

Statnett

Systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2017-2021





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.

Gjennom rollen som systemansvarlig har Statnett et helhetlig ansvar for rasjonell utvikling og drift av kraftsystemet. Vi skal sørge for sikker tilgang på strøm i hele landet og en effektiv utnyttelse av kraftsystemet.

Utviklingen mot et mer klimavennlig og tettere integrert kraftsystem har stor betydning for driften av kraftsystemet. Vi får et mer integrert og komplekst kraftsystem, og vi må tilpasse både systemdrifts- og markedsløsningene for å utnytte mulighetene og ivareta sikker og effektiv drift.

Statnett har lagt en ambisiøs og offensiv systemdrifts- og markedsutviklingsplan (SMUP) for 2017-2021. SMUP beskriver utviklings- og driftsplaner som påvirker driften av kraftsystemet, konsekvensene for driften av kraftsystemet, og en helhetlig plan for videreutvikling av markedsdesign og virkemidler i systemdriften. Gjennom målrettet arbeid og prioriterte tiltak vil vi sørge for god kontroll i et mer komplekst kraftsystem og legge til rette for bedre ressursutnyttelse og økt verdiskaping.

Utvikling og implementering av nye løsninger skjer i stor grad i et nordisk samarbeid. SMUP er likevel ikke en omforent nordisk plan. For koordinerte planer på nordisk nivå vises spesielt til rapporten "Challenges and Opportunities for the Nordic Power System" publisert i 2016, som vil følges opp med "Nordic Solutions Report".

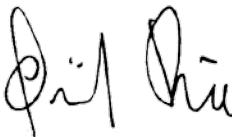
Utviklingen og implementeringen av nye løsninger er avhengig av

god kommunikasjon og et tett og godt samarbeid i kraftbransjen. Det er behov for et felles løft for å møte omfattende endringer de nærmeste årene. Vi ser det som viktig med god og tidlig involvering av bransjen i utviklingen av nye løsninger. Vilje til å inngå kompromisser blant både norske og nordiske aktører er også avgjørende. Både SMUP og nettoutviklingsplanen (NUP) er viktige ledd i dialogen med bransjen.

Nye løsninger vil påvirke bransjen, og Statnett ønsker å legge til rette for at informasjon som påvirker aktørene gis så tidlig som mulig, og med nødvendig grad av detaljering. Samtidig er det utfordrende å gi en presis og bindende plan, på grunn av stor usikkerhet. Store endringer krever ny og økt kompetanse om det nye kraftsystemet. Det pågår omfattende norsk og nordisk kompetanseoppbygging. Kompleksiteten øker og det er mange sammenhenger som må belyses. Det vil derfor ta tid å få alle de gode løsningene på plass.

Det er besluttet å innføre et nytt balanseringskonsept for Norden. Dette vil medføre noen endringer i tiltaksplanen, som vil måtte konkretiseres nærmere. Vi vil derfor publisere en oppdatert tiltaksplan i løpet av første halvår 2018.

God lesing!
Oslo 29.09 2017



Øivind Kristian Rue
Konserndirektør Drift og Marked



Sammendrag

Gjennom nettutviklingsplanen (NUP) og systemdrifts- og markedsutviklingsplanen (SMUP) kommuniserer Statnett helhetlige planer for å realisere og drifte fremtidens kraftsystem. I SMUP beskriver vi utviklingstrekk som påvirker driften av kraftsystemet, konsekvenser og planer for videreutvikling av markedsdesign og virkemidler i systemdriften.

Det europeiske kraftsystemet gjennomgår omfattende endringer med store utskiftninger i produksjonsparken og økt overføringskapasitet. Sammen med markedsmessig integrering gir dette muligheter for økt verdiskaping for Norge, ikke minst i form av økt verdi fra salg av vannkraftens fleksibilitet. Samtidig skal vi ivareta sikker og effektiv drift av et kraftsystem som gradvis får andre egenskaper.

SMUP 2017 beskriver våre ambisjoner og planer innen systemdrifts- og markedsutvikling de kommende fem årene. Planen er omfattende og ambisiøs og gjenspeiler Statnetts ønske om å være en pådriver for effektive løsninger og en tilrettelegger for verdiskaping.

Gjennomføringen av mange av tiltakene er avhengig av internasjonale prosesser og beslutninger. Internasjonale prosesser tar tid og krever kompromisser. Samtidig er den europeiske reguleringen av kraftsektoren fortsatt under utvikling. For noen tiltak vil det derfor være betydelig usikkerhet rundt både løsning og fremdrift.

Statnett og Svenska kraftnät har blitt enige om å innføre et nytt balanseringskonsept i Norden og et ytterligere styrket samarbeid om balanseringen. Dette skal konkretisere videre og i løpet av 2017 vil det utarbeides en plan for implementering. Endringen får konsekvenser for flere pågående prosjekter, som vil replanlegges.

Vi er opptatt av god dialog med bransjen og at bransjen har god informasjon om våre planer. Vi tar derfor sikte på å publisere en oppdatert tiltaksplan i løpet av første halvår 2018.

Tiltaksplanen vil medføre endringer som også vil berøre resten av bransjen. Eksempler på områder hvor det er viktig at aktørene vil bidra med arbeidsinnsats, endring av rutiner eller IKT-systemer er:

- Bidra til å komplettere kraftsystemdata

- Tilpasse seg til endrede funksjonskrav og nye spesifikasjoner for systemtjenester, samt prekvalifisering for deltakelse i markedene
- Forberede seg for finere tidsoppløsning i energi- og balansemarkedene
- Forberede seg for oftere innkjøp av reserver nærmere driftsdøgnet
- Forberede seg for nye løsninger for å sikre stabiliteten i kraftsystemet
- Legge til rette for verifisering av leveranser og respons, og bidra med informasjon for god driftssikkerhet og økt transparens
- Bidra til økt automatisering av sentrale prosesser, i første omgang i balanseringen
- Implementere nye kommunikasjonsløsninger.

Implementeringen av nye løsninger og tiltak i Norge er derfor avhengig av et godt samarbeid i kraftbransjen og et felles løft blant norske og nordiske aktører.

Statnett er systemansvarlig i det norske kraftsystemet

Statnett er tildelt konsesjon for utøvelse av systemansvaret i det norske kraftsystemet. Som systemansvarlig har vi ansvar for å samordne og følge opp konsesjonærer og sluttbrukere sine disposisjoner med sikte på å oppnå tilfredsstillende leveringskvalitet og en effektiv utnyttelse av kraftsystemet. Viktige oppgaver er blant annet å sørge for at kraftsystemet til enhver tid er i balanse, og for dette kreves at kraftsystemet har nødvendig funksjonalitet.

Systemansvarlig skal opptre nøytralt og ikke-diskriminerende, utvikle markedsløsninger som bidrar til en effektiv utvikling og utnyttelse av kraftsystemet, og i størst mulig grad bruke virkemidler som er basert på markedsmessige prinsipper.

Internasjonalisering preger utviklingen av kraftsystemet

EUs indre marked vil fremme konkurranse til fordel for hele det europeiske økonomiske samarbeidsområdet (EØS-området). Målene er europeiske og midlene EU-regulatoriske. Felles harmoniserte regler har vært en nøkkel i utviklingen mot et effektivt indre marked. Dette gjelder også på energifeltet, og et felles regelverk for europeisk kraftsektor er under utarbeidelse (Network

Codes/Guidelines). Regelverket blir også gjeldende for Norge. Samtidig offentliggjorde EU-kommisjonen i november 2016 en omfattende pakke av nye lovendringer på feltet. Det er deres ambisjon at dette skal være vedtatt i EU innen utgangen av 2018.

Statnett er aktive i det europeiske arbeidet med utviklingen av et indre energimarked og utforming av nytt regelverk. Vi ønsker å bidra til effektive driftsprinsipper og markedsløsninger, og til rammebetingelser som ivaretar særnorske hensyn. Vi er unike i europeisk sammenheng med den høye andelen fleksibel vannkraft, samtidig som vi har mange flaskehalsen i overføringsnettet.

Det europeiske regelverket stiller krav om økt koordinering og samhandling mellom TSOer på en rekke områder og det er et økt fokus på regionalt samarbeid. For Norge anser vi Norden som det naturlige utgangspunktet for dette. Vi er, med unntak av Jylland, et felles synkronområde, noe som gjør oss avhengige av tett samarbeid i driften av kraftsystemet. Samtidig har vi lang tradisjon for nordisk kraftsamarbeid.

Norge og Sverige har et felles ansvar for balanseringen i Norden. For å møte fremtidens utfordringer for det nordiske kraftsystemet, samtidig som man utnytter den europeiske markedsutviklingen, har Statnett og Svenska kraftnät besluttet å innføre en ny nordisk balanseringsmodell. Dette innebærer et ytterligere styrket samarbeid mellom de to selskapene om utviklingen videre. I dette samarbeidet vil det nasjonale ansvaret for forsyningssikkerheten fortsatt være grunnleggende.

Et nordisk kontor for driftssikkerhets- og kapasitetsberegninger er under etablering i København. Og et nordisk selskap for balanseavregning, eSett, som avregner kunder i Finland, Sverige og Norge, er etablert i Finland. Vi ser det som hensiktsmessig med et tett samarbeid og at det etableres felles tjenesteleverandører til de nordiske TSOene. Men vi vil samtidig understreke at vi mener dette må skje innenfor rammen av det nasjonale ansvaret for forsyningssikkerheten.

DSOers rolle i kraftsystemet er i endring

Utvikling innen forbrukerfleksibilitet og smarte nett skaper nye muligheter for økt styring og utnyttelse av nettet. Distribuert fleksibilitet fra forbruk og produksjon kan bidra med systemtjenester til TSO og DSO. I tillegg kan fleksibiliteten ha stor verdi i selve kraftmarkedet. Fleksibiliteten bør til enhver tid benyttes der den har størst verdi. Dette forutsetter løsninger som også ivaretar driftssikkerheten.

Systemoperatører på distribusjonsnivå (DSO) vil sannsynligvis få en endret rolle med mer ansvar og flere virkemidler. Statnett mener at DSOene bør gis et mer helhetlig ansvar for drift og utvikling av systemet i sitt område. Det kan være hensiktsmessig allerede nå å overlate flere driftsoppgaver til nettselskap som er klare for det. Dette forutsetter avtaler for hvordan det praktiske samarbeidet om planlegging, drift og overvåking i de enkelte regionalnettsområdene skal løses.

Statnett har satt i gang et initiativ på "nedstrøms systemdriftsutvikling". Rammer for flaskehalsbehandling og bruk av distribuert fleksibilitet i underliggende nett vil inngå i dette. Det er avgjørende med et tett samarbeid i bransjen, og vi har invitert til en dialog om utfordringer og videre prosess.

Kraftsystemet står overfor omfattende endringer

Ambisjone mål for utslippsreduksjoner av klimagasser i EU fører til en radikal omlegging av det europeiske kraftsystemet. Kraftproduksjon fra kull og gass erstattes av utslippsfri produksjon som sol- og vindkraft. Med endret produksjonsmiksmis endres også egenkapene i kraftsystemet. Blant annet reduseres tilgangen til fleksibilitet i perioder, ved at uregulerbar kraftproduksjon øker og utgjør en større andel.

Utvexlingskapasiteten mellom Norden og Europa vil øke betydelig, med nesten 50 prosent fra 2016 til 2021. Ytterligere mellomlandsforbindelser er planlagt etter dette. Dette legger til rette for økt handel og effektiv utnyttelse av nordiske fleksible ressurser, og gir også rimeligere sikring mot tørrår, og lavere priser i perioder med knapphet på produksjonsressurser i Norge.

Økt handel med kraft over landegrensene gjør at kraftproduksjonen i Europa kan utnyttes mer effektivt på tvers av land. Tettere fysisk kobling mellom områder legger til rette for at hvert enkelt land kan opprettholde forsyningssikkerheten med lavere installert produksjonskapasitet og samtidig øke andelen fornybar kraftproduksjon.

Vi forventer at økt utvexlingskapasitet og mer fornybar produksjon i Norden vil medføre større og raskere endringer i kraftproduksjon og kraftflyt enn i dag. Vi må påregne endrede kjøremønstre for den nordiske fleksible vannkraften, og vi får større endringer i kraftflyten inn og ut av Norge.

Vi vil beholde dagens "energy only"-marked

I noen land er det bekymring for effektbalansen i perioder med lite sol og vind og høyt forbruk. For å sikre tilgang til produksjonskapasitet innfører en rekke europeiske land en form for kapasitetsmekanisme. Vi er ikke bekymret for effektbalansen i Norge og ønsker ikke å innføre et kapasitetsmarked her. Men vi er opptatt av å ivareta norsk verdiskaping ved å sørge for at vi gis mulighet til å delta i andre lands kapasitetsmarkeder. Sammen med bransjen har vi lykket med å få aksept for at utenlandsk kapasitet, ved kabler, kan delta i det britiske kapasitetsmarkedet.

Forsyningssikkerheten i det norske kraftsystemet er god

Leveringspåliteligheten i det norske kraftsystemet er høy, med over 99,96 prosent i alle år siden 1996. Det er ikke samfunnsøkonomisk rasjonelt med en leveringspålitelighet på 100 prosent.

Norsk effektbalanse har i de siste par tiårene vært god. Energisikkerheten har vært god, selv om energisituasjonen har vært klassifisert som stram eller anstrengt i noen få perioder i hele eller deler av landet, med en stram situasjon siste gang våren 2017. Det er

spesielt ukene på våren med lavest magasinfylling som kan være utfordrende. Gjennomførte og planlagte nettforsterkninger bidrar til å redusere faren for en anstrengt energisituasjon.

Fremover ser vi at det vil kunne bli en effektutfordring i deler av Norden (Sør-Sverige, Østlandet, Sjælland), spesielt i sammenheng med utfasing av kjernekraftproduksjon. Selv om samlet installert effekt er større enn det høyeste forbruket, er det ikke gitt at det produseres nok vind- og solkraft i timene med høyest forbruk. Dette medfører sannsynligvis behov for ny kraftproduksjon og økt fleksibilitet i det utsatte området og/eller økt overføringskapasitet inn til det utsatte området.

Dagens systemdrift utfordres ytterligere

Et sterkere transmisjonsnett er nødvendig, men ombygningsperioden er krevende

Nettet driftes som hovedregel ut fra N-1-kriteriet, som innebærer at selv om den sterkeste komponenten faller ut skal det være mulig å opprettholde forsyningen. Det er imidlertid ikke samfunnsøkonomisk rasjonelt å opprettholde N-1 kriteriet til enhver tid, og vi legger derfor også andre kriterier til grunn i den operative driften.

For flere områder er det per i dag i en uønsket høy risiko for avbrudd i forsyningen. Planlagte nettforsterkninger vil gi sikrere forsyning i utsatte områder.

Transmisjonsnettet er høyt utnyttet, og omfattende nettutbygging medfører et stort behov for utkoblinger av komponenter i nettet. Dette gir et høyt press på utnyttelsen av den tilgjengelige overføringskapasiteten. God planlegging og koordinering er avgjørende for å minimere konsekvensene av utkoblinger for aktørene og samfunnet. Dette er i dag utfordrende på grunn av mange sent innmeldte driftstanser.

Statnett vurderer kontinuerlig bruk av virkemidler for å øke overføringskapasiteten og håndtere nettbegrensinger på en samfunnsøkonomisk best mulig måte.

Balanseringen utfordres ytterligere, og nye løsninger må utvikles

Et markedsdesign som i stor grad gjenspeiler fysikken i kraftsystemet er viktig for en rasjonell utnyttelse av kraftressursene og for å ivareta god driftssikkerhet effektivt. Balansen mellom forbruk og produksjon i kraftsystemet må opprettholdes til enhver tid. Kraftmarkedet sørger for energibalanse i planfasen på timesbasis. Dagens markedsdesign med timesoppløsning gir imidlertid strukturelle ubalanser mellom produksjon og forbruk innenfor timen, som systemansvarlig må håndtere. I tillegg må systemansvarlig håndtere ubalanser i driftstimen som skyldes prognosefeil og uforutsette hendelser. For å håndtere disse ubalansene anskaffer systemansvarlig blant annet ulike typer balansetjenester (reserver). Reservene aktiveres av systemansvarlig og må respondere som forutsatt på kort varsel.

Utfordringene med balanseringen har blitt større over tid, ikke minst som følge av økt utvekslingskapasitet mellom det nordiske syn-

kronområdet og resten av Europa. Det er særlig timer med store endringer i produksjon, forbruk og utveksling på mellomlandsforbindelsene som er krevende.

Utviklingen fremover vil medføre hyppigere og større ubalanser, med mindre nye løsninger innføres. Økt utvekslingskapasitet gir større produksjons- og flytendringer som øker de strukturelle ubalansene innenfor timen. Samtidig vil en økt andel mer uforutsigbar og uregulerbar kraftproduksjon gi større endringer etter markedsklareringen og frem mot driftsøyeblikket, og dermed gi økte ubalanser som må håndteres i systemdriften.

Selv om innføring av sekundærreserver i 2013 har bidratt positivt, er dette ikke tilstrekkelig. Det er behov for flere tiltak, og vi mener at innføring av finere tidsoppløsning i energimarkedene er viktig.

Videre vil den besluttede endringen til en automatisert balanseregulering per budområde i Norden (Modern Area Control Error, MACE) være viktig både for å få bedre kontroll og for å legge til rette for europeiske markedsløsninger.

Behov for fleksibilitet

Tilstrekkelig fleksibilitet er viktig for markedsklareringen i energimarkedet og for balanseringen i systemdriften. Det nordiske kraftsystemet har i dag god tilgang på fleksibilitet fra vannkraftanleggene. Reguleringsressursene er imidlertid ikke alltid tilgjengelige der de trengs på grunn av flaskehals i nettet. Selv med omfattende nettinvesteringer forventes dette å være en viktig problemstilling fremover.

Vind- og solkraft vil fremover utgjøre en større og betydelig andel av kraftproduksjonen i Norden. Dette vil utfordre systemdriften gjennom flere timer med redusert tilbud av regulerbare produksjonsressurser for balansering av systemet og flaskehalshåndtering. Vi må ha effektive løsninger for å få frem og utnytte fleksibilitet fra flere kilder. Vi forventer at fleksibilitet hos forbruk vil spille en større rolle i kraftsystemet fremover. På sikt kan også batterier være en kilde til fleksibilitet.

Spenningsreguleringen er ikke tilstrekkelig effektiv og må forbedres

Å holde spenninger i nettet innenfor definerte grenser er avgjørende for å ivareta leveringskvalitet, begrense nettap og opprettholde forventet levetid for komponenter. Dette bør primært sikres ved lokale tiltak for å unngå å beslaglegge kapasitet i nettet og øke nettapene.

Spenningskvaliteten er forbedret som følge av investeringer i reaktive komponenter. Utviklingen fremover med endringer i produksjon, forbruk og flytmønstre, kan medføre behov for ytterligere investeringer i enkelte områder.

En effektiv spenningsregulering hemmes i dag av ugunstige innstillinger på anlegg som bidrar med spenningsregulering, blant annet i produksjonsapparatet. Responsen er ikke alltid som forutsatt, og mange kraftverk har innstillinger for spenningsregulering og spenningssettpunkt som er ugunstige sett fra et systemperspektiv.

Enkelte feilsituasjoner tyder også på manglende funksjonalitet eller funksjonssvikt i enkelte kraftverk.

Generelt vil spenningsreguleringen bli mer utfordrende fremover på grunn av raskere og større flytendringer og tilknytning av mer uforutsigbar kraftproduksjon på lavere nettnivå. Det gjennomføres tiltak for å forbedre spenningsreguleringen.

Stabiliteten i kraftsystemet utfordres fremover, og krever nye løsninger

Med stabilitet mener vi systemets evne til å gjenopprette en akseptabel stasjonær tilstand etter en driftsforstyrrelse. Store produksjonseenheter med vannkraft og kjernekraft er hovedleverandør av stabilitetsegenskaper i det nordiske synkronområdet.

Det har vært hendelser og feilsituasjoner som tyder på funksjonssvikt eller manglende funksjonalitet i anlegg tilknyttet kraftsystemet. Usikkerhet til om nødvendig funksjonalitet i kraftverk er til stede i alle situasjoner gir blant annet økt risiko for større konsekvenser ved feilhendelser. Vi har også hatt uheldige pendlinger i kraftsystemet som skyldes ugunstige kombinasjoner av egenskaper i aggregatene.

Evnen til å stabilisere systemet utfordres når en stor andel av produksjonen kommer fra småkraft og vindkraft, som har andre egenskaper. Fremover forventer vi at lite produksjon fra større vannkraftverk i sommerperioden vil påvirke stabiliteten i det nordiske kraftsystemet. Det forventes lengre perioder i sommerhalvåret med lave stabilitetsmarginer til å håndtere både normaldrift og hendelser. Vi vil spesifisere løsninger og produkter som tilsammen kan sikre stabiliteten fremover.

Behov for nye IKT-løsninger

Økt mellomlandskapasitet, ny produksjonsteknologi og regulatoriske krav vil gi behov for økt interaksjon og koordinering mellom land og kraftsystemer. Mer uforutsigbar og uregulerbar kraftproduksjon tilknyttet på lavere nettnivå, sammen med økt fleksibilitet hos sluttbrukerne, gir behov for økt koordinering nedstrøms. Sammen med raskere og større endringer av kraftproduksjon og -flyt gir dette behov for nye løsninger for å opprettholde nødvendig kontroll for operatørene. Det vil ikke være mulig å drifte fremtidens kraftsystem med dagens beslutningsstøtte og løsninger, som i stor grad er basert på manuelle operasjoner.

For å håndtere dette vil vi ta i bruk ny teknologi og mer avanserte IKT-løsninger. IKT-utviklingen muliggjør et smartere kraftsystem, med økt kontroll gjennom mer og bedre informasjon, bedre beslutningsstøtte og mer automatiserte løsninger. I sammenheng med dette kreves bedre kraftsystemdata, planer og prognoser. Det kreves økt tilgang til sanntidsinformasjon.

Nye løsninger skal bidra til sikker drift og effektiv utnyttelse av kraftsystemet

Prioriterte tiltak handler i stor grad om å legge til rette for økt verdiskaping, blant annet ved utvikling mot et europeisk marked, sam-

tidig som vi sørger for god kontroll og ivaretar sikker drift i et mye mer integrert og komplekst kraftsystem.

Tiltaksplanen er omfattende og ambisiøs. Sentrale utviklingsområder er:

- Sikre sentrale egenskaper og funksjonalitet i anlegg tilknyttet kraftsystemet
- Videreutvikle energimarkeds- og handelsløsninger
- Videreutvikle system- og balansetjenester
- Forbedre støttesystemer og økt grad av automatisering

Følgende tiltak fremheves som spesielt viktige de nærmeste årene:

- Innføre balanseregulering per budområde i Norden (MACE).
- Tilpassede krav til funksjonalitet i anlegg og nye løsninger for å sikre tilstrekkelig mengde systembærende egenskaper i alle situasjoner. Herunder løsninger for å sikre en fordelaktig kombinasjon av roterende masse (inertia) og tilgang til raske reserver.
- Bedre kraftsystemdata, prognoser, beslutningsstøtte og mer automatisering for å sørge for fortsatt kontroll i et mer komplekst kraftsystem.
- Finere tidsoppløsning i energimarkedene er en effektiv løsning for å unngå økte ubalanser. I første omgang ønsker vi å innføre dette i intradagmarkedet, aller helst i form av en auksjon. På sikt bør dette også innføres i elspotmarkedet, men dette krever enighet blant enda flere aktører og er mer komplekst.
- Flytbasert markedskobling, kontinuerlig ramping (som vil bli mulig med finere tidsoppløsning i energimarkedene) og implisitt tapshåndtering vil gi bedre utnyttelse av overføringskapasiteten.
- Handel med balansetjenester, herunder effektive handelsløsninger for god utnyttelse av mellomlandsforbindelsene, for å legge til rette for bedre ressursutnyttelse på tvers av land.
- Arbeidet med å forberede drift av vedtatte nye mellomlandsforbindelser pågår for fullt, med henblikk på kommersiell drift i 2020 og 2021. Vi skal utvikle og implementere effektive løsninger for energihandel og utveksling av balansetjenester, samt etablere avtaler for drift, beredskap og vedlikehold som sikrer stabil teknisk drift.

Vi står overfor store endringer i et komplekst kraftsystem, noe som krever omfattende kompetansebygging. En del tiltak er fortsatt i en fase hvor det pågår vurderinger av konsekvenser og alternative tiltak, og ny kunnskap kan gi endringer i planen. Videre er det europeiske regelverket fortsatt under utvikling, og justerte planer eller krav fra EU vil kunne påvirke både løsninger og fremdrift.

For mange av tiltakene pågår vurderinger i internasjonale samarbeidsprosjekter. Og beslutninger vil i stor grad skje i samarbeid med Svenska Kraftnät og de andre TSOene på nordisk eller europeisk nivå. Et tett samspill mellom Svenska Kraftnät og Statnett om å innføre nytt balanseringskonsept er sentralt for å kunne realisere de løsningene som er nødvendige for å møte utviklingen.

De ulike landene har ulike utgangspunkt, utfordringer og muligheter,

og det er ulike nasjonale interesser. Dette innebærer at prosessene ofte er kompliserte og kan ta tid, og at det vil være nødvendig å inngå kompromisser.

Endringen til et nordisk balanseringskonsept og innføring av MACE i Norden vil få konsekvenser for flere pågående prosjekter. Vi vil i løpet av 2017 utarbeide en plan for implementeringen av dette, og en del pågående prosjekter vil replanlegges i lys av dette.

Til sammen gjør dette at planene er forbundet med stor usikkerhet.

Økt mellomlandskapasitet vil utfordre en systemdrift som allerede er presset, blant annet som følge av økte ubalanser. Mange av tiltakene beskrevet foran er derfor viktig å ha på plass før nye mellomlandsforbindelser settes i drift, for å opprettholde sikker drift og samtidig kunne utnytte forbindelsene effektivt. Vi arbeider aktivt for å oppnå dette. Det er imidlertid usikkerhet knyttet til i hvilken grad tiltakene vil være tilstrekkelige og om det vil være mulig å få tiltakene implementert i tide.

Statnett vil uansett ivareta sitt nasjonale ansvar for forsyningssikkerheten. Selv om noen av tiltakene ikke blir realisert som planlagt, vil konsekvensen ikke bli redusert driftssikkerhet, men at det må tas i bruk andre midlertidige løsninger som vil være mindre effektive og dermed redusere nytten av forbindelsene. Dette vil være særlig relevant for bruk av nye kabler.

Utvikling innenfor fire områder

Systembærende egenskaper og funksjonalitet i anlegg tilknyttet kraftsystemet sikres

Kraftsystemet må ha nødvendige systembærende egenskaper til å kunne håndtere alle driftssituasjoner. Vi vil sørge for dette gjennom tilpassede krav til funksjonalitet i anlegg tilknyttet kraftsystemet, der de europeiske tilknytningskodene utgjør rammeverket for fremtidige funksjonskrav. Vi gjennomfører også tiltak for å få bedre tilgang til mer komplette kraftsystemdata med god kvalitet. Og vi vil innføre verifikasjon av respons og leveranser av systemtjenester.

Behovet for bedre informasjon og økt overvåkning gjør at aktørene fremover vil møte endrede krav til funksjonalitet i anleggene, krav til prekvalifisering og verifisering av respons, samt krav til mer og bedre informasjon om kraftsystemdata, planer og prognoser.

Energimarkeds- og handelsløsninger videreutvikles

Vi vil bidra til å tilpasse energimarkeds- og handelsløsninger til nye behov og muligheter. Ved å innføre finere tidsoppløsning i energimarkedene vil vi mer effektivt redusere ubalanser i planfasen, og dermed redusere behovet for reparerende tiltak i driftsfasen. Sammen med andre viktige tiltak, som flytbasert markedskobling og implisitt tapshåndtering på HVDC-kabler, vil energimarkeds- og handelsløsningene i økt grad reflektere fysikken i kraftsystemet og legge til rette for en mer effektiv utnyttelse av overføringskapasiteten.

System- og balansetjenester videreutvikles

Vi gjennomfører en rekke tiltak for å også fremover ha tilstrekkelig pålitelige systemtjenester for å ivareta sikker drift i ulike situasjoner. Det nye balanseringskonseptet i Norden er sentralt i dette, ved at en balanseregulering per budområde vil gi bedre kontroll på ubalansene.

Fremtidens balansemarkeder vil være internasjonale, hvilket innebærer at blant annet produktutforming, metoder for anskaffelse, utveksling av balansetjenester, ubalanseoppgjør og krav til dimensjonering av reserver vil bli harmonisert. Harmoniserte løsninger på europeisk nivå er positivt og nødvendig, men vi er samtidig opptatt av å sørge for tilstrekkelig fleksibilitet til å etablere effektive handelsløsninger i Norden og med våre øvrige handelspartnere. Det er blant annet et potensiale for økt samfunnsøkonomisk verdiskaping ved å utveksle automatiske balansetjenester på de nye mellomlandsforbindelsene.

Balansetjenester vil i økt grad vil bli anskaffet gjennom harmoniserte og internasjonale markedsløsninger. Det arbeides blant annet med nordiske markedsløsninger for primær- og sekundærreserver, og europeiske markedsløsninger for tertiærreserver. Den nye balanseringsmodellen i Norden vil legge til rette for nordisk deltakelse i europeiske markeder for balansering.

Vi arbeider for å legge til rette for flere tilbydere av fleksibilitet. Felles rammebetingelser er viktig for å skape teknologinøytrale og effektive markedsløsninger.

Vi tester i stor grad ut nye løsninger gjennom piloter og prøveordninger. I denne prosessen er dialog med aktørene svært viktig for å avdekke muligheter og barrierer.

Bedre beslutningsstøtte og mer automatisering

Sikker og effektiv drift krever bedre beslutningsstøtte for operatørene, og mer automatisering av sentrale prosesser i systemdriften. På sikt forventer vi at operatørene gjør mindre manuelle operasjoner, og i større grad overvåker situasjonen og griper inn ved avvik fra normaldrift. Vi vil utvikle en mer automatisert systemdrift som en trinnvis og kontrollert prosess. En slik utvikling må skje i samarbeid mellom Statnett, andre nordiske TSOer og bransjen forøvrig.

Frem mot 2020 fokuserer vi først og fremst på å utvikle bedre beslutningsstøtte og automatiserte løsninger for balansering og flaskehalshåndtering, inklusive å forbedre grunnlagsdata. Vi videreutvikler nå dagens løsning for automatisk sekundærreserve til en effektiv nordisk markedsløsning som tar hensyn til flaskehalser. Vi arbeider med å få bedre grunnlagsdata, og med å få en bedre visualisering av status og prognoser for operatørene. Videre innfører vi elektronisk bestilling av tertiærreserver og produksjonsflytting.

Neste steg er trolig å innføre ytterligere automatiseringsløsninger i systemdriften. Vi ser potensialer for at mer intelligente og automatiske løsninger kan bidra til økt effektivitet og sikrere drift innenfor flere prosesser i systemdriften.



Innhold

1. Formål	13	5. Konsekvenser for systemdriften	49
2. Statnett som systemansvarlig - oppdrag og rolle	15	5.1. Et sterkere transmisjonsnett bedrer systemdriften, men ombygningsperioden er krevende	49
2.1. Systemansvaret reguleres gjennom en egen forskrift	15	5.2. Balanseringen utfordres fremover	50
2.2. Systemansvaret omfatter et bredt spekter av oppgaver	16	5.3. Spenningskvaliteten er forbedret, men spenningsreguleringen er ikke effektiv	54
2.3. Sentrale prinsipper for utøvelsen av systemansvaret	18	5.4. Stabiliteten i kraftsystemet vil utfordres i økt grad fremover	60
2.4. Driften må koordineres både internasjonalt og med lavere nettnivå	20	5.5. Kompleksiteten øker og IKT blir enda viktigere	61
3. Forutsetninger for et sikkert og effektivt kraftsystem	23	6. Nye løsninger for sikker og effektiv utnyttelse av kraftsystemet	67
3.1. Tilstrekkelig overføringskapasitet og effektiv kapasitetsutnyttelse	23	6.1. Omfattende tiltak er planlagt de nærmeste årene	67
3.2. Kraftsystemet må til enhver tid være i balanse	25	6.2. Store endringer krever et felles løft i samarbeid med bransjen	69
3.3. Korrekte spenninger i nettet	28	6.3. Økt internasjonalt samarbeid	69
3.4. Tilstrekkelig stabilitet i normaldrift og ved hendelser	28	6.4. Økt mellomlandskapasitet håndteres gjennom en kontrollert utvikling	70
3.5. Riktig funksjonalitet i anlegg og god oversikt	30	6.5. Utviklingsområder	70
3.6. Effektive IKT-systemer, god beredskap og høy informasjonssikkerhet	31	6.6. Tiltaksplan 2017-21: Sikre funksjonalitet i anlegg tilknyttet kraftsystemet	76
4. Sentrale utviklingstrekk	33	6.7. Tiltaksplan 2017-21: Videreutvikle energimarkeds- og handelsløsninger	78
4.1. Internasjonalisering preger utviklingen av kraftsystemet	33	6.8. Tiltaksplan 2017-21: Videreutvikle system- og balansetjenester	81
4.2. DSO og forbruker vil få en mer sentral rolle i kraftsystemet	36	6.9. Tiltaksplan 2017-21: Videreutvikle støttesystemer og automatisering	87
4.3. Omlegging til et lavutslippssystem fører til omfattende endringer	38		
4.4. Produksjonsmiksen og strømforbruket i Norden endres	40		
4.5. Økt utvekslingskapasitet legger til rette for økt handel og verdiskaping	42		
4.6. Produksjons- og flytmønsteret i Norden endres	44		

Veiledning til leseren

SMUP beskriver innledningsvis systemansvarliges oppgaver og viktige forutsetninger for å ivareta sikker og effektiv drift av kraftsystemet. Deretter beskriver vi sentrale utviklingstrekk som påvirker markeder og systemdriften, konsekvenser for systemdriften, og til slutt en tiltaksplan som tydeliggjør viktige og prioriterte tiltak de kommende fem årene. Rapporten er lagt opp slik at man kan lese om fremtidig utvikling, konsekvenser og tiltak uavhengig av de innledende kapitlene.

Rapporten er inndelt som følger:

- **I kapittel 2** gir vi en oversikt over hvilke oppdrag og roller Statnett har som systemansvarlig i det norske kraftsystemet.
- **I kapittel 3** går vi inn på viktige forutsetninger som må være til stede for et sikkert og effektivt kraftsystem, og for at vi skal kunne ivareta en sikker og effektiv drift av kraftsystemet.

- **I kapittel 4** går vi gjennom de viktigste utviklingstrekkene og hvordan disse påvirker det norske og nordiske kraftsystemet.

- **I kapittel 5** gir vi en beskrivelse av systemdriften i dag og fremover, som en konsekvens av de sentrale utviklingstrekkene.

- **I kapittel 6** beskriver vi sentrale utviklingsområder og konkrete tiltak som vi mener må gjennomføres de kommende årene for å utnytte potensialer for økt verdiskaping og samtidig ivareta sikker og effektiv drift av kraftsystemet.



1. Formål

Statnett har på vegne av det norske samfunnet ansvaret for å ivareta forsyningsikkerheten, effektiv drift av kraftsystemet og nødvendig utvikling og vedlikehold av transmisjonsnettet. Vi skal gi sikker tilgang på strøm i hele landet og legge til rette for verdiskaping og gode klimaløsninger.

Statnett er organisert som et systemansvarlig nettselskap, en TSO¹. Som TSO har vi tre hovedoppdrag, med tilhørende ansvar og myndighet for samordning og koordinering:

- **Kraftsystemplanlegging**
Planlegge transmisjonsnettet i det norske kraftsystemet, inkludert mellomlandsforbindelser
- **Netteieransvar**
Eier og forvaltning av det norske transmisjonsnettet og av Statnetts mellomlandsforbindelser²
- **Systemansvar**
Operativ utøvelse av systemansvaret i det norske kraftsystemet

Gjennom nettutviklingsplanen (NUP) og systemdrifts- og markedsutviklingsplanen (SMUP) kommuniserer Statnett helhetlige planer for å realisere og drifte fremtidens kraftsystem. NUP og SMUP baseres på et felles fremtidsbilde av kraftsystemet.

Målsettinger om en mer klimavennlig energisektor med innfasing av mye ny fornybar kraftproduksjon, nye mellomlandsforbindelser og europeisk markedsintegrasjon medfører store endringer i kraftsystemet. For Norge og Norden innebærer dette både utbygging av et sterkere kraftnett og videreutvikling av markeds- og systemdriftsløsningene, med henblikk på utnytte muligheter for verdiskaping og ivareta sikker og effektiv drift også fremover.

SMUP 2017 beskriver våre ambisjoner og planer innen systemdrifts- og markedsutvikling de kommende fem årene. Tiltaksplanen er en oppdatering av planen som ble publisert i juni 2016. Gjennom jevnlig oppdatering av planen ønsker vi så langt som mulig å gi bransjen god innsikt og informasjon som er viktig for aktørenes

planlegging. Samtidig er det utfordrende å gi en presis og bindende plan, på grunn av stor usikkerhet. Det pågår omfattende kompetansebygging for å få god forståelse av det nye kraftsystemet. Videre er det europeiske regelverket fortsatt under utvikling, og det vil følge mange beslutninger i kjølvannet av at regelverket trer i kraft.

Planen for de kommende fem årene er omfattende og ambisiøs, noe som gjenspeiler behovet for å møte omfattende endringer i kraftsystemet og nytt europeisk regelverk. Utviklingen av nye løsninger skjer innenfor rammene av det europeiske regelverket, og planen er basert på gjeldende nasjonale, nordiske og europeiske planer og tidsfrister. Vi har lagt til grunn gjeldende europeiske frister, selv om vi er usikre på om tidsfristene vil nås.

Utviklingen av nye løsninger vil skje i tett samarbeid med norske, nordiske og europeiske aktører. For mange tiltak vil løsninger og fremdrift være avhengig av felles norsk-svenske, nordiske eller europeiske beslutninger. SMUP er likevel ikke en omforent nordisk plan. For koordinerte planer på nordisk nivå vises spesielt til rapporten "Challenges and Opportunities in the Nordic Power System", som vil følges opp med "Nordic Solutions report".

Statnetts samfunnsoppdrag er å sikre kraftforsyningen, bidra til verdiskaping og legge til rette for bedre klimaløsninger.

¹ Transmission System Operator

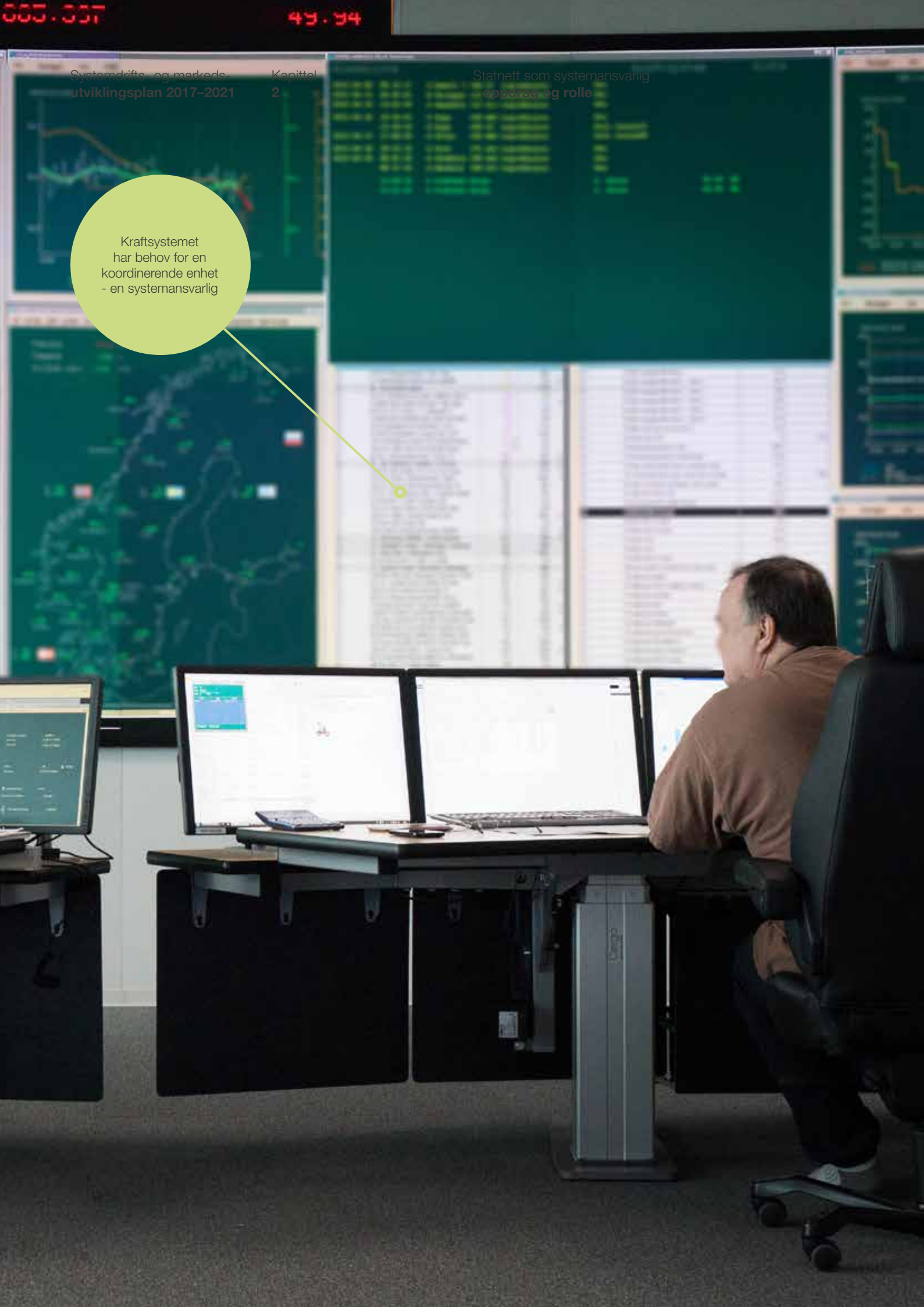
² For å eie eller drive mellomlandsforbindelser kreves særskilt konsesjon fra departementet. Fra 1.1.17 ble det gjort endringer i energiloven slik at konsesjon for å eie eller drive mellomlandsforbindelser kan gis også til andre aktører enn systemansvarlig. <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50>

Systemdrifts- og markeds-
utviklingsplan 2017-2021

Kapittel
2

Statnett som systemansvarlig
oppdrag og rolle

Kraftsystemet
har behov for en
koordinerende enhet
- en systemansvarlig



2. Statnett som systemansvarlig – oppdrag og rolle

En effektiv og sikker strømforsyning er avhengig av et godt markedsmessig og teknisk samspill mellom mange ulike aktører. Strøm er ferskvare og det må til enhver tid produseres like mye kraft som det brukes. For å opprettholde den momentane kraftbalansen og unngå overlast av komponenter, kreves det at forbruk og produksjon, kraftflyt og flaskehalsen i overføringsnettene blir kontinuerlig overvåket. Kraftsystemet har derfor behov for en koordinerende enhet – en systemansvarlig.

Statnett er tildelt konsesjon for utøvelse av systemansvaret i det norske kraftsystemet. Som systemansvarlig har Statnett det overordnede ansvaret for å koordinere planer og operativ drift for alle aktører som eier eller driver nett, produksjon, markedsplasser, kraftomsetning og forbruk. Statnett skal samarbeide med relevante aktører nasjonalt for å sikre en samfunnsmessig rasjonell utøvelse av systemansvaret.

I dette kapitlet gir vi en oversikt over hvilke oppdrag og roller Statnett har som systemansvarlig i det norske kraftsystemet.

2.1. Systemansvaret reguleres gjennom en egen forskrift

Ansvar og oppgaver forbundet med systemansvaret er regulert gjennom forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (fos). Fos er en forskrift under energiloven.

Formålet med fos er å "legge til rette for et effektivt kraftmarked og en tilfredsstillende leveringskvalitet i kraftsystemet. Forskriften skal sikre at systemansvaret utøves på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt". Forskriften gjelder for alle som eier eller driver nett, produksjon eller organiserte markedsplasser og kraftomsetning, samt sluttbrukere.

Sikker strømforsyning er en forutsetning for et velfungerende samfunn, og avgjørende for norsk verdiskaping.

I henhold til fos skal systemansvarlig blant annet samordne og følge opp konsesjonærer³ og sluttbrukere sine disposisjoner med sikte på å oppnå tilfredsstillende leveringskvalitet og en effektiv utnyttelse av kraftsystemet.

Energiloven (Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi m.m.) danner det rettslige grunnlaget for en effektivisering av kraftmarkedet. Lovreglene legger til rette for at organiseringen av energiforsyningen sikrer en samfunnsøkonomisk riktig tilpasning i produksjon og forbruk.

Statnett er et statsforetak eid av staten ved Olje- og energidepartementet (OED). OED tilrettelegger for en samordnet og helhetlig energipolitikk.

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) er underlagt Olje- og energidepartementet, og har ansvaret for å forvalte Norges vann- og energiresurser. NVE er konsesjons- og tilsynsmyndighet overfor Statnett og andre konsesjonærer i kraftsektoren.

³Konsesjonærer i denne sammenheng er eiere av nett og produksjonsanlegg

Leveringskvalitet omfatter leveringspålitelighet og spenningskvalitet.

Leveringspålitelighet er kraftsystemets evne til å levere elektrisk energi til sluttbruker, og er knyttet til hyppighet og varighet av avbrudd i forsyningen (avbruddsstatistikk, ikke levert energi).

Spenningskvalitet gjelder anvendeligheten til den elektriske energien. For at strømmen skal kunne benyttes og ikke ødelegge elektriske apparater må spenningen være riktig.

Fos gir systemansvarlig myndighet til å gripe inn i aktørers beslutninger, gjennom å fatte enkeltvedtak om hvordan konsesjonærene i kraftsystemet skal agere. Slike enkeltvedtak kan være enten systemkritiske eller ikke systemkritiske. Systemkritiske vedtak må av tidsmessige og praktiske grunner effektueres raskt, og er derfor unntatt fra forvaltningslovens regler om saksforberedelse, krav til utforming/innhold og klage til overordnet organ. For vedtak som ikke eksplisitt er definert som systemkritiske, gjelder forvaltningsloven fullt ut.

NVE gjennomfører nå endringer av fos, hvor hovedformålet er å sørge for et regelverk som bedre ivaretar forutsigbarhet og transparens, samt sikrer aktørinvolvering ved endringer. Revisjonen skal også legge til rette for fremtidige EØS-rettslige forpliktelser. NVE har foreslått å gjøre fos mer overordnet, og at mer av systemansvarliges praksis skal fastsettes gjennom enkeltvedtak fra NVE.

Endringene gjøres i to runder, med planlagt ikrafttredelse 1.1.2018 og 1.1.2019. Statnetts kommentarer og vurdering av forslagene i NVEs høringsforslag vil bli klar innen høringsfristen 1.10.2017.

2.2. Systemansvaret omfatter et bredt spekter av oppgaver

Oppgaver i systemdriften kan grovt inndeles som illustrert i figur 2.1.

Legge til rette for et effektivt kraftmarked

Likvide og effektive handelsplasser for kraft er viktig for aktørene og samfunnet med henblikk på god ressursutnyttelse og verdiskaping. Energimarkedene spiller også en viktig rolle i balanseringen av kraftsystemet, og danner utgangspunktet for systemansvarliges oppgave med å sørge for den momentane balansen i driftsøyeblikket.

Systemansvarlig arbeider kontinuerlig med å videreutvikle energi- og balansemarkedene med henblikk på forbedret effektivitet og å tilpasse løsningene til nye behov og rammebetingelser.

Ha kontroll over kraftsystemets egenskaper og sette krav til funksjonalitet

Systemansvarlig har et ansvar for å følge opp og ha god kontroll over kraftsystemets egenskaper og anleggenes funksjonalitet. Vi er gitt en formell rolle til å godkjenne nye anlegg eller endringer i eksisterende anlegg i transmisjons- og regionalnettet før idriftsettelse gjen-

nom enkeltvedtak. Konsesjonærene skal informere systemansvarlig om slike planer, som underlag for behandling og vedtak. De krav som normalt stilles er per i dag beskrevet i Statnetts veileder for funksjonskrav i kraftsystemet (FIKS). Norske funksjonskrav skal være i overensstemmelse med europeiske retningslinjer og regelverk på området.

Systemansvarlig skal også samle inn, forvalte og videreformidle kraftsystemdata. Konsesjonærene skal melde inn og kvalitetssikre data om egne anlegg gjennom Fosweb. Systemansvarlig skal følge opp konsesjonærene, og skal skriftlig rapportere status til NVE.

Planlegge og koordinere driftstanser

Systemansvarlig har ansvaret for å planlegge og koordinere driftstanser (revisjoner og utkoblinger) i kraftsystemet, og fatter vedtak om konsesjonærenes driftstanser. Vi skal planlegge utkoblinger av produksjon og nettkomponenter på en måte som ivaretar sikker og effektiv drift, og vi tilstreber å minimere konsekvensene.

Fastsette overføringskapasiteter og overvåke snitt

Systemansvarlig skal sikre god utnyttelse av den tilgjengelige overføringskapasiteten i kraftsystemet. Dette omfatter å fastsette budområder (elspotområder) slik at markedet klarer priser, forbruk- og produksjonsnivå på en måte som tar hensyn til kapasitetsbegrensninger i nettet. Dette innebærer også å fastsette koblingsbilder i nettet, beregne og fastsette tilgjengelige overføringskapasiteter, og formidle handelskapasiteter til markedsplassen.

Vi skal utarbeide og distribuere informasjon om forhold i kraftsystemet som er av betydning for kraftmarkedet, herunder endringer av elspotområder og kapasitetsbegrensninger i nettet.

Vi har ansvar for å løpende overvåke et betydelig antall overføringsnett og effektivt håndtere flaskehals i transmisjons- og regionalnettet.

Sikre momentan balanse i kraftsystemet

Systemansvarlig skal sørge for at det til enhver tid er momentan balanse mellom produksjon, forbruk og kraftutveksling. Balansen i kraftsystemet må opprettholdes i alle situasjoner, uavhengig av hydrologiske forhold, planlagte driftstanser og driftsstyrrelser. Også de ekstreme situasjonene må håndteres.

Sørge for god
forsyningssikkerhet,
legge til rette for et effektivt
kraftmarked og utvikle
virkemidler i
systemdriften

Systemansvarliges oppgaver i systemdriften



Figur 2.1
Illustrasjon av systemansvarliges oppgaver i systemdriften.

Selv om energimarkedene i planfasen sørger for balanse i kraftsystemet på timesnivå, vil det oppstå ubalanser som systemansvarlig må håndtere. Systemansvarlig må til enhver tid ha effektive virkemidler og nok fleksible ressurser tilgjengelig, slik at den momentane balansen kan opprettholdes og overføringsgrensene i nettet overholdes.

Sikre riktig spenning i nettet

Systemansvarlig skal legge til rette for en tilfredsstillende leveringskvalitet. Dette innebærer bl.a. at systemansvarlig kan fastsette spenningsgrenser og grenser for utveksling av reaktiv effekt i transmisjons- og regionalnettet, og kan vedta hvordan den reaktive reguleringen i produksjonsanlegg skal benyttes.

Nettselskapene er ansvarlig for spenning og spenningskvalitet i eget nett. Nettselskaper skal varsle systemansvarlig om driftssituasjoner hvor fastlagte spenningsgrenser ikke kan overholdes. Systemansvarlig samordner i slike tilfeller nødvendige tiltak.

Følge opp og rapportere driftsforstyrrelser

Systemansvarlig har ansvar for å utarbeide nasjonale statistikker over driftsforstyrrelser i høyspenningsnettet⁴, som omfatter hyppighet og varighet av avbrudd (avbruddsstatistikk og ikke levert energi). Vi har også som oppgave å kontrollere og analysere driftsforstyrrelsesrapporter (FASIT-rapporter) fra andre konsesjonærer, samt koordinere analyser av driftsforstyrrelser som omfatter flere konsesjonærer.

Omfattende opplysnings- og rapporteringsplikt

Systemansvarlig skal utarbeide og distribuere informasjon om forhold i kraftsystemet som er av betydning for kraftmarkedet, og som påvirker den generelle leveringskvaliteten. God transparens er viktig for et effektivt kraftmarked. Samtidig må Statnett være påpasselig i forhold til markeds- og beredskapssensitiv informasjon.

Europeiske nettverkskoder stiller økte krav til publisering og rapportering av data. Statnett sørger allerede for publisering av norske markeds- og driftsdata på ENTSO-Es transparensplattform, som ble opprettet i 2015 som følge av forordningen om integritet og transparens i energimarkedet (REMIT).

Statnett informerer NVE om den generelle utviklingen i kraftsystemet, og skal fremskaffe opplysninger og dokumentasjon som er

nødvendig for at NVE skal kunne gjennomføre tilsyn. Systemansvarlig oversender blant annet årlig en rapport om kraftsystemet i Norge til NVE⁵. NVE fører tilsyn med at bestemmelsene i fos overholdes, og kan gi de pålegg som er nødvendig for å oppfylle fos. Systemansvarlig er pålagt å informere NVE i tilfeller der vi har fått kjennskap til at det er brudd på bestemmelsene i fos.

Implementeringen av REMIT i Norge vil medføre omfattende transaksjonsrapportering til ACER fra TSOer og markedsaktører. REMIT stiller også krav til TSOer om overvåking av balansemarkeder og rapportering til NVE ved mistanke om markedsmanipulering.

Nye krav til rapportering og publisering av data vil komme med de nye europeiske nettverkskodene for balansering (EB GL), systemdrift (SO GL) og regler for elspot- og intradagmarked, kapasitetsberegning og kraftbørser (CACM).

En viktig rolle under ekstraordinære situasjoner

Statnett er både som anleggseier og systemansvarlig tildelt plikter under ekstraordinære situasjoner. Ansvar er regulert i forskrift om forebyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyningen.

Systemansvarlig har varslingsplikt overfor NVE og OED ved hendelser i kraftsystemet, og spiller en viktig rolle i beredskapsarbeidet. Systemansvarlig skal være Kraftforsyningens sentrale ledelse (KSL) utøvende organ for å regulere produksjon, omforming, overføring og fordeling av elektrisk energi.

Kraftforsyningens beredskapsorganisasjon (KBO), som Statnett er en del av, kan pålegges oppgaver under beredskap og i krig, når NVE har vedtatt at dette er nødvendig. Slike situasjoner kan oppstå ved kraftig uvær med betydelige skader som truer kraftforsyningen, langvarige strømavbrudd, terror mot kraftforsyningen eller manipulering av kraftforsyningssystemet via urettmessig inntrenging eller overtakelse av driftskontrollsystemer. KBO er pålagt oppgaver og plikter ved rasjonering.

2.3. Sentrale prinsipper for utøvelsen av systemansvaret Systemansvarlig skal opptre nøytralt og ikke-diskriminerende

Systemansvarliges beslutninger i operativ drift og valg av virkemidler har konsekvenser for både Statnett og andre aktører. System-

Kraftforsyningens beredskapsorganisasjon (KBO) består av NVE og de virksomheter som står for kraftforsyningen i Norge, og ble etablert for at NVE skal kunne samordne beredskapsplanlegging og lede landets kraftforsyning under beredskap og krig. På sentralt nivå utgjør NVE og Statnett Kraftforsyningens sentrale ledelse (KSL).

⁴ Systemansvarlig utarbeider statistikker for hele overføringsnettet over 1 kV.

⁵ <http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Nedlastingscenter/Rapporter-fra-landssentralen/>

ansvarlig skal legge vekt på samlet samfunnsøkonomisk gevinst, og være nøytral med hensyn til fordelingen av kostnader og nytte mellom ulike aktører.

Statnetts bedriftsøkonomi er underordnet målsettingen om å bidra til størst mulig samfunnsøkonomisk gevinst. Prosessene skal være effektive og implementering av nye løsninger skal gjennomføres kostnadseffektivt. Statnetts inntekter er regulert gjennom inntektsramme fastsatt av NVE.

Vi tilstreber åpenhet rundt beslutninger. God informasjon tidligst mulig vil legge til rette for at aktørene kan tilpasse seg slik at mulige ulemper minimeres.

Systemansvarlig skal bidra til en effektiv utvikling og utnyttelse av kraftsystemet

Statnett har som oppdrag å bidra til samfunnsmessig rasjonell drift og utvikling av kraftsystemet. Våre valg av løsninger og prioriteringer er derfor basert på samfunnsøkonomisk lønnsomhet. For nordiske løsninger legges nordisk samfunnsøkonomi til grunn. Det forutsettes samtidig at det inngås avtaler som gir samfunnsøkonomisk lønnsomhet også for de enkelte land.

I vår verdiskapingsrapport gir vi et innblikk i hvordan utvikling av systemdrifts- og markedsløsninger bidrar til norsk og til dels nordisk samfunnsøkonomisk verdiskaping ved å presentere verdiestimer for flere av våre prosjekter.

I våre samfunnsøkonomiske vurderinger tilstreber vi å kvantifisere og aweie samfunnsøkonomiske kostnader og nytteverdier. Noen verdier er kompliserte og krevende å kvantifisere, og da må vi legge mer kvalitative vurderinger til grunn. Ved behov for raske beslutninger i operativ drift vil det være begrenset tid til å kvantifisere og dokumentere konsekvenser før beslutninger blir tatt. Vurderinger må da til en viss grad baseres på erfaringer og skjønn.

Felles løsninger på tvers av land vil ofte være det mest effektive for Norden eller Europa samlet sett, og er noen ganger helt nødvendig. Løsninger besluttet derfor ofte i felles prosjekter. De ulike landene har ikke alltid felles syn eller interesser, og det kan være behov for å inngå kompromisser.

Systemansvarlig skal i størst mulig utstrekning benytte markedsbaserte løsninger

Energimarkedet bør være det fremste virkemiddelet for å sikre balanse mellom produksjon og forbruk i kraftsystemet. Vi ønsker et effektivt energimarkedsdesign som i stor grad tar hensyn til fysikken i kraftsystemet. Dette vil sikre priser som reflekterer verdien av kraft og kostnaden ved å produsere og transportere kraft på det aktuelle tidspunktet. Et godt markedsdesign vil også begrense behovet for "reparerende" tiltak i operativ drift.

Det vil ikke være hensiktsmessig eller mulig å overlate den momentane balanseringen helt og fullt til energimarkedene. For å ivareta våre oppgaver og en samfunnsmessig rasjonell drift av kraftsystemet må systemansvarlig ha effektive virkemidler. Virkemidlene er gitt gjennom fos, og kan være systemtjenester, administrative tiltak eller krav.

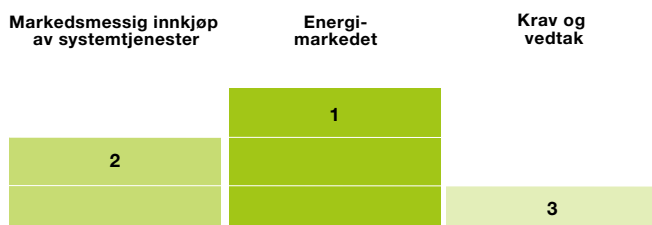
Et markedsdesign som i størst mulig grad tar hensyn til fysikken i kraftsystemet gir god driftsikkerhet og effektivitet.

System- og balansetjenester i systemdriften anskaffes primært gjennom markedsbaserte løsninger. Gjennom dette oppnås en effektiv utnyttelse av ressursene, ved at de rimeligste ressursene utnyttes først. Effektive markedsbaserte løsninger forutsetter blant annet et tilstrekkelig antall deltakere, tilstrekkelig likviditet og god informasjon for markedsdeltakerne. Det forutsetter også at de samlede kostnadene ved å operere et marked er lavere enn gevinstene som oppnås ved en markedsløsning. Det er derfor ikke alle systemtjenester som kan eller bør skaffes til veie gjennom markedsbaserte løsninger.

I situasjoner hvor behovene er svært kritiske, geografisk betinget og/eller tidsbegrenset, vil markedsbaserte løsninger ikke være tilstrekkelige, hensiktsmessige eller mulige for å sikre strømforsyningen. I slike tilfeller har systemansvarlig myndighet til å stille krav til aktørene og fatte systemkritiske vedtak.

Funksjonskrav sikrer viktige systembærende egenskaper (funksjonalitet) i kraftsystemet. Funksjonskravene legger til rette for markedsbaserte løsninger der dette er hensiktsmessig, og sikrer viktige egenskaper der markedsbaserte løsninger er mindre egnet. Spenningsregulering (forbruk/produksjon av reaktiv effekt) og separatudriftsegenskaper er eksempler på mer lokale behov, som er mindre egnet for markedsløsninger.

Vi vurderer løpende om det er områder hvor det vil være hensiktsmessig med mer markedsbaserte løsninger, og om endringer i betalingen for tjenestene kan bidra til å drifte eller utvikle kraftsystemet mer samfunnsmessig rasjonelt. Utviklingen av funksjonskrav, system- og balansetjenester og øvrige virkemidler koordineres med utviklingen av felles nordiske løsninger og implementering av nytt europeisk regelverk.



Figur 2.2

Illustrasjon av systemansvarliges foretrukne virkemidler. Energimarkedet er vårt fremste og mest foretrukne virkemiddel for å oppnå sikker og effektiv drift. Ved behov for å sikre nødvendige systemtjenester tilstreber vi å anskaffe dette på en effektiv måte gjennom markedsbaserte ordninger. Ved behov har systemansvarlig også muligheten til å stille krav og fatte vedtak for å sikre en samfunnsmessig rasjonell drift og utvikling av kraftsystemet.

Systemansvarlig skal involvere ved endringer av praksis og nye løsninger

Dagens fos gir systemansvarlig et spillerom for hvordan systemansvaret skal håndteres. Praksis for de enkelte bestemmelsene i fos er utdypet i et eget praktiseringsdokument på våre nettsider⁶.

Praksis vil endres over tid. NVE stiller krav om at aktørene i bransjen informeres og involveres ved alle reelle endringer av systemansvarliges praksis, og bransjen skal gis mulighet til å gi innspill til planlagte endringer. Før endringene trer i kraft skal systemansvarlig legge frem for NVE begrunnelsen for planlagte endringer, og synspunktene fra aktørene i bransjen skal fremkomme. NVE følger tett opp praktiseringen av systemansvaret gjennom jevnlig rapportering, faste rapporteringsmøter, informasjon om enkeltsaker og revisjon av systemansvarlig.

I NVEs høringsforslag til ny fos er det blant annet foreslått en ny bestemmelse som øker kravene til utarbeidelse, bransjeinvolvering og godkjenning av hvordan Statnett praktiserer utøvelsen av systemansvaret.

God transparens i grunnlaget for og bruken av systemansvarliges virkemidler er en forutsetning for effektiv utnyttelse og utvikling av kraftsystemet. Dette sikres blant annet ved å involvere berørte parter i økende grad gjennom mer formaliserte høringsprosesser ved nye løsninger og endringer av praksis i systemdriften.

2.4. Driften må koordineres både internasjonalt og på tvers av nettnivå

De nordiske landene, med unntak av Jylland og Island, er fysisk sammenkoblet som ett synkronområde. Dette gjør at de nordiske landene er avhengig av hverandre for å ivareta sikker drift. Teknisk sett er det særlig viktig med et tett samarbeid mellom

TSOene i det nordiske synkronområdet når det gjelder å fastsette driftssikkerhetsnivå og kvalitetsparametere, samt utvikling og bruk av virkemidler for å tilfredsstille dette. Når det gjelder balanseringen vil ett lands markedsløsninger eller tiltak innen systemdriften kunne påvirke hele synkronområdet. Driftstekniske forhold mellom de nordiske systemansvarlige er regulert gjennom en nordisk systemdriftsavtale (SOA), som nå er under endring for å tilpasses endrede behov og krav i det europeiske regelverket.

Fysisk kobling med land utenfor Norden, gjennom mellomlandsforbindelser mellom Norge og Nederland og etter hvert også Tyskland og Storbritannia, krever koordinering og tett samarbeid med flere land i Europa både rundt utvikling av kraftmarkedene og den daglige driften.

Felles europeiske energimarkeder, som elspot og intradag, og felles markedsløsninger for system- og balansetjenester på tvers av land og synkronområder bidrar til å utnytte samspillet mellom ulike produksjonskilder. Dette gir bedre ressursutnyttelse, økt verdiskaping og legger til rette for bedre klimaløsninger.

Fremover vil flere beslutninger vedrørende systemdriften tas på overnasjonalt nivå, i Norden eller i Europa. Både ACER⁷ og EU-kommisjonen ønsker at TSOene skal samarbeide tettere om

Europeisk regelverk vil føre til endringer av dagens forskrift og praksis.

flere operasjonelle beslutninger.

Implementeringen av den tredje energimarkedspakken vil trolig medføre at rollen som ansvarlig operatør av distribusjonsnettet (DSO) blir innført. Vi forventer at kompetente DSOer etter hvert vil få et økt ansvar for drift- og utvikling i sitt område og benytte flere virkemidler enn i dag. Dette krever god koordinering mellom TSO og DSOer.

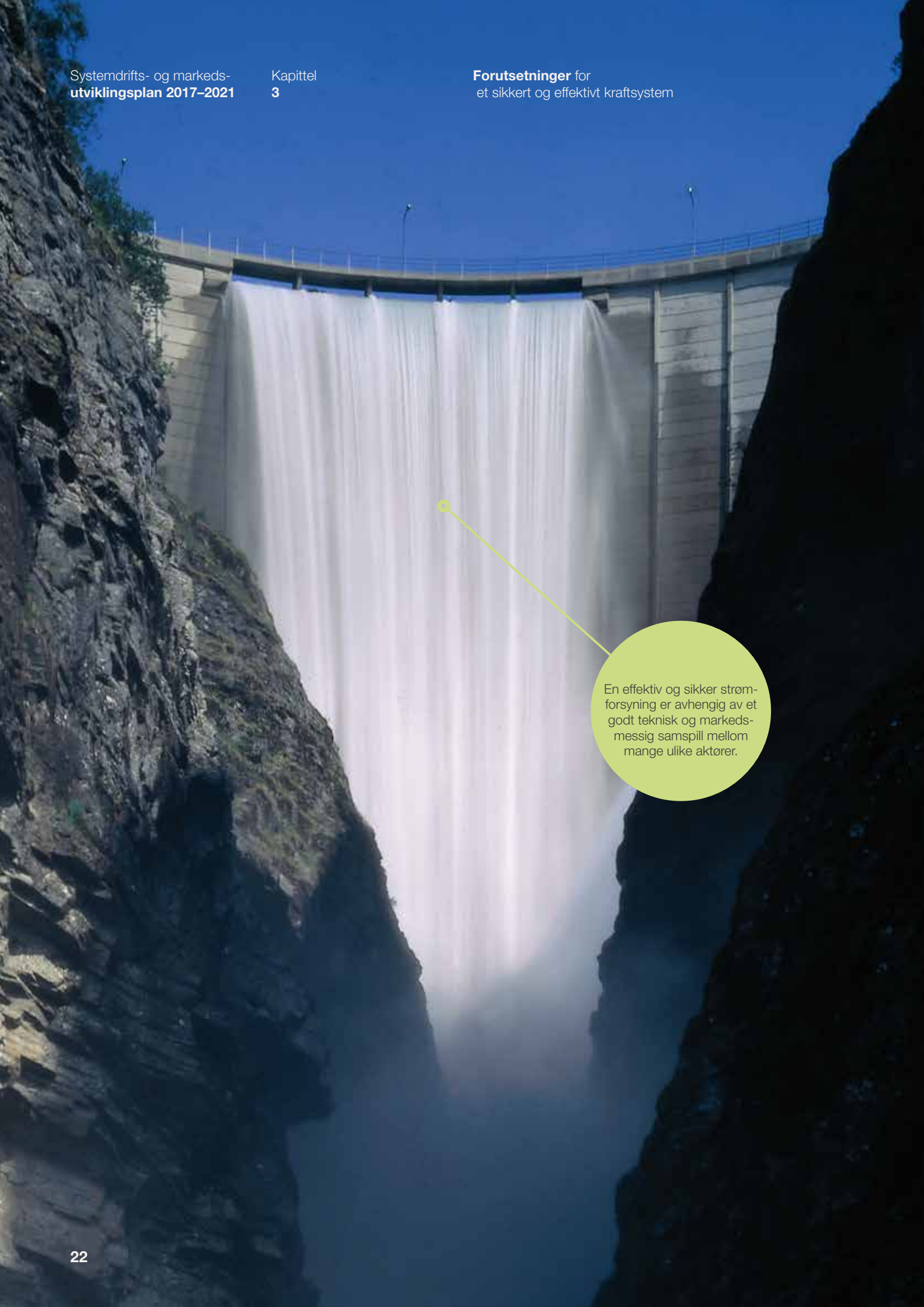
Gjennom EØS-avtalen er Norge underlagt EUs indre marked. Av dette følger det at lover som EU vedtar på energifeltet, og som innlemmes i EØS-avtalen, vil medføre tilpasninger i gjeldende nasjonalt lovverk og praksis. Nytt europeisk regelverk setter dermed i stor grad rammene for utviklingen av systemdriftens rolle og ansvar fremover.

Hvordan de sentrale utviklingstrekkene vil påvirke systemansvarliges rolle fremover blir nærmere beskrevet i kapittel 4.

⁶ <http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Systemansvaret/Praktisering-av-systemansvaret/>

⁷ Agency for the Cooperation and Energy Regulators





En effektiv og sikker strøm-
forsyning er avhengig av et
godt teknisk og markeds-
messig samspill mellom
mange ulike aktører.

3. Forutsetninger for et sikkert og effektivt kraftsystem

Sikker kraftforsyning forutsetter tilstrekkelig overføringskapasitet, mens effektivitet forutsetter god kapasitetsutnyttelse.

I dette kapitlet går vi inn på hvilke forutsetninger som må være på plass for at Statnett, som systemansvarlig, skal kunne legge til rette for et sikkert og effektivt kraftsystem.

3.1. Tilstrekkelig overføringskapasitet og effektiv kapasitetsutnyttelse

Nettet driftes som hovedregel ut fra N-1-kriteriet

Av hensyn til driftssikkerheten er hovedprinsippet at nettet skal driftes etter N-1-kriteriet. N-1-kriteriet innebærer at selv om den sterkeste komponenten faller ut, skal det gjenværende nettet tåle den ekstra belastningen det blir påført uten at det blir brudd i forsyningen. For å overholde N-1-kriteriet beregnes kapasitetsgrenser for summen av to eller flere linjer mellom geografiske områder.

Det er ikke samfunnsøkonomisk rasjonelt eller mulig å opprettholde N-1-kriteriet til enhver tid. I den operative driften av kraftsystemet legger vi følgende kriterier til grunn:

- Med intakt nett tillates driftssituasjoner som kan gi utfall på maksimalt 200 MW forbruk eller maksimalt ha en varighet på en time.
- I perioder med planlagte driftsstanser tillates høyere risikoeksponering, med maksimalt utfall av 500 MW forbruk eller maksimalt en varighet på to timer.
- Etter et avbrudd skal nettet driftes slik at det er liten risiko for nytt avbrudd i samme punkt inntil avklaringer har funnet sted og korrektive tiltak er utført.
- Anleggsdeler skal belastes innenfor fastsatte kapasitetsgrenser.

Systemansvarlig overvåker driftssikkerheten i kraftsystemet blant annet gjennom antall timer med avvik fra N-1 drift, og muligheter for rask gjeninnkobling.

Nødvendige utkoblinger av anlegg skal gi minst mulig konsekvenser

Systemansvarlig legger til rette for nødvendige utkoblinger på en samfunnsøkonomisk rasjonell måte som ivaretar fremdrift i prosjektene, krav til helse, miljø og sikkerhet (HMS), samtidig som konsekvensene for driftssikkerheten og markedet blir minst mulig. Imidlertid vil det ofte i perioder hvor det pågår omfattende byggeprosesser, ikke være mulig å gjennomføre omfattende utkoblinger uten redusert handelskapasitet, og i noen grad redusert forsyningssikkerhet. Hensynet til konsesjonærenes behov for utkobling må vurderes opp mot overføringskapasitet, produksjonsønsker og hensynet til forbrukerne.

Ved behov for utkoblinger legges normalt følgende til grunn:

- Driftssikkerheten skal holdes på et akseptabelt nivå. Eventuelle avbrudd hos forbrukere skal kunne gjenopprettes innen rimelig tid.
- Produksjonsapparatet skal i minst mulig grad oppleve begrensninger.
- Reduksjon i overføringskapasitet skal begrenses både i varighet og volum.
- Krav til spennings- og frekvensregulering og sikkerhetsforskrifter skal oppfylles.

For å minimere konsekvensene er det viktig at driftsstanser meldes inn i tide. Sent innmeldte driftsstanser og hyppige endringer fører til dårligere planlegging av driften og økte kostnader for aktører og samfunnet.

Driftssikkerhet er kraftsystemets evne til å motstå driftsforstyrrelser uten at overføringsgrenser og spenningsgrenser overskrides.

Inndeling i budområder gir bedre ressursutnyttelse

Budområder opprettes for å håndtere varige fysiske flaskehalsar i nettet og situasjoner med forventet energiknapphet. Handelskapasitet mellom budområder og på mellomlandsforbindelser blir disponert gjennom en implisitt energiauksjon organisert av kraftbørsene. Når resultatene fra elspotmarkedet foreligger, gjøres den ledige nettkapasiteten tilgjengelig for intradag-handel (elbas). Elbas gir aktørene mulighet til å handle for å forbedre energibalansen frem mot driftstimen.

Inndeling i budområder legger til rette for effektiv ressursutnyttelse ved at markedsløsningen tar hensyn til begrensninger i overføringskapasiteten. Ulike priser i ulike budområder bidrar til mer effektiv vandisponering ved at markedsprisene signaliserer at ressurs-situasjonen kan være forskjellig i ulike områder. Det blir mer attraktivt å spare vann i områder der det forventes høyere priser og mer attraktivt å produsere i områder der det forventes lavere priser. Budområder med ulike priser gir også insentiver til lokalisering av produksjon og forbruk og investeringer i overføringsnett.

I fremtiden vil forslag til endring av budområder sendes ut på høring i tråd med nye europeiske reguleringer.

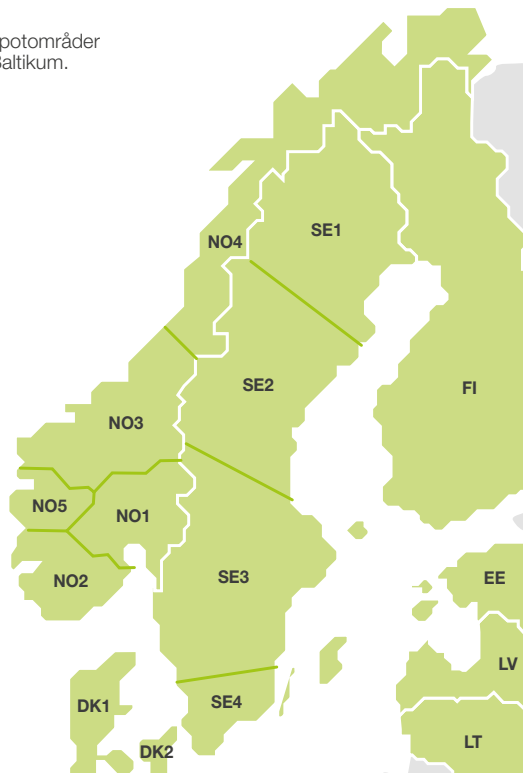
Høy kapasitetsutnyttelse forutsetter god koordinering og effektiv bruk av virkemidler.

Smarte løsninger benyttes for å øke tilgjengelig overføringskapasitet

Flere ulike virkemidler benyttes aktivt i systemdriften for å øke utnyttelsen av overføringskapasiteten samtidig som driftssikkerheten ivaretas:

- Endring av koblingsbildet kan muliggjøre økt tilgjengelig overføringskapasitet samtidig som driftssikkerheten ivaretas.
- Oppdeling i radialdrifter gjør det mulig å overføre mer kraft fra overskuddsområder hvor snittbegrensninger ellers vil føre til innestengt produksjon.
- Spesialkoblinger muliggjør kontrollert utkobling av én eller flere komponenter ved utfall av en annen komponent.
- 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. Systemvern som benyttes er produksjonsfrakobling (PFK), belastningsfrakobling (BFK), nettsplittingsvern og nødeffekt fra HVDC-kabler.

Figur 3.1
Gjeldende elspotområder
i Norden og Baltikum.



Fasevidende transformatorer er et tiltak som så langt i liten grad har vært benyttet i transmisjonsnettet i Norge, men som kan være et potensielt virkemiddel for å optimere utnyttelsen av kraftsystemet. Med en fasevidende transformator kan man påvirke hvordan kraftflyten fordeler seg. Styring av effektflyten et sted i nettet krever en helhetlig vurdering av konsekvensene for å unngå at det oppstår uheldige begrensninger andre steder i nettet. Fasevidende transformatorer vil kunne utgjøre termiske begrensninger hvis det ikke installeres parallelle enheter, og er derfor mest egnet til å bruke på forholdsvis svake 300 kV-ledninger eller på lavere spenningsnivå.

Virkemidlene gir en viss risikoøkning for de lokale områdene som berøres, men bidrar til mer effektiv drift gjennom god kapasitetsutnyttelse med tilfredsstillende driftssikkerhet for kraftsystemet som helhet.

Flaskehalsar i nettet må løpende overvåkes og håndteres

Systemdriften må kontinuerlig overvåke mange overføringssnitt og gjennomføre reguleringer for å håndtere flaskehalsar som oppstår i nettet. Dette gjøres for å unngå overbelastning av komponenter i kraftsystemet og samtidig sikre riktig spenning og balanse.

Normalt benyttes spesialreguleringer og/eller mothandel for å håndtere lokale flaskehalsar innenfor et elspotområde. Ved spesialregulering regulerer systemansvarlig forbruk eller produksjon opp

eller ned ved å aktivere bud basert på lokasjon i regulerkraftmarkedet. Produksjonstilpasning kan også benyttes når vi vurderer at endring av elspotområder eller bruk av spesialregulering ikke er tilstrekkelig eller den mest effektive løsningen ut fra en samfunnsøkonomisk betraktning.

3.2. Kraftsystemet må til enhver tid være i balanse

I kraftsystemet må det til enhver tid være balanse mellom produksjon, forbruk og utveksling. Dette forutsetter at kraftsystemet har tilstrekkelig produksjon til å kunne dekke forbruket, både over tid (energisikkerhet) og kortsiktig/momentant (effektsikkerhet). Både energimarkedene og balanseringen i regi av systemansvarlig ved bruk av balansemarkedene og andre virkemidler er avgjørende for å sikre balanse.

Tilstrekkelig energi og effekt

Energisikkerhet er kraftsystemets evne til å dekke energiforbruket. Siden produksjonen i det norske kraftsystemet er dominert av vannkraft er energisikkerheten sterkt knyttet til variasjoner i tilsig og fyllingsgraden i vannmagasinene. Utvekslingskapasiteten mellom det nordiske synkronområdet og andre kraftsystemer har også stor betydning.

Statnett vurderer energisituasjonen basert på sannsynligheten for rasjonering, og utreder og utvikler nødvendige virkemidler for å håndtere perioder med en svært anstrengt kraftsituasjon (SAKS). Vi gjør vurderinger av energisituasjonen på kort og lang sikt.

Effektsikkerhet er kraftsystemets evne til å dekke momentan belastning og karakteriseres ved tilgjengelig kapasitet i installert kraftproduksjon eller i kraftnettet. Mens energiknapphet handler om situasjoner som kan vare i flere uker, handler effektknapphet om kapasiteten i enkelttimer med høyt forbruk. Effekttfordringer kan oppstå både lokalt, nasjonalt eller innenfor synkronområdet. Effektsikkerhet forutsetter tilstrekkelig tilgjengelig produksjonskapasitet og fleksibilitet hos både kraftproduksjon og forbruk. I et velfungerende kraftmarked med tilgjengelig fleksibilitet både hos produksjon og forbruk vil kraftprisene normalt bidra til tilpasninger slik at effektbalanse oppnås.

Statnett utarbeider i samarbeid med andre TSOer årlig en prognose for effektbalansen i Norden, og følger nøye med på utviklingen.

Tilgjengelig fleksibilitet og balansetjenester er avgjørende

Tilstrekkelig tilgang på fleksibilitet er viktig for å sikre markedsklareringen i energimarkedet, og for at systemansvarlig løpende skal kunne tilpasse produksjon og forbruk i driftsfasen. Fleksibilitet forstås som den delen av produksjon og forbruk som er kontrollerbar, og som dermed har evne og mulighet til å endre innmating eller uttak av strøm for å bidra til å holde kraftsystemet i balanse.

Utfordringer kan oppstå dersom prissignalene ikke er effektive eller ikke når frem til produsentene eller forbrukerne. Slike markedsimperfeksjoner kan medføre for liten tilgang til effekt og fleksibilitet. I ytterste konsekvens kan det medføre at engrosmarkedet (elspot- og elbas) ikke finner en likevektspris i enkelte timer.

Velfungerende energimarkeder er sentralt for balanseringen

Likvide og effektive handelsplasser for kraft er viktig for aktørene og samfunnet med henblikk på god ressursutnyttelse og verdiskaping.

Effektive energi- og balansemarkeder som i stor grad gjenspeiler fysikken i kraftsystemet er et viktig premiss for sikker og effektiv drift. Aktørene skal handle seg i balanse i energimarkedene, som med dagens markedsdesign gir energibalanse på timesnivå. Dette danner grunnlaget for systemansvarliges balansering i driften. Energimarkeder som bidrar til en god balansering, reduserer behovet for tiltak i driftsfasen hvor marginene er mindre.

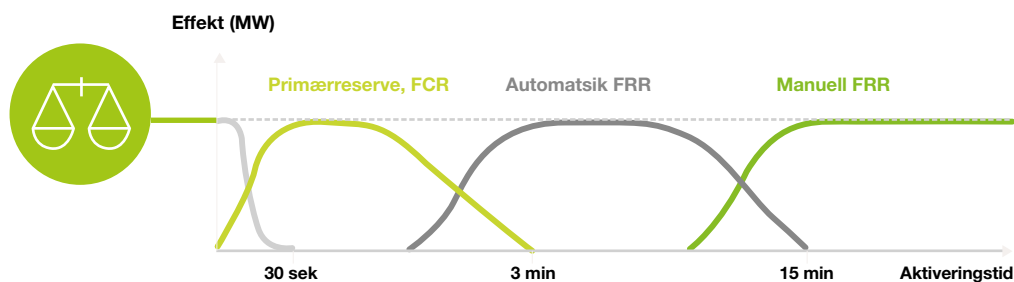
Balansetjenester er nødvendig for å sikre den momentane balansen i kraftsystemet

Systemansvarlig må ha virkemidler for å håndtere strukturelle ubalanser, prognosefeil og uforutsette hendelser som skjer etter markedsklareringen, slik at den momentane balansen i kraftsystemet kan opprettholdes. Et grunnleggende prinsipp er at kraftbalansen skal kunne opprettholdes ved utfall av enhet for produksjon, forbruk eller utveksling. Reserver for balansering må derfor anskaffes for å håndtere dette, dvs. tilfredsstille en dimensjonering i henhold til N-1-kriteriet.

Effektive energi- og balansemarkeder som i stor grad gjenspeiler fysikken i kraftsystemet er et viktig premiss for sikker og effektiv drift.

Strukturelle ubalanser er forutsigbare effektubalanser innenfor timen som skyldes ulik profil på endringer i produksjon, forbruk og utveksling, som ikke klareres i dagens energimarkedsdesign med timesoppløsning. Størrelsen på de strukturelle ubalansene henger direkte sammen med hvordan forbruk, produksjon og utveksling endres i sanntid.

For å redusere strukturelle ubalanser benytter systemansvarlig i planfasen virkemidler som produksjonsglatting og krav til kvartersplaner ved større endringer i produksjon. Ved produksjonsglatting



Figur 3.2
Sammenhengen mellom respons og aktiveringstid på de tre typene reserver som benyttes i dag når en ubalanse i systemet inntreffer. Den grå linjen illustrer kraftsystemets naturlige treghetsmoment (inertia) som bidrar med frekvensregulering.

bestiller systemansvarlig justeringer av tidspunkt for opp- eller nedkjøring av produksjon basert på prognoser for ubalanser kvelden før driftsdøgnet. Krav til kvartersplaner er basert på faste regler om justeringer av produksjon rundt timeskift. I tillegg benyttes produksjonsflytting i driftsfasen for å sikre bedre balanse innenfor driftstimen, der aktørene blir bedt om å flytte planlagt produksjonsendring med inntil femten minutter.

For å sikre den momentane kraftbalansen anskaffer systemansvarlig også ulike typer balansetjenester (reserver) for opp- og nedregulering av produksjon eller forbruk. Det må være tilgjengelige ressurser også til å regulere ved større hendelser i kraftsystemet⁸.

Tilstrekkelig og sikker tilgang på balansetjenester er avgjørende for driftssikkerheten. Reservene som anskaffes må være tilgjengelige og gi forventet respons.

I Norden opereres det med følgende reserver:

- Automatisk primærreserve for normaldrift og driftsforstyrrelser (FCR⁹-N og FCR-D)
- Automatisk sekundærreserve (aFRR¹⁰)
- Manuell tertiærreserve/regulerkraft (mFRR¹⁰)

Reservene har ulike egenskaper. Blant annet stilles det ulike krav til responstid og budvolum. Samme reserve kan ikke selges i flere markeder samtidig.

Frekvensen er en indikator for balansen i kraftsystemet

Frekvensen er en indikator på kraftsystemets evne til å håndtere ubalanser i normaldrift og ved hendelser. Norden, med unntak av

Frekvenskvaliteten måles i antall minutter med frekvens utenfor normalbåndet, dvs. $50 \pm 0,1$ Hz).


Island og Jylland, er ett synkronområde med felles frekvens. Ubalanser hvor som helst innenfor synkronområdet vil dermed påvirke den felles frekvensen for området. Frekvensen skal tilfredsstillere kravene som er spesifisert i den nordiske systemdriftsavtalen (SOA). Kravet til et normalfrekvensbånd er spesifisert til $50,0$ Hz $\pm 0,1$ Hz.

Frekvensavvik indikerer en ubalanse i systemet, og økt sårbarhet for hendelser i systemet.

Frekvensen påvirkes løpende av rotasjonsenergien i systemet og aktivering av automatiske reserver (FCR-D, FCR-N og aFRR). Etter noen minutter vil aktivering av mFRR kunne bringe frekvensen tilbake til nominell verdi og nullstille de automatiske reservene. Rotasjonsenergien i systemet hindrer at frekvensen faller for lavt ved større driftsforstyrrelser mens FCR-D etter noen sekunder stabiliserer frekvensen på et visst nivå. FCR-N og aFRR er dimensjonert for å holde frekvensen innenfor normalfrekvensbåndet ved raske endringer i balansen i systemet i normaldrift. Når frekvensen er utenfor normalfrekvensbåndet, vil noe av reservene som er holdt av for å håndtere en driftsforstyrrelse allerede være brukt. Desto større avviket er og jo lenger frekvensen er utenfor båndet, desto større er risikoen for større negative konsekvenser ved et stort produksjonsbortfall.

⁸Dimensjonerende hendelse: Det største enkeltutfall av vilkårlig komponent som skal kunne håndteres i driften. Normalt er dimensjonerende utfall i Norge 1200 MW.

⁹Frequency containment reserve ¹⁰Frequency restoration reserve, automatisk og manuell.



I kraftsystemet må det
til enhver tid være balanse
mellom forbruk, produksjon
og utveksling

Skulle frekvensdippen ved en feil bli for stor, vil komponenter og forbruk automatisk kobles ut, og man risikerer større strømbrudd i systemet.

Systemansvarlig måler løpende frekvenskvaliteten opp mot fastsatte nordiske krav.

3.3. Korrekte spenninger i nettet

Å holde spenninger i nettet innenfor definerte grenser er avgjørende for god leveringskvalitet, for å begrense nettapene, og for å opprettholde forventet levetid for kraftsystemets komponenter. Dårlig spenningskvalitet kan ha store konsekvenser:

- For lave spenninger kan gi redusert overføringskapasitet og øker overføringstapene i nettet, mens for høye spenninger kan føre til skade på komponenter.
- Flimmer skaper normalt ikke skader på utstyr for de som er tilknyttet nettet, men ødelegger lyskvaliteten fra belysningsutstyr ved at lysintensiteten kan variere ganske kraftig (blafring/flimring i lyset). Store spenningsvariasjoner gir en mekanisk belastning på generatorer som kan føre til skade.
- Overharmoniske spenninger er en forvrenging av spenningskurveform, og kan medføre funksjonsfeil eller havari av elektriske apparater og utstyr.
- Spenningsdipper er kortvarige reduksjoner av spenningen som vil kunne oppstå ved kortslutning eller jordslutning i nettet. Spesielt er prosessindustrien følsomme for spenningsdipper. Spenningsdipper er ikke til å unngå i høyspentnett med mye luftledning. Flere ledninger gir et sterkere nett og dermed redusert størrelse på dippene, men flere ledninger vil også medføre flere dipper og spredning av dippene over større avstander. Anlegg som er knyttet til nettet må være dimensjonert for å tåle slike kortvarige forstyrrelser.

Spenningen er forskjellig på ulike steder i nettet, og er et resultat av den reaktive balansen lokalt. Å overføre reaktiv effekt over lange

avstander gir økte overføringstap og beslaglegger kapasitet i nettet. Ubalanser i reaktiv effekt bør derfor kompenseres forholdsvis nært der den reaktive ubalansen oppstår.

Forbruk, transformatorer og reaktorer er typisk induktive og forbruker reaktiv effekt, mens kondensatorbatterier er kapasitive og produserer reaktiv effekt. Ledninger vil produsere eller forbruke reaktiv effekt avhengig av spenningsnivå, lengde og belastning.

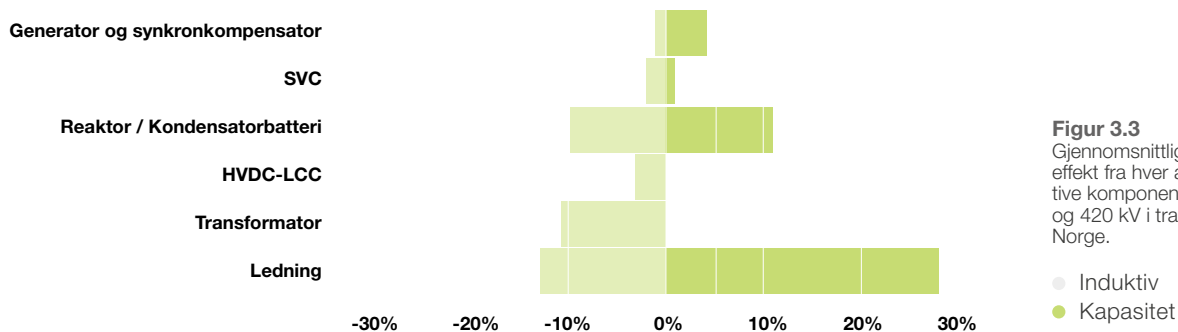
SVC-anlegg¹¹ og fasekompensatorer vil variere sitt reaktive bidrag etter spenningen og forsøke å holde en bestemt spenning. Omformerer på HVDC-forbindelsen Skagerrak 4 benyttes også til å regulere spenningen i AC-nettet, og de nye HVDC-forbindelsene NordLink og North Sea Link vil få samme mulighet. Kraftverkene generatorer er også viktige bidragsyttere i den reaktive reguleringen, hvor spenningsregulatoren kontinuerlig skal sørge for å tilpasse den reaktive effekten til spenningsforholdene i nettet. Dette er spesielt viktig ved raske endringer og i feilsituasjoner. Bidrag fra kraftverkene forutsetter korrekt innstilling av spenningsregulatoren med riktig settpunkt for spenningen, slik at generatorene faktisk har evne til å bidra som forutsatt.

3.4. Tilstrekkelig stabilitet i normaldrift og ved hendelser

Kraftsystemet må kunne tåle utfall av nettanlegg og store produksjons- eller forbruksenheter. Med stabilitet mener vi kraftsystemets evne til å vende tilbake til en akseptabel stasjonær tilstand etter en forstyrrelse.

Frekvensstabilitet

Kraftsystemets treghet, også kalt inertia, og er en viktig systembærende egenskap for å kunne håndtere større driftsforstyrrelser i kraftsystemet, ved for eksempel utfall av ledninger, produksjon eller forbruk. Det er et finstemt samspill mellom inertia og reservene. For at kraftsystemet skal være tilstrekkelig stabilt må kraftsystemet



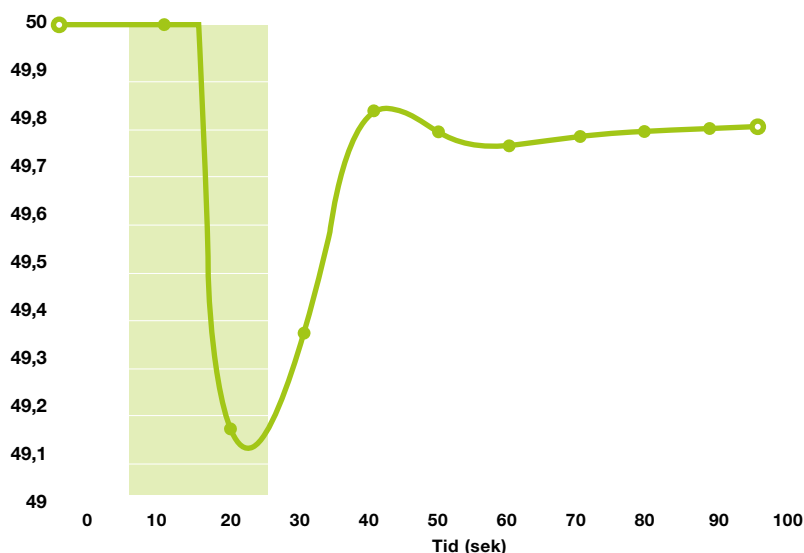
Figur 3.3
Gjennomsnittlig bidrag av reaktiv effekt fra hver av de viktigste reaktive komponenttypene på 300 kV og 420 kV i transmissjonsnettet i Norge.

● Induktiv
● Kapasitet

¹¹ Anlegg kalt Static Var Compensator (SVC) består av én eller flere thyristorstyrte reaktorer og/eller thyristorkoblede kondensatorer, og regulerer spenningen automatisk ut fra målt spenningsnivå.

Inertia brukes som uttrykk for den kinetiske energien i den roterende massen i kraftsystemet. Inertia er fysiske objekter sin motstand mot endringer. Tregheten til et legeme er proporsjonal med legemets masse og dets rotasjonshastighet. I kraftsystemet forbindes begrepet først og fremst med roterende masse i produksjonsanlegg, altså den roterende massen i turbinene og generatorene. Tregheten til aggregatene bidrar til å dempe pendlinger i systemet og bremse virkningen av store ubalanser. Inertia måles i GWs.

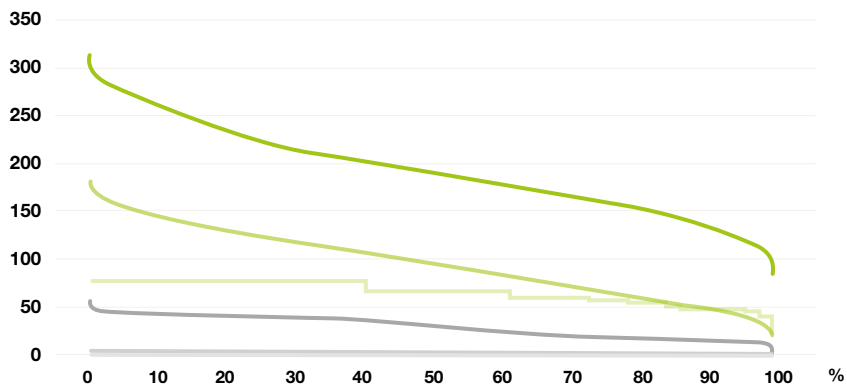
Frekvens (Hz)



Figur 3.4

Illustrasjon av et frekvensfall, hvor det markerte området indikerer tidsperioden hvor tregheten i systemet bidrar til å begrense frekvensfallet.

Kinetisk energi (GWs)



- Kjernekraft
- Annet termisk
- Konvensjonell vannkraft
- Småskala vannkraft
- Vind- og solkraft
- Total

Figur 3.5

Varighetskurve for ulike typer kraftproduksjon sitt bidrag til inertia i kraftsystemet.

ha en kombinasjon av FCR og inertia som sikrer at det transiente frekvensavviket ikke blir for stort og medfører utkobling av forbruk. Dersom mengden FCR er høy og/eller responderer raskt, kan en lavere mengde inertia tolereres, og motsatt. Ved normal mengde primærreserver i kraftsystemet trengs det en inertia større enn 150 GWs.

Ved store driftsforstyrrelser medfører lav inertia i systemet en økt risiko for utkobling av forbruk på grunn av lav frekvens. Tregheten i systemet er viktigst for å begrense frekvensfallet og stabilisere systemet de første sekundene etter en driftsforstyrrelse, før primærreserven responderer. For lav inertia kan det føre til at frekvensen raskt faller til et så lavt nivå at forbruk kobles ut, og i verste fall til at et større område blir mørklagt.

Kraftsystemets inertia kommer primært fra stor roterende masse i synkronmaskiner. Vind-, sol- og småkraft bidrar marginalt. Produksjonsmiksen i det nordiske kraftsystemet betyr derfor mye for tilgangen på inertia. Det nordiske synkronområdet har historisk sett hatt relativt stabil kontinuerlig drift av store vannkraft- og kjernekraftanlegg.

Per i dag sikrer systemansvarlig tilstrekkelig mengde FCR i kraftsystemet gjennom krav til frekvens-statikkinnstilling hos produksjonsheter og et nasjonalt FCR-marked, mens det så langt ikke har vært behov for å innføre mekanismer for å sikre stabiliteten i driftssituasjoner med lav inertia i kraftsystemet. Økt andel fornybar kraftproduksjon i perioder med lav last og høy import til det nordiske kraftsystemet vil kreve nye løsninger.

Spenningsstabilitet

Begrepet spenningsstabilitet beskriver kraftsystemets evne til å opprettholde spenningen ved økt overføring eller etter en hendelse i kraftsystemet. Spenningsstabilitet er ofte knyttet til kraftoverføring inn til et område. Dersom overføringen av kraft overskrider et visst nivå, for eksempel etter utfall av en ledning, vil det kunne bli utfordringer med å opprettholde en høy nok og stabil spenning. Det kan føre til ytterligere utkoblinger og til sist et avbrudd i strømforsyningen.

Tilstrekkelig spenningsstøtte gjennom tilgjengelige reaktive reserver er viktig for spenningsstabiliteten. Ved hendelser i kraftsystemet er det behov for hurtig automatisk spenningsstøtte, for eksempel fra kondensatorbatterier eller fra SVS-anlegg¹² og fra kraftverk/synkronkompensatorer.

Småsignalstabilitet

Småsignalstabilitet er relatert til pendlinger i nettet. Pendlinger oppstår vanligvis når systemet skal omstille seg fra én driftssituasjon til en annen, for eksempel ved utfall av ledninger eller ved endringer

i produksjon og forbruk. De mekaniske pendlingene i kraftverkene forplanter seg og observeres som svingninger i spenning og effektflyt i nettet. Pendlingene er uønskede da de kan føre til følgeutfall av kraftverk eller ledninger, som i ytterste konsekvens medfører at store områder mørklegges. Pendlingene fører også til økt slitasje på de mekaniske komponentene i generatorer og turbiner.

3.5. Riktig funksjonalitet i anlegg og god oversikt

Anlegg tilknyttet kraftsystemet må ha riktig funksjonalitet

Anlegg knyttet til kraftsystemet må ha nødvendige egenskaper for å understøtte sikker drift i ulike driftssituasjoner. Dette gjelder blant annet evnen til å opprettholde kraftproduksjonen ved overgang til separatområde, muligheten for start fra mørk stasjon, og riktig settpunkt og innstilling av spenningsregulatoren.

Manglende eller uhensiktsmessig funksjonalitet i anlegg vil blant annet kunne påvirke:

- Den momentane kraftbalansen og dermed frekvenskvaliteten i det nordiske synkronområdet. Dersom ubalansen eller frekvensavviket blir for stort, vil komponenter og forbruk automatisk bli koblet ut eller bli ødelagt og man risikerer større strømbrydd i systemet.
- Spenningsstabiliteten i kraftsystemet. Riktig settpunkt, effektfaktor og riktige innstillinger i magnetiseringsutstyr/spenningsregulatoren (statikk og begrenser) i produksjonsanlegg er avgjørende.
- Kortslutningsytelsen, som er et mål på impedansen i kraftsystemet. Ved lav kortslutningsytelse vil spenningen i nettet bli mer påvirket av endringer i forbruk og produksjon, og det kan blant annet oppstå problemer med sikker utløsning av vern. Høy kortslutningsytelse gir høye feilstrømmer, som komponentene i nettet må være dimensjonert for.

Statnetts veileder for funksjonskrav i kraftsystemet (FIKS) beskriver hvilke minimumskrav til funksjonalitet som normalt legges til grunn. Norske funksjonskrav skal fremover være i overensstemmelse med europeiske retningslinjer og regelverk på området. Det pågår derfor et arbeid med å tilpasse gjeldende krav til dette.

Tilfredsstillende leveringskvalitet og god driftssikkerhet forutsetter at anlegg tilknyttet kraftsystemet har riktig funksjonalitet.

¹² Static VAR System (SVS) er en samlebetegnelse for statisk kompenseringsutstyr med dynamiske egenskaper, som for eksempel SVC og STATCOM

Viktig med god oversikt over kraftsystemets egenskaper

God oversikt over kraftsystemets egenskaper er avgjørende for at systemansvarlig skal kunne ivareta sikker og effektiv drift i dag og i fremtiden. Dette betinger god oversikt over funksjonaliteten i anlegg som er tilknyttet kraftsystemet.

Mer fullstendige kraftsystemdata med god kvalitet er viktig, da disse legges til grunn i analyse- og driftsplanleggingsverktøy og drifts-sentralsystemer. Disse verktøyene er sentrale i driftsplanleggingen og i analyser av kraftsystemet fremover. Blant annet er riktige data avgjørende for å kunne gi riktige overføringskapasiteter til markedet. Store endringer i kraftsystemet i tiden fremover gir behov for omfattende og grunnleggende tekniske analyser for å bygge kompetanse og sikre god forståelse av konsekvensene.

Det er derfor avgjørende at konsesjonærene bidrar til å sikre data-kvaliteten for egne anlegg, gjennom å oppdatere og kvalitetssikre kraftsystemdata i Fosweb. Det er også viktig at konsesjonærene har gode rutiner for rapportering av driftsforstyrrelser og avbrudd, og bidrar med nødvendige underlag gjennom innrapportering i FASIT.

3.6. Effektive IKT-systemer, god beredskap og høy informasjonssikkerhet


Systemdriften er avhengig av velfungerende IKT-systemer gjennom hele verdikjeden, fra å beregne vannverdier og prognoser hos produsentene, via å omsette kraft på børsen til å planlegge og drifte det

fysiske kraftsystemet. Gode systemer for å prognostisere, planlegge og omsette er viktige for å legge til rette for effektiv ressursutnyttelse både i produksjonsapparatet og i overføringsnett. Pålitelige plattformen for å måle, overvåke og utveksle informasjon gir mulighet til å kombinere høy kapasitetsutnyttelse i nettet med sikker drift.

Økt bruk av IKT og automatiske løsninger innebærer økte krav til sikkerhet og beredskap med tanke på personvern, datasikkerhet og styringssystemer. Sensitiv informasjon om norsk kraftforsyning skal beskyttes mot uautorisert innsyn. Dette må ivaretas når informasjon behandles i berørte IKT-systemer, og når sensitiv informasjon deles med andre organisasjoner (nordiske og europeiske TSOer).

Systemansvarlig må
ha informasjon og
god oversikt over
kraftsystemets
egenskaper.





Kraftsystemet står overfor
omfattende endringer.

4. Sentrale utviklingstrekk

I dette kapittelet går vi gjennom de viktigste utviklingstrekkene innenfor klimapolitikk, europeisk regelverk, teknologiutvikling og hvordan disse påvirker det norske og nordiske kraftsystemet. Samfunnet har høye krav til sikker forsyning av strøm.

Elektrisitet vil i økende grad bli benyttet som energibærer til transport og varme, og vil erstatte fossile energibærere. Vi tar i bruk IKT til styring og overvåking innenfor flere områder, og vi blir mer avhengig av strøm for at kritisk infrastruktur innenfor beredskap, helse og samferdsel skal fungere. Økt velstand bidrar også til at vi tar i bruk strøm på en rekke nye områder, for å øke vår velferd og sikkerhet.

Med enda større avhengighet til elektrisitet vil også konsekvensene av et langvarig strømbrudd øke, og kunne få betydelige følger.

Kraftsystemet står overfor omfattende endringer, drevet av makrodrivere som klima-utfordringer, teknologiutvikling samt ønske om høy forsynings-sikkerhet og økt verdiskaping.

4.1. Internasjonalisering preger utviklingen av kraftsystemet

EUs indre marked vil fremme nasjonsnøytral konkurranse til fordel for hele det europeiske økonomiske samarbeidsområdet (EØS-området). Et av EUs prioriterte mål for energisektoren er å skape et felles indre energimarked. Dette vurderes som det fremste virkemiddelet for å oppnå ønskede reduksjoner i klimagassutslipp, opprettholde forsyningssikkerheten og samtidig ha konkurransedyktige kraftpriser i Europa. Sammen med tilstrekkelig overføringskapasitet mellom land, blir et felles europeisk regulatorisk rammeverk og effekt-

ivt samarbeid mellom TSOene pekt på som viktige forutsetninger for at det indre markedet skal bli en suksess.

Europeisk politikk legger føringer for utviklingen av energimarkedene

EU har siden midten av 90-tallet jobbet for å realisere et grenseløst kraftmarked, i stor grad basert på utarbeidelse av direktiver og forordninger.

Siden 2009, med innføring av Lisboa-traktaten, har EU hatt myndighet til å vedta regelverk for energisektoren for å sikre energimarkedets funksjon, sørge for energiforsyningssikkerheten i EU, fremme energieffektivitet og energisparing, samt utvikle fornybare energikilder og bygge ut infrastruktur. Utviklingstrekkene er utvidet bruk av forordninger med direkte virkning i medlemslandene for å oppnå europeiske målsetninger.

I 2009 ble den tredje energimarkedspakken¹³ vedtatt. Det europeiske regelverket legger til rette for effektiv samhandling mellom alle interessenter i kraftmarkedet, inklusive TSOene, gjennom å harmonisere og integrere energimarkedene. Disse energimarkedspakkene har blant annet medført at man har gått fra et system med vertikalintegreerte energiselskaper, med monopol i egne land, til et system kjennetegnet av konkurranse og handel mellom land.

Felles energimarkeder vurderes av EU som det fremste virkemiddelet for å oppnå ønskede reduksjoner i klimagassutslipp, opprettholde forsyningssikkerheten og samtidig ha konkurransedyktige kraftpriser i Europa.

¹³ Den tredje energimarkedspakken supplerer og erstatter den første energimarkedspakken fra 1996 (el)/1998(gass) og den andre energimarkedspakken fra 2003. For elektrisitet referer den tredje pakken seg til forordning 714/2009/EF om betingelser for nettilgang (forordningen om grensehandel), direktiv 2009/72/EF om det indre marked for elektrisitet og forordning 713/2009/EF om opprettelse av samarbeidsorganet for energiregulatorer på EU-nivå (ACER).

I dag omfatter den europeiske markedskoblingen og kapasitetsfastsettelsen for elspot 23 land og om lag 90 prosent av Europas kraftforbruk, og i begynnelsen av 2018 innføres det også et felles intradagmarked. Det europeiske regelverket foreskriver også felles europeiske markeder for sekundær- og tertiærreserver (aFRR og mFRR), som også er et viktig bidrag til å utnytte fleksibilitet på tvers av land.

Både ACER¹⁴ og EU-kommisjonen ønsker at TSOene skal samarbeide tettere om flere operasjonelle beslutninger. Dette kan føre til at TSOens rolle begrenses til driften av det nasjonale sentralnettet i sanntid, mens driftsoppgaver i planfasen sentraliseres.

Vi må også ta høyde for ytterligere reguleringer av kraftsektoren utover det som følger av den tredje elmarkeds pakken. Energilpolitikken er stadig i utvikling for å møte nye utfordringer og muligheter. Blant annet kom kommisjonen i slutten av 2016 med et omfattende forslag til ny lovgivning for markedsdesign for energimarkedene¹⁵. Her fremkommer det blant annet at kommisjonen ser behov for sentraliserte/regionale løsninger, og at man søker å utvikle og gjennomføre en europeisk energipolitikk gjennom utvidet kompetanse til sentrale enheter som for eksempel ACER. Dette innebærer endret rollefordeling fra nasjonalstat til internasjonal/europeisk struktur for flere funksjoner i systemdriften. Forslagene er under diskusjon og vil etter planen vedtas i 2018. For Norge sin del reiser dette et spørsmål om EØS-relevansen av regelverket.

Gjennom EØS-avtalen har europeisk regelverk forrang for eksisterende norsk regelverk på relevante områder, og gjeldende nasjonale forskrifter og rutiner vil måtte tilpasses nytt regelverk eller falle bort. For EØS-landene (Norge m.fl.) kan det bli aktuelt å tilpasse tekniske krav på nasjonalt nivå. EUs regelverk legger dermed direkte føringer for norsk energipolitikk, som igjen vil danne rammevilkår for Statnetts utøvelse av systemansvaret, inkludert mulighetene for å utvikle systemdrifts- og markedsløsninger.

Gode internasjonale løsninger krever betydelig innsats

Det norske og nordiske kraftmarkedet er en integrert del av det felles europeiske kraftmarkedet. Utviklingen av et felles europeisk regelverk og felles europeiske drifts- og markedsløsninger styrer derfor utviklingen i Norge og Norden generelt, og rammevilkårene for Statnetts utøvelse av systemansvaret spesielt.

Statnett ser det som viktig å være aktiv i det europeiske arbeidet gjennom ENTSO-E med å utvikle et indre energimarked for å bidra

til at regelverket ivaretar norsk forsyningssikkerhet samt verdien av våre fleksible ressurser som den nordiske vannkraften. Dette er blant annet viktig av følgende grunner:

- Det norske kraftsystemet er annerledes enn det kontinentale med høyt utnyttet nett og produksjon basert nesten utelukkende på fornybare energikilder og høyt tilbud av fleksibilitet. Det er derfor viktig å sikre gode europeiske løsninger som legger til rette for god ressursutnyttelse og verdiskaping også for Norge.
- Vi har mange års erfaring fra utvikling og drift av internasjonale kraftmarkeder og felles markedsløsninger for balansering i Norden.
- Norge ikke er en del av de lovgivende forsamlingene i EU.

For å sikre gode løsninger kreves det en betydelig innsats der mange parter må involveres over tid. Dette er et tidkrevende og til

Fremtidens kraftmarked kjenne-
tegnes av økt overførings-
kapasitet mellom områder,
felles markedsløsninger,
mer detaljert regelverk
og effektiv samhandling.

tider utfordrende arbeid. Våre forslag til løsninger og argumentasjon må derfor ikke bare være positive for oss og Norden, men også for Europa samlet. Sammen med norske aktører og myndigheter, har Statnett over tid jobbet aktivt med dette.

Dette har medført at Norge og Norden nå kan implementere et detaljert europeisk regelverk for drifts- og markedsutviklingen på om lag 1000 sider, som både ivaretar norsk forsyningssikkerhet og samtidig gir muligheter for økt verdiskaping. Mulighet for å allokere kapasitet over HVDC-kabler for utveksling av balansetjenester, deltagelse av utenlandsk kapasitet i ulike lands kapasitetsmarkeder, samt gjennomslag for bruk av budområder er noen eksempler på områder der norske interesser har satt sitt preg på utviklingen.

Aktører, myndigheter og TSOer må også fremover belage seg på å benytte betydelige ressurser på å følge opp og påvirke utvikling og implementering av europeisk regelverk, samt drifts- og markedsløsninger.

¹⁴ Agency for the Cooperation and Energy Regulators

¹⁵ Clean energy for all Europeans, http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-4009_en.htm

Nettverkskoder og -retningslinjer får konsekvenser for driften av kraftsystemet

Sammen med tilstrekkelig overføringskapasitet mellom land, blir et felles europeisk regulatorisk rammeverk og effektivt samarbeid mellom TSOene pekt på som viktige forutsetninger for at det indre markedet skal bli en suksess.

EUs tredje energimarkedspakke innebærer at det innføres et felles regelverk for energisektoren i Europa. Regelverket skal øke driftssikkerheten, blant annet gjennom økt koordinering mellom TSOer, økt konkurranse og krafthandel gjennom markedskobling, og ved å tilrettelegge for at forbrukere og produsenter av fornybar energi kan delta aktivt i energimarkedene.

Som en del av arbeidet vil EU vedta en rekke forordninger kalt network codes og guidelines. Forordningene definerer bindende regler for kraftmarkedene, systemdrift og tilknytning til kraftsystemet.

Forordningene er omfattende og berører alle aktører i kraftsystemet. Under gir vi et innblikk i de største endringene som forordningene medfører. Flere av endringene innebærer utvikling av systemdrifts- og markedsløsninger, som beskrives i tiltaksplanen i kapittel 6.6. - 6.9.

Marked

Forordningene har som formål å fremme handel over landegrenser og øke likviditeten i energimarkedene. Gjennom fleksible og åpne markeder skal investeringsrisikoen reduseres, og gjennom økt optimalisering skal effektiviteten økes. Dette skal oppnås gjennom i større grad harmonisere markedsregler og koordinere oppgaver knyttet til kapasitetsfastsettelse og kjøp av balanse tjenester.

Å implementere retningslinjene vil blant annet føre til:

- Integrering av elspot- og intradagmarkeder i Europa
- Opprettelse av en felles europeisk nettmodell (Common Grid Model) og felles regler for kapasitetshåndtering mellom budområder, hvilket medfører implementering av en ny metode for kapasitetsberegning i Norden, flytbasert markedskobling.
- Konkurranse mellom kraftbørser ved å tillate at flere kraftbørser operer innenfor samme område som såkalt Nominated Energy Market Operator (NEMO)
- Opprettelse av felles europeiske balansemarkeder, hvilket blant annet medfører standardisering av balanse tjenester og felles prinsipper for ubalanse oppgjør
- Mulig innføring av langsiktige transmisjonsrettigheter i Norden, samt felles regler for handel med transmisjonsrettigheter
- Felles prinsipper for oppgjør mellom TSOer, mellom TSOer og balanseansvarlige og TSOer og tjenesteleverandører

Systemdrift

Forordningene har som formål å harmonisere systemdriften i Europa og ivareta driftssikkerhet, frekvenskvalitet og effektiv bruk av det samlede europeiske kraftsystemet. Videre skal retningslinjene hindre at driftsforstyrrelser sprer seg til større områder, gjennom å harmonisere

Et europeisk rammeverk legger til rette for felles løsninger som vil gi økt verdiskaping for Norge.

	Network Code/Guideline	Innhold
Marked	Capacity Allocation and Congestion Management (CACM)	Regler for elspot- og intradagmarked, kapasitetsberegning og kraftbørser
	Forward Capacity Allocation (FCA)	Regler for handel med langsiktige transmisjonsrettigheter
	Electricity Balancing (EB)	Regler for balansemarkedene
Systemdrift	System Operation (SO)	Regler for å opprettholde sikker drift av kraftsystemet
	Emergency and restoration (ER)	Regler for drift når systemet er i nøddrift eller under gjenoppbygging
Tilknytning	Requirements for generators (RfG)	Regler for produksjonsanlegg som skal tilknyttes kraftsystemet
	Demand connection code (DCC)	Regler for forbruk og nettanlegg som skal tilknyttes kraftsystemet
	High Voltage Direct Current Connections (HVDC)	Regler for HVDC-forbindelser, samt DC-tilknyttede produksjonsenheter og parker av slike enheter

Tabell 4.1
Oversikt Network Codes og Guidelines. For mer informasjon se www.entsoe.eu

prosedyrer for gjenoppretting etter nødsituasjoner og strømbrydd.

Å implementere retningslinjene vil blant annet føre til:

- Standardisering av systemdriftsavtaler for synkronområder, som blant annet vil stille krav til frekvenskvalitet og dimensjonering av reserver
- Opprettelse av Regional Security Coordinators (RSC) som vil bistå flere TSOer med kapasitetsberegninger for deres område, driftssikkerhetsberegninger, prognoser for effekttilgang og koordinering av utkoblingsplaner. En sentral oppgave blir å innhente nettmodeller fra hvert enkelt land, som kan settes sammen til én modell for hele området (Common Grid Model). Modellene skal inkludere planlagte utkoblinger, samt aktuell produksjon og forbruk.
- Innføring av prekvalifisering for leverandører av balansetjenester (FCR, FRR og RR)
- Felles krav til informasjonsutveksling og online overvåking

Tilknytning

Forordningene har som formål å tilrettelegge for forsyningssikkerhet og felles europeiske markedsløsninger med like konkurransevilkår ved å stille harmoniserte funksjonskrav til produksjon, forbruk og HVDC. Mange av kravene gjelder kun enheter som har betydelig innvirkning på kraftsystemet, men kravene gjelder også f.eks. produksjonsanlegg fra og med 800 W, samt forbruk tilknyttet distribusjonsnettet som tilbyr forbrukerfleksibilitet. Å implementere retningslinjene vil blant annet føre til:

- Felles tekniske funksjonskrav for tilknytning av ny produksjon, forbruk og HVDC-forbindelser til kraftsystemet
- Nytt regelverk for nye forbrukere som skal tilknyttes nettet, med fokus på industrikunder og distribusjonssystemoperatører (DSO) med uttak fra transmisjonsnettet
- Oppdatering av norske funksjonskrav og veiledning (FIKS)
- Økte krav til etterlevelse
- Nye prosedyrer for godkjenning av idriftsettelse

4.2. Forbruk vil bidra med mer fleksibilitet og rollen til DSOer må tilpasses

Forbruket skal bli mer fleksibelt og ta en mer aktiv rolle

Vi forventer at fleksibilitet hos forbruk vil spille en større rolle i kraftsystemet fremover. Forbrukerfleksibilitet vil være et viktig virkemiddel for å nå fremtidige målsetninger om et miljøvennlig og energi-effektivt kraftsystem. Videre vil det nye europeiske regelverket legge til rette for at forbrukerfleksibilitet og ulike lagringsteknologier kan bidra med sin fleksibilitet inn i energi- og balansemarkedene på lik linje med konvensjonell kraftproduksjon.

Innføring av avanserte strømmålere, bedre funksjonalitet for styring, større prisvolatilitet og mulig innføring av et mer effektbasert tariffregime vil gi alminnelige forbrukere økte insentiver til å respondere på prissignaler i energi- og balansemarkedene. I Norge i dag er tilbudet av fleksibilitet utover kraftprodusenter begrenset til prisfleksible bud i energimarkedet og manuelle tertiærreserver (regulerkraft) fra kraftintensiv industri.

AMS skal være installert hos alle forbrukere i Norge innen 2019. Etableringen av den norske Elhub i 2017 er også et viktig bidrag for å legge til rette for økt fleksibilitet fra mindre forbrukere.

Vi vil også kunne se en utvikling av tjenesteleverandører som tilbyr seg å styre forbruket til en kunde. Gjennom å aggregere fleksible ressurser fra flere enheter vil man kunne utnytte en større andel av potensia-

Utvikling innen forbrukerfleksibilitet og smarte nett skaper nye muligheter for økt styring og utnyttelse av nettet.

let som finnes i form av mindre forbrukslaster. Hvordan og i hvilket tempo utviklingen vil skje er usikkert. Blant annet vil utvikling av rollen til DSOene, som bruker av fleksibiliteten, og aggregatorene som ny aktør og bindeledd mellom forbrukerne og markedet bli sentralt.


DSOers rolle i kraftsystemet er i endring

Rollen for netteiere på lavere spenningsnivå er i endring, noe som også vil påvirke ansvaret og oppgavene til systemansvarlig. Endringene drives av fysiske endringer i kraftsystemet og forventninger om at kombinasjonen av forbrukerfleksibilitet, distribuert produksjon og IKT-utvikling (smarte nett) vil skape nye muligheter for økt styring og bedre utnyttelse av nettet. Utviklingen medfører behov for nærmere avklaringer rundt ansvarsfordelingen.

Nye rammer og regelverk for DSOene er under utvikling både innenfor EU¹⁶ og i Norge. Det er fortsatt uklart hvordan og eventuelt når regelverket skal implementeres i Norge. Systemoperatører på distribusjonsnivå (DSO) vil sannsynligvis få en mer sentral rolle med mer ansvar og flere virkemidler. I Norge ble det ved endringer i energiloven¹⁷ etablert en hjemmel for å utpeke koordinerende DSOer, som utfører oppgaver på vegne av flere nettselskap.

¹⁶ Clean energy for all Europeans, http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-4009_en.htm

¹⁷ Prop. 35 L (2015–2016) Endringer i energiloven (skille mellom nettvirksomhet og annen virksomhet mv.)



Det europeiske regelverket for energisektoren omfattende og berører alle aktører i kraftsystemet.

Elhub

I 2013 ga NVE Statnett oppdrag å etablere en datahub (Elhub) som skal omfatte alle måledata for strøm i Norge. Dette innebærer etablering og drift av en permanent tjeneste i kraftmarkedet som vil fungere som et bindeledd mellom nettleverandører og kraftleverandører. Oppstart av Elhub er planlagt i første kvartal 2018.

Det overordnede formålet med Elhub er å etablere en samfunnsøkonomisk effekt IKT- infrastruktur for sluttbrukermarkedet for kraft i Norge. Elhub skal bidra til å oppnå effektiv distribusjon av måleverdier, bidra til enklere leverandørbytte, tilrettelegge for en leverandørsentrisk markedsmodell, samt bidra til at aktører kan utnytte det teknologiske potensialet som ligger i AMS når det gjelder smarte løsninger og tjenester for både nettselskaper, leverandører og sluttkunder.

Elhub skal sikre effektiv lagring og distribusjon av måleverdier med høy kvalitet og datasikkerhet. Et sentralt prinsipp i det nye regelverket er at strømkundene eier sine egne strømdata, og at de kan se og bestemme hvem som får tilgang til sine data.

Distribuert fleksibilitet fra både forbruk og produksjon kan bidra med systemtjenester både til systemoperatører på transmissjonsnivå (TSO) og distribusjonsnivå (DSO), samt til selve energimarkedet. Vi observerer allerede i dag en økning i distribuert fleksibilitet og økt interesse for å regulere forbruk og produksjon i underliggende nett. Vi ønsker en løsning der fleksibilitet til enhver tid benyttes der den har størst verdi. Dette forutsetter at vi kan utvikle løsninger som ivaretar driftssikkerheten dersom mange aktører skal regulere innenfor det samme tidssegmentet. I forbindelse med det nye balanseringskonseptet for Norden, se kapittel 6.5, vurderer Statnett og Svenska kraftnät endringer av flaskehals håndteringen, noe som kan innebære innføring av et nytt produkt som aktiveres før balanseringen starter. Det gjenstår å beskrive hvordan produktene skal utformes. Vi vil også se på hvordan dette kan legge til rette for at fleksibilitet kan utnyttes av andre aktører.

Statnett mener at DSOene bør gis et mer helhetlig ansvar for drift og utvikling av systemet i sitt område, og ser det som hensiktsmessig å allerede i dag overlate flere driftsoppgaver til nettselskap som er klare for det. Dette forutsetter at vi oppretter avtaler som beskriver hvordan vi kan løse det praktiske samarbeidet om planlegging, drift og overvåking i de enkelte regionalnettsområdene. Disse avtalene bør suppleres med endringer i lovverket som gir selskapene mulighet til å utøve flere oppgaver enn i dag. Dette bør sikre nettselskapene muligheten til å planlegge for å håndtere flaskehals ved bruk av systemvern.

Statnett vil uansett fortsatt utøve systemansvaret i regionalnettet

frem til det eksisterer alternativer som ikke svekker forsyningssikkerheten eller hensynet til nøytralitet og effektive marked. Samtidig må vi forberede oss på at forventede endringer vil kreve en tilpasning og utvikling av systemdriftsløsninger og håndtering av grensesnitt mot underliggende nett. Vi har derfor satt i gang et initiativ på "nedstrøms systemdriftsutvikling". Rammer for flaskehals håndtering og bruk av distribuert fleksibilitet i underliggende nett vil inngå som en del av dette arbeidet. Utviklingen må skje i dialog med nettselskapene og innenfor de reguleringer og rammer som eksisterer. Statnett har invitert bransjen til dialog om utfordringer og mulig prosess videre på dette området.

4.3. Omlegging til et lavutslippssystem fører til omfattende endringer

EU's klimamål krever en omstilling av energisektoren

EU og mange av de sentrale medlemslandene bygger sin klimapolitikk på en målsetning om 80 prosent utslippsreduksjon innen 2050. For å oppnå dette må kraftsektoren redusere sine utslipp med 50 til 60 prosent allerede til 2030. Dette fører til en radikal omlegging av kraftsystemet i EU, som inntil nå har vært basert på fossil termisk produksjon:

- Kraftproduksjon fra kull og gass må erstattes av utslippsfrie teknologier
- Samferdsel, varme og andre sektorer må elektrifiseres
- Mer nett må bygges ut for å håndtere svingningene i fornybar kraftproduksjon

¹⁸ Nærmere informasjon finnes i Statnetts Langsiktige markedsanalyse for Norden og Europa 2016-2040, som finnes på vår hjemmeside.

En vesentlig reduksjon i utslippene i tråd med Parisavtalen krever at verdens energisystem omlegges fra fossile brensler til CO₂-frie energikilder og -bærere.

Parisavtalen

FNs klimatoppmøte i Paris i desember 2015 medførte en mer ambisiøs klimapolitikk der man fikk en avtale med en målsetning om å begrense oppvarmingen til under 2°C, helst ikke mer enn 1,5°C i 2050. Dette er ambisiøst, i forhold til dagens nasjonale forpliktelser som peker mot rundt 3°C oppvarming. De nasjonale målsettingene skal revideres hvert 5. år og det trengs betydelige innstramminger hvis man skal klare 2°C.

EUs klimamål har blant annet resultert i fornybardirektivet, som setter bindende mål for andelen fornybar energi som skal brukes i hvert medlemsland i 2020. Disse fornybarmålene har ført til en sterk utbygging av fornybar kraftproduksjon helt eller delvis finansiert av ulike subsidieordninger.

Statnett legger i sine analyser til grunn at EU-landene når vedtatte energi- og klimamål for 2020 og 2030. For nærmere informasjon om Statnetts forventninger og analyser av konsekvenser for markedet vises til Statnetts langsiktige markedsanalyse¹⁸. I vurderinger av konsekvenser for driften av kraftsystemet er dette viktig underlagsmateriale.

Endret produksjonsmiks utfordrer effektbalansen i flere europeiske land

Høy alder, reguleringer og politiske vedtak gjør at mange av

Europas eksisterende kull-, gass- og kjernekraftverk sannsynligvis vil bli lagt ned til 2040. Inntjeningen til termiske kraftverk er lav, mye på grunn av at ny sol- og vindkraft har ført til lavere priser i kraftmarkedene.

En konsekvens av dette er at flere land i Europa er bekymret for forsynings sikkerheten i perioder med lite sol og vind, og utfordringer med effektbalansen har stor oppmerksomhet. Det arbeides med ulike løsninger for dette, bl.a. er det fastsatt mål om økt overføringskapasitet mellom land, og det er et sterkt fokus på å fremme ulike former for fleksibilitet og nye lagringsordninger, samt tilstrekkelig produksjonskapasitet.

For å sikre at det finnes tilstrekkelig produksjonskapasitet har noen land valgt å innføre kapasitetsmarkeder, mens andre går for stra-

Kapasitetsmekanismer er støtteordninger som belønner tilgjengelige produksjonskapasitet (effekt). Kapasitet kan for eksempel kjøpes og selges gjennom ett marked eller en auksjon. Aktører som får tilsalg i et kapasitetsmarked/auksjon deltar i det ordinære energimarkedet, men de får også betalt for å ha kapasitet tilgjengelig for energimarkedet, og er forpliktet til å produsere eller redusere forbruk når spesifikke kriterier er oppfylt. Et slikt marked skiller seg fra et "energy-only"-marked ved at aktørene får betalt for både levert energi i det ordinære energimarkedet og for å ha kapasitet tilgjengelig.

Strategiske reserver er reguleringsressurser som kun benyttes i de tilfellene energimarkedene ikke kan dekke kraftforbruket. Prinsipielt skal de strategiske reservene i liten grad påvirke tilbudet og prisen i energimarkedene, og skal kun aktiveres dersom man ikke får markedsklarering.

tegiske reserver. Innføringen av kapasitetsmarkeder kan påvirke kraftprisene i de respektive landene, og dermed også insentivene til å bygge nye mellomlandsforbindelser.

Statnett deltar aktivt i den europeiske debatten om kapasitetsmarkeder. Vi deler EU-kommisjonens bekymring for at nasjonale kapasitetsmarkeder kan påvirke integreringen av det europeiske kraftmarkedet ved å forhindre effektiv handel mellom land. Vi er opptatt av at utenlandsk kapasitet får delta i andre lands kapasitetsmarkeder på lik linje med nasjonale aktører. Vi har blant annet gitt innspill til EU-kommisjonen på hvordan overføringskapasitet kan delta i et kapasitetsmarked, og vårt forslag er gjeldende modell for det britiske kapasitetsmarkedet.

Arbeidet med å sikre norsk deltakelse i det britiske kapasitetsmarkedet gjennom North Sea Link presenteres i tiltaksplanen, kapittel 6.7.

Et mer fleksibelt forbruk er en viktig del av løsningen

Statnett forventer vekst innen forbruksfleksibilitet og ulike former for energilagring. Våre analyser viser at dette både er lønnsomt og nødvendig for å utnytte de høye volumene ny sol- og vindkraft vi forventer.

Fleksibelt forbruk kan både kobles ut i knapphetssituasjoner og øke sitt forbruk i timer der fornybar dekker hele eller store deler av forbruket. Batterier med mye effekt kan brukes til å utjevne kortsiktige variasjoner fra for eksempel solkraftproduksjon, og vi forventer at mengden batteri vil øke fremover. Vi forventer også en vekst innen ulike typer storskala lagring, som bidrar til å jevne ut større og mer langvarige variasjoner i for eksempel vindkraft. Begge deler gir isolert sett mindre prisvariasjon.

Det vurderes å være et betydelig potensiale for å flytte forbruk. Økt

hyppighet av pristopper vil gjøre forbruk med høy betalingsvillighet mer aktive i elspotmarkedet. Den økende mengden elbiler i Europa vil kunne bidra med fleksibilitet i kraftsystemet, men virkningen for kraftmarkedet er svært usikker.

Vi forventer at markedet for denne typen fleksibilitet vil vokse frem mot 2030, i takt med teknologiutvikling og kostnadsreduksjon. Det skjer mye på dette området, og hvor raskt utviklingen vil gå er usikkert. I Statnetts markedsanalyser legger vi til grunn at det ikke vil utgjøre en stor mengde før etter 2030. Vår rapport "A European Energy-Only Market in 2030" har mer detaljert informasjon og kilder for våre anslag om forbruksfleksibilitet.

Også i Norge og Norden vil andelen uforutsigbar og uregulerbar kraftproduksjon i systemet øke.

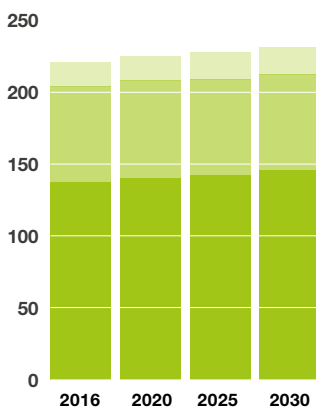
4.4. Produksjonsmiksen og strømforbruket i Norden endres

De nordiske landene har ambisiøse målsetninger for utbygging av fornybar kraftproduksjon, og produksjonssammensetningen vil endres betydelig også i Norden.

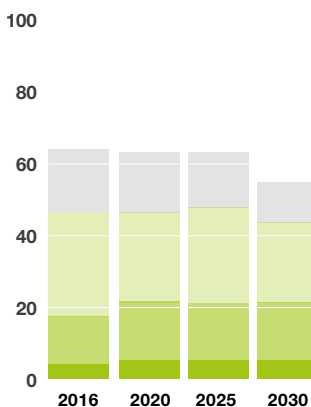
Betydelig utbygging av fornybar kraft i Norden

Regjeringen i Norge la i 2015 frem en stortingsmelding som sier at Norge ønsker å bli en del av EUs klimaarbeid og regelverk, og at Norge skal bidra til utslippskutt på lik linje med EU-landene. Vi forventer at utbyggingen av fornybar kraft i Norden vil fortsette også etter 2020, gjennom nasjonale planer for utslippskutt.

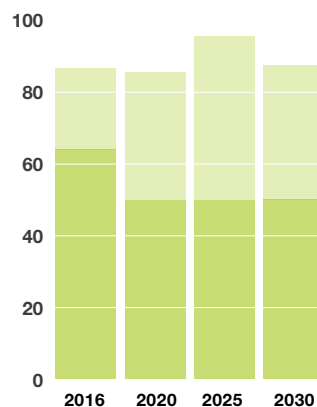
TWh Vannkraft

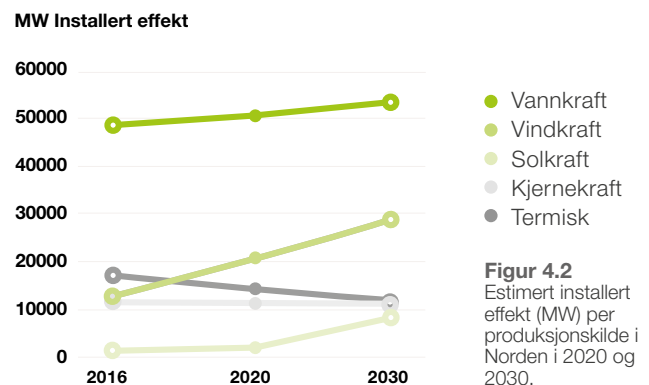
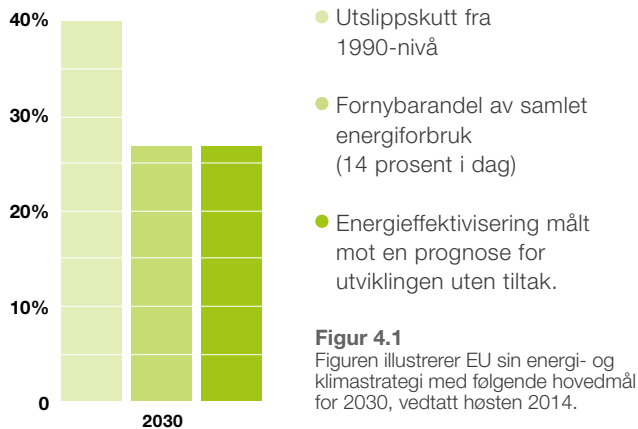


TWh CHP, kull og gass



TWh Kjernekraft





I våre analyser har vi lagt til grunn at vindkraft i Norden øker betydelig, fra ca. 13 000 MW i 2016 til 19 000 MW i 2020 og 27 000 MW i 2030. Vi forventer også en økning av solkraft fra dagens 600 MW til 2 300 MW i 2020 og 8 400 MW i 2030. Mellom 2020 og 2030 har vi totalt lagt til grunn en utbygging av om lag 33 TWh vann-, vind- og solkraft i hele Norden.

Kjernekraften og termisk produksjon gjennomgår store endringer

Kjernekraftverket Olkiluoto 3 er under bygging i Finland, og skal ha en installert effekt på 1600 MW og settes i drift 2018. I Finland er det i tillegg planer om enda et kjernekraftverk lenger nord, Hanhikivi 1, med 1200 MW installert effekt, som skal være i drift i 2025 om det blir endelig vedtatt.

Den eksisterende kjernekraften i Sverige og Finland nærmer seg teknisk levealder og opplever sviktende lønnsomhet på grunn av

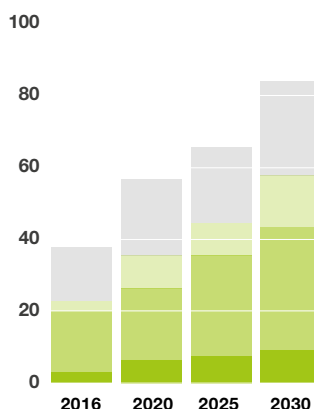
lave kraftpriser og nye sikkerhetskrav som krever større investeringer. Fire svenske reaktorer med en samlet kapasitet på 1600 MW er allerede vedtatt stengt til 2020, og én av disse er allerede tatt ut av drift. Loviisa-verkene i Finland når også sin levetid mellom 2025 og 2030, og vi forventer at disse blir faset ut samtidig som Hanhikivi fases inn.

Termisk produksjon reduseres som en konsekvens av lavere kraftpriser og større produksjon fra andre kilder. Noen kraftverk blir nedlagt, mens andre produserer mindre enn før. Vi antar at det i 2025 er det få kraftverk igjen i Norden som bruker kull som energikilde. Mange blir stengt og noen konvertert til å bruke biobrensel.

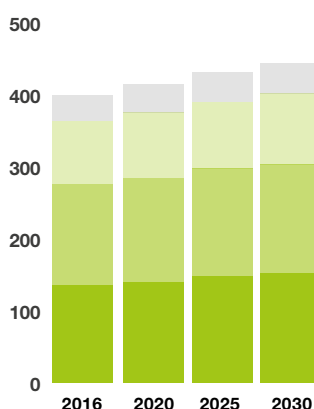
Energieffektivisering, elbiler og nye industrisektorer endrer forbruket

Det skjer en omfattende utvikling innenfor teknologier for energieffektivisering i bygg og i industriforbruk. Energieffektivisering av

TWh Vind- og solkraft



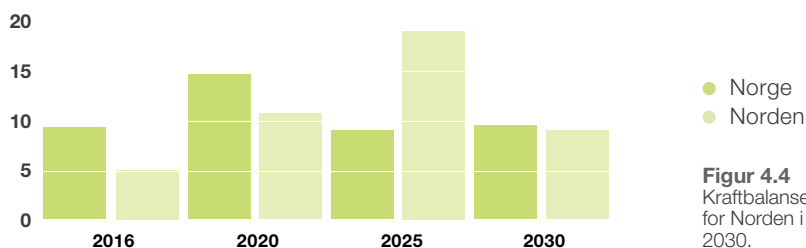
TWh Forbruk



- Danmark
- Finland
- Sverige
- Norge

Figur 4.3
Produksjon og etterspørsel av kraft i Norden i 2016, 2020, 2025 og 2030.

TWh Kraftbalanse Norge og Norden



Figur 4.4
Kraftbalanse i Norge og samlet for Norden i 2016, 2020, 2025 og 2030.

boliger og andre bygg fører til redusert elforbruk til oppvarming i Norge. I Norden er det mer sammensatt, siden færre bygg er oppvarmet med elektrisitet. Det samlede forbruket vokser likevel på grunn av vekst i industriforbruk og elektrifisering av sektorer som i dag bruker andre energikilder.

Vi forventer at kraftoverskuddet rundt 2020 gjør det attraktivt å etablere nytt industriforbruk i Norden. Et eksempel er IKT-utviklingen som gir dramatisk økt etterspørsel etter datalagring og -prosessering. Dette fører til investeringer i serverparker, noe som er svært kraftkrevende og som kan bli en viktig kilde til etterspørsel etter billig, utslippsfri kraft. I tillegg legger vi til grunn noe vekst i den eksisterende industrien, og elektrifisering av nye olje- og gassinstallasjoner i Nordsjøen.

Både elbiler og andre ladbare biler er i sterk vekst. Med økende volum og fallende priser på blant annet batterier, forventer vi at elbilene vil være konkurransedyktige uten subsidier rundt 2025. I 2020 legger vi til grunn 0,3 TWh elbilforbruk i Norge, og vekst opp til 3,2 TWh i 2030.

Økt norsk og nordisk kraftoverskudd i hele perioden

Vi antar et nordisk kraftoverskudd på om lag 10 TWh mellom 2020 og 2030. I Norge forventer vi et overskudd på henholdsvis 14 og 9 TWh i et normalår. Variasjoner i tilsig og temperatur gjøre at det faktiske overskuddet kan bli vesentlig større eller mindre i enkeltår. Tilsiget kan variere med +/- 20 TWh bare i Norge.

4.5. Økt utvekslingskapasitet legger til rette for økt handel og verdiskaping

Betydelig økt utvekslingskapasitet mellom Norden og resten av Europa

Økt handel med kraft over landegrensene gjør at kraftproduksjonen i Europa kan utnyttes mer effektivt på tvers av land, og legger til rette for at hvert enkelt land kan opprettholde forsyningssikkerheten

med lavere installert produksjonskapasitet og samtidig øke andelen fornybar kraftproduksjon på bekostning av termisk kraftproduksjon. EU har i sin klima- og energistrategi for 2030 et ikke-bindende mål for mellomlandsforbindelser tilsvarende 15 prosent av installert produksjonskapasitet innen 2030.

Uttekslingskapasiteten mellom Norden og resten av Europa vil øke mye de neste 10 til 15 årene. Mange nye mellomlandsforbindelser er under bygging eller planlegging, i tillegg til SK4 og Estlink 2 som er ferdigstilt de siste to årene. Holder vi forbindelsen fra Finland til Russland utenfor, så var kapasiteten ut av Norden¹⁹ ca. 7000 MW i slutten av 2016. Til 2021, når North Sea Link er ferdig, øker kapasiteten til ca. 10 000 MW.

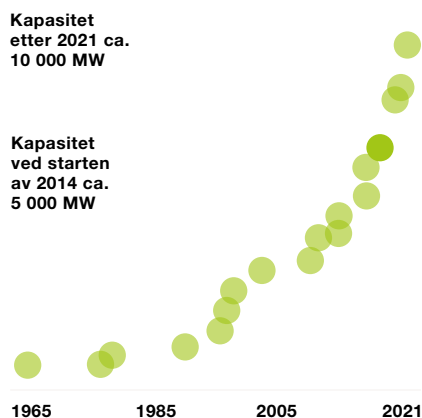
Sett i forhold til andre land og kraftsystemer i Europa er dette en høy overføringskapasitet ut av synkronområdet, og spesielt sett i forhold til størrelsen på det nordiske kraftsystemet. Per i dag utgjør utvekslingskapasiteten mellom det nordiske synkronområdet og andre kraftsystemer ca. 7 prosent av installert produksjonskapasitet. Til sammenligning har det britiske systemet en utvekslingskapasitet på ca. 3000 MW, som er under 4 prosent av installert produksjonskapasitet.

Hvilke mellomlandsforbindelser som blir bygget i Norden etter North Sea Link er usikkert, men det er planer om nye forbindelser både i Norge og de øvrige nordiske landene.

I 2015 ble det åpnet for eksport fra Finland til Russland, der det tidligere kun har vært mulig med import. Det er i første omgang mulig med inntil 350 MW eksport, men dette kan øke.

Energinet.dk i Danmark bygger flere mellomlandsforbindelser fra Vest-Danmark (DK1), som ikke inngår i det nordiske synkronområdet. Kabelen Cobra til Nederland kommer først og har en kapasitet på 700 MW. I tillegg planlegges en 1400 MW kabel til Storbritannia.

¹⁹ Synkronområdet, altså regnes DK1 (Jylland og Fyn) til Sentral-Europa



Figur 4.5
Økt mellomlands-kapasitet fra det nordiske synkronområdet fra 1965 og med nye forbindelser som er besluttet og forventet i drift de nærmeste fem årene.

Forbindelse	År	Kapasitet
Alle før 2009		4500 MW
Storebælt	2010	600 MW
Estlink 2	2014	650 MW
SK4	2015	700 MW
NordBalt	2016	700 MW
NordLink	2020	1400 MW
North Sea Link	2021	1400 MW

Tabell 4.2
Oversikt over mellomlandsforbindelser fra det nordiske synkronområdet bygget siden 2009 og besluttede nye mellomlandsforbindelser som er forventet i drift de nærmeste fem årene.

Effektiv utnyttelse av utvekslingskapasiteten gir stor verdiskaping

Økt overføringskapasitet ut av Norden gir nordiske aktører økt tilgang til et større marked. Kraftprodusentene får bedre mulighet til å tilpasse sin kraftproduksjon til færre timer når kraftprisene er høye i Norden eller Europa. Samtidig gir økt utvekslingskapasitet bedre forsyningsikkerhet i år med lite tilsig og lavere priser i perioder med knapphet på produksjonsressurser i Norge.

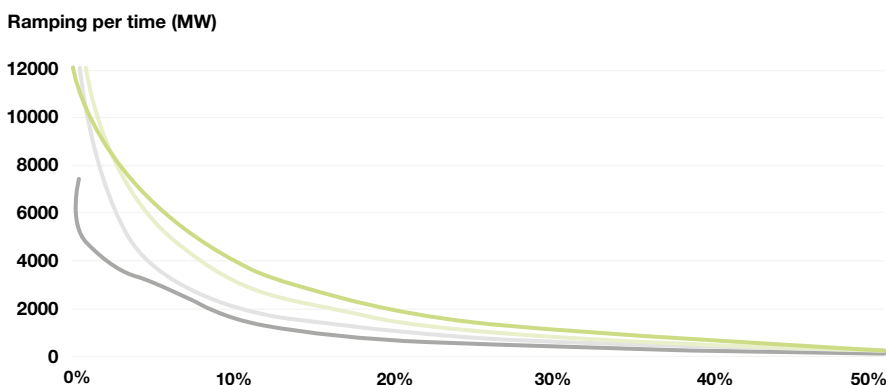
Nye muligheter for salg av balansetjenester på tvers av landegrenser vil også gi verdier gjennom høyere eksportpriser. For Norden vil en tettere kobling med Europa og felles balansemarkeder også kunne gi økt tilgang på reserver. Det er estimert betydelige samfunnsøkonomiske gevinster av å allokere deler av overføringskapasiteten til utveksling av reserver. Samtidig forventer vi noe høyere priser for reservene i Norden, som følge av høyere priser i Europa. For

Statnett vil dette medføre økte systemdriftskostnader.

En effektiv utnyttelse av eksisterende og nye mellomlandsforbindelser forutsetter effektive markeds- og handelsløsninger. EU har, som beskrevet tidligere, gjort flere politiske grep for å knytte markedene

Mer uregulerbar fornybar energiproduksjon fra vind og sol, og mindre termisk kraftproduksjon i Europa, øker behovet for fleksibilitet og økt utvekslingskapasitet mellom land.





- 2016
- 2020
- 2025
- 2030

Figur 4.6

Varighetskurver for simulert endring i flyt på alle HVDC-forbindelser ut av det nordiske synkronsystemet, beregnet uten restriksjoner på ramping, dvs. at det er mulig å endre fra full eksport på en time. Merk at figuren bare viser den halvparten av timene med mest ramping (x-aksen slutter på 50%). Timer med mer enn 12 000 MW ramping utgjør mindre enn 0,5% av timene.

tettere sammen og legge til rette for økt handel.

Vi har stor fokus på å kunne utnytte eksisterende og ny utvekslingskapasitet mest mulig effektivt, både til energihandel og utveksling av balansetjenester. Det arbeides på mange områder for å legge til rette nye løsninger som vil gi god ressursutnyttelse samtidig som forsyningsikkerheten ivaretas. Det vises til nærmere beskrivelse av tiltak i kapittel 6.

4.6. Produksjons- og flytmønsteret i Norden endres Flere mellomlandsforbindelser gir større og oftere flytendringer

Regulerbar vannkraft i Norge og Sverige har god fleksibilitet, og kan flytte produksjon innenfor døgnet og over året med lave kostnader, dog begrenset av blant annet magasinkapasitet og installert effekt. Produksjonen tilpasser seg derfor forbruket uten at det blir store prisforskjeller.

Når NordLink og North Sea Link er i drift i 2021 vil forskjellen mellom full import og full eksport vil være hele 20 000 MW for det nordiske synkronområdet. Den økte utvekslingskapasiteten vil ha store konsekvenser for systemdriften, ved at vi må påregne endrede kjøremønstre for den nordiske vannkraften og betydelige større og oftere flytendringer enn i dag. Ofte flytendringer forventes også på

grunn av at mye sol- og vindkraft i Europa gir økt prisvolatilitet som vil forplante seg inn i det nordiske kraftsystemet.

For å ivareta driftssikkerheten er det nødvendig å sette begrensninger på hvor store og raske flytendringer som kan tillates fra en time til neste. Rampingrestriksjoner vil medføre at flytendring per time blir mindre enn ved en ren markedsoptimalisering ut i fra prisforskjeller, som illustrert i figur 4.6. Rampingrestriksjoner vil medføre at flytendringene strekker seg over flere timer og utgjør en større andel av tiden. Hvor raskt vi fremover vil tillate å endre kraftflyten (ramping) på HVDC-forbindelsene er så langt ikke fastsatt.

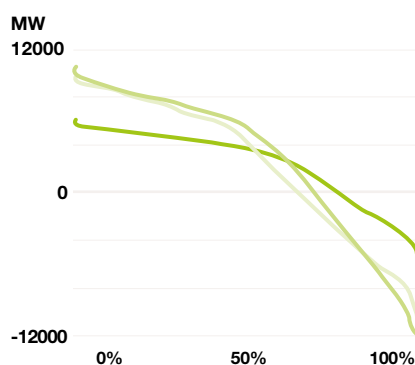
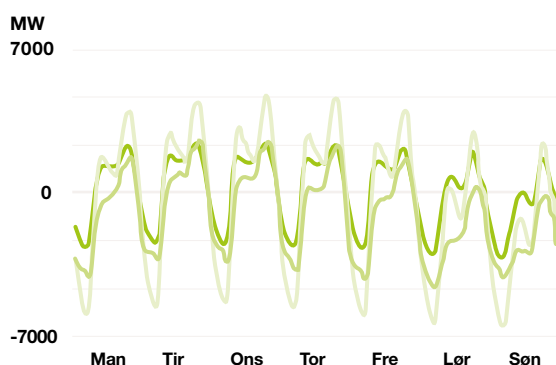
Simuleringene viser størst flytendringer på mellomlandsforbindelsene ved stadium 2020 (inkluderer både NordLink og North Sea Link). På dette stadium er det allerede høy utvekslingskapasitet med Europa, det er etablert mye ny fornybar kraftproduksjon, men samtidig utviklet begrenset ny fleksibilitet i Europa. Selv om fornybarutbyggingen fortsetter etter 2020, forventes det også økt forbrukerfleksibilitet, samt en betydelig batterikapasitet som gjør at solkraft kan fordeles bedre utover døgnet.

Det forventes høy eksport i sommerhalvåret. På vinteren forventer vi en mer balansert utveksling med kontinentet. Det forventes høyere priser i Storbritannia enn i Norden frem mot 2025, slik at det blir mest eksport på denne forbindelsen. Både importen og eksporten blir høyere enn i dag. Det blir også høyere nettoeksport som følge av et økt nordisk kraftoverskudd.

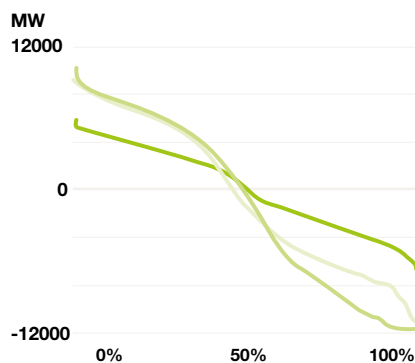
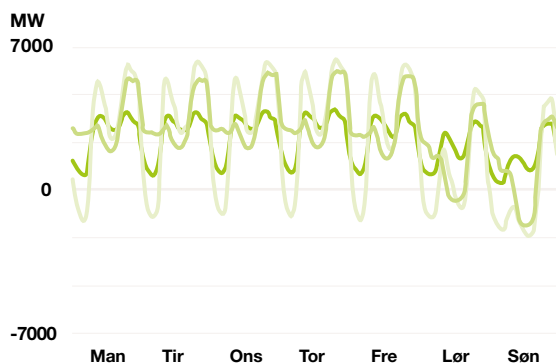
Vi forventer betydelig større svingninger i utvekslingen over kablene enn i dag, og da størst svingninger på vinterstid. Et større samlet kraftoverskudd i Norden med mye uregulerbar kraftproduksjon gir isolert sett færre vekslinger mellom eksport og import på sommeren, men svingningene vil likevel være store.

Økt utvekslingskapasitet
og økt andel uregulerbar
kraftproduksjon gir endret
produksjons- og flytmønster.

Vinter (uke 49-9)



Sommer (uke 23-35)



● 2016
● 2020
● 2030

Figur 4.7
Simulert utveksling over uken og varighetskurve på HVDC-forbindelsene fra det nordiske synkronområdet. Simulert over 25 temperatur- og tilsigsår. Kurvene til venstre viser flyt time for time innenfor uken. Kurvene til høyre viser varighetskurver for de samme ukene. Positive verdier er eksport.

Flytmønsteret vil endre seg mye mot 2030. Svingninger i kraftflyt forventes å skje oftere gjennom døgnet og uken forårsaket av variasjoner i vindkraftproduksjon. Det vil være kortere perioder med lav eller null utveksling som følge av like priser, spesielt om natten og i helgene i sommerhalvåret.

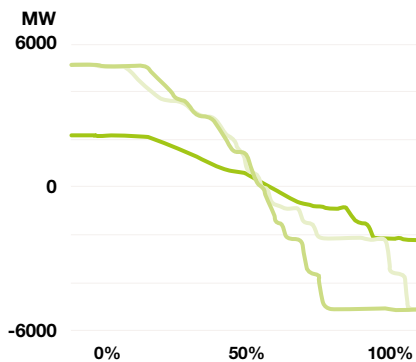
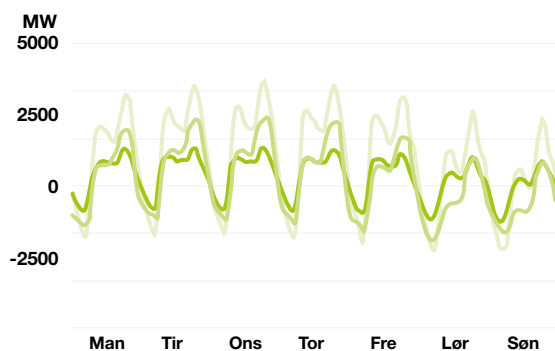
Flytendringene er størst i Sør-Norge, men påvirker hele Norden

Kapasiteten på HVDC-forbindelsene fra Sør-Norge vil være i overkant av 5000 MW etter at NordLink og North Sea Link blir satt i kommersiell drift i 2021. Altså vil omtrent halvparten av utvekslingskapasiteten mellom det nordiske synkronområdet og Europa være tilknyttet transmissjonsnettet i Sør-Norge. Flytendringene vil for forbindelsene ut av Sør-Norge bli relativt sett større enn for hele det nordiske synkronområdet. Simuleringene viser at vi må forvente betydelig større flytendringer enn i dag med begge de nye kablene i drift.

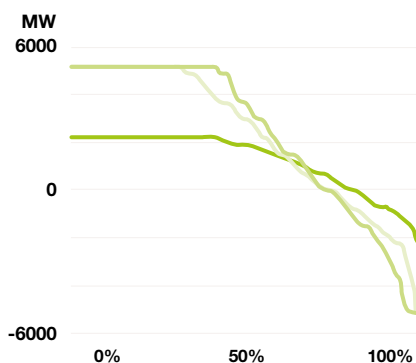
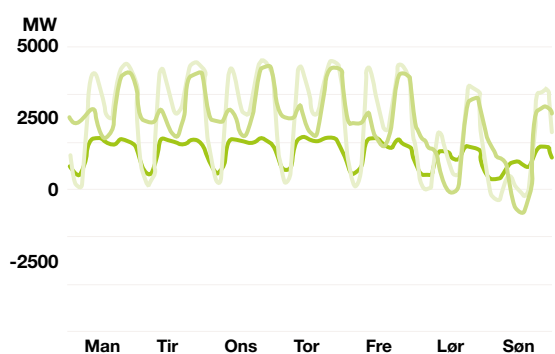
Store svingninger i kraftflyten på kablene ut fra Sør-Norge forplanter seg direkte inn i det sør-norske kraftnettet. For systemdriften vil dette medføre behov for tett overvåking og effektiv håndtering av overføringssnitt og spenningsforhold i dette området. Vi ser et behov for å forbedre eksisterende beslutningsstøttesystemer og prosesser for å håndtere dette.

Flytendringene i andre områder er avhengig av plasseringen av de regulerbare vannkraftverkene og flaskehalsen i nettet. Vannkraften er spredt i hele Norge og det er også mye vannkraft langt nord i Sverige. Simuleringene viser at endret produksjonsmønster fordeles på alle vannkraftområder, også i Nord-Norge og Nord-Sverige, forutsatt at planlagte nettinvesteringer er gjennomført. Konsekvensen er økt flyt helt fra de nordligste magasinverkene i Norge og Sverige og frem til kablernes landingspunkter i Sør-Norge. Effekten er størst i sør og avtar lenger nord i systemet, på grunn av at prissignalene alltid treffer Sør-Norge, kombinert med at det er mange store regulerbare kraftverk i sør.

Vinter (uke 49-9)



Sommer (uke 23-35)

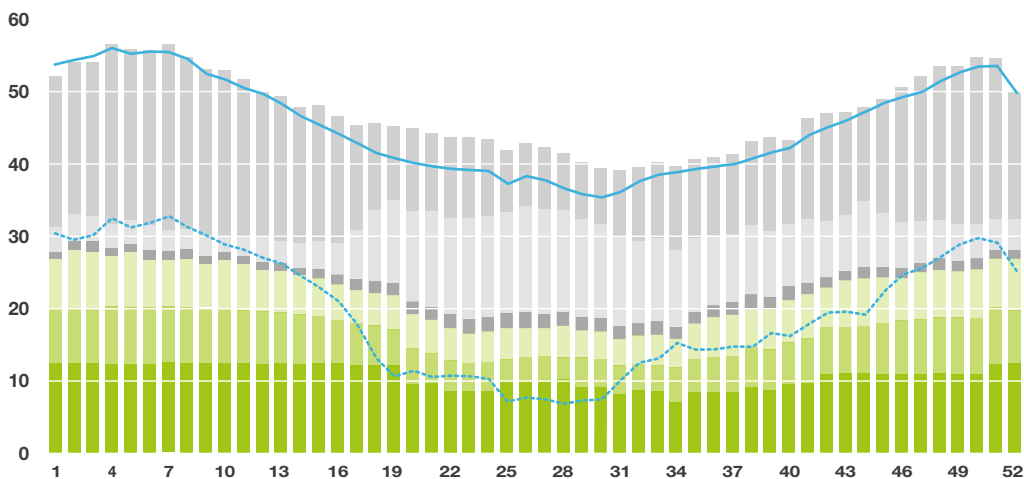


- 2016
- 2020
- 2030

Figur 4.8

Simulert utveksling over uken og varighetskurve på HVDC-forbindelsene fra Sør-Norge. Simulert over for 25 temperatur- og tilsigsår. Kurvene til venstre viser flyt time for time innenfor uken. Kurvene til høyre viser varighetskurver for de samme ukene. Positive verdier er eksport.

Produksjon/forbruk i synkronområdet Norden (GW)



- Kjernekraft
- Uregulert vannkraft
- Annen termisk
- Magasinert vannkraft
- Vind og sol
- Småkraft
- Forbruk
- - - Restforbruk

Figur 4.9

Gjennomsnittskurve for forbruk og produksjon i Norden over året (GW). Figuren viser produksjon fra kjernekraft, annen termisk kraft, vindkraft, småkraft (mindre enn 10 MW installert ytelse), uregulert vannkraft (elvekraft eller tvungen produksjon) og magasinert vannkraft. Basert på Statnetts basisdatasett for 2025.

Vannkraften har begrenset evne til å omdisponere produksjon

I løpet av de 10 til 15 neste årene forventer vi at mye av fleksibiliteten i den nordiske vannkraften vil benyttes til å håndtere kombinasjonen av mer uregulert fornybar produksjon i Norden, mindre termisk produksjon og større kabelkapasitet ut av Norden. Det fører til at mindre effekt er tilgjengelig for å jevne ut prisene. Vi forventer gradvis mer prisvariasjon mellom dag og natt og innenfor uken i Norge, Sverige og Finland, og at dette vil komme til syne ved at det blir:

- Ofte effektbegrensninger vinterstid
- Større variasjon mellom vannverdiene i hvert enkelt magasin
- Flere timer med tilnærmet full stans i regulert produksjon sommerstid

Effektbegrensninger vinterstid betyr at det ikke vil være nok installert effekt til å dekke både topplasten i Norden og full eksport. Med større kabelkapasitet blir det flere timer der vannkraftsystemet produserer for fullt uten at det kan levere full eksport. Typisk gir dette kortvarige pristopper med kontinental pris.

Uregulert produksjon får større markedsandel i sommerhalvåret

Uregulert produksjon har i perioder en stor markedsandel både i Norge og Norden. I Norge og Sverige kommer rundt 60-70 % av dagens samlede kraftproduksjon fra vannkraft. Av dette er omtrent 40 % uregulert produksjon. Den fremvoksende vind- og solkraften er også uregulert og vil utgjøre en stor del av produksjonen om noen år. Kjernekraft kjører normalt med jevn produksjon utenfor de årlige revisjonsperiodene. Ved stort tilsig i sommerhalvåret kan det føre til at uregulert produksjon og kjernekraft dekker det meste av forbruket i Norden

Vi forventer at mer uregulert kraftproduksjon i kombinasjon med økt utvekslingskapasitet fremover vil medføre flere timer med lave priser i perioder på natten og sommeren. Kraftverk med magasin kan tilpasse sin produksjon og produsere i timer med høy pris, og vi forventer dermed en utvikling hvor de fleksible magasinkraftverkene i større grad stopper helt opp i perioder på sommeren.





5. Konsekvenser for systemdriften

	Forsterket transmisjonsnett	Økt mellom- lands- kapasitet	Europeisk markeds- integrasjon og regelverk	Endret produk- sjonsmiks	Teknologi- utvikling
Energi- og effektsikkerhet	Utbedrer lokale/regionale utfordringer	Forbedrer tørrårssikring	Bedre utnyttelse av ressurser	Uregulerbar produksjon - redusert effektsikkerhet	Bedre overvåking og kontroll
Tilstrekkelig overføringskapasitet	Forbedrer driftssikkerhet, reduserer flaskehals	Mer krevende å sette kapasitet og flaskehals-håndtering	Bedre driftssikkerhet og kapasitetsfastsettelse	Mer innestengt effekt bak flaskehals	Bedre overvåking og kontroll
Momentan balanse	Forenkler flaskehals-håndtering	Økte ubalanser og mer krevende flaskehals-håndtering	Bedre utnyttelse av ressurser, men krever koordinering	Økte ubalanser og mer uforutsigbar produksjon og flyt	Bedre overvåking og kontroll
Stabilitet	Øker tilgang på reserver	Mindre inertia og primærreserver i perioder	Bedre utnyttelse av ressurser, men krever koordinering	Mindre inertia og primærreserver i perioder	Bedre overvåking og kontroll
Funksjonalitet og kontroll		Krever endrede spesifikasjoner	Usikkert om krav er godt tilpasset Norge	Krever endrede spesifikasjoner	Bedre overvåking og kontroll
Verdiskaping	Forbedrer utnyttelse av HVDC-kabler	Økt verdiskaping for samfunnet	Forbedrer utnyttelsen av ressurser		Bedre overvåking og kontroll

Vi vil få en mer krevende systemdrift.

Figur 5.1
Overordnet oversikt over sentrale utviklingstrekk og konsekvenser for systemdriften.

I dette kapitlet gir vi en beskrivelse av systemdriften i dag og hva vi forventer fremover. Tiltak og nye løsninger for å møte dette beskrives i kapittel 6.

5.1. Leveringspåliteligheten i det norske kraftsystemet er høy

Leveringspåliteligheten for strøm til sluttbruker i det norske kraft-

systemet var i 2015 99,982 prosent²⁰. Leveringspåliteligheten har vært over 99,96 prosent i alle år siden 1996, og har vist en positiv utvikling. I år der leveringspålitelighet har vært noe lavere, skyldes dette i hovedsak situasjoner med ekstremvær.

Det er ikke samfunnsøkonomisk rasjonelt med en leverings-

²⁰ Det ble levert 115,1 TWh elektrisk energi til 2,95 millioner sluttbrukere. Ikke levert energi (ILE) i Norge i 2015 var ca. 21 000 MWh, inkludert ILE som følge av både driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger i transmisjons- og distribusjonsnettet.

Forsyningssikkerheten måles gjennom leveringspålideligheten, og henger tett sammen med tilgang på tilstrekkelig effekt og energi i kraftsystemet, og dimensjoneringen av kraftnettet.

pålidelighet på 100 prosent. Å sikre en helt avbruddsfri kraftforsyning vil kreve svært store investeringer i infrastruktur, og vil ikke være samfunnsøkonomisk rasjonelt. Vi vurderer dagens nivå på leveringspålideligheten som god, spesielt sett i sammenheng med økt ekstremvær og også økt arbeid på elektriske anlegg med behov for omfattende utkoblinger og dermed en mer utsatt systemdrift.

Leveringspålideligheten er høy, selv om den i enkelte perioder har vært redusert som følge av ekstremvær.

Ikke levert energi (ILE) har tett sammenheng med antall driftsforstyrrelser i transmisijsnettet, underliggende nettnivåer og i produksjonsanleggene. Konesjonærene (eiere av nett og kraftproduksjon) registrerte i 2015 totalt 1018 driftsforstyrrelser på spenningsnivåene 33-420 kV i Norge. Antall driftsforstyrrelser i nettanlegg i 2015 trekkes opp av ledningsfeil under uværperioder i januar (Nina) og februar (Ole), men trekkes samtidig ned av unormalt lav lynaktivitet.

Nettselskapenes og systemansvarliges koordinerte og systematiske arbeid med analyser av feil og utfall, og oppfølging i samarbeid med produsentene om forbedringstiltak, har vært og er fortsatt viktig for å ha høy leveringspålidelighet. Blant annet har dette resultert i stadig økende andel vellykkede overganger til separatudrift etter driftsforstyrrelser.

5.2. Et sterkere transmisijsnett bedrer systemdriften, men ombyggingsperioden er krevende

Transmisijsnettet er i dag høyt utnyttet

Det norske transmisijsnettet er i dag generelt høyt utnyttet. Utnyttelsesgraden varierer mellom ulike korridorer. Dette har blant annet sammenheng med fleksibiliteten i vannkraften, som gjør det mulig å flytte mye av produksjonen til perioder hvor prisene er høyest. Områder med mye regulerbar produksjon vil sjelden utnytte all overføringskapasitet over hele døgnet eller året, men vil konsen-

teres til kortere og mer intense perioder. Korridorer der det er størst prisforskjell har naturlig nok høyest utnyttelse. De siste årene har Norge-Nederland skilt seg ut, med en gjennomsnittlig utnyttelsesgrad på ca. 80 prosent.

Utnyttelsesgraden er også en konsekvens av nivåforskjellen mellom produksjon og forbruk i et område. Stor forskjell mellom produksjon og forbruk tilsier høy utnyttelse av overføringskapasiteten. NO3 er et eksempel på et område med energiunderskudd, hvor utnyttelsen av importkapasiteten SE2-NO3 henger tett sammen med vannsituasjonen for de enkelte årene. 2012 var et år med mye vann og lite importbehov, mens årene etter har hatt en mer normal profil.

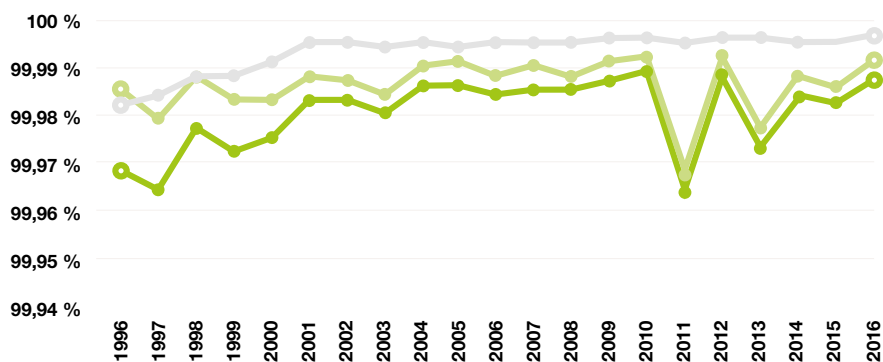
Nettet driftes i dag med høyere risiko i enkelte områder

Med dagens overføringsnett er det for flere områder en del timer i året hvor det ikke er mulig å drifte nettet etter N-1. Konsekvensen for driftssikkerheten ved å ikke ha N-1-drift vil variere mellom områder, som følge av forskjeller når det gjelder muligheter for å omkoble og tiden det tar for å gjenopprette driften etter feil.

Avvik fra N-1 drift gjelder både når komponenter er tatt ut av drift for vedlikehold eller ved ombygginger av nettet, og i perioder med høy last og intakt nett. Omfanget av timer med N-0 drift vil variere noe fra år til år som følge av variasjoner i kraftsituasjonen og utkoblinger i nettet. Utfordringen er økt som en følge av at det nå gjennomføres store utbyggingsprosjekter og at kraftsystemet har en anleggsmasse som nærmer seg teknisk levetid, hvilket krever økt vedlikehold og reinvesteringer.

Spesielt utsatte områder i dag er Lofoten/Vesterålen, Nord-Troms/Vest-Finnmark, Bergen og Stavanger/Sandnes. I tillegg er forsyningssikkerheten på Østlandet sårbar for langvarige feil på nettanlegg. Forbruket på Østlandet har økt kraftig og overføringskapasiteten er fullt utnyttet i høylast.

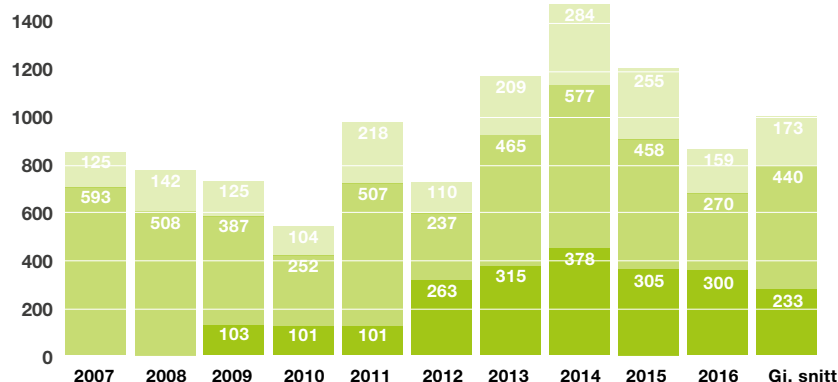
Pågående og planlagte nettforsterkninger for å bygge framtidens transmisijsnett vil gi sikker forsyning i utsatte områder og en betydelig nedgang i antall timer med redusert driftssikkerhet. Blant annet har en ny 420 kV-linje mellom Ørskog og Sogndal, satt i drift i 2016, forbedret forsyningssikkerheten i Midt-Norge inklusive Sunnmøre. Det store omfanget N-0-drift i Lofoten/Vesterålen gjenspeiler at det har vært mange primærfeil som følge av at dette er et værhardt område kombinert med jordingsformen (spolejording).



● Varslede avbrudd
● Ikke-varslede avbud
● Totalt

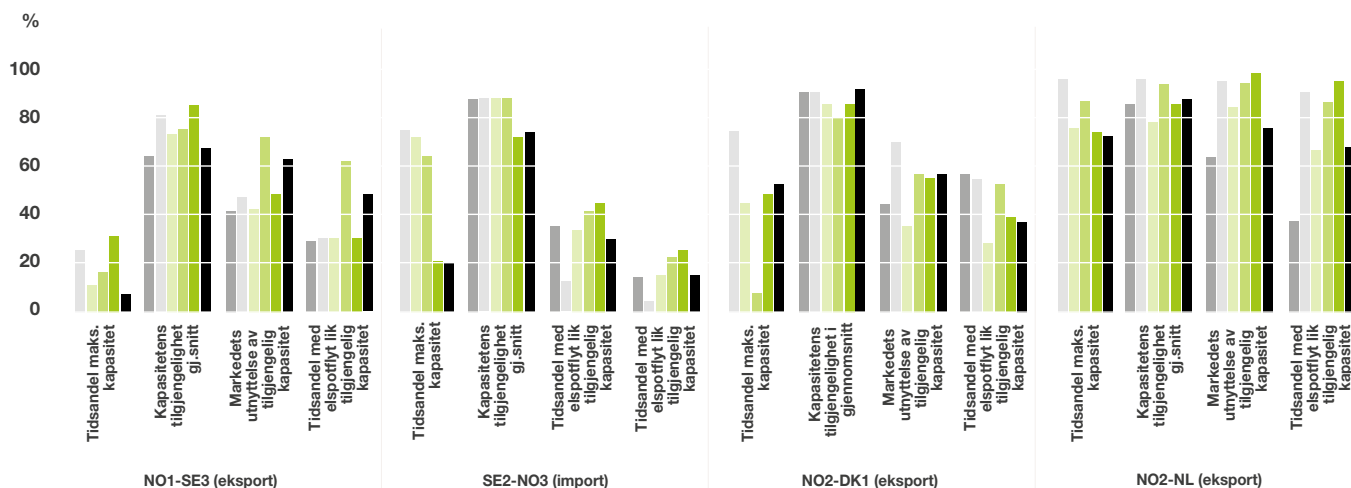
Figur 5.2
Utvikling i leveringspålitelighet fra 1996 til 2016. Leveringspåliteligheten er beregnet som (LE-ILE)/LE, der LE er levert energi og ILE er ikke levert energi. Kilde: NVE

Antall driftsforstyrrelser



● Produksjonsanlegg
● Andre konsesjonærer
● Statnett

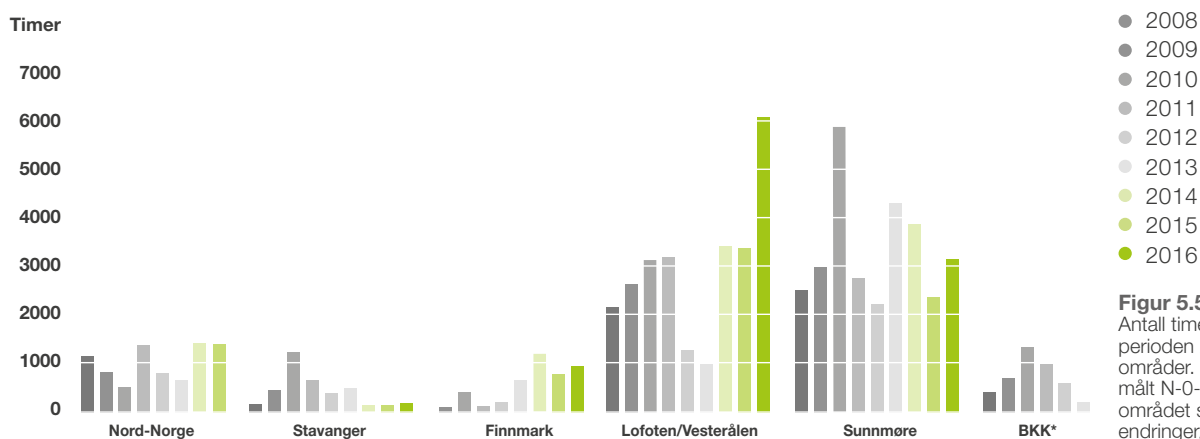
Figur 5.3
Antall driftsforstyrrelser siste 10 år på spenningsnivå 33-420 kV. Siden 2011 har det vært en betydelig økning i antall rapporterte driftsforstyrrelser i produksjonsanlegg tilknyttet spenningsnivåene over 33 kV. Økningen antas å i stor grad skyldes mer komplett rapportering, først og fremst på grunn av tettere oppfølging fra systemansvarlig. (For 2009 inneholder kategorien "Andre konsesjonærer" både nett- og produksjonsanlegg)



● 2011 ● 2012 ● 2013 ● 2014 ● 2015 ● 2016

Figur 5.4

Tidsandel med redusert handelskapasitet og prosentvis utnyttelse av tilgjengelig kapasitet for enkelte budområdegrensler for perioden 2011-2016.



Figur 5.5
Antall timer med N-0 drift i perioden 2007-2016 i utsatte områder. *Det har ikke vært målt N-0-drift for BKK-området siden 2013 pga. endringer/utbygget nett.

I 2016 var det omfattende utkoblinger i dette området. Installasjon av reaktiv kompensering i området har isolert sett bidratt til å forbedre situasjonen.

Et sterkere transmisjonsnett er viktig for driftssikkerhet og verdiskaping

Statnett gjennomfører omfattende nettforsterkninger for å forbedre forsyningssikkerheten i flere områder, herunder Stavanger/Sandnes-området, i Nord-Norge og Østlandet. For å forbedre forsyningssikkerheten i Bergen gjennomføres nettforsterkninger i samarbeid med BKK.

Effektiv utnyttelse av nye mellomlandsforbindelser forutsetter et robust transmisjonsnett, som tåler høyere belastninger og endrede flytmønstre i forhold til i dag. Spesielt kreves det et sterkt nett inn mot tilkoblingspunktene til kablene på Sør-Vestlandet. Statnett gjennomfører omfattende nettforsterkninger for å legge til rette for nye mellomlandsforbindelser. Viktige tiltak er oppgraderingen av Vestre korridor som vil pågå frem mot 2021.

Investeringene legger også til rette for mye ny fornybar kraftproduksjon, gitt en fornuftig lokalisering som tar hensyn til nettmessige forhold. Det er blant annet lagt til rette for mye ny småkraft på Nord-Vestlandet, og det gjøres omfattende nettforsterkninger for å legge til rette for mye vindkraftproduksjon i Midt-Norge.

Videre øker omfanget av nødvendige reinvesteringer. Store deler av transmisjonsnettet ble bygget på 60- og 70-tallet, og teknisk levetid for mange anlegg er i ferd med å løpe ut.

Det vil være et høyt investeringsnivå i flere år fremover. For nærmere

informasjon om Statnetts nettforsterkninger vises det til vår Nettutviklingsplan (NUP).

Høy utbyggingsaktivitet krever omfattende utkoblinger som må koordineres effektivt

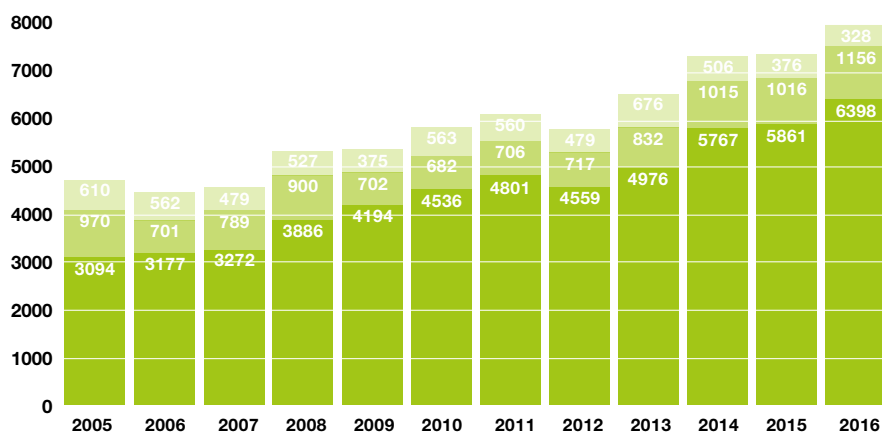
Omfattende nettforsterkninger for å øke kapasiteten i transmisjonsnettet kombinert med myndighetspålagte tiltak som merking av luftspenn og skallsikring av transformatorer og reinvesteringer, samt revisjoner og ombygging hos andre konsesjonærer, medfører et stort behov for utkoblinger av anlegg. Med et høyt investeringsnivå vil behovet for utkoblinger være høyt i mange år fremover. Det søkes nå årlig om driftsstans på rundt 8000 anleggsdeler i året.

Arbeid under spenning (AUS) benyttes i økende grad, men en stor del av arbeidene krever at anleggsdeler ikke er spenningsatt. I mange tilfeller er det også nødvendig å koble ut nærliggende anleggsdeler for å ivareta personsikkerheten.

Driftsstanser i transmisjonsnettet kan føre til store kostnader for samfunnet. Et høyt utkoblingsbehov er utfordrende for systemdriften, og gir i perioder et høyt press på utnyttelsen av den tilgjengelige overføringskapasiteten. Med økt utvekslingskapasitet med utlandet og tilhørende økt kraftflyt forventes det at driftsstanser vil gi økte markeds kostnader i form av redusert handelskapasitet. Det vil også kunne bli økte kostnader relatert til innestengt produksjon. Høye og økte samfunnsøkonomiske kostnader ved å ha anlegg ute av drift reiser store krav til å gjennomføre driftsstanser effektivt.

En effektiv driftsstanskoordinering krever god planlegging og koordinering, og et tett samarbeid både med prosjektene og berørte aktører. Systemansvarlig tilstreber å koordinere nødvendige ut-

Antall innmeldte driftsstanser

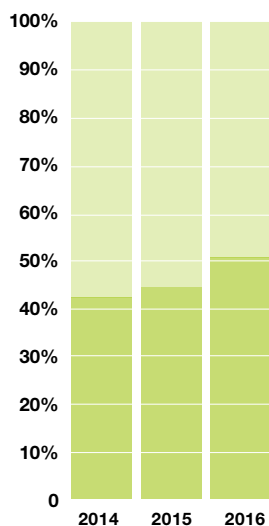


- Til gjennomføring
- Avlyst
- Avvist

Figur 5.6
Andel innmeldte driftsstanser referert til antall anleggsdeler, i perioden 2005-2016, inkl. løpende innmeldte driftsstanser og driftsstanser meldt inn til årsplan for driftsstanskoordinering. Hver driftsstans kan inneholde flere anleggsdeler.

koblinger på en måte som legger til rette for fortsatt sikker og effektiv drift, og som minimerer konsekvensene for samfunnet. Utkoblingstidspunkter kan ha stor betydning for driftssikkerhet, leveringspålitelighet og spenningskvalitet. Gjennom god dialog tidlig i planleggingsfasen øker sannsynligheten for å finne løsninger som både er gunstige for anleggseiere og også er mest mulig effektive for samfunnet.

Det er en utfordring med mange sent innmeldte driftsstanser og hyppige endringer, noe som fører til dårligere planlegging av driften og økte kostnader for aktører og samfunnet. Det vurderes å være en utfordring at konsesjonærene i liten grad ser konsekvensen driftsstansen har på kraftsystemet som helhet, og at det dermed ikke er effektive incentiver til å holde anleggene i drift og gjøre utkoblingstiden kortest mulig.



- Innmelding OK
- Sent innmeldt

Figur 5.7
Antall løpende innmeldte driftsstanser, fordelt på innmeldt innen frist og sent innmeldte i perioden 2014-2016, dvs. innmelding senere enn tre uker før driftsstans. Frister for innmelding av driftsstanser er angitt i Statnettets praktisering av systemansvaret, §17.

Tidlig innmelding av driftsstanser gir mer effektiv koordinering og mindre ulemper for aktørene og samfunnet.

Flaskehalshåndteringen blir mer utfordrende

Vi forventer økte utfordringer med flaskehalshåndteringen i transmisjonsnettet, som følge av:

- Større, oftere og raskere flytendringer i transmisjonsnettet
- Større usikkerhet tettere opp til driftstimen om hva som blir faktiske produksjon og flyt
- Store nettutbygginger og mange utkoblinger

Dersom reserver som skal benyttes i frekvensreguleringen eller balanseringen av systemet er lokalisert bak en flaskehals, kan ressursene ikke utnyttes. Selv om transmisjonsnettet forsterkes, forventes det likevel en mer krevende flaskehalshåndtering, og med dette behov for bedre IKT-verktøy for bedre overvåking og mer automatiserte løsninger.

Ulike virkemidler benyttes ved begrenset overføringskapasitet

Systemansvarlig vurderer fortløpende hvilke virkemidler som er best egnet til å håndtere nettbegrensninger.

De langvarige og omfattende ombyggingene av transmisjonsnettet gjør at virkemidler som redusert handelskapasitet, spesialregulering og produksjonstilpasning benyttes i større grad enn tidligere for å håndtere flaskehals. Hvis begrensningen ligger på eller nær grensen mellom elspotområder vil reduksjon av handelskapasitet være mest effektivt. Systemet kan da planlegges i balanse, og behovet for inngrep i driftsfasen reduseres. Ligger flaskehalsen lenger inne i et elspotområde vil ikke prisvirkningen av redusert handelskapasitet nødvendigvis løse problemet. Så lenge det er reguleringsressurser tilgjengelig hos flere aktører vil spesialregulering være det beste virkemiddelet. I noen tilfeller er produksjonstilpasning det beste tiltaket for å sørge for at nettbegrensninger håndteres på en nøytral og effektiv måte. Dette gjelder for eksempel hvis det kun er én aktør som har reguleringsressurser i området, eller ved spesielt langvarige utkoblinger. Bruk av spesialregulering vil i sistnevnte tilfelle forstyrre prissignalene og kan gi dårligere vandisponering på sikt. Produksjonstilpasning bør planlegges i god tid for å minimalisere konsekvensene for berørte aktører og samfunnet.

Betydelig overføringskapasitet kan gjøres tilgjengelig uten kostbare nettforsterkninger ved å kontinuerlig tilpasse koblingsbilder og bruke systemvern. Dette er utvilsomt samfunnsøkonomisk lønnsomt, men gir samtidig økt risiko ved at endring av koblingsbilder og innstilling av systemvern potensielt kan gi store konsekvenser dersom de utføres feil. Sannsynligheten for utilsiktede hendelser eller kaskadevirkning øker parallelt med bruken av slike løsninger. Felles for disse virkemidlene er at netteierne regionalt eller lokalt i liten grad ser kostnadene knyttet til begrenset kapasitet i deres eget nett, og dermed har svake incentiver til å gjennomføre samfunnsøkonomisk rasjonelle tiltak.

5.3. Balanseringen utfordres fremover

Energisikkerheten er god, men har i enkelte perioder vært klassifisert som stram

Energisituasjonen i hele eller deler av Norge har noen få perioder de senere årene blitt klassifisert som stram²¹ eller anstrengt²², med en stram situasjon siste gang våren 2017. Det er spesielt ukene på våren med lavest magasinopfylling, rett før snøsmeltingen starter, som peker seg ut som mest utfordrende. Energisituasjonen kan endre seg raskt og en normal situasjon ved inngangen til vinteren kan bli både stram og anstrengt ved utgangen av vinteren. Overføringskapasiteten har tradisjonelt sett vært dimensjonert ut fra en forutsatt tilgang til lokal/regional kraftproduksjon. Denne forutsetningen kan i mindre grad legges til grunn i dag, noe som gir økt sårbarhet for feil i nett- og produksjonsanlegg. Gjennomførte og planlagte nettforsterkninger bidrar til å redusere faren for en anstrengt energisituasjon.

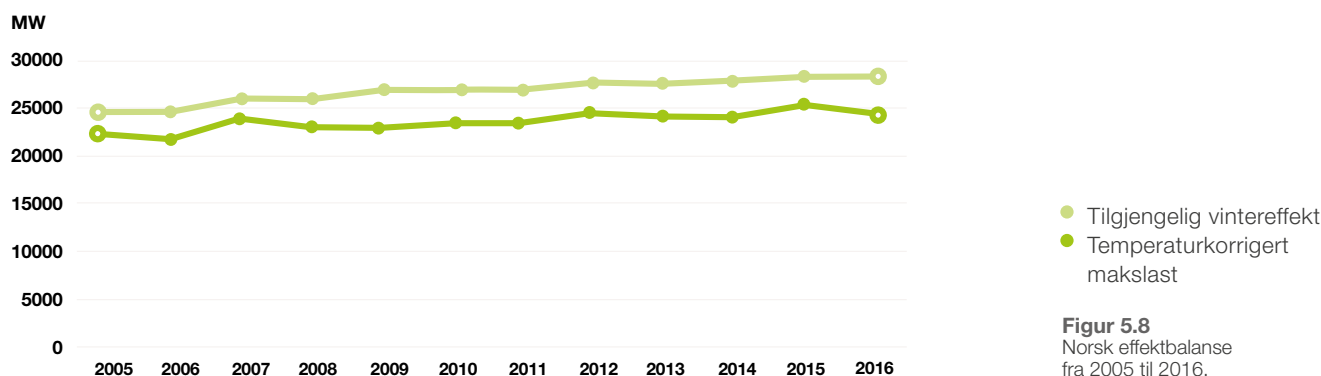
I flere av de seneste sesongene har tilsiget kommet sent og i intense perioder. Anstrengt drift som følge av underskudd kan da raskt bli avløst av overløp og overskuddsproblemer.

Høyere handelskapasitet med utlandet har bidratt til økte importmuligheter. Kombinert med stort sett uendret magasinopfylling, har dette bidratt til større og raskere endringer i magasinopfyllingen. Samtidig har endringer i nedbørsmønstrene og nye rekorder hva gjelder hydrologi og temperatur bidratt til en mindre forutsigbar ressurstilgang over tid.

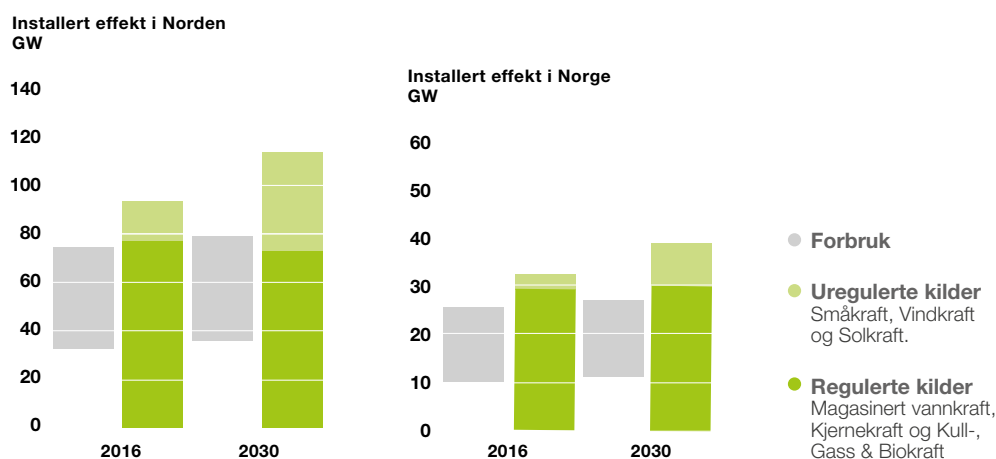
Løsninger som gir netto økt samfunnsøkonomisk verdiskaping kan medføre gevinster for noen og ha mindre gunstige konsekvenser for andre. Et eksempel er redusert overføringskapasitet for å ha driftssikkerhet på N-1 nivå, versus lavere driftssikkerhet og økt overføringskapasitet til markedet. Redusert driftssikkerhet øker risikoen for manglende forsyning. Kostnadene for forbrukerne ved strømbrudd vil som regel være høyere enn produsentenes kostnader ved å omdisponere fleksibel vannkraft på grunn av flaskehals.

²¹ Sannsynligheten for rasjonering vurderes til å være under 20 prosent, for virkningen av eventuelle ekstraordinære tiltak er tatt med i vurderingen.

²² Sannsynligheten for rasjonering vurderes til å være mellom 20 og 50 prosent, for virkningen av eventuelle ekstraordinære tiltak er tatt med i vurderingen



Figur 5.8
Norsk effektbalanse
fra 2005 til 2016.



Figur 5.9
Effektbalanse i Norden og Norge i
2016 og 2030. Figuren viser våre
anslag på installert kapasitet og
største/minste forbruk. Reell til-
gjengelig effekt vil være mindre
på grunn av revisjoner, flaske-
halser, feil og lignende.

Statnett vurderer at sannsynligheten for rasjonering med nye mellomlandsforbindelser og et forsterket transmisjonsnett er svært lav, da flere omfattende ikke-korrelerte negative hendelser må inntreffe samtidig for at det skal oppstå behov for rasjonering.

Effektbalansen vil utfordres i noen områder i Norden

Både norsk og nordisk effektbalanse har de siste par tiårene vært god. Det nordiske kraftsystemet har samlet sett hatt god tilgang på fleksibilitet fra vannkraftanleggene, og vintereffekten til de store forbruksområdene har vært ivaretatt gjennom høy tilgjengelighet på kjernekraft.

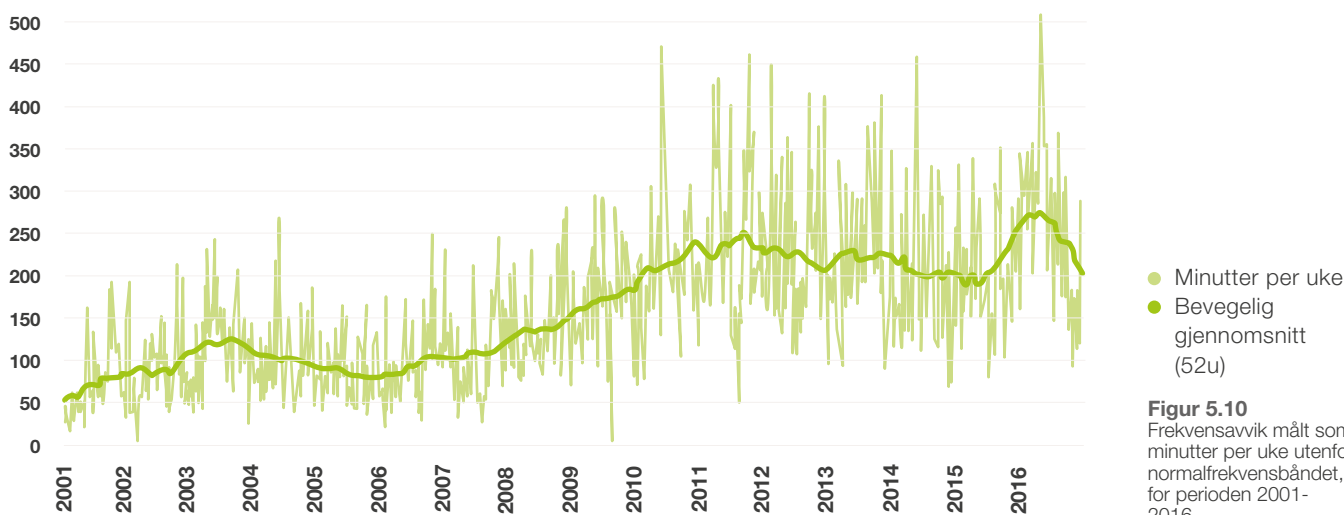
Vi forventer at den norske effektbalansen vil være god også fremover. På sikt forventer vi imidlertid utfordringer med å oppnå effektbalanse i Norden i alle situasjoner, på grunn av redusert kjernekraftproduksjon som erstattes med uregulert og uforutsigbar kraftproduksjon. Selv om samlet installert effekt i Norden er større enn det høyeste forbruket, er vind- og solkraft ikke nødvendigvis

pålitelig i timene med høyest forbruk. Det gir større behov for å importere kraft i disse timene.

Finland har i dag en negativ effektbalanse og er avhengig av import i timer med høyt forbruk. Nye kjernekraftverk i Finland vil bidra til å forbedre dette. Redusert kjernekraft og økt vindkraft i Sverige vil fremover utfordre effektbalansen i et område bestående av Sør-Sverige, Østlandet og Sjælland. Dette medfører sannsynligvis behov for ny kraftproduksjon og økt forbrukerfleksibilitet i området, og/eller økt overføringskapasitet inn til området. For øvrig i Norge forventer vi ikke utfordringer med effektmangel. Derimot vil det med mye ny uregulerbar kraftproduksjon i noen områder i Norge være mer sannsynlig med lokale effektoverskudd og innestengt effekt.

I årene fremover vil det bli særlig viktig å følge med på effektbalansen, spesielt i kalde perioder og ved raske og hyppige svingninger i forbruket.

Minutter per uke utenfor det normale frekvensbåndet (49,9-50,1 Hz)



Figur 5.10
Frekvensavvik målt som minutter per uke utenfor normalfrekvensbåndet, for perioden 2001-2016.

Frekvenskvaliteten er i dag ikke tilfredsstillende, og indikerer økt risiko

Frekvenskvaliteten i Norden har den siste 10-årsperioden blitt dårligere, og omfanget av frekvens utenfor normalbåndet har økt. Utviklingen de siste årene viser imidlertid en utflating. Økt tilgang på sekundærreserver som følge av at aFRR ble innført i 2013 har bidratt til dette. I perioder hvor sekundærreserver ikke har vært anskaffet, har vi erfart en dårligere frekvenskvalitet.

Utviklingen og dagens nivå på frekvenskvaliteten vurderes ikke som tilfredsstillende, og indikerer en økt risiko for kraftforsyningen.

Oscillasjoner i frekvensen svekker frekvenskvaliteten

Oscillasjoner (pendlinger) i frekvensen med periode 60-90 sekunder i det nordiske synkronsystemet bidrar til svekket frekvenskvalitet. Frekvenskvaliteten er ofte dårligere i snøsmeltingsperioden og på

Frekvenskvaliteten er en indikator på ubalansene i kraftsystemet, og måles som antall minutter frekvensen er utenfor fastsatt frekvensbånd. Automatiske reserver i kraftsystemet er dimensjonert ut fra en frekvens innenfor normalfrekvensbåndet, og økte frekvensavvik indikerer derfor økt sårbarhet for feil. Det nordiske kraftsystemet er fysisk sammenkoblet og har felles frekvens.

høsten, hvor vi også har registrert de største oscillasjonene. Foreløpige analyser viser at pendlingene skyldes uheldige kombinasjoner av egenskaper hos aggregatene. Det kan være sammenfall av tidskonstanter og andre regulerings-tekniske faktorer i vannveier, turbinregulatorer og hydraulikk som fører til at maskiner i ulike deler av systemet jobber mot hverandre i kortere eller lengre tidsrom.

Store og økte strukturelle ubalanser med dagens markedsdesign

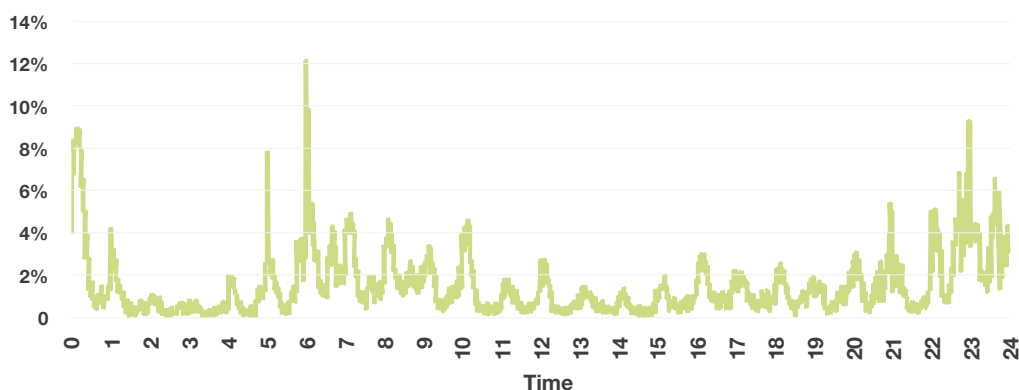
Store frekvensavvik oppstår i første rekke i timene med store endringer i produksjon, forbruk og utveksling på mellomlandsforbindelsene (ramping). Dette skyldes strukturelle ubalanser innenfor timen som en følge av dagens markedsdesign. Med timesoppløsning i markedet foretar produksjonen sine produksjonsendringer ved timeskift,

Utviklingen fremover vil medføre økte ubalanser knyttet til tidsoppløsningen i markedet, prognosebom og hendelser.

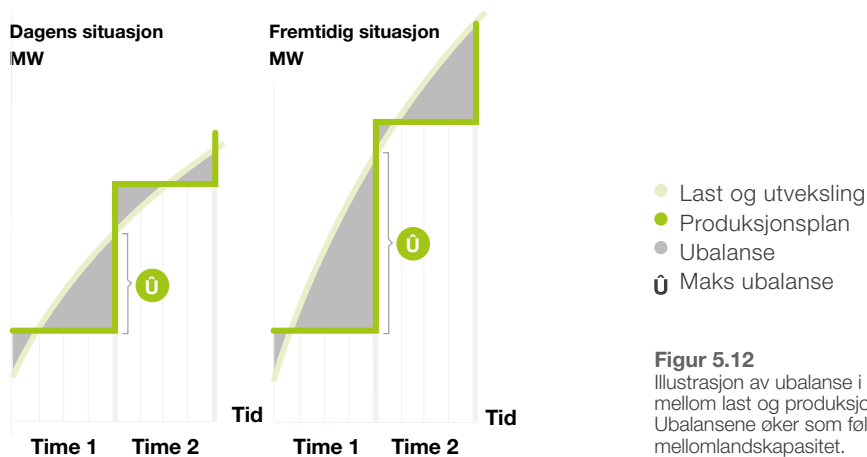
rampingen på mellomlandsforbindelsene skjer rundt timeskift, mens endringene i forbruk skjer løpende gjennom timen.

Nye mellomlandsforbindelser og økt markedsliberalisering og -integrasjon medfører store og raske endringer i kraftproduksjon og kraftflyt. Endringer i kraftproduksjon og flytendringer på mellom-

Andel av minutter hvor frekvensen >50,1 eller frekvensen <49,9



Figur 5.11
Andel minutter over døgnet med frekvens utenfor normal-frekvensbåndet på 49,9-50,1 Hz. Basert på data fra 2014 til 2016.



Figur 5.12
Illustrasjon av ubalanse i driftstimen mellom last og produksjonsplaner. Ubalansene øker som følge av økt mellomlandskapasitet.

landsforbindelsene (HVDC-kablene) mellom det nordiske synkronsystemet og Europa styres av prisforskjeller, der kun små forskjeller kan snu flytmønstrene fra den ene timen til den neste.

Større produksjons- og flytendringer vil fremover øke de strukturelle ubalansene ytterligere, med mindre nye løsninger implementeres. Ubalansene vil øke mest rundt timeskift, spesielt på morgen, og ettermiddag og kveld når endringene i systemet er størst. Vi legger til grunn en effektiv utnyttelse av mellomlandsforbindelsene med god kapasitetsutnyttelse generelt, inklusive når kablene ramper.

Figur 5.12 illustrerer problematikken rundt strukturelle ubalanser, med betydelige ubalanser innenfor driftstimen og forventet økning av ubalansene fremover.

Uregulerbar og uforutsigbar kraftproduksjon gir større stokastiske ubalanser

Mer uregulerbar og uforutsigbar kraftproduksjon i Norden gir større stokastiske ubalanser, da produksjonsvolumene kan endres uventet og raskt. Småkraft, vindkraft og solkraft er direkte væravhengig kraftproduksjon som er mindre forutsigbar enn tradisjonell regulerbar vannkraftproduksjon, termisk og kjernekraftproduksjon. Større

Gjeldene rampingrestriksjoner er ikke lenger effektive

Store flytendringer på kablene medfører store strukturelle ubalanser og en krevende systemdrift. Konsekvensene vil i stor grad være avhengig av hvor mye kraftflyten tillates å endres fra en time til den neste, dvs. rampingrestriksjonene.

Det er i dag en begrensning i den nordiske systemdriftsavtalen på hvor raskt en HVDC-kabel kan endre kraftflyten (rampe) med en maksimal gradient på 30 MW/min. Flytendringen skal skje 20 minutter rundt timeskift, noe som gir en maksimal flytendring per kabel på 600 MW fra en time til den neste. Denne begrensningen ble satt i en tid med færre HVDC-kabler fra det nordiske synkronområdet, basert på en vurdering av et akseptabelt nivå for å ivareta sikker drift. Siden begrensningen ble satt er det kommet flere HVDC-forbindelser, og systemdriften erfarer økte utfordringer med balansering og flaskehalsbehandling.

Med enda flere HVDC-kabler med stor overføringskapasitet vil gjelde restriksjoner ikke lenger være hensiktsmessige. Gjeldene restriksjoner gir en lite effektiv utnyttelse av mellomlandsforbindelsene, da det vil ta mange timer å endre flyten fra full import til full eksport. Videre vil flere kabler gi økte flytendringer og ytterligere økte strukturelle ubalanser i kraftsystemet, som må håndteres i systemdriften. Dette tilsier blant annet behov for å redusere gradienten på flytendringene. Det er nødvendig med nye løsninger for å legge til rette for en effektiv utnyttelse av alle HVDC-kablene, samtidig som vi ivaretar sikker drift.

uforutsigbarhet til forventet produksjon utfordrer balanseringen, da det vil kunne skje store endringer etter markedsklareringen i elspot og frem mot driftsøyeblikket.

Gjeldende insentiver og krav til å opprettholde eller oppdatere produksjonsplaner er for Norden samlet sett ikke gode og gir høye stokastiske ubalanser. Videre er prognoser og prognoseverktøy ikke gode nok sett i sammenheng med en økt andel mer uforutsigbar kraftproduksjon. Dette gjør at operatørene ikke får nødvendig informasjon i tide til å kunne håndtere ubalanser og flaskehals på en optimal måte.

Med en tettere fysisk og markedsmessig kobling mellom Norden og Europa vil også europeiske ubalanser i større grad slå inn i det nordiske kraftsystemet gjennom intradaghandel og balansemarkedene.

Ved at balanseansvarlige skal handle seg i balanse, forventes det at økte ubalanser som følge av prognosebom til dels blir korrigeret ved økt handel i intradag (Elbas). Det forventes likevel økte ubalanser som systemansvarlig må håndtere tett opptil og i driftsøyeblikket. En effektiv håndtering av dette krever gode prognoser og effektive IKT-verktøy for løpende oppdatering og informasjon til operatørene som skal sørge for den momentane balansen. Det kreves økt tilgang til sanntidsinformasjon, gode beslutningsstøttesystemer og mer automatiserte løsninger.

Større dimensjonerende hendelse øker største ubalanse som må håndteres i driften

Ubalanser oppstår også ved hendelser i kraftsystemet, som utfall av produksjon, forbruk eller nettkomponenter. Nye mellomlandsforbindelser og nye kraftverk med høy kapasitet vil øke dimensjonerende hendelse²³ i det nordiske synkronområdet. Dette er ubalanser som må håndteres av systemansvarlig gjennom å ha tilstrekkelige reserver tilgjengelig for den momentane balanseringen av kraftsystemet.

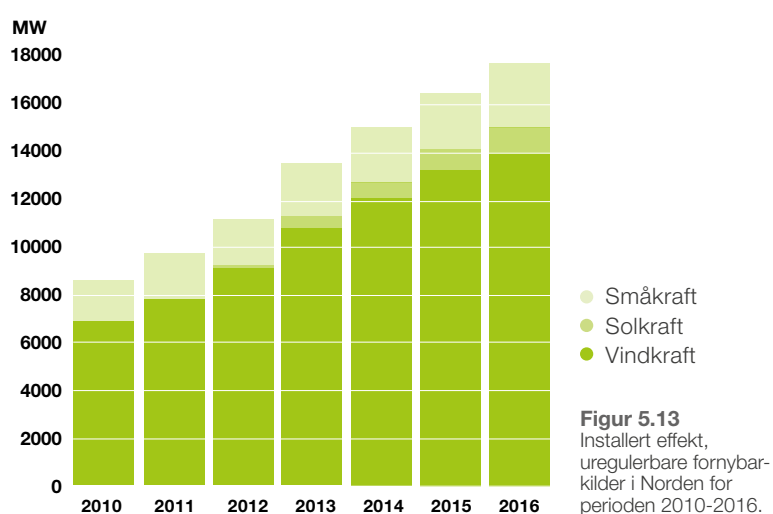
Det er i dag et krav om at Norge skal disponere reserver for å håndtere dimensjonerende hendelse på 1200 MW. Med nye mellomlandsforbindelser med stor overføringskapasitet vil dette kravet kunne øke.

Tilgangen til reservene varierer

Det nordiske kraftsystemet har i dag samlet sett god tilgang på fleksibilitet fra vannkraftanleggene. Tilgjengeligheten til denne fleksibiliteten til regulering i driften kan imidlertid ofte være en utfordring, fordi reguleringsressursene kan være innstengt bak flaskehals.

Per i dag blir stort sett all overføringskapasitet allokeret til energimarkedene, og i svært liten grad til utveksling av balansetjenester. Så langt er det kun satt av noe overføringskapasitet på Skagerak-kablene til å utveksle automatiske reserver (FCR og aFRR). Det

²³ Dimensjonerende hendelse: Det største enkeltutfall av vilkårlig komponent som skal kunne håndteres i driften.



har vært gjennomført en pilot for å allokere overføringskapasitet for aFRR mellom Sør-Norge og Sverige, som vil tas videre i utviklingen av det nordiske markedet for aFRR. Vi ser at den marginale verdien av overføringskapasitet noen ganger er større for utveksling av reserver enn for handel med energi.

Frem til nå har Norge hatt en betydelig overleveranse av primærreserver. Dette skyldes i hovedsak det særnorske kravet om generell statikkinnstilling (grunnleveranse), begrunnet i et behov for å fordele primærreserven geografisk spesielt med henblikk på å håndtere utfordringene med separatområder. Overleveransen er positiv med henblikk på å redusere frekvensa vik, men det er et problem at dette også fører til en ubalansert geografisk fordeling av primærreserver. Spesielt er dette en utfordring knyttet til kontroll med kraftflyten mellom Sør-Norge og Sverige.

Det er en utfordring med mangel på tertiærreserver (regulerkraft) i sørlige deler av Norden, bestående av elspotområdene NO1, SE3, SE4 og DK2. På kalde dager, spesielt når temperaturen synker raskt, kan det oppstå timer med knapphet på effekt. I slike situasjoner er det ofte flaskehals fra vest mot øst i Norge og fra nord mot sør i Sverige. Konsekvensen kan være at reserver som er dedikert for å håndtere utfall må benyttes til å håndtere ubalanser, noe som gir økt risiko for store konsekvenser ved et utfall.

Tilgang til reserver er avhengig av geografisk plassering og tilgjengelig overføringskapasitet.

Det er nødvendig å sikre at reguleringsressurser er tilgjengelige. Dette bør gjøres gjennom en dynamisk samfunnsøkonomisk optimalisering av reserver og tilhørende overføringskapasitet. Ut fra et rent fysisk perspektiv bør reservene fordeles geografisk slik at nødvendige opp- og nedreguleringsressurser er tilgjengelig for typiske overskudd eller underskuddsområder. En slik fast geografisk fordeling av reservene vil imidlertid sannsynligvis ikke være det mest effektive, da kostnadene for reguleringsressursene vil variere mellom områder og over tid.

Større usikkerhet rundt tilbud av fleksibilitet i balansemarkedene

De siste årene har vi erfart noe mindre tilgang til oppreguleringsressurser i regulerkraftmarkedet lenger ut over våren enn tidligere, og det har vært behov for å forlenge sesongen for regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM). Vi har også i noen få tilfeller erfart for lite tilgang til nedreguleringsressurser i sommerperioden når det har vært få større vannkraftverk i drift.

Tettere fysisk og markedsmessig knytning mellom Norden og Europa, sammen med innfasing av mye uregulerbar kraftproduksjon, gjør at konkurransen om fleksibilitet vil øke. Dette får konsekvenser både for energi- og i balansemarkedene.

Den økende vind- og solkraften, som er uregulert produksjon, utgjør en stadig økende andel av produksjonen. Ved stort tilslag i sommerhalvåret vil uregulert produksjon og kjernekraft kunne dekke det meste av forbruket i Norden. Dette vil utfordre systemdriften gjennom flere timer med redusert tilbud av regulerbare produksjonsressurser for balansering av systemet og flaskehalshåndtering.

Vi forventer i mindre grad enn i dag at energimarkedene gir et produksjonsmønster der kraftverkene rimelig bidrar med egnede reguleringsressurser for den momentane balanseringen i systemdriften. Regulerbar vannkraftproduksjon forventes i økt grad å kjøre med full kapasitet om vinteren med høy energipris og stanse helt ved lav energipris om sommeren. Vi forventer derfor at systemansvarlig fremover må betale en høyere pris for å sikre nedreguleringsressurser i perioder på sommeren og oppreguleringsressurser på vinteren. Det forventes mer kortsiktig prisvariasjon og høyere kostnader for balanseringen.

Vi må ha effektive løsninger for å få frem og utnytte fleksibilitet fra flere kilder. Det finnes trolig et uutnyttet fleksibilitetspotensial på forbrukssiden, og også et potensial for å investere i større effekt i Norge ved å pumpe vann opp i magasinene i perioder med effektoverskudd. På sikt vil nettforsterkninger kunne øke vannkraftens evne til å jevne ut effektsvingningene, særlig dersom dette kombineres med investeringer i større effekt. For å utnytte potensialene bør eventuelle barrierer reduseres og markedsdesignet tilpasses i tide.

5.4. Spenningskvaliteten er forbedret, men spenningsreguleringen er ikke effektiv

Investeringer i reaktive komponenter har forbedret spenningskvaliteten

De siste årene har særlig Statnett, men også andre konsesjonærer, investert i en betydelig mengde reaktive komponenter (reaktorer og kondensatorbatterier), med henblikk på å forbedre driftsspenningen slik at den holdes innenfor de fastsatte grensene for tillatt spenning. Investeringene har hatt positiv effekt, ved at kraftsystemet nå driftes innenfor normalverdier for spenning i større grad enn tidligere. Spesielt er utfordringene med for høy driftsspenning i lavlastperioder betydelig redusert.

Overharmoniske spenninger og flimmer svekker spenningskvaliteten

Det er i enkelte områder utfordringer med spenningsdipper, flimmer og harmoniske spenninger.

Eksempelvis ble det i Sunnhordland (SKL-ringen) i 2016 målt overharmoniske spenninger som medfører en betydelig risiko for at elektriske komponenter kan bli ødelagt, illustrert i figur 5.14. I Helgelandsområdet har det i mange år vært utfordringer med flimmer. Høsten 2016 oppsto det en situasjon hvor to aggregater i Rana måtte ut i nødrevisjon, hvilket gjorde det mer utfordrende å opprettholde tilstrekkelig kortslutningsytelse i området.

Statnett samarbeider med andre konsesjonærer for å kartlegge spenningskvalitetsutfordringer, og dialogen med industrikunder bidrar til felles forståelse for realiteter og muligheter. Statnett har i dag nesten bare konvensjonelle måletransformatorer²⁴ som ikke er godt egnet for å måle betydelig høyere frekvenser enn grunnfrekvensen (50 Hz). Vi investerer derfor nå i nye måletransformatorer²⁵ for med sikkerhet å fastslå hvor store utfordringene med resonans er. Videre har vi i samarbeid med netteiere i underliggende nett bygget erfaring om effektive koblingsbilder.

Innstillinger på de reaktive komponentene er ofte ugunstige for driften

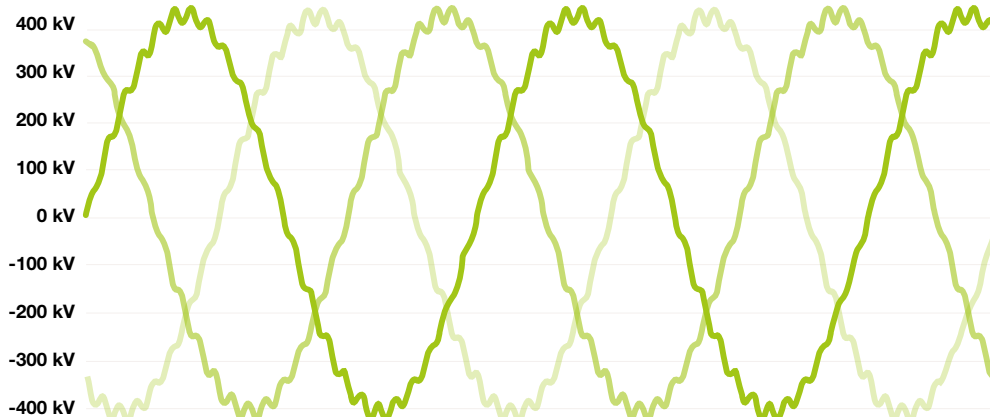
En effektiv spenningsregulering hemmes i dag til dels av ugunstige innstillinger på ulike reaktive komponenter. En stor utfordring er knyttet til leveransen av reaktiv effekt fra produksjonsapparatet, der generatorer ofte ikke utnytter installert reaktiv ytelse, og spenningsregulatorer ikke er stilt inn slik at hele kapasiteten definert av kapabilitetsdiagrammet kan utnyttes. Statnett har avdekket at generatorene som er tilknyttet de høyeste spenningsnivåene bidrar lite til spenningsregulering, og at mange generatorer har statikkinnstillinger og spenningssettpunkt som er ugunstige fra et systemperspektiv. Eksempelvis har vi sett at generatorer med for høyt spenningssettpunkt bidrar til å øke spenningen i nettet selv ved høye spenninger, og dermed motvirker systemansvarliges tiltak for å holde spenningen innenfor ønskede grenser.

Systemansvarlig har til dels mangelfull informasjon om innstillinger på reaktive komponenter, begrenset mulighet til å måle og analysere ugunstige responser fra kraftverk, og dermed begrenset beslutningsstøtte for å foreslå og gjennomføre effektive inn- og utkoblinger av reaktive komponenter. Dette kan medføre at reaktive komponenter faktisk bidrar til å forverre ugunstige situasjoner som oppstår.

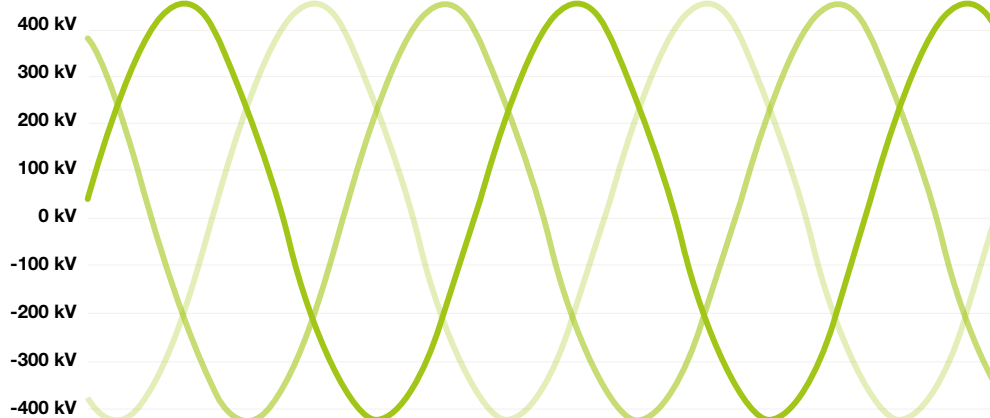
²⁴ CVT – kapasitive spenningstransformatorer for måling av spenningskvalitet

²⁵ RCVT – resistive spenningstransformatorer for måling av spenningskvalitet

Waveforms Voltage Kårstø



Waveforms Voltage Sauda



Figur 5.14

Øverste kurve viser en svært forvrengt kurveform med 23. harmonisk spenning (1150 Hz) på 300 kV. Til sammenlikning viser nederste kurve hvordan spenningen ideelt skal se ut. Målingen avdekket 23. harmoniske spenninger på 3,6 %, dvs. 3,6 ganger så mye som tillatt grenseverdien gitt av forskrift for leveringskvalitet på 1,0 %. Da dette er målt på konvensjonelle måletransformatorer (CVT – kapasitive måletransformatorer) inneholder målingene en betydelig grad av usikkerhet.

5.5. Stabiliteten i kraftsystemet vil utfordres i økt grad fremover

Stabilitetsmarginene svekkes av at funksjonaliteten ikke er som forutsatt

Det er observert hendelser/feilsituasjoner som tyder på funksjonssvikt eller manglende funksjonalitet i anlegg tilknyttet kraftsystemet. Det har blant annet oppstått sammenbrudd under overgang til øydrift, hvor årsaken til sammenbrudd kan knyttes til funksjonssvikt i enkelte kraftverk i området og/eller innstillinger på systemvern.

Analyser av feilsituasjoner har tydeliggjort viktigheten av at større kraftverk oppfyller funksjonskravene for overgang til separatområde og oppstart i separatnett dersom nettet skulle bryte sammen. Grenser for å utløse frekvensvern hos kraftprodusenter må også være hensiktsmessig satt.

Usikkerhet om nødvendig funksjonalitet i kraftverk er til stede som forutsatt i alle situasjoner gir blant annet økt risiko for at systemet driftes med for lite reaktive reserver. I normaldrift kan dette føre til dårligere spenningskvalitet, men mer kritisk er det at for lite tilgjengelige reaktive reserver reduserer stabilitetsmarginene i systemet og øker risikoen for større konsekvenser/sammenbrudd ved feilhendelser.

Problemstillinger med småsignalstabilitet krever bedre data og analyseverktøy

Effektpendlinger oppstår i systemet fra tid til annen, først og fremst på lavere spenningsnivå og i områder med radialdrifter og store overskudd. I januar 2016 ble det imidlertid også oppdaget gjentatte tilfeller med store pendlinger mellom Sør-Norge og resten av synkronområdet, som følge av spenningsprang på nederlandsk side av NorNed-kabelen. De største utsvingene ble målt til rundt 700 MW, og var dempet i løpet av 15-20 sekunder. Hendelsen hadde ingen

dramatiske konsekvenser for systemdriften, men ga oppmerksomhet om nye problemstillinger. Det har til nå ikke vært fokus på dynamiske pendlinger som skyldes spenningsprang i andre synkronområder.

Det er først de siste årene at måledata med kvalitet til å avdekke slike fenomener har blitt tilgjengelig i operativ drift, og det gjenstår fortsatt arbeid med å gjøre tilgjengelig og visualisere måledata med høy oppløsning. Det er sannsynlig at introduksjonen av nye slike verktøy vil kunne avdekke nye problemstillinger i årene som kommer.

Økt andel uregulerbar produksjon reduserer tilgangen på stabilitetsegenskaper

Store produksjonsenheter med vannkraft i Norge og kjernekraft i Sverige og Finland er hovedleverandør av stabilitetsegenskaper til kraftsystemet, som spenningsregulering, FCR og inertia. Driftsituasjoner der en stor andel av produksjonen skjer fra mindre, uregulerbare enheter som småkraft og vindkraft, utfordrer evnen til å stabilisere systemet i feilsituasjoner.

Et eksempel på en slik utfordring er øydriften under Ørskog i 2013, der et område på 420 MW ble mørklagt. Etter overgangen til øydrift sank frekvensen for en kort periode som følge av et effektunderskudd på ca. 15 prosent. Slike frekvensutsving kan vare fra 10 sekunder til flere minutter. Dette er vanlig og de større kraftverkene klarer å hente inn frekvensen i en øydrift. I dette tilfellet ble en stor andel av småkraften i området automatisk koblet ut, noe som førte til for stort og varig effektunderskudd, overlast og utkobling av de gjenværende større kraftverkene. Erfaringen viser at en stor andel uregulerbar kraftproduksjon gjør systemet mer sårbart for feil.

Frekvensstabiliteten vil utfordres fremover

Vi forventer fremover et endret kjøremønster for fleksibel vannkraftproduksjon, med lavere produksjon fra vannkraftverkene i lettlastsituasjoner. Vannkraften er en betydelig bidragsyter til inertia i det nordiske kraftsystemet, og utviklingen vil medføre flere timer med

reduserte stabilitetsmarginer. Utfordringen med lav inertia vil primært være i nattetimer og til dels også dagtimer i sommerperioden.

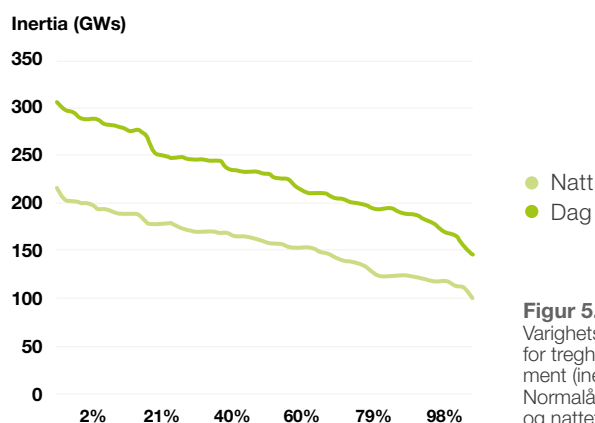
Figur 5.15 viser en simulert varighetskurve for inertia i det nordiske kraftsystemet for et typisk normalt tilsigsår ved stadium 2020. Laveste inertia-nivå er her rundt 100 GWs, som er betydelig lavere enn 150 GWs som vi mener systemet trenger ved en normal mengde tilgjengelig primærreserve (FCR). På natt ligger nivået under 150 GWs i ca. 40 prosent av timene.

Det forventes lengre perioder med lave stabilitetsmarginer til å håndtere både normaldrift og hendelser.

Resultatene må ses i sammenheng med systemets behov for frekvensstabilitet for å unngå forbruksutkobling ved hendelser. Uten tiltak vil utviklingen medføre økt risiko for ikke-planlagt automatisk forbruksutkobling, avbrudd i forsyningen, og i verste fall større mørklegginger, dersom store hendelser skulle inntreffe (utfall av store produksjonsenheter, HVDC-forbindelser).

Resultatet er sensitivt for tilsiget, mengden kjernekraft og vindkraftproduksjonen, som vil påvirke både nivået inertia og antall timer med inertia under akseptabelt nivå. Beregningene er noe konservative, blant annet fordi simuleringene ikke tar hensyn til forventet sikring av primær- og sekundærreserver (FCR og aFRF) før elspot-markedet, noe som vil bidra til et visst nivå av inertia i systemet²⁶.

Per i dag gjøres det ingen spesifikke tiltak for å sikre inertia ut over det som følger med sikring av frekvensreserver. En konklusjon fra



Figur 5.15
Varighetskurve for treghetsmoment (inertia). Normalår dagtid og nattetid.

²⁶ For mer informasjon om simuleringer og analyseresultater vedrørende inertia vises til den felles nordiske rapporten Challenges and Opportunities for the Nordic Power System.

arbeidet så langt er at det er behov for tiltak som til enhver tid vil sikre nødvendig inertia i systemet. Det er også behov for bedre systemer for overvåking av nivået av inertia og frekvensreserver i systemet, samt potensielle dimensjonerende feil, for fortløpende vurdering av marginer for frekvensstabilitet.

Det pågår et felles nordisk arbeid med å vurdere og avklare ulike konsepter for å sikre situasjoner med lav inertia i det nordiske kraftsystemet. Tiltak for inertia ses blant annet i sammenheng med krav til primærreserver (FCR) og sikring av frekvensreserver.

Gjeldende primærreserve (FCR) er ikke tilfredsstillende

Gjennom det nordiske samarbeidet er det avdekket utfordringer når det gjelder å definere en optimal spesifisering for primærreserve (FCR), som møter behovet i Norden med å sikre god frekvenskvalitet og håndtere lav inertia. Per i dag står vannkraften for omtrent 95 prosent av alle primærreserver i Norden.

En avdekket utfordring er den såkalte mekaniske slarken²⁷ i vannkraftanlegg, som delvis begrenser vannkraftens mulighet for å bidra med en presis regulering i normaldrift. Slarken varierer mellom anlegg og turbintype. På systemnivå gir dette seg uttrykk i uheldige oscillasjoner ("60s oscillasjoner") eller svingninger, som forverrer frekvenskvaliteten og gir mindre stabilitetsmarginer.

En annen problemstilling handler om tilstrekkelig rask responstid ved dimensjonerende hendelser. Det er avdekket fordeler med rask FCR-D for å håndtere lav inertia i systemet, og vi vil vurdere nærmere på hvilken måte en raskere FCR-D fra andre kilder som f.eks. forbruk og HVDC-forbindelser kan bli aktuell i det nordiske systemet. Dette som et supplement til den noe tregere responsen fra vannkraften. I Norge har det vært en forutsetning at primærreserven skal bidra til å skape stabilitet ved overgang til separatudrift. Dette har gitt føringer for dimensjoneringen av FCR og de vilkår som er satt. De norske stabilitetskravene har derfor medført at vi ikke alltid har møtt de nordiske spesifisasjonene til responstid for å håndtere ubalanser i det nordiske systemet.

Det er behov for nye spesifikasjoner for FCR som mer effektivt enn i dag håndterer ubalanser i systemet og reduserer oscillasjonene i frekvensen, samt også i størst mulig utstrekning bidrar til stabilitet i systemet. Gjennom tilpasning av gjeldende spesifikasjoner

for håndtering av overgang til separatudrift må det legges til grunn at frekvensreguleringen tilpasses felles nordiske spesifikasjoner, samtidig som separatudriftsbehov i Norge ivaretas. Økt kontroll av effektflyt ved ubalanser er også en forutsetning.

Spenningsstabiliteten må vurderes lokalt

Spenningsstabilitet er et lokalt fenomen som i hovedsak er knyttet til overføringsbehov inn til et område. Det er derfor vanskelig å si noe om hvordan spenningsstabiliteten vil utvikle seg på generelt grunnlag. Statnett vil vurdere dette i analyser av de enkelte områdene sett i lys av utvikling i forbruk, endringer i produksjonsmønster fra generatorer i området og endringer i nettet. I enkelte områder vil vi kunne se et behov for investeringer i nettet (reaktive komponenter, eller økt overføringskapasitet) for å håndtere slike endringer.

Mer generelt kan vi si at spenningsreguleringen vil bli mer utfordrende, som følge av raskere og større flytendringer i kraftsystemet og en større andel mer uforutsigbar kraftproduksjon tilknyttet på lavere nettnivå. Spenningsforholdene vil med dette variere mer og raskere. Og når kraftproduksjon tilknyttet i eller nær transmisionsnettet erstattes av produksjon fra kraftverk på lavere nettnivå, vil transmisionsnettet i enkelte situasjoner miste mye av den spenningsstøtte det tradisjonelt har hatt.

5.6. IKT blir enda viktigere

Kompleksiteten i driften av kraftsystemet vil øke og kreve nye løsninger

Det store behovet for utkoblinger gir behov for hyppigere endringer av koblingsbildet og mer bruk av systemvern. Endringene i produksjonsmiksen har gitt mer uforutsigbare ubalanser og flytmønstre. Og økt kapasitet på mellomlandsforbindelsene har bidratt til større ubalanser, raskere flytendringer og høyere utnyttelse av nett- og produksjonskapasitet.

Trenden vil fortsette fremover som en konsekvens av flere utviklingstrekk:

- Mer uforutsigbar kraftproduksjon og større endringer tettere opp mot driftstimen
- Større, raskere og sannsynligvis oftere endringer i kraftflyt og kraftproduksjon
- Økt internasjonal koordinering i planfasen
- Geografisk utvidelse av både energi- og balansemarkedene, der balanseringsbehov og -ressurser skal koordineres og optimaliseres på tvers av flere land i Europa
- Større endringer og mer variasjon i distribusjonsnettet, ved at mer uforutsigbar og uregulerbar kraftproduksjon tilknyttes på lavere nettnivå, samtidig som det forventes økt fleksibilitet hos sluttbrukerne.

Systemansvarlig vil ha behov for økt oversikt og kontroll både i planfasen og driftsfasen. Det vil ikke være mulig å drifte kraftsystemet som vi gjør i dag, med dagens beslutningsstøtte og stor grad av manuelle operasjoner. Sikker drift vil kreve bedre beslutningsstøtte for operatørene og mer automatisering av sentrale driftsprosesser.

²⁷ Med slark menes her mekanisk uøyaktighet som påvirker den dynamiske responsen ved frekvensendringer.

Endringsbehovet er størst innenfor frekvensregulering og flaskehalshåndtering, hvor forbedringer er kritisk på kort sikt både med henblikk på driftssikkerhet og verdiskaping. Men det er også behov for forbedret kontroll og mer automatisering av dagens prosesser i spenningsreguleringen.

En forutsetning for både bedre beslutningsstøtte og mer automatisering i systemdriften er at vi har tilgang til nødvendige underlagsdata med god kvalitet, herunder blant annet bedre data for komponenter tilknyttet kraftsystemet. For å sikre kvalitet og effektivitet ved registreringer er det aktuelt å etablere tjenestebaserte grensesnitt som åpner for maskin til maskin kommunikasjon mellom konsesjonærenes systemer og Fosweb. Bruk av etablerte standarder som Common Information Model (CIM) vil bli sentralt i disse grensesnittene.

Det er også en forutsetning at vi har bedre prognoser for forventede ubalanser, tilgjengelig inertia og reserver, og for kraftflyt og flaskehalsler.

IKT-utviklingen gir muligheter for mer effektive løsninger

Nye IKT-løsninger gir nye muligheter for en smartere drift av kraftsystemet, ved å legge til rette for økt kontroll, underlag og systemer for bedre beslutningsstøtte og muligheter for mer automatiserte løsninger. Utviklingen innenfor IKT er omfattende og skjer raskt. Sentrale trender er:

- Mer tilgjengelig informasjon og styringsmuligheter både hos forbrukerne og i overføringsnett
- Større og billigere tilgang til datakraft og mer effektive løsninger for utveksling av informasjon (eks. internett og mobile løsninger)
- Reduserte kostnader for dataprosessering og utvikling av kunstig intelligens for analyse av store datamengder.

Mer sanntidsinformasjon om sentrale parametere i kraftsystemet, bedre informasjon om komponenters tilstand, monitorering av respons og leveranser, samt mer og bedre informasjon om ytre forhold som påvirker kraftsystemet kan utnyttes til å få bedre oversikt og kontroll. Sammen med god beslutningsstøtte vil dette muliggjøre raske og effektive beslutninger, økt grad av automatisering og mer effektive prosesser. På sikt vil vi i enda større grad kunne forutse tilstander i kraftsystemet, noe som gir oss muligheter for å iverksette tiltak mer proaktivt og kan muliggjøre mindre marginer uten økt risiko.

Teknologi- og kostnadsutvikling innenfor IKT gjør det mer tilgjengelig og interessant å utnytte fleksibilitet hos forbruk og nye lagringsteknologier. Etter hvert som kommunikasjonsløsninger mellom forbruker, balanseansvarlig og TSO blir mer effektive og sikrere vil for eksempel industri kunne bidra med raske, automatiske reserver i frekvensreguleringen, dvs. primær- og sekundærregulering. Videre vil utrulling av AMS-målere legge til rette for nye tjenester innenfor

²⁸ EU-direktiv om sikkerhet i nettverk og informasjonssystemer.

forbrukssektoren, også fra andre og mindre forbrukere. Dette er nærmere omtalt i kapittel 4.

Statnetts nye plattformssystemer i form av nytt driftssentralsystem e-Terra og LARM som nå utvikles til det norsk-svenske Fifty, er et fundament som legger til rette for å videreutvikle forbedret beslutningsstøtte og økt grad av automatisering.

Den europeiske integreringen forutsetter at det utvikles nye felles internasjonale IKT-systemer for intradaghandel og handel med balansetjenester. Tettere internasjonal koordinering i planfasen, spesielt innenfor det nordiske synkronområdet, krever også nye IKT-systemer for utveksling av informasjon. Slike systemer må i stor grad utvikles i internasjonale samarbeidsprosjekter.

Økte krav til informasjonssikkerhet

Økt avhengighet av IKT, og mer kompliserte og flere sammenkoblinger mellom aktører i kraftforsyningen nasjonalt og internasjonalt, gir nye avhengigheter og flere sårbarheter knyttet til IKT-systemene. Innføring av sentraliserte funksjoner for styring og kontroll gir nye og endrede utfordringer mht. "single point of failure", både ved teknisk svikt og villedede handlinger.

Dagens beslutningsstøtte og manuelle operasjoner i systemdriften vil ikke være tilstrekkelig i fremtidens kraftsystem.

Norske krav til å beskytte kraftsensitiv informasjon gir tekniske og organisatoriske utfordringer ved etablering av pan-europeiske IKT-systemer med mange tilknyttede aktører. NIS-direktivet²⁸ og implementering av dette i norsk regelverk vil også kunne føre til utfordringer.

Økt avhengighet av IKT og automatiske løsninger innebærer også økte krav til sikkerhet og beredskap med tanke på personvern, data-sikkerhet og styringssystemer. Digitaliseringen må balanseres opp mot økt sårbarhet og økte krav til nasjonal kontroll på forsynings-sikkerheten.


Det er viktig for alle driftskritiske IKT-systemer at det jobbes systematisk med IKT-sikkerhet og -beredskap, og at det gjøres tiltak knyttet til informasjonssikkerhet som understøtter tilgjengelighet og integritet i og mellom systemer på tvers av ulike aktører i kraftsystemet nasjonalt og internasjonalt. Informasjonssikkerhet har stort fokus i Statnett.

Vi arbeider systematisk og helhetlig med risikostyring, IKT-beredskap og tiltak for informasjonssikkerhet som understøtter tilgjengelighet og integritet i og mellom systemer på tvers av ulike aktører i kraftsystemet, nasjonalt og internasjonalt. Det er et tett samarbeid mellom Statnett og norske myndigheter om dette.

Statnett gjennomfører løpende tiltak for å redusere sannsynlighet og konsekvenser av feil og uønskede hendelser i IKT-systemene. For IKT-tjenester som er kritiske for systemdriften settes det krav til til-

gjengelighet, integritet og konfidensialitet i henhold til operative behov. Beredskaps- og sikringstiltak er etablert i samsvar med disse kravene, bl.a. reserveløsninger for systemdrift ved større utfall i driftskritiske IKT-systemer. Det er også etablert felles beredskapstiltak for energiforsyningen, bl.a. felles varsling for sektorrelevante IKT-hendelser (KraftCERT). Statnett gjennomfører egne øvelser og øvelser med andre aktører (regionalnettereiere, nordiske TSOer) og myndigheter med fokus på IKT-relaterte hendelser.





Dagens markeds-
løsninger og virkemidler
i systemdriften må
videreutvikles og tilpas-
ses et nytt internasjonalt
kraftsystem med nye
egenskaper.

6. Nye løsninger for sikker og effektiv utnyttelse av kraftsystemet

I dette kapitlet beskriver vi sentrale utviklingsområder og konkrete tiltak som vi mener må gjennomføres de kommende årene for å utnytte potensialer for økt verdiskaping og samtidig ivareta sikker og effektiv drift av kraftsystemet.

6.1. Omfattende tiltak er planlagt de nærmeste årene

Nye løsninger er nødvendig for å fortsatt ivareta sikker og effektiv drift av et kraftsystem med større og raskere endringer i kraftproduksjon og flyt. Vi må finne mer effektive løsninger for å håndtere økte ubalanser og en mer krevende flaskehalshåndtering, samt sikre stabilitet i kraftsystemet i enhver situasjon. Samtidig må nye løsninger legge til rette for å utnytte nye muligheter for verdiskaping, spesielt som følge tettere fysisk og markedsmessig integrering med Europa.

Statnett planlegger omfattende tiltak for å opprettholde sikker og effektiv drift av kraftsystemet

Statnetts tiltaksplan for utvikling av systemdrifts- og markeds-løsninger for 2017-21 er omfattende og ambisiøs. Sentrale utviklingsområder er:

- Sikre funksjonalitet i anlegg tilknyttet kraftsystemet
- Videreutvikle energimarkeds- og handelsløsninger
- Videreutvikle system- og balansetjenester
- Videreutvikle støttesystemer og automatisering. (Inngår også som en del av tiltakene under de tre forannevnte områdene.)

Konkrete tiltak innenfor disse utviklingsområdene som prioriteres de nærmeste 5 årene beskrives nærmere i kapitlene 6.6. til 6.9.

Vi har videre stor oppmerksomhet og aktivitet på følgende områder:

- Påvirke europeisk utvikling og implementere europeisk regelverk
- Videreutvikle internasjonalt samarbeid
- Forberede idriftsettelse av nye mellomlandsforbindelser

Det har over flere år pågått et omfattende arbeid med å utvikle europeiske løsninger og felles regelverk. Statnett har deltatt aktivt i dette arbeidet, som også vil pågå videre fremover. Videre har vi bygget kompetanse om det nye kraftsystemet og vurdert konse-

kvenser og behov for nye løsninger. Dette arbeidet vil fortsette også fremover, ikke minst det nordiske arbeidet med å utarbeide felles spesifikasjoner, regler og løsninger. På mange områder er vi likevel nå på veg over i en fase hvor vi skal spesifisere og implementere nye løsninger.

Tiltakene oppfyller viktige prinsipper for utøvelsen av systemansvaret, som nøytralitet, samfunnseffektiv utvikling og bruk av markedsløsninger der dette er mulig og rasjonelt.

Tiltaksplanen er i tråd med det europeiske regelverket, som i stor grad setter rammene for nye løsninger. Planen er basert på gjeldende europeiske, nordiske og nasjonale planer og tidsfrister.

Prioriterte tiltak de nærmeste fem årene

Prioriterte tiltak de nærmeste fem årene handler i stor grad om å sikre god kontroll og ivareta sikker drift med betydelig økt mellomlandskapasitet og mer uforutsigbar og uregulerbar kraftproduksjon. Videre er en rekke tiltak viktige for å legge til rette for bedre ressursutnyttelse og økt verdiskaping, hvor mange tiltak er en del av utviklingen mot et europeisk marked.

Følgende tiltak fremheves som spesielt viktige de nærmeste årene:

- Innføre balanseregulering per budområde i Norden (MACE)
- Tilpassede krav til funksjonalitet i anlegg og nye løsninger for å sikre tilstrekkelig mengde systembærende egenskaper i alle situasjoner. Herunder løsninger for å sikre en fordelaktig kombinasjon av roterende masse (inertia) og tilgang til raske reserver.
- Bedre kraftsystemdata, prognoser, beslutningsstøtte og mer automatisering for å sørge for fortsatt kontroll i et mer komplekst kraftsystem.
- Finere tidsoppløsning i energimarkedene er en effektiv løsning for å unngå økte ubalanser. I første omgang ønsker vi å innføre dette i intradagmarkedet, aller helst i form av en auksjon. På sikt bør det også innføres i elspotmarkedet, men dette krever enighet blant enda flere aktører og er mer komplekst.
- Flytbasert markedskobling, kontinuerlig ramping (som vil bli mulig med finere tidsoppløsning i energimarkedene) og implisitt tapshåndtering vil gi bedre utnyttelse av overføringskapasiteten.

- Handel med balansetjenester, herunder effektive handelsløsninger for god utnyttelse av mellomlandsforbindelsene, for å legge til rette for bedre ressursutnyttelse på tvers av land.
- Arbeidet med å forberede drift av vedtatte nye mellomlandsforbindelser pågår for fullt, med henblikk på idriftsettelse i 2020 og 2021. Vi skal utvikle og implementere effektive løsninger for energihandel og utveksling av balansetjenester, samt etablere avtaler for drift, beredskap og vedlikehold som sikrer stabil teknisk drift.

Mange av disse tiltakene er viktige å ha på plass før nye mellomlandsforbindelser settes i drift, for å opprettholde sikker drift av kraftsystemet og samtidig kunne utnytte de nye mellomlandsforbindelsene på en effektiv måte. Dette har høy prioritet i Statnett.

Usikkerhet i planen

Flere forhold medfører at planen er usikker. Kraftsystemet er kompleks, og det er nødvendig med god forståelse av sammenhenger og konsekvenser for helheten før tiltak implementeres.

Fremdriftsplanen presentert for de enkelte tiltakene er basert på gjeldende nordiske og nasjonale prosjektplaner. Mange tiltak er fortsatt i en fase hvor det pågår konsekvensanalyser og gjøres vurderinger av alternative tiltak. For tiltak som p.t. er i en tidlig fase hvor behov og alternative løsninger fortsatt vurderes, er det betydelig usikkerhet rundt både løsning og videre fremdrift. Ny kunnskap kan gi endringer i planen.

Planen oppfylder i hovedsak gjeldende europeiske krav og tidsfrister. Det europeiske regelverket er imidlertid fortsatt under utvikling. Tidligere erfaring fra harmoniserings- og integreringsarbeid tilsier at prosessene ofte kan ta lengre tid enn først planlagt. Justerte planer eller krav fra EU vil påvirke fremdriften i planen, og også de løsningene som utformes.

For fleste tiltakene pågår det vurderinger i felles internasjonale samarbeidsprosjekter, og beslutninger vil også i stor grad skje på nordisk eller europeisk nivå. De ulike landene i Norden og i Europa har ulike utgangspunkt, utfordringer og muligheter, og det er ulike nasjonale interesser. Dette gjør at prosessene ofte kan være kompliserte og ta lengre tid. Dette innebærer også at det vil være nødvendig å inngå kompromisser.

Internasjonale prosesser tar tid og vil kunne kreve kompromisser

Det gjennomføres nå store og viktige endringer av både nordisk beslutningsstruktur og et nytt konsept for balanseringen i Norden. Dette innebærer behov for utvikling av nye felles IT-systemer, og vil få konsekvenser for flere pågående prosjekter som f.eks. aFRR og mFRR. Vi vil utarbeide nye planer i løpet av høsten 2017, og en del vil fortsatt være under planlegging ved utgivelsen av SMUP 2017. Som en følge av disse endringene tar vi sikte på å oppdatere tiltaksplanen igjen første halvår 2018. Bransjen vil også få nærmere innsikt i tidsplaner etter hvert som de utvikles gjennom våre fora for dialog, og spesielt gjennom dialog rundt konkrete utviklingsprosjekter.

Til sammen medfører ovennevnte forhold stor usikkerhet om hvor raskt tiltakene vil bli implementert. Vi vil understreke at Statnett vil ivareta sitt nasjonale ansvar for forsyningssikkerheten også dersom noen av tiltakene ikke blir realisert som planlagt. Konsekvensen av dette vil ikke bli redusert driftssikkerhet, men at det må gjøres andre tiltak og benyttes andre virkemidler på kort sikt som vil være mindre effektive.



6.2. Store endringer krever et felles løft i samarbeid med bransjen

Tiltaksplanen vil medføre omfattende endringer som også vil berøre resten av bransjen. Eksempler på områder som vil berøre aktørene i form av endrede rutiner, anskaffelsesordninger eller IKT-systemer er:

- Bidra til å komplettere og heve kvaliteten på kraftsystemdata
- Tilpasse seg til endrede funksjonskrav og nye spesifikasjoner for systemtjenester, samt prekvalifisering for deltakelse i markedene
- Forberede seg for finere tidsoppløsning i energi- og balanse-markedene
- Forberede seg for oftere innkjøp av reserver nærmere drifts-døgnet
- Forberede seg for nye løsninger for å sikre stabiliteten i kraft-systemet
- Legge til rette for verifisering av leveranser og respons, og bidra med informasjon for god driftssikkerhet og økt transparens
- Bidra til økt automatisering av sentrale prosesser, i første omgang i balanseringen
- Implementere nye kommunikasjonsløsninger.

Et samfunnsmessig rasjonelt kraftsystem forutsetter et tett samarbeid mellom Statnett, aktørene i kraftbransjen og NVE som regulerende myndighet. I den daglige driftskoordineringen er vi avhengig av tett kontakt med aktørene, særlig om forhold som berører balanseringen av kraftsystemet, håndtering av flaskehals-er, spenningsregulering, utkoblinger for planlagte driftsstanser og samordning ved større driftsforstyrrelser.

Gjennomføring av tiltaksplanen forutsetter et tett og godt samarbeid mellom Statnett, de øvrige nordiske TSOene, NVE som regulerende myndighet og de andre aktørene i kraftbransjen. For å komme frem til løsninger som er samfunnsøkonomisk rasjonelle og implementere nye løsninger effektivt i løpet av relativt kort tid, er det avgjørende med god koordinering og at bransjen går i takt for å gjennomføre store og til dels krevende endringer.

Bransjen må i fellesskap gjøre en betydelig innsats for å implementere og etterleve det europeiske regelverket. Dette omfatter utvikling av felles regionale løsninger, detaljering og etablering av rutiner og praksis. Både netteiere, produsenter og forbruksaktører må påregne å gjøre tilpasninger i sine elektriske komponenter, IKT-systemer, rutiner osv.

Vi er opptatt av åpenhet og tett dialog med aktørene i bransjen. Dette ivaretas gjennom jevnlig faste møter, møter om konkrete problemstillinger knyttet til implementering av europeisk regelverk og referansegrupper for spesifikke prosjekter. Det vil være formaliserte høringsprosesser ved nye løsninger og endringer av praksis i systemdriften.

6.3. Økt internasjonalt samarbeid

Internasjonalt samarbeid i kraftbransjen har de senere årene fått økt og stor betydning, og blir ikke mindre viktig fremover. Statnett har et høyt engasjement og har et tett samarbeid både på nordisk og europeisk nivå.

Økt internasjonalt samarbeid

Nytt europeisk regelverk setter i stor grad rammene for både utviklingen av systemdriftens rolle og ansvar fremover, og de løsningene som utvikles. Flere beslutninger tas på overnasjonalt nivå, i Europa eller i Norden. Implementering av det nye regelverket skjer gjennom europeisk, nordisk og nasjonalt arbeid.

Det europeiske regelverket stiller krav om økt koordinering og samhandling mellom TSOer på en rekke områder. Blant annet vil flere funksjoner i systemdriften bli utført på overnasjonalt nivå. Nye nordiske fellesfunksjoner er eksempler på dette. Et nordisk kontor for koordinering av driftssikkerhets- og kapasitetsberegninger er under etablering i København, som vil fungere som en nordisk RSC (Regional Security Coordinator), og en nordisk balanseavregningsenhet, e-Sett, for Finland, Sverige og Norge, er etablert i Helsingfors.

Svenska kraftnät og Statnett har blitt enige om å innføre et nytt balansekonsept for Norden. Dette innebærer et ytterligere styrket samarbeid om balanseringen og utviklingen av nødvendige markedsløsninger og andre virkemidler. Dette vil ikke endre på hvert selskaps nasjonale ansvar for forsyningssikkerheten.

Statnett vil påvirke europeisk utvikling

Det europeiske regelverket for kraftsektoren er fortsatt i utvikling, og alle detaljene er ikke vedtatt. Statnetts ambisjon er å bidra til at harmoniserte driftsprinsipper og markedsløsninger er effektive og ivaretar norske interesser. Vi deltar derfor aktivt i det europeiske arbeidet blant annet gjennom ENTSO-E²⁹.

Økt internasjonalt samarbeid legger til rette for økt handel og verdiskaping, men gir også sammensatte utfordringer og mer krevende prosesser.

Krav om å sentralisere funksjoner i systemdriften kan utfordre prinsippet om nasjonalt ansvar for forsyningssikkerhet. Statnett mener at ansvaret for driftssikkerheten og balansen mellom produksjon, forbruk og utveksling i de nasjonale delsystemene fortsatt må ligge hos de respektive lands TSOer.

Vi er opptatt av at rammebetingelsene blir utformet slik at de også ivaretar norsk forsyningssikkerhet og sikrer verdiene av norske fleksible produksjonsressurser. Vi er også opptatt av at det europeiske regelverket må balansere behovet for felles regler mot behovet for å ta nasjonale og nordiske hensyn.

²⁹ European Network of Transmission System Operators. Deltagelse i ENTSO-E har erstattet den tidligere organisasjonen Nordel.

Det nordiske samarbeidet styrkes

De nordiske TSOene samarbeider i dag på mange områder knyttet til drift og utvikling innenfor nettoutvikling, systemdrift og marked. Vi har gjennom mange år hatt et tett samarbeid om den løpende driftsplanleggingen og balanseringen av kraftsystemet. Vi har også fellesnordiske samarbeidsarenaer i form av felles styrings- og arbeidsgrupper knyttet til videreutvikling av løsninger.

Vi ser på Norden som det naturlige utgangspunktet for samarbeid.

En ytterligere styrking av det nordiske samarbeidet er viktig for å fremme en god utvikling i det nordiske synkronområdet. Et tettere samspill mellom Svenska kraftnät og Statnett om å innføre nytt balanseringskonsept er sentralt for å kunne realisere de løsningene som er nødvendig for å tilpasse oss utviklingen i kraftsystemet og tettere kobling til Europa. I dette samarbeidet vil det nasjonale ansvaret for forsyningssikkerheten fortsatt være grunnleggende.

De nordiske TSOene utga i 2016 en felles rapport om kommende utfordringer og muligheter i kraftsystemet, "Challenges and Opportunities for the Nordic Power System". Dette arbeidet videreføres og vil kunne ut i en ny fellesnordisk rapport som beskriver prioriterte tiltak.

6.4. Økt mellomlandskapasitet må håndteres gjennom en kontrollert utvikling

Arbeidet med å forberede drift av de nye mellomlandsforbindelsene NordLink til Tyskland og North Sea Link til Storbritannia pågår for fullt, med henblikk på kommersiell drift i henholdsvis 2020 og 2021. Det skal utvikles effektive løsninger for energihandel og utveksling av balansetjenester som bidrar til samfunnsøkonomiske gevinster. Det skal etableres avtaler for drift, beredskap og vedlikehold av kabelforbindelsene som sikrer stabil teknisk drift. Løsninger for energihandel og utveksling av balansetjenester beskrives nærmere i kapitlene 6.7. og 6.8.

Store endringer krever ny og god kompetanse om det nye kraftsystemet, noe som blant annet forutsetter omfattende analyser av konsekvenser og nye løsninger.

Økt mellomlandskapasitet og ny produksjonsmikse i Norden vil utfordre en systemdrift som allerede i dag er presset. Blant annet vil mellomlandsforbindelsene bidra til økte ubalanser og utfordringer med stabilitet. For å opprettholde sikker drift og samtidig legge til rette for en effektiv utnyttelse av nye mellomlandsforbindelser kreves implementering av omfattende tiltak. Mange av tiltakene er viktige for å legge til rette for god ressursutnyttelse og økt verdiskaping. Videre må tiltak gjennomføres for å redusere ubalanser,

håndtere ubalanser og flaskehals i driften, sikre stabilitet, og for å fortsatt ha kontroll i et mer komplekst kraftsystem.

Økt utvekslingskapasitet må håndteres gjennom en kontrollert utvikling, og må skje koordinert med innføring av effektive tiltak som både finere tidsoppløsning i markedene og økt automatisering i systemdriften.

Det er imidlertid usikkerhet rundt fremdriften på implementeringen av nødvendige tiltak. Det er også usikkerhet knyttet til i hvilken grad tiltakene vil være tilstrekkelige. Virkningen av nye tiltak er krevende å analysere uten erfaringsdata. Modellanalyser er avgjørende, men vi har også erfaring med at modellene ikke alltid reflekterer alle forhold og at virkeligheten har blitt annerledes. Modellene er forenklinger av virkeligheten, de legger til grunn full økonomisk rasjonalitet, og er basert på forutsetninger som er usikre. Dersom planlagte tiltak ikke skulle være tilstrekkelige eller ikke bli realisert som planlagt, vil det måtte benyttes andre virkemidler som kan innebære at forbindelsene ikke kan utnyttes like effektivt. Dette kan redusere utnyttelsen av eksisterende og nye mellomlandsforbindelser, og dermed gi lavere nytte.

Blir tiltakene realisert som forutsatt og får den forventede effekten på systemdriften, vurderes det som sannsynlig at tiltakene kan skaleres opp for å håndtere eventuell ytterligere økning av mellomlandskapasiteten ut over det som er besluttet. Det vil likevel være nødvendig med grundigere vurderinger, herunder samfunnsøkonomisk lønnsomhet og konsekvenser både for innenlandsk nettkapasitet og for systemdriften.

I lys av lovendringer kan det bli aktuelt med andre eiere av mellomlandsforbindelser enn Statnett. Dersom forbindelsene eies av andre aktører vil det være behov for klare retningslinjer og ansvarsdeling som sikrer driftssikkerheten, samt avtaler og prosesser som sikrer tilstrekkelig operativ kontroll for Statnett som systemansvarlig.

6.5. Utviklingsområder

Sikre systembærende egenskaper og funksjonalitet i anlegg tilknyttet kraftsystemet

Et endret kraftsystem med en annen produksjonsmikse må fortsatt ha nødvendige egenskaper for å kunne ha sikker drift i alle situasjoner. Dette må ivaretas blant annet gjennom tilpassede krav til funksjonalitet i anlegg tilknyttet kraftsystemet. Vi må ha tilgang til kraftsystemdata med god kvalitet og det er nødvendig med verifikasjon av respons og leveranser av systemtjenester. Vi vil også få økte krav til overvåking og rapportering, bl.a. som følge av nytt europeisk regelverk.

For å fortsatt ivareta effektiv drift og ha gode analyser som grunnlag for nettinvesteringer og beslutninger om tiltak i systemdriften, er vi avhengig av å ha tilgang på kraftsystemdata med god kvalitet. Behovet for gode analyser øker i takt med den pågående utviklin-



gen med større forbrukerdynamikk, bruk av kraftelektronikk i lokale applikasjoner og tilknytning av uregulerbar kraftproduksjon.

Behovet for bedre informasjon og økt overvåkning medfører at aktørene fremover vil møte endrede krav til funksjonalitet i anleggene, krav til prekvalifisering og verifisering av respons, samt krav til mer og bedre informasjon om faste anleggsdata, planer og prognoser.

De europeiske tilknytningskodene utgjør rammeverket for fremtidige funksjonskrav. Våre tiltak på dette området innebærer en full gjennomgang av gjeldende krav, løsninger og prosesser. Dette gjennomføres i samarbeid med bransjen.

Planlagte tiltak de første fem årene beskrives nærmere i kapittel 6.6.

Energimarkeds- og handelsløsninger vil videreutvikles

Utviklingen medfører behov for å tilpasse dagens markedsløsninger. Vi tilstreber å legge til rette for en økt og effektiv utveksling mellom kraftsystemer, samtidig som driftssikkerheten skal opprettholdes.

Det er et økende behov for å bringe markedene nærmere fysikken i kraftsystemet. Energimarkedene må i større grad understøtte det fysiske behovet for momentan balanse mellom produksjon, forbruk og utveksling. Finere tidsoppløsning i energimarkedene vil effektivt bidra til reduserte ubalanser i planfasen, og med dette redusere behovet for at systemansvarlig må gjøre reparerende tiltak i driftsfasen. Sammen med flere andre viktige tiltak som flytbasert markedskobling og implisitt tapshåndtering på HVDC-kabler, vil dette legge til rette for en mer effektiv utnyttelse av overføringskapasiteten.

Økt markedsintegrasjon krever utvikling av nye løsninger også for markeder ut over elspotmarkedet. Det har over lang tid pågått et arbeid med en felles europeisk intradagløsning, XBID, og det pågår også arbeid for å integrere balansemarkedene. Effektive internasjonale balansemarkeder forutsetter harmonisert og riktig prising av balansetjenester, og et tettere samarbeid om avregningen.

Tiltaksplanen inneholder en rekke tiltak som vil bidra til en mer effektiv utnyttelse av kraftnettet, redusert usikkerhet før driftstimen og økt driftssikkerhet. Planlagte tiltak de første fem årene beskrives nærmere i kapittel 6.7.

System- og balansetjenester vil videreutvikles

Nye utfordringer krever at vi utvikler dagens system- og balansetjenester. System- og balansetjenester er tett knyttet opp mot driftssikkerheten, og vi må ha en kontrollert utvikling. Vi arbeider på flere plan for å utforme gode løsninger: Vi analyserer for å få mer kunnskap om hvordan behovene og tilgjengeligheten av systemtjenester vil endres fremover, og vi samarbeider internasjonalt for å finne løsninger som bidrar til økt verdiskaping og driftssikkerhet. Vi tester ut nye løsninger gjennom piloter og prøveordninger for å

få erfaringer, samtidig som vi har kontroll. Dialog med aktørene er viktig for å avdekke muligheter og barrierer.

For å møte fremtidens utfordringer for det nordiske kraftsystemet, samtidig som man best mulig utnytter den europeiske markedsutviklingen, har de norske og svenske kraftsystemoperatørene tatt de første skrittene mot en ny nordisk balanseringsmodell for kraftsystemet, se tekstboks.

Den nye balanseringsmodellen vil legge til rette for nordisk deltakelse i europeiske markeder for balansetjenester. Felles markeder innebærer at blant annet produktutforming, metoder for anskaffelse, utveksling av balansetjenester og oppgjør, samt krav til dimensjonering av reserver vil harmoniseres. Det europeiske regelverket utgjør et viktig veikart for en koordinert utvikling på dette området. Eksempelvis blir innføringen av et felles nordisk krav til frekvenskvalitet et viktig premiss for utviklingen av balansetjenestene. Samtidig vil harmoniserte løsninger utviklet på europeisk nivå begrense handlingsrommet for skreddersydde løsninger i Norge. For Statnett er det viktig å ha tilstrekkelig fleksibilitet til å etablere effektive handelsløsninger i Norden og med våre handelspartnere. Eksempelvis ser vi potensiale for økt samfunnsøkonomisk verdiskaping ved å utveksle automatiske balansetjenester på de nye mellomlandsforbindelsene.

Statnett arbeider for å legge til rette for flere tilbydere av fleksibilitet. Felles krav til prekvalifisering og felles rammeverk er i denne sammenheng viktig for å skape teknologinøytrale og effektive markedsløsninger. Videre anser vi det som viktig at nye tilbydere av fleksibilitet, f.eks. aggregatorer, må knyttes til en balanseansvarlig for å ta ansvar for egen balanse, oppnå riktig kompensasjon, samt sikre at lokaliseringen er kjent.

Vi tilstreber samfunnsmessig rasjonelle løsninger og effektive anskaffelser av systemtjenester. Vi vurderer hvorvidt markedsbaserte løsninger eller insentivordninger kan benyttes i økt grad for å sikre øvrige systemtjenester, samtidig som tekniske krav overholdes.

Systemdriftskostnadene påvirkes av en rekke forhold, blant annet markedsdesignet i energimarkedene, utkoblinger, flaskehals, produksjonsmik, krav til frekvenskvalitet, fysisk og markedsmessig kobling mellom kraftsystemene og ikke minst kraftprisene. Selv om utviklingen av nivået på systemdriftskostnadene er svært usikker, forventer vi en kostnadsøkning frem mot 2021. Nye mellomlandsforbindelser forventes å medføre både behov for et økt volum av automatiske reserver og økte priser på reservene.

Statnett gjennomfører en rekke tiltak for at vi også i fremtiden skal ha tilstrekkelig pålitelige balansetjenester og øvrig systemstøtte til å ivareta sikker drift i ulike situasjoner. Planlagte tiltak de første fem årene beskrives nærmere i kapittel 6.8.

Nytt konsept for balansering av det nordiske kraftsystemet

Svenska kraftnät og Statnett har i fellesskap utviklet et konsept for den fremtidige nordiske balanseringen. Dette for å få et godt utgangspunkt for en sikker og effektiv håndtering av utviklingen i kraftsystemet koblet til den europeiske utviklingen. Dette nye nordiske balansekonseptet er beskrevet i "The Nordic Balancing Concept" som finnes på www.statnett.no.

Viktige elementer i konseptet er:

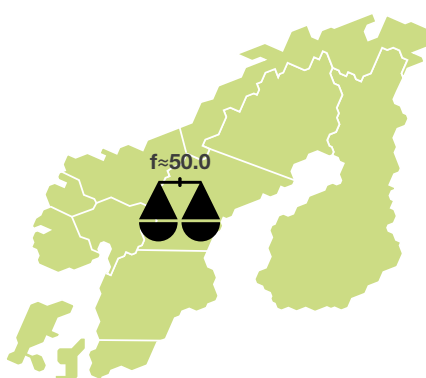
- Overgang til det vi kaller MACE, eller Modern Area Control Error balansering:
 - o Bestilling av aktiveringer vil bli initiert av ubalanser innen hvert budområde, istedenfor frekvens.
 - o Moderne IT-løsninger og optimaliseringsalgoritmer skal sørge for en effektiv aktivering av reserver på tvers av prisområder, herunder netting av ubalanser mellom områder når det er ledig overføringskapasitet mellom områdene. Det vil således ikke føre til redusert effektivitet.
 - o Aktivering av mFRR vil i størst mulig grad gjøres proaktivt basert på forventet ubalanse, mens den reaktive balanseringen i hovedsak vil gjøres med aFRR.
 - o Hver TSO må sikre tilgang til tilstrekkelige reserver i alle områder til enhver tid
- Balansekapasitet: Anskaffelsen av balansekapasitet vil baseres på dimensjoneringen av reserver innenfor hvert budområde. Handel med balansekapasitet forutsetter tilstrekkelig overføringskapasitet i nettet.
- Endringer i flaskehals håndteringen vurderes. Dette kan innebære innføring av et nytt produkt som aktiveres før balanseringen starter. Flere viktige forhold gjenstår å avklare rundt hvordan dette skal fungere, blant annet hvordan produktene skal utformes. Det er viktig at produktene blir utformet slik at det er enkelt for leverandører å kunne delta effektivt både i dette markedet og i balansemarkedene.

Det nye balanseringskonseptet vil synliggjøre det enkelte budområdets behov for balansering. Dette vil gi operatørene bedre kontroll over ubalanser og flaskehals i hvert enkelt område. Modellen vil gi de nordiske TSOene sterkere insentiver til å utføre tiltak som reduserer ubalanser og utvikle effektive handelsløsninger. Konseptet vil gjennom bedre prissignaler gi leverandører tydeligere føringer på hvilken fleksibilitet som er etterspurt av systemet, samt når og hvor i systemet behovet oppstår.

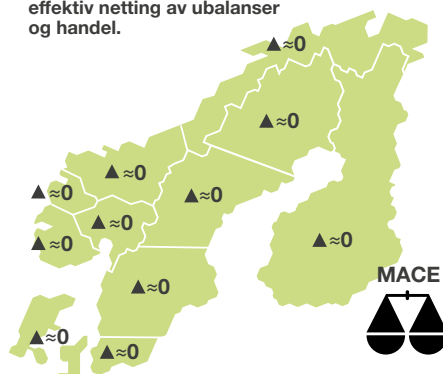
Konseptet vil også legge til rette for nordisk deltakelse i europeiske markeder for balansetjenester. Aktørene vil ikke direkte påvirkes av overgangen til MACE. Men automatiseringen som følger av dette vil likevel kunne få konsekvenser for aktørene, f.eks. ved at aFRR i større grad kan bli benyttet istedenfor mFRR.

Det videre arbeidet med å implementere det nordiske balansekonseptet vil på noen områder påvirke utformingen av tiltakene og fremdriftsplanene slik de nå er skissert i SMUP.

I dag – balansering av frekvensen på nordisk nivå



Målbilde - Balansering basert på ACE for hvert budområde. Moderne IT-løsninger muliggjør effektiv netting av ubalanser og handel.



Figur 6.0
Illustrasjon av dagens situasjon og målbildet for den nye nordiske balanseringsmodellen med MACE.

Bedre beslutningsstøtte og mer automatisering

Operatørene trenger bedre beslutningsstøtte, samt mer automatisering av sentrale prosesser i systemdriften. Vi vil utvikle en mer automatisert systemdrift som en trinnvis og kontrollert prosess. Denne utviklingen må skje i samarbeid mellom Statnett, andre nordiske TSOer og bransjen for øvrig.

Vi har pågående aktiviteter for videreutvikling av dagens løsning for automatisk sekundærreserve (aFRR) til en effektiv nordisk markeds-løsning som tar hensyn til flaskehals, samt elektronisk bestilling av tertiærreserver (mFRR) og produksjonsflytting. Frem mot 2020 har vi fokus på å få på plass bedre beslutningsstøtte for operatørene knyttet til balansering og flaskehalsbehandling, inkludert bedre grunnlagsdata og bedre visualisering av status og prognoser.



Som et neste steg vil vi konkretisere arbeidet med ytterligere automatiseringsløsninger i systemdriften, bl.a. basert på resultater fra FoU-programmet Smarte Nett. På lengre sikt ser vi for oss ytterligere automatisering av reguleringstiltak, der mer intelligente og automatiske løsninger gjør at operatørene i større grad overvåker og griper inn ved avvik fra normaldrift.

Vi vil utvikle en mer automatisert systemdrift som en trinnvis og kontrollert prosess, hvor bedre beslutningsstøtte er et viktig første trinn.

En forutsetning for bedre beslutningsstøtte og mer automatisering av balansering og flaskehalshåndtering er at vi får mer og bedre informasjon på nordisk nivå som vi kan stole på. I samarbeid med bransjen i Norge gjør vi et løft for å heve kvaliteten på kraftsystemdata. Det er i tillegg behov for bedre oppløsning på forbruksprognosen og bedre prognoser for vindkraften i Sverige, men også i Norge når det kommer mer vindkraft. Det er også nødvendig med bedre informasjon om når tradisjonell regulerbar kraftproduksjon endrer sin produksjon innenfor timen, noe som primært er en utfordring i resten av Norden.

Når det gjelder spenningsregulering vil større og hyppigere endringer forutsette bedre beslutningsstøtte for operatørene, samt

En forutsetning for bedre beslutningsstøtte og mer automatisering av balansering og flaskehalshåndtering er at vi får mer og bedre informasjon.

at manuelle inngrep i økt grad erstattes med mer automatiserte prosesser. En effektiv spenningsregulering krever at operatørene har god oversikt over tilgjengelige reguleringsressurser, innstillinger og respons, og kan stole på at informasjonen er korrekt. De viktigste tiltakene på kort sikt er å få kontroll på responsen fra reguleringsressursene, og samspillet mellom egne reaktive komponenter og leveransene fra produksjonsapparatet. Vi vil også implementere verktøy som kontinuerlig måler og analyserer reaktivt bidrag. Full automatisering vurderes ikke som realistisk før etter 2020.

For driftsstanskoordineringen kan bedre beslutningsstøtte og bedre informasjon bidra til å begrense negative konsekvenser for samfunnet. En mer effektiv koordinering av porteføljen av driftsstanser forutsetter god informasjon og at søknader om driftsstanser kommer inn tidlig. Gjennom støttesystemer som bedre belyser konsekvenser av utkoblinger, identifiserer ugunstige tidspunkt og foreslår gunstige tidspunkt for utkobling kan vi også oppnå gevinster. Dette krever god koordinering mellom berørte aktører. Vi gjør løpende forbedringer på dette området, men større løft vil først gjennomføres etter 2020.

Mer effektive løsninger og prosesser for kapasitetsfastsettelse gir muligheter for økt verdiskaping. Viktige tiltak på kort sikt er å innføre flytbasert markedskobling og å sikre underlagsdata for nasjonale og internasjonale nettmodeller (IGM og CGM) som brukes i internasjonal koordinering i planfasen. Verktøy for effektiv informasjonsdeling med flere kraftbørser skal også på plass. Mer avanserte modeller for å simulere og analysere et bredt spekter av driftssituasjoner kan gi muligheter for å sette optimale snittgrenser mer dynamisk. God beslutningsstøtte i kapasitetsfastsettelsen forutsetter god datakvalitet for kapasitet og tilstand på komponenter i nettet, og gode prognoser for produksjon og forbruk.

Systemdriftens behov for bedre beslutningsstøtte og mer automatiserte prosesser fremover vil i første omgang påvirke aktørene gjennom behov for mer og bedre informasjon om faste anleggsdata og planer. Videre vil det bli økt grad av verifisering av respons. Det må forventes at aktørene vil måtte gjøre tilpasninger i sine elektriske komponenter, datasystemer og rutiner. Både netteiere, produsenter og forbruksaktører vil berøres av dette.

Planlagte tiltak de første fem årene beskrives nærmere i kapittel 6.9, og inngår også som en del av tiltak beskrevet i kapitlene 6.6 til 6.8. Oversikten inkluderer tiltak som er direkte relevante for aktørene, og ikke Statnetts mer internt rettede tiltak for å bedre beslutningsstøtte.

FoU programmet Smarte Nett

Statnett satser på Forskning og utvikling (FoU) som et viktig verktøy for å belyse utfordringene og mulighetsrommet fremover, og for å utvikle metoder, teknologi og løsninger som viser vei i en tid med stor usikkerhet. FoU-aktivitet kan betraktes som et risikoreduerende tiltak.

FoU-oppgaver innenfor systemdrift og markedsutvikling behandles i FoU-programmet Smarte Nett, med spesielt fokus på å behandle mulighetene som ligger i framtidens IKT-systemer og -løsninger. Programmet prioriterer forskningstema for å utnytte synergier mellom systemdrift og anleggsforvaltning, økt funksjonalitet i anleggsmassen og utvikle løsninger for å ta i bruk sluttbrukerfleksibilitet i driften av kraftsystemet.

Et viktig prosjekt frem mot 2018/2019 er SPANDEX (Synchrophasor/PMU Application Integration Data Exchange), som skal søke å utvikle og prøve ut metoder og løsninger basert på sanntidsmålinger fra Phasor Measurement Units (PMU) i Statnetts driftssentralmiljø. Dette kan blant annet benyttes til å avdekke effektpendlinger i synkronområdet. En sentral oppgave vil være å etablere en IKT-plattform som basis for utvikling av ulike applikasjoner til bruk i driftssentralene, med et effektivt grensesnitt mot Statnetts driftssentral-system. Prosjektet vil behandle problemstillinger knyttet til Big Data, sanntid IKT-infrastruktur, applikasjoner på veien mot økt automatisering av systemdriften og informasjonssikkerhet.

Gjennom pilotprosjektet SAMBA (Smarter Assets Management with Big Data) søker Statnett å bygge kompetanse og utvikle løsninger knyttet til tilstanden på anleggene, og å kunne utnytte dette også i systemdriften. Dette krever blant annet utvikling av nye IKT-systemer og effektive brukergrensesnitt, som behandler og sammenstiller store informasjonsmengder som underlag for beslutninger.

I prosjektet Storskala laststyring søker vi å utvikle tekniske løsninger for utkobling av forbruk i vanskelige driftssituasjoner. Pilotprosjektet fokuserer på de vanskelige områdene i de nordlige fylkene for å utvikle et verktøy som kan bidra til høyere forsyningssikkerhet. Prosjektet skal gjennomføre en storskala test i nord i Q1 2018.

Et nytt FoU-prosjekt skal bidra til å forbedre prognosene som operatørene løpende legger til grunn i sine vurderinger. Dette skal oppnås ved å prosessere alle tilgjengelige planer samt historisk informasjon med bruk av moderne datateknikker som maskinlæring

og kunstige nevralt nettverk. Gode prognoser om hva som vil skje i nær fremtid er en viktig forutsetning for å få bedre beslutningsstøtte og automatisering av balanseringen av kraftsystemet.

6.6. Tiltaksplan 2017-21: Sikre funksjonalitet i anlegg tilknyttet kraftsystemet

I dette delkapitlet presenteres konkrete tiltak som skal bidra til å sikre funksjonalitet i anlegg tilknyttet kraftsystemet. Figur 6.1 illustrerer gjeldende fremdriftsplaner.

Utvikle forslag til norsk tilpasning av europeiske tilknytningsforordninger

Dagens krav og behandlingsprosesser for nye anlegg i kraftsystemet vil endres som følge av EUs nye forordninger for nettilknytninger av produksjon (RfG), forbruk (DCC) og HVDC. Disse forordningene inneholder tekniske krav til nye anlegg, krav til prosesser ved idriftsettelse og oppfølgingskrav for å sikre at de tekniske kravene er ivaretatt.

I dag fremkommer krav til funksjonalitet ved tilknytning av nye anlegg eller endringer i eksisterende anlegg i kraftsystemet gjennom Funksjonskrav i kraftsystemet (FIKS). Dette er en veileder som inneholder anvisninger om hvilke krav systemansvarlig normalt stiller til utstyr for å ivareta driftssikkerheten i kraftsystemet. Krav til det enkelte anlegg fastsettes gjennom vedtak i henhold til fos § 14.

NVE har bedt Statnett om å anbefale hvordan nye forordninger om nettilknytning kan implementeres i Norge. Anbefalingen skal inkludere forslag til nasjonal tilpasning av tekniske krav ved tilknytning

Figur 6.1 Tiltaksplan 2017-21: Sikre funksjonalitet i anlegg tilknyttet kraftsystemet

	Premisser	2017	2018	2019	2020	2021
Utvikle forslag til norsk tilpasning av europeiske tilknytningsforordninger	Iht. EU-krav (RfG)	Nye forskrifter				
		Vurdere og anbefale	Leverandørtilpasning			
Vurdere og publisere veileder for funksjonalitet i tekniske anlegg	Iht. EU-krav (RfG)	Vurdere og publisere				
Heve kvaliteten på kraftsystemdata		Komplettere Bekrefte	Løpende oppdatere og kvalitetssikre data			
Forbedre spenningsregulering		Dokumentere staus, vurdere, implementere				
Innføre system for å verifisere leveranser av systemtjenester		Vurdere pilot	Trinnvis innføring			

- Vurdere konsekvenser, behov og alternative løsninger
- Vurdere og implementere
- Spesifisere og implementere
- Frister i europeisk regelverk pr. i dag

og hvordan kravene skal følges opp gjennom anleggenes levetid. Leveransen vil bestå av forslag til et norsk regelverk og teknisk underlag for dette, samt en tolkning av regelverket. Anbefalingene vil være basert på et samarbeid med bransjen i ulike referansegrupper. Leveransen vil også omtale uenigheter i referansegruppene og grunnlaget for Statnetts forslag.

NVE har opprettet et bransjeforum hvor relevante bransjeorganisasjoner og Statnett er invitert til å delta. Dette gir bransjen mulighet til direkte dialog med NVE om ulike tema, og det er også en god arena for å diskutere og få avklart viktige prinsipielle problemstillinger. Statnetts erfaring er at både NVEs bransjeforum og referansegruppene fungerer godt og er nyttige og viktige i prosessen.

Forordningen ble vedtatt i 2016³⁰. Det er lagt opp til en treårig implementeringsprosess, slik at RfG skal være implementert i april 2019, DCC i august 2019 og HVDC i september 2019. De to første årene benyttes til å definere nasjonale tilpasninger, mens det siste året skal benyttes av leverandører til utvikling og klargjøring for å tilfredsstille de nye kravene som stilles. Vi leverte vårt forslag til norsk implementering av DCC august 2017, og forslaget til RfG og HVDC skal sendes innen utgangen av 2017. Videre prosess vil være at myndighetene gjennomfører høringsprosess og utformer forskrift, frem mot frister definert i forordningene.

Vurdere og publisere veileder for funksjonalitet i tekniske anlegg

Systemansvarlig skal sørge for nødvendig funksjonalitet i alle anlegg i regional- og transmisjonsnettet, samt tilknyttede produksjonsanlegg i distribusjonsnett som har vesentlig betydning for driften og utnyttelsen av regional- og transmisjonsnettet.

Med EUs nye forordninger for nettilknytninger vil deler av gjeldende FIKS ikke lengre være relevant, og dagens prosess med å fatte enkeltvedtak iht. fos forventes å bli forandret. Vi forventer imidlertid at systemansvarlig fortsatt kan stille krav til funksjonalitet på områder utover det som er definert i forordningene for nettilknytning. Vi vil vurdere hvilke områder det fortsatt vil være behov for en veileder (f.eks. nettanlegg).

Arbeidet med en eventuell veileder ble igangsatt i 2016, og vil gå parallelt med implementasjonen av forordningene for nettilknytning. Vi forventer at dette arbeidet vil gå frem mot 2020. Inntil endelig ikrafttredelse av forordningen vil det være aktuelt å publisere tilleggsdokumenter til FIKS der dette er relevant, jf. dagens praksis.

Heve kvaliteten på kraftsystemdata

Kraftsystemdata med god kvalitet er avgjørende for sikker og effektiv drift og utvikling av kraftsystemet. Bedre datakvalitet vil blant annet bidra til at vi kan sette mindre risikomarginer i driften. Et eksempel er termiske strømgrenser, som sammen med modellering av impedanser og dynamisk respons er viktig for å sette riktig overføringskapasitet.

God kvalitet på kraftsystemdata er også avgjørende for videre digitalisering, og kunne innføre mer effektive og automatiserte prosesser i systemdriften. Blant annet er korrekte data for både nett- og produksjonsanlegg viktig for etablering av felles europeisk nettmodell (Common Grid Model) og flytbasert markedskobling.

Konsesjonærenes plikt til å rapportere anleggsdata ved idriftsettelse av nye anlegg og ved endringer i eksisterende anlegg er gitt av fos.

Både NVE og Statnett har konstatert et behov for å heve kvaliteten på kraftsystemdata for eksisterende anlegg. NVE har vedtatt³¹ at kraftsystemdata skal oppdateres, kompletteres og bekreftes. I samarbeid med konsesjonærene gjøres det derfor et omfattende arbeid for å heve kvaliteten på kraftsystemdata til et tilfredsstillende nivå. Gjennom webportalen Fosweb (se eget tiltak) kan aktørene oppdatere og kvalitetssikre egne data. Driftsleder hos konsesjonærene er ansvarlig for at dataene er korrekte.

Erfaringer med arbeidet så langt tilsier at dette også har en direkte nytte for konsesjonærer med tanke på bedre oversikt over egne data og også informasjon om andres kraftsystemdata.

Forbedre spenningsregulering

Statnett har identifisert et potensiale for å oppnå en mer effektiv spenningsregulering. Vi gjennomfører derfor en systematisk gjennomgang av alle Statnetts reaktive komponenter, herunder kontrollere og ved behov endre innstillinger og funksjonalitet. Videre vil vi i samarbeid med berørte aktører gjennomgå alle spenningsregulatorer på generatorer større enn 100 MVA, og avklare behov for justeringer.

Formålet er å forbedre spenningsreguleringen. Vi forventer gevinster i form av økt driftssikkerhet, og også en mer effektiv drift som vil kunne redusere tapene i kraftsystemet.

Spenningsregulering er en oppgave som involverer mange aktører. Øvre grenser for spenningsreguleringen fastsettes av aktuell anleggseier, mens driftssikkerheten setter krav til nedre grenser. For å oppnå god tapsoptimalisering bør spenningene ligge så nært

³⁰ RfG trådte i kraft 27.4.2016, DCC 18.8.2016 og HVDC 8.9.2016.

³¹ Vedtak 200905291-58 datert 2.2.2017. For nærmere informasjon om ulike anleggsdeler vises til <http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Systemansvaret/Fosweb/Fosweb-Kraftsystemdata/Tidsfrister/>.

opp til maksimale grenser som mulig. Effektiv spenningsregulering krever at alle involverte aktører jobber mot de samme nominelle spenningsverdiene fastsatt av systemansvarlig.

Det vil også som en del av dette arbeidet gjøres et forarbeid og skisseres videre arbeid med en fremtidig automatisert spenningsregulering i Norge. Mye gjøres i dag manuelt ved inn/utkobling av reaktive komponenter og manuell etterjustering av settpunkter, i kombinasjon med kontinuerlig spenningsregulering fra generatorene som er innfaset. Vi ser et potensiale for å redusere manuell inngripen i spenningsreguleringen.

Arbeidet pågår og har antatt ferdigstillelse i løpet av 2019. Vi starter med en gjennomgang i Sør-Norge.

Innføre system for å verifisere leveranser av systemtjenester

Statnett vil innføre løsninger for å verifisere at faktiske leveranser av systemtjenester er som avtalt. Vi utvikler verktøy for å analysere leveranser av FCR og aFRR basert på målinger av frekvens, aktiv og reaktiv effekt og spenning på generatorer og på deres tilknytningspunkter i nettet. De samme målingene med unntak av frekvens benyttes for å verifisere riktig spenningsregulering. Verktøyet vil basere seg på eksisterende informasjon fra SCADA-systemet og markedsdata.

Tiltaket vil gi bedre informasjon om generatorenes faktiske bidrag til reguleringen, og er viktig med henblikk på et økt behov for kontroll. Bedre informasjon om faktiske leveranser vil også gi mer effektiv anskaffelse av reserver.

Verktøyet er testet for verifisering av leveranser av automatiske reserver og spenning. Det legges opp til en stegvis utrulling for å ta verktøyet i bruk i den daglige driften fremover mot 2019. En mer konkret tidsplan er så langt ikke avklart.

6.7. Tiltaksplan 2017-21: Videreutvikle energimarkeds- og handelsløsninger

I dette delkapitlet presenteres konkrete tiltak som skal bidra til videreutvikle energimarkeds- og handelsløsninger. Figur 6.2 illustrerer gjeldende fremdriftsplaner.

Etablering av nordisk balanseavregning (NBS)

En felles balanseavregning for Finland, Norge og Sverige (NBS) ble satt i drift 1. mai 2017. Dette var en viktig milepæl i det nordiske energisamarbeidet. Avregningen håndteres operativt av eSett Oy, et felleseid selskap mellom de nordiske systemoperatørene Fingrid, Statnett og Svenska Kraftnät. Vi håper videre å kunne inkludere Danmark og Energinet.dk i dette samarbeidet.

Statnett har som avregningsansvarlig fremdeles det formelle ansvaret for balanseavregningen og oppfølgingen av tjenestene som utføres av eSett.

Med innføringen av NBS ble det innført nettavregningsområder i Norge. Dette innebærer at alle målepunkt er unikt tilordnet ett elspotområde. Elspotområdene er sammensatt av et antall nettavregningsområder.

Det er utviklet en håndbok som skal gjøre det lettere for markedsaktørene å forstå og implementere den nye avregningsmodellen. Håndboken er sammen med annen informasjon om prosjektet tilgjengelig på www.esett.com.

Evaluere nordisk ubalanseavregning

De nordiske systemoperatørene gjennomfører et felles prosjekt som skal undersøke ulike alternativer og komme frem til en anbefaling for felles avregningsprinsipper. Norden har i dag til dels ulike avregningsprinsipper for automatiske og manuelle reguleringsreserver (aFRR, mFRR) og ubalanser.

Et viktig kriterium for en effektiv balansering er klare prissignaler i ubalanseoppgjøret som bidrar til riktige incentiver overfor aktørene til å redusere sine ubalanser. Effektive prisingsprinsipper i balansemarkedene bidrar til effektiv konkurranse. Den europeiske forordningen for balansering (EB) legger blant annet opp til at det skal benyttes énpris-modell for alle ubalanser. Dette med mindre det dokumenteres at en annen løsning er mer samfunnsøkonomisk effektiv.

Vurderinger har pågått første halvår 2017. Som følge av den nordsvenske beslutningen om en ny balanseringsmodell er fristen for det nordiske prosjektets endelige utredninger og anbefalinger utsatt til høsten 2017. Først vil eksisterende nasjonale avregningsregler beskrives, og dernest vil mulige forbedringer og alternative modeller identifiseres. Prosjektet skal evaluere alternative modeller og anbefale en plan for videre prosess for godkjenning av regulatorer og implementering. I henhold til EB skal prinsipper for ubalanseavregning harmoniseres innen to år etter at forordningen trer i kraft, dvs. ca. Q1 2020.

Statnett ønsker å involvere bransjen også i det videre arbeidet.

Innføre flytbasert markedskobling i Norden

Flytbasert markedskobling er en ny måte å fordele tilgjengelig nettkapasitet i energimarkedet på, der markedsklareringen i større grad enn i dag tar hensyn til nettets fysiske egenskaper. Det europeiske regelverket (CACM) stiller krav om at hvert område for kapasitetsberegning skal implementere flytbasert markedskobling dersom det ikke kan vises at en bedre organisering av dagens markedsdesign gir like stor verdi.

Figur 6.2 Tiltaksplan 2017-21: Videreutvikle energimarkeds- og handelsløsninger

	Premisser	2017	2018	2019	2020	2021
Etablere nordisk balanseavregning (NSB)	Internasjonal beslutning	Implementere				
Evaluerer nordisk ubalanseavregning	Internasjonal beslutning	Vurdere og anbefale	Høring, implementering			
Innføre flytbasert markedskobling i Norden	Internasjonal beslutning, iht. EU-krav (CACM)	Vurdere og anbefale	Implementere			
Innføre europeisk intradagmarked	Internasjonal beslutning, iht. EU-krav (CACM)	Implementere				
Innføre finere tidsoppløsning i energi- og balansemarkeder	Internasjonal beslutning, iht. EU-krav (EB)	Vurdere	Impl. (avregning, intradag, balansemarkeder)		Impl. elspot	
Følge opp utviklingen og delta i aktuelle kapasitetsmarkeder		Følge opp og påvirke utviklingen			Delta i aktuelle markeder	
Innføre implisitt tapshåndtering på alle norske HVDC-kabler	Internasjonal beslutning	Vurdere	Implementere	NL	NSL	

- Vurdere konsekvenser, behov og alternative løsninger
- Vurdere og implementere
- Spesifisere og implementere
- Frister i europeisk regelverk pr. i dag
- Sentrale milepæler

Flytbasert markedskobling vil gi større samsvar mellom markedsflyt og fysisk flyt, og bidra til bedret driftssikkerhet. Flere handelsmuligheter vil gjøres tilgjengelig for markedet, og den fysiske nettkapasiteten kan utnyttes på en mer fleksibel og effektiv måte.

Tyskland, Frankrike, Belgia og Nederland innførte flytbasert markedskobling i mai 2015. Erfaringene har så langt vært gode, og markedsløsningen har medført større handelskapasitet mellom budområdene, mindre prisdifferanser og samfunnsøkonomiske gevinster for de involverte landene.

Det nordiske arbeidet med flytbasert markedskobling startet høsten 2012. Vi har utviklet en prototype for flytbasert kapasitetsangivelse i Norden, som vi nå benytter til ukentlige flytbaserte markedsberegninger, ved bruk av den europeiske markedsalgoritmen Euphemia. Gjennom simuleringene vil vi få erfaringer og muligheter til å forbedre metodikken.

Det er foreløpig ikke tatt noen beslutning om å innføre flytbasert markedskobling i Norden. De nordiske TSOene vil legge fram et forslag til regulatorbeslutning senest 17. september 2017. Det er gjennomført konsultasjon med bransjen på forslaget, og høringsinnspillene er nå under behandling. Implementering av ny kapasitetsberegning metode vil først skje etter en testperiode med pub-

lisering av resultater for det nye markedsdesignet. Iht. CACM skal implementering av flytbasert markedskobling skje innen 2020.

Innføre europeisk intradagmarked

Det pågår et arbeid med å utvikle et felles europeisk intradagmarked (XBID) slik det er stilt krav om i det europeiske regelverket for kapasitetsallokering og flaskehalshåndtering (CACM). Med et felles europeisk intradagmarked kan norske aktører enkelt handle intradagprodukter med aktører over hele Europa.

Likviditeten i Elbas har så langt vært lavere enn i tilsvarende markeder på kontinentet. En utvikling av intradagmarkedet er viktig med henblikk på innfasingen av mer uforutsigbar kraftproduksjon. En geografisk utvidelse av markedet forventes å gi økt likviditet og mer handel, noe som bidrar til bedre ressursutnyttelse og høyere verdiskaping. For aktørene som i dag handler intradag i Elbas blir det ingen praktiske endringer. De vil fortsatt legge inn bud hos de lokale børsene og motta oppgjør fra den samme børsene.

Arbeidet startet i 2014, og gjennomføres i et samarbeid mellom 14 europeiske TSOer og 5 kraftbørser. Etter hvert skal løsningen omfatte hele Europa. Kompleksiteten har vært større enn først antatt, noe som har medført forsinkelser. Vi forventer at XBID settes i drift i Q1 2018.

Innføre finere tidsoppløsning i energi- og balansemarkeder

Det pågår et felles nordisk prosjekt som skal koordinere arbeidet i de fire landene med å innføre finere tidsoppløsning i energi- og balansemarkedene i Norden. Viktige drivere for dette arbeidet er driftssikkerhet, verdiskaping og etterlevelse av europeisk regelverk. Den europeiske forordningen for balansering (EB) krever at ubalanser skal avregnes per kvarter innen tre år etter at forordningen har trått i kraft. De nordiske TSOer har blitt enige om at 15 minutters markedstidsperiode skal innføres samlet i Norden i 2020. Dette innebærer 15 minutters oppløsning i balansemarkeder, intradagmarkeder og i balanseavregningen.

Endringene i kraftsystemet fremover vil medføre økte effektubalanser innenfor timen. For å opprettholde driftssikkerheten er det derfor behov for nye effektive løsninger for å redusere/håndtere ubalansene. Finere tidsoppløsning i energimarkedene vil redusere ubalansene i markedene innenfor timen, spesielt i timer med store endringer i produksjon, forbruk og utveksling.

Statnett arbeider for å kunne endre kraftflyten på HVDC-forbindelsene gjennom hele timen, for å øke volumet som kan endres fra en time til den neste. Vi ønsker fortrinnsvis å realisere økt ramping ved å innføre finere tidsoppløsning i markedene, siden dette vil legge til rette for kontinuerlig ramping uten at ubalansene øker. I dag blir flyten endret bare i 20 minutter rundt timeskift og holdes konstant i de resterende 40 minuttene. Bakgrunnen er avtaler mellom de kontinentale TSOene og timesoppløsningen i markedet. Med gjeldende regler vil det med økt mellomlandskapasitet ta mange timer å endre kraftflyten fra full import til full eksport. Store, raske flytendringer på kablene bidrar isolert sett til økte ubalanser og er utfordrende både med henblikk på spenning og flaskehalser i systemet. For å ivareta driftssikkerheten, vil det derfor fortsatt være nødvendig å ha begrensninger på hvor store og raske flytendringer som kan tillates. Tett overvåking og effektiv håndtering av overføringssnitt og spenningsforhold, særlig i Sør-Norge, er også nødvendig.

Den norske samfunnsøkonomiske verdien av å innføre finere tidsoppløsning i energimarkedene, ved at mindre reserver aktiveres og frigjøres til alternativt bruk, anslås til 15-20 MNOK per år. I tillegg vil verdien av nordisk fleksibilitet i energimarkedene øke ved at nordiske aktører vil kunne handle kvartersprodukter med aktører i markeder som allerede har dette. Det er estimert en økt samfunnsøkonomisk verdi av norsk fleksibilitet ved handel med kvartersprodukter i energi- og balansemarkedene på ca. 20 MNOK per år fra 2021, gitt nye mellomlandsforbindelser.

Med finere tidsoppløsning får vi en nordisk harmonisert løsning for å løse ubalanser innenfor driftstimen, og omfanget av andre mindre effektive nasjonale særordninger vil reduseres.

Vi tror ikke det er realistisk å få kvarteroppløsning i elspotmarkedet de nærmeste årene. Det krever enighet mellom en lang rekke TSOer, regulatorer og kraftbørser. Derimot jobber vi for å få finere tidsoppløsning i intradagmarkedet, og for å få etablert en ekstra aukasjon etter elspotklareringen med kvartersoppløsning. Innføring av finere tidsoppløsning i markeder på tvers av landegrensene gir også aktørene tilgang til å handle fleksibilitet. Vi ser at særlig handel med fleksibilitet i det tyske kvartersmarkedet kan gi stor verdiskaping.

Implementering av nye løsninger vil kreve enighet blant TSOene, aksept fra aktuelle berørte parter for mellomlandsforbindelser og godkjenning av regulatorer.

Følge opp utviklingen og delta i aktuelle kapasitetsmarkeder

Flere land har innført eller vurderer å innføre ulike former for kapasitetsmekanismer for å sikre at det finnes tilstrekkelig produksjonskapasitet til å dekke forbruket. Man skiller ofte mellom «strategiske reserver» og «kapasitetsmarkeder», se kapittel 4.3. Innføringen av kapasitetsmarkeder kan påvirke kraftprisene i de respektive landene, og dermed også insentivene til å bygge nye mellomlandsforbindelser.

Statnett er opptatt av at utenlandsk kapasitet får delta i andre lands kapasitetsmarkeder på lik linje med nasjonale aktører, og deltar aktivt i den europeiske debatten om dette. Vi har blant annet gitt innspill til EU-kommisjonen på hvordan overføringskapasitet kan delta i et kapasitetsmarked. Vårt forslag er i henhold til modell for vår fremtidige deltakelse i det britiske kapasitetsmarkedet.

Storbritannia avholder årlige auksjoner med leveringsår fire år etter. For Statnett har det vært viktig at North Sea Link får delta i dette markedet med vilkår på linje med britiske aktører. Britiske myndigheter åpnet opp for at utenlandsk kapasitet skal kunne delta fra og med 2015 auksjonen. I den britiske løsningen er det eierne av mellomlandsforbindelsen som deltar i auksjonen. Britiske myndigheter beslutter hvor mye av den installerte kapasiteten som får delta, basert på en individuell deratingfaktor³².

Fordelingen av inntekter og kostnader ved utenlandsk deltagelse avhenger av hvordan løsningen for deltagelse er designet. I Storbritannia er det eierne av mellomlandsforbindelsen som deltar i auksjonen, er ansvarlig for leveransene, og mottar kapasitetsbetaling.

³² Deringingsfaktoren tar hensyn til sannsynligheten for at North Sea Link ikke vil importere til Storbritannia i en anstrengt kraftsituasjon. Det er to spesifikke faktorer som vurderes; sannsynligheten for at kabelen er ute av drift og sannsynligheten for at det er en sammenfallende anstrengt kraftsituasjon i Storbritannia og Norge.

en. I Norge vil disse inntektene tilfalle nettkundene, tilsvarende flaskehalsinntektene fra energihandel.

Verdien av deltagelse i det britiske kapasitetsmarkedet for North Sea Link vil avhenge av hvor mye av overføringskapasiteten som får delta i auksjonen, samt auksjonsprisen som er basert på marginal-prisingsprinsippet. Auksjonsprisen kan variere mye mellom år, og vil blant annet avhenge av om det er eksisterende eller ny kapasitet som setter prisen og hvilken teknologi som klarer markedet. Auksjonen i 2016, med leveringsår 2020/21, ble klarert på 22,5 pund/kW per år. North Sea Link ble gitt en deratingfaktor på 78 prosent. North Sea Link deltok ikke i 2016-auksjonen, men med deratingfaktoren og auksjonsprisen ville dette ha gitt en inntekt på ca. 260 MNOK, der halvparten ville tilfalt Statnetts nettkunder. For auksjonen med leveringsår 2021/22 er North Sea Link gitt en deratingfaktor på 85 prosent. Vi mener det er et steg i riktig retning, men Statnett vil fortsatt argumentere for en høyere deratingfaktor.

Tyske myndigheter publiserte i 2015 hvitboka "An electricity market for Germany's energy transition", hvor det fremgår at tyske myndigheter ikke ønsker et kapasitetsmarked, men vil kombinere dagens "energy-only" marked med en strategisk reserve. I tillegg foreslås det endringer i dagens markedsdesign som kan bidra til et mer velfungerende kraftmarked.

Innføre implisitt tapshåndtering på alle norske HVDC-kabler

Statnett arbeider for at overføringstap på våre mellomlandsforbindelser skal tas hensyn til i markedsklareringen i elspot. Implisitt tapshåndtering ble innført på NorNed i 2015. Tap tas også hensyn til på kablene mellom Storbritannia og henholdsvis Frankrike og Nederland.

Ved å ta hensyn til tapet, som for våre HVDC-forbindelser er på 3-5 % av overført volum, oppnås en handelsløsning som er mer samfunnsøkonomisk effektiv. Handel av kraft forutsetter da at verdien av prisforskjellen er minst like stor som tapet på kabelen, slik at man får en samfunnsøkonomisk gevinst av handelen. Å inkludere tap i markedsalgoritmen blir enda viktigere med flere HVDC-forbindelser.

Med 4 % tap på alle eksisterende og planlagte kabler ut fra Norge vil energitapet kunne bli over 200 MWh/h dersom det ikke tas hensyn til tapet. Tiltaket bidrar således til en ikke ubetydelig energi-effektivisering. Tidligere markedssimuleringer med implisitt tapshåndtering på alle nordiske HVDC-forbindelser har indikert en samfunnsøkonomisk gevinst på over 100 MNOK per år.

Det har vært ulike syn hos TSOene på å ta hensyn til tapet i markedsalgoritmen. Enkelte har vært negative fordi det har vært vurdert som

viktigere å ha like priser mellom budområder. Dette har gjort det vanskelig å komme til enighet.

I samarbeid med de andre nordiske TSOene gjennomfører vi nå en ny analyse av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av å innføre tap på alle HVDC-forbindelser i Norden og til kontinentet. Videre plan for implementering vil avhenge av analyseresultatene. Vi forventer at løsningen vil bli innført for Skagerrak-forbindelsen, på NordLink og North Sea Link.

6.8. Tiltaksplan 2017-21: Videreutvikle system- og balanse-tjenester

I dette delkapitlet presenteres konkrete tiltak som skal bidra til å videreutvikle system- og balansetjenester. Figur 6.3 illustrerer gjeldende fremdriftsplaner.

Innføre balanseregulering per budområde i Norden (MACE)

I dag regulerer Statnett og Svenska kraftnät det nordiske synkronområdet som ett område etter frekvensen. Vi har i fellesskap besluttet å gå over til en balanseringsmodell hvor man har kontroll på ubalansen i hvert budområde i Norden. Det er fortsatt viktig at ledig nettkapasitet utnyttes til å utligne motsatt rettede ubalanser og til å utnytte de billigste reservene. Dette skal man oppnå ved å optimalisere reserveaktiveringen i alle områdene i en sentral plattform. Dette har fått navnet "Modern ACE control" – MACE.

Regulering per budområde vil gjøre det lettere å holde kontroll på flaskehalsene og vil bidra til å sende de riktige prissignalene i balansemarkedene. Regulering per område er også en forutsetning for å kunne delta i europeiske markeder for balanseenergi.

Balansering per budområde vil sette krav til at det er tilgjengelige reserver i alle områdene. Kapasitetsmarkeder for både aFRR og mFRR vil bli benyttet for dette. Dersom det er samfunnsøkonomisk lønnsomt vil vi også reservere overføringskapasitet for dette formålet.

Innføring av MACE krever utvikling av IT, støttesystemer, avtaleverk etc. En oppgradering av IT-løsningene ville uansett vært nødvendig for fortsatt sikker og effektiv drift av et kraftsystem som er i betydelig endring. MACE vil bli innført gradvis, og vi håper å ha et aktiveringsmarked for aFRR ferdig i 2020 og for mFRR innen utgangen av 2021.

Fastsette nordiske mål for frekvenskvalitet og dimensjonere automatiske reserver

Frekvenskvalitet er en indikator på kraftsystemets evne til å håndtere ubalanser i normaldrift og ved hendelser. De ulike reservetypene må dimensjoneres for å håndtere ubalanser med ulike karakteristika og over en ulik tidshorisont.

Driftssikkerhet består av flere elementer, hvor risikoen for automatisk forbruksutkobling ved store transiente frekvensavvik er et

slikt element. Det pågår et omfattende nordisk arbeid for å videreutvikle metodikken for å beregne denne risikoen, fastsette ønsket nivå på driftssikkerheten, samt å dimensjonere nordiske automatiske reserver for å holde driftssikkerheten på dette nivået. Det er utredet hvordan ulike virkemidler kan kombineres som underlag for en løpende optimering mellom virkemidlene.

Risikoen for automatisk forbruksutkobling øker dersom noe av reservene som er beregnet for håndtering av driftsforstyrrelser allerede er aktivert i normaldrift og derfor er utilgjengelige for å balansere kraftsystemet ved større hendelser. Frekvenskvaliteten har således en direkte kobling til omfanget av automatiske reserver og driftssikkerheten. Ønsket driftssikkerhetsnivå kan oppnås ved ulike kombinasjoner av roterende masse (inertia) og automatiske reserver (FCR og aFRR). Sesongvise endringer i inertia kan medføre at dimensjoneringen og kombinasjonen av reserver kan variere.

Dimensjoneringen av FCR-N og aFRR vil også bli påvirket av systemdriftsdesignet for å håndtere normaldrift. Det pågår et nordisk arbeid for å utvikle fremtidig systemdriftsdesign og de konsekvensene det får for dimensjoneringen av reserver. Det utredes en endring fra dagens balanseregulering med frekvens som reguleringskriterium til en mer fremtidsrettet regulering basert på områdebalanser. Det utredes også å skille tydeligere mellom en proaktiv og en reaktiv reguleringsfase hvor aFRR får en økt betydning sammenlignet med i dag.

Analysen ble klar i Q2 2017. Metodikk for dimensjonering av reserver vil inngå i den nye nordiske systemdriftsavtalen (SOA) som skal være på plass innen 2018 iht. europeiske forordninger for systemdrift (SO GL). Implementeringen av avtalen forventes å pågå ut 2018. SOA-arbeidet vil være avhengig av nordiske TSO-beslutninger og regulatorgodkjenning. Nordiske interessenter vil involveres i arbeidet gjennom workshops og høringer. Fremdriften må blant annet overholde europeiske implementeringsfrister.

Utarbeide nye nordiske tekniske spesifikasjoner for FCR

Det pågår et nordisk arbeid for å definere nye felles nordiske tekniske spesifikasjoner for FCR-N/D. Videre vil det utarbeides krav til prekvalifisering og en plan for å implementere ny spesifikasjon i eksisterende produksjonsanlegg.

Prosjektet ble startet med formål om å bedre frekvenskvaliteten og redusere slitasjen på produksjonsanlegg. Tidligere studier avdekket et behov for å redusere langsomme pendlinger (oscillasjoner) i frekvensen for å forbedre driftssikkerheten. Det er også indikasjoner på at dårlig frekvenskvalitet kan skape unødig slitasje på vannkraftanleggene. Mekaniske dødbånd i vannkraftanlegg kan begrense

muligheten til høy presisjon på FCR-N regulering. Dermed kan det bli utfordringer for enkelte anlegg å oppfylle krav til stabilitet og ytelse, som i sin tur kreves for å redusere de identifiserte oscillasjonene i systemet.

Aktørene vil bli påvirket av de nye spesifikasjonskravene i forbindelse med prekvalifisering for deltakelse i FCR-markedet. Tiltaket vil videre kunne resultere i et endret behov for frekvensstyrte reserver.

Første fase av utviklingen ble avsluttet i Q1 2017. Planen er å fortsette videreutvikling av design til medio 2018. Deretter skal muligheter for implementering av nye krav vurderes av Statnett i samråd med bransjen, inklusive definering av mekanismer/incitamentter for å attrahere et ønske om å prekvalifisere seg for ny FCR. Vi har dialog med bransjen underveis i arbeidet. Implementering av nye krav forutsetter regulatorgodkjenning.

Utvikle nordisk ordning for å sikre FCR og inertia

Det pågår et felles nordisk arbeid med å analysere konsekvensene av ny produksjonsmiks og flere kabler for frekvensstabiliteten. Viktig i dette er en studie av frekvensstabiliteten som en konsekvens av systemets tilgjengelige rotasjonsenergi (inertia).

Foreløpige analyser viser at vi i enkelte perioder, typisk på sommeren, vil få et kraftsystem med lite roterende masse. I enkelte perioder vil nivået være lavere enn det som vurderes som tilstrekkelig for å opprettholde frekvensstabiliteten ved en større hendelse i systemet. Omfanget av dette kartlegges ytterligere. Videre vil vi vurdere alternative løsninger for å sikre frekvensstabiliteten ved lav inertia, blant annet mulighet for nye raske frekvensreserver. Konklusjonene fra dette arbeidet vil gi grunnlag for å videreutvikle og implementere løsninger for å sikre frekvensstabiliteten.

Løsninger for å sikre rotasjonsenergi må blant annet ses i sammenheng med primærreservene (FCR). Som en forlengelse av arbeidet med å definere nye nordiske spesifikasjonskrav for FCR, se eget tiltak, er det aktuelt å vurdere et felles nordisk marked³³ for FCR. Dersom behovet for roterende masse ikke kan sikres gjennom eksisterende markeder vil det måtte utvikles nye ordninger for dette. Vi vil starte å utvikle nye ordninger for håndtering av situasjoner med lav inertia i systemet når pågående analysefase og konseptutredning avsluttes Q2/Q3 2017. Det er jevnlig dialog med bransjen underveis i arbeidet.

Erfaringsvis tar etablering av nye markedsløsninger noe tid, men vi ser det som mulig å ha et nordisk FCR-marked på plass i løpet av 2020.

³³ Statnett har i dag en administrativ løsning for videresalg av FCR til andre nordiske TSOer når prisforutsetningene og kjøpsønske er tilstede og overføringskapasiteten tillater det.

Figur 6.3 Tiltaksplan 2017-21: Videreutvikle system- og balansetjenester

	Premisser	2017	2018	2019	2020	2021
Innføre balanseregulering per budområde i Norden (MACE)	Internasjonal beslutning	Planlegge, design, implementere trinnvis				
Fastsette nordiske mål for frekvenskvalitet og dimensjonere automatiske reserver	Internasjonal beslutning iht. EU-krav (SO)	Vurdere ● SOA				
Innføre nye nordiske tekniske spesifikasjoner for FCR	Internasjonal beslutning	Vurdere ● Videreutvikle design	Implementere trinnvis			
Utvikle nordisk ordning for å sikre FCR og rotasjonsenergi	Internasjonal beslutning	Vurdere og implementere trinnvis				
Utvikle europeiske aktiveringsmarkedet for FRR	Internasjonal beslutning iht. EU-krav (EB)	Design og utvikling			Implementere trinnvis	
Innføre standardprodukter for FRR	Internasjonal beslutning iht. EU-krav (EB)	Utarbeide forslag	Høring	Implementere		
Etablere nordisk kapasitetsmarked for sekundærreserve (aFRR)	Internasjonal beslutning	Anskaffelse og implementering				
Etablere nordisk aktiveringsmarked for sekundærreserve (aFRR)	Internasjonal beslutning	Planlegge design	Implementere			
Innføre budkvantum per kvarter i regulerkraftmarkedet		Implementere ●				
Etablere løsning for å sikre mFRR-nedregulering	Internasjonal beslutning	Vurdere og implementere				
Innføre prekvalifisering for leverandører av balansetjenester	Iht. EU-krav (SO, EB)	Utvikle vilkår og prosess ●	Trinnvis innføring			
Innføre kjøp av reservekapasitet nærmere driftstimen (D-2)	Internasjonal beslutning	Trinnvis innføring		aFRR/mFRR	FCR	
Innføre koordinert innkjøp av reservekapasitet	Internasjonal beslutning	Vurdere				
Tilrettelegge for økt deltagelse fra forbrukersiden gjennom forbrukerfleksibilitet	Delvis internasjonal beslutning	Pilot, vurdere løsninger ●	Implementere trinnvis			

- Vurdere konsekvenser, behov og alternative løsninger
- Vurdere og implementere
- Spesifisere og implementere
- Frister i europeisk regelverk pr. i dag
- Sentrale milepæler

Utvikle nordiske og europeiske aktiveringsmarkeder for FRR

Balansemarkeder og handelsavtaler i Norden for automatisk og manuell FRR vil videreutvikles i henhold til nye europeiske krav. Eksisterende samarbeid vil bli ytterligere formalisert og vi vil få mer harmoniserte produkter (se eget tiltak), vilkår for deltakelse i balansemarkeder og metoder for reservasjon av overføringskapasitet.

Utviklingen legger til rette for økt utveksling, også med markedsområder utenfor Norden. Dette vil bidra til bedre ressursutnyttelse på tvers av land, og med dette økt verdiskaping. Statnett har estimert en samfunnsøkonomisk verdi av handel med reserver over nye mellomlandforbindelser til 150 MNOK/år per kabel.

De nordiske TSOene har i lang tid samarbeidet om et felles nordisk regulerkraftmarked. I 2017 startet et europeisk implementasjonsprosjekt for mFRR som skal utvikle en europeisk plattform som skal optimere valg av bud på tvers av landegrensler, gitt aktiveringsbehov i ulike land og områder samt tilgjengelig overføringskapasitet mellom disse. Prosjektet har navnet Manually Activation Reserves Initiative (MARI), og Statnett vil delta aktivt i dette prosjektet for å bidra til at viktige hensyn knyttet til vårt kraftsystem blir ivaretatt. Vi vil sammen med de andre nordiske systemoperatørene finne løsninger for hvordan Norden best kan slutte seg til en slik plattform. Deltagelse i en mFRR-plattform vil kreve betydelige endringer i måten vi balanserer kraftsystemet på. Det vil være nødvendig å automatisere driftsprosesser og utvikle IT-verktøy for å løpende kunne avgjøre aktiveringsbehov i ulike områder samt hvilke bud som kan være tilgjengelig for utveksling, slik at den resulterende markedsløsningen vil være i samsvar med krav til driftssikkerheten. Statnett anser likevel en slik utvikling av systemdrifts- og markedsløsninger som nødvendig for å håndtere fremtidige utfordringer knyttet til balanseringen.

Utviklingen av et nordisk kapasitets- og aktiveringsmarked for aFRR vil også skje i henhold til de nye europeiske kravene (se eget tiltak). Statnett vil aktivt følge opp europeiske implementeringsprosjekt knyttet til aFRR. I henhold til forordningen for balansering (EB) skal en europeisk plattform for aktivering av FRR-produkter være implementert fire år etter at regelverket er trådt i kraft, dvs. ca. Q4 2021.

Innføre standardprodukter for FRR

Det pågår i regi av ENTSO-E et arbeid for å spesifisere standardprodukter for FRR. Standardprodukter med klart definerte egenskaper legger til rette for utveksling av balansetjenester mellom land. Den enkelte TSO kan i tillegg definere spesifikke produkter for internt bruk, men det er en klar intensjon at det meste av balanseringen innenfor ENTSO-Es område skal skje ved bruk av standardproduktene.

En effektiv utveksling av balansetjenester mellom områder forutsetter at det er klart definert hvor lang tid det skal ta fra TSOen gir beskjed til produktet aktiveres, hvor lang tid det tar å komme til full ytelse (ramping), minimum og maksimumsvarighet osv. I tillegg må regler for aktivering, prissetting og avregning defineres for å kunne utveksle reserver, forutsatt at det er tilgjengelig overføringskapasitet.

Det ser nå ut for å bli kun ett produkt for mFRR med en aktiverings- tid på 10-15 minutter, men dette er ikke endelig avgjort. Uten en betydelig økning i volumene av automatiske reserver, vil en slik aktiveringstid være utilstrekkelig for å kunne opprettholde tilfredsstillende frekvenskvalitet i det nordiske synkronsystemet. Et nordisk mFRR produkt med en kortere aktiveringstid, f.eks. 5 minutter er derfor aktuelt.

Denne utviklingen vil øke tilgjengeligheten på raskere reguleringsressurser sammenliknet med dagens regulerkraftmarked, og vil kunne bidra til bedre frekvenskvalitet og driftssikkerhet. Endringen vil. Innføringen av standardprodukter bidra til bedre ressursutnyttelse gjennom at de billigste ressursene på tvers av land kan brukes til balansering og gjøre det mulig for norske leverandører av balansekraft å delta i andre europeiske markeder.

Parallelt med utvikling av standardprodukter for mFRR gjøres det et tilsvarende arbeid for automatiske reserver, aFRR. Her har man så langt kommet kortere på grunn av store forskjeller blant dagens tekniske løsninger i Europa.

Innføringen av standardprodukter følger implementeringen av europeiske aktiveringsmarkeder for FRR, se eget tiltak, i henhold til forordning for balansering (EB). ENTSO-E skal oversende forslag til standardprodukter for balanseenergi innen ett år etter at forordningen har trådt i kraft. Forslaget til standardprodukter for balansekapasitet skal foreligge 2 år etter at forordningen har trått i kraft. Bransjen vil involveres i utformingen gjennom europeiske fora. Standardprodukter skal vedtas av de europeiske regulatorne, og det vil bli gjennomført høringsprosesser.

Etablere nordisk kapasitetsmarked for sekundærreserve (aFRR)

De nordiske TSOene har avtalt å utvikle og implementere felles markeder for aFRR, først for kjøp av reservekapasitet.

Gjennom felles markeder vil vi oppnå mer effektiv utnyttelse av reguleringsressursene. Et felles nordisk kapasitetsmarked for aFRR forventes å ha en nordisk samfunnsøkonomisk verdi på ca. 20 MNOK per år.

aFRR ble tatt i bruk i Norden i 2013, og blir i dag anskaffet i nasjonale markeder med noe ulike design. aFRR anskaffes i timene hvor

frekvenskvaliteten historisk har vært dårligst, dvs. i timer med store endringer i forbruk, produksjon og utveksling. Erfaringene viser at aFRR har en gunstig effekt på frekvenskvaliteten. Det har vært ulike syn i Norden på hvor mye aFRR som skal anskaffes, hvor Statnett har ønsket å benytte aFRR i større utstrekning, primært i flere timer.

I et felles marked for reservekapasitet vil TSOene fordele totalt behov for reserver på alle budområdene basert på den historiske fordelingen av ubalanser. Dette danner grunnlaget for et effektivt oppkjøp av reserver, hvor det reserveres overføringskapasitet mellom budområdene dersom dette vurderes som samfunnsøkonomisk lønnsomt. Prinsippene for markedsbasert reservering av handelskapasitet for aFRR ble prøvd ut i 2014 i den såkalte "Haslepiloten" som var et samarbeid mellom Statnett og Svenska kraftnät. Markedet vil innebære daglig oppkjøp av kapasitet med handelstidspunkt D-2.

Mengden reserver som skal kjøpes inn i hvilke timer vil bestemmes som et ledd i arbeidet med ny systemdriftsavtale (SOA), se egen tiltaksbeskrivelse. Statnett forventer at aFRR vil brukes i større grad i fremtiden enn i dag.

Planen er at et felles nordisk kapasitetsmarked for aFRR skal i drift rundt årsskiftet 2018/2019. Kapasitetsmarkedet for aFRR er en del av utviklingen mot balanseregulering per budområde i Norden (MACE), se eget tiltak.

Etablere nordisk aktiveringsmarked for sekundærreserve (aFRR)

I et aktiveringsmarked vil tilbyderne av aFRR kunne levere bud med energipris på samme måte som i dagens regulerkraftmarked. Budene vil bli aktivert i prisrekkefølge når det er tilstrekkelig kapasitet i nettet. Aktørene kan levere bud i aktiveringsmarkedet også uten å ha fått tilslag i kapasitetsmarkedet.

aFRR aktiveringsmarked er en viktig del av utviklingen mot balanseregulering per budområde i Norden (MACE), se eget tiltak. Med MACE vil man kunne aktivere aFRR i et annet område enn der ubalansen er såfremt det er tilgjengelig overføringskapasitet. Planen er å ha et aktiveringsmarked i drift fra ca. 2020.

Statnett arbeider også for å få på plass utveksling av aFRR på mellomlandsforbindelsene til andre synkronområder. Vi har en femårig avtale med Energinet.dk om utveksling av 100 MW aFRR med Danmark på Skagerak-forbindelsen ut 2019³⁴, og ønsker å utveksle aFRR også over andre mellomforbindelser. På europeisk nivå arbeider ENTSO-E med å innføre europeiske plattform-er for utveksling av standardprodukter for FRR, se egen tiltaksbeskrivelse.

Innføre budkvantum per kvarter i regulerkraftmarkedet (mFRR)

Statnett vil innføre krav om at aktører som leverer produksjonsplaner med varierende planverdier pr. kvarter gjennom timen, skal angi budkvantum pr. kvarter for bud i regulerkraftmarkedet i de samme timene. Prisene på slike bud skal fortsatt gis pr. time. Dette vil være et steg på veien mot kvartersopplosning i balansemarkedene.

Bakgrunnen for dette er et behov for å forbedre operatørens oversikt og håndtering av kapasiteten i regulerkraftmarkedet i timer hvor det er varierende produksjon gjennom timen. I slike timer er tilbudt kvantum i regulerkraftmarkedet ikke tilgjengelig for regulering gjennom hele timen. Dette skaper usikkerhet og merarbeid for både aktørene og Statnett med å avklare tilgjengelighet.

Funksjonalitet for å motta bud med kvantum pr. kvarter ble innført mai 2016, og det ble da åpnet for at aktørene kan gi bud med kvantum per kvarter på frivillig basis. Fra 13. juni 2017 vil dette innføres som et krav for aktører som leverer produksjonsplaner med varierende planverdier pr. kvarter gjennom timen. Vilklårene for regulerkraftmarkedet er oppdatert i henhold til dette.

Etablere løsning for å sikre mFRR-nedregulering

Systemansvarlig har behov for å kunne regulere balansen i kraftsystemet i begge retninger. Per i dag spesifiserer regelverket krav til tilgjengelige ressurser kun for oppregulering, dvs. økning av produksjon eller reduksjon av forbruk i systemet. Vi har erfart situasjoner med mangel på manuelle nedreguleringsressurser, dog så langt i begrenset omfang. Vi forventer imidlertid at dette vil bli en økt utfordring fremover særlig knyttet til flere kabelforbindelser tilknyttet det nordiske synkronsystemet, og det blir et økt behov for å sikre at tilstrekkelige nedreguleringsressurser blir tilgjengelig for TSOene i operativ drift.

Mangel på ressurser for nedregulering kan skyldes delvis fysiske begrensninger for nedregulering i produksjonsanleggene, vannveiene og/eller kraftnettet, og delvis at ikke all potensiell fleksibilitet meldes inn i markedene. I den senere tid har det nordiske regulerkraftmarkedet også blitt påvirket av politiske føringer for fornybar produksjon som for eksempel tysk regelverk som tilsier at tysk vindkraftproduksjon ikke kan reduseres så lenge man kan få avsetning for overskuddskraft på andre måter.

For å ha tilstrekkelig volum nedreguleringsressurser for å ivareta driftssikkerheten, har de nordiske TSOene i spesielle situasjoner måttet oppfordre aktørene til å melde inn tilgjengelige nedreguleringsressurser i regulerkraftmarkedet. En markedsbasert løsning for å sikre nedreguleringsressurser, hvor aktørene får mulighet til å pris-

³⁴ Det danske Energitilsynet besluttet april 2016 å trekke tilbake godkjenningen fra 2010 til reservasjon av kapasitet til systemtjenester på kabelforbindelsen til Danmark. Statnett har påklaget beslutningen

sette sin reservasjonskostnad, vil dekke systemdriftens behov på en mer effektiv måte.

Utarbeidelse av nye krav til nedreguleringsressurser vil inngå i arbeidet med ny SOA, se tiltaksbeskrivelse for å fastsette nordiske mål for frekvenskvalitet og dimensjonering av automatiske reserver.

Innføre prekvalifisering for leverandører av balanse-tjenester

Statnett vil innføre en prekvalifiseringsprosess for leverandører av FCR og FRR. Dette gjøres for å møte et økt behov for å sikre nødvendig funksjonalitet og tilgjengelighet, samt oppfylle kravene som stilles til prekvalifisering i den nye europeiske forordningen for systemdrift (SO).

Prekvalifiseringen innebærer at samtlige leverandører av FCR og FRR formelt må søke TSO om å kunne delta i balansemarkedene. Leverandøren skal kunne demonstrere at egne enheter/stasjonsgrupper oppfyller tekniske krav for leveranse og krav til tilgjengelighet. Leverandøren skal gi TSO og eventuelt berørte DSOer etterspurt informasjon. Regelverket sier at søknaden skal behandles innen tre måneder, og videre at tidligere gjennomførte verifiseringer av krav skal anerkjennes i prosessen. Søknaden skal revurderes hvert femte år og i tilfeller hvor de tekniske kravene har blitt endret.

Statnett har igangsatt arbeid med å konkretisere kravene som stilles i det europeiske regelverket. Statnett skal i henhold til SO utvikle en prosess for prekvalifisering innen ett år etter at forordningen for systemdrift har trått i kraft, dvs. ca. Q2 2018.

Innføre innkjøp av reservekapasitet nærmere driftstimen (D-2)

For å sikre tilstrekkelig med reserver anskaffer Statnett noe reservekapasitet før elspotmarkedet klareres.

Reservekapasitet anskaffes i dag på ulike tidspunkt, og med ulik varighet. Vanligst er det å anskaffe kapasiteten en uke i forkant, og grovt sett med en ukes varighet. Ved å garantere tilgjengeligheten av reserver reduseres leverandørenes fleksibilitet til å agere i andre markeder (som elspotmarkedet).

Daglige oppkjøp av reserver nærmere klareringen av elspotmarkedet vil bidra til mer effektive oppkjøp av reserver. Usikkerheten omkring alternativkostnaden for disponering av produksjonsapparatet knyttet til ukjente priser i energimarkedet, vil reduseres desto nærmere driftstimen reserven anskaffes. Videre vil hyppige oppkjøp av reserver også øke sannsynligheten for at de rimeligste reservene velges i løpet av perioden. Dette vil bidra til en mer optimal disponering av ressursene og en mer effektiv reserveportefølje.

Statnett planlegger å legge daglige kjøp av reserver til kvelden før elspotmarkedet klareres, dvs. D-2. En slik justering er aktuell for alle balansemarkedene som i dag klareres før elspotmarkedet, med det kommende nordiske markedet for aFRR som et første steg (se eget tiltak).

Innføre koordinert oppkjøp av reservekapasitet

I teorien ville en optimal løsning vært å klarere alle balansemarkedene kombinert med elspotmarkedet, og la budene inkludere detaljert informasjon om produksjonskostnader (minstelast, virkningsgradskurver). Det vurderes ikke som realistisk å implementere en slik optimeringsfunksjon innenfor planperioden til 2021. ACER er opptatt av at en slik markedsløsning blir utredet, så man må på et senere trinn i utviklingen vurdere om dette skal være et mål.

Innen 2025 kan det være aktuelt å innføre løsninger hvor leverandørene kan gi tilbud om flere typer reservekapasitet på samme tidspunkt. Før dette er på plass må anskaffelsestidspunkt og blokkstørrelse for FCR, aFRR og mFRR koordineres. Ved å tilpasse tidspunktene for anskaffelsen av de ulike reservene i forhold til hverandre (eks. ikke ha Gate Close Time (GCT) for en type reserve før markedsresultat av en annen foreligger) vil vi kunne få en bedre ressursutnyttelse. Utviklingen av rutinene for kjøp av automatisk reservekapasitet vil samordnes med andre nordiske TSO-er for å legge til rette for at reserver kan deles og utveksles innenfor synkronområdet. Anskaffelsestidspunkt og blokkstørrelse for anskaffelse av reservekapasitet i Norge kan også bli påvirket av utveksling på nye HVDC-kabler.

Arbeid med en optimeringsfunksjon for aktivering av ulike reserver vil inngå i det europeiske arbeidet med å innføre et felles aktiveringsmarked for aFRR og mFRR. Arbeidet med å vurdere og utvikle slike løsninger vil sannsynligvis pågå frem mot 2023.

Tilrettelegge for økt deltagelse fra forbrukersiden gjennom forbrukerfleksibilitet

Økt behov for fleksibilitet og nytt europeisk regelverk er sentrale drivere for å utvikle et rammeverk som tilrettelegger for bidrag av fleksibilitet i systemdriften fra forbruk på lik linje med produksjon. Statnett gjør for tiden flere tiltak for å tilrettelegge for at flere og nye aktører kan delta i balansemarkedene. Dialogen med de andre nordiske TSOene, nordiske regulatorene, nettselskaper på underliggende nettnivå og markedsaktører står sentralt i arbeidet. Gjennom piloter og prøveordninger identifiserer vi barrierer og muligheter, for nettselskaper og markedsaktører, for å for bedre å skjønne deres vurderinger og behov knyttet til forbrukerfleksibilitet.

Et eksempel på konkret aktivitet er prøveordningen for RKOM i NO1 som Statnett gjennomførte i januar og februar 2017. Ordningen gikk ut på at aktørene fikk anledning til å samle og by inn en portefølje av flere separatlaster med ulik geografisk lokalisering til bud på

10 MW. Dette blir i praksis såkalt aggregering av laster. Videre tillot vi samtidig deltagelse i RKOM og ordningen for fleksibelt forbruk og tariffreduksjon. Prøveordningen er evaluert, og vi gjennomfører en ny prøveordning i RKOM for vintersesong 2018. Dette som verktøy for å utvikle markedsløsninger.

Et annet konkret tiltak er et nordisk TSO-prosjekt der vi ser på hvordan vi kan tilrettelegge for aggregatorer i balansemarkedene i Norden. I februar 2017 arrangerte prosjektet en åpen workshop i Stockholm med nordiske markedsaktører og regulatorer der vi drøftet muligheter og barrierer knyttet til aggregering i balansemarkedene. Prosjektet vil komme med sine vurderinger etter sommeren 2017.

6.9. Tiltaksplan 2017-21: Videreutvikle støttesystemer og automatisering

I dette delkapitlet presenteres konkrete tiltak som skal bidra til å videreutvikle støttesystemer og automatisering. I tillegg inngår slike løsninger også som en del av tiltak beskrevet i kapitlene 6.6-6.8. Figur 6.1 illustrerer gjeldende fremdriftsplaner.

Innføre elektronisk bestilling av regulerkraft (mFRR) og produksjonsflytting

Det gjennomføres nå en effektivisering av aktivering av mFRR og bestilling av produksjonsflytting ved å innføre elektronisk bestilling. Dette er prosesser som i dag i hovedsak foregår manuelt ved at operatør på landssentralen ringer norske leverandører av balanse-tjenester.

Tiltaket vil legge til rette for reduksjon av minste tillatte budstørrelse i det nordiske regulerkraftmarkedet, og er et ledd i nordisk harmonisering av markedsvilkår. Redusert budstørrelse er sentralt for å legge til rette for nye aktører i regulerkraftmarkedet. Redusert tillatt budstørrelse i regulerkraftmarkedet vil først innføres når samtlige nordiske TSOer har implementert løsninger for elektronisk bestilling av bud. Budstørrelsene vil bli definert i standardproduktene.

Ved elektronisk bestilling kan reguleringsressurser aktiveres i parallell i forhold til dagens sekvensielle aktivering. Tiltaket vil bidra til økt effektivitet hos TSOene, men vil trolig også legge til rette for at aktørene vil bruke mindre tid på aktiveringsprosessen. Vi forventer at kvaliteten på registrerte data for aktivering og deaktivering vil forbedres. Tiltaket forutsetter at aktørene installerer ny programvare for kommunikasjon med TSO (MADES/ECP), og sørger for egen funksjonalitet for å motta, godkjenne og å returnere svar på bestillinger fra TSO. Det vises til egen tiltaksbeskrivelse for "Innføre ny plattform for eksternt meldingshåndtering (MADES/ECP)". Aktørene må sørge for opplæring av sine operatører.

Prosjektets pilotfase ble avsluttet 30. september 2016. Det ble i november 2016 i samarbeid med aktørene gjennomført en eva-

luering av piloten. Bruk av pilotløsningen ble stoppet fra den 13. juni 2017, som følge av at løsningene for elektronisk bestilling hos de aktuelle aktørene ikke var tilpasset for å håndtere RK-bud med kvantum per kvarter, som da ble innført.

Ønskede forbedringer i systemløsningene hos Statnett og aktørene ble avklart i januar 2017. En høring som omhandler krav til bruk av elektronisk bestilling for RK og produksjonsflytting avsluttes i september 2017.

Det arbeides videre med elektronisk bestilling med utgangspunkt i løsningene fra piloten og identifiserte forbedringstiltak. Med en forbedret løsning forventer vi at flere vil kunne delta. Det arbeides for en trinnsvis implementering av forbedringene hos involverte parter med mål om å starte opp med elektronisk bestilling igjen i første halvdel av 2018.

Utvikle løsninger for bedre prognoser

Det er igangsatt et arbeid for å få bedre kontroll på prognosene for utviklingen av ubalansene i kraftsystemet for de nærmeste timene. Prognosene som er tilgjengelig for operatørene i systemdriften i dag gir ikke godt nok beslutningsgrunnlag for reguleringer eller andre inngrep.

Bedre prognoser er et nødvendig tiltak for at Statnett skal være beredt på å møte nye utfordringer fremover med blant annet større og raskere endringer i ubalansene. Tiltaket er viktig for driftssikkerheten, men vil også gjøre balanseringen mer effektiv. Bedre prognoser er en forutsetning for beslutningsstøtte og automatisering av balanseringen. Det er behov for data i nær sanntid, og oppdaterte prognoser og planer så snart de foreligger. Dataene må gjelde for Norden.

Ved å kombinere innmeldte planer for produksjon, utveksling og forbruk med data om hvordan ubalansen har vært historisk, håper vi å kunne komme frem til bedre og mer pålitelige prognoser. Prosjektet har så langt ikke planlagt å innhente ytterligere data direkte fra aktørene. Stadig raskere og kraftigere data-verktøy gjør det mulig å behandle store mengder data, og å bruke såkalt maskinlæring til å lete etter sammenhenger det ellers er vanskelig å oppdage. Datasystemet vil kontinuerlig observere utviklingen i ubalansen, lære seg nye ting om systemet og ta i bruk denne informasjonen til å regne ut en til enhver tid oppdatert prognose. Statnett er involvert i et FoU-samarbeid som vil utvikle disse metodene innen utgangen av 2018.

Prosjektet startet primo 2017, og beslutning om implementering av nye løsninger er planlagt ved årsskiftet 2017/2018. Vi planlegger å kunne ta nye løsninger i bruk i 2019.

Figur 6.4 Tiltaksplan 2017-21: Videreutvikle støttesystemer og automatisering

	Premisser	2017	2018	2019	2020	2021
Innføre elektronisk bestilling av mFRR og produksjonsflytting		Pilot, vurdere ● Implementere trinnvis				
Utvikle løsninger for bedre prognoser	Nordisk data		Utvikle og implementere løsninger			
Videreutvikle webportal Fosweb		Implementere trinnvis	Løpende videreutvikling med ny funksjonalitet			
Utvikle felles markedssystem Statnett - Svenska kraftnät (Fifty)		● Implementere trinnvis	Felles videreutvikling			
Etablere felles nordisk/ europeisk nettmodell (CGM)	Internasjonal beslutning iht. EU-krav (CACM, SO)	Ferdigstille modell	Implementere			
Innføre ny kommunikasjonsstandard for drifssentral-systemer (ICCP)			Trinnvis overgang i bransjen			
Innføre ny kommunikasjonsplattform for markedssystemer (MADES)		Vurdere og trinnvis overgang i bransjen				

- Vurdere konsekvenser, behov og alternative løsninger
- Vurdere og implementere
- Spesifisere og implementere
- Frister i europeisk regelverk pr. i dag
- Sentrale milepæler

Videreutvikle webportal Fosweb

Fosweb er en felles webportal for dialog mellom konsesjonærene. Konsesjonærenes og Statnetts ansvar når det gjelder kraftsystemdata fremgår av forskrift om systemansvaret (fos), og Fosweb er sentralt med henblikk på å oppfylle kravene som stilles i forskriften. Gjennom Fosweb har Statnett lagt til rette for at konsesjonærene mer effektivt enn tidligere kan rapportere inn egne kraftsystemdata. Konsesjonærer skal gjennom denne portalen søke om driftsstans, rapportere inn feil (fasitrapportering) og melde inn endringer til kraftsystemdata. Tidligere måtte denne informasjonen håndteres via flere ulike portaler og registre.

NVE har varslet at de ønsker å erstatte innrapporteringen av tekniske vedlegg til kraftsystemutredningene (KSU) med kraftsystemdata tilgjengelige i Fosweb, gitt at dataene i Fosweb blir komplette. Med dette får bransjen ett sted mindre å rapportere. Arbeidet med å oppdatere og komplettere kraftsystemdata blir dermed også viktig for KSU-ansvarlige med tanke på å forbedre underlaget for KSU.

Statnett vil i et samarbeid med konsesjonærene løpende arbeide med forbedringer og videreutvikling av Fosweb for at portalen skal bli så god og effektiv som mulig. Vi tilstreber å legge til rette for at

konsesjonærene enkelt skal gjenfinne og bruke allerede registrerte kraftsystemdata på tvers av ulike paragrafer i fos.

Utvikle felles markedssystem for balansering for Statnett - Svenska kraftnät (Fifty MMS)

Statnett og Svenska kraftnät har inngått samarbeid om utvikling av felles regulerings- og markedssystem, Fifty MMS, basert på felles videreutvikling av Statnetts markeds- og reguleringsystem, LARM³⁵. Partene har felles ansvar for videreutvikling og forvaltning av systemet. Markedssystemet gir oversikt og beslutningsstøtte for operatørene på landssentralen, både i Norge og Sverige, og er sentralt for å oppnå balanse mellom produksjon, forbruk og utveksling av kraft.

Planlagte tiltak i SMUP krever betydelig IT utvikling blant annet av markedssystemet. Innføringen av nytt balanseringskonsept og MACE i Norden innebærer også en videreutvikling av IT-systemene, herunder Fifty.

Statnett ser samarbeidet som viktig for å sikre en effektiv utvikling av svensk-norske og nordiske IT-tjenester for drifts- og markedsoperasjonene. Et felles markedssystem bidrar til et styrket samarbeid og harmonisering av løsninger i systemdriften på tvers av

³⁵ Landssentralens regulerings- og markedssystem.

landene. Vi forventer at dette vil gjøre det lettere å operere i daglig drift og bidra til å sikre fremdrift i arbeidet med å implementere nye løsninger i systemdriften.

Samarbeidet om felles markedssystem innebærer direkte besparelser ved at selskapene deler på kostnadene for videre utvikling og forvaltning av systemet. Svenska Kraftnät betaler også en andel av Statnetts historiske investering i LARM. Samarbeidet vil totalt innebære besparelser på mer enn 100 MNOK, noe som vil komme kundene i transmisjonsnettet til gode.

Den første versjonen av felles markedssystem, Fifty MMS, ble ferdigstilt i november 2016. Neste versjon er ferdig utviklet og kommer etter planen i skarp drift i løpet av høsten 2017.

Etablere felles nordisk/europeisk nettmodell (CGM)

Det europeiske regelverket krever blant annet utvikling av en felles nettmodell (Common Grid Model, CGM) for Europa. Denne skal brukes til revisjonskoordinering, driftssikkerhetsberegninger og kapasitetsfastsettelse for tidshorisonter fra ett år fram til intradag.

Formålet er både å øke driftssikkerhet og bedre kapasitetsutnyttelse under økende usikkerhet. En felles nettmodell er en forutsetning for implementering av flytbasert markedskobling (se eget tiltak).

I henhold til det europeiske regelverket for kapasitetsallokering og flaskehalshåndtering (CACM) skal kapasitetsberegninger for neste dag og intradag med hjelp av CGM starte i juni 2018. 2017 vil være en testfase som brukes til å få på plass interaksjonen mellom alle systemer, sammenkobling av nettmodeller og test av lastflytberegninger og utfallsanalyser. Første halvår i 2018 skal være en "stabilitetsfase" hvor driften av modellen og de ulike rutinene skal bli stabile.

Utover 2018 og 2019 skal prosessene beskrevet i forordningen for systemdrift (SO GL) etableres for driftssikkerhetsberegninger og revisjonskoordinering.

For markedsaktørene kan tiltaket medføre krav om noe flere data, men først og fremst større krav til kvalitet på data og tidligere frister. Statnett vil fortløpende informere markedsaktørene om prosessen, og spesifikt ha dialog om endring i frister for å levere data.

Innføre ny kommunikasjonsstandard for driftssentral-systemer (ICCP)

Primært benyttes kommunikasjonsprotokollen Elcom for utveksling av driftsinformasjon mellom Statnetts driftssentralssystemer og andre driftssentralssystemer. Kommunikasjonsprotokollen IEC 60870-6 TASE.2 (ICCP) er også tatt i bruk, men foreløpig i mindre skala. Elcom brukes også for overføring av driftsinformasjon mellom

diverse driftssentralssystemer i Norge.

Vedlikeholdet av Elcom blir stadig mer krevende. Kompetansen på protokollen blir dårligere og vedlikehold/forbedringer utføres i praksis ikke lenger. Det er krevende og kostbart å implementere løsningen hos nye leverandører. Statnett bærer i dag kostnaden for løpende oppdatering av Elcom master modell, men vil terminere dette senest ila. 2019.

Det er nødvendig å gå over til en ny standardisert protokoll som støttes av leverandørene av SCADA-systemer. Elcom vil derfor erstattes med ICCP for utveksling av informasjon mellom driftssentralssystemer. Med dette kan vi unngå særnorske løsninger, og basere oss på en utbredt internasjonal standard det finnes bred kompetanse på. ICCP er en utprøvd kommunikasjonsprotokoll som vil forenkle leveransene fra leverandører, redusere behovet for skreddersøm og vil gi redusere kostnader på sikt. Endringer i ICCP-standard, f.eks. sikkerhetsoppdateringer, ivaretas av den enkelte leverandør.

Statnetts driftssentralssystem støtter den nye protokollen, og vi vil fortløpende etablere ICCP-forbindelser mot våre partnere. Nye driftssentralssystemer eller større systemoppgradering hos våre partnere må derfor ta høyde for å kunne kommunisere med Statnett via ICCP. Siste frist for utfasing av Elcom og overgang til ICCP mot Statnett er 1.12.2019, noe som også blant annet er kommunisert i FIKS 2012.

Statnetts nye driftssentral vil støtte autentisering og kryptering av ICCP-forbindelser iht. standarden IEC 62351-4. Statnett har egen PKI³⁶ løsning til å generere sertifikater som sikrer ICCP-forbindelser, og vil kunne distribuere disse til partnere på en sikker måte. Statnett stiller per i dag ikke krav om autentisering og kryptering av ICCP, men det er sannsynlig at et slikt krav vil komme.

Innføre ny plattform for ekstern meldingshåndtering (MADES/ECP)

Meldinger mellom markedsaktørene utveksles i dag på en rekke forskjellige måter, og for flere formål brukes internett og e-post protokollen SMTP. For eksempel brukes SMTP for nett- og balanseavregning, hvor meldingen har et vedlegg formatert med EDIFACT. ENTSO-E har definert en standard for markedsmeldinger, Market Data Exchange Standard (MADES), som standardiserer prosessen i det europeiske markedet. MADES er implementert i løsningen Energy Communications Platform (ECP). ECP forutsetter ikke bestemte typer arbeidsprosesser, og sementerer dermed ikke analoge prosesser, samtidig som den understøtter nye digitale samhandlingsmønstre. Omleggingen medfører at kommunikasjonen frikobles fra selve løsningen.

³⁶Public key infrastructure (PKI) er et rammeverk for utstedelse, administrasjon og bruk av digitale sertifikater over datanettverk.

Målsettingen er å erstatte flere ulike meldingstjenester med ECP som en felles protokoll, og i tillegg få standardisert innholdet slik at det følger industristandarder. ECP vil gi prosess- og sikkerhetsmessige gevinster hos Statnett og involverte aktører ved mer effektiv saksbehandling og informasjonsdeling, mer etterprøvable behandling av informasjon og ikke minst vesentlig økt informasjonssikkerhet. Difi sine anbefalinger for meldingshåndtering i offentlig virksomheter oppfylles.

Omleggingen vil berøre mange aktører og prosesser. Statnett mener likevel at dette er et viktig og nødvendig tiltak for å kunne ivareta effektiv og sikker drift av kraftsystemet fremover. Tiltaket innebærer at systemleverandørene må gjøre tilpasninger i aktørenes fagsystemer for å støtte MADES/ECP og CIM XML. Aktørene må installere standard programvare, ECP, for å kommunisere med TSO, og sørge for egen systemfunksjonalitet og kompetanse for å håndtere kommunikasjon med og bestillinger fra TSO.

På nordisk nivå etableres det nå et felles MADES/ECP-nettverk for inter-TSO kommunikasjon. I Norge er ny løsning benyttet i pilot ved elektronisk bestilling av produksjonsflytting og aktivering av mFRR. Her deltok to systemleverandører og åtte aktører. I løpet av pilotperioden har over 20.000 meldingsdialoger dokumentert prosessen og synliggjort økt meldingssikkerhet, og også gitt et godt grunnlag for effektivisering. Innsatsen fra de involverte har i piloten vært begrenset. Vi vil fremover tilstrebe en effektiv distribusjon og opprettelse av ECP-nettverket.

Statnetts prosjekt for etablering av en plattform for ekstern meldingshåndtering planlegges gjennomført i 2017-18. Markedsaktørene vil inviteres til et nærmere samarbeid om dette. Vi har en målsetting om en fullstendig overgang til XML over MADES innen 2025.





