

**Konseptvalgutredning  
for ny sentralnettløsning  
i Oslo og Akershus**

**Nettplan**  
Stor-Oslo



**Statnett**



# Kort om prosjektet

Rapportnavn:	Konseptvalgutredning for ny sentralnett løsning i Oslo og Akershus
Prosjektnummer:	13160
Prosjektnavn:	Nettplan Stor-Oslo
Prosjekteier:	Gunnar G. Løvås
Prosjektleder:	Kyrre Nordhagen
Nettside:	<a href="http://storoslo.statnett.no">http://storoslo.statnett.no</a>

## Kort om prosjektet Nettplan Stor-Oslo

Sentralnettet, som transporterer strøm i og rundt Oslo, er gammelt. Nettet må fornyes og forsterkes for å møte fremtidens krav til forsyningssikkerhet, byutvikling og miljøløsninger. Statnett har gjennom prosjektet "Nettplan Stor-Oslo" arbeidet med en overordnet plan for hvordan kraftnettet i regionen skal utvikles for å sikre strømforsyningen til Oslo og Akershus frem mot 2050. Det er tidligere utgitt flere rapporter som er benyttet som underlag for denne konseptvalgutredningen. Disse, samt annen informasjon om prosjektet, kan finnes på prosjektets nettside.

## Kort om konseptvalgutredningen

Statnett fikk i mai 2013 brev fra Olje- og energidepartementet (OED) om å gjennomføre eksterne kvalitetssikring av konseptvalgutredningen som ligger til grunn for Nettplan Stor-Oslo. Denne skal oversendes OED for uttalelse, før enkeltprosjekter som inngår i planen kan meldes.

Konseptvalgutredningen er utarbeidet etter gjeldene forskrift og tilhørende veileder fra OED (2013). I utredningen beskriver vi behov og overordnede løsninger for å sikre fremtidens strømforsyning i Oslo og Akershus. Vi anbefaler at sentralnettet spenningsoppgraderes for å møte de identifiserte behov, mål og krav knyttet til fremtidens strømforsyning av Oslo og Akershus. Konseptet anbefales fordi det gir størst nyttevirkninger, mens kostnadene er lik eller lavere enn øvrige konsepter. Vi tar ikke stilling til trasevalg eller hvorvidt kabel eller luftledning bør benyttes. Dette vil avklares senere.

Det Norske Veritas (DNV) har gjennomført den eksterne kvalitetssikringen og støtter Statnetts anbefalte konseptvalg. Deres kvalitetsrapport ble ferdigstilt oktober 2013. Denne utredningen, med rapporten fra kvalitetssikrer, oversendes OED for uttalelse.

# Innhold

<b>1. Bakgrunn for prosjektet</b>	<b>10</b>
<b>2. Mandat og målsetninger for prosjektet</b>	<b>12</b>
2.1 Avgrensning og omfang	13
2.2 Nettplan Stor-Oslo utvikles i tre faser	15
<b>3. Behovsanalyse</b>	<b>17</b>
3.1 Historikk og situasjonsbeskrivelse	18
3.2 Normative behov	21
3.3 Etterspørselsbaserte behov	26
3.4 Interessentanalyse	36
3.5 Kategorisering av behov	38
3.6 Oppsummering behovsanalyse – prosjektutløsende behov	38
<b>4. Mål og rammer</b>	<b>40</b>
4.1 Samfunnsmålet for tiltaket	41
4.2 Effektmål	41
4.3 Resultatmål	42
4.4 Rammer (krav)	42
<b>5. Mulighetsstudiet</b>	<b>44</b>
5.1 Nullalternativet	46
5.2 Konsept 1: Reinvestere med dagens spenningsnivå, og beholde dagens nettstruktur.	47
5.3 Konsept 2: Reinvestere med dagens spenningsnivå, og reduksjon av antall forbindelser	48
5.4 Konsept 3: Spenningsoppgradering til 420 kV, og reduksjon av antall forbindelser	50
5.5 Konsept 4: Tiltak på forbrukssiden	51
5.6 Konsept 5: Lokal produksjon av kraft	55
5.7 Grovsiling	59
5.8 Oppsummering og konklusjon mulighetsstudiet	61

<b>6. Alternativanalyse</b>	<b>63</b>
6.1 Metoden følger OEDs og andres veiledning	64
6.2 De viktigste nytte- og kostnadsvirkningene i kortform	66
6.3 Investeringskostnader: Konsept 1 er dyrest	67
6.4 Prissatte virkninger nyttevirkninger	68
6.5 Ikke-prissatte virkninger	74
6.6 Fordelingsvirkninger skiller lite mellom konseptene	79
6.7 Usikkerhetsanalyse investeringer	80
6.8 Rangering og konklusjoner: Konsept 3 er best	80
<b>7. Føringer for forprosjektfasen</b>	<b>82</b>
7.1 Kvalitetssikring av KVV-en og behandling av KVV-en i OED	83
7.2 Gjennomføringsstrategi	83
7.3 Konesjonsprosess	86
7.4 Planlegging av prosjektene og Statnetts portefølje	86
<b>8. Vedlegg og referanser</b>	<b>87</b>

# Sammendrag

Konseptvalgutredningen er utarbeidet etter gjeldende forskrift og tilhørende veileder fra Olje- og energidepartementet (OED). I utredningen anbefaler vi at sentralnettet spenningsoppgraderes for å møte de identifiserte behov, mål og krav knyttet til fremtidens strømforsyning av Oslo og Akershus. Konseptet anbefales fordi det gir størst nyttevirkninger mens kostnadene er lik eller lavere enn øvrige konsepter. Spenningsoppgradering innebærer å øke spenningsnivået fra 300 kV til 420 kV. En slik oppgradering gir økt overføringskapasitet i eksisterende traseer, noe som medfører både en robust og miljøvennlig løsning.

## **Sentralnettet skal gi tilstrekkelig forsyningssikkerhet og kapasitet**

De fleste funksjoner er avhengig av strøm og sikker strømforsyning er en forutsetning for et moderne samfunn. Samfunnets avhengighet av strøm har økt kraftig de senere årene. En viktig årsak er den økende avhengigheten av elektronikk og kommunikasjon, inkludert betalingsløsninger. Sentralnettets rolle er å transportere kraften fra områder hvor den produseres til steder der den forbrukes. På en kald vinterdag forsynes om lag 98 prosent av strømforbruket i Oslo og Akershus via sentralnettet. Et robust sentralnett, med høy grad av forsyningssikkerhet, er derfor en forutsetning for utvikling i regionen.

## **Gamle anlegg med lav kapasitet krever investeringer**

Sentralnettet i Oslo og Akershus ble utviklet fra 1930 til 1990. I dette tidsrommet har det skjedd store endringer i teknisk standard på kraftledninger og i behovene som er lagt til grunn ved utbygging. Man regner med ca. 70 års levetid for ledninger og 50 år for transformatorstasjoner og kabler. Mange anlegg har passert eller vil passere forventet levealder de nærmeste årene. Behovet for utskiftning grunnet alder og normal slitasje er stort.

## **Vekst i forbruket krever økt kapasitet**

Etter 1990 har strømforbruket økt med 30 prosent uten vesentlige investeringer i økt kapasitet i sentralnettet. I topplastperioder er flere av ledningene til regionen belastet helt opp mot sin kapasitetsgrense. Maksimal topplast på 4 250 MW ble målt i januar 2010.

Statnett kan forsyne et forbruk på ca. 4 400 MW i Stor-Oslo og ha normal drift innenfor N-1 kriteriet (nettet tåler en feil uten avbrudd i strømforsyningen). Dersom etterspørselen overskrider dette nivået vil en ekstraordinær og utilfredsstillende driftssituasjon oppstå. I en slik situasjon vil en feil trolig medføre avbrudd på flere hundre MW, over et kortere eller lengre tidsrom, avhengig av hvilken type feil som oppstår.

Det er gjennomført en usikkerhetsanalyse for fremtidig effektbehov i Stor-Oslo.

Analysen viser at:

- Forventet effektbehov i 2050 er 5 900 MW.
- Det er ca. 15 prosent sannsynlighet for et effektbehov over 6 800 MW i 2050.
- Forventet effektbehov i 2070 er 6 800 MW.

Videre viser analysen et stort spenn i prognosene som blant annet avhenger av energieffektiviseringstiltak, inkl. innføring av nye bygningstekniske standarder. Selv med en vellykket innføring av en rekke energieffektiviseringstiltak, forventer vi vekst i forbruket. Utfasing av oljefyring, lading av elbiler samt nytt punktforbruk er viktige faktorer i denne sammenheng. Da dagens kapasitet langt på vei er utnyttet, er det behov for økt kapasitet for å kunne håndtere forbruksutviklingen.

Problemstillingen for sentralnettet i Stor-Oslo er altså todelt:

- Alder: Sentralnettet er gammelt. Det må fornyes og forsterkes for å møte framtidens krav til forsyningsikkerhet.
- Kapasitet: Sentralnettet må dimensjoneres for å møte fremtidens forventede effektbehov.

Det prosjektutløsende behov er:

*Å fremskaffe langsiktig og sikker strømforsyning til Stor-Oslo.*

Det er formulert følgende samfunns mål for tiltaket:

*“Sentralnettet i Stor- Oslo skal sikre langsiktig og sikker strømforsyning til regionen”*

### **Mange konsepter er vurdert, men de fjerner ikke behovet for nettinvesteringer**

Nullalternativet innebærer å fortsette som i dag med nødvendig vedlikehold av nettet. Det er ikke et realistisk alternativ på lengre sikt, da nettet enten vil bryte sammen grunnet alder eller ikke dekke fremtidens krav til kapasitet.

Vi har vurdert ulike konsepter som kan dekke det prosjektutløsende behov, mål og krav som er satt opp for prosjektet. I tillegg til konsepter innenfor nettløsninger har vi vurdert muligheter for tiltak på forbrukssiden, og lokal kraftproduksjon.

- Tiltak på forbrukssiden vil ikke fjerne behovet for nettinvesteringer. Fordi nettet er gammelt, er det uavhengig av fremtidig forbruk, behov for reinvesteringer for å opprettholde sikker strømforsyning. Dersom forbruket av strøm reduseres, er det først og fremst tempoet på investeringene som påvirkes.
- Vi har vurdert ulike teknologier innenfor lokal kraftproduksjon. Felles for disse er at de ikke vil kunne dekke regionens behov for kapasitet eller forsyningsikkerhet.

I praksis er det kun konsepter innenfor nettutvikling som fullt ut kan dekke kravene til kapasitet og tilfredsstillende forsyningssikkerhet. Konseptene innenfor nettutvikling vil alle kunne dekke fremtidens krav til kapasitet i regionen, men vil være ulike på områder som forsyningssikkerhet, arealeffektivitet og overføringstap.

### **Anbefalt konsept: spenningsoppgradering av dagens sentralnett**

Følgende konsepter er vurdert i alternativanalysen:

- Nullalternativet: Fortsette som i dag med nødvendig vedlikehold.
- Konsept 1: Reinvestere med dagens spenningsnivå, og beholde dagens nettstruktur.
- Konsept 2: Reinvestere med dagens spenningsnivå, ny nettstruktur og reduksjon av antall forbindelser.
- Konsept 3: Spenningsoppgradere til 420 kV, ny nettstruktur og reduksjon av antall forbindelser.

Vi anbefaler konsept 3, spenningsoppgradering av dagens sentralnett i Stor-Oslo, for å løse fremtidens mål og krav til sentralnettet i regionen. Spenningsoppgradering innebærer at eksisterende anlegg på 300 kV spenningsnivå bygges om eller erstattes av nye 420 kV anlegg. En slik oppgradering gir økt kapasitet og flere positive effekter.

Prosjektet anbefaler konseptet fordi det har robust lønnsomhet og like bra eller bedre på alle andre faktorer sammenlignet med de øvrige konseptene. Analysen viser følgende:

- Konseptet har kostnadene er lik eller lavere enn øvrige konsepter. Investeringene varierer mellom 15,1 (11,1 nåverdi) og 16,9 (12,1 nåverdi) milliarder kroner. Det er konsept 2 og 3 som har de laveste investeringskostnadene, noe som hovedsakelig skyldes færre kraftledninger.
- Konseptet har den høyeste prissatte nytten, men netto nytte er høy for alle konsepter. Dette skyldes spesielt nytten ved å unngå meget høye kostnader når dagens nett ikke klarer å dekke behovet for kapasitet til regionen i tiden fremover. I tillegg kommer nytten som følge av reduksjon i overføringstapene.
- Konseptet gir den høyeste forsyningssikkerheten. Forsyningssikkerheten er høyest i konsept 1 og 3. Begge konseptene gir en bedre forsyningssikkerhet enn i dag, og sikrer en forsyningssikkerhet på linje med andre storbyer i Norge og i land det er naturlig å sammenligne seg med.
- Konseptet er svært arealeffektivt. Konsept 2 og 3 frigjør anslagsvis 10 000 dekar naturarealer (grovt sett ligger 30 prosent innenfor markagrensen). I tillegg vil arealer i boområder kunne frigjøres. Det er anslått at antall nærføringer i forhold til boliger reduseres med mellom 5 000 til 10 000 (15 – 35 prosent), avhengig av trasevalg i disse konseptene. Konsept 1 frigjør ingen arealer.
- Konseptet har størst fleksibilitet og gis høyest verdi knyttet til realopsjoner. Innen klima og lokal forurensing gir alle konseptene positiv verdi og vurderes likt.



### Anbefalt løsning har robust lønnsomhet

Investeringskostnaden er betydelig for alle konseptene, da dette er omfattende oppgraderinger. Prosjektets størrelse, kompleksitet og varighet tilsier at usikkerheten knyttet til investeringskostnader er betydelig. I tillegg vil det alltid være knyttet usikkerhet til beregninger av kostnader så langt frem i tid. De største usikkerhetsdriverne er markedsrisiko (pris på varer og tjenester) og omfang av kabling i sentrale strøk. Fremtidig kablingspolitikk kan representere større kostnadsusikkerhet enn forskjellen mellom alternativene, men dette er likt for alle konseptene.

Den dominerende nytteverdi kalles "unngått kostnad ved avvist etterspørsel". Dette er et anslag på den samfunnsøkonomiske kostnaden som vil oppstå i årene fremover, dersom man ikke oppgraderer nettet (nullalternativet). I en slik situasjon vil forbruk avvises, fordi det ikke er nok kapasitet i nettet til å dekke etterspørselen. Det vil føre til omfattende avbrudd eller rasjonering i strømforsyningen som kraftig vil bremse utviklingen i hovedstadsområdet. Det er krevende å kvantifisere disse kostnadene, og hvilke enhetskostnader som burde legges til grunn. I tillegg vil det alltid være knyttet usikkerhet til beregning av nytteverdier så langt frem i tid. Usikkerheten til tross, er investeringskostnadene betydelig mindre enn kostnadene som påløper dersom det ikke investeres. Å realisere konseptet er derfor samfunnsøkonomisk lønnsomt. Konseptet medfører også andre nyttevirksomheter, reduserte overføringstap og frigjøring av arealer, som ytterligere styrker konklusjonen.

### Investeringene vil fordeles over mange år

Det er viktig å understreke at investeringene vil pågå i mange år fremover. Investeringstakten vil både tilpasses forbruksveksten og anleggenes tilstand. I dag vurderes 2030 som tidspunktet for siste investering, som betyr at investeringene fordeles over 15 år. Hovedtyngden av investeringene forventes å komme i perioden 2020-2030. Hensyn til kapasitet, gjennomføringsevne eller andre forhold kan imidlertid føre til at investeringene gjennomføres over lengre tid.

### Det haster å komme i gang med de første tiltakene.

Før det fremtidige sentralnettet i Stor-Oslo er på plass må om lag 30 tiltak gjennomføres. Alt henger sammen og vi kan ikke gjøre alt samtidig. Derfor er det viktig at vi kommer i gang raskt, og at vi starter der hvor det haster mest og gevinstene er størst. Statnett har derfor søkt konsesjon for oppgradering av Hamang transformatorstasjon, samt ønsker å søke konsesjon for oppgradering av Smestad transformatorstasjon og etablering av ny kabelforbindelse mellom Smestad og Sogn så raskt som mulig.

For en rekke delstrekninger med tett bebyggelse er både luftledning og kabler vurdert som teknisk løsning. Statnett kan ikke nå ta stilling til om disse strekningene skal bygges med luftledning eller kabler. Dette avgjøres i konsesjonsfasen som kommer senere. Det er gjennomført en omfattende høringsrunde i forhold til alternative trasevalg for sentralnettet i Stor-Oslo. Innspillende tas med videre i prosessen og har betydning for valg av nettstruktur og etterfølgende trasevalg for de tiltak som skal gjennomføres.

1

Oslo

# Bakgrunn for prosjektet

En rekke anlegg har nådd eller nærmer seg den forventede levetiden.

Sentralnettet i og rundt Oslo er gammelt og må fornyes og forsterkes for å møte fremtidens krav til forsyningssikkerhet. I tillegg er dagens sentralnett i Stor-Oslo ikke dimensjonert for å møte ytterligere vekst i etterspørselen etter strøm.

Når strømmen er produsert må den transporteres til kundene. Transportveien består av tre ulike typer strømnett: sentralnett, regionalnett og distribusjonsnett.

Statnett har ansvar for å utvikle og drifte sentralnettet slik at det til enhver tid møter de kravene samfunnet har til energisektoren. Statnett planlegger betydelige investeringer og har en sentral rolle i videreutviklingen av et nordisk og europeisk kraftmarked. Regionalnettene driftes av ulike regionale nettselskap og er bindeleddet mellom sentral- og distribusjonsnettet.

Sentralnettet i Stor-Oslo ble stort sett bygd mellom 1950 og 1980. Anleggene er i dag gamle og må fornyes for å trygge strømforsyningen i fremtiden. Levetiden for ledninger er om lag 70 år og 50 år for transformatorstasjoner. En rekke anlegg har nådd eller nærmer seg den forventede levetiden.

En annen utfordring er at økt strømforbruk har økt belastningen på sentralnettet betydelig. Det er flere forhold som påvirker utviklingen av forbruket, men befolkningsveksten i regionen er en av hovedårsakene. Sentralnettet har flere ganger vært belastet opp mot sin kapasitetsgrense og er ikke dimensjonert for å møte den forventede økningen i etterspørselen.

2



# Mandat og målsetninger for prosjektet

Den overordnede målsetningen i prosjektet er å sikre den langsiktige forsyningen av strøm til Stor-Oslo.

Den overordnede målsetningen i prosjektet er å sikre den langsiktige forsyningen av strøm til Stor-Oslo. Forsyningen av strøm til regionen er særdeles viktig fordi:

- Sentrale samfunnsfunksjoner som handel, kommunikasjon og kollektivtransport stopper opp ved strømbrydd. I et moderne samfunn er behovet for sikker forsyning økende og en forutsetning for verdiskaping og utvikling.
- For å redusere klimagassutslipp og lokal forurensning, vil elektrisitet sammen med andre rene energibærere ta over for fossilt drivstoff i biler, maskiner og bygninger. Således er strømforsyningen sentral for å oppnå gode klimaløsninger.

Sentralnettet i regionen er bygd over en periode på ca. 80 år. I dette tidsrommet har det skjedd store endringer i teknisk standard på kraftledninger, og i behovene som er lagt til grunn ved utbygging. I arbeidet med sentralnettet i Stor-Oslo, vil Statnett legge vekt på å finne løsninger som er bedre tilpasset dagens og framtidens behov.

## 2.1 Avgrensning og omfang

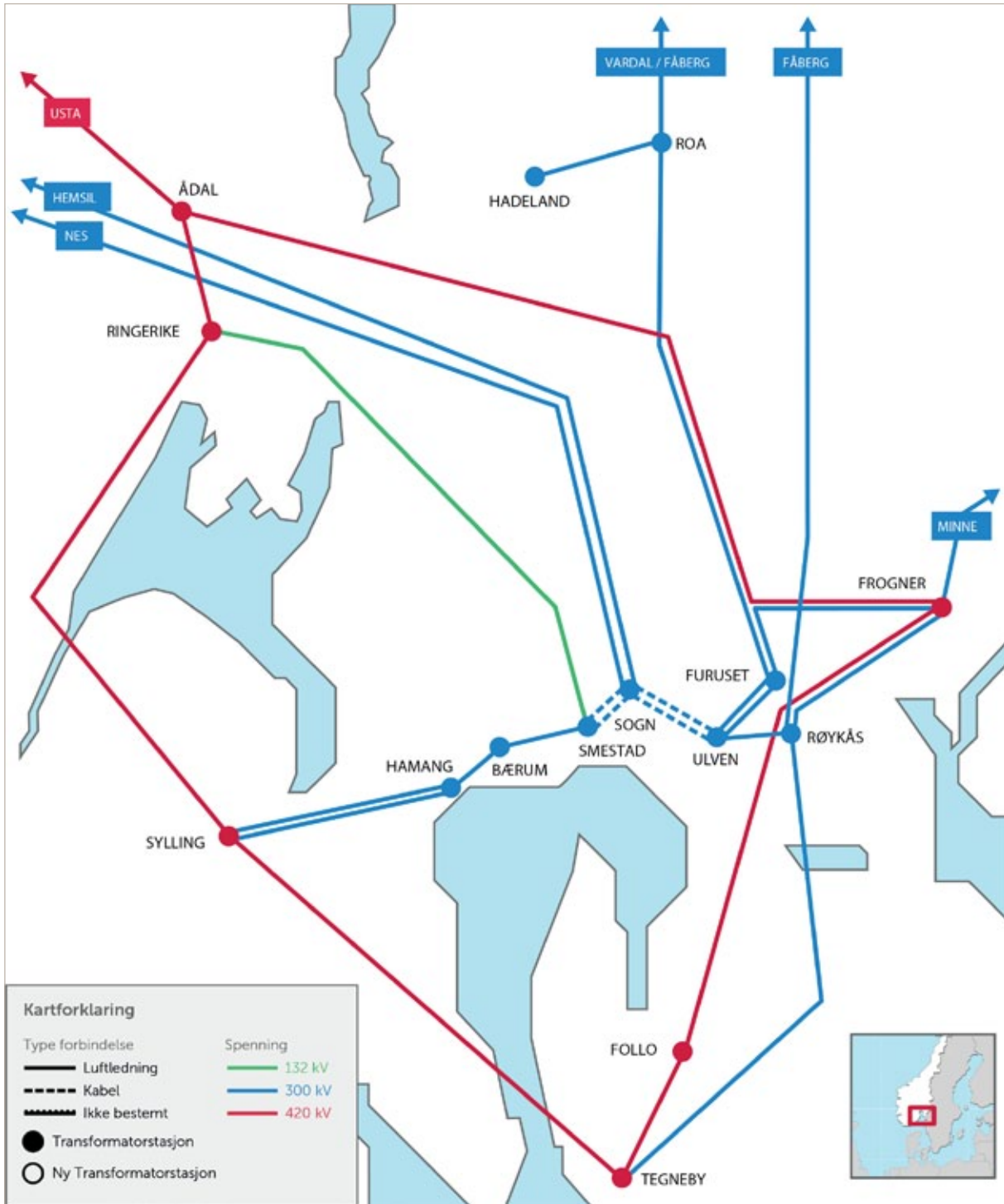
Kraftnettet i Norge omfatter sentralnett, regionalnett og distribusjonsnett. Sentralnettet som forsyner Oslo og Akershus består av 21 ledninger på til sammen ca. 1 000 km. I tillegg er det 10 transformatorstasjoner innenfor Oslo og Akershus og ytterligere 9 omliggende<sup>1</sup> stasjoner knyttet til innføringsledningene. Gjennom transformatorstasjonene i regionen forsynes et omfattende regionalnett som videre forsyner det underliggende distribusjonsnettet.

Prosjektets hovedfokus er hvordan sentralnettet i regionen skal utvikles, men samspeilet med regionalnettet er sentralt. Selv om det er utenfor prosjektets mandat å planlegge regionalnettet, kan grep i sentralnettet påvirke utformingen av regionalnettet. Prosjektet gjennomføres derfor i samarbeid med Hafslund som har ansvar for regional- og distribusjonsnettet i området. Sentralnettet og regionalnettet har i mange tilfeller til dels overlappende funksjon. Regionalnettet kan eksempelvis tjene som reserve ved feil i sentralnettet.

Totalt 35 kommuner i Oslo, Akershus, Buskerud og Oppland kan bli berørt av planen omfattet av Nettplan Stor-Oslo. Figur 1 viser et oversiktsbilde over sentralnettet og transformatorstasjoner som inngår i prosjektet. En nærmere beskrivelse av hvilke ledninger, kabler og stasjoner som inngår i Stor-Oslo er beskrevet i Figur 3 og Figur 4. Det har vært viet mest tid til å finne løsninger for sentralnettet i Oslo og sentrale deler av Akershus, da dette er områder med de største utfordringene hva gjelder plassering av lednings- og stasjonsanlegg.

<sup>1</sup>) Tallet inneholder også to mulige helt nye stasjoner.

**Figur 1**  
Dagens nettstruktur i Stor-Oslo.



## 2.2 Nettplan Stor-Oslo utvikles i tre faser

Denne rapporten anbefaler konsept for langsiktig og sikker strømforsyning i Stor-Oslo. Prosjektet er gjennomført i 3 faser, før gjennomføring, som illustrert i Figur 2:

**Figur 2**

Faser og overordnet tidsplan for gjennomføring av prosjektet.

Fase	1. Kartlegging	2. Alternativanalyse	3. Konseptvalg	Gjennomføring
Tid	2011	2012	2013	
Leveranse	Behovs- og situasjonsbeskrivelse	Løsningsalternativer	Konseptvalgutredning	<p><b>For hvert planlagt tiltak:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Detaljert planlegging</li> <li>- Konesjonssøknad</li> <li>- Investeringsbeslutning</li> <li>- Prosjektering</li> <li>- Utbygging</li> </ul>

- **Fase 1 er en behovsanalyse.** I denne fasen skal behovet for utviklingen av nettet kartlegges og beskrives. Resultatene fra denne fasen skal legge grunnlaget for det videre arbeidet i å identifisere alternative løsninger. Behovsanalysen ble utgitt november 2011 og kan leses som vedlegg 2.
- **Fase 2 er en alternativanalyse.** I denne fasen av skal man identifisere og analysere ulike alternativer som kan oppfylle behovene som er identifisert i fase 1. I tillegg til å vurdere ulike løsninger på nettsiden, skal man også vurdere alternativer som kan redusere behovet for forsterkning og utbygging av nett. Alternativanalysen ble utgitt i november 2012 og kan leses som vedlegg 1.
- **Fase 3 er å utvikle en konseptvalgutredning og lage en plan.** Statnett fikk den 23. mai 2013 brev fra OED om å gjennomføre ekstern kvalitetssikring av konseptvalgutredningen som ligger til grunn for Nettplan Stor-Oslo. Denne skal oversendes OED for uttalelse, før enkeltprosjekter som inngår i planen kan meldes. Utredningen skal være i tråd med veileder og metodikk anbefalt av OED (2013). Dette dokument er søkt utformet etter gjeldende veileder og ekstern kvalitetssikring er gjennomført.
- Basert på uttalelsen fra OED og alternativanalysen i fase 2, med tilhørende høringsinnspill, vil Statnett utarbeide en plan for utviklingen av sentralnettet i Stor-Oslo. Planen skal beskrive fremtidens sentralnett (valgt alternativ) og anbefalinger for trinnvis utvikling av dette. En slik plan forventes å foreligge i første halvdel av 2014.

Nettplan Stor-Oslo skal gi en overordnet og helhetlig løsning for sentralnettet i Stor-Oslo, og vil inneholde en oversikt over ulike tiltak over mange år. Hvert enkelt tiltak i planen må imidlertid igjennom en omfattende og formell beslutningsprosess før bygging kan starte. Alle vesentlige endringer i sentralnettet krever konsesjon fra NVE.

Underlagsrapporter til denne konseptvalgutredning er:

Rapport (dokument)	Utgitt	Kort beskrivelse	Link
Alternativanalyse for ny sentralnettløsning i Oslo og Akershus	November 2012	Beskriver fremtidige mulige alternativer for å forsyne Stor-Oslo med strøm basert på behov, mål og krav til fremtidig løsning.	Vedlegg 1
Behovsanalyse for dagens sentralnettløsning i Oslo og Akershus	November 2011	Rapporten gir en oversikt over behovet for å oppgradere sentralnettet. Herunder historisk utvikling, alder og tilstand på anlegg og scenarier for fremtidig strømforbruk.	Vedlegg 2
Energi og effektprognoser for Oslo og Akershus mot 2050	November 2011	Rapporten gir en utdypende beskrivelse av driverne for utviklingen av etterspørselen og en utdypet beskrivelse av de 3 scenariene for fremtidig strømforbruk som ble beskrevet i vedlegg 2.	Vedlegg 3
Usikkerhetsanalyse for fremtidig effektbehov	Juni 2013	Rapporten gir en prognose for fremtidig forventet effektbehov basert på vedlegg 3. Rapporten tar inn ny informasjon siden 2011 og angir usikkerheten i det fremtidige effektbehovet.	Vedlegg 4
Alternativer til nettinvesteringer	Mars 2012	Rapporten beskriver mulige tiltak på forbrukssiden for å redusere det fremtidige effektbehovet.	Vedlegg 5
Ny produksjon i Stor-Oslo/ Østlandsområdet	November 2012	Rapporten beskriver potensialet for lokal kraftproduksjon som kan dempe behovet for nettinvesteringer.	Vedlegg 6
Samfunnsøkonomisk analyse av investeringer i nytt sentralnett i Oslo og Akershus	Juni 2013	Rapporten inneholder en samfunnsøkonomisk analyse av konseptene som inngår i vedlegg 8. Rapporten anbefaler også konsept.	Vedlegg 7

Alle vedlegg finnes på vår hjemmeside [storoslo.statnett.no](http://storoslo.statnett.no)





# Behovsanalyse

Dette kapittelet bygger på dokumentet “Behovsanalyse for ny sentralnettløsning Oslo og Akershus”, som ble offentliggjort den 23. november 2011 (se vedlegg 2). Behovsanalysen bygger på overordnede nasjonale og strategiske behov (normative behov), ulike prognoser for strømforsyning (etterspørselsbaserte behov) og behov fra ulike grupper som har interesser av sentralnettet i Oslo og Akershus (interessentgruppers behov).

## 3.1 Historikk og situasjonsbeskrivelse

### 3.1.1 Stor utbygging av vannkraft og kraftledninger fra 1950 til 1980-tallet

Det meste av sentralnettet inn til og i Oslo og Akershus er bygd i perioden fra 1950 til 1980. Etter krigen bygde Oslo lysverker 220 kV kraftledninger, som i ettertid ble oppgradert til 300 kV. Det ble bygd kraftledninger opp Gudbrandsdalen for å overføre kraft fra Øvre og Nedre Vinstra, der det ble bygd store vannkraftanlegg fra 1953 – 1960. Likevel klarte man ikke å dekke etterspørselen etter kraft til oppvarming og nytt elektrisk husholdningsutstyr som kjøleskap og vaskemaskiner. Rasjonering var derfor vanlig inntil 1960.

Frem til 1953 var kraftledningsnettet i Oslofjordområdet preget av at det ble bygd direkte forbindelser fra kraftverkene inn til Oslo. I 50-årene ble det imidlertid etablert et kabelanlegg som forbandt Smestad, Sogn og Ulven. Slik ble forsynings-sikkerheten til disse stasjonene styrket ved at de kunne forsynes fra flere ledninger. Dette økte kapasiteten og reduserte sårbarheten for feil. Da kraften fra Østlandsdalførene ikke lenger var tilstrekkelig for å dekke Oslos behov, ble det nødvendig å transportere kraft fra nye områder.

NVE-Statkraftverkene forsterket nettet rundt Oslo i 1980-årene, blant annet for å kunne overføre mer kraft fra de store statlige kraftutbyggingene på Vestlandet. Fram mot 1990 ble 420 kV-nettet forsterket i den såkalte “Osloringen”. Osloringen er en 420 kV forbindelse rundt Stor-Oslo (Frogner-Follo-Tegneby-Syilling-Ringerike-Ådal-Frogner) som ble ferdigstilt med Frogner-Follo i desember 1987. (Ringene ga et stort løft for forsynings-sikkerheten til Oslo-området, ved at kraft kunne hentes ut nærmest hvor som helst i ringen. De siste 20 årene er det gjort få investeringer i sentralnettet i Oslo og Akershus. Utfordringen er at utstyret er gammelt, og må fornyes og forsterkes for å trygge strømforsyningen i framtiden. Levetiden er om lag 70 år for ledninger og 50 år for transformatorstasjoner. En rekke anlegg har nådd eller nærmer seg denne levetiden.

Under følger Figur 3 som viser alder på ledninger og kabler, samt Figur 4 som viser alder på stasjoner.

**Figur 3**

Alder og beregnet utskiftningsår for ledninger og kabler

**Alder og beregnet utskiftningsår for ledninger**

300 kV luftledninger	Idriftsatt	> 70 år	km
Sylling - Hamang 1	1951	2021	17
Sylling - Hamang 2	1990	2060	17
Ringerike - Smestad	1928	1998	40
Nes - Sogn	1956	2026	129
Hemsil - Sogn	1949	2019	138
Ulven - Fåberg	1953	2023	146
Røykås - Fåberg	1963	2033	142
Furuset - Frogner	1967	2047	21
Ulven - Furuset	1967	2037	5
Frogner - Røykås	1974	2044	16
Røykås - Ulven	1960	2030	7
Røykås - Tegneby	1962	2032	49
Hamang - Bærum	1952	2022	5
Bærum - Smestad	1952	2022	7

420 kV luftledninger	Idriftsatt	> 70 år	km
Sylling - Tegneby	1975	2045	50
Sylling - Tegneby (sjøkabel)	2015	2065	4
Ådal - Frogner	1967	2037	71
Frogner - Follo	1987	2057	45
Follo - Tegneby	1977	2047	27

300 kV kabler	Idriftsatt	> 50 år	km
Smestad-Sogn NV1	1956	2006	5
Smestad-Sogn NV2	1977	2027	5
Sogn-Ulven NØ1	1958	2008	6
Sogn-Ulven NØ2	1969	2019	9

**Figur 4**

Alder fordelt på stasjoner

**Alder fordelt på stasjoner**

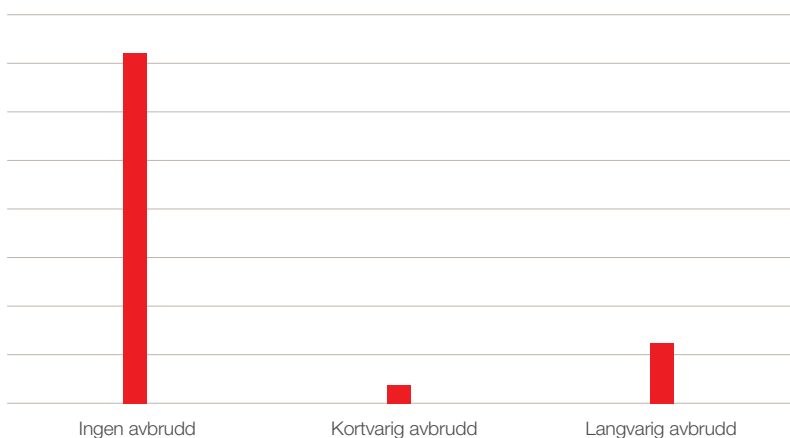
Stasjon	Idriftsettelsesår per spenningsnivå		
	1. gang	300 kV	420 kV
Sylling	1967	1967	1971
Hamang	1951	1965	-
Bærum	1986	1986	-
Smestad	1928	1956	-
Sogn	1949	1963	-
Ulven	1953	1962	-
Furuset	1967	1967	-
Røykås	1969	1962	-
Frogner	1973	1974	1978
Follo	1977	-	1977
Tegneby	1959	1962	-
Ringerike	1984	-	1984
Ådal	1984	-	1984
Roa	1998	1998	-
Vardal	1968	1968	-
Fåberg	1953	1959	-
Nes	1967	1967	-

### 3.1.2 Har skjedd omfattende strømbrudd de senere årene

Selv om påliteligheten i det norske sentralnettet er god, er det likevel en rekke driftsforstyrrelser i sentralnettet. Driftsforstyrrelsene kan skyldes at komponenter svikter, eller ytre påvirkninger som værforhold. I snitt er det én driftsforstyrrelse hver dag på spenningsnivåene fra 132 kV og oppover. Tar vi med feil på lavere spenningsnivåer, er tallet langt høyere. Figur 5 viser at bare et fåtall av driftsforstyrrelsene fører til avbrudd i strømforsyningen. Det er fordi nettet er dimensjonert for å tåle en feil uten at det oppstår strømbrudd.

**Figur 5**

Gjennomsnittlig antall driftsforstyrrelser i 132-420 kV-nettet etter avbruddsvarighet 2000-2009



Til tross for at påliteligheten i kraftsystemet er god, har det de senere årene vært flere store avbrudd i strømforsyningen. Uvær er en viktig årsak til slike omfattende strømbrudd.

Et eksempel på et større strømbrudd i Akershus finner vi på Øvre Romerike. Natt til 26. januar 2011 ble en strømkabel skadet på Gardermoen under arbeider på flyplassen og to av tre transformatorer i Statnetts stasjon på Frogner skadet ble satt ut av spill. Dette medførte strømbrudd over store deler av Øvre Romerike. Feilen skjedde i en svært kald vinterperiode, og det var ikke ledig kapasitet i systemet til å dekke hele kraftbehovet. På det meste var 7 500 kunder koblet ut. Oppfordringer om å bruke mindre strøm ga ikke nevneverdige resultater. Forsyningssikkerheten var svekket på Øvre Romerike i flere uker etter denne hendelsen.

### 3.1.3 Nettet ikke forsterket siden 1990

De siste 20 årene er det ikke gjort store investeringer i sentralnettet i Stor-Oslo. I samme tidsrom har forbruket økt vesentlig. Det har vært mulig fordi det var god kapasitet i det nettet som ble bygd i tiden frem til 1990. Forbruket siden da har økt slik at det meste av den ledige kapasiteten er borte. Flere av ledningene inn til området belastes nå opp mot sin kapasitetsgrense i topplastperioder. I tillegg er deler av nettet gammelt, noe som øker sannsynligheten for at feil kan oppstå. Det er stor usikkerhet knyttet til fremtidig strømforbruk i Stor-Oslo. Skulle man oppleve en tilsvarende vekst de neste 10 - 20 årene, vil sentralnettet i regionen ikke kunne takle dette uten vesentlige forsterkninger. Men selv uten vekst i strømforbruket må nettet fornyes fordi det er så gammelt.

### 3.2 Normative behov

De normative behovene er forankret gjennom politiske målsettinger, lover og forskrifter.

#### 3.2.1 St. meld. nr. 14 – ”Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet”

Regjeringen har i stortingsmelding nr. 14 (2011-2012) av 2.mars 2012, ”Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet”(Nettmeldingen), lagt fram politikken for utbygging og reinvesteringer i det sentrale overføringsnettet for strøm. Noen av hovedpunktene i meldingen er:

- Regjeringen legger stor vekt på at vi skal ha tilstrekkelige sikkerhetsmarginer i nettet, og en tilfredsstillende forsyningssikkerhet for strøm i hele landet. Dette skal vektlegges sterkt i vurderingen av nettprosjektene. Det er rasjonelt at investeringer i sentralnettet planlegges ut fra at feil på én komponent normalt sett ikke skal gi avbrudd for forbrukere (N-1-kriteriet).
- Regjeringens vurdering er at luftledning i de fleste tilfeller vil være mest samfunnsmessig rasjonelt i sentralnettet, mens kabel ofte er mest samfunnsøkonomisk lønnsomt i distribusjonsnettet. Sentralnettet skal fortsatt i all hovedsak bygges som luftledninger.
- Et godt utbygget nett er nødvendig for å kunne ta i bruk mulighetene vi har til økt fornybar kraftproduksjon, og for utvikling av miljøvennlig næringsliv. Det er også viktig for å gi sikker tilgang på strøm i alle deler av landet og for å ha tilstrekkelig overføringskapasitet mellom regioner, slik at det blant annet ikke blir langvarige store prisforskjeller mellom områder.
- De negative virkningene av å være for sent ute med investeringer i det sentrale overføringsnettet er store. Normalt vil konsekvensene av å investere for lite eller for sent være større enn konsekvensene av å investere for mye. Det har vært en viktig og god forbedring i utnyttelsen av det eksisterende nettet, men i noen områder er overføringskapasiteten blitt for liten. Det er derfor nødvendig å heve overføringskapasiteten.

Regjeringen har følgende mål som har konsekvenser for modernisering og utbygging av strømmettet:

- Sikker tilgang på strøm i alle deler av landet.
- Høy fornybar elektrisitetsproduksjon.
- Legge til rette for næringsutvikling som krever økt krafttilgang, som kraft fra land til petroleumsvirksomhet og industrivirksomhet.
- Tilstrekkelig overføringskapasitet mellom regioner, slik at det blant annet ikke blir langvarige store forskjeller i strømpris mellom områder.
- Et klimavennlig energisystem som tar hensyn til naturmangfold, lokalsamfunn og andre samfunnsinteresser.

#### 3.2.2 Nettmeldingens omtale av Nettplan Stor-Oslo

Nettplan Stor-Oslo er kort beskrevet i Nettmeldingen. Følgende skrives om prosjektet under avsnitt 3.3.1 Øst-Norge på side 30:

”Deler av overføringsnettet i Øst-Norge skriver seg fra 1950- og 1960-tallet. Området har derfor behov for oppgradering og utskifting av dette utstyret i relativ nær fremtid. Statnett er, i samarbeid med blant andre Hafslund og Enova, i gang

med å utarbeide en helhetlig plan for Oslo-området (Nettplan Stor-Oslo), med en langsiktig strategi for reinvesteringer og tiltak i området”.

Meldingen omtaler langt mer enn det som er beskrevet i denne rapporten, og kan leses separat.

### 3.2.3 Opprettelsen av Statnett SF

Det vises til St.prp. nr. 100 (1990-1991) omorganisering av Statkraft, som var grunnlaget for å omdanne Statkraft fra å være en del av statsforvaltningen til å bli en selvstendig juridisk enhet, jf. Innst. S. nr. 28 (1991-1992). Samtidig ble statens kraftproduksjon (konkurransesatt virksomhet) og statens anlegg for overføring av kraft (monopolvirksomheten) skilt i separate statsforetak; Statkraft og Statnett. Statnett startet sin virksomhet 1. januar 1992 og har det sentrale ansvaret for driftskoordineringen, oppgaven som eier av statens del av sentralnettet, samt ansvaret for sentralnettsordningen og kraftsystemplanlegging i sentralnettet. Statnett er gjennom St.prp. nr. 100 (1990-91) gitt oppgaven som eier av statens del av overføringsnettet. Det ble blant annet forutsatt at Statnett skal være ansvarlig for gjennomføringen av nyinvesteringer.

### 3.2.4 Statnett SFs organisering og oppgaver

Stortinget vedtok 19. februar 2002 Statnetts oppgaver som systemansvarlig nettselskap:

- Å være ansvarlig for koordinering og daglig styring av hele det norske kraftsystemet.
- Å drive sentralnettet, inklusive utlandsforbindelser, så effektivt som mulig.

I Innst. S. nr. 83 (2001-2002, Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om gjennomgang av Statnett SFs organisering og oppgaver), er Statnetts oppgaver og ansvar nærmere beskrevet.

Under følger en kort beskrivelse av Statnetts ansvar og oppgaver i henhold til ovennevnte innstilling.

Statnett er tillagt oppgaven som systemansvarlig i det norske kraftsystemet, oppgaven som sentralnettsoperatør, ansvaret for kraftsystemplanleggingen i sentralnettet, samt ansvaret for regulerkraftmarkedet og tilhørende avregning. Statnett er i tillegg en betydelig netteier. Videre er Statnett ilagt oppgaver i forbindelse med beredskaps- og rasjoneringsituasjoner.

Statnetts virksomhet og oppgaver er regulert i energiloven og tilhørende forskrifter.

### 3.2.5 Energiloven

En viktig regulering for Statnetts virksomhet finnes i energiloven og tilhørende forskrifter. Leveringsplikten av strøm er regulert i Energiloven § 3-3 (Leveringsplikt) som blant annet lovfester leveringsplikten av strøm. Den lovmessige plikten til å foreta nødvendige nettinvesteringer er regulert i energiloven § 3-4 (Tilknytningsplikt).

Energilovens § 3-3 (Leveringsplikt) sier blant annet: “Den som gis områdekonsesjon etter § 3-2 skal levere elektrisk energi til abonnentene innenfor det geografiske området konsesjonen gjelder for”.

Energilovens § 3-4 (Tilknytningsplikt) sier blant annet: “Alle som innehar konsesjoner for nettanlegg etter dette kapittel, har plikt til å tilknytte nye anlegg for produksjon av elektrisk energi og nye anlegg for uttak av elektrisk energi som ikke omfattes av § 3-3, og om nødvendig investere i nettanlegg. Den samme plikten gjelder ved produksjons- og forbruksøkninger som medfører behov for investeringer i nett. Plikten til å foreta nødvendige investeringer i nettanlegg etter denne bestemmelsen gjelder alle konsesjonærer der tilknytningen utløser et investeringsbehov”.

### 3.2.6 Behov for forsyningsikkerhet

Kravene til forsyningsikkerhet av strøm er svært høy. Under følger en oversikt over hva myndighetene og Statnett definerer som krav til forsyningsikkerhet.

#### Hva betyr forsyningsikkerhet i praksis?

I Stortingsmelding 14 (2011/2012) står blant annet følgende omtalt som forsyningsikkerhet på side 46:

”Nettselskapene er forpliktet til å opprettholde en sikker forsyning og, om nødvendig, bygge ut nettet. De eksakte kravene til forsyningsikkerhet er ikke nedfelt i lovverket, men N-1-kriteriet er i praksis retningsgivende i samtlige av landene, enten uformelt eller gjennom tekniske retningslinjer for nettdriften og -utviklingen. Kriteriet innebærer at nettet som hovedregel skal tåle utfall av én komponent uten at sluttbrukere opplever avbrudd. Den eksakte definisjonen av kriteriet varierer mellom landene, blant annet med hvordan kriteriet operasjonaliseres i vedlikeholdssituasjoner og hva slags utfallsrom det testes mot. Det finnes også eksempler på at strengere kriterier legges til grunn. I Sverige er N-2-kriteriet benyttet historisk for å dimensjonere nettet inn mot store byer og annen viktig infrastruktur”.

#### Forsyningsikkerheten er større i andre store byer enn i Oslo

I flere andre store byer i Norge er forsyningsikkerheten høyere enn hva et rent N-1 kriteriet skulle tilsi. Dette skyldes at nettet alene har en forsyningsikkerhet tilsvarende N-1, men at nettet også understøttes av lokal produksjon. Det er da mulig å gjenopprette hele eller deler av forsyningen ved å øke produksjonen i lokale kraftverk. Fraværet av lokal produksjon, i kombinasjon med antallet kunder og størrelsen på forbruket er derfor sterke argumenter for at sentralnettet i Oslo bør inneha en forsyningsikkerhet utover et rent N-1 krav. Konsernledelsen i Statnett har derfor vedtatt en presisering (angitt i kursiv) til interne planleggingskriterier:

”Nettet skal planlegges slik at feil på en enkelt komponent normalt ikke skal gi avbrudd for forbruk (N-1). Enkeltutfall ved intakt nett skal maksimalt føre til bortfall av 200 MW forbruk av inntil 1 times varighet. *Dersom det oppstår en ytterligere feil før første feil er rettet, skal det som minimum være mulig å gjenopprette forsyningen av alt forbruk innen 2 timer*”.

Dette vedtaket er en presisering av kravet til forsyningssikkerhet som er omtalt i Stortingsmelding nr. 14 (2011/2012). For Stor-Oslo, der de fleste sentralnettstasjonene har forbruk over 200 MW, betyr det første leddet i praksis at vi planlegger nettet så det ikke skal bli avbrudd etter én feil. Det andre leddet sier at vi godtar avbrudd ved to feil, men at det skal være mulig å gjenopprette forsyning av forbruket innen to timer.

### **Kraftsystemet er samfunnskritisk infrastruktur**

Myndighetene (NOU 2006:6) definerer kritisk infrastruktur som "de anlegg og systemer som er helt nødvendige for å opprettholde samfunnets kritiske funksjoner, og som igjen dekker samfunnets grunnleggende behov og befolkningens trygghetsfølelse". Tre forhold gjør at kraftsystemet er definert som en samfunnskritisk infrastruktur:

- Avhengigheten av kraft er total i et moderne, komplekst samfunn. Så godt som alle funksjoner stopper opp enten umiddelbart eller etter en kort periode uten tilgang på strøm. All annen infrastruktur blir påvirket ved strømbrudd. All verdiskapning i samfunnet er avhengig av strøm. Så godt som alle prosesser i næringslivet stanser uten strøm. Selv korte strømbrudd kan få større konsekvenser for næringslivet.
- For store deler av forbruket finnes det ingen alternativer til strøm. De funksjonene i samfunnet som er kritiske for liv og helse har nødstrømsaggregater. Dette gjelder eksempelvis sykehus. Dette dekker imidlertid kun de aller mest kritiske funksjoner. De fleste bygg er avhengig av strøm til oppvarming.
- All annen infrastruktur blir påvirket ved strømbrudd. I tillegg til kraft- og kommunikasjonssystemer er vann og avløp, transportsystemer, olje- og gassforsyning og bank-/finanssystemer definert som samfunnskritiske infrastrukturer. Alle disse funksjonene er avhengig av strøm. Pumper og renseanlegg innen vann og avløp vil ikke fungere ved strømstans og problemer i avløpssystemet kan gi hygieniske utfordringer. All banegående trafikk vil stoppe momentant, og reisende må evakueres fra tunneler. Også veitrafikk rammes av strømbrudd ved at trafikklys og bensinpumper ikke fungerer.

### **Forventninger til forsyningssikkerhet kan bli høyere i fremtiden**

5.mars 2012 avga Energiutvalget rapporten "*Energiutredningen – verdiskaping, forsyningssikkerhet og miljø*" til Olje – og energidepartementet (OED). Rapporten beskriver blant annet trender som påvirker forsyningssikkerheten. Under følger et utdrag fra denne delen av rapporten:

"Forsyningssikkerhet har fått større oppmerksomhet fordi samfunnets og den enkeltes avhengighet av elektrisk energi har økt og forventes å øke ytterligere. Velstandsøkningen og den teknologiske utviklingen er to grunner til dette. Med økonomisk vekst øker etterspørselen etter produkter som krever elektrisk energi. Den teknologiske utviklingen har gjort elektriske produkter rimeligere og vanligere blant husholdninger og bedrifter. Stadig flere prosesser utnytter IKT og er dermed i stor grad avhengig av strøm for å fungere. Utviklingen har økt kravene til leveringskvaliteten for strøm.

Som følge av den økonomiske veksten har verdiskapning per kWh steget, noe



som i seg selv øker kostnadene ved avbrudd i energileveransene. Kravene til forsyningsikkerhet kan ventes å øke over tid.

Tilflytting til byene bidrar til at energiforbruket vokser på steder som typisk ligger langt unna kraftverkene. Kravet til forsyningsikkerhet øker da behovet for kapasitet i nettet. På den annen side kan sammensetningen av energibruken være annerledes i byene. Blant annet betyr sentralisert bosetting en bedre mulighet for fjernvarme. Den totale virkningen på forsyningsikkerheten av endringer i bosetningsmønster og næringsstruktur er usikker.

Et vesentlig trekk ved elektrifiseringen av dagliglivet, både i hjemmene og på arbeidsplassene, er at det vokser fram teknologier for bedre styring og kontroll av energiforbruket. Resultatet av en slik utvikling kan være noe mindre behov for effektkapasitet og eventuelt energi, enn vi ellers ville hatt<sup>2</sup>.

### 3.2.7 Internasjonale føringer og forpliktelser

EU har vedtatt et nytt fornybardirektiv 2009/28 som fremmer fornybar energi. Direktivet er EØS-relevant og trådte i kraft i Norge 20. desember 2011. Konsekvensen er at Norge innen 2020 skal nå en fornybarprosent på 67,5. I direktivet vektlegges behovet for utbygging av nettet for å imøtekomme ny fornybar kraftproduksjon.

### 3.2.8 Klimaforliket vil påvirke etterspørselen

Energi- og miljøkomiteens innstilling til Stortinget, Innst. 390 S (2011-2012) til stortingsmelding nr. 21 (2011-2012) ble vedtatt i Stortinget 11.6.2012. Statnett har identifisert spesielt tre forhold som kan ha betydning for etterspørselen etter strøm i fremtiden:

1. Komiteens innstilling om at:

«Stortinget ber regjeringen innføre forbud mot fyring med fossil olje i husholdninger og til grunnlast i øvrige bygg i 2020. Dette forutsetter støtteordninger fra 2013 og øvrige virkemidler i en overgangsperiode. Forbudet og utfasingen må utformes med nødvendige unntak og slik at forsyningsikkerheten ivaretas. Unntakene utredes nærmere før forbudet endelig vedtas.»

Bare i Oslo<sup>2</sup> er det om lag 18 000 oljetanker av ulik størrelse. Oljefyring stod i 2009 for nesten 1 TWh av stasjonær energibruk i Oslo og 0,5 TWh i Akershus, eksklusiv industriell bruk. En utfasing av disse innen 2020 vil føre til en helt eller delvis konvertering til elektrisitet. Siden dette er strøm til oppvarming må vi ta høyde for at denne økningen skjer den kaldeste dagen, og dermed vil øke behovet for overføring av kraft til Oslo-regionen. Statnett<sup>3</sup> har anslått utfasingen til å øke forbruk med om lag 200 MW.

2. Komiteens innstilling om at:

«Stortinget ber regjeringen legge frem forslag for Stortinget med virkemidler som bidrar til å utløse betydelig energieffektivisering og energiomlegging fra fossile til miljøvennlige kilder i private husholdninger».

<sup>2</sup> Oslo kommune har parallelt med Klimameldingen lagt frem et forslag til strategi for utfasing av oljefyring. Her er også målsetningen full utfasing av all oljefyring innen 2020.

<sup>3</sup> Basert på notat fra konsultantselskapet Kanak.

En innskjerping av krav til energieffektivisering i bygg og virkemidler som bidrar til å utløse energieffektivisering, kan peke mot lavere energi- og effektforbruk i bygningsmassen i Oslo og Akershus. Dette tiltaket vil isolert sett peke i retning av trendene som er lagt til grunn i det laveste scenarioet i forbruksprognosen.

3. Komiteens innstilling om at:

«Dagens avgiftsfordeler for kjøp og bruk av rene nullutslippsbiler videreføres ut neste stortingsperiode (2017), så fremt antall rene nullutslippsbiler ikke overstiger 50 000. »

En fortsatt avgiftsfordel for kjøp av rene nullutslippsbiler vil bidra til en fortsatt økning i antall el-biler i Oslo-området. Det er tatt høyde for en betydelig økning av el-biler i det høyeste scenarioet i forbruksprognosen. Det er i stor grad hvilket lademønster som velges for el-biler i fremtiden, som vil virke inn på effektbehovet i Oslo-området.

### 3.2.9 Oppsummering normative behov

Statnett er gjennom St.prp. nr. 100 (1990-91) gitt oppgaven som eier av statens del av overføringsnettet. Det ble blant annet forutsatt at Statnett skal være ansvarlig for gjennomføringen av nyinvesteringer.

Statnett har ansvaret for sentralnettet, og dette er forankret gjennom stortingsvedtak av 19. februar.

Behovet for investeringer i sentralnettet i Oslo og Akershus er forankret gjennom utfyllende omtale i Stortingsmelding nr. 14 (2011/2012).

En viktig regulering for Statnetts virksomhet finnes i energiloven og tilhørende forskrifter. Leveringsplikten av strøm er regulert i Energiloven § 3-3. (Leveringsplikt) som blant annet lovfester leveringsplikten av strøm. Den lovmessige plikten til å foreta nødvendige nettinvesteringer er regulert i energiloven § 3-4. (Tilknytningsplikt)

De viktigste normative behovene som må ivaretas for dette prosjektet er som følger:

- Sikker tilgang på strøm i Stor-Oslo
- Behovene for forsyningssikkerhet (N-1 som et planleggingskrav)
- Behovene for et klimavennlig energisystem
  - o reduksjon i inngripen i nærmiljøet (arealeffektivitet<sup>4</sup>)
  - o reduksjon i (lokal) forurensning
- Behov som fremkommer av klimaforliket

### 3.3 Etterspørselsbaserte behov

Dette avsnittet baserer seg på rapporten *“Energi - og effektprognoser for Oslo og Akershus mot 2050”* (vedlegg 3). Rapporten er utarbeidet av Statnett og Hafslund. I tillegg bygger avsnittet på rapporten *“Usikkerhetsanalyse for fremtidig effektbehov”* (vedlegg 4). Rapporten er utarbeidet av KANAK.

I rapporten *“Energi - og effektprognoser for Oslo og Akershus mot 2050”* ble det

<sup>4</sup> Under behovet for arealeffektivitet inngår behov som behovet for færre nærforinger, behovet for redusert støy, behovet for redusert magnetfelt og behovet for mindre visuelle forstyrrelser

utarbeidet tre scenarier for fremtidig effektbehov. Scenariene inneholdt en rekke faktorer som påvirker effektbehovet, men inneholdt ingen forventning om det fremtidige effektbehovet. Rapporten "Usikkerhetsanalyse for fremtidig effektbehov" bygger og inneholder forventningsverdier for det fremtidige effektbehovet. Rapporten er oppdatert med ny informasjon siden første rapport i 2011.

### 3.3.1 Hva driver etterspørselen etter strøm?

Den fremtidige etterspørselen etter strøm vil hovedsakelig være avhengig av tre forhold:

1. En sterk forventet befolkningsvekst i Oslo og Akershus vil isolert sett bidra til vekst i strømforbruket.
2. Høyt fokus på energieffektiviserende tiltak vil isolert sett bidra til reduksjon i strømforbruket.
3. Etterspørselen etter strøm er avhengig av hvilke energikilder som benyttes til ulike formål i fremtiden. Eksempelvis vil en forventet økning i antall elbiler bidra til økt etterspørsel etter strøm. På den andre siden vil eksempelvis lover og forskrifter som stiller krav til alternativ oppvarming av boliger redusere etterspørselen etter strøm.

Dimensjoneringsbehovet avhenger av den timen i året hvor forbruket er størst (effektforbruket). Det snakkes svært sjelden om effekt, men heller om produksjon og forbruk av elektrisk energi (strøm). Når man planlegger nettutbygging har det lite å si hvor mye elektrisitet som brukes i gjennomsnitt, men energiforbruket vil ofte påvirke effektforbruket. Denne analysen presenterer derfor prognoser for både elektrisk energi og effekt. Dette omtales som behovet for kapasitet.

Det også viktig å ha et forhold til hva som ligger i kundenes forventinger til forsyningssikkerhet. Etterspørselen omfatter ikke bare en gitt mengde, men også at det ikke forekommer avbrudd i forsyningen. Bakgrunnen for dette er at konsekvensen av selv et mindre strømavbrudd er store. Første delen av dette kapitlet er derfor viet til forsyningssikkerhet.

### 3.3.2 Kapasiteten i dagens sentralnett

Statnett kan forsyne et forbruk på inntil 4 400 MW og ha normal drift innenfor N-1 kriteriet. Dersom etterspørselen øker utover dette nivået må nettet deles og en går over i en ekstraordinær driftssituasjon. I en slik situasjon vil en feil trolig medføre avbrudd i strømforsyningen på flere hundre MW, over et kortere eller lengere tidsrom, avhengig av hvilken type feil som oppstår. Jo høyere forbruket går over 4 400 MW, dess flere typer feil vil medføre avbrudd. Med dagens nett er det ikke mulig å forsyne et forbruk høyere enn 5 000 MW. En slik økning vil medføre rasjonering.

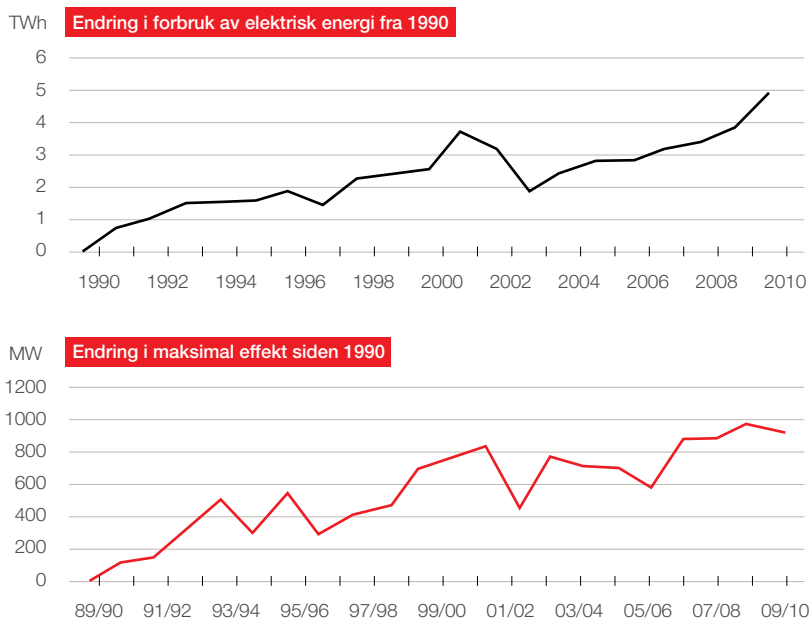
Når effektbehovet i topplastperioder har vært på 4 250 MW innebærer dette at nettet nærmer seg sin kapasitetsgrense for forsvarlig forsyningssikkerhet.

### 3.3.3 Historisk forbruk

Strømforbruket i Oslo og Akershus har økt med 30 prosent siden 1990 på grunn av sterk befolkningsvekst. Figur 6 viser at energi- og effektforbruket i Stor-Oslo har økt siden 1990. Befolkningen har vokst kraftig i perioden.

**Figur 6**

Endring i totalt forbruk av elektrisk energi (venstre) og elektrisk effekt (høyre). Kilde: Hafslund og Statnett.



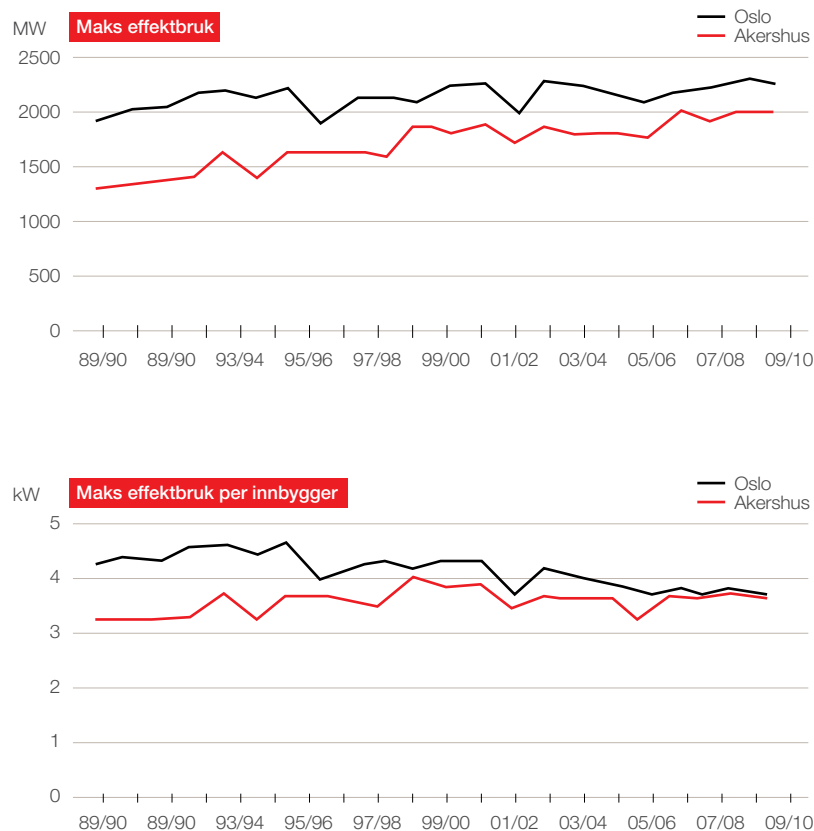
Etter 1993 er strømforbruket per innbygger gått ned, men det totale forbruket har økt på grunn av flere innbyggere. Den økende fjernvarmeproduksjonen har i all hovedsak erstattet tidligere forbruk av olje. De siste årene har fjernvarme også erstattet mye elektrisitet i nye store bygg.

Gjennomsnittlig strømforbruk i Norge har årlig økt med 1,3 prosent i 1995-2010. For Oslo har den gjennomsnittlige årlige veksten ligget på 0,9 prosent (Hafslunddata). Det er økt forbruk i industrien som er årsaken til den veksten på landsbasis.

Figur 7 viser at veksten i det maksimale effektforbruket de siste årene har vært størst i Akershus, og at forbruket per innbygger har nærmet seg hverandre i de to fylkene i perioden.

**Figur 7**

Utvikling i temperaturkorrigert effektforbruk, totalt (venstre) og per innbygger (høyre) i perioden 1990 til 2011<sup>5</sup>. Kilde: Hafslund (2011) og Akershus energi<sup>6</sup>.



Det totale effektforbruket har i perioden 1994-2010 økt med 1 prosent og 25 prosent i henholdsvis Oslo og Akershus. Ser vi på forbruket per innbygger er det redusert med 2 prosent i Akershus og 12 prosent i Oslo i samme periode. Veksten har vært kraftigere i Akershus på grunn av sterkere befolkningsvekst de siste 10 år, samt at det bygges større boliger enn i Oslo.

### 3.3.4 Hva kan vi lære av historien?

Historisk har det vært en klar sammenheng mellom befolkningsvekst og økt bygging av boliger og næringsbygg, en trend som antakelig vil fortsette. Den klare sammenheng vi så mellom energibruk og økonomisk vekst på 70- og 80-tallet ser ut til å være sterkt avtakende. Videre er forbruk per innbygger redusert etter 1993. Vi ser også at når forbruket (per innbygger) går ned, minsker effektforbruket tilsvarende. Det er altså en tett sammenheng mellom energisparing og effektsparring. Etterspørselen etter elektrisk energi har vist seg å være svært lite prissensitiv. Energieffektivisering er blitt satt på dagsorden i Norge og Europa de siste ti årene. Virkningene materialiseres nå gjennom kraftfulle virkemidler som har potensial til å redusere energibruken i bygg betydelig. Hittil finnes det imidlertid få studier som analyserer virkemidlenes gjennomslagskraft, men funnene så langt tyder på at energibruken i bygg varierer mye og ofte er høyere enn planlagt.

<sup>5</sup> Med temperaturkorrigerer menes at vi korrigerer forbruket for å se hvor høyt det ville vært om temperaturen var på "dimensjonerende effekt". Dimensjonerende effekt er i Oslo beregnet ved -18 grader C som middeltemperatur over tre døgn.

<sup>6</sup> Tallene for Akershus fra 1990 – 1994 er anslag gjort ut fra tilgjengelig datamateriale skaffet til veie fra Akershus Energi.

### 3.3.5 Sterk forventet befolkningsvekst i Oslo og Akershus

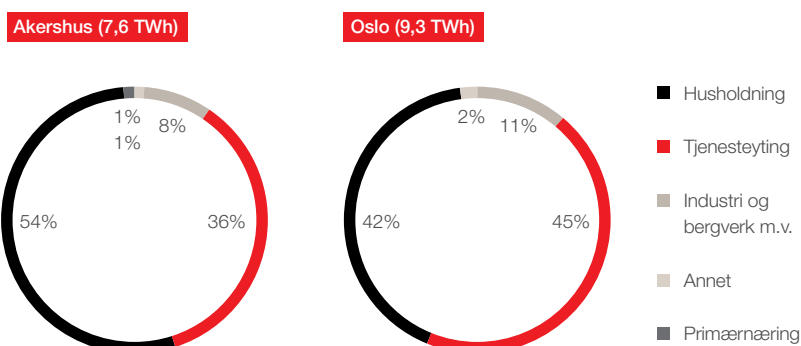
Hovedtyngden av energi- og effektforbruket i Oslo og Akershus er relatert til bygg, som igjen er nært knyttet til befolkningsutvikling. De siste 30 årene har folketallet i regionen økt med om lag 300 000. Ifølge SSBs framskrivninger vil det 40 år frem i tid kunne være mellom 360 000 og 860 000 flere innbyggere enn i dag. Den kraftige forventede befolkningsveksten vil altså ha stor påvirkning på behovet både for elektrisk energi og effekt.

### 3.3.6 Hva bestemmer kraftforbruket i framtiden?

Vekst i forbruket av kraft i Oslo og Akershus har vært jevn etter krigen. Forbruksøkningen henger tett sammen med befolkningsvekst, økonomisk vekst og økt bruk av strøm til oppvarming og elektrisk utstyr. Per i dag er det lite industri i regionen og Figur 8 viser at ca. 90 prosent av kraftforbruket benyttes i bygg.

**Figur 8**

Fordeling av kraftforbruket fordelt på fylke og sektor. Kilde: Hafslund og Statnett (2011).



Befolkningsutvikling, utvikling av byggeareal, energieffektivisering, samt i hvor stor grad strøm blir brukt til oppvarming og transport, vil være bestemmende for kraftforbruket fram mot 2050:

- Byggeareal er nært knyttet til befolkningsutvikling. Ifølge SSBs framskrivninger vil det 40 år frem i tid kunne være mellom 360 000 og 860 000 flere innbyggere i Oslo og Akershus enn i dag. Den faktiske befolkningsveksten i regionen vil ha stor påvirkning på behovet for både energi (strøm) og effekt.
- Energieffektivisering er satt på dagsorden både i Norge og Europa de siste ti årene. Nye tekniske byggeforskrifter (TEK) stiller stadig strengere krav til energibruk i bygg og kan drastisk redusere energibehovet både i nye og rehabiliterte bygg. Et viktig usikkerhetsmoment er i hvilken grad den faktiske bruken av byggene samsvarer med det beregnede forbruket
- Strøm til oppvarming representerer en stor andel av byggenes totale energibehov. Til oppvarming av rom brukes det i dag ofte panelovner. Utviklingen og bruken av varmpumper og andre brenselsfyrte alternativer vil være avgjørende for faktisk forbruk av strøm til oppvarming av bygg.
- Strøm til transport. Transportsektoren står for en tredjedel av de norske utslippene av klimagasser. Drivkreftene for å omlegge denne sektoren vil være sterke både i Norge og EU. Selv om vi skulle få en storstilt overgang til elbiler, vil det øke strømforbruket relativt lite. Effektbehovet kan imidlertid øke kraftig dersom lading på dagtid blir utbredt.

### Krav til energibruk i bygg

2000: Stortingsvedtak om energi-effektivisering

2004: EU-Direktiv om bygningers energiytelse vedtatt

2007: TEK 07

2010: TEK 10 (innført fra 1.7.2011)

2011: Sterke drivkrefter i EU for energieffektivisering

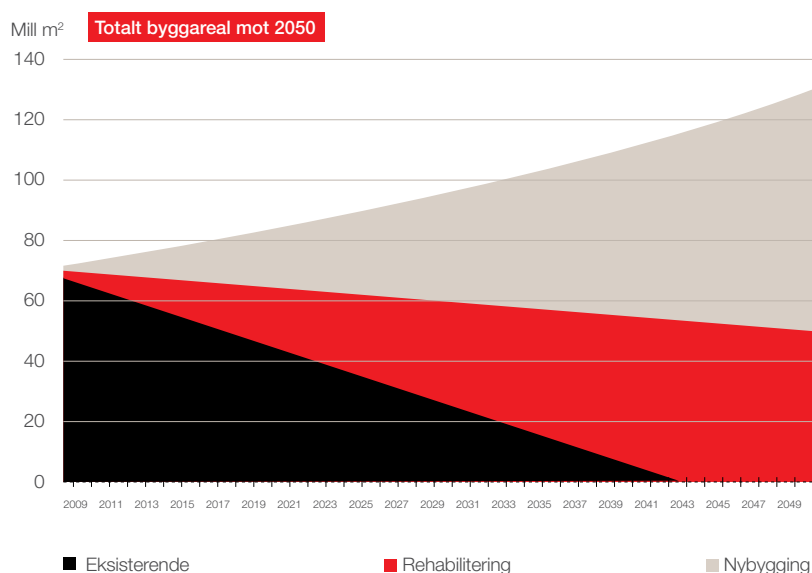
Innstramming av Byggenergi-direktivet vedtatt (19.5.2010). Dette medfører krav om byggeforskrifter tilsvarende "nesten nullenerginivå" for nye bygg fra 2021, for offentlige bygg fra 2019

Krav til minimum 3 prosent årlig rehabilitering (offentlige bygg)

- Annet nytt forbruk. Strømforbruket kan komme til å øke hvis skip i havnene i Oslo og Akershus i fremtiden forsynes av strøm fra kraftnettet fremfor diesellaggregater slik tilfellet er i dag. Dette forbruket er imidlertid begrenset og får små konsekvenser i analysen. Jernbaneløst planlegger økt trafokapasitet for å forsyne togtrafikken i Oslo-området. Etablering av større serverhaller i Norge kan føre til betydelig økning i forbruket i det aktuelle området. Alt dette bidrar til stor usikkerhet om det fremtidige strømforbruket.

Hvor gammelt et bygg er påvirker i stor grad energibehovet. Å forstå alderssammensetningen i bygningsmassen er derfor viktig. Figur 9 viser en prognose for utviklingen i totalt byggeareal og fordelingen mellom eksisterende, rehabiliterte og nye bygg.

**Figur 9**  
Prognose for utvikling av totalt byggeareal inkludert rehabilitering og nybygging. Kilde: Hafslund og Statnett (2011).

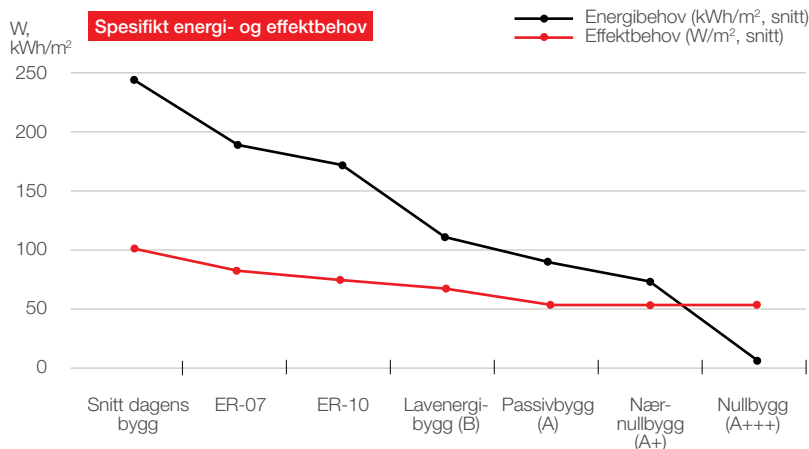


Siden vekst i byggeareal henger sammen med befolkningsvekst er det forventet at totalarealet vil øke mye mot 2050. Utskiftingen av eksisterende bygningsmasse vil imidlertid ta lang tid. Virkemidler som retter seg mot rehabiliterte bygg vil derfor bruke lang tid på å oppnå full effekt, samtidig som det tar lang tid før nye bygg oppført etter nye energikrav utgjør en stor andel av samlet bygningsmasse.

Tekniske byggstandarder setter krav til hvor mye energi nye og rehabiliterte bygg skal kunne bruke. Krav til lavere energibehov får konsekvenser for nødvendig effektinstallasjon i bygg. Figur 10 viser hvordan energi- og effektbehovet per m<sup>2</sup> reduseres fra dagens nivå med de nye antatte byggstandardene. ER-E er anslag på gjennomsnittlig energibruk i dagens bygningsmasse. TEK-07 (ER-07) og TEK-10 (ER-10) er tekniske forskrifter fra 2007 og 2010 som allerede er vedtatt, og som vil bli normen i årene som kommer. I Klimameldingen foreslås det at passivhus innføres som standard fra 2015. Byggenergidirektivet setter tilsvarende krav fra og med 2021. Et passivhus har effektbehov tilsvarende 60-80 prosent av et nytt bygg som oppføres etter gjeldende byggstandard (TEK-10).

**Figur 10**

Krav til energi- og effektbehov i bygg under ulike tekniske byggforskrifter, snitt for alle byggtyper.  
Kilde: Hafslund og Statnett (2011).



Oppsummert:

- En betydelig økning i byggearealet vil trekke i retning av økt energi- og effektbehov.
- Innføringen av nye tekniske byggforskrifter vil kunne dempe denne veksten om de blir innført og etterfulgt.

### 3.3.7 Tre scenarier for utvikling i kraftforbruket

Befolkningsutviklingen vil som nevnt være viktig for energi- og effektforbruket i Oslo og Akershus. Hvis man får stadig strengere krav til energieffektivitet i bygg, vil etterspørselen etter kraft gå ned selv om det forventes en sterk befolkningsvekst frem mot 2050. Samtidig vil det oppstå ny og økt etterspørsel etter kraft til transport. En fremskrivingsmodell vil aldri klare å spille virkeligheten fullt ut, og resultatene må derfor tolkes i lys av dette. Det er laget tre scenarier som viser hvordan effektbehovet kan bli mot 2050. Forutsetningene for de tre scenariene er kort oppsummert i tabellen:

**Tabell 1**

Scenarier for utviklingen av effektbehov frem til 2050.

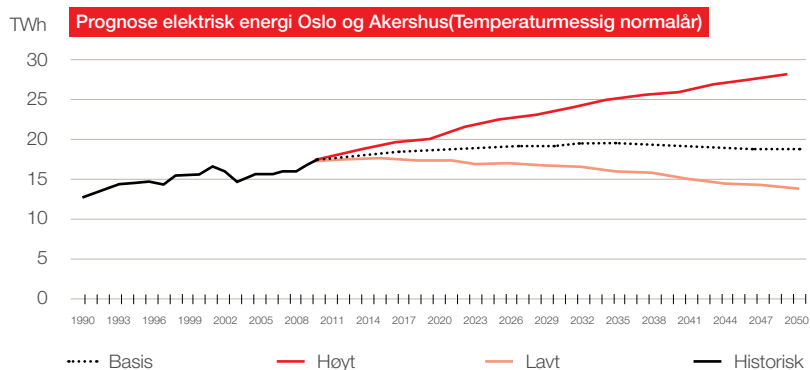
Basisscenario	Høyt scenario	Lavt scenario
Betydelig befolkningsvekst i Oslo og Akershus. EU fortsetter sitt fokus på energieffektivisering – angår Norge via EØS. Forsyningsikkerhet og langsiktige klimamålsetninger bakenforliggende drivere.		
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Følger EUs virkemidler og ambisjoner</li> <li>• Befolkningsvekst som kommunene anslår</li> <li>• Befolkningsvekst ihht. SSB middel</li> <li>• Strøm til oppvarming</li> <li>• Ingen komfortøkning</li> <li>• Elbiler kommer, men lades smart</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Implementerer motvillig lavenergi- og passivbygg</li> <li>• Forsinkes 10 år</li> <li>• Store avvik i faktisk bruk</li> <li>• Høyere befolkningsvekst</li> <li>• Økt strømpoppvarming</li> <li>• Ingen vesentlig komfortøkning</li> <li>• Elbiler med hurtiglading utbredt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tidlig innføring av lavenergi- og passivbygg</li> <li>• Små avvik i faktisk bruk</li> <li>• Lavere befolkningsvekst</li> <li>• Fjernvarme og bioenergi konkurransedyktig i sammenlignet med strøm til oppvarming</li> <li>• Elbiler svært utbredt, men lades smart</li> </ul>

Prognosene for energi- og effektforbruket i de tre scenariene er vist i Figur 11 og Figur 12. Spredningen er stor, noe som understreker usikkerheten i framtidig forbruk. Energiprognoisen gjelder for et temperaturmessig normalår, mens effekt-



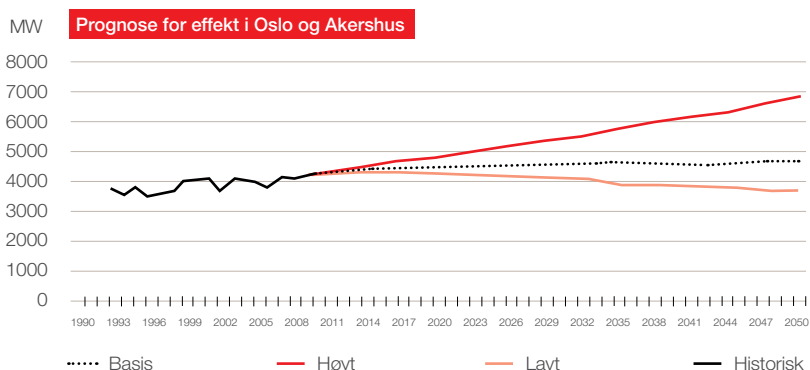
**Figur 11**

Scenarier for forbruket av elektrisk energi mot 2050 i Oslo og Akershus samlet. Kilde: Hafslund og Statnett (2011).



**Figur 12**

Scenarier for effektforbruket i Oslo og Akershus samlet. Kilde: Hafslund og Statnett (2011).



På kort sikt er de største usikkerhetsmomentene i analysene hvorvidt byggefor-skriftene vil introduseres i det tempoet som i dag signaliseres, samt i hvilken grad nye bygg bruker mer energi og effekt enn hva som forventes. På lang sikt vil også lademønstret for fremtidens elbilpark være viktig. Lades bilene over tid på natten, vil effektforbruket ha liten betydning for utviklingen i maksimallast. Skulle ladning om dagen bli en utbredt løsning, vil konsekvensene kunne bli store mellom 2030 og 2050. Utbredelse av hurtiglading kan bidra til at flere lader om dagen, men høye kostnader vil trolig bidra til at de fleste privatpersoner vil foretrekke å lade bilen hjemme på normale strøm- og spenningsnivåer. Andre forhold som vil kunne gi økt effekt- og energiforbruk er dersom bruken av fjernvarme og bioenergi går ned og erstattes med strøm. Økt levealder på bygg før de rehabiliteres eller rives, kraftigere befolkningsvekst, lavere strømpriser og økt nybygging er andre faktorer som vil kunne øke forbruket.

### 3.3.8 Usikkerhetsanalyse for fremtidig effektbehov

Usikkerhetsanalysen er basert på forutsetninger og beregninger beskrevet i foregående avsnitt. Analysen er justert med ny kunnskap om utviklingen i effektbehov siden 2011. Dette innebærer at forventet effektbehov er høyere enn hva analysen i 2011 viste.

<sup>7</sup> Referansen er 6.1.2010, det kaldeste døgnet registrert siden før 1880.

Usikkerhetsanalysen har tatt for seg de sju viktigste usikkerhetsfaktorene i modellberegningene:

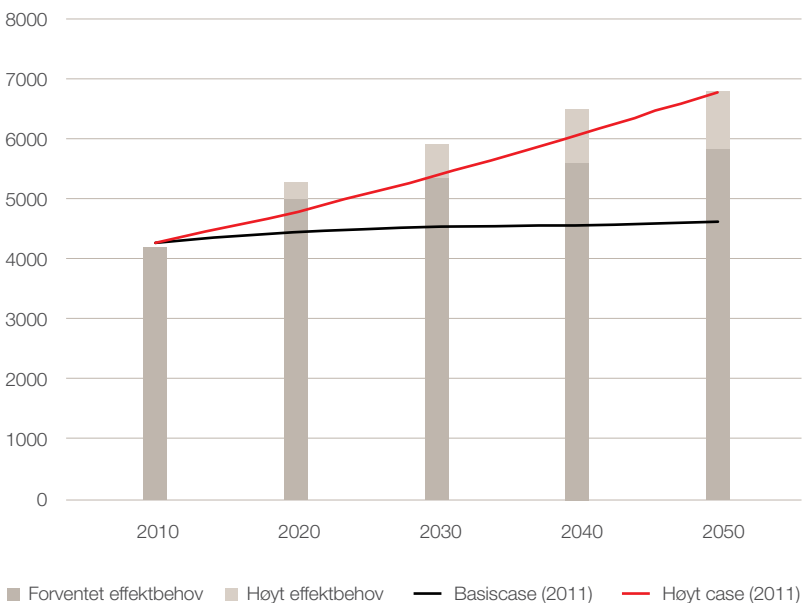
- Befolkningsutvikling og utvikling i byggareal
- Innfasing av nye byggestandarder
- Installasjon av effektkrevende utstyr i bygg utover norm
- El-andel i varmemarkedet
- Elbiler
- Nytt stort punktbehov
- Utvikling i industrien (prosessformål)

Analysen i 2011 ga prognoser for både energi – og effektbehov. Usikkerhetsanalysen skiller seg fra denne på flere punkter. Den tar kun for seg effekt, og ikke energi. Begrunnelsen for dette er at dimensjoneringskriteriet for investeringsbeslutningene er forventet effekt. Usikkerhetsanalysen er dessuten gjort for Oslo og Akershus samlet. Dette fordi det er vanskelig å skille og begrunne de ulike usikkerhetsfaktorene geografisk, slik at de samme signifikansnivåene uansett vil gjelde for alle områder innenfor regionen.

Usikkerhetsanalysen viser et forventet effektbehov på ca. 5 900 MW i 2050. Tilsvarende er forventet effektbehov i 2070 på ca. 6 800 MW. Usikkerhetsanalysen viser også at effektbehovet kan komme over 7 000 MW i 2050 hvis alle utfallsrom skal dekkes. I figur 13 er forventet og høyt effektbehov (85-persentilen) fra usikkerhetsanalysen vist sammen med resultatene fra 2011.

Forventningsnivået fra usikkerhetsanalysen ligger betydelig over nivået for basis-scenarioet i 2011. Årsaken er delvis at enkelte deler av datagrunnlaget er oppjustert med ny kjent informasjon, og at basisscenarioet lå vesentlig nærmere lavt enn høyt scenario i de opprinnelige analysene.

**Figur 13**  
Prognose for effektbehov  
2010-2050 i analysene.



Distansen fra forventet nivå til høyt i 2050 er ca. 900 MW eller om lag 15 prosent av forventet effektbehov. De viktigste kildene til usikkerheten er elbiler, konvertering av oljefyring og nytt stort punktbehov<sup>8</sup>. Mesteparten av variasjonen i effekt forklares av disse tre variablene, men også usikkerheten i byggutforming, sluttbrukeradferd og utvikling i industrien har stor innvirkning på resultatene.

Innenfor høyt effektbehov er det forutsatt at elbiler blir dominerende transportløsning innen 2050, og at mesteparten av dagens oljefyring konverteres til direkte el-oppvarming. Selv med en betydelig befolknings- og arealvekst i fremtiden viser beregningene fra 2011 at veksten i byggareal i noen grad vil bli kompensert med strengere krav til energi- og effektbehov i bygg. En stor del av denne forbedringen er allerede sikret gjennom vedtatte byggforskrifter (TEK07 og TEK10). Eventuell introduksjon av lavenergi- og passivhus bidrar ytterligere til å dempe den underliggende veksten i nytt effektbehov.

I de oppdaterte beregningene ser man at lastøkningen øker mest de neste 10-15 årene. Årsaken er omlegging av oljefyring og nytt punktforbruk, samt nytt behov fra lading av elbiler. Analysen tyder på at det vil være behov for 1000-1200 MW økt kapasitet innenfor en tidshorisont på 10 år.

Det er gjort overordnede vurderinger av utviklingen etter 2050. Frem mot 2070 anslås det at effektbehovet i regionen kan øke med ytterligere 900 MW. Usikkerheten ved dette anslaget er imidlertid stort.

### 3.3.9 Oppsummering etterspørselsbaserte behov

Dagens sentralnett i Stor-Oslo kan maksimalt forsyne et effektbehov på ca. 4 400 MW med en (N-1) forsyningsikkerhet. I topplastperioder er dagens effektbehov på ca. 4 250 MW, noe som viser at kapasiteten i dagens nett ligger opp mot sin kapasitetsgrense.

Usikkerhetsanalysen viser et forventet effektbehov på ca. 5 900 MW i 2050. Usikkerhetsanalysen viser også at effektbehovet kan komme over 7 000 MW i 2050 hvis alle utfallsrom skal dekkes.

Det foreligger ikke klare retningslinjer for hvilket signifikansnivå for effektbehov som skal legges til grunn for fremtidige sentralnettinvesteringer. Basert på vurderingen av hvor kritisk sikker strømforsyning er, vurderes 85-90 prosent som et riktig nivå for 2050. Den viktigste årsaken til at vi har lagt oss på et relativt høyt signifikansnivå er at konsekvensen ved ikke å kunne forsyne Stor-Oslo med tilstrekkelig elektrisitet vil være betydelige. I Stortingsmelding 14 (2011/2012) er det nedfelt at strøm er en så samfunnskritisk faktor at det er bedre å overinvestere enn å underinvestere. En annen årsak er at investeringene skal leve ut over 2050. Frem mot 2070 anslås det at effektbehovet i regionen kan øke med ytterligere 900 MW. Dette innebærer at det forventede effektbehovet i 2070 vil være på ca. 6 800 MW. Usikkerheten ved dette anslaget er imidlertid større enn for tidligere år.

<sup>8</sup> Er eksempelvis datahaller.

Statnett legger til grunn at nettet må dimensjoneres tilsvarende, høyt effektbehov for 2050 eller forventet effektbehov i 2070, på 6 800 MW.

### 3.4 Interessentanalyse

Ifølge OEDs veileder for konseptvalgutredningen skal behovsanalysen inkludere en kartlegging og vurdering av interessenter som har betydning for behovet, mer spesifikt forbruk, produksjon og tilstanden i nettet. Virkninger på andre interessenter skal ikke vurderes i behovsanalysen.

Nettplan Stor-Oslo startet opp i 2010 og det ble tidlig besluttet at det var et overordnet mål for prosjektet å informere omgivelsene bredt og tidlig i prosessen for å få gode innspill som kunne være med å forme prosjektet. Parallelt med KVVU-prosessen har vi derfor hatt dialog med berørte kommuner, miljøorganisasjoner og andre interessenter.

I Oslo og Akershus er det få enkeltstående aktører som har betydning for behovet, slik som store forbrukere eller produsenter. Det som påvirker behovet er forbruk fordelt på mange små aktører som beskrevet i kapittel 3.3. Interessentanalysen er derfor delt inn i Statnetts kunder og øvrige interessenter.

#### 3.4.1 Statnetts kunder i regionen

Statnett har følgende kunder som er knyttet direkte til sentralnett på Østlandet: EB Nett, E-CO Nett, Eidefoss Nett, Eidsiva Energi, Hafslund, Hallingdal kraftnett, Opplandskraft og Jernbaneverket. Dette er selskaper som enten er produsenter, regionalnettseiere eller begge deler. Jernbaneverket kan påvirke behovet.

Endringer i transformatorstasjoner og etablering av nye stasjoner får konsekvenser for netteiere av underliggende nett. For Nettplan Stor-Oslo har vi grensesnitt mot Hafslund i Oslo og Akershus, mot EB-Nett i Roa, mot E-CO i Nes, mot Eidsiva i Fåberg. Dette er interessenter vi vil holde orientert etter hvert som planleggingen skrider frem.

Blant Statnetts kunder i området er Hafslund i en særstilling. Hafslund Nett og Statnett har grensesnitt i flertallet av stasjonene det planlegges oppgradering. Nettplan Stor-Oslo gjennomføres derfor i samarbeid med Hafslund, slik at planene er godt forankret i begge selskaper.

Jernbaneverket har signalisert at de har behov for å bygge en ny omformerstasjon for Oslo-området som må stå ferdig senest når Follobanen er klar for idriftsettelse. Den sannsynlige lokaliseringen for den nye omformerstasjonen vil være på Åsland i Ski kommune. Disse planene vil bidra til at behovet for at det etableres en ny transformatorstasjon ved Liåsen blir større og kan påvirke når stasjonen må stå ferdig.

#### 3.4.2 Høring av alternativanalysen

I november 2012 ble det utarbeidet en alternativanalyse for ny sentralnettløsning i Oslo og Akershus. Da denne ble offentliggjort ba vi samtidig om innspill, og i februar 2013 fikk vi tilbakemeldinger fra følgende interessenter:

Liste over aktører som har gitt innspill på Alternativanalysen for Nettplan Stor-Oslo

<b>Fylkesmenn og fylkeskommuner</b>	Fylkesmannen i Oslo og Akershus Fylkesmannen i Buskerud	Akershus fylkeskommune Buskerud fylkeskommune
<b>Kommuner</b>	Oslo Kommune <ul style="list-style-type: none"> <li>• Byrådsavdelingen for Byutvikling</li> <li>• Vann og avløpsetaten</li> <li>• Plan- og bygningsetaten</li> <li>• Bymiljøetaten</li> <li>• Bydel Bjerke</li> <li>• Bydel Vestre Aker</li> <li>• Bydel Ullern</li> <li>• Bydel Stovner</li> <li>• Bydel Alna</li> </ul>	Lillehammer Kommune Sørum Kommune Skedsmo Kommune Bærum Kommune Rælingen Kommune Lunner Kommune Lørenskog Kommune Nittedal Kommune Ringerike Kommune
<b>Byutvikling, næringsliv og infrastruktur</b>	Statens vegvesen Jernbaneverket Forsvarsbygg Goruddalen miljøforum Foreningen Oslo nord Rommen 2020	Tryvann Skisenter Viken skog Vest siden Pukkverk Oslo elveforum Idrettens samarbeidsutvalg Løvenskiold Vækerø
<b>Miljø, friluftsliv og idrett</b>	ZERO Direktoratet for naturforvaltning Norges naturvernforbund Naturvernforbundet i Oslo Vest Den Norske Turistforening Skiforeningen Lillomarkas venner	FRINI (Nittedal kommune) Oslo og omland friluftsråd Østmarkas venner Norsk Ornitologisk Forening, Hole og Ringerike lokallag Idrettens samarbeidsutvalg
<b>Skoler og barnehager</b>	Sørkedalen skole FAU voksen skole FAU Huseby skole Hamborg barnehage Vestjordet barnehage	Hamborg barnehage Hov barnehage Persbråten barnehage Huseby barnehage Mærrabekken barnehage
<b>Velforeninger og borettslag</b>	Kontaktutvalget for velforeninger i Oslo Furuset Vel Sørkedalens Vel Øvre Smestad Vel Røa Vel Bo Vel Furuset Sollerud Vel Skøyen Vel Montebello Vel	Bjerke Storvel Bærum Velforbund Husebyåsen Vel Huseby Vel Ullernåsen Boligsameie Orebakken borettslag Husebygrenda borettslag Meklenborg borettslag Himstadvækkelsen Borettslag
<b>Private</b>	80 innspill 60 innsendte (og besvarte) spørsmål 556 underskrifter fra beboere i forbindelse med kampanje mot Ringerike-Smestad	

Mange av innspillene er knyttet til:

- At inngripen i nærmiljø og naturområder må begrenses så langt som mulig.
- Flere av kommunene er opptatt av at regionen må ha god kapasitet og tilfredsstillende forsyningssikkerhet i fremtiden for å kunne håndtere fremtidig befolkningsvekst.

Innspillene vil bli brukt når vi skal vurdere hvordan et fremtidig sentralnett i Stor-Oslo bør utformes. Det vil først skje etter at konseptvalgutredningen er behandlet av OED, tentativt første halvdel 2014.

### 3.4.3 Oppsummering av interessentanalysen

Statnett har vært i kontakt med en rekke interessenter og behovene som har fremkommet vil bli tatt hensyn til på følgende måte:

- Innspill fra interessenter som innvirker på det fremtidige behovet for energi og effekt er ivaretatt i usikkerhetsanalysen for fremtidig effektbehov.
- Innspill fra interessenter knyttet til forsyningssikkerhet er ivaretatt under normative behov, og kravene til kapasitet er ivaretatt under etterspørselsbaserte behov.
- Innspill fra organisasjoner og enkeltpersoner som relaterer seg til behovet for miljøvennlig løsninger, herunder arealeffektivitet blir dels ivaretatt i denne konseptvalgutredningen, og dels i fremtidige konsesjonsprosesser.

### 3.5 Kategorisering av behov

Det er vanlig å dele behovene inn i tre kategorier:

- Problemer som må løses
- Endring i eksterne og interne rammebetingelser
- Muligheter som kan realiseres

Ifølge denne kategoriseringen faller KVV-en inn under kategorien “problemer som må løses”. Hvis det ikke gjennomføres tiltak på sikt vil strømforsyningen i Stor-Oslo svikte grunnet alder eller økt etterspørsel etter strøm.

Behovsanalysen viser at problemstillingen er todelt:

- Alder: Sentralnettet i Oslo og Akershus er gammelt. Det må fornyes og forsterkes for å møte framtidens krav til forsyningssikkerhet.
- Kapasitet: Sentralnettet i Oslo og Akershus må dimensjoneres til å møte framtidens forventede etterspørsel etter strøm.

### 3.6 Oppsummering behovsanalyse – prosjektutløsende behov

Dagens sentralnett i Stor-Oslo kan dekke et effektbehov på ca. 4 400 MW ved normal drift. Effektbehov utover dette vil kreve oppdeling av nettet i radialer<sup>9</sup> for å unngå strømrasjonering. I en slik driftssituasjon er det ingen sikkerhetsmarginer og en feil vil trolig bety forbruksutkobling. Hvor mye som må kobles ut, vil avhenge av feilen og hvor høy lasten er. Det fremtidige effektbehovet er forventet å øke betydelig i fremtiden. I 2050 er det antatt at forventet effektbehov vil ligge på ca. 5 900 MW. Ved et slikt nivå vil deling av nettet ikke holde. Mye forbruk vil måtte rasjoneres på vinteren når etterspørselen etter strøm er høyere enn overføringskapasiteten. En enkeltfeil vil i en slik situasjon være kritisk for driften og kan mørklegge store deler av Oslo-området, noe som er uakseptabelt. Forventet effektbehov kan øke til ca. 6 800 MW i 2070. Usikkerhetsanalysen viser at det er ca. 14 prosent sannsynlighet for at effektbehovet vil være på 6 800 MW i 2050. Dessuten er nettet gammelt, og må reinvesteres for å opprettholde dagens effekt i nettet. Uten reinvesteringer vil dagens effekt reduseres over tid, og medføre at ikke en gang dagens effektbehov kan dekkes.

<sup>9</sup> Radial for forsyning fra kun en side.

På denne bakgrunn kan det prosjektutløsende behovet formuleres som:  
*Å fremskaffe langsiktig og sikker strømforsyning til Stor-Oslo.*

Styrken til det prosjektutløsende behovet vurderes som stor i forhold til andre udekkede samfunnsbehov. Samfunnets avhengighet av strøm er total, og de fleste funksjoner vil ikke virke dersom sentralnettet ikke klarer å forsyne regionen med elektrisitet.

Det prosjektutløsende behovet tar innover seg at forsyningen av strøm til Stor-Oslo må ha tilstrekkelig effekt og sikkerhet. Dette er derfor gitt høyeste prioritet.

Nedenfor er de viktigste identifiserte behovene opplistet og prioritert:

- Sikker tilgang på strøm i Stor-Oslo - behovet for kapasitet
- Behovene for forsyningssikkerhet (N-1 som planleggingskrav)
- Behovene for et klimavennlig energisystem
  - reduksjon i inngripen i nærmiljøet (arealeffektivitet)
  - reduksjon i (lokal) forurensning

4





# Mål og rammer

## 4.1 Samfunnsmålet for tiltaket

Samfunnsmålet skal gjenspeile samfunnets (eiers) mål for prosjektet. Samfunnsmålet skal gi uttrykk for den nytte og verdiskapning tiltaket skal gi for samfunnet.

Med bakgrunn i behovsanalysen og det prosjektutløsende behov, har Statnett formulert følgende samfunns mål for tiltaket:

“Sentralnettet i Stor-Oslo skal sikre langsiktig og sikker strømforsyning til regionen”.

## 4.2 Effektmål

Effektmålene er relatert til brukerperspektivet. Her vil brukere eksempelvis være netteiere (regionalnett), kommuner, bedrifter og husstander. Effektmålene skal bygge opp under samfunnsmålene. Dersom effektmålene nås bidrar dette til at samfunnsmålene nås.

Effektmål	Indikator	Kommentar
Forbrukerne i Stor-Oslo skal alltid oppleve tilstrekkelig med effekt i strømforsyningen fra sentralnettet	I planleggingen av sentralnettet i Stor-Oslo skal det tas høyde for at sentralnettet på lang sikt kan gi en ytelse tilsvarende minimum 60 prosent økning i etterspørselen etter effekt. Dette tilsvarer et effektbehov på minimum 6 800 MW.	Høyeste forbruk i dag: ca. 4250 MW Forventet forbruk i 2050: 5 900 MW Høyt scenario 2050: 6 800 MW Forventet forbruk 2070: 6 800 MW
Forbrukerne i Stor-Oslo skal ikke oppleve avbrudd i strømforsyningen med en feil sentralnettet	Nettet skal planlegges slik at feil på en enkelt komponent normalt ikke skal gi avbrudd for forbruk (N-1). Enkeltutfall ved intakt nett skal maksimalt føre til bortfall av 200 MW forbruk av inntil 1 times varighet.	Kravet til (N-1) forsynings-sikkerhet er nedfelt som et planleggingskrav i St. meld 14 (2011/2012).
Gode miljømessige løsninger, herunder arealeffektivitet	Måles ved at konseptene reduserer arealbruken sammenlignet med dagens nett.	Hentet fra Stortingsmelding 14 (2011/2012) Innspill fra interessenter etter alternativanalysen
Reduksjons av lokal forurensing	Måles ved at konseptene muliggjør reduksjon i lokal forurensing.	Hentet fra Stortingsmelding 14 (2011/2012), og omgjort til en målsetting for regionen
Klimavennlige løsninger	Måles ved klimagassutslipp	Hentet fra Stortingsmelding 14 (2011/2012)

Det er ingen spesielle identifiserte målkonflikter mellom samfunns målet og effekt-målene. Det kan være målkonflikter mellom målene til kapasitet og forsyningssikkerhet, og målet til arealeffektivitet. De to første målene krever arealer, men det siste målet har som ambisjon å redusere inngripen i miljøet.

#### 4.3 Resultatmål

Resultatmålene angir de konkrete måltall og egenskaper som skal være oppnådd ved realiseringen av prosjektet. Resultatmålene skal alltid være knyttet til minimum kvalitet, kostnad og tid.

Resultatmålene utarbeides etter at konsept for sentralnettet i Stor-Oslo er vedtatt.

#### 4.4 Rammer (krav)

I kravkapittelet sammenfattes de betingelsene som skal oppfylles ved gjennomføringen av tiltaket. Kravene er begrenset til relevante krav for tiltaket og for en avgrensning av mulighetsrommet.

Kravene som er definert er inndelt i absolutte krav og bør-krav. I utgangspunktet er det ønskelig med færrest mulig absolutte krav da dette begrenser mulighetsrommet. Kravene er avledet fra fremkomne behov og mål.

	Krav	Indikator
<b>Krav avledet fra behov og mål:</b>		
Bør	Planleggingen av sentralnettet skal ta høyde for et effektbehov på minimum 6 800 MW.	I planleggingen av sentralnettet i Stor-Oslo skal det tas høyde for at sentralnettet på sikt kan gi en ytelse tilsvarende minimum 60 prosent økning i etterspørselen etter strøm. Dette tilsvarer et effektbehov på minimum 6 800 MW
Bør	Sentralnettet i Stor-Oslo tåler en feil i nettet, og samtidig opprettholde strømforsyningen (forsyningssikkerhet).	Nettet skal planlegges slik at feil på en enkelt komponent normalt ikke skal gi avbrudd for forbruk (N-1). Enkeltutfall ved intakt nett skal maksimalt føre til bortfall av 200 MW forbruk av inntil 1 times varighet.
Bør	Sentralnettet utformes slik at det ivaretar behovet for arealeffektivitet.	Måles ved reduksjon i nettet, frigivelse av areal, samt mindre synlighet for samfunnet.
Bør	Sentralnettet utformes slik at det ivaretar behovet for reduksjon i lokal forurensing.	Måles ved mulighet for reduksjon i lokal forurensing.
Bør	Sentralnettet utformes på en mest mulig klimavennlig måte.	Måles ved klimagassutslipp.

1. Kravet skal her forstås som at sentralnettet i Stor-Oslo planlegges, slik at det på sikt kan gi en ytelse på minimum 60 prosent økning fra dagens sentralnett. Dette tilsvarer forventet effektbehov i 2070, eller høyt effektbehov med 14 prosent sannsynlighet i 2050. Det kan diskuteres om man bør ha en nedre grense for hva som aksepteres som et minimum planlagt effektbehov for fremtidens sentralnett i Stor-Oslo. For at konsepter som eventuelt ikke avviker vesentlig fra dette kravet ikke forkastes for tidlig, har vi valgt å utforme dette som et bør-krav.
2. Kravet til forsyningssikkerhet skal forstås slik at det legges til grunn at aktuelle konsepter på sikt skal kunne tilfredsstille N-1. Det foreligger ingen lover som angir en eksakt forsyningssikkerhet, men (N-1) kravet er et naturlig planleggingskrav jf. Stortingsmelding 14 (2011/2012). Andre storbyer i Norge har allerede i dag, eller det planlegges for, en høyere forsyningssikkerhet enn et rent N-1 krav.
3. Kravet arealeffektivitet er spesielt viktig i Oslo og Akershus hvor det er høy befolkningsvekst og arealknapphet. Kravet er også et resultat av innspill fra interessenter som eksempelvis Oslo kommune.
4. Kravet til reduksjon i lokal forurensing er et generelt mål fra Stortingsmelding 14 (2011/2012).
5. Krav til et klimavennlig energisystem er hentet fra regjeringens mål for nettutvikling.

5



# Mulighetsstudiet

I dette kapitlet drøfter vi konsepter som kan være aktuelle for å dekke det prosjektutløsende behov. Det er summen av behov, mål og krav som legges til grunn for om konseptene går videre til alternativanalysen. I tillegg til å vurdere løsninger som innebærer tiltak i dagens sentralnett, er løsninger som reduserer behovet for effekt, samt løsninger som kan være et supplement til dagens sentralnett vurdert.

Muligheter og aktuelle konsepter som ligger innenfor nettløsninger kan være:

- Nullalternativet: Fortsette som i dag med nødvendig vedlikehold.
- Konsept 1: Reinvestere med dagens spenningsnivå, og beholde dagens nettstruktur.
- Konsept 2: Reinvestere med dagens spenningsnivå, ny nettstruktur og reduksjon av antall forbindelser.
- Konsept 3: Spenningsoppgradere til 420 kV, ny nettstruktur og reduksjon av antall forbindelser.

Muligheter som ligger utenfor nettløsninger kan være:

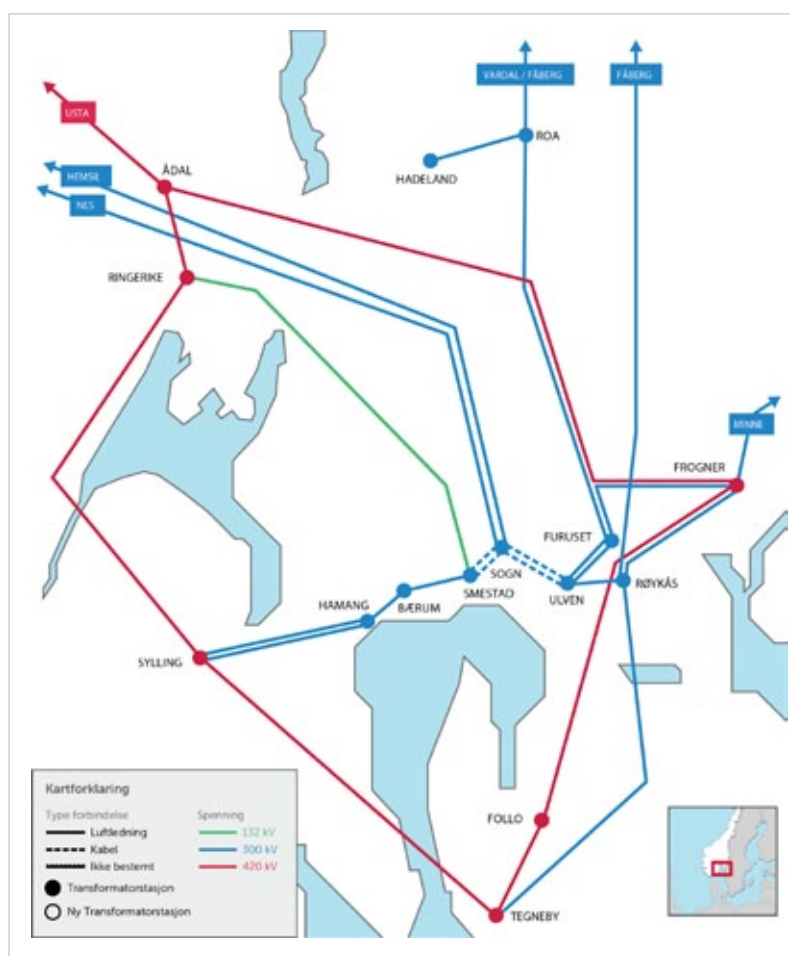
- Konsept 4: tiltak på forbrukssiden
- Konsept 5: økt lokal kraftproduksjon

Konseptene som ligger utenfor nettløsninger er ikke under Statnetts kontroll, men kan påvirke nettløsningen. Tiltak på forbrukssiden kan redusere forbruket og dermed påvirke dimensjoneringen av nettløsningene. Et lavere forbruk vil ha en samfunnsøkonomisk verdi ved at investeringskostnadene kan reduseres, men vil ikke fjerne behovet for et sentralnett. Sentralnettet vil uansett ha en viktig rolle i forsyningen av kraft til regionalnettet. På samme måte ligger det ikke innenfor Statnetts mandat å produsere kraft. I energiloven § 4.6 står det følgende: "Nettvirksomheten skal ikke selv eie eller eies av enheter med virksomhet innen produksjon eller omsetning av elektrisk energi". Det er likevel interessant å se om det er potensial for lokal produksjon av kraft i Stor-Oslo, fordi dette kan påvirke dimensjoneringen av sentralnettet. Dette kan også ha en samfunnsøkonomisk verdi i form av reduserte investeringskostnader. Dersom dette er tilfellet kan det tenkes at slike konsepter kan realiseres ved at eksempelvis myndighetene stimulerer til opprettelse av lokal produksjon i regionen. Lokal produksjon vil kunne redusere størrelsen på sentralnettet, men ikke erstatte det. Sentralnettet vil uansett ha en viktig rolle i forsyningen av kraft til regionalnettet.

### 5.1 Nullalternativet

Stasjoner	Ledninger	Kapasitet	Forsyningsikkerhet	Sanering av forbindelser/traseer
Samme som i dag	Samme som i dag	Ca. 4400 MW	Feil på en enkelt komponent vil normalt ikke gi avbrudd for forbruk (N-1). Enkeltutfall ved intakt nett fører maksimalt til bortfall av 200 MW forbruk av inntil 1 times varighet.	Nei

**Figur 14**  
Nullalternativet – dagens nettstruktur



Statnett kan fortsette med dagens nettstruktur i noen år til og strømforsyningen til Stor-Oslo anses som sikker på kort sikt. En fortsettelse av dagens nettstruktur med nødvendig vedlikehold vil representere et rent nullalternativ. Et slikt alternativ kan være realistisk i en 5 – 10-års periode, men vil ikke være et realistisk alternativ på lengre sikt. Før eller senere vil behovet for større investeringer inntreffe. Dette skyldes enten alder på stasjoner og ledninger, eller at forbruket vil overstige kapasiteten i nettet, jf. usikkerhetsanalyse forbruk. Prosessen med nettinvesteringer er tidkrevende, og det kan ta 5 – 10 år før planer om nettinvesteringer er realisert. Et rent nullalternativ vil trolig ikke være realistisk stort lenger enn den påkrevde

plan- og – investeringsprosessen for Nettplan Stor-Oslo. Nullalternativet vil i praksis derfor kun være et alternativ til utsettelse av nødvendige investeringer.

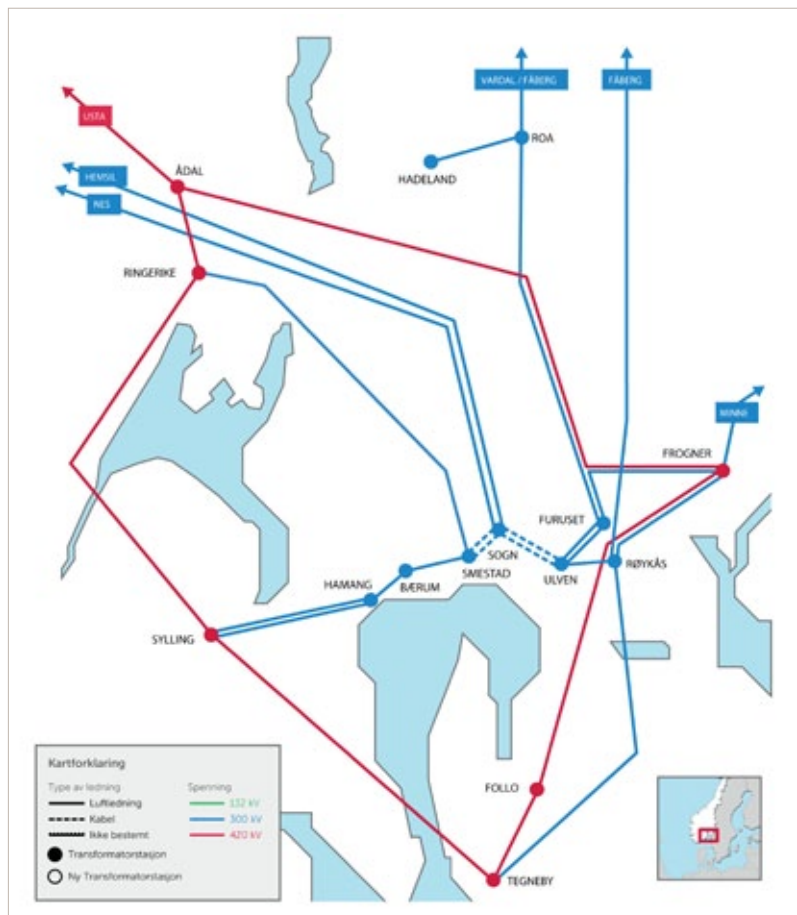
Dagens nett vedlikeholdes på ordinær måte. Disse vedlikeholdskostnadene er marginale i forhold til eventuelle investeringskostnader. Vedlikeholdskostnadene er tilnærmet like for alle konsepter.

## 5.2 Konsept 1: Reinvestere med dagens spenningsnivå, og beholde dagens nettstruktur

Stasjoner	Ledninger	Kapasitet	Forsyningsikkerhet	Sanering av forbindelser/traseer
Samme som i dag	Ny standard på ledninger (Triplex grackle)	6800 MW	Feil på en enkelt komponent vil normalt ikke gi avbrudd for forbruk (N-1). Enkeltutfall ved intakt nett fører maksimalt til bortfall av 200 MW forbruk av inntil 1 times varighet. Ved to feil skal det være mulig å gjenopprette forsyningen innen 2 timer.	Nei

**Figur 15**

Konsept 1: Reinvestere med dagens spenningsnivå, og beholde dagens nettstruktur.



Dette konseptet er en ren oppgradering (reinvestering) av dagens nett og gir nøyaktig samme nettstruktur som i dag og innebærer at:

- Stasjoner blir oppgradert med samme spenningsnivå som i dag.
- Ledninger blir oppgradert til ny standard (triplex grackle) (driftes på 300 kV).

I dette konseptet blir det ingen nye stasjonsetableringer, eller saneringer av eksisterende ledninger. Konseptet kan tolkes som et oppgradert nullalternativ (null +) hvor man kun foretar større reinvesteringer i dagens nett. Bakgrunnen for at ledningene blir oppgradert til ny standard skyldes at:

- Reinvestering i samme type ledninger gir ikke økt kapasitet og man vil ikke kunne møte den forventede økningen i etterspørselen etter strøm.
- Man investerer ikke i gammel teknologi.
- Kostnadsforskjellen er begrenset<sup>10</sup>.

Konseptet vil ta høyde for høyt forbruksscenario, og har en forsyningssikkerhet tilsvarende (N-1). I tillegg gir det økt forsyningssikkerhet ved at det ved to feil, skal være mulig å gjenopprette forsyningen innen to timer.

### 5.3 Konsept 2: Reinvestere med dagens spenningsnivå, ny nettstruktur og reduksjon av antall forbindelser

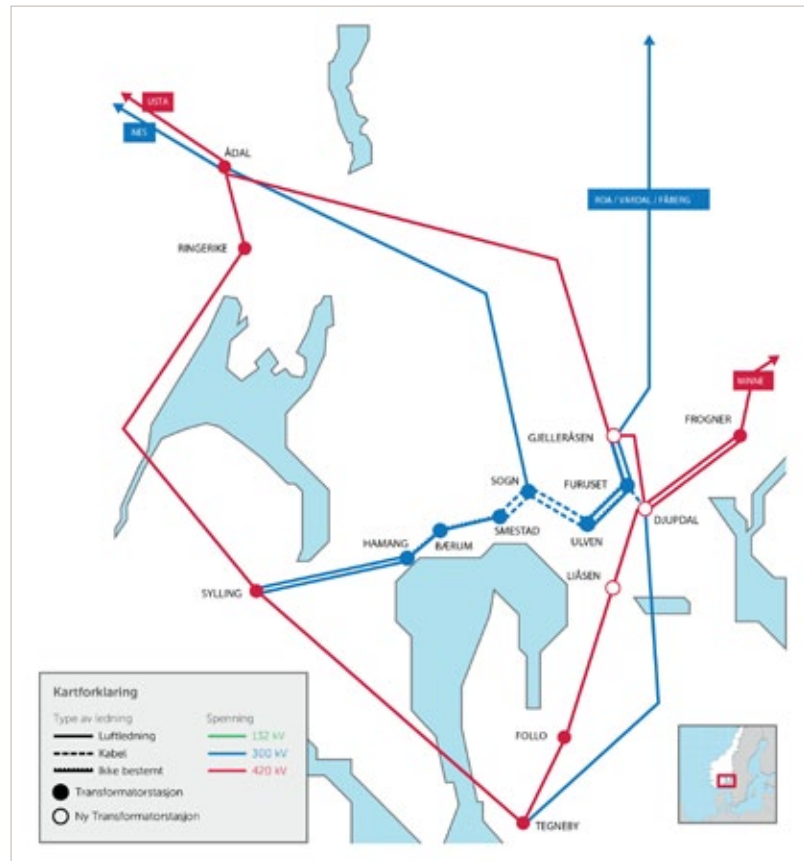
Stasjoner	Ledninger	Kapasitet	Forsyningssikkerhet	Sanering av forbindelser/traseer
Samme som i dag	Ny standard på ledninger (Triplex grackle)	6800 MW	Feil på en enkelt komponent vil normalt ikke gi avbrudd for forbruk (N-1). Enkeltutfall ved intakt nett fører maksimalt til bortfall av 200 MW forbruk av inntil 1 times varighet.	Ja

Figur 16 under viser et eksempel på nettstrukturen for dette konseptet. Konseptet bygger på at alle nye anlegg bygges med ny standard, men på eksisterende spenningsnivå. Konseptet har mange likheter med dagens nettstruktur, men med færre forbindelser og tre nye stasjoner.

<sup>10</sup> En triplex ledning er om lag 0,5 MNOK dyrere per kilometer enn en duplex og om lag 1 MNOK dyrere per kilometer enn en simplex. Kapasiteten på en triplex ledning er ca. 3 ganger så høy som en simplex.



**Figur 16**  
Konsept 2: Reinvestere med dagens spenningsnivå, og reduksjon av antall forbindelser.



Ved å bygge forbindelser med ny standard øker vi overføringskapasiteten. Konseptet kan dermed oppnå lik forsyningsikkerhet som konsept 0, selv med færre forbindelser. I tillegg kan konseptet forsyne et langt høyere forbruk enn konsept 0. Sammenlignet med konsept 1 og 3 over er forsyningsikkerheten noe lavere (N-1). Nettstrukturen i dette konseptet er det samme som i konsept 3. Det innebærer at:

- Dagens stasjoner blir oppgradert med samme spenningsnivå som i dag.
- Alle ledninger blir oppgradert til ny standard (triplex grackle) ledninger (driftes på 300 kV).
- Man sanerer enkelte forbindelser (traseer).

Konseptet kan tolkes som et minimumsalternativ ved at en beholder spenningsnivået i stasjonene, og reinvesterer et nødvendig antall forbindelser for å sikre N-1 forsyningsikkerhet.

Konseptet vil ta høyde for høyt forbruksscenarie, og har en forsyningsikkerhet tilsvarende (N-1).

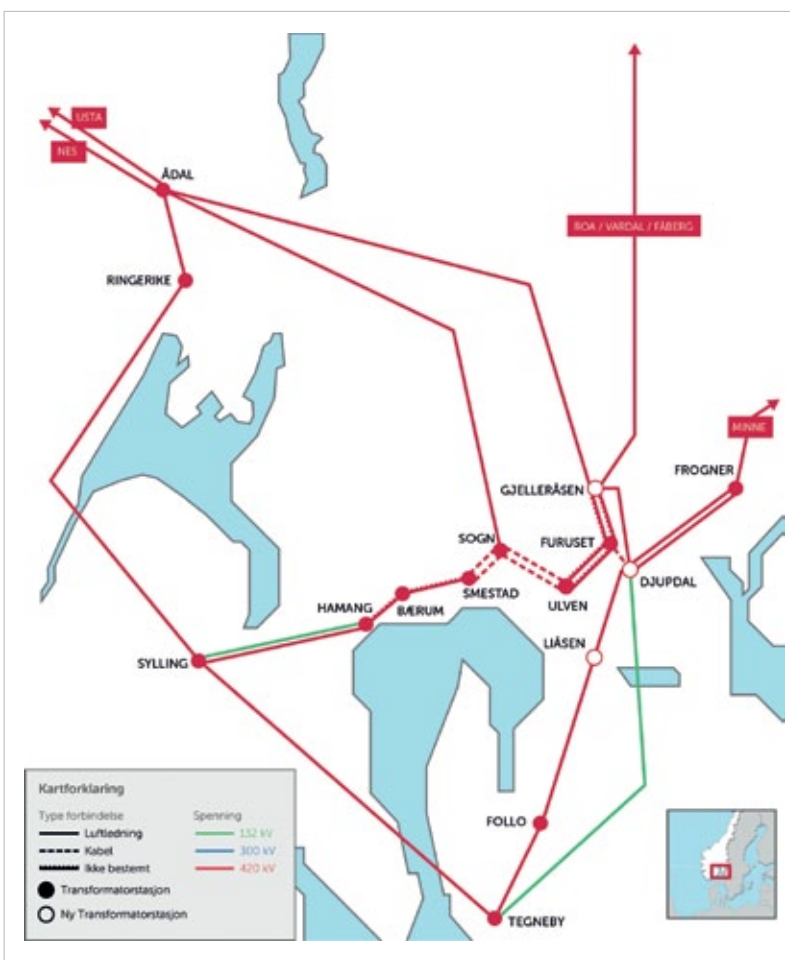
#### 5.4 Konsept 3: Spenningsoppgradering til 420 kV, ny nettstruktur og reduksjon av antall forbindelser

Stasjoner	Ledninger	Kapasitet	Forsyningsikkerhet	Sanering av forbindelser/traseer
Alle stasjoner bygges for 420 kV	Ny standard på ledninger (Triplex grackle)	6800 MW	Feil på en enkelt komponent vil normalt ikke gi avbrudd for forbruk (N-1). Enkeltutfall ved intakt nett fører maksimalt til bortfall av 200 MW forbruk av inntil 1 times varighet. Ved to feil skal det være mulig å gjenopprette forsyningen innen 2 timer.	Ja

Figur 17<sup>11</sup> under viser et eksempel på nettstrukturen for dette konseptet. Dette nettet vil gjennomgående få et spenningsnivå på 420 kV. Det vil bety færre forbindelser.

**Figur 17**

Konsept 3: Spenningsoppgradering til 420 kV, og reduksjon av antall forbindelser.



<sup>11</sup> Det er ikke besluttet nettstruktur fra de alternativene som ble presentert høsten 2012. Dette vil skje senere.

Spenningsoppgradering innebærer at stasjoner og ledninger som i dag drives på 300 kV, oppgraderes til 420 kV, eller erstattes med nye anlegg på 420 kV. Dermed kan vi løfte kapasiteten i kraftsystemet uten å ta i bruk nye ledningstraseer.

Ved å heve spenningen på eksisterende ledninger fra 300 kV til 420 kV går overføringskapasiteten opp med rundt 40 prosent, nettapene halveres og magnetfeltet går ned.

Dette konseptet er basert på alternativ 5 i alternativanalysen fra november 2012. Konseptet har lik struktur (antall forbindelser) som konsept 2, med unntak av at forbindelsene og stasjonene driftes på 420 kV.

Konseptet tar høyde for høyt effektbehov og har en forsyningssikkerhet tilsvarende (N-1). I tillegg gir det økt forsyningssikkerhet ved at det ved to feil skal være mulig å gjenopprette forsyningen innen 2 timer.

#### 5.5 Konsept 4: Tiltak på forbrukssiden

Dette avsnittet belyser i hvilken grad energieffektivisering, -omlegging og laststyring kan redusere effektforbruket, og dermed behovet for ny kapasitet i sentralnettet. Kapitlet bygger på rapporten "Alternativer til nettinvesteringer", som figurene er hentet fra (vedlegg 5). Rapporten er skrevet av XRGIA på oppdrag fra Statnett. Enova, Hafslund og NVE har medvirket i rapporten.

Den siste tiden har det vært mye fokus på miljøtiltak hvor blant annet målsettingen har vært å få ned forbruket av energi. Eksempler på dette er nye byggeforskrifter som stiller krav til bedre isolering av bygg, samt krav til alternativ oppvarming av bygg. Disse miljøtiltakene vil isolert sett redusere behovet for strøm i fremtiden.

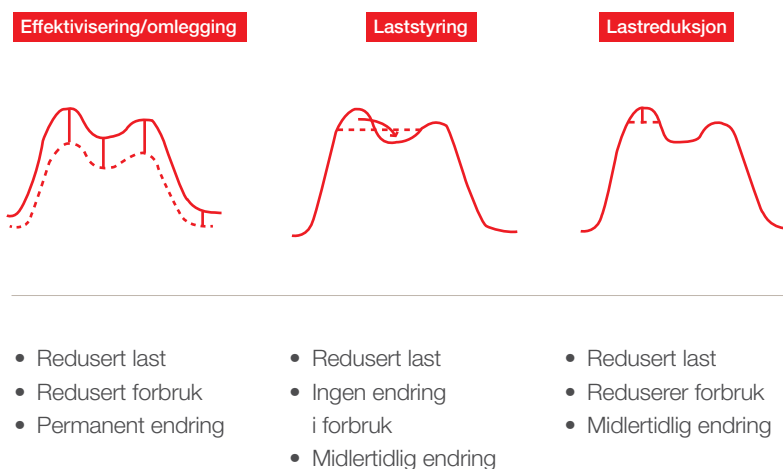
Tiltak på forbrukssiden vil ikke fjerne behovet for nettinvesteringer. Et gammelt nett gjør at det, uavhengig av fremtidig etterspørsel etter strøm, er behov for reinvesteringer i nettet for å opprettholde sikker strømforsyning. Dersom forbruket av strøm reduseres, kan dette påvirke dimensjoneringen av nettet. Behovet for transformatorstasjoner vil imidlertid være det samme, ettersom disse har en viktig rolle som distributør av strøm til regionalnettene.

##### 5.5.1 Overordnede muligheter for effektreduksjoner

For at et tiltak skal tjene som et reelt alternativ til nettinvesteringer, må forbruket med sikkerhet reduseres i den timen i året hvor forbruket er størst. Effektreduserende tiltak kan på kort sikt bidra til å utsette allerede planlagte nettinvesteringer, og på lang sikt redusere investeringsnivået i nettet. Nettinvesteringer har ofte 50 års levetid, og tiltak må kunne forventes å gi effektreduksjoner på lang sikt for at de skal inkluderes i den langsiktige nettplanleggingen. Tiltak som reduserer effektbehovet på kort sikt, men som har mer usikre effekter på lang sikt, vil være mer egnet til å utsette planlagte nettinvesteringer. Figur 18 illustrerer hovedalternativene for effektreduksjoner; effektivisering, omlegging, laststyring og lastreduksjon.

**Figur 18**

Forbruksprofiler og karakteristika i de tre hovedsegmentene for effektforbruk.



**Effektivering og omlegging:** Dette er tiltak som vil påvirke både fasong og nivå på lastkurven. Eksempler er omlegging fra direkte elektrisk oppvarming til bruk av fjernvarme, etterisolering av bygg, utskifting av belysning fra glødelamper til LED-belysning. Effektiveringstiltak vil kunne rettes mot alle forbrukstyper, mens omlegging kun er relevant for forbruk til oppvarming (termiske energiformål). Disse tiltakene vil permanent redusere effektbehovet og bør derfor vurderes inn i langsiktig nettplanlegging.

**Laststyring:** Dette er tiltak der effektuttaket flyttes fra en periode til en annen. I denne gruppen inngår termisk trege laster, som for eksempel akkumulatortanker for varmtvann, ulike former for tidsforskyving av romoppvarming, kjøle- og frys osv. I denne gruppen hører også tiltak som innebærer styring av ventilasjonsanlegg. Ulike løsninger for lagring vil være viktig i forhold til effekter av laststyring. I prinsippet kan alle typer forbruk styres, det er imidlertid forbruk til oppvarming som enklest kan flyttes uten direkte komfortendring for forbruker.

**Lastreduksjon:** Dette tiltaket innebærer at effektuttaket i en viss periode reduseres, og det blir ikke erstattet av lastøkning i en annen periode. I denne gruppen inngår tiltak som påvirker lite kritiske tjenester, sett i forhold til nytten av tiltaket. Her kan en se for seg utkobling av stand-by effekt, vifter, belysning og pumper som ikke er kritiske osv. Samspill mellom energibærere, eksempelvis ved at en husholdning som både har vedovn og elektrisk oppvarming øker sitt vedforbruk i perioder med anstrengte nettforhold. Forbruk som i dag kjøper elektrisitet på uprioritert overføring (fleksibel tariff) vil også være i denne kategorien.

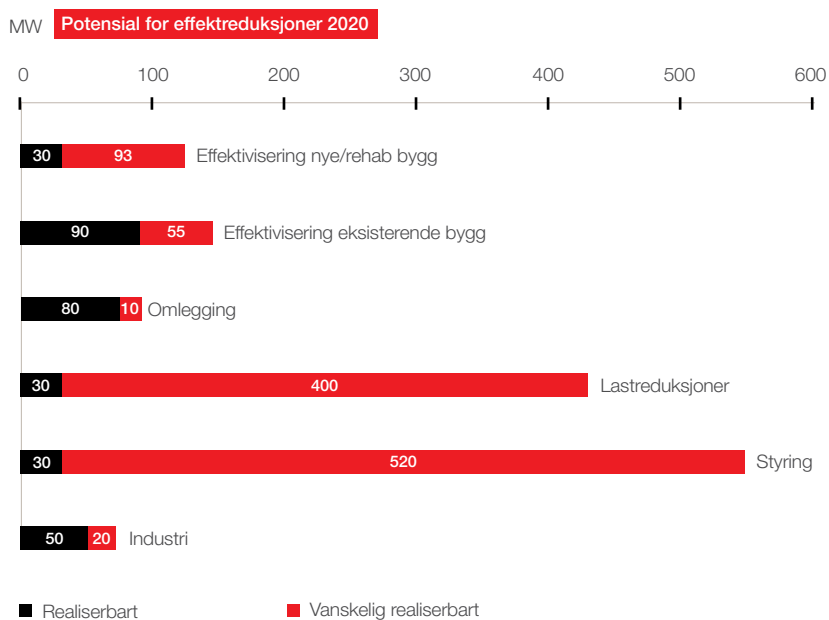
### 5.5.2 Forutsetninger for effektreduksjoner

Tidligere i rapporten er det presentert tre ulike scenarier for etterspørselen etter strøm. Disse tre scenariene inneholder en rekke forutsetninger om befolkningsvekst, arealutvikling, forskriftskrav om byggstandarder, faktisk forbruk relativt til standarder, konkurranseflaten mellom oppvarmingsteknologier og nytt forbruk. Det tekniske potensialet for effektreduksjoner i Oslo og Akershus er anslått til om lag 1 400 MW. Da er det forutsatt at det ikke introduseres nye virkemidler som påvirker forbruket.

Om lag 70 prosent av potensialet er relatert til tiltak i eksisterende bygningsmasse. Potensialet er omtrent like stort i Oslo som i Akershus. For å realisere et slikt potensial kreves kraftfulle tiltak i alle sektorer. Tiltakene er mange og omfatter et stort antall aktører. De praktiske, tekniske og økonomiske barrierene vil være mange. Ved beregning av dette potensialet, er det antatt at man i eksisterende bygg ikke etablerer ny infrastruktur for oppvarming, slik som vannbåren varme eller pipe.

Figur 19 oppsummerer det realiserbare og tekniske potensial for effektreduksjoner i 2020. Det samlede tekniske potensialet for effektreduksjoner er anslått til hele 1400 MW i 2020. Det realiserbare potensialet er anslått til 310 MW. Dette er ansett som et ambisiøst, men oppnåelig potensial. For å oppnå dette er en avhengig av nye virkemidler eller forsterkning av eksisterende virkemidler.

**Figur 19**  
Realiserbart og teknisk potensial  
for effektreduserende tiltak i 2020.

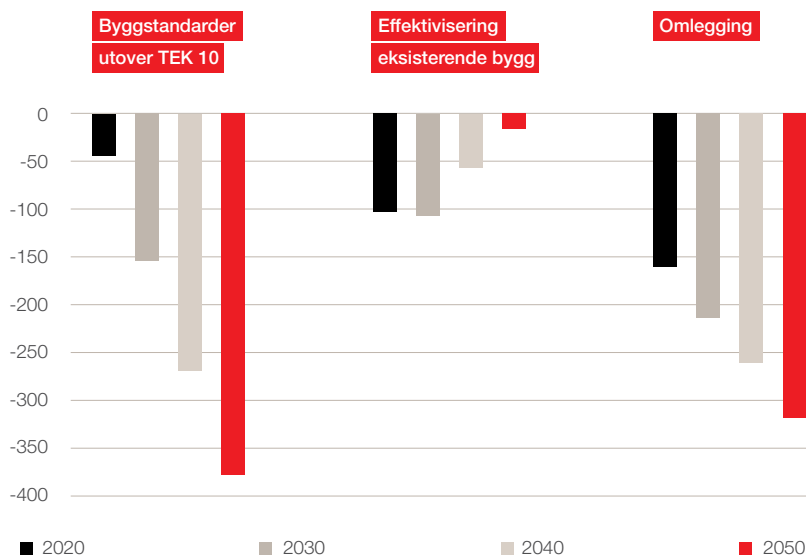


Det realistiske potensialet for effektreduksjoner er relativt beskjeden i 2020. En viktig årsak til dette er den trege utskiftingen av bygningsmassen.

### 5.5.3 Videre potensial til effektreduksjoner 2020-2050

Tiltak rettet mot nye og rehabiliterte bygg kan gi store effektreduksjoner på lang sikt. Standarder for passivbygg og energiomlegging kan redusere effektbehovet i bygg med 650 MW i 2050. Effektiviseringstiltak som i dag gjennomføres i eksisterende bygg, vil ha liten effekt i et så langt perspektiv, ettersom de aller fleste hus enten er nye eller gjennomgått rehabilitering. Figur 20 angir potensialet for effektivisering i bygg frem mot 2050 og viser hvordan tiltak i eksisterende bygningsmasse har betydelig effekt på kort sikt, men blir mindre viktig på lang sikt.

**Figur 20**  
Potensial for effektreduksjoner i bygg mot 2050.



**Byggstandarder:** Hvis standard for lavenergibygg og passivbygg får virkning fra 2016 og 2021, vil dette kunne gi effektreduksjoner på om lag 350 MW<sup>12</sup> i 2050. Dette understreker at selv om tiltaket har svært liten effekt i 2020, er det et virkemiddel med effekter i en størrelsesorden som er viktig å ta innover seg ved planlegging av fremtidige nettutbygginger.

**Effektivisering:** Tiltak i eksisterende bygg har betydelig effektreduserende virkning på kort sikt. På lang sikt vil bygningsmassen skiftes ut eller gjennomgå en rehabilitering. På lang sikt ville man altså oppnådd denne effektiviseringsgevinsten med andre virkemidler. Effektivisering i eksisterende bygningsmasse er derfor grovt sagt en måte å fremskynde en effektivisering som vil komme på sikt.

**Omlegging:** I 2020 utgjøres potensialet for omlegging både av tiltak i eksisterende boliger og tiltak i nye større bygg. Veksten fra 2020-2050 utgjøres av nye store boliger som konverterer til vannbåren varme, og som kan erstatte elektrisitet til topplast med for eksempel bioolje.

**Laststyring:** I 2020 er potensialet vurdert til å være både usikkert og lavt. Usikkerheten rundt disse potensialene vil være stor også etter 2020. Muligens vil ny teknologi og en gradvis tilvenning hos forbrukerne, kunne gi et økende potensial for effektreduksjoner, slik vi så i Tyskland fra 1960 til 2000. Det understrekes at drivkreftene bak den realiserte forbruksendringen i Tyskland antakelig var betydelig sterkere enn insentivene vi har i Norge i dag. Det er et betimelig spørsmål om verdien av sparte nettinvesteringer i seg selv er tilstrekkelig til å skape sterke nok incentiver til utbredt laststyring hos sluttbrukerne.

**Industri:** Potensialet for ytterligere effektivisering i industrien etter 2020 er vanskelig å kvantifisere. Det vil imidlertid være rimelig å tro at det fremdeles vil være effektiviseringsgevinster å hente ut, både for bruk i kontorbygg og til produksjonsprosesser.

<sup>12</sup> Dette resultatet er på lang sikt sensitivt for valg av rehabiliteringsrate. Det er i disse beregningene antatt en rate for totalrehabilitering på 1,5 %. I rapporten Energi- og effektprognoser for Nettplan Stor-Oslo skrevet våren 2011 ble det antatt en høyere rehabiliteringsrate på 2,3 %. Potensialet presentert her er derfor mindre enn det ville vært med forutsetningene gjort da.

**Nytt forbruk:** Elbiler vil sannsynligvis fortsette å ta markedsandeler i den totale bilparken etter 2020. Effektbehovet til denne typen forbruk vil derfor sannsynligvis fortsette å stige. Teknologutviklingen relatert til batterier og lading skjer nå i et høyt tempo. Usikkerheten knyttet til utbredelse av hurtiglading muligheter for batteriparker, vil derfor kunne være noe mindre i 2020 enn i dag.

## 5.6 Konsept 5: Lokal produksjon av kraft

Dette kapittelet belyser potensial for ny kraftproduksjon fra vann- og vindkraft, kraftvarmeverk basert på biobrensel eller gass, solceller, diesellaggregater og dyp geotermisk energi i Stor-Oslo og fylkene rundt. I tillegg har vi vurdert noen lagringsteknologier for kraftproduksjon. Hovedfokus i analysen vil være utviklingen mot 2020, men mer langsiktige muligheter vurderes også. Kapittelet tar utgangspunkt i rapporten "Ny produksjon i Stor-Oslo / Østlandsområdet" (vedlegg 6).

Lokal produksjon av kraft vil ikke fjerne behovet for nettinvesteringer. Sentralnettet i Stor-Oslo er en forutsetning for forsyning av kraft til de regionale og lokale strømleverandørene. Et gammelt nett gjør at det, uavhengig av fremtidig etterspørsel etter strøm, er behov for reinvesteringer i nettet for å opprettholde sikker strømforsyning. Lokal produksjon av kraft vil kunne påvirke dimensjoneringen av sentralnettet, men ikke behovet for antall transformatorstasjoner.

Formålet med analysen er å utarbeide et grunnlag for å vurdere om ny kraftproduksjon i regionen kan redusere behovet for oppgradering eller bygging av nytt sentralnett i Stor-Oslo. Flere forhold er relevante for å vurdere ny kraftproduksjon opp mot bygging/oppgradering av kraftledninger:

- Tilgjengelig teknologi og teknologiens modenhet
- Potensielt produksjonsvolum i regionen
- Kostnadsnivå
- Tilgjengelighet i topplastperioder
- Påvirkning av klima og lokalmiljø

### 5.6.1 Ny vannkraftproduksjon

Det forventes betydelige investeringer både i nye kraftverk, samt opprusting, utvidelse og reinvestering i eksisterende kraftverk. Imidlertid er store deler av ny vannkraft på Østlandsområdet i hovedsak elvekraft, småkraft eller opprusting/utvidelser som alle gir liten økt reguleringsevne av vannkraftproduksjonen i området. Disse prosjektene vil øke effekten i vannkraften på Østlandsområdet, men kun deler av effektøkningen vil være tilgjengelig i topplastperioder. I Oslo, Akershus og Østfold er det et begrenset potensiale for ny produksjon fra vannkraft, både på kort og lang sikt.

### 5.6.2 Vindkraftproduksjon

Som følge av elsertifikatorrdningen finnes det planer om vindkraftutbygging mange steder i Norge innen 2020, hovedsakelig langs kysten. Men det er også meldt inn flere prosjekter til NVE i Østlandsområdet det siste året. Dersom alle disse prosjektene blir realisert, vil samlet installasjon utgjøre 810 MW, og en ny kraftproduksjon i området på over 2 TWh. Rundt 335 MW av de planlagte prosjektene på Østlandet vil mates direkte inn i kraftsystemet i Stor-Oslo. Utbygging av vindkraft på Østlandet vil være gunstig for redusert tørrårsrisiko og for å redusere nettapene.

En vindkraftutbygging vil likevel ikke redusere behovet for nettutbygging i Stor-Oslo. Årsaken er at vindkraftproduksjonen varierer betydelig over tid, også innenfor et døgn. Man kan dermed ikke ta for gitt at det produseres vindkraft i den kaldeste perioden om vinteren.

### 5.6.3 Biokraft

Kraft fra bioenergi kan med dagens rammebetingelser kun bli økonomisk interessant ved utnyttelse av varme fra prosessen og svært høy brukstid på anlegget. Varmeleveranser til et fjernvarmenett (grunnlast) eller industri en forutsetning for å kunne produsere kraft fra bioenergi. Slike anlegg er etablert både i Stor-Oslo og på Østlandet, men fordi kraftproduksjonen begrenses av varmebehovet, er installert effekt for kraftproduksjon relativt liten. Per i dag er det installert 22 MWel i tilknytning til fjernvarmen i Oslo. Dersom hele grunn-/sommerlasten (ca. 200 MW) i Oslos fjernvarme var etablert som kraftvarmeverk, ville effekten i kraftproduksjonen utgjøre 40-60 MW. Grunnlasten i fjernvarmen i Oslo er imidlertid spredt på flere grunnlastsentraller og teknologier. Det er derfor lite sannsynlig at hele potensialet kan bli realisert. Hafslund har vurdert å bygge et nytt kraftvarmeverk basert på bio, men har lagt disse planene på is fordi anlegget ikke vil få tilstrekkelig høy brukstid til at det blir lønnsomt.

### 5.6.4 Gasskraft

Gasskraft i Stor-Oslo vil kunne bidra med en betydelig effekt og dermed være det mest aktuelle alternativet for ny produksjon i Stor-Oslo, dersom det blir vurdert som et bedre alternativ enn utbygging eller oppgradering av nettet inn til området. Gasskraftverk kan bygges som grunnlast og bidra med kraftproduksjon året rundt. For å redusere kostanden ved gasskraft og oppnå størst virkningsgrad, må et gasskraftverk bygges i tilknytning til fjernvarmevirksomheten i Oslo. Med høy kapasitet på avfallsforbrenning til fjernvarme er dette lite aktuelt de neste 10-30 årene. Et alternativ vil være å bygge reservekraftverk i Stor-Oslo. Dette er imidlertid forbundet med høye kostnader og høye utslipp av CO<sub>2</sub> per produsert energienhet. Dersom begrunnelsen for et reservekraftanlegg skal være å unngå bygging av kraftledninger, må anlegget plasseres sentralt i regionen for å hindre at gasskraftanlegget i seg selv utløser behov for utbygging av lengre strekninger med kraftledninger. Gitt dagens prishnivå er heller ikke gasskraftverk kommersielt lønnsomt.

Store gasskraftverk som eksempelvis Kårstø hadde en investeringskostnad på ca. 2,0 milliarder kroner for 430 MW. Dersom en tar utgangspunkt i planleggingsbehovet i Stor-Oslo på 6 800 MW, ville den totale investeringskostnaden utgjort over 30 milliarder kroner før investeringer i gassledning. Dette tilsvarer anslagsvis dobbel pris av et nettprosjekt, samtidig som et gasskraftverk i beste fall kun kan erstatte en mindre del av nettløsningen.

I dag er det kun i region Midt – Norge at portable gasskraftverk har blitt etablert som reserve til sentralnettet.

### 5.6.5 Solceller

Solceller har fått økende betydning i Europa de siste årene, hovedsakelig på grunn av gunstige subsidier i Tyskland og Spania. I Norge har solceller blitt instal-



ler i områder uten tilgang til nett, for eksempel i hytter. Prisene på solceller er kraftig redusert de siste to årene, og en fortsatt prisreduksjon vil bidra til flere installasjoner av solceller, også i Norge. Produksjonen fra solceller avhenger av solinnstrålingen, og vil dermed være betydelig lavere over året i Norge sammenlignet med land lenger sør.

I topplastperioder i desember og januar, vil det være svært liten eller ingen kraftproduksjon fra solceller på Østlandet. Installasjon av solceller vil derfor ikke kunne redusere behovet for nett i Stor-Oslo.

#### 5.6.6 Dyp geotermisk energi

Utnyttelse av dyp geotermisk energi skjer ved at man borer dypt nok ned i jordoverflaten til at man kan hent opp varme direkte fra jordens indre. For å kunne utnytte geotermisk energi til kraftproduksjon, må man som regel borre 4-6 000 meter ned i bakken, noe som gir svært høye investeringskostnader. Oslo, Akershus og de øvrige østlandsfylkene kan bli de mest interessante områdene for dyp geotermisk energi i Norge. Teknologien er på pilotstadiet og kan representere en interessant produksjonsform på lang sikt dersom kostnadene reduseres. Kraftproduksjon fra dyp geotermisk energi vil egne seg som grunnlast, og kraftproduksjonen vil ikke variere mellom år eller årstider.

IEA anslår investeringskostnader for dyp geotermisk kraftproduksjon å være i størrelsesorden 14 000 – 32 000 kroner per kW (2 400-5 500 USD/kW (2010-verdier)). I 2050 anslås kostnadsnivået å være rundt 12 000 – 21 000 kroner per kW (2 100-3 600 USD/kW). De påpeker også at kostnader knyttet til utforskning av områder, og boring kan utgjøre mer enn halvparten av den totale investeringskostnaden (IEA, 2010).

Hvis man tar utgangspunkt i en investeringskostnad på 15 000 kroner per kW, vil en investering tilsvarende planleggingsbehovet i Stor-Oslo på 6 800 MW utgjøre ca. 100 milliarder kroner. Dette tilsvarer en kostnad som er 6-7 ganger større enn et normalt nettprosjekt for regionen. En investering i dyp geotermisk energi vil i beste fall kun erstatte en mindre del av nettløsningen.

#### 5.6.7 Nødstrømsaggregater

Nødstrømsaggregater er installert på sykehus og andre viktige funksjoner for å sikre liv og helse i tilfelle strømbrudd. Hafslund estimerer at slike aggregater utgjør en samlet effekt på 50 MW i deres nettområde. I og med at aggregatene primære funksjon er å levere strøm til kritiske funksjoner ved behov, må sikkerheten utredes spesielt nøye før man vurderer å innføre en sekundærfunksjon for disse aggregatene. Det er en reell risiko at primær- og sekundæroppgaven vil komme i konflikt med hverandre i og med at begge funksjonene er mest sannsynlig i anstrengte kraftsituasjoner. I slike situasjoner er det også størst risiko for spennings- og frekvensproblemer i nettet, noe som kan ødelegge nødstrømsaggregatene. Et mulig alternativ er å etablere "nødaggregatparker" som kun har som oppgave å stå i reserve til det oppstår behov i nettet. Dette kan være en mer kostbar løsning enn å utnytte aggregater som må etableres uansett, men løsningen vil være enklere for Statnett å ta i bruk og man risikerer ingen sikkerhetsproblemer

for sykehus, flyplasser og andre ved å ta i bruk deres nødstrømsaggregat. Kostnader til oppsett av en park av dieselaggregat er grovt estimert av Reservekraft (2012). En aggregatpark på 10 aggregater av 2,2 MW er estimert til en kostnad på 40-50 millioner kroner.

En investeringskostnad på 50 millioner kroner for 22 MW gir en investeringskostnad på ca. 15 milliarder kroner for 6 800 MW (planleggingsbehovet i Stor-Oslo). Kostnaden vil dermed anslagsvis være på nivå med et tilsvarende nettprosjekt. Imidlertid vil en være avhengig av svært gode støtteordninger for at dette skal bli kommersielt lønnsomt. En park på 22 MW vil benytte diesel for om lag 30 000 kroner per time, noe som tilsvarer en kraftpris på om lag 1 350 NOK/MWh. Med gjennomsnittlige kraftpriser i Oslo (Nord Pool Spot) de siste 10 årene på om lag 300 NOK/MWh ville en altså vært avhengig av støtteordninger opp mot 1 000 NOK/MWh.

I tillegg er det politiske målsetninger, både lokalt og sentralt, om å fase ut dagens oljekjeler, samt fase inn mer fornybar kraftproduksjon. At en i en slik situasjon vil etablere støtteordningen for en omfattende innføring av dieselaggregater synes ikke realistisk.

#### 5.6.8 Energilagring

Teknologier for energilagring kan fungere som et alternativ til nettutbygging, dersom de har tilstrekkelig stor lagringskapasitet og energien kan raskt lastes ut i nettet. De mest aktuelle teknologiene er pumpekraft, komprimert luft og enkelte batterier. Andre teknologier kan bli aktuelt på lang sikt, men er per i dag for umodne. En ulempe med all form for energilagring, er at kostnadene og energitapene er høye. For pumpekraft og storskala energilagring med komprimert luft, er man avhengig av fysiske lokasjoner som er egnet. Vi kjenner ikke til noen aktuelle prosjekter for pumpekraft i områdene rundt Oslo. De mest aktuelle batteriene med tanke på skala, er ikke teknologier som er tilstrekkelig moden til å tas i bruk. Alle teknologiene under energilagring har per i dag et kostnadsnivå per produsert MW som er langt høyere enn for et tilsvarende nettprosjekt. I tillegg er de fleste teknologiene umodne.

En oppsummerende vurdering på alle punktene for hver av teknologiene, er gitt i tabellen under. Stor-Oslo inkluderer her også Østfold fordi nettkapasiteten mellom Østfold og Akershus/ Oslo er god i toppplastperioder på vinteren. Det er viktig å påpeke at ny kraft i Stor-Oslo vil være nyttig for kraftsystemet i form av reduserte nettap og tørrårssikring, selv om det ikke er tilgjengelig i toppplast og kan erstatte nettutbygging/oppgradering.

Teknologi	Teknologisk modenhet	Potensiale i 2020 (MW)		Kostnadsnivå (øre/kWh)	Tilgjengelighet i topplast	Natur/ klima
		Stor-Oslo	Østlandet			
Vannkraft- O/U	Moden	226	292	Høyt	Begrenset	Lite inngrep
Vannkraft- ny	Moden	4	691	34	Delvis	Lokale inngrep
Vindkraft	Moden	335	780	> 60	Usikkert	Lokale inngrep
Biokraft	Moden	-	<50	44-97	Ja	Lokale inngrep og transport
Gasskraft	Moden	-	-	39-120 + gasstransport	Ja	Lokale inngrep, klimautslipp og transport
Solceller	Moden	Lite	Lite	>67	Lite	Lite inngrep
Dyp geotermisk energi	Pilot	-	-	Svært høy	Ja	Lokale inngrep
Aggregater	Moden	<50	Ikke vurdert	uklart	Usikkert	Klima- og lokale utslipp, støy
Pumpekraft	Moden	-	Ikke vurdert	>20 i prisforskjell	Ja	Lokale inngrep
Komprimert luft	Demonstrert	-	-	Svært høy	Ja	Lokale inngrep
Hydrogen	Utvikling	-	-	Svært høy	Ja	Lite inngrep
Batterier	Utvikling	-	-	Svært høy	Ja	Lite inngrep lokalt

**Tabell 2**  
Oppsummering av ulike potensielle produksjonsteknologier.

## 5.7 Grovsiling

I henhold til veileder nummer 9 "Utarbeidelse av KVV/KL dokumenter" står det: På et tidlig stadium i konseptutviklingen bør konseptenes realisme testes, for eksempel i form av grove samfunnsøkonomiske analyser.

Eksempler på dette kan være:

1. Et tiltak som gir samme nytte som et annet, men som åpenbart er vesentlig mer kostbart (eller vise versa) kan argumenteres ut.
2. Tiltak som ikke oppfyller absolutte-krav.

### 5.7.1 Grovsiling - Tiltak på forbrukssiden

Det realistiske potensialet for effektreduksjoner er estimert til omlag 300 MW i 2020. Effektreduksjoner i et så kort perspektiv baserer seg på tiltak i eksisterende bygningsmasse. På lengre sikt vil reduksjonene trolig være betydelig større, fordi fremtidige rehabiliteringer og nybygg vil være omfattet av nye byggforskrifter. Tiltak på forbrukssiden vil ikke kunne dekke det prosjektutløsende behov etter som nettet uansett har behov for reinvesteringer grunnet høy alder. Behovet for reinvesteringer i nettet er uavhengig av forbruksveksten.

### 5.7.2 Grovsiling – nettkonsepter i kombinasjon med tiltak på forbrukssiden

Selv om en reduksjon på 300 MW er et relativt beskjedent bidrag, sett i forhold

til det totale kapasitetsbehovet, kan en slik reduksjon være svært viktig dersom kapasiteten i nettet er anstrengt. Tiltaket vil imidlertid alene ikke tilfredsstille kravet til kapasitet, men kan være et viktig supplement.

Forventet etterspørsel etter strøm er grundig behandlet i kapittel 3.3. Her er det tatt hensyn til de faktorene som er behandlet i konseptet "Tiltak på forbrukssiden". I tiltak på forbrukssiden inngår estimatene for det fremtidige effektbehovet i Stor-Oslo. Under nettkonseptene vil derfor dette konseptet påvirke dimensjoneringen av nettet. I alternativanalysen omtales ikke nettkonseptene som kombinasjonskonsepter, men tiltak på forbrukssiden vil inngå som en del av disse konseptene og påvirke dimensjoneringen av disse. Selv om tiltak på forbrukssiden ikke kan erstatte investeringer i sentralnettet, vil det lette gjennomføringen av prosjektet vesentlig om forbruksveksten blir lavere eller kommer senere. Statnett ser derfor svært positivt på effektreduserende tiltak fra forbrukere.

Tiltak på forbrukssiden inngår i nettkonseptene og vil påvirke dimensjoneringen av disse.

### 5.7.3 Grovsiling – lokal produksjon av kraft

Basert på kriterier som teknologiens modenhet, potensielt produksjonsvolum i regionen, kostnadsnivå, tilgjengelighet i toppplastperioder og påvirkning av klima og lokalmiljø er ingen av dagens produksjonsteknologier særlig aktuelle for Oslo-området.

Dette tiltaket understøtter ikke det prosjektutløsende behov og oppfyller ikke sentrale effektmål og krav. Tiltaket vil ikke alene kunne forsyne regionen med strøm og oppfyller dermed heller ikke kravene til forsyningssikkerhet. Noen av teknologiene mangler modenhet, og noen teknologiene har en pris som er for høy i forhold at disse er kommersielt lønnsomme.

Tiltak under lokal produksjon av kraft vil ikke være egnet som eget konsept for forsyning av strøm til Stor-Oslo av følgende årsaker:

- Lokal produksjon fjerner ikke behovet for nett, men kan påvirke dimensjoneringen.
- De fleste teknologier vil i liten grad kunne bidra til behovet for effekt som langsiktig er anslått til 6 800 MW. Et gasskraftverk er den teknologien under lokal produksjon som anses å kunne produsere mest kraft. Men selv et gasskraftverk på størrelse med Kårstø vil ikke kunne produsere mer ca. 5 prosent av det langsiktige behovet for kraft.
- Det er andre kommersielle aktører enn Statnett som bygger ut kraftverk dersom dette er kommersielt lønnsomt.

### 5.7.4 Grovsiling – nettkonsepter i kombinasjon med lokal produksjon av kraft

Det kan stilles spørsmål om det er mulig å kombinere teknologier under lokal produksjon av kraft med nettkonsepter. I dag er utfordringen at:

- Det er stor usikkerhet om hvorvidt vindkraft, vannkraft eller solceller vil være tilgjengelig når behovet er størst (perioder med toppplast). Uten sikker tilgjengelighet i toppplastperioder vil disse teknologiene være uegnede som supplement til nettløsninger.
- Kostnadene knyttet til teknologier som gasskraft, dyp geotermisk energi og nødstrømsaggregater er langt større enn for nettkonsepter uten at disse gir større nytte.

- Biokraft har usikker brukstid, og potensialet på kort sikt er liten. Hafslund har vurdert produksjon av biokraft, men ikke funnet dette lønnsomt.
- Teknologier under energilagring er per i dag umodne og har langt høyere kostnader enn nettkonsepter uten dette kompenseres med økt nytte.

Skal lokal produksjon av kraft inngå som en del av nettkonseptene bør følgende være oppfylt:

- Kostnaden knyttet til investering i teknologer under lokal produksjon av kraft bør redusere investeringene i nett tilsvarende.
- Teknologiene må bli kommersielt lønnsomme på sikt, og andre aktører enn Statnett vil investere i en av disse teknologiene i Stor-Oslo.

Vi har tidligere sett at teknologiene under lokal produksjon er usikre i forhold til ytelse i topplastperioder, eller er dyrere å utvikle enn nettkonsepter. Når vi ser på investeringskostnader, driftskostnader, politiske føringer og miljømessige konsekvenser for de teknologiene som er mest sikre i forhold til ytelse i topplastperioder, synes disse lite aktuelle. Per i dag vil det ikke være samfunnsøkonomisk lønnsomt å investere i disse teknologiene i kombinasjon med nettkonsepter. Bildet blir enda tydeligere når antall stasjoner i nettkonseptene ikke kan reduseres ved innføring av lokal produksjon.

Det er vanskelig å forutsi om teknologiene vil bli lønnsomme å utvikle på sikt. Bildet blir enda mer komplisert når det også tas hensyn til at dette ligger utenfor Statnetts kontroll. Hvis det på sikt utvikles kraftproduksjon i Stor-Oslo vil det være naturlig at dette tas hensyn til i utviklingen av sentralnettet. For Statnett vil lokal produksjon i Stor-Oslo kunne bidra til noe lavere investeringskostnader, og dermed økt samfunnsøkonomisk nytte for prosjektet. På bakgrunn av den forenklede analysen ovenfor vil ikke lokal produksjon inngå som en mulig kombinasjon med nettløsninger i alternativanalysen. Muligheten for lokal produksjon er derimot nærmere omtalt i den samfunnsøkonomiske analysen under kapitlet om realopsjoner.

## 5.8 Oppsummering og konklusjon mulighetsstudiet

I mulighetsstudiet har vi sett at det kun er konsepter innenfor nettinvesteringer som fullt ut dekker det prosjektutløsende behov, og gir en tilfredsstillende forsyningssikkerhet av strøm til regionen.

Konsepter utenfor nettløsninger (tiltak på forbrukssiden og lokal produksjon av kraft) vil ikke alene kunne dekke bør-kravene til:

- Ytelse (6 800 MW) eller
- Forsyningssikkerhet (N-1)

Videre er det drøftet om konseptene tiltak på forbrukssiden, eller lokal produksjon av kraft kan inngå som en kombinasjon med nettkonsepter.

Tiltak på forbrukssiden inngår som en kombinasjon med alle foreslåtte nettkonsepter, jf. avsnitt 5.7.2.

Lokal produksjon av kraft vil ikke inngå som kombinasjon med nettkonsepter

som følge av høye kostnader, usikker tilgjengelighet i topplastperioder, teknologisk modenhet eller miljø aspekter, jf. avsnitt 5.7.4. Muligheten for lokal produksjon omtales likevel under realopsjoner, da dette kan påvirke dimensjoneringen av nettkonseptene.

I alternativanalysen vil følgende konsepter inngå:

- Nullalternativet: Fortsette som i dag med nødvendig vedlikehold.
- Konsept 1: Reinvestere med dagens spenningsnivå, og beholde dagens nettstruktur.
- Konsept 2: Reinvestere med dagens spenningsnivå, ny nettstruktur og reduksjon av antall forbindelser.
- Konsept 3: Spenningsoppgradere til 420 kV, ny nettstruktur og reduksjon av antall forbindelser.

Alle disse konseptene inneholder også virkninger av konseptet tiltak på forbrukersiden.



# Alternativanalyse

Hvor raskt en vil spenningsoppgradere, avhenger av forbruksutviklingen og tilstanden på nettet.

Dette avsnittet bygger på rapporten "Samfunnsøkonomisk analyse av investeringer i sentralnettet i Oslo og Akershus" (vedlegg 7).

Sentralnettet i Oslo og Akershus er gammelt og reinvesteringer er derfor nødvendig. I tillegg er det forventet en betydelig økning i etterspørselen etter strøm. Dagens sentralnett vil på sikt ikke ha kapasitet til å møte den forventede fremtidige etterspørselen etter strøm.

Sentralnettet i Stor-Oslo kan forsyne et effektuttak på inntil ca. 4 400 MW med en forsyningssikkerhet på N-1. Det høyeste effektuttaket i nettet var på ca. 4 250 MW (januar 2010). Hvis det ikke foretas nye reinvesteringer, vil til slutt ledninger og stasjoner slutte å fungere. Da er det rimelig å anta at kapasiteten i sentralnettet faller over tid. Konsekvensen av dette vil være at selv dagens effektbehov ikke kan dekkes.

Konseptene er presentert i kapittel 5. De konseptene vi tar med videre fra mulighetsstudien og drøfter i alternativanalysen er:

- Nullalternativet: Fortsette som i dag med nødvendig vedlikehold.
- Konsept 1: Reinvestere med dagens spenningsnivå, og beholde dagens nettstruktur.
- Konsept 2: Reinvestere med dagens spenningsnivå, ny nettstruktur og reduksjon av antall forbindelser.
- Konsept 3: Spenningsoppgradere til 420 kV, ny nettstruktur og reduksjon av antall forbindelser.

Alle konseptene drøftes i forhold til nullalternativet som er referansealternativet. For den samfunnsøkonomiske analysens del er det viktig å presisere at konsept nummer tre vil driftes på 300 kV, inntil tilstrekkelig antall stasjoner som kan driftes på 420 kV er faset inn. Hvor raskt det vil skje, avhenger av forbruksutviklingen og tilstanden på nettet. Nettet vil driftes på 300 kV i mange år også i dette konseptet.

## 6.1 Metoden følger OEDs og andres veiledning

Den samfunnsøkonomiske analysen benytter metodikk anbefalt av OEDs veileder for konseptvalgutredninger (2013) og som igjen henviser til Finansdepartementets veileder i samfunnsøkonomisk analyse (2005) og NOU 2012:16, en fersk offentlig utredning om metoder for samfunnsøkonomiske analyser.

I nåverdiberegningene er det valgt en analyseperiode på 40 år regnet fra 2015 og en diskonteringsrente på 4 prosent (3 prosent de siste 2 årene). 2013 er basisår.



Det er ikke funnet grunn til å modifisere markedspriser på kostnadssiden. På nyttesiden er en hovedproblemstilling at nullalternativet over tid fører til at mange husholdninger, bedrifter og institusjoner ikke får dekket behovet for strøm. Det finnes ulike priser og verdier å ta utgangspunkt i for å beregne betalingsviljen per kWh ikke-levert strøm. Mulighetene diskuteres senere i kapittelet.

Den samfunnsøkonomiske analysen skal ifølge veiledere bygge på forventningsverdier for kostnader beregnet i usikkerhetsanalysen, under hensyn til konseptenes systematiske usikkerhet. Usikkerhetsanalysen er gjennomført ved hjelp av standard metodikk på området.

I denne KVV-en er det presentert en usikkerhetsanalyse for forbruk, jf. kapittel 3. Usikkerhetsanalysen for forbruk danner grunnlaget for den samfunnsøkonomiske analysens beregning av avbruddskostnader omtalt som kostnader ved avvist etterspørsel. Dette gjør vi nærmere rede for senere i kapittel 6.4.

Før eller siden vil behovet for reinvesteringer inntreffe.

#### 6.1.1 Nullalternativet ikke et reelt alternativ på sikt

Statnett kan fortsette med dagens nettstruktur i noen år til, og strømforsyningen til Stor-Oslo anses som sikker på kort sikt. En fortsettelse av dagens nettstruktur med nødvendig vedlikehold vil representere et rent nullalternativ. Et slikt alternativ kan være realistisk i en 5 – 10-årsperiode, men vil ikke være et realistisk alternativ på lengre sikt. Før eller siden vil behovet for reinvesteringer inntreffe. Dette skyldes enten alder på stasjoner og ledninger, eller at forbruket vil overstige kapasiteten i nettet, jf. usikkerhetsanalyse forbruk. Prosessen med nettinvesteringer er tidkrevende, og det kan ta 5 – 10 år før planer om nettinvesteringer er realisert. Et rent nullalternativ vil trolig ikke være realistisk stort lenger en den påkrevde plan – og – investeringsprosessen for Nettplan Stor-Oslo. Nullalternativet vil i praksis kun være et alternativ til utsettelse av nødvendige investeringer.

I dette alternativet vedlikeholdes nettet på ordinær måte. Disse vedlikeholdskostnadene er marginale i forhold til eventuelle investeringskostnader. Vedlikeholdskostnadene anses også for å være tilnærmet like for alle konsepter. Vedlikeholdskostnadene er derfor ikke tatt med som rangering i alternativanalysen.

På bakgrunn av at nullalternativet ikke er et realistisk alternativ på lengre sikt (antatt 5-10 år), og har omtrent samme vedlikeholdskostnader som andre konsepter, er ikke dette alternativet nærmere vurdert i usikkerhetsanalysen. Beregningsteknisk har derfor nullalternativet en kostnad på null.

Statnett kan forsyne et forbruk på inntil 4 400 MW og ha normal drift innenfor N-1 kriteriet. Dersom etterspørselen øker utover dette nivået må nettet deles, og en går over i en ekstraordinær driftssituasjon. I en slik situasjon vil en feil trolig medføre avbrudd på flere hundre MW over et kortere eller lengere tidsrom, avhengig av hvilken type feil som oppstår. Jo høyere lasten blir fra 4 400 MW, dess flere typer feil vil medføre avbrudd. Det er antatt at vi maksimalt kan håndtere en last opp 5 000 MW i en slik driftssituasjon. En lastøkning utover 5 000 MW er ikke mulig å forsyne med dagens nett og vil medføre utkobling. For å beregne KILE-kostnadene ved nullalternativet har vi benyttet en maksimal kapasitet på 4 700 MW. Årsaken til at dette ligger noe under hva vi antar at dagens nett kan håndtere, skyldes at vi tar hensyn til at enkelte komponenter vil svikte eller få redusert kapasitet grunnet alder og slitasje utover i analyseperioden.

## 6.2 De viktigste nytte- og kostnadsvirkningene i kortform

De viktigste nytte- og kostnadsvirkningene er listet opp i tabellen nedenfor. Alle prissatte virkninger vil være neddiskonterte størrelser. Alle virkninger vurderes i forhold til nullalternativet. På kostnadssiden beregner vi investeringskostnadene uten hensyn til drift og vedlikehold, siden drift og vedlikeholdskostnader er omtrent de samme i konseptene som i nullalternativet.

På nyttesiden beregner vi eliminerte kostnader ved avbrudd. Bakgrunnen er at man i nullalternativet styrer mot en situasjon der mange kunder ikke får levert den strømmen de etterspør. Dette har en høy kostnad. I konseptene fjernes denne kostnaden, noe som fremstår som en nyttevirkning sett fra konseptalternativenes side. Vi regner også på verdien av reduserte overføringstap. Differansen mellom disse nyttekomponentene og kostnad gir et uttrykk for netto prissatt nytte. Foruten de prissatte effektene vurderer vi virkninger for forsyningssikkerhet, areal-effektivitet, lokal forurensing og klima.

Til slutt vurderer den samfunnsøkonomiske analysen fordelingsvirkninger av konseptene, og fleksibiliteten i forhold til økt forbruk utover forutsetningene (realopsjoner). Vi benytter oppstillingen for de ulike effektene som vist i tabellen under.

**Tabell 3**  
Prinsippkisse for sammenligning  
av investeringer og nytte.

	<b>Virkninger</b>
Prissatte virkninger	Investeringskostnader Unngåtte kostnader ved avvist etterspørsel Redusert overføringstap
	Netto prissatt nytte
Ikke-prissatte virkninger	Forsyningssikkerhet Areal effektivitet (frigjøring av arealer) Klima Lokal luftforurensning Realopsjoner

### 6.3 Investeringskostnader: Konsept 1 er dyrest

**Tabell 4**

Investeringskostnader (forventningsverdier) i nominelle verdier og nåverdier. Alle tall i milliarder kroner.

	Konsept 1	Konsept 2	Konsept 3
Investeringskostnader (nominelle verdier)	16,9	15,1	15,1
Investeringskostnader (nåverdi)	12,1	11,1	11,1

**Konsept 1:** Totale investeringskostnader vil være 16,9 milliarder kroner (forventningsverdi). Det er ikke laget en fullstendig investeringsprofil for dette konseptet, men det antas at det i hovedsak vil følge profilen til konsept 2 og 3. De ekstra investeringene som dette konseptet krever i form av flere forbindelser, er lagt til slutten av investeringsperioden. Den samfunnsøkonomiske analysen har dermed beregnet forventet nåverdi til å være ca. 12,1 milliarder (2013 kroner).

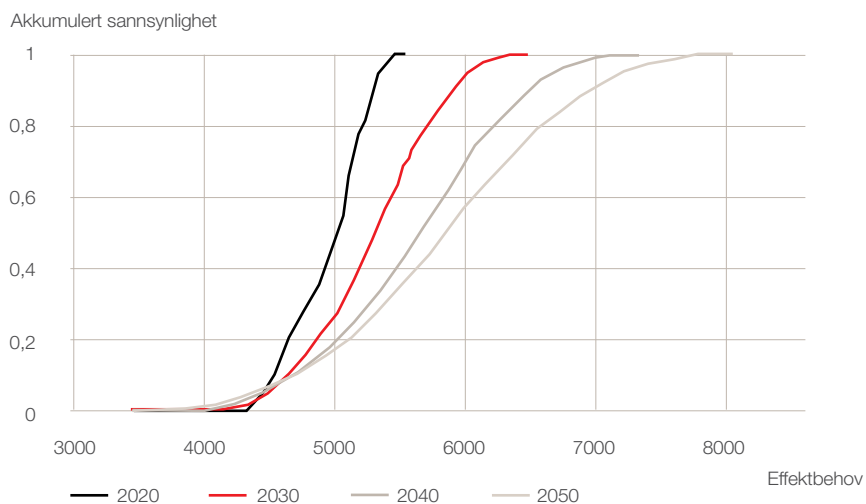
**Konsept 2:** De totale investeringskostnadene er beregnet til å være 15,1 milliarder kroner (forventningsverdi). Den samfunnsøkonomiske analysen beregner at forventet nåverdi av investeringene er ca. 11,1 milliarder (2013 kroner).

**Konsept 3:** De totale investeringskostnadene er også her beregnet til å være 15,1 milliarder kroner (forventningsverdi). Den samfunnsøkonomiske analysen beregner at forventet nåverdi av investeringene er ca. 11,1 milliarder (2013 kroner).

Investeringskostnaden er betydelig for alle konseptene, da dette er omfattende oppgraderinger. Prosjektets størrelse, kompleksitet og varighet tilsier at usikkerheten knyttet til investeringskostnader er betydelig. I tillegg vil det alltid være knyttet usikkerhet til beregninger av kostnader så langt frem i tid. De største usikkerhetsdriverne når det gjelder investeringsomfang, er markedsrisiko (pris på varer og tjenester) og omfang av kabling i sentrale strøk. Fremtidig kablingspolitikk kan representere større kostnadsusikkerhet enn forskjellen mellom alternativene, men dette er likt for alle konseptene.

**Figur 21**

Sannsynlighetsfordeling for effektterspørsel, MW.  
Kilde: Kanak (2013)



## 6.4 Prissatte virkninger nyttevirkninger

### 6.4.1 Store volum avvist etterspørsel

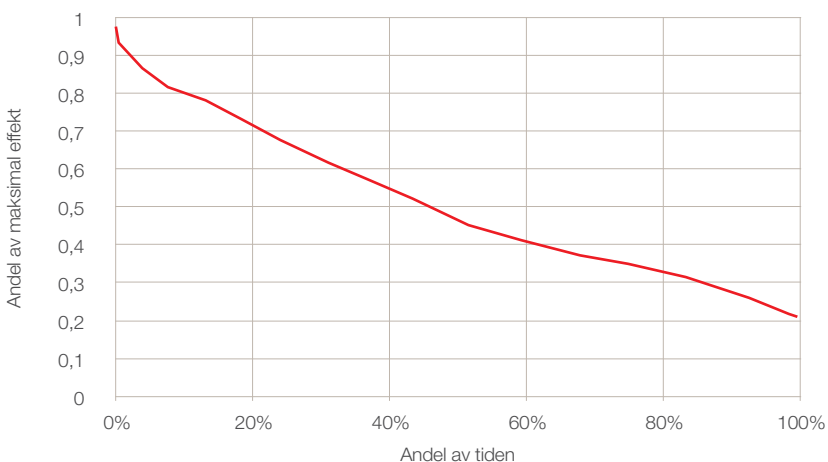
For å studere den samfunnsøkonomiske betydning av å investere i nytt sentralnett, har vi simulert den framtidige kraftetterspørselen og beregnet hvor mye av denne etterspørselen som vil bli avvist i nullalternativet, altså hvis kapasiteten i dagens nett ikke økte. Vi definerer her avvist etterspørsel som avviket mellom fremtidig kraftetterspørsel og sentralnettets kapasitet, fratrukket lokal produksjon.

### 6.4.2 Nærmere beskrivelse av metodikk og forutsetninger

Den framtidige effektetterspørselen er simulert på bakgrunn av usikkerhetsanalysen for fremtidig effektbehov, jf. vedlegg 4. Utfallsrommet for årene 2020, 2030, 2040 og 2050 er vist i figuren under.

For å gjøre våre beregninger mest mulig riktige er det viktig å ta hensyn til hele spredningen i etterspørselsprognosene. Utfallsrommet fra usikkerhetsanalysen er videreført ved hjelp av program for Monte Carlo-simuleringer. Programmet trekker tilfeldige persentiler fra overnevnte sannsynlighetsfordelinger for alle fire beregningsår med perfekt seriekorrelasjon. Samme persentil trekkes altså samtidig for alle beregningsår, noe som både er mer realistisk enn ukorrelerte trekninger og nødvendiggjør færre trekninger for å sikre konvergens. Maksimal effektetterspørsel interpoleres for øvrige år innenfor analyseperioden 2015-2050. Resultatene for perioden 2010-2020 er basert på trukket verdi for 2020 og kjent verdi for 2010. Verdiene etter 2050 representerer ekstrapolert trend fra perioden 2040-2050. Gitt effektetterspørselen som trekkes, sentralnettets kapasitet på 4 700 MW og 168 MW forutsatt lokal produksjon<sup>13</sup>, beregnes årlig avvist etterspørsel i timen med maksimalast. Effektetterspørselen i alle de øvrige timene av året, tilknyttet hver trekning for maksimal effektetterspørsel, blir grovt beregnet ved å legge til grunn den normaliserte lastvarighetskurven for Stor - Oslo fra 2010. Dette er vist i Figur 22.

**Figur 22**  
Normalisert lastvarighetskurve  
fra 2010.



<sup>13</sup> Dette er en forenkling. Tilgjengelig lokal vinterproduksjon i Oslo og Akershus er i dag på ca. 80 MW. Dette er perioden hvor etterspørselen er størst. Økt fremtidig kraftproduksjon er imidlertid ikke utenkelig.

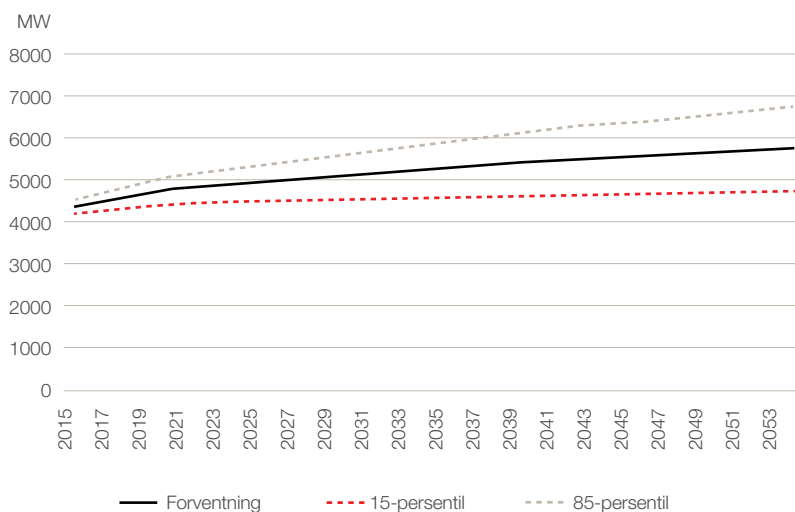
Vi gjennomfører 20 000 iterasjoner for å sikre konvergens og representativ bruk av forutsatte sannsynlighetsfordelinger. Gitt en analyseperiode på 40 år og 8 760 timer per år, simuleres altså effektetterspørsel, last i sentralnettets og tilknyttet avvist effektetterspørsel for rundt 7 milliarder timer. Metodikken kan ved første øyekast virke unødvendig komplisert for å beregne forventet avvist etterspørsel og tilknyttede kostnader. Konsekvensen av usikker framtidig effektetterspørsel er imidlertid asymmetrisk, noe som krever en grundig analyse. Hvis etterspurt effekt er høyere enn sentralnettets kapasitet, vil resultatet bli avbrudd, rasjonering eller lignende, og medføre store kostnader for samfunnet. Hvis etterspurt effekt er lavere enn sentralnettets kapasitet, unngås tilsvarende konsekvenser, men det har lite å si hvor stor marginen er mellom etterspørselen og kapasiteten (i alle fall når man ser bort fra risiko for tekniske feil). Den avviste etterspørselen, gitt forventet maksimallast, vil dermed være vesentlig lavere enn den forventede avviste etterspørselen. Forskjellen mellom de to størrelsene hadde blitt spesielt synlig hvis forventet framtidig etterspørselen lå veldig nær sentralnettets kapasitet, samtidig som det var en stor risiko for høyere etterspørsel.

Utfallsrom og kostnader blir beregnet for simulert avvist etterspørsel i alle trekninger forutsatt satsene fra KILE-ordningen, altså hvis avviket mellom tilbud og etterspørsel medfører avbrudd. KILE-ordningen angir avbruddskostnader per kW ikke-levert energi, og benyttes for kvalitetsjustering av nettselskapenes inntektsrammer. Satsene er avhengig av når avbruddet forekommer, det vil si tidspunkt, ukedag og måned. I de gjennomførte simuleringer blir relevant sats tilknyttet hver trekning funnet ved hjelp av egenskapene til lastvarighetskurven fra 2010. Vi forutsetter samtidig standard forbruksmiks oppgitt i Statnetts KILE-modell og at avbruddene er varslet.

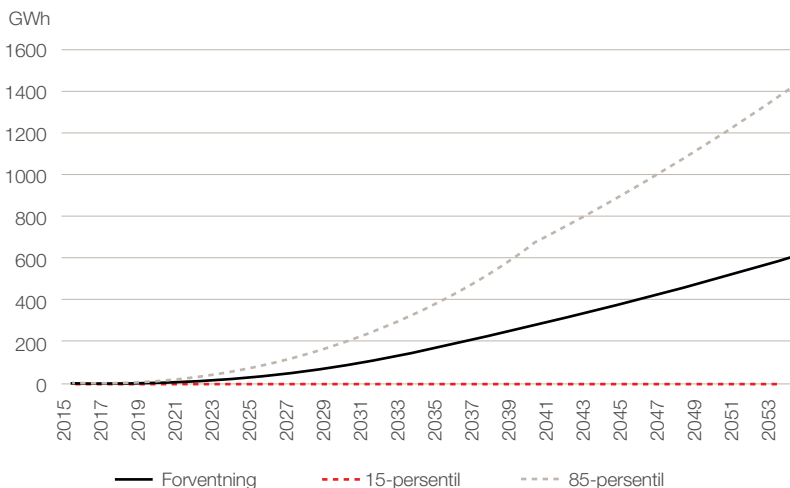
#### 6.4.3 Resultatene avhenger av hva man legger til grunn som enhetskostnad

Figur 23 og Figur 24 viser simulerte forventningsverdier, 15-persentil og 85-persentil for henholdsvis årlig maksimal last i sentralnettets og tilknyttet avvist etterspørsel i Oslo og Akershus.

**Figur 23**  
Prognose for årlig maksimal last i Oslo og Akershus, MW

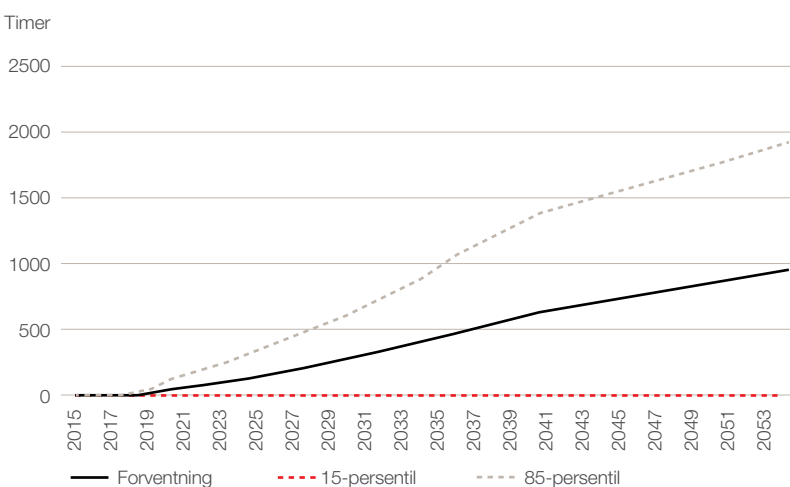


**Figur 24**  
Avvist etterspørsel per år, GWh.



Maksimal årlig last forventes å overstige dagens kapasitet (4 700 MW) fra 2019. Framtidig maksimallast må ligge under simulert 15-persentil for at dagens kapasitet skal overholdes i hele analyseperioden. Hvis kapasiteten i dagens sentralnett opprettholdes, forventer vi altså vesentlige mangel på effekt, også når lasten er lavere enn årlig maksimallast. Den avviste etterspørselen vokser sterkt utover analyseperioden, fra å være ubetydelig i 2019 til et forventet nivå på nærmere 600 GWh per år i 2054. Av Figur 25 under ser vi at forventet antall timer med avvist etterspørsel stiger til nærmere 1 000 per år i slutten av analyseperioden. Timeantallet har imidlertid en konkav form, i motsetning til avvist energietterspørsel, noe som skyldes lastvarighetskurvens karakter. Ved ekstremt høy forbruksvekst vil man i stor grad oppleve avvist etterspørsel på de samme tidspunktene, men mengde avvist energi vokser stadig.

**Figur 25**  
Timer med avvist etterspørsel per år.



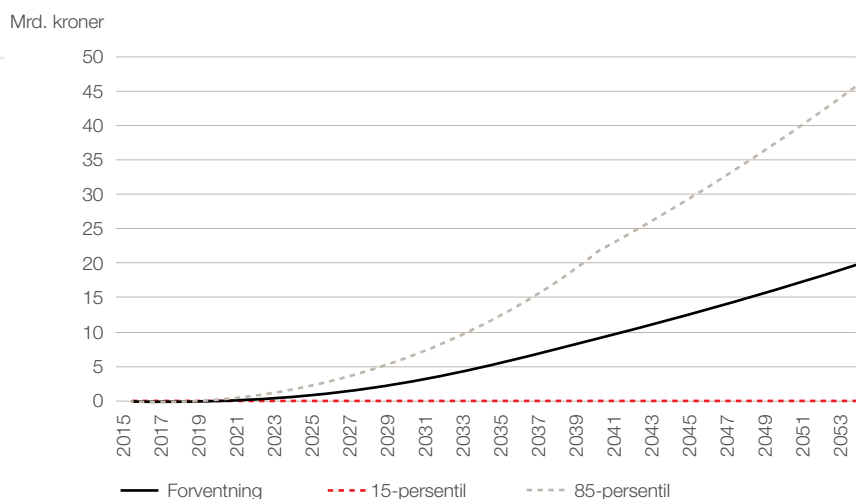
#### 6.4.4 Prissetting av avvist etterspørsel

Det er krevende å vite hvilken enhetskostnad man burde legge til grunn for å beregne kostnadene ved avvist etterspørsel og eventuelt avbrudd. Som en hovedtilnærming benyttes satsene fra KILE-ordningen. KILE-ordningen angir avbruddskostnader per kW ikke-levert energi, og benyttes for kvalitetsjustering av nettselskapenes inntektsrammer. Satsene er avhengig av når avbruddet forekommer, det vil si tidspunkt, ukedag og måned. I de gjennomførte simuleringer blir relevant sats tilknyttet hver trekning funnet ved hjelp av egenskapene til lastvarighetskurven fra 2010. Vi forutsetter samtidig standard forbruksmiks og at avbruddene er varslet.

Hvis en legger til grunn satsene fra KILE-ordningen vil den forventede nåverdien av kostnadene knyttet til framtidig avvist etterspørsel være hele 86,1 mrd. 2013-kr, altså rundt 7-8 ganger høyere enn nåverdien av investeringskostnadene i konsept 1-3. KILE-satsene impliserer 33,3 kr/kWh i gjennomsnittlig avbruddskostnad.

Den tilknyttede årlige fordelingen av kostnadene, ved bruk av KILE-sats, er vist i Figur 26. Her ser vi faktisk at de årlige forventede kostnadene er høyere i slutten av analyseperioden enn de totale investeringskostnadene i utbyggingskonseptene. 85-persentilen for de totale beregnede kostnadene har en samlet nåverdi på 199,6 mrd. 2013-kr.

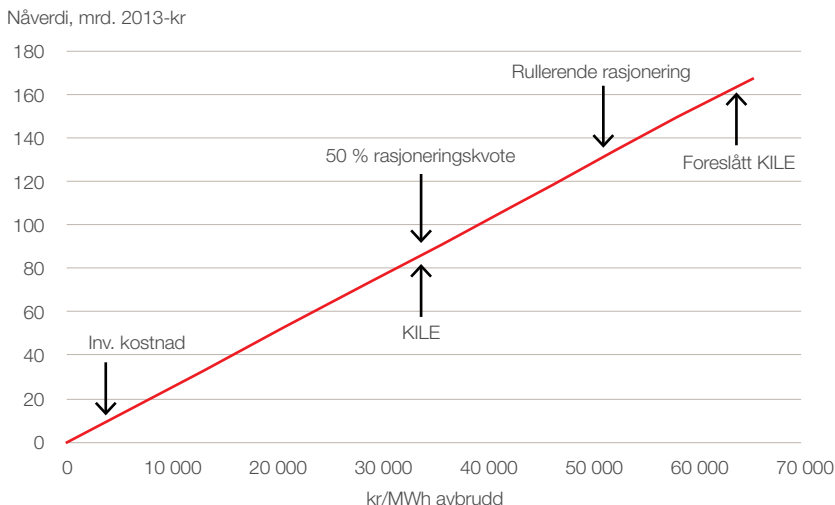
**Figur 26**  
Kostnader per år, ved bruk av KILE-sats, løpende mrd. 2013-kr



#### 6.4.5 Sensitivitetsanalyse: Resultatene avhenger av hva man legger til grunn som enhetskostnad

Det er flere usikkerhetsmomenter ved beregningene over. For det første er det et spørsmål om KILE-satsen er den riktige prisen å bruke på lang sikt, dvs. når man vet at mye av kraftetterspørselen vil bli avvist i vintermånedene, og at dette vil gjenta seg år etter år. Vi har av den grunn gjennomført en sensitivitetsanalyse som viser hvordan nåverdien for kostnadene ved avvist etterspørsel avhenger av enhetskostnadene for slike hendelser, hvor sistnevnte måles i kr/kWh. Resultatene er illustrert i Figur 27.

**Figur 27**  
Kostnad av framtidig avvist  
kraftetterspørsel, nåverdi mrd.  
2013-kr.



Et moment som trekker i retning av høyere kostnader ved avvist etterspørsel er en mulig revisjon av dagens KILE-satser. Pöyry og SINTEF (2012) presenterer resultater av en omfattende studie av samfunnsøkonomiske kostnader ved avbrudd og rasjonering. Rapporten foreslår også nye satser til bruk i KILE-ordningen. Ved å bruke de foreslåtte KILE-satsene<sup>14</sup> og samme forbruksmiks, blir de framtidige kostnadene ved avbrudd nesten doblet til 64 kr/kWh, som vist i øverste høyre hjørne i Figur 27. Her ser vi også at kostnadene blir noe lavere hvis vi legger til grunn de estimerte enhetskostnader ved rullerende rasjonering (50 kr/kWh), og omtrent lik kostnadene ved dagens KILE-ordning hvis enhetskostnader ved 50 % rasjonering forutsettes (34 kr/kWh). Det er imidlertid flere forhold som kan medføre betydelig lavere kostnader ved avvist etterspørsel, dvs. at man beveger seg nedover linja i figuren.

En mulighet i en anstrengt situasjon, vil være å innføre et eget prisområde i Stor-Oslo<sup>15</sup>. Forbrukerne av strøm (husholdninger og næringsliv) vil da ikke oppleve rasjonering i form av utkobling, men rasjonering i form av høyere priser. Generelt vil prisrasjonering gi lavere kostnader enn kvantumsrasjonering fordi det er forbrukere med lavest betalingsvilje for strøm som forbruker mindre. Innføring av avanserte måle- og styringssystemer (AMS) kan redusere kostnadene ytterligere, spesielt i kombinasjon med et eget prisområde i Stor-Oslo. AMS gjør det mulig å fakturere konsumentene basert på sanntidsforbruk, noe som vil legge til rette for mer optimal prising av effekt og gi sterkere insentiver til redusert kraftforbruk. Vedvarende og store prisforskjeller mellom områder er ikke politisk ønskelig, jf. St. melding 14 2011-2012, men det vil neppe utkobling i stort omfang heller være.

<sup>14</sup> Da de foreslåtte KILE-satsene er inndelt i andre timebolker enn eksisterende KILE-satser, har vi foretatt forenklede, skjønnsmessige tilpasninger for å kunne benytte samme rammeverk.

<sup>15</sup> Prisområde er ikke nødvendigvis en realistisk mulighet, men belyses her som et mulig tiltak.



Kostnadene av å redusere kraftforbruket og spesielt effektforbruket, vil være lavere ved tiltak som påvirker eller hindrer investeringer og etablering av nytt kraftforbruk, sammenlignet med situasjoner hvor kraftkonsumenter har tilpasset seg et høyere kraftforbruk, men opplever avbrudd eller rasjonering på kort varsel. Etterspørselen kan også gå ned ved at virksomheter og husholdninger flytter ut av Oslo og Akershus.

Til tross for usikkerhet knyttet til hvilke enhetskostnader som burde legges til grunn ved avvist etterspørsel, virker investeringskostnadene i utbyggingsalternativene relativt små sammenlignet med kostnadene av framtidig avvist etterspørsel i nullalternativet. Dette betyr at det å unngå disse kostnadene etter all sannsynlighet vil gjøre alle konseptene samfunnsøkonomisk lønnsomme. Ut fra en samlet vurdering verdsettes avvist etterspørsel ved hjelp av gjeldende KILE-sats.

Tabellen under oppsummerer unngåtte kostnader ved avvist etterspørsel.

**Tabell 5**

Unngåtte kostnader som følge av avvist etterspørsel (milliarder kroner)

	Konsept 1	Konsept 2	Konsept 3
Unngåtte kostnader ved avvist etterspørsel	86,1	86,1	86,1

#### 6.4.6 Lavere overføringstap for konsept 1 og 3

Konsept 3 som innebærer en oppgradering til 420 kV, vil halvere tapene i forhold til 300 kV (konsept 2), men også de øvrige alternativene vil medføre reduksjon av overføringstap sammenlignet med dagens nett, da nye forbindelser er mer effektive. Både konsept 1 og 2 driftes på 300 kV, men konsept 1 vil gi et mindre overføringstap på sikt enn konsept 2, da flere forbindelser vil redusere tapet.

For å beregne nåverdien av dette gjør vi følgende antagelser. De første utbyggelsene av nye forbindelser starter i 2016, mens de siste er ferdige i 2030. Vi antar derfor at redusert overføringstap øker lineært fra 2016 til 2030. Fra 2030 holdes redusert overføringstap konstant per år. Tapene i alle konseptene er like fram til 2029 og følger banen for konsept 2, da vi antar identiske utbyggingsforløp og at alt driftes på samme spenningsnivå. Fra og med 2030 vil tapene være ulike da konsept 3 driftes på 300 kV fram til 2030, men skifter til 420 kV i 2030. I konsept 1 vil man også begynne å bruke flere ledninger fra 2030, noe som vil redusere overføringstapene. Dette innebærer at det blir store besparelser i konsept 1 og 3 i forhold til 2 fra og med 2030.

For å verdsette de reduserte nettapene må vi gi et anslag på verdien av strøm fremover. Basert på Statnett (2012) bruker vi en pris på 34 øre per kWh i 2020 og 37 øre i 2030 (2013 kroner), og gjør en tilnærming og framskrivning av denne slik at prisen i 2055 blir 45 øre.

Basert på disse forutsetningene kommer de største gevinstene i konsept 1 og 3. Tabellen under oppsummerer reduserte nettap i de ulike konseptene.

**Tabell 6**

Reduserte overføringstap ved de ulike konseptene. GW/h og mill. 2013-kr.

	Konsept 1	Konsept 2	Konsept 3
Tapsbesparelser per år (GWh/år) fra 2030	86	38	87
Tapsbesparelser, nåverdi millioner kr (2013)	350	190	360

## 6.5 Ikke-prissatte virkninger

De ikke-prissatte virkningene omfatter virkninger av konseptene, som er vanskelige å kvantifisere. Vurderingene er kvalitative, og alle konseptene er vurdert opp mot nullalternativet.

Effektene er illustrert med plusser (+) som gevinster og minuser (-), hvor disse går fra en skala fra 1 til fire kjent fra blant annet Finansdepartementet (2005). Den veier sammen omfang og konsekvens. Hvis effekten er nøytral i forhold til nullalternativet betegnes disse som null (0).

### 6.5.1 Forsyningssikkerhet: Konsept 1 og 3 er best

Konsept 1 og 3 gir en høyere forsyningssikkerhet enn konsept 2. Konsept 2 gir en forsyningssikkerhet tilsvarende (N-1). Dette medfører at nettet tåler en feil uten avbrudd i strømforsyningen. Konsept 1 og 3 gir en høyere forsyningssikkerhet ved at hvis det oppstår en ny feil før første feil er rettet, skal det som minimum være mulig å gjenopprette forsyningen av alt forbruk innen 2 timer. Verdien av økt forsyningssikkerhet i Stor-Oslo er stor blant annet fordi:

- Det er nesten ingen lokal produksjon i Stor-Oslo
- Forsyningssikkerhet utover N-1 er vanlig i andre byer
- Kravet til forsyningssikkerhet kan øke i fremtiden

#### Nesten ingen lokal produksjon i Stor-Oslo

I Oslo og Akershus transporteres 98 prosent av strømforbruket på en kald vinterdag via sentralnettet. I andre deler av landet vil det være mulig å gjenopprette hele eller deler av forsyningen ved å øke produksjonen i lokale kraftverk. Eksempelvis i Stavanger og Bergen.

Fraværet av lokal kraftproduksjon, i kombinasjon med antallet kunder, størrelsen på forbruket og håndtering av hovedstadsfunksjoner setter Stor-Oslo i en særstilling i norsk sammenheng. En forsyningssikkerhet tilsvarende N-1 ville gitt lavere forsyningssikkerhet i Stor-Oslo enn i mange andre norske storbyer, hvor det er mulig å forsyne forbruket med lokal produksjon.

### Forsyningssikkerhet utover N-1 vanlig i andre store byer

En forsyningssikkerhet utover N-1 er også vanlig hos sammenlignbare nasjoner og systemoperatører, spesielt i store byer eller andre viktige forbrukspunkter. Det er ikke uvanlig å planlegge for å tåle to etterfølgende feil eller spesifisere en tidsramme for når systemet skal returneres til N-1-sikkerhet etter feil.

Erfaringene fra prosjektet Stockholm Ström<sup>16</sup> er den som er mest overførbart til planlegging av neste generasjons sentralnett i Stor-Oslo. Da nytt kraftnett ble planlagt for Stockholm, ble det planlagt for N-1-sikkerhet på kanalnivå<sup>17</sup>, samt tatt hensyn til utvalgte dobbeltfeil. Med disse kravene viste den endelige nettstrukturen seg å tåle alle kombinasjoner av to samtidige feil altså N-2.

### Kravet til forsyningssikkerhet kan øke i fremtiden

Sikker strømforsyning er helt grunnleggende for at alle samfunnsfunksjoner skal fungere. Vi vet at sikker strømforsyning blir viktigere, fordi nye teknologier tas i bruk og konsekvensene ved avbrudd i forsyningen blir større. Man må altså ta med i vurderingen at kravet til forsyningssikkerhet kan øke i fremtiden. Dette gjelder spesielt i tett befolkede områder som Stor-Oslo.

Alle konseptene gir vesentlig bedre forsyningssikkerhet enn nullalternativet. Konsept 1 og 3 gir i tillegg bedre forsyningssikkerhet enn konsept 2.

De ikke prissatte effektene på forsyningssikkerhet er oppsummert i tabellen under:

**Tabell 7**  
Ikke prissatte effekter av forsyningssikkerhet.

	Konsept 1	Konsept 2	Konsept 3
Forsyningssikkerhet	++	+	++

### 6.5.2 Konsept 2 og 3 har den mest arealeffektive nettstrukturen

Ser man bort fra byggeperioden, vil miljøvirkningene i stor grad være knyttet opp til frigjøring av areal til bolig, næringsformål og friluftsområder.

Konsept 2 og 3 gjør det mulig å rive om lag 30 prosent av dagens 1 000 km. med ledning i Stor-Oslo. Det kan frigjøres 10 000 dekar naturareal, hvor ca. 30 prosent ligger innenfor markagrensen. Arealet tilsvarer 1 400 fotballbaner, eller et areal tilsvarende to og en halv ganger størrelsen på Maridalsvannet. Ledningene kan rives når det nye sentralnettet, som forsyner Stor-Oslo, er ferdig utbygget.

<sup>16</sup> Se for eksempel: European Commission Directorate-General for Energy and Transport, "Study on the Technical Security of the European Electricity Network", 2006 eller KEMA, "International Review of Transmission Reliability Standards", 2008. Nettsidene for Stockholm Ström: <http://www.svk.se/projekt/samtliga-projekt/stockholmsstrom/>

<sup>17</sup> Kanalnivå: Alle kabler i samme grøft/tunnel eller alle luftledningene i samme trasé/masterekke. Kilde: samtaler med Christer Olsson, prosjektleder for Stockholm Ström.

I konsept 1 beholdes alle dagens traseer, og vi får dermed ikke de positive miljøeffektene i dette alternativet.

Fjerning av ledninger og tilbakeføring av traseer i Oslomarka og i utmarksområder vil ha positive effekter for landskap og friluftsliv. Det er ofte stor motstand når det skal bygges nye kraftledninger i nye traseer. I konsept 2 og 3 blir det tilsvarende positivt at vi her får muligheten til å rive eksisterende kraftledninger og frigjøre mange traseer.

I konsept 2 og 3 kan det rives ca. 90 km. innenfor markagrensen. Oslomarka er vernet for boligbygging, og det kan derfor være rimelig å anta at disse arealene har en verdi som er høyere enn areal til bolig eller næringsformål. Store deler av disse arealene ligger imidlertid i kommuner med en lavere pris på boligareal enn i Oslo og Bærum.

Frigjøringen av arealer utenfor markagrensen kan benyttes til bolig – og næringsformål. Dette er spesielt positivt for Stor-Oslo med stor grad av tilflytting, og et stort behov for mange nye boliger i fremtiden. I tillegg bor ca. 28 500 mennesker i dag 100-200 meter fra en kraftledning. Det er anslått at antall nærføringer kan reduseres med mellom 5 000 til 10 000 (15 – 35 prosent), avhengig av trasevalg i konsept 2 og 3. Disse vil bli positivt berørt av at ledninger fjernes, både visuelt, men også ved redusert støy.

Mange av innspillene på alternativanalysen tyder også på at frigjøring av arealer vil ha stor verdi i utvalgte områder. Totalt sett er konklusjonen at konsept 2 og 3 vil gi betydelige gevinster ved frigjorte arealer. Tabellen under oppsummerer de ikke-prissatte effektene av arealeffektivitet

**Tabell 8**  
Ikke – prissatte effekter av arealeffektivitet.

	Konsept 1	Konsept 2	Konsept 3
Arealeffektivitet (frigjøring av arealer)	0	++++	++++

### 6.5.3 Klimaeffekter

Når man skal vurdere klimaeffektene av investeringsalternativene må man drøfte dem opp mot nullalternativet. I nullalternativet vil det bli mangel på kraft etter noen år. Dette kan gi ulike konsekvenser. Hvis det fører til alternativ energiproduksjon, eksempelvis ved diesellaggregater eller oljefyrer, vil klimagassutslippene i nullalternativet bli store. På den andre siden kan mangel på strøm føre til lavere produksjon, og dermed lavere inntekt og mindre etterspørsel etter varer og tjenester. Dette vil begrense klimagassutslippene. Langvarig mangel på kraft vil også kunne føre til at industri og tjenesteyting flytter ut av Oslo-området, noe som har betydning for bosetting og klimagassutslipp. Alt i alt er det vanskelig å si noe om hvordan utslippene i nullalternativet vil være.

Det vil bli økte klimagassutslipp i byggefasen under alle investeringsalternativene. Etter byggefasen vil tilgangen på kraft bli større til Oslo/Akershus enn under nullalternativet. Det er likevel verdt å merke seg at kraftsektoren fram til år 2020 er regulert gjennom EU-ETS. Dersom EU-ETS fortsetter også etter 2020, vil det ikke vil bli endringer i utslipp fra kraftsektoren i Europa som følge av utbyggingen. Det kan derimot bli utslippsendringer hvis EU-ETS erstattes av en regulering som lar klimagassutslipp variere, eller den økte strømtilførselen erstatter fossile brensel i sektorer som ikke er regulert gjennom EU-ETS, slik som transportsektoren. Et eksempel på det siste er økt bruk av el-biler som det ikke ville være rom for innenfor dagens kapasitet. Med veksten i el-bilforbruket som ligger til grunn for effektprognosene i Kanak (2013), kan dette få betydning for klimagassutslippene. Verdien av denne utslippsreduksjonen vil avhenge av hva man legger til grunn som samfunnsøkonomisk kostnad på klimagasser fremover.

I et regneeksempel antar vi at CO<sub>2</sub>-utslippene fra vanlige biler er 150 gram per kilometer, at en daglig kjørelengde per el-bil er 60 km (antatt i Kanak, 2013), og at antall el-biler som erstatter vanlige biler er 200 000. Da vil reduseres med CO<sub>2</sub>-utslipp 657 000 tonn per år. Verdsetter vi CO<sub>2</sub>-utslippene til 320 kroner per tonn, får vi en verdi av årlige reduserte utslipp på 210 millioner kroner. Over en 40-årsperiode vil dette utgjøre en nåverdi på ca. 4,2 milliarder kroner. Merk at prognosene til Kanak (2013) gir en økning i el-biler i basisframskrivningen fra 78 000 i 2020 til 713 000 i 2050, mens vi har lagt 200 000 til grunn i alle år. Uansett viser dette at reduserte klimakostnader ved å legge til rette for økt el-bilforbruk kan være betydelige. Klimaeffektene vil imidlertid være like for alle konseptene (1-3). Tabellen under oppsummerer de ikke-prissatte effektene av klima.

**Tabell 9**

Ikke-prissatte effekter av klima.

	Konsept 1	Konsept 2	Konsept 3
Klima	++	++	++

#### 6.5.4 Lokal luftforurensning kan reduseres ved overgang til el-biler

Hvis el-biler erstatter bensin og/eller dieslbiler, vil overgangen til el-biler redusere lokal luftforurensning. I Jernbaneverkets Metodehåndbok (Jernbaneverket, 2011) verdsettes lokal luftforurensning i storbyer omtrent som klimagassutslipp<sup>18</sup>. Det betyr at verdien av redusert luftforurensning også kan bli betydelig, jfr. regneeksempelen over. Ettersom alle konsepter har lik kapasitet, er det antatt at alle konseptene gir de samme positive effektene på lokal forurensning i forhold til nullalternativet.

Tabellen under oppsummerer de ikke-prissatte effektene av lokal forurensning

<sup>18</sup> 0,058 kroner per kilometer mens CO<sub>2</sub>-utslipp verdsettes til 0,06 kr per kilometer.

**Tabell 10**

Ikke-prissatte effekter av lokal forurensning.

	Konsept 1	Konsept 2	Konsept 3
Lokal luftforurensning	++	++	++

### 6.5.5 Realopsjoner: Konsept 3 har størst fleksibilitet

Realopsjonene er i hovedsak todelt:

- Muligheter for å gjøre endringer underveis i prosjektet
- Muligheter for å øke eller redusere kapasiteten eller forsyningsikkerheten utover det som er presentert i konseptene

Muligheter til å gjøre endringer i underveis, som å øke kapasiteten, har en samfunnsøkonomisk verdi. Disse mulighetene vil være til stede under konsept 3, da man har kan drifte anlegget på flere spenningsnivåer enn under de andre konseptene.

Alle konseptene har større realopsjoner enn nullalternativet som ikke er en realistisk løsning på lang sikt. Konseptene har imidlertid ulik grad av endringsmuligheter hvis beregnet kapasitet skulle vise seg å være for lav på lang sikt. Skulle det være behov for å øke kapasiteten i konseptene i fremtiden, vil det være mulig å øke antall forbindelser. Vanligvis antar man at kapasiteten i en ledning som driftes på 420 kV, vil være ca. 40 prosent høyere enn om ledningen driftes på 300 kV. Behovet for økningen i antall forbindelser vil derfor være lavere i konsept 3 enn i de andre konseptene hvis behovet for kapasitet skulle øke vesentlig.

Dersom forbruksveksten blir høyere enn 6 800 MW kan det bli nødvendig med oppgraderinger utover det som fremkommer i konseptene. I hovedsak dreier det seg om å etablere en fjerde vest-øst forbindelse. Tre alternativer peker seg ut:

- En dobbeltkurs mellom Ådal og Gjelleråsen til erstatning for dagens enkeltkurs
- En ny 420 kV mellom Tegneby og Røykås til erstatning for dagens 300 kV
- En dobbeltkurs mellom Tegneby-Follo-Djupdal til erstatning for dagens enkeltkurs

Alle disse alternativene vil gi en svært robust nettløsning og håndtere ytterligere vekst. For eksempel vil en dobbeltkurs mellom Ådal og Gjelleråsen i konsept 3, gi sentralnettet i Stor-Oslo en kapasitet på ca. 7 500 MW.

Det er ikke gjennomført en detaljert analyse av hvilken ekstra kapasitet en dobbeltkurs i de to andre alternativene totalt vil gi. Imidlertid gir en forbindelse på 420 kV 40 prosent større overføringskapasitet enn en tilsvarende forbindelse på 300 kV.

Konsept 1 og konsept 2 som driftes på lavere spenningsnivå vil dermed gi lavere forsyningsikkerhet og kapasitet enn konsept 3 gitt samme nettstruktur. I ytterste konsekvens kunne man tenke seg at det ikke var ønskelig å øke antall forbindelser vesentlig i fremtiden, eksempelvis av hensyn til miljøet. Da vil man måtte reinvestere i nye stasjoner med høyere spenningsnivå i konsept 1 og konsept 2, slik at store deler av investeringene i disse konseptene må avskrives i løpet av kort tid. Konsept 3 og konsept 1 har større forsyningsikkerhet enn konsept 2. Det vil derfor også være mulig å gå noe ned på forsyningsikkerheten i konsept 3 og konsept 1, og på den måten øke kapasiteten noe sammenlignet med konsept 2. Dersom det etableres ny lokal produksjon i Stor-Oslo, vil det være naturlig at dette tas hensyn til i utviklingen av sentralnettet. Lokal produksjon av kraft vil kunne avlaste noen av de mest belastede ledningene i Stor-Oslo og således påvirke investeringsbehovet.

Konseptene har imidlertid ulik grad av endringsmulighet hvis lokal produksjon blir etablert. Kapasiteten i en ledning som driftes på 420 kV er høyere enn om ledningen driftes på 300 kV. Når en forbindelse blir fjernet, vil effektflyten som denne hadde før den ble fjernet, fordele seg på gjenværende forbindelser. Mulighet for å redusere nettet vil derfor oppstå tidligere for konsept 3 som har forbindelser med høyere kapasitet. Konsept 1 og 2 har behov for større andel av lokal kraftproduksjon før eventuelle forbindelser kan tas ut av konseptet. Tabellen under oppsummerer de ikke-prissatte effektene av realopsjoner:

**Tabell 11**  
Ikke-prissatte effekter av realopsjoner.

	Konsept 1	Konsept 2	Konsept 3
Realopsjoner	+	+	++

## 6.6 Fordelingsvirkninger skiller lite mellom konseptene

Hvis man ikke foretar investeringer i et nytt sentralnett, forventes det at den avviste etterspørselen etter strøm i Stor – Oslo vil bli høy. Konsumentene i disse områdene vil derfor komme dårligere ut sammenlignet andre deler av landet. Alle investeringskonseptene vil derfor være til fordel for konsumenter i Oslo og Akershus sammenlignet med nullalternativet. Konsept 2 og 3 vil i tillegg frigjøre areal, noe som vil være spesielt gunstig for husholdninger som bor i nærheten av kraftledningene. Frigjøring av areal kan gi flere tomter til boligformål, noe som isolert sett vil øke tilbudet av boliger og kunne gi lavere priser. Dette vil være gunstig for Oslo-regionen.

Kraften som forbrukes i Oslo og Akershus produseres i hovedsak utenfor dette området. Forsterket nett inn til Oslo og Akershus vil antagelig gi liten vekst i kraftproduksjonen, da alternativet vil være å selge kraften til utlandet.

En mulighet er å innføre et eget prisområde i Oslo og Akershus med høyere kraftpriser enn i resten av landet. Det vil ramme forbrukerne i Stor-Oslo og være ugunstig om man betrakter kraftmarkedet isolert. Ulike prisområder er dessuten i strid med målsettingen i stortingsmelding 14 (2011/2012)). Alle investeringsalternativene vil bringe prisen på kraft ned til samme nivå som resten av Sør-Norge, og vil slikt sett være gunstig om man ønsker en lik pris for kraft i landet.

Konseptene har positive fordelings effekter, og fordelings effektene skiller lite eller ingenting mellom konseptene.

## 6.7 Usikkerhetsanalyse investeringer

### 6.7.1 Usikkerhet i investeringskostnadene

Tidligere i dette kapitlet er det gjengitt forventede investeringskostnader ved de tre konseptene, slik som veilederen beskriver OED (2013). Forventet kostnad er vårt beste estimat av hva det vil koste å gjennomføre konseptene. Samlet sett tilsvarer dette årlige investeringer på om lag 1 milliard kroner i en periode på minst 15 år.

Prosjektets størrelse, kompleksitet og varighet tilsier at usikkerheten knyttet til investeringskostnader er betydelig. Det vil alltid være knyttet usikkerhet til beregninger av kostnader så langt frem i tid. De største usikkerhetsdriverne når det gjelder investeringsomfang, er markedsrisiko (pris på varer og tjenester) og omfang av kabling i sentrale strøk. Fremtidig kablingspolitikk kan representere større kostnadsusikkerhet enn forskjellen mellom alternativene.

Som en del av usikkerhetsanalysen har vi også beregnet 85-persentilen for disse investeringskostnadene under de ulike konseptene. 85-persentilen tilsier at det er 85 % sannsynlighet for at kostnadene vil ligge under dette nivået. Således representerer dette et høyt anslag på kostnadene. Selv om investeringskostnadene skulle havne på dette nivået, altså godt over forventningsverdien, vil fortsatt konseptene være samfunnsøkonomisk lønnsomme. Usikkerheten i investeringene påvirker heller ikke rangeringen av konseptene. Tilsvarende er det også mulig at investeringskostnaden kan bli betydelig lavere enn forventningsverdien, eksempelvis ved lavere råvarepriser eller redusert omfang av kabling i sentrale strøk.

I tabell 12 under er både forventningsverdier og 85-persentilen for investeringskostnadene. Disse er videre vist både som nominelle verdier og som nåverdier (2013 kroner).

**Tabell 12**

Investeringskostnader for de ulike konseptene, forventningsverdi og P85. Alle tall i milliarder kroner.

	Konsept 1	Konsept 2	Konsept 3
Forventet investeringskostnad	16,9	15,1	15,1
Nåverdi forventet investeringskostnad	12,1	11,1	11,1
Investeringskostnader (P85)	26,2	22,9	22,4
Nåverdi investeringskostnader (P85)	18,8	16,9	16,4

## 6.8 Rangering og konklusjoner: Konsept 3 er best

De største samfunnsøkonomiske gevinstene ved et nytt sentralnett i Oslo og Akershus, vil være reduserte som følge av avvist etterspørsel. Disse gevinstene vil føre til at alle investeringskonseptene mest sannsynlig vil være svært samfunnsøkonomisk lønnsomme i forhold til nullalternativet. Men hvilket alternativ er mest samfunnsøkonomisk lønnsomt?

Vi sammenlikner først konsept 1 og konsept 3. Konsept 1 har høyere kostnad enn konsept 3, men gir lavere nytte. Konseptet gir lavere nytte fordi det beslaglegger mer areal, jf. tabellen nedenfor. Konsept 3 er derfor mer samfunnsøkonomisk lønnsomt enn konsept 1.



Vi sammenlikner konsept 2 og konsept 3. Konseptene har samme investeringskostnad og omtrent samme netto prissatt nytte. Kapasiteten er også den samme i planleggingsperioden. Konsept 3 har imidlertid høyere forsyningssikkerhet enn konsept 2 og større fleksibilitet. Konsept 3 er derfor mer samfunnsøkonomisk lønnsomt enn konsept 2. Siden konsept 3 er mer lønnsomt enn både konsept 1 og konsept 2, konkluderer vi at konsept 3 er det mest samfunnsøkonomisk lønnsomme alternativet.

Ved valg mellom konsept 1 og 2 vil det bli en avveining mellom kostnader, frigjorte arealer og forsyningssikkerhet. Dette er en vanskelig avveining, men vi vurderer det dithen at konsept 1 sine store arealkrav er en forholdsvis vesentlig ulempe ved konseptet. De prissatte konsekvensene (prissatt nytte minus investeringskostnad) er ifølge den samfunnsøkonomiske analysen 1 milliarder lavere i konsept 1 enn konsept 2. Dette skyldes høyere investeringskostnad. Konsept nummer 1 er også et uferdig konsept med forholdsvis stor usikkerhet i seg. Disse faktorene vurderes å være viktigere enn den ekstra forsyningssikkerheten alternativet gir. Den samfunnsøkonomiske analysen tilsier dermed følgende rangering av konseptene:

1. Konsept 3: Spenningsoppgradere til 420 kV, ny nettstruktur og reduksjon i antall forbindelser
2. Konsept 2: Reinvestere med dagens spenningsnivå, ny nettstruktur og reduksjon av antall forbindelser
3. Konsept 1: Reinvestere med dagens spenningsnivå, og beholde dagens nettstruktur
4. Nullalternativet: Fortsette som i dag med nødvendig vedlikehold

Under følger en tabellarisk oppsummering av de prissatte og ikke-prissatte virkningene for de ulike konseptene:

**Tabell 13**  
Samfunnsøkonomiske virkninger av investeringsalternativene i forhold til nullalternativet, milliarder 2013-kr.

		Konsept 1	Konsept 2	Konsept 3
Prissatte virkninger	Investeringskostnader (nominelle verdier)	16,9	15,1	15,1
	Investeringskostnader (nåverdi)	12,1	11,1	11,1
	Unngåtte kostnader ved avvist etterspørsel	86,1	86,1	86,1
	Redusert overføringstap	0,4	0,2	0,4
	Netto prissatt nytte	74,4	75,2	75,4
Ikke-prissatte virkninger	Forsyningssikkerhet	++	+	++
	Arealeffektivitet (frigjøring av arealer)	0	++++	++++
	Klima	++	++	++
	Lokal luftforurensning	++	++	++
	Realopsjoner	+	+	++
<b>Total rangering</b>		<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>

7



# Føring for forprosjektfasen

## 7.1 Kvalitetssikring av KVU-en og behandling av KVU-en i OED

Konseptvalgutredningen skal ifølge "forskrift om ekstern kvalitetssikring og vedtaksmyndighet etter energiloven" kvalitetssikres av en ekstern aktør. Etter at kvalitetssikringen er gjennomført vil Statnett sende KVU-en til Olje- og Energidepartementet (OED) for behandling. OED vil etter å ha mottatt KVU-en og den eksterne kvalitetssikringen, gjennomføre en høring før de gir en uttalelse. Etter at OED har behandlet og godkjent KVU-en kan Statnett gå videre med prosjektet, og starte nødvendige konsesjonsprosesser for prosjektene.

Statnett vurderer det dithen at det vil være behov å fremskynde to av tiltakene som inngår i Nettplan Stor-Oslo. I brev fra OED datert 23. mai 2013, der Statnett pålegges å få gjennomført ekstern kvalitetssikring av KVU for Nettplan Stor-Oslo, slår departementet fast at: "Eventuelle tidskritiske tiltak som inngår i planen kan meldes etter nærmere avklaring med departementet." Statnett vil derfor vurdere å søke konsesjon om reinvestering av Smestad transformatorstasjon og etablering av en ny kabelforbindelse mellom Smestad og Sogn, før KVU for prosjektet er ferdigbehandlet i OED.

## 7.2 Gjennomføringsstrategi – kort om noen av prinsippene

Gjennomføringsstrategien vil bli utarbeidet etter at et konsept er valgt og presentert i detalj i en egen leveranse fra prosjektet. Her diskuterer vi kort noen av prinsippene for gjennomføring av prosjektet.

Ulike målsetninger og føring kan lede til ulike strategier for gjennomføring. For eksempel kan reinvesteringer og levetidsforlengelse av eksisterende anlegg gjøre at vi til en viss grad kan utsette nyinvesteringer. Dermed sparer vi kostnader, men utsetter også sanering og dermed frigjøring av arealer. På den annen siden kan det oppstå synergieffekter som gjør det samfunnsøkonomisk rasjonelt med raske gjennomføring. Dette kan for eksempel være bedre koordinering med andre infrastrukturprosjekter eller med byutvikling.

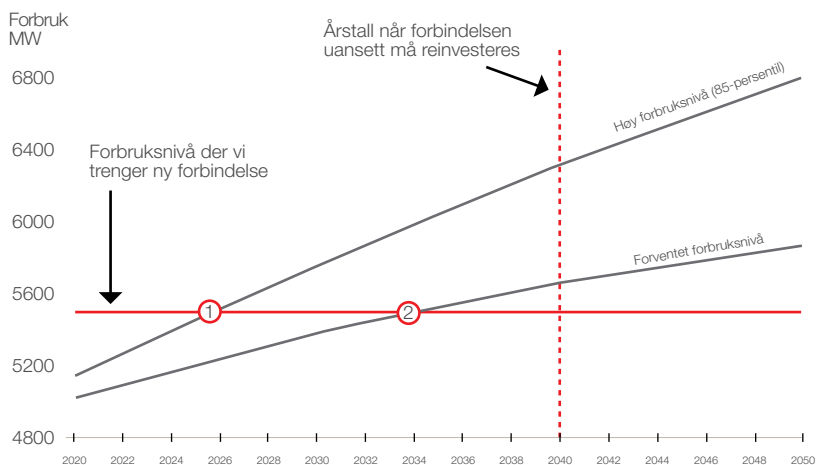
### 7.2.1 Forbruksveksten og sikker drift legger føring for gjennomføringstakten

Selv om det er fleksibilitet i hvordan prosjekter gjennomføres, vil det være en rekke begrensninger som kommer til å være førende. Blant annet gjelder dette driftssikkerhet i ombyggingsfasen, forbruksveksten og den totale gjennomføringskapasiteten i bransjen.

Forbruksutviklingen vil legge klare føring for gjennomføringstakten: Hvis forbruksveksten uteblir vil reinvesteringsbehovet sette tempoet for gjennomførings-

**Figur 28**

Figuren illustrerer forskjellen i gjennomføringstempo for et tenkt tiltak. Får vi høy forbruksvekst må tiltaket gjennomføres innen 2026, indikert med punktet 1. Dersom forbruket utvikler seg som forventningsverdien må tiltaket gjøres innen 2034, indikert med punkt 2. Dersom vi får en vesentlig lavere vekst vil ikke forbruket styre når tiltaket må gjennomføres, i stedet avgjør alder og tilstand. I dette tilfellet er det i 2040, markert med stiplet linje.



Figur 28 illustrerer et eksempel på forskjellen i gjennomføringstakten for en tenkt forbindelse. Vi har behov for oppgradering av forbindelsen ved et forbruksnivå på ca. 5 500 MW, men den må uansett reinvesteres innen 2040 på grunn av alder og tilstand. Med disse antakelsene blir det behov for å ha en ny forbindelse på plass et sted mellom 2026 og 2040.

Forbindelsen blir altså uansett bygd, men tidspunktet er ulikt. Dersom mange forbindelser må bygges raskt trekker det opp kostnadene og gjør prosjektet mer komplekst å gjennomføre.

Gjennomføringstakten må tilpasses etterspørselen etter strøm og reinvesteringer-behovet best mulig. I tillegg kan det være andre faktorer som vil påvirke gjennomføringsstrategien. Dette kan eksempelvis være behov for arealer, kapasitet i leverandørmarkedet og oppnåelse av konsesjoner.

### 7.2.2 Det haster å komme i gang med de første tiltakene

Før det fremtidige sentralnett i Stor-Oslo på plass må om lag 30 tiltak gjennomføres. Alt henger sammen og vi kan ikke gjøre alt samtidig. Derfor er det viktig at vi kommer i gang raskt, og at vi starter der hvor det haster mest og gevinstene er størst. Vi ønsker i størst mulig grad å ta de anleggene som er eldst først, men også de som gir oss mest kapasitetsøkning for å håndtere en eventuell forbruksvekst.

Utbyggingen av stasjonene legger føringer for når vi kan være ferdige til å spenningsoppgradere. Det er mange stasjoner og hvis vi tar hensyn til blant annet utkoblingsmulighet, byggetid og kapasitet internt og i leverandørmarkedet får vi bygd ca. 1 stasjon per år. Med 15 store stasjonsprosjekter i området tar det minst 15 år før vi er ferdige.

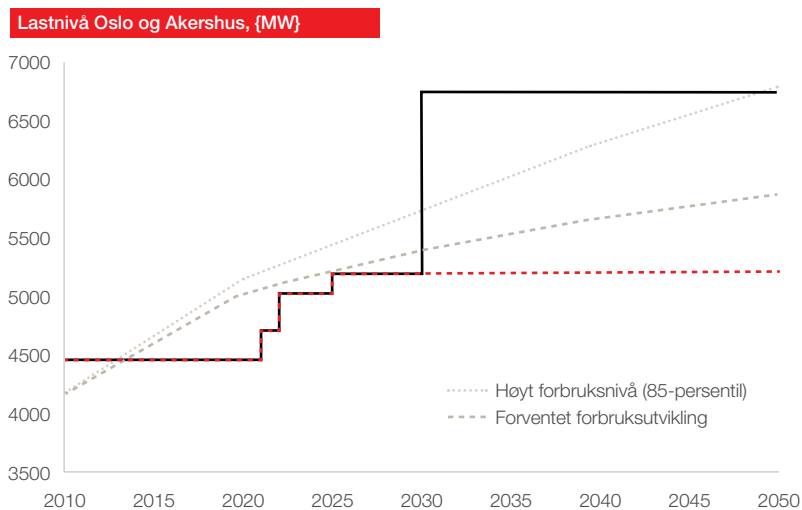
Når vi tar hensyn til faktorer som påvirker gjennomføringen, samt omfanget av

prosjektet, vil det ta ca. 15 år før en ny sentralnettløsning for Oslo og Akershus er på plass. En stor del av nettet når levetiden sin før 2030. Vi utarbeider derfor en strategi hvor det er mulig å ferdigstille i 2030, men hvor rekkefølgen ikke kun følger reinvesteringsbehov. Dette simpelthen fordi det kan være strategisk fornuftig å prioritere andre prosjekter foran.

Gjennomføringsstrategien skal best mulig ivareta forsyningssikkerhet og samtidig tar hensyn til reinvesteringsbehov på vei mot målnett. Figur 29 illustrerer et eksempel på en gjennomførings-strategi som er i mål før 2030 (sort linje), og en som lar alderen få avgjøre når investeringen skjer (rød stiplet linje). Bak et trinn ligger det flere tiltak, i tillegg gjøres det tiltak også i årene hvor kapasiteten ikke øker – ikke alle tiltak gir økt kapasitet totalt i nettet.

**Figur 29**

Figuren illustrerer to eksempel på gjennomføringsplaner for konsept 3. Følger vi reinvesteringstidspunktet til stasjoner og forbindelser illustrerer rød stiplet linje kapasiteten hvor nettet håndterer alle enkeltfeil (N-1). Sort linje viser en gjennomføringsplan hvor strategien er å ha den nye sentralnettløsningen på plass før 2030.



Rød og sort kurve i figuren representerer det forbruksnivået nettet håndterer under veis i gjennomføringen, med normal driftssikkerhet (N-1, dvs nettet tåler alle enkeltfeil). Hvis den faktiske forbruksveksten går over dette, mener vi fortsatt å kunne håndtere situasjonen med ekstraordinære tiltak i driften, for inntil 300 MW høyere forbruk enn illustrasjonen viser. Da med lavere forsyningssikkerhet og enkelte feil vil kunne gi kortvarige avbrudd i strømforsyningen i topplast vinterstid. Vi vil ha mulighet for gjenoppretting av all forsyning etter omkoblinger i sentral- og/eller regionalnettet.

Figuren illustrerer hvor viktig det er å komme i gang for å sikre strømforsyningen i området. Det haster å komme i gang uavhengig av om forbruksutviklingen følger forventet nivå eller høyt forbruksnivå. Hvis veksten uteblir eller avtar, kan tempoet settes ned etter hvert, eller rekkefølgen kan endres på hvis det dukker opp andre behov.

Hvis vi følger blå stiplet linje i figuren over, og kun bygger etter alderen på anleggene, vil det drøye ca. 20 år til etter 2050 før vi har en ny sentralnettløsning. Dette

betyr i tillegg at vi ikke får økt forsyningssikkerhet i Oslo og Akershus. Den gevinsten blir realisert først når totalløsningen er på plass. Det vil også ta lenger tid før vi får realisert gevinstene i form av frigjort areal.

### 7.3 Konesjonsprosess

Hvert av tiltakene som planlegges gjennomført i Nettplan Stor-Oslo skal konsesjonsøkes etter energiloven. Stor-Oslo omfatter mange stasjoner, ledninger og kabelforbindelser. Utbyggingen av nettet i området vil pågå i mange år fremover. Dette prosjektet vil derfor resultere i ikke bare én, men flere ulike konsesjonssøknader, fordelt over mange år. Én konsesjonssøknad vil kunne inneholde ett eller flere tiltak, som for eksempel en ledningsforbindelse med tilhørende stasjonsanlegg, reinvestering av flere stasjoner, en kabelforbindelse etc. Det er stor forskjell på de ulike tiltakene innenfor planen. Enkelte tiltak krever konsekvensutredning etter plan -og bygningsloven og skal dermed meldes, konsekvensutredes og konsesjonsøkes. Dette gjelder lengre ledningsprosjekter med flere kilometer ny trase. Andre prosjekter som f.eks. transformatorstasjoner og kortere forbindelser skal konsesjonsøkes. Konesjonsprosessene omfatter høringsrunder og informasjon til kommuner, grunneiere og berørte parter. Konesjonsprosessen er grundig og omfattende og strekker seg over flere år, avhengig av tiltakets størrelse og kompleksitet.

### 7.4 Planlegging av prosjektene og Statnetts portefølje

Statnett er inne i en periode med store investeringer og mange prosjekter som skal gjennomføres i årene fremover. Statnetts prosjektporteføljeplan er stram og gjennomføringen av tiltakene i Nettplan Stor-Oslo må tilpasses den totale porteføljen. Det må blant annet tas hensyn til intern kapasitet og kapasitet i leverandørmarkedet.

# Vedlegg og referanser

**Vedlegg 1:** Alternativanalyse for ny sentralnettsløsning i Oslo og Akershus (Statnett 2012)

**Vedlegg 2:** Behovsanalyse for dagens sentralnettløsning i Oslo og Akershus (Statnett 2011)

**Vedlegg 3:** Energi og effektprognoser for Oslo og Akershus mot 2050 (Statnett og Hafslund 2011)

**Vedlegg 4:** Usikkerhetsanalyse for fremtidig effektbehov (KANAK 2013)

**Vedlegg 5:** Alternativer til nettinvesteringer (Xrgia og EC Group 2012)

**Vedlegg 6:** Ny produksjon i Stor-Oslo/Østlandsområdet (THEMA Consulting Group 2012)

**Vedlegg 7:** Samfunnsøkonomisk analyse av investeringer i nytt sentralnett i Oslo og Akershus (Vista Analyse 2013)

**Andre referanser:**

1. Stortingsmelding 14 (2011/2012) av 2.mars 2012, "Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet" (Nettmeldingen).
2. Energiutredningen – "Verdiskaping, forsyningssikkerhet og miljø" (NOU 2012:9)
3. OED(2013): Veileder i konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring og store kraftledningssaker.







[www.statnett.no](http://www.statnett.no)

# Statnett

## Statnett SF

Nydalen Allé 33, 0484 Oslo  
PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo  
Telefon: 23 90 30 00  
Fax: 23 90 30 01  
[firmapost@statnett.no](mailto:firmapost@statnett.no)