



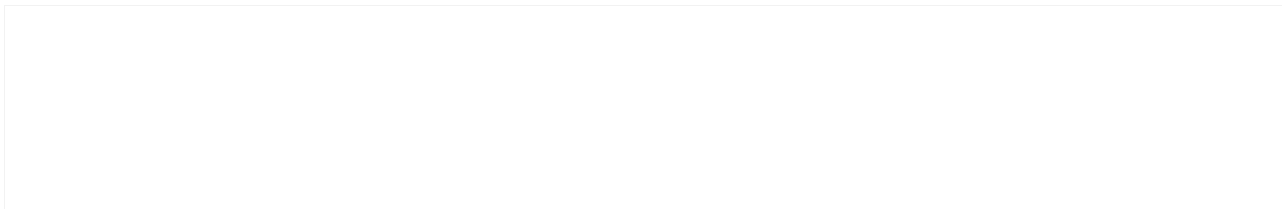
**Energi og nettkapasitet i Nordland**

**Nordland fylkeskommune**  
september, 2017

THEMA Rapport 2017- 13

**Om prosjektet****Om rapporten**

Prosjektnummer:	NFK 17-04	Rapportnavn:	Energi og nettkapasitet i Nordland
Prosjektnavn:	Energistatus Nordland	Rapportnummer:	2016201620162016-13
Oppdragsgiver:	Nordland fylkeskommune	ISBN-nummer	978-82-8368-011-9
Prosjektleder:	Kristine Fiksen	Tilgjengelighet:	Offentlig
Prosjektdeltakere:	Adrian Mekki Christoffer Noreng Therese B. Lossius Eivind Magnus	Ferdigstilt:	11. September 2017

**Om THEMA Consulting Group**

Øvre Vollgate 6  
0158 Oslo, Norway  
Foretaksnummer: NO 895 144 932  
[www.thema.no](http://www.thema.no)

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring, og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi, teknologi og juss.

**Disclaimer**

Hvis ikke beskrevet ellers, er informasjon og anbefalinger i denne rapporten basert på offentlig tilgjengelig informasjon. Visse uttalelser i rapporten kan være uttalelser om fremtidige forventninger og andre fremtidsrettede uttalelser som er basert på THEMA Consulting Group AS (THEMA) sitt nåværende syn, modellering og antagelser og involverer kjente og ukjente risikoer og usikkerheter som kan forårsake at faktiske resultater, ytelser eller hendelser kan avvike vesentlig fra de som er uttrykt eller antydnet i slike uttalelser. Enhver handling som gjennomføres på bakgrunn av vår rapport foretas på eget ansvar. Kunden har rett til å benytte informasjonen i denne rapporten i sin virksomhet, i samsvar med forretningsvilkårene i vårt engasjementsbrev. Rapporten og/eller informasjon fra rapporten skal ikke benyttes for andre formål eller distribueres til andre uten skriftlig samtykke fra THEMA. THEMA påtar seg ikke ansvar for eventuelle tap for Kunden eller en tredjepart som følge av rapporten eller noe utkast til rapport, distribueres, reproduseres eller brukes i strid med bestemmelsene i vårt engasjementsbrev med Kunden. THEMA beholder opphavsrett og alle andre immaterielle rettigheter til ideer, konsepter, modeller, informasjon og "know-how" som er utviklet i forbindelse med vårt arbeid.

## INNHold

1	INNLEDNING OG BAKGRUNN .....	4
1.1	Om prosjektet .....	4
1.2	Nordland er et av Norges største kraftfylker .....	4
1.3	Nordland er et industrifylke med høyt kraftforbruk .....	5
1.4	Nordland har et betydelig kraftoverskudd .....	6
1.5	Metode og datagrunnlag .....	7
2	OVERORDNEDE TRENDER PÅ ENERGIOMRÅDET .....	9
2.1	Elektrisk kraft og oljeprodukter dominerer det norske energiforbruket .....	9
2.2	Klimaproblemet må løses og klimakonsekvenser håndteres .....	10
2.3	Økt kraftetterspørsel til tross for energieffektivisering .....	11
2.4	Teknologisk utvikling gir nye muligheter og utfordringer for bransjen .....	12
2.5	Lave energipriser og subsidier til ny kraftproduksjon de neste 10 årene? ..	15
2.6	Store investeringer på alle nettnivå .....	15
2.7	Regulatorisk mer komplekst og tettere integrasjon med Norden og EU ....	16
3	ENERGIFORBRUKET I NORDLAND – STATUS OG UTVIKLING .....	18
3.1	Elektrisk kraft dominerer, men også mye bruk av fossil energi .....	18
3.2	Høyt og økende forbruk av elektrisk kraft .....	19
3.3	Andelen fjernvarme er lav, men veksten høy .....	21
3.4	Stabilt og relativt høyt forbruk av ved, foreløpig begrenset biogassforbruk	22
3.5	Nedadgående trend på bruk av fossil energi .....	24
3.6	Etterspørsel etter elektrisk kraft øker og erstatter fossil energi .....	36
4	ENERGIPRODUKSJON – STATUS OG UTVIKLING .....	40
4.1	Stort volum kraftproduksjon i hele fylket, minst i nord .....	40
4.2	Stort potensial for ny produksjon, men usikker lønnsomhet .....	41
4.3	Scenarier for energiproduksjon 2017- 2035 .....	44
5	KRAFTNETTET - STATUS OG UTVIKLING .....	46
5.1	Kapasitetsbegrensninger reduseres i Regionalnettet .....	46
5.2	Sentralnettet vil fortsatt være begrensende for stort volum ny produksjon	53
6	MULIGHETER OG UTFORDRINGER I ENERGISYSTEMET I NORDLAND .....	56
6.1	Stort potensial for ny kraftproduksjon begrenses av nett .....	56
6.2	Flaskehals er negativt for kraftprodusenter, positivt for industri .....	56
6.3	Hydrogen en ny mulighet på sikt? .....	60
	REFERANSER .....	61
	VEDLEGG .....	63

## SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER

I dette prosjektet for Nordland fylkeskommune gir vi en oversikt over dagens energibruk, kraftproduksjon og kraftnettet i fylket i dag og utvikling fram mot 2035. Rapporten skal danne grunnlag for det videre energi- og klimaarbeid i fylket. Tall i rapporten er basert på en rekke nasjonale og regionale dokumenter og THEMA's egne rapporter og modeller.

### *Klimautfordringen og teknologiutvikling er drivere på energiområdet*

Utviklingen på energiområdet vil bli sterkt preget av innsatsen for å redusere globale klimagassutslipp. De fleste land vil starte innsatsen med å redusere klimaavtrykket fra kraftsektoren, men denne sektoren er allerede utslippsfri i Norge siden nesten all kraft produseres fra fornybare kilder her til lands. Utfasing av fossil energibruk i transport vil derfor bli et av de viktigste tiltakene for utslippskutt i Norge. Elektrifisering av transportsektoren, mulig økt bruk av hydrogen og utfasing av oljekjeler vil sammen med befolkningsvekst føre til økt etterspørsel etter kraft fram til 2030. Deretter vil energieffektivisering bidra til en utflating og reduksjon av energietterspørselen dersom ikke den industrielle aktiviteten øker.

Samtidig med, og til dels drevet av den politiske innsatsen mot global oppvarming, foregår det en hurtig teknologisk utvikling i det globale energisystemet. Økende digitalisering, fallende produksjonskostnader fra fornybare energikilder og energieffektiviseringstiltak, og tettere integrasjon av nasjonale energisystemer gjør at nasjonale myndigheter har stadig flere og billigere tiltak å velge mellom for å nå overordnede målsetninger. På kort sikt vil det uansett være behov for store investeringer i kraftnettet på grunn av alder og tilstand i nettet, men ny teknologi kan i noen grad bidra til å utsette eller redusere disse investeringene.

### *Nordland er et kraftfylke med mye industri*

Nordland har svært mye kraftproduksjon, noe som har gitt grunnlag for mye kraftintensiv industri. Industrien står for omtrent halvparten av kraftetterspørselen og er lokalisert på Helgeland og i Midtre Nordland. Til tross for et høyt forbruk av kraft i industrien, eksporteres mye kraft ut av fylket. Forbruket av andre energibærere utgjør en mindre andel av det samlede energiforbruket. Det er forventet en viss økning i kraftetterspørselen, avhengig av hvordan etterspørselen fra industri, petroleumsvirksomhet og i noen grad transport utvikler seg. Våre to scenarier gir en økning i kraftforbruket på litt under 5 og 33 prosent. I scenarieret med sterk forbruksøkning, ligger mesteparten av økningen på Helgeland (industri) og Nordre Nordland (petroleumsvirksomhet). Det kan også bli en stor prosentvis økning i fjernvarme, men fra et lavt nivå. Både vedforbruk og andelen varmpumper er høyere i Nordland enn i resten av landet, og her forventer vi en stabil utvikling.

### *Endringene blir størst på transportområdet*

Den største endringen i energietterspørselen forventes i transportsektoren der energieffektiviteten øker og fossil energi i økende grad vil erstattes av elektrisitet, hydrogen og bioenergi til veitransport, ferger, hurtigbåter og tog. I tillegg vil biojetfuel innføres delvis i flytransport og landstrøm vil bli mer utbredt i de store havnene. Vi har lagt til grunn en stor økning i transportmengden i Nordland i tråd med framskrivingene i nasjonal transportplan og tidligere analyser. Den største transportmengden er ventet innen skipstrafikk, men dette vil delvis avhenge av utviklingen i petroleumssektoren. Likevel kan bruken av energibruken i transportsektoren reduseres med 4-16 prosent i 2035 avhengig av scenario.

### *Stort potensiale for ny kraftproduksjon, men kun en andel vil bli realisert*

Kraftproduksjonen i Nordland består hovedsakelig av storskala vannkraft med flerårsmagasiner og det meste er lokalisert på Helgeland og i Midtre Nordland. Potensialet for ny vannkraft er på 1 300 GWh, tilsvarende nesten ca. 8 prosent av eksisterende vannkraftproduksjon i fylket. 300 GWh av dette er under utbygging. Det meste av vannkraftpotensialet er småkraft og lokalisert på Helgeland eller i Midtre Nordland. Potensialet for ny vindkraft er betydelig større, ca. 3 000 GWh ny produksjon har fått eller er i konsesjonsprosess, og 420 GWh er under utbygging i Midtre og Nordre Nordland.

Det meste av vindkraftpotensialet er imidlertid på Helgeland med prosjekter tilsvarende 2 000 GWh som har fått eller søkt konsesjon. Det samlede volumet som er under bygging er 720 GWh, og vi ser det som mulig å realisere maksimalt 1000 GWh i tillegg til dette innen 2022.

#### *Svak lønnsomhet og kapasitet i sentralnettet begrenser utbygging av ny kraft*

Det er lite sannsynlig at hele utbyggingspotensialet blir realisert innen 2035. Lønnsomheten på kort sikt er presset på grunn av lave kraftpriser og et lavt prisnivå på elsertifikater. Produsentene betaler en høyere nettleie enn andre steder i landet. Høyere kraftpriser etter 2025 i kombinasjon med lavere utbyggingskostnader kan gi investeringer i økt produksjonskapasitet i størrelsesorden 500-2100 GWh fra 2023 til 2035.

Det gjennomføres store nettinvesteringer på alle nettnivå i Nordland, både for å bedre forsyningssikkerheten, legge til rette for ny produksjon og erstatte nett som har blitt for gammelt og dårlig (reinvesteringer). De fleste begrensningene for ny produksjon i regionalnettet vil fjernes ved investeringer i løpet av de neste fem årene, men om det bygges mye ny produksjon kan det oppstå nye flaskehalsene og kapasitetsutfordringer. Den største begrensningen for ny kraftproduksjon framover vil trolig oppstå i sentralnettet. Dette til tross for at det skjer historisk store investeringer i sentralnettet og at flere store prosjekter i fylket allerede er gjennomført. Økt kapasitet i sentralnettet ut av Nordland vil kreve svært store investeringer og må skje delvis i samarbeid med svensk og finsk sentralnettutvikling. Økt forbruk og flytbasert markeds kobling kan gi økt rom for ny produksjon uten nettinvesteringer.

#### *Flaskehalsene er en ulempe for kraftprodusentene og en fordel for industrien*

Flaskehalsene mot sør og vest gir muligheter for storskala forbruk som får innestengt kraft og fratrukk på nettleien i form av negative marginaltapssatser. Utfordringene er motsatt for kraftprodusenter som får lavere kraftpris, særlig den uregulerte kraften, og et marginaltapstillegg i nettleien. Etablering av nye store forbrukere nær kraftproduksjonssentre vil gi en dobbel gevinst: ringvirkninger fra ny industri og i tillegg økt mulighet til å etablere mer ny kraftproduksjon. Økt elektrifisering i transport kan gi noe økt forbruk, særlig kan hydrogen bli aktuelt for skip, tog og tungtransport i et fylke med lange transportavstander og rikelig med mulighet til lokal produksjon via elektrolyse. Om omlegging av transportsektoren gir et internasjonalt marked for hydrogen, vil Nordland ha mulighet til å ta en posisjon her, men det vil uansett ligge noen år fram i tid.

# 1 INNLEDNING OG BAKGRUNN

I dette prosjektet for Nordland fylkeskommune gir vi en oversikt over dagens energibruk, kraftproduksjon og kraftnettet i fylket i dag og utvikling fram mot 2035. Nordland har svært stor kraftproduksjon noe som har gitt grunnlag for mye kraftintensiv industri. Til tross for et høyt forbruk av kraft i industrien, eksporteres mye kraft ut av fylket. Forbruket av andre energibærere utgjør en liten andel av det samlede energiforbruket siden det i stor grad avhenger av antall innbyggere, særlig innen transport. Rapporten skal danne grunnlag for det videre energi- og klimaarbeid i fylket. Tall i rapporten er basert på en rekke nasjonale og regionale dokumenter og THEMA's egne rapporter og modeller.

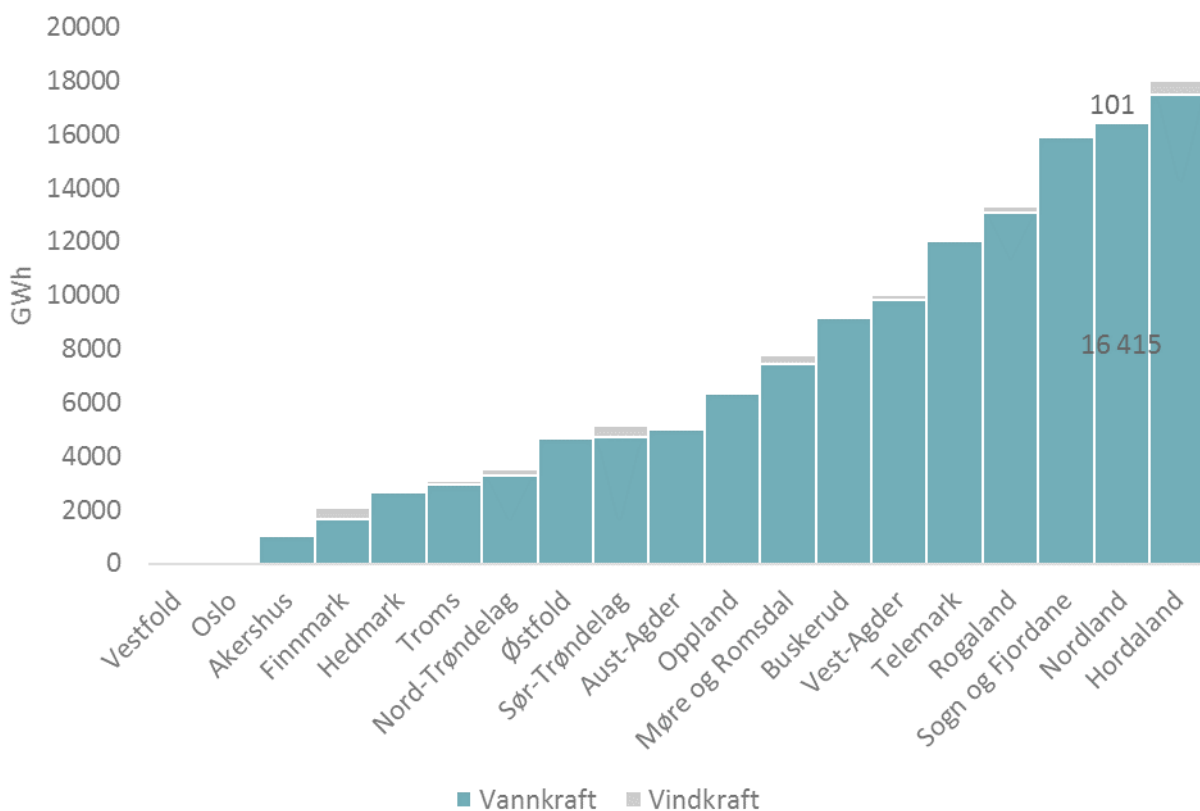
## 1.1 Om prosjektet

Denne rapporten skal gi Nordland Fylkeskommune oppdatert kunnskap om kraftnettet og energisituasjonen i fylket og skal brukes i revisjonen av «Regional Plan om små vannkraftverk i Nordland» og «Fylkesdelplan - Klimautfordringene i Nordland».

## 1.2 Nordland er et av Norges største kraftfylker

Nordland er et av Norges viktigste kraftfylker. Figur 1 viser forventet årsproduksjon fra utbygd vind- og vannkraft pr. fylke i Norge i 2017. Nordland har 16 400 GWh vannkraft og litt over 100 GWh vindkraft og er dermed kun overgått av Hordaland som kraftfylke.

**Figur 1: Middelfroduksjon av elektrisk kraft pr. fylke og teknologi i Norge pr. august 2017. GWh.**



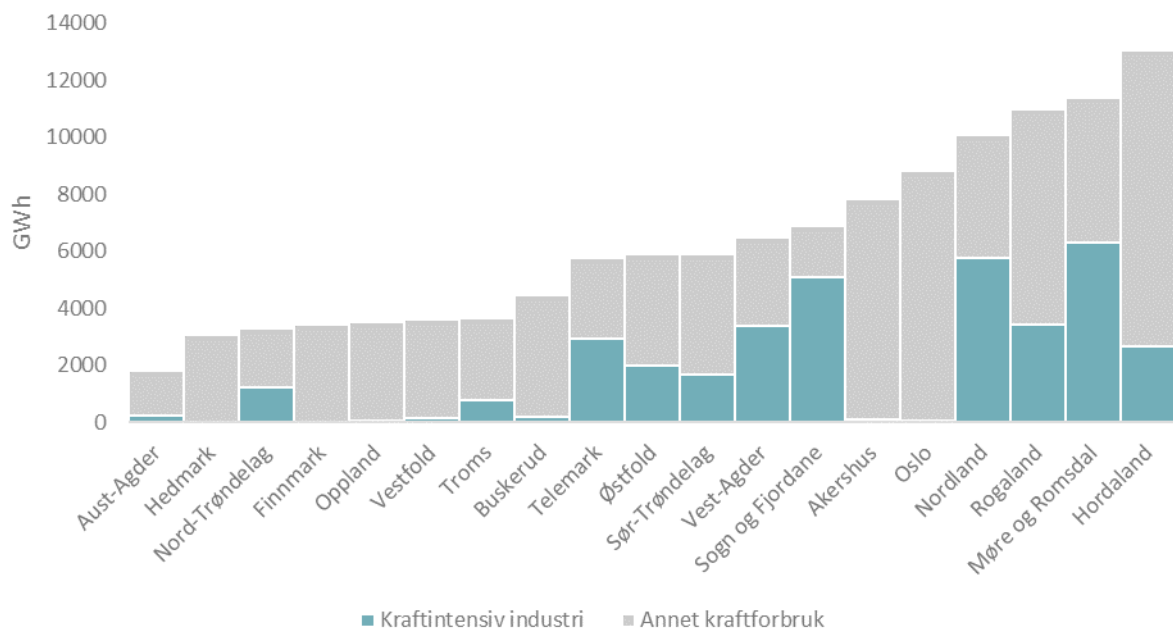
Kilde: NVEs vann- og vindkraftdatabaser pr. august 2017, The-MA model.

### 1.3 Nordland er et industrifylke med høyt kraftforbruk

De to viktigste energikildene i Nordland er elektrisk kraft og petroleumsprodukter som står for henholdsvis 60 prosent og 23 prosent av det samlede energiforbruket i fylket. Fjernvarme, ved og varmepumper (7 prosent) samt fossile brenslere i industrien (6,4 prosent) utgjør mesteparten av det resterende forbruket.

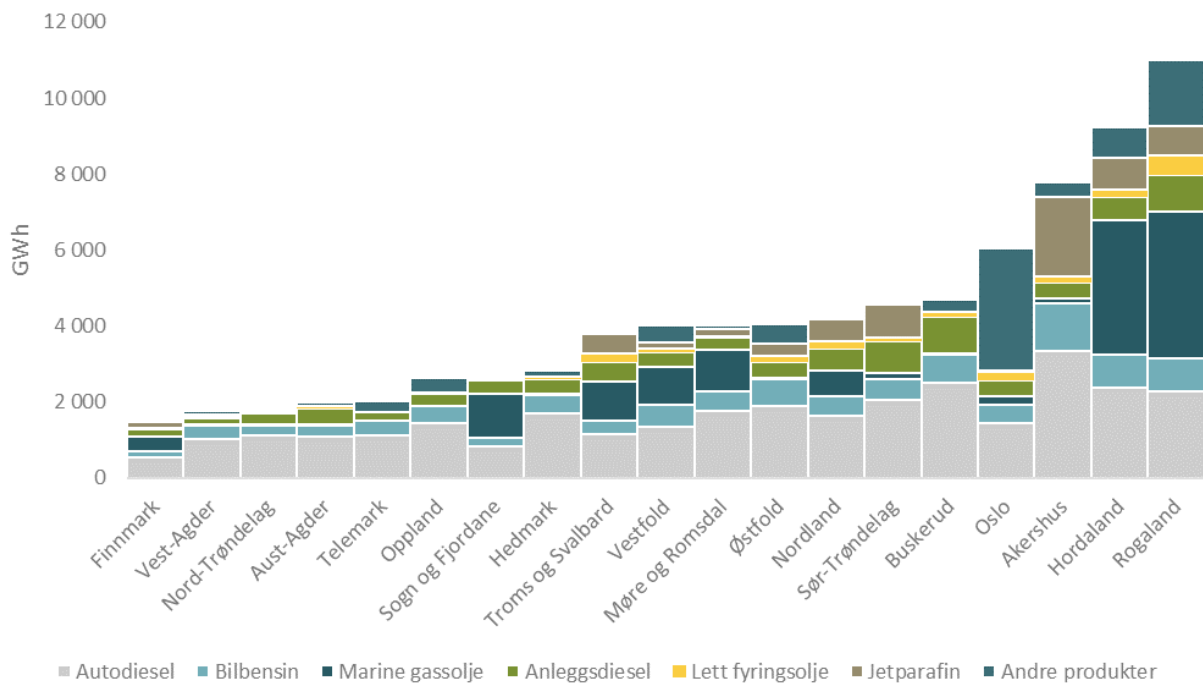
De store kraftressursene i Nordland har gitt et godt grunnlag for kraftintensiv industri som står for over halvparten av det samlede kraftforbruket i fylket. Den kraftintensive industrien gjør Nordland til et av fylkene i Norge med høyest samlet kraftforbruk. Som illustrert i Figur 2 er det bare Møre og Romsdal som har et høyere forbruk i kraftintensiv industri, og kun Hordaland, Møre og Romsdal og Rogaland som har et høyere samlet kraftforbruk enn Nordland.

**Figur 2: Årlig nettoforbruk av kraft pr. fylke i 2015 fordelt på kraftintensiv industri og annet forbruk. GWh.**



Kilde: SSB tabell 08312

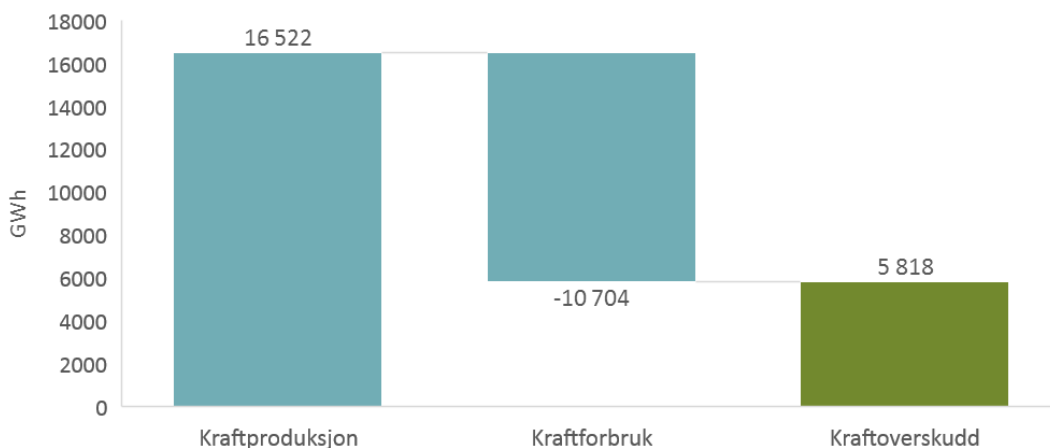
Nest etter elektrisitet er det petroleumsprodukter brukt i transportsektoren som er den viktigste energikilden. Det ble omsatt omkring 4 200 GWh petroleumsprodukter i Nordland i 2016, hvorav diesel og bensin til veitransport utgjorde litt over halvparten. Figur 3 viser salg av petroleumsprodukter pr. fylke i Norge i 2016.

**Figur 3: Salg av petroleumprodukter pr. fylke i Norge i 2016. GWh**

Kilde: SSB tabell 11185

#### 1.4 Nordland har et betydelig kraftoverskudd

Figur 4 viser forventet produksjon<sup>1</sup> og forbruk av kraft i Nordland fylke i 2017. Som figuren viser, ligger kraftoverskuddet i Nordland på omkring 5 800 GWh. Til sammenligning oppgir SSB det samlede kraftforbruket til industri og bergverksdrift i Nordland til omkring 6 400 GWh i 2015. Overskuddet vil være nok til å dekke strømforbruk et til omtrent 340 000 norske husholdninger<sup>2</sup>.

**Figur 4: Kraftproduksjon, -forbruk og overskudd 2017. GWh**

Kilder: Regionale kraftsystemutredninger for Helgeland, Midtre Nordland og Nordre Nordland, NVE, The-MA Model.

<sup>1</sup> Produksjon av kraft varierer fra år til år som følge av blant annet nedbørmønster, temperatur og forbruk. Med *forventet produksjon* menes derfor her den gjennomsnittlige produksjonen pr. år over en tiårsperiode.

<sup>2</sup> I SSB sin kildetabell 10950 vises energiforbruket til norske husholdninger 2001-2014. Snittet av høyeste og laveste årsforbruk pr. husholdning 2010-2014 gir omkring 17 000 kWh pr. år pr. husholdning.



## 1.5 Metode og datagrunnlag

Denne rapporten sammenstiller informasjon og data knyttet til status og fremtidig utvikling av forbruk og produksjon av energi i Nordland fra en rekke ulike kilder. Den underliggende informasjonen varierer med hensyn til kvalitet og graden av sikkerhet i anslagene. En oppsummering av de viktigste informasjonskildene og en enkelt vurdering av kvaliteten på dataene kan sees i Tabell 1. Det er inndelt i tre kvalitetskategorier der 1 er data med stor grad av nøyaktighet, 2 er knyttet til en del usikkerhet og 3 indikerer at tallene må ansees for å være nokså usikre.

**Tabell 1: Oversikt over kildematerialer og datakvalitet**

Dataområde	Kilder	Kvalitetsgrad
Forbruk av elektrisitet	RKSU, SSB	1
Produksjon av elektrisitet	RKSU, SSB, NVE, The- MA	1
Fjernvarme	Samlet tall fra enkeltbedrifter	1
Bensin/Diesel - Veitransport	SSB (Salgstall)	2
Drivstoff båt/fly	SSB (Salgstall)	2
Fast brensel/Kull	Industri (RKSU + intervjuer)	2
Anleggsdiesel	SSB (Salgstall)	2
Lett fyringsolje og andre oljeprodukter	SSB (Salgstall)	2
Varmepumper i husholdninger	SSB + NVE	3
Ved	SSB	3
Gass	Industri (RKSU + Intervjuer)	3
Industriforbruk av avfall, bio- og fossile brensler	Industri (RKSU + datainnsamling)	3

Framskrivning av forbruk og produksjon fra 2017 til 2035 bygger på en kombinasjon av framskrivinger fra de regionale kraftsystemutredningene, nasjonale utviklingstrender og egne estimater på utvikling transportsektoren og kraftproduksjon. Detaljene knyttet til framskrivinger framgår under hvert kapittel.

Nordland deles inn i tre områder når vi snakker om produksjon og forbruk av kraft samt kraftnettet. Disse tre områdene er Helgeland, Midtre Nordland og Nordre Nordland. Kommuneinndeling og folketall er illustrert i Figur 5.

**Figur 5: Kommuner som inngår i Helgeland (Blå), Midtre Nordland (Grønn) og Nordre Nordland (Gul) med folketall.**



## 2 OVERORDNEDE TRENDER PÅ ENERGIOMRÅDET

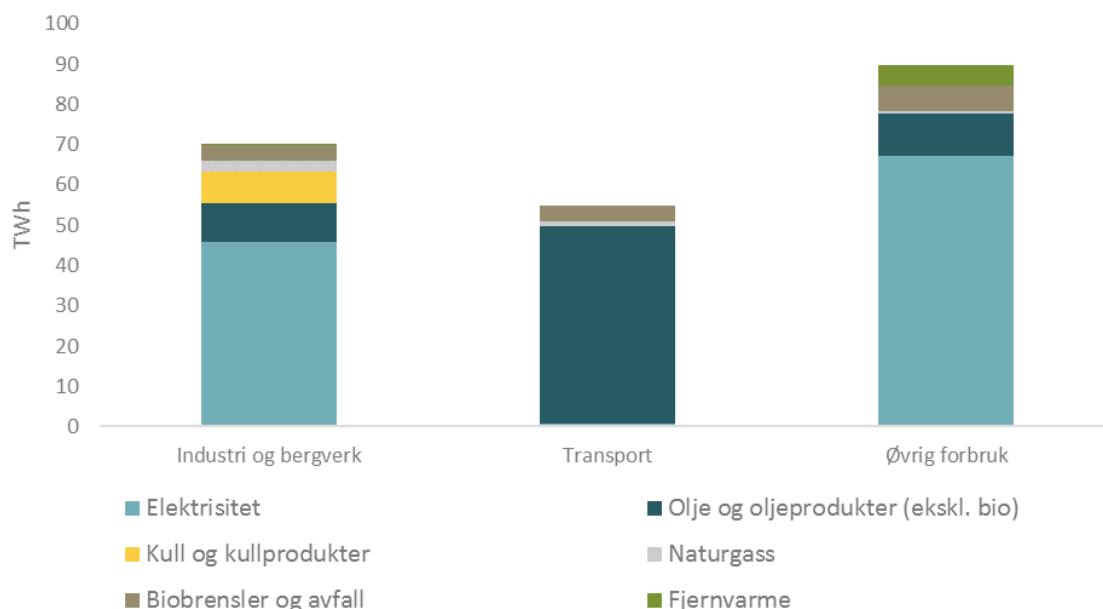
Utviklingen på energiområdet vil bli sterkt preget av innsatsen for å redusere globale klimagassutslipp. De fleste land søker å redusere klimaavtrykket fra kraftsektoren, men den norske kraftsektoren er allerede utslippsfri ettersom nesten all kraft produseres fra fornybare kilder her til lands. Utfasing av fossil energibruk i transport blir derfor et av de viktigste tiltakene for utslippskutt i Norge. Elektrifisering av transport, mulig økt bruk av hydrogen og utfasing av oljekjeler vil sammen med befolkningsvekst øke etterspørsel etter kraft fram til 2030. Deretter vil energieffektivisering bidra til en utflating og reduksjon av energietterspørselen dersom ikke den industrielle aktiviteten øker.

Samtidig med, og til dels drevet av den politiske innsatsen mot global oppvarming, foregår det en hurtig teknologisk utvikling i det globale energisystemet. Økende digitalisering av energisystemet, fallende produksjonskostnader fra fornybare energikilder og energi-effektiviseringstiltak og tettere integrasjon av nasjonale energisystemer gjør at nasjonale myndigheter har stadig flere og billigere tiltak å velge mellom for å nå overordnede målsetninger. På kort sikt er det uansett behov for store investeringer i kraftnettet på grunn av alder og tilstand i nettet, men ny teknologi kan i noen grad bidra til å utsette eller redusere disse investeringene.

### 2.1 Elektrisk kraft og oljeprodukter dominerer det norske energiforbruket

Figur 6 viser energiforbruket fordelt på ulike energibærere for industri, transport og øvrig forbruk. Mens elektrisk kraft står for brotparten av forbruket innen industri og øvrig forbruk, er det olje og oljeprodukter som står for nesten hele energiforbruket i transportsektoren.

**Figur 6: Energiforbruk pr. sektor i Norge 2016**



Kilde: SSB Tabell 11561

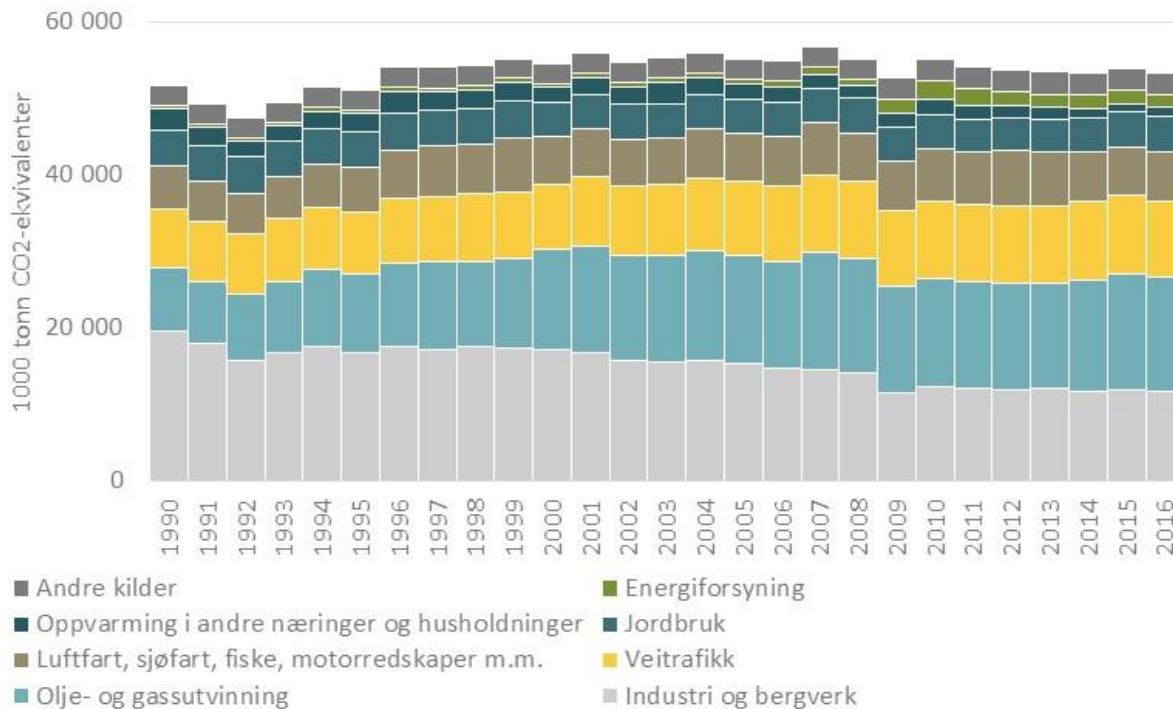
Som det fremgår av Figur 6, er de to viktigste energikildene i Norge elektrisk kraft (52 prosent) og petroleumsprodukter (33 prosent). Av petroleumsproduktene går omtrent 75 prosent til transportsektoren. Det totale energiforbruket har økt noe fra 208 TWh i 2009 til 212,5 TWh i 2015. Fordelingen mellom energikilder har vært relativt stabil i perioden. Andelen elektrisk kraft, fjernvarme, gass og kull har likevel økt noe over perioden, mens andelen oljeprodukter, biobrensel og avfall har falt.

## 2.2 Klimaproblemet må løses og klimakonsekvenser håndteres

En stadig mer ambisiøs klimapolitikk på globalt, europeisk og nasjonalt nivå får økende betydning for det norske energisystemet. Norges forpliktelse i Paris-avtalen innebærer en utslippsreduksjon på 40 prosent sammenlignet med 1990-nivået.

Figur 7 viser utviklingen i norske klimagassutslipp fra 1990 til 2016. Samlet over perioden har norske utslipp økt med 3,3 prosent tilsvarende 1,7 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter. Mens det på landsbasis har vært en nedgang i utslippene i industrien, har de økt innen veitransport og olje- og gassutvinningen.

**Figur 7: Norske klimagassutslipp pr. sektor 1990-2016**



Kilde: SSB tabell 08940

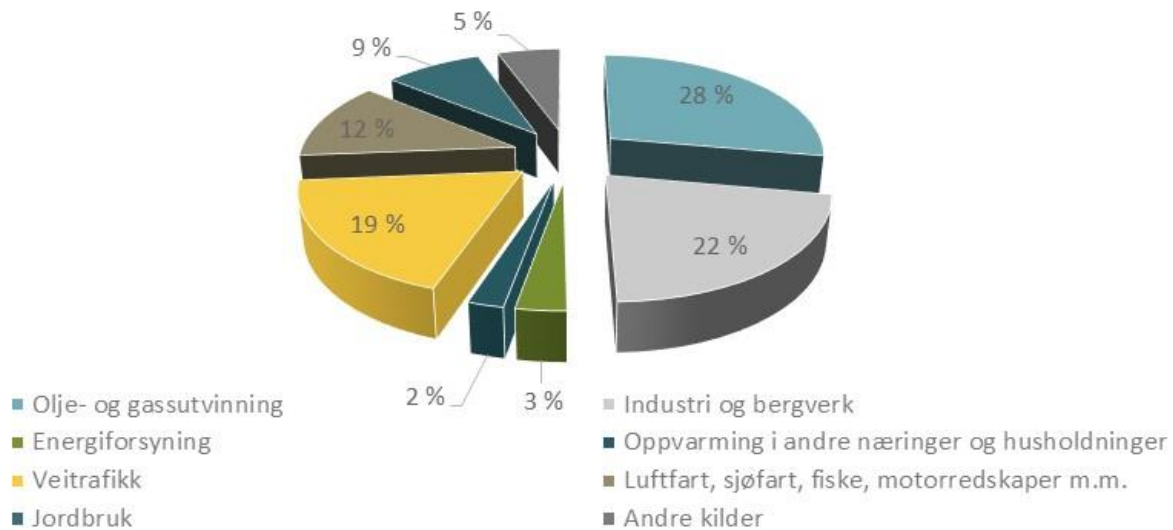
I Klimameldingen som ble lagt frem i juni 2017, sier Regjeringen at de forventer et krav om en 40 prosent reduksjon av klimagassutslipp utenom industrien i 2030 sammenlignet med 2005. Regjeringen sier også at de ønsker at omkring 2/3 av disse utslippsreduksjonene skal skje i Norge.

Utslippsreduksjoner fra transport vil være det viktigste tiltaket i Norge og vil delvis skje gjennom elektrifisering av personbiler, ferger og busser, økt innfasing av biodrivstoff og mer effektive konvensjonelle kjøretøy. I forbindelse med energimeldingen satte Regjeringen et arbeidsmål om 35-40 prosent reduksjon i utslipp fra transportsektoren i 2030 sammenlignet med 2005<sup>3</sup>.

I tillegg skal alle oljekjeler i bygg fases ut innen 2020 og vil trolig erstattes av fjernvarme, elektrokjeler og varmpumper. Mens det er vanlig å benytte naturgass til oppvarming og matlaging i mange EU-land, brukes stort sett strøm fra fornybar vann- og vindkraft i Norge. Det høye elforbruket begrenser mulighetene for utslippsreduksjoner innen bygningsmassen og gjør at transportsektoren blir den sentrale sektoren for utslippskutt i Norge.

Som det fremgår av Figur 8, utgjorde utslipp fra veitransport nær 20 prosent av Norges samlede utslipp, mens annen transport i form av luftfart, sjøfart, fiske og motorredskaper utgjør ytterligere 12 prosent.

<sup>3</sup> Meld.St.41 (2016.2017): <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/slik-skal-norge-na-klimamalene-for-2030/id2557549/>

**Figur 8: Norske klimagassutslipp fordelt på sektorer (2016)**

Kilde: SSB tabell 08940

### 2.3 Økt kraftetterspørsel til tross for energieffektivisering

Ambisiøse klimamål og krav til utslippsreduksjoner tilsier at energiintensiteten i all økonomisk aktivitet må bli lavere, og at energibruken må baseres på fornybare kilder. Konvertering til elektrisitet som energikilde er et viktig virkemiddel for både energieffektivisering og utslippsreduksjoner i mange ulike forbruksgrupper som transport og i industrien. Driverne for økninger i elforbruket er knyttet til befolkningsvekst, konvertering fra fossil oppvarming til elektrisitet og økt bruk av elektrisk transport.

I NVEs beregninger av samlet elektrisitetsforbruk i Norge fram mot 2030, forventer de en samlet økning i forbruket fra 130 i 2012 til 143 TWh i 2030, det meste fra bygninger og elektrifisering av transport.

**Tabell 2: NVEs estimat på endringer i strømforbruket i alminnelig forsyning til 2030 (TWh)**

	2012	2030	Endring
Sum bygninger	65,6	69,3	3,7
Transport	0,7	3,0	2,3
Andre – fjernvarme og infrastruktur	3,0	3,5	0,5
Sum	69,3	75,8	6,5

Kilde: NVE (2016 b)

#### 2.3.1 Etterspørsel etter strøm til transport vil øke

Elektrifisering av transport vil øke etterspørselen etter elektrisitet både før og etter 2030. Etter 2025 er det ikke usannsynlig at hydrogenkjøretøy vil spille en større rolle. I perioden fram til 2030, vil det imidlertid være elektrifisering og økt bruk av biodrivstoff (inkl. biogass) som er mest realistisk.

Økningen vil i første omgang være drevet av en overgang til el- og hydrogenbiler i personbil-segmentet, men vi vil trolig også se en tilsvarende utvikling for ferger, busser, lastebiler, skip og tog. Elbusser og elektriske ferger har så vidt blitt tatt i bruk, og det er flere tilbud og planer der strøm skal erstatte fossile kjøretøy og ferger. Det finnes personbiler på markedet som går på hydrogen, men de produseres i et lavt antall og er kostbare.

Elektriske motorer er svært energieffektive, og konvertering til elektriske framkomstmidler gir derfor en stor energieffektiviseringsgevinst. Hydrogen vil ha en energieffektivitet på linje med dagens kjøretøy.

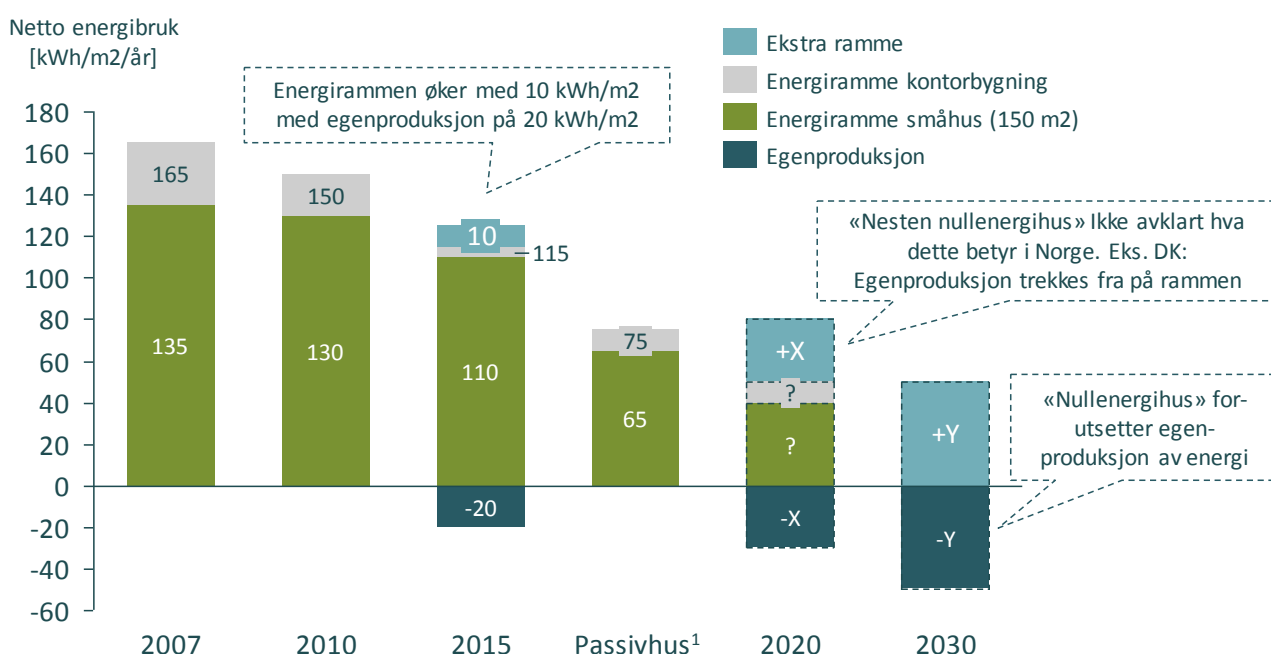
### 2.3.2 Bygninger blir mer energieffektive, men det tar tid før virkningene slår inn

Energirammen definerer øvre grense for antatt forbruk i nye bygg, og denne rammen vil skjerpes gradvis. Ulike typer bygg har forskjellige energirammer og kontorbygg har noe høyere rammen enn småhus som vist i Figur 9 under.

Energikravene ble strammet inn i 2015 (med virkning fra 1. januar 2017) som en oppfølging av klimaforliket fra 2012 hvor det heter: "Skjerpe energikravene i byggteknisk forskrift til passivhusnivå i 2015, og nesten nullenerginivå i 2020."

De nye kravene gir 20-25 prosent mer energieffektive bygg sammenlignet med de tidligere kravene<sup>4</sup>, og det er indikert at «nullenergihus» kan bli et krav fra 2030 dersom det er samfunnsøkonomisk rasjonelt. Om kravene skal oppnås i Norge, vil det være behov for egenproduksjon av energi. Det er uvisst om og hvordan dette blir implementert i Norge siden nesten all elektrisitet produsert i Norge allerede er fornybar.

**Figur 9: Utviklingen i energikrav til småhus og kontorbygg (lokalisert i Oslo).**



Selv i 2050 vil mesteparten av bygningene som er i bruk allerede være bygget. Strengere energikrav til bygg har stor betydning for energiforbruket på lang sikt, men effekten vil være begrenset fram til 2035 siden det gjelder bare nybygg og bygg som gjennomgår rehabilitering. Forventet befolkningsvekst øker trolig samlet energibruk til bygg fram til 2035.

## 2.4 Teknologisk utvikling gir nye muligheter og utfordringer for bransjen

To teknologiske trender vil påvirke kraftbransjen betydelig framover: Økt digitalisering og rask teknologisk utvikling på distribuert energiproduksjon og -lagring.

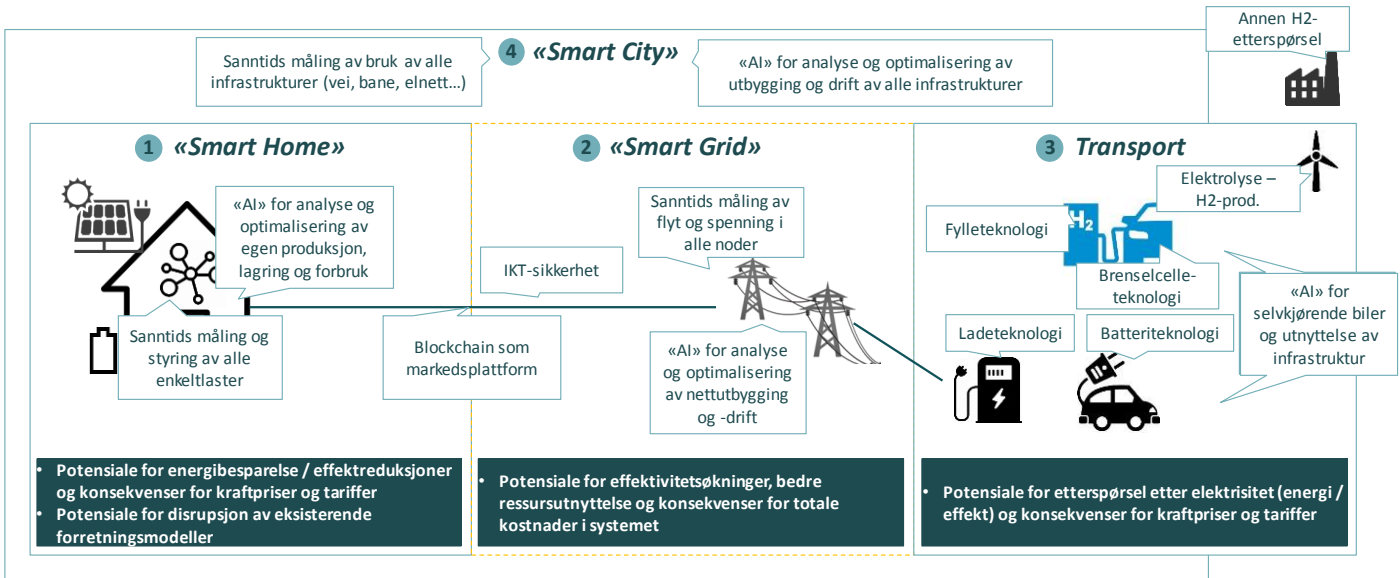
### 2.4.1 Energisystemet vil digitaliseres

Digitalisering favner bredt og gir potensielt store kostnadsbesparelser gjennom effektivisering av hele verdikjeden fra produksjon, distribusjon og forbruk av energi. Bedre prognoser for energiproduksjon fra vind og sol vil bedre driftsplanleggingen i kraftsystemet. Tilgangen på data, analyseverktøy og automasjon blir bedre og billigere. Det vil gi bedre tilgang på beslutnings- og

<sup>4</sup> <https://www.regjeringen.no/no/tema/plan-bygg-og-eiendom/plan--og-bygningsloven/bygg/innsikt/faktaark-om-nye-energikrav-til-nybygg/id2461620/>

driftsdata for netteierne («SmartGrid»). Dermed kan både kostnaden ved tidsbruk til feilretting og avbrudd reduseres. Ved økt digitalisering av kraftsystemet øker risikoen ved hacking av systemet og en ny type sårbarhet innføres.

Nye digitale strømmålere kombinert med hjemmeautomasjon («SmartHus»), med eller uten tredjeparter, kan bidra til at forbruket tilpasses automatisk til priser uten aktiv handling fra forbrukeren. Økt bruk av effekttariffer øker prisen på å bruke mye strøm samtidig (høyt effektuttak) og kan bidra til at flere ønsker å kunne styre sitt strømforbruk bedre og å installere utstyr som gjør dette mulig.



## 2.4.2 Mengden desentral produksjon og lagring vil øke, men begrenses av høye kostnader

Prisene på distribuert strømproduksjon og -lagring faller raskt, og man ser økt utbredelse av slike løsninger i flere land. Denne teknologiutviklingen representerer en mulighet til å oppnå høy forsyningssikkerhet til en lavere kostnad, f.eks. på tynt befolkede øyer der tilkobling til nettet har en høy kostnad som i all hovedsak dekkes av nettselskapets andre kunder.

Med norske energipriser skal det mye til for at solceller er lønnsomt å installere i Norge. Ikke minst i Nord-Norge der det er lite sol på tidspunkt når strømprisene er høyest. Planlagt innføring av effekt-tariffer vil ytterligere utfordre økonomien i solcelleanlegg og kostnadsreduksjon på solceller vil redusere forskjellen mellom å kjøpe strøm fra nettet og å produsere den selv.

Et solcelleanlegg produserer ifølge NVE (2017) ca. 140 - 150 kWh/m<sup>2</sup> år i Sør-Norge og ca. 90 - 110 kWh/m<sup>2</sup> år i Nord-Norge. Figur 10 viser kostnaden pr. produserte kWh strøm ved ulik solinnstråling sammenlignet med mulig utvikling i strømkostnaden. Lav innstråling i figuren er fra litt nord for Trondheim og høy er fra Østlandsområdet nord for Oslo. Dersom kostnaden ved distribuert solcelleproduksjon blir svært lav og kostnadene ved kjøp av elektrisitet fra nettet blir relativt høy, kan det bli privatøkonomisk lønnsomt å installere solceller i de sørligste deler av Norge fra slutten av 20-tallet.

Det er også et spørsmål om installasjon av solceller er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Det er lite sannsynlig at samfunnsøkonomisk lønnsomhet kan oppnås for bygg som allerede er tilknyttet strømnettet i og med at nettinvesteringer allerede er gjort. I områder med fritidsboliger er det mer sannsynlig at egenproduksjon fra sol vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt i og med at nettinvesteringer da kan unngås.





(under trykk eller flytende) til forbruksstedet. Hydrogen konverteres tilbake til elektrisitet via en brenselcelle.

75 prosent av energien tapt når hydrogen fremstilles gjennom elektrolyse. Det betyr at bare 25 prosent av elektrisitetmengden som går med i produksjonsprosessen kan benyttes til forbruk. Dette energitapet er omtrent på linje med det man ser i dagens bensin-/ dieselbiler. I tillegg er både elektrolysen og brenselcellen kostbare i innkjøp. Brukt som strømlager i f.eks. bygninger er hydrogen lite konkurransedyktig sammenlignet med konvensjonelle batteri, men fungerer bedre enn batteri ved lagring av store energimengder over lang tid (dager/uker/måneder).

Hydrogenbiler er pr. i dag svært kostbare og det produseres et begrenset antall biler på verdensbasis. Etter 2025 kan vi forvente lavere kostnader, flere produserte biler og dermed økt utbredelse (THEMA, 2016). Hydrogen er best egnet i store kjøretøy, mellomstore og små personbiler er lite aktuelt som hydrogenbiler. Hydrogen er også aktuelt i ferger, skip og tog der energibehovet er relativt stort.

Dersom etterspørselen etter hydrogen øker, kan hydrogenproduksjon fra ny kraftproduksjon der nettutbygging er kostbart, være et alternativ. Skala har stor betydning for kostnaden ved hydrogenproduksjon, både i størrelse på elektrolysen og brukstiden på den. I tillegg er strømkostnaden viktig for å kunne produsere fornybart hydrogen til en konkurransedyktig pris. Det finnes eiere av småkraftverk og vindkraftanlegg som utreder muligheten for å produsere hydrogen framfor å knytte seg til kraftnettet. Dersom dette blir realisert, blir hydrogen som energibærer en alternativ måte å bringe fornybar strøm til markedet.

## 2.5 Lave energipriser og subsidier til ny kraftproduksjon de neste 10 årene?

Utviklingen i kraftprisen og hvilke subsidier som gis til ny kraftproduksjon, er en viktig driver for hvor mye ny produksjon som etableres framover.

Kraftprisen i Norge settes i et nordisk marked basert på tilbud og etterspørsel etter kraft og blir påvirket av de underliggende kostnadene for kraftproduksjon. Fram til 2020-25 vil det være kraftoverskudd i Norden og relativt lave kraftpriser. På lengre sikt er utviklingen usikker, men dersom etterspørselen holdes stabil, ser vi det som sannsynlig at kraftprisen øker etter 2025. En streng klimapolitikk og økte karbonkostnader vil derfor spille en viktig rolle og trolig bidra til å øke kraftprisene etter 2020. Et øvre nivå for kraftprisen er imidlertid gitt av produksjonskostnaden for fornybare teknologier som vindkraft, vannkraft, solceller og biobasert kombinerte varme- og kraftverk (CHP<sup>5</sup>). Kraftprisen over tid kan derfor ikke forventes å bli svært mye høyere enn 47 øre/kWh (langsiktig marginalkostnad for landbasert vind, LCOE). Kostnader til transport av kraften kommer i tillegg i form av nettleie.

Det felles svensk-norsk elsertifikatsystemet er de to landenes hovedvirkemiddel i kraftsektoren for å nå fornybarmålet. Gjeldende målsetting i systemet er å realisere 28,4 TWh ny fornybar kraftproduksjon mellom 2012 og 2020. Vi forventer at denne målsettingen nås gjennom investeringer i vindkraft, vannkraft og bio-CHP. Svenske myndigheter har imidlertid besluttet å forlenge ordningen fram til 2030 og høyne målsettingen med 18 TWh. Prosjekter i Norge som ønsker å motta støtte gjennom elsertifikatmarkedet må være i drift innen utgangen av 2021.

## 2.6 Store investeringer på alle nettnivå

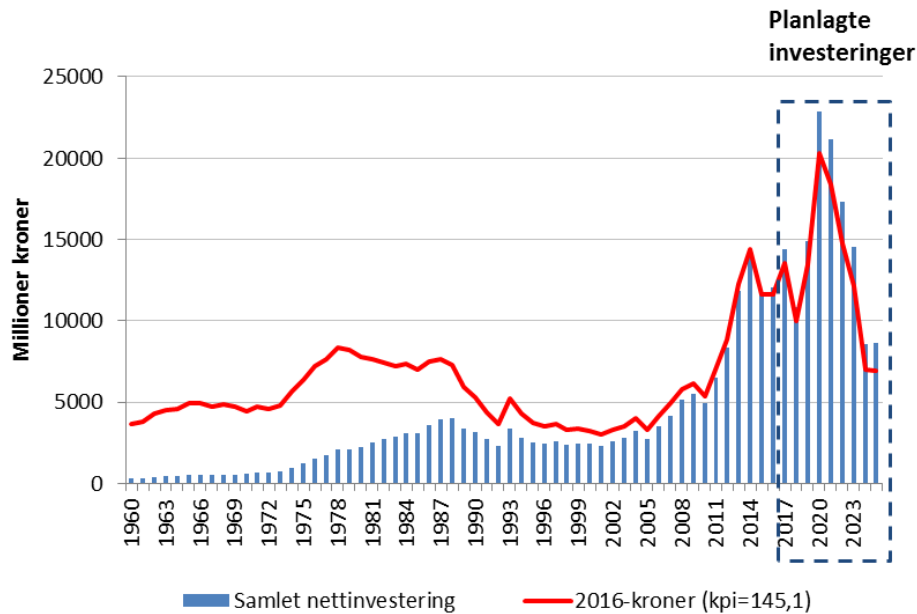
Store deler av det norske kraftsystemet ble bygget ut på 50-, 60 og 70-tallet. Mange steder i landet står de opprinnelige ledningene fortsatt og må nå byttes ut på grunn av høy alder og dårlig tilstand. Reinvesteringsbehovet er særlig høyt i Nord-Norge. Reinvesteringsbehovet sammenfaller med behov for nettinvesteringer for påkobling av ny kraftproduksjon og utrulling av nye målere til alle norske husstander. Klimamål øker behovet for kapasitet slik at nettet skal tåle elektrifisering av

<sup>5</sup> Kombinerte varme- og kraftverk (Combined Heat and Power – CHP) bruker overskuddsvarmen fra kraftproduksjon til nyttige formål som for eksempel fjernvarme. CHP er som regel basert på termiske kraftverk som kullkraftverk eller gasskraftverk. Norsk kraftproduksjon er basert på vann- og vindkraft, og CHP er mer utbredt i Europa.

transport og utfasing av oljekjeler i bygg. Noe nytt nett bygges også for å øke forsyningssikkerheten og legge til rette for kraftmarkedet.

Til sammen fører dette til historisk høye investeringer i det norske kraftnettet (sentralnett, regionalnett og distribusjonsnett) framover som vist i figur 2 under.

**Figur 12: Gjennomførte og planlagte nettinvesteringer i Norge 1960-2025.**



Kilde: Energi Norges investeringsundersøkelse (2016)

## 2.7 Regulatorisk mer komplekst og tettere integrasjon med Norden og EU

Kraftsystemet og -markedet er allerede tett integrert med resten av Norden, noe som bidrar til lavere strømkostnader i Norden enn i de fleste andre områder i verden. Energipolitikken mellom de nordiske landene er i liten grad sammenfallende, noe som er utfordrende når politiske beslutninger i et land påvirker forsyningssikkerhet og kraftprisene i nabolandene. Både subsidier til ny kraftproduksjon og mulig utfasing av svensk kjernekraft er eksempler på dette.

De overordnede klimamålene er globale. Norges politikk for å realisere målene gjøres i samarbeid med EU. Den nordiske integrasjonen av kraftsystem og -marked har vært en suksess og EU har nå for alvor startet arbeidet med å integrere de europeiske markedene, både for å lette oppnåelse av klimamål og for å effektivisere kraftbransjen og oppnå høy forsyningssikkerhet til lavere kostnader enn i dag. Økt integrering betyr også økt grad av felles regulering i kraftsystemet. Norske aktører må derfor forholde seg til direktiver og forskrifter som etablerer felles tekniske- og markedskrav for økt samarbeid på tvers av grensene.

Norges klimamålsetninger skal oppnås i samarbeid med EU. EUs klimagassutslipp er regulert gjennom to sentrale ordninger – Emission Trading Scheme (ETS) og Effort Sharing Decision (ESD).

ETS er en kvoteordning som i hovedsak dekker europeisk industri, kraftproduksjon og luftfart. Alle virksomheter som hører inn under kvoteordningen, er påkrevet å kjøpe tilstrekkelig antall CO<sub>2</sub>-kvoter for å dekke sine egne utslipp. For hvert år blir summen av kvoter som er tilgjengelig i EU redusert, noe fører til at prisen på kvotene stiger. Når prisen på kvotene stiger, blir det mer lønnsomt for virksomhetene å redusere sine utslipp gjennom ulike tiltak som for eksempel energieffektivisering, og på denne måten skal kvotemarkedet sikre at utslippsreduksjoner skjer der tiltakskostnaden er lavest, uavhengig av landegrenser. De norske utslippene innen store deler av industrien samt olje- og gassutvinningen har vært dekket av den europeiske ETS-ordningen siden 2008. Disse bedriftene skal dermed gjennom kvotesystemet bidra til at utslippene i EU reduseres der hvor det er billigst først.

ESD-ordningen dekker klimagassutslippene fra alle de øvrige sektorene i EU hvorav særlig transportsektoren og bygningssektoren er betydelige. Ordningen setter et krav til utslippsreduksjoner for hvert medlemsland i EU. Hvor høyt målet settes for det enkelte land, bestemmes av landets velstandsnivå målt som brutto nasjonalprodukt pr. innbygger. Norge har valgt å ta del i ESD-ordningen etter 2020. Som et av de mest velstående landene i Europa vil Norge trolig få et mål på linje med Sverige om 40 prosent utslippsreduksjon i 2030 relativt til 2005 i sektorene som er dekket av ESD. Også innen ESD kan utslippsreduksjoner oppnås for Norge gjennom å gjennomføre tiltak i andre land. Deler av målsetningen i ESD kan også oppnås gjennom økt innsats gjennom ETS-ordningen. I forbindelse med framleggingen av Klimameldingen<sup>6</sup> fortalte Regjeringen at de ønsker å benytte denne fleksibilitetsmekanismen til å dekke ca. 15-30 prosent av utslippsreduksjonene i ESD-ordningen.

---

<sup>6</sup> Meld.St.41 (2016.2017): <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/slik-skal-norge-na-klimamalene-for-2030/id2557549/>

### 3 ENERGIFORBRUKET I NORDLAND – STATUS OG UTVIKLING

Elektrisk kraft er den dominerende energikilden i Nordland. Industrien står for omtrent halvparten av kraftetterspørselen og er hovedsakelig lokalisert på Helgeland og i Midtre Nordland. Det er forventet en viss økning i kraftetterspørselen avhengig av hvordan etterspørselen fra industri, petroleumsvirksomhet og i noen grad transport utvikler seg. Våre to scenarier gir en økning i kraftforbruket på 5 og 33 prosent, med det meste av økningen kommer på Helgeland (industri) og Nordre Nordland (petroleumsvirksomhet). Det kan også bli en stor prosentvis økning i fjernvarme, men fra et lavt nivå. Både vedforbruk og andelen varmepumper er høyere i Nordland enn i resten av landet, og her forventer vi en stabil utvikling.

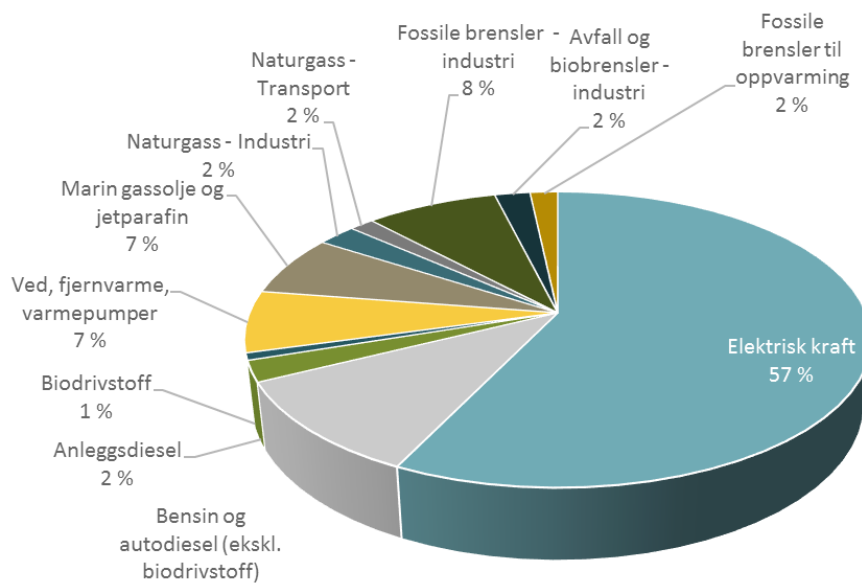
Den største endringen i energietterspørselen forventes i transportsektoren der energi-effektiviteten øker og fossil energi i økende grad vil erstattes av elektrisitet, hydrogen og bioenergi til veitransport, ferger, hurtigbåter og tog. I tillegg vil biojetfuel innføres delvis i flytransport og landstrøm vil trolig bli mer utbredt i de store havnene. Vi har ikke lagt til grunn en stor omlegging av transport og har tatt utgangspunkt i økte transportmengder. Likevel kan bruken av fossil energi i transportsektoren reduseres med 4-16 prosent i våre scenarier.

#### 3.1 Elektrisk kraft dominerer, men også mye bruk av fossil energi

Totalt energiforbruk i Nordland fylke i 2017 er anslått til 18,2 TWh. Stasjonært energiforbruk<sup>7</sup> står for omkring 78 prosent av det samlede forbruket og transportsektoren for 22 prosent.

Som vist i Figur 13, er elektrisk kraft den dominerende energibæreren med 57 prosent av samlet forbruk. Energiforbruk i transportsektoren består av bensin og diesel, marin gassolje og jetparafin, naturgass i transportsektoren og biodrivstoff.

**Figur 13: Estimert samlet energiforbruk i Nordland 2017. Prosent av samlet forbruk.**



Kilder: RKSU 2016 for Helgeland, Midtre Nordland og Nordre Nordland, SSB og NVE.

<sup>7</sup> Stasjonært energiforbruk er i denne analysen definert som alt energiforbruk som ikke er tilknyttet transportsektoren. Transportsektoren består av vei-, bane-, sjø-, og lufttransport.

Bensin og autodiesel er de dominerende energikildene i transportsektoren, fulgt av marin gassolje og jetparafin. Biodrivstoff utgjør ca. 1 prosent av det totale energiforbruket og er hovedsakelig en konsekvens av innblandingskravet i veitransporten. Elektrisk kraft til elbiler utgjør foreløpig en marginal del av det samlede forbruket.

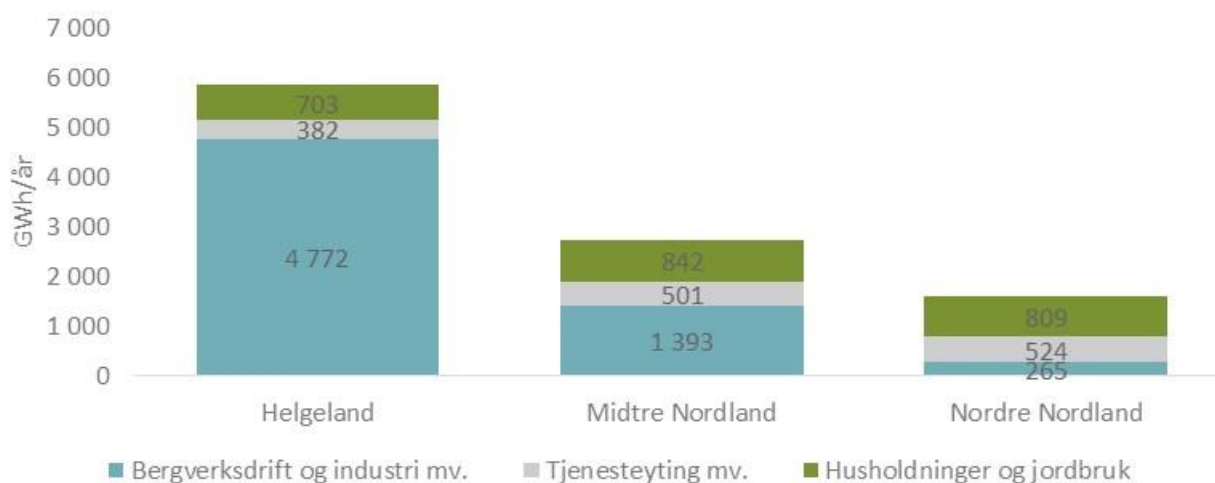
## 3.2 Høyt og økende forbruk av elektrisk kraft

### 3.2.1 Mye industri gir høyest kraftforbruk på Helgeland

Det samlede kraftforbruket for 2017 i Nordland er anslått til 10 800 GWh fordelt på Helgeland (57 prosent), Midtre Nordland (27 prosent) og Nordre Nordland (16 prosent).

Som det fremgår av Figur 14, er det store forskjeller i nivå og sammensetningen av kraftforbruket i de tre områdene Helgeland, Midtre Nordland og Nordre Nordland. Mesteparten av den kraftkrevende industrien i fylket er lokalisert på Helgeland og i Midtre Nordland hvor den utgjorde henholdsvis 81 prosent og 50 prosent av kraftforbruket i 2015. På Helgeland er de største forbrukerne Alcoa og Mo Industripark, men også EKA Chemicals og Rana Gruber regnet som kraftintensiv industri. I Midtre Nordland er de største forbrukerne Elkem Salen, Yara Glomfjord og Norcem. Når det gjelder alminnelig kraftforbruk<sup>8</sup> er det tilnærmet likt i de tre regionene både i absolutte tall (1,1-1,3 TWh) og som kraftforbruk pr. innbygger (14,5-16 MWh/innbygger). Fraværet av stor, kraftintensiv industri i Nordre Nordland gjør at alminnelig forbruk utgjør brorparten av det samlede forbruket i regionen.

**Figur 14: Netto kraftforbruk pr. sektor i Helgeland, Midtre Nordland og Nordre Nordland i 2015<sup>9</sup>.**



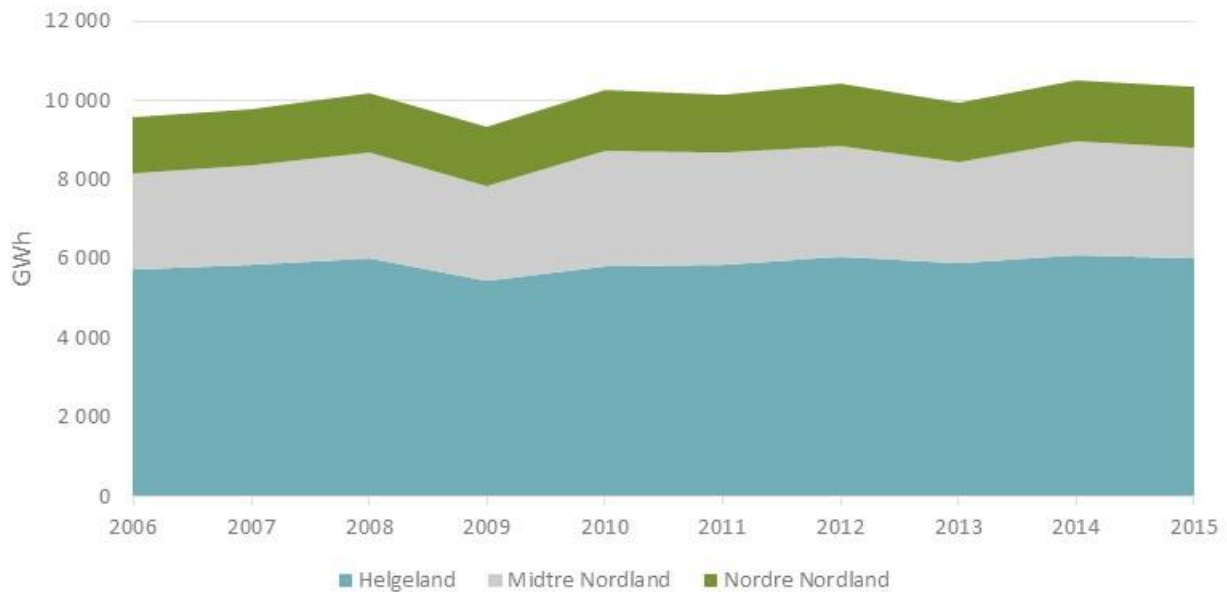
Kilde: (SSB 2017) tabell 10314

### 3.2.2 Forbruket har vokst noe siste ti år, men nedgang i enkeltår

Utover temperaturvariasjon kan også endringer i produksjonsmønster i den kraftintensive industrien påvirke det samlede kraftforbruket i Nordland. Som det fremgår av Figur 15, har et lavere kraftforbruk i industrien som i 2009 kunne ha en synlig innvirkning på kraftforbruket i Nordland.

<sup>8</sup> Kraftforbruk til tjenesteyting, husholdninger og jordbruk. Tilsvarende samlet kraftforbruk fratrukket kraftintensiv industri.

<sup>9</sup> Tall fra SSB som deler inn kraftforbruket på ulike kategorier er ikke tilgjengelig senere enn 2015. Det har ikke vært store endringer siden da, så fordelingen mellom forbruk i kraftintensiv industri og annet forbruk antas å gi et godt bilde på situasjonen også i 2017.

**Figur 15: Historisk utvikling av kraftforbruket pr. region 2006-2015. GWh**

Kilder: Regionale kraftsystemutredninger 2016

### 3.2.3 Forbruket av kraft forventes å øke mot 2035

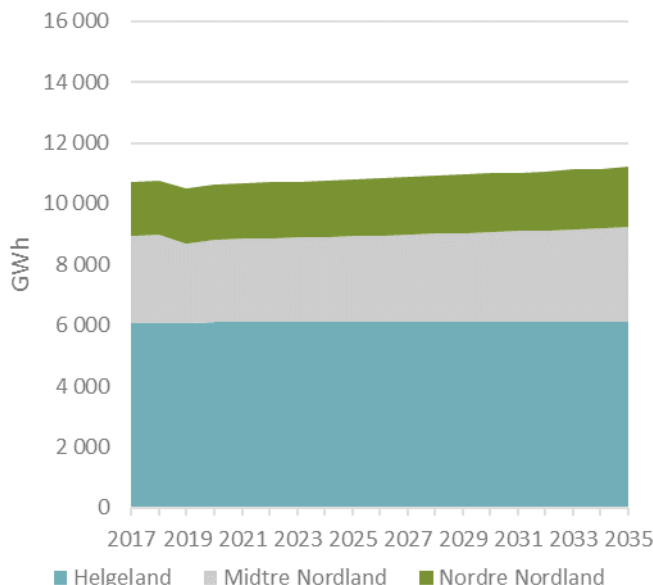
Vi har utarbeidet to scenarier for framtidig kraftforbruk i Nordland. I scenario 1 går vi ut i fra en begrenset økning i kraftforbruket i industri og husholdninger som er i samsvar med referansescenariene fra de regionale kraftsystemutredningene samt en moderat forbruksøkning som følge av elektrifisering av transportsektoren (scenario 1 i transportkapittelet).

I scenario 2 tar vi utgangspunkt i en kraftig økning i industriforbruket i fylket fram mot 2035 samt en mer omfattende elektrifisering av transportsektoren (scenario 2 i transportkapittelet). Den forventede økningen i industriforbruket er basert på estimater fra de regionale kraftsystemutredningene knyttet til sterk forbruksøkning mot 2035. På Helgeland er det tegnet et scenario der mulige oppgraderinger av eksisterende kraftintensiv industri øker forbruket i 2035 med 1 760 GWh. I Midtre Nordland er det utviklet et scenario for høyt forbruk som ligger 230 GWh over referansescenarioet. I Nordre Nordland vil olje- og gassvirksomhet i området fra slutten av 2020-tallet potensielt kunne gi en forbruksøkning på om lag 1 250 GWh<sup>10</sup>. Samlet sett gir dette en potensiell økning på nær 4 000 GWh fra 2016 til 2035 som illustrert i Figur 16 og Figur 17.

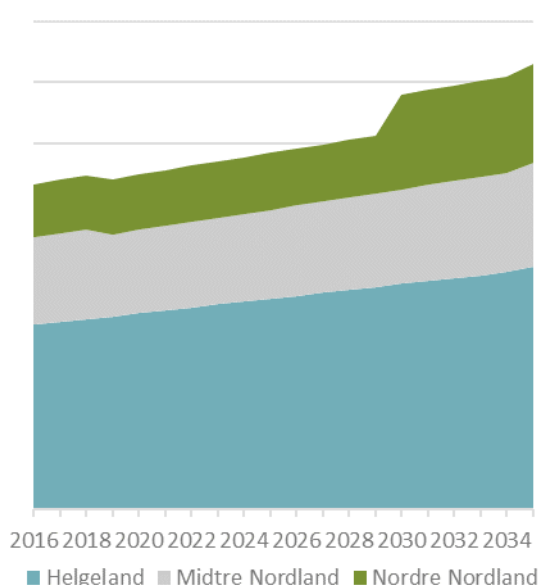
I begge scenarioene er det ventet et fall i kraftforbruket på omtrent 300 GWh fra Elkem Salten i 2019 som følge av oppstarten av et energigjenvinningsanlegg.

<sup>10</sup> Regionale kraftsystemutredninger for 2016 for Helgeland, Midtre Nordland og Nordre Nordland og Sør-Troms.

Figur 16: Scenario 1 – begrenset forbruksvekst



Figur 17: Scenario 2 - Sterk industrivekst



### 3.2.4 Flere har varmepumper enn i resten av landet, men utviklingen er usikker

En oversikt over energibrønner<sup>11</sup> i Nordland er tilgjengelig fra NGU<sup>12</sup>, men disse inneholder ikke en oversikt over varmeproduksjon pr. brønn. Ekspertene på varmepumper i Norge vi har snakket med er klare på at det pr. i dag ikke foreligger noen gode oversikter over utbredelse og varmeproduksjon fra varmepumper på fylkesnivå<sup>13</sup>.

Som en tilnærming har vi valgt å bruke tall samlet inn av SSB fra 2012 som tilsier at 37 prosent av husholdningene i Nordland hadde varmepumpe. Andelen i Nordland ligger en del over landssnittet som ble estimert til 27 prosent i den samme undersøkelsen (SSB, 2012). I tillegg må man regne med at en del offentlige institusjoner og næringsliv har varmepumper.

For å anslå varmeproduksjon fra varmepumper i Nordland har vi basert oss på en rapport fra NVE som anslår at 750 000 norske varmepumper produserte 15 TWh varme i 2016. Tar man høyde for Nordlands andel av Norges befolkning og justerer for en noe høyere varmepumpeandel enn landssnittet kan det anslås en årlig varmeproduksjon og -forbruk på 923 GWh (NVE, 2016a).

NVE har anslått bruken av varmepumper i husholdningen vil vokse med 20 prosent frem til 2030 tilsvarende opptil 18 000 GWh varmeproduksjon på landsbasis. I våre framskrivinger antar vi en vekstrate på 20 prosent i Nordland frem til 2035, noe som gir en lineær økning fra 923 opp til 1 200 GWh varmeproduksjon fra 2017 til 2035.

## 3.3 Andelen fjernvarme er lav, men veksten høy

Nordland har, i likhet med resten av Norge, hatt en økning i bruken av fjernvarme de siste årene, delvis drevet frem av en nasjonal satsning på fjernvarme og støtte fra ENOVA. En oversikt over eksisterende fjernvarmeanlegg og potensielle utvidelser kan sees i Tabell 3. Den samlede varmeproduksjonen pr. i dag ligger på omkring 152 GWh.

<sup>11</sup> En energibrønn er det borehullet som drilles ned i grunnen i forbindelse med utvinning av grunnvarme til bruk i for eksempel varmepumper.

<sup>12</sup> Norges Geologiske Undersøkelse har en database kalt [GRANADA](http://www.granada.no).

<sup>13</sup> Vi har vært i kontakt med NGU, NOVAP, SSB og Randi Kalskin Ramstad ved NTNU.

**Tabell 3: Fjernvarmeanlegg med konsesjon i Nordland**

Anlegg	Område	Produksjon	Energikilde	Kommentar
Mo Fjernvarme	Helgeland	83 GWh	Spillvarme med CO og kraft som spisslast	Muligheter for økt produksjon opp mot 100 GWh i 2035
Mosjøen Fjernvarme	Helgeland	15 GWh	Spillvarme	Skal erstatte deler av produksjonen med trepellets
Sandnessjøen Fjernvarme	Helgeland	9,3 GWh	Varmepumpe fra sjøen	
Bodø Energifjernvarme	Midtre Nordland	35 GWh	Returflis	Planlagt økning til 72 GWh innen 2023 <sup>14</sup>
Sortland og Myre	Nordre Nordland	10,5 GWh	Elkjel, varmpumpe fra vann og olje	Potensiell vekst til 13 GWh i 2021 <sup>15</sup>
Narvik	Nordre Nordland		Ukjent	Har mottatt konsesjon på anlegg (42 GWh), men det er foreløpig ingen konkrete planer om å bygge ut
Samlet		152 GWh		Mulig vekst på 98 GWh

Kilder: Regionale kraftsystemutredninger, intervjuer med fjernvarmeprodusenter, nyhetssaker

Som det fremgår av Tabell 3, ventes det noen utvidelser av eksisterende fjernvarmeanlegg. Det er også gitt konsesjon til et nytt fjernvarmeanlegg i Narvik. Hvis alle planlagte utvidelser samt utbyggingen av fjernvarmeanlegget i Narvik realiseres, øker fjernvarmeproduksjonen med ca. 100 GWh opp til 252 GWh frem mot 2035. I våre framskrivninger har vi gått ut i fra en lineær økning fra 152 GWh til 252 GWh fjernvarme fra 2017 til 2035.

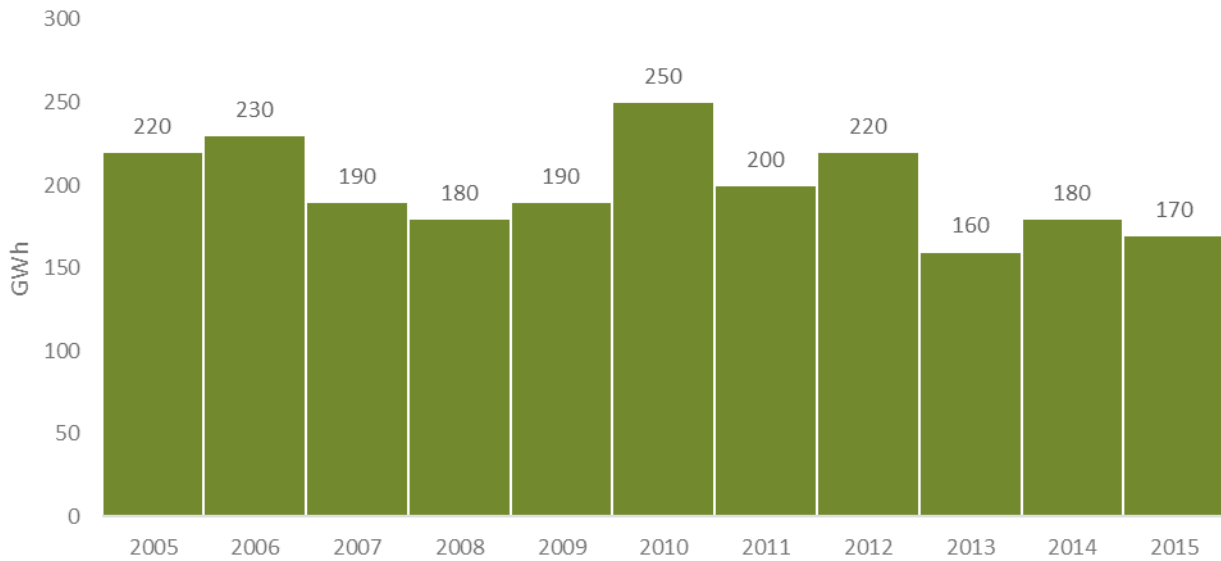
### 3.4 Stabilt og relativt høyt forbruk av ved, foreløpig begrenset biogassforbruk

Den viktigste kilden til bioenergi i Nordland er oppvarming med ved og det flisfyrte fjernvarmeanlegget i Bodø. Figur 18 viser nyttiggjort energi fra vedfyring i nordlanske husholdninger 2005-2015. Nyttiggjort energi var 170 GWh i 2015, men som figuren viser, varierer vedforbruket fra år til år. Det er høyere i år med en kald vinter (f.eks. 2010) og lavere i år med høyere temperaturer. Ut over det ser vi ikke noen konkret trend i utviklingen. Det er betydelig usikkerhet knyttet til det faktiske vedforbruket ettersom det til dels dreier seg om selvhogst. For framskrivning av energiforbruk fra ved er det derfor antatt det gjennomsnittlige årsforbruket 2005-2015 på 200 GWh varmeenergi som forventet årlig forbruk.

<sup>14</sup> Telefonintervju med direktør i BE Varme AS Helge Albertsen.

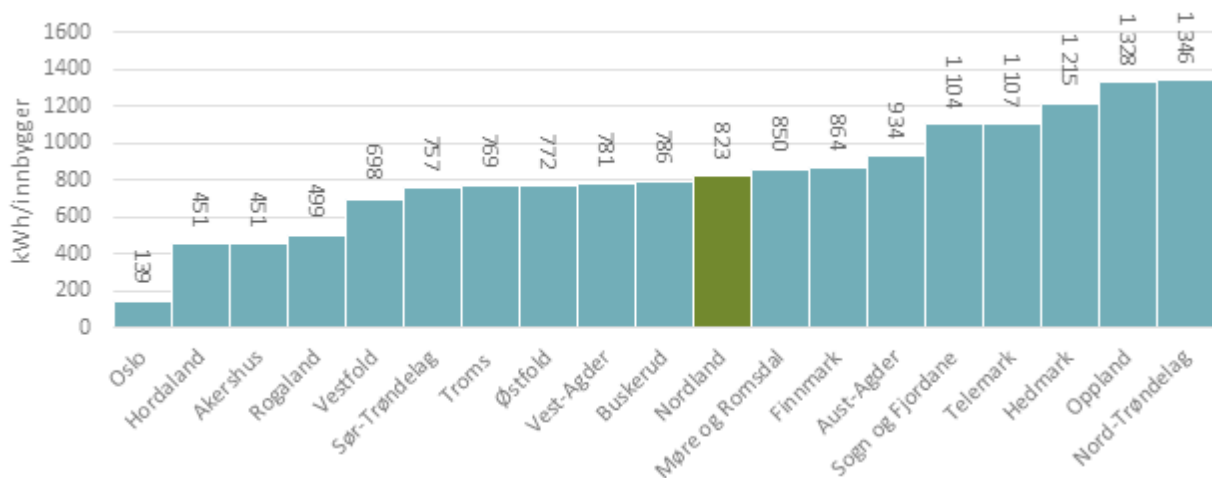
<sup>15</sup> Etter samtale med daglig leder i Vesterålskraft Produksjon AS Karl Albrektsen



**Figur 18: Vedforbruk i husholdninger i Nordland 2005-2015<sup>16</sup>**

Kilde: SSB Tabell 09703 og 09702

Figur 19 viser gjennomsnittlig vedforbruk pr. innbygger i norske fylker i 2005-2015. Nordland har et forbruk på 823 kWh pr. innbygger og ligger dermed noe over landssnittet på 680 kWh/innbygger. Forbruket er betydelig lavere enn på deler av Østlandet og Trøndelag.

**Figur 19: Vedforbruk pr. innbygger fordelt på ulike regioner i Norge i 2013**

Kilde: SSB tabell 09703

En annen potensiell kilde til bioenergi er biogass som kan erstatte naturgass. Potensialet fra biogass stammer fra organisk avfall fra husholdninger og næring, slam fra vannrenseanlegg og husdyrgjødsel i jordbruket. Det planlegges et biogassanlegg på Forsan i Steigen basert på slam fra settefiskanlegget. Anlegget skal kunne produsere 0,5 GWh biogass i året som vil kunne erstatte olje- og strømforbruk i anlegget (Cermaq, 2017).

Utover dette har verken Fylkesmannen i Nordland eller Innovasjon Norge informasjon om eksisterende eller planlagte biogassanlegg i fylket. En mulig årsak til at biogass foreløpig spiller en

<sup>16</sup> Antatt teoretisk energiinnhold pr. kg ved er 4,67 kWh/kg og en virkningsgrad på 65 prosent i husholdninger (SSB, 2017c)

begrenset rolle i Nordland kan være at mengdene matavfall tilgjengelig for utvinning av biogass er begrensede og biogassanlegg krever en viss skala for at de kan forsvares økonomisk.

Vi har ikke vurdert det samlede potensialet, men i en presentasjon fra Industrivisualisering (2016) ble biogasspotensialet fra settefisk- og oppdrettsnæringen i Nordland anslått til 145-390 GWh biogass årlig.

### 3.5 Nedadgående trend på bruk av fossil energi

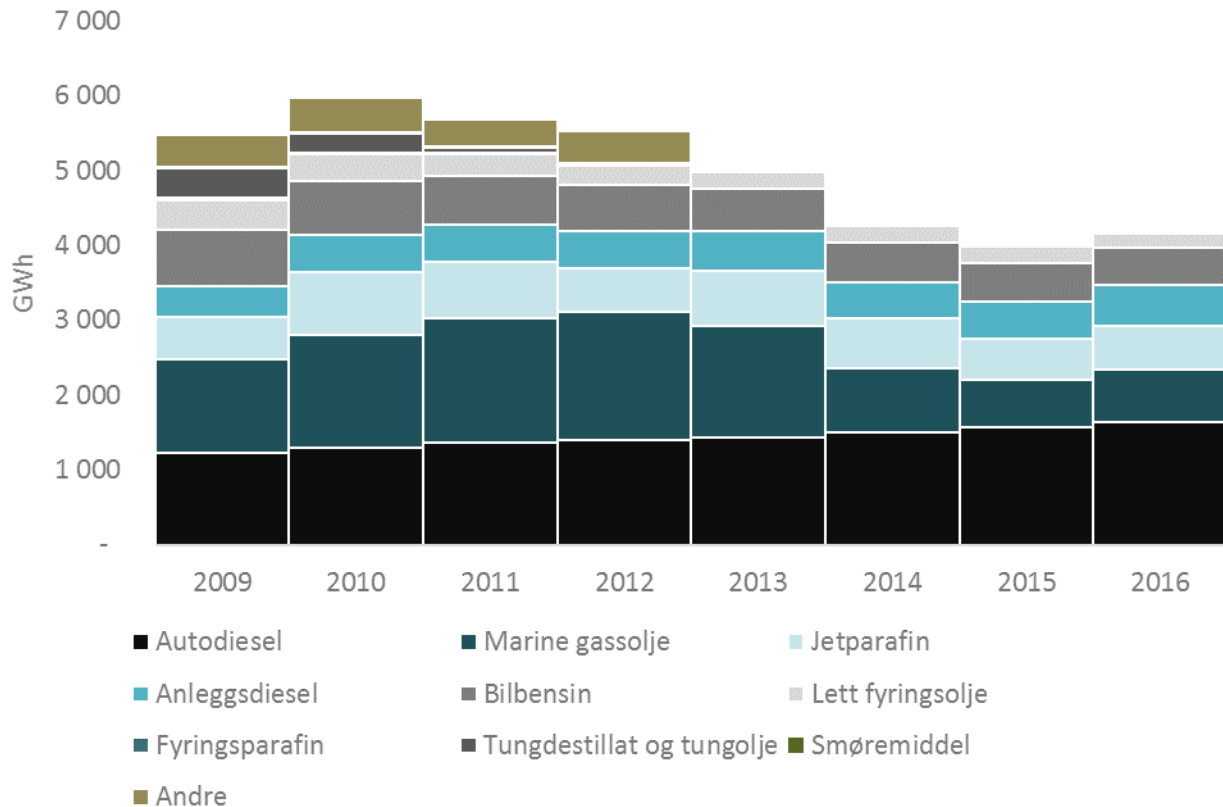
Vi ser nærmere på hvordan forbruket av fossilt drivstoff har utviklet seg den siste tiden før vi går inn på hvilke endringer som vil påvirke forbruksutviklingen framover. Vi tar for oss industrien og transportsektoren. De største endringene vil skje innen transport der vi forventer en overgang til andre, fornybare energikilder og at energibruken vil bli mer effektiv. Vi ser også helt overordnet på utviklingen i bruken av naturgass, men her finner vi ikke gode kilder på forbruket i Nordland fylke.

#### 3.5.1 Status og historisk utvikling for salg av petroleumsprodukter

Salget av petroleumsprodukter i Nordland har falt fra omkring 600 millioner liter i 2010 til rundt 423 millioner liter i 2016, noe som tilsvarer en reduksjon på nesten 30 prosent på 6 år. Den største nedgangen har kommet i forbruket av marin gassolje som har falt med 80 millioner liter i perioden (se Figur 20).

Autodiesel og bensin utgjorde noe over halvparten av det samlede forbruket i 2016. Mens salget av bilbensin har falt fra 84 millioner liter til 54 millioner liter fra 2009 til 2016, har salget av autodiesel økt fra 121 millioner liter til 163 millioner liter. Jetparafin (14 prosent), marin gassolje (16,3 prosent) og anleggsdiesel (13 prosent) utgjorde mesteparten av det resterende salget. Salget av lett fyringsolje er halvert siden 2009 og utgjorde i 2016 kun 4,8 prosent av det totale salget.

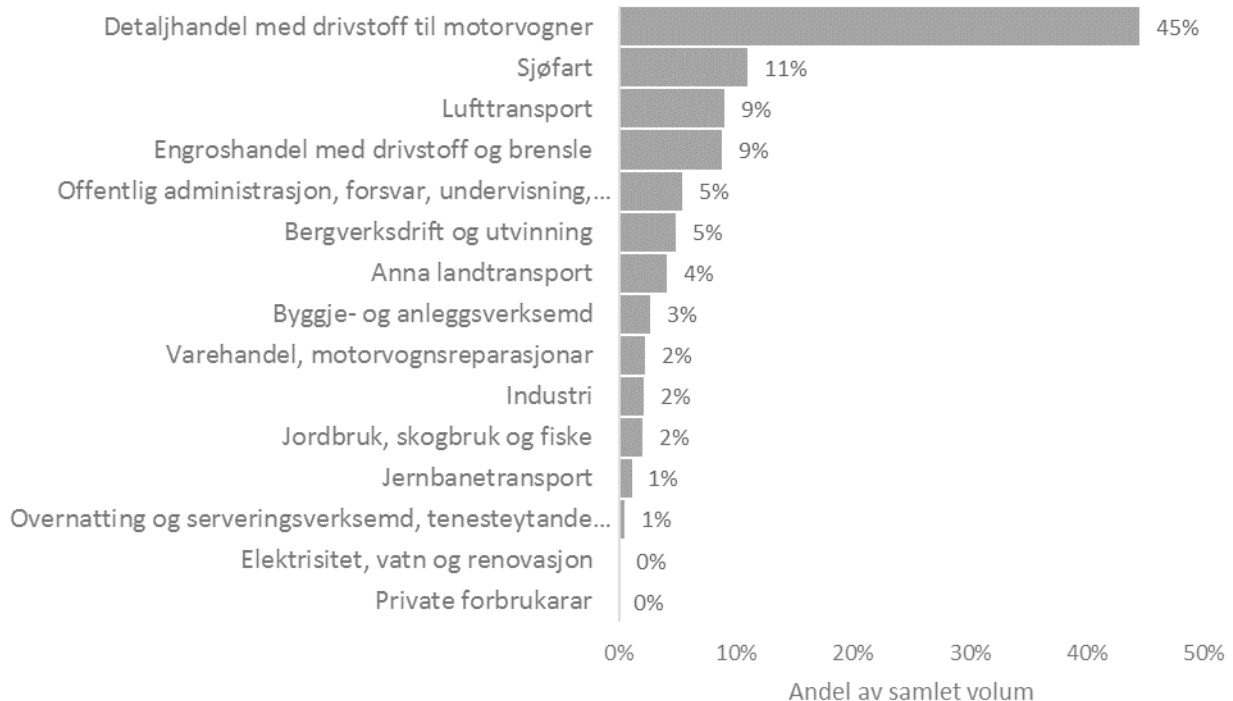
**Figur 20: Salg av petroleumsprodukter i Nordland fylke 2009-2016.**



Kilde: (SSB, tabell 11185)

Som det fremgår av Figur 21, går det aller meste av de petroleumsproduktene til forbruk i transportsektoren hvor drivstoff til veitransport dominerer foran sjøfart og luftfart. Industrien har et begrenset forbruk på 2 prosent av det samlede salget av petroleumsprodukter.

**Figur 21: Salg av petroleumsprodukter pr. sektor i Nordland 2016. Millioner liter.**



Kilde: (SSB, tabell 11185)

Fallet i forbruket av marine gassoljer i Nordland reflekterer en nasjonal trend der salget av oljeprodukter til fiske og sjøfart har falt med nær 50 prosent fra 1995 til 2015. Marin gassolje utgjør omkring 60 prosent av energiforbruket i utenriks og innenriks sjøfart og fiske. Det er fallet i forbruket fra utenriks sjøfart (- 85 prosent) og fiske (-50 prosent) som har ført til nedgangen i forbruk av marin gassolje, mens innenriks sjøfart har hatt en 30 prosent økning i perioden. Det har vært noe økning i bruken av LNG, mens bruken av tungolje har falt (Norsk Petroleumsinstitutt, 2016a).

På landsbasis har forbruket av oljeprodukter til oppvarming i private hjem falt med 81 prosent i perioden 1995-2016, og i henhold til en framskriving gjort av Norsk Petroleumsinstitutt vil forbruket være nær fullstendig utfaset innen 2022 med dagens tiltak. De viktigste årsakene er et forbud mot oljekjeler som primær energikilde til oppvarming i bygg. Det ble varslet i 2012, men først vedtatt i 2017. I tillegg har det vært et økende fokus på risikoen for at man som eier av oljekjeler kan bli stilt økonomisk ansvarlig for miljøkonsekvenser knyttet til eventuelle lekkasjer (Norsk petroleumsinstitutt, 2016b).

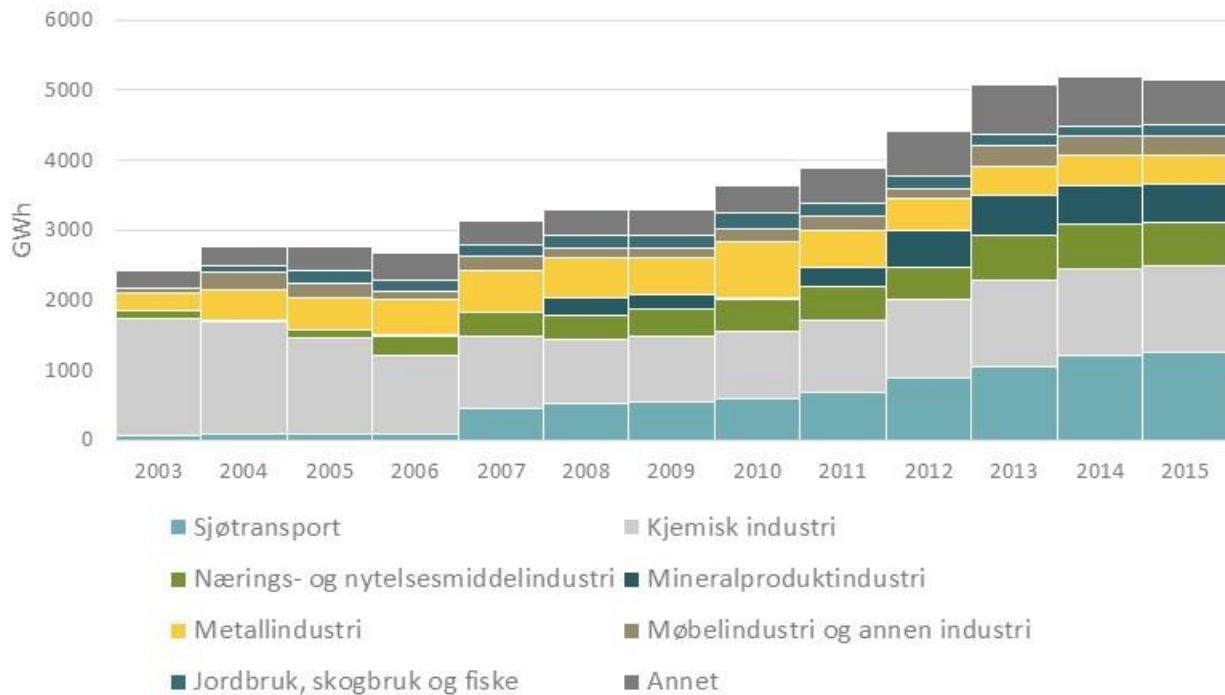
Økningen i salget av auto- og anleggsdiesel og en nedgang i bensinsalget i Nordland, som kan sees i Figur 20, gjenspeiler utviklingen på landsbasis. Salget av bensin nådde en topp i 1990 og har falt kraftig fra 2004 samtidig som salget av autodiesel har økt som følge av en overgang til dieselmotorer i det norske markedet. På tross av et jevnt økende trafikkvolum har det samlede forbruket av bensin og autodiesel endret seg lite siden 2007 på grunn av stadig mer energieffektive kjøretøy på landsbasis. Dette stemmer også godt med tallene fra Nordland (Norsk petroleumsinstitutt, 2016c).

Forbruket i jernbanesektoren kommer fra Nordlandsbanen som er kjørt på diesellokomotiv. Det går totalt ca. 30 godstog (SINTEF, 2016) på strekningen og 28 persontog (nsb.no) hver uke (totalt i begge retninger). Godsmengden på tog har ifølge SINTEF (2016) økt etter at containerbåten til Bodø ble lagt ned i 2013.

### 3.5.2 Status og historisk utvikling naturgass

Det er ikke tilgjengelig spesifikk statistikk for naturgassforbruk for Nordland fylke. På landsbasis ser man at bruken av naturgass var mer enn dobbelt så høyt i 2015 som nivået tidlig på 2000-tallet. Forbruksveksten har vært størst i nærings- og nytelsesmiddelindustrien, mineralproduktindustrien og sjøtransport. Innen sjøtransporten er veksten særlig drevet av innstramminger av krav knyttet til utslipp av miljøgifter og klimagasser.

**Figur 22: Naturgassforbruk pr. sektor i Norge 2003-2015**



Kilde: SSB Tabell 05500

For å anslå naturgassforbruket i Nordland kan vi se på de to største forbruksgruppene – industri og sjøtransport. Gassforbruket hos de største industriforbrukerne er angitt til 450 GWh (se Tabell 4). Gassforbruket i sjøtransporten kan anslås ved å anta at bruken av naturgass er jevnt fordelt på den samlede maritime aktiviteten i Norge. I DNV GLs sjøsikkerhetsanalyse fra 2014 oppgis det at skipstrafikk fra Nordland stod for 17 prosent av samlet utseilt distanse fra Norge i 2013 (DNV GL, 2013). Benytter vi dette forholdstallet, kan vi anslå gassforbruket i sjøtransporten i Nordland til 279 GWh i 2017. Dette benyttes som utgangspunkt for framskrivinger.

### 3.5.3 Status og utvikling – forbruk av fossile og biologiske energibærere og avfall i industrien

Industrien i Nordland står for omkring en tredjedel av forbruket av fossile energibærere i Nordland. Energiforbruket fra petroleums- og gass- og avfallsprodukter for de største industribedriftene i Nordland er vist i tabellen under. Det er viktig å bemerke at industrien ikke nødvendigvis bruker de oppgitte energikildene til energiproduksjon, men snarere som innsatsfaktorer i industrielle prosesser.

**Tabell 4: Forbruk av petroleumsprodukter, gass og avfall hos utvalgte store industrianlegg i Nordland i GWh.**

Bedrift	Region	Kommune	Forbruk
Mo Industripark	Helgeland	Rana	45 GWh olje <sup>17</sup>
Mo Industripark	Helgeland	Rana	180 GWh gass <sup>18</sup>
Alcoa Mosjøen	Helgeland	Vefsn	270 GWh LNG <sup>19</sup>
Norcem	Midtre Nordland	Tysfjord	352 GWh kull <sup>20</sup>
Norcem	Midtre Nordland	Tysfjord	77 GWh oljeprodukter
Norcem	Midtre Nordland	Tysfjord	41 GWh avfall
Elkem Salten	Midtre Nordland	Sørfold	369 GWh biobrensel
Elkem Salten	Midtre Nordland	Sørfold	1061 GWh fossilt brensel <sup>21</sup>
<b>Samlet</b>			<b>2 395 GWh</b>

Kilde: RKSUer (2016), Lokale energiutredninger (2011), avisartikler og informasjon fra bedriftene

Tallene er i hovedsak hentet fra de regionale kraftsystemutredningene fra 2016 som igjen i noen grad bruker tidligere tallmaterialer. Mo Industripark og Alcoa Mosjøen har bekreftet at tallene fortsatt er riktige og at det ikke er ventet noen endringer i forbruket av petroleumsprodukter og gass pr. i dag. Elkem Salten har også gitt oppdaterte data knyttet til forbruk av biobrensel og fossilt brensel som reduksjonsmaterialer i sine prosesser.

Vi har ikke fått noen tilbakemelding fra de øvrige aktørene og kan derfor ikke utelukke at bildet kan ha endret seg for de øvrige bedriftene. Videre er ikke listen over industribedrifter uttømmende, noe som ytterligere øker usikkerheten knyttet til det samlede forbruket. I mangel av mer nøyaktig informasjon har vi gått ut i fra en flat utvikling av forbruk av fossile energibærere og avfall for de store industribedriftene i Tabell 4 fram til 2035.

### 3.5.4 Forventet utvikling i energiforbruk til transport

#### *Politiske mål er definert gjennom Nasjonal transportplan i 2017*

Norske myndighetenes ambisjoner om klimakutt og overgang fra fossilt drivstoff til fornybare kilder i transportsektoren er demonstrert i oppdateringen av Nasjonal transportplan (NTP) som ble politisk behandlet våren 2017. Noen sentrale momenter i NTP er:

- Nye personbiler og lette varebiler skal være nullutslippskjøretøy (dvs. batterielektriske eller hydrogenkjøretøy) fra 2025
- Nye bybusser skal være nullutslippskjøretøy fra 2025
- Innen 2030 skal tyngre varebiler, 75 prosent av nye langdistansebusser og 50 prosent av nye lastebiler være nullutslippskjøretøy
- Ambisjon om at 40 prosent av alle skip i nærskipfart bruke biodrivstoff eller være lav- eller nullutslippsferger innen 2030
- Sikre at alle nye riksvegferger er lav- eller nullutslippsferger, og bidra til det samme for alle fylkeskommunale ferger og hurtigbåter

<sup>17</sup> Tall fra 2013 hentet fra RKSU Helgeland 2016-2035.

<sup>18</sup> Tall fra 2013 hentet fra RKSU Helgeland 2016-2035.

<sup>19</sup> Tall fra 2013 hentet fra RKSU Helgeland 2016-2035.

<sup>20</sup> Forbruk fra Norcem er hentet fra LEU Tysfjord kommune 2011

<sup>21</sup> Forbruk av brensel som reduksjonsmaterialer er oversendt fra Elkem Salten 17.08.2017.

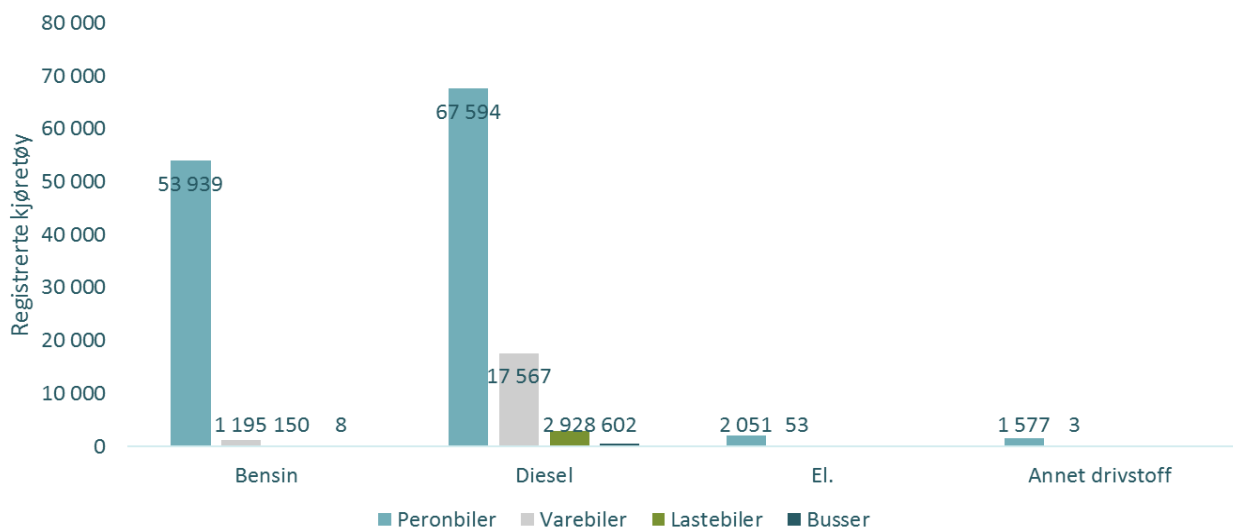
- Innføre et omsetningskrav på 1 prosent bærekraftig biodrivstoff i luftfart fra 2019, med mål om 30 prosent innblanding fra 2030
- Nullutslipp på nye tog i den grad teknologiutviklingen tillater det
- All vekst i persontransport i byområdene skal skje med kollektivtransport, sykkel og gang, og legge til rette for at dette også utenfor byområdene
- Tilrettelegge for økt godstransport på sjø og bane, særlig på de lange distansene.
- Bidra til å redusere klimagassutslippene fra godstransport ved å stimulere til å ta i bruk miljøvennlig transportmiddelteknologi, alternative drivstoff og effektivisere transport og logistikk
- I perioden fram til 2030 forventes det samtidig en økning på 20 prosent i transportmengden på vei sammenlignet med 2015 og en økning i totalt antall kjøretøy.

Ettersom forbruket av petroleumsprodukter i transportsektoren utgjør den nest største forbruksgruppen etter elektrisk kraft, har vi innen flere transportsegment laget to ulike scenarier. Scenario 1 og scenario 2 representerer en henholdsvis moderat og hurtig grad av energieffektivisering. Vi har kun inkludert energieffektivisering og omlegging av drivstoff og ikke omlegging av f.eks. veitransport til sjø og bane.

#### *Veitransport – energieffektivisering og konvertering til el og hydrogen*

i 2016 var det registret 147 667 kjøretøy i fylket hvorav 125 161 kjøretøy var personbiler. Fordelingen på ulike kjøretøyskategorier er illustrert i Figur 23.

**Figur 23: Registrerte kjøretøy per drivstofftype i Nordland år 2016**



Kilde: SSB «Registrerte kjøretøy etter region»

For å vurdere utviklingen i energiforbruket i veitransportsektoren i Nordland frem til 2035 har vi benyttet oss av THEMAs transportmodell og tall fra SSB knyttet til antall kjøretøy, kjørte kilometer og autodiesel- og bensinsalg i Nordland.

Det samlede energiforbruket i veitransporten i Nordland kan estimeres på to måter. Den første tilnærmingen er å bruke THEMAs transportmodell og data knyttet til antall registrerte kjøretøy og antall kjørte kilometer pr. bilsegment i Nordland. Den andre er å bruke tall fra SSB knyttet til mengden solgt bensin og autodiesel i fylket.

Det estimerte forbruket av autodiesel blir langt høyere når vi bruker SSBs omsetningstall for petroleumsprodukter enn når vi beregner basert på antall registrerte dieseldkjøretøy i fylket. Avviket kan først og fremst skyldes dieselforbruk fra kjøretøy som ikke er registrerte i fylket, men som kjører

gjennom eller til og fra. Dette drivstofforbruket er knyttet til varetransport med lastebiler som i all hovedsak er dieseldrevne.

I våre estimater for petroleumsforbruket i fylket har vi valgt å benytte SSB sine omsetningstall ettersom disse også vil inkludere forbruk fra kjøretøy som ikke er registrerte i Nordland. For framskrivninger til 2035 har vi benyttet THEMAs transportmodell for å estimere prosentvise endringer år for år og benyttet disse på salgstallene fra SSB.

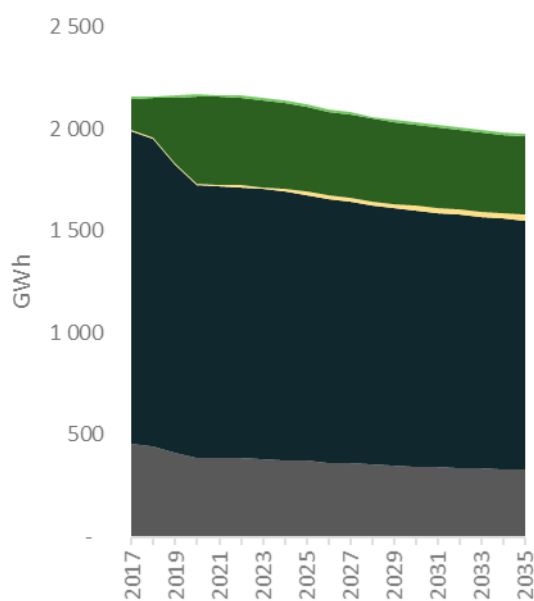
Vi har laget to ulike scenarier for framtidige utslippsreduksjoner. Det første scenariet innebærer at Nordland oppnår 20 prosent utslippsreduksjoner innen veitransport sammenlignet med nivået i 2016, mens det andre scenariet innebærer at Nordland oppnår 40 prosent utslippsreduksjoner.

En oversikt over de viktigste forutsetningene pr. scenario kan sees i Tabell 5. Resultatene er illustrert i Figur 24 og Figur 25.

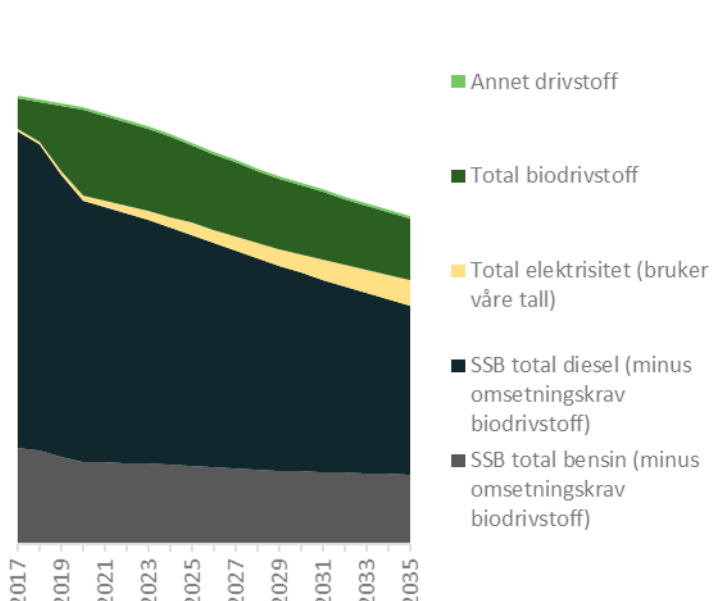
**Tabell 5: Forutsetninger for energibruk i veitrafikken 2017-2035 for scenario 1 og 2.**

	Scenario 1 (20 % utslippskutt)	Scenario 2 (40 % utslippskutt)
Biodrivstoff	Øker til 20 prosent i 2020	Øker til 20 prosent i 2020
Elektriske kjøretøy	Gradvis opp til 10 prosent av personbilene i 2035	Gradvis opp til 37 prosent av personbilene, 19 prosent av varebilparken og 60 busser i 2035
Energieffektivisering	Økende med forskjellige rater for hver kjøretøykategori	

**Figur 24: Forventet energiforbruksutvikling i veitransport – scenario 1. GWh.**



**Figur 25: Forventet energiforbruksutvikling i veitrafikken - scenario 2. GWh.**



*Jernbane – konvertering fra diesel til hydrogen rundt ca. 2030*

I forbindelse med utarbeidelsen av Nasjonal transportplan 2018-2029 ble det presentert alternative teknologier for å erstatte dieseltog på strekninger der det er aktuelt, inkludert Nordlandsbanen. I Nasjonal transportplan inngår elektrifisering av Nordlandsbanen mellom Trondheim og Steinkjer som et prioritert prosjekt, mens resten av Nordlandsbanen ikke er inkludert. For resten av Nordlandsbanen anbefaler SINTEF (2016) å avvete endring av teknologi til batteri og hydrogenteknologien har fått bedret ytelse. Basert på SINTEFs utredning vil batterielektriske og/eller hydrogendrevne lokomotiv mest sannsynlig bli aktuelle løsninger etter 2025, som vist i Figur 26. I perioden før dette, vil kostnader, ytelse og driftsstabilitet ikke være tilstrekkelig god til at disse løsningene kan anbefales.

**Figur 26: Utvikling av teknologiens egnethet for jernbane over tid. 10 er best, 1 er dårligst.**

Driftsform	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2030	2050
Diesel (-elektrisk)	6	5	5	5	5	4	4	4	4	3	2	2	1	1	1
Elektrisk (KL)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4
Del-elektrisk	3	3	4	5	5	6	7	8	8	8	7	7	7	7	7
Batteri	2	3	4	5	6	7	8	8	8	8	8	8	8	9	9
Biodiesel	2	4	5	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Naturgass	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	2	1
Hydrogen	1	2	2	3	4	5	6	6	8	8	9	9	9	9	10

Kilde: SINTEF (2016)

Ved utskiftning av diesellokomotiv etter 2025 peker SINTEF på batterielektrisk og hydrogenelektrisk fremdrift som de mest egnede teknologiene for Nordlandsbanen som vist i Figur 26. Vi foretar ikke en egen vurdering av egnetheten til batterielektrisk fremdrift versus hydrogenelektrisk, men gjør to separate framskrivninger for de to alternativene. Basert på anbefalingen fra SINTEF samt at Nordlandsbanen ikke inngår i prosjektporteføljen til Nasjonal transportplan, antar vi i scenario 2 at utskiftning av diesellokomotiv på Nordlandsbanen skjer i 2030.

Ved en utskiftning til batterielektrisk fremdrift på Nordlandsbanen vil man redusere energibruken fra 51,3 GWh diesel (5,1 M liter) til 28,1 GWh elektrisitet. Ved bytte til hydrogenelektrisk fremdrift vil elektrisitetsforbruket bli 57 GWh. Hydrogen krever et høyere elektrisitetsforbruk enn batterielektrisk som følge av den lave virkningsgraden<sup>22</sup>.

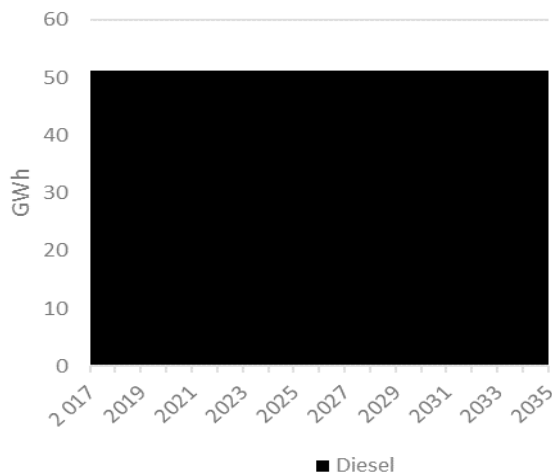
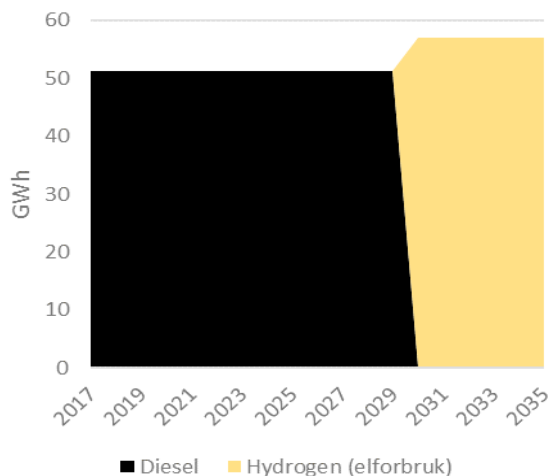
Antagelsene under scenario 1 og 2 er presentert i Tabell 6. Konsekvensene for energiforbruk et er illustrert i Figur 27 og Figur 28 under.

**Tabell 6: Forutsetninger for energibruk på Nordlandsbanen 2017-2035 for scenario 1 og 2.**

	Scenario 1 (ingen endring i drivstoff)	Scenario 2 (hydrogen fra 2030)
Nordlandsbanen	Ingen endring fra dagens dieseldrevne tog.	Hydrogenelektrisk fremdrift fra og med 2030.

<sup>22</sup> Vi antar systemvirkningsgrad på 36 prosent for hydrogen og 73 prosent for batterielektrisk, som angitt i NVE (2016) *Energibruk til transport*



**Figur 27: Energiforbruk på Nordlandsbanen 2017-2035 i scenario 1. GWh.****Figur 28: Energiforbruk på Nordlandsbanen 2017-2035 i scenario 2. GWh.**

### Fergetransport – kraftig energieffektivisering og helt eller delvis konvertering til fornybar energi

Nordland fylke har pr. i dag 28 fergesamband hvorav fire er riksveiferges. Foreløpig drives 27 fergestrekninger bare med fossilt drivstoff, mens en fergestrekning fikk hybridfremdrift i 2017 (Forvik-Tjøtta). I 2016 var drivstofforbruket til fergene i Nordland 19 millioner liter marin gassolje, tilsvarende 191 GWh.

I Nasjonal transportplan har staten bestemt at anbud for riksvegsferger skal stille krav til lav- og nullutslippsteknologi hvilket medfører at de fire riksveifergene i Nordland med stor sannsynlighet vil omlegges de kommende årene.

Vi har laget to scenarier for framtidig energiforbruk i fergetransport. I scenario 1 antar vi at riksveifergene og fergene DNV GL (2015) identifiserte som egnet for fullelektrifisering, blir elektrifisert i perioden mellom 2020 og 2025. Til sammen utgjør det 5 fergestrekninger; Levang-Nesna, Bognes-Skarberget, Kjøpsvik-Drag, Forøy-Ågskardet og Bognes-Lødingen. Riksvegfergen Bodø-Værøy-Røst-Moskenes antar vi at er mindre egnet for full-elektrifisering, som følge av blant annet kjørelengde og farvann. Vi antar at fergestrekningen Tjøtta-Forvik drives med hybrid fremdrift med en lik fordeling mellom elektrisitet og biodrivstoff fra og med 2020.

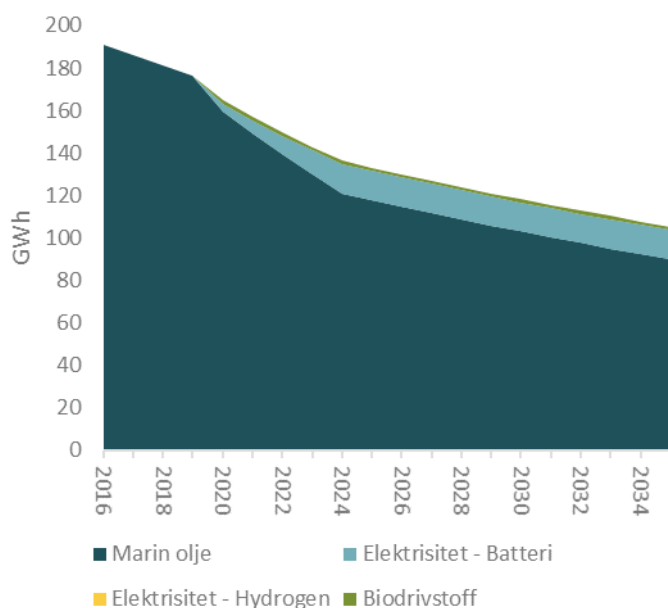
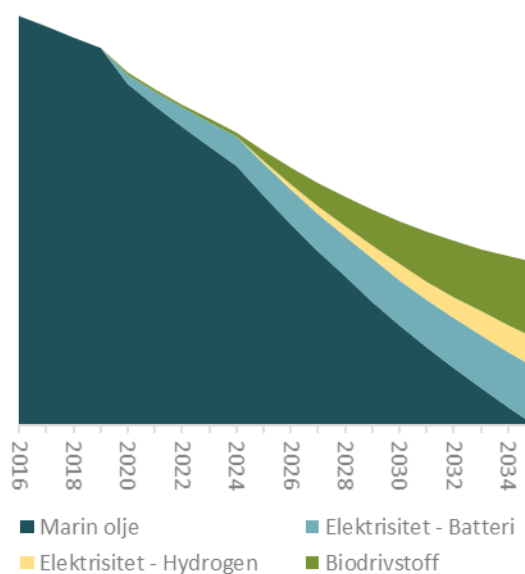
De resterende fergestrekningene som fortsatt drives med fossilt drivstoff, antar vi oppnår 40 prosent energieffektivisering innen 2035. Vi antar en gradvis reduksjon i drivstoffbruket. Vi mangler data for drivstofforbruket til de enkelte fergestrekningene og har derfor lagt til grunn en jevn fordeling av drivstofforbruket i framskrivningene. Dette er en grov antakelse, men for det totale energibruket i fergetransporten gir det en relevant oversikt.

I scenario 2 antar vi full elektrifisering av de samme fergestrekningene som i scenario 1. I tillegg antar vi at de resterende fergestrekningene får gradvis skiftes ut til å få hybrid fremdrift innen 2035.

Energiforbruket i fergetransporten fra 2017 til 2035 for de to scenarioene er illustrert i Figur 29 og Figur 30, og en oppsummering av forutsetningene kan sees i Tabell 7 under.

**Tabell 7: Forutsetninger for energibruk i fergetransport i Nordland 2017-2035.**

Fergestrekning	Scenario 1 (el på 5 fergestrekninger + 40% energieffektivitet)	Scenario 2 (samme som 1, men hybrid og bio på alle ferger innen 2035)
Bognes-Lødingen	Elektrifiseres mellom 2020 og 2025	Elektrifiseres mellom 2020 og 2025
Bognes-Skarberget	Elektrifiseres mellom 2020 og 2025	Elektrifiseres mellom 2020 og 2025
Drag-Kjøpsvik	Elektrifiseres mellom 2020 og 2025	Elektrifiseres mellom 2020 og 2025
Forøy-Åsgardet	Elektrifiseres mellom 2020 og 2025	Elektrifiseres mellom 2020 og 2025
Nesna-Levang	Elektrifiseres mellom 2020 og 2025	Elektrifiseres mellom 2020 og 2025
Tjøtta - Forvik	50 prosent elektrifisering og 50 prosent biodrivstoff fra 2020	50 prosent elektrifisering og 50 prosent biodrivstoff fra 2020
Resterende fergestrekninger	40 prosent energieffektivisering gradvis fram til 2035	Hybrid med biodrivstoff, kombinert med hydrogen gradvis fra 2025 til 2035

**Figur 29: Framskrivning av energibruk til fergetransport i Nordland 2017-2035 i scenario 1. GWh.****Figur 30: Framskrivning av energibruk til fergetransport i Nordland 2017-2035 i scenario 2. GWh.**

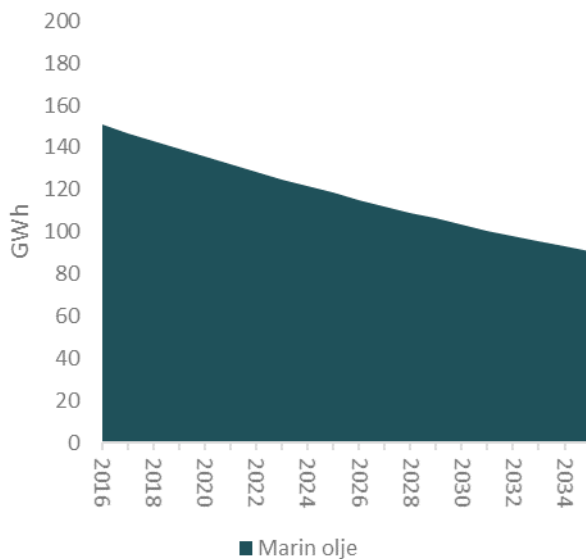
### Hurtigbåter - kraftig energieffektivisering og helt eller delvis konvertering til fornybar energi

Nordland fylke har per i dag 28 hurtigbåter. Foreløpig drives samtlige hurtigbåter kun med fossilt drivstoff. I 2016 var drivstofforbruket til hurtigbåtene i Nordland 15 millioner liter marin gassolje, tilsvarende 151 GWh. I Tabell 8 gis en oppsummering av forutsetningene for framtidig energiforbruk fra hurtigbåter i Nordland. Resultatet er illustrert i Figur 31 og Figur 32.

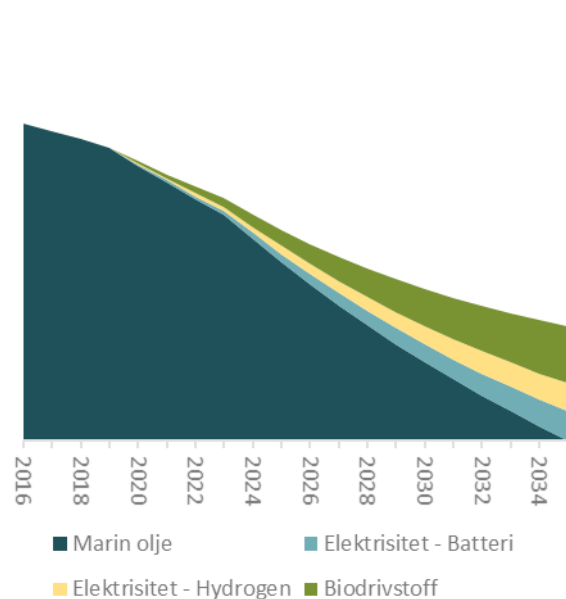
**Tabell 8: Forutsetninger for energibruk i hurtigbåttransport i Nordland 2017-2035 for scenario 1 og 2.**

	Scenario 1 (40 % energieffektivisering)	Scenario 2 (60 % energieffektivisering og hybrid)
Forventet utvikling	Gradvis energieffektivisering opp til 40 prosent i 2035.	Gradvis utskiftning av alle hurtigbåter til hybrid framdrift (bio, hydrogen, el) med 60 prosent energieffektivisering mot fossile hurtigbåter.
Antall hurtigbåter	Uendret	Uendret

**Figur 31: Framskriving av energibruk i hurtigbåter i Nordland 2017-2035 i scenario 1. GWh**



**Figur 32: Framskriving av energibruk i hurtigbåter i Nordland 2017-2035 i scenario 2. GWh.**



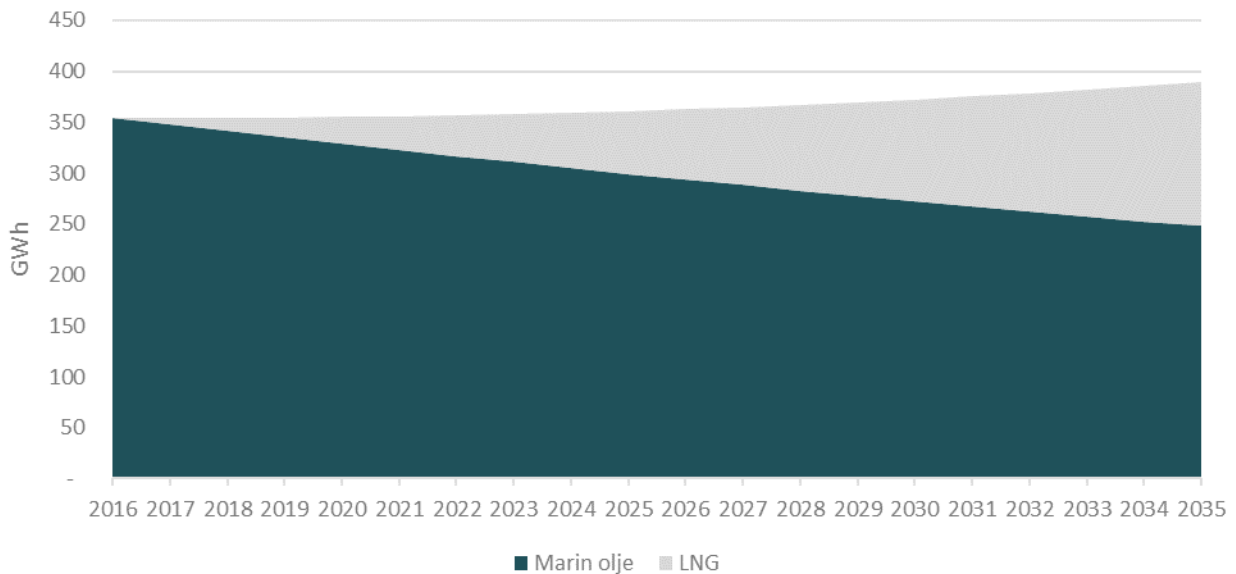
### Sjøtransport utenom ferger og hurtigbåter – Vekst i transportvolum og delvis konvertering til LNG

Nordland har også en stor sjøbasert aktivitet og en betydelig mengde sjøtransport som blant annet drives frem av mineralnæringens, tungindustriens og fiskeindustriens store transportbehov til sjøs. I tillegg opererer hurtigruteskip, offshorefartøy, store internasjonale bulkskip, en regional småbulkflåte, forskjellige spesialfartøy, cruiseskip, kysttankere mv. langs fylkets kystlinje.

I følge DNV GL (2014) kan sjøtransporten i Nordland forventes å øke med 45 prosent innen 2040. Vi antar derfor en 40 prosents økning fram til 2035. Veksten i sjøtransporten følger av økt petroleumsaktivitet i de nordligste fylkene og vil medføre økt aktivitet fra skip som er mindre egnet for elektrifisering eller hybridisering. Vi antar derfor at veksten i sjøtransporten dekkes av LNG. Vi antar denne utviklingen for både scenario 1 og scenario 2. Energiforbruket for segmentet 2017-

2035 er illustrert i Figur 33. Videre antas det 30 prosent energieffektivisering gradvis fram til 2035 for eksisterende fartøyer i begge scenarioene.

**Figur 33: Energibruk i sjøtrafikk utenom ferger og hurtigbåter 2017- 2035**



#### Landstrøm innføres i de største havnene

Forsyning av elektrisk kraft til skip som er i havn vil kunne føre til betydelige reduksjoner i energibruk og klimagassutslipp fra maritim sektor. Hadsel Havn har i flere år hatt landstrøm til fritidsbåter, hurtigbåt og ferger i opplag med et samlet årlig kraftforbruk på omkring 0,15 GWh i 2016. Det særlig tre store havner som er aktuelle for å installere landstrømsanlegg i årene som kommer: Mo i Rana, Narvik og Bodø. For Rana Industrihavn er det planlagt et landstrømsprosjekt med oppstart i 2018 og leveranse på omkring 1,8 GWh årlig. Et mindre prosjekt på 1,3 GWh vil følge fra 2020. Når det gjelder utviklingen av landstrøm i Narvik og Bodø har vi basert oss på DNV GLs (2015) utredning av potensialet for landstrøm i norske havner som gir en oversikt over drivstofforbruk pr. båttype og størrelse i ulike havner.

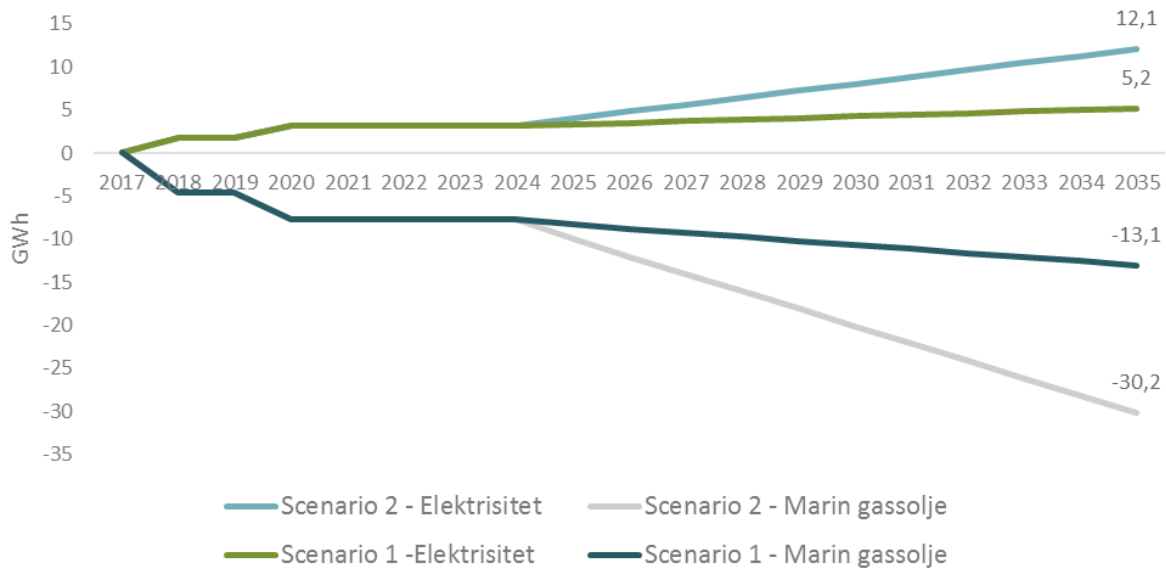
I scenario 1 har vi antatt gradvis innfasing av tilstrekkelig landstrøm til å dekke 50 prosent av forbruket til mindre sjøtransport (<500 kW) i Narvik i perioden 2025-2035. Det er antatt ingen landstrøm i Bodø. I scenario 2 har vi antatt gradvis innfasing av tilstrekkelig landstrøm til å dekke det fulle forbruket til mindre sjøtransport (<500 kW) både i Narvik og i Bodø. Det er antatt at en 60 prosent energieffektivisering ved overgang fra marin gassolje til elektrisk kraft fra land i begge scenarioene.

En oppsummering av antagelsene for scenario 1 og 2 kan sees i Tabell 9. Endringene i forbruk av maritim gassolje og elektrisitet som følge av disse tiltakene er illustrert i Figur 34.

**Tabell 9: Forutsetninger knyttet til landstrøm i scenario 1 og 2.**

	Scenario 1 (50% landstrøm <500 KW i Narvik innen 2035)	Scenario 2 (50% landstrøm <500 KW i Narvik og Bodø innen 2035)
Rana Industrihavn	1,8 GWh årlig fra 2018, ytterligere 1,3 GWh fra 2020.	1,8 GWh årlig fra 2018, ytterligere 1,3 GWh fra 2020.
Narvik	Landstrøm til 50 prosent av mindre sjøtransport (<500 kW) gradvis mellom 2025- 2035.	Landstrøm til all mindre sjøtransport (<500 kW) gradvis mellom 2025-2035.
Bodø	Ingen landstrøm i perioden	Landstrøm til all mindre sjøtransport (<500 kW) gradvis mellom 2025-2035.

**Figur 34: Endring i forbruk av elektrisk kraft og marin gassolje ved landstrøm i Nordland under scenario 1 og 2.**

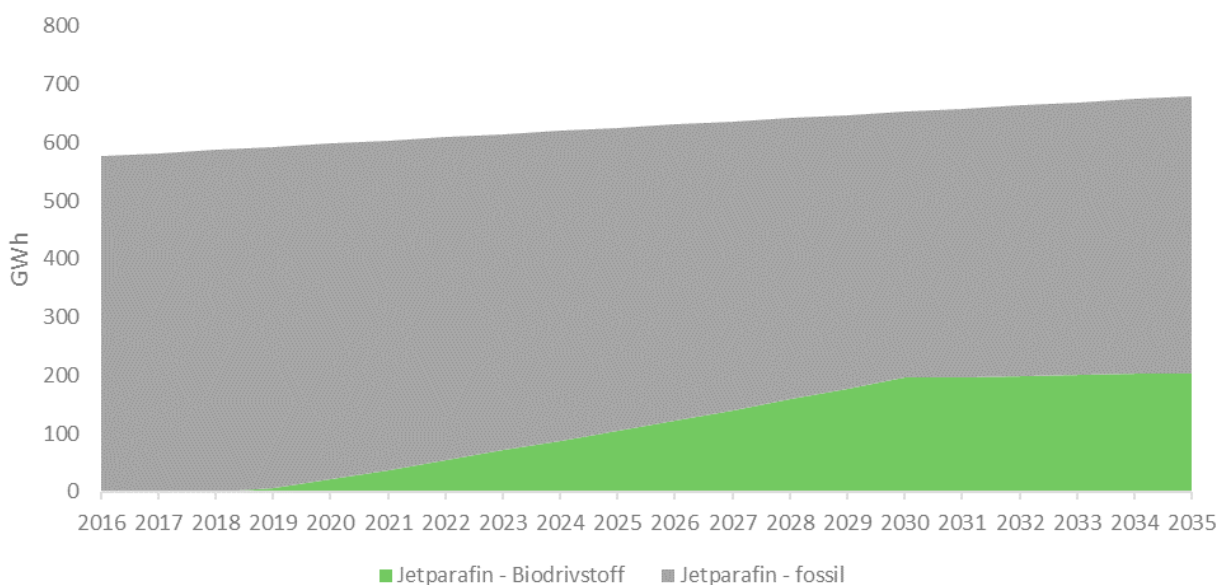


#### *Flytransport – vekst i transporten og innblanding av biodrivstoff i jetfuel*

I nasjonal transportplan er det angitt en vekst på ca. 18 prosent i flytransportvolumet fra 2016 til 2035. Vi har gått ut i fra det samme veksttallet for flytransport i Nordland (TØI, 2017).

Avinor har vært tidlig ute med innblanding av biodrivstoff i jetfuel. Fra januar 2016 tilbys jet biodrivstoff til alle flyselskap som fyller drivstoff på Oslo Lufthavn. Lufthavnen er dermed den første hub i verden med faste leveranser av biojetfuel. Avinors målsetning er ifølge Nasjonal transportplan 2018-2019 at 30 prosent av alt drivstoff, som fylles på norske flyplasser, skal være biojetfuel fra 2030. Vi har dermed lagt inn en gradvis innfasing av biojetfuel opp til dette nivået fra og med 2030. En illustrasjon av endringen fram til 2035 kan sees i Figur 35.

**Figur 35: Utvikling i forbruk av jetparafin i Nordland 2017-2035. GWh.**



### 3.6 Etterspørsel etter elektrisk kraft øker og erstatter fossil energi

Forbruket av elektrisk kraft i industrien og forbruket av fossile energibærere i transportsektoren er de viktigste komponentene når vi lager scenarier for framtidig energiforbruk i Nordland. Utviklingen kan ta ulike retninger innenfor forskjellige forbruksgrupper. Vi har utviklet to scenarier basert på graden av forbruk av elektrisk kraft. I scenario 1 har vi antatt en gradvis vekst i kraftforbruket til alminnelig forsyning og kraftintensiv industri i tråd med historisk utvikling og en moderat grad av energieffektivisering i transportsektoren. I scenario 2 har vi antatt at en kraftig økning i forbruk fra kraftkrevende industri i tråd med de høye forbruksscenarioene fra de regionale kraftsystemutredningene. I tillegg har vi antatt en kraftig energieffektivisering innen transportsektoren.

De detaljerte forutsetningene for hvert scenario er presentert i teksten under. Vi har holdt forbruk av fossile brensler i industrien, fjernvarme, varmepumper, ved og biogass er holdt konstant i de to scenarioene med forutsetninger som presentert i Tabell 10.

**Tabell 10: Antagelser knyttet til energiforbruk i scenario 1 og 2.**

	<b>Scenario 1 (moderat vekst i forbruk)</b>	<b>Scenario 2 (mye ny industri og stor vekst fra transport)</b>
<i>Kraft</i>	Utvikling i tråd med referansescenariet i de regionale kraftsystemutredningene.	Kraftforbruk gitt sterk industriutvikling.
<i>Veitransport</i>	20 prosent bioenergiandel fra 2020, 10 prosent av bilparken elbiler i 2035.	20 prosent bioenergi fra 2020, 38 prosent elbiler i 2035, 19 prosent elvarebiler 2035, 68 elbusser i 2035.
<i>Jernbane</i>	Ingen endring fra i dag.	Hydrogendrevet fra 2030.
<i>Ferger</i>	4 av 28 ferger blir elektrifisert fra 2020.	4 elferger fra 2020, øvrige ferger endres til 50 prosent hydrogen 50 prosent biodrivstoff gradvis fra 2020-2035.
<i>Hurtigbåter</i>	40 prosent energieffektivisering innen 2035.	Samtlige båter endres til 50 prosent hydrogen 50 prosent biodrivstoff fra 2020-2035.
<i>Landstrøm</i>	Landstrøm i Mo i Rana fra 2018, 50 prosent landstrøm i Narvik fra 2025.	Mo i Rana (2018), Narvik (2025-2035) og Bodø (2025-2035).
<i>Flytransport</i>	1 prosent biodrivstoff fra 2019 med en gradvis økning til 30 prosent i 2035.	1 prosent biodrivstoff fra 2019. gradvis økning til 30 prosent i 2035.
<i>Bioenergi</i>	Ingen endring i vedforbruket over perioden. Produksjonen av biogass er foreløpig marginal, og det er ikke medregnet en økning fram til 2035.	
<i>Fjernvarme</i>	Lineær økning fra 152 GWh i 2017 til 252 GWh i 2035	
<i>Varmepumper</i>	Lineær økning fra 913 GWh varme i 2017 til 1 028 GWh varme i 2035.	
<i>Lett fyringsolje</i>	Lineær reduksjon fra 342 GWh i 2017 til 103 GWh i 2035	
<i>Fossile brensler i industrien</i>	Ingen endring over perioden	
<i>Anleggsdiesel</i>	Ingen endring over perioden. Stabilt på 545 GWh årlig.	
<i>Øvrig maritim transport</i>	40 prosent økning i volum frem til 2035. Det antas at det økte volumet benytter LNG som drivstoff. 30% energieffektivisering for eksisterende fartøy gradvis mot 2035.	
<i>Bioenergi (ved)</i>	200 GWh pr. år. Ingen endring over perioden.	

### 3.6.1 Stasjonært energiforbruk

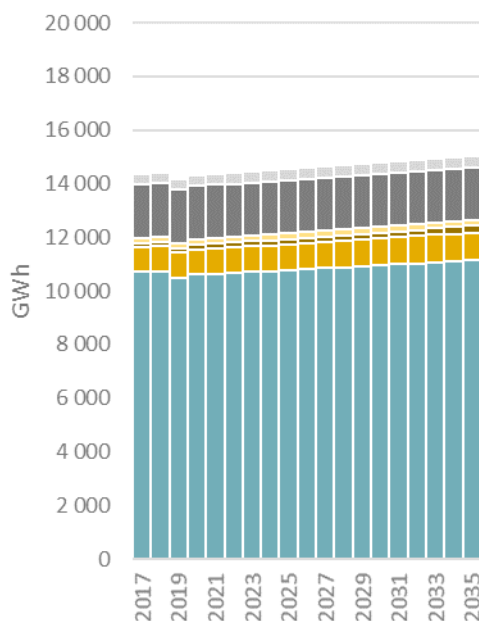
Figur 36 viser utviklingen i det stasjonære energiforbruket i Nordland fra 2017 til 2035 for de to scenarioene. I scenario 1 øker det stasjonære energiforbruket med kun 3 prosent. Kraftforbruket øker noe raskere enn det samlede forbruket med 4 prosent fra 2017 til 2035, noe som gjør at elektrisk kraft fortsetter å være den klart viktigste energibæreren og utgjør over tre fjerdedeler av det samlede stasjonære forbruket i 2035.

I scenario 2 øker det stasjonære energiforbruket med nesten 24 prosent fram til 2035. Forbruket av elektrisk kraft øker med en tredjedel (4 000 GWh), hovedsakelig som følge av økt aktivitet innen kraftintensiv industri og olje- og gassvirksomhet, og utgjør dermed mesteparten av den samlede økningen i det stasjonære energiforbruket. Elektrisk kraft utgjør over 80 prosent av det samlede stasjonære forbruket i 2035 i scenario 2.

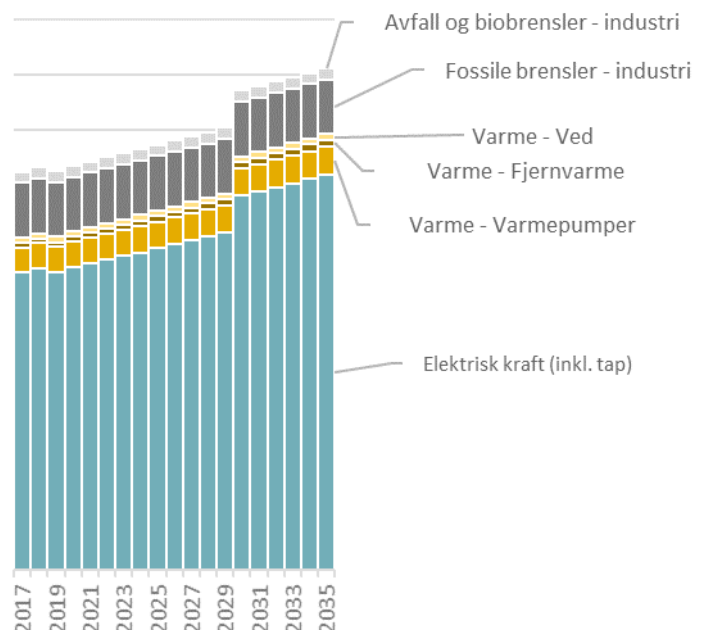
I begge scenarioene faller kraftforbruket i 2019 pga. et energieffektiviseringsanlegg hos Elkem Salten. Felles for begge scenarioene er også at forbruket av lett fyringsolje til oppvarming reduseres med 67 prosent, varmeproduksjon fra varmepumpe og fjernvarme øker noe, mens forbruket av fossile brenslere i industrien og ved til oppvarming er konstant over perioden.

**Figur 36: Stasjonært energiforbruk Nordland 2017-2035 gitt scenario 1 og scenario 2. GWh<sup>23</sup>**

**Scenario 1 (3 % økning i energiforbruket, lav industrivekst)**



**Scenario 2 (24% økt energiforbruk drevet av sterkt industrivekst)**



**Tabell 11: Stasjonært energiforbruk i Nordland 2017 og i 2035 gitt scenario 1 og 2. GWh**

	2017	2035 - Scenario 1	2035 – Scenario 2
Elektrisk kraft (EI)	10 800	11 149	14351
Varmepumper (Varme)	920	1 028	1028
Fjernvarme (Varme)	157	252	252
Ved (Varme)	200	200	200

<sup>23</sup> Dataunderlag for scenario 1 kan sees i Figur 63 og Figur 64. Dataunderlaget for scenario 2 kan sees i Figur 61 og Figur 62

<i>Fossile brensler - industri</i>	1985	1 985	1985
<i>Biobrensler og avfall - industri</i>	410	410	410
<i>Fossile brensler - oppvarming</i>	321	103	103
<b>Samlet</b>	<b>14 793</b>	<b>15 127</b>	<b>18 329</b>

### 3.6.2 Energibruk i transportsektoren

Figur 37 viser utviklingen i energiforbruket i transportsektoren fra 2017 til 2035 under to scenario.

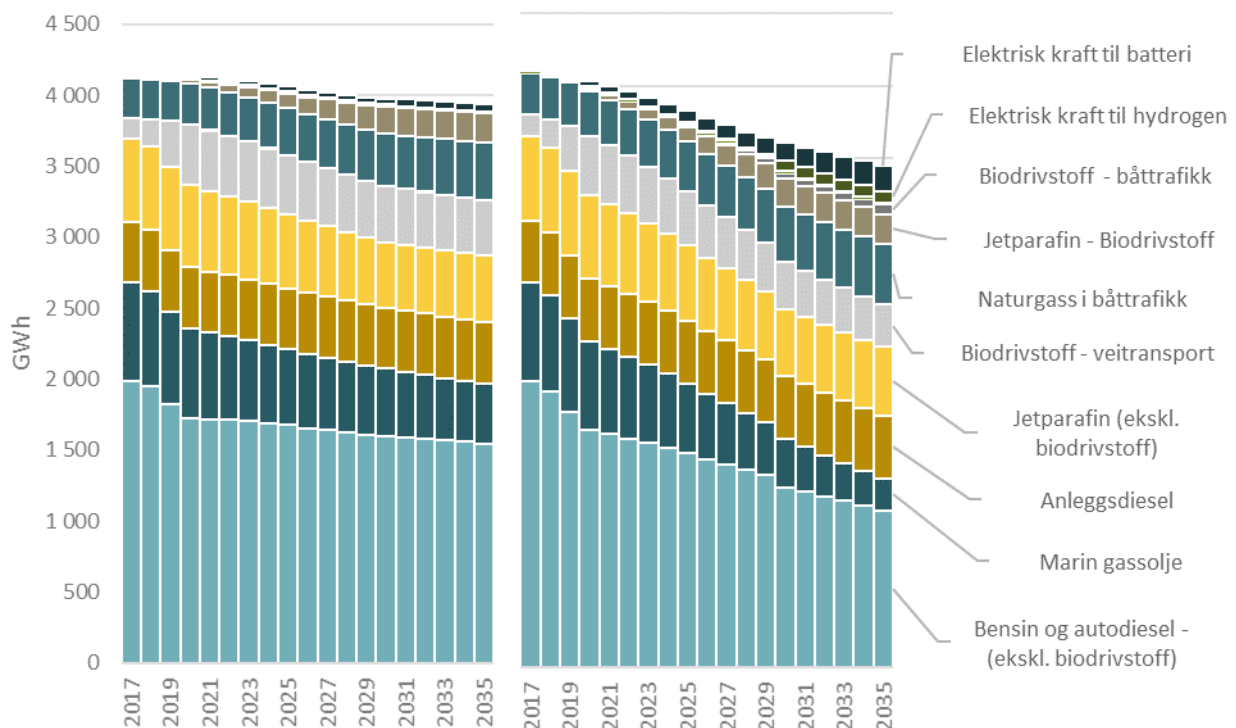
I scenario 1 gir mer energieffektive kjøretøy og en høyere andel biodrivstoff i veitrafikken en reduksjon i bensin- og dieselforbruket selv om transportvolumet forventes å øke. Samlet sett reduseres energiforbruket i transportsektoren med 5 prosent fra 2017 til 2035 til tross for at både vei, - sjø- og lufttransport forventes å øke gjennom perioden.

I scenario 2 reduseres energibruken i transportsektoren med 16 prosent fra 2017 til 2035. Nedgangen er sterkest innen bruken av marin gassolje, jetparafin, bensin og autodiesel som samlet faller med 33 prosent over perioden. Det er økende bruk av biodrivstoff i både vei- og flytransport, naturgass i sjøtransporten og elektrisk kraft til batterier og hydrogenproduksjon til tog, - sjø og veitransport.

**Figur 37: Energiforbruk til transport for Nordland 2017-2035 under scenario 1 og 2. GWh**

**Scenario 1 (5% reduksjon i energibruk pga. elektrifisering, økt transportvolum)**

**Scenario 2 (16% reduksjon i energibruk, økt transportvolum)**





**Tabell 12: Energibruk til transport i Nordland i 2017 og i 2035 under scenario 1 og 2. GWh.**

	2017	2035 - Scenario 1	2035 - Scenario 2
<i>Bensin og autodiesel - (ekskl. biodrivstoff)</i>	1963	1 548	1079
<i>Biodrivstoff - veitransport</i>	148	384	291
<i>Anleggsdiesel</i>	432	13	432
<i>Annet drivstoff - veitransport</i>	11	432	13
<i>Marin gassolje</i>	681	421	218
<i>Jetparafin (ekskl. biodrivstoff)</i>	582	476	476
<i>Jetparafin - Biodrivstoff</i>	0	204	204
<i>Naturgass i båttrafikk</i>	285	408	421
<i>Biodrivstoff - båttrafikk</i>	0	2	62
<i>Elektrisk kraft til hydrogen</i>	0	0	84
<i>Elektrisk kraft til batteri</i>	9	55	177
<b>Samlet</b>	<b>4 110</b>	<b>3 941</b>	<b>3 456</b>

## 4 ENERGIPRODUKSJON – STATUS OG UTVIKLING

Kraftproduksjonen i Nordland består hovedsakelig av storskala vannkraft med flerårs-magasiner og det meste er lokalisert på Helgeland og i Midtre Nordland. Potensialet for ny vannkraft er på over 1 300 GWh, tilsvarende nesten ca. 8 prosent av eksisterende vannkraftproduksjon. 300 GWh av dette er under utbygging. Det meste av vannkraftpotensialet er småkraft og lokalisert på Helgeland eller i Midtre Nordland. Potensialet for ny vindkraft er betydelig større, ca. 3 000 GWh ny produksjon har fått eller er i konsesjonsprosess, og 420 GWh er under utbygging i Midtre og Nordre Nordland. Det meste av vindkraftpotensialet er imidlertid på Helgeland med prosjekter tilsvarende 2 000 GWh som har fått eller søkt konsesjon. Samlet sett kan mellom 700 og 1 700 GWh ny kraft bli realisert fram til 2022.

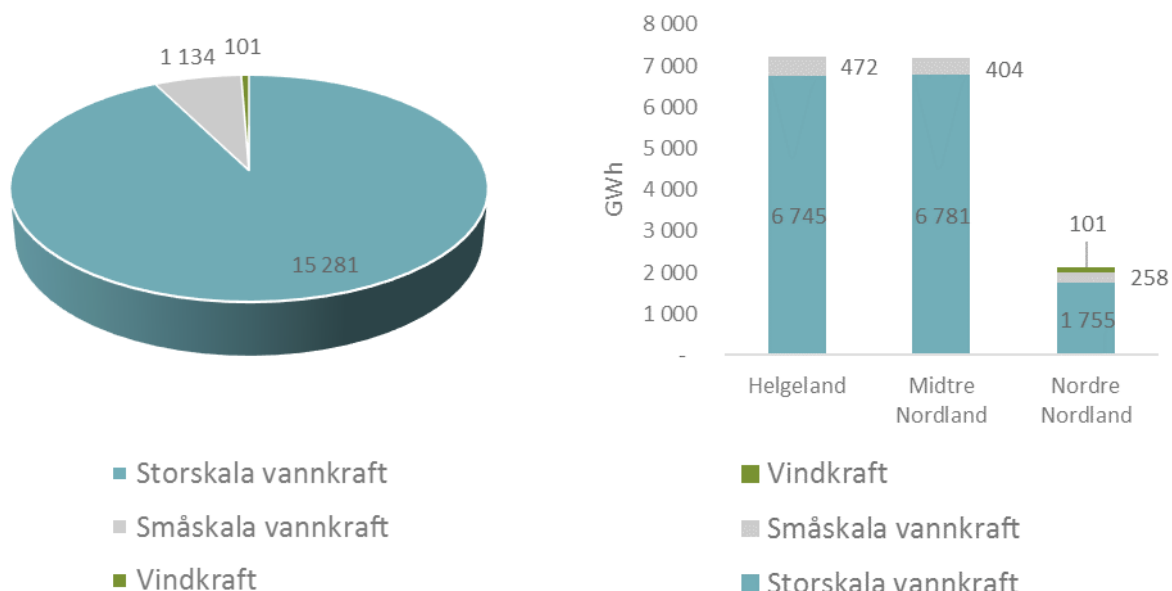
Det er lite sannsynlig at hele utbyggingspotensialet blir realisert innen 2035.

Lønnsomheten på kort sikt er presset på grunn av lave kraftpriser og et lavt prisnivå på elsertifikater. Produsentene betaler en høyere nettleie enn andre steder i landet. Høyere kraftpriser etter 2025 i kombinasjon med lavere utbyggingskostnader kan gi investeringer i økt produksjonskapasitet i størrelsesorden 500-2 100 GWh fra 2023 til 2035.

### 4.1 Stort volum kraftproduksjon i hele fylket, minst i nord

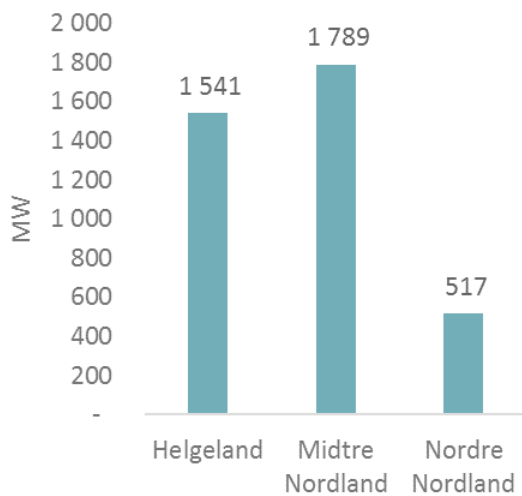
Nordland er blant de største kraftfylkene i Norge. I august 2017 var det produksjonsanlegg med en samlet årlig middelproduksjon på 16,4 TWh, hvorav 93 prosent storskala vannkraft, 6,4 prosent småskala vannkraft og 0,6 prosent vindkraft som illustrert i Figur 38. Hovedtyngden av produksjonen er lokalisert på Helgeland og i Midtre Nordland.

**Figur 38: Middelproduksjon pr. kategori i Nordland (venstre) og pr. region (høyre) 2017**

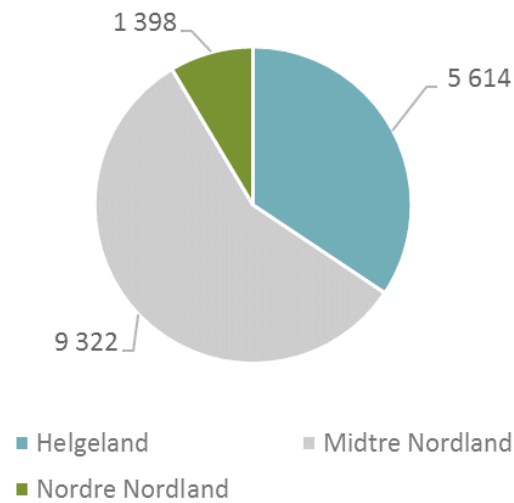


Kilde: NVEs konsesjonsdatabase pr. juni 2017

Mange av de store vannkraftverkene i Nordland har betydelige magasiner tilknyttet produksjonsanlegget, noe som gjør det mulig å i større grad la produksjonen styres av kraftprisene enn av vanntilsiget. Fire store kraftverk i Nordland har flerårsmagasin og store muligheter for å regulere produksjonen: Rana, Røssåga, Svartisen og Kobbelv. Samlet har Nordland en magasinkapasitet som tilsvarer årsproduksjonen på 16,3 TWh. Magasinkapasiteten fordeler seg på de tre regionene i Nordland som vist i Figur 40 og er særlig stor i Midtre Nordland.

**Figur 39: Installert ytelse fra samlet kraftproduksjon pr. region i Nordland**

Kilde: NVEs konsesjonsdatabase 2017

**Figur 40: Magasinkapasitet pr. region i Nordland 2017 (GWh)**

Kilde: The-MA Model

## 4.2 Stort potensial for ny produksjon, men usikker lønnsomhet

Det er stort potensial for utbygging både av vannkraft og vindkraft i Nordland. Til sammen er 4 TWh ny produksjon gitt konsesjon eller er i søknadsprosessen hos NVE. Dersom hele dette potensialet bygges ut, vil kraftproduksjonen i Nordland øke med 25 prosent.

Hvor mye av dette utbyggingspotensialet som blir realisert avhenger av konsesjonsbehandlingen og hvor mange prosjekter som er bedriftsøkonomisk lønnsomme. Lønnsomheten ved prosjektene avhenger både av kostnads- og inntektsbildet. Kostnadene ved fornybarprosjekter varierer mellom ulike teknologier, men det er også store kostnadsvariasjoner mellom gode og mindre gode prosjekter innenfor de enkelte teknologiene<sup>24</sup>.

Inntekten til fornybarprosjektene kommer fra to kilder. Salg av kraft og salg av elsertifikater. Utviklingen i både kraft- og elsertifikatprisen frem i tid er forbundet med usikkerhet. Jo høyere forventet kraft- og elsertifikatpris jo flere prosjekter realiseres for et gitt kostnadsnivå. For å få elsertifikater må anleggene produsere kraft basert på fornybar energi og være på nettet innen utgangen av 2021. Kraftverk som starter produksjonen etter denne datoen vil ikke motta elsertifikater for sin produksjon og går dermed glipp av denne ekstraintekten. Dette gjør at vi kan forvente høyere årlige investeringer fram mot 2021 enn etter 2021.

### 4.2.1 Vindkraft

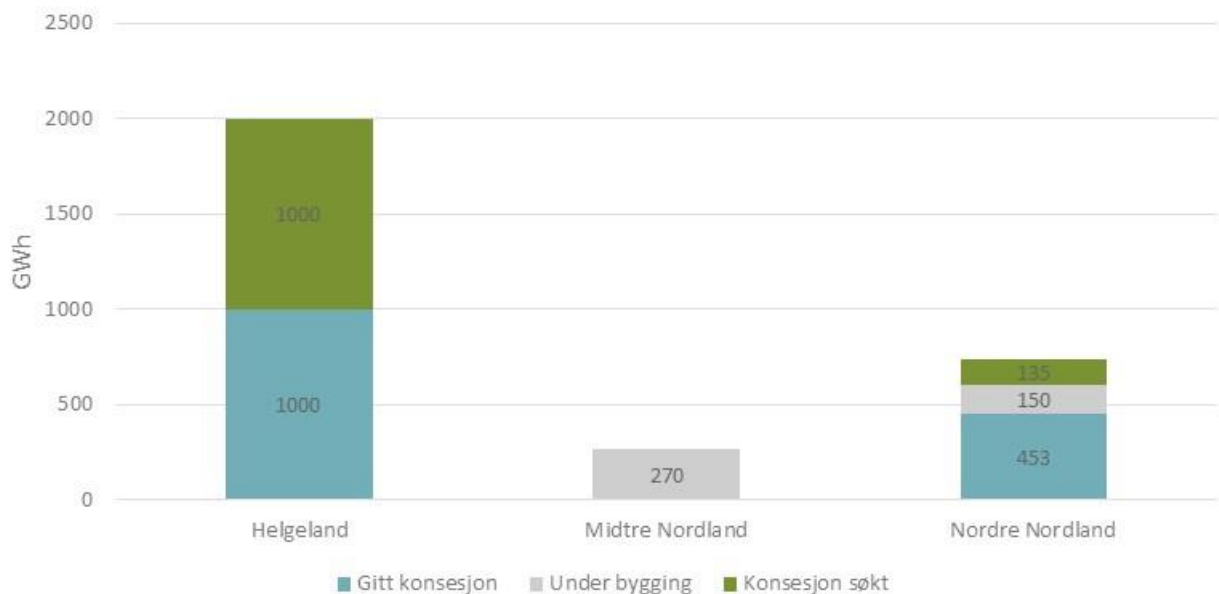
Det er til sammen søkt om og innvilget konsesjon for vindkraftprosjekter tilsvarende nesten 3 TWh/år i Nordland, hvorav to tredjedeler er plassert på Helgeland (Figur 41). To av prosjektene er under bygging, og blir realisert innen utgangen av 2019:

- Ånstadblåheia: 50 MW og forventet årsproduksjon på 150 GWh. Ligger i Nordre Nordland
- Sørfjord: 90 MW og forventet årsproduksjon på 270 GWh. Ligger i Midtre Nordland.

<sup>24</sup> Se THEMA's rapport *Samfunnsnytte av vannkraft i Nordland* som offentliggjøres høsten 2017.

Hvor mange flere vindkraftanlegg som vil bli realisert i Nordland i tillegg til disse to er usikkert og i så fall hvor mye, hvor og når. Hvilke prosjekter som realiseres avhenger både av kostnaden for det enkelte prosjektet, hvilket avkastningskrav prosjekteieren har og forventningen de har til fremtidige kraft- og elsertifikatpriser. Etter 2021 må eventuelle nye prosjekter være lønnsomme basert på kraftprisen alene. Vi ser imidlertid at kostandene for vindkraft har sunket over tid og forventes så synke ytterligere i årene fremover, noe som på sikt sammen med forventinger om stigende kraftpriser, kan gjøre flere prosjekter lønnsomme.

**Figur 41: Vindkraftprosjekter i prosess pr. region og status 2017. GWh middelproduksjon.**



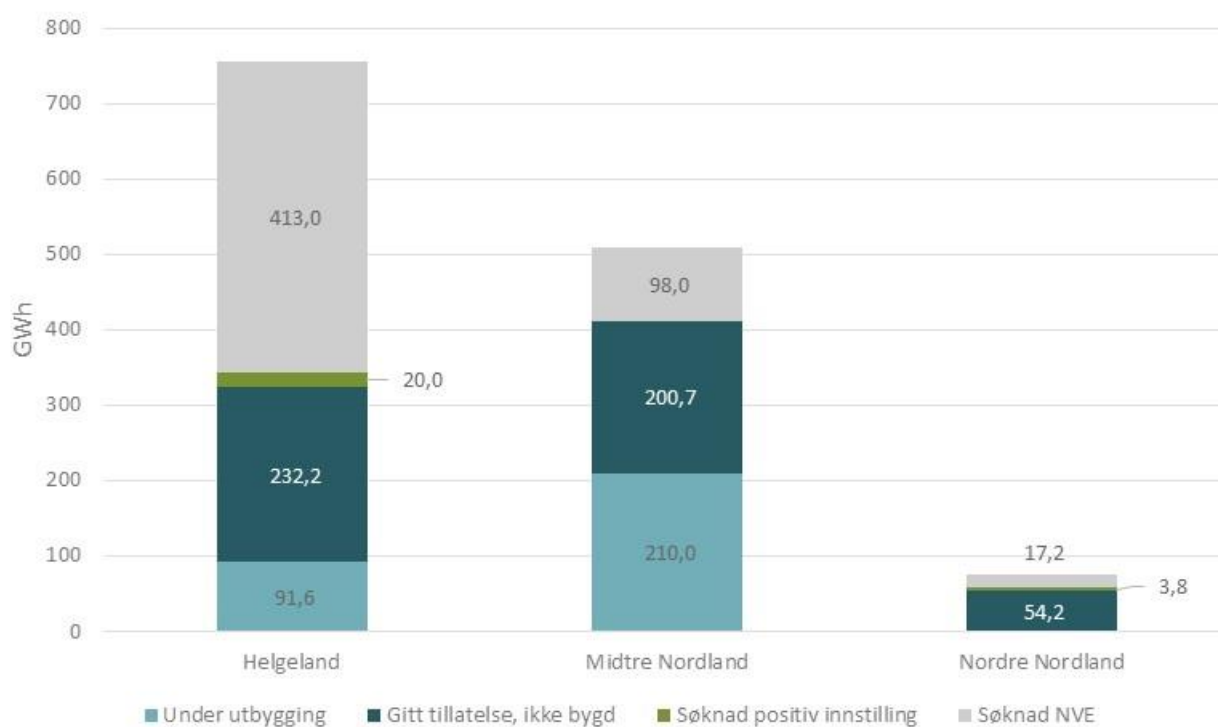
Kilde: NVEs konsesjonsdatabase

#### 4.2.2 Vannkraft

Figur 42 gir en oversikt over vannkraftprosjekter<sup>25</sup> i Nordland som befinner seg på ulike stadier av den regulatoriske og bedriftsøkonomiske vurderingsprosessen. Det er totalt 1 341 GWh, hvorav 300 GWh er under utbygging, 487 GWh har mottatt konsesjon, men har foreløpig ikke besluttet å bygge, og ytterligere 550 GWh har søknader inne til behandling hos NVE.

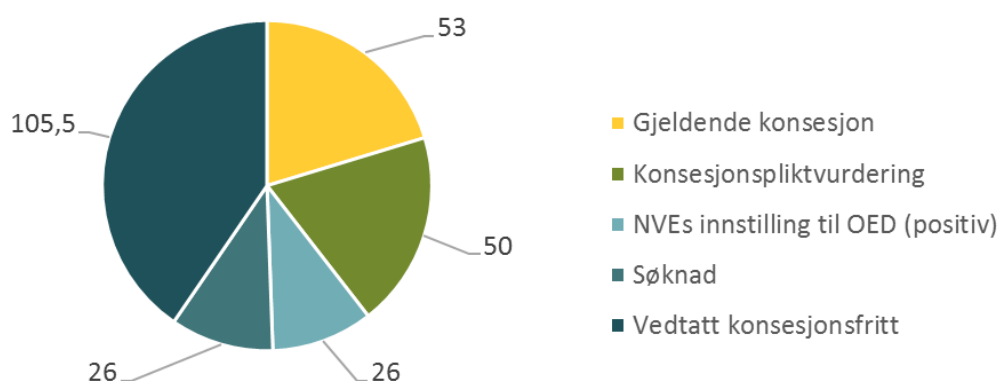
Konsesjonene omfatter i stor grad småskala prosjekter (0-10 MW installert effekt). Småskala prosjekter har sjelden magasiner og må derfor produsere når tilsiget kommer. Dette betyr at de oppnår noe lavere kraftpriser enn gjennomsnittsprisen. Kostnadene for småskala vannkraftprosjekter varierer relativt mye mellom de gode og de mindre gode prosjektene.

<sup>25</sup> Med *potensialet for ny produksjon* menes det her kraftprosjekter som er under bygging, har mottatt konsesjon eller har igangsatt en søknadsprosess om konsesjon. Det samlede teoretiske potensialet for ny produksjon er betydelig større, men vi har valgt å begrense oss til å se på produksjonskapasitet som har kommet så langt som til å starte søknadsprosessen om konsesjon. Anlegg som har fått avslag på konsesjonssøknaden er heller ikke inkludert i det vi i denne rapporten omtaler som *potensialet for ny produksjon*. Økt produksjon som følge av oppgradering av allerede utbygd vannkraft er ikke medregnet i dette potensialet ettersom det er krevende å fastslå hvilke prosjekter som allerede er ferdigstilte, er under utbygging eller som er besluttet å ikke bygge ut.

**Figur 42: Potensial for vannkraft i Nordland pr. region og prosjektstatus 2017**

Kilde: NVEs konsesjonsdatabase

Det meste av norsk vannkraft ble bygget på 60 og 70-tallet. På grunn av høy alder på anleggene og nye myndighetskrav, vil det være behov for å oppgradere en stor andel av anleggene framover. For en del av disse anleggene, vil man også utvide produksjonen gjennom bruk av mer moderne teknologi i kraftverket, eller endringer i magasiner/ vanntilførsel. Potensialet for oppgraderinger og utvidelser av vannkraftverk i Nordland pr. 2017 er vist i Figur 43<sup>26</sup>.

**Figur 43: Potensial for oppgradering og utvidelser av vannkraftverk i Nordland pr. status. GWh.**

Kilde: NVEs konsesjonsdatabase (2017)

<sup>26</sup> Tallene i figuren består av opprustnings- og utvidelsesprosjekter (O/U) som er på ulike stadier i søknadsprosessen eller som allerede har mottatt konsesjon eller er vedtatt konsesjonsfritt. Flere av disse prosjektene vil trolig allerede være igangsatt slik at potensialet for nye prosjekter trolig er en del lavere. Det er ikke oppgitt eventuelle økninger i magasinkapasitet som følge av prosjektene. En oversikt over prosjektene som er inkludert for Nordland kan sees i vedlegg 0. Grunnet usikkerhet mht. hvilke prosjekter som allerede er idriftsatt er dette potensialet ikke medregnet i potensialet for ny kraftproduksjon.

### 4.3 Scenarier for energiproduksjon 2017- 2035

Det er utfordrende å forutse utviklingen innen kraftproduksjon fram mot 2035. På bakgrunn av bortfallet av elsertifikater for ny fornybarproduksjon for nye produksjonsanlegg etter 2021, lave kraftpriser og begrensninger i eksportkapasitet fra Nordland til Midt-Norge og Sverige anta vi en begrenset videre utbygging etter 2021. Når det er sagt er det stor usikkerhet knyttet til fremtidig utbygging i Nordland. Det er særlig fem elementer som vil ha stor betydning:

- *Kraftprisen:* Dersom forventningene til en fremtidig kraftpris stiger, vil dette kunne øke lønnsomheten for potensielle kraftprosjekter i Nordland som pr. i dag ikke bygges ut på grunn av for lav forventet inntjening.
- *Teknologiutvikling:* For nyere teknologier vil man over tid kunne regne med høyere yteevne og lavere kostnader. For Nordland vil særlig en fremtidig kostnadsreduksjon for vindkraftverk gjøre at prosjekter som er ulønnsomme med dagens kraftpriser lar seg realisere. Vannkraftverk er derimot en moden teknologi, og det kan ikke ventes like store kostnadsreduksjoner innen denne kategorien.
- *Investors avkastningskrav:* Enkelte store investeringsfond vil kunne kreve en lavere avkastning på sine investeringer enn andre aktører. Jo lavere avkastningskravet settes, desto dyrere prosjekter kan realiseres. Det kan derfor ligge en mulighet for nordlandske kraftprosjekter i å tiltrekke seg slike investorer.
- *Nettilgang.* En stor økning i kraftproduksjonen uten en tilsvarende økning i kraftforbruket i industrien vil kreve økt nettkapasitet. En forutsetning for en slik produksjonsøkning vil dermed være at nettkapasiteten økes tilsvarende.
- *Internasjonale subsidier.* EU-Kommisjonen har foreslått i revidert fornybardirektiv at 10 prosent av støtten som deles ut av medlemsstater til økt fornybar energiproduksjon skal kunne åpnes for prosjekter i andre medlemsland. Fra 2026 skal tallet være 15 prosent. Lovforslaget behandles nå i EU-Parlamentet og av EUs Ministerråd, og man må regne med at det kommer endringer i den endelige lovteksten. Dersom dette skulle realiseres vil det kunne utgjøre en mulighet til å bygge nye kraftprosjekter i Nordland med støtte fra andre europeiske land.

Vi har gjort en vurdering av potensiell videre utbygging og har utviklet et lavt og et høyt scenario for kraftproduksjon i Nordland 2017-2035.

#### 4.3.1 To scenarier for framtidig produksjonsutvikling i Nordland

Vi har utviklet to scenarier for utviklingen i framtidig kraftproduksjon i Nordland fra 2017 til 2035. Utviklingsbanene for produksjonen for Nordland samlet kan sees i Figur 44 og Figur 45. En oversikt over den forventede nye kraftproduksjonen pr. region og teknologi kan sees i

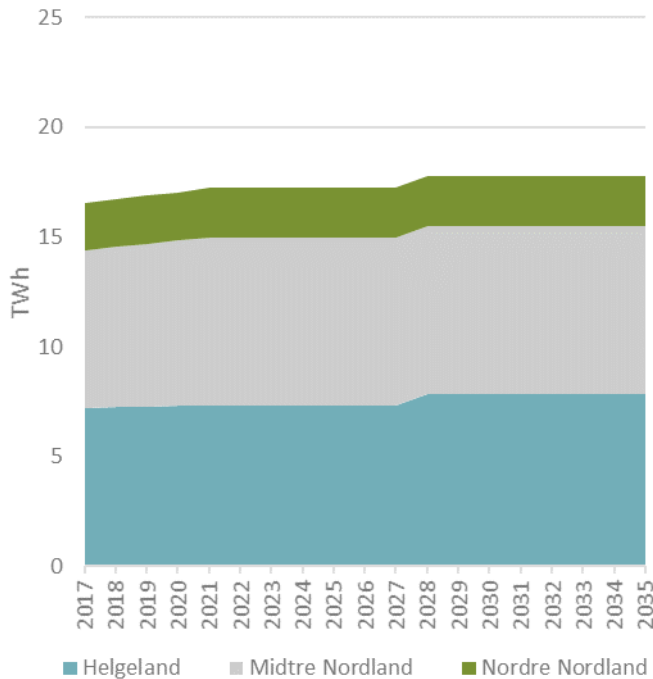
Tabell 13 under. Som det fremgår av figurene og tabellen forventer vi at kraftproduksjonen øker i begge scenarioene. Veksten forventes å være vesentlig høyere i scenario 2 enn scenario 1.

I scenario 1 blir bare kraftverk som allerede er under bygging ferdigstilt fram til 2021, mens 500 GWh av den konsesjonsgitte vindkraften bygges ut i den etterfølgende perioden. Samlet sett øker produksjonskapasiteten med 1 220 GWh fram til 2035<sup>27</sup>.

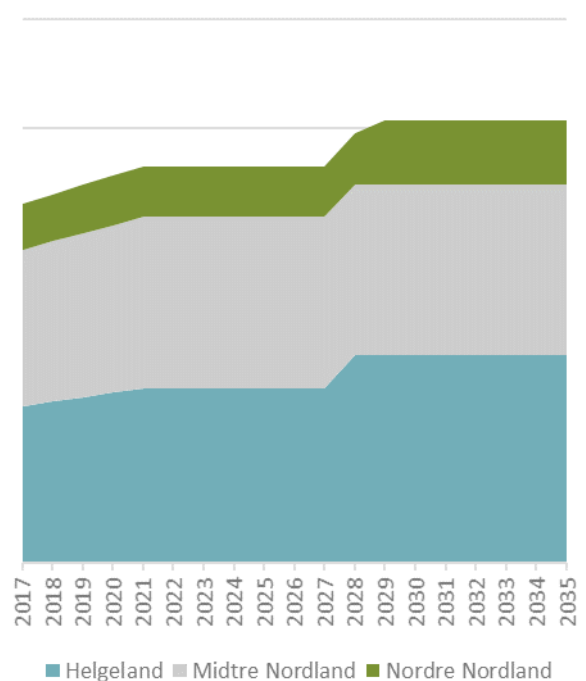
I scenario 2 blir ytterligere 500 GWh vindkraft og halvparten av den konsesjonsgitte vannkraften bygget ut frem til 2021. På grunn av lavere utbyggingskostnader for vindkraft og forventninger om høyere kraftpriser bygges resten av den konsesjonssøkte vindkraften ut mot slutten av 2020-tallet. Det gir ytterligere 2 088 GWh vindkraftproduksjon fordelt på Helgeland (1 500 GWh) og Nordre Nordland (588 GWh) fra 2028. Samlet sett øker produksjonskapasiteten med 3 800 GWh fra 2017 til 2035.

<sup>27</sup> Potensialet for ny produksjon fra O/U-prosjekter er holdt utenfor i disse scenarioene grunnet usikkerhet knyttet til hvor mye som allerede er bygget ut eller allerede er under bygging.

Figur 44: Kraftproduksjon pr. region i Nordland 2017-2035 med lav produksjonsøkning. TWh.



Figur 45: Kraftproduksjon pr. region i Nordland 2017-2035 med høy produksjonsøkning. TWh



Tabell 13: Forutsetninger pr. scenario for framtidig kraftproduksjon i Nordland 2017-2035.

	Scenario 1 – Lav produksjonsøkning. GWh			Scenario 2 - Høy produksjonsøkning. GWh		
	Vannkraft	Vindkraft	Samlet	Vannkraft	Vindkraft	Samlet
<b>Nordland 2017</b>	16 420	100	16 520	16 420	100	16 520
<b>Produksjonsøkning 2017- 2021</b>						
Helgeland	92	0	92	323	500	823
Midtre Nordland	211	270	481	411	270	681
Nordre Nordland	0	150	150	54	150	204
Samlet produksjonsøkning	303	420	723	788	920	1 708
<b>Produksjonsøkning 2022-2035</b>						
Helgeland	0	500	500	0	1 500	1 500
Midtre Nordland	0	0	0	0	0	0
Nordre Nordland	0	0	0	0	588	588
Samlet produksjonsøkning	0	500	500	0	2 088	2 088
<b>Produksjonsøkning 2017-2035</b>						
Samlet produksjonsøkning	303	920	1 223	788	3 008	3 796
<b>Nordland 2035</b>	<b>16 703</b>	<b>1 02</b>	<b>17 743</b>	<b>17 188</b>	<b>3 108</b>	<b>20 316</b>

## 5 KRAFTNETTET - STATUS OG UTVIKLING

Det gjennomføres store nettinvesteringer på alle nettnivå i Nordland. Formålet er å bedre forsyningssikkerheten, legge til rette for ny produksjon og erstatte nett som har blitt for gammelt og dårlig (reinvesteringer). Nettinvesteringene vil fjerne de fleste begrensningene for ny produksjon i regionalnettet i løpet av de neste fem årene. Bygges det mye ny produksjonskapasitet, kan det imidlertid oppstå nye flaskehalsar og kapasitetsutfordringer. Den største begrensningen vil trolig oppstå i sentralnettet selv om sentralnettinvesteringene blir historisk høye og at flere store prosjekter i fylket allerede er gjennomført. Økt kapasitet i sentralnettet ut av Nordland krever store investeringer og må delvis gjennomføres i samarbeid med svensk og finsk sentralnettutvikling. Økt forbruk og flytbasert markedskobling kan gi rom for ny produksjon uten nettinvesteringer.

### 5.1 Kapasitetsbegrensninger reduseres i Regionalnettet

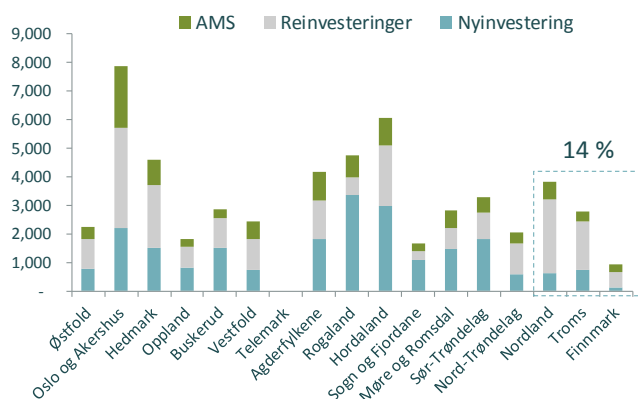
Regional- og distribusjonsnettet frakter overskuddskraft i et område til sentralnettet for distribusjon til andre regioner og tilfører kraft fra sentralnettet i områder og perioder med underskudd på lokal kraftproduksjon. Regionalnettet binder sammen ulike distribusjonsnett i tillegg til å være et bindeledd mellom sentralnettet og distribusjonsnettet. Distribusjonsnettet har den laveste spenningen og leverer kraft direkte til husholdninger og næringsliv. Mesteparten av sluttforbruket og kraftproduksjonen i Norge er tilknyttet sentralnettet indirekte gjennom de lavere nettnivåene. Når ny produksjon eller nytt forbruk skal planlegges, er det derfor også avgjørende at det er tilstrekkelig nettkapasitet på de lavere nettnivåene.

#### 5.1.1 Store investeringsplaner i regional- og distribusjonsnett i Nordland de neste 10 år

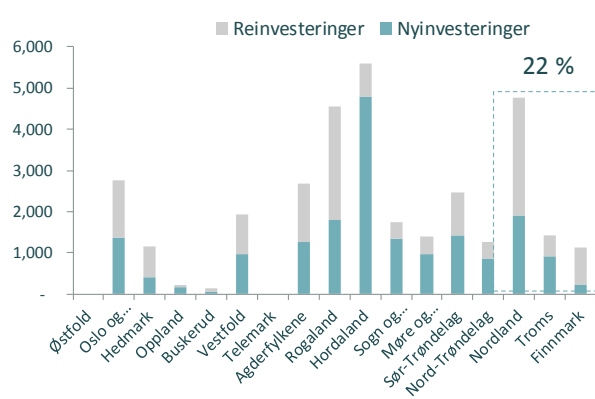
Også i regional- og distribusjonsnett vil en betydelig andel av de planlagte investeringene skje i Nord-Norge. Som vist i Figur 46 og Figur 47 står de tre nordligste fylkene for 14 prosent og 22 prosent av investeringene i henholdsvis distribusjons- og regionalnettet.

I Nordland er investeringsplanene særlig store. Dessuten utgjør reinvesteringer en stor andel av de totale investeringene. Reinvesteringer må gjøres i gamle og nedslitte nett for å opprettholde samme funksjon som i dag. En del av investeringene vil være avhengig av om ny produksjon blir realisert.

Figur 46: Investeringer i D-nett 2015-2025. MNOK.



Figur 47: Investeringer i R-nett 2015-2025. MNOK



Kilde: Energi Norge (2016) og THEMA

#### 5.1.2 Det er noe ledig kapasitet i regionalnettet, men begrenset kapasitet mellom områder

Det er ledig kapasitet i nettet hovedsakelig i Nordre Nordland og i kystkommunene sør i fylket. Nettselskapene arbeider med å utbedre kapasiteten i områder der det pr. i dag er utfordrende å øke produksjonen. Bildet vil derfor trolig forandre seg i takt med at nye nettilknytninger ferdigstilles. Store endringer i forbruket og/eller utbygging av ny produksjon kan imidlertid skape nye utfordringer. Status på tilgjengelig kapasitet i regionalnettet etter utbedring er dermed ment som en indikasjon og



ikke som en absolutt sannhet. Som vi skal se senere, kan det oppstå begrensninger i sentralnettet selv om det er tilgjengelig kapasitet til ny produksjon i regionalnettet. Disse nettområdene må derfor også ses i sammenheng og man må vurdere utviklingen i områder utenfor Nordland fylke. Utvikling i forbruk, produksjon og nett i områder nord og øst for Nordland (Sverige) vil ha betydning for mulighetene i Nordland.

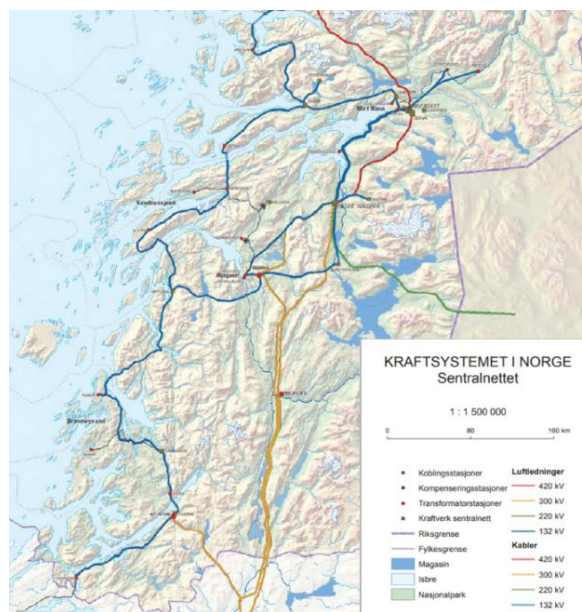
Under følger en gjennomgang av kapasiteten i regionalnettet for Helgeland, Midtre Nordland og Nordre Nordland. Det foreligger ikke en standardisert metode for vurdering av potensialet for ny produksjon i utarbeidningen av de regionale kraftsystemutredningene. Dette gjør at noe ulike metoder er benyttet mellom de tre nettområdene. Oversiktskart for hele Nordland pr. 2016 og etter planlagte tiltak kan sees i henholdsvis Figur 65 og Figur 66 i vedleggene til denne rapporten.

### Helgeland

Som illustrasjonen til høyre viser, går regionalnettet på Helgeland hovedsakelig langs kysten og er koblet på sentralnettet i transformatorstasjoner flere steder.

Regionalnettet på Helgeland består av 132 kV- og 66 kVnett. Mesteparten av regionalnettet er eid av Helgeland Kraft. Spenningsnivåene i regionalnettet er et resultat av historisk utvikling, og anleggene er preget av de løsningene som var standard på de tidspunktene de ble bygd. Det meste av nettet har derfor et spenningsnivå 132 kV, mens enkelte eldre deler har spenningsnivå 66 kV. Luftledninger utgjør 97 prosent av regionalnettet og alderen på ledningene er gjennomgående høy (gjennomsnittlig byggeår rundt 1970).

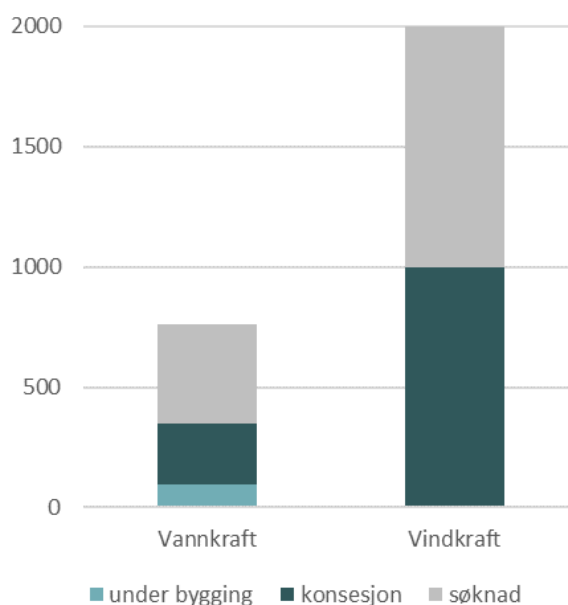
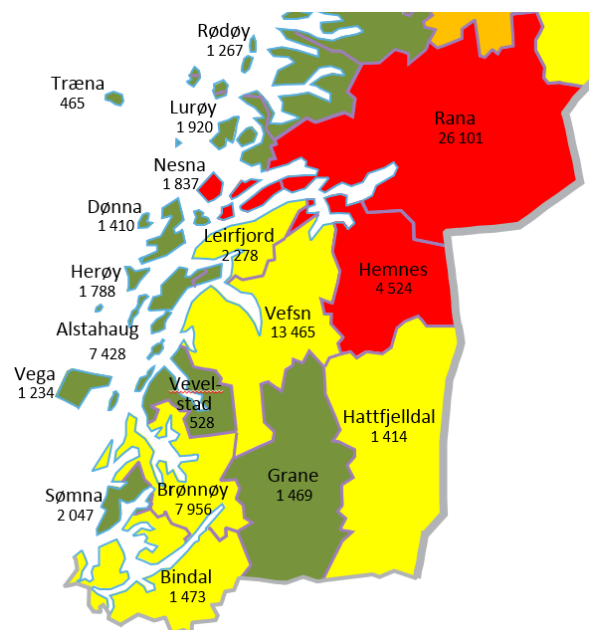
Figur 48: Regional- og sentralnettet på Helgeland.



Figur 49: Status på nettkapasitet i 2016. Grønn= ledig kapasitet. Gul= Tidvis ledig kapasitet. Rød ikke ledig kapasitet. Orange=

Figur 50: Potensial for ny kraft

varierende i området.



Kilde: RKSU (2016)

**Tabell 14: Ledig kapasitet for ny kraftproduksjon pr. kommune på Helgeland.**

Område/ Kommune	Status 2016	Kommentar	Planlagte tiltak	Planlagte endringer innen 2035
<i>Grønn= ledig kapasitet, Gul= Periodevis/noe ledig kapasitet, Rød= Ikke ledig kapasitet</i>				
<i>Bindal (gjelder tilknytning mot Helgeland og ikke mot Nord-Trøndelag)</i>		God kapasitet i regionalnett, men <u>transformering til sentralnett</u> kan etter hvert bli en flaskehals.		Sentralnett oppdatert
<i>Brønnøy</i>		God kapasitet i regionalnett, men <u>transformering til sentralnett</u> kan etter hvert bli en flaskehals.		Sentralnett oppdatert
<i>Leirfjord</i>		Begrensninger i enkelte tidsperioder, men under utbedring		
<i>Vefsn</i>		Begrensninger i enkelte tidsperioder, i noen deler av nettet	Drevvatn Transformatorstasjon 132 kV-linje, Mosjøen – Drevvatn (2023)	2023
<i>Hattfjelldal</i>		Kapasitet til noen nye tilknytninger, men ikke all potensiell produksjon		
<i>Nesna</i>		Begrensninger i enkelte tidsperioder, men under utbedring		
<i>Hemnes</i>		Begrensninger i enkelte tidsperioder		
<i>Rana</i>		Tidvis begrensninger ulike steder, noe av dette er under utbedring	132 kV-nett for prod. Nord-Rana	2021
<i>Sømna</i>				
<i>Vevelstad</i>				
<i>Grane</i>			Intet regionalnett i kommunen. Kapasitet i transformering mot sentralnett.	
<i>Alstadhaug</i>		Ingen ny produksjon planlagt		
<i>Dønna</i>		Ingen ny produksjon planlagt		
<i>Herøy</i>		Ingen ny produksjon planlagt		

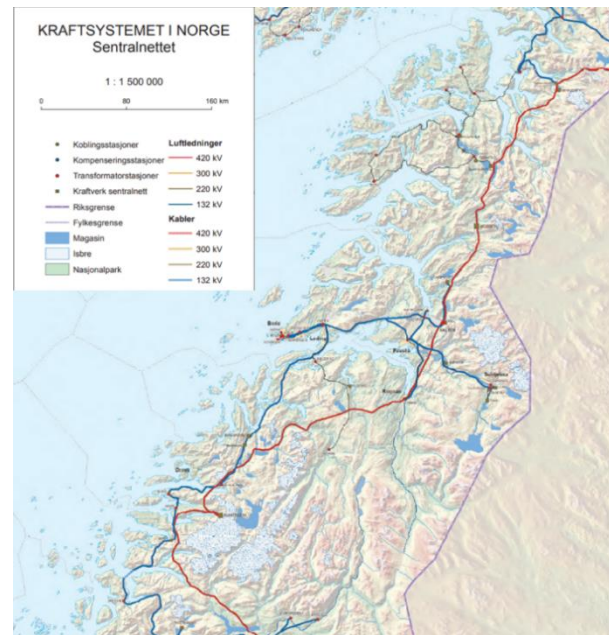
Kilde: Helgeland Kraft pr. epost

### Midtre Nordland

Det meste av regionalnettet i området ble bygget ut områdevis på 60-, 70- og 80-tallet. Sentralnettet er sterkt i området og er koblet til regionalnettet flere steder.

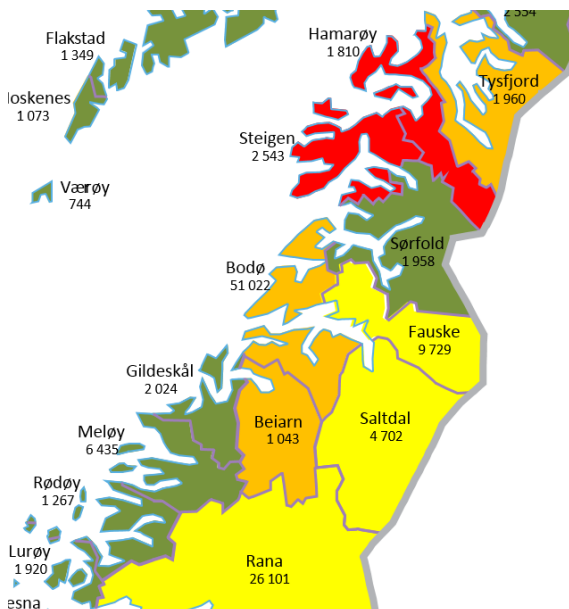
Foruten forbruket hos Elkem i Salten og Yara i Glomfjord er hovedtyngden av forbruk i Bodø. Det er fem store kraftproduksjonsområder i regionen: Sulitjelma, Straumen (Siso), Sundsfjord, Svartisen og Kobbelv, de to siste er koblet direkte til sentralnettet.

Figur 51: Sentral- og regionalnett i Midtre Nordland.



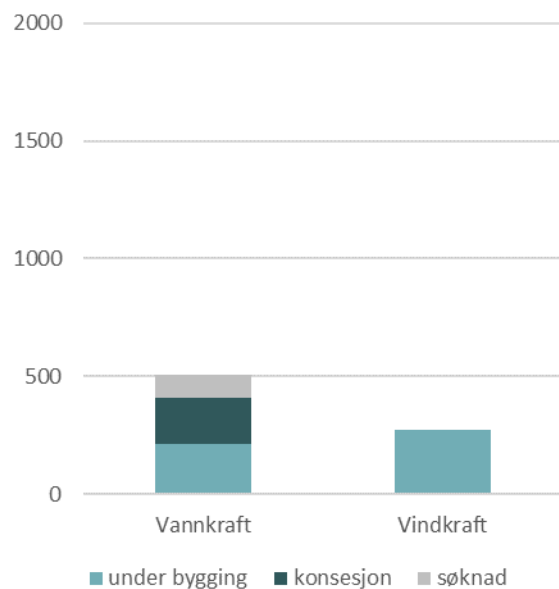
Kilde: NVE

Figur 52: Status på nettkapasitet i 2016. Grønn= ledig kapasitet. Gul= Tidvis ledig kapasitet. Rød ikke ledig kapasitet. Orange= varierende i området.



Kilde: RKSU (2016)

Figur 53: Potensialet for ny kraft



Som illustrert i Tabell 15, kan kapasiteten i regionalnettet være en begrensende faktor for utbygging av ny kraftproduksjon i Midtre Nordland. I omkring halvparten av områdene er eksisterende nettkapasitet ikke tilstrekkelig dersom det skal bygges ut ny produksjon. Det er planlagt flere tiltak som vil bedre situasjonen, men det er ikke oppgitt hvor mye produksjon som kan bygges ut før det igjen blir kapasitetsutfordringer på linjene. Når det er sagt, er det konkrete potensialet som er gitt av konsesjonsprosesser begrenset i området.

**Tabell 15: Ledig kapasitet for ny kraftproduksjon pr. kommune i Midtre Nordland.**

Område/ Kommune	Status 2016	Kommentar	Planlagte tiltak	Planlagte endringer innen 2035
<i>Grønn= ledig kapasitet, Gul= Periodevis/noe ledig kapasitet, Rød= Ikke ledig kapasitet.</i>				
Bodø – Skjerstad	Rød	Oldereid: Ingen ledig trafokapasitet når alle kraftverkene går for fullt i lettlast (66/6,6 kV)	Større transformator i Oldereid. Muligens økt kapasitet Hopen – Oldereid.	2016-2017
Beiarn- Nedre	Rød	Delt mellom Beiarn og Sundsfjord.	Ny trafostasjon på Sundsfjord – Hopen linjen på Kjelling	2019
Fauske – Sulis	Rød	Perioder med overlast i linjen Sjønstå - Valljord	Planlagt forsterkning av linjen mellom Sjønstå og Valljord.	2016
Hamarøy	Rød	Ingen ledig kapasitet. Overlast i fjordspenn over Tysfjorden	Ny sentralnettstilkobling i Kobbelv	2021
Tysfjord - Sør	Rød	Ingen ledig kapasitet. Overlast i fjordspenn over Tysfjorden	Ny sentralnettstilkobling i Kobbelv	2021
Steigen	Rød	Ingen ledig kapasitet. Overlast i fjordspenn over Tysfjorden	Ny sentralnettstilkobling i Kobbelv	2021
Saltdal	Gul	Perioder med overlast i linjen Sjønstå – Valljord når det er mye produksjon i Sulitjelma	Planlagt forsterkning av linjen mellom Sjønstå og Valljord	2018
Fauske	Gul	Perioder med overlast i linjen Sjønstå – Valljord når det er mye produksjon i Sulitjelma	Planlagt forsterkning av linjen mellom Sjønstå og Valljord.	2018
Beiarn – Øvre	Gul	Må dele linjekapasitet med ny utbygging i Skjerstad	Større transformatorer i Beiarn. Mulig økt kapasitet Hopen – Oldereid.	2020
Lurøy	Grønn	God kapasitet	Ingen	
Meløy	Grønn	God kapasitet	Ingen	
Rødøy	Grønn	Ledig kapasitet i Reppo trafo er 5 MW når alle kraftverkene går i lettlast	Ingen	
Sørfold	Grønn	Kapasitet avhengig av forbruksutviklingen. Transformator kan bli for liten hvis lavt forbruk og mye produksjon. Ledig kapasitet i trafo er 7 MW når alle kraftverkene går i lettlast.	Økt trafokapasitet	
Træna	Grønn	God kapasitet	Ingen	
Tysfjord -Nord	Grønn	God kapasitet	Ingen	
Gildeskål	Grønn	Ledig kapasitet i Sundfjords trafo er ca. 15 MW når alle kraftverkene går for fullt i lettlast. Må dele kapasitet med kraftverk i Beiarn.	Ingen	
Bodø - Sentrum	Grønn	God kapasitet i flere tilknytningspunkt	Ingen	

Kilde: Regional kraftsystemutredning Midtre Nordland (Nordlandsnett, 2016)

Som vist i Tabell 16 er kommer kapasitetsproblemene i regionalnettet i Midtre Nordland tydeligere frem når vi ser på overføringskapasiteten mellom større områder i regionen. Det er planlagt konkrete tiltak for å øke forsyningssikkerheten og legge til rette for ny kraftproduksjon i området.

**Tabell 16: Ledig kapasitet for overføringer mellom områder i Midtre Nordland.**

Område/Kommune	Status 2016	Kommentar	Planlagte tiltak	Planlagte endringer innen 2035
<i>Grønn= ledig kapasitet, Gul= Periodevis/noe ledig kapasitet, Rød= Ikke ledig kapasitet.</i>				
Nord-Salten	Rød	Ikke kapasitet i eksisterende regionalnett til å få ut ny produksjon	Ny sentralnettstilkobling i Kobbelv planlagt i 2020/2021 (Ikke besluttet)	2020/21
Salten	Rød	I perioder med høy produksjon og lavt forbruk er kapasiteten i Salten trafo for liten	Ny stasjon med økt trafo-kapasitet planlagt 2021 (ikke besluttet)	2020/21
Salten/Helgeland	Rød	For liten kapasitet i linjen Langvatn-Svabo	Økt kapasitet i linjen Langvatn-Rana/Svabo. Ny transformator i Svartisen og ny linje Svartisen-Halsa	2016/17

Kilde: Regional kraftsystemutredning Midtre Nordland (Nordlandsnett, 2016)

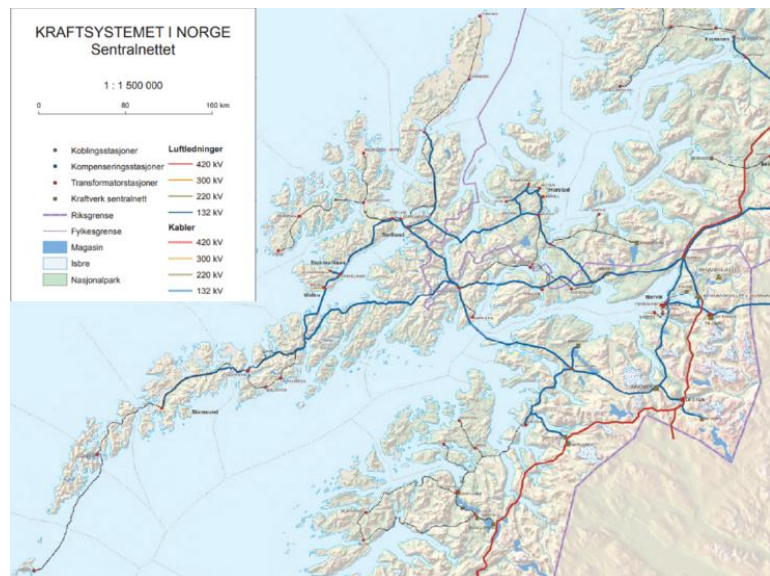
### Nordre Nordland

Regionalnettet i Nordre Nordland består av 132 kV ledninger og er eid av 12 ulike selskap. Totalt sett er det bygget cirka 1300 km med overføringsnett (kabler og linjer) på spenningsnivåene 33, 66 og 132 kV. Luftledningene i området er relativt gamle, under 10 prosent av ledningene er bygget etter 1980. Sjøkablene er nyere, her er en stor andel bygget etter år 2000.

Regionalnettet har mange tilknytningspunkt mot sentralnettet (Kvandal, Kvitnes, Kilbotn, Hinnøy, Sortland, Kanstadbotn, Ballangen, Ofoten, Sildvik og Narvik) og det går to sentralnettslinjer til Sverige fra dette området. Lofotringen er i ferd med å bli innlemmet i sentralnettet. Det aller meste av dagens kraftproduksjon i Nordre Nordland ligger i Narvik kommune, mens forbruket i regionen er mer jevnt fordelt.

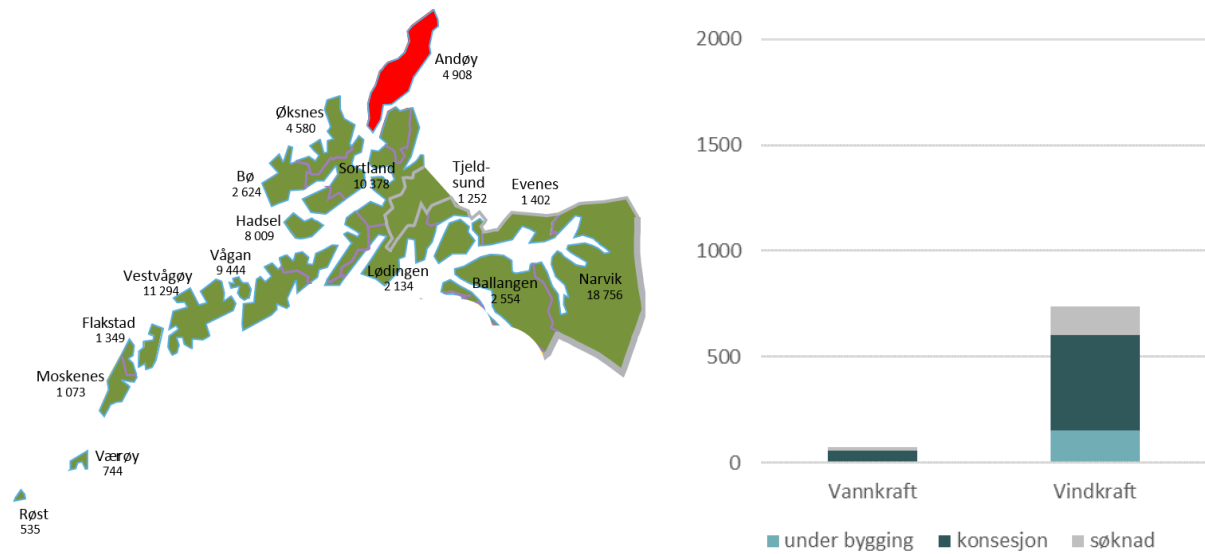
En oversikt over ledig kapasitet i regionalnettet for ny kraftproduksjon pr. kommune i Nordre Nordland vises under. Kapasiteten er oppgitt i en situasjon hvor alle planlagte kraftverk i området bygges ut.

Som det fremgår av figuren under, er det ledig kapasitet for ny produksjon i nær alle kommunene i Nordre Nordland. Unntaket er på i Andøy kommune, hvor en potensiell utbygging av et nytt vindkraftverk vil utløse et investeringsbehov i en ny linje fra kraftverket til Sortland.

**Figur 54: Sentral- og regionalnett i 2016**

Kilde: NVE

**Figur 55: Status på nettkapasitet i 2016. Grønn= ledig kapasitet. Gul= Tidvis ledig kapasitet. Rød ikke ledig kapasitet. Orange=Figur 56: Potensialet for ny kraft varierende i området.**



Kilde: RKSU (2016)

**Tabell 17: Ledig kapasitet for ny kraftproduksjon pr. kommune i Nordre Nordland.**

Område/Kommune	Status	Kommentar	Planlagte endringer innen 2035
<i>Grønn= ledig kapasitet, Gul= Periodevis/noe ledig kapasitet, Rød= Ikke ledig kapasitet.</i>			
Lødingen	Grønn	Ledig kapasitet	
Tjeldsund	Grønn	Ledig kapasitet	
Evenes	Grønn	Ledig kapasitet	
Sortland	Grønn	Ledig kapasitet	
Øksnes	Grønn	Ledig kapasitet	
Bø	Grønn	Ledig kapasitet	
Ballangen	Grønn	Ledig kapasitet	
Narvik	Grønn	Ledig kapasitet	
Røst	Grønn	Ledig kapasitet	
Værøy	Grønn	Ledig kapasitet	
Flakstad	Grønn	Ledig kapasitet	
Vestvågøy	Grønn	Ledig kapasitet	
Vågan	Grønn	Ledig kapasitet	
Moskenes	Grønn	Ledig kapasitet	
Hadsel	Grønn	Ledig kapasitet	
Andøy	Rød	Ledig kapasitet i dag til småkraft. Utbygging av Andmyran vindkraftverk vil føre til betydelig overlast i regionalnettet mellom tilknytningspunktet for vindkraftverket og Risøyhamn transformatorstasjon.	Ny 132 kV linje fra kraftverk til Risøyhamn og Sortland.

Kilder: Regionale kraftsystemutredning Nordre Nordland og Sør-Troms (Hålogaland Kraft, 2016)

## 5.2 Sentralnettet vil fortsatt være begrensende for stort volum ny produksjon

Sentralnettet utgjør ryggraden i det norske kraftsystemet. Med et høyt spenningsnivå og betydelig overføringskapasitet kan det overføre store kraftvolumer mellom landsdeler og inn og ut av Norge. Sentralnettet driftes av Statnett, som er ansvarlige for samfunnsøkonomiske vurderinger knyttet til nye kraftledninger og oppussing av eksisterende nettverk.

### 5.2.1 Sentralnettet kobler sammen nettet i Nord-Norge med Sverige og Trøndelag

Kraftnettet i Nordland er forbundet med Midt-Norge, Sverige og Troms gjennom sentralnettet som illustrert i Figur 57 og Tabell 18. Kraftoverskuddet i Nordland overføres i hovedsak til Midt-Norge og Sverige, men kraften går også nordover i perioder med kraftunderskudd i Troms og Finnmark. I perioder med overskudd av kraft i Troms og Finnmark må også kraften nordfra føres sørover gjennom sentralnettet i Nordland eller til Narvik, Ofoten eller Røssåga for eksport til/via Sverige.

Kapasiteten sørover og til Sverige er av betydning for hvor mye kraftproduksjon som kan bygges ut samlet sett i Nordland. Eventuell ny produksjon nord for Nordland vil også legge begrensninger på hvor mye ny kraft det blir plass til i Nordland.

Figur 57: Oversikt over sentralnettet i Nordland



Kilde: Statnett (2017)

Tabell 18: Sentralnettforbindelser mellom Nordland og andre områder.

Linjenavn	Spenning	Destinasjon
Ofoten - Ritsem	420 kV	Sverige
Røssåga - Grundfors	220 kV	Sverige
Sildvik- Tornehamn	132 kV	Sverige
Nedre Røssåga - Namsos I	420 kV	Midt-Norge
Nedre Røssåga - Namsos II	300 kV	Midt-Norge
Ofoten - Balsfjord I	420 kV	Troms
Ofoten - Balsfjord II	420 kV	Troms

### 5.2.2 Store investeringer i sentralnettet i Nordland fram til 2021, lite er besluttet deretter

Nesten 10 milliarder kroner er forventet investert i sentralnettet i Nord-Norge fram til 2021, noe som utgjør ca. 20-25 prosent av Statnetts samlede investeringer i perioden. En oversikt over sentralnettsprosjektene som nylig er ferdigstilt eller er under bygging i Nordland eller mellom Nordland og andre regioner kan sees i Tabell 19 og Tabell 20. Som det fremgår av tabellene, er forsyningssikkerhet den viktigste begrunnelsen for flertallet av de pågående og planlagte prosjektene, men også behovet for tilrettelegging for ny fornybar kraftproduksjon har vært viktig for en rekke tiltak.

**Tabell 19: Nylig ferdigstilte sentralnettsprosjekter i Nordland.**

Prosjektnavn	Kostnad (MNOK)	Idriftsatt	Behov
Svartisen – Ny transformering	80 – 110	2017	Fornybar
Lofoten/Vesterålen – Reaktiv komponent	120 - 150	2016	Forsyningsikkerhet

Kilde: Statnett (2017)

**Tabell 20: Pågående sentralnettsprosjekter i Nordland.**

Prosjektnavn	Kostnad (MNOK)	Forventet idriftsatt	Behov
Namsos- Nedre Røssåga - Spenningsoppgradering	900 - 1000	2017-2018	Fornybar/Handelskapasitet
Ofoten – Balsfjord – Ny 420 kV-ledning	3000 - 3700 <sup>28</sup>	2017	Forsyningsikkerhet
Skjomen sentralnettsstasjon - rehabilitering	190 - 220	2018	Forsyningsikkerhet
Sildvik sentralnettsstasjon - rehabilitering	150 - 170	2018	Forsyningsikkerhet
Kvitfossen sentralnettsstasjon - rehabilitering	50 – 55	2017	Forsyningsikkerhet
Totalt	4290 – 5145		

Kilde: Statnett (2017)

En rekke prosjekter er også under planlegging, og en fullstendig oversikt over planlagte prosjekter kan sees i Tabell 21 og Tabell 22. Noen av de viktigste prosjektene er:

- For å bedre forsyningsikkerheten til Sørnettet (som forsyner Lofoten, Ofoten, Vesterålen og Harstad-området) planlegges det å erstatte den gamle ledningen mellom Kvandal og Kanstabotn.
- Ny transformatorstasjon på Kobbvatnet og erstatning av Salten stasjon skal investeres i delvis for å gi bedre forsyningsikkerhet, og delvis for å legge til rette for noe ny kraftproduksjon i området.
- En ny transformatorstasjon i Varntresk er aktuell dersom det konsesjonsgitte kraftverket Krutåga blir bygget. Dette vil også åpne opp for ytterligere 10-20 MW småkraft som er planlagt i det samme området.

**Tabell 21: Sentralnettsprosjekter under planlegging i Nordland (ikke investeringsbesluttet)**

Prosjektnavn	Kostnad (MNOK)	Forventet idriftsatt	Behov
Kobbvatnet – ny transformatorstasjon	260 – 300	2020 - 2021	Forsyningsikkerhet/ Fornybar
Salten – ny stasjonsløsning	400 - 500	2021	Forsyningsikkerhet/ Fornybar

Kilde: Statnett (2017)

<sup>28</sup> Størstedelen av dette prosjekter er nord for Nordland



**Tabell 22: Sentralnettsprosjekter under planlegging i Nordland. Endelig løsning og omfang ikke bestemt.**

Prosjektnavn	Kostnad (MNOK)	Forventet konsesjons søknad	Behov
<i>Kvandal – Kanstadbotn – Ny ledning og stasjon</i>	NA	2018	Forsyningssikkerhet
<i>Kolsvik – Fornyelse kontroll- og apparatanlegg</i>	NA	2017	Forsyningssikkerhet
<i>Endret jordingsform i Sørnettet</i>	NA	NA	Forsyningssikkerhet
<i>Varntresk – Ny transformering</i>	NA	2017	Fornybar

Kilde: Statnett (2017)

### 5.2.3 Det kan raskt bli kapasitetsutfordringer i sentralnettet til tross planlagte investeringer

Statnett oppgraderer i 2017 en av 300 kV-ledningene mellom Nedre Røssåga og Namsos, men dette vil kun gi en liten økning i overføringskapasiteten sørover fordi den gjenværende ledningen fortsatt er begrensende. Statnett mener at det skal ganske moderate volumer med ny produksjon til før flaskehalsen gjør seg gjeldende og kraftprisen i Nord-Norge synker. Selskapet har likevel foreløpig ingen konkrete planer om å utvide eksportkapasiteten ut av området.

En større utvidelse av overføringskapasiteten mellom Nordland og Midt-Norge kan oppnås ved å oppgradere den gjenstående sentralnettsforbindelsen mellom Røssåga og Namsos til 420 kV. En slik utvidelse er i seg selv svært kostbar, men ettersom økte kraftoverføringer sørover også vil føre til økte kraftoverføringer til Sverige<sup>29</sup>, må også en eller flere av disse forbindelsene utvides noe som ytterligere øker tiltakskostnaden. Økte kraftoverføringer til Sverige er også en mulig utfordring ettersom det planlegges mye ny kraftproduksjon i Nord-Sverige og Finland. Økt produksjonskapasitet nord i våre naboland vil legge press på kraftnettet fra nord til forbrukssentrene sør i Sverige. Muligheten til å bygge bort eventuelle flaskehalsen i nord må vurderes i samarbeid med Svenska kraftnät og Fingrid i deres felles planleggingsarbeid på tvers av landene.

Utbygging av kraftnett er svært dyrt og må kunne forsvares samfunnsøkonomisk. Statnett peker på at den framtidige kraftprisutviklingen er avgjørende for den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av å utvide nettkapasiteten. En høy kraftpris gjør både ny fornybarproduksjon og nettutvidelser mer lønnsomme.

Hvor mye ny produksjon som kan knyttes til før flaskehalsen øke ut av området, blir påvirket av flere forhold:

- *Utbygging av Fosen.* Den nye vindkraftproduksjonen på Fosen fører til at flaskehalsen nord-sør flyttes, og områdegrensen for NO4 vil flyttes til sør for Namsos.
- *Geografisk plassering av ny produksjon internt,* da lokalisering av ny produksjon påvirker hvilke forbindelser som blir høyest utnyttet og dermed hvor raskt flaskehals ut av Nord-Norge oppstår.
- *Innføring av flytbasert markedskopling.* Vår analyse indikerer at overgangen til flytbasert markedskopling vil ha særlig stor gevinst på flaskehalsen ut av Nord-Norge.
- *Utvikling i forbruk, bade nord og sør for Balsfjord.* Økt forbruk med høy brukstid gir rom for å knytte til mer produksjon før kapasitetsutfordringene oppstår
- *En høy andel uregulert kraftproduksjon* gir flere perioder med høyt effektoverskudd.

<sup>29</sup> Årsaken til at en økt kraftflyt sørover til Midt-Norge også vil økt kraftflyten til Sverige skyldes de fysiske egenskapene til elektrisk kraft.

## 6 MULIGHETER OG UTFORDRINGER I ENERGISYSTEMET I NORDLAND

*Det investeres mye i nett på alle nettnivåer i Nordland. Det øker forsyningssikkerheten og fjerner regionale nettbegrensninger for ny produksjon. Nettkapasiteten ut av fylket, både mot Sverige og mot Midt-Norge, begrenser en omfattende utbygging av ny uregulerbar kraft. Flaskehalsene mot sør og vest gir muligheter for storskala forbruk av innestengt kraft som kan ha fordel av lavere nettleie i form av negative marginaltapssatser. Kraftprodusentene får derimot lavere kraftpris som følge av overføringsbegrensningene, særlig den uregulerte kraften. I tillegg får produsentene høyere nettleie i form av marginaltaps-tillegg. Etablering av nye store forbrukere nær kraftproduksjonssentre vil gi en dobbel gevinst: ringvirkninger fra ny industri og i tillegg økt mulighet til å etablere mer ny kraftproduksjon. Økt elektrifisering i transport kan gi noe økt forbruk, særlig kan hydrogen bli aktuelt for skip, tog og tungtransport i et fylke med lange transportavstander og rikelig med mulighet til lokal produksjon via elektrolyse.*

### 6.1 Stort potensial for ny kraftproduksjon begrenses av nett

Som vist i kapittel 5 er de fleste spesifikke og kortsiktige nettbegrensningen planlagt fjernet gjennom utbygging av økt kapasitet i regionalnettet i Nordland. Det kan likevel fortsatt være noen kapasitetsutfordringer i regionalnettet avhengig av hvor mye ny produksjon som kommer, hvor varierende produksjonen er og hvordan den spres geografisk. Lønnsomheten av ny kraftproduksjon er begrenset siden kraftprisene antas å bli relativt lave de neste ti årene, og enda lavere i Nordland og for uregulerbar produksjon som utgjør det meste av nytt potensial i regionen. Med andre begrensninger på utbygging av ny produksjon blir betydningen av nettbegrensninger redusert.

Den største nettbegrensningen på lang sikt vil være den totale kapasiteten i det norske og svenske sentralnettet til å frakte kraftproduksjon fra mange anlegg i nord til forbrukssentrene i sør og videre til eksport. De pågående investeringene øker kapasiteten noe, men omfattende kapasitetsøkninger blir svært kostbare fordi store sentralnettinvesteringer må skje flere steder, inkludert i Sverige. Denne typen av investeringer vil kun bli aktuelt dersom lønnsomheten i ny produksjon øker og det er sannsynlig med svært mye ny produksjonskapasitet som følge av investeringene.

Statnett peker imidlertid på at en flytbasert markedskobling vil øke kapasiteten på eksisterende linjer og at effekten er særlig stor når det gjelder å frakte kraft sørover fra de tre nordligste fylkene. Effekten av flytbasert markedskobling kan dermed være et aktuelt tema å se nærmere på. Ved økt helårsforbruk nord i Norge og Sverige vil det også være mulig øke produksjonen i nord uten kostbare nettførsterkninger sørover.

### 6.2 Flaskehals er negativt for kraftprodusenter, positivt for industri

Som beskrevet i de foregående kapitlene har Nordland et betydelig kraftoverskudd. Når kraftproduksjonen er høyere enn forbruket på et gitt tidspunkt, må overskuddet fraktes til andre områder. Etersom elektrisk kraft ikke kan lagres, må kraftnettet til enhver tid ha tilstrekkelig overføringskapasitet tilgjengelig for å kunne frakte bort overskuddsproduksjonen til områder hvor den forbrukes.

Kraftprodusenter i et område med overskuddsproduksjon rammes økonomisk på to måter i det norske kraftmarkedet – gjennom høye tap av kraft i kraftnettet og gjennom lavere kraftpriser i området. Motsatt gir dette incentiver for økt kraftforbruk i de samme områdene. Disse to elementene er beskrevet under.

#### *Marginaltaper gir økt nettleie for produsenter og redusert nettleie for forbrukere*

Deler av kraften går tapt når den overføres gjennom kraftnettet. Jo mer kraft som overføres på et gitt tidspunkt, desto høyere er tapene. Disse tapene reflekteres i nettleien slik at jo større kraftoverskudd det er i et område, desto høyere blir nettkostnadene for kraftprodusentene i dette området. Motsatt vil økt kraftforbruk (for eksempel i form av industri) i et område med overskuddsproduksjon føre til

reduerte nettap, og industribedriften vil derfor få lavere nettkostnader enn i et område hvor produksjon og forbruk var i balanse.

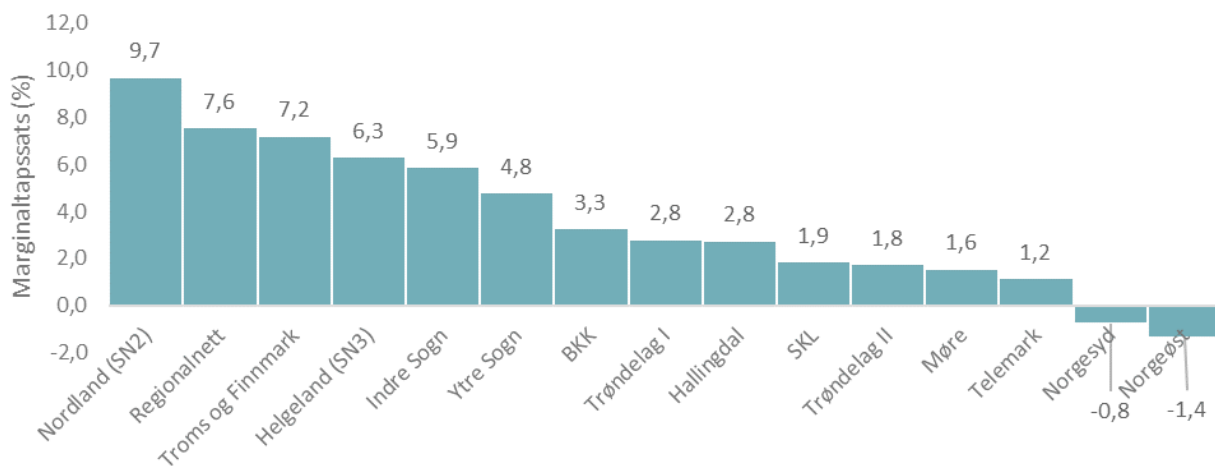
Uttrykket som brukes for å beskrive hvor mye kraft som tapes på et gitt punkt i nettet er *marginaltap*. Marginaltap er endringer i energitapet i kraftnettet som følge av endringer i produksjon og/eller forbruk. Overføringstap på en kraftledning er avhengig av mengde overføring, linjetype og -lengde. Marginaltapet i prosent øker lineært med økende kraftoverføring og avhenger av driftssituasjonen i nettet som varierer fra dag til natt og over sesonger. Et høyt marginaltap indikerer at et produksjonsoverskudd gir høyt belastet på nettet i området, mens et negativt marginaltap indikerer at det er område med produksjonsunderskudd. Marginaltapet viser dermed en status på nettsituasjonen i området.

Marginaltapene i et område reflekteres i nettleien. Nettleie er avgiften som alle norske produsenter og forbrukere som er tilkoblet kraftnettet betaler og det inkluderes i nettleien til underliggende nett. Både for kraftforbrukere og – produsenter er en del av nettleien er fast, mens resten er avhengig av hvor mye kraft som mates inn på nettet (produsenter) eller hentes ut av nettet (forbrukere). Den variable delen av nettleien kalles *energiledet*. Energiledet varierer med marginaltapet i området, slik at i et område med produksjonsoverskudd vil nettkostnaden være høy for kraftprodusenter og lav for forbrukere, og vice versa i et område med produksjonsunderskudd.

Statnett beregner marginaltapssatser for hvert punkt i sentralnettet. Disse marginaltapssatsene brukes som grunnlag for fastsettelse av energiledet i sentralnettstariffen. Marginaltapssatsene er en prosentsats, og hvor mye nettkostnaden beløper seg til i kroner og øre er avhengig av hva kraftprisen er anslått til på det tidspunktet tapet finner sted. Jo høyere kraftpris, jo høyere er nettkostnaden<sup>30</sup>.

Figur 58 viser at Nordland utenom Helgeland (SN2) har de høyeste marginaltapssatsene i landet, noe som gir høye nettleiekostnader for produsenter, og lave nettleiekostnader for kraftforbrukere. Helgeland (SN3) har noe lavere marginaltapssats enn resten av fylket, men betydelig høyere enn gjennomsnittet i landet. Merk også at Troms og Finnmark har blant de høyeste marginaltapssatsene i Norge, noe som indikerer et kraftoverskudd også nord for Nordland.

**Figur 58: Aggregert oversikt over gjennomsnittlige marginaltapssatser (2016)**



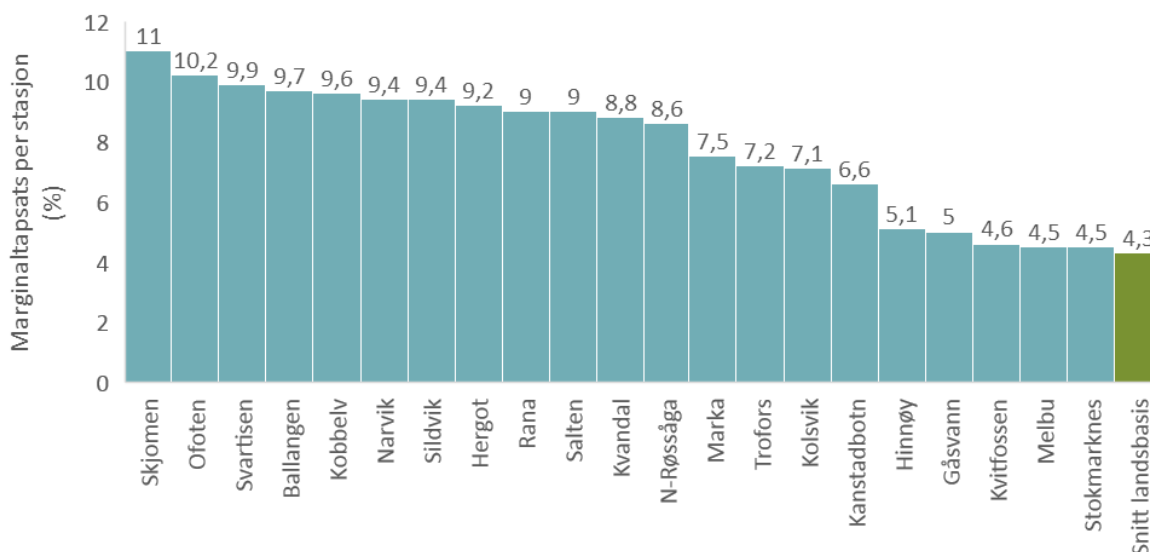
Kilde: Statnett - marginaltapssatser per område (referert innmating)

Den store variasjonen i marginaltapssatsene innad i Nordland kommer tydelig frem av Figur 59. Figuren viser marginaltapssats pr. sentralnettstasjon i Nordland i uken med høyest kraftforbruk i 2016. De to stasjonene med høyest marginaltapssats ligger i Nordre Nordland, mens Svartisen er

<sup>30</sup> Energiledet (kr) = områdepris (kr/MWh) \* marginaltapssats (prosent) \* energiuttak/energi innlevert (MWh). Energiledet beregnes på grunnlag av faktisk levert energi inn på nettet eller uttak av energi fra nettet time for time.

en del av Midtre Nordland. Sammenligner vi med landsgjennomsnittet ser vi at de fleste stasjonene i Nordland har en høy marginaltapssats i topplast. Unntakene er Hinnøy, Gåsvann, Kvitfossen, Melbu og Stokmarknes i Nordre Nordland som har en marginaltapssats på 5 prosent eller lavere.

**Error! Reference source not found.** illustrerer hvordan ulike marginaltapssatser påvirker lønnsomheten for kraftprodusenter.

**Figur 59: Marginaltapsats per stasjon i Nordland (topplast 2016)**

Kilde: Statnett - marginaltapssetter per punkt (referert innmating)

### Tekstboks 1: Illustrasjon av effekten av ulike marginaltapsledd for kraftprodusenter

#### Økte marginaltap gir lavere lønnsomhet for kraftprodusenter - eksempel

Energileddet med marginaltapsatsene fungerer både som et prissignal på kort sikt for optimal bruk av ressurser i kraftsystemet og et langsiktig signal for investeringer i kraftsystemet. For å illustrere hvordan energileddet fungerer kan vi ta utgangspunkt i en kraftprodusent eller kraftforbruker med en årlig produksjon eller forbruk på 0,4 TWh.

I analysen sammenligner vi en gjennomsnittlig marginaltapsats i Nordland (ekskl. Helgeland) med området med lavest gjennomsnittlig marginaltapsats, dvs. Norge øst (inkl. Oslo). Tabell 23 viser kostnadsforskjeller basert på en gjennomsnittlig betraktning av energileddet i sentralnettet for en produsent eller forbruker. Tabellen viser at en produsent i Nordland må betale ca. 9 MNOK i energiledd, mens en tilsvarende produsent på Østlandet ville fått redusert nettleien sin med over 1,4 MNOK. Økt uttak i nettet reduserer marginaltapet tilsvarende og dermed vil forbruk få en tilsvarende reduksjon i nettleien. Dermed vil et energiforbruk på 0,4 TWh koste 10,4 MNOK mer i nettleie (energileddet) på Østlandet enn på Helgeland. Eventuelle prisforskjeller i kraftprisen vil komme i tillegg.

Det er viktig å understreke at en fleksibel produsent eller forbruker kan tilpasse sin produksjon/forbruk i forhold til prissignalet time per time, så de kan oppnå en lavere eller høyere kostnad enn den gjennomsnittlige betraktningen.

**Tabell 23: Gjennomsnittlig betraktning av energileddet i nettleien**

	Nordland (SN2)	Norge øst (SN16)
Gjennomsnittlig marginaltapsats (prosent)	9,7 prosent	-1,4 prosent
Snitt områdepris (kr/MWh) 2016	233	243
Energiledd i nettleien (kr)	9 055 802	- 1 359 008

#### Produksjonsoverskudd gir lavere kraftpris

I tillegg til at et produksjonsoverskudd kan kobles til en høyere nettleie, vil det også gi en lavere kraftpris. Det er fysisk begrenset hvor mye kraft som kan overføres gjennom en kraftledning. For å unngå at overskuddsproduksjonen i et gitt område overstiger den fysiske overføringskapasiteten, er

Norge delt inn i fem områder hvor kraftprisen justeres for å hindre at dette forekommer. I Nord-Norge er kraftprisene noe lavere enn i resten av landet fordi det er begrenset overføringskapasitet i Sentralnettet. En begrensning i den fysiske overføringskapasiteten som fører til en prisforskjell mellom to områder kalles en *flaskehals*. Mens en lavere kraftpris rammer kraftprodusenter i området, vil det samtidig gi reduserte kraftkostnader for kraftforbrukere som etablerer seg i samme område.

**Figur 60: Prognose for kraftprisutvikling pr. prisområde 2018-2030. NOK<sub>2017</sub>/MWh**



Kilde: THEMA Market Analysis Model

Figur 60 gir en illustrasjon på hvordan kraftprisen varierer mellom områder i Norge. Norge er delt opp i fem prisområder (NO1-NO5). Nord-Norge er prisområde NO4 har som det fremgår av figuren gjennomgående lavere kraftpriser enn resten av Norge. Denne forskjellen vil trolig øke dersom kraftoverskuddet i Nord-Norge øker samtidig som det ikke bygges ut ytterligere overføringskapasitet til Sverige og Midt-Norge.

### 6.3 Hydrogen en ny mulighet på sikt?

Storskala industri vil ha størst innvirkning på kraftsystemet i Nordland. Samtidig ser vi de største endringene i energiforbruk i transportsektoren. Det er enda uklart hvilke energibærere som vil erstatte fossil energi for de ulike transportformene. Hydrogen kan bli aktuelt i ferger, hurtigbåter, skip, tog og i tungtransport og er særlig aktuelt i områder med lange transportstrekninger slik vi ser i Nordland.

Om hydrogen blir en viktig energibærer i transport, er Nordland godt rustet til å produsere eget forbruk i eget fylke. Strøm er en viktig innsatsfaktor i hydrogenproduksjon, slik produksjon for eksportmarkedet kan derfor være egnet for Nordland som har tilgang til rimelig kraft og gode utskipningshavner.

## REFERANSER

Cermaq (2017): «*Cermaq tar i bruk ny teknologi for å lage biogass av slamavfall*». Tilgjengelig på <https://www.cermaq.com/wps/wcm/connect/cermaq-no/news/cermaq-tar-i-bruk-ny-teknologi-for-aa-lage-biogass-av-slamavfall/>

DNV GL (2014): *Sjøsikkerhetsanalysen 2014 – Prognoser for skipstrafikken mot 2040*. Tilgjengelig på [http://www.kystverket.no/globalassets/nyheter/2015/november/prognoser\\_for-skipstrafikken-2040.pdf](http://www.kystverket.no/globalassets/nyheter/2015/november/prognoser_for-skipstrafikken-2040.pdf)

DNV GL (2015): *Landstrøm i norske havner*. Undersøkelse om markedsgrunnlaget for landstrøm. Utarbeidet for Enova.

DNV GL (2016): *Realisering av null- og lavutslippsløsninger i anbudsprosesser for ferjesamband*. Utarbeidet på oppdrag for Klima og miljødepartementet

Helgeland Kraft (2017): *Kraftsystemutredning for Helgeland 2016-2035 versjon 3*. Funnet 23.05.2017 på <http://www.helgelandkraftnett.no/globalassets/nett/dokumenter/kraftsystemutredning/hovedrapport-2016.pdf>

Hålogaland Kraft (2017): *Kraftsystemutredning for Nordre Nordland og Sør-Troms 2016-2035*. Funnet 23.05.2017 på <http://hlknett.no/wp-content/uploads/sites/2/2016/12/Hovedrapport-KSU-2016.pdf>

Industrivialisering (2016): Presentasjon - «*Biogassanlegg i Meløy*». Tilgjengelig på <http://nceaquaculture.com/wp-content/uploads/2015/07/Settefiskforum-2016-Bj%C3%B8rn-Wiggo-Eriksen.pdf>

Nordlandsnett (2017): *Kraftsystemutredning for Midtre Nordland 2016 - 2035*. Funnet 23.05.2017 på [http://www.nordlandsnett.no/?ac\\_id=590&ac\\_parent=1](http://www.nordlandsnett.no/?ac_id=590&ac_parent=1)

Norsk Petroleumsinstitutt (2016a): Notat – Skipsfart og fiske. Tilgjengelig på [http://www.np.no/getfile.php/Filer/Statistikk/Salg/sj\\_prosentC3\\_prosentB8fart\\_prosent20og\\_prosent20fiske\\_prosent2016.pdf](http://www.np.no/getfile.php/Filer/Statistikk/Salg/sj_prosentC3_prosentB8fart_prosent20og_prosent20fiske_prosent2016.pdf)

Norsk Petroleumsinstitutt (2016b): Notat – Oppvarming i husholdninger og tjenesteyting. Tilgjengelig på [http://www.np.no/getfile.php/Filer/Statistikk/Salg/oppvarming\\_prosent2016.pdf](http://www.np.no/getfile.php/Filer/Statistikk/Salg/oppvarming_prosent2016.pdf)

Norsk Petroleumsinstitutt (2016c): Notat - Salg av drivstoff til veitransport. Tilgjengelig på [http://www.np.no/getfile.php/Filer/Statistikk/Salg/salg\\_prosent20av\\_prosent20drivstoff\\_prosent2016.pdf](http://www.np.no/getfile.php/Filer/Statistikk/Salg/salg_prosent20av_prosent20drivstoff_prosent2016.pdf)

NVE (2016a): *Varmepumper i energisystemet – Status og muligheter*. Tilgjengelig på [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016\\_60.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_60.pdf)

NVE (2016b): *Elektrisitetsforbruk i Norge mot 2030*. Hentet fra: <https://www.nve.no/energibruk-og-effektivisering/energibruk-i-norge/elektrisitetsbruk-i-norge-mot-2030/>

NVE (2017): *Solenergi*. Informasjon lastet ned i juli 2017 fra: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/solenergi/>

SINTEF (2016): *Analyse av alternative driftsformer for ikke-elektrifiserte baner*. På oppdrag for Jernbaneverket.

SSB (2012): *Energiforbruk i husholdningene 2012*. Underlagsdata fra undersøkelsen sendt pr. mail fra Ann Christin Bøeng 09.juni 2017. Rapporten er tilgjengelig på <https://www.ssb.no/husenergi>

SSB (2017a): *Salg av petroleumsprodukter etter næring og produkt (Tabell 11185)*. Funnet 15.05.2017 på

<https://www.ssb.no/statistikkbanken/selectvarval/Define.asp?subjectcode=&ProductId=&MainTable=PetroleumSalg8&nvl=&PLanguage=0&nyTmpVar=true&CMSSubjectArea=energi-og-industri&KortNavnWeb=petroleumsalg&StatVariant=&checked=true>

SSB (2017b): *Vedforbruk i boliger fordelt på fylkesgrupper*. Funnet 15.05.2017 på

<https://www.ssb.no/179818/vedforbruk-i-boliger-fordelt-p-prosentC3-prosentA5-fylkesgrupper.2013.1-000-tonn-og-kg-innbygger>

SSB (2017c): *Energiinnhold, tetthet og virkningsgrad*. Tilgjengelig på

<http://www.ssb.no/a/magasinet/miljo/tabell.html>

Statnett (2017): *Nettutviklingsplan 2017 – Høringsversjon*. Tilgjengelig på

[http://www.statnett.no/Documents/Vedlegg/Nettutviklingsplan%202017/Statnett\\_Nettutviklingsplan%202017.pdf](http://www.statnett.no/Documents/Vedlegg/Nettutviklingsplan%202017/Statnett_Nettutviklingsplan%202017.pdf)

THEMA (2016): *Potensialet for lav- og nullutslippskjøretøy i den norske kjøretøyparken*. Utarbeidet på oppdrag for Samferdselsdepartementet

Transportøkonomisk Institutt (TØI) (2017): *Framskrivning av trafikkvekst i nasjonal transportplan*.

Tilgjengelig på <http://www.ntva.no/wp-content/uploads/2015/06/Anne-Madslien.pdf>



## VEDLEGG

### Kommuneoversikt for de tre nettområdene i Nordland

**Tabell 24: Kommuneoversikt og folketall pr. regionalnettsområde i Nordland 2017**

Helgeland		Midtre Nordland		Nordre Nordland	
Kommune	Folketall	Kommune	Folketall	Kommune	Folketall
Bindal	1 473	Gildeskål	2 024	Lødingen	2 134
Sømna	2 047	Beiarn	1 043	Tjeldsund	1 252
Brønnøy	7 956	Saltdal	4 702	Evenes	1 402
Vega	1 234	Fauske	9 729	Ballangen	2 554
Vevelstad	528	Sørfold	1 958	Narvik	18 756
Herøy	1 788	Steigen	2 543	Røst	535
Alstahaug	7 428	Hamarøy	1 810	Værøy	744
Leirfjord	2 278	Bodø	51 022	Flakstad	1 349
Vefsn	13 465	Lurøy	1 920	Vestvågøy	11 294
Grane	1 469	Træna	465	Vågan	9 444
Hattfjelldal	1 414	Rødøy	1 267	Moskenes	1 073
Dønna	1 410	Meløy	6 435	Andøy	4 908
Nesna	1 837	Tysfjord	1 960	Hadsel	8 009
Hemnes	4 524			Bø	2 624
Rana	26 101			Øksnes	4 580
				Sortland	10 378
<b>Helgeland</b>	<b>74 952</b>	<b>Midtre Nordland</b>	<b>86 878</b>	<b>Nordre Nordland</b>	<b>81 036</b>

Kilde: SSB

## Produksjon, forbruk, overskudd og nye kraftprosjekter pr. region i Nordland

Tabell 25, Tabell 26 og Tabell 27 gir en oversikt over produksjon og forbruk av kraft pr. kommune i Nordland. I tillegg oppgis ny kraftproduksjon som er under bygging, som har mottatt konsesjon (men ikke startet bygging) og som har søkt om konsesjon.

Det er ikke fullt samsvar mellom forbrukstallene i tabellene under og forbrukstallene som er benyttet i de øvrige analysene i denne rapporten. Årsaken er at forbrukstallene i tabellene under er fra 2015, som er de seneste tilgjengelige dataene om kraftforbruk på kommunenivå som er tilgjengelig. Tallene gir likevel en god indikasjon på forholdet mellom produksjon og forbruk pr. kommune. Det er også beregnet et kraftoverskudd pr. kommune.

**Tabell 25: Produksjon, forbruk, kraftoverskudd og ny produksjon på Helgeland pr. kommune. GWh.**

Kommune	Produksjon (GWh)	Forbruk (GWh)	Kraftoverskudd (GWh)	Produksjon under bygging (GWh)	Mottatt konsesjon (GWh)	Søkt konsesjon (GWh)
Bindal	565	23	542		25	12
Sømna	-	44	-44		-	-
Brønnøy	137	122	15	91,6	23	5
Vega	-	22	-22		-	-
Vevelstad	-	9	-9		-	30
Herøy	-	35	-35		-	-
Alstahaug	-	131	-131		-	-
Leirfjord	62	33	29		53	6
Vefsn	418	3 171	-2 753		1 027	30
Grane	4	25	-21		-	-
Hattfjelldal	1	39	-38		-	184
Dønna	-	25	-25		-	-
Nesna	0	33	-33		-	1 017
Hemnes	3 110	90	3 020		47	-
Rana	2 919	2 057	862		57	149
<b>Helgeland</b>	<b>7 217</b>	<b>5 858</b>	<b>1 359</b>	<b>92</b>	<b>1 232</b>	<b>1 433</b>

**Tabell 26: Produksjon, forbruk, kraftoverskudd og ny produksjon i midtre Nordland pr. kommune. GWh.**

Kommune	Produksjon (GWh)	Forbruk (GWh)	Kraftoverskudd (GWh)	Produksjon under bygging (GWh)	Mottatt konsesjon (GWh)	Søkt konsesjon (GWh)
Tysfjord	322	105	217	270	20	16
Gildeskål	714	57	657		-	20
Beiarn	115	18	97		-	-
Saltdal	56	80	-24		-	-

<i>Fauske</i>	1 080	156	924		-	4
<i>Sørfold</i>	1 804	1 005	799		97	-
<i>Steigen</i>	39	46	-8		6	-
<i>Hamarøy</i>	228	37	191		22	-
<i>Bodø</i>	137	809	-672		2	22
<i>Lurøy</i>	1	42	-41		13	22
<i>Træna</i>	0	14	-14		-	-
<i>Rødøy</i>	69	21	47	210,9	16	14
<i>Meløy</i>	2 620	345	2 275		24	-
<b>Midtre Nordland</b>	<b>7 185</b>	<b>2 735</b>	<b>4 449</b>	<b>481</b>	<b>201</b>	<b>98</b>

**Tabell 27: Produksjon, forbruk, kraftoverskudd og ny produksjon i Nordre Nordland pr. kommune. GWh.**

<i>Kommune</i>	Produksjon (GWh)	Forbruk (GWh)	Kraftoverskudd (GWh)	Produksjon under bygging (GWh)	Mottatt konsesjon (GWh)	Søkt konsesjon (GWh)
<i>Lødingen</i>	-	46	-46		9,9	0
<i>Tjeldsund</i>	-	32	-32		24,0	0
<i>Evenes</i>	70	34	36		-	0
<i>Ballangen</i>	36	43	-7		5,3	0
<i>Narvik</i>	1 882	379	1 504		15,0	17,2
<i>Røst</i>	-	13	-13		-	0
<i>Værøy</i>	-	20	-20		-	0
<i>Flakstad</i>	6	24	-18		-	0
<i>Vestvågøy</i>	2	174	-172		-	0
<i>Vågan</i>	21	160	-139		-	138,82
<i>Moskenes</i>	15	21	-6		-	0
<i>Andøy</i>	5	95	-90		453,0	0
<i>Hadsel</i>	23	167	-144		-	0
<i>Bø</i>	-	46	-46		-	0
<i>Øksnes</i>	-	86	-86		-	0
<i>Sortland</i>	54	154	-100	150	-	0
<b>Nordre Nordland</b>	<b>2 114</b>	<b>1 494</b>	<b>620</b>	<b>150</b>	<b>507</b>	<b>156</b>

## O/U-prosjekter i Nordland

**Tabell 28: KONSEJNSGITTE eller -SØKTE OPPRUSTINGS- og UTVIDELSESPROJEKTER I NORDLAND pr. august 2017<sup>31</sup>.**

Prosjekt	Kommune	Status	Søkt produksjon (GWh)
<i>Overføring av Mølnelva til Sommerseth kraftverk</i>	Tysfjord	Gjeldende konsesjon	2,8
<i>Utvidet regulering av Reppavatnet og Memrvatnet</i>	Rødøy	Gjeldende konsesjon	1,6
<i>Overføring fra Rismålskardet</i>	Rødøy	Gjeldende konsesjon	13,2
<i>Reg. av Kvannevann og utvidelse av Sagelva 1 og 2</i>	Rana	Gjeldende konsesjon	16,4
<i>Foregrepet hjemfall og konsesjon nytt Røyrvatn kraftverk</i>	Sørfold	Gjeldende konsesjon	7
<i>Overføring av Tverrelva til Sjønstå kraftverk</i>	Fauske	Gjeldende konsesjon	12
<i>Opprustning av Rana kraftverk - konsesjonspliktvrdering</i>	Rana	Konsesjonspliktvrdering	50
<i>Overføring av Røvatn til Hjertvatn</i>	Ballangen	NVEs innstilling til OED	26
<i>Reguleringsmagasiner - Øvre og Nedre Russvik kraftverk</i>	Tysfjord	Søknad	20
<i>Endring av sagelva, Sagelva 2 og Kvannvatnet kraftverk</i>	Rana	Søknad	6,47
<i>Nervatnet kraftverk</i>	Narvik	Vedtatt konsesjonsfritt	4
<i>Konsesjonspliktvrderng av O/U Sjøfossen kraftverk</i>	Gildeskål	Vedtatt konsesjonsfritt	5,9
<i>Konsesjonspliktvrdering av o/u av Kaldåga kraftverk</i>	Vefsn	Vedtatt konsesjonsfritt	10,4
<i>Opprustning av Øvre Røssåga kraftverk</i>	Hemnes	Vedtatt konsesjonsfritt	56
<i>Rekvatn kraftverk, nye aggregat</i>	Hamarøy	Vedtatt konsesjonsfritt	1
<i>Nytt Oldereid kraftverk</i>	Bodø	Vedtatt konsesjonsfritt	7
<i>Oppgradering av aggregat i Kvarv kraftverk</i>	Sørfold	Vedtatt konsesjonsfritt	0,7
<i>Storelvvatnet kraftverk</i>	Fauske	Vedtatt konsesjonsfritt	20,5
<b>Totalt</b>			<b>261</b>

<sup>31</sup> Det er usikkert hvor mye av O/U-prosjektene som er vedtatt konsesjonsfritt og med gjeldende konsesjons som allerede er bygget ut .

## Datatabeller

Figur 61: Datatabeller for stasjonært energiforbruk - scenario 2. GWh.

Stasjonært energiforbruk	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Elektrisk kraft (inkl. tap)	10800	10946	10803	10990	11130	11268	11401	11538	11686	11828	11971	12113	12255	13602	13748	13897	14048	14197	14351
Varme - Varmepumper	920	926	932	938	944	950	956	962	968	974	980	986	992	998	1004	1010	1016	1022	1028
Varme - Fjernvarme	157	163	168	173	178	184	189	194	199	205	210	215	220	226	231	236	241	247	252
Varme - Ved	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Fossile brenslers - industri	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985
Avfall og biobrenslers - industri	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410
Fossile brenslers oppvarming	321	302	283	266	250	234	220	207	194	182	171	161	151	142	133	125	117	110	103

Figur 62: Datatabeller for energibruk i transportsektoren – scenario 2. GWh-

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Bensin og autodiesel - (ekskl. bi drivstoff)	1963	1898	1752	1629	1602	1573	1541	1506	1470	1429	1394	1356	1320	1237	1205	1173	1142	1110	1079
Bi drivstoff - veitransport	148	188	310	409	402	396	388	380	371	361	353	344	335	328	320	313	305	298	291
Anleggsdiesel	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432
Annet drivstoff - veitransport	11	11	11	11	11	11	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	13	13
Marin gassolje	681	661	646	611	586	563	540	514	481	450	420	391	363	336	311	286	262	240	218
Jetparafin (ekskl. bi drivstoff)	582	587	587	576	566	555	544	532	520	508	496	483	470	457	461	465	468	472	476
Jetparafin - Bi drivstoff	0	0	6	22	38	54	71	88	105	123	141	159	177	196	197	199	201	202	204
Naturgass i båttrafikk	285	292	298	305	312	319	326	333	340	348	355	363	371	379	387	395	403	412	421
Bi drivstoff - båttrafikk	0	0	0	2	3	4	5	7	12	17	22	27	32	37	42	47	52	57	62
Elektrisk kraft til hydrogen	0	0	0	0	1	1	2	3	5	7	9	12	14	73	75	77	80	82	84
Elektrisk kraft til batteri	9	16	22	33	42	51	60	69	79	88	97	107	117	126	136	146	156	166	177

**Figur 63: Datatabeller for stasjonært energiforbruk – scenario 1. GWh**

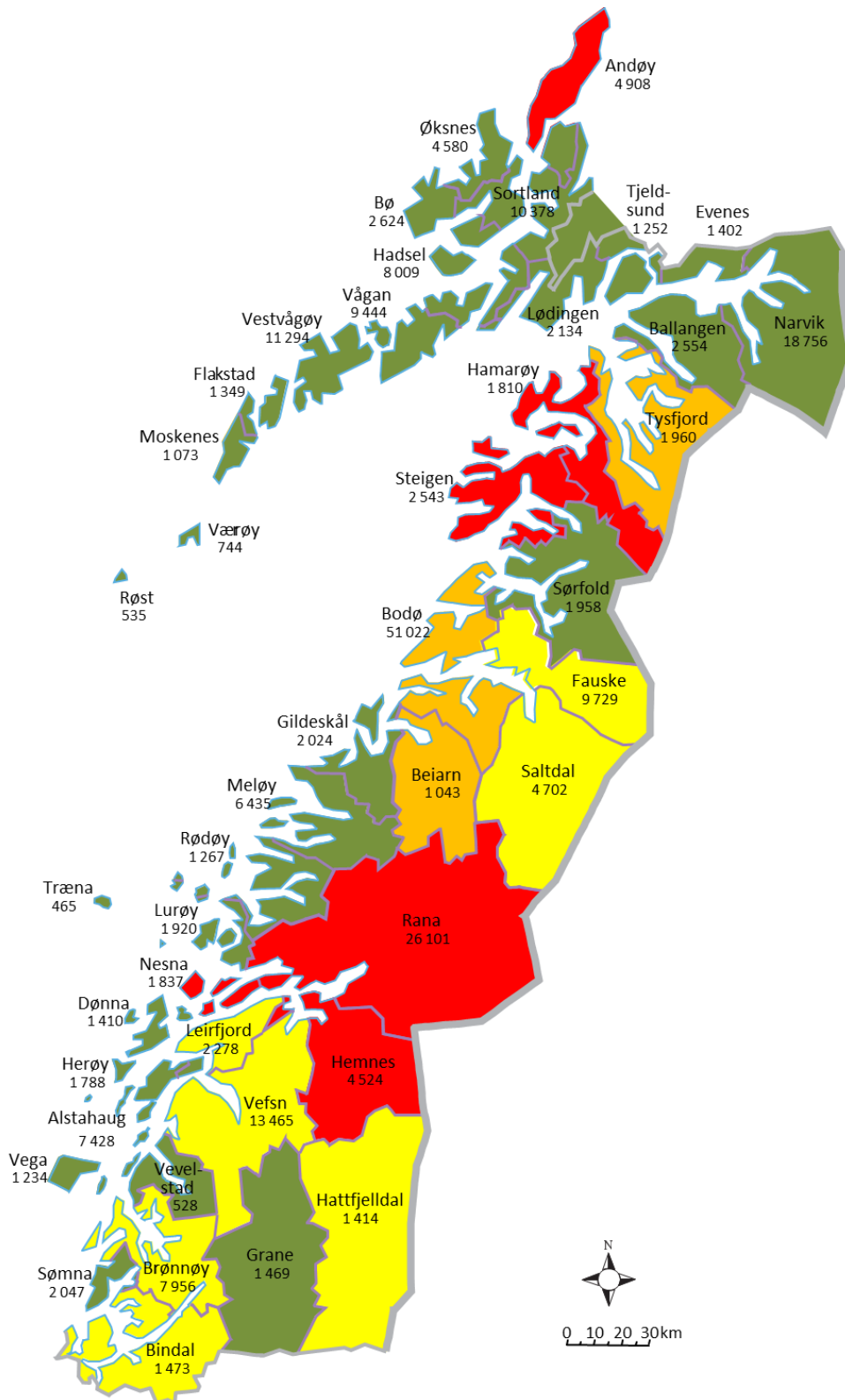
Stasjonært energiforbruk	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Elektrisk kraft (inkl. tap)	10698	10740	10492	10610	10645	10677	10704	10735	10771	10806	10842	10876	10911	10949	10986	11026	11067	11106	11149
Varme - Varmepumper	920	926	932	938	944	950	956	962	968	974	980	986	992	998	1004	1010	1016	1022	1028
Varme - Fjernvarme	157	163	168	173	178	184	189	194	199	205	210	215	220	226	231	236	241	247	252
Varme - Ved	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Fossile brensler - industri	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985
Avfall og biobrensler - industri	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410
Fossile brensler oppvarming	321	302	283	266	250	234	220	207	194	182	171	161	151	142	133	125	117	110	103

**Figur 64: Datatabeller for energiforbruk i transportsektoren – scenario 1. GWh**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Bensin og autodiesel - (ekskl. biodrivstoff)	1 990	1 950	1 825	1 721	1 717	1 712	1 703	1 690	1 676	1 656	1 643	1 625	1 610	1 599	1 589	1 579	1 568	1 558	1 548
Biodrivstoff - veitranport	150	193	322	429	428	427	424	421	417	412	408	404	400	397	394	392	389	386	384
Annet drivstoff - veitranport	11	11	11	11	11	11	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	13	13
Anleggsdiesel	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432
Marin gassolje	690	670	654	636	610	590	571	552	534	521	509	497	485	474	463	452	441	431	421
Jetparafin (ekskl. biodrivstoff)	582	587	587	576	566	555	544	532	520	508	496	483	470	457	461	465	468	472	476
Jetparafin - Biodrivstoff	0	0	6	22	38	54	71	88	105	123	141	159	177	196	197	199	201	202	204
Naturgass i båttrafikk	273	279	286	292	299	306	313	320	327	335	342	350	358	366	374	382	391	399	408
Biodrivstoff - båttrafikk	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Elektrisk kraft til hydrogen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Elektrisk kraft til batteri	6	9	11	18	22	26	30	34	36	37	39	41	43	45	47	49	51	53	55

## Kapasitet for ny produksjon i regionalnettet i Nordland

**Figur 65: Status for nettkapasitet for ny kraftproduksjon i Nordland pr. 2016. Grønn= ledig kapasitet. Gul= Tidvis ledig kapasitet. Rød ikke ledig kapasitet. Orange= varierende i området.**



**Figur 66: Nettkapasitet for ny produksjon pr. kommune i Nordland gitt realisering av eksisterende nettutviklingsplaner. Grønn= ledig kapasitet i 2016. Lysegrønn=planlagte**

**netttiltak gir ledig kapasitet Gul= Tidvis ledig kapasitet. Rød ikke ledig kapasitet. Orange= varierende i området.**

