

# REGIONAL KRAFTSYSTEMUTREDNING FOR SØR-TRØNDELAG 2016-2035

UTREDNINGSOMRÅDE 16



**Hovedrapport**

TrønderEnergi®   
nett

## Forord

Regional kraftsystemutredning for Sør-Trøndelag blir presentert i to ulike dokumenter.

Kraftsystemutredningens **grunnlagsrapport** gir en grundig gjennomgang av eksisterende kraftsystem og forventet utvikling av dette. Grunnlagsrapporten er underlagt taushetsplikt, da den inneholder kraftsensitiv informasjon. Kun rettmessige brukere skal ha tilgang til slik informasjon.

Kraftsystemutredningens **hovedrapport** er et sammendrag av grunnlagsrapporten, og er åpen for offentligheten. Hovedrapporten er tilgjengelig på TrønderEnergi Netts nettsider <http://tronderenerginett.no/nettjenester/energiutredninger/kraftsystemutredning>.

Pålegg om kraftsystemutredninger er hjemlet i energiloven § 7-1, med utfyllende bestemmelser i *Forskrift om energiutredninger*. TrønderEnergi Nett er av NVE pålagt utredningsansvaret i Sør-Trøndelag som utgjør utredningsområde 16. Fra og med 2014 blir utredningen oppdatert annethvert år.

Kraftsystemutredningen er i hovedsak en videreføring av den tidligere ordningen knyttet til regional kraftsystemplanlegging. Ved å unngå begrepet kraftsystemplan unngås misforståelser om at det blir presentert et formelt vedtatt og bindende resultat i dette dokumentet, en plan som selskapene bindes opp til å følge. Regional kraftsystemutredning presenterer snarere mulige utviklinger av regionalnettet, som på grunn av stadig skiftende forutsetninger, fortløpende må oppdateres og tilpasses de til enhver tid gitte betingelser. Utredningen beskriver hvilke drivere som vil ha betydning for nettutviklingen i regionen, og presenterer ulike scenarioer for et framtidig regionalnett.

Rapporten er utarbeidet av TEN som utredningsansvarlig med støtte Kraftsystemutvalget.

Kontaktperson for Kraftsystemutredning i Sør- Trøndelag:  
Hilde Stangeland  
[hilde.stangeland@tronderenergi.no](mailto:hilde.stangeland@tronderenergi.no)

Trondheim, juni 2016

# Innhold

Forord.....	ii
1 Innledning.....	1
1.1 Lovgrunnlag og rammer for utredningsarbeidet.....	1
1.2 Utredningsområdet .....	2
1.3 Arbeidet med utredningen.....	3
1.4 Regional plan for klima og energi 2015-2020 .....	4
2 Kraftsystemet i Sør- Trøndelag.....	5
2.1 Dagens regionalnett .....	5
2.2 Forbruk og produksjon .....	6
2.3 Prognoser for fremtidig effektbalanse og energibalanse.....	7
2.4 Forbrukerfleksibilitet og utvikling av andre energibærere .....	8
2.4.1 Hydrogen .....	8
2.4.2 Fjernvarme .....	8
2.4.3 Forbrukerfleksibilitet .....	9
2.5 Tilgjengelig nettkapasitet for små kraftverk .....	9
2.5.1 Begrensninger.....	9
2.5.2 Solkraft .....	10
2.5.3 Vindkraft.....	10
2.5.4 Småkraft .....	10
2.5.5 Områdevis tilgjengelig kapasitet .....	10
2.6 Forsyningssikkerhet i utredningsområdet.....	14
2.7 Beredskap .....	14
3 Forventede nettinvesteringer i analyseperioden.....	15
3.1 Drivere for nettutbygging.....	15
3.1.1 Scenario Rolig .....	16
3.1.2 Scenario Moderat.....	16
3.1.3 Scenario Veldig .....	16
3.2 Utbygging av 1000 MW vindkraft og sentralnett i Sør-Trøndelag .....	17
3.2.1 Planlagte vindkraftverk.....	17
3.2.2 Statnetts prosjekter knyttet til vindkraften.....	18
3.2.3 TrønderEnergi Netts prosjekter knyttet til vindkraftutbyggingen .....	19
3.3 Øvrige nettinvesteringer i sentralnettet i analyseperioden.....	20
3.4 Øvrige investeringer i regionalnettet i analyseperioden.....	21

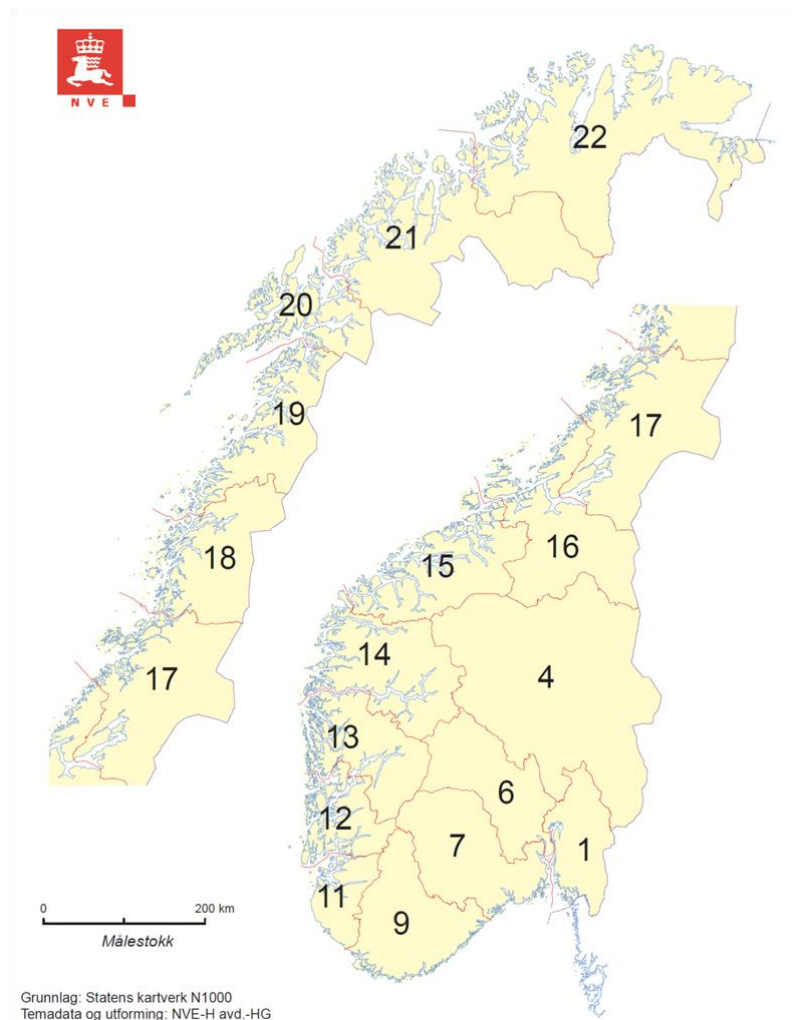
# 1 Innledning

## 1.1 Lovgrunnlag og rammer for utredningsarbeidet

Ordnningen 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](#)» (FoE), jfr. kapittel 3. Forskriften (FOR-2012-12-07-1158) trådte i kraft 1.1.2013.

I Sør-Trøndelag fylke har NVE 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 viser inndelingen av utredningsområder, i alt 22 regioner. I tillegg utgjør sentralnettet et eget utredningsområde.



Figur 1. Inndeling i utredningsområder. Kilde: [NVE](#)

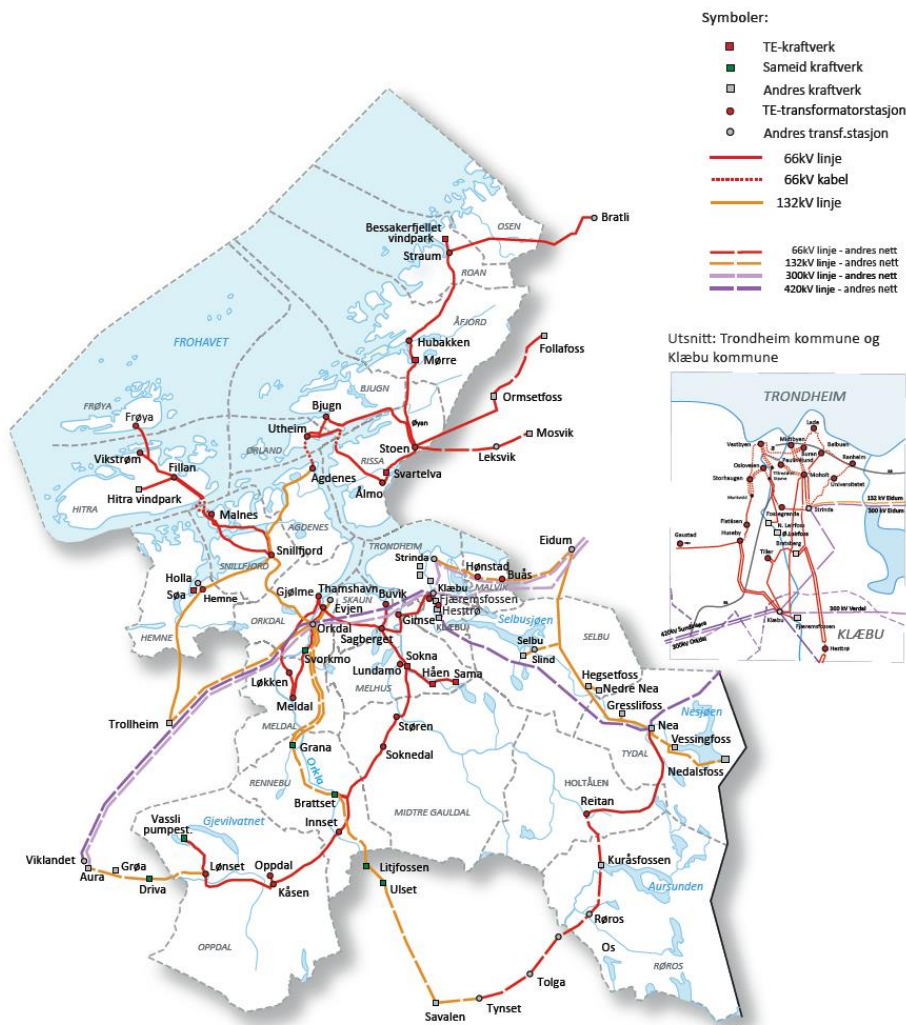
Overordnet mål for kraftsystemutredningen er å bidra til en samfunnsøkonomisk rasjonell utbygging av kraftsystemet. Det understrekes imidlertid at kraftsystemutredningen kun presenterer sannsynlige

scenarier for utviklingen av kraftsystemet i planperioden. Det ligger ingen plikt i at beskrevne tiltak må gjennomføres. Utredningsdokumentet skal vise sammenhengen mellom dagens kraftsystem, de forutsetninger som blir lagt til grunn for utviklingen av kraftsystemet og de planer som blir framlagt som følge av disse. Dokumentet skal danne et godt grunnlag for utarbeidelse av konsesjonssøknader, samt i spørsmål knyttet til andre investeringer og reinvesteringer.

Utredningen har en tidshorisont på **20 år**, og går dermed fram til år 2035. Hovedvekten blir rimeligvis lagt på de nærmeste årene.

## 1.2 Utredningsområdet

Det reelle utredningsområdet for kraftsystemutredningen omfatter, i tillegg til regionalnettet innenfor Sør-Trøndelags fylkesgrenser, etter utredningsansvarliges syn også deler av sentralnettet samt tilgrensende områder i Nord-Trøndelag, Møre og Romsdal og Hedmark. Utredningsområdet bør ha denne utstrekning for å unngå suboptimale løsninger. Derfor er det svært viktig at det i planarbeidet samarbeides både vertikalt og horisontalt. I Figur 2 vises kart over regionalnettet innenfor utredningsområdet.



Figur 2. Kart over regionalnettet i utredningsområdet. Bilde: TEN

Utredningsområdet omfatter tre regionalnettseiere:

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

I tillegg eier og driver Elkem Thamshavn en 132 kV ledning direkte tilknyttet sentralnettet i Orkdal, som forsyner smelteverket.

De produksjonsrelaterte nettene (132 kV) til Driva Kraftverk (DK) og Kraftverkene i Orkla (KVO) ligger også innenfor utredningsområdet.

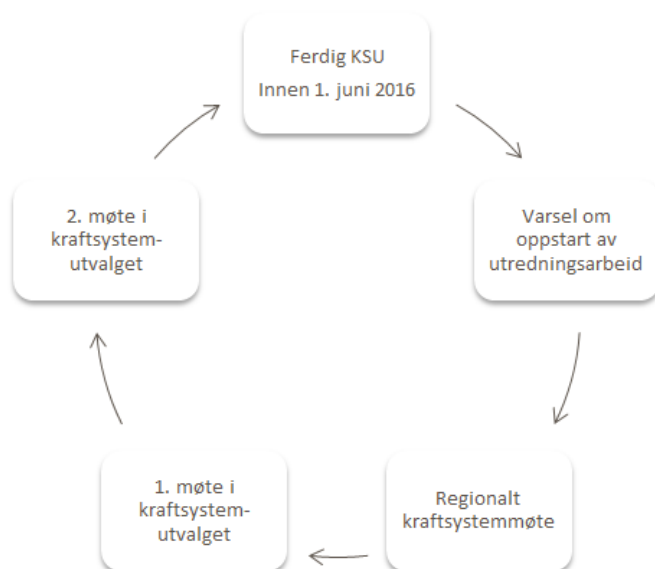
Områdekonsesjonærer i utredningsområdet er som følger:

- TrønderEnergi Nett
- Fosen Nett (tidligere FosenKraft Nett og Rissa Kraftlag Nett)
- Hemne Kraftlag
- Orkdal Energi Nett
- Selbu Energiverk Nett
- Oppdal Everk
- Kvikne-Rennebu Kraftlag Nett
- Gauldal Energi Nett
- Røros E-verk Nett

### 1.3 Arbeidet med utredningen

Regional kraftsystemutredning skal ferdigstilles i to separate rapporter; Grunnlagsrapport og Hovedrapport, og leveres til NVE innen 1. juni annethvert år (partallsår). Hovedrapporten er offentlig tilgjengelig, og er et sammendrag av Grunnlagsrapporten som er underlagt taushetsplikt.

Figur 3 viser syklusen for utredningsprosessen, som beskrevet i FoE.



Figur 3. Syklusen for utredningsprosessen

Senest 1. oktober, fire måneder etter at forrige utredning er ferdig, skal utredningsansvarlig varsle oppstart av nytt utredningsarbeid til sentrale aktører i utredningsområdet. Dette skjer i form av et elektronisk brev til en rekke høringsparter. Varselet beskriver plan for arbeidet, fokusområder for utredningen og kontaklinformasjon, og en oppfordrer til å komme med innspill og tilbakemelding på saker som omfattes av KSU. For inneværende utredningsperiode ble et slikt varsel sendt 24. september 2015.

Regionalt kraftsystemmøte avholdes minst en gang i løpet av den toårige utredningsprosessen. Møtet ledes av utredningsansvarlig, og avholdes senest seks måneder etter ferdigstilling av forrige KSU. Hensikten med dette møtet er bred involvering tidlig i prosessen, legge frem viktige funn fra forrige utredning, samt avdekke nye momenter og fokusområder for det videre arbeidet. Siste kraftsystemmøte for Sør- Trøndelag ble avholdt 20. november 2014.

På dette møtet velges også representanter til kraftsystemutvalget. Kraftsystemutvalget skal ha minst to møter i løpet av arbeidet med kraftsystemutredningen. Siste valg avholdt under kraftsystemmøtet 20.11.2014. Gjeldende kraftsystemutvalg i Sør-Trøndelag er som følger:

Representant fra tilgrensende planområder:	<b>Rune Paulsen (NTE Nett)</b>
Representant fra lokale e-verk:	<b>Lars Hofstad (REV Nett)</b>
Representant fra KII:	<b>Petter Bakken (Wacker Chemie)</b>
Representant fra kraftprodusentene:	<b>Jan Edvardsen (Statkraft)</b>
KDS sin representant:	<b>Arnt Magnar Forseth</b>
Sør-Trøndelag fylkeskommune:	<b>Per Erik Sørås</b>

I tillegg er utredningsansvarlig i det regionale utredningsområdet ved **Hilde Stangeland** og utredningsansvarlig i sentralnettet ved **Sonja Dransfeld** (tidligere Knut Hornnes) faste medlemmer av kraftsystemutvalget. Kraftsystemutvalget har hatt to møter i utredningsperioden, 24.11.2015 hos TrønderEnergi på Lerkendal og 24.5.2016 (elektronisk møte via Lync).

NVEs kontaktperson for Kraftsystemutredninger i Sør- Trøndelag er **Synnøve-Lill Paulen**.

Arbeidet samordnes horisontalt mot tilgrensende planområder (NTE Nett, Eidsiva Nett og Istad Nett), vertikalt innenfor planområdet (Statnett og lokale e-verk) samt mot kommunale og fylkeskommunale planer skjer gjennom selve utredningsprosessen som beskrevet i Forskrift om energiutredninger.

Når utredningsarbeidet er gjennomarbeidet av utredningsansvarlig, blir utkastet til kraftsystemutredningen framlagt for Kraftsystemutvalget til endelig godkjenning.

Utredningen beskriver en sannsynlig utvikling av nettet for årene 2016 – 2035. Det er imidlertid på det rene at konklusjoner vedrørende konkrete forslag til nettførsterkninger og investeringer ikke på noe vis er bindende for de berørte selskaper. Dette skjer først i forbindelse med konsesjonssøknader og endelig investeringsbeslutning.

#### **1.4 Regional plan for klima og energi 2015-2020**

Sør-Trøndelag fylkeskommune og Trondheim kommune har parallelt med RKSU- arbeidet jobbet med å oppdatere sin [Klima- og miljø- handlingsplan for 2015-2020](#). I denne planen står blant annet energisituasjonen i fylket sentralt, og en ønsket å se nærmere på både produksjon, overføring og transport, og forbruk i regionen. I dette arbeidet har begge sider funnet det nyttig å drøfte utfordringer og muligheter ved kraftsystemet i Sør-Trøndelag.



Drøfting av problemstillinger og tilbakemeldinger har vært gjennomført via møter (10. september 2015 i Energibyggget, 13. november 2015 i Statens hus Trondheim, og 10. desember 2015 i Energibyggget), høringsvar, og e-postkorrespondanse.

## **2 Kraftsystemet i Sør- Trøndelag**

### **2.1 Dagens regionalnett**

Regionalnettet i Sør- Trøndelag er i dag tilknyttet sentralnettet i Aura, Orkdal, Klæbu, Strinda, Eidum og Nea.

Selbu Energiverk (SEV) eier kraftproduksjon i regionalnett i Selbu. Den første kraftproduksjonen i Selbu startet opp i 1923. Regionalnettet til SEV består av en 12,3 km lang 132 kV linje (T-avgreining fra ledningen Eidum - Hegsetfoss til Selbu transformatorstasjon og Slind kraftverk). Selskapet eier 1 transformatorstasjon 132/22 kV og 3 kraftverk (Slind, Julskaret og Rensjøen). 2013 etablert SEV også 132/22 kV transformering i Hegsetfoss, primært for innmating fra nye Usma kraftverk (TEK) men i tillegg som nytt innmatingspunkt til distribusjonsnettet sitt. I 2015 satte Selbu i drift transformator 2 i Slind kraftverk.

Røros Elektrisitetsverk (REV) ble grunnlagt i 1912. REV forsynes fra Eidsiva Nett over 132 kV linja Savalen - Tynset, som ble oppgradert fra 66 kV i 1988, og videre via 66 kV forbindelsen Tynset - Tolga - Os - Røros. Fra nord mates området fra egen kraftstasjon i Kuråsfossen, som er tilknyttet 66 kV nettet Røros - Kuråsfossen - Reitan - Nea. Tilknytningen fra Nea til Røros-området er i dag utelukkende reserveforbindelse og har begrenset overføringskapasitet.

Regionalnettet til REV består av 58 km 66 kV linjer og to stasjoner der spenningen nedtransformeres fra 66 kV til 22 kV. Selskapet eier også 3 kraftstasjoner (Røstefossen, Kuråsfossen og Ormhaugfossen).

Kraftverkene i Orkla (KVO), Driva Kraft (DK) og TrønderEnergi Kraft (TEK) eier nett tilknyttet egen produksjon i Orkla, Driva, Lundesokna og Bessakerfjellet.

Den største regionalnettseieren i fylket er TrønderEnergi Nett (TEN). TEN sitt regionalnett strekker seg fra Oppdal i sør til Osen i nord, Nea i øst til Frøya i vest. Det består av 132 kV og 66 kV nett og 49 transformatorstasjoner med nedtransformering til 12 kV i Trondheim by og deler av Klæbu, og 22 kV i det øvrige nettet.

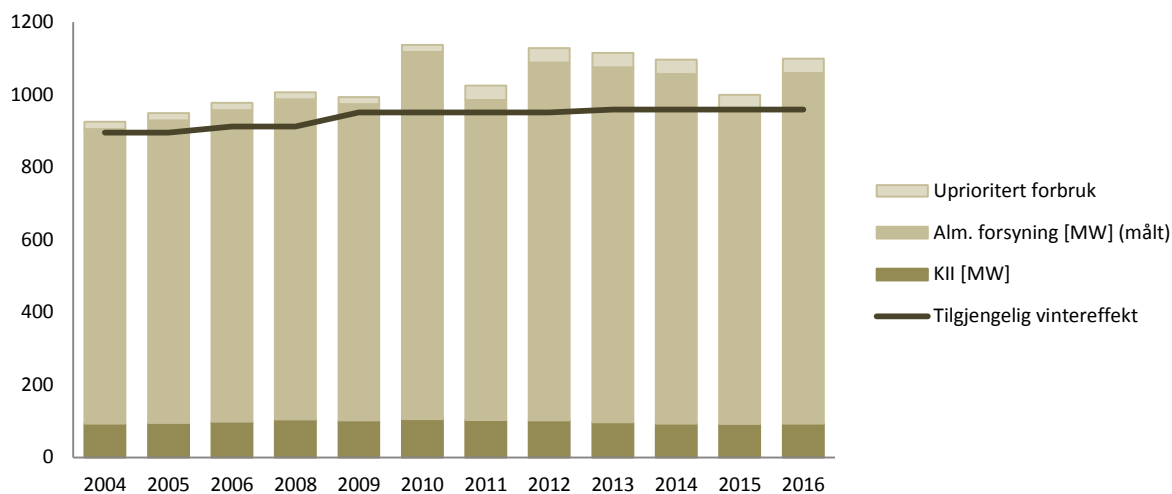
TEN administrerer nettene til KVO og DK på vegne av eierne.

Det første vannkraftverket i Sør-Trøndelag var for øvrig Øvre Leirfoss, som ble satt i drift 1901. Kraften ble ført via 7 kV kabler til sentrum av Trondheim by.

Sør- Trøndelag omfatter alt fra by-nett med høy kabeltetthet og sentrerte lasttyngdepunkter, til langstrakte luftnett langs kysten med store punktbelastninger ytterst på en radial.



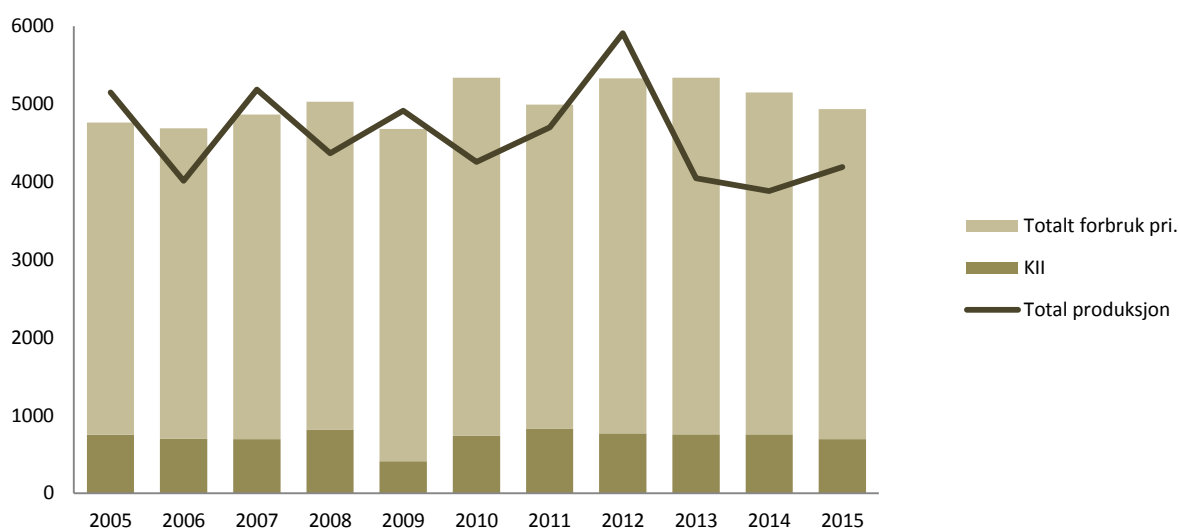
## 2.2 Forbruk og produksjon



Figur 4. Historisk effektbalanse i Sør-Trøndelag [MW]

Figur 4 viser historisk effektbalanse i Sør-Trøndelag de siste ti år. Endringer i 2006 og 2007 som følge av Bessakerfjellet vindkraftverk og oppgraderinger i Leirfossene. Mindre kraftverk med 0 tilgjengelig vintereffekt, er ikke tatt med i sammenstillingen.

Det totale effektforbruket har steget med gjennomsnittlig 1,5 % per år i Trondheim og Klæbu, og omtrent 2 % i resten av Sør-Trøndelag de siste 10 år. Det er vekst i forbruket i alle regioner, og veksten er noe ujevnt fordelt over transformatorstasjonene, og over alminnelig forsyning og kraftkrevende industri.



Figur 5. Historisk energibalanse i Sør-Trøndelag [GWh]

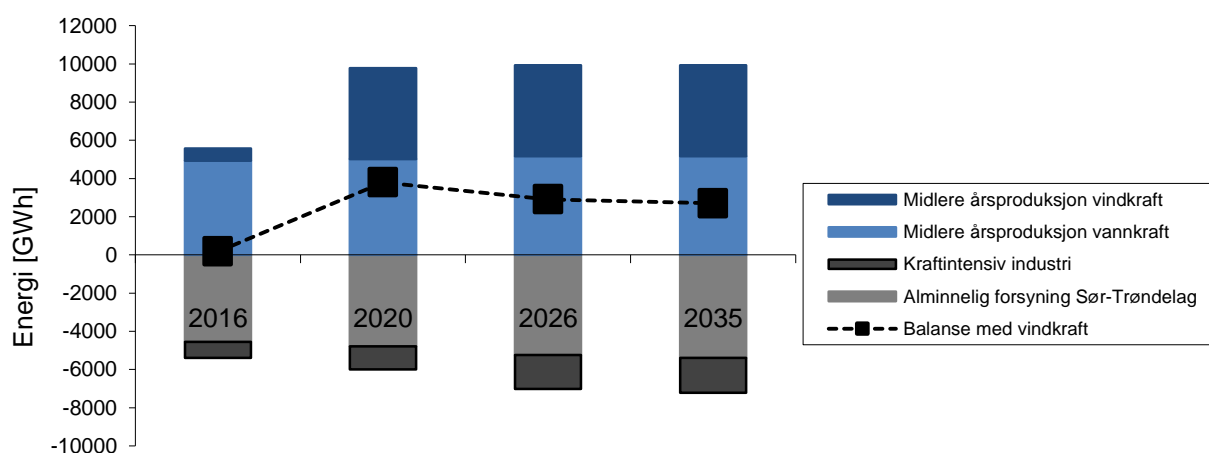
Figur 5 viser historisk energibalanse i Sør-Trøndelag; prioritert forbruk, kraftintensiv industri, uprioritert kraft og total produksjon i fylket hvert år siden 2005.

## 2.3 Prognoser for fremtidig effektbalanse og energibalanse

Energiprognosen i Figur 6 viser at produksjon fra vindkraftverkene vil kunne bedre energibalansen betraktelig, slik at det i 2035 blir en positiv balanse på nesten 2700 GWh forutsatt at vindkraftverkene leverer i henhold til forventning. All overskuddsproduksjon må transporteres ut av fylket, og mesteparten av overskuddet vil ta veien sørover via sentralnettet.

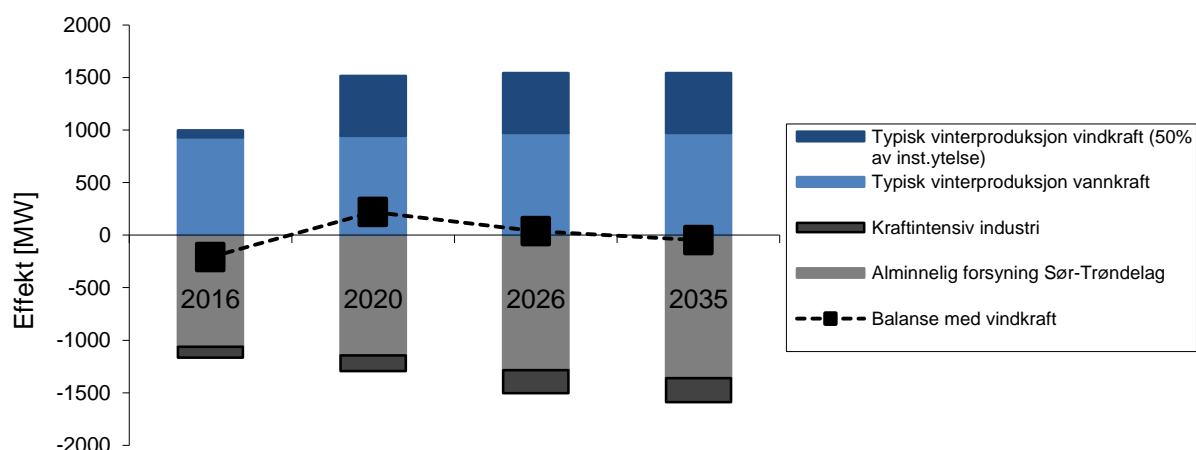
Det er noen få fjernvarmeanlegg som konkret er under planlegging i fylket. Det antas at fjernvarmen i første rekke vil erstatte eksisterende elkjeler fyrt med olje/uprioritert elektrisitet. De planlagte mindre fjernvarmeanleggene får dermed marginal innvirkning på forbruket av prioritert kraft.

Figur 6 viser prognosert fastkraft energibalanse i Sør-Trøndelag for perioden 2016- 2035.



Figur 6. Prognosert energibalanse i Sør-Trøndelag [GWh]

Figur 7 viser prognosert effektbalanse i Sør-Trøndelag for perioden 2016-2035.



Figur 7. Prognosert effektbalanse i Sør-Trøndelag [MW]

Figur 7 viser prognosert fastkraft effektbalanse i Sør-Trøndelag for perioden 2014 - 2034. Typisk vinterproduksjon er forutsatt lik  $0,5 \cdot P_{\text{inst}}$  i vindkraftverkene. Når det gjelder vindkraftverk, er det imidlertid viktig å ta i betraktning at det på kalde vinterdager, når belastningen ligger på maksimalverdier, ofte er lite vind og følgelig lav/ingen produksjon.

Av figuren går det fram at vindkraften retter opp i effektbalansen i fylket frem til omtrent 2026, men at det igjen vil bli effektunderskudd i Sør-Trøndelag mot slutten av analyseperioden. Effektunderskuddet endres fra et underskudd på ca. 200 MW i 2016 til vel 200 MW i overskudd i 2035. Ved slutten av analyseperioden har fylket et underskudd på nærmere 50 MW med dagens prognoser.

## 2.4 Forbrukerfleksibilitet og utvikling av andre energibærere

### 2.4.1 Hydrogen

I et samfunn som ønsker å fjerne seg fra fossile energikilder til fordel for fornybar energi må energikildene samspille godt, og energien må lagres og transporteres på en rasjonell måte. I denne sammenhengen kan hydrogen være aktuell. Noen ser for seg at hydrogen både kan dekke et fornybart behov i transportsektoren, og fungere som alternativ til å bygge lange overføringsledninger fra avsidesliggende vindkraftverk. Der eksempelvis batterier har sine begrensninger i rekkevidde og størrelse, eller om man vil unngå å bygge ut lange overføringslinjer for elektrisk kraft, kan man se på hydrogenproduksjon og brenselceller som mulighet både som drivstoff, i energitransport og elektrisitetsproduksjon.

### 2.4.2 Fjernvarme

Det er i hovedsak fjernvarme som i dag fremstår som et reelt alternativ til elektrisitetsforbruk. Fjernvarmenettet har i mange år avlastet effektøkning i strømmettet i Trondheim, men det en ting som kan tyde på at effektbehovet begynner å ta seg opp på grunn av annet effektkrevende forbruk enn oppvarming.

Det er så langt relativt få fjernvarmeanlegg etablert i fylket. Anlegg er idriftsatt i kommunene Trondheim, Orkdal, Bjugn, Ørland, Rissa, Røros, Hemne og Rennebu. For anlegg som tidligere har vært under planlegging, synes imidlertid framdriften å ha stoppet opp (Hitra, Melhus, Malvik og Skaun). 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.

Utover de prosjektene som kan bli alternativer til vannkraftbasert energiproduksjon nevnt ovenfor, bør følgende nevnes i tilknytning til alternativ energiproduksjon:

- Varmesentralene Røros Øst og Røros Vest med respektive fjernvarmenett har nå vært i drift en tid. Det er per i dag 6 varmesentraler som i snittår gir 16 GWh og har installert kapasitet på totalt 6 MW.
- I Selbu er det ingen konkrete planer for etablering av fjernvarmeanlegg, men det er idriftsatt flere nærvarmeanlegg.
- I Orkdal er det planer om fjernvarme

### 2.4.3 Forbrukerfleksibilitet

NVE har definert forbrukerfleksibilitet som «*forbrukerens evne og vilje til å bytte energibærer eller endre sitt energiforbruk på kort eller mellomlang sikt*». Forbrukerfleksibilitet blir påvirket av ulike forhold, eksempelvis miljøbevissthet, politiske insentiver, økonomi, teknologi. «Smart grid» er visjonen for hvordan et betydelig automatisert samspill mellom produksjon, forbruk, energilagring og feilhåndtering vil kunne foregå i fremtiden.

Kraftbalansen påvirkes stadig mer av begrenset overføringskapasitet og produksjonskapasitet, samtidig som ny produksjon som bygges ut i stor grad er uregulerbar. Dersom forbrukeren tilpasser sitt forbruk til når på døgnet det er mest effekt tilgjengelig, vil dette kunne bidra til å jevne ut effekttoppene i forbruket, og utsette behov for investering i økt overføringskapasitet.

Insentiver for slik utjevning ligger i dag i hovedsak på endret strømpris; prisen stiger når kapasiteten begynner å bli knapp. AMS (smarte målere) vil være en tilrettelegger for en mer dynamisk fleksibilitet. Det er planlagt å ha installert AMS hos alle kunder innen 2019. Da vil det ligge til rette for mer automatisert forbrukertilpasning, der forbrukeren selv kan overvåke eget forbruk og justere det i sanntid, basert på dynamiske prissignaler fra markedet. Det kan også komme egne nett- tariffen som virkemiddel for å redusere de store effekttoppene. Det må gjøres betydelig arbeid før en finner gode modeller for tariffstruktur, slik at det blir forståelig, fleksibelt og rettferdig.

Alternative energibærere vil redusere belastningen på strømmettet. I Trondheim og Klæbu avlaster fjernvarmetilbudet strømmettet betydelig. I Norge har det tradisjonelt vært en betydelig andel elektrisk oppvarming, og man kan tenke seg at potensialet for å dekke oppvarming av rom og vann via alternative energikilder er betydelig. Denne utviklingen går sakte men sikkert, og påvirker forbruksmønster på lengre sikt. Tiltak som vedfyring eller styring av termisk trege laster (oppvarming av rom og varmtvann) kan påvirke effekttoppene positivt også på kort sikt.

I Sør- Trøndelag er det stort potensial for ny fornybar vindkraft og vannkraft, og dersom dette potensialet skal utnyttes, må det bygges ledninger for å ivareta kraft i transitt. Det vil ikke være tilstrekkelig å basere seg på forbrukerfleksibilitet for å avhjelpe utfordringene i Midt- Norge, men det kan bli et nyttig verktøy for å påvirke timingen for investering og fornyelse.

Prisene på produksjonsutstyr som solcelleanlegg faller stadig. Man tror at den tiden hvor solceller på taket blir «allemannseie» i Sør- Trøndelag ligger et godt stykke frem i tid. Hyttekunder ser allerede potensial i solceller som alternativ til nettilknytning.

## 2.5 Tilgjengelig nettkapasitet for små kraftverk

### 2.5.1 Begrensninger

I eksempelvis Åfjordområdet er det kapasitet og overføringsbegrensninger i overliggende nett som er flaskehalsen for innmating. I påvente av beslutning angående vindkraft og sentralnett, har det ikke vært gjort tiltak for å bedre denne kapasiteten.

I Snillfjordområdet er det i hovedsak transformator kapasitet i Snillfjord transformatorstasjon som har vært begrensende for å ta imot mer innmating, nærmere bestemt i reguleringstransformatoren 22/22 kV. I forbindelse med ombygginger knyttet til vindkraft vil det frigjøres et 66 kV felt i Snillfjord. Det vil da bli aktuelt å skifte ut reguleringstransformatoren med en ny mellom 66/22, og da også øke kapasiteten.

Trondheim Energi ga i sin tid tillatelse til å forsyne Tydal direkte fra kraftverkene i NEA. Diverse fusjoner har ført til at dette avtaleforholdet i dag står mellom Statkraft og TEN. Tilknytning av mer småkraft i området vil kunne utløse behov for å bygge ny transformering 22/132 kV. Et slikt tiltak krever anleggskonsesjon, og medfører at samfunnsøkonomi og påvirkning på nettariffen må vurderes. Den samlede vurderingen bør også inkludere Statkrafts muligheter for innmating av effekt over sin transformator T1 i NEA. TEN har ikke prioritert å starte på arbeidet med konsesjonsprosessen, da prosjektene til nå har vært usikre angående vilje til å dekke nødvendige anleggsbidrag i distribusjonsnettet.

### **2.5.2 Solkraft**

TrønderEnergi Nett har foreløpig kun fem kunder som produserer strøm via solceller. Det er kun et par av dem som har stor nok installert effekt til å levere til nettet i tillegg til eget bruk, og fungerer som plusskunder i lavspenningsnettet. Det antydes at større bygg som bygges i tida som kommer, kan inneholde energiproduksjon fra blant annet solenergi.

### **2.5.3 Vindkraft**

Storskala vindkraft utløser utbygging av sentralnett på Fosen og i Snillfjordområdet, og er tilnærmet uavhengig av kapasitet i TENs regionalnett. Med unntak av Skomakerfjellet, som er en utvidelse av Bessakerfjellet vindkraftverk, er det ingen middels store vindkraftprosjekter i fylket.

På Byneset i Trondheim ble Rye vind knyttet til i 2015. Dette er en enslig vindturbin på 225 kW som er knyttet til 22 kV distribusjonsnettet i området. En ser for seg at tilsvarende løsninger kan forekomme også andre steder, og det er naturlig nok lokal kapasitet i distribusjonsnettet som legger føringer for plassering.

### **2.5.4 Småkraft**

Det er spesielt kommunene Meldal, Oppdal, Åfjord og Hemne som har stort potensial for små kraftverk i Sør-Trøndelag. Potensialet er bra også i Snillfjord, Rissa, Tydal og Rennebu. De siste par årene har det vært relativt få henvendelser om nye små kraftverk sammenlignet med tidligere år. I 2015 gjaldt den eneste henvendelsen Verksfossen minikraftverk i Malvik.

Det er imidlertid flere anlegg som av ulike grunner står på vent. Årsakene kan være at de økonomiske forholdene ikke ligger til rette for utbygging, eller at det mangler kapasitet i overliggende nett for å ta imot.

I Meldal har det vært forespurt om tilknytning for Skjerva kraftverk, Messa kraftverk. I Tydal venter flere kraftverk på økt transformeringskapasitet til overliggende nett; Grøna kraftverk, Møåa kraftverk, Løddølja og Ramsjøelva kraftverk, Styttå småkraftverk og Lauva kraftverk. I Åfjord venter man tilsvarende på økt kapasitet i overliggende nett, for Løfta kraftverk i Kroken, Gullbergelva kraftverk, Kvernhusfossen og Trongstadlia. I Orkdal er det snakk om Skjenald kraftverk og Sølbergfallet kraftverk.

### **2.5.5 Områdevis tilgjengelig kapasitet**

Små kraftverk søkes i de aller fleste tilfellene tilkoblet på distribusjonsnettnivå, og problemstillingene knyttet til svake nett (og de begrensninger dette medfører) er vel kjent. Imidlertid vil det også være kapasitetsbegrensninger på høyere nettnivå, og i det følgende redegjøres derfor kommunevise for tilgjengelig nettkapasitet i Sør-Trøndelag på regionalnettsnivå. Beregningene er gjennomført for

eksisterende nett, og det er forutsatt lavlast og høy produksjon i eksisterende kraftverk. Det er dessuten lagt inn flere forutsetninger/forenklinger i beregningene, som følger:

1. Det er gjort beregninger i eksisterende regionalnett. Beregningene er statiske, dynamiske beregninger er ikke gjennomført. Disse kan gi andre, også lavere, grenser for ledig kapasitet.
2. Det er ikke tatt hensyn til eventuelle begrensninger i sentralnettet.
3. Produksjonen er tilkoblet 22 kV samleskinne i transformatorstasjon, ledig kapasitet i underliggende 22 kV nett er ikke vurdert. Denne er som regel langt mindre enn verdiene som framkommer i tabellen.
4. Beregningene er gjennomført kommunevis og stasjonsvis, og sumeffekter er ikke vurdert. I mange tilfeller vil utbygging et sted i regionalnettet redusere muligheten for utbygging et annet sted, men dette er det som sagt ikke tatt hensyn til i tabellen.
5. Det er ikke tatt hensyn til eventuelle begrensninger i tilgrensende regionalnett, bortsett fra mot NTEs nett på Nord-Fosen. Her har NTE satt en overføringsgrense på ca. 50 MW over 66 kV ledningen Straum – Brattli.
6. Det er sett bort fra mulig samkjøring mellom vindkraft og vannkraft eller mellom forskjellige vannkraftverk.
7. I transformatorstasjoner med 2 stk. transformatorenheter, bestemmes bakenforliggende ledig kapasitet ut fra den enheten som gir lavest verdi.
8. Smelteverkene Holla Metall, Washington Mills og Elkem Thamshavn kjører med full last
9. Det ses bort fra eventuelle begrensninger i strømtransformatorer

Tabell 1 og Tabell 2 viser kommunevis tilgjengelig kapasitet i regionalnettet med hensyn på små kraftverk, med forklaring.

**Tabell 1. Fargekoder og beskrivelse av potensial for ny kraftproduksjon.**

Ingen begrensninger på kapasitet for tilknytning av ny kraftproduksjon	
Begrenset/noe kapasitet for tilknytning av ny kraftproduksjon	
Ingen kapasitet for tilknytning av ny kraftproduksjon	
Ikke potensial for ny kraftproduksjon	

Merk at for kommunene Melhus, Midtre Gauldal og Holtålen er småkraftpotensialet basert på MIKRASTs kartlegging i 2007 (NVEs kartlegging holder vernede vassdrag utenfor).

Tabell 2. Kommunevis tilgjengelig kapasitet i regionalnettet med hensyn på små kraftverk

Kommunenavn	Småkraftpotensial [MW]	Status	Begrensning	Planlagt tiltak
Frøya	0	0	Ingen	-
Hitra	0,3	0	Ingen	-
Snillfjord	17,9	2,4 MW utbygd	8 MW under Malnes og 4,5 MW under Snillfjord	22/22 kV transformator i Snillfjord flaskehals for produksjon. Mulig ny transformator, må sees i sammenheng med øvrig utbygging i området
Hemne	23,9	Under bygging 4,9 MW	17 MW under Hemne	Mulig ny transformatorstasjon i Vinjeøra
Agdenes	2,3	0	Ingen	-
Ørland	0	0	Ingen	-
Bjugn	0,4	11 MW vindkraft installert	10-18 MW under Bjugn trafo	-
Rissa	17,1	0	22 MW under Ålmo og 10 MW under Stoen	-
Åfjord	24,1	2,0 MW utbygd	0 MW inntil "Samordnet nett på Fosen" er etablert, deretter ingen begrensning	Samordnet nett på Fosen - 2018
Osen	0,2	0,2 MW utbygd	0 MW inntil "Samordnet nett på Fosen" er etablert, deretter ingen begrensning	Samordnet nett på Fosen - 2018
Roan	4,9	0,5 MW utbygd	0 MW inntil "Samordnet nett på Fosen" er etablert, deretter ingen begrensning	Samordnet nett på Fosen - 2018
Malvik	7,9		Ingen	-
Orkdal	6,0		Ingen	-
Meldal	25,2	4,0 MW utbygd	14 MW under Meldal og 10 MW under Løkken	-



Kommunenavn	Småkraftpotensial [MW]	Status	Begrensning	Planlagt tiltak
Skaun	3,7	0	Ingen	-
Melhus	0,1	0	Ingen	-
Midtre Gauldal	1,8	0	Ingen	-
Rennebu	15,8	3,1 MW utbygd	Ingen	-
Oppdal	25,4		14 MW under Oppdal, 18 MW under Kåsen, 9 MW under Lønset	Mulig utvidelse av transformeringskapasiteten i området
Holtålen	0,4	0	Ingen	-
Selbu	11,5	10,9 MW utbygd	Ingen	-
Tydal	15,8	12,6 MW utbygd	Innmating møter flaskehals i Statkraft sine T6 og T1 i Nea	Mulig ny transformator i Nea 132:22 kV
Røros	3,3	1,2 MW utbygd	1 MW under Kuråsfossen og 20 MW under Røros	Nettforsterkninger i Nord-Østerdalen
Trondheim	0,4	0	Ingen	-
Klæbu	5,2	Avslått 8,1 MW	Ingen	-

## 2.6 Forsyningssikkerhet i utredningsområdet

Forsyningssikkerheten i utredningsområdet er generelt god. I bystrøkene er avstandene korte med stor andel kabelnett, og det finnes normalt omkoblingsmuligheter dersom en feil inntreffer. Derfor er feilhyppigheten og feilsannsynligheten her lav. Enkelte utvekslingspunkter i regionalnettet har bare delvis reserve, og vil i en feilsituasjon ved høy last ikke ha fullverdig N-1 dekning.

Linjer er særlig utsatt for feil gjennom omgivelsene, og blant annet lynaktivitet og trefall i sterk vind kan være årsak til linjefeil mange steder. TEN har den senere tid hatt stort fokus på å forbedre skogryddingen, og er med på både interne og eksterne prosjekter for å gjøre skogen mer stormsterk.

Kabel har lavere risiko for feil enn kraftliner, men feilrettingstida vil normalt være lenger.

Når det gjelder transformering ned til distribusjonsspenning, er N-1 kriteriet oppfylt i mange stasjoner, men ikke i alle. Det er stort fokus på å følge opp tilstand på transformatorer, brytere og vern slik at man i størst mulig grad unngår feilsituasjoner som følge av transformatorhavari. Omkoblinger i distribusjonsnettet og opplasting av nærliggende stasjoner eller andre transformatorer i samme stasjon vil være nødvendig dersom en transformator havarerer. Ved høye laster kan det ved feil i en transformator bli nødvendig å koble ut deler av belastningen, dersom det ikke er kapasitet i underliggende og omkringliggende nett. Det regnes med 24 - 48 timer for å bytte ut en ødelagt transformator.

Det er 23 punkter i regionalnettet i utredningsområdet som ikke oppfyller N-1 kriteriet hele eller deler av året, inkludert både utfall av ledningsforbindelser og transformatorhavari.

I forbindelse med vindkraftutbyggingen på Fosen og i Snillfjord vil TEN i byggeperioden ha en utfordrende driftssituasjon. For å opprettholde forsyningen og spenningskvaliteten er TEN, både i høy- og lettlast situasjoner, avhengig av vannkraftproduksjonen fra kraftverkene til NTE som forsyner inn mot Fosen nettet. Det skal gjøres særskilte risikovurderinger for å ivareta forsyningssikkerheten i byggeperioden.

## 2.7 Beredskap

Beredskapshensyn blir tatt ved utformingen av kraftnettet. I den grad det er mulig, blir både utstyr og nettløsninger standardisert for linje-/kabelforbindelser og i transformatorstasjoner. En søker å bygge inn redundans ved feil gjensidig mellom trafostasjoner og i distribusjonsnettet der det er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

KDS Sør Trøndelag består for tiden av 11 KBO enheter. Med disse er det i regi av KDS minimum et årlig møte hvor tema er samarbeid og utveksling av informasjon referert til beredskap og sikkerhetsmessige oppgaver innenfor distriktet. En oppgave som er i gang i skrivende stund er å få samordnet håndtering/løsning av pålegg gitt av NVE referert til beredskapsmessige kommunikasjonsmidler.

Kraftforsyningens distriktssjef (KDS) informerer om at en gjennomgang viser at alle KBO enheter i fylket har arbeidet med og revidert sine beredskapsplaner. Hovedinntrykket fra gjennomgangen er at det arbeides godt med dette temaet i alle KBO enhetene. Dessuten gjennomføres det fortløpende ROS-analyser. Det kan også nevnes at de selskapene som har sjøkabler har blitt med i REN

sjøkabelberedskap, som er en landsdekkende beredskapsordning både for regional og distribusjonsnett. Når det gjelder reservedelslager, har alle selskapene tatt i bruk egnede systemer.

Selbu Energiverk (SEV) har beredskapsavtaler med TrønderEnergi Elektro (TEL), LinjeParter AS og Kyllø Maskin AS for tilgang på kvalifisert personell for feilretting, og er med i REN e-beredskap.

Røros elektrisitetsverk (REV) har beredskapsavtaler med Nord- Østerdal kraftlag (NØK) og Gauldal Energi for utveksling av personell på distribusjonsnettsida, og med TrønderEnergi Elektro for regionalnett.

TEN har siden 1987 hatt en 15 MVA, 66/22 kV mobil transformator enhet, som er et viktig element i selskapets beredskapsopplegg. I tillegg finnes det noen transformatorer som kan frigis og omplasseres på kort varsel. Også innenfor Trondheim og deler av Klæbu, der distribusjonsspenningen mange steder er 11 kV, er det mulig å frigi og flytte en transformator i løpet av 24 - 48 timer.

TEN har døgnkontinuerlig bemanning i sin Nettsentral ved hovedkontoret på Lerkendal i Trondheim. Sentralen fjernstyrer alle transformatorstasjonene til TEN. KVO-anleggene (Kraftverkene i Orkla) har egen driftssentral på Berkåk, som også styrer anleggene til Driva Kraft (DK) og øvrige kraftverk eid av TrønderEnergi Kraft.

I forbindelse med omfattende og ekstraordinære driftsforstyrrelser, har TrønderEnergi etablert en særskilt beredskapsorganisasjon. Det er også etablert godt samarbeidsklima både i og utenfor fylket vedrørende gjensidig bistand ved omfattende utfall, f.eks. i forbindelse med ekstremvær.

### **3 Forventede nettinvesteringer i analyseperioden**

#### **3.1 Drivere for nettutbygging**

Generelt er det endringsrate for forbruk og/eller produksjon som legger føringer for utviklingen av nettet i Sør-Trøndelag. Disse endringene påvirkes på både makro- og mikronivå, med politiske føringer, økonomisk og teknologisk utvikling, klimaendringer og den enkelte forbrukers evne og vilje til å endre eget forbruk.

Sør-Trøndelag omfatter alt fra by-nett med høy kabeltetthet og sentrerte lasttyngdepunkter, til langstrakte luftnett langs kysten med store punktbelastninger ytterst på en radial.

I byen skjer fortetting og byutvikling som krever forsterkning og økt kapasitet. Her kan en tenke seg at potensialet for forbrukerfleksibilitet på husholdningsnivå er til stede i tilstrekkelig grad til å monne på aggregert nivå, men det fordrer gode og riktige insentiver. NTNU skal sentraliseres rundt Gløshaugen, og Ocean Space Centre på Tyholt er til vurdering i Stortinget. Det er prosjekter for byutvikling både i sør og øst, samtidig som effektbehovet i topplast øker jevnt. Fjernvarme er godt utbygd, og det fins planer om fortsatt utbygging. Det er pilotprosjekter på plusshus og passivhus, men det er fremdeles store bygningsmasser som er avhengige av elektrisk oppvarming. Elektrifisering av havneområder, fergestrekninger og busstraseer er tema.

Langs trøndelagskysten satses det betydelig på matproduksjon i fiskeindustrien. Det er sannsynlig at oppdrettsnæringen får strammere krav til utforming, og dermed vil behøve mer elektrisk kraft. Enova er opptatt av å erstatte diesel-aggregatene med forsyning fra land, og gir støtte til dette. I vest er det

industrien som legger sterkest føringer for utviklingen av forbruket, og en ser brattere utvikling i effektbehovet enn tidligere antatt.

I Snillfjordområdet og Hemne finnes flere småkraftplaner. Holla vurderer betydelig utvidelse som vil påvirke nettstrukturen i området. På distribusjonsnetts- nivå er det lav til moderat forbruksutvikling her.

Også i nord er fiskeindustrien gjeldende, men i tillegg er Forsvarets satsing på Hovedflystasjon en sterk driver for utviklingen ved Utheim transformatorstasjon ved Ørlandet. Vindkraften utløser sentralnettsutbygging og et betydelig løft for Fosen, men i deler av nettet er det forbruksutviklingen som er drivende.

I sør er det i stor grad rolig. De store kraftutbyggingene ble gjennomført på åttitallet, og ivaretar dagens moderate lastutvikling. Det finnes noen småkraftprosjekter, men ingen større planer om kraftutbygging. Befolkningsøkning i kommunene nærmest Trondheim er imidlertid stor, noe som påvirker behovet for kraft. Behov for landstrøm til kaiområder, fjernvarmeplaner i Orkanger, omstrukturering i forbindelse med veibygging og reinvestering er drivere som kan påvirke regionalnettet i området.

Røros får 132 kV i forbindelse med utbyggingen av Tolga kraftverk, og vil få betydelig bedre forsyningssikkerhet som følge av dette. Avhengig av behandling hos OED, vil dette anlegget sannsynligvis være i drift innen fristen for elsertifikatordningen.

Driverne for nettutvikling er sammenfattet i følgende scenarier. Disse er benyttet som grunnlag for lastflytanalysene som beskriver mulige utviklinger og utbyggingsbehov i utredningsperioden.

### **3.1.1 Scenario Rolig**

Mye som før. Lav vekst, og ingen eller lite ny produksjon. Forbrukerfleksibilitet evner å ta unna noe av veksten som befolkningsøkning bidrar med, men det er likevel noe vekst i forbruket de nærmeste årene.

### **3.1.2 Scenario Moderat**

Moderat vekst. Økonomiske forhold legger noe demper på utviklingen de nærmeste år, men enkeltprosjekter realiseres. Forbrukerfleksibilitet har noe å si, men ikke nok til å bremse veksten i særlig grad. Fjernvarmen bidrar til å holde vekstraten på elforbruket moderat der det er aktuelt. Noen av småkraftprosjektene realiseres, kanskje også noe distribuert solkraft på lengre sikt. Nye boliger som bygges har svært lavt energibehov til oppvarming, mens store bygningsmasser av eldre årgang har kun elektrisk oppvarming. Effektbehov til induksjonstopper, elbillading, og befolkningsvekst sørger imidlertid for fortsatt vekst.

### **3.1.3 Scenario Veldig**

Full utbygging av alle kjente næringsprosjekter. Nesten alle kjente småkraftprosjekter realiseres. Omfattende overgang til elektrifisering av oppdrettsnæring. Sterk satsing på næringsutvikling og elektrifisering av kollektivtrafikk, havner og kaianlegg.

### 3.2 Utbygging av 1000 MW vindkraft og sentralnett i Sør-Trøndelag

Eierne av Fosen Vind besluttet i februar 2016 å bygge 6 vindkraftverk i Midt-Norge med en samlet produksjonskapasitet på 1000 MW. Koordinert med vindparkutbyggingen skal Statnett bygge nytt 420 kV sentralnett Namsos – Surna, inklusive 3 nye sentralnettstasjoner, og Trønder Energi Nett som regionalnettkonsesjonær skal bygge nye 132kV ledninger og spennings-oppradere eksisterende transformatorstasjoner til 132 kV.



Figur 8. Vindkraftprosjektene på Fosen og i Snillfjordsområdet

#### 3.2.1 Planlagte vindkraftverk

Tabell 3 viser planlagte vindkraftverk med installert effekt og planlagt ferdigstillelsesdato.

Tabell 3. Planlagte vindkraftverk i Fosen Vind

Aktør	Vindkraftverk	Korrigert MW (oktober 2015)	Planlagt ferdigstilling [dato]	Kommentar
Fosen Vind	Roan	255,6	1.10.2018	132kV produksjonslinje mellom transformatorer i Vindparken eies av Fosen Vind. 132kV linje fra Haraheia trafo (Roan Vindpark) til Spannkumpen eies av TEN (bygges av Fosen Vind)
Fosen Vind	Harbaksfjellet	108	1.10.2020	132kV produksjonslinje Harbaksfjellet – Kvenndalsfjellet – Hubakken transformatorstasjon eies av Fosen Vind
Fosen Vind	Kvenndalsfjellet	100,8	1.10.2020	
Fosen Vind	Storheia	288	1.10.2019	132kV produksjonslinje Storheia – Åfjord Sentralnettstasjon eies av Fosen Vind
Fosen Vind	Geitfjellet	154,8	1.10.2020	132kV produksjonslinje Geitfjellet – Snilldal Sentralnettstasjon eies av Fosen Vind
Fosen Vind	Hitra 2	93,6	1.10.2019	+ eksisterende Hitra 1 (55MW). 132kV produksjonslinje Hitra VP – Fillan transformatorstasjon eies av Fosen Vind
<b>Sum Fosen Vind</b>		<b>1000,8</b>		

I tillegg til Fosen Vinds 6 vindparker har Sarepta konsesjon på, og ambisjon om, å bygge ut Frøya Vindpark og Sørmarkfjellet Vindpark. Utbyggingsperioden for alle aktørene er byggestart fra Q2 2016 med ferdigstilling i løpet av 2020 som er frist for å inngå i grønn sertifikatordning. Disse prosjektene utgjør ytterligere 210 MW vindkraftproduksjon.

**Tabell 4. Planlagte vindkraftverk i Sarepta**

Aktør	Vindkraftverk	Korrigert MW (oktober 2015)	Planlagt ferdigstilling [dato]	Kommentar
Sarepta	Sørmarksfjellet	150	Uavklart	Inngår ikke 1000MW portefølje
Sarepta	Frøya	60	Uavklart	Inngår ikke 1000MW portefølje
<b>Sum Sarepta</b>		<b>210</b>		

Sareptas prosjekter inngår ikke i investeringsbesluttet vindkraftportefølje, og nettilknytningen inkluderes derfor i Tabell 7 sammen med øvrige prosjekter i utredningsområdet.

### 3.2.2 Statnetts prosjekter knyttet til vindkraften

Tabell 5 viser Statnetts utbyggingsprosjekter som følger av vindkraftprosjektene. Det inkluderer tre sentralnettstasjoner, 420 kV ledning fra Namsos til Hofstad og videre til Åfjord, samt 420 kV ledning fra Surna til Snilldal.

**Tabell 5. Statnetts utbyggingsprosjekter i forbindelse med vindkraftutbyggingene**

Prosjekt	Dimensjoner hovedkomponenter	Planlagt ferdigstilling	Kommentar
420kV linje Namsos – Hofstad Sentralnettstasjon		1.10.2018	
420kV linje Hofstad Sentralnettstasjon – Åfjord Sentralnettstasjon		1.10.2019	
420kV Hofstad Sentralnettstasjon	1 stk. 300 MVA 420/132kV	1.10.2018	TEN skal eie 132kV anlegg
420kV Åfjord Sentralnettstasjon	2 stk. 300 MVA 420/132kV	1.10.2019	TEN skal eie 132kV anlegg, i tillegg skal TEN bygge 66/22kV anlegg tilknyttet stasjonen
420kV linje Surna – Snilldal Sentralnettstasjon		1.10.2019	
420kV Snilldal Sentralnettstasjon	1 stk. 300 MVA 420/132kV	1.10.2019	TEN skal eie 132kV anlegg
420kV linje Snilldal Sentralnettstasjon – Åfjord Sentralnettstasjon		Innen 2028	Trinn to av utbyggingene

### 3.2.3 TrønderEnergi Netts prosjekter knyttet til vindkraftutbyggingen

Tabell 6 viser samlet oversikt over alle TrønderEnergi Netts prosjekter som følger av vindkraftutbyggingen.

Tabell 6. TENs utbyggingsprosjekter i forbindelse med vindkraftutbyggingen

Prosjekt	Dimensjoner hovedkomponenter	Planlagt ferdigstilling [dato]	Kommentar
132kV linje Hofstad Sentralnettstasjon – Spannkumpen – Straum transformatorstasjon	Ca. 6 km dobbeltlinje på felles masterekke fra Hofstad til Spannkumpen + ca. 2 km enkeltlinje Spannkumpen – Straum transformatorstasjon	1.10.2018	Ca. 2 km 132kV linje fra Haraheia trafo (Roan Vindpark) til Spannkumpen eies av TEN (bygges av Fosen Vind)
132kV Hofstad Sentralnettstasjon	3 stk. 132kV bryterfelt	1.10.2018	TEN skal eie 132kV anlegg
132kV Straum transformatorstasjon	1 stk. 70 MVA 132/66kV trafo + 2 stk. 132kV bryterfelt	1.10.2019	
132kV ledning Åfjord Sentralnettstasjon – Hubakken transformatorstasjon	Ca. 2 km kabel + ca. 8km linje	1.4.2019	
132kV Åfjord Sentralnettstasjon + 66/22kV	3 stk. 132kV avganger, 3 stk. 66kV avganger, 1stk. 70 MVA trafo 132/66kV, 1 stk. trafo 25 MVA 66/22kV, 22kV anlegg	1.4.2019	TEN skal eie 132kV anlegg, i tillegg skal TEN bygge 66/22kV anlegg tilknyttet stasjonen.
132kV Hubakken transformatorstasjon	3 stk. 132kV avganger + 1 stk. 25 MVA 132/22kV trafo	1.4.2019	
132kV Snilldal Sentralnettstasjon	3 stk. 132kV avganger	1.10.19	TEN skal eie 132kV anlegg
132kV linje Snilldal Sentralnettstasjon – Fillan transformatorstasjon	35km enkel 132kV linje Fillan Trafo – avgreining Snillfjord 4 km dobbel 132kV linje Avgreining Snillfjord – Snilldal Sentralnettstasjon 3 km 132kV Sjøkabel Hitra – Hemnskjela	1.10.18	4 km dobbeltlinje på felles masterekke fra Snilldal Sentralnettstasjon – avgreningspunkt til Snillfjord transformatorstasjon
132kV linje Snilldal Sentralnettstasjon – Snillfjord transformatorstasjon	1 km enkel 132kV linje avgreining Snillfjord – Snillfjord Trafo	1.10.18	
132kV Fillan transformatorstasjon	4 stk. 132kV avganger, 1 stk. 70 MVA 132/66kV trafo, 1 stk. 30 MVA 132/22kV trafo	1.10.18	
66kV Frøya transformatorstasjon	3. stk. 66kV avganger	1.10.18	Under forutsetning av at Frøya Vindpark besluttes bygd.
66kV linje Frøya transformatorstasjon – Frøya Vindpark	7,3 km 66kV linje + 1,3 km 66kV kabel	1.10.18	
Sanering 66kV linje Hubakken – Straum		29.06.19	
Sanering 66kV linje Hubakken – Åfjord Sentralnettstasjon		1.04.19	
Sanering 66kV ledning Snillfjord – Fillan		1.10.18	
Sanering 132kV Orkdal - Snillfjord		1.10.20	

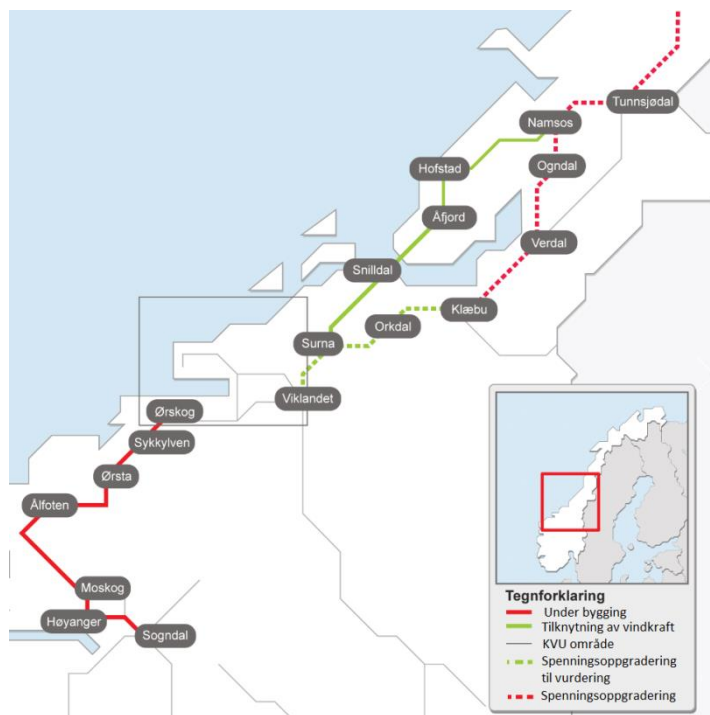
**Prinsippkisser** for nettløsning før og etter vindkraftutbyggingen, samt fremdriftsplan, finnes i vedleggsrapporten. Ellers henvises til lastflyt- kapitlet for nettskisser og nærmere beskrivelse.

TENs samlede kostnad for alle prosjektene er prognosert til om lag 560 MNOK, hvorav 132 kV forbindelsen til Fillan fra Snilldal utgjør i størrelsesorden 200 MNOK. Også saneringsprosjektene inngår i prognosen.



### 3.3 Øvrige nettinvesteringer i sentralnettet i analyseperioden

Statnett beskriver utvikling av sentralnettet i *Nettutviklingsplan 2015, Kraftsystemutredning for sentralnettet 2015*, og på sine nettsider [www.statnett.no](http://www.statnett.no).



Figur 9. Utsnitt av sentralnettet i Region Midt per 2028. Kilde: Statnett

Figur 9 viser fremtidig 420 kV sentralnett i Midt-Norge fra 2028. De grønne markeringene i figuren mellom Namsos og Surna er delt inn i to byggetrinn. Forbindelsen Namsos – Hofstad – Åfjord bygges for å knytte til vindkraft på Fosen innen 2020. Snilldal – Surna vil gjøre det mulig å knytte til vindkraft i Snillfjordregionen innen 2020. Begge disse strekningene er nå investeringsbesluttet.

Sammenkobling av Åfjord og Snilldal vil ferdigstilles senest 2028, men Statnett vurderer behovet fortløpende.

Det kan være behov for transformering mellom 132 og 420 kV i Surna. Dette må sees i sammenheng med behovet for reinvesteringer i eksisterende Trollheim stasjon og det omkringliggende 132 kV-nettet. Ved etablering av nye Surna stasjon i prosjektet Snilldal-Surna, vil Statnett legge til rette for å utvide med et 132 kV-anlegg på et senere tidspunkt.

Klæbu – Namsos er under spenningsoppgradering fra 300 kV til 420 kV. Denne skal stå ferdig i 2017, og koordineres med oppgradering nordover til Tunnsjødal og videre til Nedre Røssåga.

Statnett vurderer i sin kraftsystemutredning (s. 76) spenningsoppgradering av Klæbu – Surna som overflødig i lys av gjennomgående 420 kV ledning Namsos – Surna over Fosen. Også fremdrift for oppgradering av Aura / Viklandet – Surna er under vurdering.

Lengre sør er ny ledning Ørskog- Sogndal beregnet til å stå ferdig i september 2016. Når denne står ferdig vil den gi en tilfredsstillende forsynings situasjon i regionen. Forbindelsen vil også gi rom for ytterligere forbruksøkning og legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon i Sogn og Fjordane og på Sunnmøre.

### 3.4 Øvrige investeringer i regionalnettet i analyseperioden

I tillegg til investeringene som følge av ny vindkraftproduksjon ser en også flere mulige prosjekter på grunn av forbruksutvikling. Disse avhenger blant annet av tredjeparts utbygging, elektrifisering og prognoser for fjernvarme.

Tabellen viser prosjekter av allmenn interesse. Prosjekter som løses ved enkle transformatorskift tas ikke med i oversikten.

Tabell 7. Oppsummering av aktuelle større prosjekter i analyseperioden

Prosjekt	Kommune	Begrunnelse	Timing	Kostnads-overslag	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3
Forsterke forsyning mot Trondheim øst	Trondheim	Forbruksøkning på øst- sida av byen, forsyningssikkerhet	2020	10-20 MNOK	Dublere kabel Strinda-Universitetet	Eventuelt også et tredje sett for å ta høyde for fremtidig vekst	-
Rotvoll transformatorstasjon	Trondheim	Forbruksøkning på øst- sida av byen, forsyningssikkerhet, fleksibilitet i nettet	2021	150-200 MNOK	Ny Belbuan transformatorstasjon innenfor dagens eiendomsgrense	Ny og større Belbuan transformatorstasjon på ny tomt i nærområdet	Ny Rotvoll transformatorstasjon i området Rotvoll øvre
Forsterke forsyning til Trondheim sør	Trondheim	Forbruksøkning på sør- sida av byen, industriområder	2020	20-60 MNOK	Forsyne via distribusjonsnettet	Heggstadmyra transformatorstasjon	Ny transformatorstasjon nærmere Klett
Utvidelse MARINTEK	Trondheim	Mulig tilknytning av Ocean Space Centre, Marintek	2023	10-45 MNOK	Forsyning via distribusjonsnettet fra Moholt transformatorstasjon	Etablere ny Tyholt transformatorstasjon	-
Forsterket forsyning til midtbyen	Trondheim	Forsyningssikkerhet	2023	10-15 MNOK	Legge 66 kV kabel fra Moholt til Buran	Forlenge 66 kV kabel fra Tyholt videre til Buran	-
Rehabilitering Vestbyen transformatorstasjon	Trondheim	Tilstand, HMS	2020	Under utredning	Oppgradere anlegg i eksisterende bygning	Ny stasjon på eksisterende tomt	Ny stasjon på ny tomt
Orkdal - Evjen	Orkdal	Forbruksøkning, Tilstand	2022	20-40 MNOK	Dublering av FeAl linje	To nye kabler og sanering av eksisterende linje	

Kapasitet i Hønstad	Malvik	Forbruksøkning	2017	7-45 MNOK	Økt transformatorytelse i dagens anlegg	Ny stasjon 132/22 nærmere lasttyngdepunktet	-
Utvidelse Holla smelteverk BT1	Hemne	Forbruksøkning i flere byggetrinn, Byggetrinn 1	2017	30- 45 MNOK	oppgradere eksisterende linje til større tverrsnitt	bygge en ny linje parallell til den som står der i dag	-
Utvidelse Holla smelteverk BT2	Hemne	Forbruksøkning i flere byggetrinn, Byggetrinn 2	2019	70 -150 MNOK	Eksisterende nett	Mulig forsyning via Geitfjellet vindkraftverk	Ruste opp Trollheim-Hemne og Hemne – Snillfjord til større tverrsnitt, eventuelt med en ny forbindelse i parallell
Ny Vinjeøra transformatorstasjon	Hemne	Tilknytning av småkraft	Usikker	35 MNOK	På grunn av relativt mange planer for småkraft i Hemne kommune, har det vært vurdert å etablere en ny 132/22 kV, 25 MVA transformatorstasjon i nærheten av Vinjeøra.	Tilknytning til Hemne transformatorstasjon via 22 kV nettet	-
Forsterket forsyning til Fosen sør	Åfjord, Bjugn, Ørland	Forbruksøkning, Forsyningsikkerhet. Særlig økt kraftbehov knyttet til kampflybase	2025	50-100 MNOK	Oppgradering av tverrsnitt eksisterende nett	Ny forbindelse mellom Åfjord og Sør- Fosen 66 kV	Ny forbindelse mellom Åfjord og Sør- Fosen 132 kV
Spenningsoppgradering Tynset - Røros	Røros, Os, Tynset (Eidsiva Nett og REV sitt prosjekt)	Forsyningsikkerhet, samt oppgradering av Tolga kraftverk. Tiltaket er konsesjonsgitt, men til behandling hos OED.	2021	87 MNOK	-	-	-
Vikstrøm transformatorstasjon	Hitra	Rehabilitering bygg og koblingsanlegg, bedret forsyningsikkerhet til Frøya.	2017	2-7 MNOK	Rehabilitering av bygningsmasse, nye brytere	Alternativ 1 + ny transformator	
Fillan – Frøya	Hitra	Ferdigstillelse av linje mellom Fillan og Frøya, knyttes til kabelen som går i Frøya-tunnelen	2017	15 MNOK	Under bygging	-	-

Frøya Vindkraftverk	Frøya	Mulig tilknytning av Frøya vindkraftverk til Frøya transformatorstasjon	2021	16 MNOK	Ombygging av Frøya transformatorstasjon og spenningsoppgradering av 9 km linje fra 22 kV til 66 kV	-	-
Sørmarkfjellet Vindkraftverk	Osen, Roan	Mulig tilknytning av Sørmarkfjellet til nye Hofstad sentralnettstasjon	2021	70-80 MNOK	132 kV linje mellom vindkraftverket og sentralnettstasjonen. Tiltaket er konsesjonsgitt.	-	-