

---

# Gevinstrealisering av DSO-rollen

På oppdrag fra Energi Norge  
Oktober, 2021

---



**THEMA**  
CONSULTING GROUP

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

Prosjektnummer:	ENO-21-03	Rapportnavn:	Gevinstrealisering av DSO-rollen
Prosjektnavn:	Gevinstrealisering av DSO-rollen	Rapportnummer:	2021-21
Oppdragsgiver:	Energi Norge	ISBN-nummer	978-82-8368-095-9
Prosjektleder:	Åsmund Jenssen	Tilgjengelighet:	Offentlig
Prosjektdeltakere:	Malin Wikum, Kristine Fiksen, Lars Berg Byenstuen, Mina Ryssdal og Berit Tennbakk	Ferdigstilt:	Oktober 2021

**Brief summary in English**

Balancing the electricity grid is an increasingly complex task at all grid levels due to changes in generation and consumption of electricity. Thus, the distribution of system operation tasks between the TSO Statnett and regional grid companies should be reconsidered. We find that significant benefits can be realised through better TSO-DSO cooperation and by utilising the opportunities inherent in the current and planned regulation of system operations. We recommend that a more formal DSO role is developed in a stepwise manner, starting with the development of tools for TSO-DSO data exchange and standardised agreements for TSO-DSO cooperation. Also, ongoing processes for regulatory changes should be finalised.

**Om THEMA Consulting Group**

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

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

**Disclaimer**

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

## INNHold

1	OM PROSJEKTET.....	7
1.1	Bakgrunn og problemstilling.....	7
1.2	Om rapporten .....	7
2	VEDTATTE ENDRINGER I REGULERINGEN.....	9
2.1	OED ber om at nettselskapenes ansvar presiseres .....	9
2.2	Fire av de åtte nettkodene og retningslinjene er innført i norsk rett .....	11
2.3	Andre endringer .....	12
3	UTFORDRINGER VED DAGENS PRAKSIS.....	14
3.1	Driftsstanskoordinering .....	14
3.2	Koblingsbilde .....	16
3.3	Spenningsregulering.....	17
3.4	Flaskehalshåndtering.....	19
4	EKSEMPLER PÅ GEVINSTER.....	21
4.1	Unngått eller utsatt investeringskostnad .....	22
4.2	Lavere kostnader til flaskehalshåndtering .....	24
4.3	Bedre utnyttelse av nettet uten eller i forkant av investeringer .....	25
4.4	Lavere energitap.....	27
5	ALTERNATIVE LØSNINGER .....	28
5.1	Driftsstanskoordinering .....	28
5.2	Koblingsbilde .....	29
5.3	Spenningsregulering.....	31
5.4	Flaskehalshåndtering.....	33
5.5	Oppsummering .....	34
6	VIRKEMIDLER FOR Å REALISERE GEVINSTENE .....	36
6.1	Sentrale barrierer.....	36
6.2	Det er hensiktsmessig med en stegvis tilnærming til endringer .....	37
6.3	Endringer i oppgavefordelingen kan vurderes på sikt.....	40

## SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER

### *Bakgrunn og problemstilling*

Den pågående energiomstillingen, med storstilt elektrifisering, økt innslag av desentral produksjon og nye flytmønstre, gir nye utfordringer i driften av nettet på alle nivåer, også i regionalt og lokalt distribusjonsnett. Som systemansvarlig i det norske kraftsystemet har Statnett ansvar for å opprettholde den momentane balansen mellom produksjon og forbruk. Statnetts systemansvar omfatter i prinsippet hele kraftsystemet, men selskapet har i praksis bare virkemidler i transmisjonsnettet og regionalt distribusjonsnett. Det er nærliggende å vurdere en utvidet rolle for regionale distribusjonsnett i driftskoordineringen og en styrking av TSO/DSO-samarbeidet for å løse utfordringene.

Både i Norge og EU er regelverket for driftskoordineringen og oppgavefordelingen mellom TSO og DSO-er i endring. Blant annet har Olje- og energidepartementet (OED) bedt Reguleringsmyndigheten for energi (RME) om å gjennomføre flere endringer i systemansvarsforskriften for å klargjøre ansvarsforhold, og en ordning med tilknytning med vilkår er innført. EUs nettkode for systemdrift (SO GL) er også i ferd med å bli innført i norsk lovgivning. Det overordnede målet er å legge til rette for en mest mulig effektiv og sikker systemdrift som maksimerer den samfunnsøkonomiske verdien av kraftsystemet ved at nytten av drift og investeringer i nett og andre tiltak veies mot kostnadene.

Hovedproblemstillingen vi drøfter, er hvilke gevinster som kan realiseres ved å utvikle nye verktøy for samhandling mellom Statnett som systemansvarlig og regionale distribusjonsnett, og ved å endre oppgavefordelingen i driftskoordineringen. Endringene i oppgavefordelingen berører også andre områder enn den rene driftskoordineringen, herunder prosessene for å knytte nye kunder til nettet eller øke kapasiteten til eksisterende kunder. Vi drøfter også hvilke barrierer som hindrer gevinstene i å realiseres, og peker på regulatoriske virkemidler som kan bidra til å redusere eller fjerne barrierene.

Rapporten er utarbeidet på oppdrag fra Energi Norge. En referansegruppe i regi av Energi Norge har bidratt med data og informasjon om ulike case for koordinering i systemdriften.

### *Vi ser spesielt på fire områder der det er økende utfordringer i systemdriften*

Behovet for endringer i oppgavefordelingen og styrket samhandling drives av flere faktorer. Det er et gjennomgående utviklingstrekk at driften av kraftsystemet blir mer kompleks på alle nettnivåer. Det skyldes en kombinasjon av en økende andel desentral og mer variabel og uforutsigbar kraftproduksjon (småskala vannkraft, vindkraft og solkraft) og et forbruk preget av større variasjoner og høyere effekttopper som følge av elektrifisering i ulike sektorer. I tillegg kommer økt handel med andre land som påvirker driften av transmisjonsnettet spesielt, men som også påvirker lavere nettnivåer, for eksempel ved at Statnett kan få økt behov for fleksible ressurser i driften av transmisjonsnettet. De fleksible ressursene finnes på alle nettnivåer.

Et annet moment er at Statnett kan fatte vedtak som systemansvarlig som påvirker driften i underliggende nett og kan medføre risiko for avbrudd og tilhørende KILE-kostnader i disse nettene. KILE-kostnadene i slike tilfeller må bæres av anleggseier og ikke systemansvarlig. Det er på den måten avvik mellom risikoen ulike netteiere er eksponert for, og virkemidlene de har til å påvirke KILE-kostnadene. Dette aktualiserer også spørsmålet om oppgavefordeling og samhandling i systemdriften.

Vi har valgt å se spesielt på fire av områdene som omfattes av systemansvaret og hvor oppgavefordelingen er regulert gjennom systemansvarsforskriften i dag:

- Driftsstanskoordinering
- Fastsettelse av koblingsbilder
- Spenningsregulering

- Flaskehalshåndtering

Gjennom intervjuer med nettselskaper har vi avdekket en rekke konkrete utfordringer på disse områdene. Vi har også intervjuet Statnett og gått gjennom sentrale dokumenter og rapporter som er utarbeidet om driftskoordineringen i det norske kraftsystemet de senere årene.

*Det finnes flere typer utfordringer i dagens systemdrift i grensesnittet mellom nettselskapene og Statnett*

Flere nettselskaper peker i intervjuene på at det er uklarerhet om ansvarsforhold og hvordan regelverket i dagens systemansvarsforskrift skal praktiseres. Andre viser til at Statnetts incentiver til å finne løsninger i samarbeid med regionale nettselskaper er for svake.

Statnett står i dag for systemdriften i regionalt distribusjonsnett som eies av nettselskapene. Pålegg fra Statnett i driften eller krav til nettanleggene påvirker nettselskapenes kostnader, uten at de har mulighet til å påvirke dem. Et eksempel er at Statnett kan fatte vedtak som systemansvarlig som påvirker driften i underliggende nett og kan medføre risiko for avbrudd og tilhørende KILE-kostnader i disse nettene. KILE-kostnadene i slike tilfeller må bæres av anleggseier og ikke systemansvarlig. Det er på den måten avvik mellom risikoen ulike netteiere er eksponert for, og virkemidlene de har til å påvirke KILE-kostnadene. De ulike utfordringene innebærer blant annet høyere tap og kostnader til spesialreguleringer enn nødvendig, og en suboptimal bruk av reaktiv effekt. Videre går det med ekstra tid og ressurser til koordinering mellom regionale nettselskaper, Statnett og andre aktører.

Det er også flere som peker på at de må gjøre betydelige investeringer for å håndtere utfordringer som kunne ha vært løst gjennom driftsvirkemidler i eget nett. Dette gjelder også i forbindelse med nye tilknytninger og utvidelser av kapasiteten til eksisterende kunder. Alt dette er kostnader som i siste instans må bæres av nettkundene, og som utgjør samfunnsøkonomiske merkostnader ved dagens driftskoordinering.

Samtidig som det er en rekke utfordringer, har analysene også avdekket et betydelig potensial for gevinster gjennom endringer i praksis og/eller regelverk. Gevinstene er knyttet til redusert investeringsbehov i nettet, mer effektiv nettdrift og raskere tilrettelegging for økt forbruk og produksjon.

*Store gevinster dersom nettinvesteringer kan unngås eller utsettes gjennom mer aktiv drift*

De største gevinstene vi har identifisert, er knyttet til potensialet for å unngå eller utsette nettinvesteringer gjennom tiltak i systemdriften. Noen eksempler på dette er følgende:

- Arva har unngått en nettinvestering i størrelsesorden 300 millioner kroner i forbindelse med tilknytning av et nytt vindkraftverk i selskapets område. Dette ble oppnådd gjennom en kombinasjon av flere virkemidler og tiltak: avtale med Statnett om installering av systemvern, avtale med produsenten om tilknytning med vilkår og temperaturoppgradering av en linje.
- Også Agder Energi Nett peker på at ordningen med tilknytning med vilkår i et konkret eksempel kan gi besparelser i hundremillionersklassen.
- Agder Energi Nett har i tillegg et eksempel på et pilotprosjekt der forbruksfleksibilitet kan være et alternativ til å investere i en ny transformatorstasjon. Kontroll med håndteringen av flaskehalser i eget nett er imidlertid en forutsetning for å få til en slik løsning.
- Eidsiva Nett (nå Elvia) har gjennomført en analyse som viser at en tilsvarende gevinst kunne ha blitt realisert ved å bruke fleksibelt forbruk, spesialregulering av produksjon eller batterier.
- Tensio har økt kapasiteten uten nettinvesteringer ved å installere utstyr for å styre forbruket hos to forbrukskunder etter kapasiteten i nettet. I dette eksemplet er det viktigste grepet at nettselskapet tar initiativ til å finne løsninger innenfor det gjeldende regelverket, men det er et spørsmål om incentivene til å maksimere utnyttelsen av nettet er sterke nok i den gjeldende reguleringen.

Flere av eksemplene ovenfor innebærer at eksisterende kapasitet i nettet utnyttes bedre, som legger til rette for at nytt forbruk og produksjon kan knyttes raskere til nettet uten at det gjennomføres omfattende investeringer. Prosessene for å investere i regionalt distribusjonsnett kan være relativt langvarige (flere år), og mer effektiv kapasitetsutnyttelse kan på denne måten gi opphav til store tidsgevinster for nettkundene ved at de får raskere tilknytning.

### *Gevinster ved mer effektiv nettdrift*

Andre nettselskaper peker på at nettet kan drives mer effektivt gjennom optimering av tap og reaktiv effekt og lavere kostnader til spesialreguleringer. Mørenett har gjennomført en pilot som indikerer at kostnadene til spesialreguleringer kan reduseres dersom selskapet får ansvar for å håndtere flaskehalsen i eget nett. Agder Energi Nett har et eksempel på at tapene i selskapets nett kan reduseres ved en bedre spenningsregulering i området, som kan oppnås ved at selskapet får mulighet til selv å trinne Statnetts transformatorer mellom transmisjonsnettet og regionalt distribusjonsnett. Ifølge Agder Energi Nett er det mindre effektivt å be Statnett om å gjøre de nødvendige endringene i trinningen. Her må det imidlertid også påpekes at en slik endring i ansvarsfordelingen kan utløse kostnader hos Statnett, og det kan også være at tilsvarende gevinster kan realiseres på andre måter.

### *Et betydelig handlingsrom innenfor regelverket som er under utvikling, men flere verktøy trengs*

Flere av eksemplene på gevinster som vi har beskrevet ovenfor, kan realiseres uten omfattende endringer i regelverket for systemdriften og oppgavefordelingen mellom Statnett og regionale distribusjonsnett. De krever imidlertid at flere forhold avklares, og at det utvikles nye avtaleverk og standardiserte prosesser for samhandling mellom Statnett og nettselskaper, i tillegg til at nødvendige systemer for informasjonsutveksling kommer på plass. Dette handler i all hovedsak om å utnytte handlingsrommet i regelverket for systemdriften, herunder SO GL som trådte i kraft 1. august 2021 i Norge, og utvikle mer effektive prosesser for samhandling og oppgaveløsning.

Casene fra Arva og Agder Energi Nett viser at ordningen med tilknytning med vilkår kan ha svært stor verdi ved at nettselskapene unngår investeringer som bare har nytteverdi i et fåtall timer hvert år. Her kreves det at Statnett og nettselskapene blir enige om prosesser og avtaleverk for etablering av ordningen, herunder installering av systemvern for automatisk frakobling der det er aktuelt. Videre er det behov for at nettselskapene får en vesentlig bedre oversikt over driftsstatus og tilgjengelig kapasitet i eget nett, herunder produksjons- og forbruksplaner, slik at de kan vurdere om tilknytning med vilkår er aktuelt, og når det skal brukes i konkrete situasjoner.

Generelt er det også behov for å videreutvikle IT-systemer og underliggende informasjonsmodeller for å legge til rette for en effektiv informasjonsutveksling mellom Statnett og regionale nettselskaper, samt andre aktører i kraftsystemet. Her er det satt i gang flere initiativer fra både myndigheter og bransjeaktører (for eksempel kraftbransjens felles digitaliseringsinitiativ DIGIN) som bør kunne bidra til å løse utfordringene med hensyn til informasjonsutveksling.

Endelig er det usikkert om Statnetts incentiver og forpliktelser til å finne samarbeidsløsninger er sterke nok. Dette gjelder både de bedriftsøkonomiske incentivene for Statnett som systemansvarlig (og netteier) gjennom inntektsrammereguleringen, inklusive skjevheten i KILE-ordningen ved at systemansvarlig ikke har KILE-ansvar for avbrudd i underliggende nett, og oppfølgingen av Statnetts forpliktelse til å basere sine beslutninger på samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

### *En utvidet DSO-rolle kan utvikles trinnvis*

Analysene vi har gjennomført, viser at det er potensielt store gevinster knyttet til endringer i hvordan driftskoordineringen skjer. Vi har vurdert tre hovedstrategier for endring:

- Gjennomføre vedtatte endringer i systemansvarsforskriften og klargjøre ansvarsforhold innenfor dagens regelverk.

- Utnytte handlingsrommet i dagens og kommende regelverk gjennom utvikling av digitale verktøy og systemer for informasjonsutveksling og etablering av avtaleverk og prosedyrer for koordinering mellom Statnett og regionale nettselskaper.
- Gjøre større endringer i oppgavefordelingen mellom Statnett og regionale nettselskaper, herunder overføring av ansvar for konkrete oppgaver i systemdriften i regionalt distribusjonsnett.

Det er imidlertid betydelig usikkerhet om den videre utviklingen av kraftsystemet, og det er behov for å utvikle både verktøy, systemer for informasjonsutveksling, samarbeidsprosesser og incentivmekanismer for at endringer i driftskoordineringen skal kunne fungere etter hensikten. I dette bildet må vi også ta høyde for at det vil ta tid for regionale nettselskaper og Statnett som systemansvarlig å utvikle nye samarbeidsprosesser. Videre må de regionale nettselskapene ha nødvendig kapasitet og kompetanse internt for å kunne påta seg større oppgaver i systemdriften. Dette taler for å gå trinnvis fram i utviklingen av en utvidet DSO-rolle. Et alternativ til utviklingen av en DSO-rolle er at Statnett tar en mer aktiv rolle i driften av underliggende nett, men det krever på sin side at Statnett som systemansvarlig bygger opp den nødvendige kapasiteten og kompetansen for å kunne løse utfordringene i underliggende nett på en bedre måte enn de regionale nettselskapene.

Samtidig er det også viktig at vi er forberedt på at endringer i kraftsystemet vil skje raskt, og at behovet for en mer effektiv driftskoordinering høyst sannsynlig er økende. Vi har derfor vurdert flere mulige virkemidler som kan innføres på relativt kort sikt.

#### *Flere virkemidler er mulige i et første trinn*

Et spørsmål er hvordan vi kan sikre at standardiserte avtaler kommer på plass innen rimelig tid. Det kan for eksempel etableres et utviklingsprosjekt der Statnett gjøres ansvarlig for å lage forslag til avtaleverk i samarbeid med nettselskapene, som deretter beslutes av RME. Eventuelt kan Statnett og nettselskapene få ansvar i fellesskap for å utarbeide et forslag. Den eksakte ansvarsfordelingen og det regulatoriske rammeverket for en slik prosess må vurderes nærmere, men det vesentlige er at prosessen settes i gang og at det gis en klar frist fra RME om å finne en løsning. Et tilsvarende opplegg kan vurderes for utviklingen av informasjonsmodeller og digitale verktøy, men det er viktig at dette samordnes med pågående prosesser i bransjen og på myndighetssiden, herunder DIGIN og RMEs arbeid med å lage en gjennomføringsplan for digitalisering.

For å styrke kunnskapsgrunnet for systemdriften i de regionale nettselskapene og effektivisere grensesnittet mot systemansvarlig kan en videre vurdere å etablere en rolle som rådgivende informasjonskoordinator, som kan innehas av ett eller flere nettselskaper eller en ny organisatorisk enhet. En slik koordinator vil ikke ha myndighet over andre nettselskapers beslutninger, men kan bidra med kompetanse, data og identifisering av beste praksis i systemdriften. En mulighet er at de største regionale nettselskapene tar initiativet til å etablere slike koordinatorene, men den detaljerte prosessen må vurderes nærmere og i samråd med RME.

I tillegg kan en vurdere å styrke reguleringen av Statnett som systemansvarlig ved å etablere en ordning med ekstern vurdering av Statnetts opptreden som gjøres offentlig tilgjengelig, jf. Finansdepartementets oppfølging av Norges Banks pengepolitikk gjennom Norges Bank Watch.

#### *På sikt kan også oppgavefordelingen endres*

På sikt kan det også være ønskelig å gjennomføre større endringer i fordelingen av oppgaver mellom Statnett og regionale nettselskaper, avhengig av utviklingen i kraftsystemet, endringstakten og behovet for nye løsninger.

Skal oppgavefordelingen endres, må imidlertid en rekke forutsetninger være oppfylt. Blant annet må det utvikles digitale verktøy og systemer og prosesser for effektiv informasjonsutveksling, og det må bygges opp nødvendig kompetanse og kapasitet, uavhengig av om det er de regionale nettselskapene eller Statnett som skal løse utfordringene i systemdriften i det regionale distribusjonsnettet. Videre må incentivene i reguleringen videreutvikles slik at ansvaret for ulike

oppgaver også reflekteres i nytten og kostnadene som aktørene står overfor. Det betyr endringer i reguleringen både av Statnett og de regionale nettselskapene.

Det er ønskelig at KILE-ordningen videreutvikles slik at det i større grad er samsvar mellom ansvar og KILE-risiko, og at regionale nettselskaper i større grad får incentiver til å minimere samlede kostnader (inklusive kostnadene ved ulike typer driftstiltak) og ikke bare bygge nett kostnadseffektivt. Virkemidlene vi foreslår i et første trinn ovenfor, vil i dette perspektivet utgjøre en plattform for den videre utviklingen av reguleringen av systemansvaret.



## 1 OM PROSJEKTET

### 1.1 Bakgrunn og problemstilling

Den pågående energiomstillingen med storstilt elektrifisering, økt innslag av desentral produksjon og nye flytmønstre, gir nye utfordringer på alle nettnivåer. Som systemansvarlig i det norske kraftsystemet har Statnett ansvar for å opprettholde den momentane balansen mellom produksjon og forbruk. Statnetts systemansvar omfatter i prinsippet hele kraftsystemet, men selskapet har i praksis bare virkemidler på de to øverste nettnivåene, transmisjonsnettet og regionalt distribusjonsnett. Et annet moment er at Statnett kan fatte vedtak som systemansvarlig som påvirker driften i underliggende nett og kan medføre risiko for avbrudd og tilhørende KILE-kostnader i disse nettene. KILE-kostnadene i slike tilfeller må bæres av anleggseier og ikke systemansvarlig. Det er på den måten avvik mellom risikoen ulike netteiere er eksponert for og virkemidlene de har til å påvirke KILE-kostnadene.

Det er nærliggende å vurdere en utvidet rolle for regionale distribusjonsnett i driftskoordineringen og en styrking av TSO/DSO-samarbeidet for å løse utfordringene. Både i Norge og EU er regelverket for driftskoordineringen og oppgavefordelingen mellom TSO og DSO-er i endring. Utfallsrommet både for regelverket og praktiseringen av det er imidlertid stort. Overordnet er det ønskelig at det legges til rette for en mest mulig effektiv og sikker systemdrift som maksimerer den samfunnsøkonomiske verdien av kraftsystemet der nytte og kostnader ved drift og investeringer i nett og andre tiltak veies mot hverandre.

Både Statnett og nettselskapene har den siste tiden opplevd en stor økning i antall kunde-henvendelser om nettilknytning eller økt kapasitet i eksisterende tilknytninger samt i størrelsen på nettkapasiteten de forespør. I kjølvannet av energiressursmeldingen som kom 11. juni 2021, ble det satt i gang et arbeid for å utvikle regelverket slik at skal unngå nettkunder ikke må vente lenge eller betale unødvendig mye for sine tilknytninger. Samtidig ble det pekt på at det også er ønskelig med endringer i regelverket som kan implementeres raskt.<sup>1</sup>

På denne bakgrunnen har Energi Norge bedt THEMA om å utrede følgende problemstillinger:

*Hvilke gevinster kan realiseres ved å utvikle nye verktøy for samhandling mellom Statnett som systemansvarlig og regionale distribusjonsnett og ved å endre oppgavefordelingen i driftskoordineringen?*

*Hvilke barrierer hindrer gevinstene i å realiseres?*

*Hvilke regulatoriske virkemidler kan bidra til å redusere eller fjerne barrierene?*

Det er et premiss for analysen av alternative virkemidler at Statnetts systemansvar i hovedsak blir videreført, det vil si at Statnetts overordnede ansvar for å opprettholde frekvensen ikke splittes mellom nettnivåer og eventuelt mellom nettområder, men at dette ansvaret fortsatt er felles for hele kraftsystemet. Det utelukker ikke at noen oppgaver som i dag tilligger Statnett som systemansvarlig kan overlates til andre, så lenge ansvaret for den momentane balansen og frekvensen fortsatt ligger hos Statnett. Videre har vi lagt til grunn at nøytral opptreden hos nettselskaper som er en del av konsern med kraftproduksjon og eventuelt annen konkurranseutsatt virksomhet, ivaretas gjennom eksisterende eller nye regulatoriske virkemidler som vi ikke drøfter i denne rapporten.

### 1.2 Om rapporten

For å innhente nødvendig informasjon har vi gjort skrivebordsanalyser av tidligere arbeid med DSO-rollen i bransjen, i tillegg til å motta informasjon fra nettselskaper. I prosjektet er det nedsatt en referansegruppe med nøkkelpersoner fra 10 nettselskaper. Disse nettselskapene har vi intervjuet

<sup>1</sup> <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/03221/id2860399/>

individuellt om utfordringer de opplever med dagens praksis i driftskoordineringen og hvilke kostnader det gir, og de har kommet med forslag til hvordan utfordringene kan løses. I tillegg har vi gjennomført møter med referansegruppen samlet, hvor vi har presentert og diskutert våre funn underveis. Tabellen under viser en oversikt over hvilke nettselskaper som er med i referansegruppen.

**Tabell 1: Nettselskapene i referansegruppen**

Agder Energi Nett	Glitre Energi
BKK Nett	Elvia
Lyse Elnett	Tensio
Lede	Arva
Mørenett	Hålogaland Kraft Nett

Vi har også gjennomført intervjuer med Statnett.

Med utgangspunkt i informasjonsinnhentingen har vi identifisert fire områder innen driftskoordineringen hvor det er potensial for betydelige gevinster ved endringer i dagens regelverk eller praksis for systemdriften. Disse fire områdene er driftsstanskoordinering, fastsettelse av koblingsbilder, spenningsregulering og flaskehalshåndtering. I tidligere arbeider er også jordstrømkompensering og tvangsmessig utkobling av forbruk drøftet, men vi har sett bort fra disse områdene her. Jordstrømkompensering er et viktig spørsmål, men er teknisk komplisert å vurdere og skiller seg litt fra de andre områdene med hensyn til løsningsrom. Når det gjelder tvangsmessig utkobling av forbruk, har vi ikke mottatt innspill om substansielle gevinster.

Nytte og kostnader er vurdert ut fra et samfunnsøkonomisk perspektiv, men vi har ikke gjort en fullstendig samfunnsøkonomisk analyse der alle konsekvenser for nettselskaper, systemansvarlig og kunder er vurdert.

Forslagene til løsninger på utfordringer innen de fire områdene kategoriseres innen tre *alternativer*, hvor noe løses med endringene i regulering som er annonsert (alternativ 1), noe kan løses ved å utnytte dagens mulighetsrom (alternativ 2) og til slutt kan noe løses gjennom endret oppgavefordeling (alternativ 3).

Rapporten har følgende innhold:

- Vi starter med å gi en oversikt over tidligere arbeid med DSO-rollen i bransjen, samt en oversikt over kommende endringer i reguleringen som har betydning for utfordringene vi drøfter i kapittel 2.
- I kapittel 3 tar vi for oss hvert av de fire områdene og beskriver målbildet, hvordan dagens praksis avviker fra dette, hvilke kostnader det fører med seg, og dermed hvilke gevinster som kan oppnås ved å endre praksis.
- Gjennom intervjuene har vi fått informasjon om faktiske og tenkte eksempler hvor endret praksis kan gi nyttegevinst, og disse er beskrevet i kapittel 4.
- I kapittel 5 presenterer vi alternativene og vurderer fordeler og ulemper med disse.
- I kapittel 6 kommer vi med våre konklusjoner og anbefalinger for virkemidler og tiltak for å redusere barrierene for realisering av gevinstene.

## 2 VEDTATTE ENDRINGER I REGULERINGEN

Arbeidet i dette prosjektet bygger på tidligere arbeid med DSO-rollen i Norge, både når det gjelder ønsker om hva DSO-rollen skal inneholde og den seneste utviklingen i relevante lover og forskrifter, herunder EU-reguleringer.

I dette kapittelet beskriver vi den seneste utviklingen i relevant regulering, både i Norge og på EU/EØS-nivå. Flere av prosessene har pågått i flere år uten å være ferdigstilt ennå. Det er dessuten gjennomført forskriftsendringer, og nye endringsforslag er lansert underveis i prosjektet.

De mest relevante endringene kan deles i tre kategorier:

- *OEDs bestilling til RME*: Presiseringer i gjeldende regelverk og gjennomføringsplan for digitalisering.
- *Nettkoder og retningslinjer*: Retningslinjene ble vedtatt i Stortinget i juni 2021 og er gjeldende norsk rett fra 1. august samme år. Statnett og RME har igangsatt høringsprosesser for metodikk avledet av retningslinjene, og RME arbeider med høringsforslag for gjestående nettkoder.
- Andre ting som har betydning for virkemidlene til regionale distribusjonsnett: OED har vedtatt mulighet for nettselskap og kunde til å inngå avtale om tilknytning med vilkår. RME vurderer å gjøre endringer i leveringsplikten i distribusjonsnettet (som innebærer både tilknytningsplikt og en plikt til å levere strøm fysisk), arbeider med krav til håndtering av markedssensitiv informasjon i nettselskaper (herunder produksjonsplaner) og vurderer å gjøre endringer i KILE-ordningen.

### 2.1 OED ber om at nettselskapenes ansvar presiseres

I april 2019 bestilte Olje- og energidepartementet (OED) en gjennomgang av organiseringen av driftskoordineringen av kraftsystemet av Reguleringsmyndigheten for energi (RME). Her skulle RME vurdere om dagens oppgaver, plikter og ansvarsdeling mellom systemansvarlig og nettselskapene var presisert tydelig nok i dagens regelverk, og om det er behov for å etablere ordninger for regional og lokal nettstyring. OED ønsket også en beskrivelse av en hensiktsmessig informasjonsutveksling mellom aktørene i kraftsystemet. I tillegg ba OED om at det skulle nedsettes en ekspertgruppe for å gi innspill til arbeidet. En tidslinje for prosessen videre er illustrert i Figur 1.

**Figur 1: Tidslinje over tidligere arbeid med DSO-rollen**



Ekspertgruppens mandat var å gi innspill til RMEs gjennomgang av dagens driftspraksis og koordinering mellom systemansvarlig, regionale og lokale nettselskap og relevante aktører. Ekspertgruppens anbefalinger til RME ble offentliggjort i mai 2020 i rapporten «Fra brettet til det smarte nettet».

RME hadde ekspertgruppens anbefalinger på høring i perioden mai til august 2020. RME leverte deretter rapporten *Driftskoordinering i kraftsystemet: RMEs anbefaling* til OED i november 2020. Rapporten inneholder RMEs anbefalinger basert på ekspertgruppens rapport og innspill fra bransjen. Noen av RMEs anbefalinger til OED var i tråd med ekspertgruppens anbefalinger mens andre gikk på tvers av dem.

RME vil på bakgrunn av ekspertgruppens anbefalinger blant annet:

- Tydeliggjøre nettselskapenes ansvar for koblingsbilder, spenningsregulering og flaskehals-håndtering i eget nett
- Vurdere/utrede incentivene for nettselskapene og Statnett (KILE og kostnadsfordeling ved flaskehals-håndtering)
- Ta tak i anbefalingen om å få på plass felles informasjonssystemer ved å ta initiativ til et digitaliseringsforum
- Vurdere hvordan nettselskapene kan få tilgang til produksjonsplaner på en måte som gjør at hensyn til nøytralitet ivaretas også for nettselskaper som er del av konsern med kraftproduksjon
- Anbefaler at nettselskap tar i bruk ressurser hos nettkundene – gjennom avtaler og kompensering (ingen tvang for kundene)

RME gir også råd som går på tvers av ekspertgruppens anbefaling, herunder at nettselskapene ikke gis tilgang til installering av systemvern eller mulighet til å pålegge spenningsstøtte. I dag er det bare systemansvarlig som kan fatte vedtak om systemvern i henhold til systemansvarsforskriften. Videre skal flaskehals-håndtering over 22 kV (regionalt distribusjonsnett og transmisjonsnett) fortsatt gjøres av Statnett.

I mars 2021 fulgte OED opp med følgende bestillinger til RME:

- Tydeliggjøre nettselskapenes ansvar for koblingsbilder, spenningsregulering og koordinering av driftsstanser
- Fastsette nettselskapenes ansvar for flaskehals i eget 22 kV-nett og nedover, inkludert transformering mellom 22 kV og overliggende nett
- Vurdere/utrede incentivene for nettselskapene og Statnett (KILE og kostnadsfordeling ved flaskehals-håndtering)
- Vurdere hvordan nettselskapene kan få tilgang til produksjonsplaner
- Anbefaler at nettselskap tar i bruk ressurser hos nettkundene til nettdrift – gjennom avtaler og kompensering (ingen tvang for kundene)
- Ta initiativ til et digitaliseringsforum

Det er ikke mulig å si noe mer detaljert om hvordan OEDs bestilling blir fulgt opp i praksis og hva som blir de konkrete regelverksendringene til syvende og sist, men bestillingen angir noen klare avgrensninger med hensyn til den videre regelverksutviklingen.

### 2.1.1 Digitaliseringsforum

OED har bedt RME om å utarbeide en gjennomføringsplan for arbeidet med digitalisering av nettdata som er nødvendig for effektiv driftskoordinering i kraftsystemet. Berørte aktører skal involveres i dette arbeidet og derfor skal det nedsettes et digitaliseringsforum.

I arbeidet skal RME vurdere behov for endringer i regelverket, ta hensyn til informasjonssikkerhet og håndtering av markeds- og kraftsensitive data, koordinere prosessen med eksisterende initiativ og basere prosessen på rammer som følger av europeisk regelverk.

RME har lyst ut et prosjekt for å skaffe bistand til å utarbeide gjennomføringsplanen. I henhold til konkurransegrunnlaget vil arbeidet pågå i minst ett år. Med utgangspunkt i hvilke data nettselskapene trenger for å utføre driftsoppgaver og prosessene rundt disse, samt hvordan dataene kan utveksles mellom involverte aktører, skal planen danne et felles mål bilde for arbeidet med informasjonsutveksling. Planen skal baseres på et rammeverk for digital samhandling, og komme med konkrete forslag til en stegvis gjennomføring.

Mange peker på at digitalisering er nødvendig for effektiv driftskoordinering. OED skriver at målet på lang sikt er en felles bruk av standarder og en informasjonsmodell som legger til rette for at hele nettet kan representeres på en enhetlig måte.

## 2.2 Fire av de åtte nettkodene og retningslinjene er innført i norsk rett

I henhold til tredje energimarkedspakke er det utviklet nettkoder og retningslinjer som skal harmonisere tekniske krav og legge til rette for et effektivt kraftsystem gjennom markedsbaserte handelsregler. Så langt finnes det fire nettkoder og fire retningslinjer innen tre områder.

### *Kraftmarkedet*

1. CACM - Forordning om kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering ("Capacity Allocation and Congestion Management")
2. FCA - Forordning om langsiktig kapasitetstildeling ("Forward Capacity Allocation")
3. EB - Forordning om balansering av kraftsystemet ("Electricity Balancing")

### *Driften av kraftsystemet*

4. SOGL - Forordning om systemdrift ("System Operations Guideline")
5. ER - Forordning om nødsituasjoner og gjenoppretting ("Emergency and Restoration")

### *Tilknytning til kraftnettet*

6. RfG - Forordning om krav for nettilknytning av produsenter ("Requirements for Generators")
7. DCC - Forordning om nettilknytning av forbruk ("Demand Connection Code")
8. HVDC - Forordning om nettilknytning av HVDC-systemer og produksjonsparker tilknyttet via likestrømkabler ("High Voltage Direct Current Connections")

Nr. 1.-4. er vedtatt som retningslinjer, mens 5.-8. er vedtatt som nettkoder. For retningslinjene skal TSO-ene utarbeide mer detaljerte metoder og vilkår, og OED har derfor prioritert å gjennomføre retningslinjene før nettkodene.

### 2.2.1 Retningslinjene påvirker nettselskapene

Retningslinjene ble vedtatt av Stortinget i juni 2021 og trådte i kraft 1. august. Det er p.t. ikke utarbeidet gjennomføringsnotat. OED gjennomførte høringer om retningslinjene i 2018 hvor de redegjør for noen foreløpige konsekvenser for nettselskapene.

Det er i hovedsak SO GL som antas å ha betydning for nettselskapene. OED uttaler i sitt høringsnotat om SO GL fra 2018 at DSO-ene vil «kunne få en større rolle enn før, for eksempel når det gjelder spenningsregulering og datautveksling».<sup>2</sup>

OED uttalte i sitt høringsnotat at fos<sup>3</sup> og gjennomføringsforskriften til SOGL vil eksistere side om side, og det ikke er nødvendig med lovendring eller ytterligere forskriftsendringer.

### *Spenningsregulering*

SO GL Artikkel 29 omhandler spenningsgrenser og -regulering. Her står det at «TSOen skal komme til enighet med transmisjonsnettilknyttede DSOer om settpunkt for reaktiv effekt, spenning og

<sup>2</sup> [https://www.regjeringen.no/contentassets/56bd1efe204b4730b8565db e580eb746/horingsnotat-sogl\\_-forslag-til-enderinger.pdf](https://www.regjeringen.no/contentassets/56bd1efe204b4730b8565db e580eb746/horingsnotat-sogl_-forslag-til-enderinger.pdf)

<sup>3</sup> Forskrift om systemansvar.

*effektfaktor for tilknytningspunkter mellom regional- og transmisjonsnett. DSOen skal bruke sine reaktive effektressurser og ha rett til å gi instruksjoner om spenningsregulering til distribusjonsnettilknyttede SGUer. Artikkel 29 nr. 8 sier at TSOen skal fastsette tiltak for spenningsregulering i samordning med SGUer, DSOer og tilgrensende TSOer.»*

### *Nasjonal metode for informasjonsutveksling*

Artikkel 40.5 (KORRR)<sup>4</sup> sier at det skal utarbeides en nasjonal metode som beskriver anvendelse og omfang av datautveksling mellom systemansvarlig, nettselskap og såkalte significant grid users (SGUer).

Bransjen inklusive RME og Statnett har allerede påbegynt arbeidet med datautveksling. RME har gitt Statnett som systemansvarlig oppgaven å utarbeide metoden i samarbeid med nettselskap og SGU-er. I den forbindelse er det etablert en arbeidsgruppe. RME vil bidra inn i arbeidet vedrørende hvilken markedssensitiv informasjon nettselskapene kan få tilgang til og hvordan markedssensitiv informasjon skal håndteres.

Første fase er å beskrive dagens praksis. Her vil Statnett etablere en arbeidsgruppe av nettselskap, produsenter og forbrukere. Beskrivelsen skal ut på høring, og arbeidet vil drøftes i Statnetts Samarbeidsforum TSO-DSO.<sup>5</sup>

Sammen med RMEs arbeid med digitalisering forventes dette arbeidet å føre til mer effektiv nettdrift generelt, da det innebærer både bedret og digitalisert koordinering og samhandling mellom aktørene.

## 2.3 Andre endringer

### 2.3.1 Tilknytning med vilkår for forbruk

Norske myndigheter åpnet for tilknytning med vilkår for forbruk fra 15. april 2021, det vil si at det er mulig for nettselskap og kunde å inngå tilknytningsavtale med vilkår om utkobling eller begrenset kapasitet. Dette er ny regulering og dermed finnes det lite praktisk erfaring med ordningen. Tilknytning med vilkår av produksjon har vært tillatt siden 2019, og flere nettselskap har tatt i bruk denne muligheten.

Avtale om tilknytning med vilkår er et alternativ til nettinvesteringer når tilknytninger eller kapasitetsøkninger på normale vilkår vil utløse behov for nettinvesteringer. Ordningen skal være et kostnads-effektivt alternativ til å bygge nett som en permanent ordning, eller midlertidig for å sikre raskere tilknytning i påvente av nettinvesteringer. Tilknytning med vilkår er en frivillig ordning for både nettselskap og nettkunde, og er aktuelt i tilfeller der kunden må kobles fra i korte perioder og fortrinnsvis når kunden har reserveløsning. Det skal ikke gis kompensasjon for utkobling eller reduksjon, men det kan gis redusert anleggsbidrag for kunden ved tilknytning.

### *Regelverksendring*

Regelverket tillot tidligere ikke tilknytning med vilkår av forbruk. I april 2021 ble det imidlertid vedtatt en forskriftsendring i NEM-forskriften hvor følgende ledd ble lagt til: «*Et nettselskap og en uttakskunde kan inngå avtale om tilknytning med vilkår om utkobling eller begrensning i forbruket. Det skal ikke gis kompensasjon til uttakskunden ved inngåelse av slik avtale eller ved utkobling eller begrensning i forbruket i henhold til avtalen.*».

<sup>4</sup> KORRR står for Key Organisational Requirements, Roles and Responsibilities relatert til datautveksling mellom aktørene i kraftsystemet.

<sup>5</sup> Se <https://www.statnett.no/om-statnett/moter-og-arrangementer/samarbeidsforum-tsodso/>.

Forskriftsendringen endrer ikke nettselskapets tilknytningsplikt, men gjør det mulig å tilknytte kunder tidligere så lenge det er driftsmessig forsvarlig, gitt betingelser gitt i tilknytningsavtalen.

### *Innhold i avtalen*

Avtalen skal ifølge forarbeidene til endringene i NEM-forskriften<sup>6</sup> beskrive hvilke spesifikke situasjoner som er omfattet, og hvor lang varighet og hvilket omfang en utkobling eller reduksjon i forbruket kan ha. Ordningen med tilknytning med permanente vilkår og ordningen med utkoblbar tariff er to ulike ordninger. En kunde kan ha begge disse to ordningene, dersom nettselskapet tilbyr det. Tilknytning med vilkår gjelder spesifikke hendelser som er beskrevet i tilknytningsavtalen, mens utkoblbar tariff er en generell ordning. For eksempel vil regelverket om KILE gjelde som i dag for utkoblinger som ikke skyldes forhold som er direkte avtalt i vilkårene for tilknytning. Hvis kunden ved et senere tidspunkt ønsker full tilknytning, skal nettselskapet kreve anleggsbidrag etter gjeldende regelverk.

### *Forholdet til systemansvarlig*

Forskriftsendringen gjør ingen endring i systemansvaret. Permanente avtaler må avklares med overliggende nett og innholdet i avtalene må også avklares med systemansvarlig på forhånd.

Statnett utarbeider for tiden en beskrivelse av systemansvarliges rammer for håndtering av forbruks- og produksjonstilknytninger med vilkår. Dette er beskrevet i et utkast som vil revideres etter hvert som Statnett og nettselskapene får mer erfaring med tilknytning med vilkår. Utkastet inneholder prinsipper og rammer for vurdering og behandling av tilknytning med betingelser. Siden systemansvarlig etter det gjeldende regelverket skal håndtere alle flaskehalser i regional- og transmisjonsnett, legger Statnett vekt på hvor begrensingene i nettet oppstår ved tilknytning, ikke på hvilket nettnivå kunden vil ha tilknytning. Fram til det er opparbeidet mer erfaring med bruk av slike avtaler ser systemansvarlig behov for å vurdere alle tilknytningsavtaler der begrensingene ligger i regionalt distribusjonsnett. Videre presiserer Statnett at systemansvarliges virkemidler helst ikke skal være nødvendige for å overholde nettbegrensningene som kan eller vil oppstå som følge av tilknytningen. Statnett har igangsatt arbeid med å etablere en prosess for netteiers og systemansvarligs behandling av vilkår om begrensning, og oppfordrer nettselskap som vurderer bruk av vilkår i regionalt distribusjonsnett til å komme i tidlig dialog med Statnett.

## **2.3.2 Endringer i KILE-ordningen**

Energi Norge har bedt RME om å se på KILE-ordningen i tilfeller når nettselskapene får KILE-kostnader i situasjoner hvor de ikke har noen måte å påvirke, f.eks. hvis systemansvarlig pålegger dem et koblingsbilde som gir risiko for utfall og avbrudd hos sluttbruker. RME har uttalt at de jobber med dette sammen med OED. Vi er ikke kjent med status eller framdrift for dette arbeidet.

---

<sup>6</sup> Høringsnotat fra OED datert 2. september 2020: *Endringer i forskrift om netregulering og energimarkedet (tilknytning av uttak med vilkår om utkobling eller redusert strømforsyning)*.

### 3 UTFORDRINGER VED DAGENS PRAKSIS

I tidligere arbeider med DSO-rollen er det lagt vekt på områdene driftsstanskoordinering, koblingsbilde, spenningsregulering, flaskehalshåndtering, jordstrømkompensering og tvangsmessig utkobling av forbruk. Som nevnt innledningsvis har vi konsentrert oss om de første fire områdene i dette arbeidet. Det er særlig på disse områdene at utfordringene er økende i takt med at utnyttelsen av nettet øker opp mot kapasitetsgrensen, og som følge av økte innslag av desentral, variabel og lite forutsigbar kraftproduksjon kombinert med endrede forbruksmønstre i form av høyere effekttopper og mer variasjon i forbruket.

Vi går i dette kapittelet gjennom det samfunnsøkonomiske målbildet, utfordringer ved dagens praksis og mulige gevinster ved å endre denne for de fire områdene driftsstanskoordinering, koblingsbilde, spenningsregulering og flaskehalshåndtering. Beskrivelsen av dagens praksis er holdt på et overordnet nivå, og vi henviser til ekspertgruppens rapport for en mer detaljert redegjørelse for regelverk og praksis.

#### 3.1 Driftsstanskoordinering

##### 3.1.1 Målbilde

Driftsstanser er nødvendige for å gjennomføre vedlikehold og tilstandskontroller, utføre ombygginger og gjøre reinvesteringer i nettet. Målet er å gjennomføre driftsstanser på en måte som minimerer utetid for produsenter og forbrukere, både planlagte utkoblinger og uplanlagte som følger av økt risiko for ikke-varslede avbrudd. I koordineringen av driftsstanser er det også et mål å minimere de administrative kostnadene hos nettselskapene, samt kostnader knyttet til eventuelle spesialreguleringer for å håndtere driftsstans.

##### 3.1.2 Kort beskrivelse av dagens praksis

I henhold til dagens regulering skal det legges en årsplan for driftsstanser i september/desember året i forveien. Planlagt arbeid i regionalt distribusjonsnett som kan påvirke andre konsesjonærer skal meldes inn i Fosweb innen 1. september. Deretter ser Statnett planene i sammenheng og finner tidspunkt for driftsstans som gir minst mulig negative konsekvenser for alle berørte.

Dersom det skal gjennomføres driftsstanser som ikke er med i årsplanen, skal disse meldes inn til Statnett minst tre måneder i forveien. Statnett koordinerer de ønskede driftsstansene med andre aktører før disse godkjennes. Innmeldinger som kommer under tre måneder i forveien, må begrunnes av søker i Fosweb.

I praksis er det nettselskapene som gjør mye av jobben med å koordinere en driftsstans med andre nettselskap. Dette ansvaret blir nå formalisert i henhold til OEDs brev til RME.

Nettselskapene koordinerer driftsstanser lokalt og gir beskjed til Statnett som godkjenner. Nettselskapene koordinerer typisk også lokalt selv om det ikke er de selv som har initiert driftsstansen. Nettselskapene mottar ingen kompensasjon for denne jobben.

Noen nettselskap ber ikke om godkjenning fra Statnett dersom de vurderer at utkoblingen ikke påvirker andre konsesjonærer. Andre ber alltid om godkjenning.

Nettselskapene kan se alle godkjente driftsstanser i Fosweb. Nettselskapene har ikke informasjon om driftsstanser det er søkt om (som ikke er godkjent ennå) i tilgrensende nettområder.

##### 3.1.3 Utfordringer, tilhørende kostnader og mulige gevinster av å løse disse

Vi har identifisert flere utfordringer som gir avvik fra målbildet. Vi vil nå beskrive utfordringene, kostnadene de representerer og gevinstene man kan oppnå av å løse dem. Løsningene kan på sin side medføre nye kostnader, men dette kommer vi tilbake til i kapittel 5 der vi diskuterer alternative løsninger.



Utfordringene med dagens praksis rundt driftsstanskoordinering handler både om koordineringen på forhånd av en driftsstans og om kriteriene og prosessen for godkjenning av en driftsstans av systemansvarlig. Hvor store utfordringene er, varierer mellom nettområder.

Nettselskapene peker på to hovedutfordringer knyttet til godkjenning av driftsstanser av systemansvarlig:

- Den første er at det i noen tilfeller er uklart hvilke driftsstanser som må godkjennes av systemansvarlig. Nettselskapene risikerer da å bruke unødvendig tid og ressurser på å få godkjent driftsstanser. Et mer alvorlig problem oppstår dersom det ikke søkes om en driftsstans fordi nettselskapet feilaktig anser at utkoblingen ikke påvirker andre konsesjonærer.
- Den andre utfordringen er at det i mange tilfeller er utfordrende å planlegge og få godkjent driftsstanser innen tidsfristen, altså tre måneder i forveien. Driftsstanser må ofte tilpasses forhold man ikke har oversikt over før kort tid i forveien. Nettselskapene stiller også spørsmålstegn til om det er nødvendig å si ifra tre måneder i forveien i de tilfellene hvor driftsstansen allerede er ferdig koordinert lokalt når systemansvarlig får forespørselen. I retningslinjene er det for øvrig åpnet for at rapportering kan skje inntil 3 øker før driftsstans dersom driftsstansen er koordinert med alle berørte parter.

Et annet moment i denne sammenhengen er at manglende koordinering av driftsstanser i verste fall kan medføre økt KILE-risiko.

Som beskrevet har OED bedt om at nettselselskapenes ansvar for å koordinere driftsstanser lokalt, skal koordineres. Mange regionale distribusjonsnett opplever imidlertid i dag at det forventes at de også skal koordinere driftsstanser i underliggende nett. De regionale distribusjonsnettene bruker mye tid og ressurser på dette, uten at de får kompensasjon for kostnadene gjennom den økonomiske reguleringen. Snarere risikerer selskapene å bli målt som mindre effektive i RMEs benchmarking-modell.

Nettselskapene opplever også utfordringer med dagens incentivordninger. Dersom en driftsstans medfører utfall i et annet nettområde, så følger ikke KILE-ansvaret den aktøren som initierte driftsstansen. Nettselskapene kan dermed bli påført KILE-kostnader for forhold de ikke har mulighet til å påvirke. Samtidig kan endringer i KILE-ansvaret også påvirke incentivene til nettselskapet som ikke initierte driftsstansen i negativ retning. RME har sagt at de skal vurdere KILE-ordningen i 2021, men det er uklart om dette aspektet skal med i vurderingen, og hvordan en helhetlig løsning kan utformes.

Fordi nettselskapene ikke har oversikt over søkte eller planlagte driftsstanser som de selv ikke er en del av, har de ikke mulighet til å ta hensyn til andres ønsker om driftsstanser (som ikke er godkjent ennå) når de planlegger sine egne. Dersom de kjente til at andre søker en driftsstans på et bestemt tidspunkt, kan nettselskapet tilpasse egne søknader om driftsstanser for å redusere antallet utkoblinger, eller unngå å søke driftsstanser som ikke kan gjennomføres samtidig. Her er det mulig å redusere omfanget av avbrutt produksjon og/eller forbruk ved hjelp av bedre koordinering.

Uansett løsning er det imidlertid viktig å ta hensyn til at driftsstanser som har betydning på tvers av nettnivåer og selskaper, må koordineres.

### 3.1.4 Oppsummering

Tabellen under oppsummerer de identifiserte utfordringene ved dagens driftsstanskoordinering, og hvilke kostnader denne praksisen representerer. Listen over utfordringer brukes som utgangspunkt for forslag til alternative løsninger som presenteres i kapittel 5.

**Tabell 2: Oversikt over utfordringer og kostnader ved dagens driftsstanskoordinering**

Utfordring ved dagens praksis	Kostnader ved dagens praksis
<i>Det er uklart hvilke driftsstanser som må godkjennes av systemansvarlig</i>	Unødvendig bruk av tid og ressurser eller at det gjennomføres utkoblinger som har konsekvenser for andre nettområder uten at dette koordineres
<i>Det er utfordrende å gi beskjed 3 måneder i forveien</i>	Tap av fleksibilitet kan gi suboptimal løsning
<i>Manglende eller dårlig koordinering kan gi økt risiko for utfall</i>	KILE-kostnader for nettselskapene, avbruddskostnader for kundene
<i>Nettselskapene i regionalt distribusjonsnett forventes å koordinere for de i lokalt distribusjonsnett, ingen kompensasjon</i>	Bruk av tid og ressurser for andre aktører uten formalisering av ansvaret og uten kompensasjon
<i>Nettselskapene kan få KILE-kostnader som følge av en driftsstans de ikke har initiert</i>	Uriktig kostnads plassering gir uriktige incentiver
<i>Nettselskapene har ikke oversikt over andre driftsstanser som er søkt om</i>	Unødvendig tidsbruk

## 3.2 Koblingsbilde

### 3.2.1 Målbilde

Nettselskapene kan ha behov for å gjøre endringer i koblingsbildet for eksempel når det oppstår feil, når de skal utføre arbeid i nettet eller når lastsituasjonen tilsier at det er fordelaktig.

Målet er optimal drift av det samlede systemet både i normale situasjoner (intakt nett) og i feilsituasjoner, slik at de billigste produksjonsressursene utnyttes og kundene unngår avbrudd. Det er også ønskelig å minimere tap i nettet og de samlede systemkostnadene, inklusive investeringer og reaktiv effekt.

### 3.2.2 Kort beskrivelse av dagens praksis

I henhold til dagens regulering (fos) kan nettselskapene endre koblingsbilde i eget nett dersom det ikke påvirker andre konsesjonærer. Dersom endringen påvirker andre, skal systemansvarlig godkjenne endringen.

### 3.2.3 Utfordringer, tilhørende kostnader og mulige gevinster av å løse disse

På grunn av manglende informasjon om andre konsesjonærers nett, inkl. Statnett, er det vanskelig for det aktuelle nettselskapet å vite hvilke koblingsbilder de kan ta i bruk i eget nett uten godkjenning av systemansvarlig. Nettselskapene ender da opp med å bruke tid og ressurser på å be om unødig godkjenning av endringer. Dersom det blir tydeligere for nettselskapene i hvilke situasjoner de trenger godkjenning fra systemansvarlig, kan dette redusere ressursbruken internt i nettselskapene. Motsatt kan det også føre til problemer i andre konsesjonærers nett dersom systemansvarlig ikke fikk beskjed om endringer i en netteiers koblingsbilde.

Systemansvarlig har ofte behov for å be nettselskapene om endringer i koblingsbildet i regionalt distribusjonsnett. I slike tilfeller har noen nettselskap opplevd utfordringer med at systemansvarlig ikke har god nok informasjon om konsekvenser av endringen lokalt. Slike forespørsler fra systemansvarlig kan komme med korte tidsfrister, slik at nettselskapet har begrenset med tid til å analysere situasjonen selv.

Det diskuteres også hvor mange ulike koblingsbilder man kan forvente at nettselskapene skal legge til rette for gjennom investeringer i avganger og spoler, og hvilke pålegg systemansvarlig kan gi nettselskapene her. Noen nettselskap har behov for hyppige endringer i koblingsbilde som krever

godkjenning av systemansvarlig, enkelte flere ganger for dagen. Dette medfører mye bruk av tid og ressurser.

Dersom nettselskapet og systemansvarlig er uenige om endring i koblingsbilde, er det tidvis uklart for nettselskapene om uenigheten skyldes manglende informasjon om hverandres nett eller ulike incentiver på ulike nettnivå. Dermed er det mulig at noen av uenighetene kunne vært løst dersom nettselskapene og systemansvarlig hadde hatt like incentiver. Dersom årsaken er manglende informasjon, kan bedre informasjon gi riktigere valg av koblingsbilde, altså koblingsbilde som fører en nærmere målet om optimal drift av det samlede systemet. Gevinster av det kan inkludere redusert risiko for avbrudd for kundene, lavere tap og bedre nivå av reaktiv effekt.

Løsninger på utfordringene skissert over må ta hensyn til at antall mulige kombinasjoner som utgjør koblingsbildet i noen nett kan bli svært høyt. I tillegg er det slik at rekkefølgen av endringer i koblingsbilde også spiller en rolle. Dette gjelder allerede i dag for noen nett, og forventes å forsterkes fremover dersom nettet skal tynes mer enn i dag og man får behov for en mer kompleks drift.

### 3.2.4 Oppsummering

Tabellen under oppsummerer de identifiserte utfordringene ved dagens praksis rundt endring av koblingsbilde, og hvilke kostnader denne praksisen representerer. Listen over utfordringer brukes som utgangspunkt for alternative løsninger som presenteres i kapittel 5.

**Tabell 3: Utfordringer og kostnader ved dagens praksis rundt koblingsbilde**

<b>Utfordring rundt dagens praksis</b>	<b>Kostnader ved dagens praksis</b>
<i>Uklart hvilke endringer man kan gjøre i koblingsbilde uten godkjenning</i>	Unødvendig bruk av tid og ressurser eller at det gjennomføres endringer i koblingsbilde som har konsekvenser for andre nettområder uten at dette koordineres
<i>Systemansvarlig har ikke god nok informasjon om lokale forhold</i>	Kan føre til at systemansvarlig pålegger uheldige koblingsbilder hos nettselskapene, kan i verste fall føre til utfall
<i>Det er uklart om nettselskapene og systemansvarlig er uenige pga. ulike incentiver eller pga. manglende informasjon</i>	Uklarheten gjør at det er vanskelig å få frem for å komme til enighet om hva som er den beste løsningen
<i>Noen nettselskaper må kontakte systemansvarlig hyppig for å endre koblingsbilde</i>	Mye bruk av tid og ressurser
<i>Det er uklart hvor mye nettselskapene må investere for å legge til rette for bruk av ulike koblingsbilder og i hvilken grad systemansvarlig indirekte kan pålegge slike investeringer</i>	Investeringskostnadene ved å legge til rette for mange ulike koblingsbilder kan bli høye

## 3.3 Spenningsregulering

### 3.3.1 Målbilde

God spenningskvalitet er viktig for å unngå skader på kundenes utstyr og på egne komponenter. Det er også viktig å unngå spenningskollaps som gir avbrudd for kundene. Målet er å oppnå god spenningskvalitet på en kostnadseffektiv måte, og det oppnås ved å optimere tap, reaktiv effekt og investeringer slik at samlede systemkostnader minimeres.

### 3.3.2 Kort beskrivelse av dagens praksis

I henhold til systemansvarsforskriften kan systemansvarlig fastsette spenningsgrenser og grenser for utveksling av reaktiv effekt i regional- og transmisijsnett. Produksjonsheter tilknyttet

regional- og transmisjonsnettene skal bidra med produksjon av reaktiv effekt innenfor enhetenes tekniske begrensninger, og systemansvarlig kan vedta hvordan den reaktive reguleringen skal benyttes i produksjonseenheter tilknyttet regional- eller transmisjonsnettene. Systemansvarlig skal betale konsesjonærene for pålagt produksjon av reaktiv effekt ut over de grensene som systemansvarlig har fastsatt.

Konsesjonærene skal overholde spenningsgrensene som er fastlagt av systemansvarlig etter forskriften. Konsesjonærene skal varsle systemansvarlig om driftssituasjoner hvor fastlagt grense ikke kan overholdes, og systemansvarlig samordner i slike situasjoner nødvendige tiltak. Systemansvarlig kan kreve at kostnadene ved tiltakene betales av den ansvarlige konsesjonæren.

I utgangspunktet har altså systemansvarlig et omfattende ansvar og sett av virkemidler for spenningsregulering både i transmisjonsnettene og i regionalt distribusjonsnett. Ifølge RMEs anbefaling til OED, er det likevel konsesjonærene som har ansvaret for spenningsregulering i eget nett.

### 3.3.3 Utfordringer, tilhørende kostnader og mulige gevinster av å løse disse

Utfordringene vi har identifisert gjennom samtaler med nettselskapene, handler om flere ting:

- Noen nettselskaper opplever manglende prioritering fra systemansvarlig knyttet til spenningsregulering i regionalt distribusjonsnett, og er bekymret for om utfordringer kan løses raskt nok. Noen nettselskaper er i kontakt med Statnett flere ganger per dag for å endre trinning på Statnetts trafoer, noe som tar mye tid sammenlignet med en mer automatisk/direkte løsning.
- En annen utfordring er manglende koordinering mellom nettselskapene og systemansvarlig. For eksempel benytter systemansvarlig reguleringsressurser i regionalt og lokalt distribusjonsnett for å balansere systemet og for å håndtere flaskehals. Dette kan skape lokale spenningsutfordringer i distribusjonsnettene.
- I tillegg er det uklart for mange hvordan regionale distribusjonsnett kan utnytte dagens handlingsrom, herunder forholdet til eksisterende tilknytningsavtaler og hvordan tilknytningsavtaler kan benyttes mer generelt. For andre oppleves det som krevende å reforhandle tilknytningsavtalene. Historisk har produksjon i eget konsern vært brukt mye for å regulere spenning og reaktiv effekt.
- Det har også vært del uklarhet om ansvaret for spenningsregulering, men dette forventes å bli nærmere avklart i forbindelse med RMEs svar på OEDs bestilling.
- Noen nettselskaper peker også på at kontroll med spenningen i eget nett er viktig for å redusere risikoen for spenningskollaps.

Omfanget av de skisserte utfordringene varierer mellom nettområder. Noen steder er utfordringen betydelig, mens den andre steder er relativt uproblematisk. Problemet er imidlertid økende, spesielt i områder med mye produksjon i regionalt distribusjonsnett, og dersom nettet skal kjøres hardere, samtidig som Statnett skal aktivere mer reserver på lavere nettnivåer

Nettselskapene anser at bedre løsninger kan gi gevinster på flere måter. Bedre spenningskvalitet vil gi lavere tap i nettet og lavere kostnader for kundene som utsettes for lav spenningskvalitet. Det forventes også at noen endringer i praksis kan gi bedre tidsbruk og redusere unødvendig ressursbruk i nettselskapene.

Spenningsregulerende komponenter finnes både i transmisjonsnettene, i distribusjonsnettene og hos produsentene. Bedre koordinering av disse ressursene kan gjøre at man unngår unødvendige investeringer i spenningsregulerende komponenter.

Merk at trinningen av Statnetts transformatorer kan påvirke både transmisjonsnettene og regionalt distribusjonsnett. En eventuell overføring av ansvar må sikre at de samlede effektene for nettet tas hensyn til.

### 3.3.4 Oppsummering

Tabellen under oppsummerer de identifiserte utfordringene ved dagens spenningsregulering, og hvilke kostnader denne praksisen representerer. Listen over utfordringer brukes som utgangspunkt for alternative løsninger som presenteres i kapittel 6.

**Tabell 4: Utfordringer og kostnader knyttet til dagens spenningsregulering**

<b>Utfordring rundt dagens praksis</b>	<b>Kostnader og potensielle gevinster</b>
<i>Uklarheter rundt ansvar for spenningsregulering</i>	Suboptimal drift med høyere kostnader til tap og reaktiv effekt enn nødvendig. Kan skape utfordringer med å opprettholde riktig spenning og i verste fall gi risiko for spenningskollaps
<i>Noen nettselskaper opplever manglende prioritering fra systemansvarlig rundt spenningsregulering med deres komponenter</i>	Suboptimal drift og risiko for spenningsutfordringer i regionalt distribusjonsnett
<i>Noen nettselskaper opplever at det tar mye tid å være i kontakt med systemansvarlig for å endre på trinning i deres komponenter</i>	Unødvendig tidsbruk i regionale nettselskaper
<i>Manglende koordinering mellom systemansvarlig og nettselskaper når systemansvarlig benytter reguleringsressurser lokalt</i>	Suboptimal drift og risiko for at det oppstår utfordringer med å opprettholde spenningen i regionalt distribusjonsnett
<i>Uklart handlingsrom knyttet til hvordan nettkunder kan bidra i spenningsreguleringen</i>	Feil valg av løsninger og for høye kostnader

## 3.4 Flaskehalshåndtering

### 3.4.1 Målbilde

Ved flaskehalser er målet å minimere kostnader til spesialregulering, unngå innestengt kraft og å minimere samlede systemkostnader inkludert investeringer i nettet.

### 3.4.2 Kort beskrivelse av dagens praksis

Systemansvarlig skal håndtere alle flaskehalser i regional- og transmisjonsnettet, herunder fastsette budområder for å håndtere store og langvarige flaskehalser i regional- og transmisjonsnettet. Flaskehalser som ikke håndteres ved bruk av budområder, håndteres normalt av systemansvarlig gjennom spesialreguleringer. Merkostnaden ved spesialreguleringer dekkes av systemansvarlig.

### 3.4.3 Utfordringer, tilhørende kostnader og mulige gevinster av å løse disse

Mange nettselskaper opplever at de ikke har tilstrekkelige virkemidler i driften og derfor er nødt til å investere for å håndtere flaskehalsproblemer, i stedet for å løse disse på en rimeligere måte med driftsvirkemidler som ofte vil være en mulighet. Tilknypning med vilkår kan bidra til å løse noen problemer, men dette regelverket er nytt, og det er lite praktisk erfaring med slike ordninger.

Utover dette opplever nettselskapene uklarhet om kostnadsfordeling og incentiver, blant annet som følge av at det er netteier som bærer KILE-risikoen selv om det skulle være vedtak fra systemansvarlig som er den utløsende årsaken til avbrudd.

Nettselskapene opplever også at Statnett ikke har nok informasjon om lokale nettforhold, noe som gjør det vanskelig for Statnett å velge riktig løsning i konkrete driftssituasjoner.

Noen nettselskaper peker også på tidsbruk og ressurskrevende prosesser dersom de skal bestille spesialregulering fra Statnett.

Omfanget av utfordringene varierer mellom nettområder. Noen steder er problemene betydelige mens de andre steder er relativt uproblematisk. Utfordringene er imidlertid økende på grunn av mer produksjon og endringer i forbruk (nivå/profil) på lavere nettnivåer.

Bruk av reguleringsressurser må uansett koordineres på tvers av nettnivåer på grunn av samspillet mellom bruk av produksjon/forbruk i regionalt distribusjonsnett og de eksisterende balansemarkedene.

### 3.4.4 Oppsummering

Tabellen under oppsummerer de identifiserte utfordringene ved dagens flaskehalshåndtering, og hvilke kostnader denne praksisen representerer. Listen over utfordringer brukes som utgangspunkt for alternative løsninger som presenteres i kapittel 6.

**Tabell 5: Utfordringer og kostnader knyttet til dagens flaskehalshåndtering**

<b>Utfordring rundt dagens praksis</b>	<b>Kostnader og potensielle gevinster</b>
<i>Nettselskapene må investere selv om det hadde vært mulig å løse i driften</i>	Høye nettinvesteringer som kan unngås
<i>Uklarheter rundt kostnadsfordeling og incentiver</i>	Suboptimal flaskehalshåndtering og for høye kostnader til spesialreguleringer
<i>Systemansvarlig har ikke nok informasjon om lokale forhold</i>	Suboptimal flaskehalshåndtering og for høye kostnader til spesialreguleringer, risiko for avbrudd
<i>Det krever mye tid og ressurser å bestille spesialregulering gjennom systemansvarlig</i>	Suboptimal flaskehalshåndtering og for høye kostnader til spesialreguleringer

## 4 EKSEMPLER PÅ GEVINSTER

Gjennom intervjuene med nettselskapene i referansegruppen har vi samlet inn eksempler på nyttegevinster som kan oppnås gjennom nye løsninger i driften i regionalt distribusjonsnett. Disse inkluderer både empiriske case og tenkte case hvor man har estimert kostnadsbesparelser ut fra en skissert løsning. I dette kapitlet går vi gjennom disse casene. Eksempelene er kategorisert etter den viktigste gevinsten som er eller kan bli oppnådd. Gevinstene handler om å unngå eller utsette investeringskostnader, redusere energitap, redusere kostnader knyttet til spesialregulering samt å oppfylle nettkunders ønsker om nettkapasitet uten anleggsbidrag.

Tabellen under gir en oversikt over casene som beskrives i kapitlet, generell informasjon om casene, type gevinst som ble oppnådd og størrelsen på kostnadsbesparelsene.

**Tabell 6: Oversikt over case**

Nettselskap	Beskrivelse	Type gevinst	Estimert gevinst
Arva	Installasjon av systemvern, inngått avtale om tilknytning med vilkår og temperaturoppgradering av eksisterende linje	Unngått investeringskostnad i forbindelse med tilknytning av vindkraftverk	200 MNOK
Agder Energi Nett	Løser utfordringer med overlast i transformatorstasjon med driftstiltak i form av økt overvåking og kjøp av fleksibilitet	Unngått investeringskostnad i trafostasjon	30 MNOK
Mørenett	Flyttet ansvar for flaskehalshåndtering fra systemansvarlig til Mørenett	Hypotese om lavere kostnader knyttet til spesialregulering	50 % reduksjon i volum
Agder Energi Nett	Ved direkte tilgang til trinnkoblingen i transformatorene fra transmisjonsnettet kan Agder Energi Nett øke spenningsnivået i området	Redusert energitap	0,5 MNOK per år i 110 kV-nettet alene
Tensio	Nettkunder som styrer effektforbruket etter kapasitet i nettet (permanent og midlertidig)	Kunder får mer kapasitet uten anleggsbidrag	
Eidsiva (nå Elvia)	Analyse av mulighet for å bruke utkoblbar tariff, bilateral avtale med et datasenter, spesialregulering av produksjon eller batteriløsninger	Unngått/utsatt investeringskostnad	Tenkt case, Eidsiva måtte investere
Agder Energi Nett	Tilknytning med vilkår av forbruk	Kunder kan tilknyttes raskere eller få økt kapasitet uten anleggsbidrag	Opp mot 100 MNOK

Kilde: 1-1-intervjuer med nettselskapene i referansegruppen

Som tabellen viser, er det i tilfellene hvor man kan unngå investeringer de største kostnadsbesparelsene kan oppnås. I flere av disse casene er det også sannsynlig at det vil være betydelige gevinster for nettkundene ved at de raskere kan knytte seg til nettet eller øke forbruk eller produksjon i eksisterende tilknytningspunkter. Vi har ikke hatt grunnlag for å tallfeste eller vurdere disse tidsgevinstene nærmere, men påpeker at det er et stort potensial for samfunnsøkonomiske gevinster ved raskere tilknytning.

## 4.1 Unngått eller utsatt investeringskostnad

### 4.1.1 Arvas tilknytning av Tromsø Vinds vindpark

Tromsø Vind ønsket å bygge en vindpark på 270 MVA. Ved lav last i Tromsø kombinert med høy produksjon i Finnmark ville det oppstå overlast på deler av nettet ved tilknytning av vindparken. Arvas analyser viste at betingelsene for overlast ville opptre sjelden, men denne muligheten måtte tas hensyn til siden konsekvensene kunne bli store.

Arva unngikk å (fremskynde) reinvestere 10 km med 132 kV kabel mellom Charlottenlund og Kvaløya, tre km sjøkabel mellom Larseng og Vikran og linja Mestervik-Håkøybotn ved følgende tredelte løsning;

1. Systemvern. Statnett fattet vedtak om systemvern der vindparken automatisk ville bli koblet ut ved gitte feil i nettet.
2. Tilknytning med vilkår. Maksimum tillatt produksjon for anlegget er 270 MVA ved intakt nett. Gode regulatorer ble montert på vindkraftanlegget.
3. Temperaturoppgradering for å øke kapasiteten på eksisterende linje til en kostnad rundt tre millioner.

Totalt sett har disse tiltakene gjort det mulig å unngå investeringer på rundt 300 millioner kroner, som ellers ville vært nødvendige for at nettet skulle være i stand til å ta imot vindkraftproduksjonen.

Dersom det fremover oppstår mange aktiveringer av systemvernet under normale forhold, må Arva vurdere andre løsninger. Her må også kostnadene ved å kutte vindkraftproduksjon tas hensyn til.

### 4.1.2 Agder Energi Nett piloterer bruk av forbrukerfleksibilitet for å unngå nettinvesteringer

Forsyning til kunder under Engene transformatorstasjon, som ligger mellom Arendal og Grimstad, medfører overlast i deler av vinterhalvåret. Normalt ville Agder Energi Nett investert i økt kapasitet for å unngå overlast. Investeringskostnaden ville vært på over 30 millioner kroner. Agder Energi Nett har kunnet utsette denne investeringen med flere år og mener det kan være mulig å unngå investeringen helt, dersom nok fleksibelt forbruk tilgjengeliggjøres. Alternativet til å investere er økte driftskostnader i form av økt overvåking og kjøp av fleksibilitet.

De siste årene har Agder testet ut bruk av fleksible ressurser under Engene trafostasjon gjennom to FoU-prosjekter; først Engene-prosjektet og nå Norflex-prosjektet.

Engene-piloten var i all hovedsak selvfinansiert. I piloten var næringskunder og større offentlige bygg involvert som fleksible ressurser. Disse fikk ikke økonomisk kompensasjon ved aktivering av fleksibilitet, men fikk kostnadsfri veiledning og utstyr for å kunne delta med sine fleksible laster. Det ble også anskaffet en batterilagingsløsning som bidro med fleksibilitet.

Fleksibilitetsprosjektet Norflex, som gjennomføres i samarbeid med Statnett, Glitre Energi og NODES, er støttet av Enova. Norflex er et storskalaprojekt som går over et stort geografisk område fra Kristiansand til Arendal, og involverer 13 ulike transformatorstasjoner. Fleksible ressurser ble tilgjengeliggjort gjennom en anskaffelsesprosess mot aggregatorer. Det ble gjort avtale med syv ulike aggregatorer, blant annet Entelios. Leverandørene av fleksibilitet i dette prosjektet får betalt for fleksibiliteten de leverer, i tillegg til at de får dekket tilgjengeliggjøringen av fleksibiliteten.

For at det fortsatt skal være mulig å klare seg uten investering i ny trafostasjon, anser Agder Energi Nett at de trenger hjemmel til selv å håndtere flaskehalsen i regionalt distribusjonsnett slik at de kan benytte fleksibilitet fremfor å investere i nytt nett. Agder Energi Nett mener også at de trenger sterkere incentiver til å velge fleksibilitet foran investeringer.

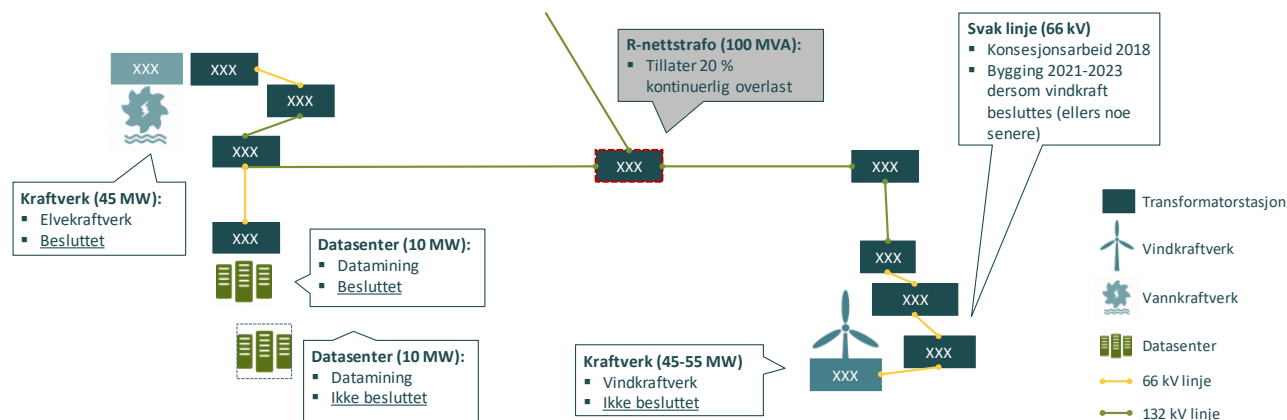
### 4.1.3 Eidsiva – analyser rundt kapasitetsutfordringer i regionalnettstrafo

I 2018 gjorde THEMA et arbeid for Elvia som analyserte hvilke nettutfordringer som kan løses ved hjelp av andre tiltak enn nettinvesteringer. Eidsiva planla å oppgradere en regionalnettstrafo på grunn av ventet overlast i forbindelse med planlagt/mulig tilknytning av et nytt småkraftanlegg



(uregulert), en ny vindkraftpark og to datasentre til en 132 kV linje under en 100 MVA trafo. Se en anonymisert skisse over nettsituasjonen i figuren under.

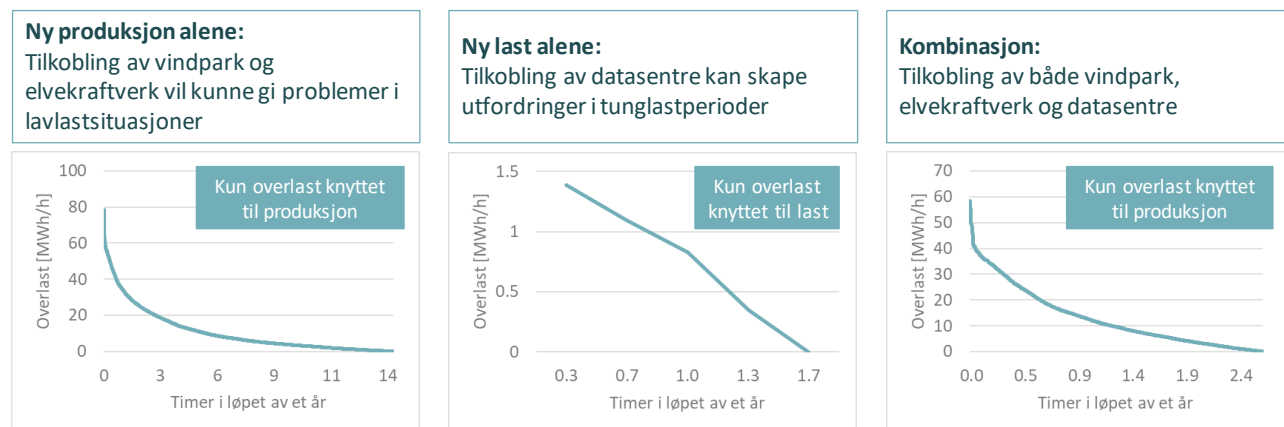
**Figur 2: Oversikt over nettet og planer for ny produksjon og nytt forbruk i et område**



Kilde: Elvia (2018)

Overlasten på trafoen ble vurdert for tre ulike scenarier som vist nedenfor. I alle scenarioene vil overlast på trafoen skje i noen få timer hvert år, men målt i effekt er overlasten stor for begge scenarioene med ny produksjon i området, med 60–80 MW. Nytt forbruk bidrar til å redusere overlasten fra produksjon. Dersom det kun knyttes til nytt forbruk, vil overlasten bli på under 1,5 MW og kan trolig håndteres selv uten tiltak.

**Figur 3: Overlast på trafo i tre scenarier<sup>7</sup>**



Kilde: Beregninger av THEMA (2018) basert på data fra Elvia

Spørsmålet er om det finnes andre løsninger enn å oppgradere trafoen, herunder å bruke utkoblbar tariff, inngå bilateral avtale med et datasenter, spesialregulere produksjon eller installere batteriløsninger. Figuren under viser kostnadene ved de ulike løsningene målt i nåverdien over levetiden (2018-kroner). Figuren viser dagens kostnader og kostnader i 2028, gitt forventet kostnadsutvikling. Det er ikke tatt hensyn til hvordan kostnadene vil slå ut i inntektsramme-reguleringen.

<sup>7</sup> Simuleringene som er gjort er basert på et omfattende datagrunnlag: 30 år med simulerte timesverdier for vindproduksjon basert på data fra NASA, samt informasjon fra konsesjonssøknaden, 20 år med døgnverdier for vannkraftverk og 3 år med timesverdier av lasten i transformatorstasjonen. Til sammen utgjør dataene 2109 unike vær år for å simulere overlast og nødvendig batterikapazität.

Ulike alternativer er vist:

- **Utkoblbar tariff** (forbruk): Kostnaden her er lik rabatten nettkunden får dersom en slik avtale blir inngått. Dette er ikke en reell kostnad for nettselskapet, men representerer tapt inntekt til nettselskapet som dermed må ta inn denne kostnaden fra andre kunder.
- **Bilateral avtale** (forbruk): Verdien av datasenterets produksjon (bitcoin) ble estimert og lagt til grunn for en avtale om utkobling av last ved behov.
- **Spesialregulering** (produksjon): Her har vi tatt utgangspunkt i Statnetts virkemiddel med produksjonsfrakobling. Prisen er satt som forskjellen mellom spotpris og prisen i RKOM-markedet. Dette er et virkemiddel nettselskapene ikke har tilgang til i dag, men prising og type virkemiddel er likevel interessant å sammenligne med kostnaden for oppgradering av trafoen.
- **Batteri** (forbruk og produksjon): Vi har her beregnet kostnaden ved å installere et batteri i stedet for å oppgradere trafoen. Basert på forventet kostnadsfall for batterier, vil denne kostnaden være betydelig lavere i 2028 enn i 2018.

Som oversikten viser, er en ordning med bruk av spesialregulering, der produksjon kobles ut ved behov, svært kostnadseffektiv sammenlignet med å fornye trafoen, bruke utkoblbar tariff og bruke batterier. Årsaken til dette er at det er snakk om en høy effekt i svært få timer i løpet av et år, slik at volumet som må spesialreguleres er lite.

**Figur 4: Kostnadene for de ulike alternativene med dagens kostnader og om 10 år**

Kostnader i 1000 NOK	I dag:	Om ti år:	I dag:	Om ti år:	I dag:	Om ti år:	Alternativ (1 - 2)
	Produksjon		Datalast		Kombinasjon		
Utkoblbar tariff			22 212	22 212			21 773 – 25 589 Verdien av å utsette trafooppgradering med ti år.
Bilateral avtale, priset etter inntektstap/MWh			40	-			
Spesialregulering / PFK	261	291			56	62	
Batteri	40 221	17 447	5 600	2408	40 049	17 254	

*Antatt samme nettleie i dag og om ti år. Eksl. mva. Betales i stor grad av Statnett og kan dekke andre behov.*

*Vi lar være å uttale oss om verdien av datamining/bitcoinprisen om ti år*

*Prisforskjell som følge av prisutvikling i RKM.*

*Prisforskjell som følge av prisutvikling i RKM.*

*Batterikapasitet på 10 MWh (39 % av overlasten). Øvrig overlast spesialregulert.*

*Batteriet er dimensjonert for hele overlasten*

*Batterikapasitet på 10 MWh (43 % av overlasten). Øvrig overlast spesialregulert.*

THEMA (2018), basert på data fra Elvia og flere kilder

## 4.2 Lavere kostnader til flaskehalshåndtering

### 4.2.1 Mørenett – hypotese om mindre bruk av spesialregulering

I Mørenett oppstår det tidvis flaskehals i Haugen transformatorstasjon. Både magasinkraftverk og uregulerbar produksjon havner da bak flaskehalsen. Dette skjer ved høy produksjon i kombinasjon med lavt forbruk, i tillegg til ved revisjoner eller feil i nettet.

Kostnaden for å oppgradere Haugen transformatorstasjon for å fjerne flaskehalsen vil være 13 millioner kroner. Dette inkluderer ny trafo 132/66 på 80 kV (10 MNOK), rehabilitering eller bygging av ny trafobås (2,5 MNOK) og tilpasning av kontrollanlegget (0,5 MNOK).

Dette er imidlertid ikke det som er planlagt for Haugen transformatorstasjon. I samarbeid med Statnett planlegger Mørenett å erstatte Haugen transformatorstasjon med Ørsta transformator-

stasjon, som er en ny 420 kV stasjon på forbindelsen Ørskog-Sogndal og ligger 2-3 km unna Haugen transformatorstasjon. Ørsta transformatorstasjon skal imidlertid ikke bygges før om noen år, men ikke langt nok frem i tid til at det vil være lønnsomt å gjøre investeringer i Haugen trafostasjon i mellomtiden.

Derfor ønsker Mørenett å finne løsninger i driften for å håndtere flaskehalsen ved Haugen transformatorstasjon i påvente av byggingen av Ørsta transformatorstasjon.

Mørenett anser at dette er en god illustrasjon på situasjoner som vil forekomme rundt i landet i tråd med endringer i effektforbruk og nettendringer. Erfaringene med driftsløsningene som benyttes midlertidig for å løse flaskehalsene ved Haugen transformatorstasjon, kan dermed bli nyttige for mange nettselskap.

I perioden april 2019 til april 2020 deltok Mørenett i TSO/DSO-pilotene<sup>8</sup> der de testet ut en alternativ samarbeidsløsning knyttet til flaskehalshåndtering ved Haugen transformatorstasjon. Mørenett fikk i pilotperioden ansvar for å håndtere flaskehalsen ved å bestille spesialregulering direkte eller endre koblingsbilde. I forbindelse med piloten mottok Mørenett produksjonsplaner fra Tussa Energi.

Et interessant spørsmål er om bruken av spesialregulering endret seg i perioden hvor Mørenett vurderte hvor ofte og lenge spesialregulering skulle brukes. Evalueringen av TSO/DSO-pilotene viser til at bruken av spesialregulering i pilotperioden har vært nøktern, og det kan se ut som volumet og aktiveringstiden er lavere enn før pilotperioden. Ifølge Mørenett viser eksempler at energibehovet i spesialreguleringen reduseres opp mot 50 prosent når Mørenett står for spesialreguleringen kontra systemansvarlig. Behovet for spesialregulering ved Haugen transformatorstasjon er typisk mellom 5-15 MW noen ganger per år.

Samtidig påvirkes bruken av spesialregulering av mange andre faktorer. På grunn av pilotens relativt korte varighet er det derfor ikke mulig å slå fast at kostnadene knyttet til spesialregulering reduseres.

## 4.3 Bedre utnyttelse av nettet uten eller i forkant av investeringer

### 4.3.1 Tensio – to forbrukskunder fikk økt nettkapasitet uten anleggsbidrag

I nettområdet til Tensio har to forbrukskunder installert utstyr som gjør at de to kundenes forbruk styres etter tilgjengelig nettkapasitet. På denne måten økte de to nettkundene egen nettkapasitet uten nettinvesteringer. De to kundene er to fabrikker i forskjellige industrier med forskjellig kraftbehov. Dette er et eksempel på at nettselskap og kunder inngår bilaterale avtaler for å regulere tilgangen til nettet og partenes ansvar og rettigheter i den forbindelse.

Den ene fabrikken ønsket å øke effektforbruket sitt, men ved en nettinvestering som kreves ville anleggsbidraget blitt for høyt for selskapet. Investeringskostnaden er ikke beregnet nøyaktig, men Tensio estimerer kostnaden til 50–100 millioner kroner da det hadde vært nødvendig med både ny linje og ny trafo.

Tensio foreslo en alternativ løsning til nytt nett. For å styre kundens forbruk etter kapasiteten i nettet ble det investert i overvåkingsutstyr som målte MW og temperatur på transformatorene. På denne måten fikk man informasjon om restkapasiteten i nettet til enhver tid, og kunden kunne utnytte denne. Installasjonskostnaden for dette utstyret var rundt 20 000-30 000 kroner. Løsningen har frigjort 5–7 MW. Brukstiden på anlegget har økt og benyttes bedre hele året.

Den andre fabrikken hadde et ønske om å utvide fabrikken sin før planlagte nettførsterkninger var på plass. Nettet er nå forsterket, så dette var en midlertidig løsning. Her ble det også installert utstyr for overvåking som gjorde det mulig for fabrikken å holde sitt forbruk innenfor gitte grenser og å

<sup>8</sup> TSO/DSO-pilotene testet nye rutiner og prosesser for samarbeid mellom Statnett og nettselskaper:

<https://www.statnett.no/contentassets/5a13dc4b478a4943bbb2de896750e018/evaluering-av-tso-dso-piloter.pdf>

tilpasse seg nett og produksjon. I perioden hvor løsningen ble brukt, var det også en del dialog mellom fabrikken og nettsentralen til Tensio. Ordningen gjorde at kunden fikk økt sin tilgjengelige nettkapasitet betraktelig i perioden før nettførsterkningene var på plass.

I begge tilfellene var det avgjørende med god kontakt mellom nettselskap og nettkunde, og at man hadde forståelse for hverandres behov. Tensio tror at det kan komme flere tilfeller i fremtiden hvor slike løsninger også kan være aktuelle, spesielt ved nyinvesteringer. I tillegg kan det tenkes at batterier kan være en del av løsningen, for eksempel ved utbygging av lading til skipsfart. Med et batteri kan kunden benytte batteriet dersom det ikke er nok kapasitet i nettet. Dette kan også gå automatisk.

For å kunne utnytte nettet bedre anser Tensio at det er viktig å finne løsninger der man tenker sammen med kunden for å finne det beste alternativet. I tillegg ville det være fordelaktig dersom reguleringen av nettselskapene premierte bedre utnyttelse av nettet høyere, kontra investeringer.

#### **4.3.2 Agder Energi Nett – tilknytning med vilkår kan gi raskere og rimeligere tilknytning for forbrukskunder**

Agder Energi Nett har flere kunder som ønsker å koble seg til nettet raskere eller til lavere kostnader enn en normal tilknytningsprosess vil tillate. I disse tilfellene er tilknytning med vilkår en aktuell løsning.

To eksisterende kunder, Agder Energi Varme og Kristiansand Havn, ønsket å øke sitt forbruk med henholdsvis 22 MW og 16 MW. Det økte strømforbruket skulle erstatte fossilt brensel. Investeringskostnaden for en slik økning, uten tilknytning med vilkår, ville vært opp mot 100 millioner kroner, og dermed ble anleggsbidraget for høyt til at det er aktuelt å gjennomføre investeringen.

Et annet sted i nettet, i vestre del av Vest-Agder, er det ikke nettkapasitet til å håndtere mer forbruk inntil forsterkninger i regi av Statnett er på plass i 2024/25. Alt nytt forbruk må derfor tilknyttes på vilkår hvis kundene skal unngå ventetiden. Agder Energi Nett har fått forespørsler om tilknytning fra datasenter, fiskeoppdrett og ladestasjoner for personbiler.

Tradisjonelt har Agder Energi Nett hatt god kapasitet i nettet og gitt full kapasitet til de kundene som har kommet. Tilknytning med vilkår handler om å gi kundene den til enhver tid ledige restkapasiteten i nettet, noe som reduserer marginene og gjør nettdriften mer kompleks. Dersom Agder Energi Nett skal kunne tilknytte forbruk på vilkår, trenger de god kontroll på nettet gjennom tett overvåking. Når det er behov for å koble ut nettkunder, må det finnes en robust teknisk løsning for det, og det må være gode rutiner for når det skal skje.

Ved å installere automatiske utkoblinger, som for eksempel systemvern, kan forbruk kobles ut når det er behov for det i nettet. Ved installasjon av slike løsninger må Agder Energi Nett og Statnett samarbeide fordi utkobling kan ha konsekvenser både lokalt og i transmisjonsnettet.

I dag er det bare Statnett i kraft av sitt ansvar som systemansvarlig som kan fatte vedtak om installasjon av systemvern. Samtidig er det nettselskapene som kjenner behovet og som er i kontakt med nettkundene som trenger slike løsninger. Agder Energi Nett stiller derfor spørsmålsteget ved om Statnett i tilstrekkelig grad har incentiver til å få fram gode løsninger og prioritere dette arbeidet høyt nok.

Agder Energi Nett anser at jo flere virkemidler og verktøy de har, desto bedre løsning kan de finne for nettkundene. Det er nå åpnet for at nettselskapene kan koble til kunder på vilkår om utkobling eller begrensning av kapasiteten, men tidsperioden de må være koblet ut vil fremdeles kunne påvirkes av hvilke verktøy nettselskapet har tilgjengelig. Dersom Agder Energi Nett ikke har tilstrekkelig kontroll over eget nett, vil de trolig trenge å koble ut kunder preventivt, og dermed øker tidsperioden kunden er utkoblet.

Dersom Agder Energi Nett får mange kunder tilknyttet på vilkår, vil det være nødvendig med automatiserte løsninger for utkobling. De jobber nå sammen med Powel for å videreutvikle sitt DMS-verktøy med formål om å gi dem god oversikt over alle situasjoner, avdekke potensielle flaskehalser, og i neste omgang se på bruk av ulike virkemidler.

På kort sikt er systemvern mest aktuelt for å få koblet til kunder på vilkår. På sikt kan det også bli aktuelt å benytte lokale fleksible ressurser lokalt for å løse flaskehalser, både lokalt og regionalt, gjerne gjennom lokale fleksibilitetsmarkeder. Agder Energi Nett anser også at ulik bruk av tariffer også kan være et viktig virkemiddel både med og uten en markedsløsning.

## 4.4 Lavere energitap

### 4.4.1 Agder Energi Nett ønsker å trinne transformatorer selv

For å regulere spenning i eget nett kan nettselskapene enten bruke egne reaktive komponenter i nettet, som shunt-koblede kondensatorbatterier, spenningsregulatorer i krafttransformatorene (trinnkoblere) eller utnytte spenningsregulatorer i tilknyttede produksjonsanlegg. Noen av de reaktive komponentene i nettet eier de selv og har full kontroll på, mens det er Statnett som eier og styrer transformatorene som forsyner regionalt distribusjonsnett og de ulike produsentene som eier produksjonsanleggene. Dersom nettselskapene har ønsker om hvordan Statnetts transformatorer (trinnkoblere) skal kjøres, må nettselskapet ta kontakt med Statnett.

Spenningen i Agder Energi Nett sitt 110 kV-nett driftes i dag med lavere spenning enn optimalt pga. hensyn til industri i Kristiansandsområdet som er svært sensitiv for høye spenninger, kombinert med transformatorer med liten reguleringsmulighet.

Ved å benytte reaktive reguleringsmuligheter i nettet som ikke eies av Agder Energi Nett, kunne man klart å øke spenningen i området. Mer spesifikt er det behov for en aktiv trinnkobling av transformatorene mellom transmisjonsnettet og Agder Energi Netts regionale distribusjonsnett.

I dag er det Statnett som regulerer trinnkoblingen i disse transformatorene. Agder Energi Nett kan be Statnett endre trinningen, men Agder Energi nett opplever ikke at det er en god nok løsning. Agder Energi Nett har opplevd at Statnett ikke har mulighet til å gjøre ønskede endringer når de tar kontakt, enten fordi de ikke får kontakt med utstyr i stasjonen, at det ikke kan prioriteres, eller at Statnett ikke har lokale ressurser.

Agder Energi Nett velger derfor å fortsette med å drifte nettet i området med for lav spenning, noe som resulterer i høyere energitap enn nødvendig.

Agder Energi Nett har planlagt å gjøre investeringer på 12–15 millioner kroner for å øke spenningen i området. I mellomtiden ønsker de direkte tilgang til trinnkoblingen i transformatorene fra transmisjonsnettet, slik at de kan gjøre endringer kjapt dersom det oppstår feil i nettet. Beregninger viser at den årlige kostnadsbesparelsen av å øke spenningsnivået i området er ca. 0,25 millioner kroner per kV spenningen økes. Agder Energi Nett ser for seg at det kunne være mulig å øke spenningen med 2 kV med denne løsningen, slik at den totale kostnadsbesparelsen blir ca. 500 000 kr i året. I tillegg til dette kommer tapsbesparelsen til produsentene i området.

## 5 ALTERNATIVE LØSNINGER

I dette kapitlet ser vi på alternative løsninger for å håndtere utfordringene for de fire områdene som ble redegjort for i kapittel 4. Vi beskriver tre alternative måter å løse utfordringene på; «minste fellesnevner», «utnytte handlingsrommet» og «endre oppgavefordelingen».

1. «Gjennomføre vedtatte endringer». Alternativ 1 er et *framtidssikkert nullalternativ* og innebærer i stor grad å fortsette med dagens praksis, samtidig som aktørene må opptre i henhold til vedtatte endringer i reguleringen. Vi legger altså til grunn at aktørene opptre i henhold til OEDs presiseringer, nettkoder, har implementert selskapsmessig og funksjonelt skille mm.
2. «Utnytte handlingsrommet». Alternativ 2 inneholder det samme som alternativ 1, men som navnet tilsier utnytter aktørene i tillegg handlingsrommet innenfor dagens regulering fullt ut. Et eksempel kan være å benytte seg av muligheten man har til å inngå avtaler mellom nettselskapet og systemansvarlig og mellom nettselskapet og tilknyttede produsenter/forbrukere i området.
3. «Endre oppgavefordelingen». I alternativ 3 ser vi på løsninger på utfordringene som innebærer endringer i oppgavefordelingen mellom nettselskapene og systemansvarlig. Dette er særlig aktuelt for utfordringer som ikke løses i de to første alternativene.

### 5.1 Driftsstanskoordinering

Tabellen under oppsummerer de identifiserte utfordringene som vi beskrev i kapittel 4 rundt dagens driftsstanskoordinering og hvorvidt de kan løses i de ulike løsningsalternativene.

**Tabell 7: Oversikt over utfordringer ved dagens driftsstanskoordinering og hvilket i alternativ utfordringene løses**

Utfordring ved dagens driftsstanskoordinering	Løses i hvilket alternativ
Det er uklart hvilke driftsstanser som må godkjennes av systemansvarlig	Alternativ 2. Utnytte mulighetsrommet
Det er utfordrende å søke om driftsstanser 3 måneder i forveien (med mindre det er koordinert med alle berørte parter)	Alternativ 3. Endre oppgavefordelingen
Det er nettselskapene som koordinerer, men Statnett har egentlig ansvaret for koordinering	Alternativ 1. Gjennomføre vedtatte endringer
Nettselskapene i regionalt distribusjonsnett forventes å koordinere for de i lokalt distribusjonsnett, ingen kompensasjon	Alternativ 2. Utnytte mulighetsrommet
Nettselskapene kan få KILE-kostnaden som følge av en driftsstans de ikke har initiert	Uklart
Nettselskapene har ikke oversikt over andre driftsstanser som er søkt om eller planlagt	Alternativ 2. Utnytte mulighetsrommet

#### 5.1.1 Alternativ 1. Gjennomføre vedtatte endringer

I henhold til OEDs brev til RME skal nettselskapenes ansvar for koordinering av driftsstanser presiseres. Dette betyr at nettselskapene skal koordinere driftsstanser i samarbeid med tilknyttede aktører før oversendelse til systemansvarlig. Vi tolker dette som at det er det nettselskapet som ønsker en driftsstans som har ansvaret for koordinering.

I dette alternativet løses utfordringen med uklarhet om hvem som har ansvaret for å koordinere driftsstanser lokalt. Men det er fortsatt uklart om det er nettselskapene som ønsker driftsstans som skal koordinere, uavhengig av om de har regionalt distribusjonsnett eller ikke.

### 5.1.2 Alternativ 2. Utnytte mulighetsrommet

RME har i sitt brev til OED (i forkant av OEDs svar) anbefalt at det legges til rette for økt utveksling av informasjon om potensielle og planlagte driftsstanser mellom nettselskap. Lede har foreslått å utvikle et felles digitalt samhandlingsverktøy for å dele informasjon og å koordinere driftsstanser på tvers av nettselskaper, og dette er nå tatt inn som en arbeidspakke i bransjens digitaliseringsinitiativ DIGIN. Et slikt verktøy kan gjøre prosessen både mer oversiktlig og mer effektiv.

Nettselskapene står fritt til å inngå avtaler, også nettselskapene imellom. For å løse utfordringen med at det er nettselskapene i regionalt distribusjonsnett som koordinerer driftsstanser i underliggende nett uten kompensasjon, kan slikt arbeid formaliseres i avtaler med tilhørende kompensasjon for kostnadene som den ansvarlige for koordineringen pådrar seg i den forbindelse.

Når det gjelder utfordringene i KILE-ordningen, sier RME at de skal vurdere endringer i 2021, og det gjenstår å se hva som kommer ut av det arbeidet. En mulig løsning dersom RME ikke gjør noen endringer her, kan være å inngå avtaler nettselskapene imellom når driftsstanser ikke kan gjennomføres uten forhøyet risiko for andre nettselskap.

### 5.1.3 Alternativ 3. Endret oppgavefordeling

En endring i oppgavefordelingen der regionale netteiere tar ansvar for driftstanskoordinering i eget område, kan redusere planleggingshorisonten i driftstanskoordinering fra mer enn et år til noen uker for den type driftsstanser som ikke krever bruk av virkemidler fra systemansvarlig. Dette betyr at systemansvarlig ikke lenger skal godkjenne alle driftsstanser. Det vil fremdeles være behov for å koordinere med Statnett dersom driftsstansen påvirker transmisjonsnettet eller krever virkemidler fra systemansvarlig.

Alternativt kan man se for seg en løsning der systemansvarlig fortsatt godkjenner driftsstanser, men at tidsfristene reduseres for de driftsstansene som ikke påvirker transmisjonsnettet. Ekspertgruppen anbefaler at ferdig koordinerte og omforente driftsstanser meldes inn i Fosweb minst tre uker før driftsstansen. Dersom driftsstansen forutsetter bruk av systemansvarsvirkemidler, er fristen fortsatt tre måneder.

En utfordring med denne løsningen er at det kan være vanskelig for nettselskapene å vurdere hvilke driftsstanser som påvirker transmisjonsnettet. Dersom nettselskapene vurderer feil og sender godkjenning tre uker før, men det viser seg at systemansvarsvirkemidler var nødvendig likevel, vil ikke driftsstansen la seg gjøre. Dette kan ha negative konsekvenser for nettkunder som hadde planlagt for denne driftsstansen. Alternativt kan det skje at driftsstansen gjennomføres uten nødvendige tiltak i nettet.

Vi ser at planleggingshorisonten i dag ofte i praksis er kortere enn det som offisielt kreves, og at de fleste driftsstanser godkjennes av Statnett i løpet av noen uker. Hvor store gevinster det i så fall er snakk om i dette alternativet, er derfor usikkert.

## 5.2 Koblingsbilde

Tabellen under oppsummerer de identifiserte utfordringene som vi beskrev i kapittel 4 vedrørende dagens praksis rundt endring av koblingsbilde og hvorvidt de kan løses i de ulike løsningsalternativene.

**Tabell 8: Oversikt over utfordringer vedr. koblingsbilde og hvilket i alternativ utfordringene løses**

<b>Utfordring rundt dagens praksis</b>	<b>Løses i hvilket alternativ</b>
<i>Uklart hvilke endringer man kan gjøre i koblingsbilde uten godkjenning</i>	Alternativ 2. Utnytte mulighetsrommet
<i>Systemansvarlig har ikke god nok informasjon om lokale forhold</i>	Alternativ 2. Utnytte mulighetsrommet
<i>Det er uklart om nettselskapene og systemansvarlig er uenige pga. ulike incentiver</i>	Alternativ 2. Utnytte mulighetsrommet
<i>For nettselskapene som trenger å endre koblingsbilde ofte, tar godkjenningen mye tid og ressurser</i>	Alternativ 3. Endret oppgavefordeling
<i>Det finnes ingen digital oversikt over nettselskapenes koblingsbilde</i>	Alternativ 2. Utnytte mulighetsrommet

### 5.2.1 Alternativ 1. Gjennomføre vedtatte endringer

I henhold til OEDs brev til RME skal nettselskapenes ansvar for kartlegging av forhåndsdefinerte koblingsbilder og deling av informasjon med berørte aktører presiseres i systemansvarsforskriften.

RME har uttalt at de skal vurdere dagens KILE-ordning i løpet av 2021. Det er uklart om RME vil ta for seg aspekter i ordningen som vil løse utfordringene innen fastsettelse av koblingsbilder. I prinsippet vil en endring i KILE-ansvaret i tilknytning til systemansvarligs vedtak gi riktigere incentiver slik at systemansvarlig tar hensyn til KILE-risikoen i underliggende nett.

Alternativ 1 innebærer dermed at nettselskapene fortsetter som i dag, men får et ansvar knyttet til forhåndsdefinering av koblingsbilder. Prosessen med forhåndsgodkjenning kan eksempelvis skje på samme måte som i TSO/DSO-piloten som Mørenett gjennomførte.<sup>9</sup> I så fall må nettselskapet kartlegge hvilke koblingsbilder som er mest aktuelle i gitte situasjoner, og legge disse frem for systemansvarlig. Dersom systemansvarlig vurderer at nettselskapet kan benytte de utvalgte koblingsbildene uten godkjenning, blir disse godkjent som forhåndsdefinerte koblingsbilder. Nettselskapene kan dermed endre fritt mellom disse koblingsbildene, men må fortsatt informere andre berørte konsesjonærer og systemansvarlig dersom de foretar endringer.

De fleste nettselskapene i referansegruppen er negative til ordningen med å forhåndsdefinere koblingsbilder. En av årsakene er at antall mulige kombinasjoner som utgjør koblingsbildet i mange nettområder er svært høyt. Nettselskapene mener derfor at forhåndsdefinering ikke er en riktig vei å gå for å løse utfordringene. Trolig vil derfor presiseringen fra OED ikke løse de viktigste utfordringene med dagens praksis som vi har identifisert.

### 5.2.2 Alternativ 2. Utnytte mulighetsrommet

Det er flere endringer i dagens praksis som kan gjøres innenfor dagens regulering, og som vil ha en positiv effekt på å komme nærmere optimal nettdrift.

Som beskrevet over, er nettselskapene negative til forhåndsdefinerte koblingsbilder, i stor grad fordi det er for mange aktuelle kombinasjoner. Vår hypotese er at antallet aktuelle koblingsbilder vil være betydelig redusert dersom man vurderer dette for en kortere tidshorisont, for eksempel for den neste uken eller døgnet. Inspirert av Tensios TSO/DSO-pilot, kunne systemansvarlig og nettselskapene gjennomføre ukentlige møter hvor man diskuterer hvilke koblingsbilder som er aktuelle den kommende uken eller døgnet, og avklarer om disse vil skape problemer for andre konsesjonærer.

<sup>9</sup> TSO/DSO-pilotene ble gjennomført i 2018 av Mørenett, Tensio og Agder Energi Nett.

<https://www.statnett.no/contentassets/5a13dc4b478a4943bbb2de896750e018/evaluerer-av-tso-dso-piloter.pdf>



Fordelen med denne løsningen er at nettselskapene ikke trenger å bruke tid på å få godkjent endringer i koblingsbilde i driftsøyeblikket. Slike møter vil også øke forståelsen og kunnskapen om utfordringer i hverandres nett, noe som vil bli viktigere i framtiden med økt forventet kompleksitet.

I tillegg kan prosedyren for godkjenning av endret koblingsbilde av systemansvarlig bedres på flere måter:

- Nettselskapene kan få bedre kjennskap til hvilke endringer som trenger godkjenning, ved en gjennomgang med systemansvarlig. Dette vil før til at nettselskapene ikke lenger søker om unødvendige godkjenninger, og dermed vil unødvendig tidsbruk reduseres.
- I dag foregår kommunikasjon om endringer i koblingsbilder per telefon. Digitalisert informasjonsutveksling kan gjøre kommunikasjonen mindre tidkrevende, i tillegg til at man alltid vil ha oversikt over de siste endringene digitalt. En slik digital løsning kan brukes både til å legge inn ønskede endringer som trenger godkjenning, men også for å informere om endringer selv om disse ikke trenger godkjenning, slik at flere driftsmiljø har oversikt over en større del av nettet og kan ta hensyn til det i driften av eget nett.

En utfordring som ikke nødvendigvis løses i alternativ 2, er at de nettselskapene som trenger å endre koblingsbilde ofte bruker mye tid og ressurser på dette.

### 5.2.3 Alternativ 3. Endre oppgavefordelingen

En mulig løsning for å redusere ressursbruken i nettselskaper som må be om godkjenning av koblingsbilde ofte, er å overføre ansvaret for koblingsbilde i eget nett til DSO-ene, også i de tilfellene hvor det påvirker andre konsesjonærer. En slik endring vil trenge endringer i reguleringen (systemansvarforskriften), og det vil fortsatt være behov for en form for koordinering. Dette stiller krav til at DSO-ene har all relevant informasjon om berørte nettområder tilgjengelig, i tillegg til god informasjonsutveksling og digitale verktøy.

Det er vanskelig å se for seg at systemansvarlig ikke skal ha mulighet til å gripe inn ved endring i koblingsbilder som får store konsekvenser for andre nettområder, men det kan stilles strengere krav til når systemansvarlig kan gripe inn enn i dag. Det innebærer i så fall en begrensning på systemansvarligs handlefrihet sammenlignet med dagens regelverk.

I tillegg må man vurdere økonomiske følger dersom en DSO påfører kostnader hos andre via endring i eget koblingsbilde.

## 5.3 Spenningsregulering

Tabellen under oppsummerer de identifiserte utfordringene som vi beskrev i kapittel 4 rundt spenningsregulering og hvorvidt de kan løses i de ulike løsningsalternativene.

**Tabell 9: Oversikt over utfordringer rundt spenningsregulering og hvilket i alternativ utfordringene løses**

Utfordring rundt dagens praksis	Løses i hvilket alternativ
Uklarheter rundt ansvar for spenningsregulering	Alternativ 1. Gjennomføre vedtatte endringer
Noen nettselskaper opplever manglende prioritering fra systemansvarlig rundt spenningsregulering med deres komponenter	Alternativ 2. Utnytte mulighetsrommet
Noen nettselskaper opplever at det tar mye tid å være i kontakt med systemansvarlig for å endre på trinning i deres komponenter	Alternativ 2. Utnytte mulighetsrommet Alternativ 3. Endre oppgavefordelingen
Manglende koordinering mellom systemansvarlig og nettselskaper når systemansvarlig benytter reguleringsressurser lokalt	Alternativ 2. Utnytte mulighetsrommet
Uklart handlingsrom knyttet til hvordan nettkunder kan bidra i spenningsreguleringen	Alternativ 2. Utnytte mulighetsrommet

### 5.3.1 Alternativ 1. Gjennomføre vedtatte endringer

Nettselskapenes ansvar for spenningsregulering i eget nett presiseres i systemansvarsforskriften. I tillegg kommer endringene som følge av innføringen av SO GL. I SO GL artikkel 29 heter det: "Hver TSO skal komme til enighet med hver transmisjonsnettilknyttet DSO om settpunktene for reaktiv effekt, effektfaktor-intervallene og settpunktene for spenningsregulering ved tilknytningspunktet mellom TSO-en og DSO-en i samsvar med artikkel 15 i forordning (EU) 2016/1388. For å sikre at disse parametrene opprettholdes, skal hver transmisjonsnettilknyttet DSO bruke sine ressurser av reaktiv effekt og ha rett til å gi instruksjoner om spenningsregulering til distribusjonsnettilknyttede SGU-er."

Videre er det en sannsynlig implikasjon av KORRR at nettselskapene må få tilgang til produksjonsplaner (og forbruksplaner), og som nevnt er RME i gang med å utrede hvordan slik tilgang kan gis samtidig som nøytralitetshensyn ivaretas.

Uklarheter knyttet til ansvarsforhold om spenningsregulering vil løses med presiseringen i systemansvarsforskriften. Videre vil SO GL styrke mulighetene for DSO-ene til å regulere spenningen i eget nett, men det gjenstår å se hvordan disse rettighetene vil fungere i praksis. I dette alternativet får DSO-ene uansett ikke økte muligheter til å trinne spenningen i Statnetts transformatorer.

### 5.3.2 Alternativ 2. Utnytte mulighetsrommet

Det finnes flere virkemidler nettselskapene kan benytte seg av innenfor dagens og kommende regulering, slik at handlingsrommet utnyttes. Nettselskapene kan sikre seg tilgang til tilgjengelige ressurser for spenningsregulering gjennom markedsbaserte/bilaterale avtaler.

Systemansvarlig og nettselskapene kan utvikle mekanismer og inngå avtaler for (tilnærmet) automatisk trinning av Statnetts transformatorer basert på spenningsdata fra DSO og eventuelt prognoser i tillegg (for vindkraftproduksjon mm.).

Med dette alternativet legges det til rette for større gevinster ved at spenningsreguleringen i større grad ses i sammenheng på tvers av nettnivåer og ved at automatiserte prosesser tas i bruk, samtidig som nettselskapene får tilgang til flere objekter som kan brukes til spenningsregulering. Det kreves kostnader og ressurser for å etablere de nødvendige avtalene, men dette vil i betydelig grad handle om engangskostnader, og mye kan standardiseres.

### 5.3.3 Alternativ 3. Endre oppgavefordelingen

Innenfor dette alternativet får DSO mulighet til å trinne Statnetts transformatorer også utenom det som er avtalefestet. Ansvarsfordelingen mellom Statnett og DSO må avklares både økonomisk og teknisk, og det stilles høye krav til rask og effektiv informasjonsutveksling. Det er imidlertid usikkert om dette alternativet gir vesentlige merverdier i forhold til alternativ 2 der trinningen er avtalebasert. Det er heller ikke klart hvilke konsekvenser det vil ha for kostnadene til Statnett og de samlede kostnadene i kraftsystemet.

## 5.4 Flaskehalshåndtering

Tabellen under oppsummerer de identifiserte utfordringene som vi beskrev i kapittel 4 rundt dagens flaskehalshåndtering og hvorvidt de løses av de ulike løsningsalternativene.

**Tabell 10: Oversikt over utfordringer rundt flaskehalshåndtering og hvilket i alternativ utfordringene løses**

Utfordring rundt dagens praksis	Løses i hvilket alternativ
Nettselskapene må investere selv om det hadde vært mulig å løse i driften	Alternativ 2. Utnytte handlingsrommet/ Alternativ 3. Endre oppgavefordelingen
Uklarheter rundt kostnadsfordeling og incentiver	Bør løses i alle alternativer
Systemansvarlig har ikke nok informasjon om lokale forhold	Alternativ 2. Utnytte mulighetsrommet
Det krever mye tid og ressurser å bestille spesialregulering gjennom systemansvarlig	Alternativ 3. Endre oppgavefordelingen

### 5.4.1 Alternativ 1. Gjennomføre vedtatte endringer

Ifølge OEDs bestilling til RME skal det presiseres at nettselskapene får ansvar for flaskehalser i lokalt distribusjonsnett inkludert transformering mellom 22 kV og overliggende nett. Dette har liten praktisk betydning for driftsutfordringene vi har drøftet i denne rapporten.

Tilknytning med vilkår er en løsning som kan tas i bruk for å håndtere flaskehalser i normal drift gjennom utkobling av kunder på slike avtaler. Koordinering av denne løsningen mellom Statnett og nettselskapene kan danne basis for tilsvarende løsninger ved bruk av fleksibilitet og flere typer avtaler for å unngå unødvendig store investeringer og/eller for å kunne koble kundene til nettet raskere.

### 5.4.2 Alternativ 2. Utnytte mulighetsrommet

Nettselskapene kan ta en mer aktiv rolle i å vurdere hvordan forventet produksjon og forbruk påvirker behovet for tiltak og konsekvenser av ulike tiltak (i regionalt distribusjonsnett). Dette har Mørenett testet ut i sin TSO/DSO-pilot der Mørenett fikk ansvaret for å overvåke Haugen trafo, hvor de ved behov vurderte bruk av spesialregulering mot endring av koblingsbilde. Denne praksisen fungerte fint i pilotperioden og er, etter hva vi forstår, blitt videreført også etter at pilotperioden var over.

Noen av løsningene i Mørenett-piloten kan ikke implementeres hos andre nettselskap uten endringer i reguleringen (for eksempel med hensyn til tilgang på informasjon om produksjonsplaner), men nettselskapene står fritt til å ta en lignende aktiv rolle og å inngå et mer inngående samarbeid med systemansvarlig rundt slike lokale flaskehalser.

Under dette alternativet kan vi også plassere avtalebasert bruk av fleksibilitet for å unngå investeringer i regionalt distribusjonsnett. Det må i så fall skje i samarbeid mellom Statnett og nettselskapene, og starte med en dialog i KSU-prosessen og en felles vurdering av om man bør bygge nett eller bruke fleksibilitet som løsning.

### 5.4.3 Alternativ 3. Endre oppgavefordeling

En alternativ løsning er at DSO-ene får ansvar for flaskehalshåndtering i eget nett inkludert i regionalt distribusjonsnett. DSO-ene må, som beskrevet, uansett koordinere med systemansvarlig. Ved en slik ansvarsoverføring må man sørge for at ansvar, kostnader og incentiver henger sammen, noe som blant annet vil innebære at de regionale distribusjonsnettene må eksponeres for systemdriftskostnader de er opphav til, i sine inntektsrammer. En slik løsning vil også kreve økt datautveksling.

Hvorvidt endret oppgavefordeling alt i alt gir en mer effektiv løsning enn alternativ 1 og 2, er usikkert, og rangeringen av de ulike alternativene kan også komme til å endre seg over tid med endringer som skjer i kraftsystemet.

## 5.5 Oppsummering

Vi har i dette kapitlet drøftet hvordan gevinster i form av bedre systemdrift kan realiseres ved ulike virkemidler. Et hovedfunn er at mange av gevinstene kan realiseres ved å utnytte handlingsrommet i dagens regelverk inkludert endringene som er vedtatt gjennomført. Det betyr ikke at det ikke finnes ytterligere gevinster knyttet til en endret oppgavefordeling, men disse gevinstene er foreløpig mer usikre og i mindre grad beskrevet i casene vi har sett på.

I tabellen nedenfor oppsummerer vi hovedkonklusjonene fra vår vurdering av gevinster og virkemidler i de tre alternativene. I de tilfellene der samme nyttevirkning går igjen i flere alternativer, kan det være at størrelsen på gevinstene varierer mellom alternativene. Vi har imidlertid ikke tallgrunnlag til å konkludere entydig om dette.

Vi har dessuten i tabellen konsentrert oss om gevinstene i de ulike alternativene. Det vil også påløpe kostnader, for eksempel knyttet til etablering av avtaleverk og verktøy for informasjonsutveksling, samt oppbygging av nødvendig kapasitet og kompetanse innen systemdrift i de regionale nettselskapene. Hypotesen er likevel at disse kostnadene vil være mindre enn gevinstene i de ulike alternativene.

Vi har heller ikke vurdert gevinstene ved kombinasjoner av ulike virkemidler, eller kostnadene for Statnett som systemansvarlig ved de ulike virkemidlene.

**Tabell 11: Oversikt over gevinster i systemdriften og alternative virkemidler**

Område	Gjennomføre vedtatte endringer	Utnytte handlingsrommet	Endre oppgavefordelingen
<i>Driftsstans-koordinering</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Klargjøring av ansvar gir redusert usikkerhet</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Klargjøring av ansvar gir redusert usikkerhet</li> <li>• Bedre informasjon, lavere avbruddskostnader og KILE-risiko</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Klargjøring av ansvar gir redusert usikkerhet</li> <li>• Bedre informasjon, lavere avbruddskostnader og KILE-risiko</li> </ul>
<i>Koblingsbilde</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ingen vesentlige gevinster identifisert</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Klargjøring av ansvar og prosesser gir redusert usikkerhet</li> <li>• Utnytte informasjon om lokale forhold</li> <li>• Mer effektiv informasjonsutveksling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Klargjøring av ansvar og prosesser gir redusert usikkerhet</li> <li>• Utnytte informasjon om lokale forhold</li> <li>• Mer effektiv informasjonsutveksling</li> <li>• Mindre tidsbruk</li> </ul>
<i>Spenningsregulering</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Klargjøring av ansvar gir redusert usikkerhet</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Klargjøring av ansvar gir redusert usikkerhet</li> <li>• Utnytte informasjon om lokale forhold</li> <li>• Bedre tilgang på reguleringsobjekter</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Klargjøring av ansvar gir redusert usikkerhet</li> <li>• Utnytte informasjon om lokale forhold</li> <li>• Bedre tilgang på reguleringsobjekter</li> <li>• Mindre tidsbruk</li> </ul>
<i>Flaskehals-håndtering</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Unngå investeringer</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Unngå investeringer</li> <li>• Utnytte informasjon om lokale forhold</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Unngå investeringer</li> <li>• Utnytte informasjon om lokale forhold</li> <li>• Mindre tid til koordinering</li> </ul>

## 6 VIRKEMIDLER FOR Å REALISERE GEVINSTENE

Vi har i de foregående kapitlene drøftet hvilke gevinster som kan realiseres gjennom utvikling av nye verktøy og samarbeidsprosesser mellom Statnett og regionale nettselskaper og ved endringer i oppgavefordelingen mellom aktørene. Spørsmålet vi drøfter i dette siste kapitlet, er hvilke barrierer som står i veien for realisering av gevinstene og hvordan vi kan gå fram for å fjerne barrierene.

### 6.1 Sentrale barrierer

Basert på intervjuene og analysene vi har gjort, vil vi peke på følgende barrierer som særlig viktige:

#### *Uklarhet om handlingsrommet innenfor både dagens og kommende regelverk*

I intervjuene har vi avdekket at nettselskapene har ulik oppfatning om hva slags handlingsrom selskapene har i dag overfor Statnett som systemansvarlig og innenfor eget nett. Dette forsterkes av at Statnetts praksis overfor nettselskapene ikke er helt ensartet, og noen selskaper opplever også at det er uklart når Statnett opptrer som systemansvarlig og som netteier. Varslede endringer i regelverket, som ennå ikke er beskrevet i detalj, bidrar også til usikkerhet om handlingsrommet, men vi må anta at denne reduseres eller elimineres når RME starter arbeidet med å gjennomføre endringene som OED har bestilt.

Ulik oppfatning av handlingsrommet kan føre til at nettselskaper går glipp av gevinster som kan realiseres innenfor både dagens regelverk og endringene som er besluttet, men ikke gjennomført.

#### *Ikke formaliserte eller standardiserte prosesser for samarbeid mellom Statnett og nettselskaper*

En annen barriere for realisering av gevinster er at det mangler formelle og standardiserte prosesser for samarbeid mellom Statnett og regionale nettselskaper i driftskoordineringen. Vi finner flere eksempler på godt samarbeid mellom Statnett og regionale nettselskaper, men disse synes i betydelig grad å være drevet av historiske og lokale forhold og er i liten grad forankret i avtaler. En spørreundersøkelse Energi Norge har gjennomført blant medlemsbedriftene, viser at 80 prosent av nettselskapene sier de har et godt samarbeid med Statnett, men omtrent ingen av dem har avtaleregulert samarbeidet. I tillegg er relasjonene i noen tilfeller avhengige av enkeltpersoner, slik at personellutskiftninger hos Statnett eller nettselskapene kan påvirke samarbeidsforholdet mellom partene.

Manglende formelle og standardiserte prosesser betyr i praksis en risiko for at gevinster ikke realiseres fordi det nødvendige samarbeidet mellom Statnett og nettselskapene ikke kommer i stand.

#### *Manglende digitale verktøy og systemer for informasjonsutveksling*

Det er enighet blant myndigheter og nettselskaper inkludert Statnett om at det er behov for å utvikle nye og forbedre eksisterende digitale løsninger i tilknytning til driften av kraftsystemet slik at nødvendig informasjon om produksjon, forbruk og nettforhold kan utveksles mellom de aktørene som har behov for informasjonen. I dag benytter nettselskapene ulike systemer og til dels ulike underliggende informasjonsmodeller og dataformater, noe som gjør det vanskelig å få til effektiv informasjonsflyt og automatisering av prosesser i systemdriften. Det kan i verste fall også medføre at nødvendig informasjon ikke tilflyter aktører som har behov for det i kritiske situasjoner. I tillegg kommer manglende tilgang på informasjon om produksjons- og forbruksplaner hos de regionale nettselskapene, men som nevnt er dette et område hvor RME utreder regulatoriske endringer.

Manglende digitale verktøy og systemer for informasjonsutveksling utgjør en barriere både for utnyttelse av handlingsrommet innenfor dagens og det kommende regelverket, og for en mer omfattende omfordeling av oppgaver på sikt. Her foregår det imidlertid flere prosesser som må antas å redusere eller fjerne denne barrieren. I tillegg til prosessene vi beskrev i kapittel 2 kan vi peke på

kraftbransjens digitaliseringsinitiativ DIGIN, der målet er «å utarbeide fundamentet for full digital samhandling i drift og planlegging av nettvirksomheten».<sup>10</sup>

### *Usikkerhet om Statnetts incentiver og forpliktelser til å finne samarbeidsløsninger er sterke nok*

Selv om nødvendige systemer for informasjonsutveksling og standardiserte prosesser for samarbeid mellom Statnett og andre nettselskaper skulle være på plass, er det ikke gitt at partene vil benytte seg av handlingsrommet verken innenfor dagens regelverk eller med de varslede endringene. En mulig barriere for å finne samarbeidsløsninger innenfor handlingsrommet er Statnetts incentiver og forpliktelser som systemansvarlig:

- Som systemansvarlig har Statnett relativt svake bedriftsøkonomiske incentiver til å finne kostnadseffektive løsninger. Kostnadene til systemdriften overveltes i stor grad i kostnadsgrunnlaget for Statnetts inntektsrammer med to års tidsetterslep. Statnett blir dermed tilnærmet indifferent til om de løser problemer gjennom innkjøp av reserver og andre tiltak i systemdriften eller om de inngår en avtale med et regionalt nettselskap.
- Det blir mer komplisert når vi vurderer incentivene for Statnett som netteier dersom alternativet til en avtale med et annet nettselskap, er å gjennomføre en investering i transmisjonsnettet. Statnetts investeringer og tilhørende driftskostnader er fra 2021 gjenstand for en ny modell for beregning av kostnadsnormen der kostnadene benchmarkes mot de historiske kostnadene i selskapet. Hva som vil være mest lønnsomt for Statnett, vil dermed avhenge av den konkrete beslutningssituasjonen og kostnadene og nytten ved de ulike alternativene. Det er uansett ikke gitt at det alltid vil være bedriftsøkonomisk lønnsomt for Statnett å velge det samfunnsøkonomisk beste alternativet.
- KILE-ordningen påvirker også Statnetts incentiver. Statnett ser i dag ikke nødvendigvis KILE-kostnadene som oppstår i underliggende nett som skyldes Statnetts agering som systemansvarlig eller netteier. Det er på den måten en asymmetri mellom incentivene som underliggende nettselskaper er eksponert for og hva de reelt sett kan påvirke.

Statnett er forpliktet til å agere i henhold til samfunnsøkonomiske kriterier gjennom energiloven og systemansvarsforskriften og selskapets egne vedtekter. Statnett er som systemansvarlig pålagt å rapportere til RME om forhold som har betydning for den økonomiske reguleringen av systemansvarlig og en samfunnsmessig rasjonell utøvelse av systemansvaret. I tillegg skal RME godkjenne Statnetts retningslinjer og metoder for utøvelse av systemansvaret. Det er imidlertid grunn til å anta at disse reguleringsmekanismene og de generelle forpliktelsene Statnett er underlagt, ikke er nok til å sikre at Statnett agerer samfunnsøkonomisk i alle sammenhenger. For svake incentiver og utilstrekkelig tilsyn med Statnetts samfunnsøkonomiske agering som systemansvarlig, vil utgjøre en barriere mot realisering av gevinster knyttet til eksisterende og kommende regelverk.

## 6.2 Det er hensiktsmessig med en stegvis tilnærming til endringer

Analysene vi har gjennomført, viser at det er potensielt store gevinster knyttet til endringer i hvordan driftskoordineringen skjer innenfor rammen av systemansvarsforskriften (med kommende endringer) og eventuelt endringer i oppgavefordelingen mellom Statnett og andre nettselskaper. Det er også betydelig usikkerhet om den videre utviklingen av kraftsystemet, og det er behov for å utvikle både verktøy, systemer for informasjonsutveksling, samarbeidsprosesser og incentivmekanismer for at endringer i driftskoordineringen skal kunne fungere etter hensikten. I dette bildet må vi også ta høyde for at det vil ta tid for regionale nettselskaper å bygge opp nødvendig kapasitet og kompetanse internt for å kunne påta seg større oppgaver i systemdriften, slik flere selskaper har påpekt i intervjuene. Omfattende og raske endringer i hvordan driftskoordineringen skjer, vil derfor medføre en risiko for

<sup>10</sup> <https://digitalnorway.com/prosjekter/digin/>

høyere kostnader og i verste fall svekket forsyningssikkerhet. Det er også ønskelig at endringer skjer innenfor en mest mulig forutsigbar ramme der alle parter blir hørt og får tid til å tilpasse seg.

Et annet moment i denne sammenhengen er at det foregår en rekke prosesser for å endre regelverk og utvikle nye verktøy for blant annet informasjonsutveksling, herunder DIGIN. RME har også satt i gang et arbeid for å utrede krav til nettselskapers håndtering av markedssensitiv informasjon, herunder produksjons- og forbruksplaner, slik at andre nettselskaper enn Statnett kan få tilgang til slik informasjon i framtiden. Det er ønskelig at disse prosessene fullføres eller kommer et steg videre før mer omfattende endringer vurderes.

Samtidig er det også viktig at vi er forberedt på at endringer i kraftsystemet vil skje raskt og at behovet for en mer effektiv driftskoordinering høyst sannsynlig er økende som følge av elektrifisering og økende innslag av lite forutsigbar og uregulerbar kraftproduksjon og mer kraftutveksling med andre land. Det siste poenget understrekes av casene vi har sett på der det er mulig å spare store beløp på investeringer og samtidig knytte nye kunder til nettet (eller øke kapasiteten hos eksisterende kunder) vesentlig raskere. I de følgende avsnittene beskriver vi noen tiltak og virkemidler som kan iverksettes raskt og som vil være nødvendige også for å kunne utvikle en mer omfattende DSO-rolle på sikt.

### 6.2.1 Formalisering av samarbeidet mellom nettselskap og systemansvarlig

De empiriske eksemplene fra Arva og Eidsiva viser en stor oppside for besparelser ved godt samarbeid og dialog mellom nettselskapene og systemansvarlig (og nettkunder). I dag skjer dette på frivillig basis, og det er opp til de enkelte selskapene å lage gode løsninger gjennom bilaterale avtaler. Det er derfor til dels overlatt til tilfeldighetene om man får til en god løsning og dermed oppnår kostnadsbesparelser eller ikke.

For å sikre at man utvikler og velger de gode løsningene, anser vi derfor at det er behov for et tydelig rammeverk rundt samarbeidet mellom nettselskaper og systemansvarlig. Et slikt rammeverk kan legge føringer som forplikter nettselskapene og systemansvarlig til å søke løsninger sammen, til det beste for nettkundene.

Formaliseringen kan skje gjennom å inngå avtaler. Avtalene kan omfatte operative prosesser, informasjonsutveksling, drift, investering og tilknytning. I avtalene er det ikke snakk om at nettselskapene skal overta systemansvarsoppgaver (og virkemidler) eller enkeltvedtaksmyndighet. Fokuset er å gjøre funksjonene ryddigere og bedre. Ved å ha formaliserte avtalemaler på plass, kan samarbeidet mellom systemansvarlig og nettselskaper videreutvikles på en mer systematisk måte og i tillegg legge rammer for enkeltvedtakene som fattes av systemansvarlig.

Avtalene må tilpasses det faktum at utfordringene og løsningsmulighetene varierer geografisk. Dette kan løses ved at noen avtaler er generelle og inngås med alle nettselskapene, mens andre er frivillige og inngås etter behov. For sistnevnte kan avtalenes innhold tilsi at det kreves et visst kompetansenivå og nok ressurser fra nettselskapenes side for at man skal kunne inngå avtalen.

Ved inngåelse av avtaler er det også viktig at det finnes en mekanisme for løsning av konflikter mellom partene. Statnett har som systemansvarlig i utgangspunktet et fortrinn gjennom sin rolle og adgang til å gi aktørene pålegg. Det gir ikke nødvendigvis tilstrekkelig tillit hos nettselskapene til at løsningene blir gode nok. Hvorvidt dette håndteres gjennom klageadgang til RME og ankeadgang til Energiklagenemnda i tråd med det generelle rammeverket, eller om det etableres en egen ordning, tar vi ikke stilling til i dette prosjektet.

Et spørsmål er hvordan vi kan sikre at standardiserte avtaler kommer på plass innen rimelig tid. I lys av det vi har sagt om incentiver ovenfor, er det trolig hensiktsmessig at RME stiller krav til Statnett og eventuelt andre aktører om utvikling av et omforent avtaleverk innen en viss periode. Det kan for eksempel etableres et utviklingsprosjekt med en klar frist der Statnett i samråd med nettselskapene gjøres ansvarlig for å lage forslag til avtaleverk som deretter godkjennes av RME.



## 6.2.2 Ekstern revisjon av Statnetts utøvelse av systemansvaret

Vi har pekt på at Statnetts bedriftsøkonomiske incentiver og forpliktelser i forbindelse med utøvelsen av systemansvaret neppe er tilstrekkelig til å sikre at selskapet opptrer samfunnsøkonomisk optimalt i alle aspekter av systemdriften, og spesielt ikke med hensyn til samarbeidet med andre nettselskaper. Det er etter vår vurdering svært utfordrende å utforme bedriftsøkonomiske incentiver for systemansvarlige nettselskaper som gir dem riktige incentiver til å opptre samfunnsøkonomisk optimalt. Det gjelder både for systemansvarlig og netteier separat og for den samlede enheten. Det er mulig å tenke seg incentivmekanismer knyttet til for eksempel nettutnyttelse eller andre indikatorer relatert til driften av systemet (volum og kostnader til reserver og lignende), men erfaringsmessig er det vanskelig å definere slike mekanismer på en tilstrekkelig presis måte, og det er en betydelig risiko for suboptimalisering der maksimering av indikatorene som ligger til grunn for incentivmekanismene, går på bekostning av andre hensyn.

Som et supplement til den økonomiske reguleringen av Statnett og RMEs oppfølging av utøvelsen av systemansvaret, kan det innføres en ordning der eksterne parter gjør en uavhengig offentlig vurdering av Statnetts opptreden som systemansvarlig, med spesiell vekt på samfunnsøkonomisk effektivitet. Her kan det hentes inspirasjon fra ordningen med eksterne vurderinger av Norges Banks pengepolitikk (Norges Bank Watch) som utføres på oppdrag fra Finansdepartementet. En slik vurdering vil bidra til offentlig oppmerksomhet og debatt om Statnetts utøvelse av systemansvaret, herunder Statnetts samhandling med regionale nettselskaper.

I en slik revisjonsordning er det for øvrig ingenting i veien for at også de regionale nettselskapene vurderes, eventuelt etter en ordning der selskapene vurderes på omgang.

## 6.2.3 Økt kompetanse og kunnskapsgrunnlag gjennom rådgivende koordinatore

For å utnytte handlingsrommet maksimalt, kan vi også bygge videre på arbeidet som gjøres innenfor digitalisering og informasjonsutveksling. I en rapport utarbeidet av THEMA og EPOS (2016)<sup>11</sup> for NVE beskrev vi hvordan det med utgangspunkt i et felles informasjonssystem er mulig å utvikle et mer omfattende verktøy for informasjonsutveksling og eventuelt felles nettmodeller. Løsningen bygger på at det utpekes enheter som får ansvar for å samle inn, kvalitetssikre, analysere og formidle informasjon om nettforhold på tvers av nettselskaper.

Denne modellen inneholder følgende elementer:

- Det opprettes rådgivende koordinatore (RK-er) i ulike områder i det regionale distribusjonsnett.
- Av hensyn til kompetansebehov er det trolig hensiktsmessig at RK-en opprettes som en avdeling i eksisterende nettselskaper eller at det etableres nye enheter med utgangspunkt i nettselskapene i regionen. Eierskapet i RK-en kan være blandet ved at distribusjonsnettene i RK-området alle får en eierandel mot å dekke en andel av kostnadene. Andelen av kostnadene som hver enkelt må svare for, kan for eksempel baseres på kostnadsgrunnlaget for inntektsrammene. Stemmeretten trenger derimot ikke å være basert på den samme nøkkelen. For å ivareta hensyn til nøytralitet kan det for eksempel være mulig å gi hvert deltakende selskap én stemme og eventuelt vetorett i visse saker.
- RK-en kan også være fullstendig uavhengig av eksisterende kraft- og nettselskaper (eiermessig skille), eller den kan etableres i form av regionale Statnett-avdelinger.
- RK-ene skal ha en *rådgivende* funksjon. RK-en skal ikke ha operativt ansvar, slik at den ikke vil ha mulighet til å gripe inn i distribusjonsnettets virksomhet, verken i nettdriften eller på andre måter. Den rådgivende funksjonen innebærer videre at nettselskapene i området

<sup>11</sup> THEMA-rapport 2016-25: Behovet for koordinering mellom regional- og distribusjonsnett.

ikke vil være forpliktet til å følge anvisninger fra RK-en, men de kan be om informasjon og råd om hvordan de selv skal utføre sine oppgaver.

- RK-en kan ha flere oppgaver, men det er særlig relevant å knytte ordningen til systemdrift. Et utgangspunkt for RK-ene kan være utvikling av IKT-verktøy og innsamling og kvalitetssikring av data om produksjon, forbruk, feil, vedlikehold osv. på løpende basis. Det er også mulig å etablere en RK-funksjon for beredskap. Det er imidlertid ikke strengt nødvendig at disse funksjonene integreres i hver enkelt RK. Snarere kan man ha forskjellige RK-er med forskjellig geografisk nedslagsfelt – eller til og med nasjonale RK-er for enkelte funksjoner. RK-ens ansvar kan også utvikles over tid.
- I tilknytning til systemdriften er det videre en mulighet at RK-en får en informasjonsoppgave overfor Statnett, for eksempel ved å viderefremme oversikt over tilgjengelige ressurser i distribusjonsnettet for opp- og nedregulering av produksjon og forbruk. Det er også mulig å tenke seg at lignende informasjon gjøres tilgjengelig for markedsaktører (aggregatorer) som grunnlag for deltakelse i Statnetts markeder for system- og balansetjenester. Dette kan tjene som utgangspunkt for markedsbaserte løsninger i distribusjonsnettet. RK-en kan også gis oppgaver knyttet til jevnlig rapportering til NVE og nettselskapene og eventuelt Statnett. I tillegg kan RK-en ha en svært viktig oppgave i form av å sørge for effektiv tilretteleggelse og presentasjon av data til ulike formål, og den kan bidra til koordinering i tilknytningssaker.
- Videre kan RK-ene spille en rolle ved å forvalte en felles forståelse av nasjonalt og regionalt regelverk, samt ansvarsforhold og grensesnitt.

Antall RK-er kan avhenge av hva slags område det er snakk om. For systemdrift er det trolig hensiktsmessig med et begrenset antall som dekker geografisk sammenhengende områder. For andre områder er det geografiske aspektet mindre viktig, og det kan godt være mulig å se for seg at det bare er én eller noen få RK-er i Norge samlet sett.

### 6.3 Endringer i oppgavefordelingen kan vurderes på sikt

På sikt kan det også være ønskelig å gjennomføre større endringer i fordelingen av oppgaver mellom Statnett og regionale nettselskaper, avhengig av utviklingen i kraftsystemet, endringstakten og behovet for nye løsninger. Skal oppgavefordelingen endres, må imidlertid en rekke forutsetninger være oppfylt, herunder digitale verktøy og effektiv informasjonsutveksling, tilgang på data (herunder produksjons- og forbruksplaner) samt oppbygging av nødvendig kapasitet og kompetanse hos regionale nettselskaper. Videre må incentivene i reguleringen videreutvikles slik at ansvaret for ulike oppgaver også reflekteres i nytten og kostnadene som aktørene står overfor. Det betyr endringer i reguleringen ikke bare av Statnett, men også av de regionale nettselskapene. Det er ønskelig at KILE-ordningen videreutvikles slik at det i større grad er samsvar mellom ansvar og KILE-risiko, og at regionale nettselskaper i større grad får incentiver til å minimere samlede kostnader (inklusive kostnadene ved ulike typer driftstiltak) og ikke bare bygge nett kostnadseffektivt. Virkemidlene vi foreslår i et første trinn ovenfor, vil i dette perspektivet utgjøre en plattform for den videre utviklingen av reguleringen av systemansvaret.