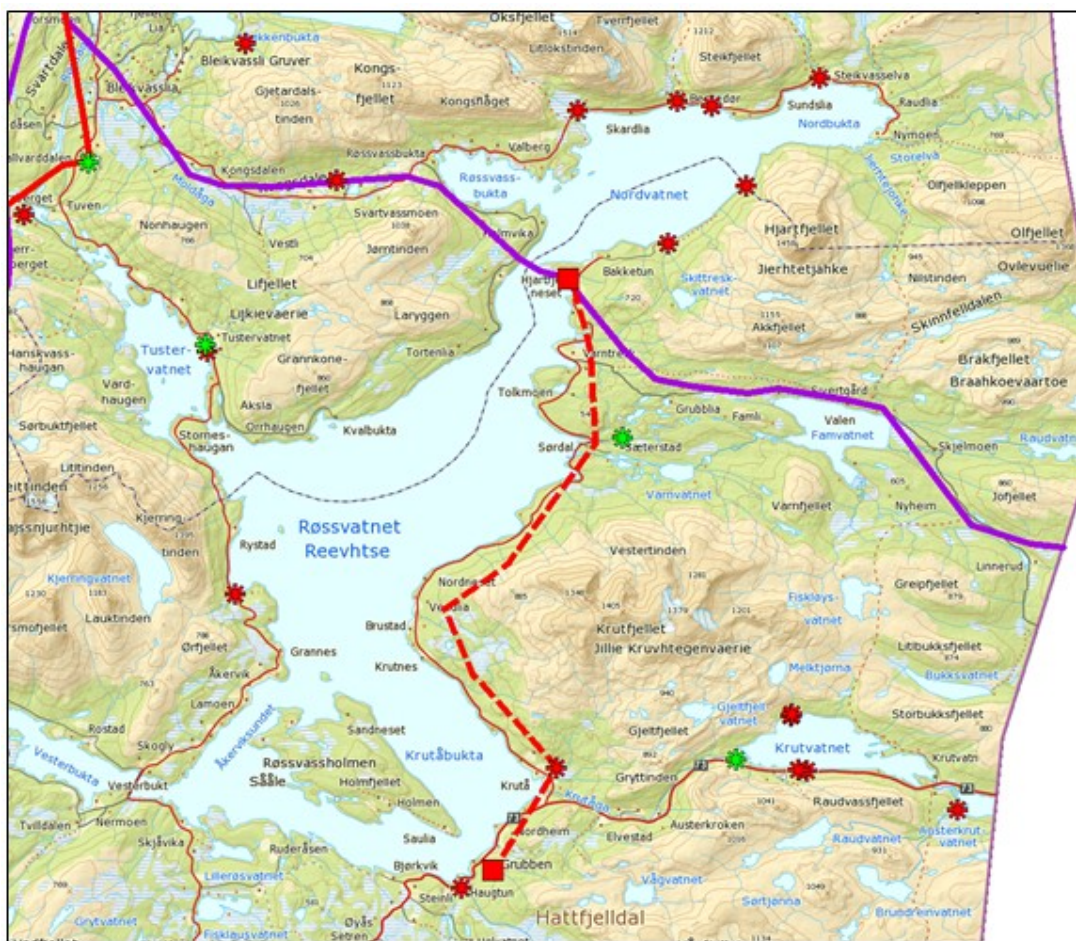


- Fase 1: Ny GIS koblingsstasjon, økt trafokapasitet til ca. 270 MVA for serie 2, ny 132 kV kabelforbindelse (Mosjøen - Alcoa), ny likerettergruppe.
- Fase 2: Økt trafokapasitet for serie 1 til 225 MVA, ny 132 kV kabelforbindelse "nr. 2" (Mosjøen - Alcoa), to nye likerettergrupper.

Hver av fasene innebærer investeringskostnader på i størrelsesorden 50 mill. USD.

Våren 2022 ble det besluttet at fase 1 skal gjennomføres. Planene for fase 2 er fremdeles aktuelle, men er ikke besluttet pr. juni 2022.

#### 6.2.4 Kraftutbygging ved Røssvatnet, samt 132 kV nettutbygging



**Figur 6.4: Nettløsning Krutåga/Røssvatnet**

Symboler: Stjerne: kraftstasjon (rød = ny, grønn = eksisterende). Røde linjer = 132 kV. Blå linjer = 220 kV. Stiplede linjer = planlagt. Heltrukne linjer = eksisterende. Rødt kvadrat: planlagt transformatorstasjon.

Krutågakraft har fått konsesjon til å bygge ut kraftverkene Krutåga (64 MW og 126 GWh/år) og Mølnhusbekken (4,9 MW og 19 GWh/år). De har også fått konsesjon på å bygge en ny transformatorstasjon (80 MVA) ved Grubben (i nærheten av Krutåga), ca. 20 km 132 kV-linje



derfra til Varntresk, og en ny 220/132/22 kV (110 MVA) transformatorstasjon der, for tilknytning til eksisterende 220 kV-linje til Sverige.

Investeringskostnadene har tidligere blitt estimert til henholdsvis 540 mill. kr for produksjonsanleggene og ca. 140 mill. kr for nettanleggene. Utredningsansvarlig mangler oppdaterte tall for disse kostnadene.

Ved Nord-Røssvatnet har Skittresken (3 MW og 8 GWh/år) også fått konsesjon, og dette planlegges tilknyttet samme nettløsning som Krutåga og Mølhusbekken.

Sju kraftverk til er på utredningsstadiet og vil – dersom de blir realisert – også tilknyttes den samme nettløsningen. Disse utgjør til sammen 27 MW og 80 GWh/år og inngår i summene oppgitt for kraftverk på utredningsstadiet i kap. 6.4.18.

Ytterligere detaljer kan finnes i Krutågakrafts konsesjonssøknad for kraftverk, 132 kV-nett og transformatorstasjoner. Pr. 2022 er planene for Krutåga satt i bero. De planlagte produksjonsvolumene er derfor kun inkludert i produksjonsprognose P3, jf. kap. 5.1.2.

Dersom planene realiseres, vil det kunne gi muligheter for bedre reserveforsyning til Hattfjelldalsområdet.

### **6.2.5 Øvrige konsesjonsgitte vannkraftverk**

I alt 21 vannkraftverk har gjeldende konsesjon i utredningsområdet, med samlet installert effekt på 129 MW og årsproduksjon på 319 GWh. Noen av konsesjonene har blitt fornyet, mens andre er i ferd med å gå ut. Det er dermed usikkert hvor mange av disse kraftverkene som vil bli realisert.

Produksjonsscenario P1 (jf. kap. 5.1.2) inkluderer i utgangspunktet alle konsesjonsgitte kraftverk. Som ved forrige utredning har imidlertid utredningsansvarlig valgt å utelate Krutåga, Mølhusbekken og Skittresken kraftverk i dette scenariet, selv om de har gjeldende konsesjon, siden de er avhengige av samme omfattende 132 kV nettløsning og planene for det største (Krutåga, jf. kap. 6.2.4) har blitt satt i bero.

Uten disse kraftverkene blir samlet installert effekt for konsesjonsgitte kraftverk 57 MW, mens samlet årsproduksjon blir 167 GWh.

### **6.2.6 Eventuell utvidelse Kolsvik (pga. vindkraft fra Nord-Trøndelag)**

Pr. i dag kan opp mot 40 MW fra vindkraftverkene Ytre Vikna og Hundhammarfjellet – begge i utredningsområde Nord-Trøndelag – bli matet inn mot overliggende nett via Kolsvik på Helgeland. Ytre Vikna har konsesjon for utvidelse til totalt 249 MW. Konsesjonsgitt nettløsning innebærer full produksjon inn mot Kolsvik hvor det i så fall må gjøres omfattende endringer (økning av transformatorkapasitet).

Imidlertid ser det ut til at den mest aktuelle nettløsningen nå er å få produksjonen inn mot overliggende nett i Namsos (i Nord-Trøndelag) i stedet for i Kolsvik.

I produksjonsprognosene (kap. 5.1.2) er prosjektet holdt utenom, da vindkraftverket altså ligger i utredningsområde Nord-Trøndelag.





## 6.3 Konesjonssøkte tiltak samt konkrete planer

Dette kapitlet beskriver som tittelen sier konesjonssøkte tiltak samt konkrete planer. I dette inngår også enkelte prosjekter hvor konesjonssøknad planlegges sendt i løpet av kort tid (størrelsesorden innen 6 måneder). I enkelte kapitler er også tiltak på utredningsstadiet – men som kan ses i sammenheng med mer konkrete tiltak – beskrevet.

### 6.3.1 Pålgarden transformatorstasjon

Linea har mottatt bestilling fra Mosjøen og omegn næringsforening (MON) på uttak av ca. 300 MW til Nesbruket næringsområde i Mosjøen, der det planlegges etablering av tre fabrikker for henholdsvis produksjon av karbonnanofiber, hydrogen og syntetisk drivstoff, samt en ny havn med mulighet for landstrøm.

Det planlegges derfor etablering av en 132 kV-forbindelse fra Mosjøen transformatorstasjon til næringsområdet, i form av to kabler (for redundans). Disse er foreløpig beregnet å koste 24 mill. kr. På området planlegges etablert en ny 132/22 kV transformatorstasjon med fire transformatorer i parallell (Pålgarden transformatorstasjon). Investeringskostnadene for stasjonen er foreløpig beregnet til 155 mill. kr. Fra denne stasjonen legges det 22 kV kabler fram til hver av næringskundene.



**Figur 6.5: Pålgarden transformatorstasjon og 132 kV-forbindelser fra Mosjøen transformatorstasjon**

Det må også gjøres omfattende tiltak i eksisterende Mosjøen transformatorstasjon for å tilrettelegge for de nye forbindelsene (kan gjennomføres innenfor gjeldende konsesjon). Kostnadene for dette er foreløpig beregnet til 70 mill. kr.

Det vil ikke være reservekapasitet i nettet inn til Mosjøen transformatorstasjon for summen av dagens last og den planlagte nye lasten. Nye kunder planlegges derfor tilknyttet *på vilkår*, f.eks. i hht. NEM-forskriftens § 3. Dette innebærer at de må regne med å bli koblet ut i feilsituasjoner hvor reserveforbindelser ikke har tilstrekkelig kapasitet til å dekke all last.

Anleggene forventes idriftsatt i 2024.

Konsesjonssøknad er for tiden under utarbeidelse.

### 6.3.2 Ny/oppgradert forbindelse mellom Marka og Mosjøen

Det planlagte lastuttaket i forbindelse med industriplanene i Mosjøen vil som nevnt i forrige kapittel medføre at man ikke lenger vil ha reserve for all last under Mosjøen transformatorstasjon. Det planlegges derfor å inngå avtale med de nye industrikundene om tilknytning *med vilkår om utkobling eller begrensning* i forbruket. Dermed opprettholdes reserve for eksisterende abonnenter, mens de nye industrikundene altså vil mangle full reserve.

For på sikt å kunne oppnå full reserve også for den nye industrien planlegges det å bygge en ny forbindelse fra Marka til Mosjøen. Denne vil erstatte den svakeste av dagens forbindelser.

Investeringskostnadene er foreløpig estimert til 40 mill. kr.

Prosjektet vil bli konsesjonssøkt etter at det er søkt konsesjon for Pålgarden transformatorstasjon og tilhørende 132 kV-kabler (kap. 6.3.1). Foreløpig forventes linja idriftsatt i 2025.

### 6.3.3 Økt kapasitet fra transmisjonsnettet i Rana stasjon (KVU)

Planene for stor batterifabrikk i Rana på flere hundre MW ser ut til å være noe nedtonet, og det foreligger nå batterifabrikkplaner tilsvarende et forbruk på drøyt 60 MW totalt fordelt på 4 såkalte gigafabrikker. Imidlertid foreligger det en del planer for andre mulige nye industribedrifter i Rana, og totalt kan det fremdeles være snakk om en total forbruksøkning på flere hundre MW.

Pr. i dag er det ikke nettkapasitet til en slik økning av effektuttak i Rana kommune, hverken i transmisjons- eller regionalnettet. MIP Industrinett m.fl. tok derfor kontakt med Statnett for noen år siden, med sikte på å sikre mulighet før vesentlig økt effektuttak.

Dette resulterte i første omgang i en vurdering fra Statnetts side av hvor stor lastøkning det er *driftsmessig forsvarlig* å tilknytte med *tilnærmet* dagens nett, dvs. det forutsettes at stålovnene på Mo (kilden til flimmet) *ikke legger føringer for driften i Svabo*, slik tilfellet er i dag. Den mest aktuelle løsningen på denne utfordringen synes å være å installere en STATCOM i tilknytning til stålovnene, altså en investering på 100 - 130 mill. kr, jf. kap. 6.3.5.

*Forutsatt ovennevnte* konkluderer Statnett med at det er driftsmessig forsvarlig å tilkoble maksimalt 110 MW mer enn dagens last. Merk at vilkåret ikke er oppfylt ennå; den planlagte



installeringen av transformator kommende høst (jf. kap. 6.1.2) skjer under vilkår om *belastningsfrakobling* (BFK) av transformatoren under gitte forutsetninger vha. systemvern.

Dersom det skulle være snakk om forbruksøkning utover 110 MW, så måtte det større tiltak til, ifølge Statnetts vurdering. Statnett utarbeidet så en *konseptvalgutredning* (KVU) som studerte nettopp dette.

Konklusjonen fra KVUen var at ved montasje av *ytterligere to transformatorer i Rana stasjon* så kan kapasiteten inn mot 132 kV i Rana stasjon økes med 340 MW. Men også dette forutsetter at flimmer-problematikken er løst.

Videre får man en ytterligere kapasitetsøkning på 200 MW dersom det etableres en *ny transmisjonsnettslinje fra Rana mot Nedre Røssåga*.

Foreløpig er det transformator-utvidelsen i Rana som er mest aktuell. Utvidelsen skal etter planen konsesjonssøkes i desember 2022, med mulig investeringsbeslutning juni 2023. Dette er altså *transmisjonsnett*, og det forutsettes at prosjektet er nærmere omtalt i kraftsystemutredningen for transmisjonsnettet.

#### **6.3.4 Økt kapasitet mot MIP Industrinett (Svabo, Gullsmedvik samt Rana – Svabo)**

Som nevnt i foregående kapittel er det flere planer for ny industrietablering på Mo i Rana, og MIP Industrinett skal idriftsette en ny 110 MVA transformator 01.09.2022, jf. kap. 6.1.2. For å dekke videre etterspørsel etter kraft vurderer de å investere i enda en 110 MVA transformator, lokalisert i Svabo. Denne planlegges konsesjonssøkt sommeren 2022.

Av samme grunn er det også aktuelt å bytte ut dagens transformator i Gullsmedvik til en med høyere ytelse, f.eks. 100 MVA.

Det økte uttaket under Svabo er forutsatt hentet fra Rana stasjon, og dersom økningen blir betydelig er det aktuelt med økt transformatorytelse i Rana stasjon, som omtalt i kap. 6.3.3. Ved en betydelig lastøkning vil det også kunne bli behov for å øke overføringsevnen fra Rana stasjon til Svabo, hvor det i dag går 4 stk. 132 kV-linjer. Ulike tiltak kan vurderes for å øke overføringsevnen her:

- Temperaturoppgradere linjene fra dagens 50 gr. C
- Bytte liner på eksisterende masterekker
- Bygge helt nye linjer, inkl. master.

#### **6.3.5 Installering av STATCOM for å dempe flimmer fra stålovn**

Som omtalt i kap. 4.1.9 har stålovnene på Mo i mange år forårsaket flimmer (underharmoniske), og dette har lagt føringer for hvordan regionalnettet driftes i Svabo. I 2017 opptok de berørte transmisjons- og regionalnetteierne på ny arbeidet med å finne en løsning som kunne innebære større frihetsgrad i driften av nettet; særlig at Rana stasjon igjen kunne bli et innmatingspunkt for større deler / hoveddelen av lasten i Mo-området (ikke bare for stålovnene).

Installering av STATCOM ved / i nærheten av stålovnene ses på som den mest aktuelle løsningen på utfordringen. Kostnader anslås til 100 – 130 mill. kr. Som nevnt i kap. 4.1.9 har



Celsa Armeringsstål påklaget vedtaket om å utbedre flimmerproblemene; det er dermed usikkert hvorvidt og evt. når en STATCOM vil kunne blir montert. Et optimistisk anslag kan være 2024. STATCOMen tenkes tilkoblet på 22 kV.

Ved montasje av en slik STATCOM er det for øvrig vurdert å bytte ut transformatoren i Svabo som forsyner stålovnen.

### 6.3.6 Industri under Nedre Røssåga

I Korgen er det planer om en 260 MW ammoniakfabrikk like i nærheten av koblingsanlegget til Nedre Røssåga kraftverk. Planen er å legge en ca. 1 km lang 132 kV-forbindelse (fortrinnsvis en dubleret kabel, for redundans) fra Nedre Røssåga og fram til en 132/22 kV transformatorstasjon på fabrikkområdet. Det forutsettes at tiltakshaver selv bygger og eier transformatorstasjonen.

Arbeid med konsesjonssøknad for kablene er under forberedelse, men vil først bli igangsatt for fullt når kapasiteten i transmisijsnettet er avklart. Dette forventes å være klart i forbindelse med Statnetts områdeplan høsten 2022. Mulig idriftsettelse 2026.

Investeringskostnader for kablene er foreløpig beregnet til 13 mill. kr. Transformatorstasjon anslås til å koste rundt 100 mill. kr.

Også en annen aktør har meldt sin interesse for å kunne ta ut store effekter (rundt 200 MW) under Nedre Røssåga. Her er imidlertid type næring uavklart.

### 6.3.7 Ombygginger av eksisterende luftledning Svabo - Storforshei

Ved Mo i Rana planlegges det å bygge ny flyplass. Dette vil berøre 132 kV-forbindelsen Svabo – Storforshei (snart "Svabo – Plurheia", jf. kap. 6.1.1) som må kables ca. 2,5 km. MIP Industrinett som eier linja forventer at dette gjennomføres vår/sommer 2023.

På den samme linja vurderes det også å bytte ut noen av dagens master med aluminiumsmaster.

### 6.3.8 Ranosen transformatorstasjon (tidl. Mo, Langvatn)

Langvatn er både transformatorstasjon (132/22 kV) og en kraftstasjon.

Stasjonen er fra 1964, og særlig 22 kV-anlegget begynner å bli modent for renovering. Samtidig er det et ønske om å skille nettanlegg (eid av Linea) og produksjonsanlegg (eid av Statkraft), på samme måte som det er gjort flere andre steder de siste årene. Videre har systemansvarlig et ønske om at det installeres effektbryter på en avgang som ikke har dette, noe som er vanskelig å gjennomføre i dagens anlegg pga. liten plass.

Det planlegges derfor å bygge en ny *Ranosen* (tidl. omtalt som *Mo*) transformatorstasjon rett ved dagens kraftstasjon, med en 40 MVA transformator 132/22 kV. Foreløpig idriftsettelsesår er satt til 2026. Investeringskostnadene anslås til ca. 96 mill. kr.







**Figur 6.6: Ranosen transformatorstasjon (i midten), ved Langvatn (til høyre)**

### 6.3.9 Ny transformatorstasjon i Sandnessjøen (Strendene)

Distribusjonsnettet i og rundt Sandnessjøen forsynes i dag fra Alsten transformatorstasjon, som ligger sør for byen. Det er visse utfordringer knyttet til dette nettet:

- Deler av bynettet mangler reserve ved enkelte feil i distribusjonsnettet.
- Deler av bynettet er planlagt sanert.
- På 2010-tallet førte lastøkning til sterk belastning på deler av distribusjonsnettet. Selv om belastningen har flatet noe ut de senere årene, så kan det komme ny økning, bl.a. som følge av landstrøm og andre mulige nyetableringer.

Det har derfor vært vurdert å etablere en ny 132/22 kV transformatorstasjon nærmere Sandnessjøen by, fortrinnsvis i nærheten av dagens koblingsstasjon i Strendene.

Pga. klimatiske forhold forventes det at en slik transformatorstasjonen vil måtte bygges som en innendørs stasjon med SF6-anlegg. Utfra en vurdering av konsekvenser ved utfall er det forutsatt to transformatorer (2x40 MVA) og doble samleskinner både på 132 kV og 22 kV. Kostnadene for hele stasjonen forventes å bli ca. 100 mill. kr.

Transformatorstasjonen kan tilknyttes eksisterende 132 kV-linje via to parallelle 132 kV-kabler, slik at man oppnår tosidig forsyning. Eksisterende linje vil da kuttes ca. 3 km nord for Alsten (se figur 6.7). De parallelle kablene vil bli ca. 10 km fram og tilbake og er foreløpig kostnadsberegnet til ca. 80 mill. kr. Det bør dessuten antakelig foretas renovering/fornyning av de 3 kilometrene med linje mot Alsten. Kostnadene for dette er estimert til ca. 12 mill. kr.

Mulig tidspunkt for idriftsettelse er 2027.







**Figur 6.7: Hovedalternativ forsyning av ny transformatorstasjon Sandnessjøen**  
Blå linje: Renovert 132 kV-linje. Blå stiplet linje: Ny 132 kV-kabel (fram og tilbake)

### 6.3.10 Konsesjonssøkte kraftverk

Sjonfjellet vindkraftverk er konsesjonssøkt tidligere, men behandlingen er stilt i bero. En ny aktør, *Njordr*, utreder nå området på nytt. Prosjektet vurderes derfor i denne KSU-utgåven til å være på utredningsstadiet (ikke konsesjonssøkt), se kap. 6.4.17.

Ellers har Bjuråga småkraftverk i Hemnes søkt om fornyelse av sin konsesjon, med installert effekt 2,3 MW og en årsproduksjon 7,0 GWh.



## 6.4 Prosjekter på utredningsstadiet

Dette kapitlet omhandler prosjekter som det ennå ikke er levert noen forhåndsmelding eller konsesjonssøknad for. En del av disse er foreløpig bare på skissestadiet.

### 6.4.1 Holandsvika 2, forsyning fra Marka eller Nedre Røssåga

Som omtalt i kap. 6.3.1 har Linea mottatt bestilling fra lokalt næringssselskap på uttak av ca. 300 MW i Mosjøen. Det samme næringssselskapet har også signalisert at det kan bli aktuelt med effektuttak på i størrelsesorden 400 – 600 MW i Holandsvika, ca. 10 km nord for Mosjøen. Linea har en 66/22 kV transformatorstasjon ("Holandsvika") i nærheten, men forutsatt de angitte effekter må det bygges en helt ny stasjon (her kalt "Holandsvika 2") og en ny linje.

Forsyningen av stasjonen antas å kunne skje via to ulike alternativer:

-Fra Marka, ved at det bygges ca. 10 km ny 132 kV-forbindelse fra Marka til Holandsvika 2.

-Fra Nedre Røssåga. Et alternativ her kan være å sanere eksisterende 132 kV-forbindelse Nedre Røssåga – Mosjøen (37 km) og benytte ca. 30 km av traséen fra Nedre Røssåga i retning Mosjøen, før den nye ledningen går i ny trasé i retning Holandsvika.

### 6.4.2 132 kV- nett og transformatorstasjon Vevelstad

Vevelstad kommune forsynes i dag med 22 kV-nett fra nord og fra sør. Kapasiteten i dette nettet er nær oppbrukt, og det viser seg vanskelig å øke denne vesentlig innenfor dagens nettstruktur. Det er dessuten planer om flere større lastuttak for settefiskanlegg i kommunen.

Det vurderes derfor å bygge ut 132 kV-nettet med en ny transformatorstasjon i Vevelstad, innsløyfet på forbindelsen Tilrem – Grytåga. Stasjonen vil mest sannsynlig bli etablert i nærheten av Andalsvågen, i den sørlige delen av kommunen.

Det er foreløpig ikke gjort noen kostnadsestimater for prosjektet.

### 6.4.3 Mulig 132 kV-nett til Toft i Brønnøy

Det er planer om en ny næringspark på Toft i Brønnøy. En av aktørene har planer om et lastuttak på mellom 20 og 25 MW, og det forventes at flere andre aktører vil komme til. Dersom disse planene blir realisert, vil det kunne bli vanskelig å forsyne området via 22 kV-nett. Den mest aktuelle løsningen ser ut til å være en ny 132 kV-forbindelse, i form av sjøkabel fra Tilrem transformatorstasjon og etablering av en ny transformatorstasjon i nærheten av næringsparken.

Planene er ennå i en tidlig fase, og denne lasten er ikke tatt med i noen av forbruksprognosene.



#### 6.4.4 Del-elektrifisering av Nordlandsbanen

Jernbanedirektoratet vurderer muligheten for å del-elektrifisere togstrekninger, dvs. en løsning hvor toget har batteri og lades opp over en strekning på anslagsvis 20 - 40 km ad gangen. Nordlandsbanen er en av de aktuelle strekningene. Ladeeffekt er antydning å være 8 eller 16 MW, og mulig gjennomføring kan være på starten av 2030-tallet.

Det er pekt på 3 ulike strekninger på Helgeland hvor dette kan være aktuelt; ett ved Mosjøen, ett ved Mo og ett nord for Mo. Utredningsansvarlig mottok før KSU 2020 henvendelse fra konsulentselskap ang. mulighet for lading ved Mosjøen, og selskapet antydning at 132 kV-forsyning vil være å foretrekke.

Dette var imidlertid bare en kartleggings-henvendelse, og prosjektet er ikke inkludert i noen av årets lastprognoser.

#### 6.4.5 Eventuell hydrogenfabrikk i Hemnes

Det er lansert planer om en hydrogenfabrikk ved Sørfjorden i Hemnes kommune. Linea har fått opplyst at det er meningen å forsyne fabrikanlegget via en transmisjonsnettsforbindelse fra Nedre Røssåga kraftstasjon; dette vil dermed i så fall være en sak for Statnett. Effekttuttak er foreløpig ikke kjent, og Linea har pr. nå ikke kjennskap til ytterligere detaljer. Prosjektet er ikke inkludert i noen av årets lastprognoser.

#### 6.4.6 Ombygging av Trongsundet – Sømna til 132 kV

På bakgrunn av tilstand bør om noen år 66 kV-linja Trongsundet – Sømna, som forsyner Sømna transformatorstasjon, renoveres.

På bakgrunn av at man ønsker å gå bort fra 66 kV som spenningsnivå er planen å erstatte dagens linje med en 132 kV-linje. Det er så langt ikke gjort noen detaljert befarings, men en foreløpig vurdering tilsier en linje på ca. 15,5 km mot dagens 19,1 km. Foreløpig kostnadsestimat for linja er på 60 mill. kr.

Sømna trafostasjon må da også bygges om fra 66/22 kV til 132/22 kV. Det antas at dette, sammen med nødvendig fornying av stasjonen, vil ha en total kostnad på ca. 70 mill. kr. Trafotelsen vil sannsynligvis være i størrelsesorden 20 MVA.

En foreløpig beregning viser at kapitaliserte tapskostnader forventes å reduseres med ca. 10 mill. kr som følge av ombyggingen.

Et alternativ vil være å bygge 132 kV-linja i samme trasé som dagens 66 kV-linje. Dette vil overflødiggjøre ervervelse av ny trasé og kostnader forbundet med dette. Til gjengjeld antas at denne traséen er ca. 3,5 km lenger, noe som gir ca. 9 – 10 mill. kr høyere investeringskostnader. Tapskostnadene vil også bli marginalt høyere.

Null-alternativet, dvs. fornying av eksisterende 66 kV-anlegg, er tidligere kostnadsberegnet til ca. 60 mill. kr, hvorav ca. 40 – 45 mill. kr er fornyet 66 kV-linje og resten er fornying av trafostasjon.

Prosjektet antas å kunne være ferdigstilt i 2029.



#### 6.4.7 Ombygging av Drevvatn/Kaldåga – Holandsvika – Mosjøen til 132 kV

Som nevnt i kap. 6.2.1 og kap. 6.2.2 er dagens 66 kV-nett mellom Mosjøen og Meisfjord planlagt ombygget til 132 kV, og arbeidet vil skje etappevis. Når Drevvatn - Leirosen - Meisfjord er ferdig ombygget er det planlagt å også bygge om 66 kV-nettet mellom Drevvatn og Mosjøen til 132 kV.

Forbindelsen er 30,7 km lang og går via Holandsvika transformatorstasjon. Arbeidet kan anslagsvis være ferdig i 2031. Som for resten av det nye nettet vil det sannsynligvis bli benyttet FeAl 240, for maksimal fleksibilitet i nettdriften.

Investeringskostnadene for linjestrekningen er estimert til 105 mill. kr, inkludert riving av dagens 66 kV-linje og diverse ombygginger i Mosjøen transformatorstasjon i forbindelse med tilknytning der. I tillegg må *Holandsvika transformatorstasjon* bygges om fra 66 kV til 132 kV. Dette er foreløpig kostnadsberegnet til ca. 40 mill. kr. Traføytelse kan f.eks. bli 30 MVA.

Nullalternativet (fornye 66 kV-linja og Holandsvika transformatorstasjon) er anslått å koste 125 mill. kr.

Som det framgår av kap. 6.4.1 foreligger det planer for industri med forbruk på flere hundre MW i området rundt Holandsvika. Disse planene kan resultere i store nettinvesteringer beskrevet i det kapitlet. Endringene beskrevet *her* (kap. 6.4.7) er aktuelle *uavhengig* av planene beskrevet i kap. 6.4.1. Dersom imidlertid 6.4.1-planene blir realisert, så vil det bringe inn nye momenter i vurderingene omkring ombyggingen av Drevvatn – Holandsvika - Mosjøen til 132 kV.

#### 6.4.8 Ny forbindelse Strendene - Meisfjord

Som nevnt i kap. 6.3.9 vil en eventuell ny trafostasjon i Strendene ved Sandnessjøen gjøre det mulig å bygge en 132 kV-forbindelse derfra via sjøkabel over til Leines og videre til Meisfjord transformatorstasjon (etter at denne er blitt ombygget til 132 kV, jf. kap. 6.2.1.)

Både den foreslåtte forbindelsen mellom Sandnessjøen og Meisfjord, og den eksisterende mellom Leirosen og Alsten, er vist i figur 6.8.

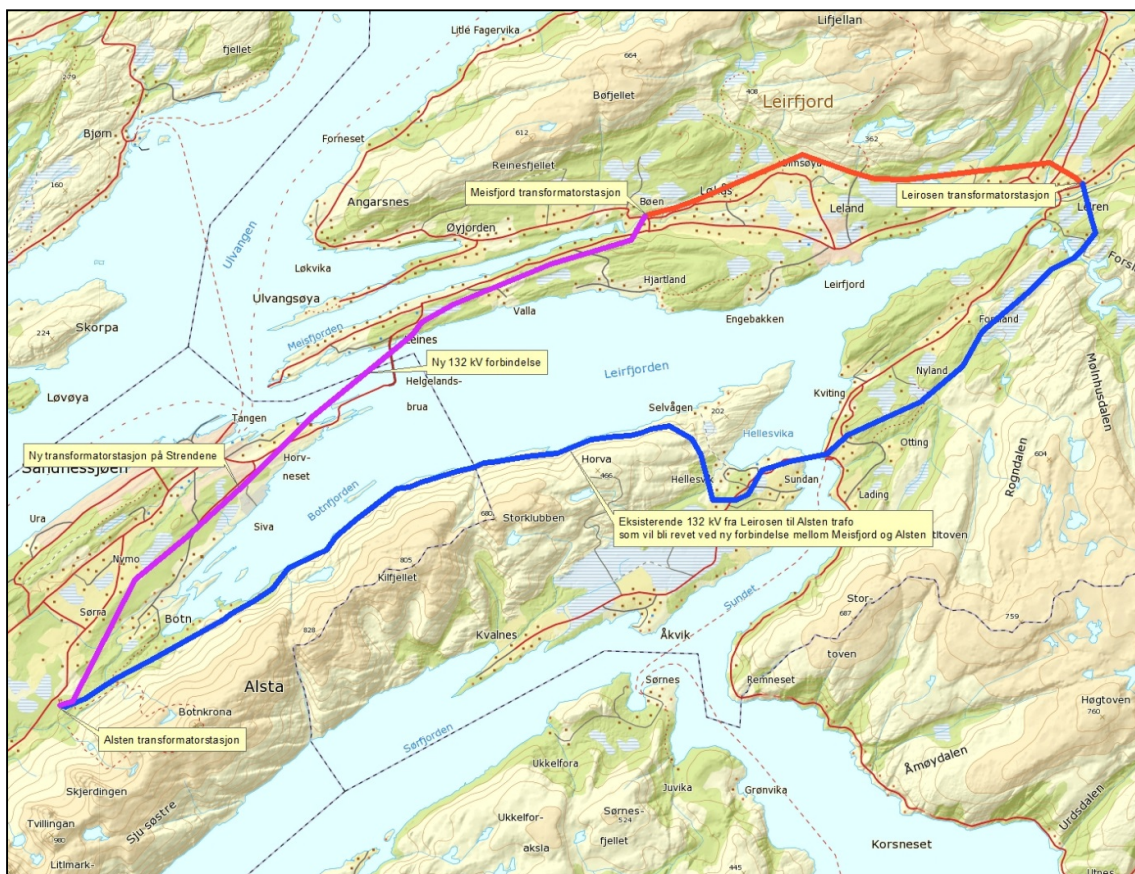
Forbindelsen mellom Meisfjord og landtak for sjøkabel (ca. 4,5 km luftlinje) er kostnadsestimert til ca. 23 mill. kr. Selve sjøkabelen (ca. 6 km) er estimert til ca. 70 mill. kr, mens forbindelsen videre derfra til Strendene i Sandnessjøen (ca. 2,2 km jordkabel) er estimert til ca. 10 mill. kr.

En slik forbindelse vil kunne være et aktuelt alternativ til å fornye den 29,3 km lange eksisterende 132 kV-linja mellom Leirosen og Alsten. Denne går i et svært krevende terreng, og en fornying av linja vil være kostnadskrevende. En normal kostnad for en 132 kV-linje med denne lengden tilsvarer ca. 150 mill. kr, og det er rimelig å forvente at kostnadene i dette tilfellet vil ligge en del høyere. Det er imidlertid ikke gjort noen beregninger av dette så langt.

Det er ikke spesifisert noe byggetidspunkt for forbindelsen, da den både forutsetter at ny trafostasjon på Strendene er realisert, og at dagens Leirosen – Alsten har nådd en tilstand som tilsier fornyelse.







**Figur 6.8: Framtidige alternativer for regionalnett Leirosen – Alsten**  
Blå linje: Dagens 132 kV-linje Leirosen – Alsten. Rød linje: Planlagt 132 kV-linje Leirosen – Meisfjord. Lilla linje: Mulig framtidig 132 kV-linje Meisfjord – Sandnessjøen - Alsten.

#### 6.4.9 Ny transformatorstasjon i Sjøna

Sjøna er både kraftstasjon og innmatingspunkt til fordelingsnettet. På samme måte som i andre tilsvarende stasjoner er det et ønske om å adskille nettanlegg og produksjonsanlegg i Sjøna. Det vurderes derfor å bygge en ny Sjøna transformatorstasjon, like ved kraftstasjonen, med transformatorytelse på anslagsvis 20 MVA. Investeringskostnader er anslått til 50 mill. kr.

Et tilleggsmotiv for å bygge en ny stasjon var å tilrettelegge for produksjonsplaner i underliggende nett. Imidlertid er en del av disse blitt mindre aktuelle enn før; dette gjør at prosjektet er utsatt på ubestemt tid. Mulig gjennomførings-tidspunkt kan være rundt 2034.



#### **6.4.10 Mulig ny Langvatn - Rana til erstatning for Langvatn - Svabo**

Langvatn - Svabo (3,7 km) går gjennom bystrøk, og på sikt hadde det vært en fordel om den kunne demonteres slik at linjearealet kunne frigjøres til andre formål. En foretrukket løsning fra konsesjonæren hadde vært at den kunne erstattes med en forbindelse fra Langvatn til Rana kraftstasjon.

En slik ny 132 kV-forbindelse Langvatn - Rana (ca. 7,5 km lang) kan anslagsvis bygges i 2038, og kostnader er estimert til 75 mill. kr.

#### **6.4.11 132/22 kV-transformering i Rana**

Som nevnt i kap. 6.3.3 så vurderes det større endringer i Rana stasjon, for å imøtekomme Mo Industriparks ønske om større kapasitet fra transmisjonsnettet inn til industriparken.

Blant de ulike vurderingene som gjøres i den forbindelse er *eventuell montasje av en egen 132/22 kV-transformator* i stasjonen; denne kunne fungere som innmatingspunkt til Lineas distribusjonsnett i området. Merkeytelse kan være anslagsvis 25 MVA, kostnader ca. 10 mill. kr og tidspunkt for gjennomføring rundt 2027.

#### **6.4.12 Utvidelser av regionalnettet i Mosjøen**

I dag er det to regionalnett-stasjoner som forsyner Mosjøen og omegns 22 kV-nett: Mosjøen transformatorstasjon og Marka transformatorstasjon. Effektene under hver av disse er såpass store at det er vanskelig å oppnå full reserve ved utfall eller revisjon av en av stasjonene. Det har derfor vært vurdert å etablere en ringforbindelse mellom Marka og Mosjøen som gir mulighet til tosidig forsyning av lasten under de to transformatorstasjonene.

Prosjektet anses imidlertid i dag som mindre aktuelt.

#### **6.4.13 Ny spole i 132 kV-nettet**

Normalt er det tilstrekkelig med spolekapasitet i 132 kV-nettet på Helgeland, men visse deler av nettet er sårbart for utfall av bestemte spoler.

I forbindelse med industriplanene i Mosjøen og den mulige nye transformatorstasjonen *Pålgarden* (se kap. 6.3.1) legges det til rette for at det skal bli montert en spole *der*. Likevel kan det være aktuelt å montere flere spoler; dette er en sak som vurderes løpende. Pr. juni 2022 er det imidlertid ikke konkrete planer om montasje av spole andre steder enn i Pålgarden.

Investeringskostnad for en 300 A-spole (mye brukt ytelse) anslås til ca. 7 mill. kr, uavhengig av hvor den plasseres. Kostnadene for spolen i Pålgarden er inkludert i totalkostnadene som er oppgitt for prosjektet.



#### **6.4.14 Ny transformatorstasjon i Trofors-området**

I forbindelse med mulig framtidig ombygging av transmisjonsnettet kan det bli nødvendig å etablere en ny stasjon for transformering fra 132 kV til 22 kV ved Trofors (traføyttelse omkring 25 MVA). Mulig tidspunkt for gjennomføring er en gang i perioden 2035 – 2040. Kostnadene er estimert til omkring 65 mill. kr.

Det finnes ulike alternativer for å forsyne en slik stasjon: Etablering av en transmisjonsnetts-stasjon i området som transformerer ned til 132 kV, eventuelt framføring av 132 kV-nett fra nærliggende områder. Begge deler vil innebære betydelige kostnader i tillegg til 132/22 kV-stasjonen nevnt innledningsvis.

#### **6.4.15 Rehabilitering av sjøkabel Nesna – Levang**

På regionalnetts-forbindelsen Nesna – Leirosen inngår en ca. 3 km lang oljefylt sjøkabel fra 1985. Det planlegges å skifte denne ut i løpet av utredningsperioden pga. tilstanden for de tre én-lederne og oljeanleggene i hver ende av dem.

I stedet for ny oljekabel vil man velge PEX-kabel, sannsynligvis med tverrsnitt 630 eller 875. Investeringskostnader er anslått til 70 mill. kr, og tiltaket antas å bli utført omkring 2033.

Det foreligger ikke noe alternativ 2 til denne utskiftingen. Teoretisk kunne man tenke seg et tre km langt luftspenn, men terrenget er for lavt på begge sider til at dette anses som et reelt alternativ.

#### **6.4.16 Svartisdal kraftverk**

Det foreligger planer om å bygge ut et vannkraftverk ved Svartisvatn i Rana, med installert effekt på 30 MW. Årlig energiproduksjon anslås til 90 GWh.

Kraftutbygger planlegger å konsesjonssøke og bygge en produksjonsradial på enten 22 kV eller 132 kV spenningsnivå (se figur 6.9), med tilknytning i Plurheia transformatorstasjon, jf. kap. 6.1.1.

Idriftsettelse er foreløpig estimert til 2027 eller 2028.







**Figur 6.9: Svartidal kraftverk med produksjonsradial til Plurheia trafostasjon.**  
(Kraftverket er vist med grønn sirkel og produksjonsradialen med grønn strek. Plurheia transformatorstasjon er vist med fylt rødt rektangel.)

#### 6.4.17 Sjonfjellet vindkraftverk

Sjonfjellet vindkraftverk er konsesjonssøkt tidligere, men behandlingen er stilt i bero. En ny aktør, *Njordr*, utreder nå området på nytt. Prosjektet vurderes derfor i denne KSU-utgaven til å være på utredningsstadiet (ikke konsesjonssøkt). Årsproduksjonen blir ifølge den nye aktøren på rundt 2,5 TWh, mens installert effekt antydes å bli 850 MW.

To andre aktører har tidligere vært inne i bildet ang. vindkraft på Sjonfjellet – *Nord-norsk Vindkraft AS* (konsesjonssøknaden ble trukket) og *Norsk Grønnkraft AS* (prosjektet er stilt i bero). I deres planer lå effekten på i området 300 – 440 MW, og årsproduksjonen varierte fra 0,95 til 1,3 TWh. Investeringskostnadene til Norsk Grønnkrafts prosjekt var anslått til 3,4 mrd. kr. Nettilknytningen var skissert å skje via en ny ca. 42 km lang 132 kV-linje til Rana stasjon.

Produksjonen er i utredningen inkludert i (kun) produksjonsprognose P3 (jf. kap. 5.1.2).





#### **6.4.18 Øvrige kraftverk på utredningsstadiet**

Foruten Svartisdal kraftverk, som er omtalt for seg i kap. 6.4.16 og Sjonfjellet vindkraftverk, omtalt i kap. 6.4.17 er det mange kraftverk i utredningsområdet som det er lansert planer om. For mange av prosjektene har det gått mange år uten noen aktivitet, og i årets KSU-utgave er derfor disse prosjektene delt inn i to grupper:

Den ene gruppen omfatter prosjekter som er lansert i løpet av de siste få årene, samt prosjekter som vil kunne tilknyttes via nettløsninger som kan bli utløst av andre, konsesjonsgitte prosjekter. Disse kraftverkene har til sammen en installert effekt på ca. 40 MW og en forventet årsproduksjon på ca. 124 GWh, og de er inkludert i produksjonsprognose P3.

Den andre gruppen består av alle andre kraftverksprosjekter som har vært lansert opp gjennom årene, inkludert en samling prosjekter som tidligere har vært foreslått innenfor området for forvaltningsplan Vefsna (vernet område). Disse kraftverkene har til sammen en installert effekt på ca. 192 MW og en årsproduksjon på ca. 609 GWh. Ingen av disse prosjektene er inkludert i noen av produksjonsprognosene.

#### **6.4.19 Ny transformator i Nesna**

På bakgrunn av industriplaner i Nesna kommune kan det bli aktuelt å skifte ut dagens transformator (132/22 kV) i Nesna transformatorstasjon til en større, f.eks. på 40 MVA. Investeringskostnader anslås til 10 mill. kr.



## 6.5 Øvrige prosjekter omtalt i forrige utredning

### 6.5.1 Merking av fjordspenn (kap. 6.1.4 i KSU 2020)

Lyssetting av master for merkespenn over Tosenfjorden er ikke fullført, men omtales ikke mer i kraftsystemutredningen da det anses som lite relevant for driften av nettet.

### 6.5.2 Vannkraftprosjekter Midtre Nordland (kap. 6.1.2 i KSU 2020)

Kraftverkene Smibelg og Storåvatn ligger i utredningsområde Midtre Nordland. Prosjektene har tidligere vært omtalt i KSU for Helgeland fordi det ble forventet at de i stor grad ville mate inn mot Helgeland. Kraftverkene er nå delvis idriftsatt, og driften av nettet har de siste årene vært slik at kraftverkene *ikke* har matet inn mot Helgeland. De anses dermed som mindre relevante for KSU for Helgeland, og den særskilte omtalen av dem tas dermed ut av utredningen.

### 6.5.3 Transformatorer Mo (kap. 6.4.3 i KSU 2020)

Omtalen av disse planlagte transformatorene er inkludert i kap. 6.3.4 og 6.3.5.



## 6.6 Sanering av bestående anlegg

### 6.6.1 Sanering av produksjonsanlegg

Det foreligger ingen konkrete planer for sanering av produksjonsanlegg tilknyttet regionalnett, bortsett fra at gamle anleggsdeler må antas å bli sanert ved rehabilitering av stasjoner, f.eks. i Grytåga og Rana kraftstasjon.

### 6.6.2 Sanering av nettanlegg

Følgende planer foreligger for sanering av nettanlegg i regionalnettet:

- 66 kV-forbindelse Drevvatn – Meisfjord (28 km), samt Meisfjord trafostasjon, i forbindelse med at det i stedet bygges 132 kV-nett, jf. kap. 6.2.1 og 6.2.2.
- 66 kV-forbindelse Drevvatn – Mosjøen (30,7 km), jf. kap. 6.4.7.
- 66 kV-forbindelse Trongsundet – Sømna (19 km), jf. kap. 6.4.6.

Utover disse konkrete planene kan man på lang sikt tenke seg sanering av enkelte av 132 kV-forbindelsene. Flere av disse er fra tiden før dagens transmisjonsnett var ferdig utbygget. Dersom man skulle ha bygd et 132 kV-nett i dag fra grunnen av, for å utføre samme funksjon som dagens nett, ville man på denne bakgrunn ganske sikkert ikke ha valgt dagens nettdesign. Dette betyr at ved fornying av dagens nett kan man ikke ukritisk reinvestere i dagens 132 kV-traséer.



## 7 Referanser

[1] **IEC 1597** (1995-05). Overhead electrical conductors – Calculation methods for stranded bare conductors.

[2] **Kraftsystemutredning for Helgeland 2022 – 2041 Grunnlagsrapport** (versjon unntatt offentligheten, jf. kap. 1.1).



## Vedlegg 1: Tiltaksoversikt

Kapittel	Prosjekter i utredningsområdet	Prosjekttype	Tiltak		Nettanlegg			Prod.anlegg			Antatt prod.		Mulig idriftsatt <sup>1)</sup>	Invest.-beløp <sup>2)</sup> (Mkr)
			Ny-bygging	Renov./Utsk.	Linje/kabel	Trafo-stasj.	Komp/filter	Vann-kraft	Vind-kraft	Annet kraft	Effekt (MW)	Energi (GWh/år)		
6.1 Pågående	Plurheia transformatorstasjon	Ny trafostasjon	x			x							2022	68
	Ny transformator ved MIP industrinett (Svabo)	Ny trafo	x			x							2022	41
	Øyfellet vindkraftverk	Vindkraft	x								400	1 360	2022	
	Fornyng av Grytåga kraftverk	Ombygg. kraftverk		x					x		12	5	2021	7
	Utvitdelser i Rana kraftverk	Ombygg. kraftverk		x					x		32	40	2025	
	Øvrige kraftverk under bygging	Vannkraft	x					x		2	6	2022	-	
6.2 Vedtatt / innvilget	Leirosen transformatorstasjon	Ombygg. trafost.		x		x							2024	45
	132 kV-nett, Leirosen - Meisfjord	Ombygg. linjenett		x	x								2026	40
	Meisfjord transformatorstasjon	Ny trafostasjon	x			x							2026	70
	132 kV-nett, Drevvatn - Leirosen	Ombygg. linjenett		x	x								2029	67
	Creep-prosjektet hos Alcoa Mosjøen	Ny trafost./nett	x		x	x							2023	500
	Krutåga og Mølnhusbekken kraftverk (Røssvatn)	Vannkraft	x						x		69	145		540
	132 kV nett for produksjon, Røssvatn	Nytt linjenett	x		x	x								140
	Øvrige konsesjonsgitte kraftverk	Vannkraft	x						x		60	174	-	-
	Utvitdelse av Kolsvik (pga. vindkraft fra Vikna)	Ombygg. trafost.		x		x							2028	
6.3 Konsesjonssøkt	Pålgarden transformatorstasjon og 132 kV kabler	Ny trafostasjon	x		x	x							2024	249
	Ny/oppgradert 132 kV-forbindelse Marka - Mosjøen	Ombygg. linjenett		x	x								2025	40
	Økt kapasitet fra transmisionssettet, Rana stasjon	Ny trafost./nett	x		x	x							2026	
	Økt kapasitet, MIP industrinett	Ny trafost./nett	x		x	x							2026	
	Installering av STATCOM for demping av flimmer	Ny STATCOM	x				x						2024	100 - 130
	Industri under Nedre Røssåga	Ny trafost./nett	x		x	x							2026	113
	Ombygging av luftledning Svabo - Storforshei	Ombygg. linjenett		x	x								2023	
	Ranosen transformatorstasjon	Ny trafostasjon	x			x							2026	96
	Strendene transformatorstasjon, med 132 kV-forbindelse	Ny trafostasjon	x		x	x							2027	192
	Konsesjonssøkte kraftverk	Vannkraft	x						x		2	7	-	-
6.4 Utredningsstadiet	Forsyning av industriområde, Holandsvika	Ny trafost./nett	x		x	x								
	132 kV-nett og transformatorstasjon, Vevelstad	Ny trafostasjon	x		x	x								
	Mulig 132 kV-nett til Toft i Brønnøy	Ny trafostasjon	x		x	x								
	Del-elektrifisering av Nordlandsbanen	Ny trafostasjon	x			x							2032	
	Eventuell 420 kV-forsyning til hydrogenfabrikk, Hemnes	Nytt linjenett	x		x	x								
	Ombygging av Trongundet - Sømna til 132 kV	Ny trafost./nett		x	x								2029	110
	Ombygging av Drevvatn - Holandsvika Mosjøen til 132 kV	Ombygg. linjenett		x	x								2031	145
	Ny forbindelse, Strendene - Meisfjord	Nytt linjenett	x		x								2032	103
	Ny transformatorstasjon i Sjøna	Ny trafostasjon	x			x							2034	50
	Mulig ny forbindelse Langvatn - Rana	Nytt linjenett	x		x								2038	75
	132/22 transformering, Rana	Ny trafo	x			x							2027	10
	Utvitdelser av regionalnettet i Mosjøen	Nytt linjenett	x		x								2037	110
	Ny spole i 132 kV-nettet	Ny spole		x		x							2030	7
	Ny transformatorstasjon i Trofors-området	Ny trafostasjon	x			x							2037	65
	Rehabilitering av sjøkabel Nesna - Levang	Ny sjøkabel		x	x								2033	70
	Svartisdal kraftverk	Vannkraft	x						x		30	90	2028	
	Sjøfjellet vindkraftverk	Vindkraft	x							x	850	2 500	2032	190
Øvrige kraftverk på utredningsstadiet	Vannkraft	x						x		40	124	-	-	
	Nesna transformatorstasjon	Ny trafo		x		x							2026	10

1) Årstall for idriftssettelse er omtrentlige estimater.

2) Investeringene gjelder regionalnett, og inkluderer altså ikke nettkostnader på øvrige nettnivåer eller kraftverkskostnader. Beløpene er verken diskontert til nåtidspunktet eller inflasjonsjustert, men referert direkte til investeringsåret. Det betyr at kostnadene for de ulike prosjektene ikke er direkte sammenlignbare. Noen av prosjektene strekker seg dessuten over flere år.

For noen av prosjektene er investeringskostnadene noen år gamle, og derfor ikke helt ajour. Sjekk utredningen for detaljer om dette.

**NB:** Produksjonstallene som er oppgitt i konkrete prosjekter refererer kun til de av kraftverkene som har samme status som kapitlet de er plassert i.

## Vedlegg 2. Vurdering av regionalnettskapasitet mhp. ny produksjon pr. kommune

### Fargekoder:

	Kapasitet
	Noe kapasitet
	Ingen kapasitet

(Hvit: Ikke potensial for ny småkraft)

Kommune	Småkraft-potensial (MW) *	Status	Kommentar
Bindal	0,0		
Sømna	0,0		
Brønnøy	14,0		Flaskehals mot transmisjonsnett
Vevelstad	0,0		
Alstahaug	0,0		
Leirfjord	4,3		Begrensninger i enkelte tidsperioder
Vefsn	24,9		Begrensninger enkelte steder
Grane	0,0		
Hattfjelldal	0,0		Evt. realisering av potensial i P3 krever bygging av nytt nett
Dønna	0,0		
Nesna	0,0		
Hemnes	20,5		Begrensninger i enkelte tidsperioder
Rana	17,8		Begrensninger i enkelte tidsperioder

\*) Alle tall i hht. prognose P2, jfr. kap. 5.1.2.

Hattfjelldal har et potensial som ikke inngår i produksjonsprognose P2.

Fargen er derfor satt til noe annet enn hvit for denne kommunen.