

Roller i balansemarkedene og vilkår for aggregerte bud

August 2018



Sammendrag

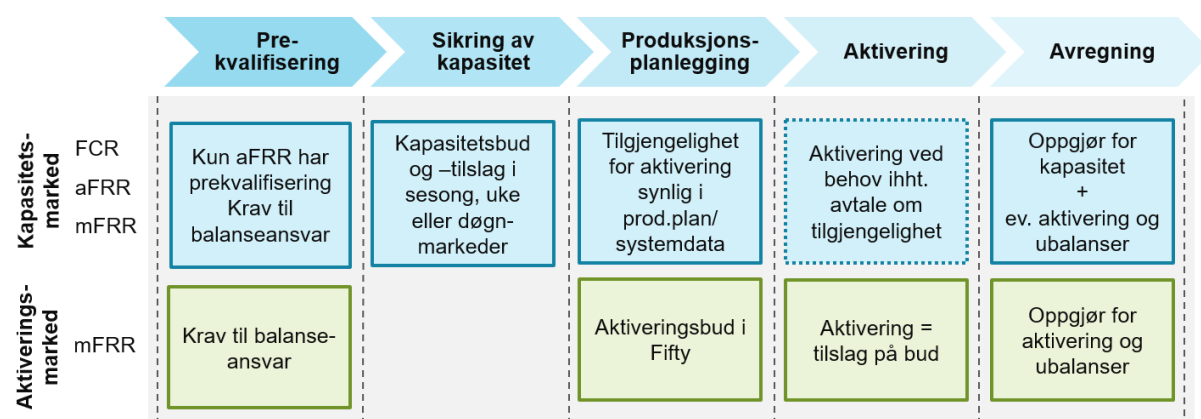
Statnett ser et behov for å øke tilgangen på ressurser til balansemarkedene på grunn av et økende behov for fleksibilitetsressurser i systemdriften. Nye EU-reguleringer innebærer også at Statnett har behov for å vurdere sine markedsløsninger og vilkår i balansemarkedene.

Med bakgrunn i dette nye regelverket og et økt behov for fleksibilitetsressurser har Statnett gjennomført et internt arbeid med en todelt tematikk: Roller i balansemarkedene og vilkår for aggregerte bud. Målgruppen for rapporten er alle som er i inngrep med eller som ønsker å lære mer om balansemarkedene. Den gjennomførte studien har systematisert informasjon om hvordan balansemarkedene fungerer, både for eksisterende og nye aktører. Den gir en oversikt over dagens situasjon (Q1-Q2 2018) og hva Statnett vurderer å være viktige endringer på kort og lang sikt. Mye er enda ikke avklart i regelverket fra EU, og heller ikke hvordan dette til sist kommer til å bli implementert i norsk lov. Men ved å konkretisere potensielle løsninger og scenario og å diskutere dette vil vi bedre kunne forberede oss både på å skape endringer og å håndtere konsekvensene av disse.

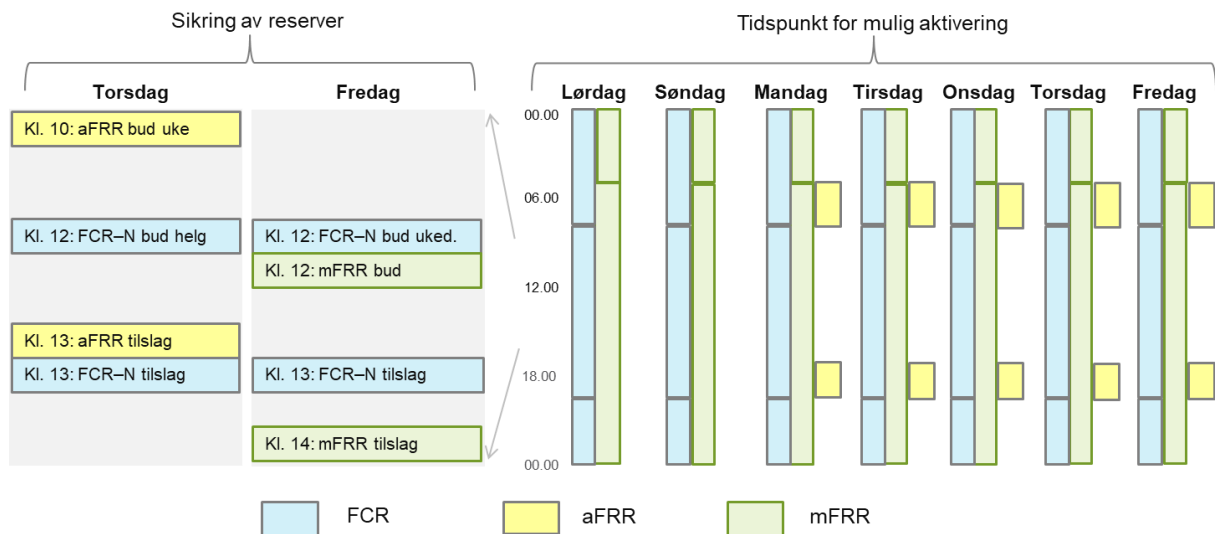
Dagens roller og prosesser

Balansemarkedene kan deles i hovedkategoriene kapasitetsmarked og aktiveringsmarked. Gjennom kapasitetsmarkedene sikrer Statnett seg tilgang til fleksibilitetsressurser (produkter) med ulike egenskaper som er nødvendige i systemdriften, mens ressursene aktiveres enten automatisk eller gjennom et aktiveringsmarked. Kapasitetsmarked finnes for produktene FCR, aFRR og mFRR (RKOM), og det er i dag kun mFRR som også har et aktiveringsmarked (RK). Figuren under viser hovedaktivitetene i kapasitets- og aktiveringsmarkeder for hvert ledd i prosessen fra prekvalifisering, via innkjøp til aktivering og avregning.

Oversikt over prosessen i kapasitets- og aktiveringsmarkedene



Statnett sikrer seg kapasitet på forhånd for alle produktene når dette er nødvendig. Kontraktene varer enten for en hel sesong, en uke, en helg eller et døgn. Tidspunkt for innkjøp av kapasitet og for (mulig) aktivering, er vist i figuren under for hvert av produktene i ukemarkedet. Timesbolkene for aktivering for hvert produkt er også vist per produkt.



I tillegg til ukemarkedet som er vist over, kjøper Statnett FCR-N og FCR-D også i et døgnmarked, da sikres reservene kvelden før hvert driftsdøgn.

Hvordan kan barrierer for deltagelse av aggregerte bud reduseres?

Mulige tilbyderne av fleksibilitetsressurser opplever flere barrierer for å levere produktene slik de er spesifisert i dag. De viktigste barrierene er oppsummert i tabellen under.

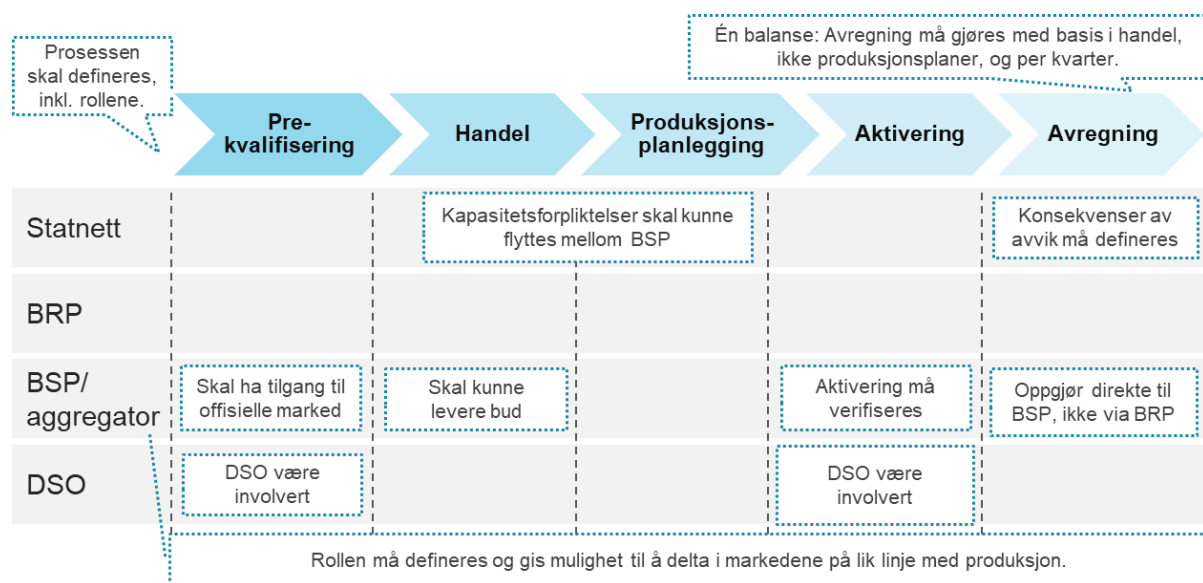
	Generelle barrierer	Barrierer for forbruk	Barrierer for aggregerte bud
<i>Markedsdeltakere</i>	- For lave priser for mange potensielle markedsaktører, særlig for FCR - Høye krav til minimumsbud	- Krevende å oppfylle produktkravene, inkl. aktiveringstid - Organisatoriske barrierer - Kan ikke samtidig inngå i ordningen for fleksibelt forbruk med rett til redusert tariff	Begrenset erfaring for små aktører: uavklart risiko og gevinst ved deltagelse
<i>Statnett</i>	Samme pris i hele landet, ikke alltid høyere priser i «problemområder»	Utfordringer knyttet til aktivering av forbruk som mangler SCADA-system	- Begrenset erfaring med aktører og leveranser øker risikoen - Ukjent lokalisering av ressurser i bud - Mer krevende å verifisere enn dagens enkeltbud

Vi har identifisert noen endringer i produktene og vilkårene som kan bidra til å redusere barrierene for økt deltagelse fra forbruk og aggregerte bud. De aktuelle endringene er oppsummert under. Flere av endringene er under planlegging eller til diskusjon i Statnett.

	Hva er barrierene for økt deltakelse?	Hvilke endringer av vilkårene har betydning?
FCR	- Lave priser pga. grunnleveransen - Budvarighet	- Fjerne grunnleveransen (er planlagt) - Erstatte ukemarked med D-2
aFRR	- Blokkbud, budvarighet - Automatisk aktivering av forbruk	- Endre til timesbud - IKT-løsning for aktivering av forbruk - Erstatte ukemarked med D-2
mFRR - kapasitet	- Budstørrelse, budvarighet - Samspill med UKT	- Elektronisk bestilling - Åpne for deltakelse i UKT og mFRR - Erstatte ukemarked med D-2
mFRR - aktivering	Geografi, budstørrelse, pris, elektronisk bestilling av aktivering (teknisk barriere)	- Elektronisk bestilling - IKT-løsning for aktivering av forbruk

Hvordan kan nye EU-krav oppfylles?

Nye EU-krav innebærer at Statnett må endre prosessene og omdefinere rollene til ulike aktører i balansemarkedene. De viktigste kravene fra EU-direktivene som er inkludert i dette prosjektet er vist i figuren under.



Dette prosjektet har klarlagt hva Statnett må gjøre for å oppfylle noen av EU-kravene og bygge ned noen av barrierene for økt bruk av aggregerte bud. Det er ikke helt klargjort hva EU-kravene faktisk innebærer, hvordan de skal tolkes og det er ulikt hvor langt tenkningen er kommet på ulike områder. Mens vi for noen av utfordringene har foreslått løsninger som kan vurderes videre, har vi på andre områder fått tydeliggjort problemstillingene, og må jobbe videre for å forstå kravet fullt ut og å utvikle løsninger. Noen viktige punkter som er diskutert i dette prosjektet:

- For systemdriften er det særlig viktig å kjenne lokaliseringen av ressurser som inngår i et aggregert bud, noe som kan løses ved å splitte opp dagens stasjonsgrupper til mindre enheter (f.eks. stasjoner), eller ved å kreve informasjon om lokalisering av hver enkelt ressurs som inngår.
- Involvering av nettselskapene i prosessen kan forbedres på kort sikt ved å informere om hvilke ressurser i deres område som inngår i bud, men på lengre sikt må nettselskapene, i samarbeid med TSO, gis mulighet til å nekte aktivering, noe som er mer krevende å løse.

- En BSP med bud i kapasitetsmarkeder skal kunne overføre forpliktelsene sine til en annen BSP, men ved innføring av D-2-markeder for flere produkter vil behovet for en slik mulighet reduseres og det er mulig å søke fritak fra dette EU-kravet.
- Både Statnett og aktørene er enig i at aktivering både kan og bør verifiseres, men man må jobbe videre med å finne gode løsninger for hvordan aktivering skal måles.
- Separat avregning av BRP og BSP er relativt greit å løse selv om det vil kreve noe IKT-tilpasning i dagens systemer.
- Avregningen vil bli utfordrende dersom det etableres uavhengige aggregatorer som tilbyr mange samlede laster som ikke har samme BRP som aggregatoren. Separat avregning av BRP og BSP blir også utfordrende i bud fra BSP som består av ressurser med ulike BRPer. I slike tilfeller er det ikke gitt at Statnett skal stå for oppgjøret mellom partene.

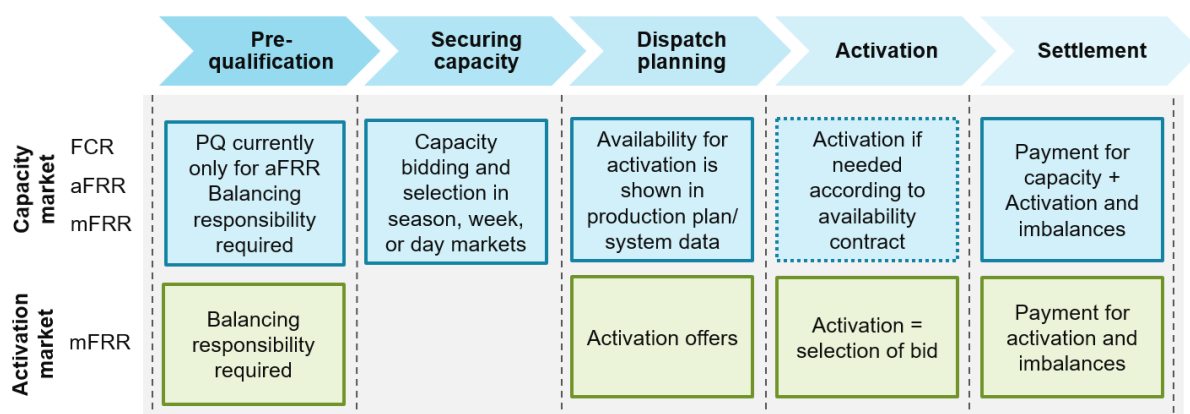
English summary

Statnett sees a need for greater supply of balancing resources in the future to support increasing demand for such resources in system operations. In addition, new EU regulations imply the need for Statnett to review the design of its balancing services. Due to the new regulations and the increasing need for flexible resources, Statnett has carried out an internal study to consider two issues: market actors' roles in the balancing services markets and the conditions applicable to aggregated bids. The report is aimed at both market actors and others with an interest for learning more about the balancing markets. The study has systematized information about how the balancing markets are working, both for existing and new market actors. It provides an overview of status quo (Q1-Q2 2018) and what Statnett considers to be important short- and long-term changes. Much is yet to be clarified in the EU regulations, including how this will be implemented in Norwegian law. Still, by making some concrete examples of potential solutions to the identified gaps and scenarios, we can prepare better for both creating changes and meeting the consequences.

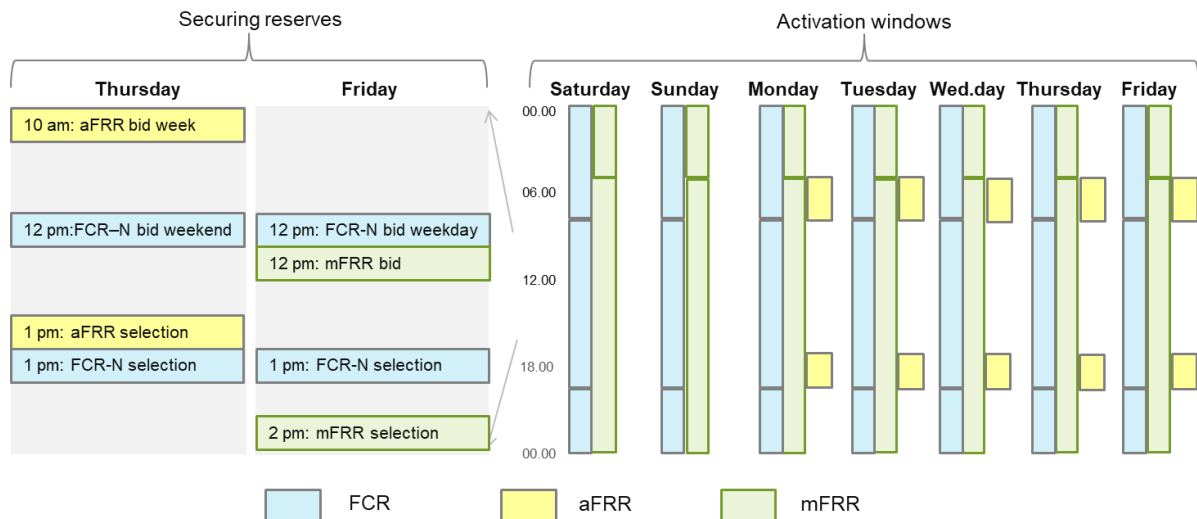
Today's roles and processes

Balancing markets can broadly be categorised as capacity markets and activation markets. Capacity markets exist for the FCR, aFRR and mFRR (RKOM). Under the current arrangements, an activation market exists only for mFRR (RK). In the capacity markets, Statnett secures access to balancing resources (products) with a variety of characteristics that are necessary for system operations. The figure below shows the main activities in the capacity and activation markets for each element in the process from the prequalification of suppliers, through to procurement, activation, and settlement.

Overview of processes in capacity and activation markets



Statnett reserves capacity for all of the relevant products in advance. Contracts are made for either a whole season, a week, a weekend or a day. The scheduling of capacity reservation and (possible) activation is shown in the figure below for each of the products in the weekly market. The figure also illustrates the activation windows for each product. FCR is also procured in a daily market where reserves for use the next day are procured the night before.



How can barriers to participation of aggregated bids be reduced?

Potential suppliers of balancing resources face several barriers that prevent them from supplying balancing services using the products currently available. The most important barriers are summarised in the table below.

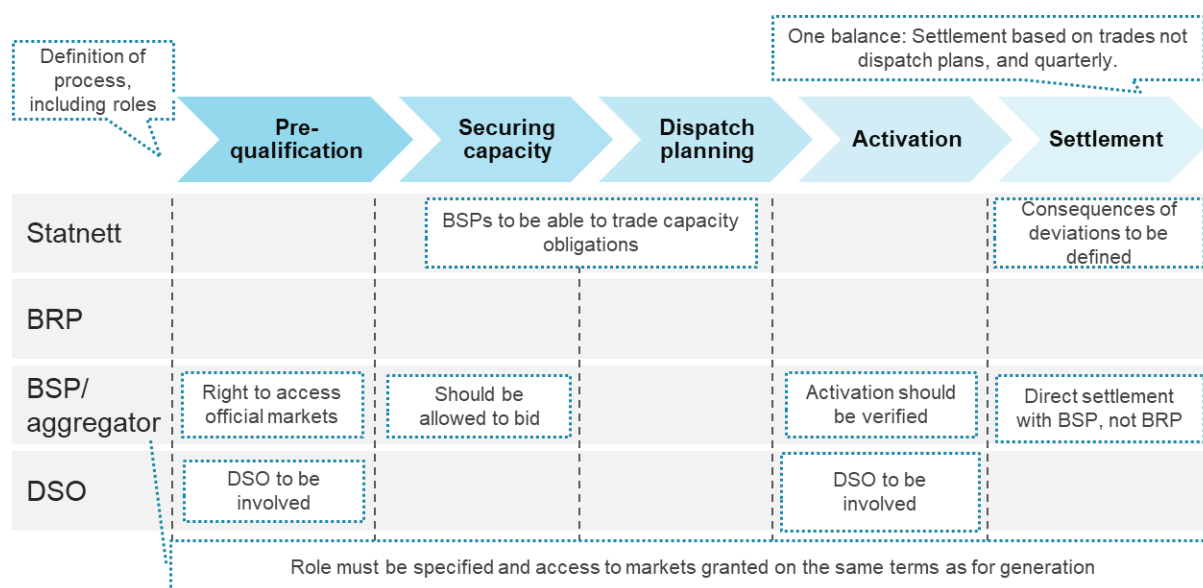
	General barriers	Barriers for loads	Barriers for aggregated bids
<i>Market-participants</i>	- Too low prices for many potential suppliers, particularly for FCR - High minimum bid volume	- Challenging to fulfil product requirement - Organisational barriers - Cannot simultaneously have an interruptible load contract	Limited experience on both risks and profits from participation
<i>Statnett</i>	The same price in the whole country, including in «problem areas»	Challenges related to activation of loads lacking the SCADA system	- Limited experience and unknown risk - Unknown location of resources in bids - Even more challenging to verify than today's single bids

We have identified some changes in product specifications and in the requirements for suppliers that can reduce the barriers to participation by loads and aggregators. The relevant changes are summarised below. Several of the changes are already planned or under discussion in Statnett.

	What are the barriers to participation?	What can reduce barriers?
FCR	- Low prices due to minimum supply requirement - Duration of bids	- Remove minimum supply requirement (already planned) - Change from weekly to D-2 market
aFRR	- Block bids, duration of bids - Automatic activation of loads	- Change to hourly bids - Change from weekly to D-2 market - ICT solution for activation of loads
mFRR capacity	- Bid size, duration of bids - Coordination with UKT	- Electronic bid reservation ordering - Allow participation in UKT and mFRR - Change from weekly to D-2 market
mFRR activation	Geography, bid size, price, electronic ordering of bid activation (technical barrier)	- Electronic bid activation ordering - ICT solution for activation of loads

How can new EU regulations be fulfilled?

New EU regulations imply the need for Statnett to change the processes surrounding balancing market services and to redefine the roles of participants with respect to these markets. All of the new rules and regulations are not fully understood and need more clarifications before solutions to fulfil them are developed. An overview of the most important areas requiring change or further development is shown in the figure below.



This project has clarified what Statnett needs to do in order to fulfil EU requirements and to reduce some of the barriers preventing the increased use of aggregated bids. In some areas we have identified potential solutions that should be developed further. In others, this project has sought to make clearer the nature of the problem, so that specific solutions can be more easily developed in future. Some of the main points of discussion in this project are:

- In system operations, it is particularly important to know the location of those resources contained in aggregated bids. This challenge can be solved by splitting today's station groups into smaller units (e.g. individual stations), or by requiring additional information to be provided on the location of each resource contained in an aggregated bid.

- Grid company involvement could be improved in the short term by informing them about participating resources located in their grid area. In the longer term however, they should have the right to veto activation if this undermines local grid operations. Developing the relevant control mechanisms is likely to be a significant challenge
- Balancing Service Providers (BSPs) should be able to trade obligations, but the introduction of D-2 markets for several products should reduce the need for such trade.
- Both Statnett and stakeholders agree that activation can and should be verified, but more work has to be done to find means of measuring activation.
- Separating the settlement processes of Balance Responsible Parties (BRP) and BSPs is relatively easy to achieve at present owing to the absence of independent aggregators. With the introduction of independent aggregators, the process becomes far more challenging because the BRP for the resources they aggregate is different from the BRP for the aggregator. Furthermore, separate settlement process for multiple-BRP bids, i.e. aggregation across different BRPs, needs to be solved.

Innhold

1	Om prosjektet	11
1.1	Formål og problemstilling	11
2	Dagens roller og prosesser	12
2.1	Introduksjon til produktene	12
2.2	Overordnet prosess i Statnetts balansemarkeder	13
2.3	Dagens roller i balansemarkedene	16
2.4	Dagens geografiske inndelinger	18
2.5	Oversikt over IT-systemene	20
2.6	Planlagte endringer i balansemarkedene	20
3	Hva er gapene til EU-krav?	26
3.1	EUs definisjoner av rollene i balansemarkedene	26
3.2	EU-krav	27
3.3	Gap til EU-krav	29
4	Hva er barrierene for økt tilbud av aggregerte bud?	32
4.1	Statnett har behov for økt fleksibilitet	32
4.2	Barrierer for deltakelse	33
5	Mulige løsninger	36
5.1	Prekvalifisering	38
5.2	Mer finmasket geografisk informasjon trengs i bud og aktivering	38
5.3	Involvering av DSO i prekvalifisering og aktivering av bud	42
5.4	BSP skal ha mulighet til å gi bud og å overføre kapasitetsforpliktelser til andre BSpers	43
5.5	Verifisering av aktivering	44
5.6	Avregning av BRP og BSP separat	46
6	Oppsummering og videre arbeid Statnett	50
V1	Beskrivelse av prosessene per marked	51
	FCR – Frequency Containment Reserves	51
	aFRR – automatic Frequency Restoration Reserves	54
	mFRR – manual Frequency Restoration Reserves - kapasitetsmarked (RKOM)	56
	mFRR – manual Frequency Restoration Reserves - aktiveringsmarked (RK)	57
V2	Relevante forskriftstekster – EU-krav	59
	Guideline for Electricity Balancing	59
	Guideline for System Operation	62
	Clean Energy Package	63

1 Om prosjektet

Ny EU-regulering krever at Statnett gjør tilpasninger i sine produkter i balansemarkedene. I tillegg ønsker Statnett å finne løsninger som legger til rette for økt bruk av aggregerte bud i framtiden for å sikre tilstrekkelig tilbud i markedene. Det er derfor gjennomført et internt prosjektarbeid på tvers av kompetansemiljøer for å finne løsninger som oppfyller EU-krav og legger til rette for aggregerte bud. Prosjektet har i tillegg beskrevet dagens prosesser og vilkår for produktene i balansemarkedet. Mye er enda ikke avklart i regelverket fra EU, og heller ikke hvordan dette til sist kommer til å bli implementert i norsk lov. Men ved å konkretisere potensielle alternativer, og å diskutere dette med bransjen, forbereder vi oss aktivt både på å skape endringer og å håndtere konsekvensene av disse.

1.1 Formål og problemstilling

I lys av ny regulering fra EU har Statnett behov for å vurdere sine markedsløsninger og vilkår i balansemarkedene. De aktuelle reguleringene er *Guideline for System Operations* (SO GL), som stiller krav til hvordan Statnett skal drifte nettet, og *Guideline for Electricity Balancing* (GLEB), som setter krav til rollene som balanseansvarlig (BRP) og tilbyder av balansetjenester (BSP), og til aggregering av tilbud. *Clean Energy Package* (CEP) stiller videre krav til utforming av aggregatorløsninger. Statnett ser også et behov for å øke tilgangen på ressurser til balansemarkedene for å sikre at framtidige endringer og behov kan dekkes.

Med bakgrunn i dette nye regelverket og et forventet økt behov for fleksibilitetsressurser har Statnett gjennomført en intern prosess i samarbeid med THEMA med en todelt tematikk: Roller i balansemarkedene og vilkår for aggregerte bud.

Rapporten tar for seg to hovedspørsmål:

1. *Hvordan må prosessene for gjennomføring av anskaffelse og aktivering av FCR, aFRR og mFRR endres for å implementere ny EU-regulering?*

I denne delen kartlegges dagens informasjonsflyt og krav til aktørene i anskaffelse, aktivering og avregning av balansetjenester. Gap mellom dagens modell og nye krav i GLEB og CEP identifiseres. Basert på de identifiserte gapene foreslås mulige tiltak for å implementere de nye kravene og hvilke planlagte endringer som vil bidra.

2. *Hvordan kan vilkårene for aggregerte bud i markedene tilpasses for å implementere ny EU-regulering og på lengre sikt legge til rette for et større antall tilbydere?*

I denne delen har vi kartlagt barrierer mot økt bruk av aggregerte forbruksbud, både fra tilbyderne og Statnett sitt ståsted. Vi ser også på mulige løsninger for å redusere barrierene på kort og lang sikt, med særlig fokus på informasjonsbehov og geografisk inndeling av bud og aktivering.

2 Dagens roller og prosesser

Balansemarkedene inneholder flere produkter (FCR, aFRR og mFRR) med ulike responstider, fra sekunder til minutter. For alle produktene sikrer Statnett kapasitet på forhånd, enten for en hel sesong, uke, helg eller døgn, og tilbyderne får betalt uavhengig av om ressursene blir aktivert. I kapasitetsmarkedet for mFRR forplikter aktørene seg til å by inn i et eget aktiveringsmarked. I aktiveringsmarkedet betales det kun for faktisk aktivering. Aktøren i markedene sikrer aktivering og får oppgjør for kapasitet, aktivering og for ubalanser som skyldes aktivering. Deltakere i markedene må derfor enten ha balanseansvar selv eller ha avtale med en balanseansvarlig. Aktører i RKOM kan legge inn egne bud uten å gå via balanseansvarlig.

For de produktene der lokalisering har betydning for markedet (aFRR og mFRR-aktivering) benyttes budområder (for mFRR-kapasitet) og stasjonsgrupper (for aktivering av aFRR og mFRR). Markedene kommer til å bli endret framover, noe som vil gi nye muligheter for tilbydere. Statnett kan videreselge noen ressurser til Sverige og Finland i dag (FCR og mFRR), men i framtiden vil flere av markedene bli nordiske og europeiske. Tidsoppløsningen vil i tillegg bli finere og balanseringen vil i framtiden skje på budområder (for aFRR og mFRR) og ikke på landsbasis som i dag.

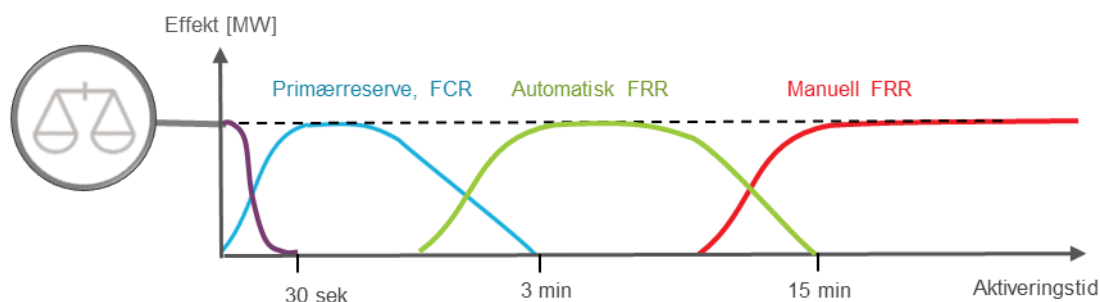
2.1 Introduksjon til produktene

En effektiv og sikker strømforsyning avhenger av et godt markedsmessig og teknisk samspill mellom alle aktørene i kraftsystemet: produsenter, nettselskaper, kraftomsettere, markedsplasser, forbrukssiden og andre TSOer. Statnett er tildelt rollen som systemansvarlig og dermed det koordinerende ansvaret for å sikre effektiv utnyttelse av kraftsystemet og tilfredsstillende leveringskvalitet.

For å håndtere strukturelle ubalanser, prognosefeil og uforutsette hendelser etter markedsklaringen bruker Statnett reserver for balansering. Reservene man opererer med i Norden er FCR (automatisk primærreserve for normaldrift og driftsforstyrrelser), aFRR (automatisk sekundærreserve) og mFRR (manuell tertiærreserve/regulerkraft).

Ved ubalanse kan de ulike reservene tilby ulik respons-, ramping- og aktiveringstid. Figuren under viser reservenes ulike egenskaper.

Figur 1: Sammenhengen mellom respons- og aktiveringstid på de tre typene reserver som benyttes i dag når en ubalanse i systemet inntreffer.



Kilde: SMUP 2017-2025. Den lille linjen illustrerer kraftsystemets naturlige treghetsmoment (inertia) som bidrar i balanseringsprosessen.

Produktene handles gjennom markedsbaserte innkjøpsordninger, og vi beskriver dem som balansemarkeder for enkelhets skyld i denne rapporten.

FCR (Frequency containment reserve)

I dag sikres FCR gjennom et nasjonalt kapasitetsmarked. Aktivering av reserver skjer distribuert, automatisk etter målt frekvens. Tilgjengelig FCR består av en grunnleveranse og en markedsbasert leveranse. Grunnleveransen sikres ved vedtak om statikkinnstilling. Kravet gjelder produksjon, med installert effekt over 10 MVA. Den markedsbaserte leveransen deles i FCR-N (normaldrift) og FCR-D (driftsforstyrrelser). Markedet deles i et uke- og et døgnmarked, der anskaffelsen gjøres henholdsvis før og etter elspotmarkedet.¹ I dag gir grunnleveransen nok ressurser til at Statnett ikke har behov for å kjøpe inn FCR-D. Statnetts krav til kjøp av for reserver til bruk i Norge er 212 MW FCR-N (sum uke og døgn) og 350 MW FCR-D.

aFRR (automatic frequency restoration reserve)

aFRR sikres i dag gjennom et nasjonalt kapasitetsmarked. Volumet som sikres i Norden er 300 MW. Aktivering av reserver skjer automatisk basert på signal fra Statnett etter målt frekvens. Sammenlignet med de andre reserveproduktene er aFRR et relativt nytt produkt. Reservene kjøpes i en ukentlig auksjon før FCR. Reservene kjøpes i timesblokker, for et begrenset antall timer per uke. Blokkene dekker rampingtimer opp og ned på hverdager, som tilsvarer 30-40 timer per uke.

mFRR (manual frequency restoration reserve)

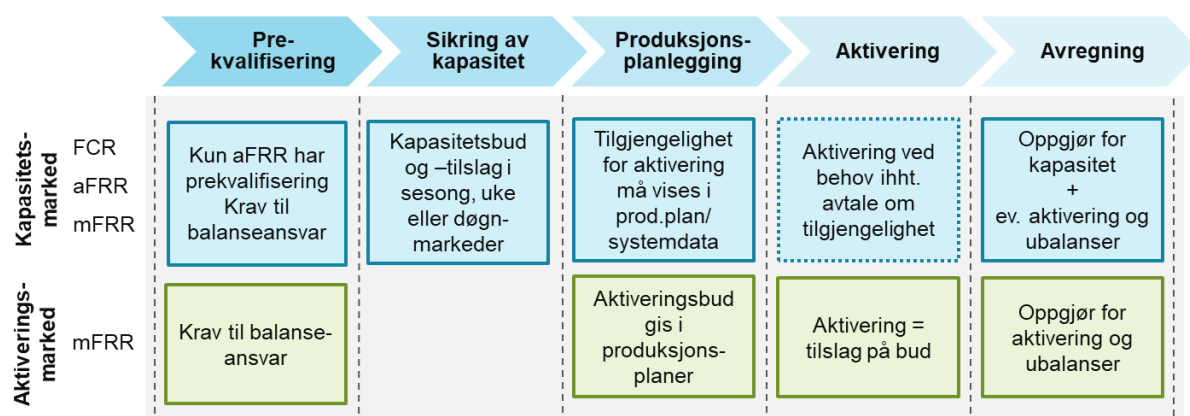
mFRR-kapasitet sikres i dag gjennom et nasjonalt marked (RKOM) og aktiveres gjennom et nordisk aktiveringsmarked (RK). Kapasitetsmarkedet sikrer opsjoner på mFRR-reserver, minst 1700 MW til mFRR skal sikres (1200 MW som er minimumskravet i den nordiske *System operation agreement* (SOA) pluss 500 MW som Statnett har definert som et tilleggsbehov for å håndtere ubalanser). Dette gjøres både i et sesong- og ukemarked. mFRR kan leveres uten begrensninger (høykvalitet) eller med begrensninger i varighet og hviletid. mFRR benyttes til å håndtere både frekvens og flaskehalser i og mellom budområder. Når ressurser aktiveres for å håndtere flaskehalser internt i budområder, kalles det spesialregulering, og prosessene avviker noe fra det vi beskriver i denne rapporten. Spesialregulering omfatter ca. halvparten av det aktiverte mFRR-volumet i Norge.

2.2 Overordnet prosess i Statnetts balansemarkeder

Balansemarkedene kan deles i hovedkategoriene kapasitetsmarked og aktiveringsmarked. Kapasitetsmarked finnes for produktene FCR, aFRR og mFRR (RKOM), og det er per i dag kun mFRR som også har et aktiveringsmarked (RK). I kapasitetsmarkedene er det usikkert om reservene man har sikret faktisk kommer til å bli aktivert, men i aktiveringsmarkedene skjer tilslaget på bud gjennom aktivering.

¹ Ukemarkedet gjelder bare FCR-N.

Figur 2: Oversikt over prosessen i kapasitets- og aktiveringsmarkedene



Vi beskriver hvert av de definerte stegene i prosessen generelt under. Detaljerte prosessbeskrivelser per produkt finnes i V1.

Prekvalifisering

Det finnes noen krav til leverandørene som må oppfylles for at de skal få tilgang til markedene og alle tilbydere vurderes og godkjennes av Statnett før de inkluderes i markedssystemene. Alle produksjonsanlegg med installert effekt over 10 MVA må oppfylle tilknytningskravene i FIKS. Når disse er oppfylt, er ressursene automatisk godkjent for deltakelse i FCR-markedet. For å delta i reservemarkedene må man også enten ha en egen avtale om balanseansvar med Statnett eller en avtale med en annen balanseansvarlig. I kapasitetsmarkedet for mFRR må aktørene registreres som RKOM-aktører.

En full prekvalifisering er imidlertid kun etablert for aFRR. Her tas en vurdering av tekniske egenskaper og nettmessig plassering. Dersom en stasjonsgruppe består av flere anlegg eller aggregat, testes ulike kombinasjoner av disse, og kun kombinasjoner som oppfyller de tekniske kravene til responstid og -nøyaktighet blir godkjente for deltakelse i aFRR.

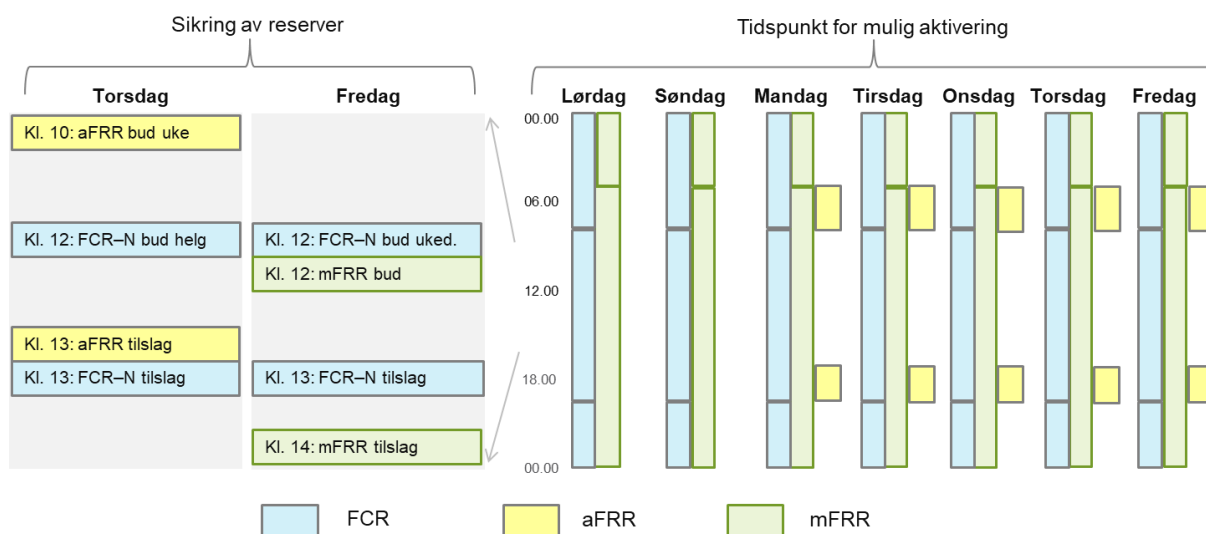
Sikring av reserver

I kapasitetsmarkedene sikrer Statnett reserver som kan brukes ved behov. Kapasiteten sikres gjennom kjøp av de ulike produktene på sesongbasis (mFRR), ukebasis (FCR, aFRR og mFRR) og/eller på døgnbasis (FCR).

Handel skjer via budgivning til Statnett som gir tilslag til de billigste budene som oppfyller behovet. Etter at budfristen har gått ut sjekker Landssentralen at de har fått inn tilstrekkelig bud til å oppfylle kravet, og gjør en vurdering av budene. Bud kan hoppes over dersom det er fare for at aktiveringen av ressursen vil medføre overlast som følge av flaskehalser.

Statnett annonserer auksjoner i sesongmarkedet ved behov, og definisjon av produktene kan justeres fra år til år (hvilke tidspunkt man vil kjøpe for, timesblokker eller time for time, osv.) Auksjonene i ukemarkedene skjer torsdag og fredag for alle produktene, som vist i illustrasjonen under. I FCR-markedet handles reserver for helg og ukedager hver for seg. FCR kjøpes for hele døgnet, men i ulike tidsblokker som illustrert i figuren. aFRR handles i timesblokker noen timer per ukedag, typisk fra kl. 05-08 og kl. 17-20, men Statnett kan også handle aFRR for bruk i helgen (helg er ikke inkludert i figuren under siden aFRR for tiden ikke handles for helg). mFRR handles både for sesongen og i ukemarked. For sesong handles reserver typisk i uke 45-16, kl. 05-24 alle dager. Ukemarkedet deles i natt (kl. 00-05) og dag (kl. 05-24).

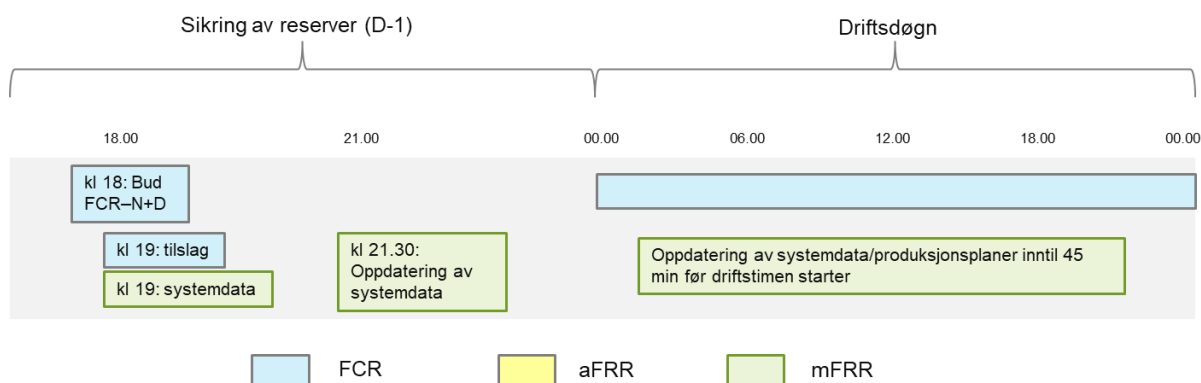
Figur 3: Tidspunkt for sikring av reserver i ukemarkeder for FCR, aFRR og mFRR



I dag er det kun FCR som handles på døgnbasis, og her skjer handel hver kveld dagen før driftsdøgnet, se Figur 4. Statnett kan også selge FCR-reserver til SvK og Fingrid, og budfristen for dette er 18.15, altså et kvarter etter budfristen for tilbyderne. Statnett kan selge maksimalt 70 MW FCR-N og 150 MW FCR-D, og dette er reserver som kommer på toppen av den kapasiteten Statnett sikrer for bruk i Norge.

For å sikre at Statnett vet hvor store reserver som er tilgjengelig til enhver tid, f.eks. ved feil i anleggene som deltar, har aktørene mulighet til å oppdatere hvilken kapasitet som er tilgjengelig både kvelden før driftsdøgnet og løpende inntil 45 minutter før driftstimen starter.

Figur 4: Tidspunkt for sikring av reserver i døgnmarkedet for FCR



Produksjonsplanlegging

Leverandørene sender systemdata og produksjonsplaner til Landssentralen som oppdateres ved tilslag i markedet. Planene skal vise at den kapasiteten de har stilt til rådighet i markedet, er tilgjengelig. Endringer i planene skal meldes til Landssentralen innen tre kvarter før driftstimen. Produksjonsplaner og systemdata skal reflektere tilslag som er gitt i kapasitetsmarkedene for FCR og aFRR, og være oppdatert innen kl. 21.30.

Produksjonsplaner skal leveres inn uavhengig av om man deltar i reservemarkedene, og er hjemlet i forskrift om systemansvar fos.

Aktivering

Aktivering av ressurser i FCR skjer desentralt ved at regulatorene i leverandørenes anlegg aktiverer ved frekvensavvik. I aFRR skjer aktivering på signal fra Statnetts SCADA-system til SCADA-systemet hos balanseansvarlig (ev. en driftssentral) som sender signalet videre til de anleggene som skal aktiveres. I mFRR skjer aktiveringen manuelt ved at Statnett ringer opp de ressursene som skal aktiveres.

Aktivering av mFRR i RK skjer på basis av tilbudt aktiveringspris. Prisen settes manuelt ved aktivering basert på det marginale kapasitetsbudet (bortsett fra ved spesialkjøp til håndtering av flaskehalser).

For både aFRR og mFRR skjer aktivering på stasjonsgruppenivå (se kapittel 2.4) .

Avregning

Ved tilslag i kapasitetsmarkedene kompenseres balanseansvarlig (eller RKOM-aktør i mFRR-markedet) i henhold til marginalt kapasitetsbud, uavhengig av om reservene aktiveres eller ikke. I aktiveringsmarkeder kompenseres balanseansvarlig bare ved faktisk aktivering. Balanseansvarlig får ubalansen justert ved at de aktiverte reguleringene inkluderes i ubalanseberegningen. I tillegg får de oppgjøret for selve aktiveringene.

Avdeling for nettavregning i Statnett utfører oppgjør av kapasitetsmarkedene, mens oppgjør av aktiveringer og balanseavregningen gjøres av eSett Oy i Finland på vegne av Statnett. Oppgjør skjer mot balanseansvarlig for de ulike produktene. eSett mottar informasjon via Fifty om aktiverte volumer for opp- og nedregulering per time (produksjonsplaner og aktiveringer) pr. stasjonsgruppe og pr. produkt.

Det finnes straffemekanismer dersom produktene ikke blir levert som avtalt, i den grad det er mulig for Statnett å oppdage. Markedshåndteringen er i stor grad basert på tillit til aktørene, og det er i liten grad målinger som verifiserer faktisk aktivering er 100 prosent i tråd med aksepterte bud. For FCR og aFRR avregnes leveransene basert på det som er oppgitt i systemdata, men avvik mellom informasjon i systemdata og produksjonsplaner blir korrigert i avregningen. Det er normalt mulig for Landssentralen å verifisere aktivering i mFRR på overordnet nivå gjennom overvåkingssystemene. I tillegg vil avvik mellom tilslag i kapasitetsmarkeder og bud i aktiveringsmarkedet redusere kapasitetsbetalingen via en korreksjonsfaktor. Bud i mFRR som viser seg å ikke være tilgjengelig for aktivering, blir meldt til NVE som mulig brudd på forskrift. Ved manglende leveranse av aFRR og RKOM kan Statnett ekskludere aktøren fra deltagelse i respektive markeder. Denne bestemmelsen innføres også i forslaget til nye vilkår for FCR²

2.3 Dagens roller i balansemarkedene

Under gir vi en oversikt over aktørene i Statnetts balansemarkeder.

Balanseansvarlig

For å kunne delta i markedene for FCR og mFRR må leverandøren enten være balanseansvarlig aktør eller ha en avtale med en balanseansvarlig aktør. I RKOM kan leverandøren selv levere bud, men må ha en avtale med en balanseansvarlig. For aFRR er kravet strengere, og leverandøren må selv være balanseansvarlig. En balanseansvarlig aktør håndterer markedet for leverandørene: de gir bud i markedene, leverer produksjonsplaner, sikrer aktivering og mottar betaling for kapasitet og aktivering og faktura for ubalanser fra Statnett. Igjen er unntaket RKOM-aktør, der aktøren selv kan både by inn og være kontaktpunkt ved aktivering av mFRR. Det er dermed de balanseansvarlige aktørene som har så godt som all kontakt med Statnett i balansemarkedene.

² <http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/Primarreserver/>

Den balanseansvarlige aktøren står for fordeling av oppgjøret videre dersom de agerer på vegne av produksjonsanlegg eller forbrukere de ikke selv eier.

RKOM-aktør

Som nevnt må aktører registreres som RKOM-aktør for å delta i mFRR-kapasitetsmarkedet. Aktøren må enten selv være balanseansvarlig eller ha avtale med en balanseansvarlig aktør. Som RKOM-aktør kan produsenter gi bud i mFRR-kapasitetsmarkedet uten at budet blir kjent for den balanseansvarlige før en eventuell aktivering. Ved aktivering og avregning får den balanseansvarlige aktøren imidlertid kjennskap til aktiveringsprisen siden oppgjøret går via den balanseansvarlige, men kapasitetsprisen er fortsatt skjult for den balanseansvarlige.

Kraftleverandør

Kraftleverandøren er den som kjøper energi på vegne av forbrukskunder, enten på børs eller gjennom bilaterale avtaler med kraftprodusenter. En kraftleverandør er enten balanseansvarlig selv eller har en avtale med en balanseansvarlig aktør som tar ansvar for ubalanser mellom kjøpt og brukt energi i sin portefølje. En kraftleverandør (f.eks. Fjordkraft) kan ha en avtale med en småkraftprodusent om kjøp av deres produksjon og samtidig ha en annen kraftprodusent som balanseansvarlig (f.eks. Statkraft).

Nettselskap

Nettselskapene er per i dag lite involvert i prosessene. I områder med særlige utfordringer tar nettselskapene kontakt med Statnett for å informere om flaskehalser og andre problemer i sitt nett som Statnett må ta hensyn til i sin systemdrift. I områder med transittsnitt eller hvor systemansvarlig har identifisert et behov for det har Statnett etablert overvåkning i SCADA og følger selv med på snitt i regionalnett. Gjennom forskrift for systemansvaret (fos) har Statnett plikt til å håndtere flaskehalser i både regional- og sentralnettet.

Nettselskapene tar kontakt med Statnetts driftsstanskontor i forbindelse med utkoblinger. Driftsstanskontoret har dermed oversikt over og planlegger alle utkoblinger i nettet på spenningsnivå > 66 kV. Ved feil i nettet som Statnett må ta hensyn til i systemdriften, varsler nettselskapet Regionsentralen, som igjen varsler Landssentralen ved behov. Selv om nettselskapene er ansvarlige for drift av sine anlegg og overvåker overføring og spenning på enkeltkomponenter i regionalnettet, er det Landssentralen som håndterer flaskehalsene gjennom aktivering av reserver. Noen nettselskaper overvåker flaskehalser i eget nett etter avtale med Statnett, og varsler ved behov for spesialreguleringer.

Informasjon om nettet og relevante målinger fra nettselskapene inngår i Statnetts SCADA-system som brukes i systemdriften. Nettselskapene har ansvar for måling av produksjon og forbruk hos alle nettkunder. Måledata brukes til økonomisk avregning av energi, nettleie og balanseavregning.

Det forventes at involvering av nettselskapene og økt kommunikasjon med disse blir viktigere i framtiden. Årsaken er at mer produksjon tilknyttet i distribusjons- og regionalnettet skaper utfordringer som må håndteres i systemdriften.

Statnett

Statnett er tildelt konsesjon for utøvelse av *systemansvaret* i det norske kraftsystemet. Systemansvarlig skal blant annet 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 driftsforstyrrelser. Også de ekstreme situasjonene må håndteres. Statnett bruker en rekke virkemidler for å håndtere systemdriften;

markeder, systemtjenester og vedtak. Virkemidlene utformes og brukes i økende grad i samspill med nordiske og europeiske TSOer.

Ansvar og oppgaver forbundet med systemansvaret er regulert gjennom forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (fos). Statnett har publisert et praktiseringsdokument på sine hjemmesider for å klargjøre hvordan myndigheten utøves og hva som legges til grunn for vedtak. Fremover vil praktisering av fos tydeliggjøres i retningslinjer som skal høres med bransjen og forelegges NVE.

Landssentralen håndterer reservemarkedene gjennom sikring av kapasitet og handel med alle definerte produkter i balansemarkedet, håndterer produksjonsplaner og aktiverer reserver. De står for handel av reserver i Norge og handel med andre TSOer. Både ved sikring av kapasitet og ved aktivering sjekker de at budene er tilgjengelige for bruk i systemdriften, og at tilgjengeligheten ikke er berørt av flaskehalsutfordringer. Landssentralen sjekker også budene, både at man får inn nok bud til å dekke kravene, og at tilslag i kapasitetsmarkedene stemmer overens med bud i aktiveringsmarkeder (i henhold til systemdata og produksjonsplaner). Landssentralen har også mulighet til å verifisere aktivering av store enkeltlaster eller -aggregat via sine overvåkingssystemer.

Figur 5: Landssentralens rolle og oppgaver



Statnett er også tildelt konsesjon som *avregningsansvarlig*. Avregningsansvarlig skal i henhold til energiloven sørge for at all innmating og alt uttak av elektrisk energi blir korrekt avregnet slik at det oppnås økonomisk balanse i kraftmarkedet. De operative oppgavene knyttet til balanseavregningen er satt ut til eSett Oy i Finland, mens Statnett fremdeles formelt er ansvarlig for tjenestene. Rollen som avregningsansvarlig er i stor grad regulert gjennom lover og forskrifter samt vilkår i egen konsesjon.

Andre TSOer

TSOene i Sverige, Danmark og Finland har mulighet til å kjøpe noen reserver fra norske tilbydere av FCR via Statnett. Statnett kan kun selge reserver til de nordiske TSOene dersom det ikke er flaskehalser i NO1 og NO3 og dersom kravet til FCR-volum for bruk i Norge er oppfylt.

Når nordiske og europeiske vilkår og flere grenseoverskridende markeder blir innført, vil flere lands TSOer spille en rolle for det norske balansemarkedet.

2.4 Dagens geografiske inndelinger

Stasjonsgruppe

En stasjonsgruppe kan bestå av flere kraftverk, og hvert kraftverk kan ha ett eller flere aggregat. En stasjonsgruppe kan ligge i flere bud-områder, men finnes kun i ett fastområde (se nærmere forklaring under). Det finnes rundt 400 stasjonsgrupper av svært ulik størrelse. I utgangspunktet skal

stasjonsgruppene reflektere flaskehalser i nettet, men siden utformingen og inndelingen er historisk betinget, kan det oppstå flaskehalser innad i en stasjonsgruppe. Et eksempel som illustrerer dette, er at hele BKK-området er én stasjonsgruppe.

Stasjonsgrupper brukes til å angi lokalisering av bud i balansemarkedene, og aktivering skjer på stasjonsgruppenivå. Hver stasjonsgruppe kan derfor bare være tilknyttet én balanseansvarlig, og bud fra en stasjonsgruppe inneholder oftest flere aggregat. Dersom noen av aggregatene endrer sin balanseansvarlige, må stasjonsgruppen splittes opp. Forbruk som deltar i balansemarkedene utgjør egne stasjonsgrupper. Det finnes ingen entydige kriterier for hva som er en god stasjonsgruppe og når man kan definere nye, men Statnett har mulighet til å endre på inndelingen av stasjonsgrupper.

Nettavregningsområde

Nettavregningsområder defineres av at det er samme nettselskap som er ansvarlig for målepunktene innad i området og at det er fysisk kobling mellom punktene i området. Noen nettselskap har dermed flere nettavregningsområder, mens Hafslund er et eksempel på ett (stort) nettavregningsområde. Totalt er det 316 nettavregningsområder i Norge.

Nettavregningsområdene skal reflektere flaskehalser. Dersom det oppstår flaskehalser innad i nettavregningsområder kan Landssentralen kreve at disse områdene splittes opp.

Fastområde

Det er definert 8 såkalte fastområder som kun brukes av Statnett. Fastområder ligger til grunn i nettmodellen (SCADA) og markedsmodellen Fifty, og brukes til forbruksprognoser. Det er ikke enkelt å justere fastområdene, og det er et poeng i seg selv at de skal forbli uendret slik at man kan få lange tidsserier på forbruksprognosene. En stasjonsgruppe må ligge innenfor et fastområde, men kan strekke seg over flere bud-områder. Det er eksempelvis tre fastområder i NO1 og hele Nord-Norge er ett fastområde, dermed er det store forskjeller i geografisk utstrekning også for fastområder.

Det har blitt argumentert for at nettavregningsområdene også kan være faste. Statnett skal gjennomføre et prosjekt for å evaluere nye måter å utarbeide forbruksprognoser på, der en mulighet er å gjøre dette pr. nettavregningsområde. I så fall kan disse faste nettavregningsområdene brukes til å definere ulike nivåer av andre faste områder, slik at man gjennom mer begrensede faste områder får økt fleksibilitet når større, faste områder skal defineres.

Budområde

Budområder er markedsområder som opprettes for å håndtere varige, fysiske flaskehalser i nettet og situasjoner med forventet energiknapphet. Inndeling i budområder legger til rette for effektiv ressursutnyttelse ved at markedsløsningen tar hensyn til begrensninger i overføringskapasiteten. Prisen i flere av markedene settes per budområde (mFRR kapasitet uke/sesong og aktivering)) Prosessen for å opprette eller endre budområder er i dag regulert på europeisk nivå gjennom retningslinjer for allokering av overføringskapasitet og flaskehalshåndtering (CACM).

Norge

Statnett har ansvar for systemdriften i Norge, og kravene til volumer som må sikres i balansemarkedene gjelder som hovedregel på landsbasis. For FCR-, aFRR- settes prisen for landet som helhet. For mFRR (kapasitet uke/sesong og aktivering) settes prisen per prisområde.

Norden

Norge, Sverige, Finland og Skjælland driftes som ett synkronområde (felles frekvens), og de nordiske TSOene har en System Operation Agreement (SOA³) som definerer hvordan balansen skal opprettholdes på tvers av de nordiske landene.

I dag er det felles marked for aktivering av mFRR i det nordiske synkronområdet hvor danske Jylland også deltar. I framtiden vil flere av produktene bli solgt på tvers av landegrenser i Norden (etter hvert også i Europa). Den nordiske geografien vil da få økt betydning i balansemarkedene og for norske tilbydere av balansetjenester.

2.5 Oversikt over IT-systemene

For informasjonsflyt i balansemarkedene brukes følgende IT-systemer:

- *Fifty Market Management System (MMS)* brukes til å handle i alle reservemarkeder og til aktivering av mFRR. MMS har grensesnitt ut mot markedsaktørene (web-løsningen Fiftyweb og meldingsløsningen EDI).
- *Operator Information System (OIS)* brukes ved generatorrevisjoner, linjer som skal ut i nærmeste framtid (mest i innkjøpsfasen).
- *FOSWEB* er konsesjonærenes kontaktpunkt til systemansvarlig. Fosweb består av tre hoveddeler: Kraftsystemdata, driftsstans og FASIT-rapportering.
- *Statnett.no* hvor priser og kvantum i reservemarkedene publiseres pr. bud-område.
- *SCADA* er systemet som brukes for styring og overvåkning av nettet. Statnetts SCADA-system brukes både for å håndtere netteier-funksjonene i transmisjonsnettet, men også deler av regionalnettet er modellert og kan overvåkes. aFRR aktiveres fra Statnetts SCADA til produsentenes SCADA.
- *eSett* håndterer balanseavregning. Alle produksjonsplaner og alt som er gjort av reguleringer, sendes hit fra Fifty MMS. Måledata kommer fra netteierne (fra 2019 fra Elhub) direkte til eSett (ikke via Fifty MMS). Handel i day ahead og intradag rapporteres fra kraftbørsen (Nord Pool) og bilaterale handler fra de balanseansvarlige.
- *MAST* brukes til avregning av kapasitetsmarkedene.

2.6 Planlagte endringer i balansemarkedene

Det er planlagt mange endringer i definisjonen av de ulike produktene, og flere endringer er til diskusjon. Det skjer mye på nordisk nivå, og det er planlagt både økt koordinering av krav til produktene og flere markeder som er felles for de nordiske landene. I flere tilfeller er disse markedene nye. Dermed kan norske tilbydere både få tilgang til større markeder for dagens produkter, og til markeder for nye produkter.

Tabellen under oppsummerer de viktigste endringene for hvert produkt og for avregning. I den grad det er lagt en plan for implementering, er det også inkludert i tabellen. Tidsangivelsene viser planlagt implementering, og det kan skje endringer på når endringene er på plass.

³https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Nordic/System_Operation_Agreement_Swedish_official_signed_version.pdf

Figur 6: Planlagte endringer

Produkt/aktivitet	Beskrivelse av endring	Estimert tidspunkt
FCR	- Fjerning av grunnleveransen - Nordiske tekniske spesifikasjoner for FCR - Innføre produkt for nedregulering for FCR-D (>50,1)	- Prosess i gang 2018-2022 - Ca. 2020
aFRR	- Nordisk kapasitetsmarked for aFRR - Nordisk aktiveringsmarked for aFRR (1 MW budstørrelse) - Europeisk kapasitetsmarked - Europeisk aktiveringsmarked	2019 - Ca. 2021 - Etter 2022 - Ca. 2022
mFRR	- Løsning for å sikre mFRR nedregulering - Nordisk kapasitetsmarked - Europeisk kapasitetsmarked - Europeisk aktiveringsmarked - Elektronisk bestilling av bud - Budkvantum per kvarter	2019 2020 - Etter 2022 - Ca. 2022 2019 2017
Felles	MACE - differensiert pris per område	2021
Avregning	- Kvartersavregning - Fra produksjons- og handelsbalanse til én balanse og én pris	2017 2020

FCR

Fjerning av grunnleveransen

Det pågår en prosess med å fjerne kravet til grunnleveranse. Målet er å 1) sikre økt kontroll på effektflyten i kraftsystemet og 2) få et fungerende FCR-D-marked. Dette vil gi bedre kontroll over hvor reservene befinner seg. Ved å bare anskaffe de ressurser man trenger, med korrekte egenskaper, vil man få bedre leveranser og et mer velfungerende marked.

For å sikre god håndtering av ubalanser i normaldrift og ved driftsforstyrrelser må kravene til FCR revideres. Dermed utvikles det nye, felles nordiske krav til FCR. Disse skiller seg fra behovene for frekvensregulering ved lokale behov (regulering i separatdrift). Som resultat av innføringen av nye krav for regulering i normaldrift/forstyrret drift, samt fjerning av grunnleveransen, kreves en ny måte å sikre regulering i lokale separatdrifter. Foreløpig vurderes dette til å kunne løses gjennom sikring av tilpasset reguleringsfunksjonalitet i relevante anlegg.

Endringene innebærer overgang til minst mulig FCR grunnleveranse og mest mulig markedsbasert.

Nordiske tekniske spesifikasjoner for FCR

Det pågår et nordisk arbeid for å definere nye felles tekniske spesifikasjoner for FCR. Spesifikasjonene inneholder tekniske krav og krav for prekvalifisering. I tillegg vil man erstatte ukemarkedet med D-2-marked⁴. Døgnmarkedet skal bestå som i dag. Krav til FCR defineres i GL SO. Regelverket åpner opp for

Innspill fra ekstern aktør:

Når grunnleveransen fjernes bør Statnett fortsatt gi tilbyderne incentiver til å investere i aktive og helautomatiske turbinregulatorer. FCR-reservene er selvregulerende og krever lite administrasjon og bør fortsatt ligge til grunn for balanseringen.

⁴ Dvs. at man handler kapasitet to dager før dagen aktivering kan skje (driftsdagen)

å definere tilleggskrav ("additional properties"). De nordiske TSOene vil benytte seg av denne muligheten for å sikre nødvendige egenskaper for FCR (bl.a. krav til stabilitet)."

De nye nordiske kravene kan innebære at allerede godkjente aktører for levering av FCR må bli prekvalifisert på nytt. Det er ennå ikke konkludert i detalj hvordan en overgang til nye krav skal skje, men foreløpig vurderes en trinnvis overgang frem mot 2021 som realistisk.

Innføring av FCR-D for nedregulering

Det trengs å etableres et FCR-D marked for nedregulering. Dette for å håndtere dimensjonerende hendelser med resulterende høy frekvens, ved for eksempel bortfall av HVDC forbindelser i eksport.

Innføring av det nye produktet FFR

Dagens verktøy for å håndtere manglende stabilitetsmarginer skal utvikles. I løpet av 2020 ser man for seg å ha på plass en nordisk ordning for å sikre tilstrekkelige stabilitetsmarginer. Statnett, sammen med øvrige nordiske TSOer, vurderer å ha på plass en nordisk ordning for å sikre tilstrekkelige stabilitetsmarginer i løpet av 2020 (sikre en tilstrekkelig kombinasjon av reserver, dimensjonerende feil og inertia).

Statnett vurderer innføring av *Fast Frequency Reserve (FFR)* som et nytt produkt. FFR er en raskere reserve enn FCR, og skal i utgangspunktet være en effektrespons med begrenset energiinnhold.

Sommeren 2018 gjennomfører Statnett et pilotprosjekt, og man ser for seg å ha på plass produktet i 2020. Pilotprosjektet omfatter innkjøp av leveranseevne og reserveleveranse for deler av sommeren 2018. Reserven skal aktiveres ved frekvens 49.6 Hz (lokal måling), og være fullt aktivert etter 2 sekunder.

Hovedmålet for pilotprosjektet er å få kunnskap om kilder til raske reserver, hvor mye som kan gjøres tilgjengelig for systemdriften, hvilke kostnader dette har for leverandører av reserve, og hva dette betyr for samfunnsøkonomiske kostnader. Et annet viktig mål er å stimulere til aktivitet hos mulige leverandører av FFR slik at markedet vil kunne få et mangfold i leveransen av fleksibilitet i en permanent mekanisme. Mangfold i porteføljen vil på sikt redusere samfunnsøkonomiske kostnader for håndtering av lav rotasjonsenergi, og målet er at også aggregerte ressurser skal kunne by inn her.

aFRR

Nordisk kapasitetsmarked for aFRR

Det skal innføres et nordisk kapasitetsmarked for aFRR. Dette vil gi områdepriser for aFRR-kapasitet, og potensielt vil overføringskapasitet mellom budområder reserveres for utveksling av aFRR der dette forventes å ha en større samfunnsøkonomisk verdi enn ordinær energihandel. Implementeringen starter nå og skal ferdigstilles første halvår 2019.

Nordisk aktiveringsmarked for aFRR

Det skal også innføres et nordisk aktiveringsmarked for aFRR. Aktivering vil fremdeles skje per stasjonsgruppe, men da basert på aktiveringsbudene som kommer i det nye markedet.

Europeisk aktiveringsmarked for aFRR

Mange av tiltakene som gjøres i dag, legger til rette for sammenkobling av europeiske balansemarkeder. Et felles europeisk marked for aktivering av aFRR implementeres i PICASSO-prosjektet⁵, med tanke på oppstart i 2022. I de fremtidige europeiske markedsplattformene, vil en

⁵ https://electricity.network-codes.eu/network_codes/eb/picasso/

sentral IT-funksjon beregne hva som er den optimale aktiveringen av bud og sende signal til hver TSO om hvilke bud som skal aktiveres. Stor grad av automatikk i prosessen blir da en forutsetning.

Per i dag er de nordiske kravene til responstid strengere enn i Europa. I utviklingen av felles europeiske markeder defineres standardprodukter med ulike krav til responstid som skal gjelde for hele Europa. I et felles marked forventer vi likevel at Statnett gis muligheten til å benytte spesifikke produkt ved behov og til å gi incentiver til å levere raskere enn kravene.

mFRR

Løsning for å sikre mFRR nedregulering

I 2019 skal det innføres en løsning for å sikre mFRR nedregulering. Årsaken er en forventning om hyppigere behov for nedregulering på grunn av flere kabelforbindelser tilknyttet det nordiske synkronsystemet.

Nordisk kapasitetsmarked for mFRR

I løpet av 2020 innføres nordisk mFRR kapasitetsmarked. Markedsløsningen vil bygge på det nordiske aFRR-arbeidet, og vil inkludere reservasjon av overføringskapasitet.

Europeiske markeder for mFRR kapasitet- og aktiveringsmarked

Mange av tiltakene som gjøres i dag, legger til rette for sammenkobling av europeiske balansemarkeder. Europeisk marked for aktivering av mFRR implementeres i MARI-prosjektet⁶, med tanke på oppstart i 2022. Det er usikkert når et europeisk kapasitetsmarked innføres.

Elektronisk bestilling av bud

Krav til elektronisk løsning for aktivering av bud innføres i 2019. Det forventes at endringen vil redusere budstørrelsene og åpne for parallell aktivering.

Budkvantum pr. kvarter

I 2017 ble det stilt krav om at aktører som leverer produksjonsplaner med varierende planverdier pr. kvarter i timen skal oppgi tilbudt effekt (budkvantum) per kvarter i mFRR-aktiveringsmarkedet. Priser oppgis fortsatt per time.

Felles: MACE

I dag balanseres frekvensen på nordisk nivå. Innføring av MACE-balansering (Modern Area Control Error) endrer til balansering innenfor hvert budområde. Effektiv optimalisering på nordisk nivå vil sikre et effektivt marked. Innføringen innebærer at mFRR i større grad brukes proaktivt basert på forventet ubalanse, mens reaktiv balansering gjøres med aFRR. For balansering i et budområde kan ressurser fra andre områder brukes dersom det tilgjengelig overføringskapasitet.

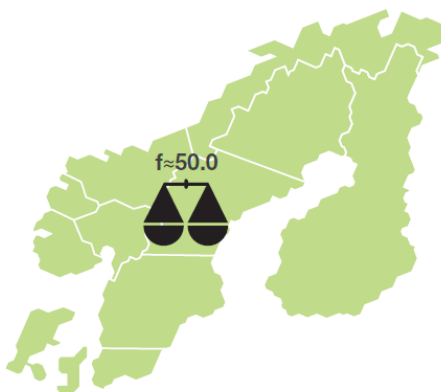
Innføring av MACE innebærer innføring av et aktiveringsmarked for aFRR, anslagsvis i 2021. Kapasitetsmarkedet vil endre seg ved at leverandørene forplikter seg til å levere bud i et aktiveringsmarked (tilsvarende som i mFRR). Kapasitetsmarkedet vil sikre tilgjengelige ressurser i alle områdene. Marginalprisen for balanseenergi vil bli bestemt pr. budområde.

Etter innføringen av MACE skal også mFRR kapasitetsmarkedet sikre tilgjengelige ressurser i alle områdene. mFRR aktiveringsmarked tilpasset MACE skal ferdigstilles i utgangen av 2021.

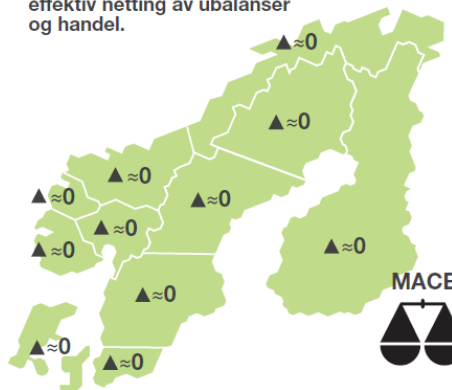
⁶ https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/mari/

Figur 7: MACE

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.



Kilde: SMUP 2017-2025

Avregning

Harmonisering av ubalanseavregningen

Norden har i dag til dels ulike avregningsprinsipper for automatiske og manuelle regulerings-reserver (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. De nordiske TSOene vil som en del av arbeidet med ny nordisk balanseringsmodell utvikle nye harmoniserte regler for ubalanseoppgjøret, innenfor rammene gitt av den europeiske harmoniseringen og med hensyn til fremtidige endringer i balansemarkedene. I henhold til den europeiske forordningen for balansering (Electricity Balancing guideline, GLEB) skal prinsipper for ubalanseavregning harmoniseres innen tre år etter at forordningen trer i kraft, dvs. ca. Q4 2020.

I første halvår 2017 gjorde de nordiske TSOene et felles arbeid med å gjennomgå nasjonale avregningsregler og identifisere mulige forbedringer og alternative modeller som vil danne basis for videre utvikling. Den norske bransjen ble involvert i dette arbeidet, og vil også bli involvert i det videre arbeidet med dette.

Overgang til kvartersavregning

Det planlegges innføring av 15 minutters avregningsperiode i hele Europa. Dette vil eksponere markedsaktører for 15 minutters ubalanser, og vil føre til at aktørene handler seg i balanse per kvarter – og ikke per time som i dag. Vi får da et marked som bedre reflekterer den fysiske flyten, og en reduksjon i dagens strukturelle ubalanser. Samtidig åpner dette muligheter for en raskere flytendring på HVDC kabler i – og ut av synkronområdet. Skulle det bli mulig med større flytendringer med kvartersoppløsning vil dette kunne øke tilgjengelige markedskapasiteter i ønsket flytetrening og dermed gi større handelsinntekter.

Dette vil innebære at alle måleverdier, bud, handel og priser skal være med kvartersoppløsning.

Én balanse og én pris

I dag opererer man med både produksjonsbalanse og handelsbalanse. Som følge av EU-krav (GLEB) revideres avregningsmodellen slik at det bare bli én balanse. Endringen innebærer at man ikke lenger vil bruke produksjonsplanen til avregning, men vil sammenstille handelsforpliktelser med faktisk produksjon og forbruk. Slik var det i Norge før den nordiske harmoniseringen i 2009. Endringen innebærer en forenkling av avregningsmodellen og sikrer likebehandling av produksjon og forbruk.

3 Hva er gapene til EU-krav?

Nye EU-krav gjør at Statnett trolig må endre på dagens roller i balansemarkedet ved at en BSP overtar flere av oppgavene som balanseansvarlig har i dag. Det er fortsatt usikkerhet rundt hvordan EU-kravene skal tolkes og hvordan de skal implementeres, men vi gir en oversikt over hvilke området Statnett trolig må jobbe videre med for å oppfylle kravene. Prosesser og roller må beskrives tydelig, noe dette prosjektet er en start på og som er viktig for å øke deltakelsen i balansemarkedene. En viktig endring er at tjenestetilbydere, BSPer, skal være den aktive parten i balansemarkedene og være den som gir bud osv. Den balanseansvarlige, BRP, skal kun være ansvarlig for ubalanser på vegne av BSPer og/eller anleggseiere. Aggregerte ressurser skal kunne delta i markedet. Det er også noen krav til involvering av DSOer når det gjelder reserver i deres nettområde. Avregning skal skje på basis av handelsforpliktelser og ikke produksjonsplaner som i dag, arbeidet med å etablere én balanse har allerede startet i Statnett.

I dette kapitlet gjennomgår vi først EUs definisjoner av roller i balansemarkedene. Dette inkluderer roller som finnes i dag og rollene til nye aktører som skal få markedsadgang. Deretter gir vi oversikt over viktige nye krav fra GLEB, SO GL og CEP. Det er ikke helt klargjort hva EU-kravene faktisk innebærer, hvordan de skal tolkes og det er ulikt hvor langt tenkningen er kommet på ulike områder.

3.1 EUs definisjoner av rollene i balansemarkedene

Noen viktige rolledefinisjoner i EU-regelverket:

- *Balancing Service Provider (BSP)*: A market participant with reserve-providing units or reserve-providing groups able to provide balancing services to TSOs.⁷
- *Balance Responsible Party (BRP)*: A market participant or its chosen representative responsible for its imbalances.⁸
- *Scheduling agent*: I følge SO GL artikkel 110 skal det defineres en rolle eller aktør som skal sende inn produksjons- eller forbruksplaner til TSOen.
- *Distribution System Operator (DSO)*. The natural or legal person responsible for operating, ensuring the maintenance of and, if necessary, developing the distribution system in a given area and, where applicable, its interconnections with other systems and for ensuring the long-term ability of the system to meet reasonable demands for the distribution of electricity;
- *Aggregator* Means a market participant that combines multiple customer loads or generated electricity for sale, for purchase or auction in any organised energy market⁹
- *Independent Aggregator*. A market participant that performs aggregation that is not affiliated to a supplier or any other market participant.¹⁰ Parlamentet¹¹ presiserer i artikkel 2.15: "independent aggregator" means an aggregator that is not affiliated to the supplier of the customer.

⁷ Kilde: GLEB

⁸ Kilde: GLEB

⁹ COM(2016) 864 final/2: Electricity Directive

¹⁰ Kilde: Artikkel 2.15 I Clean Energy Package 23.2.2017: Proposal for a Directive of the European Parliament and of the council on common rules for the internal market in electricity (recast)

¹¹ Kilde: European Parliament Plenary sitting 27.02.2018: ***I Report on the proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity (recast)

Verken rollene som scheduling agent eller uavhengig aggregator er inkludert i dette prosjektet, men er tatt med i oversikten til orientering og fordi rollene berører problemstillingene som blir diskutert.

I Europaparlamentets innspill til utkastet på fjerde elmarkedspakke¹², Clean Energy Package, ble det presisert at alle som deltar i markedene skal være ansvarlig for egne ubalanser, og det kreves særskilte forhold for å søke unntak fra dette (f.eks. småskala pilotprosjekter). Det vil si at alle aktører fortsatt må være tilknyttet en balanseansvarlig. Til forskjell fra dagens ansvar er BRPens rolle i henhold til GLEB kun å håndtere ansvaret for ubalanser, inkludert ubalanser som skyldes BSPens aktiveringer i balansemarkedene.

3.2 EU-krav

Viktige nye EU-krav fra Guideline for Electricity Balancing (GLEB), Guideline for System Operation (GLSO) og Clean Energy Package (CEP) påvirker roller og prosesser i balansemarkedene. De kravene vi vurderer i dette prosjektet, er oppsummert i tabellen under. Det finnes ytterligere krav som må oppfylles, men som ikke er omfattet av dette prosjektet.

Tabell 1: Noen EU-krav som er relevante for BSP/BRP rollen og aggregering

Dokument	Krav
Guideline for Electricity Balancing	TSO skal utvikle forslag til vilkår og betingelser for BRP og BSP. TSO kan inkludere egne vilkår.
	TSO skal utvikle regler og betingelser for aggregering av forbruksfleksibilitet.
Guideline for System Operation	TSO og DSO skal samarbeide om å sørge for ressurser i distribusjonssystemet og DSO skal kunne sette begrensninger gjennom prekvalifisering av ressurser
	Krav til datautveksling mellom TSO og DSO, og TSO og «significant grid users», SGUs
Clean Energy Package (pt ikke vedtatt av EU)	Forbruk, inkl. via aggregator, skal ha samme rettigheter som produksjon (likebehandling)
	Alle markedsaktører skal ha ansvar for sine ubalanser

¹² CEP behandles nå i trilaterale diskusjoner mellom parlamentet, kommisjonen og rådet. Elmarkedspakken forventes å bli endelig vedtatt ila 2018.

Vilkår og betingelser for BRP og BSP¹³

TSO skal utvikle et forslag angående vilkår og betingelser for å bli tilbyder av balansetjenester. Forbruk, produksjon, energilagring og aggregatorer skal kunne bli balansetilbydere. Det er et eksplisitt krav om at BSP er den som leverer bud, har ansvar for aktivering, verifisering og får oppgjør, og ikke balanseansvarlig som er hovedregelen¹⁴ i dag. Hvert bud fra en BSP skal være tilknyttet en eller flere balanseansvarlige (BRP) som er ansvarlig for ubalanser og får ubalanseoppgjøret. Forslaget skal inneholde en beskrivelse av hele anskaffelsesprosessen fra prekvalifisering til avregning.

TSO kan inkludere egne vilkår, dvs. utover de pålagte punktene, for både BSP og BRP. For eksempel kan TSO stille krav til informasjon om ubrukte ressurser og eventuelt at disse skal tilbys i balansemarkedet. Videre kan TSO gjøre unntak i offentliggjøring av budpriser ved mistanke om markedsmisbruk.

Innspill fra ekstern aktør

Balanseansvarlig aktør ønsker en IT-løsning i Fifty der de kan få en oversikt over alle bud fra dem de har balanseansvaret for. Det viktige er å se hva som er budt inn og hva som er aktivert, prisene må gjerne være skjult.

Prekvalifisering og involvering av DSO¹⁵

TSO og DSO skal samarbeide om å legge til rette for leveranser av balansetjenester på distribusjonsnettnivå. Det skal innføres en prekvalifiseringprosess som involverer DSO. Informasjon som må oppgis i prekvalifiseringen skal inneholde:

- Spenningsnivå og forbindelsesnivå
- Type aktive reserver
- Maksimal reservekapasitet på hvert forbindelsesnivå
- Maksimal endringsrate for aktiv effekt

Prekvalifiseringsprosessen skal ta maksimalt tre måneder fra en formell søknad er levert. DSO kan, i tillegg til å være involvert i prekvalifiseringen, også involveres for å avklare aktivering, men det er usikkert hvordan dette skal og bør løses.

Datautveksling¹⁶

Regelverket setter krav til datautveksling mellom TSO og DSO, og TSO og *significant grid users*. TSO skal fremme et forslag til metodikk for organisering, krav, roller og ansvar for datautveksling. TSO skal bli enig med relevante DSOer om en effektiv prosess for å dele data og håndtere datautveksling.

Demand Response¹⁷

Sluttbrukere skal, enten direkte eller gjennom aggregatorer, sikres tilgang til markeder på lik linje med produsenter. For å sikre tilgangen må prosessen og tekniske krav for deltakelse utformes og beskrives.

Det skal tillates kompensasjon mellom aggregator og balanseansvarlig.

¹³ Kilde: GL EB, COM(2017) 2195, Art. 18

¹⁴ RKOM aktør kan levere bud i mFRR-kapasitetsmarkedet og få oppgjør for dette

¹⁵ COM(2017) 1485, GL SO Art. 182

¹⁶ COM(2017) 1485, GL SO Art. 40.

¹⁷ Clean Energy Package, Proposal for Electricity Directive, COM(2016) 864 final/2, Art. 17.

Balanseansvar for alle markedsaktører¹⁸

Alle deltakere i markedet skal være finansielt ansvarlig for ubalanser de skaper. Markedsdeltakerne må dermed enten være BRP eller delegere balanseansvaret til en BRP. Hvordan dette kravet skal tolkes og hvordan det skal etableres i praksis er noe Statnett vil arbeide videre med.

Medlemsland kan gi aktører unntak fra kravet om balanseansvar i enkelte tilfeller. Et eventuelt unntak fra kravet om balanseansvar skal kun skje i forskningsøyemed.

15-minutts tidsoppløsning

Det er ikke et eksplisitt EU-krav at balansemarkeder endres til 15 minutters tidsoppløsning, men det følger som en nødvendig konsekvens av en rekke nye relaterte krav.

Guideline for Electricity Balancing (GL EB) artikkel 53.1 setter krav til innføring av 15 minutters avregningsperiode i alle medlemsland innen tre år etter at forordningen trer i kraft – dvs. innen desember 2020. Regulator i hvert land har mulighet for å utsette denne overgangen i inntil fire år. NVE diskuterer for tiden denne saken med andre nordiske regulatorer, og har en uttalt ambisjon om at det skal fattes like vedtak i alle land i Norden. NVE vil komme med vedtak (eller melding) om endelig innføringsdato i Norge innen utgangen av 2018.

15 minutters avregning vil eksponere aktører for 15 minutters ubalanser. Selv om en aktør er i perfekt balanse over en time vil han kunne ha ubalanser i hvert kvarter gjennom timen. Denne endringen gir dermed aktører et behov for å handle seg i balanse per kvarter. Dette skal håndteres ved at intradagmarkedet åpnes for handel med 15 minutters produkter.

Iht. GL EB artikkel 25 skal TSOer utvikle en liste med standard produkter for FRR, med det formål å fremme utveksling av slike produkter over landegrensene. Dette vil bli produkter som defineres på basis av 15 minutters leveranser.

For å få til en konsistens med en 15 minutters avregningsperiode, med et 15 minutters intradagmarked og med fremtidige krav til Standard Products er det nødvendig å endre de norske balansemarkedene for aktivisering til 15 minutters markeder, og å beregne en 15 minutters ubalansepris.

Fra produksjons- og handelsbalanse til én balanse og én pris¹⁹

Kravet innebærer at dagens to ubalanser slås sammen slik at balanseansvarlig faktureres for avvik mellom produksjon, forbruk og handel. Se beskrivelse i avsnitt 2.6.

Handel med kapasitetsforpliktelser på tvers av BSP²⁰

Aktører skal kunne overføre sine forpliktelser til en annen BSP innenfor samme budområde inntil en time før starten av driftsdøgnet, gitt at det blant annet ikke skaper utfordringer for driftssikkerheten. Kravet gjelder for markeder med kontraktsperiode på over en uke.

3.3 Gap til EU-krav

Gapene til EU-krav i balansemarkedene er oppsummert i tabellen under. Tydelige definisjoner av prosesser og roller står sentralt, i tillegg til å sikre aktørene markedsadgang. Tydelige definerte roller

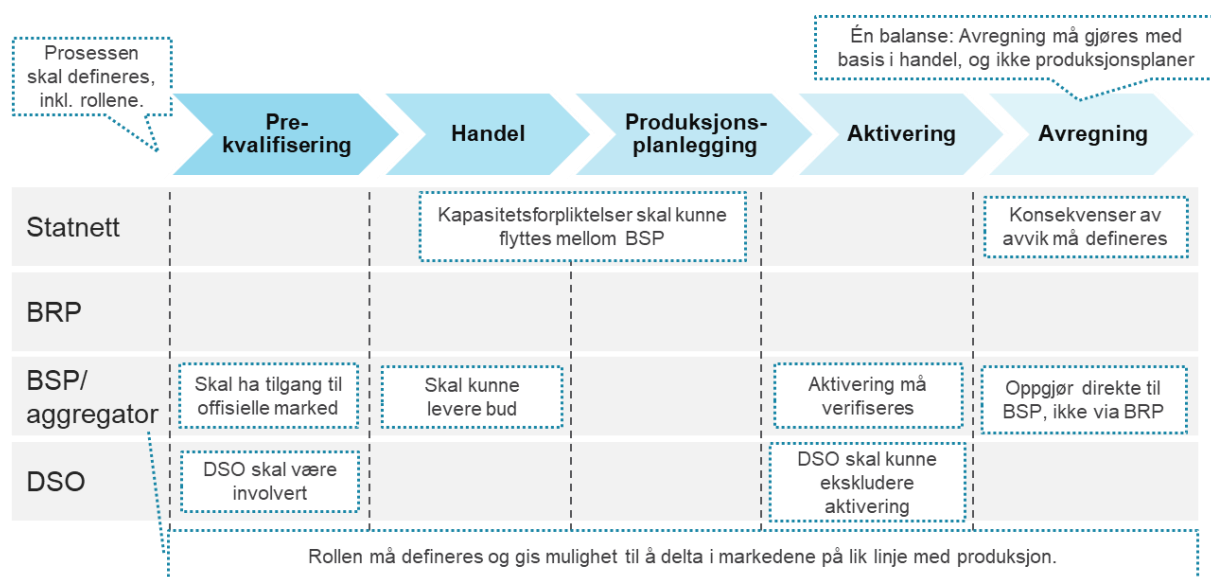
¹⁸ Clean Energy Package, Proposal for Electricity Regulation, COM(2016) 861 final/2, Art. 4.

¹⁹ COM(2017) 2195, GL EB, Art. 52.

²⁰ COM(2017) 2195, GL EB, Art. 34.

er spesielt viktig for Statnett i forbindelse med innføring av automatisk aktivering av bud i mFRR. Vi utdyper dette nærmere i avsnittene under.

Figur 8: Gap til EU--krav til balansemarkedene



Definering av prosessen og aggregering av bud

BSP skal ha tilgang til alle balansemarkeder, og dermed overta store deler av den rollen som balanseansvarlige aktører har i dag. Aggregerte bud er også tillatt i dag, i og med at det kan være flere aggregat eller laster bak et felles bud fra en stasjonsgruppe. Ved store aggregerte forbruksbud kan skape utfordringer for Statnett. Dette vil vi diskutere nærmere senere i rapporten. En RKOM-aktør er en tilbyder som i noen grad gir bud direkte uten at det går igjennom balanseansvarlig.

Gap til vedtatte EU-krav:

- Prosessen og vilkårene for å delta må beskrives tydelig, noe denne rapporten er et bidrag til
- Prekvalifiseringsprosesser må beskrives og kommuniseres for FCR og mFRR
- Det må etableres et skille mellom BSP og BRP, der BSP blir Statnetts motpart i handel, aktivering og oppgjør, og BRP ved avregning av ubalanser
- Gode metoder for verifisering av aktivering bør etableres
- Konsekvenser for aktører som ikke oppfyller sine forpliktelser i balansemarkedet må defineres, kommuniseres og følges opp
- Det er noen praktiske barrierer som hindrer at forbruk og aggregerte laster kan delta på lik linje med produksjon. Eksempler på utfordringer som må løses er sanntidskommunikasjon for aktivering av nye typer aktører (aFRR), og geografisk inndeling og flaksehalsproblematikk for aggregerte bud.

Involvering av DSO

Statnett som systemansvarlig er gitt ansvar for å legge til rette for et effektivt kraftmarked og en tilfredsstillende leveringskvalitet i kraftsystemet. Statnett skal i henhold til forskrift om systemansvaret (fos) håndtere alle flaskehals i regional- og sentralnett. Statnett har over tid hatt en varierende grad av involvering i regionalnettene. I nett med få konsesjonærer har Statnett ingen overvåkning av komponenter og er avhengig av at konsesjonær tar kontakt om det er nettmessige utfordringer og behov for systemansvarligs virkemiddel. Feil eller utkoblinger i nettet kan imidlertid meldes til driftstanskontoret som kan legge dette datagrunnlaget inn i nettmodellen for regionalnettet. Indirekte kan

nettselskapene dermed påvirke om ressurser i deres nett kan bli aktivert. Statnett har inkludert regionalnett i SCADA-modellen etter hvert som regionale problemstillinger har dukket opp og per i dag er om lag 30 % av de snittene Statnett overvåker (intakt nett) i underliggende nett.

Utover det som er beskrevet over er ikke nettselskapene involvert i godkjenning av bruk av ressurser i deres nettområde. Det har likevel vært praktisert i prøveordninger, f.eks. RKOM-prøveordningen i NO1 som har pågått denne og forrige vinter. Ved bruk av aggregerte ressurser er det viktig å gjøre vurderinger med tanke på nettmessige hensyn, både på transmisjonsnetts- og regionalnettsnivå. Denne sesongens prøveordning satte krav til at budet skulle være avgrenset til å aggregere ressurser innenfor samme nettavregningsområde. Det vil si at budet måtte ligge innenfor et nettselskap sitt område, f.eks. innenfor Hafslund sitt nett. I prøveordningen fikk nettselskapene informasjon om aktørene som ønsket å delta i RKOM og hadde mulighet til å komme med innvendinger dersom deltakelsen skulle skape problemer i deres nett. En slik tilnærming er nyttig for alle parter, og en slik dialog vil fortsette for å finne gode løsninger på bruk av distribuerte ressurser – og oppfylle EU-kravet.

Balanseansvar for alle markedsaktører

Kravet om at alle deltakere i balansemarkedene enten skal være balanseansvarlig eller ha avtale med en balanseansvarlig er oppfylt i dag.

Fra produksjons- og handelsbalanse til én balanse og én pris

Endringen som innebærer å slå sammen produksjonsbalansen og handelsbalansen er planlagt innført innen desember 2020, og dette EU-kravet vil med det være oppfylt.

Handel med forpliktelser i kapasitetsmarkeder på tvers av BSP

Balanseansvarlig kan allerede i dag endre hvilke av anleggene/aggregatene som skal aktiveres helt fram til t-45 så lenge alle er i deres balanseportefølje.

Endringen i EU-reguleringen krever imidlertid at ulike BSPer uavhengig av hvilken BRP de er tilknyttet, skal kunne flytte sine handelsforpliktelser fra balansekapasitetsmarkeder mellom seg, så lenge flyttingen skjer innenfor samme budområde. Statnett kan imidlertid avslå forespørselen om å flytte handelsforpliktelsene mellom BSPer dersom det skaper utfordringer for driften eller flaskehalser i nettet. Statnett må imidlertid etablere rutiner og prosesser for håndtering av flytting av forpliktelser mellom BSPer og for hvordan Statnett skal godkjenne eller avslå slike forespørsler.

4 Hva er barrierene for økt tilbud av aggregerte bud?

Det er planlagt endringer i produktene i balansemarkedene som beskrevet i kapittel 2, og i tillegg blir systemdriften mer utfordrende i framtiden som følge av blant annet økt andel fornybar kraftproduksjon og flere mellomlandsforbindelser. Begge disse forholdene kan øke mulighetene for tilbyderne i balansemarkedene. Samtidig møter tilbyderne flere barrierer i å levere produktene slik de er spesifisert i dag. For noen markeder gjør prisnivåene det lite attraktivt å delta i markedet, og i andre er minimumskrav til tilbudt effekt og varigheten på forpliktelsen mer utfordrende. Deltakelse i markedene kan begrenses av manglede kunnskap om kraftsystemet, risiko for egen virksomhet og motstridende prissignaler. For Statnett sin del kan bruk av aggregerte bud i stort omfang skape noen nye utfordringer dersom man ikke vet den geografiske plasseringen av ressursene som inngår. Statnett skal håndtere og forhindre flaskehalser, og aktivering av ressurser uten å vite lokalisering kan skape flere problemer enn det løser. Begrenset erfaring med aggregerte forbruksbud er fortsatt en barriere, selv om Statnett gjennomfører piloter på dette området.

4.1 Statnett har behov for økt fleksibilitet

Både Statnett og de andre nordiske TSOene har behov for økt tilgang til ressurser i balansemarkedene. I Norden gjelder dette mFRR i de sørlige områdene, dvs. budområdene i NO1, SE3, SE4 og DK2. Videre har Statnett et behov for mer ressurser i Nord-Norge.

Norske tilbydere av balansetjenester kan få tilgang til et større marked ved innføring av nordiske løsninger for flere produkter, og etablering av nye produkter kan gi nye muligheter for tilbyderne.

FCR

I FCR-markedet planlegger Statnett å fjerne kravet til grunnleveranse. Statnett forventer ikke at fjerning av krav til grunnleveranse vil medføre en knapphet på FCR-ressurser, men at det vil bidra til en tydeliggjøring av behovet av FCR gjennom sikring av reservene i markedet. Resultatet forventes å bli et bedre og sunnere marked med innkjøp av ressurser med de egenskapene man ønsker.

Statnett forventer at kostnadene i FCR-markedet vil øke på grunn av tidvis liten kjørevilje i energimarkedet fra dagens aktører pga. mye vind og stor importkapasitet. Det er dermed en mulighet for at nye tilbydere kan bidra til å begrense økning i priser for FCR. Volumet i FCR-N forventes å endres litt (minske) som resultat av mer aFRR. Volumet i FCR-D forventes å være stabilt som i dag.

I et fremtidig marked for det nye produktet, FFR, kan aggregert forbruk muligens spille en større rolle enn tradisjonell kraftproduksjon siden forbruk kan tilby kortere responstid.

aFRR

I dag sikres ressurser i aFRR bare i NO1 og NO5, i rampingtimer på hverdager (morgen og kveld). Man står nå ovenfor en stor opptrapping av totalbehovet de neste fire årene, både med tanke på timer og volum i NO1.

I 2022 ca. skal det innføres aktiveringsmarked for aFRR med aktiveringspriser pr. budområde. I dette markedet vil etterspørselen etter aktivering være større enn kapasitetskjøpet, dvs. at Statnett stoler på at det er tilstrekkelig løpende tilbud og at ikke hele behovet for ressurser må sikres på forhånd. På grunn av at prisen settes per budområde, og ikke på landsbasis, vil man trolig se økt variasjon i prisene i aktiveringsmarkedet mellom ulike budområder, slik at områder med høy etterspørsel og lavt tilbud kan få høyere priser enn andre områder.

mFRR

I NO1 har man et identifisert behov for økt tilgang på ressurser i mFRR-markedet. Dette er årsaken til gjennomføringen av prøveordningene i NO1 både i år og forrige vinter.²¹ Grunnet lavere tilgang på oppreguleringsressurser i aktiveringsmarkedet for mFRR har sesongen for kapasitetsmarkedet blitt utvidet. I det nordiske systemet er tilgang på ressurser til nedregulering i aktiveringsmarkedet generelt en utfordring, spesielt om sommeren.

4.2 Barrierer for deltakelse

I dette avsnittet oppsummerer vi barrierer for økt deltakelse generelt og for aggregert forbruk spesielt. Barrierene er knyttet både til aktørene som kan delta, og til Statnetts muligheter og evne til å ta i bruk bud fra nye typer aktører.

Generelle barrierer for økt deltakelse

For mange potensielle markedsaktører er prisene i balansemarkedene for lave til at det er attraktivt å delta. Prisene er lavere enn i mange andre land. Dette skyldes *flere* forhold, blant annet at man i store deler av landet i store deler av tiden har tilgang på mye billige reguleringsressurser. For FCR har obligatorisk krav for produksjonsenheter større enn 10 MW om å levere FCR bidratt ytterligere til lave priser. Prisen er også den samme i hele landet, slik at eventuelle forskjeller i behov i ulike deler av landet ikke gir differensierte priser mellom områdene.

Markedsprisene (for både kapasitet og aktivering) settes basert på motatte bud og på nasjonalt nivå for FCR, selv når Statnett sine behov er særlig store i enkelte områder. I sesongmarkedet for mFRR (RKOM) i NO1 og i aktiveringsmarkedet for mFRR settes markedsprisen per budområde, noe som har gitt høyere priser i NO1 enn i andre prisområder og bidratt til å øke tilbudet. Dette har vært viktig siden utfordringene har vært ekstra store i NO1, særlig i høylast vinterstid (mFRR) og i lavlast på sommerstid (FCR). I spesialregulering er det ofte prisvariasjoner mellom budområder som følge av flaskehalser.

Innspill fra ekstern aktør:

Høye administrative kostnader vil øke terskelen for at det skal være interessant å levere. Her har det helautomatiske produktet FCR en fordel.

Kravene til budstørrelse i aktiveringsmarkedet for mFRR (RKM) er en utfordring for mange aktører, og en reduksjon av minstevolum vil øke sannsynligheten for økt deltakelse. Dette har også vist seg gjennom prøveordningen i NO1 der kravet til budstørrelse har vært redusert fra 10 til 5 MW. Per i dag er det krevende for Landssentralen å håndtere mange små bud i mFRR siden aktiveringen skjer manuelt. Ved innføring av automatisk bestilling av aktivering vil det være mulig å håndtere flere, små bud enn i dag. Minimumskrav til volum i bud er lavere for produktene FCR og aFRR, volumene kan være mindre her siden bestillingen er elektronisk og aktiveringen skjer automatisk.

²¹ I prøveordningen gis det unntak fra enkelte krav som øker muligheten for at aggregert forbruk kan bys inn.

Spesifikke barrierer for forbruk

Aktivering av forbruk gir noen spesifikke utfordringer som man ikke har for aktivering av produksjon. Aktivering av aFRR skjer, som beskrevet tidligere, med signal fra Statnetts SCADA-system til produsentenes SCADA-system. Dette er en egen protokoll med et høyt sikkerhetsnivå, og man har ikke funnet en god løsning for aktivering av forbruk uten å utfordre sikkerheten i SCADA-systemene. I mFRR-markedet er det i dag manuell bestilling av aktivering per telefon både for produksjon og forbruk. Det kan likevel være noe mer krevende å få på plass elektronisk bestilling for forbruk enn for produksjon fordi det koster ekstra per tilknytning til systemet. Dette er en signalutfordring, og ikke en nettverksutfordring slik tilfellet er for aktivering av aFRR.

Innspill fra ekstern aktør:

Det må være klart for aktørene hva de har forpliktet seg til å levere. Når de klager på å bli koblet ut, er det et tegn på at vilkårene ikke har vært klare for dem.

Det er også noen praktiske barrierer knyttet til deltakelse fra forbrukssiden, både når det gjelder hvorvidt lastene kan oppfylle funksjonskravene og organisatoriske barrierer. *Lang planleggingshorisont* for deltakelse i ukemarkeder gir noen praktiske utfordringer for forbrukslaster. Siden budene i kapasitetsmarkedet for mFRR gis for én uke av gangen, blir den laveste lasten gjennom uka dimensjonerende. For at man skal kunne redusere lasten tilstrekkelig ved aktivering, må man ligge inne med minst det fleksible volumet i utgangspunktet. I industrianlegg utføres det gjerne ukentlige revisjoner der lasten kuttes. Det gir risiko for at man ikke kan levere hvis man blir aktivert under revisjonsperioden. I tillegg er *responstiden* krevende for mange forbrukere, det tar tid å aktivere alternative kjeler selv om de holdes varme, og gjerne lengre tid enn det som er funksjonskravet i markedene. Endring av laster blir i dag ofte gjort gjennom manuelle prosesser, og nye rutiner må på plass for å tilpasse driften til deltakelse i reservemarkedene. Med mer automatikk kan de organisatoriske barrierene reduseres og flere kjeler bli aktuelle for deltakelse i markedene.

Innspill fra ekstern aktør:

Hyppig aktivering i aFRR er også en barriere for deltakelse for forbrukere.

Evalueringsprosjekter har også avdekket at mange av de potensielle leverandørene kan lite om kraftmarkedet generelt, og spesielt om balansemarkedene. De etterlyser *lettfattelig informasjon* om kravene og mulighetene i reservemarkedene slik at det blir enklere å vurdere om det kan være aktuelt og attraktivt å delta.

Noen av barrierene som gjelder spesielt for forbruk er knyttet til *økonomiske forhold*. Det viktigste er trolig at man ikke kan delta i mFRR-markedet (både kapasitets- og aktiveringsmarkedet) dersom man

Innspill fra ekstern aktør:

Det er absolutt et ønske å kunne delta i RKOM selv om man har en UKT-avtale med nettselskapet.

har inngått en UKT²²-avtale for fleksible laster. Dette er en ordning som forbrukssiden kjenner, og der risiko og det økonomiske potensialet er avdekket. Det er krevende å gi avkall på en kjent ordning for å delta i en som er mer ukjent og potensielt gir større risiko. I prøveordningene som har vært gjennomført i kapasitetsmarkedet for mFRR (RKOM), har det vært gitt unntak fra vilkårene ved at deltakere som er med i UKT-ordningen har kunnet deltatt i RKOM. I noen områder er *effektledene* i nettleien så høye på vinterstid at elkjeler ikke er konkurransedyktig med andre kjeler, og derfor blir brukt mindre enn før. Effekttariffer bidrar da til å redusere potensialet for deltakelse i reservemarkedene. I dag utnyttes ofte fleksibel varmeproduksjon til fleksibilitet i bud-markedet gjennom prisavhengige bud. Dersom disse lastene samtidig meldes inn i mFRR-kapasitet (før bud-klarering) og siden ikke er tilgjengelige fordi de ikke ble kjøpt i bud, utløser det en straff. Nivået på straffen avhenger av produktkategori i kapasitetsmarkedet for mFRR.

Spesifikke barrierer for aggregerte bud

Aggregerte produksjonsbud håndteres i dag gjennom stasjonsgrupper (aktiveringsmarkeder) hvor flere stasjoner og flere aggregat fra hver stasjon kan inngå. I kapasitetsmarkedene for FCR og mFRR gir man bud i bud-områder, der aggregering av flere stasjonsgrupper er mulig.

En viktig barriere for bruk av aggregerte bud fra forbruk er at *erfaringen med dette er begrenset*. Dermed er det en risiko for at det dukker opp uforutsette utfordringer ved bruk av ressursene og at man ikke har klare løsninger på hvordan disse utfordringene kan håndteres. Aggregert forbruk representerer også aktører som er nye for Statnett, det er også en risiko for at de ikke har en like god forståelse av hva som kreves av de ulike rollene i markedene, særlig dersom krav og prosesser ikke er godt nok beskrevet. Statnett har gjennomført piloter med aggregerte forbruksbud i mFRR-markedet (RKOM), noe som gir økt erfaring både for Statnett og aktørene som er involvert. I pilotene som har vært gjennomført har Statnett av pragmatiske årsaker håndtert aggregert forbruk som en egen stasjonsgruppe. Dette fungerer bra så lenge volumet er lite og det ikke oppstår flaskehalser. For å unngå problemer med flaskehalser, gjennomfører Statnett nettkjøringer (i SCADA) for å teste om aktivering av bud forårsaker flaskehalser i nettet. En slik analyse kan ikke gjennomføres uten at Statnett vet hvor ressursene som kan aktiveres er lokalisert. Ved økt volum på aggregerte forbruksbud blir dette en økende utfordring for Statnett.

Strengt krav om aggregering av bud innenfor et geografisk område med begrenset utstrekning vil gjøre det mer krevende å oppnå tilstrekkelig volum i bud innenfor området. Kombinasjonen av strenge krav til geografisk utstrekning på budet, krav om at aggregatoren må ha balanseansvar for alle som inngår i et bud, og strenge krav til budstørrelse, utgjør samlet sett en betydelig barriere for at aggregatører skal klare å samle tilstrekkelig volum til å delta i markedene.

I dagens markeder er aktivering og avregning i stor grad basert på tillit til at aktivering har skjedd. Landssentralen kan til en viss grad overvåke aktivering ved at de observerer at laster forsvinner, men dette er på langt nær en fullgod verifisering. For bud som består av flere og eventuelt små laster med ukjent lokalisering, vil det ikke være mulig for Landssentralen å overvåke at aktivering har skjedd. Verifisering av aktivering blir derfor en aktuell problemstilling for aggregerte bud.

²² UKT = Utkobbar tariff, dvs. fleksibelt forbruk med rett til redusert tariff. Kunder som har valgt denne nettleien må kunne kobles ut det oppstår situasjoner i nettet der slik utkobling har betydning og som er i henhold til avtalen som er inngått.

5 Mulige løsninger

For noen av EU-kravene og barrierene mot økt bruk av aggregerte bud er det tydeliggjort hva Statnett må gjøre i dette prosjektet. Noen av problemstillingene er mer kompliserte og vi har derfor identifisert noen mulige løsninger som Statnett må jobbe videre med. Lokalisering av ressurser som inngår i et aggregert bud er særlig viktig, og kan løses ved å splitte opp dagens stasjonsgrupper til mindre enheter (f.eks. stasjoner), eller ved å kreve informasjon om lokalisering av hver enkelt ressurs som inngår. Involvering av nettselskapene kan forbedres på kort sikt ved å informere om hvilke ressurser i deres område som inngår i bud, men på lengre sikt må Statnett og nettselskapene finne løsninger for koordinering ved bruk av reserver i D-nettet. BSp er skal kunne handle forpliktelsene sine fra kapasitetsmarkeder, men ved innføring av D-2 markeder for flere produkter vil både behovet og kravet reduseres. Både Statnett og aktørene er enig i at aktivering både kan og bør verifiseres, men man må jobbe videre med å finne gode løsninger. Separat avregning av BRP og BSP er relativt greit å løse selv om det vil kreve noe IKT-tilpasning i dagens systemer.

Statnett står overfor to utfordringer knyttet til balansemarkedene framover:

- Statnett har behov for økte ressurser i balansemarkedene og ønsker derfor å legge til rette for økt deltakelse fra både forbruk og aggregerte bud (med felles BRP)
- Statnett er forpliktet til å oppfylle nye EU-krav

I dette kapittelet presenterer vi noen mulige løsninger på de to utfordringene. Løsningsforslagene presenteres samlet siden de fleste adresserer begge utfordringene. Unntak er presisert i teksten. De fleste forslagene må vurderes nærmere, både for å sikre at de faktisk svarer på utfordringene, men også fordi det kan finnes andre og bedre løsninger. Forslagene som presenteres under, må dermed betraktes som et utgangspunkt for det videre arbeidet.

Noen av løsningene som presenteres kan iverksettes på kort sikt, men vil ikke fungerer like godt på lang sikt eller når det samlede volumet fra aggregerte bud kommer over en viss størrelse. Vi skiller derfor mellom kortsiktige og langsiktige løsninger der det er relevant. På noen områder har vi ikke funnet noen tydelige løsningsforslag gjennom prosessen. På disse områdene er problemstillingene belyst slik at man kan ha dette som utgangspunkt når man jobber videre for å finne løsninger.

Vi beskriver mulige løsninger på utfordringene som er identifisert i kapittel 3 og 4:

- Definere en prekvalifiseringsprosess for alle balansemarkedene
- Etablere en ny geografisk inndeling av budområder og aktiveringer, eller stille krav til geografisk informasjon i bud
- Etablere prosesser for involvering av DSO i prekvalifisering og aktivering av bud i samarbeid med nettselskapene
- Definere BSP-rollen og inkludere mulighet for å gi bud og å handle forpliktelser og forholdet mellom BSP og BRP
- Få på plass et system for verifisering av aktivering for alle produktene
- Få på plass separat avregning av BRP og BSP (inkl. aggregatorer)
- Endre markedsvilkår, inkludert krav til budstørrelse

Tabellen under oppsummerer noen mulige løsninger som kan bidra til å oppfylle EU-kravene. Vi vil beskrive noen av disse mer i detalj i de neste underkapitlene.

EU-krav	Mulig løsning
• Roller, prosesser og vilkår må defineres. Prekvalifisering/krav for deltakelse må beskrives.	• Roller og prosesser beskrives i dette prosjektet (dagens). Vilkår til revisjon.
• Krav til prekvalifisering	• Skille mellom krav til aktør og leveranse. Starte med å prekvalifisere nye aktører
• BSP skal levere bud uavhengig av BRP	• Omdefinere hvem som deltar i markedene og hvem som får oppgjør.
• Flytting av kapasitetsforpliktelser mellom BSP	Noen mulige løsninger: • Gå fra ukesmarked til D-2 • Statnett kjøper tilbake forpliktelser, tilbyder dekker kostnadene ved å kjøpe på nytt • Bilaterale markeder mellom BSP-er
• Oppgjør direkte til BSP (ikke via BRP)	• Endre avregningssystemer og -rutiner.
• Avregning skal skje basert på handelsforpliktelser, ikke også produksjonsplaner	• Er under planlegging, Statnett vil fortsatt ha behov for og krav på produksjonsplaner (regulert i fos)
• Aktivering må verifiseres av tilbyderen	• Ta i bruk målinger som detekterer aktivering • Avdekke hva som ville vært forbruk uten aktivering gjennom målinger
• Konsekvenser av avvik må defineres	• Vilkår er under oppdatering
• DSO skal involveres i prekvalifiseringen, og • DSO skal kunne ekskludere midlertidig aktivering	• Dette må utvikles/testes videre i dialog med nettselskapene.
• Aggregatorrollen må defineres	• Et par krevende punkter: • Verifisering av aktivering • Nettmessig plassering • Bud der flere BRP inngår og BSP er ulik BRP for last (løses ikke i dette prosjektet, men vil bli aktuelt på litt lengre sikt)

5.1 Prekvalifisering

I alle balansemarkedene foruten aFRR-markedet, bør prosessen for prekvalifisering for tjenesteleverandører (BSP) klargjøres. Alle nettkunder må oppfylle bestemte krav for å bli tilknyttet nettet, disse kravene definerer minimumskrav for mulige tilbydere av balansetjenester. I tillegg er det en standardavtale for aktører med balanseansvar.

I en prekvalifisering av BSPer bør man skille mellom krav som stilles til rollen og krav som stilles til leveranser av de ulike produktene i balansemarkedene, se figuren under. Kravene til BSP handler om hvilket ansvar de har, hvilken informasjon som kreves av dem, og hvilke IKT-krav som må oppfylles for å kunne håndtere bud, aktivering, verifisering og avregning av tjenesten. I tillegg må det stilles krav til produktet som skal leveres: funksjonskrav, nettmessig plassering (geografi) og verifisering av levert tjeneste. For noen tjenester vil en test av at man oppfyller funksjonskravene være relevant, slik det allerede blir gjort i aFRR-markedet i dag.

For aggregerte bud må Statnett avgjøre om noen funksjonskrav må stilles til ressursene som inngår i aggregerte bud eller om det er tilstrekkelig å stille krav til den samlede leveransen fra aggregatoren.

Figur 9: Tilknytningskrav og prekvalifisering



Dagens vilkår som er myntet på balanseansvarlig som leverandør, må endres slik at kravene er rettet mot BSP i stedet. Statnett har erfart at kravene til balanseansvarlig ikke er eksplisitte nok, noe som viser seg for eksempel når aktører som ikke sitter i Norge og som ikke allerede kjenner til rutiner og ansvar for balanseansvarlige, får dette ansvaret. Ved et skille mellom BSP og BRP må alle vilkår og rutiner tilpasses den ansvarsfordelingen som en oppsplitting av rollen tilsier. BRP og BSP bør da prekvalifiseres separat og gjennom ulike krav og prosesser. I dag setter forskrift om systemansvar (fos) krav om at kraftprodusenter skal levere produksjonsplaner til Statnett, uavhengig av om de deltar i balansemarkedene eller ikke. Produksjonsplanene er også grunnlag for balanseavregningen og avregning i aktiveringsmarkeder (kapasitet, aktivering og ubalansekostnader). Når dette endres som følge av de nye EU-kravene, er det et spørsmål om leverandører i balansemarkedene fortsatt skal ha krav om produksjonsplaner, eller om en annen, og i så fall hvilken, aktør som skal få ansvaret for dette. Hvorvidt tilbydere som er forbrukere også må levere lastplaner for å ha et grunnlag for avregning og for å likebehandle ulike typer tilbydere, er også et åpent spørsmål.

5.2 Mer finmasket geografisk informasjon trengs i bud og aktivering

Dagens stasjonsgrupper er i seg selv i mange tilfeller for store og reflekterer ikke alltid flaskehalser i nettet på en god måte. Dermed er det uavhengig av utfordringene som er i fokus i dette prosjektet, oppfyllelse av EU-krav og økt tilgang på ressurser i balansemarkedene, et behov for å bedre den geografiske inndelingen av bud. Dagens løsning for forbruk og aggregerte bud er å definere en ny stasjonsgruppe der den geografiske utstrekningen er et fastområde. Denne løsningen oppfyller ikke

nettselskapenes behov for informasjon om aktivering i sitt nettområde og er ikke finmasket nok til å ta hensyn til interne flaskehalser ved aksept av bud og/eller aktivering. Dersom det oppstår flaskehalsproblematikk innenfor en stasjonsgruppe, må Landssentralen hoppe over hele budet fra den stasjonsgruppen. For produksjon ber de noen ganger om ekstra informasjon om et bud (i aktiveringsmarkedet for mFRR) slik at de kan vurdere hvorvidt de kan akseptere og/eller aktivere deler av et bud, slik at de ikke må hoppe over hele budet. Det skjer også at enkelt-aggregat, deler av bud, aktiveres særskilt for å løse nettmessige utfordringer. En slik tilnærming er mer krevende for aggregerte bud fordi det budet består av mange enheter og det ikke er like enkelt for Landssentralen å finne raskt ut av hva som inngår i budet.

Elektronisk bestilling innføres som krav til leverandører av mFRR ved utgangen av 2019 (i dag aktiveres mFRR manuelt).²³ Elektronisk bestilling vil ikke fungere dersom det ikke ligger nok informasjon i budet til at flaskehalsbehandlingen og kontroll av bud også kan håndteres automatisk av Statnetts datasystemer. Økte krav til informasjon i budene kan være en god løsning som legger til rette for økt automatikk på Landssentralen.

Helt overordnet er det tre ulike typer løsninger som kan gi bedre geografisk informasjon i balansemarkedene:

- *Definere nye, geografiske «byggeklosser»:* Redusere bud- eller aktiveringsområdene, enten ved å splitte opp dagens stasjonsgrupper eller ved å definere et nytt geografisk nivå som f.eks. stasjoner eller knutepunkt
- *Geografisk informasjon i bud:* Be om mer detaljert informasjon om geografisk plassering av ressursene som inngår i et bud, det kan være stasjon eller knutepunkt, nettavregningsområde eller geotagging.
- *La geografi inngå i prekvalifiseringen og i godkjenning fra nettselskapene:* Definere noen «problemområder» i nettområdene (R-/D-nett) som ikke kan inngå i balansemarkedene. En slik tilnærming vil kreve hyppig oppdatering av prekvalifisering for å være aktuell siden et «problemområde» ikke er statisk, men vil endres over tid.

Under går vi nærmere inn på hvert av disse alternativene. Vi vurderer imidlertid ikke hvordan de ulike alternative løsningene påvirker konkurranseforholdet mellom ulike tilbydere av balanseprodukter, noe som kan være verd å se nærmere på i en mer detaljert evaluering av mulige tiltak.

Mindre «byggeklosser» i budgivningen kan løse utfordringer

Budgivning og/eller aktivering spesifisert til geografi med en finere oppløsning enn dagens stasjonsgruppe kan redusere flaskehalsproblematikk knyttet til dagens budgivning, men er ikke nødvendigvis helt enkelt å innføre og kan gi noen nye utfordringer som må håndteres.

Som beskrevet tidligere, er dagens stasjonsgrupper delvis historisk betinget og selv om de i utgangspunktet skal reflektere flaskehalser i nettet, gjør de ikke det fullt ut. Statnett har mulighet til å splitte opp stasjonsgrupper når nettmessige forhold tilsier det. En mulig løsning er dermed å splitte opp stasjonsgruppene som i dag ofte skaper utfordringer for Landssentralen. En oppsplitting vil kreve omlegging av aktørenes rutiner for innsendelse av produksjonsplaner og håndtering av bud, og bør derfor være godt begrunnet. I tillegg må en oppsplitting i mindre stasjonsgrupper i balansemarkedene vurderes opp mot verdien aktørene har av å kunne optimalisere bud basert på en større portefølje av

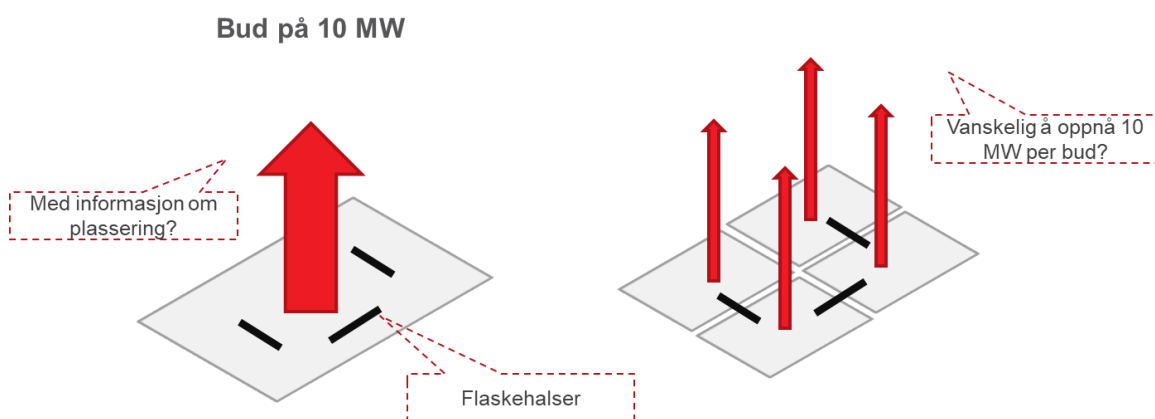
23

www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/RKOM/Informasjon%20om%20elektronisk%20bestilling%20av%20regulerkraft%20og%20produksjonsflytting.pdf

kraftverk. Et første steg vil være å definere tydelige kriterier for hva en stasjonsgruppe skal oppfylle, og hvorfor, slik at prosessen kan være transparent for de deltakerne i balansemarkedet endringen vil berøre. En tydelig definisjon av stasjonsgruppene vil bidra til å beskrive prosessen og vilkårene i balansemarkedene på en entydig måte. Stasjonsgruppeinndelingen og kriteriene for den må imidlertid være den samme for produksjon og forbruk for å oppfylle krav til likebehandling. Dagens praktiske tilnærming, gjennomført i prøveordning for RKOM i NO1, med å definere en stasjonsgruppe for en aggregator i et budområde kan derfor bli utfordret av en slik løsning.

Krav til budstørrelse (særlig i mFRR) vil bli mer utfordrende dersom dagens stasjonsgrupper splittes opp. En oppsplitting bør derfor vurderes sammen med mulighetene til å redusere kravene til budstørrelse, noe som igjen blir enklere ved innføring av automatisk bestilling. Illustrasjonen under viser hvordan oppsplitting av stasjonsgrupper med flaskehalser sammen med redusert krav til budstørrelse kan gi samme tilbud av ressurser, men da i flere bud.

Figur 10: Illustrasjon på oppdeling av stasjonsgrupper i mindre enheter for å unngå flaskehalser internt



En annen løsning er å definere enheter med en mer detaljert oppløsning enn stasjonsgrupper ved å definere hver transmisjonsnettstasjon som et nytt, geografisk nivå. En slik tilnærming vil løse dagens utfordringer med flaskehalser innenfor en stasjonsgruppe. Noen utfordringer vil imidlertid bestå, og nye kan oppstå:

- Stasjonsgruppene innebærer en aggregering av bud, et krav om bud per stasjonsgruppe vil disaggregere dagens bud, noe som er det motsatte av det man ønsker å oppnå for å øke tilbudet av balansetjenester. Utfordringen kan som nevnt oppveies av redusert krav til enkeltbud eller med økt informasjon i budet som beskrives under.
- Nettselskapene kan ha behov for en enda finere geografisk oppløsning når de skal oppgi hvilke målepunkt i deres nett som ikke kan aktiveres (iht. EU-krav). Hensynet til nett <66kV gjør at stasjoner kanskje ikke er tilstrekkelig som minste geografiske enhet på sikt.
- Selv om stasjoner brukes som inndelingen vil det ikke være entydig hvor innmating og/eller uttaket skjer for produksjon og forbruk som defineres under denne stasjonen. Forbruk kan forsynes fra flere stasjoner i et masket nett. Innstillingen på samleskinnene i stasjonene definerer hvorvidt innmating og uttak skjer fra en spesifikk stasjon. Statnett styrer disse innstillingene gjennom sitt driftsbilde som defineres ca. hver uke.

I Sverige har man innført en inndeling i henhold til såkalt «reglerobjekt». Det finnes 2000 slike reguleringsobjekt. Dersom stasjoner defineres som reguleringsobjekt, tilsvarer det et antall på ca. 1200 i Norge.

Et annet alternativ for geografisk inndeling er nettavregningsområde. Det gir imidlertid en del av de samme utfordringene som stasjonsgrupper ved at de varierer mye i størrelse, og det kan oppstå flaskehalser internt i nettavregningsområdene. Hvis en slik situasjon oppstår kan Statnett kreve at MGA deles opp. Det er heller ikke sikkert at bruk av nettavregningsområdene gir nettselskapene tilstrekkelig detaljert informasjon.

Innspill fra ekstern aktør:

Statnett bør definere hva som er hensiktsmessig informasjon i bud. Men generelt betyr mindre frihet for leverandørene også økt kostnad for leveransen.

Geografisk informasjon i bud

Mer informasjon om den fysiske plasseringen til anleggene i budet kan være et alternativ eller supplement til en finere geografisk inndeling av bud. Tilgang på mer informasjon må kobles med driftsverktøy som gjør nytte av informasjonen. Dette kan være verktøy som undersøker at hele budet er tilgjengelig for aktivering, gitt situasjonen i nettet og relevante flaskehalser. Den geografiske informasjonen kan da brukes til å del-aktivere eller hoppe over bud som ikke er tilgjengelige.

I dag varierer det hvilken geografisk informasjon som gis i budene til de ulike reservemarkedene og videre hvilken informasjon som er tilgjengelig ved aktivering. For FCR gis det kapasitetsbud på budområde, men aktøren sender Statnett systemdata som inneholder informasjon om hvilke stasjonsgrupper som er basis for aktørens bud. Aktivering av FCR skjer så nasjonalt.

For aFRR gis det i dag kapasitetsbud på stasjonsgruppenivå, og aktivering skjer også på dette nivået. Men aFRR-aktørene har anledning til å bytte fra hvilken stasjonsgruppe de leverer fra innad i budområdet, og i nytt nordisk marked for aFRR i 2019 vil budgivningen være på budområde. Aktivering av aFRR vil fortsatt være på stasjonsgruppenivå eller lignende i et nordisk marked på grunn av flaskehalser.

For mFRR kapasitet gis det bud på budområdenivå, men aktørene oppfordres til å oppgi geografisk informasjon om budet ved budgivning. For mFRR aktiveringsmarked gis og aktiveres bud på stasjonsgruppenivå.

Budets plassering kan som et alternativ angis for et spesifisert nettområde, et spesifikt punkt (eks sentralnettpunkt, regionalnettstasjon, aggregat) eller på annen måte "geotagges". Statnett, og etter hvert muligens DSOene, kan slik få tilstrekkelig kunnskap i sanntid for å løse en spesifikk flaskehals og vurdere om en aktivering kan forårsake utfordringer i nettet. Men mer informasjon om budet vil, på samme måte som finere inndeling i budområder, i større grad låse innholdet i budet og dermed skape en ulempe for aktører som ønsker å optimalisere sin portefølje. For videre arbeid må Statnett gjøre gode avveininger mellom aktørenes behov for å optimalisere porteføljen for et større område opp mot hva som er driftens behov for informasjon. Driftsbehovene kan oppstå i transmisjonsnett, men også i distribusjonsnett er det en økende forekomst av driftsutfordringer som vil påvirke informasjonsbehovet. En mulig løsning kan være at et bud gis på stasjonsgruppenivå, men operatøren ved uforutsette hendelser eller driftsutfordringer kan få tilgang til mer informasjon – enten fra et felles register eller ved at automatisk svar fra leverandøren med sanntidsinformasjon om status og eksakt lokalisering av budet som vurderes.

Nettselskap og Statnett vil kunne ha nytte av en koordinering i prekvalifiseringen av leverandøren, og det kan også tenkes at en elektronisk varsling ved budgivning/aktivering eller i spesielle feilsituasjoner vil kunne ha verdi for nettselskapenes drift.

Ved videreutvikling av prekvalifiseringsprosessen vil nettmessig plassering inngå. Statnett kan da, i evt dialog med DSO, legge begrensninger på prekvalifiserte ressurser som sjelden vil være tilgjengelig for aktivering grunnet nettmessige begrensninger. De fleste flaskehalser og nettutfordringer er imidlertid ikke statiske, noe som gjør at sjekk av bud frem mot driftstimen og ved aktivering fortsatt vil være viktigste steg for å vurdere nettets evne til å håndtere ressursen.

Innspill fra ekstern aktør:
Nettselskapene ønsker også å bruke fleksibilitetsressurser på lavere nettnivå.

5.3 Involvering av DSO i prekvalifisering og aktivering av bud

Økt bruk av aggregerte ressurser kan øke utfordringene for nettselskapet dersom de ikke har oversikt over plutselige endringer i laster og produksjon i sitt nettområde som følge av Statnetts aktiveringer, noe som tilsier at Statnett og nettselskapene bør finne løsninger for å håndtere dette. Ny EU-regulering stiller krav til at nettselskapene involveres ved bruk av reserver i deres nett, men det er noe uklart hvordan dette skal skje.

Nettselskapenes driftssentraler varsler Statnetts regionsentraler dersom de har utfordringer i sitt nett. Regionsentralen varsler igjen Landssentralen ved behov. Driftssentralene kan også be om hjelp fra Statnett til spesialreguleringer i sitt område. Dermed skjer det allerede en koordinering mellom nettselskapene og Statnett. Statnett har også etablert overvåkning i flere regionalnett for å ta hensyn til disse ved aktiveringer.

Helt overordnet kan koordineringen ved prekvalifisering av ressurser gjennomføres på tre måter:

- *Statnett gjør alt:* Statnett får tilgang til et datagrunnlag fra nettselskapene som er tilstrekkelig til at prekvalifiseringen av ressurser inn i balansemarkedene kan gjøres av Statnett. Koordineringen med nettselskapet skjer ved at Statnett får tilgang til løpende data om situasjonen på lavere nettnivå.
- *BSP gjør alt:* BSP sine ressurser blir først prekvalifisert av nettselskapet og får en godkjenning av at ressursen kan delta i Statnett sine markeder uten at det skaper problemer for dem. Deretter må BSPen gjennomgå en prekvalifisering for å oppfylle kravene hos Statnett.
- *Koordinert prosess:* Nettselskapet stiller krav om Statnetts bruk av ressurser i deres nett basert på nettmessige forhold, slik at Statnett kan ta hensyn til disse i sin prekvalifisering av leverandører til balansemarkedene. Informasjon fra nettselskapene kan også føre til oppsplitting av stasjonsgrupper eller at Statnett stiller andre krav for å ta hensyn til utfordringer hos nettselskapet.

Statnett kan ikke på egenhånd gjøre en endelig vurdering av hvilken løsning som er best, i og med at valg av løsning skal skje i samarbeid med nettselskapene. Erfaringer fra pilotprosjekter tilsier at BSPer bør slippe en totrinns-prekvalifisering, og at Statnett bør ta ansvaret for å prekvalifisere leverandører til sine markeder.

En mulighet er at nettselskapene involveres tettere på aktivering av ressurser gjennom koordinert bruk av ressurser dersom også nettselskapene i framtiden tar i bruk fleksibilitet i større grad enn i dag og/eller nettselskapene tar en form for utvidet DSO-rolle. I evalueringer av piloter med aggregerte bud

har det kommet fram at nettselskapene ønsker å bli informert når Statnett aktiverer laster i deres område. En løsning på dette som trolig er relativt enkel å implementere, er å sikre at nettselskapene får et varsel fra systemene sammen med aktiveringsvarselet som leverandøren får. Dette vil ikke gi en mulighet til å stoppe aktiveringer løpende i driften, men kan være tilstrekkelig i praksis for mange nettselskap på kort sikt. I dagens UKT-ordning er det nettselskapene som administrerer aktivering, slik at her har de god oversikt over hvilke ressurser som aktiveres allerede.

Det er flere utfordringer som må løses hvis nettselskapene og Statnett koordinerer bruk av distribuerte ressurser innenfor driftsdøgnet. Statnett har satt i gang et internt arbeid med piloter for å vurdere hvordan overvåking av nettet og informasjonsflyt mellom nettselskapene og Statnett kan foregå, for at nettselskapene skal få muligheter til å ekskludere aktivering av laster i sitt nettområde når det kan skape lokale nettutfordringer. En utfordring i dette arbeidet er at produksjonsplaner i utgangspunktet ikke kan deles med nettselskapene. Dette er også viktig for å sikre at bud i (framtidige) internasjonale aktiveringsmarkeder for aFRR og mFRR skal være forhåndsklarert mot alle flaskehalser, kvarter for kvarter, også i regionalnettet.

5.4 BSP skal ha mulighet til å gi bud og å overføre kapasitetsforpliktelser til andre BSPer

I dagens prosesser fyller balanseansvarlig flere sentrale roller i balansemarkedene. For at BSPer skal kunne gi bud i henhold til EU-kravene, vil det i praksis si at BSP får de oppgavene balanseansvarlig har i dag med hensyn til handel med reserver og aktivering, noe det bør være greit å løse innenfor dagens systemer og prosesser. Med en slik omdefinering av oppgaver vil BRPen først være involvert ved avregning.

Så lenge ulike fleksibilitetsressurser underlagt en BSP oppfyller kravene til leveranser, er det opp til BSPen hvilke ressurser som faktisk aktiveres. Dette gjelder også aktiveringer innenfor dagens stasjonsgrupper. Det nye kravet fra EU er imidlertid at en BSP skal kunne overføre sine kapasitetsforpliktelser til en annen BSP (innenfor samme budområde) fram til én time før starten på leveransedagen. Unntak gjelder for kapasitetsmarkeder med mindre enn én ukes kontraktperiode.

Alternative måter å oppfylle EU-kravet om overføring av forpliktelser mellom BSPer er:

- Gå fra ukemarkeder til D-2-marked og søke om fritak fra kravet om overføring av forpliktelser. D-2 og D-1 vil redusere behovet markedsaktørene har for å overføre forpliktelser sammenlignet med ukemarkeder.
- Etablere en ordning som åpner for at Statnett kjøper tilbake bud fra BSPer som ønsker å bli kvitt en forpliktelse, og velge et bud med en høyere kostnad, der den opprinnelige BSPen dekker kostnadsavviket fra eget bud. Svenska kraftnät har innført en slik ordning for FCR.
- Tillate BSPer å endre sine bud fram til en time før starten på leveransedagen sammen med etablering av et system som verifiserer at forpliktelsene er ivaretatt.

Statnett, sammen med de nordiske TSOene, planlegger å innføre kjøp av både aFRR- og mFRR-kapasitet på D-2-basis fra 2019. Med en slik endring vil aktørenes behov for å overføre handelsforpliktelser mellom seg bli redusert i og med at planleggingshorisonten blir kortere. Med kortere planleggingshorisont vil imidlertid også Statnetts tilgjengelige tid til å vurdere forespørsler om flytting av kapasitet reduseres tilsvarende. EU åpner derfor for at TSOen kan søke fritak fra kravet å legge til rette for flytting av forpliktelser mellom BSPer for balansemarkeder som opererer med tidshorisont som er kortere enn en uke.

Tilbakekjøp av bud (pkt. 2) kan også fungere som en midlertidig ordning inntil man har avdekket behovet for overføring av forpliktelser. Ved stor interesse fra aktørene for en ordning med tilbakekjøp

bør Statnett finne en ordning som er enklere å administrere, f.eks. etablere en markeds plass der aktørene kan handle sine forpliktelser (pkt. 3).

5.5 Verifisering av aktivering

Kravet fra EU er at man både skal definere hvordan man verifiserer leveranser, og hva som er konsekvensene dersom man ikke leverer som avtalt. I tillegg stilles noen krav til at leveranser skal være målbare.

Noen relevante måter å verifisere leveranser er:

- Kapasitetsmarkeder – sjekke at handelsforpliktelsene er tilgjengelig for aktivering:
 - Bud i aktiveringsmarkedet skal minst være like store som forpliktelsene i kapasitetsmarkedet der dette er relevant. Dette kan enkelt verifiseres og blir gjort allerede i dag.
- Aktivering – spesifikke målinger av at aktivering har skjedd:
 - SO GL stiller noen konkrete krav til hvordan leveranser av FCR skal måles, se spesifikasjon under. Ansvar for måling og verifisering er lagt på leverandøren av tjenesten.
 - aFRR: SO GL stiller krav om realtidsmålinger (article 158)
 - mFRR: SO GL stiller krav om realtidsmålinger (article 158)
- Aktivering – se på nye muligheter med AMS-målere til å estimere hva forbruk/produksjon ville vært dersom ikke aktivering hadde skjedd (etablere en såkalt baseline).

Figur 11: FCR Technical Minimum Requirements for FCR

Title 5 - Frequency containment reserves Article 154 – FCR technical minimum requirements

7. Each TSO of the CE synchronous area shall ensure that the combined reaction of FCR of a LFC area comply with the following requirements:

- (a) the activation of FCR shall not be artificially delayed and begin as soon as possible after a frequency deviation;
- (b) in case of a frequency deviation equal to or larger than 200 mHz, at least 50 % of the full FCR capacity shall be delivered at the latest after 15 seconds;
- (c) in case of a frequency deviation equal to or larger than 200 mHz, 100 % of the full FCR capacity shall be delivered at the latest after 30 seconds;
- (d) in case of a frequency deviation equal to or larger than 200 mHz, the activation of the full FCR capacity shall rise at least linearly from 15 to 30 seconds; and
- (e) in case of a frequency deviation smaller than 200 mHz the related activated FCR capacity shall be at least proportional with the same time behaviour referred to in points (a) to (d).

8. Each reserve connecting TSO shall monitor its contribution to the FCP and its FCR activation with respect to its FCR obligation, including FCR providing units and FCR providing groups. Each FCR provider shall make available to the reserve connecting TSO, for each of its FCR providing units and FCR providing groups, at least the following information:

- (a) time-stamped status indicating if FCR is on or off;
- (b) time-stamped active power data needed to verify FCR activation, including time-stamped instantaneous active power;
- (c) droop of the governor for type C and type D power generating modules as defined in Article 5 of Regulation (EU) 2016/631 acting as FCR providing units, or its equivalent parameter for FCR providing groups consisting of type A and/or type B power generating modules as defined in Article 5 of Regulation (EU) 2016/631, and/or demand units with demand response active power control as defined in Article 28 of Regulation (EU) 2016/1388.

9. Each FCR provider shall have the right to aggregate the respective data for more than one FCR providing unit if the maximum power of the aggregated units is below 1,5 MW and a clear verification of activation of FCR is possible.

10. At the request of the reserve connecting TSO, the FCR provider shall make the information listed in paragraph 9 available in real-time, with a time resolution of at least 10 seconds.

11. At the request of the reserve connecting TSO and where necessary for the verification of the activation of FCR, a FCR provider shall make available the data listed in paragraph 9 concerning technical installations that are part of the same FCR providing unit.

Innspill fra ekstern aktør:

For noen laster har man gode data og for andre dårlige. For f.eks. varmtvannstanker har man ikke så gode data. Samme problematikk gjelder produksjonsplaner

Innspill fra ekstern aktør:

Aktivering må måles per last. Man vet som regel hva hver last vil bruke og man kan observere endringer ved aktivering. Dette kan sendes inn som verifikasjon.

Innspill fra ekstern aktør:

Vi har noen data med høyere tidsoppløsning enn for forbruksplaner.

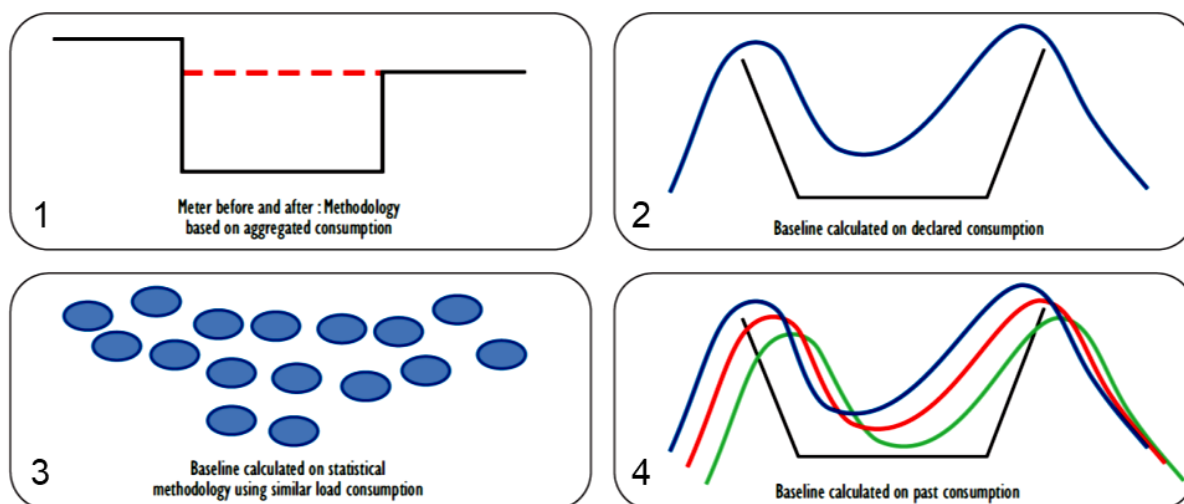
I dette prosjektet har vi ikke gått nærmere inn på hvordan ulike målinger kan tas i bruk for å verifisere både at aktivering har skjedd og at produktkravene er oppfylt. Fra 2019 vil alle kunder ha installert AMS målere med timesoppløsning, som leverer avregningsdata via nettselskapet videre til Elhub til bruk i oppgjør. I fremtiden vil det komme krav om at oppløsningen skal være per kvarter. Hvordan og om denne infrastrukturen kan brukes vil være et tema som må utforskes videre fremover. I fremtiden vil BSP være den aktøren som er aktiv i balansemarkedene og det kan medføre at kravet om måling og verifikasjon av levert reserve må håndteres via BSP.

Målinger kan brukes til å estimere hva forbruk/produksjon ville vært dersom ikke aktivering hadde skjedd. Helt overordnet kan dette gjøres på to måter:

- Aktørene må selv melde inn sin planlagte last time for time, og dermed etablere «forbruksplaner» som en parallell til produksjonsplaner (Alternativ 2 i figuren under). Det vil si at avviket mellom det planlagte forbruket og det faktisk målte forbruket vil utgjøre aktiveringen.
- Det kalkuleres en baseline basert på historisk forbruk, evt. også basert på forbruket før aktivering. Det finnes ulike måter å gjøre en slik beregning på, og tre av dem er illustrert under.
 - Figur 1 viser en metode hvor man måler forbruket før og etter aktiveringen og deretter estimerer hvordan forbrukskurven ville vært hvis ikke aktiveringen hadde skjedd.
 - I figur 3 regner man ut hva forbruket ville vært ved å bruke statistikk fra tilsvarende forbrukspunkter.

I figur 4 bruker man historisk forbruk (for eksempel samme periode de tre siste ukene) til å regne ut hva forbruket ville ha vært.

Figur 12: Illustrasjon av noen prinsipper for å beregne baseline

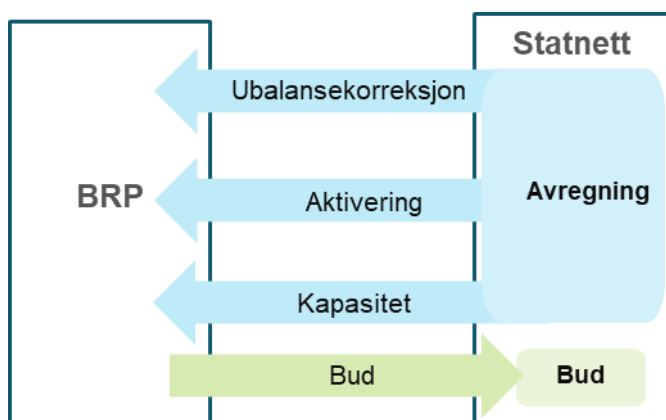


Kilde: IEA (2016) Re-powering markets

5.6 Avregning av BRP og BSP separat

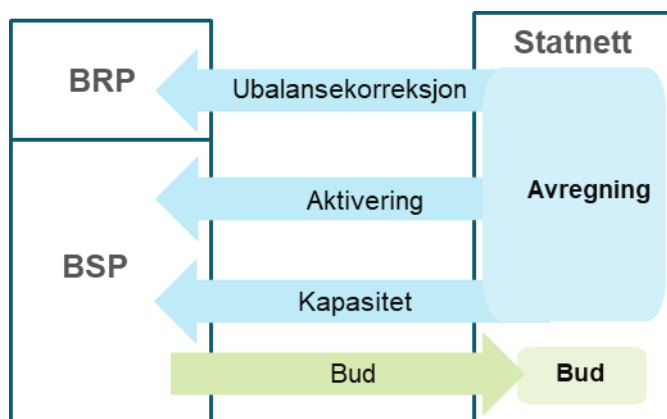
I dagens avregning er det balanseansvarlig som avregnes og får oppgjør for deltakelse i kapasitetsmarkeder, aktiveringer og korreksjon for ubalanser skapt av aktivering. Dersom en RKOM-aktør har fått tilslag i kapasitetsmarkedet uavhengig av sin balanseansvarlige, vil RKOM-aktøren få oppgjør for kapasitet separat.

Figur 13: Avregning til balanseansvarlig i dag



Etter nye EU-krav skal oppgjøret deles i to, avregning og oppgjør for kapasitet og aktivering skal skje til BSP, mens ubalanseoppgjøret skal gjennomføres mot BRP. En slik endring der det fortsatt er en BRP per bud, vil være relativt enkelt for Statnett å tilpasse systemer og rutiner til.

Figur 14: Avregning til BRP og BSP i framtiden



Utfordringer med å oppnå økonomisk balanse etter skille av BSP og BRP rollen

I dagens modell er alle pengestrømmer for handel, aktiveringer og ubalanser referert til BRP. Det har derfor fra et økonomisk perspektiv ikke vært nødvendig å ta hensyn til om ubalanser skyldes prognostiseringsfeil eller manglende oppfylling av aktiveringsforpliktelser. Det har heller ikke vært nødvendig å spesifisere hva godtgjørelse for aktivering skal dekke. En fremtidig løsning med BSP medfører at BSP og BRP vil ha stor påvirkning på hverandres økonomi. Det blir derfor nødvendig å ha et mer aktivt forhold til den økonomiske fordelingen mellom de to rollene.

Ved å tillate aggregering av flere slutt kunder i samme bud og i neste nivå også slutt kunder som ligger under ulike BRP i samme bud, vil det bli en meget stor utfordring å finne en korrekt fordeling mellom dem.

Ubalanser

Dersom BSP får tilslag på en aktivering som ikke gjennomføres, vil dette få en rekke uheldige følger med dagens system basert på tillit.

- Systemet får ikke den responsen som er avtalt
- BRP blir påført ubalanse
- BSP kan motta aktiveringsbeløp for ikke levert ytelse

I dagens regime vil BRP påføre seg selv en ubalanse ved en slik agering og det er dermed innebygd en selvjustis i systemet. Ved å skille BSP og BRP vil det måtte settes langt strengere krav til og konsekvenser for BSP som sikrer at de leverer de ytelser som er avtalt.

En mulig løsning på denne utfordringen er å definere at BSP skal være balanseansvarlig og dermed økonomisk ansvarlig for ubalanser mellom avtalt aktivering og faktisk leveranse. Utfordringene med en slik løsning er dels vanskeligheter med å fastsette faktisk leveranse, samt at det i GLEB ikke er klart at en slik tidsserie kan inngå i balanseavregningen.

Aktiveringer

Ved å flytte pengestrømmen relatert til aktiveringsbeløpet over på BRP skaper man en økonomisk ubalanse for aktørene. Denne er beskrevet i fire eksempler under.

Regulering		Problemstillinger
Oppregulering	Ved redusert forbruk	- BRP har betalt for et kjøpt volum i spot som er høyere enn det volumet som de kan fakturere kunden basert på målt forbruk. BRP har isolert sett en kostnad som følge av aktiveringen. - Skal deler av aktiveringsbeløpet som tilfaller BSP gå til å dekke den kostnad BRP får ved at de skal fakturere kunden for et mindre volum enn hva de har kjøpt i spot? - Se Figur 15
	Ved økt produksjon	- BRP har mottatt betaling for et solgt volum i spot som er lavere enn det de skal utbetale til kunden basert på målt produksjon. BRP har isolert sett en kostnad som følge av aktiveringen. - Skal deler av aktiveringsbeløpet som tilfaller BSP gå til å dekke den kostnad BRP får ved at de skal utbetale til kunden for et større volum enn hva de har solgt i spot?
Nedregulering	Ved økt forbruk	- BRP har betalt for et kjøpt volum i spot som er lavere enn det volumet som de kan fakturere kunden basert på målt forbruk. BRP har isolert sett en inntekt som følge av aktiveringen. - Skal deler av det aktiveringsbeløpet som betales av BSP dekkes av den inntekt BRP får ved å fakturere kunden for et større volum enn hva de har kjøpt i spot?
	Ved redusert produksjon	- BRP har mottatt betaling for et solgt volum i spot som er høyere enn det de skal utbetale til kunden basert på målt produksjon. BRP har isolert sett en inntekt som følge av aktiveringen. - Skal deler av det aktiveringsbeløpet som betales av BSP dekkes av den inntekt BRP får ved at de skal utbetale til kunden for et mindre volum enn hva de har solgt i spot?

Figur 15: Kostnad for energi kjøpt versus inntekt fra aktiveringen

For en forbrukskunde har:

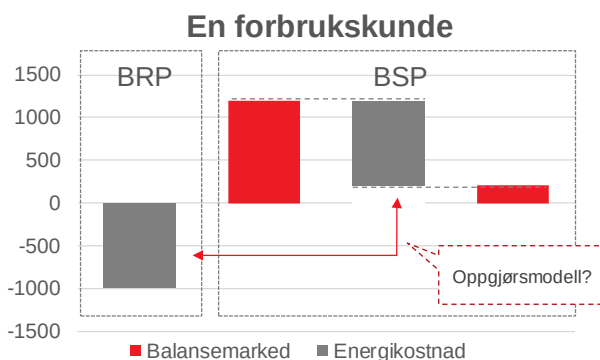
- BRP kjøpt 10 MWh/h i elspot
- BSP har budt 10 MWh/h i mFRR

Priser i markedet:

- Kostnaden for energien blir 1000 NOK
- Inntekten for aktivering blir 1200 NOK

Netto inntekt for forbrukskunden:

- Dersom kunden må dekke hele kostnaden for kjøp av energi som ikke er brukt, vil inntekten bli på 200 NOK



Ulike kombinasjoner av BRP og BSP i bud kan bli relevant i framtiden og komplisere avregningen

I dette prosjektet har vi konsentrert oss om den enkle varianten av aggregering der alle laster i et bud har samme BRP og BSP som diskutert over. Det er denne varianten av aggregering som Statnett vil tilrettelegge for og har ingen planer om å tilrettelegge for uavhengig aggregatorer. Det vil si

aggregatorer som aggregerer og byr laster inn i markedet uavhengig av hvem som er BRP for de enkelte lastene. I framtiden kan Statnett, gjennom nytt regelverk, få krav om å legge til rette for at uavhengige aggregatorer også skal kunne delta i balansemarkedene. Det har vært noen diskusjoner i prosjektgruppen om hvilke problemstillinger som da kan oppstå. Vi har inkludert noe av dette her for å bidra til å klargjøre problemstillingen selv om det ligger utenfor dette mandatet. Man kan se for seg (minst) tre ulike situasjoner som vist i Figur 16.

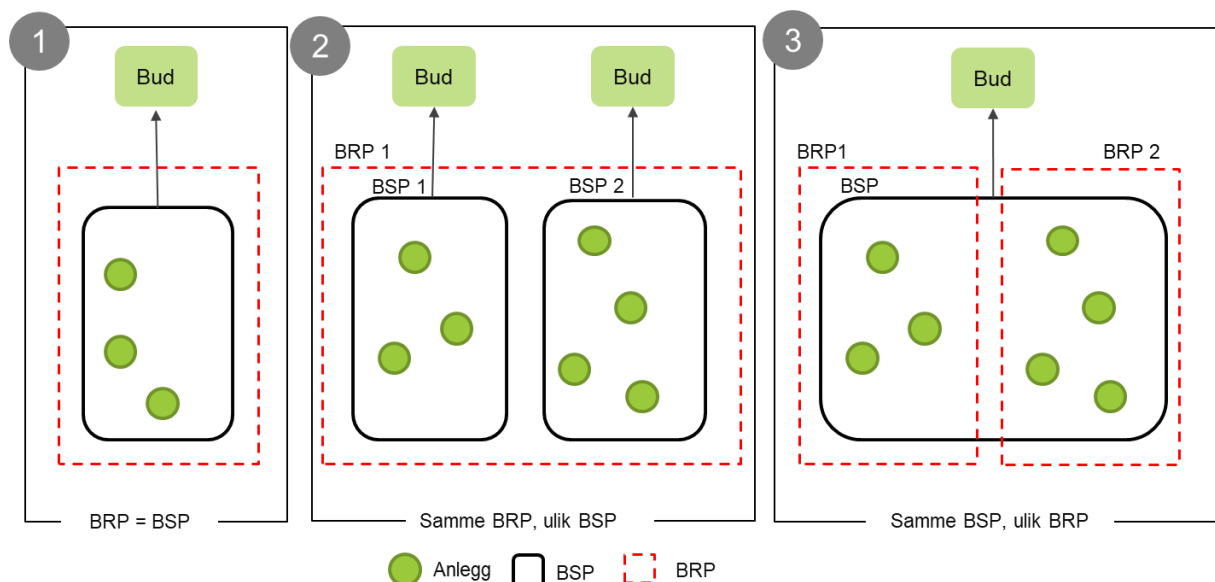
Eksempel 1 viser en situasjon der BRP=BSP for et bud, noe som tilsvarer dagens situasjon. Eksempel 2 viser at en BRP kan ha ansvar for ubalansene til flere BSPer, noe som i praksis bare er en variant av eksempel 1 og er relativt ukomplisert.

Utfordringene oppstår i eksempel 3 der en BSP har gitt et aggregert bud som består av flere anlegg som er fordelt mellom to ulike BRPer. For at avregningen skal bli korrekt i dette tilfellet, må Statnett kunne skille ut hvor stor andel av ubalansen som skal fordeles til hver av de to BRPene. Dette kan overordnet gjøres på to måter:

- BSP rapporterer hvordan fordelingen av aktivering er fordelt på de to BRPene
- Statnett må kreve forbruksplan eller en annen form for baseline og verifisering av aktivering (måling) per BRP for hvert bud
- Statnett krever baseline og verifisering av aktivering (måling) per anlegg som inngår i hvert bud slik at ubalanser sikkert kan allokere til respektive BRP

En utfordring med de to første punktene kan oppstå ved uenighet mellom BSP og BRP om hva som er riktig fordeling av ubalanser. Dette er særlig viktig når aggregatoren skal være uavhengig fra BRP, disse to aktørene kan i praksis være konkurrenter i markedet. Det kan oppstå et behov for at Statnett kan kontrollere at rapportering om fordeling mellom BRPer stemmer. I så fall må Statnett ha en klar formening om hvordan en slik kontroll skal foregå, og kommunisere dette på forhånd.

Figur 16: Budgivning og roller



6 Oppsummering og videre arbeid Statnett

Den gjennomførte studien har systematisert informasjon om hvordan balansemarkedene fungerer, både for eksisterende og nye aktører. Den gir en oversikt over dagens situasjon (Q1-Q2 2018) og hva Statnett vurderer å være viktige endringer på kort og lang sikt. Mye er enda ikke avklart i regelverket fra EU, og heller ikke hvordan dette til sist kommer til å bli implementert i norsk lov. Men ved å konkretisere potensielle løsninger og scenario og å diskutere dette vil vi bedre kunne forberede oss på det som kommer. Studien har vært nyttig internt for Statnett, og vi håper dette også vil være nyttig lesning for alle som er i inngrep med eller som ønsker å lære mer om balansemarkedene.

Vi kommer til å arbeide videre med funn fra studien, og vil ha dialog med bransjen om dette. Følg med på vår kundeportal (<http://www.statnett.no/Kundeportal/>) for annonsering av nye møter.

V1 Beskrivelse av prosessene per marked

Dette vedlegget er ment for å gi mer detaljert informasjon om de enkelte balansemarked.

FCR – Frequency Containment Reserves

Utformingen av sikring av FCR har historiske røtter og er bygget opp rundt ideen om at alle vannkraftverk skulle bidra. Markedet kom senere. Vilkår og tilknytningskrav (FIKS) er fremdeles bygget opp rundt vannkraften. Etter at forbruk ble inkludert i markedet ble særskilte vilkår for forbruk lagt til som et vedlegg, med beskrivelser av krav til respons som er relevant for forbrukssiden.

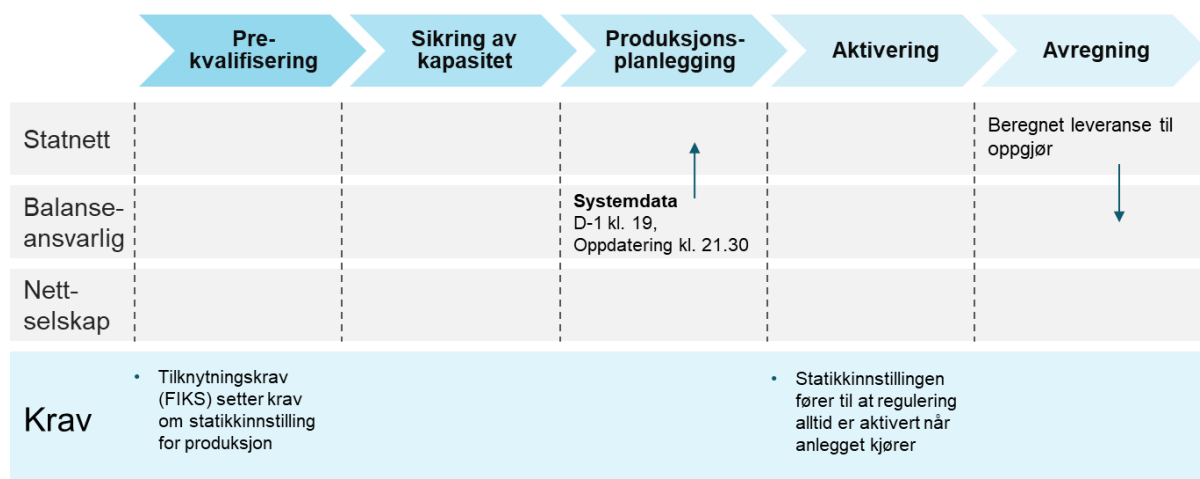
FCR består av en grunnleveranse, kalles også minimumsleveranse, og en markedsbasert leveranse. Den markedsbaserte leveransen deles i FCR-N (normaldrift) og FCR-D (driftsforstyrrelser). Førstnevnte deles i et uke- og et døgnmarked, som kjøres henholdsvis før og etter Bud. Budgivning av FCR skjer per budområde. Nettselskapene er ikke involvert i prosessen.

Prekvalifisering og grunnleveranse

Ved etablering eller endringer på produksjonsanlegg må aktørene søke om vedtak for nettilknytning. Alle produksjonsanlegg med installert effekt over 10 MVA må oppfylle tilknytningskravene i FIKS. Dette garanterer at korrekt reguleringsfunksjonalitet blir installert i anleggene. Utover dette sikrer Statnett en maksimal statikkinnstilling (grunnleveransen) gjennom spesifikt vedtak for nevnte produksjonsanlegg. Statikkinnstillingen sikrer at regulering alltid er aktivert når anlegget kjører. Grunnleveransen gjelder bare produksjon.

Det finnes ingen egen prekvalifisering til FCR-markedet, hverken for produksjonsanlegg eller forbruksanlegg, bortsett fra prekvalifiseringen som skjer som en del av tilknytningsprosessen.

Figur 17: Grunnleveranse



Markedsbasert sikring av reserver

Ved behov sender Statnett varsel om markedsåpning av uke- og/eller døgnmarked til aktuelle leverandører.

Ved akseptering av bud tas ikke geografiske hensyn innad i Norge. Via krav til mengde FCR per land tas geografiske hensyn på nordisk nivå. Kravet til FCR-N i Norge er 212 MW (sum uke og døgn) og 350 MW FCR-D. Dersom Statnett selger noe til Sverige og/eller Finland, øker totalkravet til reserver tilsvarende det volumet som er solgt ut av landet. Volum som handles i ukemarkedet gjøres ut fra en forventning av hva som vil være tilgjengelig av FCR i døgnmarkedet.

Døgnmarkedet gjelder i utgangspunktet både FCR-N og FCR-D. I dag kjøpes imidlertid ikke FCR-D fordi Statnett får nok FCR gjennom grunnleveransen og det som kjøpes av FCR-N.

Ukemarkedet deles i seks markedssegmenter; ukedag og helg, som igjen er delt i dag, kveld og natt. Aktørene kan by i ett eller flere av segmentene. Segmentet for ukedager åpner for budgivning seks dager før leveringsperioden, mens segmentet for helg åpner for budgivning fem dager før leveringsperioden. I ukemarkedet skal bud være inne fredag kl. 12 for påfølgende ukedager, og torsdag kl. 12 før påfølgende helg. Varsel om tilslag for hele ukemarkedet sendes fredag kl. 15. Eventuelle feil meldes innen fredag kl. 15 for både ukedager og helg.

I døgnmarkedet må aktøren gi informasjon om type reserve, dvs. FCR-N eller FCR-D, per time, per budområde. I døgnmarkedet skal bud være inne kl. 18 kvelden før driftsdøgnet. Varsel om tilslag i døgnmarkedet sendes kl. 19 kvelden før driftsdøgnet. Ved feil må disse sendes innen 20:00.

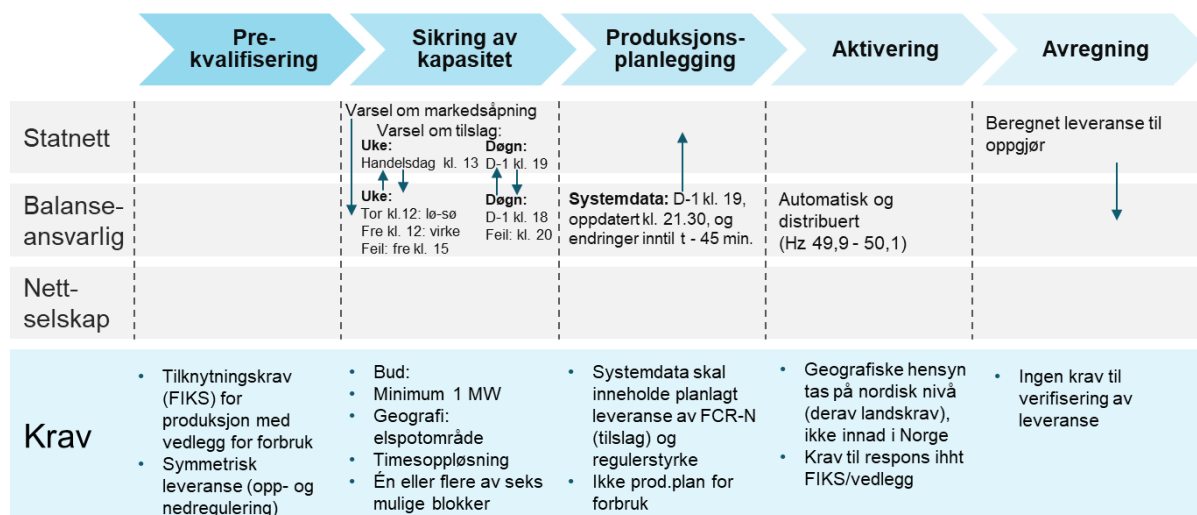
Minste budstørrelse i både døgn- og ukemarkedet er 1 MW, og prisen skal oppgis i NOK/MW/h.

Bud for FCR-N er symmetriske, altså må aktørene kunne levere både opp- og nedregulering. For FCR-D handles kun oppregulering. Dimensjonerende "negative" hendelser med resulterende høy frekvens har tidligere ikke vært en stor utfordring i det nordiske kraftsystemet. Dermed er det kun etablert FCR-D marked for oppregulering («positive» dimensjonerende hendelser). Endringer i kraftsystemet medfører et økt behov av å sikre FCR-D også for nedregulering.

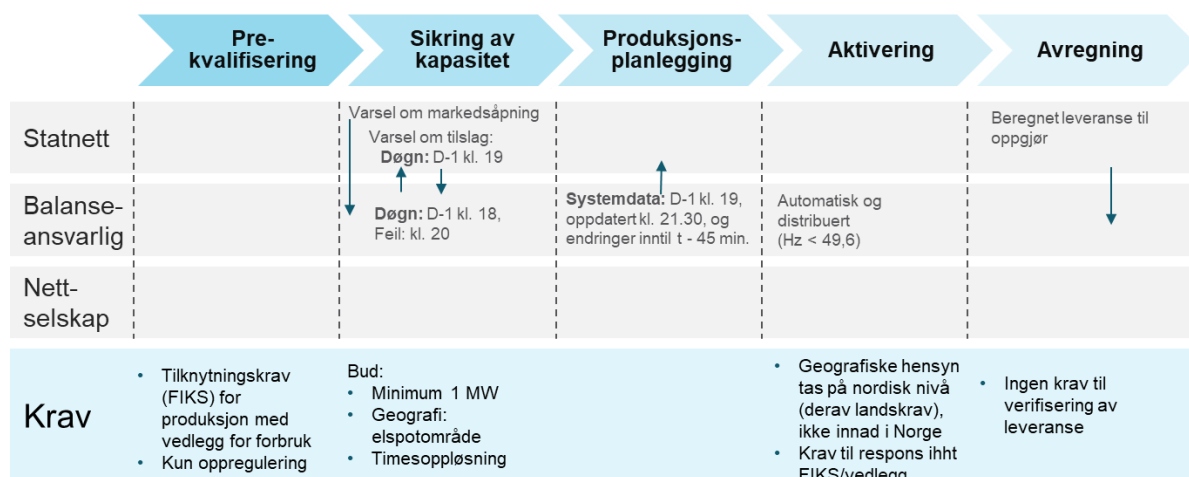
Etter at budene har kommet inn har Landssentralen én time på å foreta en skjønnsmessig kost/nyttevurdering av budene og kontrollere bud som ser urimelige ut (pr telefon). I tillegg brukes timen til salg til Sverige og Finland. Dette er kun aktuelt dersom det ikke er flaskehalser NO1 og SE3.

I døgnmarkedet handles det også mellom TSOer. Budfristen mellom TSOer i døgnmarkedet er kl. 18:15. I dag kjøper ikke Statnett noe fra de andre nordiske landene. Statnett kan maksimalt selge 70 MW FCR-N og 150 FCR-D.

Figur 18: FCR-N



Figur 19: FCR-D



Produksjonsplanlegging

Produksjon

Systemdata inkl. rapport på planlagt leveranse av FCR skal sendes med timesoppløsning kvelden før driftsdøgnet innen kl. 19, gitt at aktøren *ikke* bare deltar i døgnmarkedet. Deltakere i døgnmarkedet sender systemdata innen kl. 21.30. Andre handelsforpliktelser skal ikke påvirke aktørens evne til å levere markedsforpliktet FCR.

Ved ytterligere endringer skal disse sendes innen tre kvarter før driftstimen.

Forbruk

Forbruk med tilslag i markedet skal rapportere systemdata for planlagt leveranse og regulerstyrke.

Aktivering

FCR-N er symmetrisk som produkt og aktivering skjer i intervallet 49,9 – 50,1 Hz. FCR-D sikres kun for oppregulering²⁴ i området 49,5 – 49,9 Hz. Markedsbasert FCR aktiveres automatisk og distribuert basert på målt frekvens. I FCR-N, som har symmetriske bud, skjer aktivering ved avvik fra 50 Hz ned til 49,9 Hz og opp til 50,1 Hz. FCR-D blir aktivert i området 49,5 – 49,9 Hz.

Avregning

For FCR skjer avregning for levert energi med utgangspunkt i innsendte systemdata (rapportert statikkinnstilling), ikke faktiske måledata, opp mot gjennomsnittlig frekvensavvik, per kvarter, i synkronområdet. Dette gir forventet frekvenskorleksjon og beregnet levert volum av FCR per leverandør. Aktørene får både betalt for innmeldt reguleringssevne (kapasitet) og i tillegg beregnet leveranse (faktisk energi) til RK-pris (opp eller ned). Det er per dags dato ingen krav til verifisering av leveranse gjennom målinger, men er basert på tillit til at innrapporterte data stemmer.

Ettersom minste budstørrelse er 1 MW får aktørene bare betalt dersom volum overstiger 0,5 MW (rundes opp til 1 MW).

For kapasitet får aktørene betalt med en kapasitetspris som settes i markedet. I ukemarkedet fastsettes marginalpris per budområde for de seks markedssegmentene. For døgnmarkedet fastsettes

²⁴ Det skal innføres marked for FCR-D nedregulering. Se avsnitt XX for mer info.

én marginalpris per budområde per time. I tillegg kompenseres aktørene for energien til RK-pris opp eller ned. For innrapportert grunnleveranse kompenseres aktørene for kapasitet. Prisen fastsettes årlig og er i 2018 2 kr/MWh.

aFRR – automatic Frequency Restoration Reserves

Sammenlignet med de andre reserveproduktene er aFRR et relativt nytt produkt. aFRR sikres gjennom et kapasitetsmarked. Reservene kjøpes i en ukentlig auksjon før FCR. Innkjøp av aFRR skjer på landsbasis, mens bud gis med informasjon om (godkjent) stasjonsgruppe. En nordisk markedsløsning skal innføres, og da vil handelen skje på budområde. Allerede i dag tillater man aktørene å endre budet sitt så lenge det er innen samme budområde. Marginalprisen er også lik innenfor hvert budområde.

Prekvalifisering

Kapasitetsmarkedet for aFRR er det eneste markedet med en definert prosess for prekvalifisering. I prekvalifiseringen må ressursene som skal inngå i et bud både oppfylle tekniske krav, men også være nettmessig tilgjengelig. I Norden er det krav om maks to minutter full aktiveringstid, fordelt på 30 sekunder responstid og 90 sekunder rampingtid.

Det er aggregater, og eventuelt ulike kombinasjoner av aggregater innad i en stasjonsgruppe, som testes i prekvalifiseringen. På denne måten kan ressurser i spesifikke kombinasjoner godkjennes. Kravene knytter seg til hastighet og nøyaktighet på leveransene. For store aggregat kan nøyaktighetskravene være utfordrende. For stasjonsgrupper som består av flere store aggregat blir det enda mer utfordrende å tilfredsstille nøyaktighetskravene.

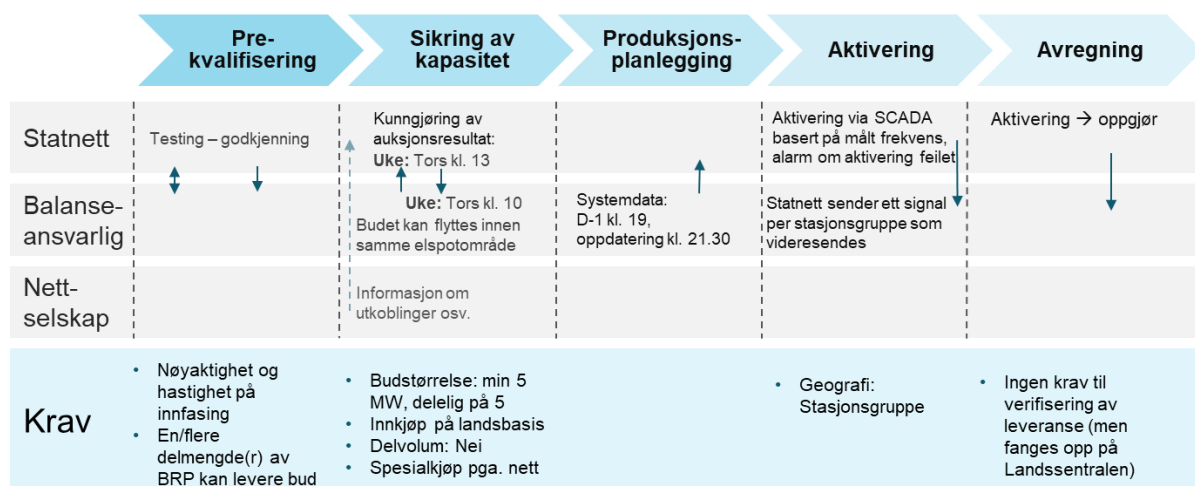
Sikring av reserver

Totalt skal det kjøpes inn 105 MW av aFRR. For å optimalisere innkjøpet hender det at bud hoppes over, f.eks. pga. revisjoner eller feil i nettet, men utilgjengelige ressurser bys normalt ikke inn ettersom budgiverne vet om dette selv. Det er derfor ikke vanlig at bud hoppes over fordi ressursene er utilgjengelig.

Bud gis per periode, hvor en periode er en uke. Angitt kapasitetsforpliktelse gjelder hele perioden. Reservene kjøpes i timesblokker, i et begrenset antall timer per periode/uke. Tidsavsnittet angis senest to uker før anvendelse. I dag kjøpes aFRR i rampingtimer på morgenen og kvelden på hverdager.

Bud skal være inne torsdag kl. 10 før påfølgende uke. Varsel om tilslag sendes kl. 13. Bud gis per stasjonsgruppe, men kan flyttes innen samme budområde. Tilslag på kapasitet krever at kapasiteten stilles til rådighet for aktivering. Hvert bud kan bare gjelde opp- eller nedregulering. Samme stasjonsgruppe kan gi flere bud. Delvolum aktiveres ikke.

Figur 20: aFRR



Produksjonsplanlegging

Innsendte systemdata ligger til grunn for aktivering og sendes daglig innen kl. 19 dagen før aktuelt driftsdøgn. Innsendte planer må vise at man stiller til råde den kapasiteten man har fått tilslag på i kapasitetsmarkedet.

Aktivering

Aktivering skjer basert på målt frekvens hos Statnett. Statnett sender signal om aktivering i et SCADA til SCADA-system mellom Statnett og aktørene. Det sendes ett signal per stasjonsgruppe. Herfra videresender balanseansvarlig signalet til riktig anlegg (direkte til anlegget eller til en driftssentral). Det er derfor krav til aktørene om å ha utstyr som kan ta imot dette signalet.

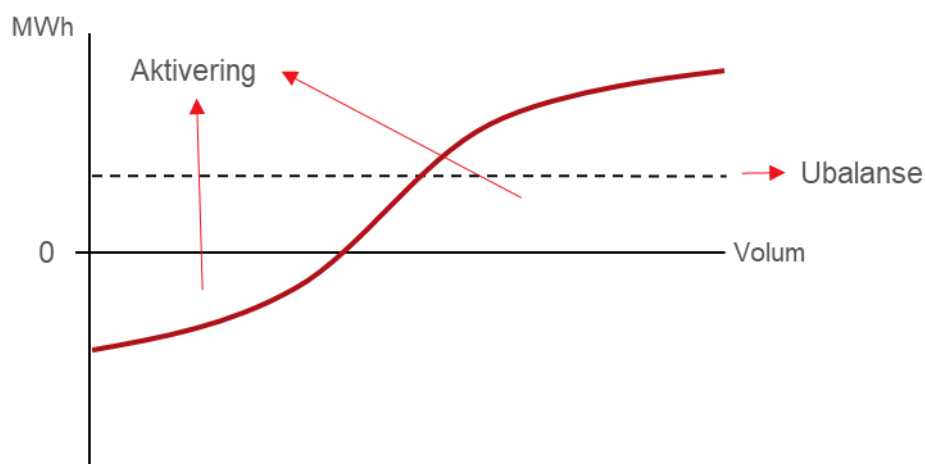
Avregning

Til forskjell fra FCR kan man i aFRR se tydelig hva som er aktivert per stasjonsgruppe. Overvåkingen skjer i SPIDER²⁵, men dette er ikke nøyaktig nok til at det brukes i avregningen.

Kapasitetsprisen fastsettes ved marginalpris per MW per budområde. Avregning for aktivering av aFRR er illustrert i figuren under. Opp- og nedregulering (aktivering) kompenseres separat, til RK-pris opp eller ned (for selve energien). Nettovolumet sendes til markedssystemet slik at det inngår i ubalanseoppgjøret. På denne måten kompenseres gjennomsnittlig ubalanse skapt av aktiveringen.

²⁵ SPIDER er Statnett sitt SCADA-system. Nytt SCADA-system, eTerra, er planlagt.

Figur 21: Avregning i aFRR



mFRR – manual Frequency Restoration Reserves - kapasitetsmarked (RKOM)

Kapasitetsmarkedet sikrer at Statnett får tilstrekkelig volum av mFRR for aktivering. mFRR benyttes både til å håndtere frekvens og flaskehalser. Det ikke tillatt å delta i markedet for mFRR (hverken kapasitetsmarkedet eller aktiveringsmarkedet) med ressurser som har avtale om utkoblbar tariff.

mFRR kapasitetsreserver kan leveres uten begrensninger (høykvalitet) eller med begrensninger i varighet og hviletid (under 8 timer).

Prekvalifisering

For å delta må aktøren registrert RKOM-aktør. Både balanseansvarlig og balansetilbyder kan registreres som RKOM-aktør, men balansetilbyder har krav om å være tilknyttet en balanseansvarlig. Sistnevnte er vanligst for forbruk. Både produksjon og forbruk som skal delta i kapasitetsmarkedet må oppfylle vilkår i mFRR aktiveringsmarkedet, og Statnett gjør en vurdering av nye tilbydere og hvorvidt de kan oppfylle krav som stilles til leveranser av produkter før de blir registrert som RKOM-aktør.

Sikring av reserver

Minst 1700 MW til mFRR skal sikres (1200 + 500). Om vinteren får Statnett stort sett kun de budene i mFRR aktiveringsmarkedet som er sikret i kapasitetsmarkedet. Ressurser i mFRR sikres på landsnivå uten krav til reserver per budområde. Ved forventning om større behov i enkelte områder eller ved forventning om flaskehalser skilles områder ut. Grunnet lite ressurser i NO1 har Statnett her handlet til egen pris ved forventning om flaskehalser inn til NO1 fra NO5 og NO2.

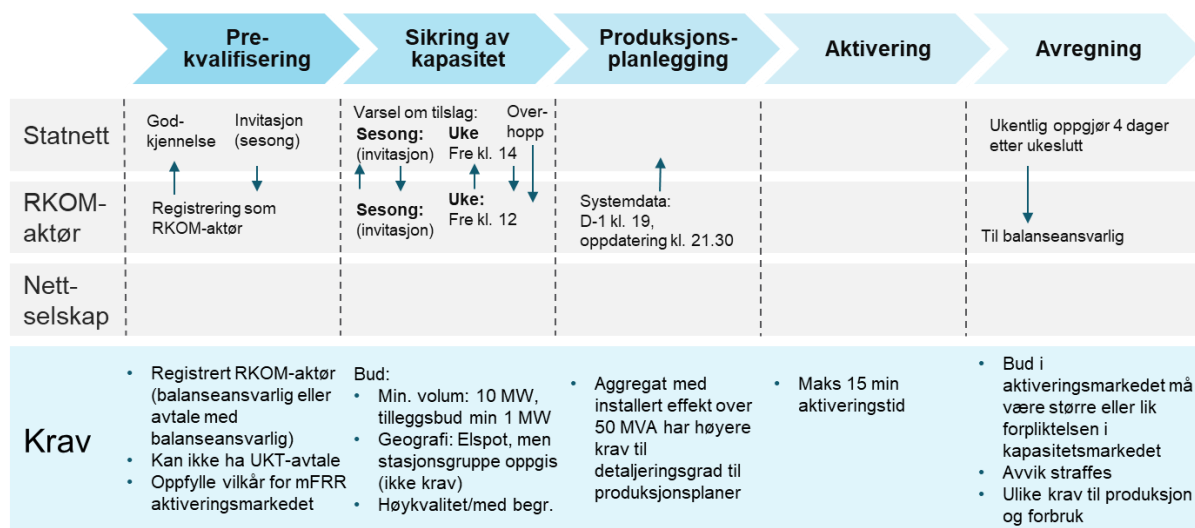
mFRR kapasitetsmarkedet deles i et sesong- og ukemarked. Invitasjon til å delta i sesongmarkedet sendes fra Statnett til alle registrerte RKOM-aktører. Normalt varer sesongmarkedet fra uke 46 til 16 og bud må gjelde for hele perioden. Sesongmarkedet har ett tidsavsnitt som er mandag til søndag kl. 05 til kl. 24. I sesongmarkedet gis bud per budområde men med (oppfordring om) informasjon om stasjonsgruppe.

Ukemarkedet brukes ved behov og har to tidsavsnitt. Disse er mandag til søndag, dag (kl. 05 til kl. 24) og natt (kl. 00 til kl. 05). Bud i ukemarkedet må leveres senest fredag før påfølgende uke kl. 12 og gjelde for de aktuelle timene alle dager. Statnett sender informasjon om tilslag innen kl. 14.

Minimumsvolum for bud i mFRR aktiveringsmarkedet er 10 MW. Det er derfor også krav til budstørrelse på minimum 10 MW i mFRR kapasitetsmarkedet. Men dersom budstørrelsen allerede er oppfylt, f.eks. i sesongmarkedet, kan mindre bud gis i ukemarkedet. Minimumskrav til tilleggsbud er da 1 MW. Pris skal oppgis i NOK/MW/h.

Bud på MFRR med begrensninger skal inneholde informasjon om varigheten, dvs. minimum antall timer reserven kan aktiveres sammenhengende, er fire timer eller mindre. Det skal også oppgis om hviletiden er lengre eller lik en time. Maksimal hviletid er 8 timer.

Figur 22: mFRR kapasitetsmarked



Statnett kan hoppe over bud pga. lokale nettforhold eller bud med begrensning. Årsaker til overhopp skal varsles aktøren. Statnett kan også be om oppdeling av bud pga. nettforhold.

Produksjonsplanlegging

Aktørene skal sende systemdata til Statnett senest kl. 19 kvelden før driftsdøgnet. Eventuelle oppdateringer skal sendes innen 21:30. Ressurser skal kunne aktiveres innen maksimum 15 minutter.

Landssentralen sjekker hver kveld at aktørene har meldt inn samme volum for aktivering som det de har forpliktet seg til i kapasitetsmarkedet. Ved behov for mer nøyaktig geografisk lokasjon kan de kan ringe og sjekke hvilken balansetilbyder som står bak budet.

Aktivering

Ettersom mFRR kapasitetsmarkedet er et opsjonsmarked for aktivering av mFRR skjer det ingen aktivering.

Avregning

Avregningen baseres på samlet forpliktelse i mFRR kapasitetsmarkedet med timesoppløsning. Avvik mellom forpliktelsene og hva som er satt av til aktivering i produksjonsplanene vil resultere i redusert betaling for kapasitet. Ved gjentatte avvik innenfor aktørens kontroll kan Statnett ekskludere aktøren fra deltakelse i mFRR kapasitetsmarkedet.

mFRR – manual Frequency Restoration Reserves - aktiveringsmarked (RK)

mFRR benyttes både til å håndtere frekvens og flaskehalser. mFRR er manuelle ressurser som aktiveres etter forespørsel fra Landssentralen, i hovedsak per telefon. mFRR frigjør FCR og aFRR slik at disse kan være klar til neste hendelse.

Prekvalifisering

Deltakere må ha inngått egen balanseavtale med Statnett eller ha en avtale med en balanseansvarlig. Deltakelse i mFRR kapasitetsmarkedet er ikke et krav for å delta i aktiveringsmarkedet.

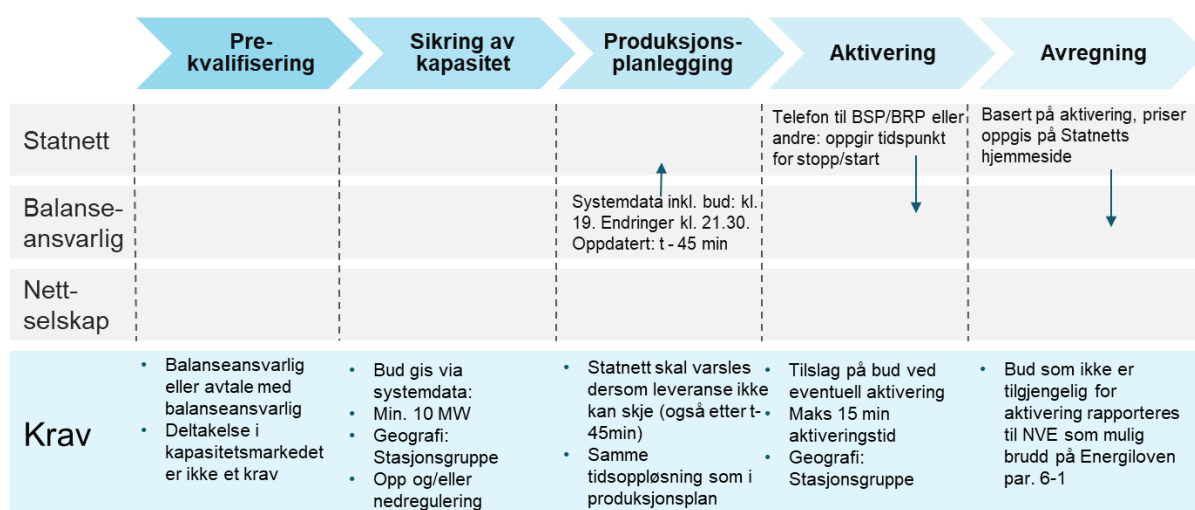
Sikring av reserver og produksjonsplaner

Systemdata skal sendes kvelden før driftsdøgnet innen kl. 19. Bud i mFRR kapasitetsmarkedet gis som anmeldelser ved å sende oppdaterte systemdata innen kl. 21:30. Endringer pga. nye bud eller korreksjoner skal sendes innen tre kvarter før driftstimen. Bud gis per stasjonsgruppe.

En anmelding kan bestå av ett eller flere bud. Bud gis for en eller flere timer, med opp og/eller nedregulering. Kvantum kan gis per time eller per kvarter, med pris på timebasis. Dersom bud gis per time skal effekt være konstant innenfor timen. Pris skal oppgis i NOK/MWh og prisen skal være delelig på 5.

Det sendes ikke varsel om tilslag før eventuell telefon om aktivering.

Figur 23: mFRR aktiveringsmarked



Statnett kan hoppe over bud pga. systemtekniske forhold. Bud er da ikke tilgjengelige i driftsøyeblikket. I mFRR aktiveringsmarkedet har man felles budliste for Norden.

Aktivering

Aktivering skjer per telefon. Statnett kontakter da enten balanseansvarlig, balansetilbyder eller en driftssentral etter kontaktperson oppgitt ved budgivning. En driftssentral kan knyttes til ulike balanseansvarlige og/eller stasjonsgrupper. Her gis informasjon om tidspunkt for start og stopp. Ressursene skal kunne aktiveres innen maks 15 minutter. Statnett kan velge å bare aktivere deler av budet.

Avregning

Statnett v/nettavregning utfører oppgjør av kapasitetsmarkedene, mens oppgjør av aktiveringer og balanseavregningen gjøres av eSett Oy i Finland på vegne av Statnett. Oppgjør for aktiveringsmarkedet avregnes basert på aktivering og RK-prisen. Priser oppgis på Statnetts hjemmeside. RK-prisen fastsettes for opp- og nedregulering per budområde etter at timen er avsluttet. Ved frekvensreguleringer i begge retninger i samme time fastsettes en dominerende reguleringsretning basert på netto regulert energivolum.

Dersom ressurser som er bydd inn ikke er tilgjengelig for aktivering rapporteres dette til NVE som mulig brudd på Energiloven § 6-1.

V2 Relevante forskriftstekster – EU-krav

Dette vedlegget gir en oversikt over relevante forskriftstekster som er nevnt i rapporten.

Guideline for Electricity Balancing

Chapter 1 – Functions and responsibilities

Article 18 Terms and conditions related to balancing

4. The terms and conditions for balancing service providers shall:

- (a) define reasonable and justified requirements for the provisions of balancing services;
- (b) allow the aggregation of demand facilities, energy storage facilities and power generating facilities in a scheduling area to offer balancing services subject to conditions referred to in paragraph 5 (c);
- (c) **allow demand facility owners, third parties** and owners of power generating facilities from conventional and renewable energy sources as well as owners of energy storage **units to become balancing service providers**;
- (d) require that each balancing energy bid from a balancing service provider is assigned to one or more balance responsible parties to enable the calculation of an imbalance adjustment pursuant to Article 49.

5. The terms and conditions for balancing service providers **shall** contain:

- (a) the rules for the **qualification process to become a balancing service provider** pursuant to Article 16;
- (b) **the rules, requirements and timescales for the procurement and transfer of balancing capacity** pursuant to Articles 32, 33 and 34;
- (c) **the rules and conditions for the aggregation of demand facilities**, energy storage facilities and power generating facilities in a scheduling area **to become a balancing service provider**;
- (d) **the requirements on data and information to be delivered to the connecting TSO** and, where relevant, to the reserve connecting DSO during the **prequalification process and operation of the balancing market**;
- (e) **the rules and conditions for the assignment of each balancing energy bid from a balancing service provider to one or more balance responsible parties** pursuant to paragraph 4 (d);
- (f) **the requirements on data and information to be delivered to the connecting TSO** and, where relevant, to the reserve connecting DSO **to evaluate the provisions of balancing services** pursuant to Article 154(1), Article 154(8), Article 158(1)(e), Article 158(4)(b), Article 161(1)(f) and Article 161(4)(b) of Regulation (EU) 2017/1485;
- (g) **the definition of a location for each standard product** and each specific product taking into account paragraph 5 (c);
- (h) **the rules for the determination of the volume of balancing energy to be settled with the balancing service provider** pursuant to Article 45;

- (i) the **rules for the settlement of balancing service providers** defined pursuant to Chapters 2 and 5 of Title V;
- (j) a **maximum period for the finalisation of the settlement of balancing energy with a balancing service provider** in accordance with Article 45, for any given imbalance settlement period;
- (k) **the consequences in case of non-compliance** with the terms and conditions applicable to balancing service providers.

7. Each connecting **TSO may include the following elements** in the proposal for the terms and conditions for balancing service providers or in the terms and conditions for balance responsible parties:

- (a) a requirement for balancing service providers to provide information on unused generation capacity and other balancing resources from balancing service providers, after the day-ahead market gate closure time and after the intraday cross-zonal gate closure time;
- (b) where justified, a requirement for balancing service providers to offer the unused generation capacity or other balancing resources through balancing energy bids or integrated scheduling process bids in the balancing markets after day ahead market gate closure time, without prejudice to the possibility of balancing service providers to change their balancing energy bids prior to the balancing energy gate closure time or the integrated scheduling process gate closure time due to trading within intraday market;
- (c) where justified, a requirement for balancing service providers to offer the unused generation capacity or other balancing resources through balancing energy bids or integrated scheduling process bids in the balancing markets after intraday cross-zonal gate closure time;
- (d) specific requirements with regard to the position of balance responsible parties submitted after the day-ahead market timeframe to ensure that the sum of their internal and external commercial trade schedules equals the sum of the physical generation and consumption schedules, taking into account electrical losses compensation, where relevant;
- (e) an exemption to publish information on offered prices of balancing energy or balancing capacity bids due to market abuse concerns pursuant to Article 12(4);
- (f) an exemption for specific products defined in Article 26(3)(b) to predetermine the price of the balancing energy bids from a balancing capacity contract pursuant to Article 16(6);
- (g) an application for the use of dual pricing for all imbalances based on the conditions established pursuant to Article 52(2)(d)(i) and the methodology for applying dual pricing pursuant to Article 52(2)(d)(ii).

Chapter 2 – balancing capacity

Article 34 Transfer of balancing capacity

1. **Within the geographical area in which the procurement of balancing capacity has taken place, the TSOs shall allow balancing service providers to transfer their obligations to provide balancing capacity.** The concerned TSO or TSOs may request an exemption where contracting periods for balancing capacity pursuant to Article 32(2)(b) are strictly less than one week.

2. The transfer of balancing capacity shall be allowed at least until one hour before the start of the delivery day.

3. The transfer of balancing capacity shall be allowed if the following conditions are met:

- (a) the receiving balancing service provider has passed the qualification process for the balancing capacity for which the transfer is performed;
- (b) the transfer of balancing capacity is not expected to endanger operational security;
- (c) the transfer of balancing capacity does not exceed the operational limits set out in Chapters 1 and 2 of Part IV Title VIII of Regulation (EU) 2017/1485.

4. In case the transfer of balancing capacity requires the use of cross-zonal capacity, such transfer shall only be allowed in case:

- (a) the cross-zonal capacity required to perform the transfer is already available from previous allocation processes pursuant to Chapter 2 of Title IV;
- (b) the cross-zonal capacity is available pursuant to the methodology for calculating the probability of available crosszonal capacity after intraday cross-zonal gate closure time in accordance with Article 33(6).

5. If a TSO does not allow the transfer of balancing capacity, the concerned TSO shall explain the reason for the rejection to the balancing service providers involved.

Chapter 4 - Imbalance settlement

Article 54 Imbalance calculation

1. Each TSO shall calculate within its scheduling area or scheduling areas when appropriate the final position, the allocated volume, the imbalance adjustment and the imbalance:

- (a) for each balance responsible party;
- (b) for each imbalance settlement period;
- (c) in each imbalance area.

2. The imbalance area shall be equal to the scheduling area, except in case of a central dispatching model where imbalance area may constitute a part of scheduling area.

3. Until the implementation of the proposal pursuant to Article 52(2), each TSO shall calculate the final position of a balance responsible party using one of the following approaches:

- (a) balance responsible party has one single final position equal to the sum of its external commercial trade schedules and internal commercial trade schedules;
- (b) balance responsible party has two final positions: the first is equal to the sum of its external commercial trade schedules and internal commercial trade schedules from generation, and the second is equal to the sum of its external commercial trade schedules and internal commercial trade schedules from consumption;
- (c) in a central dispatching model, a balance responsible party can have several final positions per imbalance area equal to generation schedules of power generating facilities or consumption schedules of demand facilities.

4. Each TSO shall set up the rules for:

- (a) the calculation of the final position;
- (b) the determination of the allocated volume;
- (c) the determination of the imbalance adjustment pursuant to Article 49;
- (d) the calculation of the imbalance;
- (e) claiming the recalculation of the imbalance by a balance responsible party.

5. Allocated volume shall not be calculated for a balance responsible party which does not cover injections or withdrawals.

6. An imbalance shall indicate the size and the direction of the settlement transaction between the balance responsible party and the TSO; an imbalance can have alternatively:

- (a) a negative sign, indicating a balance responsible party's shortage;
- (b) a positive sign, indicating a balance responsible party's surplus.

Guideline for System Operation

Title 10 - Cooperation with DSOs

Article 182 – Reserve providing groups or units connected to the DSO grid

1. TSOs and DSOs shall cooperate in order to facilitate and enable the delivery of active power reserves by reserve providing groups or reserve providing units located in the distribution systems.

2. For the purposes of the prequalification processes for FCR in Article 155, FRR in Article 159 and RR in Article 162, each TSO shall develop and specify, **in an agreement with its reserve connecting DSOs and intermediate DSOs, the terms of the exchange of information required for these prequalification processes for reserve providing units or groups located in the distribution systems** and for the delivery of active power reserves. The prequalification processes for FCR in Article 155, FRR in Article 159 and RR in Article 162 shall specify the information to be provided by the potential reserve providing units or groups, which shall include:

- a) voltage levels and connection points of the reserve providing units or groups;
- b) the type of active power reserves;
- c) the maximum reserve capacity provided by the reserve providing units or groups at each connection point; and
- d) the maximum rate of change of active power for the reserve providing units or groups.

3. The prequalification process shall rely on the agreed timeline and rules concerning information exchanges and the delivery of active power reserves between the TSO, the reserve connecting DSO and the intermediate DSOs. **The prequalification process shall have a maximum duration of 3 months** from the submission of a complete formal application by the reserve providing unit or group.

4. During the **prequalification** of a reserve providing unit or group connected to its distribution system, each reserve connecting DSO and each intermediate **DSO, in cooperation with the TSO, shall have the right to set limits to or exclude the delivery of active power reserves located in its distribution**

system, based on technical reasons such as the geographical location of the reserve providing units and reserve providing groups. 25.8.2017 L 220/109 Official Journal of the European Union EN

5. Each reserve connecting DSO and each intermediate **DSO shall have the right, in cooperation with the TSO, to set, before the activation of reserves, temporary limits to the delivery of active power reserves located in its distribution system.** The respective TSOs shall agree with their reserve connecting DSOs and intermediate DSOs on the applicable procedures.

Clean Energy Package

Chapter 3 – Consumer Empowerment and Protection

Article 17: Demand response

1. Member States shall ensure that national regulatory authorities encourage final customers, including those offering demand response through aggregators, to participate alongside generators in a non-discriminatory manner in all organised markets.

2. Member States shall ensure that transmission system operators and distribution system operators when procuring ancillary services, **treat demand response providers, including independent aggregators, in a non-discriminatory manner, on the basis of their technical capabilities.**

3. Member States shall ensure that their regulatory framework encourages the participation of aggregators in the retail market and that it contains at least the following elements:

- (a) the right for each aggregator to enter the market without consent from other market participants;
- (b) transparent rules clearly assigning roles and responsibilities to all market participants;
- (c) transparent rules and procedures for data exchange between market participants that ensure easy access to data on equal and non-discriminatory terms while fully protecting commercial data;
- (d) aggregators shall not be required to pay compensation to suppliers or generators;
- (e) a conflict resolution mechanism between market participants.

4. In order to ensure that balancing costs and benefits induced by aggregators are fairly assigned to market participants, **Member States may exceptionally allow compensation payments between aggregators and balance responsible parties. Such compensation payments must be limited to situations where one market participant induces imbalances to another market participant resulting in a financial cost.** EN 70 EN Such exceptional compensation payments shall be subject to approval by the national regulatory authorities and monitored by the Agency.

5. Member States shall ensure access to and foster participation of demand response, including through independent aggregators in all organised markets. Member States shall ensure that national regulatory authorities or, where their national legal system so requires, **transmission system operators and distribution system operators in close cooperation with demand service providers and final customers define technical modalities for participation of demand response in these markets** on the basis of the technical requirements of these markets and the capabilities of demand response. Such specifications shall include the participation of aggregators.

Chapter 2 – General rules for the electricity market

Article 4: Balancing responsibility

1. All market participants shall aim for system balance and shall be financially responsible for imbalances they cause in the system. They shall either be balance responsible parties or delegate their responsibility to a balance responsible party of their choice.
2. Member States may provide for derogation from balance responsibility in respect of:
 - (a) demonstration projects;
 - (b) generating installations using renewable energy sources or high-efficiency cogeneration with an installed electricity capacity of less than 500 kW;
 - (c) installations benefitting from support approved by the Commission under Union State aid rules pursuant to Articles 107 to 109 TFEU, and commissioned prior to [OP: entry into force]. Member States may, subject to Union state aid rules, incentivize market participants which are fully or partly exempted from balancing responsibility to accept full balancing responsibility against appropriate compensation.
3. From 1 January 2026, point (b) of paragraph 2 shall apply only to generating installations using renewable energy sources or high-efficiency cogeneration with an installed electricity capacity of less than 250 kW.

Statnett SF

Nydalen allé 33, Oslo

PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo

Telefon: 23 90 30 00

Fax: 23 90 30 01

E-post: firmapost@statnett.no

Nettside: www.statnett.no

Statnett