

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091
0301 Oslo

Saksbeh./tlf.nr.: Yngvild Pernell/23903906
Vår ref.: IFS 2364333
Vår dato: 30.09.2016

Oppdatert investeringsplan 2016

Statnetts oppgave som systemansvarlig nettselskap er å sikre en samfunnsøkonomisk rasjonell utbygging av transmisijsnettene. I henhold til forskrift om energiutredninger skal Statnett hvert år oppdatere og oversende Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) en investeringsplan. I årene mellom utgivelse av nettutviklingsplanen offentliggjør vi derfor en oppdatert statusrapport over planlagte, igangsatte og fullførte prosjekter. Dette brevet med vedlegg gir en slik statusrapport.

Helse, miljø og sikkerhet vektlegges høyt i gjennomføringen av prosjektporteføljen

Statnett er inne i en periode med historisk høyt investeringsnivå og har prosjekter under planlegging og bygging i hele landet. Statnett investerte totalt 4 992 MNOK i nettanlegg i 2015. Statnett har over flere år vektlagt HMS høyt og jobbet systematisk med HMS-arbeid i prosjektplanleggingen- og gjennomføringen. Til tross for dette har det vært to tragiske dødsulykker i 2016 hos to av våre leverandører under arbeid på ledningsprosjektene *Spenningsoppgradering Midt-Norge* og *Vestre korridor*. Statnett skal bidra til å unngå at slike ulykker skjer i fremtiden. Vi holder derfor på å etablere en omfattende handlingsplan for HMS, som blant annet innebærer at vi som ett av flere tiltak skal vurdere justeringer av prosjektporteføljen der hensikten er redusere HMS risiko. Dette kan bety at noen prosjekter blir skjøvet ut i tid for å gi bedre kontroll og muliggjøre økt tilstedeværelse av byggherreressurser ute på våre anleggsplasser.

Liten usikkerhet frem mot 2020, deretter øker utfallsrommet

Størstedelen av investeringsomfanget frem til 2020 består nå av prosjekter som er under gjennomføring eller er endelig investeringsbesluttet. Usikkerheten om realisering av denne delen av porteføljen er derfor liten. Investeringsnivået frem til 2020 er omtrent på samme nivå som i NUP 2015, ca. 40-50 mrd. NOK. Forsyningssikkerhet, tilknytning av ny fornybar produksjon og handelskapasitet (mellomlandsforbindelser) er de viktigste driverne for investeringer frem til 2020. Etter 2020 øker usikkerheten. Forsyningssikkerhet og handelskapasitet vil fortsatt være viktige drivere, men vi forventer et noe lavere nivå enn de nærmeste fem årene.

Statnett ønsker at reinvesteringene holdes på et jevnt nivå for å sikre en tilfredsstillende tilstand på anleggene og opprettholde en god forsyningssikkerhet på lang sikt. For å ha god tilgang på kvalifiserte leverandører er det også gunstig at vi holder et stabilt investeringsnivå over tid. Reinvesteringsbehovet i våre egne nettanlegg og anlegg som vi forventer å overta som følge av 3. energimarkedspakke, vil utgjøre en forutsigbar basis i våre investeringer etter 2020 og i mange år fremover. Investeringer utover dette er mer usikre, og avhenger av hvordan behovene for overføringskapasitet utvikler seg. For eksempel vil overgang til flytbasert markedskobling kunne redusere lønnsomheten av tiltak for økt handelskapasitet. Ny teknologi for forbruksstyring og innføring av AMS vil også kunne påvirke investeringsbehovet på lengre sikt. Statnett vil komme nærmere tilbake til disse temaene i Kraftsystemutredning og Nettutviklingsplan 2017.

Tilknytning av ny fornybar kraftproduksjon

For flere netttiltak der fornybar kraft er prosjektutløsende behov, er det usikkert om den planlagte kraftutbyggingen blir realisert. Med dagens kraftpriser er lønnsomheten til ny fornybar kraftproduksjon svak og usikker. I tillegg har Norge ikke vedtatt tilleggsvolumer i elsertikatmarkedet etter 2021, mens Sverige øker sine volumer. Det er usikkert om, og eventuelt hvilke, incentivordninger som blir introdusert etter dette tidspunktet.

Flere prosjekter som skal legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon er igangsatt og under planlegging. Inneværende år er siste periode Statnett kan ta inn nye prosjekter i porteføljen for tilknytning av ny fornybar innen elsertifikatfristen 2021. Behov som vi ikke allerede kjenner til og der realisering avhenger av større netttiltak, vil derfor ikke kunne tilknyttes innen 2021. Samfunnsøkonomien i disse netttiltakene er i stor grad drevet av lønnsomheten til kraftverkene. Statnett har tilknytningsplikt, men må også vektlegge samfunnsøkonomisk lønnsomhet. For å sannsynliggjøre at netttiltaket blir samfunnsøkonomisk lønnsomt, kan det i noen tilfeller være aktuelt å fastsette krav om minstevolum.

Statnett kjøper transmisjonsnett fra BKK Nett

Statnett har kjøpt BKK Netts transmisjonsnett med virkning fra 1.januar 2016. Bakgrunnen for transaksjonen er at EUs tredje energimarkedspakke forventes å bli tatt inn i norsk lov og medfører at alle anlegg i transmisjonsnettet overtas av Statnett. Som en del av transaksjonen overtok Statnett også transmisjonsprosjektene Oppgradering Evanger-Samnanger og økt transformator kapasitet i Samnanger stasjon. De nye forbindelsene Mongstad-Kollsnes og Modalen-Mongstad bygges av BKK Nett, men det forutsettes at anleggene skal overdras til Statnett etter at de er satt i drift, sammen med ledningen Fana-Kollsnes.

Flere milepæler er nådd

Foruten endringene som planlegges for å følge opp handlingsplanen for HMS, er det kun mindre justeringer i porteføljen siden NUP 2015. I vedlegget til dette brevet gir vi en oversikt over kostnader og fremdriftsplaner for alle prosjekter under gjennomføring og planlegging. Under følger en kort oversikt over de viktigste milepælene vi har oppnådd siden forrige rapportering.

Under gjennomføring

Ofoten-Balsfjord har startet idriftsettelse. Ofoten-Kvandal ble satt i drift i september og bedrer forsynings sikkerheten kommende vinter. I tillegg foregår det spenningssetting i flere stasjoner. Ledningsarbeidene planlegges hovedsakelig ferdigstilt i år, mens rivning vil gjenstå til neste år.

Anleggsarbeidet for **Vindkraft Midt** (Namsos-Surna) har startet etter at vindkraftutbyggerne fattet sine investeringsbeslutninger for 1000 MW ny vindkraft på Fosen, Snilldal og Hitra våren 2016. Delstrekningene Namsos-Åfjord og Snilldal-Surna skal ferdigstilles i 2019, mens siste utbyggingstrinn, Åfjord-Snilldal, senest skal ferdigstilles i 2028.

På forbindelsen **Ørskog-Sogndal** er strekningen Ørskog-Høyanger idriftsatt og prosjektet ferdigstilles i sin helhet i november/desember 2016.

I prosjektet **Vestre korridor** er det høy aktivitet. Alle delprosjekter har fått konsesjon og utbyggingen er i gang. Det er kun kraftledningen Sauda-Lyse og Tjørhom koblingsanlegg som foreløpig ikke er investeringsbesluttet.

Arbeidet med mellomlandsforbindelsene **Nordlink** og **NSL** er i henhold til plan og anleggsarbeidene har kommet godt i gang.

Under planlegging

I juni 2016 tok vi investeringsbeslutning for **Bjerkreim** transformatorstasjon som tilrettelegger for vindkraft i Bjerkreim. Realisering av prosjektet forutsetter at vindkraftaktørene forplikter seg til å bygge ut i overkant av 200 MW vindkraft for å sikre prosjektlønnsomhet. Sammen med Vindkraft Midt, er dette et eksempel på hvordan bruken av minstevolumer bidrar til koordinerte investeringsbeslutninger.

Lyse-Støleheia ble konsesjonssøkt i mai 2013, men nye analyser viste at det ikke var behov med en forbindelse til Stavanger-regionen med en gang, men at en trinnvis utbygging var mer rasjonelt og lønnsomt. Det ble derfor satt i gang en utredning som ser nærmere på behov og lønnsomhet i Sør-Rogaland, se omtale av utredningen nedenfor. Statnett vil sende NVE en tilleggsøknad for Lyse-Stokkeland, som er det anbefalte konseptvalget.

I **Nettplan Stor-Oslo** er arbeidet med konsesjonssøknader godt i gang. I september 2016 fikk Statnett konsesjon av NVE for å oppgradere Smestad stasjon og forbindelsene Smestad-Sogn. Sogn og Liåsen stasjon planlegges konsesjonssøkt høsten i 2016, mens tilsvarende tidspunkt for Sogn-Ulven og Ulven stasjon er 2017.

Konseptvalgutredninger (KVUer) og områdeutredninger

Det har vært høy aktivitet i KVU-arbeidet siden NUP 2015 ble ferdigstilt. **KVU Nyhamna** ble oversendt OED i oktober 2015 og OED har gitt oss klarsignal til å melde og konsesjonssøke nettiltakene som inngår i **KVU Haugalandet**.

Utredning Sør-Rogaland, som gjøres i samarbeid med Lyse Elnett, forventes ferdigstilt i løpet av 2016. Utredningen ble igangsatt etter at oppdaterte analyser høsten 2015 viste at en rute sør for Sandnes sentrum (Stokkeland-området) i retning Stavanger sentrum var et mer kostnadseffektivt alternativ enn konsesjonssøkte Lyse-Støleheia. Det er blant annet denne løsningen som nå utredes nærmere.

Kraftsystemet i Finnmark – Analyse av behov og tiltak etter 2020 ble publisert i september 2016 etter ekstern kvalitetssikring. Analysene har vist at fremtidig behov ikke er tilstrekkelig avklart til at vi kan gi en entydig konseptanbefaling nå. Utredningen er derfor ikke å betrakte som en KVU og vil ikke oversendes OED for behandling nå. Vi vil legge denne rapporten til grunn for arbeidet med videre netutvikling i Finnmark.

Nordisk samarbeid

Styrket nordisk samarbeid vil kunne virke inn på måten vi planlegger og drifter nettet på. Statnett har sammen med de nordiske TSOene utarbeidet en nordisk rapport som peker på felles kraftsystemutfordringer frem mot 2025 og måter å løse disse på i fellesskap. De nordiske TSOene vil samarbeide om å undersøke mulige løsninger videre og bli enig om tiltak.

Oppsummering og prosess fram mot Nettutviklingsplan 2017

For å dekke behov som følge av ny fornybar kraftproduksjon, nytt forbruk og flere mellomlandsforbindelser, er Statnett i en fase med et historisk høyt investeringsnivå som vil vare de neste fem årene. Etter dette vil det fortsatt være høy aktivitet, men sammensetningen av porteføljen antas å endre seg, og usikkerheten øker. Som følge av flere alvorlige ulykker hos våre underleverandører har Statnett ambisjon om å forbedre HMS resultat vedtatt i en omfattende HMS handlingsplan. Dette innebærer at vi søker å redusere aktivitetsnivå noe ved å foreta justeringer i fremdriftsplaner for enkelte prosjekter.

I nettutviklingsplanen vil vi også beskrive utviklingstrekk som kan påvirke kraftsystemet på lang sikt, for eksempel overgang til flytbasert markedskobling, økt forbruksstyring og nye teknologier og økt nordisk samarbeid. Statnett legger opp til at avveiningene omkring fremtidig nettutvikling skal skje i åpen dialog med aktører og interessenter. Den offentlige prosessen fram mot neste Nettutviklingsplan startet med Nasjonalt Kraftsystemmøte 31.august. Nettutviklingsplanen sendes på høring i april 2017, og vi vil i denne perioden også avholde områdevisse kraftsystemmøter før endelig plan publiseres.

Med vennlig hilsen

Håkon Borgen

Konserndirektør Teknologi og utvikling

(elektronisk sign.)

Vedlegg Oversikt over prosjektene i oppdatert investeringsplan

Utviklingen av nye transmisjonsnettanlegg tar lang tid. Underveis i prosjektutviklingen gis oppdatert informasjon om prosjektenes status. Oppdatert informasjon om Statnetts prosjekter finnes på www.statnett.no.

Dette vedlegget gir en regionvis oversikt over kostnader og fremdriftsplaner for prosjekter under planlegging og gjennomføring. De store prosjektene, samt prosjekter hvor det er vesentlige endringer siden NUP 2015, er omtalt under tabellene.

Vi har delt prosjektene inn i fem kategorier:

- Under gjennomføring
- Investeringsbesluttet – forberede gjennomføring
- Under planlegging – ikke investeringsbesluttet
- Under planlegging – løsningsvalg og omfang ikke besluttet
- KVUer og områdestudier

Prosjekter under gjennomføring og investeringsbesluttede prosjekter oppgis i løpende (nominelle) kroner og inkluderer byggelånsrenter. Prosjekter under planlegging oppgis i faste (reelle) 2016-kroner og inkluderer ikke byggelånsrenter.

Vi understreker at kostnader og fremdriftsplaner for prosjekter under planlegging er beheftet med større usikkerhet enn prosjekter under gjennomføring. Behovet og forutsetninger for prosjekter i tidligfase vil ofte endre seg underveis og dermed påvirke realisering, fremdriftsplan og prosjektutforming. I tillegg kan enkeltprosjekter påvirkes av hensynet til optimalisering av Statnetts totale prosjektportefølje.

1 Region Nord

Idriftsatt

	Estimert kostnadsintervall NUP 2015 (mill. kroner)	Idriftsatt	Faktisk prosjektkostnad
Tjeldsundet kabelanlegg	130-150	2015	135

Under gjennomføring

	NUP 2015		Oppdatert investeringsplan 2016	
	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet idriftsettelse	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet idriftsettelse
Ofoten-Balsfjord, ny 420kV-ledning	3 200-3 700	2017	3 200-3 700	2017
Nedre Røssåga-Namsos, spenningsoppgradering	800-1 000	2017-2018	800-1 000	2017-2018
Svartisen, økt transformeringskapasitet	80-110	2016	80-110	2016
Balsfjord-Skaidi, ny 420kV-ledning	4 000-6 000	2020	4 000-6 000*	2021*
Reaktiv kompensering Lofoten/Vesterålen	130-150	2016	130-150	2016
Kvitfossen			51-56	2017

*Forventet kostnad gjelder hele prosjektet Balsfjord-Skaidi, mens tidspunkt for forventet idriftsettelse gjelder Balsfjord-Skillemoen og Skaidi transformatorstasjon. Delstrekningen Skillemoen-Skaidi skal opp til vurdering senest i 2018 og forventet tidspunkt for idriftsettelse avklares da, se begrunnelse under.

Ofoten-Balsfjord

Ofoten-Balsfjord er under utbygging og strekningene Ofoten-Kvandal ble satt i drift i september og bedrer forsyningssikkerheten kommende vinter. I tillegg foregår det spenningssetting i flere stasjoner. Ledningsarbeidene planlegges hovedsakelig ferdigstilt i år, mens riving vil gjenstå neste år. Forbindelsen vil bidra til at området fra nord i Nordland, Troms og Finnmark får sikrere strømforsyning og legger til rette for fremtidig forbruksøkning.

Balsfjord-Skaidi

Statnett starter opp arbeidet med å bygge ny 420 kV-ledning på strekningen Balsfjord-Reisadalen. Av HMS-hensyn er fremdriftsplanen noe endret for å sikre en kontrollert og sikker bygging. Samtidig viser nye analyser at forventet forbruksvekst er utsatt og derfor vil behovet for økt overføringskapasitet fra Skillemoen til Skaidi komme lenger frem i tid. Derfor har Statnett besluttet å gjennomføre utbyggingen av delstrekningene trinnvis i stedet for parallelt. Dette medfører at delstrekningen Reisadalen-Skillemoen først vil ha byggestart i 2017 og at en eventuell beslutning om oppstart på Skillemoen-Skaidi senest tas i 2018. Hele prosjektet Balsfjord – Skillemoen, samt Skaidi stasjon, forventes idriftsatt i 2021.

Nedre Røssåga – Namsos

300 kV-ledningen fra Nedre Røssåga til Namsos blir oppgradert til 420 kV for å legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon i Nordland og gi fleksibilitet for fremtidig utvikling av forbruk og produksjon av strøm, og ivareta forsyningssikkerheten i regionen på lang sikt. Byggingen av prosjektet er godt i gang, men arbeidet på ledningen ble stoppet sommeren 2016 og kontrakten

med entreprenør avsluttet etter flere alvorlige avvik. Arbeidene videreføres med ny entreprenør, høsten 2016.

Kvitfossen stasjon

I forbindelse med overtakelse av Lofotringen har Statnett overtatt transmisjonsnettcomponentene i Kvitfossen stasjon. Lofotkraft eier distribusjonsnettdelene i stasjonen og skal bygge ny transformator- og koblingsstasjon i forbindelse med oppgradering av eksisterende nett fra 66 kV til 145 kV. Transmisjonsnettcomponentene er i dårlig teknisk stand og vil skiftes ut i samarbeid med prosjektet til Lofotkraft. Statnett besluttet byggestart i juli 2016, og anlegget forventes ferdigstilt i juni 2017.

Investeringsbesluttet – forberede gjennomføring

	NUP 2015			Oppdatering investeringsplan 2016		
	Forventet kostnad (mill. kroner, reelle verdier)	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstillelse	Forventet kostnad (mill. kroner, nominelle verdier)	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstillelse
Skjomen, reinvestering	130-160	2015	2-3 år	190-220	2016	3 år
Sildvik, reinvestering	100-150	2015	2-3 år	130-160	2016	3 år

Skjomen

NVE ga i juni 2016 konsesjon for ombygging og videre drift av Skjomen koblingsstasjon på bakgrunn av at anlegget har passert teknisk levetid og har behov for reinvesteringer. Forventet kostnad for Skjomen var oppgitt i reelle verdier i NUP 2015, mens det i forbindelse med investeringsbeslutning oppgis i nominelle verdier, inkludert byggelånsrenter. Kostnader for utskifting av kabel som eies av Statkraft er nå inkludert i prosjektomfanget, noe det ikke var tidligere. Kostnaden for dette dekkes av Statkraft.

Sildvik

Sildvik koblingsstasjon har behov for rehabilitering på grunn av oppnådd teknisk levetid på apparat- og kontrollanlegg, samt at salting har ført til betydelig slitasje på anlegget. Prosjektet fikk konsesjon i juli 2016. Forventet kostnad for Sildvik i NUP 2015 var oppgitt i reelle verdier, mens det i forbindelse med investeringsbeslutning oppgis i nominelle verdier inkludert byggelånsrenter. Dette forklarer noe av kostnadsøkningen. Øvrige økte kostnader skyldes en oppdatert vurdering av prosjektets usikkerhet, samt mindre kostnadsendringer på enkeltposter.

Under planlegging - ikke investeringsbesluttet

	NUP 2015			Oppdatering investeringsplan 2016		
	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstillelse	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstillelse
Kobbelv, økt transformeringsskapasitet	130-180	2013	4 år	260-300	2013*	Avhenger av løsningsvalg
Salten, ny stasjonsløsning	250-350	2015	2-3 år	400-500	2017	Avhenger av løsningsvalg

*Kobbelv: For ny stasjonsløsning kreves ny konsesjonssøknad og denne planlegges sendt når samlede vurderinger foreligger.

Kobbelv

I Kobbelv er planen å utvide stasjonen grunnet behov for reinvesteringer, bedre forsyningssikkerhet og for å legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon. Kostnadsintervallet oppgitt i NUP 2015 var basert på å etablere en transformator i eksisterende anlegg, men på grunn av skredfare og krevende gjennomføring ved den eksisterende stasjonen vurderes bygging av ny stasjon som alternativ. Dette vil eventuelt kreve ny konsesjonsbehandling og endret tidspunkt for ferdigstillelse. Kostnadstall og tidspunkt for idriftsettelse er derfor usikkert og avhenger av løsningsvalg.

Salten

Det er behov for en ny transformatorstasjon i Salten som erstatning for eksisterende for å bedre forsyningssikkerheten mellom Nord- og Midt-Norge og for å legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon (småkraft). Eksisterende stasjon ble bygget som en forenklet, midlertidig løsning og skal saneres fordi den ikke egner seg for ombygging. NVE ga tillatelse til bygging av Salten transformatorstasjon i mars 2013, men avgjørelsen ble påklaget til OED fordi det ble vurdert at atkomstveien medførte negative virkninger for friluftsliv og naturmangfold. OED ga i desember 2013 delvedtak på selve stasjonen, unntatt adkomstvei. Statnett har vurdert ulike alternativer som kan imøtekomme innsigelsene og sendte tilleggssøknad til NVE i mars 2016. Den nye veiløsningen innebærer blant annet massedeponi og rassikring, noe som har ført til økt forventet kostnad for prosjektet. Kostnadsøkningen skyldes også prisjustering fra 2009 kr til 2015 kr og bedre metode for kostnadsestimering.

Under planlegging - løsningsvalg og omfang ikke besluttet

Prosjekt	Planlagt sendt konsesjonssøknad	Behov
Kolsvik	2016/2017	Reinvestering
Kvandal-Kanstadbotn	2018	Reinvestering
Marka nytt kontrollanlegg	2017	Reinvestering
Adamselv-Lakselv	2017	Forsyningssikkerhet, tilknytning nytt forbruk og ny fornybar kraftproduksjon
Skaidi-Hammerfest*		Tilknytning av nytt forbruk

*Er vurdert i "Kraftsystemet i Finnmark – Analyse av behov og tiltak etter 2020" som ble publisert september 2016.

Kolsvik

Kolsvik transformatorstasjon nærmer seg sin tekniske levetid. Dette gjelder primært apparat- og kontrollanlegget i stasjonen. Opprinnelig omfattet prosjektet også tilknytning av vindkraft, men

investeringsbeslutningen for i underkant av 130 MW vindkraft på Ytre Vikna er utsatt på ubestemt tid med idriftsettelse tidligst i 2025. En annen driver for prosjektet har vært at Statnett har konsesjon til å spenningsoppgradere Kolsvik-Namskogan fra 300 kV til 420 kV i forbindelse med spenningsoppgraderingen av Nedre Røssåga-Tunnsjødal. Oppdaterte analyser og vurderinger viser at behovet for å spenningsoppgradere denne ledningen ligger langt frem i tid, og er derfor ikke lenger drivende for tiltak i Kolsvik stasjon. Prosjektet er derfor redusert til et reinvesteringsprosjekt.

Kvandal-Kanstadbotn

Dagens forbindelse mellom Kvandal og Kanstadbotn nærmer seg teknisk levealder og vi planlegger å reinvestere denne med en ny 132 kV-ledning. Nødvendige endringer ved stasjonene i hver ende av ledningen, Kvandal og Kanstadbotn, skal også utredes. Deler av strekningen, sjøkabelanlegg over Tjeldsundet, er allerede fornyet og idriftsatt. Prosjektet har meldt tiltaket i juni 2016 og NVE vil fastsette utredningskrav til en fremtidig konsesjonssøknad.

Adamselv-Lakselv

Arbeidet med Adamselv-Lakselv ble startet opp med bakgrunn i behov for reinvestering av eksisterende ledning og et antatt langsiktig behov for flere kraftledninger på strekningen. Analysene presentert i "Kraftsystemet i Finnmark – analyse av behov og tiltak etter 2020" vil ligge til grunn for videre utvikling av prosjektet. Planen er å sende konsesjonssøknad våren 2017.

Skaidi-Hammerfest

Konsesjonssøknad for ny 420 kV-ledning ligger til klagebehandling i Olje- og energidepartementet. Statnett vil med bakgrunn i rapporten "Kraftsystemet i Finnmark – Analyse av behov og tiltak etter 2020" og i samråd med Hammerfest Energi Nett ta stilling til konsesjonssøknaden og videre utvikling av Skaidi-Hammerfest.

KVUer og områdeutredninger

Kraftsystemet i Finnmark – Analyse av behov og tiltak etter 2020 (tidligere KVU Nord)

Det er et stort potensial for vekst i både forbruk og produksjon av kraft i Finnmark. Samtidig er det stor usikkerhet i utviklingen. Med bakgrunn i dette besluttet Statnett høsten 2014 å lage en konseptvalgutredning for Nord-Norge nord for Balsfjord. Gjennom utredningen ønsket vi å drøfte hva som kan utløse behov for nytt transmisjonsnett i Finnmark etter at Balsfjord-Skaidi er bygget, samt å sette de enkelte delstrekningene inn i en større sammenheng. Fremtidig behov er derimot ikke tilstrekkelig avklart til at vi kan gi en entydig konseptanbefaling nå, og utredningen vil derfor ikke oversendes OED for behandling. Rapporten vil derimot ligge til grunn for videre nettvikling i Finnmark, og ble offentliggjort 15. september 2016. Eksterne aktører er invitert til å gi tilbakemeldinger på utredningen.

2. Region Midt

Under gjennomføring

	NUP 2015		Oppdatert investeringsplan 2016	
	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet idriftsettelse	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet idriftsettelse
Namsos-Surna, ny 420 kV-ledning	3 400-4 700	2019	3 400-3 700*	2019*
Ørskog-Sogndal, ny 420 kV ledning	4 600-5 600	2016	4 600-5 500	2016
Klæbu-Namsos, spenningsoppgradering	700-800	2017	700-800	2017

*Omfatter ikke Åfjord-Snilldal som er under planlegging.

Namsos-Surna – tilknytning av vindkraft Midt

Namsos-Surna er under bygging og ferdigstilles i 2019, mens siste utbyggingstrinn mellom Åfjord og Snilldal skal ferdigstilles senest i 2028. Prosjektutløsende behov er realisering av vindkraftutbyggingen i Trøndelag. I februar 2016 ble 1000 MW vindkraft fordelt mellom Fosen, Snillfjord og Hitra investeringsbeslutten av Statkraft, Trønder Energi Produksjon og Nordic Wind Power. I tillegg til å legge til rette for fornybar kraftproduksjon, vil prosjektet bedre strømforsyningen i hele regionen, der særlig Namsos-Surna vil øke overføringskapasiteten mellom nord og sør i Norge.

Ørskog-Sogndal

Ørskog-Sogndal vil bidra til bedret forsyningssikkerhet i Midt-Norge og legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon på Sunnmøre og i Sogn og Fjordane. Prosjektet er ett år forsinket som følge av uenigheter om tilgang til trasé og transformatorstasjonstomt i Myklebustdalen, Bremanger. Tilgang til siste del av traseen forelå desember 2015. Prosjektet nærmer seg ferdigstilling og strekningen mellom Ørskog og Høyanger er satt i drift på 420 kV spenningsnivå. Vi forventer å ferdigstille prosjektet i sin helhet i desember 2016.

Under planlegging - ikke investeringsbeslutten

	NUP 2015			Oppdatering investeringsplan 2016		
	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstilling	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstilling etter endelig konsesjon
Åfjord-Snilldal, ny 420 kV-ledning	1 900-2 700	2013	10-15 år	1 900-2 700	2013	10-15 år
Aura/Viklandet-Surna, spenningsoppgradering*	500-700	2015	5-13 år	500-700	2015	8-13 år*
Brandhol reinvestering**	60-80	2015	3 år	60-80	2018	3 år

*Fremdriftsplanen for Åfjord-Snilldal er førende for prosjektet fordi Aura/Viklandet-Surna må være spenningsoppgradert før kablet over Trondheimsfjorden settes i drift.

**Brandhol stasjon har behov for reinvestering grunnet teknisk levealder og tilstand på transformatorene, kontrollanlegg og apparatanlegg. Prosjektet er noe utsatt på grunn av den totale porteføljen og gjennomføringskapasitet.

KVUer og områdeutredninger

KVU Nyhamna

Leveringspåliteligheten i kraftforsyningen til Nyhamna, det nest største gassprosessanlegget i Norge, er relativt svak siden anlegget er ensidig forsynt. Statnett har utarbeidet en konseptvalgutredning (KVU) som ble oversendt OED i oktober 2015. I KVUen anbefaler vi å styrke leveringspåliteligheten med et konsept som kan gi tosidig forsyning (N-1) til Nyhamna, men som også har fleksibilitet i videre utvikling av tiltak gjennom delvise og trinnvise løsninger. Utredningen ligger nå til behandling i OED.

3. Region Vest

Under gjennomføring

	NUP 2015		Oppdatert investeringsplan 2016		Kommentar
	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet idriftsettelse	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet idriftsettelse	
Evanger, økt transformator kapasitet	40	2015	100*	2016	BKK Nett
Mongstad-Kollsnes, ny 300/420 kV-ledning	1 200	2017	1 275	2016	BKK Nett
Spanne, økt transformator kapasitet	100-120	2016/2017	120	2017	Haugaland kraft
Nesflaten, nytt kontrollanlegg			80-95	2017	Reinvestering

* Gjelder tiltak i transmisjonsnettet. Tiltak i regional- og distribusjonsnett er anslått til rundt 34 MNOK.

Evanger

Ved årsskiftet 2015/2016 overtok Statnett BKKs stasjon Evanger som utvides for å redusere flaskehalsen og øke overføringskapasiteten. Anlegget er forventet ferdigstilt i oktober 2016. Økt prosjektomfang og generell kostnadsvekst bidrar til å forklare kostnadsøkningen fra NUP 2015 ifølge BKK Nett.

Mongstad-Kollsnes

BKK Nett er i gang med å bygge ny forbindelse mellom Mongstad og Kollsnes, som første delstrekning av ledningen Kollsnes-Mongstad-Modalen. Etter ferdigstilling vil dette utgjøre første del av Ytre Ring sammen med eksisterende 300 kV-ledning fra Fana til Kollsnes. Mongstad-Kollsnes inngår i avtalen om overtakelse av transmisjonsnettet når den er ferdigstilt.

Mongstad-Kollsnes vil styrke forsynings sikkerheten til Bergensområdet, inklusive forsyningen til gassbehandlingsanlegget på Kollsnes og til de elektrifiserte offshorefeltene Troll A og Martin Linge. I tillegg vil tiltaket legge til rette for ny fornybarproduksjon. En fullverdig N-1 forbindelse vil imidlertid først være på plass ved ferdigstilling av Ytre Ring. Planlagt idriftsettelse av delstrekningen er fremskyndet til desember 2016 fordi leveransen av sjøkabel forventes tidligere enn det som før var lagt til grunn.

Investeringsbesluttet – forberede gjennomføring

	NUP 2015			Oppdatering investeringsplan 2016			Kommentar
	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstillelse	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstillelse	
Røldal	90-130*	2011		150-170*	2011	2020	Reinvestering

*Røldal. Statnett planlegger også å etablere transformering 300/22 kV i Røldal avhengig av ny vannkraft. Dette vil ikke inngå i transmisionsnettet.

Røldal

Endringssøknad ble sendt NVE i juni 2016 der det omsøkes mindre justeringer fra opprinnelig konsesjon, inkludert utsatt frist for idriftsettelse fra 2017 til 2020. Et vesentlig større reinvesteringsomfang i stasjonen, krav i beredskapsforskriften og overgang fra reelle til nominelle verdier i forbindelse med investeringsbeslutning forklarer kostnadsøkningen fra NUP 2015.

Under planlegging - ikke investeringsbesluttet

	NUP 2015			Oppdatering investeringsplan 2016			Kommentar
	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstillelse	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstillelse	
Modalen-Mongstad, ny 300/420 kV-ledning	1 040	2015	4 år	1 300-1 500	2015	4 år	BKK Nett
Samnanger, økt transformeringskapasitet	50	2016	1 år	50-80	2017		Avhenger av investeringsbeslutning vannkraft
Evanger-Samnanger	60	2014	3 år	70-100	2014	4-5 år	Behov for økt overføringskapasitet
Mauranger-Samnanger*	600-950	2017	5 år	600-950	2019	5 år	Handelskapasitet
Aurland-Sogndal, spenningsoppgradering	500-900	2016	3-4 år	500-900			Samf.økonomisk analyse pågår. Usikkerhet rundt tidspunkt for konsesjonssøknad
Refsdal, økt transformeringskapasitet	60-90	2015	4-5 år	60-90	2015	4-5 år	Avhengig av investeringsbeslutning vannkraft
Leirdøla	130-170	2016	3 år	130-170**	2017	2 år**	Reinvestering, Økt transformering er avhengig av investeringsbeslutning vannkraft
Mauranger økt transformeringskapasitet	110-160	2014	3 år	110-160	2014	6 år	Avhengig av investeringsbeslutning vannkraft
Borgund, økt transformeringskapasitet	85-100	2014	3 år	85-100	2014	5-6 år	Avhengig av investeringsbeslutning vannkraft
Ålfoten stasjon, økt transformeringskapasitet	85-125	2014		85-125	2014		Avhenger av investeringsbeslutning vindkraft

*Tidligere Sauda-Samnanger trinn 1

**Leirdøla. Det vurderes to løsningsvalg: Utskifting av komponenter i eksisterende stasjon og bygging av ny stasjon. Oppgitt kostnadsintervall gjelder komponentutskifting i eksisterende stasjon. Kostnadsintervallet for ny transformatorstasjon er 280-370 MNOK. En tilstandsvurdering i stasjonen er igangsatt og resultatene fra denne vil være avgjørende for løsningsvalget.

Modalen-Mongstad

Videreføringen av 420-kV fra Mongstad til Modalen er andre delstrekning av forbindelsen Kollnes-Mongstad-Modalen som skal sikre kraftforsyningen i Bergen og omegn. Prosjekteringen av Mongstad - Modalen pågår etter at BKK Nett i juni 2015 fikk konsesjon for tiltaket.

Samnanger

Statnett overtok BKK Netts transformatorstasjon i Samnanger ved årsskiftet 2015/2016. BKK fikk konsesjon for en ny transformator i juni 2013, men har i etterkant sett behovet for en annen teknisk løsning. Statnett vil gjennomføre en behovs- og lønnsomhetsanalyse og resultatene fra denne vil danne grunnlag for en eventuell ny konsesjonssøknad.

Evanger-Samnanger

Oppgradering av Evanger-Samnanger er nødvendig for å møte fremtidige behov for kapasitet i transmisjonsnettet på Vestlandet. Strekningen er opprinnelig en del av BKKs transmisjonsnett som ble overtatt av Statnett ved årsskiftet 2015/2016. Foreløpige analyser indikerer at forventede investeringskostnader er høyere enn BKKs opprinnelige anslag i konsesjonssøknaden som ble gjengitt i NUP 2015. Vi vil foreta nye vurderinger og videreutvikle prosjektet før vi kan fatte investeringsbeslutning for løsningsvalg. Forventet idriftsettelse er derfor forskjøvet til 2018-2019.

Mauranger-Samnanger

Statnett planlegger å oppgradere 300 kV-forbindelsen Sauda-Samnanger. I første fase av prosjektet er planen å dekke behovet for økt kapasitet ved å oppgradere forbindelsen nord for Blåfalli, med fortsatt 300 kV drift. Strekningen Blåfalli-Mauranger temperaturoppgraderes, noe som gjøres innenfor gjeldende konsesjon. På strekningen Mauranger-Samnanger vurderes to alternativ, enten å bygge om eksisterende ledning eller å bygge ny 300 kV (420 kV) ledning. Nybyggingen er planlagt meldt høsten 2016 og konsesjonssøkt i 2017. Forventet idriftsettelse er justert til 2024 grunnet avhengighet til andre prosjekter og arbeider i området.

Sauda-Blåfalli vil bli sett i sammenheng med Statnetts oppfølging av KVU for Haugalandet.

På lengre sikt kan det være behov for å øke kapasiteten ytterligere. Da vil det være aktuelt å oppgradere stasjonene og øke spenningen fra 300 kV til 420 kV.

Aurland-Sogndal

Konsesjonssøknad for oppgradering av 300 kV-ledningen mellom Aurland og Sogndal skulle etter planen vært sendt i løpet av 2015. Statnett er i ferd med å oppdatere den samfunnsøkonomiske analysen av prosjektet. Sammenlignet med konseptvalgutredningen fra 2012 forventer vi nå mindre utbygging av ny fornybar produksjon på Vestlandet, lavere kraftpriser og nye muligheter til å øke utnyttelsen av kapasiteten på eksisterende ledninger. Dette gjør at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av oppgraderingen er vesentlig redusert. På grunn av dette trenger Statnett tiden fram til årsskiftet 2016/17 på å konkludere på om vi fortsatt har grunnlag for å søke om konsesjon for ny ledning Aurland-Sogndal.

Fornybar pakke vest

Det foreligger planer om utbygging av mindre vannkraftprosjekter i region vest. For å møte behovet må kapasiteten i flere av Statnetts stasjoner økes. Prosjektet innebærer ny transformering hhv 300/22 kV og 300/66 kV i stasjonene **Røldal** (ikke transmisjonsnett) og **Refsdal**, og økt kapasitet 300/66 kV i **Mauranger**, **Borgund** og **Leirdøla** stasjoner. Alle prosjekter, utenom utvidelsen av Leirdøla, har innvilget konsesjon.

Realiseringen av samtlige transformeringsprosjekter avhenger imidlertid av at det fattes investeringsbeslutning for ny vannkraftproduksjon og underliggende nettanlegg. Stor usikkerhet rundt behovet påvirker fremdriften til prosjektene og er kostnadsdrivende.

For prosjektet i **Leirdøla** utredes det alternative løsningsvalg. Det vurderes løsninger som spenner fra komponentutskiftning i eksisterende stasjon til bygging av ny stasjon. Kostnadsintervall og fremdrift avhenger av hvilket løsningsvalg som fattes.

Under planlegging – løsningsvalg og omfang ikke besluttet

Prosjekt	Forventet sendt konsesjonssøknad	Behov
Blåfalli-Samnanger spenningsoppgradering *	2023	Handelskapasitet
Haugalandet nettforsterkning - ny ledning	2018	Tilknytning nytt forbruk
Haugalandet Reaktiv kompensering	2017	Forsyningssikkerhet
Kvilldal	2017	Reinvestering
Oppgradering Karmsundet	2016/2017	Forsyningssikkerhet
Hove nytt kontrollanlegg	2017	Reinvestering

*Tidligere Sauda-Samnanger trinn 2

KVUer og områdeutredninger

KVU Haugalandet

Det er planer om økt industriforbruk i Haugalandsområdet de neste årene. På bakgrunn av dette utredet Statnett forskjellige alternativer for å forsyne fremtidig kraftforbruk i en KVU som ble oversendt OED i august 2015. I juni 2016 fikk Statnett klarsignal for å starte arbeidet med å melde og konsesjonssøke nettiltakene som var omfattet av KVUen (Haugalandet nettforsterkning, se tabell over), forutsatt at det inngås forpliktende samarbeidsavtaler med industriaktørene.

4 Region Sør

Under gjennomføring

	NUP 2015		Oppdatert investeringsplan 2016		Kommentar
	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet idriftsettelse	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet idriftsettelse	
Vestre korridor, spenningsoppgradering	7 100-8 500	2021-2022	7 100-8 500	2021-2022	
Honna, ny transformatorstasjon	330-370	2017	330-370	2017	Agder Energi Nett

Vestre Korridor

Vestre Korridor er benevnelsen på flere spenningsoppgraderingsprosjekter fra Kristiansand i sør til Sauda i nord. Prosjektet består av tre utbyggingspakker, hvorav alle delstrekninger er gitt endelig konsesjon. Videre er samtlige prosjekt, med unntak av Sauda-Lyse og Tjørhom koblingsanlegg, investeringsbesluttet. Sauda-Lyse skal opp til investeringsbeslutning høsten 2017. Hele Vestre korridor er planlagt idriftsatt innen 2021. Prosjektet vil muliggjøre full utnyttelse på mellomlandsforbindelsene som bygges tilnærmet parallelt med spenningsoppgraderingen, legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon og bidra til styrket forsyningssikkerhet i regionen.

Investeringsbeslutten – forberede gjennomføring

	NUP 2015			Oppdatering investeringsplan 2016		
	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstillelse	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstillelse
Bjerkreim, ny transformatorstasjon	250-350*	2015	3-4 år	410-480**	2015	Tidligst 2019 (avtalefestet)
Lyse-Stølaheia, ny 420 kV-ledning	2 500-3 500	2016	4 år		2018	4-5 år
Kristiansand, nytt kontrollanlegg				300-350	2016	4 år

* Kun Statnetts andel. Total kostnad for prosjektet MNOK 450-600

** Kun Statnetts andel. Total kostnad for prosjektet MNOK 530-620

Bjerkreim

Statnett fikk innvilget konsesjon på en endringssøknad for Bjerkreim transformatorstasjon i desember 2015 og fattet investeringsbeslutning i juni 2016. Investeringsbeslutningen forutsetter at vindkraftaktørene innen 1. november 2016 bekrefter at de vil bygge ut minst 203 MW.

Kostnadsøkningen skyldes utviklingen av teknisk løsning der en større andel av stasjonen enn tidligere lagt til grunn blir Statnetts anlegg. Kostnadsestimatet for prosjektet var i NUP 2015 angitt i reelle kroner, men oppgis etter investeringsbeslutning i nominelle kroner der byggelånsrenter, justering for valutaendringer og inflasjon er medregnet.

Lyse-Stølaheia

Lyse Sentralnett, som eies av Lyse og Statnett, har søkt konsesjon for å bygge en ny 420 kV-ledning for å styrke forsyningssikkerheten i Sør-Rogaland. Oppdaterte vurderinger høsten 2015 tyder på at en løsning som ender sør for Sandes sentrum (Stokkeland-området) i retning Stavanger er mer kostnadseffektivt enn den konsesjonssøkte Lyse-Stølaheia. Denne løsningen utredes nærmere. Tilleggssøknad for Lyse –Stølaheia for det nye alternativet planlegges oversendt NVE innen utgangen av 2016, og byggetiden er beregnet til 4-5 år fra endelig konsesjon foreligger. Kostnadsestimatet for det nye alternativet vil bli oppdatert høsten 2016.

KVUer og områdeutredninger

Utredning Sør-Rogaland

Ledningsnettet i Sør-Rogaland trenger betydelige oppgraderinger. Strømforsyningen i området er allerede anstrengt, og forverres etter hvert som forbruket øker. Sammen med Lyse Elnett utreder Statnett det langsiktige behovet og alternative konsepter innen transmisjons- og regionalnettet som kan møte det fremtidig behovet. Utredningen skal peke på de samfunnsøkonomisk mest rasjonelle løsningene, der regionalnettet og transmisjonsnettet blir sett i sammenheng. Planen er å ferdigstille utredningen i løpet av 2016.

5 Region Øst

Under gjennomføring

	NUP 2015		Oppdatert investeringsplan 2016	
	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet idriftsettelse	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet idriftsettelse
Trafokapasitet Østlandet: Follo, Tegneby, Sogn, Vågåmo, Tveiten og Fåberg	780-810	2015-2016	870-890	2017
Vemorktoppen, nytt koblingsanlegg	150-200	2017-2018	150-200	2018
Indre Oslofjord, fornye sjøkabler	1 050-1 200	2017-2018	1050-1200	2017-2018
Furuset, nytt kontrollanlegg			75-85	2016

Transformorkapasitet Østlandet

Vi er i gang med å utvide flere stasjoner i region Øst. Gjennom prosjektet Trafokapasitet Østlandet har vi gjennomført utvidelser i stasjonene Sogn, Vågåmo, Fåberg, Follo og Tegneby og jobber nå videre med å utvide Tveiten transformatorstasjon. Prosjektets forventede total kostnader har økt fordi det er utfordrende grensesnitt mot stasjoner i drift. Arbeid på anlegg i drift gjør at tidsplanene blir sårbare for koordinering mot utkoblingsvinduer og høylast vinterstid. Forventet dato for idriftsettelse er januar 2017.

Investeringsbeslutten – forberede gjennomføring

	NUP 2015			Oppdatering investeringsplan 2016		
	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstillelse	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstillelse
Hamang, midlertidig tiltak				145-165	2016	2 år
Syilling reinvestering	350-450	2016	3-4 år	490-590	2016	4 år
Furuset reinvestering	100-140	2016	2 år	100-120	2016	2 år
Fåberg nytt kontrollanlegg				140-170	2016	3 år
SVC Rød, Verdalen og Sylling				300-380	Ikke pliktig	2018 (Sylling) 2019 (Rød, Verdalen)

Hamang midlertidig

Arbeider med ny stasjonsløsning for Hamang (Nettplan Stor Oslo trinn 1) avventer ferdigstillelse av Statens Vegvesens veiarbeider på nye E16 Sandvika-Vøyenenga i området. For å sikre leveringspåliteligheten frem til nye Hamang stasjon er i drift, må midlertidige tiltak iverksettes i stasjonen. Tiltakene omfatter bl.a. å installere en ny transformator i forenklet sjakt med tilhørende kontrollanlegg.

Sylling

Kontroll- og apparatanlegg i Sylling stasjon fornyes på grunn av høy alder. Kostnadsnivået har økt etter at grundig prosjektering og planlegging er gjennomført. Det tas nå i større grad høyde for at

ombygging av stasjoner i drift er ressursmessig krevende og fordrer spesielle løsningsvalg for å sikre en trygg gjennomføring av anleggsarbeidene.

Under planlegging, ikke investeringsbesluttet

	NUP 2015			Oppdatering investeringsplan 2016		
	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstillelse	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstillelse
Nettplan Stor-Oslo Trinn 1	4000-6000	2015-2020	2-5 år	4000-6000	2016-2020	2-5 år
Hamang, ny stasjonsløsning*	480-700	2014	6-7 år	480-700	2014	Tidligst 2023

*Hamang ny stasjonsløsning inngår i Nettplan Stor-Oslo trinn 1.

Nettplan Stor-Oslo trinn 1

Nettplan Stor-Oslo er en overordnet plan for utviklingen av transmisjonsnettet i hovedstadsregionen, der reinvesteringsbehov og forbruksvekst er de sentrale driverne. Planen er å gjennomføre en trinnvis oppgradering, der vi starter med de mest tidskritiske prosjektene. **Trinn 1** av nettplanen, som skal gjennomføres frem mot om lag 2023, er reinvesteringsprosjekter og tiltak som skal sikre økt kapasitet i deler av nettet.

Statnett søkte NVE om konsesjon for å oppgradere Smestad stasjon og forbindelsene Smestad-Sogn i 2015, og fikk i september 2016 anleggskonsesjon fra NVE for disse tiltakene. **Sogn og Liåsen stasjon** planlegges konsesjonssøkt i 2016, mens tilsvarende tidspunkt for **Sogn-Ulven** og **Ulven stasjon** er 2017.

Hamang stasjon oppgraderes for å gi økt forsyningssikkerhet til Asker, Bærum og Oslo. Høsten 2014 fikk vi konsesjon for å bygge et gassisolert anlegg. Det vil ta mindre plass enn tradisjonelle anlegg, men medfører at vi må vente med byggestart til pågående veiarbeid i området er ferdigstilt. Ny stasjonsløsning forventes å være på plass tidligst i 2023. Vi vil derfor iverksette midlertidige tiltak for å sikre tilfredsstillende forsyningssikkerhet i området. Siden NUP 2015 har vi utarbeidet kostnadsanslag for midlertidig tiltak i Hamang stasjon, som angitt i tabellen "investeringsbesluttet – forberede gjennomføring".

Under planlegging - løsningsvalg og omfang ikke besluttet

Prosjektnavn	Forventet sendt konsesjonssøknad	Behov
Nedre Vinstra nytt kontrollanlegg	2017	Reinvestering
Nore 1		Reinvestering
Nettplan Stor-Oslo trinn 2 og 3	2017-2030	Forsyningssikkerhet

Nettplan Stor-Oslo trinn 2 og 3 vil stå ferdig tidligst i 2030. Første konsesjonssøknad, for forbindelsen Hamang-Bærum-Smestad, er planlagt sendt i slutten av 2017. Forventet kostnad for trinn 2 og 3 er 10-15 mrd. NOK.

Flere av prosjektene i Nettplan Stor-Oslo planlegges gjennomført noe senere enn først antatt av hensyn til Statnetts totale portefølje. Det vil si at flere prosjekter vil bli gjennomført mot slutten av de angitte perioder.

6 Mellomlandsforbindelser

Under gjennomføring

	NUP 2015		Oppdatert investeringsplan 2016	
	Forventet kostnad	Forventet idriftsettelse	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet idriftsettelse
NordLink: Kabel til Tyskland	Mrd. 1,5-2,0 EUR*	2019**	Mrd. 1,5-2 EUR*	2019**
NSL: Kabel til Storbritannia	Mrd. 1,5-2,0 EUR*	2021	Mrd. 1,5-2 EUR*	2021

* Prosjektets totale kostnadsestimert. Statnetts andel utgjør 50 %

** Kommersiell idriftsettelse 2020

NordLink

Statnett fikk i 2014 konsesjon til å bygge en 1400 MW forbindelse til Tyskland sammen med sine tyske partnere Tennet og KfW. Tilkoblingspunktene for kabelen vil være Ertsmyra i Sirdal på norsk side og Wilster i Schleswig-Holstein på tysk side. Arbeidet med å tilrettelegge for kabelen fra ilandføringspunkt i Flekkefjord for tilknytningen til transmisjonsnettet i Sirdal er i gang.

Mellomlandsforbindelsen forventes å stå i kommersiell drift i 2020 og vil styrke forsyningssikkerheten, bidra til økt verdiskaping og tilrettelegge for ny fornybar kraftproduksjon i Norge og Tyskland. Prosjektets kostnader er fortsatt innenfor samme intervall som i NUP 2015.

NSL

Statnett fikk i 2014 konsesjon til å bygge en 1400 MW forbindelse mellom Norge og England sammen med sin britiske partner National Grid. Tilkoblingspunktene for kabelen er Kvilldal i Suldal på norsk side og Blyth i Northumberland på britisk side. Anleggsarbeider i Kvilldal er godt i gang, bl.a. bygging av tunnel for kabelforbindelse mellom Suldalsvatnet og Hylsfjorden, planering av tomt for Converterstasjon og Rjukanledningen er flyttet og spenningsatt. Etter planen skal kabelen idriftsettes i 2021. Prosjektet vil styrke forsyningssikkerheten, bidra til økt verdiskaping og tilrettelegge for ny fornybar kraftproduksjon i Norge og Storbritannia. Prosjektets kostnader er innenfor samme intervall som i NUP 2015.