

## Konsept for plan- og budobjekt

Forslag til revidering av metode for innmelding av plandata og budgivning til reservemarkeder



# Rapport

Konsept for plan- og budobjekt, forslag til revidering av metode for innmelding av plandata og budgivning til reservemarkeder

**Dokumentet sendes til:**

Publisering på statnett.no

**Saksbehandler/Adm. enhet:**

Pasi Norrbacka / GUN

Sondre Aamlid / GDUP

Gerard Doorman / GUU

Stine Haugland / GOE

Anders Gisnås / IU

**Ansvarlig/Adm. enhet:**

Anne Sofie Ravndal Risnes / GUN

Dokument ID:

Dato: 29. mai 2020

## Innhold

Forord.....	1
Bakgrunn .....	2
Prosess og status .....	3
Overordnet konsept .....	3
Produksjonsplaner og systemdata .....	5
Budgivning på reservemarkedene.....	7
Implementering.....	8
Regelverk.....	9
Videre arbeid .....	10

## Forord

Stasjonsgruppe er et sentralt element i norsk systemdrift. Bud i reservemarkedene og produksjonsplaner for avregning utveksles per stasjonsgruppe. Stasjonsgruppekonseptet er en form for aggregering som samler flere kraftverk (stasjoner) til et felles punkt. Det er valgt for å avveie behovet for å kunne håndtere flaskehalsen gjennom manuelle prosesser samtidig som produsentene i størst mulig grad skal kunne optimalisere sin portefølje av kraftverk innenfor stasjonsgruppen.

Dagens stasjonsgruppeinndeling er historisk betinget og det er en bred enighet om at den ikke tilfredsstiller behovene i fremtidens kraftsystem med økt automasjon, nye fleksibilitetsressurser, utvikling av fellesnordiske/europeiske balansemarkeder og nye regulatoriske krav.

Høsten 2019 utarbeidet Statnett et notat<sup>1</sup> som beskrev bruk av stasjonsgrupper i dagens systemdrift, samt utfordringer man ser med modellen i fremtiden. Det ble presentert noen alternativer for hvordan stasjonsgruppekonsept bør utvikles for å tilfredsstille fremtidens behov.

Resultatet av det interne arbeidet i Statnett ble presentert til eksterne aktører (både nettselskaper og kraftprodusenter) på flere samarbeidsfora høsten 2019 og aktørene ble invitert til å delta i det videre arbeidet i en arbeidsgruppe. Invitasjon ble også publisert på Statnett sin hjemmeside.

Litt i underkant av 10 aktører meldte sin interesse. Både produsenter, nettselskaper og andre interessenter har vært representert.

---

<sup>1</sup> <https://www.statnett.no/contentassets/50f4342ff47349ec80dfb5c1021e5d0d/2019-09-11-notat-stasjonsgruppeinndeling.pdf>

Formålet med arbeidsgruppen er å fremme et forslag på framgangsmåte og fremtidig nivå på innmelding av følgende data, som tilfredsstiller en mer automatisert systemdrift og balansering:

- produksjons-/forbruksplaner
- andre systemdata: statikk, tilgjengelig effekt, hurtig reserve, utilgjengelig effekt, roterende reserve og regulerstyrke
- budgivning i balansemarkedene

Arbeidet inkluderer en vurdering av konsekvensene for forskjellige aktører og forventet tidsplan for innføring av nye krav.

Dette notatet er en oppsummering av arbeid som er gjort i arbeidsgruppen i Q1/2020. Dette er ikke en sluttrapport, men er ment å gi status og være grunnlag for videre dialog med bransjen. Statnett ønsker fortsatt tett samarbeid i videre utvikling og håper notatet gjør det mulig for flere å komme med innspill før arbeidsplan og konseptet detaljeres videre.

## Bakgrunn

Ved overgang til 15 minutters avregningsperiode og 1 MW minimum budstørrelse på regulerkraftmarkedet må beslutningsprosessene for balansering i stor grad automatiseres. Spesielt automatisering av flaskehalshåndtering krever mer nøyaktig geografisk informasjon av balanseringsressurser. Dagens stasjonsgrupper dekker flere steder for store områder for at dette kan automatiseres.

Det er spesielt aktivering av mFRR-bud som blir utfordrende i fremtiden. I dag meldes disse inn per stasjonsgruppe og tilgjengelighet vurderes løpende av operatørene på Statnetts sentraler i forbindelse med aktivering av bud. Dette skjer i hovedsak manuelt ved å hoppe over bud som kan skape problemer. I situasjoner med driftsutfordringer innad i en stasjonsgruppe er det ikke mulig å bruke elektronisk bestilling, og operatørene må da ringe aktøren og be om aktivering på en bestemt stasjon eller et aggregat. Ved overgang til 15-minutters avregningsperiode, flere og mindre bud og deltagelse i felleseuropeisk MARI-plattform (Manually Activated Reserves Initiative) forsvinner denne muligheten rett og slett fordi det er ikke tid for manuelle operasjoner.

Produksjonsplaner og systemdata på stasjonsgruppenivå har tradisjonelt blitt brukt i driften hos Statnett. Europeisk utvikling og Network-codes og krav (SOGL/KORRR) åpner for at også nettselskapene har rett til å få tilgang til data fra sitt konsesjonsområde slik at de kan utføre sikker drift. Dette betyr det blir flere brukere av samme data, men potensielt med forskjellig detaljeringsnivå.

Forskriftsendring (Forskrift om nettregulering og energimarkedet, NEM §3.3 fra 1.11.2019), som tillater tilknytningsavtaler med produksjonsbegrensning, betyr at både Statnett og nettselskapene må kunne overvåke produksjon (og forbruk) bak en begrensende komponent og de må kunne aggregere produksjonsplaner på tvers av produsenter og balanseansvarlige i tilfelle det er flere aktører involvert. Dette er ikke mulig hvis planene sendes uten entydig informasjon om lokasjon av planlagt produksjon.

## Prosess og status

Høsten 2019 inviterte Statnett bransjen til å delta i arbeidsgruppen for å se på hvilke endringer i stasjonsgrupper som er nødvendige for å møte fremtidens utfordringer.

Følgende aktører/ interesseorganisasjoner har vært med i arbeidet:

- Agder Energi Kraftforvaltning
- Agder Energi Nett
- BKK Nett
- BKK Produksjon
- Hafslund E-CO (Eidsiva Vannkraft)
- Energi Norge
- Markedskraft
- Mørenett
- Statkraft

Det er arrangert 4 arbeidsgruppemøter i tidsrom januar-mai 2020. Det første var fysisk møte hos Statnett med mulighet for å delta via Skype/Teams. De andre møtene ble gjennomført i Teams.

Det er også opprettet et eksternt Teams-område for løpende kommunikasjon og utveksling av dokumenter.

Dette notatet oppsummerer arbeidet hittil og presenterer foreslått konsept for produksjonsplaner og buddata.

Arbeidet er ikke avsluttet og det er flere ting som krever mer detaljering videre.

## Overordnet konsept

Dagens systemdrift baserer seg stort sett på manuelle operasjoner. For å gjøre manuell håndtering mulig har man avgrenset informasjonsmengden i landsentralen vha. produksjonsplaner og bud i reservemarkedene aggregert på stasjonsgruppenivå. Dette skjer hos aktørene før data sendes inn. Ulempen med denne aggregeringen er at systemdriften ikke har oversikt over hvor i nettet produksjonen mates inn, spesielt med store stasjonsgrupper. Dette er nå løst med delvis dobbeltrappertering slik at stasjoner over 50 MVA også må melde produksjonsplaner og systemdata på aggregatnivå.

Når man går over til mer automatiserte prosesser må innrapportering forenkles. Produksjonsplanlegging hos aktører skjer allerede på aggregatnivå og tilbakemelding fra produsenter er at det er uproblematisk å sende disse til Statnett. Dette må ses i sammenheng med at produksjonsplaner ikke lenger brukes i balanseavregning etter man har gått over til single-balance, single-price avregning.

Budgivning på aggregatnivå er mer krevende. Siden bud er bindende ønsker man mer fleksibilitet og mulighet å flytte produksjon mellom produksjonsenheter i feilsituasjoner el. Det krever at bud må kunne aggregeres til større enheter.

Forslaget fra arbeidsgruppen er derfor å dele dagens stasjonsgruppeobjekt i to. Vi har brukt begrepene 'planobjekt' og 'budobjekt':

- 'planobjekt' brukes for å melde inn produksjonsplaner og andre systemdata
- 'budobjekt' brukes for budgivning og aktivering i reservemarkedene (aktiveringsmarked)

Planobjekt er som hovedregel en enkeltkomponent i nettet, for eksempel en generator. Det kan i noen tilfeller aggregeres opp til en "samlekomponent" som for eksempel et sett med vindmøller med samme innmatingspunkt. I de tilfeller gjelder det at "samlekomponenten" får en referanse, og vil i Statnett bli modellert som én komponent.

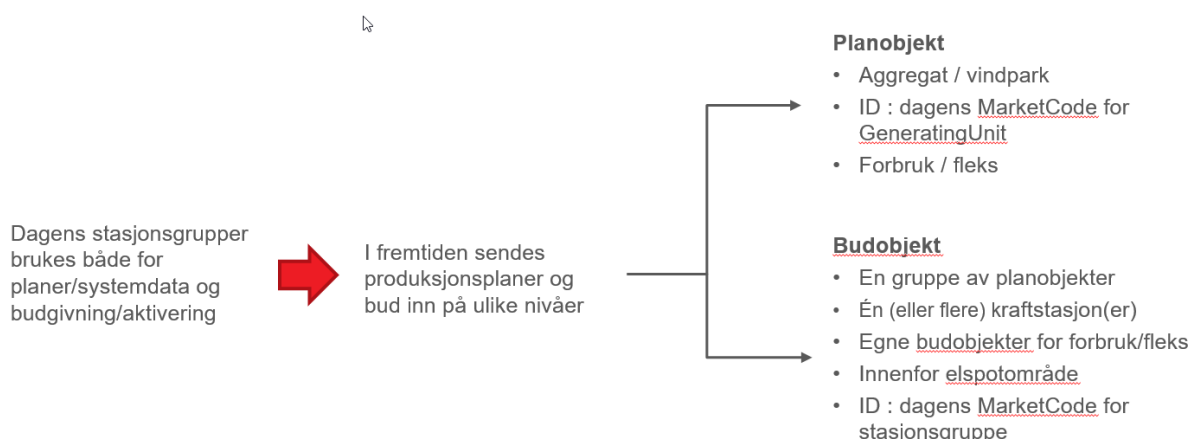
Budobjekt er som hovedregel en samling av planobjekter med samme innmatingspunkt (som regel én kraftstasjon). Det kan gis noen unntak til denne regelen, for eksempel småkraft under en viss størrelse. Formålet er at et budobjekt skal kunne levere bud med høy nok geografisk oppløsning til at lastflyt skal kunne kjøres for å beregne flyt på flaskehalsen.

Det må defineres en nedre grense på hvilke komponenter det kreves produksjonsplaner for, og denne endringen må innlemmes i retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret. Når denne grensen skal defineres bør behov både hos Statnett og hos DSO'ene hensyntas. En størrelsesorden på 1 MVA / kraftstasjon har vært diskutert i arbeidsgruppen, men samtidig må man være klar over at småkraft kan være vanskelig å planlegge. Produksjonsplaner (prognoser) for vindkraft sendes på vindpark-nivå evt. per tilknytningspunkt hvis parken har flere tilknytningspunkter.

Data som kommer på 'planobjektnivå' brukes for flere formål og kan ha flere brukere i fremtiden (DSO-er). Det er derfor en fordel at man får data på så detaljert nivå som mulig og at brukerne selv kan aggregere opp etter sine behov, som kan være forskjellig for forskjellige aktører.

Budobjekt erstatter dagens stasjonsgruppe som aggregert nivå på aktiveringsmarkedene og det må lages regler for inndelingskriterier. Det er behov for å gi produsentene noe fleksibilitet, men samtidig kan ikke budobjekt dekke like store geografiske områder som i dag, spesielt ikke hvis det er flaskehalsen i området. Budobjektene må også tilpasses slik at det gir mulighet for nye fleksibilitetsressurser for å delta markedene.

Hovedhypotesen er at en kraftstasjon er et budobjekt. Det kan være aktuelt å gi mulighet for å gruppere flere kraftstasjoner i visse tilfeller. Dagens krav om at en stasjonsgruppe må defineres innenfor et forbruksområde faller bort og i stedet skal budobjekt være innenfor et elspotområde.



Figur 1: Overordnet konsept

Konseptet må detaljeres videre. Det må f.eks. avklares om nettavregningsområder (MGA) skal inkluderes i kriteriene. Endringene krever også at regelverk og markedsvilkår må oppdateres.

Endringer i nettmodellen ifm. innføring av plan- og budobjekter kan ha noen konsekvenser for IGM (Individual Grid Model) og RSC (Regional Security Coordinator) som må sees i sammenheng.

## Produksjonsplaner og systemdata

Bindende produksjonsplaner sendes nå på stasjonsgruppenivå etter kravet i FOS §8a. Disse brukes som grunnlag for avregning i dag. I tillegg sendes planer også per aggregat for kraftstasjoner over 50 MVA som spesifisert i Retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret. Det er besluttet på nordisk nivå å gå over til single-balance, single-price avregningsmodell i Q2/2021 og etter dette er produksjonsplaner ikke lenger en del av avregning, men de vil fortsatt være viktig for systemdrift.

Automatisk budfiltrering i forbindelse med mFRR krever mer nøyaktig lokasjon av produksjon enn dagens prosess fordi den manuelle kontrollen med lokasjonen ikke lenger er mulig. I diskusjoner i arbeidsgruppen har det kommet fram at produsentene (iallfall de som var representert i arbeidsgruppen) planlegger produksjon allerede på aggregatnivå og det er uproblematisk å sende disse planene til Statnett. Aggregering opp til stasjonsgrupper skjer bare etter Statnetts ønske. Dette skaper også en del arbeid i tilfelle stasjonsgruppene endres siden man må oppdatere beregning av øvrig systemdata (f.eks. regulerstyrke).

Forslag fra arbeidsgruppen er derfor å slutte å sende produksjonsplaner både på stasjonsgruppe- og aggregatnivå på sikt og definere planobjekt å være aggregat/vindpark. Identifikator for planobjekt er eksisterende Markedskode for Generating Unit. Siden man allerede sender produksjonsplaner på aggregatnivå er integrasjonsmekanismen på plass, men aktørene må konfigurere sine systemer slik at flere aggregater er inkludert. I fremtiden skal også nettselskapene ha tilgang til produksjonsplaner på sitt konsesjonsområde og de ønsker også planer på aggregatnivå. Fra produsentenes side er det ønskelig å kunne melde data inn til en felles hub i stedet for å sende Statnett og nettselskapene separat.

I prinsipp bør alt som kan reguleres sende inn planer men det er foreslått å sette grense på 1 MVA per stasjon. Det må avklares nærmere hvordan man håndterer planer/prognoser for produksjon som er under grensen. Man kan f.eks. komplettere innleverte planer ved å bruke aggregerte prognoser for de små ressursene.

I overgangsfasen må man fortsatt sende planene på stasjonsgruppenivå slik at man kan fortsette å avregne etter dagens modell til Q2/2021. Statnett må også justere sine IT-systemer for å kunne håndtere drift uten stasjonsgruppeplaner. Dette kan først skje etter alle planene kommer på aggregatnivå. Derfor er det vanskelig å estimere når parallellsending kan avvikles.

Selv om produksjonsplaner ikke lenger brukes til avregning så er det fortsatt viktig for driften at disse har god kvalitet. Det er ikke avklart enda hvordan dette kommer til å følges opp etter overgang. Produsentene har egeninteresse å ha gode planer siden de må ha oversikt hva er tilbudt til forskjellige markedene. Det er viktig å ha regelverk hva og når må meldes inn i tilfelle planer må oppdateres/endres f.eks. pga. feilsituasjoner. Konsekvensene for manglende feilaktige planer må også beskrives. En mulighet som er diskutert på nordisk nivå er å etablere KPI'er hos eSett<sup>2</sup>. En overvåkningsmekanisme bør virke på et overordnet nivå for å avdekke systematiske avvik fra planer.

I tillegg til produksjonsplaner sender aktørene også andre systemdata<sup>3</sup> til Statnett. En del parametere sendes allerede på aggregatnivå mens noen kommer per stasjonsgruppe. Det må spesifiseres videre

---

<sup>2</sup> <http://nordicbalancingmodel.net/paper-on-the-use-of-production-plans-related-to-single-price-single-position/>

<sup>3</sup> <https://www.ediel.no/Portal/Document/3192>

hvilket nivå disse parametere sendes i fremtiden og hvilken av de nye rollene (BSP, BRP) som defineres i Network Codes er ansvarlig for rapportering.

Noen systemdata beregnes nå hos aktører basert på andre parametere og sendes inn som egne tidsserier. Det er mulig man kan redusere antall tidsserier som sendes inn slik at beregningen gjøres av Statnett i stedet. Eksempler av dette er hurtig reserve, utilgjengelig effekt, roterende reserve og regulerstyrke. Implementasjon av beregningsregler må koordineres med DSO'er.

I dag baserer kvartersjustering, produksjonsglatting og produksjonsflytting seg på produksjonsplaner. Når man går over til 15-min avregningsperiode er det behov for å definere disse produktene annerledes og noen av disse kan forsvinne. Det pågår en parallell aktivitet i Statnett om dette.

Det er viktig at man har mulighet å sende data med mange nok desimaler (3) for å unngå avrundingsfeil ved aggregering,

Det har også kommet et forslag i arbeidsgruppen om man kan tillate forenkling for mindre produksjonsenheter slik at flere aggregater/stasjoner sammen kan opprettes som planobjekt. I så fall må de modelleres i systemene som 'samlegenerator' og få en egen markedskode samme måte som vindmøller er modellert i fleste tilfeller nå.

Statnett kan ikke kreve aggregatplaner iht. dagens regelverk så en oppdatering av FOS retningslinjer er nødvendig. Det er likevel mulig å begynne sende disse frivillig basis.

Oppsett for forbruksplaner kan bli litt annerledes. F.eks. kan man melde disse på transformator- eller målepunktnivå og de kan i fremtiden komme fra ekstern markeds plass eller DSO. Praktisk tilnærming kan være at de forbruksressursene som deltar på balansemarkedene må levere forbruksplaner. 'Planene' kan være enten kapasitet eller baseline. Dette er område som er under utvikling og det er kanskje fornuftig å vente på erfaringer fra fleks-prosjekter som er i gang.

Det har kommet innspill i arbeidsgruppa om planene fortsatt skal meldes som nettoverdier eller om man kan sende bruttoverdier i fremtiden. I følge 'Forskrift om måling, fakturering av netjtjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv., §3-4 skal måling etableres for netto produksjon med mindre det medfører en urimelig høy kostnad.

Aktørene planlegger produksjon med bruttotall men trekker tap og eventuelt forbruk i hjelpeutstyr, enten med korreksjonsfaktor eller fast 2 % som beskrevet i forskriften, før stasjonsgruppeplaner sendes inn som nettoverdier. Dette skaper ekstra arbeid hos aktørene siden man må forholde seg både brutto og nettotall ved endringer av planer. Driftssentralens behov er også bruttotall men i dag mates nettoplaner direkte inn i Statnett sin løsning som "kjøreplan". Dermed får man et avvik tilsvarende størrelsen på tapene produsenten legger inn når disse dataene legges inn i markedssystem og SCADA i Statnett.

Etter at avregning ikke lenger bruker produksjonsplaner kunne det vært en fordel for drift å få inn bruttotall. Men handel og måleverdier må fremdeles anmeldes basert på verdiene i avregningspunktet. Avhengig av hva som ligger mellom bruttopunktet og avregningspunktet vil det da kunne oppstå ubalanser ved beregning av imbalance adjustment.

Det kreves mer detaljert analyse på konsekvensene. Siden dette reguleres i forskriften kan endring være en omfattende prosess og regulator må involveres. Et alternativ kan være å ha dette som separat aktivitet.



## Budgivning på reservemarkedene

Tilbakemelding fra aktørene er at de lager bud på reservemarkedene per kraftstasjon. Det anses som en akseptabel inndeling mens bud ned på aggregatnivå vil være krevende. Derfor er det behov for å gruppere aggregatene (eller forbruk) til et budobjekt som brukes i reservemarkedene. Dette gir aktørene noe fleksibilitet til å styre produksjonen men kan også gi mulighet å samle laster for å komme over budgrensen. Konseptet er det samme som stasjonsgrupper i dag men det må defineres entydige kriterier hvordan budobjekter opprettes. Den viktigste er at det ikke skal være interne flaskehalsen innenfor et budobjekt.

Balancing Service Provider (BSP) innføres i Electricity Balancing Guideline (EBGL) som en ny rolle. Denne skal ta over ansvaret fra balanseansvarlig (BRP) for å levere bud i balansemarkedene og motta oppgjøret for disse. BSP rollen er foreslått implementert stegvis i Norge. Det betyr at et budobjekt i første omgang må ha samme BSP og BRP (balance responsible party, balanseansvarlig). Senere kan ett bud inneholde reguleringsobjekter fra flere BRP'er

Produksjon/forbruk innen budobjekt må ligge i samme elspotområde. Det gjenstår detaljering av kriteriene men overordnet kan man tenke følgende prinsipper:

Budobjekt	Kriterie	Kommentar
Kraftstasjon	- alle generatorer på stasjonen har alltid samme innmatingspunkt	Hovedhypotese
Aggregat	- generatorer på stasjonen kan kobles på forskjellige innmatingspunkter samtidig, flere mulige kombinasjoner	Bør unngås mest mulig
Gruppe av kraftstasjoner	- stasjoner med ett innmatingspunkt i transmisijsnett/regionalnett - ingen flaskehals - samme produksjonstype (vann, vind...)?	For å kunne samle ressurser for å nå minimum budgrense. Kompliserende modellmessig. Risiko for uklare regler for konstruering av budobjekt
Forbruksenheter/ aggregatorer	- samme innmatingspunkt	Krever mer detaljering

Detaljering må gjøres sammen med aktører.

Identifikator for budobjekt skal være dagens Markedskode for stasjonsgruppe. Kraftstasjoner som er på samme vannvei bør i utgangspunktet kunne håndteres gjennom 'linkede bud' og kan dermed opprettes som separate budobjekter. Det virker som 'inklusiv linking' (aktivering av et bud forutsetter aktivering på et annet bud på samme vannvei) kan være vanskelig å implementere med standardfunksjonalitet i MARI<sup>4</sup>. I tillegg vil det være tidsforsinkelser mellom stasjoner i samme vannvei, slik at man får en link både i tid og geografi. En ytterligere problemstilling er at stasjoner på samme vannvei også kan ligge i forskjellige elspotområder. Det kan utelukkes at funksjonalitet som

<sup>4</sup>[https://consultations.entsoe.eu/markets/mfrr\\_implementation\\_framework/supporting\\_documents/mFRR%20Implementation%20Framework%20%20Proposal.pdf](https://consultations.entsoe.eu/markets/mfrr_implementation_framework/supporting_documents/mFRR%20Implementation%20Framework%20%20Proposal.pdf) (Article 6)

håndterer disse problemstillingene blir tilgjengelige i MARI på kort sikt. Det kreves en mer detaljert analyse om linkede bud.

Fra et markedsperspektiv skulle det vært fordelaktig å definere separate budobjekter for forskjellige markeder. Hvor stor er behovet og hvilke konsekvenser det har for f.eks IT-systemer må utredes videre.

Det er også påpekt et behov for en fallback-løsning hvor planlegging og budgivning kan gjøres på et mer aggregert nivå i tilfelle normale IT-systemer er ute av drift (f.eks. cyber-angrep)

Det må detaljeres videre hvilket nivå forpliktelsene som nå ligger på stasjonsgruppenivå skal være i fremtiden f.eks om flytting av forpliktelser innenfor elspotområde er mulig og hvilke tidsfrister som gjelder. Aktørens bekymring er at mindre budobjekter reduserer muligheter til å flekse produksjon i feilsituasjoner og konsekvensene ved avvik. Overgang til 15-min ISP og flytting av budfristen nærmere driftsøyeblikk (t-25) kan redusere risikoen. Dette må også sees i sammenheng med kravene i EBGL/NBM/markedsvilkår.

Generelt anses automatisering av budgivning mer utfordrende enn innmelding av produksjonsplaner.

## Implementering

Konseptet som er foreslått deler dagens stasjonsgrupper i planobjekt og budobjekt. Implementering av disse har forskjellig grad av kompleksitet.

Planobjekt er enklere å implementere og krever mindre IT-utvikling. Integrasjonsmekanismen er på plass og det er allerede i dag mulig å sende planer på aggregatnivå. Inntil kravene i retningslinjene er endret er det ønskelig at aktørene begynner å sende disse på frivillig basis også for de stasjonene som er under 50 MVA. Man må likevel ha planer på stasjonsgruppenivå parallelt en periode. En viktig milepæl er overgangen til single-price modell Q2/2021 og i tillegg må Fifty/eTerra justeres for å kunne håndtere driften med aggregatplaner (uten stasjonsgruppeplaner). Det må avklares hvilke konsekvenser overgang til aggregatplaner har for eSett og mulig oppfølging av kvalitet av produksjonsplaner. Etter at man har gått over til single-price avregning<sup>5</sup> og produksjonsplaner ikke lenger er avregningsgrunnlag kan krav for å sende planer på stasjonsgruppenivå avvikles på sikt.

Det kreves mer detaljering og avklaringer når det gjelder budobjekt. Den har generelt større usikkerhet, flere avhengigheter til NBM og network codes og er vanskelig å løse isolert som en egen aktivitet. Implementeringsplanen må derfor koordineres med nordiske aktiviteter, nye pre-kvalifiseringskrav og markedsvilkår. Overgang til mindre budobjekter betyr flere og mindre bud som er utfordrende for landsentralen å håndtere manuelt og det kan være behov å utvikle et støtteverktøy for dette. Senere kan det fungere som fallback-løsning.

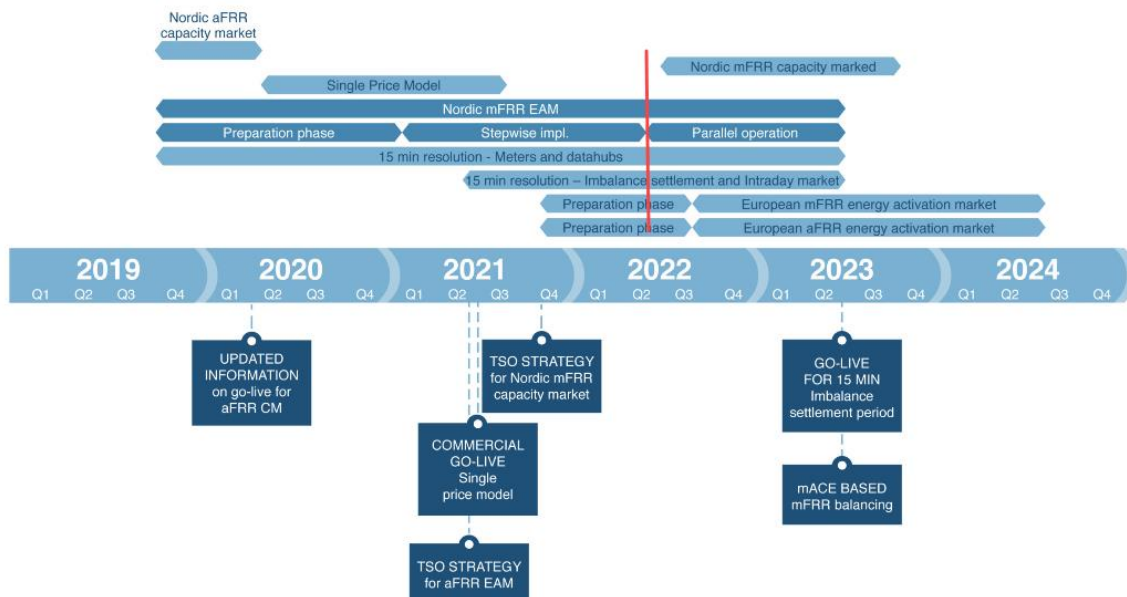
Overgang til budobjekt påvirker også settlement-løsninger hos aktørene.

I NBM roadmap<sup>6</sup> er det satt 'Parallel operation' fra Q2/2022 til 15-min ISP implementeres Q2/2023. Denne perioden skal budene velges maskinelt og det er en forutsetning at de nye budobjektene er på plass før parallel operation begynner.

---

<sup>5</sup> <http://nordicbalancingmodel.net/single-pricing-of-all-imbalances-from-q2-2021/>

<sup>6</sup> <http://nordicbalancingmodel.net/nbm-building-blocks/>



Figur 2 : Avhengighet til NBM

Med mange plan- og budobjekter bør man også se på hvordan vedlikehold og endringer kan håndteres mer automatisk i fremtiden. Endringer i dagens stasjonsgrupper skjer gjennom manuelle prosesser og er krevende allerede nå.

## Regelverk

Disse planlagte endringer krever også oppdatering av regelverk og retningslinjer. Rapportering av produksjonsplaner og systemdata til systemansvarlig reguleres i FOS §8a:

### § 8a. Planlegging av produksjon

*Konsesjonær skal for hvert budområde rapportere til systemansvarlig egen produksjonsplan med tilhørende regulerstyrke og tilgjengelig reserve (for stasjon/stasjonsgruppe). Rapporteringen skal skje innenfor de frister og inneholde opplysninger fastsatt av systemansvarlig. Systemansvarlig fastsetter frist for å sende inn endring i produksjonsplaner. Etter utløpet av den fastsatte fristen kan konsesjonær ikke endre produksjonsplanen uten samtykke fra systemansvarlig.*

*Produksjonsplanen skal utarbeides i samsvar med konsesjonærens forpliktelser og rettigheter.*

*Konsesjonær plikter å følge innmeldt produksjonsplan.*

Her refereres det både til stasjonsgruppe og enkelte parametere som skal rapporteres.

Statnett har detaljert krav i retningslinjer for FOS §8a:

*Alle kraftstasjoner med samlet installert ytelse større eller lik 50 MVA merkeeffekt skal rapportere detaljerte kjøreplaner og systemdata for hvert aggregat (for vindkraft gjelder grensen på 50 MVA pr. tilknytningspunkt*

Grensene som er definert i retningslinjene må oppdateres.

I tillegg kreves det oppdatering av markedsvilkårene.

Foreslåtte endringer må også avstemmes mot kravene i Network Codes (primært EBGL og SOGL)

## Videre arbeid

Løsningen som er beskrevet i denne rapport er på konseptuelt nivå. Det er flere problemstillinger som krever mer detaljert analyse videre.

Eksempler for temaer som må jobbes videre

- Grensen på størrelse som man krever planer
- Roller; hvem sender hva og på hvilket nivå?
- Regulatoriske prosesser
- Konkrete konsekvenser for aktører (pilotere)
- Detaljerte konsekvenser til IT-systemer
- Tidsplan og mulig stegvis overgang

Ekstern arbeidsgruppe ble etablert etter invitasjon fra Statnett og vi ønsker fortsatt bruke dette som referansegruppe videre. Arbeidsgruppen er positivt innstilt for å fortsette arbeidet.