

Verdier i systemdrifts- og markedsutvikling

2019



Verdier i systemdrifts- og markedsutvikling 2019

Innholdsfortegnelse

1	Et kraftsystem i utvikling gir muligheter for verdiskaping	3
2	Automatisert og digitalisert drift – grunnlaget for fremtidens kraftsystem	5
2.1	Pålitelige data og riktig funksjonalitet effektiviserer bransjen	6
2.2	Ny nordisk modell for balansering bidrar til å automatisere driften av kraftsystemet	7
2.3	Elektronisk bestilling av regulerkraft (mFRR) og produksjonsflytting	8
2.4	Elhub – effektiv IKT-infrastruktur for sluttbrukermarkedet for kraft	9
3	Vi videreutvikler energimarkeds- og handelsløsningene	11
3.1	Flytbasert markedskobling gir større mulighetsrom for handel	12
3.2	Finere tidsoppløsning i markedene reduserer ubalansene og muliggjør økt handel	13
3.3	Vi har bidratt til utviklingen av et felles europeisk intradagmarked	14
3.4	Implisitt tapshåndtering på HVDC-forbindelser	15
3.5	Deltakelse i britiske kapasitetsmarkeder kan gi økt inntekt på NSL	16
4	Vi videreutvikler system- og balansetjenestene	17
4.1	Balansetjenester kan gi merverdi av handel	18
4.2	Raske reserver er en effektiv måte å sikre systemstabiliteten på	20
5	Vi kan bruke fleksibilitet til å løse utfordringer i kraftsystemet	21

1 Et kraftsystem i utvikling gir muligheter for verdiskaping

En ambisiøs klimapolitikk på europeisk og nasjonalt nivå har ført til at det nordiske og det europeiske kraftsystemet er under omstilling. I Europa øker andelen fornybare energikilder og erstatter fossile kilder, og i Sverige og Norge øker særlig vindkraftproduksjonen betydelig. Mer fornybar kraftproduksjon i Norge vil bidra til samlet europeisk utslippsreduksjon. Til tross for at norsk kraftproduksjon allerede er tilnærmet utslippsfri, vil mer fornybar kraftproduksjon også bidra til utslippsreduksjon i Norge gjennom at vi muliggjør elektrifisering av sektorer som har store utslipp, som for eksempel transportsektoren.

Mer fornybar kraftproduksjon kan skape verdier for samfunnet, både ved tilknytning av lønnsom fornybar produksjon, men også ikke minst gjennom handel av kraft mellom Norge, Norden og resten av Europa. Statnett er en helt sentral aktør for å muliggjøre dette. Formålet vårt er å legge til rette for utviklingen av det nye kraftsystemet samtidig som vi opprettholder effektiviteten og påliteligheten i kraftforsyningen til forbrukere av kraft.

For å være i riktig posisjon til fremtidens kraftsystem sikrer vi velfungerende systemdrifts- og markedsløsninger, i tillegg til en storstilt utbygging av nasjonal nettkapasitet og mellomlandsforbindelser. Vi videreutvikler disse markedene ved å utvide markedene geografisk samt utvikle og harmonisere markedsdesign, løsninger og regelverk med andre nordiske og europeiske land. I sum gjør dette at vi kan realisere lønnsom fornybar produksjon ved at vi får mer ut av den fysiske infrastrukturen som allerede finnes, legger til rette for økt og mer lønnsomme handelsmuligheter for norske aktører og vi får riktigere prissignaler slik at norske kraftressurser blir mer effektivt utnyttet.

En forutsetning for at vi kan sikre effektivitet og ivareta driftssikkerhet i fremtidens kraftsystem er at vi digitaliserer og innfører mer automatiserte prosesser. Dette fører også til mer effektive arbeidsprosesser i bransjen – som gir sparte kostnader for aktørene.

Med denne utgivelsen ønsker vi å vise og forklare verdiene av tiltakene vi gjør innen system- og markedsutvikling. Imidlertid er det utfordrende å kvantifisere nytteverdier og det er stor usikkerhet knyttet til tallene vi presenterer. En viktig årsak til dette er at mange av tiltakene er helt nødvendige for å opprettholde en sikker og effektiv drift i fremtidens kraftsystem og vi har med andre ord ingen relevante sammenlikningsgrunnlag. Vi har heller ingen gode markedsmodeller for å simulere balansemarkedene.

Dette er en av tre utgivelser fra Statnett som systemansvarlig, hvor vi beskriver prosjektene vi jobber med. I Systemdrifts- og markedsutviklingsplanen (SMUP) gir vi en grundigere beskrivelse av endringene i kraftsystemer og behovet for nye løsninger, og i Tiltaksplanen gir vi oppdatert beskrivelse av tiltakene og fremdriftsplaner for disse. I tillegg har de nordiske systemoperatørene samarbeidet om rapporten *The Way Forward – Solutions for a Changing Nordic Power System*, som handler om felles løsninger for fremtidens nordiske kraftsystem.

2 Automatisert og digitalisert drift – grunnlaget for fremtidens kraftsystem

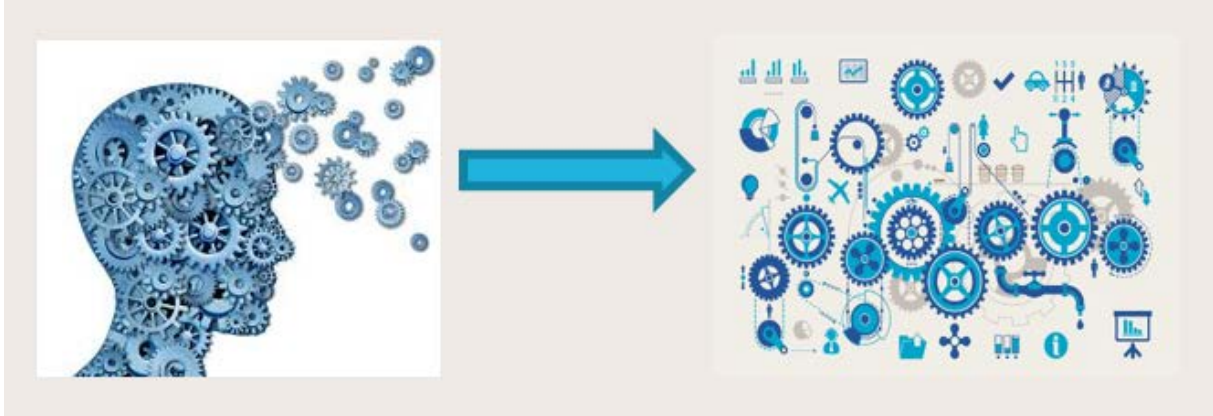
I fremtidens kraftsystem får vi større og hyppigere variasjoner. Dette er særlig på grunn av økt vindkraftproduksjon i Norden og økt overføringskapasitet til omkringliggende områder. Samtidig får vi også endringer på lavene nettnivå med mer kraftproduksjon og mer aktive forbrukere. Vi innfører automatiserte og digitaliserte prosesser for å sikre at også dette kraftsystemet er effektivt og har god driftssikkerhet. Automatisering og digitalisering fører også til mer effektive arbeidsprosesser i bransjen – som gir sparte kostnader for aktørene. Tiltakene vi jobber med er:

- Fosweb og Autofos
- mACE - ny nordisk modell for balansering som bidrar til å automatisere driften av kraftsystemet
- Innføringen av elektronisk bestilling av regulerkraft
- ELHUB



2.1 Pålitelige data og riktig funksjonalitet effektiviserer bransjen

Vi benytter kraftsystemdata som grunnlag for investeringsanalyser, til fastsettelse av overføringskapasiteten, koordinering av driftsstanser og oppfølging av anleggenes funksjonalitet i kraftsystemet. I fremtidens kraftsystem ser vi et økt behov for mer detaljerte kraftsystemdata. Dette er fordi vi forventer høyere nettutnyttelse og en større grad av automatisert drift av kraftsystemet.



Fosweb og Autofos – Portaler som gir mer effektive arbeidsprosesser

Effektive systemer for innrapportering og utveksling av kraftsystemdata har stor nytteverdi for konsesjonærer, nettselskapene og NVE. Derfor har vi etablert nettportalen Fosweb og jobber med å etablere en automatisk innrapporteringsløsning, Autofos.

Fosweb er en felles nettportal for konsesjonærer og systemansvarlig for innmelding av kraftsystemdata, driftsstans og feilrapportering. Portalen skal sikre at prosesser blir gjort i henhold til Forskrift om systemansvar, at berørte arbeidsprosesser er effektive, og at data og saksunderlag er av best mulig kvalitet. Erfaringene så langt er positive:

- Riktigere data:
 - Vi har oppdaget og rettet flere feil i anleggsdata som har betydning for driften av kraftsystemet.
- Høyere effektivitet:
 - Redusert behandlingstid for kvalitetskontroll og godkjenning av kraftsystemdata og funksjonsegenskaper.
 - Redusert tidsbruk på å analysere konsekvenser av driftsstanser, samt forbedret gjennomføring av driftsstanser.

I tillegg er portalen tatt i bruk i driftssentraler hos nettselskaper.

Statnett jobber med ytterligere forbedringer for å automatisere innmeldingen av data til våre systemer, Autofos. De selskapene som kobler seg på løsningen kan unngå manuell registrering av samme anleggsdata både i egne kildesystemer og i Fosweb. Effekter av dette er spart arbeidstid og høyere datakvalitet.

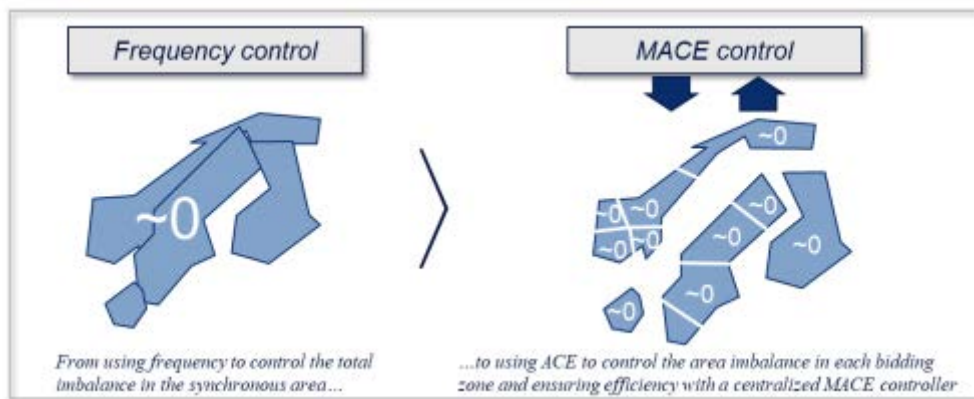
Riktige krav gir riktig funksjonalitet i kraftsystemet

Statnett har igangsatt et prosjekt for å gjennomgå dagens veiledende krav til funksjonalitet i kraftsystemet, FIKS-2012. Dette gjør vi i samarbeid med bransjen. Vi gjør dette for å sikre at kravene som blir stilt er relevante for å ivareta forsyningsikkerheten og leveringskvaliteten i kraftsystemet. Riktige krav er en forutsetning for et effektivt kraftsystem.

2.2 Ny nordisk modell for balansering bidrar til å automatisere driften av kraftsystemet

Dagens balansering av kraftsystemet er i stor grad basert på manuelle prosedyrer og dybdekompetanse hos operatørene på landssentralen. Store og hyppige variasjoner i forbruk og produksjon, samt perioder med produksjon fra kilder med andre tekniske egenskaper, gjør det nødvendig å forbedre prognoser, avdekke hvor i nettet ubalanser oppstår og automatisere driften. Uten større investeringer i å digitalisere driften, vil tiltak for å opprettholde driftssikkerheten gå ut over effektiviteten i kraftsystemet. Blant annet kan det bli nødvendig å i større grad redusere kapasiteten på mellomlandsforbindelser eller å sette restriksjoner på kjøremønstre til produksjon.

For å håndtere dette har de nordiske TSOene blitt enige om å innføre en ny nordisk balanseringsmodell (Nordic Balancing Model). Modellen innebærer blant annet at vi legger til rette for nødvendig digitalisering og automatisering av balanseringsprosessene. En del av dette er at vi vil optimere balansereguleringen ved å ta i bruk en ny reguleringsmetode kalt mACE. I dag aktiverer TSOen reserver uten å ta hensyn til hvor ubalansene oppstår, men med mACE vil TSOene aktivere reserver med utgangspunkt i ubalansene i hvert budområde. Hver TSO må da sende en forespørsel til en sentral markedsplattform for hver eneste reserveaktivering de ønsker.



Figur 1 Vi går fra regulering i hele synkronområdet (frequency control) til regulering per budområde (MACE control)

For å gjøre det mulig for operatørene å opprettholde effektiviteten på tross av økende kompleksitet, vil vi utvikle en algoritme som skal optimalisere hvilke reguleringsbud som blir aktivert. Algoritmen vil ta hensyn til etterspørsel, budpriser og tilgjengelig overføringskapasitet mellom områdene. En viktig forutsetning for at dette skal fungere er at vi har en løsning som automatisk håndterer flaskehalser ved aktivering.

2.3 Elektronisk bestilling av regulerkraft (mFRR) og produksjonsflytting

Bestilling av regulerkraft og produksjonsflytting har tradisjonelt foregått ved at operatører på Landssentralen ringer norske balanseansvarlige for manuell aktivering og deaktivering av reguleringsressurser. Det er en tidkrevende prosess, og for å effektivisere prosessen har Statnett innført en løsning for elektronisk bestilling av regulerkraft og produksjonsflytting. Tiltaket har bidratt til økt effektivisering hos Statnett, og vi forventer at aktørene også bruker mindre tid på aktiveringsprosessen.

Elektronisk bestilling vil legge til rette for en reduksjon i 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.

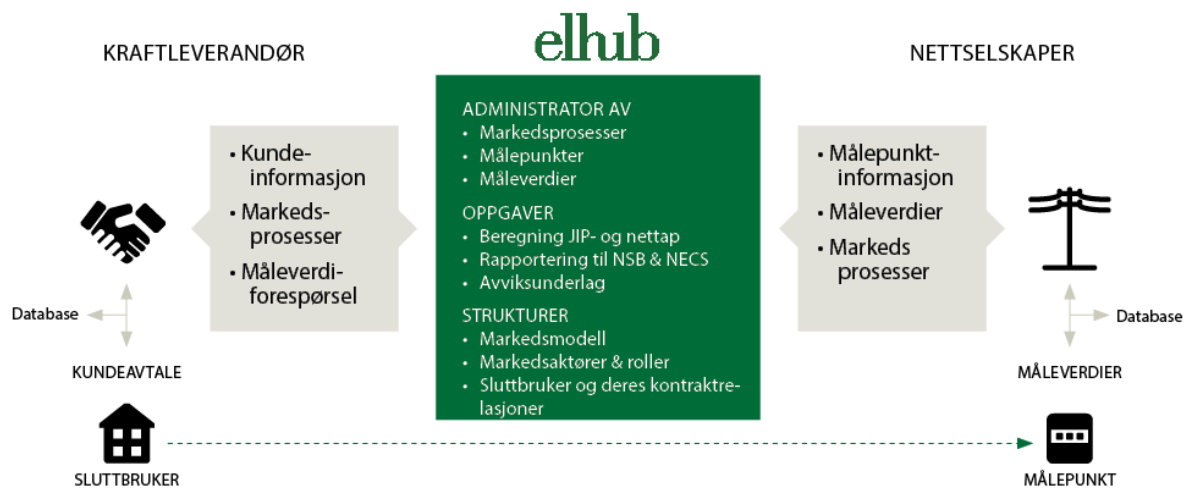
Elektronisk bestilling bidrar til en mer robust og sikker kommunikasjon mellom systemoperatør og balanseansvarlige aktører. Med de mekanismene som ligger i en elektronisk løsning vil man være sikker på at den som bestiller og den som bekrefter bestillingen er den rette part. Den elektroniske løsningen vil også bidra til en tydeligere avtale på start- og stopptid samt på bestilt kapasitet.

2.4 Elhub – effektiv IKT-infrastruktur for sluttbrukermarkedet for kraft

Elhub er et effektiviserings- og digitaliseringsprosjekt for kraftmarkedet. Løsningen vil hver dag samle og prosessere data fra forbrukere og produsenter og gjøre disse tilgjengelig for markedsaktørene. Samfunnsøkonomisk besparelse er anslått til 200 MNOK/år.

Elhub har flere funksjoner, og har tatt over funksjoner som tidligere har vært fordelt på mange aktører:

- Avregning og fakturering
- Kundeservice utover ordinær kundekontakt
- Måleverdiinnsamling og distribusjon
- Prosess for leverandørbytte
- Prosess for flytting
- Leverandøravregning
- Ukeavregning



Dette gir store samfunnsøkonomiske besparelser gjennom å heve datakvalitet, sentralisere grensesnitt, automatisere og ved å legge til rette for innovasjon.

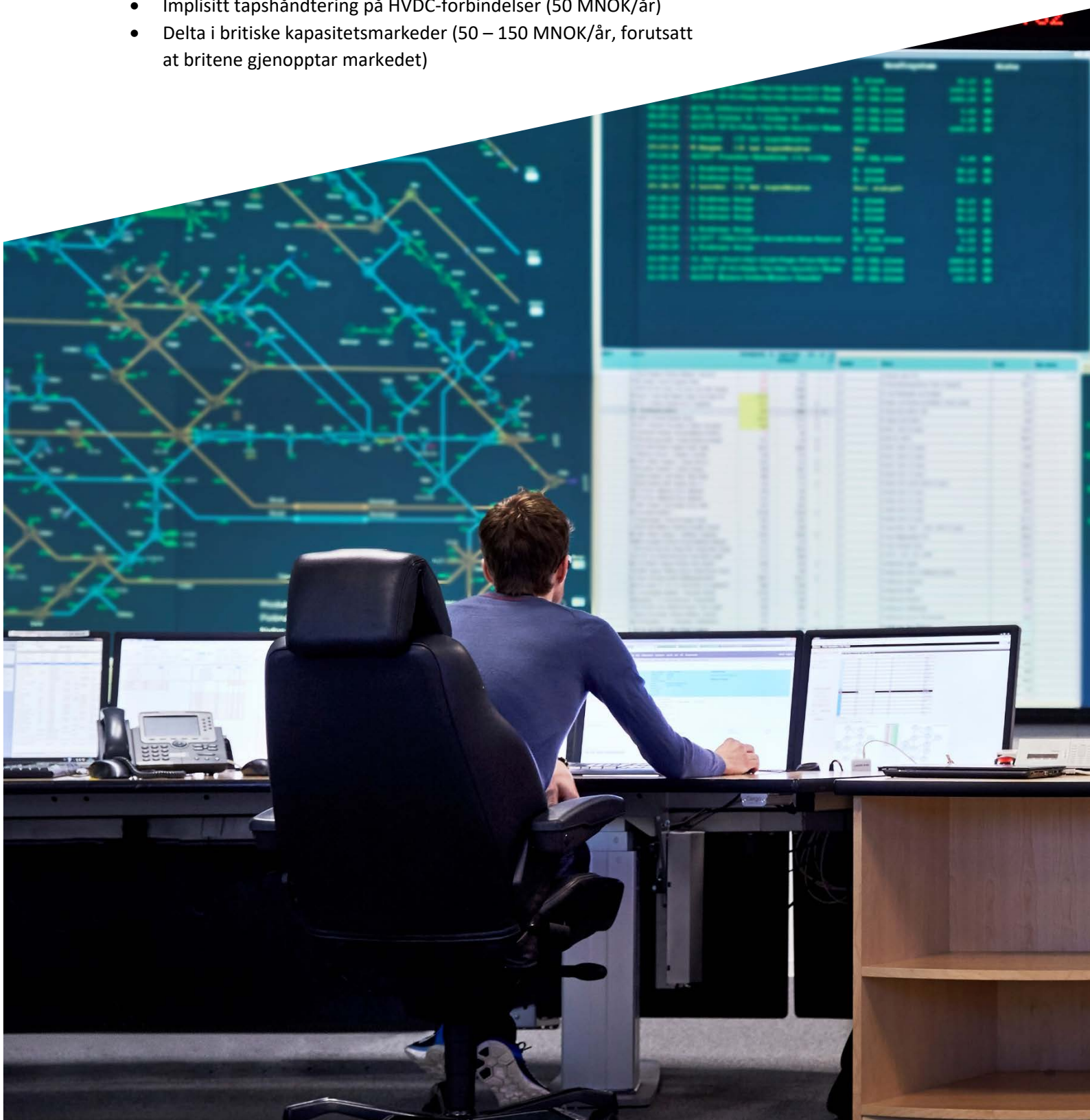
For strømlleverandører gir Elhub en mer presis og effektiv håndtering av kunder og lavere kostnader, samtidig som de kan tilby nye tjenester. For forbrukere gjør Elhub det enklere å følge opp forbruket og skifte strømlleverandør, samt gi en enklere faktura.

I tillegg vil Elhub bidra til at aktørene kan utnytte det teknologiske potensialet som ligger i AMS når det gjelder smarte løsninger og tjenester både for nettselskaper, leverandører og sluttbrukere.

3 Vi videreutvikler energimarkeds- og handelsløsningene

Vi jobber for å forbedre kraftmarkedet slik at det bedre representerer det fysiske kraftsystemet. Det vil gjøre det enklere å drifte nettet og gir aktørene nye handelsmuligheter. Tiltakene vi presenterer er:

- Flytbasert markedskobling (100 – 150 MNOK/år)
- Finere tidsoppløsning
 - reduksjon i ubalanser (30 MNOK/år)
 - økt kapasitet på HVDC-forbindelsene (50 MNOK/år)
 - tilgang til markeder med større prisforskjeller (20 – 30 MNOK/år)
- XBID – felles europeisk intradagmarked
- Implisitt tapshåndtering på HVDC-forbindelser (50 MNOK/år)
- Delta i britiske kapasitetsmarkeder (50 – 150 MNOK/år, forutsatt at britene gjenopptar markedet)

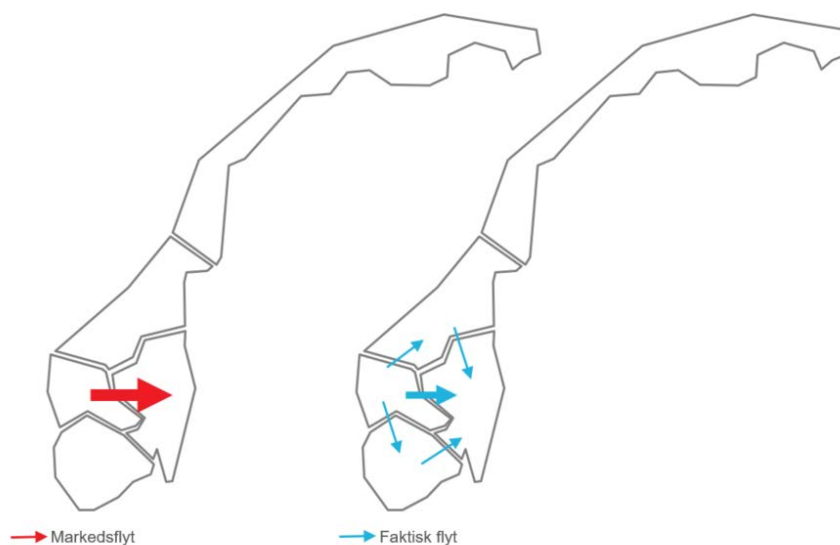


3.1 Flytbasert markedskobling gir større mulighetsrom for handel

Sammen med de andre nordiske transmisjonsnettoperatorene (TSO) utvikler vi en ny metode for å representere det fysiske kraftsystemet i de nordiske kraftmarkedene, kalt flytbasert markedskobling. Vi forventer at dette gir en årlig nordisk samfunnsøkonomisk nytte på minst 100 – 150 MNOK/år.

Flytbasert markedskobling gir markedsflyt likere fysisk flyt

Nettet begrenser hvor mye kraft vi kan overføre. Dette må vi ta hensyn til i energimarkedene. Metoden vi bruker i dag gjør dette ved at operatørene på Landssentralen angir hvor mye kraft som kan handles mellom to og to budområder. Dette kaller vi handelskapasitet. Når en handel blir realisert i det fysiske kraftsystemet vil noe av kraftflyten ta veien gjennom andre budområder, hvor fysiske lover avgjør hvordan flyten fordeler seg (se Figur 2). Dette tar operatørene på Landssentralen hensyn til når de setter handelskapasitet gjennom å lage prognoser for hvordan markedsresultatet vil bli. I flytbasert markedskobling tar markedsalgoritmen selv hensyn til denne fordelingen. Den tilgjengelige kapasiteten for markedet blir dermed mer avhengig av aktørenes budgivning og mindre avhengig av Landssentralens prognoser, og markedsflyten blir likere fysisk flyt.



Figur 2 Markedsflyt med NTC-metoden og eksempel på hvordan kraften faktisk kan fordele seg

Gevinsten er knyttet til mer effektiv bruk av overføringsnett og produksjonsressurser

Markedsalgoritmen regner ut den mest optimale handelen mellom budområder, og med flytbasert markedskobling har algoritmen mer informasjon om kraftsystemet. Mer informasjon gjør at markedsalgoritmen kan finne bedre løsninger. Dette gir en samfunnsøkonomisk gevinst fordi vi får en bedre bruk av overføringsnettet og produksjonsressurser. Samtidig blir det enklere å drifte kraftsystemet når planlagt flyt blir likere faktisk flyt. Dette fører til en sikrere og mer effektiv drift.

Vi har beregnet årlig nordisk nytte av flytbasert markedskobling til å være omtrent 100 – 150 MNOK/år. Gevinsten er størst i de situasjonene hvor nettet er høyt utnyttet, fordi vi da har bruk for det økte mulighetsrommet vi får av flytbasert markedskobling.

Fordeling av gevinst mellom land og aktører vil variere med den aktuelle markedssituasjonen, og det er lite sannsynlig at alle parter vil få gevinst hele tiden. For Norge vil situasjoner med mye vindkraftproduksjon i Danmark og Sverige føre til lavere priser og gevinst for konsumentene, mens situasjoner med nordisk underskudd vil føre til bedre markedstilgang for vannkraften, som kommer produsentene til nytte.

3.2 Finere tidsoppløsning i markedene reduserer ubalansene og muliggjør økt handel

Sammen med de andre nordiske landene jobber vi med en overgang fra 60- til 15-minutters produkter i intradagmarkedet og balansemarkedet og innføring av 15-minutters avregningsperiode i ubalanseavregningen. Nyttan av overgang til finere tidsoppløsning kommer ved reduksjon i ubalanser (30 MNOK/år), økt kapasitet på HVDC-forbindelsene (50 MNOK/år) og tilgang til markeder med større prisforskjeller (20 – 30 MNOK/år).

Reduksjon i strukturelle ubalanser gir mindre aktivering av balanseenergi

Siden både produksjon og flyt på kabler i stor grad endres rundt timeskift, mens forbruk i all hovedsak endres kontinuerlig uavhengig av tidsoppløsningen i markedene, oppstår det såkalte strukturelle ubalanser. Statnett jevner ut denne ubalansen, blant annet ved å aktivere balanseenergi. Finere tidsoppløsning i energimarkedene vil gi insentiver til markedsaktørene om å være i balanse per kvarter istedenfor per time. Dette vil igjen redusere behovet for aktivering av balanseenergi. Fremover vil større endringer i import- og eksportvolumer øke de strukturelle ubalansene, og finere tidsoppløsning kan redusere kostnaden ved aktivert balanseenergi med 30 MNOK/år 2021.

Vi kan oppnå mer handelskapasitet på likestrømsforbindelsene

Vi endrer kraftflyten på de nordiske likestrømsforbindelsene rundt timeskiftet, og det oppstår da kortvarige ubalanser. For å ivareta driftssikkerheten er det innført begrensinger på flytendring fra en time til den neste (ramping). Restriksjonen fører til at vi må redusere tilgjengelig handelskapasitet i timer der markedet ønsker å endre kraftflyten. I dag er denne grensen på 600 MW per time på alle likestrømsforbindelser ut av det nordiske synkronområdet, men flere likestrømsforbindelser kan gjøre det nødvendig å redusere grensen til omtrent 400 MW per forbindelse per time.

Finere tidsoppløsning legger til rette for at vi kan endre flyten fra et kvarter til et annet. På denne måten kan vi bruke en større andel av timen til flytendringer, vi kan snu flyten på en kabel raskere, og det blir dermed mer handelskapasitet tilgjengelig. Vi anslår at norsk gevinst av å redusere rampingrestriksjonen fra 400 MW/time til 1200 MW/time vil være omtrent 50 MNOK/år i 2021 for de eksisterende og planlagte likestrømsforbindelsene.

Tilgang til tyske markeder øker verdien av fleksibiliteten til norsk vannkraft

Med finere tidsoppløsning vil norske aktører få tilgang til flere markeder, blant annet intradagmarkedene i Tyskland og Nederland, som allerede har kvartersoppløsning. Dette fører til at vi øker det nordiske tilbudet av fleksibilitet til det europeiske markedet. Ettersom det allerede er stor etterspørsel etter dette, får vi økt verdi av fleksibiliteten til den norske vannkraften.

Copenhagen Economics har gjennomført en analyse av overgangen til finere tidsoppløsning¹, og estimerer at norsk samfunnsøkonomisk nytte av større markedsintegrasjon kan være 25 MNOK/år etter at forbindelsen til Tyskland er idriftsatt.

1

<http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Utvikling%20av%20kraftsystemet/Finere%20tidsoppl%C3%B8sning/Finer%20time%20resolution%20in%20Nordic%20power%20markets%20A%20Cost%20Benefit%20Analysis.pdf>

3.3 Vi har bidratt til utviklingen av et felles europeisk intradagmarked

I juni 2018 ble det nye markedssystemet for intradaghandel i Europa (XBID – Cross-border intraday) satt i drift. Statnett har, sammen med 30 andre systemoperatører og 15 kraftbørser, vært svært delaktige i prosjektet som har ledet utviklingen av systemet.

Intradagmarkedet gjør det mulig for markedsaktørene å handle seg i balanse etter spothandelen og tett inn mot driftstimen. Det er spesielt nyttig når andelen uregulerbar og varierende produksjon i kraftsystemet øker.

Det Europeiske intradagmarkedet åpner opp for at norske aktører kan kjøpe og handle kraft med andre aktører i mer enn 36 budområder, forutsatt at det er ledig overføringskapasitet. Sammenlignet med det tidligere Elbas, gir XBID bedre ressursutnyttelse og høyere verdiskaping. Siden markedet ble åpnet i juni er det gjennomført 35 000 handler per dag (pr. desember 2018).

3.4 Implisitt tapshåndtering på HVDC-forbindelser

Vi har beregnet samlet norsk gevinst av å innføre implisitt tapshåndtering på Skagerrakforbindelsen til å være omtrent 10 MNOK/år. Verdien vil øke i takt med kabelkapasitet og energipriser, og vi har anslått at verdien av å ha implisitt tapshåndtering på alle de norske HVDC-forbindelsene til utlandet i 2025 kan bli over 50 MNOK/år.

Elektriske tap kan gi et samfunnsøkonomisk tap

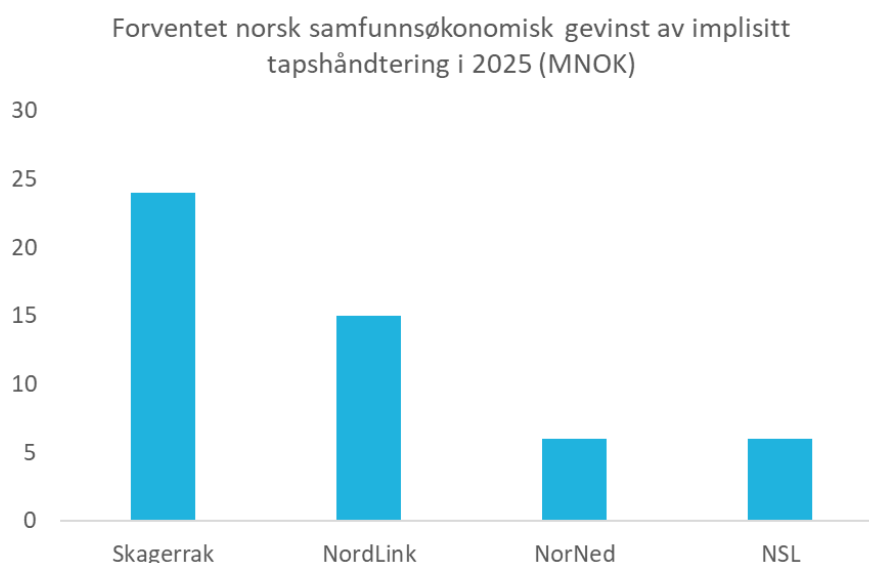
Når det flyter strøm i et elektrisk nettverk, oppstår det elektriske tap. Volumet som når sluttforbruker blir dermed mindre enn det produserte volumet. Hvis dette ikke blir hensyntatt i markedsløsningen må TSO kjøpe dette volumet i et marked eller av en aktør.

Dersom verdien av krafthandel mellom prisområder er mindre enn kostnaden av overføringstap oppstår det et samfunnsøkonomisk tap. I AC-nettet er kostnaden av de elektriske tapene delvis internalisert gjennom nettariffen, mens for HVDC-forbindelsene kan vi ta hensyn til tapene i markedsalgoritmen og dermed sikre at det kun blir handlet kraft på en forbindelse når verdien av handelen er større enn tapskostnaden.

Norsk gevinst av implisitt tapshåndtering er ca. 50 MNOK/år

Vi gjorde en stor jobb for å innføre implisitt tap på NorNed i 2015. I tillegg er det implisitt tap på Baltic Cable. Høsten 2017 ferdigstilte vi sammen med de andre nordiske TSOene en analyserapport om implisitt tapshåndtering på de andre HVDC-forbindelsene i Norden, inkludert Skagerrakforbindelsen². Vi beregnet norsk samfunnsøkonomiske gevinst av implisitte tap på Skagerrakforbindelsen til ca. 10 MNOK/år. For Norden samlet er gevinsten på denne forbindelsen 25 MNOK/år.

Ved å bruke Skagerrakforbindelsen som utgangspunkt, i tillegg til prognoser for fremtidige kraftpriser og prisdifferanser, har vi også estimert nytten av implisitte tap på NordLink og NSL samt på NorNed. Samlet tror vi total samfunnsøkonomisk gevinst for Norge vil være 50 MNOK/år i 2025. Dette er lavere enn tidligere estimert, trolig på grunn av at det blir færre timer med tilnærmet lik pris enn det vi tidligere har lagt til grunn.



² Basert på markedssimuleringer og budkurver for 2014 og 2015 analyserte vi kraftmarkedet og virkningen på de fysiske tapene i nettet (AC og DC), med en tapsfaktor på 3,8%.

3.5 Deltakelse i britiske kapasitetsmarkeder kan gi økt inntekt på NSL

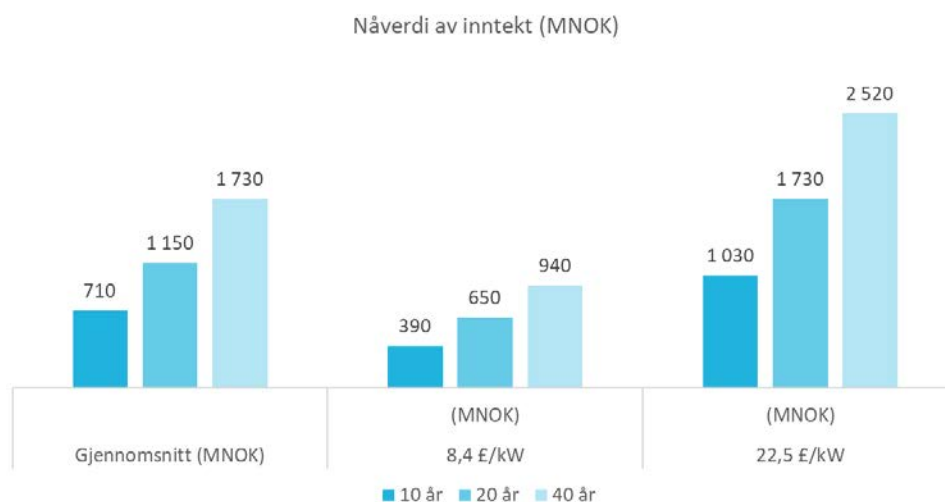
Statnett er opptatt av å sikre at utenlandsk kapasitet får delta i kapasitetsmarkeder på lik linje med nasjonale aktører. Gjennom vårt arbeid på europeisk nivå er det vår modell for utenlandsk deltakelse som er implementert i det britiske kapasitetsmarkedet. Deltakelse i dette markedet kan gi betydelige inntekter på vår forbindelse til Storbritannia (NSL), som tilfaller våre nettkunder.

Kapasitetsmarkeder sikrer tilstrekkelig kapasitet i perioder med høyt forbruk

Storbritannia har innført kapasitetsmekanismer for å sikre at det er tilstrekkelig produksjonskapasitet tilgjengelig i perioder med kritisk høyt forbruk. I praksis innebærer dette at aktører som deltar i ordningen får betalt for å ha produksjonskapasitet eller forbruksfleksibilitet tilgjengelig for energimarkedet.

Deltakelse i det britiske kapasitetsmarkedet kan gi betydelige inntekter for NSL

Verdien av deltagelse i kapasitetsmarkedet for NSL vil avhenge av hvor mye av overføringskapasiteten som får delta i auksjonen, samt auksjonsprisen. Auksjonen som ble avholdt i februar 2018 med leveringssår 2021/22, klarerte på 8,4 pund/kW per år. Dersom vi hadde deltatt ville 85 prosent av NSLs kapasitet ble regnet med i denne auksjonen (såkalt deratingfaktor). En deltagelse i den auksjonen ville ha gitt Statnett en inntekt på ca. 50 MNOK. Auksjonen som ble avholdt rundt ett år klarerte på 22,5 pund/KW, og ville ha gitt Statnett en inntekt på nesten 150 MNOK. Figuren under viser Statnetts nåverdi av auksjonsinntektene dersom auksjonene 10, 20 og 40 år fremover klarer med en pris lik årets pris, fjorårets pris og gjennomsnittet av disse.³



Auksjonsprisen kan variere mye mellom år, og vil blant annet avhenge av om det er eksisterende eller ny kapasitet som setter prisen og av type teknologi. Derfor er det vanskelig å forutse hva auksjonsprisene framover vil bli. I Verdiskapingsrapporten 2016 estimerte vi en potensiell inntekt for å delta i kapasitetsmarkedene til å være 150 – 200 MNOK per år. Dette var basert på auksjonsprisen i 2015.

Det britiske kapasitetsmarkedet mistet nylig sin statsstøttet godkjenning, og fremtidige auksjoner er p.t. satt på vent. Det er dialog mellom britiske myndigheter og Kommisjonen om veien videre. Dette følger vi opp.

³ Valutakurs GBP/NOK på 10,7 kr, kapasitetsmarkedsinntekter fra og med 2022, 4% diskonteringsrente og deratingsfaktor på 85. Valutakurs er basert på Norges banks månedlig valutakurs jan.17-mars.18 og gjelder for samtlige MNOK-størrelser i tabellen.

4 Vi videreutvikler system- og balansetjenestene

Tiltakene vi jobber med innen system- og balansetjenester dreier seg i stor grad om sørge for at vi klarer å opprettholde en stabil og sikker forsyning også i fremtidens kraftsystem, og at vi gjør dette på mest mulig effektiv måte. Dette sparer oss, som systemansvarlige, og andre aktører for kostnader. Markeder for balansetjenester på mellomlandsforbindelsene kan også gi ytterligere gevinster til markedsaktørene fordi de får muligheten til å handle i markeder hvor prisforskjellen ofte er større.



4.1 Balansetjenester kan gi merverdi av handel

Handel med balansetjenester er en alternativ bruk av handelskapasiteten i perioder med liten prisforskjell i elspotmarkedet. Dette har en merverdi i forhold til energihandel når prisforskjellen i balansemarkedene er større enn i elspotmarkedet. Handel med balansetjenester er også en diversifisering som bidrar til å redusere usikkerhet rundt den totale lønnsomheten for HVDC-forbindelsene. Det er utfordrende å anslå fremtidige priser og derfor verdien av å handle med disse tjenestene. Usikkerheten er både knyttet til markedetsdesign, teknologisk utvikling, andel uregulerbar produksjon og utvekslingskapasitet.

Når vi snakker om handel med balansetjenester må vi skille mellom TSOens innkjøp av balansekapasitet og TSOens aktivering av reserver.

- Når TSOer kjøper inn **balansekapasitet** så innebærer det at aktører får betalt på forhånd for å garantere at de kan endre forbruk eller produksjon på kort varsel i selve driftstimen. Anskaffelse av balansekapasitet i Norden har til nå foregått i nasjonale kapasitetsmarkeder.
- Når TSOen **aktiverer reserver** så innebærer det at aktører som har budt inn i reservemarkedet blir bedt om raskt å endre forbruk eller produksjon. Vi har i dag et felles nordisk marked for aktivering av reserver, men utveksling på tvers av landegrenser er kun mulig når det er ledig overføringskapasitet.

Vi videreutvikler markeder for aktivering av reserver

Regulerkraftmarkedet (RK) er i dag et felles nordisk aktiveringsmarked for en type reserver. Det er en felles budliste for Norden og man nuller ut ubalansene mellom landene for å redusere behovet for å aktivere reserver og bruker de billigste tilgjengelige budene. Dette markedet ble i 2013 anslått å spare Norden for 220 MEUR⁴ sammenlignet med en situasjon hvor markedene er nasjonale uten mulighet for å nulle ut ubalansene. Også for en annen type raskere reserver planlegger vi å etablere et nordisk aktiveringsmarked i løpet av de kommende årene, hvor prosessene i stor grad vil bli automatisert og føre til større effektivitet.

Vi tar sikte på å knytte oss til de europeiske balansemarkedene når disse blir etablert, etter planen fra 2022, hvilket bidrar til å øke verdien av norsk fleksibilitet.

Allokering av overføringskapasitet er nødvendig for utveksling av balansekapasitet

For å sikre at vi har så effektive reserver som mulig, vil de nordiske TSOene etablere nordiske kapasitetsmarkeder for reserver i løpet av Q4 2019. Et felles nordisk kapasitetsmarked for én type reserver ble i 2015 estimert til å ha en samfunnsøkonomisk verdi på ca. 40 MNOK per år totalt for hele synkronområdet. På det tidspunktet var prisforskjellen mellom Norge og Sverige fire ganger større i markedene for automatiske reserver sammenliknet med elspotmarkedet.

For handel med balansekapasitet er det nødvendig å allokere, eller reservere, kapasitet på overføringsforbindelser for å sikre tilgang til balanseringsressurser i andre land. Statnett har erfaring med ulike reservasjonsmetoder fra Skagerrakforbindelsen og Hasle-piloten, hvor begge metodene er basert på forventning om at handel med balansetjenester vil gi en større samfunnsøkonomisk verdi sammenlignet med ren elspothandel. For Hasle-piloten ble den samlede samfunnsøkonomiske nytteverdien for Sverige og Norge, hensyntatt tapt flaskehalsinntekt i elspotmarkedet, estimert til 6 MNOK i løpet av testperioden på 8 uker.

⁴Mott MacDonald (2013) *Impact Assessment on European Electricity Balancing Market*
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20130610_eu_balancing_master.pdf

Siden merverdien ved handel med balansetjenester varierer mye er det viktig at reservasjonene av nettkapasitet er så dynamiske som mulig. Slik unngår vi å reservere kapasitet når det ikke er lønnsomt, og sørger for at kapasiteten alltid blir brukt på best mulig måte.

I fremtidens regionale og europeiske markeder for balansetjenester vil metoder for allokering av overføringskapasitet for utveksling av balansekapasitet bli harmonisert.

Felles balansemarkeder og mACE gir TSOene mulighet til å ta ansvar for ubalanser i egne områder

En av konsekvensene av innføringen av mACE (Avsnitt 2.2) er at vi får et økonomisk oppgjør for hver eneste reguleringsforespørsel der kjøper må betale til selger. Dette vil, etter vårt syn, gi en riktigere kostnadsfordeling. I tillegg blir det dokumentert hvor ubalanser oppstår, slik at TSOene kan ta hensyn til dette når vi setter dimensjoneringskrav for hvert område. Tilsammen tilsier dette at hver TSO får større muligheter og incentiver til å redusere ubalansene i sine områder, for eksempel gjennom å utvikle bedre prognoser for forbruk og produksjon. Det ville vært utfordrende for TSOene å regulere bort ubalansene i egne områder dersom de kun fikk bruke ressurser i eget området. Med de felles nordiske balansemerkene vil imidlertid TSOene kunne kjøpe reservene de trenger fra andre områder med mer fleksible ressurser.

Vi tilrettelegger for handel med balansetjenester på de nye mellomlandsforbindelsene

mACE er en forutsetning for at vi på sikt kan integrere de nordiske og europeiske balansemerkene. Dette vil øke etterspørselen etter Norges fleksible energiresurser og skaper nye muligheter for norske tilbydere av fleksibilitet. Vi får også tilgang til et større marked, sammenliknet med bilaterale løsninger.

Statnett vil sette i drift to nye likestrømsforbindelser til Tyskland og England i slutten av henholdsvis 2020 og 2021. Merverdien av å allokere kapasitet til handel med balansetjenester er tidligere estimert til omtrent 150 MNOK per år per forbindelse. Denne verdien inkluderer verdien av handel med både balansekapasitet og -energi, og inkluderer både norsk og utenlandsk gevinst.

På grunn av endringene som følger av europeiske retningslinjer er det stor usikkerhet rundt slike estimater. Handel med balanseenergi vil i første omgang kun være basert på ledig overføringskapasitet gjennom de europeiske plattformene. På sikt kan det bli etablert løsninger for allokering eller reservasjon av overføringskapasitet for handel med balansekapasitet ut av Norden.

Smart markedsdesign gir mer effektiv handel

Vi jobber med flere tiltak for å effektivisere handelen med balansekapasitet:

- **Vi vil kjøpe balansekapasitet tettere på driftstimen og for kortere perioder av gangen.** Ved å kjøpe inn balansetjenester tettere opp mot driftstimen vil vi redusere usikkerheten om fremtidige energipriser. Det gir en mer effektiv bruk av produksjonsressursene. I tillegg legger vi til rette for et mer kostnadseffektivt oppkjøp ved at vi i større grad kan tilpasse oppkjøpene til det faktiske behovet til enhver tid. Dersom vi anslår at dette reduserer kostnaden med 2 euro per MW per time, vil innkjøp av balansekapasitet med samme mønster som i deler av 2015 gi en gevinst på ca. 10 MNOK per år.
- **Vi legger opp til mer avanserte budformater.** I kapasitetsmarkedet for aFRR legger vi opp til avanserte budformater, der leverandørene vil kunne linke sammen bud for opp- og nedreguleringskapasitet samt lenke dem sammen i tid. Vi forventer at dette gir leverandørene bedre muligheter for å representere kostnader i budgivingen og vil dermed bidra til mer effektiv bruk av ressurser.

4.2 Raske reserver er en effektiv måte å sikre systemstabiliteten på

Hvor stor en konsekvens av en feilhendelse i kraftsystemet blir, er blant annet avhengig av hvor stabilt kraftsystemet er. Vannkraft og termisk kraft har egenskaper som bidrar til et stabilt kraftsystem. I perioder med høy import til det nordiske kraftsystemet og mye vindkraftproduksjon vil det være få vann- og termiske kraftverk i drift, og dermed et mindre stabilt system.

Vi har tre alternativer for å sikre at vi har god nok systemstabilitet i slike situasjoner:

- 1) Vi kan sette krav til hvor mye vann- og termiske kraftverk som må være i drift til enhver tid
- 2) Vi kan redusere det vi kaller dimensjonerende feil, altså den feilen som vil ha størst konsekvens
- 3) Andre aktører tilknyttet kraftsystemet kan bidra med fleksibilitet som kan respondere veldig raskt ved en feilhendelse – såkalte raske reserver

Raske reserver er det mest samfunnsøkonomiske effektive alternativet. De har en lav kostnad sammenliknet med alternative løsninger, og samfunnsøkonomisk nytte er omtrent 40 MNOK/år.

Mange kilder kan være rask reserve

En rask reserve vil redusere konsekvensen av en feilhendelse ved at aktøren i løpet av 2 sekunder kobler ut/reducerer sitt forbruk eller produksjon. Statnett har i et pilotprosjekt studert og testet bruk av raske reserver. Vi ønsket å få kunnskap om hva slags kilder som kan levere fleksibilitet og ulike kostnadsstrukturer for leveranseevne, beredskap og aktivering. Fire tekniske løsninger ble brukt i prosjektet:

- Nedregulering av industriforbruk
- Utkobling av pumpe i pumpekraftverk
- Nedregulering i strømforbruk i store datasenter med reservekraft i form av batteri
- Avbrudd i ladning av elbiler. Dette var en aggregert leveranse basert på mange små forbrukere

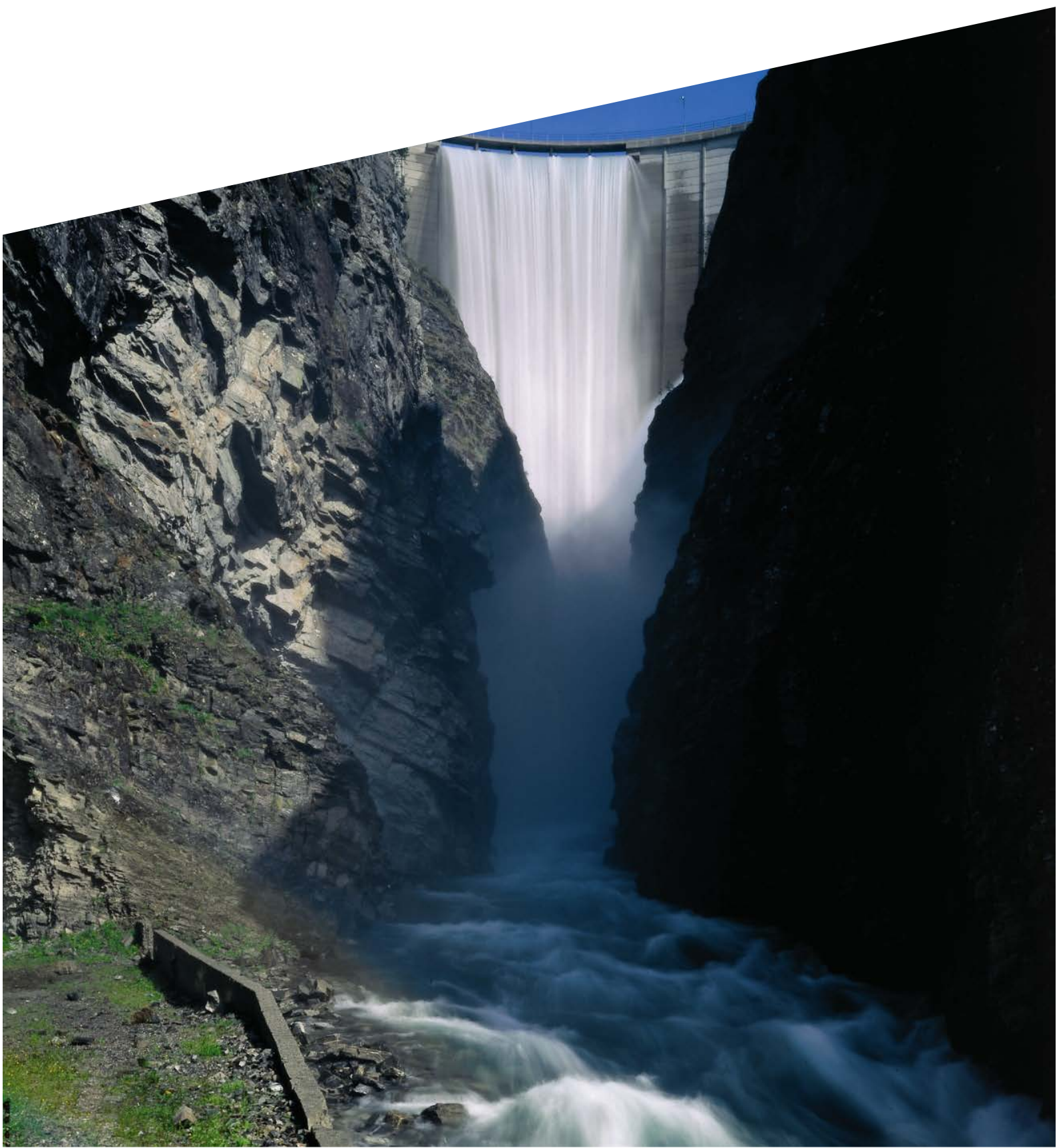
Potensielt er det lave kostnader knyttet til raske reserver. Vi kan bidra til å begrense leverandørens kostnader ved at vi gjør det mulig å levere fleksibilitet uten at dette har store konsekvenser for øvrig forretningsvirksomhet. Samtidig kan vi ved å bruke ulike teknologier med ulik kostnad, kjøpe fleksibilitet fra de kildene som til enhver tid har lavest kostnad.

Alternativet til raske reserver har høye kostnader

Den samfunnsøkonomiske verdien av å bruke raske reserver er knyttet til at vi unngår å bruke de to alternative løsningene. Dersom vi skulle redusert dimensjonerende feil, vil dette først og fremst gå ut over kjernekraft, men i perioder også importkapasiteten på mellomlandsforbindelser. Vi tror behovet for å redusere dimensjonerende feil ville vært mellom 200-400 MW i 5% av tiden i 2020. Den samfunnsøkonomiske gevinsten av å unngå slike restriksjoner vil være omtrent 40 MNOK/år.

5 Vi kan bruke fleksibilitet til å løse utfordringer i kraftsystemet

Vi forventer at utviklingen i forbruk og produksjon på lavere nettnivå vil øke fleksibiliteten i tilbud og etterspørsel etter kraft. Det kan vi bruke til å løse utfordringer i områder der vi i dag har anstrengt drift, mangler reserver eller som alternativ til å investere i ny overføringskapasitet. For aktører i kraftsystemet er det potensielt store summer å spare ved å utsette eller unngå nettinvesteringer.



Fleksibilitet kan utsette eller fjerne behovet for nettinvesteringer

Statnett jobber med løsninger der fleksibilitetsressurser skal bidra til å redusere belastningen i nettet. Ved hjelp av digital teknologi og nye løsninger kan fleksibilitet redusere forbruk i perioder med høy belastning i nettet til perioder med ledig kapasitet, eller til å regulere produksjonen opp eller ned for å avhjelpe nettdriften. Hvis vi bygger mer nett for å møte utfordringene i fremtidens kraftsystem, risikerer vi at den økte kapasiteten bare blir utnyttet i kortere perioder når kraftbehovet er størst eller den uregulerte produksjonen er på sitt høyeste. Dette er illustrert i figuren under.



Figur 3: Varighetskurve som viser forbruket i Oslo og Akershus de siste årene, sortert fra høyeste til laveste verdi. Figuren viser at de 10 % høyeste verdiene av forbruket skjer i bare 1 % av tiden, og at det derfor er svært sjeldent det vil være behov for en nettkapasitet som forsyner hele forbruket. De samme egenskapene ser vi i områder med stort produksjonsoverskudd.

NVE anslår at Statnett og nettselskapene til sammen planlegger nettinvesteringer for 135 mrd. NOK de neste ti årene. Forventede nettkostnader knyttet til økning i forbruk og produksjon utgjør henholdsvis over 6 mrd. NOK og 8 mrd. NOK⁵. Det vil ha stor samfunnsøkonomisk verdi dersom vi kan redusere eller utsette noe av dette, samtidig som forsyningssikkerheten blir ivaretatt. For eksempel vil det å utsette forbruks- eller produksjonsrelaterte investeringer i tre til fem år kunne spare kostnader på rundt 1 mrd. NOK. Nyten vil tilfalle alle nettkunder i form av redusert nettleie.

Økt bruk av fleksibilitet krever nye løsninger

Vi forventer at markedsløsninger vil være beste måten å utnytte forbrukerfleksibilitet og annen desentral fleksibilitet på. Men det er ingen enkle svar på hvordan markedsløsningene skal være, slik at vi utnytter ressurser på best mulig måte for kraftsystemet som helhet. Det pågår flere europeiske prosjekter for å sentralisere fleksibiliteten TSOene bruker i balanseringen, mens det europeiske regelverket og arbeidet for å gjøre fleksibilitet tilgjengelig i underliggende nett går mot desentrale løsninger. Hvordan dette passer sammen og hva som er totalt sett best for det integrerte kraftsystemet er så langt et åpent spørsmål.

Gevinster å hente for fleksible forbrukere og produsenter

Fremtidens kraftsystem vil ha behov for mer fleksibilitet. Vi arbeider med å tilrettelegge våre markeder for dette. Vi ser at det å gjennomføre piloter og FoU i samarbeid med bransjen er en effektiv metode for å modne både oss, bransjeaktører, teknologi og markedsløsninger. Piloter og prøveordninger i våre balansemarkeder bidrar også til å synliggjøre den potensielle gevinsten av markedsdeltagelse for både eksisterende og nye typer fleksible forbrukere og produsenter. Piloten raske reserver er et godt eksempel på dette. Der deltok ny teknologi, i form av elbiler og datasenter, i det samme pilotmarkedet som stort industriforbruk og pumpekraft.

⁵ Regionale KSUer fra 2016

