

# Systemdrifts- og markedsutviklingsplan

2022-2030



# Statnetts samfunnsoppdrag

Verden endrer seg, men Statnetts oppdrag er klart:

**Sikker strømforsyning og bærekraftig verdiskaping.**

Som systemansvarlig nettselskap har Statnett ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling av transmisjonsnett og at det til enhver tid er balanse mellom produksjon og forbruk av elektrisk kraft. Vi skal sørge for en sikker drift og effektiv kraftforsyning ved å utvikle fremtidens nett, markeds- og driftsløsninger på en samfunnsmessig rasjonell måte.

Statnetts samfunnsoppdrag og roller er definert gjennom lover, konsesjoner og eierstyring. Dette gir rammer for våre vurderinger og retningsvalg.

# Forord



Kraftsystemet er en viktig infrastruktur i vårt moderne samfunn. Avhengigheten av elektriske og digitale tjenester øker, og tilstrekkelig og sikker kraftforsyning er en forutsetning for et velfungerende samfunn.

Tempo og volum på omstillingen til nullutslippssamfunnet akselererer, og medfører økt etterspørsel etter fornybar kraft. I Statnett forbereder vi oss for et årlig forbruk på opp mot 220 TWh i 2050 sammenlignet med 140 TWh i dag. De seneste årene har antall henvendelser om ny tilknytning økt markant, samtidig som det norske kraftsystemet blir mer integrert med våre naboland, både fysisk og regulatorisk. Endringen i tempo har gitt navn til Statnetts nye strategi «Det grønne taktskiftet».

Statnett har siden 2012 utgitt en System- og markedsutviklingsplan (SMUP). SMUP baserer seg på fremtidsbildet som oppsummeres i Statnetts langsiktige markedsanalyse og Statnetts strategi, og SMUP beskriver hvordan Statnett møter utviklingsbehovet det kommende tiåret. SMUP, sammen med Statnetts Nettutviklingsplan (publisert oktober 2021), konkretiserer vår strategi og viser hvilket ambisjonsnivå som er nødvendig for å møte utviklingen.

I tiden som kommer står kraftnæringen overfor en stor omstilling og viktige oppgaver. For å møte det grønne taktskiftet må vi tenke mer helhetlig, utnytte kraftsystemet, markedet og nettet bedre og utvikle nye løsninger for å levere sikker forsyning og bærekraftig verdiskaping. For å sikre en rasjonell utvikling av kraftsystemet, både regionalt og nasjonalt, er Statnett avhengig av tett dialog og samarbeid med regionale nettselskap, aktører og interessenter. SMUP og NUP gir et godt utgangspunkt for videre samarbeid. Statnett vil fortsette dialogen gjennom felles fora samt bilateral dialog med aktører.

Oslo, 09.12.2021

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Hilde Tonne', on a light-colored rectangular background.

**Hilde Tonne**  
Konsernsjef

# Sammendrag

Systemdrifts- og markedsutviklingsløsningene som ble utviklet før og rundt dereguleringen på 90-tallet har vært driftssikre og effektive. Nå gjennomgår kraftsystemet en fundamental utvikling for å kutte utslipp i hele kraftsystemet og for å legge til rette for nullutslippssamfunnet. Dette gir behov for nye løsninger. I Systemdrifts- og markedsutviklingsplanen (SMUP) forklarer vi hvilke store utviklingsløp vi arbeider med mot 2030 og milepæler underveis. Vi er godt i gang, og skal implementere blant annet flytbasert markedskobling og automatisert balansering i løpet av de neste årene.

## **Radikale endringer av det europeiske kraftsystemet er i gang**

Det nordiske og europeiske energisystemet knyttes stadig tettere sammen gjennom felles klimaforpliktelser, regelverk, markedsløsninger og mellomlandsforbindelser. Utviklingen gjør at kraftsystemet i løpet av få år vil ha andre egenskaper enn i dag. Vi ser allerede at det relativt faste flytmønsteret mellom dag og natt og mellom sesonger erstattes av større, oftere og raskere endringer i kraftflyten, i stor grad preget av vindkraftproduksjonen på kontinentet. Det trengs mye fleksibilitet for å håndtere variasjonene, og de europeiske TSOene samarbeider om å løse denne utfordringen, blant annet ved å etablere felles markeder for utveksling av reserver.

Havbasert vindkraft blir sentralt i omleggingen av det europeiske energisystemet. Til 2050 har EU et mål om 300 GW havvind og Storbritannia har et mål om 100 GW. Til sammen er det rundt ti ganger så mye som dagens produksjonskapasitet i Norge. Så store mengder havvind krever et nytt kraftsystem – til havs. Deler av Nordsjøen er aktuelle utbyggingsområder, og Olje- og Energidepartementet har pekt på Statnett som fremtidig systemansvarlig til havs. Vi vil derfor ta en aktiv rolle i det europeiske og nasjonale arbeidet med å utforme nye systemdrifts- og markedsløsninger og tilrettelegge for helhetlige løsninger på land og til havs. Slik skal vi bidra til norsk verdiskaping og forsyningssikkerhet.

Frekvensen er en indikator på robustheten til kraftsystemet, og den er 50,0 hertz ved sikker og stabil drift. Endring i frekvensen indikerer en ubalanse i systemet og økt sårbarhet for hendelser. Ettersom det nordiske synkronområdet har felles frekvens, må løsninger utvikles i fellesskap. Ett eksempel på en fellesnordisk utfordring er at det blir det mindre såkalt roterende masse som vann- og kjernekraftverk leverer, når uregulerbar fornybar kraft og import dekker forbruket. Sammen med de øvrige nordiske TSOene har vi derfor testet en ny hurtig frekvensreserve (Fast Frequency Reserve) for å kompensere for et lavt nivå av roterende masse. Fra 2022 vil dette bli anskaffet i et ordinært marked.

## **Behovet for fleksibilitet øker**

Fleksibilitet i kraftsystemet er viktig for å balansere systemet, håndtere flaskehals og hendelser i kraftsystemet, samt gi raskere nettilknytning og redusere nettinvesteringer. Behovet for fleksibilitet er økende på grunn av endringer i kraftsystemet som elektrifisering, mer variabel produksjon og flere mellomlandsforbindelser. Det aller meste av

kortsiktig fleksibilitet omsettes i energimarkedene ved at aktører responderer på prisvariasjoner, men Statnett anskaffer også fleksibilitet i reservemarkedene for å håndtere driften av kraftsystemet. Langsiktig fleksibilitet er når aktører forplikter seg til å være fleksible frem i tid (sesonger/år), og kan derfor legges til grunn ved planlegging av drift og investeringer i nett.

For å dekke behovet for fleksibilitet, må forbrukerfleksibilitet utgjøre en større andel enn i dag. Dette ser vi allerede på Østlandet, innenfor budområdet NO1, et område med lite regulerbar produksjon og relativt høyt forbruk. Her trenger systemdriften mer fleksibilitet, og den må komme fra forbruket. DSOene trenger også mer fleksibilitet for å håndtere driftsutfordringer som flaskehals og spenningsforhold i eget nett. Fremover vil vi samarbeide med relevante aktører for å realisere fleksibilitetspotensialet og finne effektive løsninger for bruk av fleksibiliteten på tvers av sektorer og nettnivå.

Veksten i tilknytningssaker for elektrifisering av næringsvirksomhet er en bekreftelse på at vi står midt oppe i det grønne skiftet. Vi legger til rette for bedre utnyttelse av nettet for å gjøre flere tilknytninger driftsmessig forsvarlig. Blant annet kan sensorer på ledningene og bedre bruk av værdata la kapasiteten variere med temperatur- og vindforholdene (kalt «dynamic line rating»), og tilknytning med vilkår og automatiserte systemvern kan åpne for raskere tilknytning i områder med begrenset nettkapasitet.

Det norske kraftsystemet kjennetegnes ved at produksjonen er godt fordelt geografisk og på ulike nettnivå, i motsetning til mange europeiske land hvor det er store produksjonsenheter i transmisjonsnettet. Dette gir en naturlig robusthet i systemdriften, og samtidig mange flaskehals. Økt tilknytning kan gi enda flere flaskehals. Videre blir flaskehalsene vanskeligere å forutse når produksjon og import avhenger av om det blåser og vanskeligere å håndtere når nettet utnyttes mer. De mange utkoblingene av nettanlegg som er nødvendige for å gjøre vedlikehold og nettutvikling vil også komplisere driften. Bedre IT-verktøy og bedre data er viktig for å kunne håndtere dette sikkert og effektivt. I tillegg vil vi samle og koordinere behovene for økt kapasitet, nettutvikling og markeds- og driftstiltak i felles områdeplaner. Planene skal utarbeides sammen med regionale nettselskap og andre berørte aktører for å finne gode og helhetlige løsninger.

### **Det er nødvendig å digitalisere og automatisere**

Uten digitalisering og utstrakt bruk av automatisering vil det ikke være mulig å drifte kraftsystemet med stor grad av variasjon, lite systemstabiliserende egenskaper og mange flere aktører. Driften av kraftsystemet i nullutslippssamfunnet vil være fundamentalt annerledes enn i dag, og de nødvendige løsningene må utvikles. Vi har startet på et stort løft, og de neste årene skal vi innføre omfattende endringer. Når løsningene er tatt i bruk, skal vi videreutvikle og optimalisere dem. I så måte forventer vi at hele dette tiåret vil gå med til å bygge nye systemdrifts- og markedsløsninger.

Den første bolken med automatisering gjør vi i transmisjonsnettet, men fremover skal vi sørge for et effektivt samspill og så med regional- og distribusjonsnettet og etter hvert også det nye havnettet. Til sammen blir dette et digert og komplekst system med tette avhengigheter og ekstremt høye krav til oppetid og digital sikkerhet.

### **Aktivitetsnivået vil være økende og vedvarende høyt frem mot 2030**

Vi har en tydelig plan de nærmeste årene, og aktivitetene under er listet opp etter en grov vurdering av omfanget de neste årene:

- Realisere den nye nordiske og automatiserte balanseringsmodellen og 15 minutters tidsoppløsning i markedene.
- Innføre flytbasert markedskobling.
- Innføre aktiveringsmarked for aFRR, samt koble til europeiske balanseringsplattformer
- Forbedre driftskoordineringen mellom TSOene, blant annet med felles nettmmodell.
- Bidra i videreutviklingen av de europeiske markedsløsningene og sørge for etterlevelse av regelverk.
- Sikre tilgang på reserver og fleksibilitet.
- Øke nettutnyttelsen, blant annet for å bidra til raskere nettilknytning.
- Sikre god datakvalitet og fortsette arbeidet med å tilrettelegge for sikker deling av data med resten av bransjen.
- Ta en aktiv rolle for å sikre gode løsninger for havnettet, i tråd med føringer fra myndighetene.

SMUP viser at vi jobber på mange områder i parallell. Disse områdene har vi kalt innsatsområder, og hvert område består av en rekke beslektede tiltak. Det er fundamentalt at løsningene henger sammen, på tvers av markeder, aktører og nettnivå, og det er vår oppgave å ivareta helheten og den overordnede funksjonaliteten. Innsatsområdene er kort omtalt under og fremkommer i veikartet i figur 1.

**Videreutvikling av handelsløsninger** innebærer å bringe markedet nærmere fysikken, blant annet for å gi aktørene økte handelsmuligheter og redusere behovet for korrigerende tiltak i forkant av driftstimen. Frem mot 2030 er det blant annet aktuelt å utvikle nordiske løsninger for mothandel, øke funksjonaliteten på mellomlandsforbindelsene og vurdere alternative budområdeinndelinger.

**Effektiv bruk av fleksibilitet** er både å effektivt skaffe til veie, bruke og verifisere fleksibilitet. Tilknytning til de europeiske balanseplattformene er en stor oppgave, og i tillegg skal vi legge til rette for økt deltakelse i markedene våre, blant annet med et fleksibilitetsregister og løsning for uavhengig aggregator. Videre skal fleksibiliteten også brukes til å håndtere flere tilknytninger og flere flaskehalsar.

**Digitalisere og automatisere systemdriften** er nødvendig, både for å håndtere den økte kompleksiteten og effektivisere systemdriften. Dette er nødvendig både hos Statnett, nettselskap og aktører som deltar i våre reservemarkeder.

**Bedre driftskoordinering** omfatter blant annet nasjonale og nordiske løsninger for å dele informasjon og koordinere driftsstanser mer optimalt.

**Havvind** – på dette området skal vi sørge for gode og helhetlige løsninger til lands og til havs, og forberede for mulige hybridforbindelser innen 2040. Dette krever blant annet at vi er aktive i det europeiske samarbeidet, der mange av rammebetingelsene blir lagt.

## Økt integrasjon i kraftsystemet gir behov for å jobbe tettere sammen

Omstillingen til lavutslippssamfunnet går raskt og krever nye og integrerte løsninger. Dette øker behov for samarbeid og informasjonsutveksling både nasjonalt og internasjonalt. For at tiltakene i SMUP skal lykkes, er det nødvendig at både netteiere, produsenter og forbrukere også utvikler sine systemer og prosesser. Fremtidens kraftsystem kan bare realiseres ved et felles og koordinert løft.

**Figur 1**

Veikart som viser milepæler for utvikling av systemdrift- og markedsløsninger. Tidsplanen kan bli justert. Kontinuerlig forbedringsarbeid i eksisterende løsninger er ikke inkludert.

	2022	2023	2024	2025-2030	
<b>Videreutvikle handelsløsninger</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Motheandelsløsning for NSL</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Flytbasert markedsklarering i spotmarkedet</li> <li>15 min tidsoppløsning for mFRR</li> <li>15 min tidsoppløsning i intradagmarkedet</li> <li>15 min avregningsperiode</li> <li>Intradagauksjoner</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Flytbasert markedsklarering i intradag</li> <li>15 min tidsoppløsning i spotmarkedet</li> <li>Intradagløsning for NSL</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kapasitetsmarked for reserver på kablene</li> <li>Handelsløsning for reserver for NSL</li> </ul>	<p><b>Ambisjon og målsetting</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Ivareta høy driftssikkerhet og handelskapasitet i det grønne kraftsystemet.</li> <li>Markedsdesign for å fremme verdiskaping og effektiv utnyttelse av ressursene.</li> <li>Automatisering av arbeidsprosesser, deling av data og datadrevne beslutninger.</li> <li>God driftskoordinering med andre TSOer, nettselskaper, produsenter og forbrukere.</li> <li>Gode løsninger for havnettet.</li> </ul>
<b>Effektiv bruk av fleksibilitet</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nordisk kapasitetsmarked for aFRR</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>1 MW budstørrelse for mFRR</li> <li>Nordisk kapasitetsmarked for manuelle reserver</li> <li>Skille tjenestetilbyder og balanseransvarlig (BSP- og BRP-rollen)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tilknytning til europeiske balanseplattformer (MARI og PICASSO)</li> <li>Uavhengig aggregering av raske reserver (FFR, FCR-D)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Uavhengig aggregering for alle produkter</li> <li>Fleksregister</li> <li>Verifisering av leveranser</li> </ul>	
<b>Automatisere systemdriften</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Automatisert balansering ved mFRR</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>Bruk av dynamisk kapasitetsfastsettelse i driftsplanlegging og tilknytningssaker</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Automatiserte systemvern</li> <li>Probabilistiske driftskriterier</li> </ul>	
<b>Bedre driftskoordinering</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Etablere funksjonalitet og tjenester for nordisk driftskoordinering</li> <li>Etablere Regional Coordination Centre (RCC)</li> <li>Områdeplaner for tilknytning, driftskoordinering og fleksibilitet</li> </ul>				
<b>Havvind</b>				<ul style="list-style-type: none"> <li>Drift- og markedsløsninger for tilknytning av havvind</li> </ul>	

◆ Regulatorisk frist

■ Nordisk eller europeisk milepæl

● Statnett-milepæl

# Innhold

Forord	3
Sammendrag	4
<b>1 Kraftsystemet skal bli utslippsfritt, integrert og digitalt</b>	<b>9</b>
1.1 Systemdriften er en stor koordineringsoppgave	9
1.2 Kraftsystemet gjennomgår fundamentale endringer	9
1.3 Digitalisering gir nye muligheter – og utfordringer	12
<b>2 Omstillingen utfordrer systemdriften</b>	<b>14</b>
2.1 Balanseringen blir mer utfordrende	14
2.2 Behovet for fleksibilitet øker	15
2.3 Behov for løsninger som ivaretar egenskaper ved kraftsystemet	18
2.4 Nettselskapenes operative utfordringer øker	19
2.5 Felles regelverk vil sørge for en koordinert utvikling i Europa	20
<b>3 Fremtidens systemdrifts- og markedsløsninger</b>	<b>22</b>
3.1 Vi jobber på mange områder i parallell og planlegger mot 2030	22
3.2 Store endringer krever et felles løft	24
3.3 «Markedet nærmere fysikken»	25
3.4 Bruk av fleksibilitet i balanseringen og for å bedre nettutnyttelsen	27
3.5 Digitalisering og automatisering av systemdriften	32
3.6 Bedre driftskoordinering – nasjonalt og nordisk	34
3.7 Havvind – utvikling av systemdrifts- og markedsløsninger til havs	36



# 1 Kraftsystemet skal bli utslippsfritt, integrert og digitalt

Norge skal være klimanøytralt i 2050. En milepæl på veien er å redusere utslippene i 2030 med 50 % - 55 % fra 1990-nivå. Utvikling av energiområdet er sentralt for å kutte klimagassutslipp, og innebærer blant annet elektrifisering av samfunnet, utbygging av fornybar kraft, markedsutvikling og utnyttelse av ny teknologi.

## 1.1 Systemdriften er en stor koordineringsoppgave

Kraftmarkedet består av mange aktører, fra store kraftanlegg på produksjonssiden til enkelthusstander på forbrukssiden. Elekrisitet er en ferskvare, som må produseres i samme øyeblikk som den forbrukes – dette omtales som momentan balanse. Dette, kombinert med at forbrukerne endrer strømforbruket uten koordinering med produsentene, gir behov for en sentral koordinerende enhet som sørger for at kraftproduksjon og -forbruk til enhver tid er i balanse. I Norge er oppgaven som systemansvarlig tildelt Statnett. Den kontinuerlige balanseringen er avgjørende for driftssikkerheten i systemet, gjennom hele døgnet og året, og at driftssikkerheten opprettholdes selv om en feil inntreffer.

Frekvensen er et mål på balansen, og den er felles i det nordiske synkronsystemet som består av Norge, Sverige, Finland og deler av Danmark (Sjælland). Det hjelper altså ikke om Norge er i balanse, dersom resten av synkronområdet ikke er det. Vi har derfor en lang tradisjon i å samarbeide om blant annet systemdrift, energi- og balansemarkeder i Norden.

Flere forhold innen systemdriften har de siste årene hatt en positiv utvikling, blant annet er det færre feil og bedre spenningskvalitet. Videre er det høy kapasitetsutnyttelse av det norske og nordiske kraftsystemet, og den har økt betydelig de siste tiårene som et resultat av nye markedsløsninger og integrasjon mellom de nasjonale kraftsystemene/-markedene. Flere forbindelser ut av Norden har ført til en tettere sammenkobling med Europa. Dette har bidratt til bedre ressursutnyttelse, men krever mer oppfølging i systemdriften.

## 1.2 Kraftsystemet gjennomgår fundamentale endringer

For å forsyne elektrifisering av samfunnet, knyttes store mengder uregulerbar kraftproduksjon til nettet. Den nye produksjonen varierer mye mer enn magasinkraftverk og termisk produksjon, og krever en betydelig økt fleksibilitet i kraftsystemet. Dette kapitlet gir en kort oppsummering av de endringene som er i gang. For en mer utfyllende beskrivelse, se Statnetts «Langsiktig markedsanalyse 2020-2050».

### Stor økning i forbruket skal forsynes av uregulerbar kraftproduksjon

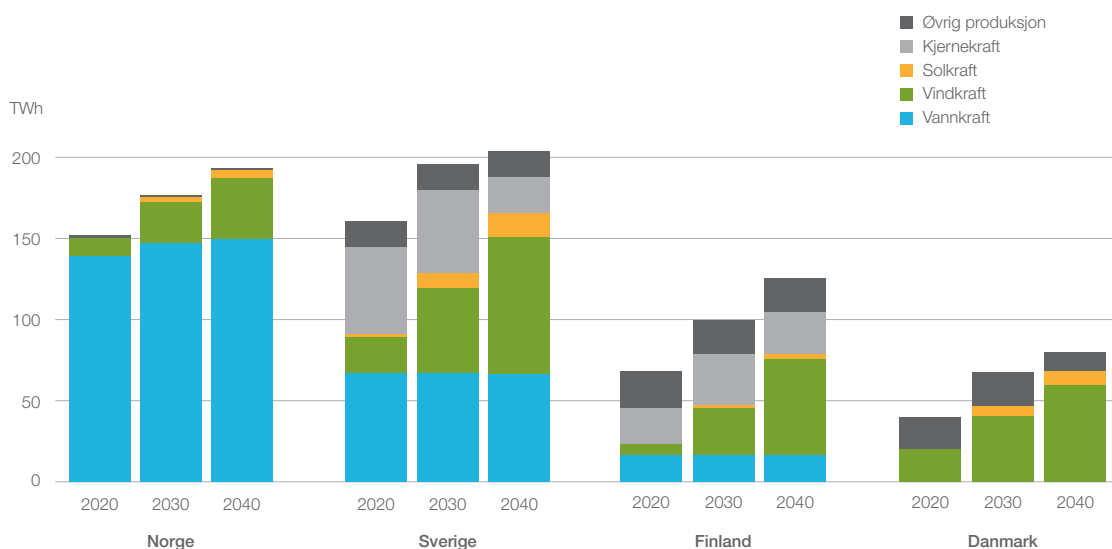
Omstillingen til klimanøytralitet krever at flere sektorer legger om fra bruk av fossil energi til strøm. Dette gjelder for eksempel transport- og anleggssektoren. I tillegg vil det grønne skiftet og næringsutvikling drive frem nytt forbruk, som hydrogenproduksjon, batterifabrikker og datasenter. Til tross for økt energieffektivisering, er forbruket av elektrisitet forventet å øke betydelig i hele Europa.

Statnetts langsiktige markedsanalyse anslår at forbruket vil øke fra dagens 140 TWh, og kanskje helt opp mot 220 TWh i 2050. Elektrifisering av transport og ulike industriprosesser, industrivekst og nye datasentre gir en betydelig forbruksvekst allerede de kommende ti årene. Veksten er forventet å komme over hele landet, og bli tilknyttet både i distribusjonsnettet og i transmisjonsnettet.

Forbruksøkningen skal dekkes av ny fornybar og uregulerbar kraftproduksjon. Vind- og solkraftproduksjon har blitt betydelig billigere de siste årene, og har bidratt stadig mer til kraftproduksjonen. Dette forventes å skyte fart mot 2030 og videre fremover, når utbyggingen av havvind for alvor kommer i gang. Samtidig bidrar høyere kvotepriser på CO2 til at det blir dyrere å produsere kraft i fossile kraftverk, særlig i kullkraftverk. Svekket lønnsomhet og strengere regler for forurensende utslipp fører over tid til avvikling av fossil kraftproduksjon. Kjernekraftproduksjonen i Norden vil øke som følge av at to nye kraftverk settes i drift i Finland. Ytterligere avvikling av svenske reaktorer skjer først rundt 2030. Figur 2 viser forventningene våre til utviklingen av kraftproduksjonen i Norden.

**Figur 2**

Vi forventer en stor økning av ny vindkraftproduksjon i Norden mot 2040.



Havbasert vindkraft blir sentralt i omleggingen av det europeiske energisystemet, og mye av utbyggingen vil skje i Nordsjøen. EU har et mål om 300 GW havvind innen 2050, der 60 GW skal være på plass i 2030. I tillegg har Storbritannia en målsetting om 100 GW innen 2050, hvorav 40 GW i 2030. Norge har også et behov for økt kraftproduksjon, og havvind blir pekt på som viktig for å forsyne videre industriutvikling og elektrifisering. Myndighetene har åpnet to områder for utbygging av havvind; Utsira Nord og Sørlege Nordsjø II.

Hydrogenproduksjon er en fremtidig fleksibilitetskilde som kan dempe mer langvarige variasjoner i forbruk og produksjon. I perioder med høy fornybarproduksjon og lave kraftpriser kan produksjon av hydrogen bidra til å holde kraftprisene oppe og øke lønnsomheten av fornybar kraft. I perioder med lav fornybarproduksjon kan hydrogen brukes til å produsere strøm og holde kraftprisene nede. Produksjon av grønt hydrogen kan med andre ord dekke opp for noe av fleksibiliteten som forsvinner ved avviklingen av termisk kraftproduksjon.

Som på kontinentet er det forventet at prisbildet i Norge og Norden går mot større variasjon enn det vi har sett historisk. Det blir oftere innslag av lave og høye priser, og langt større variasjon innenfor uker og måneder. Mot 2030 forventer vi at prisene blir vesentlig høyere om vinteren enn om sommeren. Solkraft, både i Norden og Europa, vil presse ned prisene fra mars til oktober, mens prisene om vinteren vil avhenge mest av mengden vindkraft.

#### **Omstillingen gir økt nytte av overføringskapasitet**

Mer variabel fornybar kraftproduksjon og større prisforskjeller gir økt nytte av overføringskapasiteten, både innenlands og mellom land. Utvekslingskapasiteten ut av Norden er ca. 10 000 MW ved utgangen av 2021 (unntatt Finland-Russland), med både NordLink og North Sea Link (NSL) i drift. Flere forbindelser er under planlegging og bygging. Tettere fysisk kopling mellom Norden og kontinentet er viktig for å kunne balansere kraftproduksjon og forbruk, øke verdiskapingen og gi sikrere forsyning i tørrår.

Kraftnettet i Norge har mange flaskehalsen sammenlignet med andre europeiske land. Tilknytning av mer forbruk og produksjon kan gi enda flere flaskehalsen, og flaskehalsene blir dessuten vanskeligere å forutse når produksjon og import avhenger av om det blåser. Sikker og effektiv drift fremover forutsetter robuste transmisjons- og distribusjonsnett som tåler høyere belastninger og andre flytmønstre enn i dag.

Statnett er godt i gang med å både fornye og bygge nytt transmisjonsnett, som vil gi sikrere forsyning i utsatte områder og legge til rette for elektrifiseringen. Tilknytning av havvind i norske havområder vil både kreve utbyggingen av havnettet og forsterkning av nettet på land. Investeringnivået vil være høyt i flere år fremover. For nærmere informasjon om Statnetts nettførsterkninger, se Nettutviklingsplan 2021.

#### **Elektrifiseringen gjør samfunnet mer avhengig av strøm**

En stadig større del av samfunnet blir avhengig av strømforsyning, og fossile energikilder fases ut. Samtidig blir kraftsystemet mer sammensatt og vanskeligere å drifte. Klimaendringene gir hyppigere ekstremvær som øker sannsynligheten for utfall av og skader på elektriske anlegg.

Samfunnets sårbarhet for avbrudd i energiforsyningen fortsetter å øke, og gjenspeiles i kravet til forsyningssikkerhet. Nettet driftes som hovedregel ut fra N-1-kriteriet, som innebærer at det skal være mulig å opprettholde forsyningen selv om den sterkeste komponenten faller ut.

Med dagens transmisjonsnett er det flere områder hvor det i en del timer ikke er mulig å drifte nettet etter N-1. Avvik fra N-1 gjelder både når komponenter er tatt ut av drift, og i perioder med høy last og intakt nett. Konsekvensen for driftssikkerheten ved å ikke ha N-1-drift vil variere blant annet med hvilke muligheter som finnes for å gjøre omkoblinger i nettet og tiden det tar for å gjenopprette feil.

### **1.3 Digitalisering gir nye muligheter – og utfordringer**

Digitalisering og automatisering er en forutsetning for å lykkes med omstillingen av kraftsystemet, og omfattende digitalisering skjer i hele kraftbransjen. For å sikre hensiktsmessig og effektiv videre digitalisering, bør det etableres og forankres tydelige målbilder for digitalisering som berører store deler bransjen. Dette ønsker Statnett å bidra med ved aktiv deltakelse i RMEs digitaliseringsforum, DIGIN samt i videreutvikling av regelverk knyttet til datautveksling. Dette vil være en prioritert oppgave i de nærmeste årene.

Teknologiutvikling innenfor digitalisering, spesielt stordatahåndtering, sensorteknologi, maskinlæring og kunstig intelligens vil blant annet kunne endre styringen og samspillet mellom aktører i energisystemet. Denne teknologien kan også gi bedre oversikt over tilstanden i nettet og optimalisere utnyttelsen. Ett eksempel er avanserte strømmålere som lager data som kan brukes til å analysere bruksmønstre og gi bedre underlag for å ta drifts- og investeringsbeslutninger. Ny funksjonalitet vil utvikles ut fra de store datamengdene, og bransjen blir stadig mer avansert i sine IT-løsninger.

Automatisering er en forutsetning for å ivareta forsyningssikkerheten i et kraftsystem med mer variasjon. På sikt kan vi forvente at automatiske løsninger tar seg av det meste av den løpende driften, og at operatørene ved driftssentralene overvåker og planlegger neste driftsperiode. Automatisering vil også effektivisere arbeidsprosesser, og for eksempel gi raskere behandling av tilknytningssøknader.

En grunnleggende forutsetning for å lykkes med digitalisering, er data av høy kvalitet. For å håndtere større datamengder, ta raskere beslutninger og automatisere mer, må det jobbes systematisk med å øke kvaliteten på dataene som flyter mellom de ulike aktørene i kraftsystemet. Et felles datagrunnlag med høy kvalitet og fin tidsoppløsning er nødvendig som basis for analyser, modeller og verktøy.

Flere digitale løsninger gjør at vi må ha et særlig fokus på digital sikkerhet. Konsekvensen av feil eller brudd i digitale tjenester kan bli katastrofal. Operative systemer og prosesser blir stadig mer sammenkoblet, og det øker kompleksiteten både i operativ drift og i videreutvikling av systemene. Nye prosesser og IT-løsninger skal fases inn samtidig som kraftsystemet driftes 24/7. Dette er felles med andre bransjer med kritiske driftsoppgaver, som for eksempel i luftfarten og olje- og gassindustrien.

Vi ser et stadig økende digitalt trusselbilde, som intensivert aktivitet fra organiserte hackermiljø, inkludert fremmede makter. Dette krever godt samarbeid med andre TSOer, nasjonale bransjeaktører, leverandører og partnere. Bransjen må sammen sørge for en preventiv og risikobasert tilnærming til beskyttelse mot digital sikkerhetsrisiko. Dette innebærer blant annet å detektere uønskede sikkerhetshendelser og kunne gjenopprette forretningsfunksjoner etter et angrep. Vi har tatt en aktiv rolle for å øke samarbeidet i bransjen gjennom deltagelse i FoU-aktiviteter og bransjefora som KraftCERT. Videre bidrar vi i videreutvikling av felles europeisk regelverk for informasjonssikkerhet og utveksling av data.

## 2 Omstillingen utfordrer systemdriften

Utviklingen i kraftsystemet frem mot 2030 får fundamentale konsekvenser for systemdriften. Det norske kraftsystemet vil fortsatt ha god tilgang på fleksibilitet fra vannkraftanlegg med magasiner, men den nye, uregulerbare og stokastiske produksjonen fra vindkraft, elvekraft og solkraft vil gi større svingninger i kraftproduksjon og kraftflyt i nettet. Det gir større utfordringer ved balanseringen av forbruk og produksjon. Vannkraften vil i enda større grad gå fra full produksjon når det er høy pris til nærmest ingen produksjon når det er lav pris.

Mer variabel kraftproduksjon øker behovet for finere tidsoppløsning i energi- og balansemarkedene, og dette gjør det nødvendig å automatisere. Mer automatiserte løsninger vil sette større krav til blant annet datakvalitet, prognoser og standardisering. Det er krevende å oversette operatørens erfaringsbaserte og situasjonsavhengige vurdering til algoritmer, og vi forventer at det vil ta tid før de nye løsningene vil balansere kraftsystemet like effektivt som vi gjør i dag.

### 2.1 Balanseringen blir mer utfordrende

Produksjonskapasiteten, importkapasiteten og forbruksfleksibilitet må være tilstrekkelig til å både gi energibalanse over tid og effektbalanse momentant. Begge deler utfordres når mer av kraftproduksjonen blir variabel og uregulerbar.

#### Situasjoner med knapp effektbalanse kan oppstå

Som følge av den dominerende rollen til vannkraften i Norge, har vurderingen av forsynings sikkerheten hovedsakelig vært knyttet til sannsynligheten for energiknapphet i tørre år. Stor utvekslingskapasitet med utlandet reduserer betydelig faren for energimangel, men kan, sammen med mer uregulerbar produksjon og høyere forbruk, øke sannsynligheten for en stram effektsituasjon.

Fortsatt utbygging av fornybar produksjon i Norge og Norden vil være et godt bidrag for å sikre effektbalansen mot 2030. I tillegg er det nødvendig å øke fleksibiliteten i forbruket og anskaffe mer reserver. Selv med dette på plass, kan langvarige utfall av sentrale ledninger føre til midlertidige og mer lokale underskudd, særlig i kombinasjon med kaldt vær eller samtidige utfall.

#### Det er ikke mulig å balansere kraftsystemet slik vi gjør i dag når variasjonen øker

I driftstimen er balanseringen i dag basert på mange manuelle prosedyrer og dybdekompetanse hos operatørene på landssentralen. Når en ubalanse oppstår, griper operatørene inn. En ubalanse er et avvik mellom produksjonsplan og faktisk forbruk. Ubalansene vil bli større og inntreffe oftere når produksjon og import avhenger av om det blåser. Et viktig tiltak for å redusere ubalansene og effektivisere håndteringen av dem er å gå fra times- til kvartersoppløsning i energi- og balansemarkedene og i ubalanseavregningen. Vi forventer at de strukturelle ubalansene innenfor timen som skyldes

ulik profil på endringer i produksjon, forbruk og utveksling vil bli betydelig redusert med finere tidsoppløsning i energimarkedene. Som følge av dette kommer vi til å utvikle produkter som produksjonsflytting og glatting av strukturelle ubalanser.

## 2.2 Behovet for fleksibilitet øker

Fleksibilitet er produsenters, forbrukeres og energilagres evne til å justere forbruk og produksjon som respons på tilstanden i kraftsystemet. Justeringen skjer enten basert på pris eller etter signal fra kraftsystemet/systemoperatør.

Det meste av kortsiktig fleksibilitet i kraftsystemet omsettes i energimarkedene ved at aktører responderer på prisvariasjoner, men Statnett anskaffer også fleksibilitet i reservemarkedene. Langsiktig fleksibilitet er når aktører forplikter seg til å være fleksible frem i tid (sesonger/år), og kan derfor legges til grunn ved planlegging av drift og investeringer i nett.

### Større variasjon i produksjonen krever mer forbrukerfleksibilitet

Strømforbruket må bli mer fleksibelt og tilpasse seg prissignalene i mye større grad enn i dag. Prisene settes ut fra kraftproduksjonen og etterspørselen i et område, samt eventuelle nettbegrensinger. Innenfor uka er det antatt å være et stort potensial for å flytte forbruk fra timer med høy pris til timer med lav pris.

Bedre funksjonalitet for styring, aktører som tilbyr tjenester for å optimalisere strømforbruket, større prisvolatilitet og et mer effektbasert tariffregime vil gi forbrukere sterkere insentiver til å respondere på prissignaler. På lenger sikt forventer vi at økt samspill med termiske energisystemer, batterier, hydrogenproduksjon og andre former for energilagring vil bidra til å utligne en del av variasjonene fra kraftproduksjonen.

### De store volumene av fleksibilitet vil fortsatt bli håndtert i energimarkedene

Energimarkedene bidrar til god balansering og reduserer behovet for tiltak i driftsfasen. Vi forventer at særlig finere tidsoppløsning, og også bedre prognoser for forbruk og uregulerbar produksjon, bidrar til at det meste av fleksibiliteten fortsatt vil omsettes i energimarkedene også i fremtiden.

I tillegg regner vi med at handelen i intradag vil vokse. Der kan aktørene justere for prognoseoppdateringer og hendelser etter markedsklareringen i døgnet. Vi er imidlertid usikre på hvor stort intradagmarkedet blir mot 2030 og hvordan dette vil påvirke den operative balanseringen og behovet for reserver. For Statnett er det viktig at ubalansene klareres så tidlig som mulig slik at reguleringene i operativ drift ikke blir for store.

I tillegg til de fysiske markedene finnes det finansiell krafthandel, som omfatter handel med finansielle instrumenter som brukes til både risikostyrings- og spekulasjonsformål. Finansiell krafthandel foregår både bilateralt og på en markeds plass/børs. De siste årene har den bilaterale handelen økt, ved at større industriaktører inngår langsiktige avtaler med strømleverandører for å sikre seg mot høye priser. Dette er en trend vi forventer vil fortsette som følge av økt prisvariasjon og usikkerhet om prisutviklingen.

### Vi kommer til å kjøpe mer reserver

Reserver brukes for å sikre balanse mellom forbruk og produksjon i driftsøyeblikket. Mer variabel kraftproduksjon og større usikkerhet nærmere driftstimen øker behovet for

reserver. Vi ønsker imidlertid ikke at det økte behovet for reserver skal redusere volumet av fleksibilitetsressurser i energimarkedet. Dermed trenger vi ny fleksibilitet i reservemarkedene.

I dag ser vi at når det oppstår situasjoner med mindre eller mer vind enn planlagt, blir store volum av de tilgjengelige nordiske reservene brukt til å kompensere for dette. I noen tilfeller har vi så lite reserver igjen at vi blir sårbare for feil og utfall. I tillegg må vi ta hensyn til at når uregulerbar produksjon og import forsyner forbruket, reduseres tilgangen på raske reguleringsressurser fra magasinkraftverk.

Det norske kraftsystemet har foreløpig god tilgang på fleksibilitet fra vannkraftanleggene. Flaskehalsen kan imidlertid forhindre at reguleringsressursene kommer til nytte. I dag regulerer operatørene både for ubalanser og flaskehalsen i samme operasjon. Når vi automatiserer balanseringsfunksjonen, vil flaskehalsene bli håndtert ved å automatisk skille ut bud som ligger bak en flaskehals.

Automatisering av balanseringsprosessen og flere forventede flaskehalsen i nettet gir behov for å ha tilstrekkelig tilgang på reserver i hele landet. De siste årene har vi allerede hatt knapphet på Østlandet (prisområde NO1), et område med lite regulerbar produksjon og relativt høyt forbruk. Først gjaldt det hovedsakelig i de kaldeste periodene, men nå er det i stor grad utfordrende gjennom hele vinterhalvåret.

Et viktig prinsipp er at kraftbalansen skal opprettholdes ved utfall av største enhet for produksjon, forbruk eller utveksling, slik at reservene er dimensjonert etter N-1-kriteriet. Dimensjonerende hendelse, det vil si det største utfall av en enkelt aktør eller komponent, øker stadig, sist ved tilknytning av utenlandsforbindelsen på 1400 MW til Tyskland. Tilknytning av havvindparker vil trolig øke dimensjonerende hendelse ytterligere. Dersom vi ikke sikrer tilstrekkelige reserver, kan det begrense eksport- eller importkapasiteten.

Vi forventer at redusert tilgang på reguleringsressurser fra magasinkraftverkene og et nordisk og europeisk marked for reserver vil gi høyere priser for reserver. Høyere priser og et europeisk marked vil imidlertid kunne øke tilgangen på reserver, og gi aktørene et større marked. Selv om høyere priser vil øke Statnett sine kostnader til systemdrift, anslår vi at den samfunnsøkonomiske gevinsten av et større marked overstiger denne kostnadsøkningen.

#### **Fleksibilitet kan øke utnyttelsen av nettet**

Antall søknader om tilknytning har skutt i været de siste årene, og utbygging av forbruk og produksjon kan vanligvis gjøres raskere enn nettutvikling. For at nettutbyggingen ikke skal forsinke elektrifiseringen, øker behovet for tiltak i systemdriften, som bruk av fleksibilitet og systemvern. Ettersom de norske systemdriftskostnadene ligger på et lavt nivå sammenlignet med andre europeiske land, vil det i mange tilfeller være samfunnsøkonomisk lønnsomt å øke disse kostnadene for å oppnå raskere tilknytning.



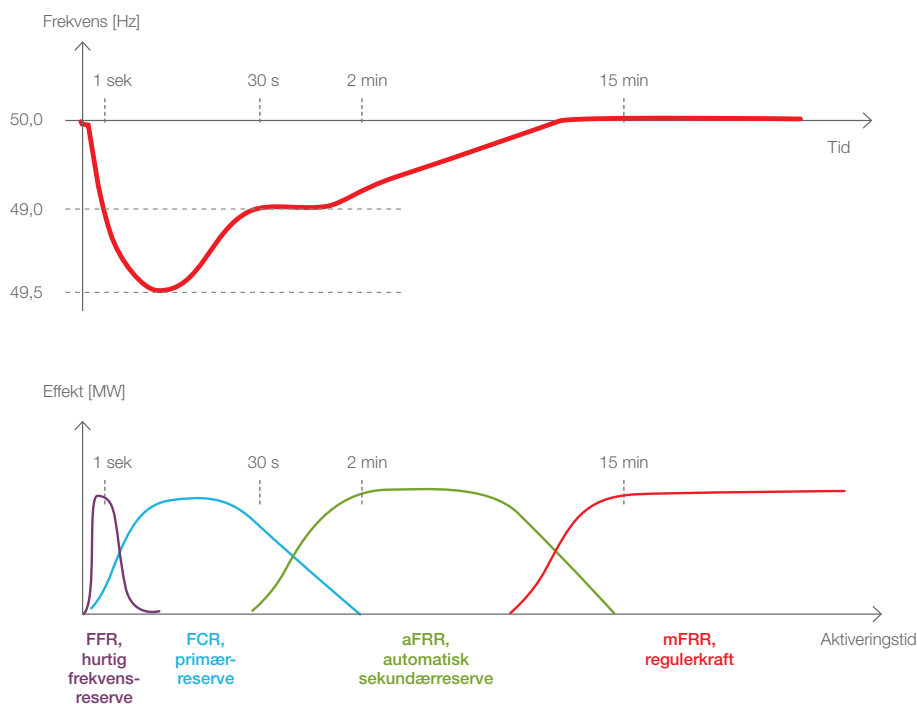
### Reserveproduktene i Norden

De nordiske TSOene samarbeider om reserveproduktene, slik at aktørene kan by inn i et større marked. Flexibilitetsens bruksområder avhenger av volum (effekt), hvor raskt en ressurs kan reagere (responstid), og hvor lenge den kan mate inn eller redusere uttak (varighet). Per i dag finnes disse produktene:

- Raske frekvensreserver (FFR). Aktiveringen skjer automatisk og svært raskt for å hindre frekvensfall under 49,0 Hz ved store feil i situasjoner med lav rotasjonsenergi/stabilitet i kraftsystemet.
- Automatisk primærreserve for normaldrift og driftsforstyrrelser (FCR-N og FCR-D). Aktivering skjer automatisk etter målt frekvens og reservene er distribuert over hele synkronområdet.
- Automatisk sekundærreserve (aFRR). Aktivering skjer etter signal fra Statnett, basert på målt frekvens. Reservene kjøpes inn for et begrenset antall timer per uke, i perioder når det vanligvis er ramping på kablene, for å redusere strukturelle ubalanser.
- Manuell tertiærreserve/regulerkraft (mFRR). Aktivering skjer i dag gjennom et nordisk aktiveringsmarked, for å håndtere både frekvens, flaskehals og ubalanser.

**Figur 3**

Sammenhengen mellom respons og aktiveringstid på de fire typene reserver som benyttes i dag når en ubalanse inntreffer.



Olje- og energidepartementet åpnet i 2021 for at kunder og nettselskap kan avtale tilknytning av forbruk med vilkår. For produksjon kom tilsvarende bestemmelser i 2019. Vilkår innebærer at kunden i gitte situasjoner må redusere forbruket eller produksjonen slik at tilknytningen blir driftsmessig forsvarlig. Formålet med virkemiddelet er å gi raskere og billigere tilknytning til nettet, og det kan også være et varig alternativ til nettinvestering. Statnett som systemansvarlig har fått i oppgave å legge premisser for bruken av slike avtaler, for å sikre at de ikke kommer i konflikt med driftssikkerhet og markedsadgang.

Vi ser at tilknytning med vilkår blir et viktig virkemiddel de neste årene. Sammen med nettselskap har vi fått på plass noen avtaler om tilknytning på vilkår i 2021. Det har tatt en del tid å få på plass disse, ettersom det har vært en læringsprosess både for oss og de berørte nettselskapene. I parallell utvikler vi retningslinjer og verktøy for at dette skal gjøres mer effektivt, og vi regner med at det blir etablert adskillig flere avtaler i 2022. Avtalene som har blitt inngått er mellom Statnett og et nettselskap, og de åpner for å tilknytte mange kunder med vilkår i samme avtale. Det er nettselskapet som følger opp vilkårene.

Også før vi fikk tilknytning med vilkår, har Statnett brukt tilgjengelige verktøy for å utnytte nettet godt. Vi har mange systemvern som kobler ut magasinkraftverk eller større industriforbruk ved feil eller overlast på linjer, noe som øker overføringskapasiteten betydelig. I tillegg har vi praksis for å gjøre omkoblinger i nettet for å unngå flaskehalsar i perioder med høyt produksjonsønske.

Det er et stort utkoblingsbehov, både for å gjennomføre vedlikehold og nye nettinvesteringer. I transmisjonsnettet kan utkoblinger redusere handelskapasiteten og/eller driftssikkerheten, og det kan være nødvendig å koble ut forbruk for å gjennomføre utkoblingen. Tidlig innmelding av driftsstanser, samt god planlegging og koordinering er avgjørende for å begrense konsekvensene og kostnadene av utkoblinger. Statnett koordinerer nødvendige utkoblinger for å opprettholde sikker og effektiv drift, og tilstreber å tilpasse virkemiddelbruken ut fra hva som er mest effektivt for samfunnet. I tillegg til å bruke fleksibilitet og systemvern, kan også koblingsbildene justeres for å tilrettelegge for driftsstanser. Koblingsbildet er beskrivelsen av hvilke deler av nettet som henger sammen.

### **2.3 Behov for løsninger som ivaretar egenskaper ved kraftsystemet**

Endringene i kraftsystemet utfordrer viktige egenskaper som frekvenskvalitet, spenningskvalitet og stabilitet. Dette gjør det nødvendig å utvikle nye løsninger for å ivareta sikker drift.

#### **De nordiske TSOene jobber for å forbedre frekvenskvaliteten**

Frekvensen er en indikator på robustheten til kraftsystemet, og den er 50,0 hertz ved sikker og stabil drift. Endring i frekvensen indikerer en ubalanse i systemet og økt sårbarhet for hendelser. Ettersom det nordiske synkronområdet har felles frekvens, må løsninger utvikles i fellesskap.

Vannkraft- og kjernekraftproduksjon sørger i dag for roterende masse i synkronsystemet. Ved feil i produksjon eller import, motvirker den roterende massen raske frekvensfall og vi sier at den gir kraftsystemet nødvendig treghet eller inertia. Stadig oftere forsyner vindkraftproduksjon og import store deler av forbruket. For å ivareta driftssikkerheten også i slike situasjoner, har de nordiske TSOene sett at raske frekvensreserver er et rimelig og effektivt verktøy for å redusere raske frekvensfall ved feil og hindre frekvensstyrt forbruksfrakobling.

Frekvenskvaliteten har ikke vært så god som ønskelig det siste tiåret, blant annet som følge av mer uregulerbar produksjon og økt utvekslingskapasitet. TSOene i Norden har satt i gang flere tiltak for å forbedre frekvenskvaliteten, blant annet økt anskaffelse av aFRR. Også innføringen av Nordisk Balanseringsmodell (NBM) skal bedre frekvenskvaliteten.

### **Spenningskvaliteten må forbedres lokalt**

Spenningskvaliteten er viktig for å begrense overføringstap og opprettholde forventet levetid for komponenter i nettet. Spenningskvaliteten kan forringes som følge av raskere og større flytendringer og tilknytning av uforutsigbar kraftproduksjon på lavere nettnivå.

Spenningskvaliteten varierer mellom områdene og ivaretas normalt mest effektivt ved lokale tiltak. Reaktive bidrag fra kraftverk og netteierens egne reaktive komponenter skal sammen sørge for tilfredsstillende spenningskvalitet. Statnett erfarer at det reaktive bidraget fra kraftverkene ikke alltid er som forutsatt som følge av feil eller manglende innstillinger. Det samme har vært tilfelle for Statnett sine egne reaktive komponenter.

For å bøte på dette gjennomgår vi alle Statnetts reaktive komponenter og spenningsregulatorer på generatorer større enn 100 MVA i sør og 50 MVA i nord. I tillegg vil vi innføre løsninger for å verifisere faktisk respons og leveranser fra produksjonsapparatet. Til sammen skal dette være et viktig bidrag for å oppnå en ønsket spenningskvalitet.

Det er den enkelte netteiers ansvar å ivareta spenningsregulering i eget nett, som omtalt i RMEs rapport 7/2020 om driftskoordinering i kraftsystemet. Nettselskaper har uttrykt at praksis knyttet til spenning og reaktive forhold er uklar, og RME har derfor signalisert at de i regelverk vil presisere nettselskapenes ansvar for å samordne spenningsreguleringen. Som nettselskap vil Statnett i nye nettavtaler fra 2022 fastlegge rammer for reaktiv utveksling og bidrag hos våre kunder.

### **Vi forventer flere dynamiske hendelser**

Flere kabler, mer uregulerbar produksjon og mer kraftelektronikk vil føre til at dynamiske hendelser i nettet skjer oftere. Dynamiske hendelser er når det skjer svært raske endringer i frekvens, spenning eller effekt. Normalt blir de raskt dempet, men det kan forekomme at de vedvarer og gir uforståelig systemrespons, og også øker. Det kan føre til feil eller ødeleggelse av flere anlegg innenfor et større område.

## **2.4 Nettselskapenes operative utfordringer øker**

Store deler av det nye forbruket og produksjonen knyttes til i regional- og distribusjonsnettet. Dette medfører økte driftsutfordringer, både når det gjelder flaskehalshåndtering og spenningsregulering. For å løse utfordringene vil nettselskapene trenge fleksibilitet i produksjon og forbruk, bedre samhandling i den daglige nettdriften samt bedre operative verktøy. I tillegg stiller EUs nettkoder og retningslinjer krav til selskap som vil fylle en DSO-rolle<sup>1</sup>. Blant annet beskrives gjensidige plikter og rettigheter for utveksling av informasjon som de ulike systemoperatørene er avhengige av for å løse oppgavene sine.

<sup>1</sup> Begrepet DSO-rolle benyttes i ulike sammenhenger uten at det har en konkret og omforent definisjon. I Europa brukes DSO i stor grad synonymt med distribusjonsnettselskap.

### **Nettselskapenes rolle i kraftsystemet er i endring**

Rollen for netteiere på spenningsnivå under transmisijsnettene er i endring og vil påvirke hvordan kraftsystemet driftes. Endringene kommer som følge av den fysiske utviklingen i kraftsystemet og forventninger om at forbrukerfleksibilitet, distribuert produksjon og digitale løsninger vil skape nye muligheter for økt styring og bedre utnyttelse av nettet.

Nye rammer og regelverk for DSOene er under utvikling, både innenfor EU og i Norge. Statnett mener at DSOene bør gis en tydeligere rolle for drift og utvikling av systemet i sitt område. Samtidig må praktiske og prinsipielle spørsmål avklares, for eksempel hvilke verktøy som kan brukes for å oppfylle rollen.

### **Mange av de fremtidige løsningene må utvikles i fellesskap**

Behovet for samhandling i den daglige nettdriften blir større når nettselskapenes utfordringer vokser i omfang og kompleksitet. Aktørenes handlinger vil i økende grad påvirke hverandre, på tvers av nettnivå. Det vil bli mer bruk av avtaler mellom nettselskap, og mellom nettselskap og -kunder, samt en tydeligere regulering av nettselskapenes rettigheter og plikter.

Nettselskapene vil ha behov for bedre analyser, basert på data i eget og tilstøtende nett, samt nye analyseverktøy. Bransjen skal gjennom en digital endringsprosess, hvor plattformer og bransjefelles løsninger for deling av data og samhandling vil være sentralt. Dette er blant annet tema i DIGIN, et bransjeinitiativ der Statnett og nettselskaper jobber sammen om å utvikle felles løsninger og informasjonsmodeller for bedre dataflyt.

Fremover forventer vi at distribuert fleksibilitet i økende grad vil bidra med systemtjenester til både DSO og TSO, samt til energimarkedet. Fremtidens løsninger må derfor være mer integrert enn dagens, og vi må jobbe tett sammen for å utvikle dem. Målet er å bruke fleksibiliteten der den til enhver tid har størst verdi.

En rekke prosjekter, både i Norge og internasjonalt, utforsker forskjellige måter å utnytte fleksibilitet fra produksjon, forbruk og batterier. Mye er organisert som forskning og utvikling, og innfallsvinkelen er gjerne hvordan ny teknologi kan tilgjengeliggjøre fleksibilitet på lavere nettnivåer og aggregere det inn i fleksibilitetsmarked(er). I dette arbeidet er Statnett opptatt av at driftssikkerheten må ivaretas på tvers av nettnivå og at aktørene får riktige insentiver.

## **2.5 Felles regelverk vil sørge for en koordinert utvikling i Europa**

Det norske og nordiske kraftmarkedet er en integrert del av det europeiske kraftmarkedet. Det er av stor verdi både for forsyningssikkerheten og for markedsaktørene, som kan kjøpe og selge energi og reserver i et større marked. Et felles kraftmarked forutsetter felles regelverk, og dette fører med seg nye prosesser og detaljerte krav.

### **TSOene konkretiserer metoder og implementerer nye løsninger**

Utviklingen av det felles kraftmarkedet drives frem av «pakker» med regelverk, organisert i kommisjonsforordninger, eller såkalte bindende retningslinjer. EU vedtok tredje energi-markedspakke i 2009, Ren Energi-pakken («Clean Energy Package») i 2019, og arbeider nå med Klar for 55 («Fit for 55»), som skal legge til rette for 55 prosent utslippskutt innen 2030. Stortinget ga sin tilslutning til å inkludere tredje pakke i EØS i 2018. Øvrig regelverk ikke er inkludert i EØS, og er dermed ikke innført i Norge ennå.

Hensikten med regelverket er å pålegge primært TSOene, men også andre aktører, en koordinert utvikling av kraftsystemet. Det settes tidsfrister for når forskjellige løsninger skal være etablert. Først utarbeider TSOene metoder, som er en detaljering av regelverket. Metodene må utvikles innenfor rammene gitt av regelverket, hovedsakelig skrevet for det kontinentale kraftsystemet med store, sentrale produksjonsenheter og få flaskehalsar.

TSOene leverer omforente metodeforslag til godkjenning hos sin regulator, som i Norge er Reguleringsmyndigheten for energi (RME). Vedtatte metoder setter rammer for hva slags løsning som kan utvikles. Noen løsninger utvikler vi nasjonalt, noen innenfor synkronsystemet, mens andre krever europeisk samarbeid.

Metoder og løsninger bygger på detaljerte definisjoner og felles prosesser. Det gir forutsigbarhet og er helt nødvendig for å koordinere mange aktører og sikre felles løsninger. Samtidig er det utfordrende fordi kraftsystemene er bygd opp forskjellig og fordi løsninger kan påvirke fordelingen av store verdier.

Detaljeringsgraden krever tett oppfølging av og gode fagkunnskaper hos TSO, regulator og aktørene for å forstå konsekvensene av å innføre dem og behovet for nødvendige justeringer. Det fører også til at prosessene og utviklingen tar lenger tid og at vi må bruke flere ressurser på deltakelse i det europeiske arbeidet med å utforme nytt regelverk og metoder for å ivareta særnorske forhold og norske interesser.

#### **Fire kommisjonsforordninger ble tatt inn i norsk rett sommeren 2021**

Stortinget har innlemmet fire kommisjonsforordninger fra EUs tredje energimarkedspakke i norsk rett fra 1. august 2021. De fire forordningene er

- Forordning om langsiktig kapasitetstildeling (FCA) som regulerer forhold knyttet til langsiktig kapasitetsallokering og prissikringsmuligheter. Den stiller blant annet krav til beregning av langsiktig kapasitet.
- Forordning om kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering (CACM) som regulerer hvordan TSO skal håndtere flaskehalsar i transmisjonsnettet. Den stiller blant annet krav til europeiske energimarkeder.
- Forordning om balansering av elektrisk kraft (EBGL) som regulerer markeder for balansetjenester og balanseavregning. Den stiller blant annet krav om europeiske markeder for reserver.
- Forordning om drift av transmisjonsnettet for elektrisk kraft (SOGL) som regulerer driften av kraftsystemet, hovedsakelig på tvers av landegrensene. Den stiller blant annet krav til planlegging og koordinering av driften.

I tråd med forordningene leverer Statnett metodeforslag til godkjenning hos RME, som åpner for innspill fra aktører før metodene formelt blir vedtatt. Etter at norske aktører har fått mulighet til å komme med innspill på anvendelsen av metodene, vil RME fatte enkeltvedtak.

De fire forordningene er hovedsakelig knyttet til internasjonale forhold, mens det eksisterende nasjonale regelverket legger vekt på nasjonale forhold. I enkelte tilfeller kan det imidlertid være overlapp mellom det nye og det eksisterende regelverket. Det innebærer at praktiseringen av regelverket, bl.a. Forskrift om systemansvaret og Statnetts retnings-

linjer for utøvelse av systemansvaret, må tilpasses, og det kan også være behov for noen justeringer for at det eksisterende regelverket skal harmonere bedre med forordningene.

Det nye regelverket innfører endringer i hvordan Statnett samhandler med nettselskaper og andre aktører. Forordningene legger opp til økt bruk av avtaler, formelt samarbeid og koordinering. Dette vil føre til at mange av de uformelle foraene vi har med bransjen i dag gradvis suppleres med formelle høringsrunder. Også nasjonale prosesser har blitt mer formaliserte, for eksempel gjennom innføring av krav til utarbeidelse av retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret, som skal høres med bransjen og godkjennes av RME.

Kravet til transparens er gjennomgående i de nye forordningene. Det skal sikre at markedsaktørene får informasjonen til å ta samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk effektive beslutninger om produksjon, forbruk, vedlikehold, investering og nedlegging. I tillegg skal det sikre tillit til institusjoner og prisdannelse. Kravene innfris ved publisering av data, markedsovervåkning og forbud mot innsidehandel og markedsmanipulasjon.

#### **Regelverk for havvind under utvikling**

EU utvikler nå et rammeverk for regulering av offshore nett, hybrider og tilhørende handel, og dette regelverket vil få betydning for driften av et kraftnett til havs også i Norge. I Stortingsmeldingen Energi til arbeid (Meld. St. 36 (2020–2021)) pekte myndighetene på Statnett som kommende systemansvarlig til havs. Dette gir oss en mulighet til å se drift og balansering på land og til havs i sammenheng, og det tydeliggjør Statnetts ansvar. Vi kommer derfor til å ha en aktiv deltagelse i det europeiske arbeidet for å påvirke at utformingen av løsningene også skal tilfredsstillende norske interesser.

# 3 Fremtidens systemdrifts- og markedsløsninger

Driften av kraftsystemet i nullutslippssamfunnet vil være helt annerledes enn i dag, og dette krever nye løsninger. Vi har startet på et stort løft, og er i gang med å implementere nye løsninger. Når løsningene er tatt i bruk, skal vi videreutvikle og optimalisere dem. I så måte forventer vi at hele dette tiåret vil gå med til å bygge nye systemdrifts- og markedsløsninger. Formål med tiltakene er:

- Et mer effektivt kraftmarked og økt samfunnsnytte.
- Ivareta høy driftssikkerhet og handelskapasitet i det grønne kraftsystemet.
- Automatisering av arbeidsprosesser, deling av data og datadrevne beslutninger.
- God driftskoordinering med andre TSOer, nettselskaper, produsenter og forbrukere.
- Gode løsninger for havnettet.

## 3.1 Vi jobber på mange områder i parallell og planlegger mot 2030

SMUP 2022-2030 inkluderer Statnetts veikart for tiltak innen systemdrifts- og markedsutvikling, og er organisert i fem innsatsområder, der hvert innsatsområde består av flere beslektede tiltak. Innsatsområdene er:

- «Markedet nærmere fysikken» – utvikle energimarkeder og handelsløsninger som i større grad tar hensyn til de fysiske lovene i kraftsystemet.
- Effektiv bruk av fleksibilitet, både i balanseringen og for å sikre god nettutnyttelse.
- Automatisering og digitalisering av systemdriften.
- Bedre driftskoordinering – nasjonalt og nordisk.
- Havnett – markedsløsninger, funksjonalitet og tilknytninger til landnettet.

### Ny balanseringsmodell er en bærebjelke i omstillingen

Den nye nordiske balanseringsmodellen (NBM) representerer en stor endring i systemdrifts- og markedsløsningene. Vi endrer måten Norden balanseres på – fra å balansere hele regionen under ett, til å balansere hvert enkelt budområde for seg og utveksle reserver mellom budområdene. Dette skal trygge systemsikkerheten i Norden, sikre markedseffektivitet og gjøre det mulig å integrere det nordiske balansemarkedet med resten av Europa. I NBM skall vi:

- Sørge for tilstrekkelig mengde aFRR og mFRR på riktig sted i kraftsystemet til alle tider. Det inkluderer blant annet hvor mye reserver som skal kjøpes inn, utvikling av nordiske kapasitetsmarkeder og reservering av overføringskapasitet i det markedet der det har størst verdi.
- Automatisere for å håndtere det fortløpende behovet for aktivering av aFRR og mFRR. Det inkluderer utvikling av ubalanseprognoser, elektronisk aktivering av mFRR, optimalisert budvalg, områdebasert aktivering og netting, og automatisk prisberegning.

- Etablere 15 minutters oppgjørstid og 15 minutters handelsperiode i balansemarkeder, samt 15 minutters tidsoppløsning på døgn- og intradag-markedene.
- Implementere nye nordiske regler for prising av ubalanser og prising av balanseenergi som utveksles mellom TSOer.
- Sikre nordisk og europeisk markedsintegrasjon, samt etablere nordisk marked for aFRR- og mFRR-kapasitet.

NBM er organisert som et nordisk program og omfatter flere prosjekter. Programmet har i tillegg koblinger til prosjekter som flytbasert kapasitetsfastsettelse og den nordiske driftskoordineringen (RCC). På mange måter er NBM starten på et omfattende automatiseringsarbeid innen systemdriften, der det blir essensielt å ivareta sammenhengene og sikre konsistens mellom løsningene.

#### Veikartet angir sentrale milepæler mot 2030

I første halvdel av tiåret legger vi særlig vekt på utviklingsarbeid innen balansering, kapasitetsallokering og tidsoppløsning i markedene. Vi gjør den første bolken med automatisering i transmisjonsnett, men fremover skal vi sørge for et effektivt samspill også med regional- og distribusjonsnett, og etter hvert også det nye havnettet.

**Figur 4**

Veikart for utvikling av systemdrift- og markedsløsninger. Tidsplanen kan bli justert. Kontinuerlig forbedringsarbeid i eksisterende løsninger er ikke inkludert i veikartet.

Veikartet i figur 4 er vårt beste anslag, men kompleksiteten i arbeidet og avhengigheter mellom prosjektene kan endre tidsplanen. Fremdriften påvirkes dessuten av at mye av utviklingen foregår i nordiske og europeiske prosjekter, noe som krever enighet og koordinert utvikling – også med regulator.

	2022	2023	2024	2025-2030	
<b>Videreutvikle handelsløsninger</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Mothandelsløsning for NSL</li> </ul> <p><b>Figur 3</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Flytbasert markedsklarering i spotmarkedet</li> <li>◆ 15 min tidsoppløsning for mFRR</li> <li>◆ 15 min tidsoppløsning i intradagmarkedet</li> <li>◆ 15 min avregningsperiode</li> <li>◆ Intradagauksjoner</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Flytbasert markedsklarering i intradag</li> <li>◆ 15 min tidsoppløsning i spotmarkedet</li> <li>● Intradagløsning for NSL</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Kapasitetsmarked for reserver på kablene</li> <li>● Handelsløsning for reserver for NSL</li> </ul>	<p><b>Ambisjon og målsetting</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ivareta høy driftssikkerhet og handelskapasitet i det grønne kraftsystemet.</li> <li>• Markedsdesign for å fremme verdiskaping og effektiv utnyttelse av ressursene.</li> <li>• Automatisering av arbeidsprosesser, deling av data og datadrevne beslutninger.</li> <li>• God driftskoordinering med andre TSOer, nettselskaper, produsenter og forbrukere.</li> <li>• Gode løsninger for havnettet.</li> </ul>
<b>Effektiv bruk av fleksibilitet</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Nordisk kapasitetsmarked for aFRR</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 1 MW budstørrelse for mFRR</li> <li>■ Nordisk kapasitetsmarked for manuelle reserver</li> <li>● Skille tjenestetilbydere og balanseransvarlig (BSP- og BRP-rollen)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Tilknytning til europeiske balanseplattformer (MARI og PICASSO)</li> <li>● Uavhengig aggregering av raske reserver (FFR, FCR-D)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Uavhengig aggregering for alle produkter</li> <li>◆ Fleksregister</li> <li>● Verifisering av leveranser</li> </ul>	
<b>Automatisere systemdriften</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Automatisert balansering ved mFRR</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>● Bruk av dynamisk kapasitetsfastsettelse i driftsplanlegging og tilknytningssaker</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Automatiserte systemvern</li> <li>◆ Probabilistiske driftskriterier</li> </ul>	
<b>Bedre driftskoordinering</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Etablere funksjonalitet og tjenester for nordisk driftskoordinering</li> <li>◆ Etablere Regional Coordination Centre (RCC)</li> <li>● Områdeplaner for tilknytning, driftskoordinering og fleksibilitet</li> </ul>				
<b>Havvind</b>				<ul style="list-style-type: none"> <li>● Drift- og markedsløsninger for tilknytning av havvind</li> </ul>	



Nye løsninger forutsetter samarbeid med bransjen. For at tiltakene i SMUP skal lykkes, er det nødvendig at både netteiere, produsenter og forbruksaktører også utvikler sine systemer og prosesser. I tillegg skal Statnett dele informasjon som påvirker beslutninger og utvikling for aktørene så tidlig som mulig, og med nødvendig grad av detaljering.

### 3.2 Store endringer krever et felles løft

Statnetts arbeid med utvikling av systemdrifts- og markedsløsninger vil intensiveres de kommende årene. Dette øker behovet for samarbeid med andre nettnivåer og land, med produsenter, store og små forbrukere, myndigheter og andre kunder og interessenter. Vi informerer og involverer bransjen i større og mindre fora, bilaterale møter, referansegrupper for prosjekter og andre tiltak og i felles piloter og samarbeidsprosjekter.

Vi har gode erfaringer fra samarbeid med bransjen, og opplever nyttige diskusjoner og verdifulle innspill. Dialogen med bransjen er et område vi har jobbet for å bli bedre på de siste årene, og som vi har ambisjoner om å utvikle videre i årene som kommer. På slutten av hvert år har vi et møte med representanter fra bransjen der vi gjennomgår hvordan samarbeidet har vært og diskuterer hvordan vi skal bli bedre i året som kommer.

Utviklingsløpet som beskrives i SMUP forutsetter at netteiere, produsenter, forbrukere og andre aktører må utvikle sine systemer og prosesser for å tilpasse seg endrede funksjonskrav og spesifikasjoner, samt prekvalifisering og deltakelse i markedene. Mange av løsningene vi jobber med kan vi ikke realisere uten at bransjen også bidrar. Det er derfor viktig med en god dialog helt fra konseptstadiet.

Tiltakene i SMUP er samfunnsøkonomisk lønnsomme. NBM, inkludert finere tidsoppløsning, og flytbasert markedskobling, gir til sammen en nettoverdi på over 3 milliarder kroner for det norske samfunnet. I tillegg er de nødvendige for å realisere nullutslipps-samfunnet og oppfylle norsk lov.

Viktige gevinster fra innsatsområdene er:

- **Handelsløsninger:** Økt handelskapasitet, flere markedsløsninger og finere tidsoppløsning i energi- og balansemarkedene.
- **Fleksibilitet:** Større marked, standardiserte produkter, økt innkjøp av reserver og enklere markedstilgang.
- **Digitalisering og automatisering:** En nødvendig utvikling for å drifte det grønne kraftsystemet sikkert og effektivt.
- **Driftskoordinering:** Økt system- og nettutnyttelse gjennom bedre datautveksling, koordinering og samarbeid nordisk og nasjonalt.
- **Hav:** En tett dialog med aktører og myndigheter og en tydelig stemme i det europeiske arbeidet for å sikre effektive løsninger og nasjonale interesser.

I SMUP er tiltakene overordnet beskrevet for å vise den langsiktige og strategiske retningen. For mer informasjon om de enkelte tiltakene, se Statnetts Tiltaksplan fra desember 2021.

### 3.3 «Markedet nærmere fysikken»

Energimarkeder og handelsløsninger som i større grad tar hensyn til de fysiske egenskapene i kraftsystemet, gir mer effektiv utnyttelse av overføringskapasiteten og riktigere prissignaler. Samtidig skal energimarkedene sikre at kraftsystemet er mest mulig i balanse ved inngangen til driften. Viktige grep som gjøres frem til 2025 er å innføre flytbasert markedskobling og finere tidsoppløsning i markedene.

	2022	2023	2024	2025-2030
<b>Videreutvikle handelsløsninger</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mothandelsløsning for NSL</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Flytbasert markedsklarering i spotmarkedet</li> <li>◆ 15 min tidsoppløsning for mFRR</li> <li>◆ 15 min tidsoppløsning i intradagmarkedet</li> <li>◆ 15 min avregningsperiode</li> <li>◆ Intradagauksjoner</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Flytbasert markedsklarering i intradag</li> <li>◆ 15 min tidsoppløsning i spotmarkedet</li> <li>• Intradagløsning for NSL</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kapasitetsmarked for reserver på kablene</li> <li>• Handelsløsning for reserver for NSL</li> </ul>

#### Flytbasert markedskobling for døgnet og for intradag

I dag beregner driftssentralene hvor mye kraft som kan handles mellom to budområder i hver time, basert på forventet geografisk produksjonsfordeling. Ved flytbasert markedskobling beregner systemansvarlig et mulighetsrom for handelskapasiteten, mens endelig kapasitetsutnyttelse fastsettes samtidig med markedsklareringen. Dette gir en samfunnsøkonomisk gevinst fordi både transmisjonsnett og produksjonsressursene utnyttes bedre. Flytbasert markedskobling vil gi større samsvar mellom markedsflyt og fysisk flyt, og vil gi en bedre utnyttelse av den fysiske nettkapasiteten.

De nordiske TSOene er i gang med en parallellkjøring av flytbasert markedsløsning og vil gjøre resultatene tilgjengelig for eksterne aktører tidlig i 2022. Eksisterende metode for fastsettelse av handelskapasitet skal videreføres parallelt med simuleringene av den nye løsningen. Flytbasert markedskobling skal etter planen erstatte dagens løsning når kvalitetskriteriene er oppfylt, tidligst etter ett år med ekstern parallellkjøring.

#### Finere tidsoppløsning i markedene

Finere tidsoppløsning i markedene er viktig for å redusere og håndtere ubalansene i driften. I Norden skal det derfor innføres 15 minutters tidsoppløsning i energi- og balansemarkedene samt 15 minutters avregningsperiode. Finere tidsoppløsning gir samfunnsøkonomiske gevinster ved at mindre reserver aktiveres, og dermed frigjør dem til alternativ bruk. I tillegg øker verdien av norsk fleksibilitet med tilgang til europeiske markeder, som har 15 minutters oppløsning. 15 minutters handel er planlagt innført november 2022 for manuelle reserver, mai 2023 for intradagmarkedet og 2024 for døgnet.

#### Endret ubalanseavregning

Effektive prisingsprinsipper og insentiver i balansemarkedene bidrar til effektiv konkurranse og reduserte ubalanser. I Norden pågår arbeidet med å utvikle en ny nordisk ubalanseavregning, hvor vi 1.11.2021 innførte ny oppgjørsmoell med én posisjon og

én pris for ubalanser. Videre skal vi innføre ubalanseavregning med 15 minutters oppløsning, noe som blant annet vil øke aktørenes insentiver til å holde balansen gjennom timen, samt sikre løsninger som er innenfor rammene gitt av regelverket for balansering. Harmonisering av ubalanseoppgjøret vil også gi likere vilkår for aktørene i Europa. Tiltaket gjennomføres i tett samarbeid med de øvrige nordiske TSOene, og ubalanseavregning på 15 min er planlagt innført mai 2023 i Norden som en del av NBM.

#### **Mer effektiv ramping på mellomlandsforbindelsene**

Rampingrestriksjoner er praktisert i Norden i mange år som et verktøy for å unngå for store ubalanser rundt timeskift. For å ivareta driftssikkerheten vil det fortsatt være nødvendig å ha begrensninger på hvor store og raske flytendringer som kan tillates. Med gjeldende rampingregler tar det mange timer å endre kraftflyten fra full import til full eksport. Finere tidsoppløsning i energimarkedene legger til rette for å endre kraftflyten på HVDC-forbindelsene gjennom hele timen, i stedet for 20 minutter rundt timeskift som i dag. Vi vil dermed kunne øke volumet som kan endres fra en time til den neste uten at ubalansene øker. De nordiske TSOene vil vurdere konsekvensene av innføring av 15 minutters tidsoppløsning med hensyn til rampingrestriksjoner på HVDC-forbindelser i løpet av 2022.

#### **Intradag-auksjoner for å redusere ubalanser og tilby flere handelsmuligheter**

Europeiske TSOer og kraftbørser skal innføre intradag-auksjoner for å tilrettelegge for kapasitetsprising i intradag-markedet. Disse auksjonene skal foregå i perioden etter auksjonen i døgnet og før driftstimen. Det skal være tre auksjoner i døgnet, henholdsvis kl. 15:00 og 22:00 dagen før driftsdøgnet samt kl. 10:00 i driftsdøgnet. I de to første auksjonene vil det være mulig å handle for hele det neste døgnet, mens det i den siste kan handles for de siste 12 timene i driftsdøgnet.

Intradag-auksjoner gjør det enklere for små aktører å delta, sammenlignet med kontinuerlig intradaghandel. Handelen skjer på bestemte tidspunkt, og prisdannelsen skjer samtidig for alle. Hvilke produkter som blir tilgjengelig i intradagauksjonene er ikke klart, men det blir færre og mer standardiserte produkter enn i døgnetmarkedet. Det legges til rette for handel med 15 minutters produkter fra oppstart, planlagt til slutten av 2023.

#### **Flere handelsløsninger på North Sea Link**

NSL ble satt i drift i 2021 med en spotauksjon day-ahead som bestemmer flyten neste døgn. Det er i øyeblikket ikke virkemidler for systemoperatørene til å endre flyten på forbindelsen dersom driftssituasjonen skulle endre seg frem mot driftstimen. Statnett og den engelske motparten, National Grid, er enige om å utvikle og implementere en mothandelsløsning for NSL i løpet av 2022. Både Statnett og National Grid ønsker desuten å innføre intradag-auksjoner på NSL for å få mer fleksibilitet i kapasitetsfastsettelsen på forbindelsen, og for å kunne justere flyten nærmere driftstimen. Dette ligger noe lenger frem i tid.

Videre har RME som del av handelskonsesjonen bedt Statnett om å utrede flere børser i NSL-auksjonen. Det kan senere komme krav om å implementere en slik løsning hvis det vil fortsette å være separat auksjon for NSL over tid. På lenger sikt kan det bli aktuelt å etablere handel med systemtjenester over NSL.

### Andre oppgaver mot 2030

I 2021 ble det startet en prosess for å vurdere budområdene i hele Europa. I Norden gjøres dette av de nordiske TSOene i samarbeid. Ved hjelp av simuleringer og analyser undersøker vi om det finnes andre måter å arrangere budområdene på, for at flaskehalsbehandlingen skal bli mer effektiv. Planen er å gjenta studien hvert andre år.

Videre utvikling av markedsløsninger skjer i stor grad gjennom europeiske prosesser og påvirkes av felles regelverk. Eksempelvis kan det komme krav om å tilrettelegge for kooptimalisering av energi- og balansemarkedene for å sikre at ressursene i større grad allokeres til tidshorisoner der den forventede verdien er størst. Videre kan det bli krav om å dokumentere og følge opp at 70 % av overføringskapasiteten gjøres tilgjengelig for utveksling med utlandet. Selv om dette i stor grad er tilfellet allerede, kan likevel implementeringen være utfordrende.

Det er også nødvendig at aktørene i kraftmarkedet har mulighet til å sikre seg finansielt. I dag tilbyr børsene terminkontrakter, men det kan være behov for også andre pris-sikringsmuligheter. Ett alternativ er å innføre såkalte langsiktige transmisjonsrettigheter (LTTR). Da kan Statnett få i oppgave av RME å selge retten til å overføre kraft på kabelforbindelsene og eventuelt også på alle budområdegrensene, der prisforskjell vil gi eieren av transmisjonsrettigheten en inntekt tilsvarende flaskehalsinntekten. RME vurderer også andre muligheter for å tilrettelegge for bedre prissikring og er ansvarlig for å initiere eventuelt videre arbeid.

Mens vi i dag ser konturene av fremtidens kraftsystem, vil vi ha bedre innsikt og forståelse når vi kommer midt ut i tiåret. Det er blant annet usikkert hvor godt løsningsene vi utvikler i dag vil fungere med svært mye fornybar produksjon. Det kan bli aktuelt å vurdere enda finere oppløsning av markedene, enten ved å flytte markedsklareringen nærmere driften, innføre fem minutters markedsopløsning og/eller dele inn i flere budområder enn det vi har i dag. Internasjonalt gjøres det mye arbeid for å effektivisere dagens markedsløsninger, og det blir blant annet sett på hybride løsninger som kombinerer dagens budområdeløsning med en nodemodell. Statnett har også gjennomført FoU-arbeid som ser på alternative løsninger til dagens sonemodell for å håndtere flaskehals i nettet.

### 3.4 Bruk av fleksibilitet i balanseringen og for å bedre nettutnyttelsen

Frem til 2030 vil vi utvikle støttesystem og prosesser for å sikre effektiv bruk av fleksibilitet for planlegging, balansering og drift både hos Statnett og øvrige nettselskap. Løsningene skal ivareta sikker drift og tilrettelegge for økt markedsdeltagelse og riktige oppgjør.

	2022	2023	2024	2025-2030
<b>Effektiv bruk av fleksibilitet</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Nordisk kapasitetsmarked for aFRR</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 1 MW budstørrelse for mFRR</li> <li>■ Nordisk kapasitetsmarked for manuelle reserver</li> <li>● Skille tjenestetilbyder og balanseransvarlig (BSP- og BRP-rollen)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Tilknytning til europeiske balanseplattformer (MARI og PICASSO)</li> <li>● Uavhengig aggregering av raske reserver (FFR, FCR-D)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Uavhengig aggregering for alle produkter</li> <li>◆ Fleksregister</li> <li>● Verifisering av leveranser</li> </ul>

### Vi utvikler reserveproduktene

Reserver blir enda viktigere fremover for å håndtere endringene i kraftsystemet, og de nærmeste årene skal vi gjøre flere viktige endringer:

- Innføre nye raske frekvensreserver, FFR.
- Justere spesifikasjonene for FCR.
- Endre prosessen og markedsløsningene for anskaffelse og bruk av aFRR og mFRR.
- Tilpasse kravene til dimensjonering av reserver med tanke på volum og fordeling mellom budområder. Vi forventer økte krav til både aFRR- og mFRR-volum.

I tillegg har vi forslag om å opprette et nytt opsjonsmarked for driftsforstyrrelsesreserver.

Figur 5 sammenfatter viktige endringer for reserveproduktene som blir omtalt i påfølgende tekst. For mer utfyllende informasjon henviser vi til Tiltaksplanen.

**Figur 5**

Oversikt over kommende endringer for reserveproduktene våre.

	Produkt	Prosess		
	Endring av produkt-spesifikasjoner	Prekvalifisering	Sikre kapasitet (kapasitetmarked)	Aktivere reserver (aktiveringsmarked)
FFR	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nytt nasjonalt kommersielt marked fra 2022</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pre-kvalifiseres i dag iht. felles nordiske tekniske krav</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anbudsprosess før sesongen: FFR Profil (natt og helg gjennom sesongen) og FFR Flex (armeres på bestilling)</li> <li>• Marginalpris</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ikke eget marked</li> <li>• Leverandørene får dekt evt. kostnader knyttet til aktivering (pay-as-bid)</li> </ul>
FCR	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nytt produkt FCR-D ned fra 2022</li> <li>• Nye tekniske spesifikasjoner for FCR-N, FCR-D opp og FCR-D ned</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pre-kvalifisering iht. nye nordiske krav i løpet av 2022</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Marked D-2 og D-1 for FCR-N, og marked for FCR-D opp/ned for D-2 og D-1 1la. 2022</li> <li>• Marginalpris.</li> <li>• Restleveranse (FCR ikke i markedet) med fast sats</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ikke eget marked</li> <li>• Aktivering skjer som følge av frekvensavvik</li> </ul>
aFRR	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 5 minutt maksimum aktiveringstid fra 2022</li> <li>• Aktiveringsbud og nye regler ifb. europeisk marked i 2024</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Har prekvalifisering i dag – må tilpasses SOGL</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nordisk marked fra 2022</li> <li>• Daglig oppkjøp dagen før (D-1)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Etablere aktiveringsmarked gjennom tilknytting til den europeiske Picasso-plattformen i 2024</li> </ul>
mFRR	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Innføring av standardprodukt iht. nye europeiske krav</li> <li>• Nye tekniske krav ifm. overgang til automatisert aktivering</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Må utvikle pre-kvalifisering iht. SO GL</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Daglig oppkjøp dagen før (D-1)</li> <li>• Etablere felles nordisk kapasitetsmarked (opp og ned) i 2023</li> <li>• Forslag om nytt marked for driftsforstyrrelsesreserver</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Etablere automatisert nordisk aktiveringsmarked i 2022</li> <li>• Tilknyttet europeisk plattform MARI i 2024</li> </ul>

### Ny hurtig frekvensreserve

Når uregulerbar kraftproduksjon og import på mellomlandsforbindelsene forsyner forbruket alene, utfordrer det systemdriften på flere måter. Ett eksempel er at det blir mindre roterende masse som typisk vann- og kjernekraftverk leverer, og som dermed reduserer kraftsystemets evne til å håndtere feil. Fra 2022 vil vi anskaffe en ny hurtig frekvensreserve for å ivareta driftssikkerheten når det er lite roterende masse i kraftsystemet.

### Nye spesifikasjoner og videreutvikling av FCR-markedet

Det er foreslått nye nordiske spesifikasjoner for primærreserver, FCR-N/D. Nye vilkår vil forbedre frekvenskvaliteten med hurtigere respons, samt redusere langsomme frekvenspendlinger i kraftsystemet. De nye spesifikasjonskravene for FCR vil testes i parallelle nordiske pilotprosjekter ut første kvartal i 2022. I løpet av 2022 vil TSOene fremme forslag om nye FCR-krav til sin regulator, som etter godkjenning vil lede til fullskala implementering.

Videre utvikles det en markedsløsning for FCR-D for nedregulering («FCR-D ned»). I dag er dimensjonerende feil i negativ retning i det nordiske kraftsystemet relativt lav (<1000 MW), og det har ikke vært nødvendig å sikre FCR-D for nedregulering som et eget produkt. Når de nye mellomlandsforbindelsene skal driftes med full kapasitet, vil negativ dimensjonerende hendelse øke til 1400 MW. Det blir derfor behov for å øke anskaffelsen av FCR-D for nedregulering. Implementering av marked og formell sikring av nasjonale forpliktelser er planlagt å starte i 2022.

### Figur 6

Utvikling av aFRR og mFRR gjøres både i kapasitets- og aktiveringsmarkedet.

### Nye prosesser og markedsløsninger for anskaffelse og bruk av aFRR og mFRR

	Kapasitetsmarked	Aktiveringsmarked
<b>aFRR</b>	<p>De nordiske TSOene vil i løpet av 2022 etablere et nordisk marked for innkjøp av reservekapasitet. De som stiller med reserver skal få betalt for å ha kapasiteten tilgjengelig, i tillegg til å bli kompensert dersom reserven faktisk blir brukt/aktivert.</p> <p>Kapasitet vil i begynnelsen anskaffes i de timene hvor frekvenskvaliteten forventes å være dårligst. Vi vil gradvis øke antall timer med kjøp av kapasitet.</p> <p>Når det er samfunnsøkonomisk lønnsomt, vil vi reservere overføringskapasitet for å tilrettelegge for utveksling av reserver.</p>	<p>Den europeiske markedsplattformen PICASSO er under utvikling, og Norden vil knytte seg til i 2024. PICASSO vil optimalisere aktivering av aFRR på tvers av landegrensler, basert på felles budlister, aktiveringsbehov i de enkelte budområdene og tilgjengelig overføringskapasitet. Dette betyr at vi går fra prorata aktivering til markedsbasert aktivering.</p> <p>Tilbyderne vil levere bud med energipris på samme måte som i dagens regulerkraftmarked. Budene vil aktiveres i prisrekkefølge når det er tilstrekkelig overføringskapasitet i nettet. Aktørene kan levere bud i aktiveringsmarkedet selv om de ikke har fått tilslag i kapasitetsmarkedet.</p>
<b>mFRR</b>	<p>De nordiske TSOene vil i løpet av 2023 etablere et felles marked for kjøp av reservekapasitet med tilhørende reservering av overføringskapasitet.</p> <p>I påvente av det nordiske markedet, innførte vi i april 2021 et marked for RKOM-ned. Det skyldes at vi erfarer stadig oftere situasjoner med mangel på mFRR nedreguleringsressurser, og forventer at det vil fortsette fremover.</p>	<p>I løpet av 2022 vil de nordiske TSOene etablere et felles aktiveringsmarked basert på NBM. TSOene bestemmer behovet i egne budområder etter en vurdering av hva som trengs for å holde planlagt balanse til enhver tid. Aktiveringen vil optimaliseres for alle områdene i en ny sentral funksjon.</p> <p>Den europeiske markedsplattformen MARI er under utvikling, og Norden vil knytte seg til i 2024.</p>

Felles europeiske markeder for aFRR og mFRR innebærer standardprodukter. De europeiske TSOene har foreslått et standardprodukt for aFRR med maksimal aktiveringstid på fem minutter, og et standardprodukt for mFRR med maksimal aktiveringstid på 12,5 minutter. Disse standardproduktene må innføres i Norge og Norden for at vi kan ta i bruk plattformene. Statnett og de øvrige nordiske TSOene deltar i utformingen av de europeiske markedsplattformene for å ivareta norske og nordiske forhold.

Statnett arbeider for at det skal være mulig å tilby den samme fleksibiliteten i markedet for både mFRR og aFRR, hvilket bidrar til en mer effektiv ressursutnyttelse. Dette forutsetter IT-utvikling slik at aktørene kan koble aktiveringsbud i de to markedene.

**Nytt opsjonsmarked for driftsforstyrrelsesreserver**

Når vi innfører et nytt mFRR aktiveringsmarked i Norden, vil det være en del reserver som ikke klarer å levere i henhold til de nye kravene. Det skyldes blant annet begrensninger i varighet og hviletid. Vi har derfor foreslått å opprette et nytt opsjonsmarked for driftsforstyrrelsesreserver, både for å beholde tilgangen til verdifulle volumer som deltar i reservemarkedene i dag og for å åpne for ny fleksibilitet som ikke oppfyller mFRR-kravene. Slike reserver vil være godt egnet til bruk ved driftsforstyrrelser.

Dersom forslaget får støtte av bransjen og godkjennes av RME, vil markedet vil fungere som et nasjonalt marked parallelt med dagens opsjonsmarked, også når vi innfører et nytt kapasitetsmarked for mFRR. Aktørene som deltar, vil få krav på seg til å legge inn aktiveringsbud og være tilgjengelige for aktivering.

**Nye løsninger for prekvalifisering, budgivning og verifisering av reserver**

Økt grad av automatisering av systemdriften fordrer strengere krav til at funksjonalitet knyttet til leveranse og kommunikasjon er som forutsatt. Statnett tar derfor sikte på å starte prekvalifisering av deltakere i balansemarkedene i 2022. Prekvalifisering innebærer at leverandører formelt må søke TSO om å delta i balansemarkedene, hvor leverandøren demonstrerer at egne enheter oppfyller tekniske krav for leveranse og krav til tilgjengelighet. Vi starter å prekvalifisere anlegg som skal by inn et nytt produkt, og fortsetter med anlegg som allerede deltar i markedene. Aktørene skal rekvalifiseres hvert femte år.

Det finnes allerede prekvalifiseringsprosesser for leverandører av FCR, FFR og aFRR. Disse skal vi videreutvikle, samt etablere en ny for mFRR. Én av oppgavene er å klargjøre hvordan nettselskapene skal involveres ved prekvalifisering av leverandører tilknyttet deres nett.

Tjenesteleverandør, eller Balancing Service Provider (BSP), er etter norsk lov innført som en ny rolle som skal levere bud i balansemarkedene. Statnett vil endre vilkårene for balansemarkedene for å ta hensyn til den nye rollen, og splitte opp oppgavene balanseansvarlig, Balance Responsible Party (BRP) har i dag. Endringene innebærer at

- Aktører må være prekvalifisert som leverandør av balansetjenester for å delta i balansemarkedene.
- Leverandører av balansetjenester kan tilby TSO sine tjenester direkte.
- Oppgjøret av kjøp og salg av balansetjenester kan gjøres direkte mot leverandør av balansetjenester.

Delingen i rollene balansetjenestetilbyder (BSP) og balanseansvarlig (BRP) vil være et bidrag til å øke deltakelsen fra nye typer fleksibilitet i reservemarkedene. I dag er det balanseansvarlig som er budgiver i våre reservemarkeder, mens det i fremtiden vil være balansetjenestetilbyderen som har denne rollen. På sikt kan rollene bli mer uavhengige av hverandre, noe som åpner for en større grad av aggregering av ressurser per bud.

Aggregering av ressurser blir viktig for å samle volum fra mindre forbrukere, men geografisk inndeling og begrensninger i nettet kan påvirke hvordan aggregeringen kan gjøres. For å aggregere trenger vi et fleksibilitetsregister, blant annet for å kunne korrigere den riktige balanseansvarlige aktørens ubalanse med aktiveringene gjort av balansetjenestetilbyderen. Oppsplitting av rollene og økt deltakelse fra nye typer fleksibilitet vil også medføre høyere krav til verifisering av leverte reserver og bruk av sanntidsdata.

### **Nye aktører og automatisering er en forutsetning for å øke volum i våre marked**

Reservemarkedene er åpne for produsenter og alle typer forbruk, men per i dag er det hovedsakelig industri og el-kjeler i varmesentraler som deltar fra forbrukssiden. Som et ledd i å øke tilgangen på fleksibilitet, ønsker vi å få inn nye tilbydere. Automatisering av bestillingsprosesser, kortere lengde på aktivering og mindre budkvantum er eksempler på tiltak som kan bidra til at flere mindre aktører kan delta.

Samtidig med innføring av 15 minutters avregning i regulerkraftmarkedet, vil det fra våren 2023 bli mulig å by inn ned til 1 MW i dette markedet. Det vil legge til rette for nye tilbydere, forretningsutvikling og digitalisering av fleksibilitetsløsninger uavhengig av nettnivå og tilknytningspunkt. Nyten av 1 MW som minste budkvantum er blant annet demonstrert i prosjektet eFleks, hvor elbiler og panelovner bidro til å balansere kraftsystemet. Innføringen av mindre budstørrelse er lagt til 2023 ettersom vi da har automatisert balanseringsfunksjonen, slik at det er håndterbart å bruke større mengder med mindre bud.

I dag byr produsenter inn bud i reservemarkedene og anmelder sine produksjonsplaner i definerte stasjonsgrupper. Vi vurderer nye krav til inndeling av stasjonsgrupper, og det er aktuelt å splitte noen av dagens stasjonsgrupper (som kan inneholde flere kraftanlegg og dekke store geografiske områder) for å lettere automatisere balanseringen. Målet er også å splitte opp dagens stasjonsgrupper i plan- og budobjekt, slik at bud i reservemarkedene kan tilbys på et mer aggregert nivå enn produksjonsplaner.

### **Muligheter for å øke tilgjengelig fleksibilitet**

I områder med lite reserver og stort forbruk, som i storbyområdene, er det i dag ikke mulig å overholde driftspolicy i deler av året. Økt automatisering av sluttforbruk for å respondere på prissignal samt ENØK-tiltak kan bidra, men det er i dag ikke så lokale prissignaler, og prissignaler gir heller ingen garanti for hvor mye forbruk som vil koble ut. Langvarige nettutkoblinger på grunn av vedlikehold, utbygging eller feil kan også gi behov for langsiktig tilgang på fleksibilitet. Vi må derfor ha mulighet til å anskaffe denne typen fleksibilitet særskilt, og er noe vi vil jobbe med i 2022.

Forbrukere kan tilpasse seg prissignalene enten ved å by inn fleksibilitet i et marked eller ved å justere strømforbruket med bruk av egen styringsautomatikk. Tydelige prissignaler er derfor viktig, og prissignalene fra energimarkedene kan forsterkes med tariffer. Statnett støtter RMEs vedtak om omlegging til effekttariff. Effekttarifiering vil gi insentiver til å redusere effekttopper i distribusjonsnettet. Vi forventer at dette vil redusere behovet for reguleringer i regional- og transmisjonsnettet og, over tid, også investeringsbehovet.

### **Flere FoU-prosjekter på tilgjengeliggjøring og bruk av fleksibilitet**

Flere nettselskaper vurderer muligheten til å bruke fleksibilitet for å håndtere utfordringer i nettet. Dette er ideen bak lokale fleksibilitetsmarkeder, der nettselskaper kan handle fleksibilitet fra lokale tilbydere. Statnett følger denne utviklingen nøye, både nasjonalt og internasjonalt, og samarbeider for eksempel med Agder, Glitre og Nodes i FoU-prosjektet Norflex. Der undersøker vi hvordan ressurser i lokale markeder kan sendes videre til våre balansemarkeder. Andre eksempler på prosjekter er iFleks, som tester om folk endrer strømvaner ut fra prisvariasjoner, og Nex2G, som skal se på hvordan parkerte elbiler på Gardermoen kan brukes som midlertidig energilager og samtidig styre energikrevende utstyr i næringsbygg. I tillegg er Statnett aktiv i forskningscenteret CINELDI, som omfatter en rekke prosjekter som forsker på fremtidens smarte energisystemer.



**Andre oppgaver mot 2030**

Også på dette området så forventer vi at behovene knyttet til bruk av fleksibilitet blir tydeligere mot midten av tiåret. Økt andel uregulerbar produksjon, automatisert balansering og tilknytning til europeiske handelsplattformer vil påvirke utformingen og prioriteringen av fremtidige oppgaver. En stor del av innsatsen forventer vi vil gå inn mot videreutvikling av reserver, for eksempel ved å tilpasse de tekniske kravene og vurdere dynamisk dimensjonering og kjøp av reserver.

**3.5 Digitalisering og automatisering av systemdriften**

Systemdriften opplever økt kompleksitet og hurtigere endringer. Dette vil vi håndtere gjennom å digitalisere og øke automatiseringen – i hele verdikjeden. Det viktigste tiltaket er etableringen av ny nordisk balanseringsmodell. Et annet viktig tiltak er automatisering av systemvern, som vil legge til rette for bedre nettutnyttelse. Tilsvarende vil utnyttelse av sanntids sensordata (temperaturmålinger, værdata, bakkeavstander, etc.) tilrettelegge for tilstandsbaserte kapasitetsgrenser ved at anleggsdeler kan utnyttes nærmere sine reelle kapasitetsgrenser.

	2022	2023	2024	2025-2030
<b>Automatisere systemdriften</b>	■ Automatisert balansering ved mFRR		● Bruk av dynamisk kapasitetsfastsettelse i driftsplanlegging og tilknytningssaker	● Automatiserte systemvern ◆ Probabilistiske driftskriterier

**Ny balanseringsmodell i Norden krever økt automatisering av systemdriften**

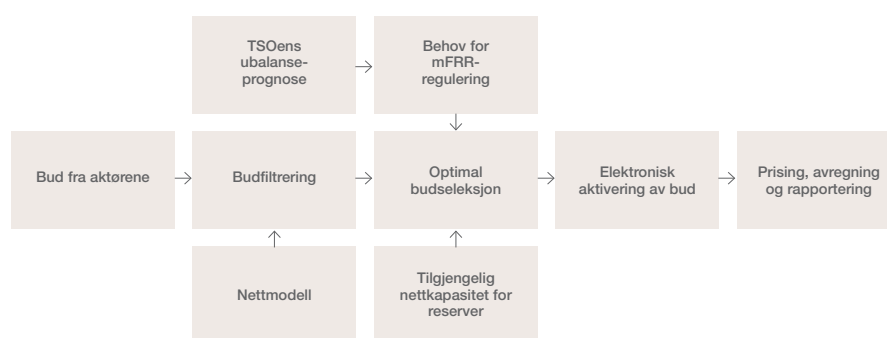
Raskere endringer i ubalansen og kortere markedsperioder gir behov for bedre beslutningsstøtte og å automatisere balanseringen og den operative flakehalshåndteringen. Å automatisere dagens manuelle balanseringsprosess krever en rekke endringer:

- Nye prognoser for ubalanse for hvert enkelt budområde de nærmeste timene, inklusiv forbruksprognose og vindkraftprognose.
- En filtrering av bud for å avklare hvilke som kan gi flaskehals, og markere disse som utilgjengelige for bruk.
- Optimal budutvelgelse. Alle mFRR-bestillingene fra alle områdene i Norden samt alle bud og tilgjengelig overføringskapasitet samles i en sentral optimalisering som finner de billigste budene å aktivere.
- Elektronisk bestilling av mFRR. TSOen sender alle bestillinger om aktivering elektronisk til leverandøren, BSP, med aktiveringsordren. Telefonaktivering vil ikke brukes lenger.

Den nye balanseringsprosessen er skissert i figur 7. Prosessen krever endringer i hvordan vi håndterer flaskehalsene, og et tydeligere skille mellom aktiveringene for flaskehalsbehandling og aktiveringene for balansering. Den sentrale optimaliseringsfunksjonen vil håndtere balanseringen, og vi må i tillegg automatisere flaskehalsprosessen. De omfattende endringene i balanseringsprosessen vil også medføre endringer hos aktørene ved endret aktiveringsmønster og hyppigere reguleringer, og kan kreve automatisering av prosessene også hos BSPene.

**Figur 7**

Stegene i ny nordisk balanseringsprosess. Disse gjentas hvert 15. minutt.



Vi forventer at det vil inntreffe situasjoner og hendelser automatikken ikke håndterer. Denne usikkerheten gjør at vi i en periode må ha noe høyere sikkerhetsmarginer i driften. Deretter starter en kontinuerlig forbedring av automatikken og støtteverktøyene.

Automatisering av balanseringsfunksjonen er sårbar for feil i data og IT-system, og feil hos en aktør kan forplante seg videre. Det er derfor nødvendig med reserveløsninger, eller såkalte «fall back»-løsninger, som er enklere og manuelle løsninger for å ivareta sikker drift til feilen er rettet. For å vedlikeholde kunnskapen om hvordan kraftsystemet driftes manuelt må operatørene jevnlig trene på simulerte hendelser.

#### **Automatisere systemvern for økt driftssikkerhet og raskere tilknytning**

Systemvern benyttes for å øke overføringskapasiteten i transmisjons- og regionalnett og/eller redusere konsekvensene ved driftsforstyrrelser. Systemvern gir automatisk utkobling av utvalgte produksjons- eller forbruksenheter, linjer eller kabler ved utfall av andre komponenter i systemet.

Det samlede omfanget og kompleksiteten i systemvernløsningene er stort, og flere systemvern med dagens manuelle håndtering øker risikoen for utilsiktede utløsninger. Vi ser derfor en betydelig forbedring i sikker drift ved å automatisere deler av dagens systemvern. I tillegg åpner automatisering for at vi raskere kan knytte til mer forbruk.

En viktig aktivitet vil være automatisering av systemvern i Bergensområdet frem mot 2025. Dette er et område med mange systemvern i dag, store planer for nytt forbruk og begrenset nettkapasitet. Det er mulig å tilknytte mer forbruk før nettet er forsterket, men det krever automatiserte løsninger.

Statnett startet et FoU-prosjekt i 2021, Advanced System protection schemes Applied in the Power system (ASAP), som skal øke kunnskapen om hva som kreves for å optimalisere bruken av systemvern, automatisk aktivere og deaktivere systemvern, samt håndtere risiko knyttet til uønsket aktivering av systemvern. Resultatene kan gi verdifull innsikt vi tar med oss i utviklingen av de nye løsningene.

#### **Nye og bedre data for å fastsette dynamiske lastgrenser for økt systemutnyttelse**

Et sentralt element i systemdriften er fastsettelse av overføringsgrenser. Overføringsgrenser fastsettes enten som snittbegrensninger (summen av flyt over flere ledninger) eller per enkeltledning. Noen begrensninger er styrt av dynamiske forhold, slik som spenningsstabilitet og vinkelstabilitet, mens andre er styrt av termiske begrensninger.

I dag settes overføringsgrenser for luftlinjer ut fra forventet utetemperatur. Reell overføringskapasitet påvirkes imidlertid også av andre variabler, især av vind og solinnstråling. I dag legger man til grunn en fast verdi for disse variablene, uavhengig av faktiske værforhold. Det gjør at vi i noen få tilfeller overfører mer enn vi burde, men siden verdiene er satt konservativt, fører det først og fremst til at vi i mye av tiden ikke utnytter luftlinjens faktiske kapasitet.

Dynamisk fastsettelse av strømgrenser (Dynamic Line Rating, DLR) er en samlebetegnelse på ulike løsninger som gjør det mulig å få en mer presis fastsettelse av strømgrenser på luftlinjer, som igjen muliggjør økt utnyttelse av kapasiteten. DLR benytter informasjon om de elektromekaniske og termiske egenskapene til faselinene, sammen med metrologisk data, for å bestemme overføringskapasiteten til ledningen. DLR kan gi mer korrekte strømgrenser i driftstimen, men også i planleggingsfasen ved hjelp av værvarsler med lengre tidshorisonter.

Statnett tester ut løsninger for DLR, samt hvordan vi kan benytte dynamiske strømgrenser i systemdriften. I tillegg er et prosjektforslag fremmet til Norges Forskningsråd for å se på hvordan værvarsler kan brukes for å forbedre fastsettelsen av dynamiske strømgrenser.

#### **Andre oppgaver mot 2030**

Både NBM, automatisering av systemvern og bruk av DLR vil vi gradvis videreutvikle og optimalisere. Vi forventer økt bruk av sanntidsinformasjon og kunstig intelligens i løsningene våre.

Den første bolken med automatisering gjør vi i transmisjonsnettene, men fremover skal vi sørge for et effektivt samspill også med regional- og distribusjonsnettene. Til sammen blir dette et digert og komplekst system, og en viktig del av vår oppgave er å fortsette å ivareta helheten i løsningene og sørge for at IT-systemene virker fornuftig sammen.

Det er et stort potensial for videre automatisering. Blant annet vil økt bruk av PMU-data åpne for å automatisere håndteringen av pendlere i nettet, spenningsregulering og øydriftshåndtering. PMU står for Phasor Measurement Unit, og er et måleinstrument som måler strøm og spenning 50 ganger i sekundet. Målingene er tidssynkronisert, noe som gjør det mulig å sammenligne målinger fra forskjellige målepunkter med høy nøyaktighet.

### 3.6 Bedre driftskoordinering – nasjonalt og nordisk

Driftskoordinering innebærer aktiviteter som samordner, koordinerer og følger opp aktørenes disposisjoner i kraftsystemet i de tilfeller der én eller flere aktører påvirker andre. Dette vil kunne gjelde flaskehalshåndtering, spenningsregulering, driftsstanser, koblingsbilde og jord-spolekompensering. Driftskoordinering betinger koordinert planlegging og analyser, utveksling av data samt regler for hvordan aktørene skal forholde seg til hverandre og hvem som skal gjøre hva.

	2022	2023	2024	2025-2030
<b>Bedre drifts-koordinering</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Etablere funksjonalitet og tjenester for nordisk driftskoordinering</li> <li>◆ Etablere Regional Coordination Centre (RCC)</li> <li>● Områdeplaner for tilknytning, driftskoordinering og fleksibilitet</li> </ul>			

#### Bedre driftskoordinering i Norden med felles nettmodell og analyser

De nordiske TSOene har over lang tid arbeidet tett sammen i operativ drift og i utviklingsarbeidet, og i 2016 ble den nordiske Regional Security Coordinator (RSC) opprettet i København. RSCen skal sørge for at en større del av driftsplanleggingen utføres nordisk. I EUs Ren-energi-pakke er det krav om at RSCene skal opprettes som eget selskap, Regional Coordination Centers (RCC). Selskapet skal være på plass innen 1. juli 2022. RSC, og etter hvert RCC, gjør beregninger, analyser og leverer underlag, og så tar TSOene beslutningene.

Et viktig grep i utviklingen av den nordiske driftskoordineringen er økt deling av data og bruk av felles modeller og analyser. Hver av de nordiske TSOene leverer nasjonale nettmodeller, som settes sammen til regionale og europeiske nettmodeller. Med utgangspunkt i den felles kraftsystemmodellen koordinerer TSOene utkoblinger som har konsekvenser for andre TSOer, fastsetter kapasiteter basert på samlet flyt i hele regionen og gjør sikkerhetsanalyser.

#### Nasjonal driftskoordinering skal videreutvikles sammen med aktørene

Myndighetene har nylig slått fast at Statnett har en overordnet koordineringsrolle i kraftsystemet, og at det er behov for å klargjøre nettselskapers ansvar for egen drift. Økt informasjonsutveksling, digitalisering av prosesser og bruk av avtaler er sentralt for at nettselskapene skal kunne gjøre dette på en god måte. Vi vil også videreutvikle Statnetts verktøy og prosesser for å integrere nettselskapenes vurderinger i systemdriften.

En viktig del av dette er å koordinere driftsstanser. Det søkes årlig om driftsstans på rundt 8000 anleggsdeler. For å minimere de samfunnsøkonomiske kostnadene og overholde forskrifter pågår det et kontinuerlig arbeid med å forbedre planlegging og gjennomføring av driftsstanser. Målet er en effektiv og mer langsiktig planlegging som hensyntar behov både i systemdriften og nettutviklingen, på tvers av nettnivå. God koordinering er også en forutsetning for å gjennomføre nettutvikling i transmisjons- og regionalnettet.

For å tilrettelegge for en effektiv gjennomføring av driftsstanser, vil vi blant annet utvikle løsninger for å dele informasjon om driftsstanser med bransjen og om overføringskapasitetene vi opererer med. Vi ønsker også å synliggjøre konsekvensen av driftsstanser for markedet og driftssikkerheten. Litt lenger frem i tid vil vi legge til rette for at konsesjonær kan be om utkobling på andre konsesjonærs anleggsdeler og utvikle bedre planleggingsverktøy som gjør at konsesjonærer kan koordinere bedre seg imellom.

Sentralt for bedre driftskoordinering er bedre og mer omfattende datautveksling med aktørene i bransjen. Det innebærer i første omgang videreutvikling av eksisterende samhandlingsløsning FosWeb. Vi vil også tilgjengeliggjøre data fra Elhub så det kan fungere som en plattform for utvikling av nye tjenester. På lenger sikt kan en mulighet være at samhandlingen med bransjen skjer med utgangspunkt i en felles kraftsystemmodell som oppdateres automatisk og at relevant kraftsystem- og markedsdata meldes inn én gang på ett sted. Innsatsen på dette området må vi styrke, og det trengs et felles løft i bransjen.

#### **Områdeplaner vil vise trinnvis utvikling mot økt kapasitet i nettet**

Statnett skal i løpet av 2022 utarbeide helhetlige områdeplaner for hele landet, der systemdrifts- og markedsverktøyer skal vurderes sammen med anleggstiltak. Planene skal ta utgangspunkt i fornyelsesbehovet i området og kombinere dette med kapasitets- og vedlikeholdsbehov, driftssituasjonen samt mulighetene for utkobling. Områdeplanene vil beskrive en trinnvis fremdrift for ulike tiltak, og vil inkludere tiltak som nye ledninger og stasjoner, systemvern, markedsløsninger og bruk av fleksibilitet. Planene vil bli utarbeidet i samarbeid med regionale nettselskap og andre berørte aktører.

#### **Prioriteringer og posisjoner mot 2030**

For å gi operativ drift et bedre verktøy for å overvåke og kontrollere dynamiske hendelser, er det aktuelt å øke bruken av PMU-data. Slike data har sin styrke i å varsle og vise informasjon om dynamiske hendelser som driftssentralssystemet ikke fanger opp. PMU-data kan gi sanntidsinformasjon om blant annet årsak, lokasjon, størrelse og demping på pendlinger. De kan også brukes til andre formål som verifisering av leveranser, prekvalifisering og rekvalifisering av leverandører, og kan være en back-up for driftssentraldata. Statnett har i dag rundt 100 PMUer og utveksler også PMU-data med de andre nordiske TSOene.

### **3.7 Havvind – utvikling av systemdrifts- og markedsløsninger til havs**

Når store deler av kraftproduksjonen i Europa skal produseres til havs, setter det høye krav til driftssikkerheten. I planlegging og drift må kraftsystemet på land og havs sees på som ett kraftsystem, og reguleringer og markedsdesign må i størst mulig grad være samordnet for å sikre likebehandling av alle aktører. Systemansvaret bør være felles, og det må til enhver tid være balanse i det samlede systemet.

EU utvikler nå et rammeverk for regulering av nett til havs, hybrider og tilhørende handel. Siden Norge er integrert i det europeiske kraftmarkedet, vil EUs regelverk i stor grad bestemme driften av et sammenkoblet kraftnett til havs. Statnett er opptatt av at regelverket og markedsløsningene legger til rette for likebehandling og effektiv ressursutnyttelse. Det er lite rom for å ha egne nasjonale regler, med unntak av netttariffer og tilknytningsavgifter. Aktiv deltagelse i de europeiske diskusjonene øker mulighetene for å få løsninger som tilfredsstillende norske interesser.

Den europeiske TSO-organisasjonen ENTSO-E har engasjert seg sterkt i diskusjonene om effektiv og sikker utvikling av havvind, og Statnett deltar aktivt i utforming av ENTSO-Es posisjoner. En viktig konklusjon fra arbeidet er at det eksisterende, velprøvde rammeverket på land også vil fungere offshore. Det er ikke behov for store nye reguleringer, selv om noe tilpasning vil være nødvendig. Dette gjelder både for utbygging, markedsdesign og drift.

Så langt har ENTSO-E publisert posisjoner knyttet til behovet for helhetlig planlegging, markedsløsninger og regulering for havvind. Et viktig element i markedsdesignet er etablering av budområder til havs (Offshore Bidding Zones). Et budområde kan bestå av ett eller flere knutepunkt for havvind, og hvert knutepunkt kan bestå av en eller flere vindparker. Budområder sikrer effektiv drift, gjenspeiler begrensningene i nettet, gir riktige prissignaler og reell priskonkurranse, og er også konsistent med innføringen av flytbasert markedskopling. Riktige prissignaler er også viktig for eventuell produksjon av hydrogen eller annet forbruk til havs.

Systemdriften vil også i stor grad kunne bygge på eksisterende løsninger og de europeiske balanseringsplattformene som er under utvikling. En løsning kan være at hver TSO får ansvar for driften i budområdene innenfor det aktuelle lands økonomiske sone, deriblant å sikre balansen i disse områdene. Selv om markedsaktørene har det økonomiske ansvaret for sin balanse, vil TSOen måtte sikre den fysiske balansen i den løpende driften. TSO-rollen vil også omfatte ansvaret for å sikre at det finnes tilstrekkelig med reserver i systemet for å håndtere ubalanser til havs.

I tiden fremover vil vi være aktive i utformingen av ENTSO-Es posisjoner. Vi vil involvere oss i videreutvikling av et markedsdesign til havs basert på budområder og vil holde kontakt med norske myndigheter og markedsaktører rundt disse spørsmålene. Andre viktige områder er prinsipper for beregning og fordeling av flaskehalsinntekter og videreutvikling av løsninger for balansering og dimensjonering av reserver. Et overordnet mål med vårt engasjement er å sikre et godt grunnlag for fremtidig norsk verdiskaping og sikker systemdrift.



**Statnett SF**  
Nydalén Allé 33  
0484 Oslo

**T 23 90 30 00**  
**[www.statnett.no](http://www.statnett.no)**

**Statnett**