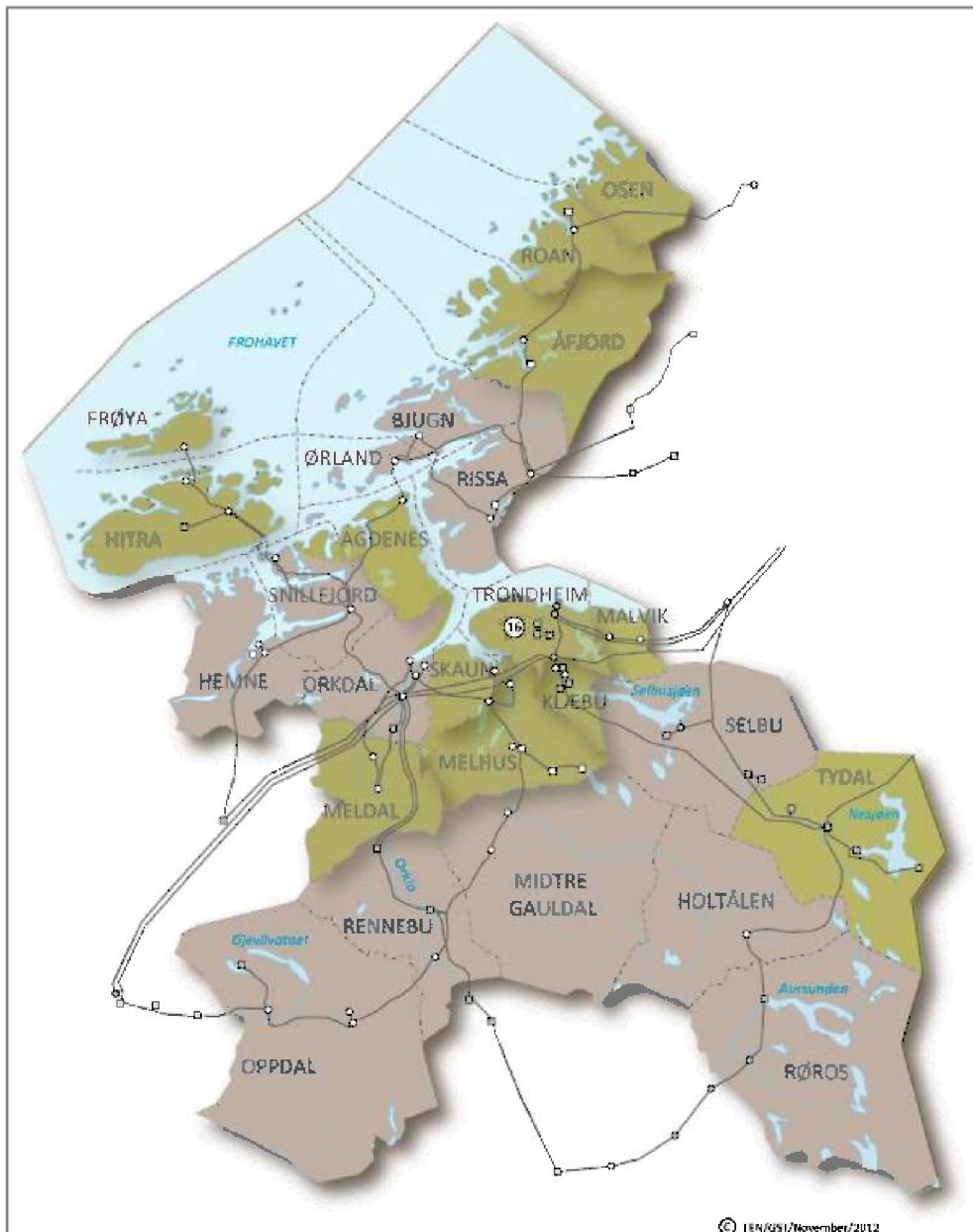


# REGIONAL KRAFTSYSTEMUTREDNING FOR SØR-TRØNDELAG 2014 – 2034 Hovedrapport



Juni 2014



# Innholdsfortegnelse

Forord	
Sammendrag	
1. Innledning .....	6
2. Dagens kraftsystem .....	7
3. Framtidig kraftbalanse .....	13
4. Framtidige overføingsforhold.....	16
5. Statnetts planer for nettutvikling i Sør-Trøndelag.....	29
6. Forventede investeringer i regionalnettet .....	31
7. Referanser .....	32
Kraftuttrykk	

## Forord

**Hovedrapport** for "Regional kraftsystemutredning for Sør-Trøndelag 2014 - 2034" er et sammendrag av kraftsystemutredningens **grunnlagsrapport** [1]. Hovedrapporten er offentlig tilgjengelig. Grunnlagsrapporten er underlagt taushetsplikt. Den gir en grundig gjennomgang av eksisterende kraftsystem og forventet utvikling av dette, og presenterer detaljerte data for systemet. Grunnlagsrapporten inneholder sålede kraftsensitiv informasjon. Kun rettmessige brukere skal ha tilgang til den type informasjon.

Pålegg om kraftsystemutredninger er hjemlet i energiloven § 7-1, med utfyllende bestemmelser i «Forskrift om energiutredninger». Fra og med 2014 blir utredningen oppdatert annethvert år.

I "Regional kraftsystemutredning for Sør-Trøndelag" er framtidig utvikling av kraftsystemet presentert i scenarier. Utredningen beskriver drivere/faktorer som vil kunne ha avgjørende betydning for nettutviklingen i regionen.

Forfatter av "Kraftsystemutredning for Sør-Trøndelag" er:

Tibor Szabo, TrønderEnergi Nett AS (TEN)  
[Tibor.Szabo@tronderenergi.no](mailto:Tibor.Szabo@tronderenergi.no)

Fra og med 1.1.2011 har selskapene Trondheim Energi Nett og TrønderEnergi Nett fusjonert, og navnet på det nye selskapet er TrønderEnergi Nett AS (TEN). TEN er et datterselskap i konsernet TrønderEnergi AS.

Forfatteren har fått viktige innspill vedrørende nettene til Røros Elektrisitetsverk og Selbu Energiverk fra:

Lars Hofstad, Røros E-verk AS (REV)  
Per Otnes, Selbu Energiverk AS (SEV)

Medlemmer av "Kraftsystemutvalget i Sør-Trøndelag" samt kontaktperson i utredningsansvarlig selskap og hos NVE er:

	Navn	Selskap	E-postadresse
<b>Kraftsystemutvalget i S-T pr. juni 2014</b>	Knut Styve Hornnes	Statnett	<a href="mailto:knut.hornnes@statnett.no">knut.hornnes@statnett.no</a>
	Rune Paulsen	NTE Nett	<a href="mailto:rune.paulsen@nte.no">rune.paulsen@nte.no</a>
	Lars Hofstad	REV Nett	<a href="mailto:lars.hofstad@rev.no">lars.hofstad@rev.no</a>
	Petter Bakken	Wacker Chemie Holla	<a href="mailto:petter.bakken@wacker.com">petter.bakken@wacker.com</a>
	Jan Edvardsen	Statkraft	<a href="mailto:jan.edvardsen@statkraft.no">jan.edvardsen@statkraft.no</a>
	Arnt-Magnar Forseth (KDS)	TrønderEnergi Nett	<a href="mailto:arnt-magnar.forseth@tronderenergi.no">arnt-magnar.forseth@tronderenergi.no</a>
	Per Erik Sørås	S-T fylkeskommune	<a href="mailto:per.soras@stfk.no">per.soras@stfk.no</a>
<b>Utredningsansvarlig</b>	Tibor Szabo <sup>1</sup>	TrønderEnergi Nett	<a href="mailto:tibor.szabo@tronderenergi.no">tibor.szabo@tronderenergi.no</a>
<b>Kontaktperson NVE</b>	Lill Synnøve Paulen	NVE, seksjon for nett	<a href="mailto:sylp@nve.no">sylp@nve.no</a>

Kraftsystemutvalget gir innspill til og behandler regional kraftsystemutredning.

<sup>1</sup> Utredningsansvarlig tom. 31.7.2014

## Sammendrag

«Regional kraftsystemutredning for Sør-Trøndelag 2014» omfatter primært regionalnettet i fylket med tilhørende nedtransformeringer. Utviklingen av sentralnettet blir også omhandlet, der dette har innvirkning på regionalnettet. Statnett har imidlertid utredningsansvaret for sentralnettet, og det vises derfor til "Kraftsystemutredning for sentralnettet" [2] for en mer detaljert utgreiing om problemstillingene på dette nettnivået.

Forventet vekst i elektrisitetsforbruket i Sør-Trøndelag er merkbart oppjustert i forhold til tidligere kraftsystemutredninger, da det er registrert en brattere økning i senere tid enn tidligere antatt. Prognosene for den langsiktige utviklingen av effektforbruket innen alminnelig forsyning i fylket er stipulert til 1,7 % pr. år fram til 2034.

Utbyggingen av ny produksjonskapasitet i Sør-Trøndelag er dominert av alle vindkraftplanene. Innenfor planområdet har vindkraftprosjekt med en samlet installasjon på i underkant av 1500 MW fått konsesjon. I tillegg er ytterligere inntil 470 MW under konsesjonsbehandling (tre vindkraftprosjekt i indre Sør-Trøndelag). Vindkraftverkene må selvsagt ha nettilknytning. Dersom det skal bli mulig å bygge ut et større antall av anleggene, er det behov for omfattende forsterkning av sentralnettet i fylket. Dette innebærer først og fremst nye 420 kV-ledning fra Namsos til Roan/Storheia og fra til Trollheim til Snillfjord, med tilhørende transformatorstasjoner. I tillegg må det bygges 132 kV ledninger fra vindkraftverkene inn til disse transformatorstasjonene.

Det foreligger også planer for utbygging av ny vannkraft, og i planområdet ligger en god del prosjekter for små kraftverk. Samlet blir bidraget til ny produksjonskapasitet fra disse likevel relativt beskjedent (ca. 110 MW under konsesjonsbehandling).

Kraftbalansen i Sør-Trøndelag vil være negativ i årene framover dersom det ikke bygges ut vindkraft. Vindkraftverkutbygging vil kunne gi et betydelig bidrag til å bedre dette forholdet.

I utredningen er det presentert figurer som viser alderssammensettingen for ledninger og transformatorer. Selv om en betydelig del av nettet har relativt høy alder, er tilstanden i nettet meget bra, noe som skyldes godt vedlikehold. Likevel vil det i årene framover bli et større reinvesteringsbehov. De prosjektene som man først og fremst konsentrerer seg om i *dette* dokumentet, representerer primært nybygging og omstrukturering av kraftnettet.

Flere prosjekt, som ut fra normal teknisk/økonomisk argumentasjon burde vært igangsatt, er pga. usikkerheten rundt alle vindkraftplanene skjøvet ut i tid. Netteier har ønsket å avvente nærmere avklaring for vindkraftutbyggingene, i den hensikt å unngå feilinvesteringer i nettet. Nærmere avklaring rundt vindkraftutbyggingen er forventet i løpet av 2015.

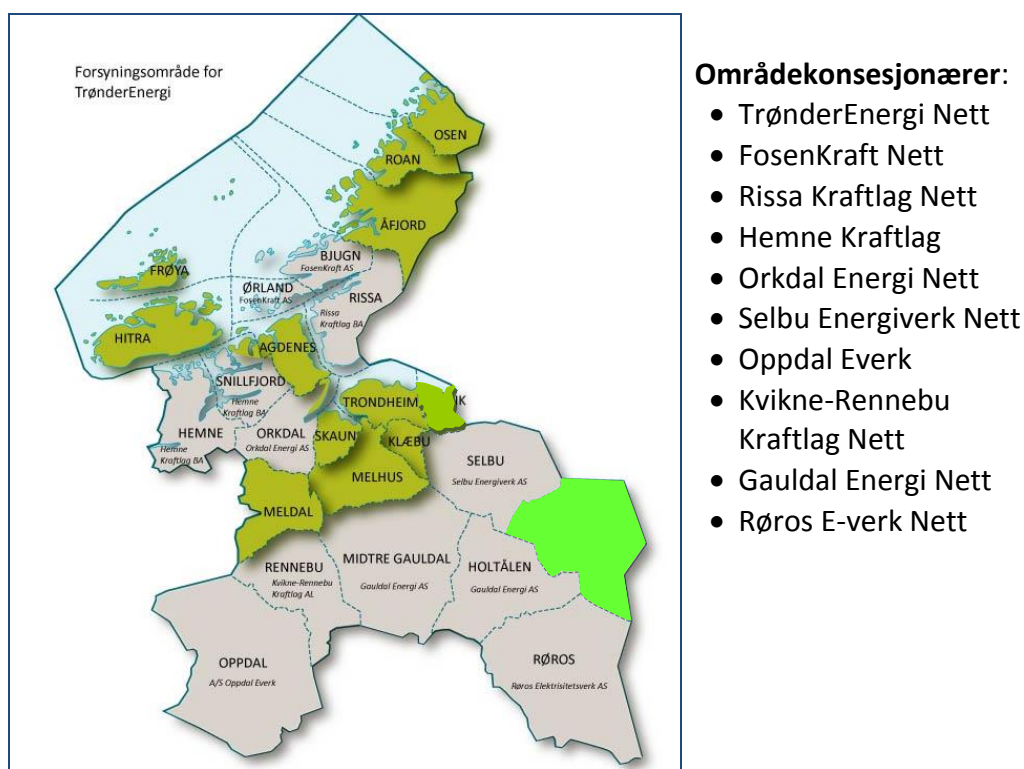
# 1. Innledning

Ordningen med regionale kraftsystemplaner ble etablert allerede i 1988 som en frivillig ordning. Dagens ordning med regionale kraftsystemutredninger er en videreføring av denne.

Regional kraftsystemutredning, med utredningsarbeidet generelt og utredningsdokumentet spesielt, er hjemlet i «[Forskrift om energiutredninger](#)», jfr. kapittel 3. Forskriften trådte i kraft 1.1.2013.

I Sør-Trøndelag fylke har NVE tidligere (i brev av 17.2.2004) pålagt TrønderEnergi Nett AS å koordinere arbeidet med kraftsystemutredninger for regionalnettet. Utredningsområdet omfatter også nordre del av Tynset kommune i Hedmark fylke, avgrenset av områdekonsesjonsgrensen til Kvikne-Rennebu Kraftlag A/L.

Figur 1.1 viser områdekonsesjonærene innenfor utredningsområdet. Malvik Everk og Tydal kommunale Energiverk ble kjøpt opp av TrønderEnergi Nett i henholdsvis 2012 og 2013.



Figur 1.1 Områdekonsesjonærene innenfor utredningsområde Sør-Trøndelag

Ordningen med regional kraftsystemutredning omfatter alle elektriske anlegg som krever anleggskonsesjon. Innenfor utredningsområdet ligger tre regionalnettseiere:

- TrønderEnergi Nett AS (TEN)
- Røros E-verk AS (REV)
- Selbu Energiverk AS (SEV)

## 2. Dagens kraftsystem

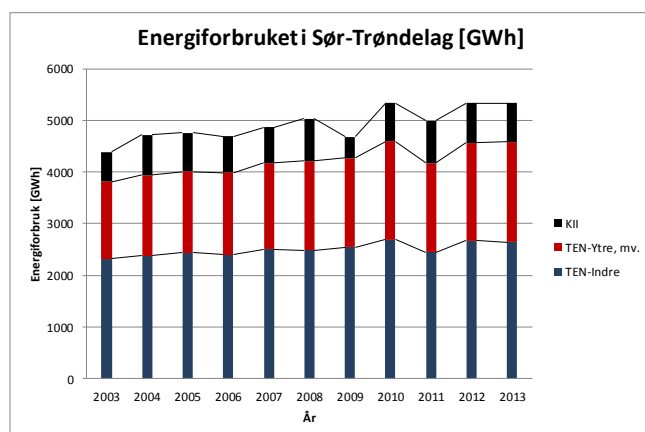
Tabell 2.1 viser kraftbalansen i Sør-Trøndelag i 2013. Elkem Thamshavn er ikke medregnet i denne kraftbalansen, da anlegget forsynes direkte fra sentralnett (Orkdal transformatorstasjon) via egen linje. Kraftsystemutredningen har derfor liten/ingen fokus på uttaket. Maksimalt årsforbruk i Elkem Thamshavn er 580 GWh og midlere årsforbruk 504 GWh. En dampturbin som er installert i anlegget, sørger for en egenproduksjon (elektrisitet) på ca. 220 GWh/år. Maksimalt effektforbruk i smelteverket er for øvrig 70 MW. Egenproduksjon i dampturbinen (el) er på 27 MW.

Tabell 2.1 Kraftbalansen i Sør-Trøndelag i 2013

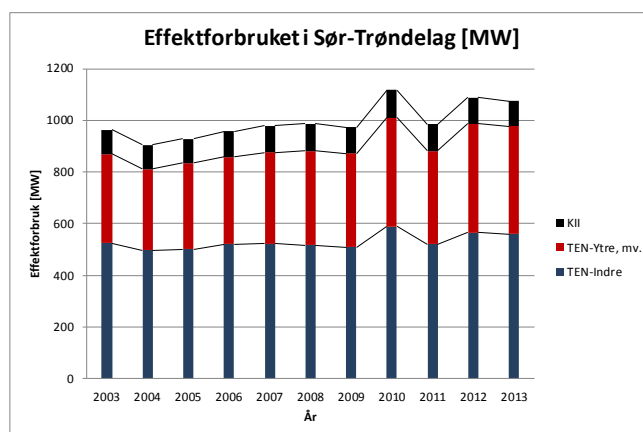
Energi [GWh]			Effekt [MW]		
Forbruk	Produksjon	Balanse	Forbruk	Produksjon	Balanse
5338	5270	- 68	1134	986	- 148

Det framgår av tabellen at Sør-Trøndelag hadde en negativ kraftbalanse i 2013.

Figur 2.1 og figur 2.2 viser henholdsvis energiforbruket (ikke temperaturkorrigeret) [GWh] og maksimalbelastningen (temperaturkorrigeret) [MW] for perioden 2003 – 2013 i Sør-Trøndelag. TEN-Indre representerer forbruket i Trondheim/Klæbu mens TEN-Ytre er forbruket i Sør-Trøndelag for øvrig.



Figur 2.1 Energiforbruket i Sør-Trøndelag 2003 - 2013



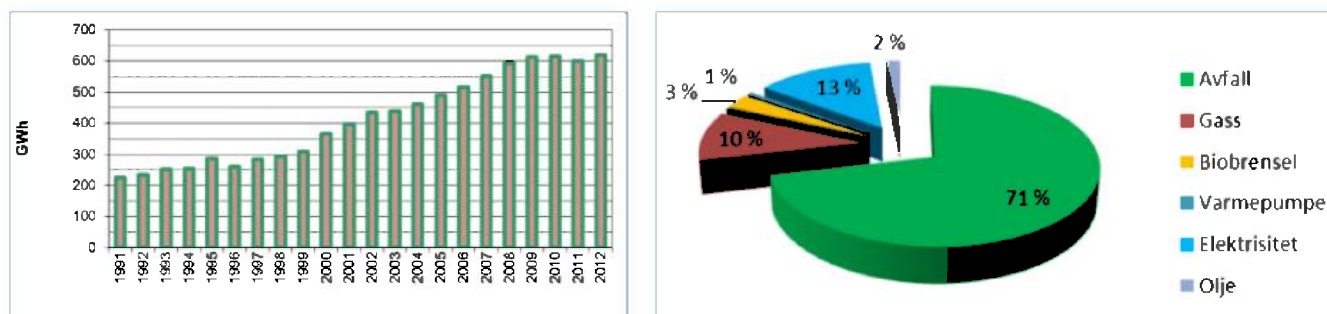
Figur 2.2 Maksimallasten i Sør-Trøndelag 2003 - 2013

I den viste perioden har gjennomsnittlig vekst i energiforbruket innenfor alminnelig forsyning vært 1,86 % pr. år. Dersom kraftintensiv industri også blir medregnet, har gjennomsnittlig økning vært 1,98 % pr. år.

Gjennomsnittlig økning for maksimaleffekten i alminnelig forsyning har vært 1,19 % pr. år for hele perioden. Tilsvarende vekstrate inklusive kraftintensiv industri er 1,09 % pr. år.

I Trondheim utgjør fjernvarme en betydelig andel av stasjonært energiforbruk. Samtidig betyr utviklingen i fjernvarmeleveringen mye for utviklingen i elektrisitetsforbruket. Statkraft Varme (som er konsesjonær) baserer forsyningen på avfallsforbrenning, bioenergi, biogass samt varmepumper, og supplert med olje-, gass- eller elektrokjeler i kuldeperioder. Figur 2.3 viser utviklingen i forbruket av fjernvarme i Trondheim, og som det framgår av figuren har utviklingen i

perioden 1991 – 2012 vært formidabel. Forbruket er forventet å øke også i årene som kommer. Figuren viser samtidig fordelingen av energibærere i forbindelse med fjernvarmeproduksjonen.



Figur 2.3 Utviklingen for temperaturkorrigert forbruk av fjernvarme [GWh], samt fordelingen av energibærere i forbindelse med fjernvarmeproduksjonen

Statkraft Varme vurderer stadig nye områder for utvidelse av sitt konsesjonsområde. Trondheim kommune er aktiv premissgiver i denne sammenhengen. I fjernvarmenettet i Klæbu er leveransen beskjeden sammenlignet med Trondheim – bare rundt 6,0 GWh.

Maksimallast i fjernvarmenettet har vært 210 MW (ikke temperaturkorrigert). Brukstiden for denne er rundt regnet 3100 timer.

Rundt i kommunene i Sør-Trøndelag forøvrig er det etablert/under planlegging enkelte mindre fjernvarmeanlegg. Det antas at fjernvarmen i første rekke vil erstatte eksisterende elkjeler fyrt med olje/uprioritert elektrisitet. De planlagte mindre fjernvarmeanleggene får dermed liten innvirkning på forbruket av prioritert kraft.

Tabell 2.2 nedenfor viser samlet produksjonskapasitet i fylket pr. 1.1.2014. Anleggene i KVO er lagt inn med 83,6 %, som er sum eierandel for Statkraft (gamle Trondheim Energi) og TrønderEnergi. Driva kraftverk er lagt inn med 75 %, som er TrønderEnergis eierandel. Typisk vinterproduksjon kan variere fra 0 (for småkraftverk) til full installert effekt. For vindkraftverk er typisk vinterproduksjonen satt lik  $0,3 \cdot P_{inst}$ .

Tabell 2.2 Samlet produksjonskapasitet i Sør-Trøndelag. Kraftverkene i Orkla og Driva Kraft er lagt inn med eierandeler som omtalt ovenfor

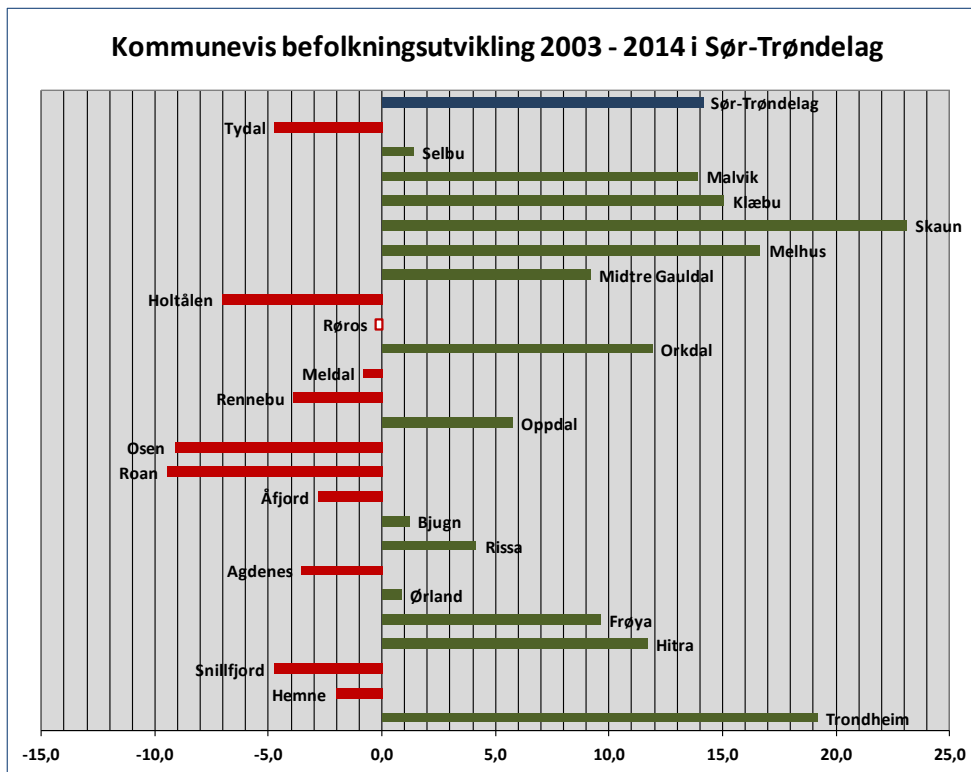
Maksimal effekt [MW]	Typisk vinterproduksjon [MW]	Midlere årsproduksjon [GWh]
1360	986	5270

De siste 10 år har det vært liten tilgang på ny produksjonskapasitet i fylket. Imidlertid har det i senere tid vært betydelig fokus på vindkraft i regionen, og flere store vindkraftanlegg er aktuelle for utbygging. Investeringsbeslutning for mange av disse anleggene er som sagt forventet i 2015.

Nettet i Trondheim (TEN-Indre) er i stor utstrekning et typisk bynett, som i vesentlig grad består av et maskenett bygd opp med kabelforbindelser. Nettet er derfor lite utsatt for vær og vind, og ved feil vil det ofte være alternative forsyningsmuligheter. Særegent for Trondheim er ellers at kraftverk nær bykjernen, direkte tilknyttet regionalnettet, kan produsere en relativt stor andel av forbruket, ca. 40 % både i effekt og i energi.



Regionalnettet i Sør-Trøndelag for øvrig (TEN-Ytre), er i svært stor grad bygd opp av luftlinjer. Det er mange steder lange avstander og liten og spredt bosetning. Avstanden nord-syd i regionalnettet er over 200 km og øst-vest ca. 150 km. TEN opererer dermed et regionalnett som i hovedsak strekker seg over hele Sør-Trøndelag, som har et areal på nesten 19 000 km<sup>2</sup>. Totalt har nå innbyggertallet i Sør-Trøndelag passert 300 000 innbyggere, men dersom Trondheim/Klæbu holdes utenom, er det bare knapt 120 000 innbyggere innenfor det areal som kan defineres som ytre områder av Sør-Trøndelag. Figur 2.4 illustrerer at trenden er negativ/stagnerende når det gjelder folketallsutviklingen i mange av de sør-trønderske kommunene (14 av 25 kommuner).



Figur 2.4 Kommunevis befolkningsendring i perioden 2003 – 2014

Kilde: SSB

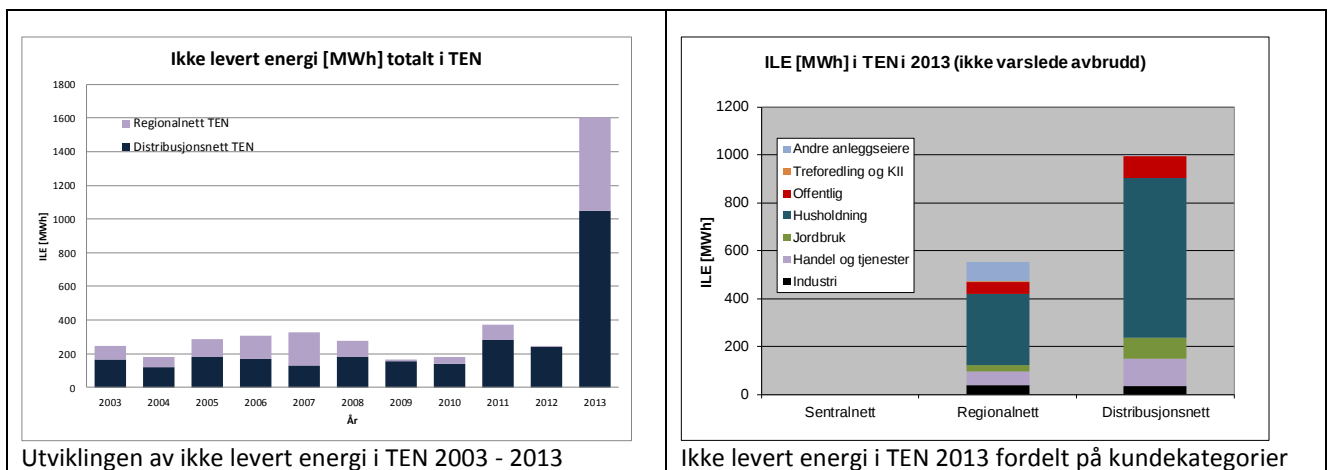
Den spredte bosettingen resulterer i lange overføringslinjer og relativt mange transformatorstasjoner, ofte med beskjedene belastninger. Totalt består regionalnettet i Sør-Trøndelag av ca. 1300 km luftledninger og ca. 90 km kabler. Videre er samlet installert transformeringsytelse ned til lastuttaket i distribusjonsnettet vel 1500 MVA. I tillegg kommer en samlet transformeringsytelse på ca. 260 MVA som forsyner kraftintensiv industri.

Nettet går gjennom både typiske innlandsstrøk og ute ved en værhard kyst. Likevel oppleves det relativt sjeldent alvorlige og langvarige feil som kan føres tilbake til klimapåkjenninger. Unntaket her var vinteren 2013/14, med flere meget kraftige stormer/orkaner. Spesielt langs kysten ble de klimatiske påkjenningene på nettet svært utfordrende, og i ekstremværet som opplevdes - med flere samtidige feil i nettet - ble betydelige områder liggende uten strømforsyning. I indre områder er det normalt værmessig mer stabilt, og utfall pga. vær og vind er derfor mer sjeldent forekommende. Imidlertid ble også indre strøk betydelig rammet sist vinter, pga. trær som blåste ned over kraftlinjene. Til sammen resulterte dette i høye tall for KILE. Dersom slike høst-/vinterstormer blir normalen i årene som kommer, vil det være all grunn til både å se på

nettstruktur, planleggingsfilosofi og reguleringsmodell. TEN vil ikke over tid kunne leve med slike høye avbruddstall.

Ekstremværet man opplevde i Sør-Trøndelag gjennom vinteren 2013/14, har selvsagt ført til at TEN har økt fokuset ytterligere på forsyningsikkerhet.

Figur 2.5 viser årlig ikke levert energi (ILE) pga. feil i regional- og distribusjonsnett til TEN. Sentralnettet (Statnett) er ikke medregnet. I figuren er det bare tatt med de avbrudd som skyldes feil. I tillegg til slike avbrudd, kommer planlagte avbrudd pga. revisjoner, o.l. Planlagte avbrudd legges ofte til tidspunkter som gir lave avbruddskostnader.



Figur 2.5 Årlig ikke levert energi (ILE) pga. feil i regional- og distribusjonsnett til TEN 2003 - 2013

Det framgår av figuren ovenfor at det, bortsett fra ekstremværet 2013, har vært lave ILE-tall gjennom hele perioden. Avbruddstallene i TEN har år om annet stort sett ligger mellom 200 og 400 MWh. 2013 spratt dette opp i 1600 MWh. I TEN leveres årlig ca. 5000 GWh inklusive kraftintensiv industri. Ikke levert energi pga. av feil i nettet, utgjør altså selv i ekstremåret 2013 bare ca. 0,03 % av total levert energimengde. Verst rammet i denne sammenheng er husholdningskundene, jfr. figuren.

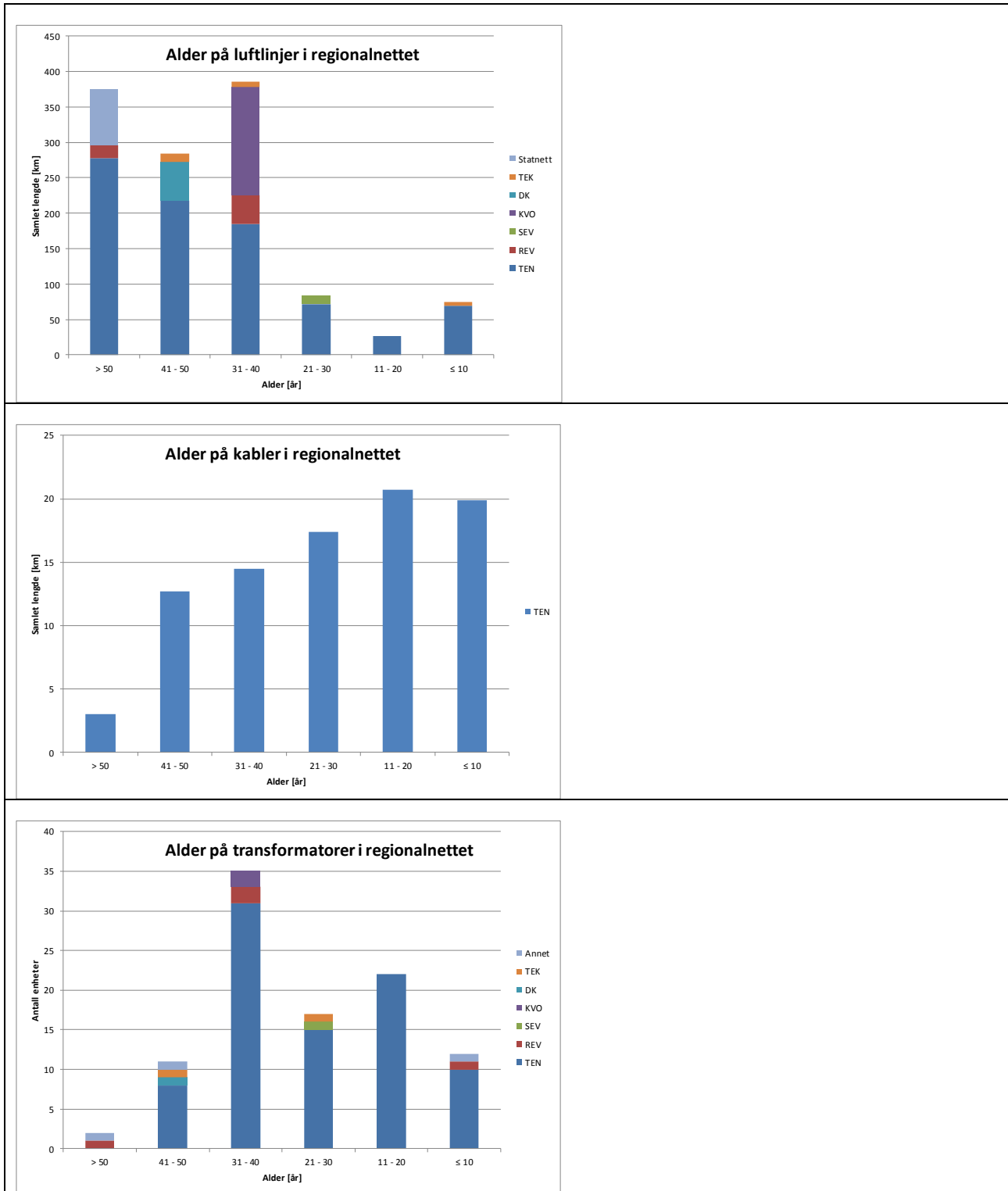
Tabell 2.3 angir de såkalte N-0 punktene i regionalnettet. Dette er punkter som ikke tåler utfall av noen forbindelser uten at det får konsekvenser for strømforsyningen (de oppfyller således ikke det man gjerne kaller N-1 kriteriet).

Når det gjelder transformering ned til distribusjonsspenning, er ikke N-1 kriteriet oppfylt i noen transformatorstasjoner. Med andre ord er det ikke full reserve for utfall av en transformatorenhet. Etter omkoblinger i distribusjonsnett, vil 80 - 100 % av lasten kunne dekkes opp i Trondheimsnettet. I distriktsnettene vil dette tallet i de fleste stasjonene ligge i området 0 - 35 %. Feil på transformatorer er sjeldent forekommende, og det antas en feilhyppighet på en feil pr. 50 år. Dermed er det ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt å etablere 100 % reserve for transformeringskapasitet.

Tabell 2.3 Oversikt over punkt i regionalnettet der N-1 ikke er oppfylt

Navn på punkt	Navn på forbindelse til nærmeste tosidig forsynte regional- eller sentralnettspunkt	Nivå* på forsyningssikkerhet: kun en forbindelse inn til punktet eller tosidig forsyning, men ikke fullverdig reserve	Antall timer uten N-1 [h]	Linje, kabel, trafo e.l.	Tilgjengelig reserve som følge av reserveforbindelser	Maks forbruk bak punktet [MW]. Alt alminnelig forsyning	Installert produksjonskapasitet bak punktet [MW]	Tilgjengelig vintereffekt bak punktet [MW]	Mulig tiltak for å oppnå N-1 til punktet	Anslag på investeringskostnad for tiltaket [MNOK]	Samfunnsøkonomisk lønnsomt
Røros 66 kV	Røros	2-sidig forsyning til Røros-området etter kobling, men bare begrenset reserve ved utfall av en seksjon på forbindelsen Savalen - Tynset - Tolga - Os - Røros	5000	Linje 132/66 kV + 132/66 kV transf. Tynset	Noe reserve via 66 kV-ledningen fra Nea via Reitan: ca. 40 %, dvs. LL	33	16,4	6,2	Ny 132 kV ledning Nea - Røros	120	Nei
Gaustad (Trondheim) 66 kV	Huseby	Radiell mating	2500	Linje	Noe reserve via 22 kV-nettet: ca. 50 % av maks. last	14	0	0	Dublering av linja	12	Nei
Frøya 66 kV	Fillan	Radiell mating	8760	Linje/kabel	Noe reserve via 22 kV-nettet: ca. 25 % av maks. last	20	0	0	Dublering til Vikstrøm	27	Ja, pga. kraftig økning i industriforbruk
Buvika 66 kV	Sagberget	Radiell mating	4000	Linje	Noe reserve via 22 kV-nettet: ca. 25- 30 % av maks. last	14	1	0	Ny 66 kV ledning Gimse - Buvika	24	Nei
Lundamo 66 kV	Sokna	Radiell mating	4000	Linje	Noe reserve via 22 kV-nettet: ca. 15 - 20 % av maks. last	15	0	0	Dublering av linja	5	Nei
Oppdal 66 kV	Kåsen	Radiell mating	1000	Linje	Reserve via 22 kV-nettet bortsatt fra ved maksimallast	14	0	0	Dublering av linja	14	Nei

Figurene 2.6 viser alderssammensetningen for kabler, luftledninger og transformatorer i regionalnettet i Sør-Trøndelag. Figuren viser bl.a. at en betydelig andel av overføringslinjene er over 30 år gamle. Den tekniske tilstanden i nettet er likevel tilfredsstillende. Årlig legges det ned betydelige ressurser i tilstandskontroll og vedlikehold av nettet, og det er over lang tid arbeidet mye med valg av vedlikeholdsmetoder og –filosofi.



Figur 2.6 Alderssammensetning for nettkomponenter i regionalnettet i Sør-Trøndelag

### 3. Framtidig kraftbalanse

#### Produksjon

Det er bare tatt med prosjekt der konsesjonssøknad minimum er under behandling hos NVE.

2014 – 2019:

#### **Vindkraftverk på Fosen:**

Midlere årsproduksjon = 2470 GWh og maks. effekt = 900 MW.

**Flere små kraftverk:** småkraft i flere kommuner, særlig Hemne.

Total midlere årsprod. = 105,5 GWh og samlet maks. effekt = 33 MW.

2020 – 2025 (i praksis innen 2021):

#### **Vindkraftverk sør for Trondheimsfjorden, inkl. Stokkfjellet (Selbu):**

Midlere årsproduksjon = 1770 GWh og maks. effekt = 665 MW.

**Flere små kraftverk:** småkraft i flere kommuner, særlig Hemne, Selbu og Tydal.

Total midlere årsprod. = 246 GWh og samlet maks. effekt = 77 MW.

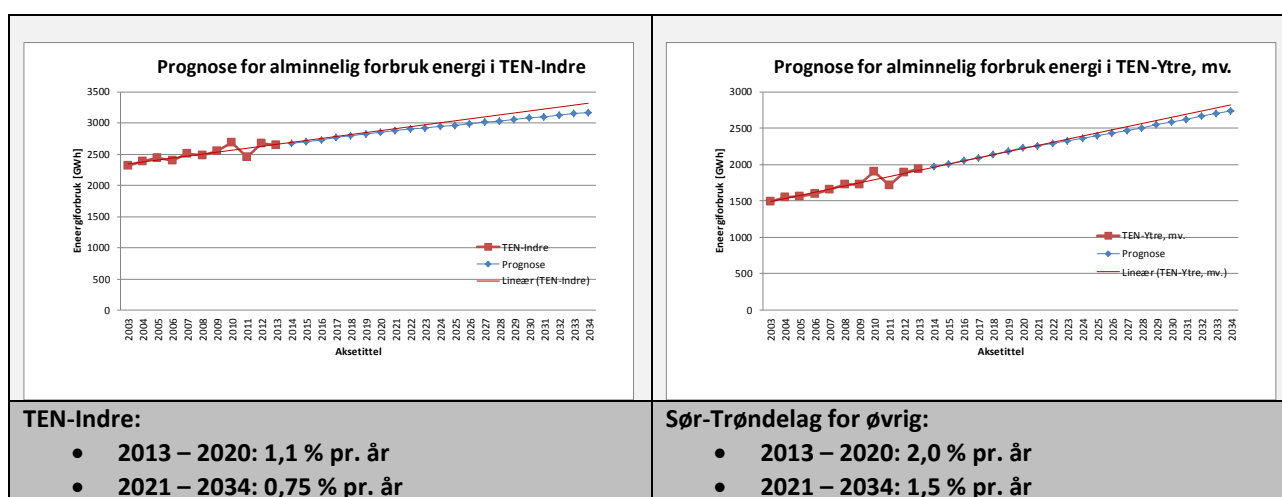
2026 – 2034:

#### **Ingen kjente prosjekt.**

Slik elsertifikatordningen er innrettet p.t. og med de langsiktige prisene på elektrisk kraft man i dag øyner, er det små/ingen insentiver til å bygge ut ny kraft (vann- og/eller vindkraft).

#### Forbruk

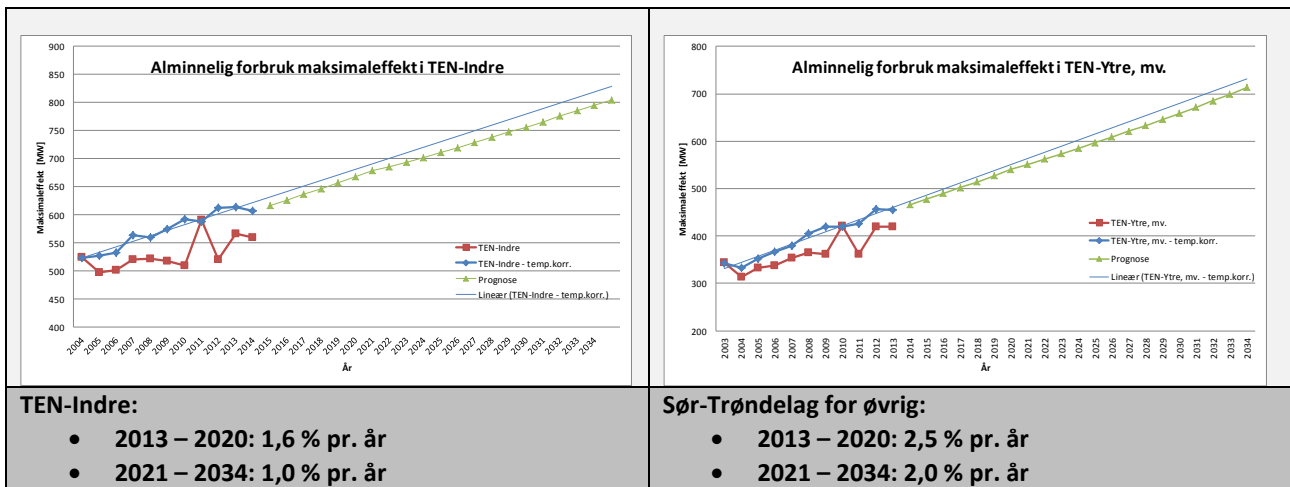
Figur 3.1 viser prognoser for utviklingen i energiforbruket for perioden 2014 – 2034, som ligger til grunn for denne utredningen. Prognosene er utarbeidet separat for TEN-Indre og Sør-Trøndelag for øvrig.



Figur 3.1 Energiprognosen for perioden 2014 – 2034 for Sør-Trøndelag

I TEN-Indre forutsettes energiforbruket å øke til 3173 GWh, altså med 526 GWh fra 2013-nivået. I Sør-Trøndelag for øvrig øker forbruket til 2744 GWh, dvs. med 808 GWh fra 2013-nivået.

Figur 3.2 viser utviklingen i temperaturkorrigert effektforbruk (prioritert kraft) for perioden 2014 – 2034, som ligger til grunn for kraftsystemutredningen. Prognosene er utarbeidet separat for TEN-Indre og Sør-Trøndelag for øvrig.



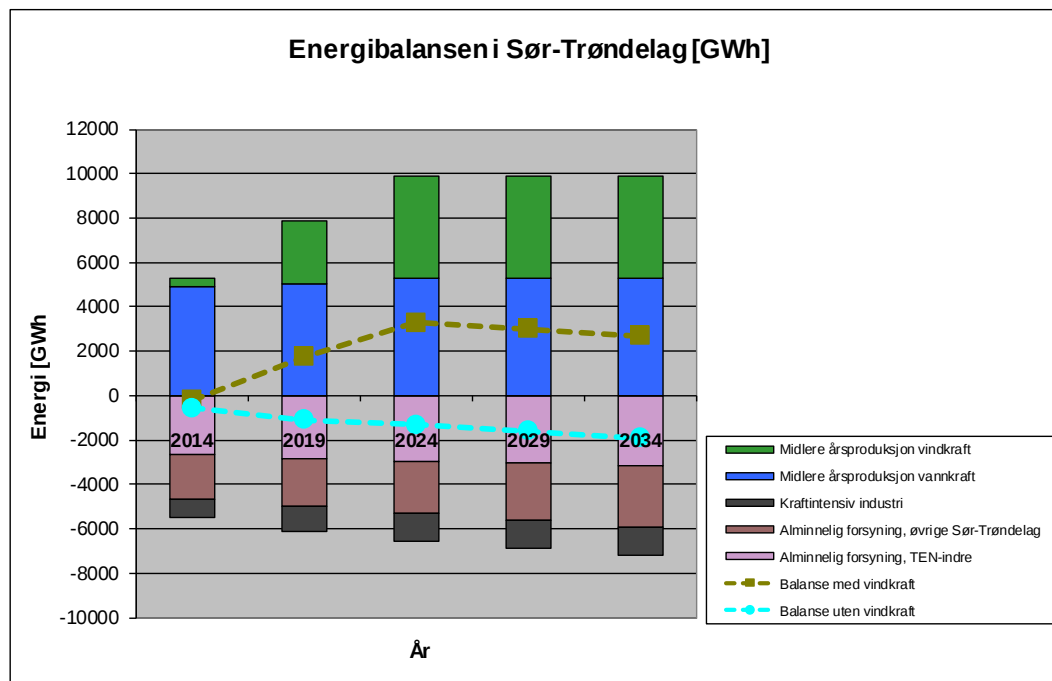
Figur 3.2 Effektprognosen for perioden 2014 – 2034 for Sør-Trøndelag

I TEN-Indre forutsettes temperaturkorrigert effektforbruk å øke til 805 MW, altså med 198 MW fra 2013-nivået. I Sør-Trøndelag for øvrig øker forbruket til 713 MW, dvs. med 258 MW fra 2013-nivået.

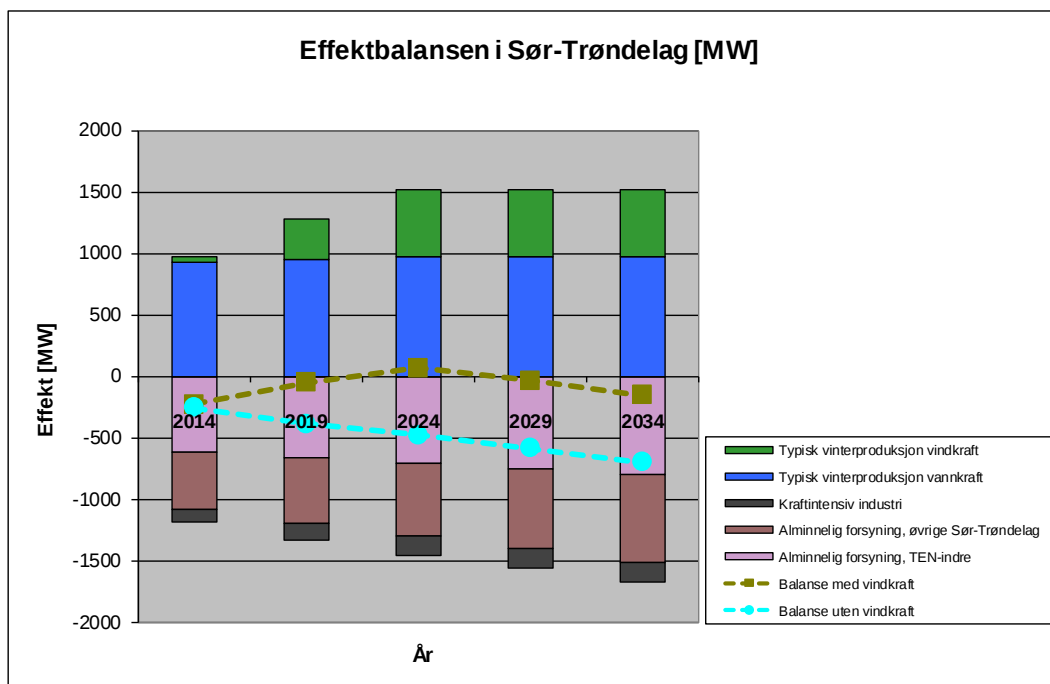
Når det gjelder KII forventes det små endringer i forbruket de nærmeste årene. På noe lengre sikt antas en viss økning.

### Kraftbalanse

Figur 3.3 viser prognosert fastkraft energibalanse og figur 3.4 fastkraft effektbalanse i Sør-Trøndelag for perioden 2014 – 2034.



Figur 3.3 Prognosert energibalanse [GWh] i Sør-Trøndelag



Figur 3.4 Prognosert effektbalanse [MW] i Sør-Trøndelag

Dersom vindkraft holdes utenfor, vil energiunderskuddet i Sør-Trøndelag øke fra ca. 570 GWh i 2014 til 1915 GWh i 2034 (se figur 3.3). Denne underbalansen må på en eller annen måte dekkes opp. I region Midt-Norge, kan p.t. verken Nord-Trøndelag eller Møre- og Romsdal (begge underskuddsområder) bidra til å dekke opp underbalansen i fylket. Derfor må underskuddet i Sør-Trøndelag balanseres ut på annet vis. Dette kan skje gjennom enten å etablere ny produksjonskapasitet i fylket, tilføre kraft via sentralnettet fra overskuddsområder andre steder i landet eller importere kraft fra utlandet (også transportert via sentralnettet). Det er avgjørende at ny 420 kV ledning Ørskog – Fardal kan komme i drift så snart som mulig, da forbindelsen er helt sentral når det gjelder å bedre forsyningssituasjonen i Midt-Norge. Ledningen forutsettes satt i drift 2016.

Produksjon fra vindkraftverkene vil kunne bedre energibalansen betraktelig, slik at det i 2034 blir en positiv balanse på 2675 GWh. All overskuddsproduksjon må transporteres ut av fylket, og mesteparten av overskuddet vil ta veien via sentralnettet.

Av figur 3.4 går det fram at det vil være et effektunderskudd i Sør-Trøndelag i hele analyseperioden uten vindkraft, mens det med vindkraft etter en kort periode med balanse igjen blir underskudd. Effektunderskuddet øker fra ca. 260 MW i 2014 til vel 700 MW i 2034 uten vindkraftproduksjon. Produksjon fra vindkraftverkene bedre effektbalansen, slik at effektunderskuddet i 2034 reduseres til 155 MW.

*Det er for øvrig vel kjent at Midt-Norge (dvs. fylkene Møre og Romsdal, Sør-Trøndelag og Nord-Trøndelag) samlet har en betydelig negativ kraftbalanse. Dette varierer fra over 7 TWh i et normalår til nærmere 12 TWh i et tørrår. Forsyningssituasjonen har derfor vinterstid i flere perioder vært svært anstrengt. Dette har til tider gitt meget høye timepriser for kraft i spotmarkedet. Pga. den bekymringsfulle forsyningssituasjonen, vil Statnett først etter at sentralnettet inn mot Midt-Norge er forsterket gjennom ny 420 kV ledning Ørskog – Fardal (planlagt satt i drift i 2016), igjen kunne tillate større økninger i forbruket.*

## 4. Framtidige overføingsforhold

I utredningen er framtidige overføingsforhold beskrevet for to ulike scenarier. Samtidig er det gjort rede for områdets viktigste drivere/faktorer, og hvilken betydning disse har for overføingsforholdene.

Det er ulike drivere i Trondheim kontra øvrige Sør-Trøndelag som vil være de bakenforliggende årsakene til utviklingen av regionalnettet. I byen er usikkerheten vedrørende nettutvikling/-struktur først og fremst knyttet til behovet for kabling av 66 kV linjer og til flytting av kabler. Behovet for å utvikle byområder, legger føringer for påkrevd ledningskapasitet samt transformeringsytelse/nye stasjoner. I Sør-Trøndelag for øvrig, vil det i første rekke være utbyggingen av sentralnettet og realisering av store vindkraftprosjekt som påvirker nettutviklingen. Disse driverne henger forøvrig tett sammen. Valg av systemløsning i sentralnettet er for en stor del styrt av vindkraftutbyggingene. Men situasjonen kan også beskrives omvendt, vindkraftutbyggingene er avhengige av at det er et sentralnett tilgjengelig.

Tabell 4.1 Aktuelle scenarier og drivere når det gjelder nettutviklingen

Område	Drivere <sup>2</sup>	Scenario
TEN-Indre	1. Behov/ønske om kabling av luftlinjer. Flytting av forbindelser. 2. Byutvikling 3. Vekstraten i forbruket  Sekundærdrivere, aktuelle på lengre sikt: a. Smartmålere/smartnett b. Strømbehov elkjøretøy c. Husholdningsproduksjon av el	<ul style="list-style-type: none"> <li>• «Alt normalt» (AN)               <ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Lastøkning som forventet</li> <li>❖ Kjent byutvikling</li> <li>❖ Ikke flytting og/eller kabling av ledninger</li> </ul> </li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• «Overraskelse» (O)               <ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Uventet lastøkning: høy/lav</li> <li>❖ Nye, plutselige byplaner dukker opp</li> <li>❖ Ad hoc flytting og/eller kabling av forbindelser</li> </ul> </li> </ul>
TEN-Ytre, mv.	1. Utviklingen i sentralnettet 2. Vindkraftutbyggingen, samt utbygging av småkraft (enkelte områder) 3. Belastningsutvikling/store enkeltetabl.  Sekundærdrivere, aktuelle på lengre sikt: a. Smartmålere/smartnett b. Strømbehov elkjøretøy c. Husholdningsproduksjon av el	<ul style="list-style-type: none"> <li>• «Business as usual» (BU)               <ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Beskjeden vindkraftutbygging</li> <li>❖ Ingen sentralnettsutbygging Namsos – Trollheim</li> <li>❖ Lite småkraftutbygging</li> <li>❖ Ingen uventede, større etableringer av uttak</li> </ul> </li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• «Full throttle» (FT)               <ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Full vindkraftutbygging Fosen/Snillfjord</li> <li>❖ Nytt sentralnett Namsos - Trollheim</li> <li>❖ Mange småkraftprosjekt bygges ut</li> <li>❖ Ad hoc større etableringer av uttak</li> </ul> </li> </ul>

Scenario AN vurderes som mest sannsynlig i Trondheims-området, mens scenario FT vurderes som mest sannsynlig i Sør-Trøndelag for øvrig.

<sup>2</sup> Andre drivere av betydning som bør nevnes, vil være samfunnets stadig økende krav til/behov for høy leverings-sikkerhet og leveringskvalitet. Det moderne, teknologiavhengige samfunn vi har her i Norge blir mer og mer avhengig av sikker og god strømforsyning, noe ikke minst senere tids ekstremvær har gitt oss en påminnelse om.



### Nettutviklingen i TEN-Indre

På grunn av stor vekst i forbruket, er det særlig i områdene tilknyttet Universitetet transformatorstasjon og i Lade/Ranheim-området det blir nødvendig med nettførsterkninger. Senest rundt stadium 2020 må det gjennomføres tiltak i nettet her:

- kabel nummer 2 Strinda - Universitetet
- forsterket innmating/økt transformeringskapasitet mot Ranheim/Lade
- dessuten vil det bli nødvendig med økt transformeringskapasitet i enkelte stasjoner

#### **Dublering av kabel Strinda – Universitetet (3,6 km TSLE 3x1x1200 Al)**

Mål for tiltak	Øke innmatingskapasiteten mot Ranheim - Lade da nettet blir overbelastet	
Alternativanalyse	0-alternativ	Alternativ 1
	Dagens nett	Dublering av kabel Strinda - Universitetet
Investeringskostnader	0	14,4
Drifts- og vedlikeholdskostnader	0	1,3
Relative tapkostnader	2,8	0
Avbruddskostnader	0,2	0
<b>Nåverdi 2014 [MNOK]</b>	<b>3,0</b>	<b>15,7</b>
Merknad	Alternativet er ikke teknisk kvalifisert ut analyseperioden	Må settes i drift senest 2022
<b>Rangering</b>	<b>-</b>	<b>1</b>

Eksisterende nett er teknisk kvalifisert bare til stadium 2022. Alternativ 1, dublering av kabelen Strinda – Universitetet, må gjennomføres senest stadium 2022.

#### **Ny Rotvoll transformatorstasjon**

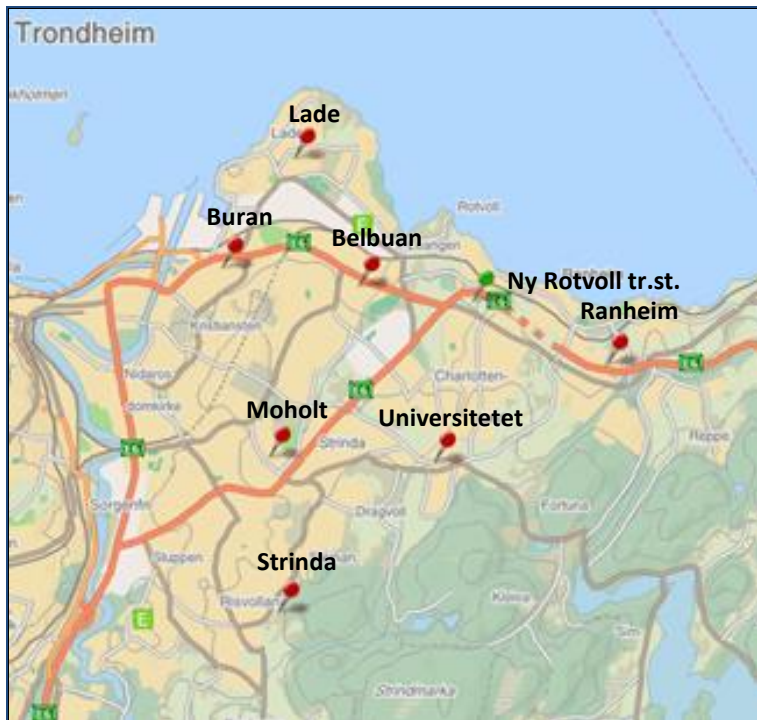
Mål for tiltak	Øke innmating- og transformeringskapasiteten mot Ranheim/Lade. Stor lastøkning i området		
Alternativanalyse	0-alternativ	Alternativ 1	Alternativ 2
	Dagens nett m. ny kabel Strinda - Universitetet.	Ny Belbuan transf.stasjon	Ny Rotvoll tr.stasjon og kabel Universitetet - Rotvoll
Investeringskostnader	0	95,0	60,0
Drifts- og vedlikeholdskostnader	0	22,7	17,8
Relative tapkostnader	23,4	20,0	0
Avbruddskostnader	2,7	0	0
<b>Nåverdi 2014 [MNOK]</b>	<b>26,1</b>	<b>137,6</b>	<b>77,8</b>
Merknad	Alternativet er ikke teknisk kvalifisert ut analyseperioden	Må settes i drift senest 2020 pga. manglende transformeringskapasitet	Må settes i drift senest 2020 pga. manglende transformeringskapasitet
<b>Rangering</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>1</b>

Alternativ 2 kommer gunstigere ut enn alternativ 1, og må gjennomføres senest stadium 2020.

### Scenario O:

I områdene her er det allerede lagt inn forutsetninger om en svært høy vekst i forbruket. Sannsynligheten for en lavere lastøkning enn forutsatt er derfor til stede. Dette vil i tilfelle utsette prosjektene som er omtalt – i utgangspunktet 5 år. For TEN, som uansett står overfor store utbyggingsoppgaver dersom det blir vindkraftutbygging, vil en slik utsettelse være svært gunstig. En utsettelse på 5 år, gir en nåverdigevinst på MNOK 2,0 pr. MNOK 10,0 i utbyggingskostnader.

Figur 4.1 viser disse aktuelle områdene, bl.a. mulig lokalisering av ny Rotvoll transformatorstasjon.



Figur 4.1 Ny Rotvoll transformatorstasjon (merket med grønn stift) (Kilde: Gule Sider)

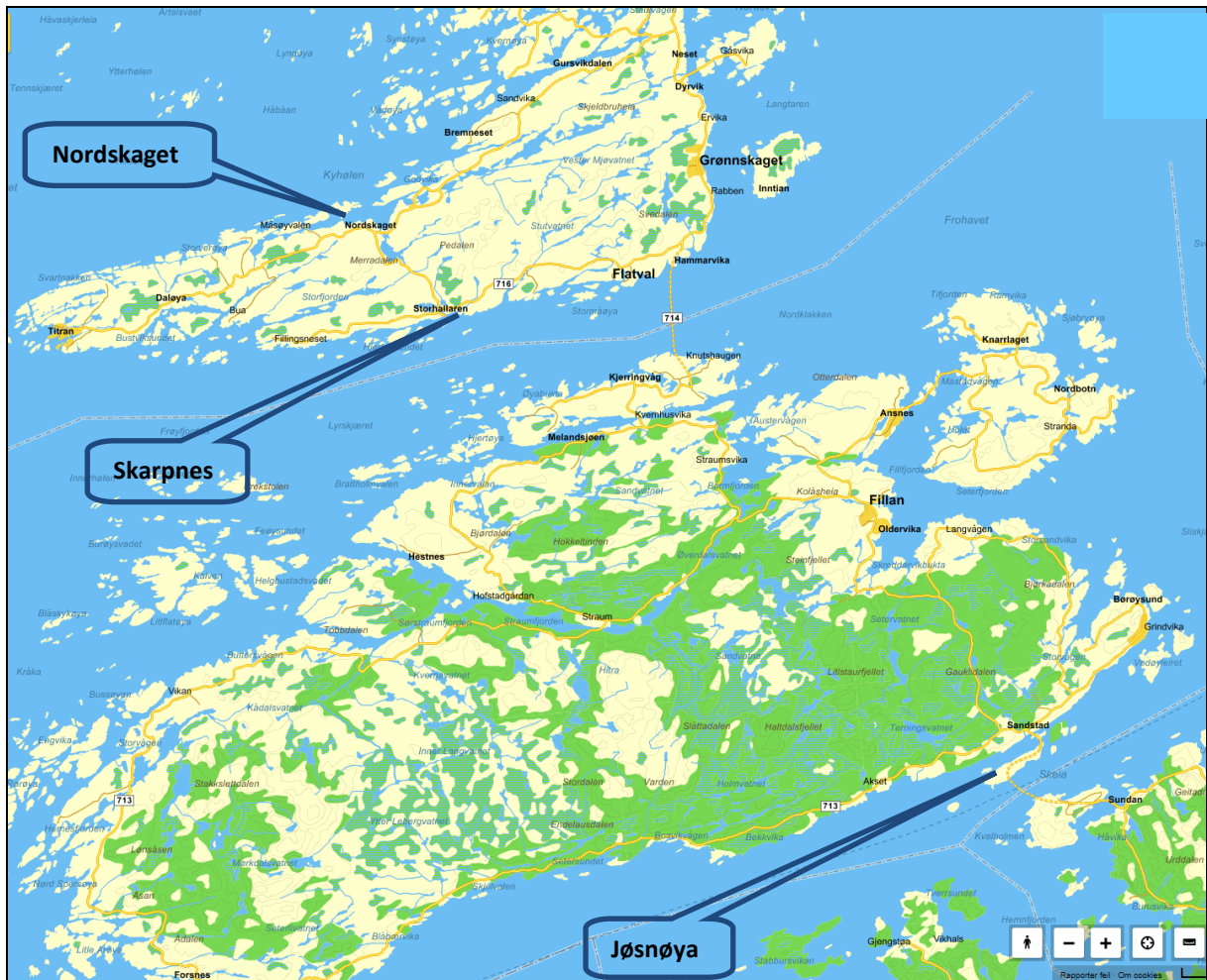
### Nettutviklingen i TEN-Ytre

På grunn av antatt høy belastningsøkning, blir eksisterende nett for svakt i flere områder utover i analyseperioden. Senest rundt stadium 2020 må det gjennomføres tiltak i regionalnettet i følgende områder:

- forsterkninger av nettet fra Snillfjord mot Hitra/Frøya
- forsterkning av Nord-Østerdalsforbindelsen mellom Tynset og Røros (dvs. spenningsoppgradering)
- forsterkning av linja Orkdal – Evjen
- dessuten vil det bli nødvendig med økt transformeringskapasitet i enkelte stasjoner

Region Vest er det nettområdet der det for tiden er størst aktivitet i forhold til industri-etableringer. Samtidig må denne delen av regionalnettet betegnes som det mest marginale når det gjelder forsyningsforhold. Hitra og Frøya, med transformatorstasjonene Fillan (Hitra), Vikstrøm (Hitra, men kan også forsyne Frøya via 22 kV sjøkabler) og Frøya (Frøya og Dolmøya/Hitra) mates fra Snillfjord via et relativt spinkelt 66 kV nett med lange avstander. Fra Snillfjord til Fillan er det rundt 40 km, og videre til Vikstrøm ca. 12 km og til Frøya ca. 20 km. Det

er spesielt på Jøsnøya/Kalvøya (Hitra), Nordskaget (Frøya) og Skarpnæs (Frøya) det forventes større industrietableringer, j.fr. figur 4.2.



Figur 4.2 Industrietableringsområder på Hitra og Frøya (Kilde: Gule Sider)

### Ny transformatorstasjon på Jøsnøya (søkt konsesjon)

Mål for tiltak	Forsyning av industriområde		
Alternativanalyse	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3
	Ny Jøsnøya transformatorstasjon	Forsyning fra Fillan	Forsyning fra Malnes
Investeringskostnader	24,0	30,4	32,5
Drifts- og vedlikeholdskostnader	4,8	6,1	6,5
Relative tapkostnader	0	10,0	2,6
Avbruddskostnader	0	39,6	376,6
<b>Nåverdi 2014 [MNOK]</b>	<b>28,8</b>	<b>86,1</b>	<b>418,2</b>
Merknad			
<b>Rangering</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>

Ny Jøsnøya transformatorstasjon er klart beste alternativ, og det forutsettes at stasjonen må settes i drift senest 2016.

**132 kV forbindelse Snillfjord – Fillan, 40 km FeAl 240 luftlinje og 3 km 1x3x240 Cu sjøkabel (har konsesjon)**

Mål for tiltak	Styrket innmating mot Hitra/Frøya pga. høy lastøkning		
Alternativanalyse	Alternativ 1 Dagen nett inkl. ny Jøsnøya tr.stasjon	Alternativ 2 132 kV Snillfjord - Fillan	Alternativ 3 <sup>1)</sup> Forsterket 66 kV Snillfjord - Fillan
Investeringskostnader	0	127,0	145,5
Drifts- og vedlikeholdskostnader	0	30,6	36,8
Relative tapskostnader	141,1	0	94,4
Avbruddskostnader	45,0	0	22,5
<b>Nåverdi 2014 [MNOK]</b>	<b>186,1</b>	<b>157,6</b>	<b>299,2</b>
Merknad	Teknisk kvalifisert til <b>2017.</b>		Teknisk kvalifisert til <b>2025.</b>
<b>Rangering</b>	-	<b>1</b>	-

<sup>1)</sup> Alternativet er bare tatt med for sammenligningens skyld, da det er lite realistisk. Det er dessuten heller ikke teknisk kvalifisert lenger enn til rundt 2025. Selv om begge eksisterende 66 kV ledninger blir forsterket, vil 66 kV-alternativet ikke være teknisk kvalifisert ut analyseperioden.

**Dublering av forbindelsen til Frøya, ny 66 kV linje Fillan – Vikstrøm, 12,0 km FeAl 150**

Mål for tiltak	Forbedre reserveforholdene til Frøya	
Alternativanalyse	Alternativ 1 «Eksisterende nett», dvs. 132 132 kV forsyning til Fillan	Alternativ 2 Dublering av forbindelsen til Frøya
Investeringskostnader	0	27,6
Drifts- og vedlikeholdskostnader	0	7,6
Relative tapskostnader	20,8	0
Avbruddskostnader	27,6	0
<b>Nåverdi 2014 [MNOK]</b>	<b>48,4</b>	<b>35,2</b>
Merknad		
<b>Rangering</b>	<b>2</b>	<b>1</b>

Det vil være svært gunstig å dublere forsyningen mot Frøya dersom nye industrietableringer kommer.

*Scenario BU:*

*Lavere vekst enn forutsatt trekker i gunstig retning. For det første vil de nettmessige behovene ikke bli så presserende, slik at anlegg kan utsettes – kanskje i 5 år. For det andre blir, som følge av dette, presset på ressurser (økonomiske og mannskapsmessige) mindre. Det kan også bli mindre aktuelt å dublere forsyningen til Vikstrøm.*

Beregninger viser at eksisterende ledning Orkdal – Evjen blir overbelastet utover i analyseperioden pga. høy lastøkning. Denne forbindelsen er en av de aller viktigste i regionalnettet til TEN, da den forsyner lasttyngdepunktet Orkanger med transformatorstasjonene Evjen og Gjølme – begge med betydelige lastuttak. Merk dessuten at smelteverket Washington Mills forsynes fra Gjølme.

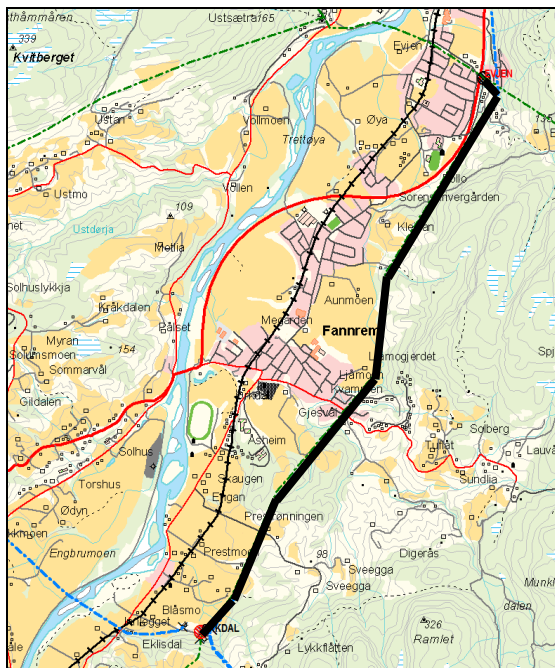
### Dublering av forbindelsen Orkdal - Evjen, 5,5 km FeAl 185

Mål for tiltak	Øke overføringskapasiteten da eksisterende forbindelse blir fulllastet 2019		
Alternativanalyse	Alternativ 1 Dublering med FeAl 185	Alternativ 2 Dobbeltlinje 2xFeAl 240	Alternativ 3 Dublering med kabel TSLE 3x1x1000 Al
Investeringskostnader	13,0	17,6	26,5
Drifts- og vedlikeholdskostnader	3,6	4,9	3,3
Relative tapkostnader	17,1	11,4	0
Avbruddskostnader	2,6	10,6	2,6
<b>Nåverdi 2014 [MNOK]</b>	<b>36,3</b>	<b>44,5</b>	<b>32,4</b>
Merknad	Merk at eksisterende nett (enkeltforbindelse Orkdal – Evjen) bare er teknisk kvalifisert til <b>2019</b> .		
<b>Rangering</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>1</b>

Kabelalternativet kommer best ut, og ny kabel TSLE 3x1x100 Al mellom Orkdal og Evjen må legges senest 2019.

#### Scenario BU:

Også her vil takten på belastningsutviklingen være avgjørende for når tiltaket må gjennomføres. Ved lavere prognoser for belastningsøkningen enn forutsatt i scenario FT, kan tiltaket utsettes – sannsynligvis i minst 5 år. Derimot vil f.eks. økt virksomhet i Washington Mills føre til at tiltaket må framskyndes.



Figur 4.3 Forbindelsen Orkdal - Evjen

På grunn av eventuell utbygging av Tolga kraftverk, men også med argumentasjon i vanskelige spenningsforhold og høye overføringstap, har Eidsiva Nett og Røros E-verk søkt konsesjon for å spenningsoppgradere forbindelsen Tynset – Røros til 132 kV, j.fr. figur 4.4.

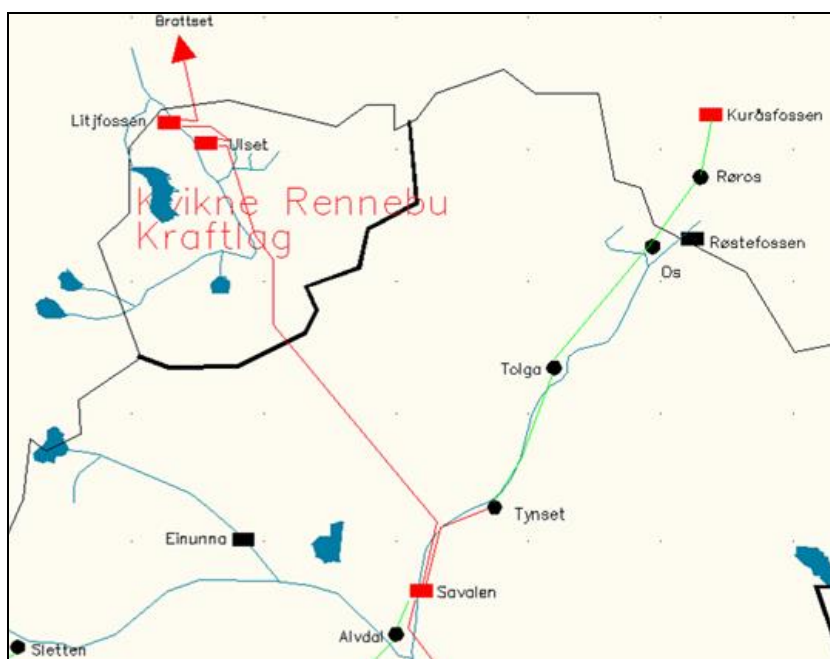
**REV/Eidsiva Nett: Spenningsoppgradering Tynset – Røros til 132 kV, ca. 48 km (søkt konsesjon)**

<b>Mål for tiltak</b>	Tilknytning av Tolga kraftverk. Bedret spennings- og tapsforhold Tynset – Tolga – Os – Røros.	
<b>Alternativanalyse</b>	<b>Alternativ 1</b> Eksisterende nett, dvs. 66 kV forsyning Tynset - Røros	<b>Alternativ 2</b> 132 kV forsyning Tynset - Røros
Investeringskostnader	0	87,0
Drifts- og vedlikeholdskostnader	0	0
Relative tapskostnader	72,3	0
Relative avbruddskostnader	0	0
<b>Nåverdi 2014 [MNOK]</b>	<b>72,3</b>	<b>87,0</b>
Merknad	Eksisterende nett er teknisk kvalifisert bare til og med <b>2020</b> .	
<b>Rangering</b>	<b>-</b>	<b>1</b>

Spenningsoppgraderingen fra 66 kV til 132 kV må være gjennomført senest 2020. Imidlertid vil tiltaket bli gjennomført samtidig med at Tolga kraftverk bygges, og dette kan framskynde prosjektet.

*Scenario BU:*

*Belastningsutvikling sammen med utbygging/ikke utbygging av Tolga kraftverk vil bestemme tidspunktet for spenningsoppgraderingsprosjektet. Med lavere vekst og ingen utbygging av Tolga, vil spenningsoppgradering 66 kV til 132 kV kunne utsettes rundt 5 år. Imidlertid må man være oppmerksom på at det må tas hensyn til at området også skal kunne forsynes i perioder ledning er utkoblet pga. ombyggingen.*



Figur 4.4 Nord-Østerdalsforbindelsen (Kilde: Regional kraftsystemutredning for Hedmark og Oppland)

Tabell 4.2 viser vindkraftanleggene nord og sør for Trondheimsfjorden som nå er meddelt konsesjon, se for øvrig også figur 4.5.

Tabell 4.2 Vindkraftanlegg på Fosen og i Snillfjordområdet med konsesjon

<b>Fosen</b> <sup>1)</sup>		<b>Snillfjordområdet</b>	
Harbaksfjellet:	90,75 MW	Remmafjellet:	130 MW
Kvenndalsfjellet:	120 MW	Geitfjellet:	170 MW
Storheia:	220 MW	Pållifjellet/Svarthammaren:	150 MW
Roan:	300 MW	Hitra 2:	75 MW
Sørmarkfjellet:	150 MW	Frøya:	60 MW
<b>Totalt:</b>	<b>880,75 MW</b>	<b>Totalt:</b>	<b>585 MW</b>

<sup>1)</sup> I tillegg har en utvidelse av Bessakerfjellet vindkraftverk (Skomakerfjellet) med 10 MW konsesjon

For at vindkraftprosjektene skal kunne bygges ut må det etableres sentralnett i området, og Statnett har fått konsesjon for å bygge en 420 kV ledning Namsos – Roan – Storheia – Snillfjord – Trollheim. Statnett forutsetter prosjektet gjennomført i tre etapper:

- Byggetrinn 1, Namsos – Roan – Storheia ferdig i 2018. Forutsetter investeringsbesluttet minst 600 MW vindkraft på Fosen. Regionalnettsutbyggingene må være ferdig samtidig.
- Byggetrinn 2, Snillfjord – Trollheim ferdig i 2019. Forutsetter investeringsbesluttet minst 400 MW vindkraft i Snillfjord. Regionalnettsutbyggingene må være ferdig samtidig.
- Byggetrinn 3, Storheia – Snillfjord ferdig etter 2020 dersom behovet er tilstede.

Det er også gitt konsesjon for samordnet nettilknytning av vindkraftverkene på Fosen og samordnet nettilknytning av vindkraftverkene i Snillfjord-området. OED ga endelig konsesjon til disse prosjektene i 2013.

På Fosen er TEN er tiltakshaver for følgende nettanlegg:

1. Ny 132 kV ledning Hubakken – Storheia transformatorstasjon
2. Ny 132 kV ledning Straum – Roan transformatorstasjon
3. Utvidelse av Hubakken transformatorstasjon (132/22 kV transformering)
4. Utvidelse av Straum transformatorstasjon (132/66 kV transformering)
5. Etablering av nytt 132 kV koblingsanlegg (på Spannkumpen) i planområdet til Roan vindkraftverk.
6. Transformering til 66 kV og 22 kV i Storheia transformatorstasjon for tilknytning av nettet på Sør-Fosen respektive Mørre kraftverk. På noe sikt vil det også kunne bli aktuelt med to forbindelser mot Sør-Fosen fra Storheia (dvs. at det etableres en forbindelse Storheia – Bjugn i tillegg til ledningen Storheia – Stoen).
7. Sanering av eksisterende ledning Straum – Hubakken – Mørre – lokalisering Storheia (ca. 40 km)

Når det gjelder de rene 132 kV produksjonslinjene, dvs. Sørmarkfjellet vindkraftverk – Roan, Roan vindkraftverk – Spannkumpen koblingsstasjon, Harbaksfjellet vindkraftverk – Kvenndalsfjellet vindkraftverk – Hubakken og Storheia vindkraftverk – Storheia, er de respektive vindkraftaktørene tiltakshavere (dvs. SAE Vind og Sarepta).





Figur 4.5 Vindkraftverk nord og syd for Trondheimsfjorden

Sør for Trondheimsfjorden, altså i Snillfjordområdet, har vindkraftaktørene sammen med TEN fått endelig konsesjon for "Samordnet nettløsning for vindkraftverk i Snillfjordområdet" (august 2013). Nettilknytningen er gitt for vindkraftverkene, Hitra 2, Svarthammaren/Pållifjellet, Remmafjellet og Geitfjellet. Nettløsningen er dessuten basert på at det bygges ny 420 kV forbindelse Trollheim – Snillfjord.

TEN er tiltakshaver for følgende nettanlegg:

1. ca. 29 km 132 kV-ledning (FeAl 240) fra Fillan til Pållifjellet/Svarthammaren
2. ca. 3 km 132 kV sjøkabel, 240 mm<sup>2</sup> Cu 3-leder, fra Hitra – Hemnskjeløya
3. ca. 13 km dobbeltkurs 132 kV-ledning (ca. 11 km 865-Al59 + FeAl 240 og ca. 2 km FeAl 240 + FeAl 240) fra Pållifjellet/Svarthammaren - Krokstadøra - Snillfjord
4. Fillan transformatorstasjon: nødvendig utvidelse
5. Eksisterende Snillfjord transformatorstasjon: nødvendig utvidelse
6. I ny sentralnettstasjon: diverse 132 kV utendørsanlegg
7. Saneringer:
  - a. Eksisterende 66 kV ledning Krokstadøra – Malnes – Fillan (ca. 40 km). Malnes må derfor legges over på gjenværende 66 kV ledning.
  - b. Eksisterende 132 kV ledning Orkdal – Krokstadøra (ca. 30 km)



Geitfjellet og Remmafjellet får direkte tilknytning til ny sentralnettstasjon i Snillfjord via 132 kV-ledninger. Hitra 2 får nettilknytning mot Fillan ved at eksisterende 66 kV-ledning spenningsoppgraderes til 132 kV. Frøya vindkraftverk får nettilknytning mot Frøya transformatorstasjon ved at eksisterende 22 kV-ledning blir spenningsoppgradert til 66 kV. Tiltakshavere for disse anleggene er de respektive vindkraftaktørene, dvs. SAE Vind, Zephyr og Sarepta.

Tabell 4.2 gir en oppsummering av nettilknytningen for vindkraft Fosen og vindkraft Snillfjord med TEN som tiltakshaver. De rene produksjonsanleggene er altså holdt utenfor.

Tabell 4.2 Nøkkeldata for nettilknytning av vindkraftprosjektene nord og sør for Trondheimsfjorden – tiltakshaver TEN

Prosjektnavn	Hovedårsak	Investeringskostnad [MNOK]	Forventede tapkostnader [MNOK e/ +/-]	Forventede avbruddskostnader [MNOK eller +/-]	Forventet år for idriftsettelse	Spenning [kV]	Lengde [km]	Ytelse [MVA]
Vindkraft Fosen	Ny produksjon	200	Ikke relevant	Minus	2015 - 2018	132/66/22	38	80
Vindkraft Snillfjord	Ny produksjon	155 - 200	Ikke relevant	Minus	2016 - 2019	132/66	45	80

#### Scenario BU:

*Uten vindkraftutbygging og sentralnett på Fosen blir det aktuelt å hente fram gamle planer om å forsterke 66 kV forbindelsen Straum – Hubakken – Mørre – Stoen (fram til Øyan). Strekningen er ca. 56 km, og nytt tverrsnitt blir FeAl 150. Tiltaket er kostnadsberegnet til ca. MNOK 90,0.*

*Forsyningen av Fosen er allerede i dag sårbar ved høylast og lav/ingen lokalproduksjon i området. Med økende last vil denne situasjonen forverres ytterligere, og det er behov for styrke innmatingen til området. NTE ser på muligheten for å etablere en forbindelse fra nettet sør for Steinkjer over Inderøy til Mosvik. Dette vil styrke innmatingen mot Stoen.*

*En annen mulighet vil være en forbindelse fra Frosta over til Mosvik/Leksvik. På lengre sikt ser NTE på planer for 132 kV nett mot Frosta, og denne kan da eventuelt videreføres over fjorden.*

*TEN vurderer også 132 kV forsyning til Fosen, og mest åpenbare løsning vil være å legge en 132 kV sjøkabel fra Agdenes mot Utheim samt etablere 132/66 kV transformering i området. Lasttyngdepunktet på Fosen ligger i Ørland/Bjugn, slik at det vil være gunstig med en styrket innmating til nettopp dette området. 132 kV sjøkabel/jordkabel Agdenes – Utheim får en byggekostnad på ca. MNOK 70,0.*

*Samtidig blir det behov for å forsterke eksisterende 132 kV forbindelse Orkdal – Snillfjord. Tilstanden på denne begynner uansett å bli noe bekymringsfull, og det må derfor gjøres tiltak på ledningen. Traséen for ny linje er ca. 26 km, og med tverrsnitt FeAl 240 er den kostnadsberegnet til ca. MNOK 52,0 – 55,0.*

*Et annet alternativ kan eventuelt være å etablere en 132 kV forbindelse fra Orkdal til Ålmo med mellomtransformering 132/66 kV her. Dette er en mye lengre trasé, delvis også med sjøkabel, og løsningen synes derfor lite aktuell på grunn av høye byggekostnader.*

*Nettutvikling i henhold til scenario BU i Snillfjord-området er beskrevet innledningsvis i dette kapittelet (forsyningen av Hitra/Frøya).*

Øvrige mulige tiltak i TEN-Ytre som bør nevnes er:

- **Ny 132/22 kV transformering i Slind kraftverk (SEV)**

Selbu Energiverk har søkt konsesjon for ny transformator 132/22 kV, 30 MVA i Slind kraftverk. Transformatoren er tenkt montert i tilknytning til utendørsanlegget i kraftverket. Bakgrunnen for netttiltaket er at forsyningen til hele Selbu i dag er avhengig av dagens transformator på Gjelbakken (Selbu transformatorstasjon). SEV har derfor en sårbar forsyningsikkerhet, og denne ønskes forbedret.

*Alternativet er scenariouavhengig.*

- **Vindkraft i innlandet**

I indre områder av Sør-Trøndelag er det omsøkt tre vindkraftverk:

1. Brungfjellet vindkraftverk i Melhus/Klæbu (TEK): 150 MW
2. Eggjafjellet/Åsfjellet vindkraftverk i Selbu (E.ON Wind Norway): 200 MW
3. Stokkfjellet vindkraftverk i Selbu (TEK): 120 MW (80 MW dersom bare Stokkfjellet får konsesjon)

Alle prosjektene har dessuten søkt konsesjon om nettilknytning for sine respektive prosjekt, og det er i tillegg omsøkt en samordnet nettilknytning. I en samordnet nettilknytning synes bygging av en ny 420/132 kV transformatorstasjon tilkoblet ledningen Klæbu – Nea å være mest aktuell, med tilførselsledninger fra vindkraftverkene til denne stasjonen.

Imidlertid er det stor lokal og regional motstand mot utbygging både av Brungfjellet og Eggjafjellet/Åsfjellet, og det anses her som lite realistisk at disse anleggene får konsesjon. Dermed gjenstår Stokkfjellet, og for dette anlegget er det omsøkt en 132 kV produksjonsradial til Nea transformatorstasjon (Statnett) som nettilknytning (29 km FeAl 185). Ledningen er kostnadsberegnet til ca. MNOK 45,0.

*Scenario BU:*

*Det blir ikke vindkraftutbygging i denne regionen.*

- **Serverpark i Røros kommune (REV)**

Røros kommune arbeider for tiden seriøst med å få lokalisert en såkalt serverpark/serverfarm til kommunen. Mange av de store dataaktørene ser mot Skandinavia når det gjelder etablering av store datalagringsanlegg, både på grunn av gunstige klimatiske forhold (relativt kjølig klima) og den gode tilgangen på fornybar kraft.

Facebook har f.eks. etablert en stor serverpark i Luleå i Nord-Sverige. Fullt utbygd vil anlegget legge beslag på vel 80 000 m<sup>2</sup> (i form av 3 store serverhaller), og vil få et effektbehov på 120 MW (1 TWh energiforbruk). Slike anlegg kan altså betegnes som den nye KII, og Røros ønsker slik virksomhet i kommunen.

Foreløpig er planene så usikre at de bare blir omtalt i denne kraftsystemutredningen, men med antydning av effektbehov må det etableres egen 132 kV-forsyning til en eventuell serverpark. Mest nærliggende vil være å bygge en 132 kV linje fra Nea, da det både er bra med krafttilgang her og

et sterkt sentralnett. Alternativet vil være en nettilknytning i Rendalen, men her er det et mye svakere sentralnett samtidig som avstanden er lenger.

For å forsyne anlegget må det bygges en ca. 72 km lang FeAl 300 linje fra Nea. Dersom det forutsettes en byggekostnad på MNOK 2,0 pr. km for ledningen, vil det dreie seg om en total kostnad på MNOK 140 – 150. I tillegg kommer transformeringskostnader mot sentralnettet samt egen transformatorstasjon for forsyning av serverparken. Videre er det sannsynlig at det vil være påkrevd å etablere tosidig innmating pga. høye krav til leveringssikkerhet. Dette kan da gjøres ved å bygge ut 132 kV-nettet videre mot Rendalen eller man kan dublere nordfra. Samlet utbyggingskostnad kommer altså raskt opp i minst MNOK 400,-.

*Scenario BU:*

*Nettilknytning av en serverpark forutsetter definitivt en utvikling i henhold til scenario FT. I scenario BU blir det ingen serverpark, og følgelig heller ikke noe 132 kV nettutbygging.*

- **Ny Vinjeøra transformatorstasjon i Hemne**

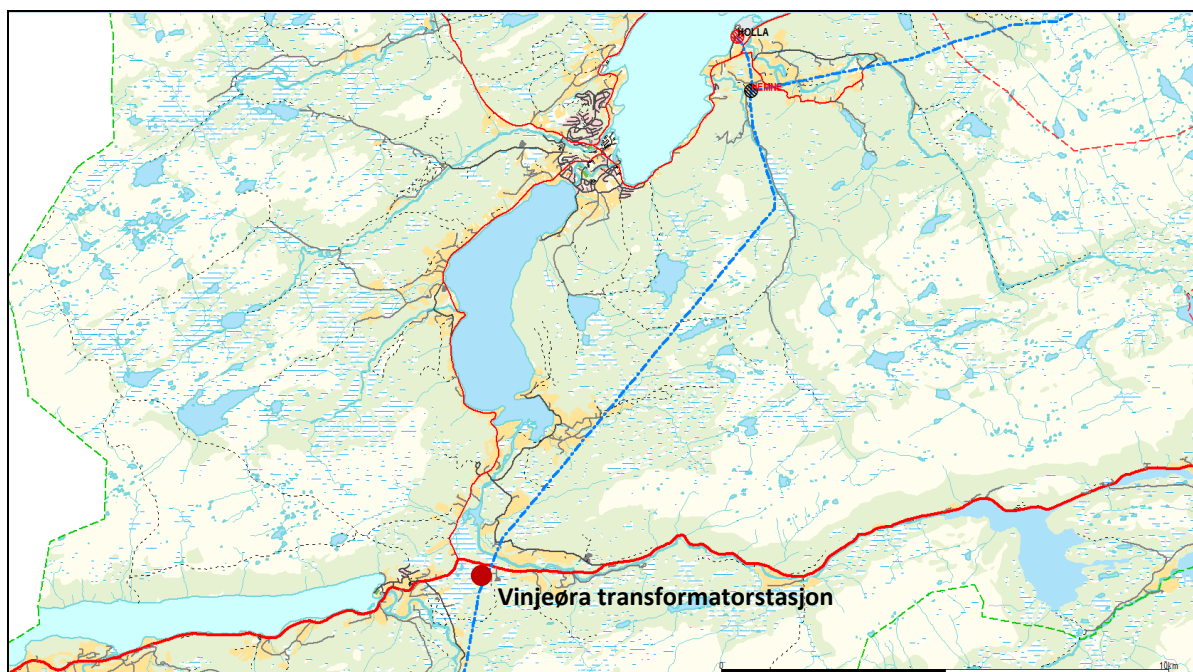
Pga. relativt stor aktivitet i forbindelse med planer for småkraft i Hemne kommune, vurderes for tiden etablering av en ny 132/22 kV, 25 MVA transformatorstasjon i nærheten av Vinjeøra. Stasjonen er tenkt tilknyttet 132 kV ledningen Trollheim – Hemne/Holla. Dersom TrønderEnergi Nett skal være tiltakshaver for anlegget, har selskapet vanskeligheter med å kunne forsvare stasjonen basert på teknisk-/økonomiske betraktninger. Ny transformatorstasjon i området, plassert perifert i forhold til lasttyngdepunktet i Hemne, har liten/ingen nettmessig nytte. Eventuelt ny stasjon blir da bygget utelukkende for å tilrettelegge for småkraftutbygging.

Kraftsystemansvarlig ser derfor p.t. to løsninger på situasjonen:

1. Småkraftaktørene bygger selv ut en transformatorstasjon med adgang til å koble seg på TENs 132 kV ledningen Trollheim – Hemne/Holla
2. NVE pålegger TrønderEnergi Nett å bygge ny transformatorstasjon, selv om denne ikke har noen nettmessig nytte for selskapet. Det signaliseres at TEN i en slik situasjon vil søke om fritak fra utbyggingen, da selskapet ikke finner å kunne forsvare denne teknisk/økonomisk.

For øvrig viser forskjellige studier at ny transformatorstasjon er den beste teknisk/økonomiske nettløsningen for tilknytning av småkraftprosjektene. Alternativet er å forsterke distribusjonsnettet i området, men dette er en både dyrere og mindre robust systemløsning.

Figur 4.6 viser planlagt lokalisering for Vinjeøra transformatorstasjon, som er kostnadsberegnet til MNOK 21,0 – 23,0.



Figur 4.6 Lokalisering av Vinjeøra transformatorstasjon

*Scenario BU:*

*Omfanget av småkraftutbygging i Hemne tilpasses kapasiteten i distribusjonsnett, og det blir følgelig ikke behov for å etablere Vinjeøra transformatorstasjon.*

- **Utvidelse i Holla Metall**

Wacker Chemie har nå kommet inn som ny eier av smelteverket Holla Metall. Den nye eieren har vært i kontakt med TEN om ledig nettkapasitet i 132 kV nettet i området, da det er sett på en utvidelse av virksomheten i smelteverket. Pr. i dag foreligger det ingen konklusjoner på tidspunkt for en eventuell opptrapping i Holla. Dersom utvidelsesplanene blir gjennomført, vil det være aktuelt å temperaturoppgradere forbindelsen Trollheim – Hemne/Holla.

*Scenario BU:*

*Det blir ingen utvidelse av virksomheten i Holla Metall. Behovet for eventuell temperaturoppgradering av forbindelsen Trollheim – Holla bortfaller/utsettes.*

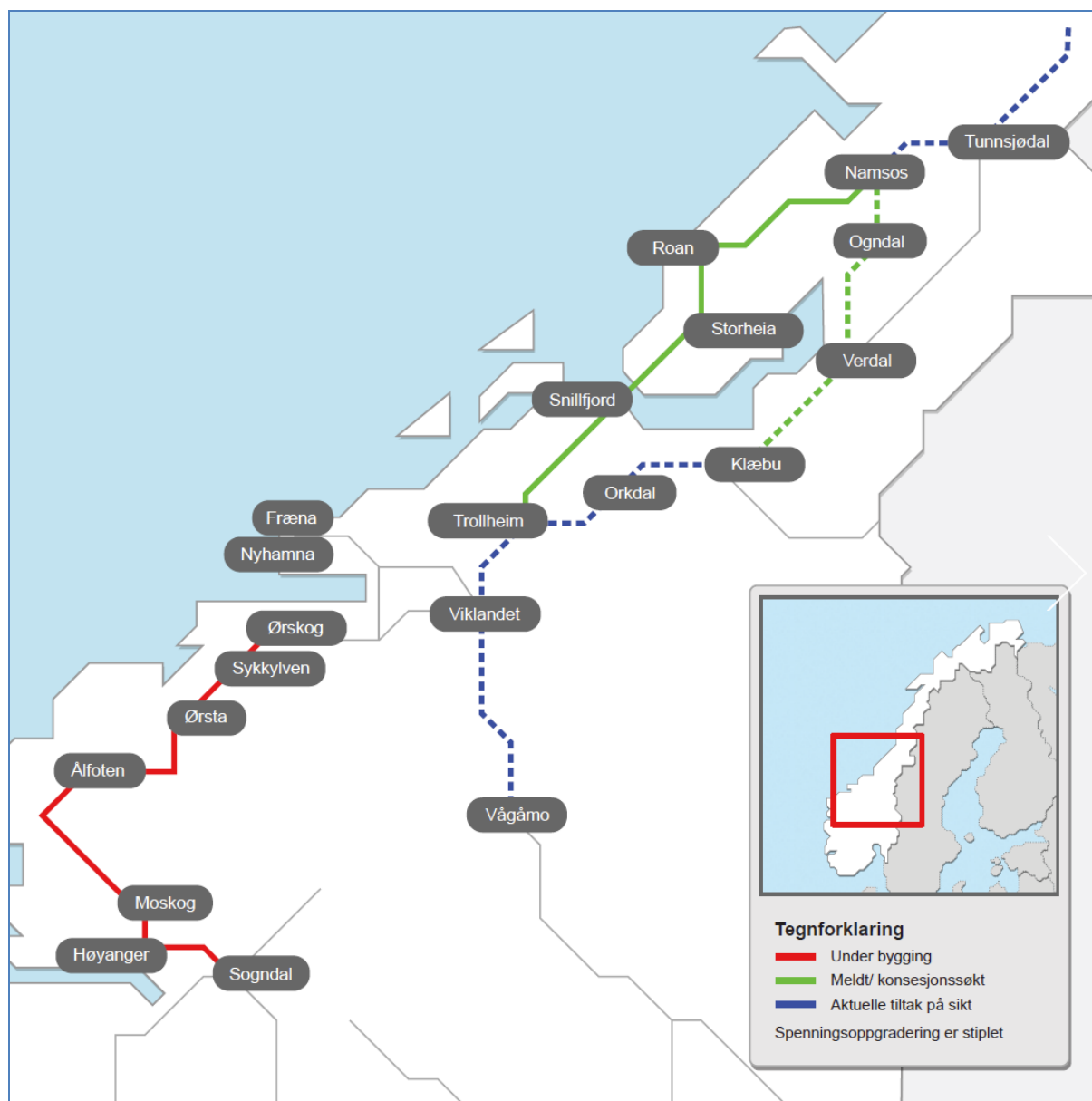
- **Fôrfabrikk på Valsneset**

Marine Harvest har nylig satt i drift en fiskefôrfabrikk på Valsneset i Bjugn kommune (ikke langt fra Valsneset vindkraftverk). Effektbehov i anlegget er 10 MW. Fabrikken forsynes over eksisterende 22 kV forbindelse mellom Bjugn transformatorstasjon og Valsneset vindkraftverk. Utviklingen i forbruket følges nøye, da den vil kunne initiere et behov for økt transformeringskapasitet i Bjugn.

*Fôrfabrikken er allerede satt i drift, og er dermed scenariouavhengig.*

## 5. Statnetts planer for nettutvikling i Sør-Trøndelag

Figur 5.1 viser Statnetts nettutbyggingsplaner i region Midt.



Figur 5.1 Statnetts nettutbyggingsplaner i region Midt. Kilde: [www.statnett.no](http://www.statnett.no)

Prosjektene som ligger i/berører Sør-Trøndelag er presentert mer i detalj i tabell 5.1.

Når det gjelder den gjennomgående 420 kV forbindelsen Namsos – Roan – Storheia – Snillfjord – Trollheim, planlegger Statnett å gjennomføre prosjektet i en tretrinns utbygging:

- først bygges Namsos-Roan-Storheia når det er investeringsbesluttet minst 600 MW vindkraft på Fosen
- deretter bygges Snillfjord-Trollheim når det er investeringsbesluttet minst 400 MW vindkraft i Snillfjord
- til slutt bygges forbindelsen over Trondheimsfjorden (Storheia-Snillfjord) når behovet for overføring i nord-sør-retning er tilstrekkelig stort

Tabell 5.1 Statnetts planer i regionen

Prosjekt	Opplysninger	Kostnad [MNOK]	Idriftsettelse	Kommentar
Ørskog - Sogndal	297 km 420 kV kraftledning. 6 nye transformatorstasjoner.	4600 - 5600	2016	Under bygging. Forsyningsikkerhet i Midt-Norge.
Namsos - Klæbu	165 km kraftledning. 4 transformatorstasjoner bygges om.	700 - 1000	2016	Under bygging. Spenningsoppgradering.
Klæbu – Trollheim - Viklandet/Aura	133 km 420 kV kraftledning. 4 stasjoner bygges om.	1600 - 2700	2020 2019	Spenningsoppgradering
Namsos – Roan - Storheia	120 km 420 kV kraftledning. 2 nye transformatorstasjoner.	1900 - 2700	2018	Vindkraft
Trollheim - Snillfjord	Ca. 65 km 420 kV kraftledning. 2 nye transformatorstasjoner.	1600 - 2300	2019	Vindkraft
Storheia - Snillfjord	Ca. 70 km 420 kV kraftledning, inkludert 7 km sjøkabelkabel.	1900 – 2700	> 2020	Vindkraft/forsyningsikkerhet

## 6. Forventede investeringer i regionalnettet

TrønderEnergi Nett har de aller fleste prosjektene i Sør-Trøndelag. Der hvor andre konsesjonærer er involvert vil dette bli spesielt angitt. Mindre prosjekt, f.eks. fornyelse i transformatorstasjoner, er ikke tatt med i oversikten.

Tabell 5.1 oppsummerer de største investeringsprosjektene i regionalnettet som antas gjennomført i løpet av analyseperioden, j.fr. kapittel 4.

Tabell 5.1 Større prosjekter i perioden 2014 – 2034. Alle større prosjekt, der det skal søkes om anleggskonsesjon, er tatt med. Ordinær utvidelse av transformatorstasjoner (pga. normal lastøkning) er utelatt.

År	Prosjektbeskrivelse	Kostnader [MNOK]	Merknader, begrunnelse	Scenario
Innen 2022	<b>Strinda – Universitetet:</b> Dublering av kabelforbindelse med TSLE 3x1x1200 Al	14,4	Øke innmatingskap. mot Ranheim/Lade	AN
Innen 2020	<b>Ny Rotvoll tr.st. og kabel Universitetet - Rotvoll:</b> 2x25 MVA, 66/22 kV transformatorstasjon. 3,6 km TSLE 3x1x1200 Al.	60	Øke innmatingskap. og transformeringskap. mot Ranheim/Lade	AN
2016	<b>Jøsnøya:</b> Ny 66/22 kV, 25 MVA transformatorstasjon	24,0	Forsyning av industri-område	Uavhengig
Innen 2017	<b>Snillfjord – Fillan:</b> 132 kV FeAl 240 ledning Snillfjord - Fillan	127,0	Styrket innmating mot Hitra/Frøya	FT
2017 - 2020	<b>Ny 66 kV-linje Fillan – Vikstrøm:</b> 12,0 km FeAl 150	27,6	Forbedret reserveforsyning til Frøya	FT
Innen 2019	<b>Orkdal – Evjen:</b> Dublering av forbindelsen med kabel TSLE 3x1x1000 Al	26,5	Øke overføringskapasiteten i nettet	FT
2015 - 2018	<b>Vindkraft Fosen:</b> Nettilknytning av 4 vindkraftverk på Fosen, inkl. ny 66 kV forbindelse Storheia – Bjugn (26 km FeAl 150)	Totalt eks. sentralnett: ca. 200	Vindkraftutbygging	FT
2016 - 2019	<b>Vindkraft Snillfjord:</b> Nettilknytning av 5 vindkraftverk i Snillfjordområdet	Totalt eks. sentralnett: ca. 155 - 200 (inkl. 132 kV Snillfjord – Fillan)	Vindkraftutbygging	FT
2016 - 2020	<b>Alternativ til Vindkraft Fosen:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Oppgradering 66 kV ledning Straum - Stoen til FeAl 150 (56 km)</li> <li>• 132 kV sjøkabel/jordkabel Agdenes – Utheim (10,3 km)</li> <li>• 132/66 kV transformering i Utheim (60 MVA)</li> <li>• Forsterke 132 kV ledningen Orkdal – Snillfjord (26,0 km Feal 240)</li> </ul>	86,8 147,0	Nettap, forsyningssikkerhet, forsyningskvalitet	BU
2015	<b>SEV:</b> 30 MVA, 132/22 kV transformator i Slind (konsesjonssøkt)	10,0	Bedre forsyningssikkerheten i Selbu	Uavhengig
2016 – 2017, men innen 2020	<b>Eidsiva Nett/REV:</b> Spenningsoppgradering Tynset – Røros, ca. 48 km	87,0	Nettilknytning Tolga kr.v. Spenningsforhold og nettap.	BU/FT

Eventuell ny 132/22 kV transformatorstasjon på Vinjeøra (tilrettelegging for småkraft) kan komme i tillegg. Stasjonen er kostnadsberegnet til MNOK 21,0 – 23,0, og den kan tidligst være i drift 2016. Tiltakshaver er p.t. ikke klar.

## **7. Referanser**

- [1] Regional kraftsystemutredning for Sør-Trøndelag. Grunnlagsrapport.
- [2] Kraftsystemutredning for sentralnettet/Nettutviklingsplan for sentralnettet.



## **Kraftuttrykk**

Kilde: Statkraft

### **Alminnelig forbruk**

forbruk av elektrisk energi i husholdning, oppvarming, vanlige bedrifter, osv., dvs. alt forbruk utenom kraftintensiv industri.

### **Kraftintensiv industri**

omfatter følgende næringsgrupper i standard for næringsgrupperinger, SN 351: Produksjon av kjemiske råvarer (kunstgjødsel, plastråvarer, mm.), SN 371: Produksjon av jern, stål og ferrolegeringer, SN 372: Produksjon av ikke jernholdige metaller.

### **Effekt**

energi eller utført arbeid pr. tidsenhet. Effekt angis gjerne i Watt (W), Kilowatt (kW) = 1000 W, Megawatt (MW) = 1000 kW eller Gigawatt (GW) = 1000 MW.

### **Watt (W)**

enhet for effekt eller ytelse, dvs. energi pr. sekund.

### **Energi**

evne til å utføre arbeid - produktet av effekt og tid. Elektrisk energi angis ofte i kilowatt-timer (kWh). 1 kWh = 1000 watt brukt i 1 time. Annen energi angis i Joule (J).

1 Megawatt-time (MWh) = 1000 kWh. 1 Gigawatt-time (GWh) = 1000 MWh. 1 Terawatt-time (TWh) = 1000 GWh

### **Kilowatt-time (KWh)**

enhet for energi. En kilowatt produsert eller brukt i en time.

### **Spenning**

et mål for den "kraft" som driver elektrisiteten gjennom en ledning. Spenning måles i volt (V) eller kilovolt (kV) = 1000 volt.