

Forum for systemtjenester 2019

30. oktober 2019

Tidspunkt: Onsdag 30. oktober, kl.09.00-16.30
Sted: Statnetts lokaler, Nydalen Allé 33, Oslo

Formål med dagen:

Invitere aktørene til dialog rundt problemstillinger knyttet til betaling for systemtjenester etter fos § 27 og utvikling av nye markedsløsninger og produkter

Mer informasjon om forumet og presentasjoner fra tidligere arrangementer finner dere her:

<https://www.statnett.no/om-statnett/moter-og-arrangementer/forum-for-systemtjenester/>

Foreløpig agenda

- Innføring av nye roller: leverandør/balanseansvarlig
- Erfaringer fra systemdriften
- Vedtak for betaling av systemtjenester
- Nye retningslinjer for praktisering av systemansvaret
- Rapportering fra arbeidsgrupper

Påfølgende middag kl. 16.30, på Nydalen Spiseri og Bryggeri, noen minutters gange fra Statnett

Agenda

Klokka	Tema	Hvem
08:45	Registrering og kaffe	
09:00	Introduksjon - status og formål med møtet	Kristin Lucie Munthe
09:30	Rollefordeling leverandør/balanseansvarlig	Stine Haugland
10:20	Pause	
10:30	Erfaringer fra driften	Idar Gimmestad
11:00	Stasjonsgruppeinndeling	Pasi Norrbacka
11:25	Lunsj	
12:10	Fast frequency reserves (FFR)	Simon Weizenegger
12:40	Videreutvikling primærreserve (FCR)	Rita Berthelsen Johnsen
13:20	eFleks - Pilot for mindre budkvantum	Rita Berthelsen Johnsen
13:50	Pause	
14:05	Vedtak om leveranse og betaling for systemtjenester 2020	Martha Marie Øberg Rune Bredo Johansen, Statkraft
15:05	Pause	
15:20	IKT-gruppe for Systemtjenester og Balanseansvaret	Lars Teigset
15:50	Nye retningslinjer for praktisering av systemansvaret	Adele Moen Slotsvik, Martha Marie Øberg Statkraft
16:10	Avslutning - evaluering	Martha Marie Øberg
16:30	Middag Nydalen Bryggeri og Spiseri	

Introduksjon

Direktør System- og markedsutvikling, Kristin Lucie Munthe

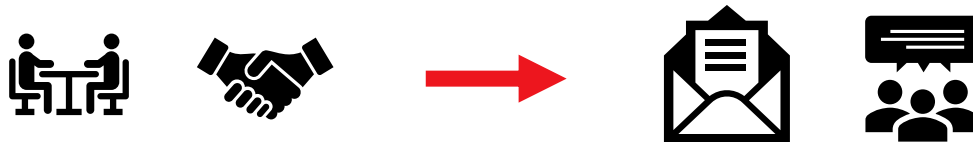


Nydalen, 30.10.2019



Bakgrunn for forum for systemtjenester

- Frem til 1.1.2007 ble godtgjørelsen for systemtjenester fastsatt gjennom **forhandlinger** mellom systemansvarlig og EBL.
- Det ble i 2007 forhandlet direkte med 28 av de største produsentene om betaling for systemtjenester, og det ble fra systemansvarlig sin side fattet vedtak både om levering av systemtjenester og om betaling for disse.
- Basert på erfaringene fra forhandlingene, endrer NVE forskriften i 2009 og Statnett får myndighet til å fatte **vedtak om betaling**.
- NVE krever at Statnett oppretter et fast forum for å opprettholde **dialogen med bransjen** rundt utvikling og betaling av systemtjenester



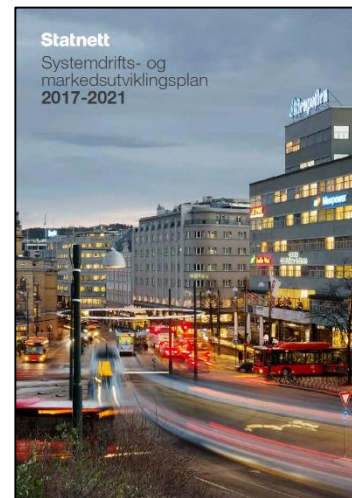
Et lite tilbakeblikk

- Første møte arrangeres i 2009
- Temaer vi ønsket å ta opp var:
 - Felles svensk-norsk marked for frekvenstyrte reserver (FCR)
 - Innføring av LFC (aFRR) i Norge
 - Nordisk harmonisering av krav til kvartersplaner – ”alle eller ingen”



System og markedsutviklingsplanen (SMUP)

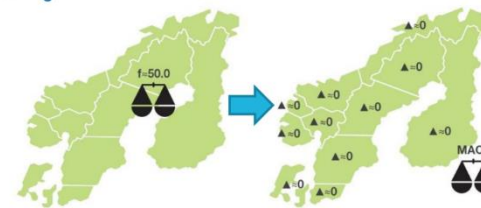
- Fra introduksjon om systemdriften, utfordring og behov, til omfattende tiltaksplan



Norden - en gjenganger

Ny nordisk balanseringsmodell

Balanseringen blir mer krevende

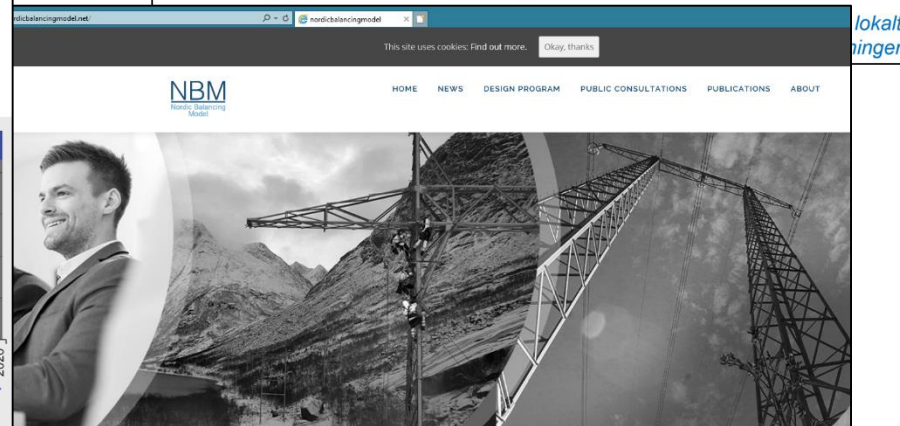
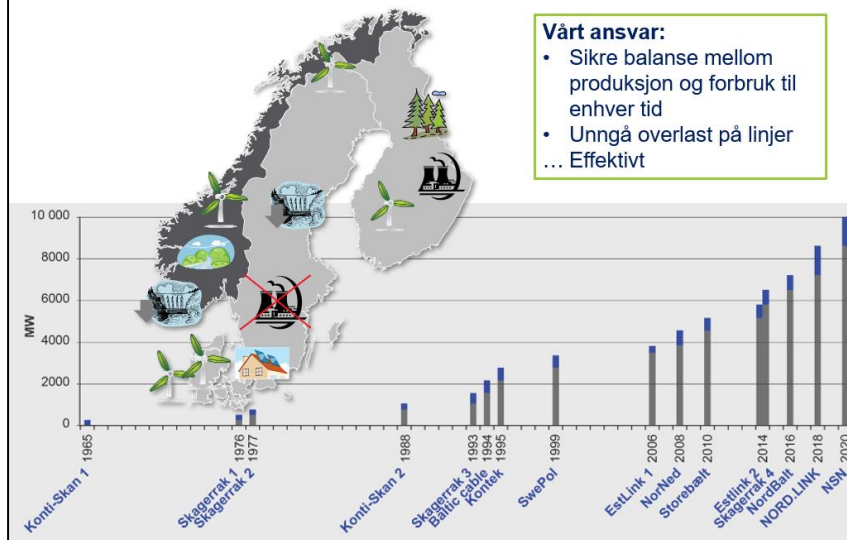


2017

Norden får et nytt kraftsystem 2015

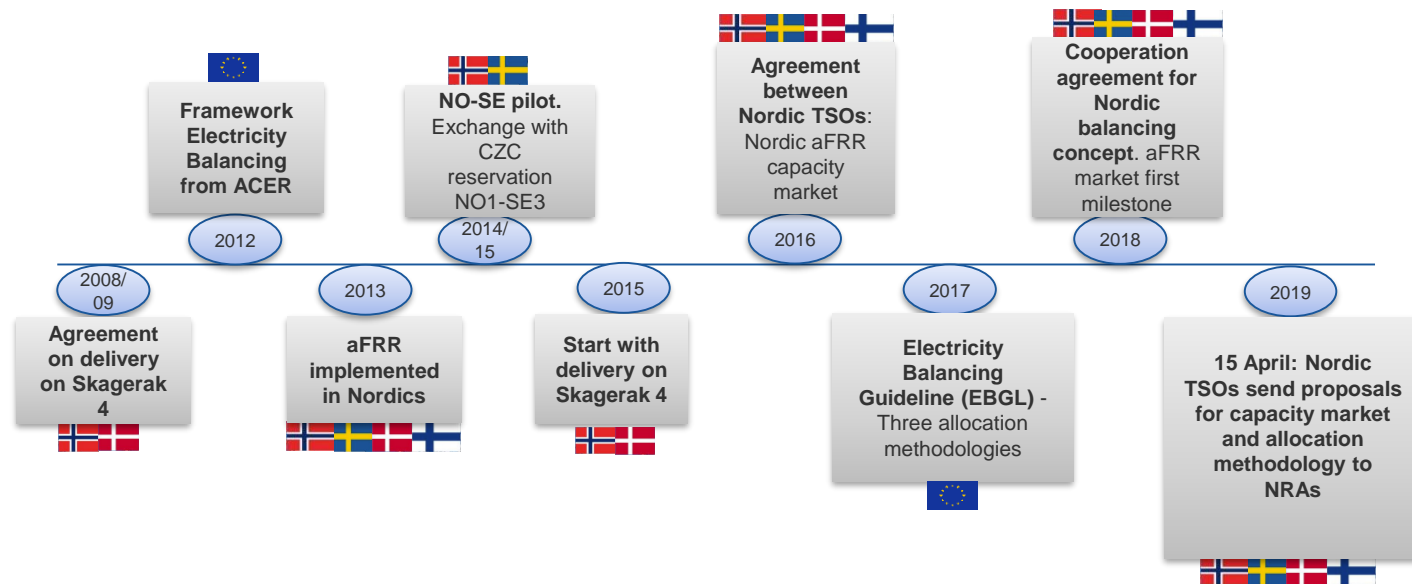
Vårt ansvar:

- Sikre balanse mellom produksjon og forbruk til enhver tid
- Unngå overlast på linjer
- ... Effektivt

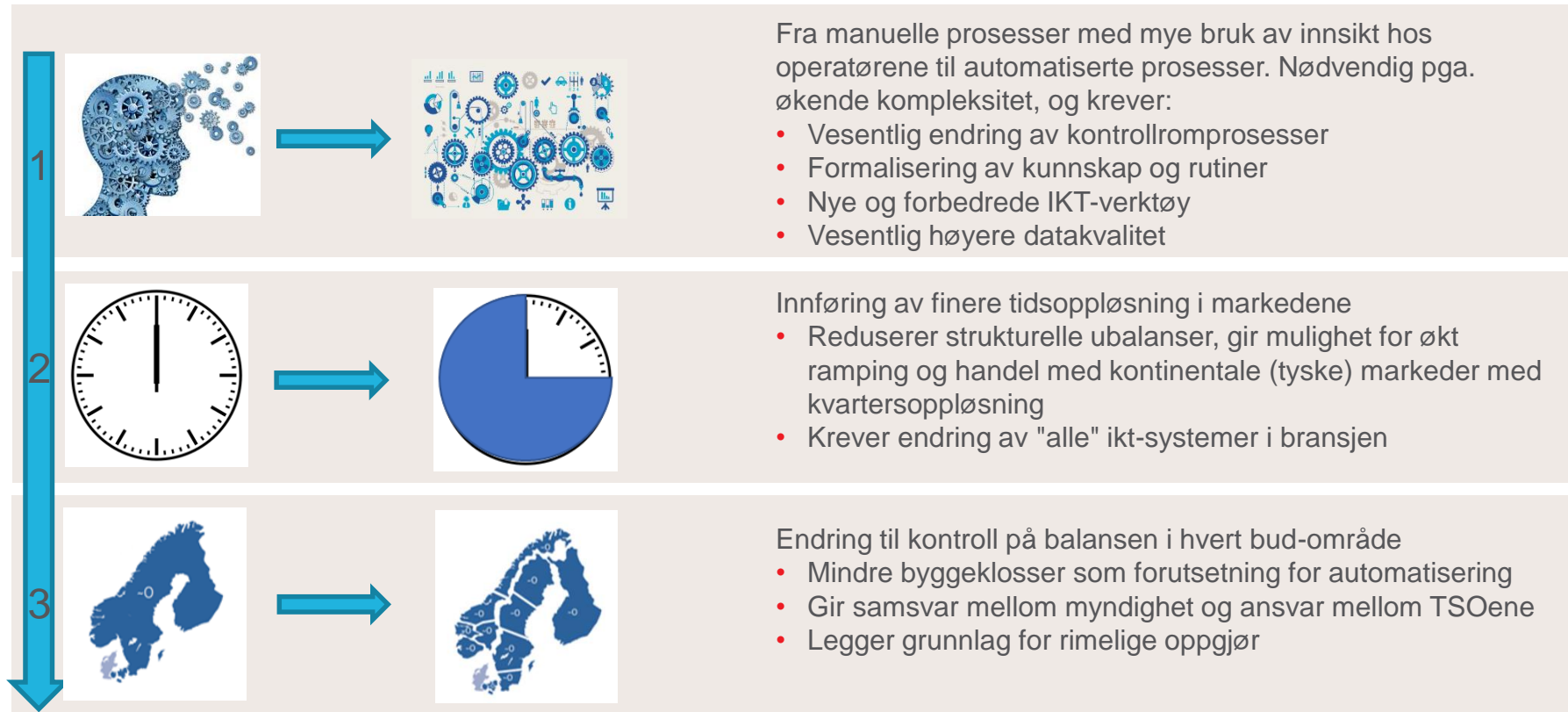


<http://nordicbalancingmodel.net/> 2018

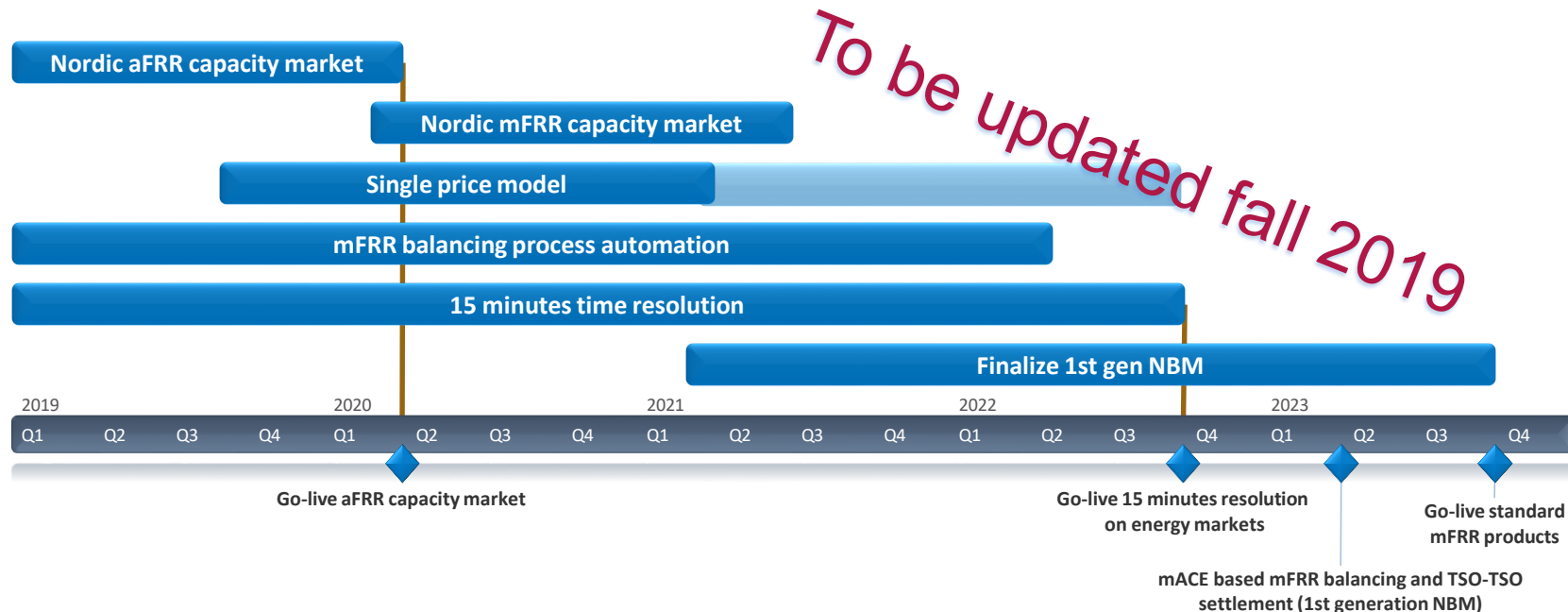
Historical background of aFRR in Nordics



NBM er absolutt nødvendig og innebærer fundamentale endringer for driften av kraftsystemet



Revised NBM roadmap May 29



Europeisk utvikling – omfattende og tidkrevende

- Tredje elmarkedspakke ble vedtatt i EU 2009
- Vi jobber fortsatt med å utvikle metodene for felles energi- og balansemarkeder
- Regelverket legger til rette for mer samarbeid, men gir et mindre handlingsrom og lange og ressurskrevende prosesser



Betaling for systemtjenester

- Vi fatter årlig vedtak om betaling for systemtjenestene
 - Produksjonsflytting
 - Restleveranse (Grunnleveranse, FCR)
 - Systemvern
 - Reaktiv effekt
- De siste årene har vi mottatt lite innspill fra bransjen



Hvilke utfordringer ser vi i dag?

- Kraftsystemet og markedene skal gjennom omfattende endringer på kort tid
 - Atomkraftverk og termiske kraftverk stenges
 - Hurtig vekst av sol- og vindkraft
 - Budstørrelsen i balansemarkedene reduseres
 - Kortere lukketid i markedene
 - Fra 24 til 96 markedsperioder
 - Flere mellomlandsforbindelser og økt overføringskapasitet
 - Hyppigere publisering av priser og informasjon til markedet
- Veien fra utvikling av løsninger til implementering blir lengre
 - Mer formelle prosesser krever med tid og ressurser



Samarbeidet med bransjen styrkes

- Tett og godt samarbeid er avgjørende for å gjennomføre tiltaksplanen
- De siste årene har vi etablert mer og bedre dialog med bransjen
 - Dialogforum
 - Forum for systemtjenester og temadager
 - Markeds- og driftsforum
 - Aktør- og høringsmøter
 - Referansegrupper
- De siste årene har det vært gjennomført en rekke piloter som gir oss verdifull kunnskap og erfaring
 - Hasle, økt fleksibilitet regulerkraftmarkedet, fast frequency reserves (FFR)

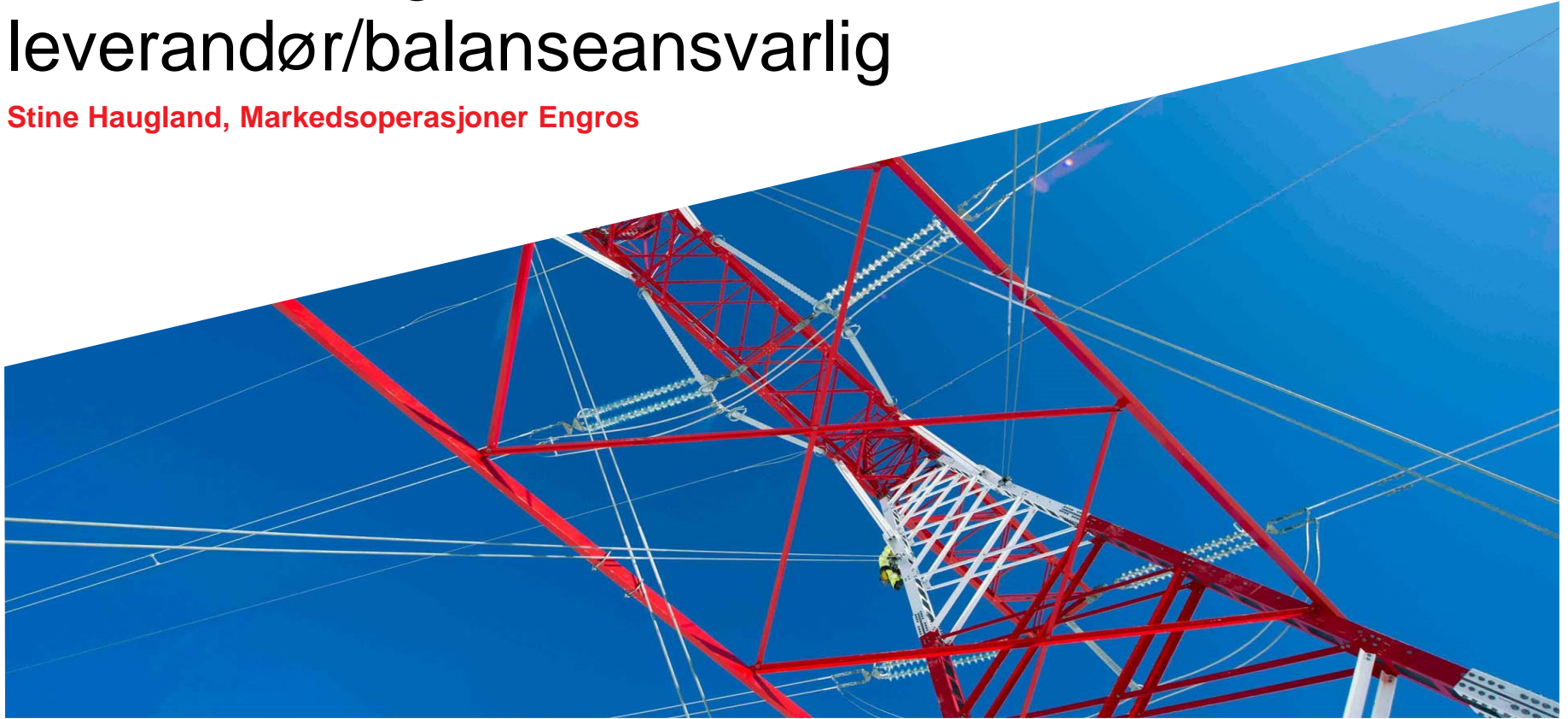


Hva vil vi diskutere de neste 10 årene?



Rollefordeling leverandør/balanseansvarlig

Stine Haugland, Markedsoperasjoner Engros



Nye roller i balansemarkedene

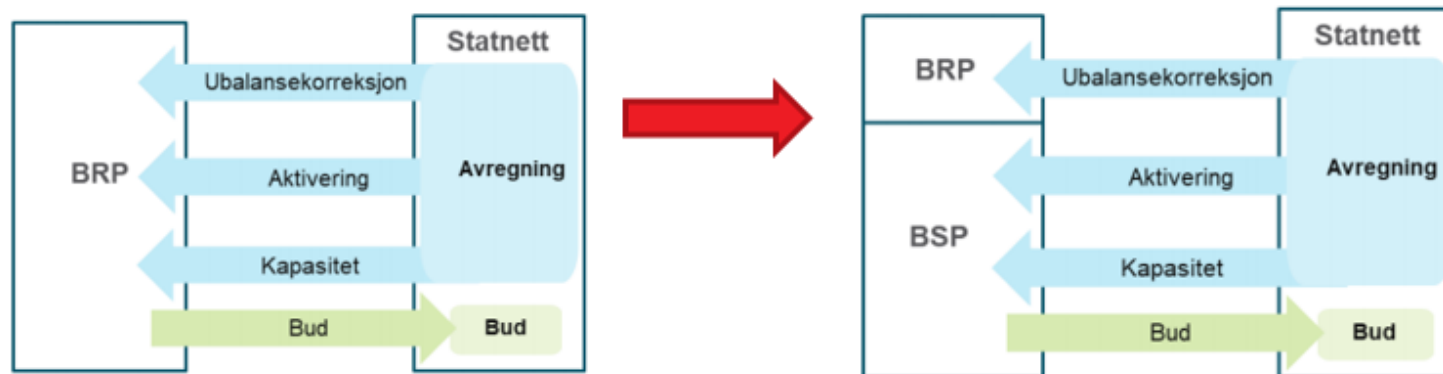
- Definisjoner fra Electricity balancing guideline (EBGL)
 - ‘balancing service provider’ means a market participant with reserve-providing units or reserve-providing groups able to provide balancing services to TSOs
 - ‘balance responsible party’ means a market participant or its chosen representative responsible for its imbalances

Tidsplan

- Innføring av én balanse/pris er foreslått til Q2 2021.
- Tidspunkt for innføring av BSP-rollen i Norge er ikke besluttet, men det er sannsynlig at det vil bli før eller samtidig som én balanse/pris (Q1/Q2 2021).
- Vi jobber med å samkjøre innføringen i Norden. Svensk regulator ønsker at BSP-rollen innføres samtidig som én balanse/pris.
- Aktører har gitt tilbakemelding på at de trenger 6 måneder på å implementere endringer i sine systemer.

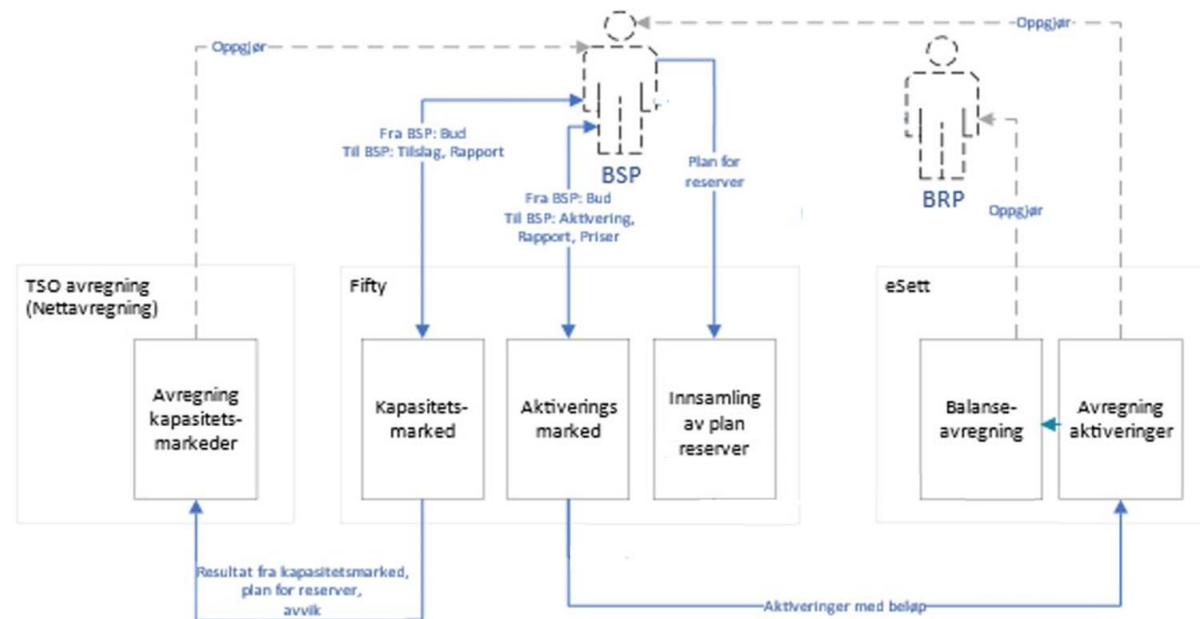
Balansetjenestetilbyders (BSP) rolle

- Krav at BSP er den som leverer bud, har ansvar for aktivering, verifisering og får oppgjør, og ikke balanseansvarlig, som er hovedregelen i dag.



Krav til BSP

- Balansetjenestetilbyder (BSP) skal kunne tilby TSO sine tjenester direkte
- BSP vil være motpart i oppgjør for alle reserver og systemtjenester som resulterer i aktivert balanseenergi
- Krav til BSP og prekvalifisering utformes spesifikt for hver enkelt balansetjeneste (mFRR, FCR, produksjonsglatting osv.)

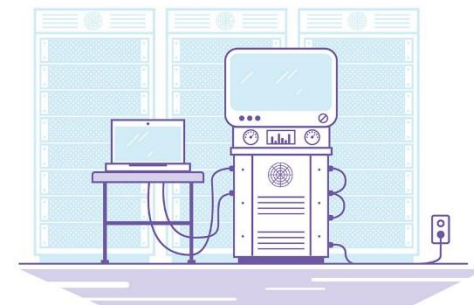


Endringer i struktur

- BSP og BRP for samme anlegg kan være ulike selskaper
- BSP og BRP kan ha samme eller ulikt GLN
- BSP og BRP blir ulike roller i eSett (med ulike views og ulik innlogging)
- Filformat
 - eSett vil sende ulike meldinger til BSP og BRP
 - Mulig at filformater mot Fifty vil endres noe

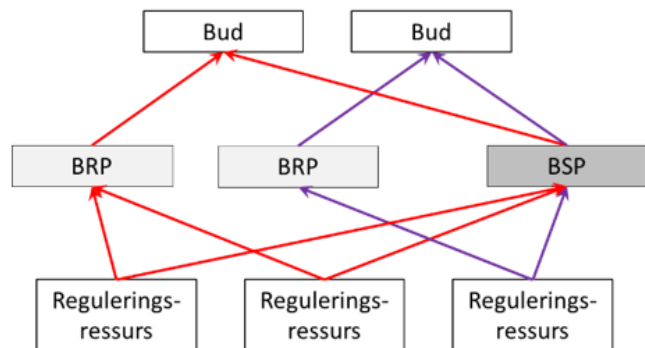
BSPs tilgang til data i Online Service

- Activated reserves
 - Details, RO, MWh and EUR
- Balance report
- Regulation Object (RO) structural information
- Invoices
- Collaterals
- Data packages
 - Activated reserves per subtype
- Messages

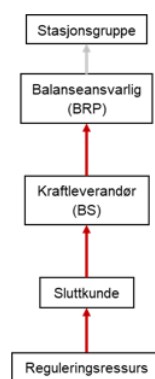


Strukturering av bud

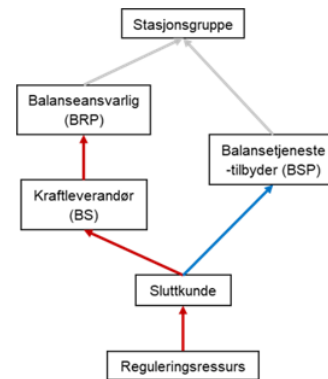
- Hvert bud fra en BSP skal være tilknyttet én BRP som er ansvarlig for ubalanser og får ubalanseoppjøret



- Hver stasjonsgruppe knyttes både til en BRP og en BSP



Dagens modell



Ny modell med BSP

Oppgjør

- Aktører med både BSP og BRP-rolle får felles oppgjør og sikkerhetsstillelse i eSett
- Bilateral kompensasjon mellom BSP og BRP for ubalanser BRP blir påført er nødvendig.
 - Aktørene avtaler seg i mellom hvordan dette løses

Eksempel på oppgjør ved oppregulering (skru av forbruk)

BRP				BSP			
	-	+					
DA purchase	100						
Metered consumption		80					
Imbalance adjustment		20					
Imbalance	0	0					
Cashflow	MWh	€	Amount	Cashflow	MWh	€	Amount
DA purchase	-100	30	-3000	Balancing service	20	35	700
Sales to customer	80	32	2560	Result			700
Result			-440				

Bilateralt oppgjør mellom BSP og BRP er nødvendig

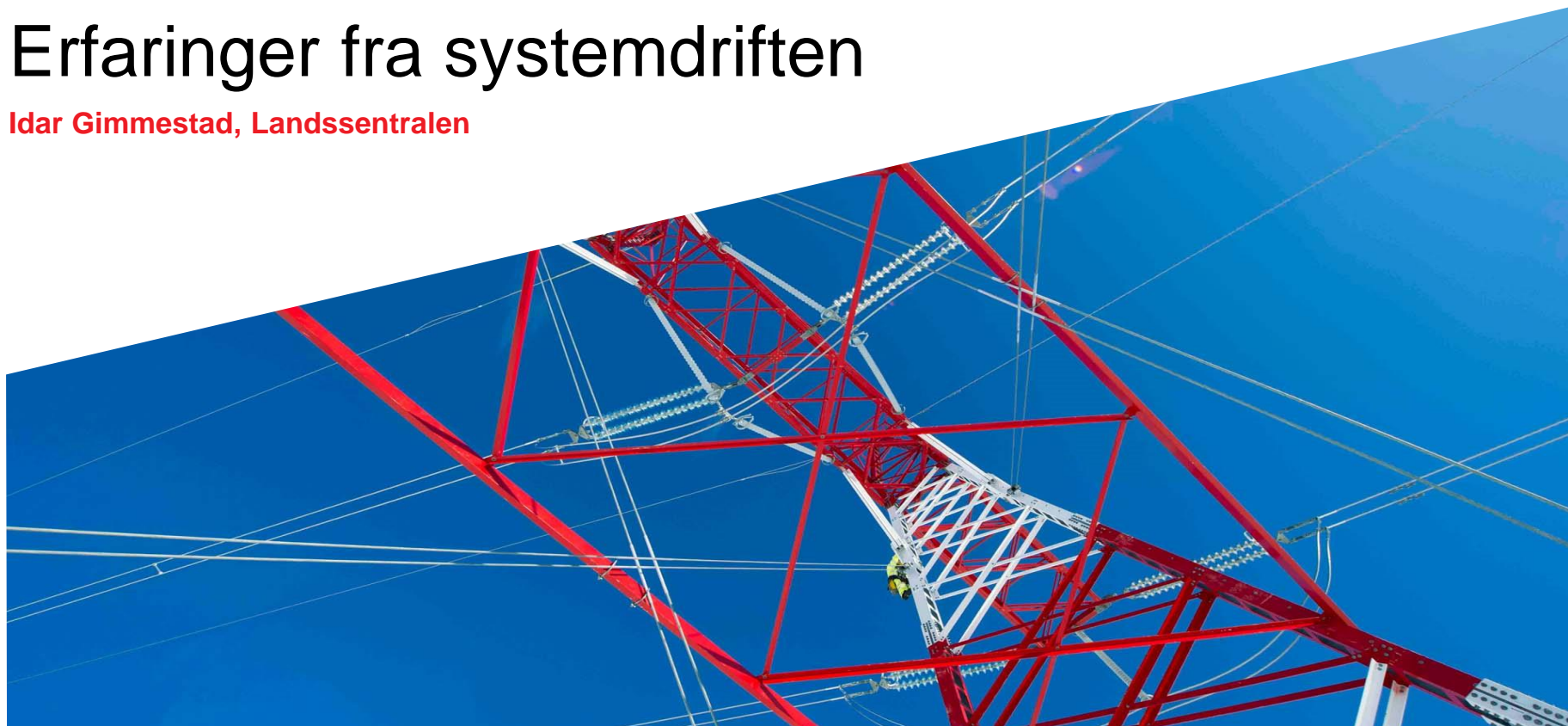
Hva gjenstår å avklare?

- Fastsette ansvar for å sende produksjonsplaner til systemansvarlig
- Tidspunkt for innføringen av BSP-rollen
- Avtaler, villkår og retningslinjer må oppdateres med ny struktur



Erfaringer fra systemdriften

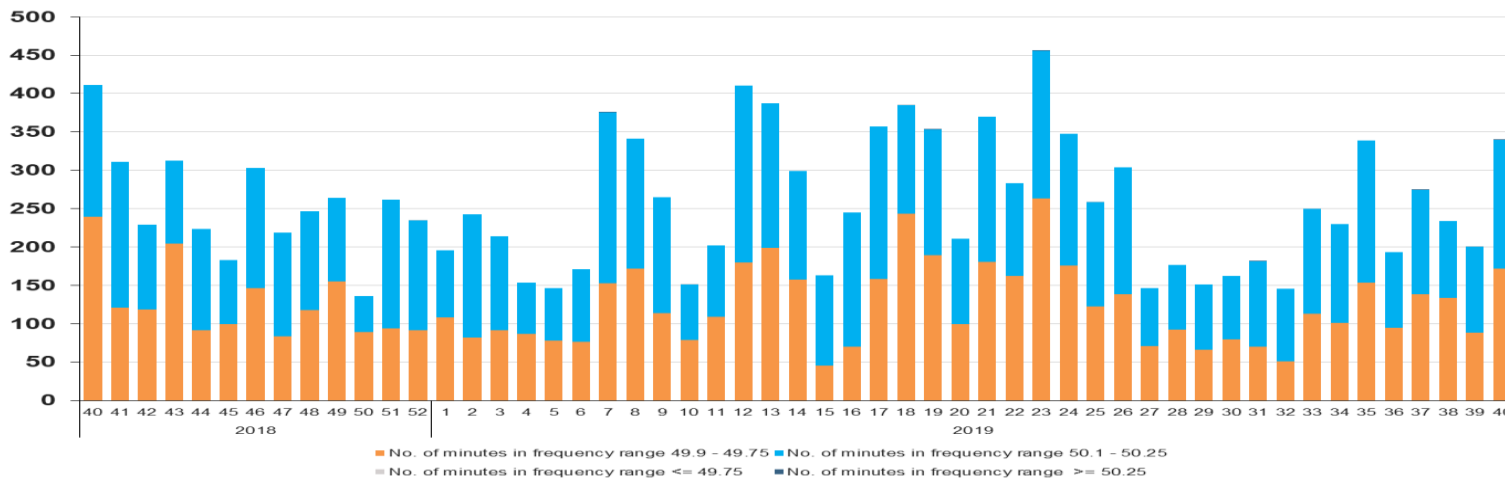
Idar Gimmestad, Landssentralen



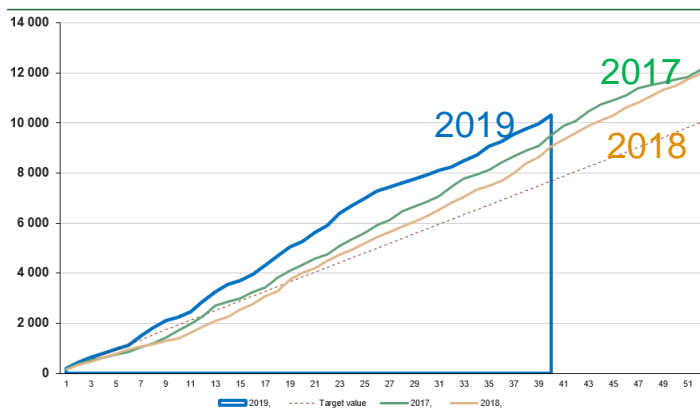
Systemdriftskostnader

- Omtrent på samme nivå som i 2018 totalt
- Høyere kostnader for primær og sekundærreserver
- Betydelig lavere for RKOM pga. mild vinter
- Lavere for spesialregulering

Frekvensstatistikk 2019:



Akkumulert
Antall minutter:



Utvikling sekundærreserve, aFRR

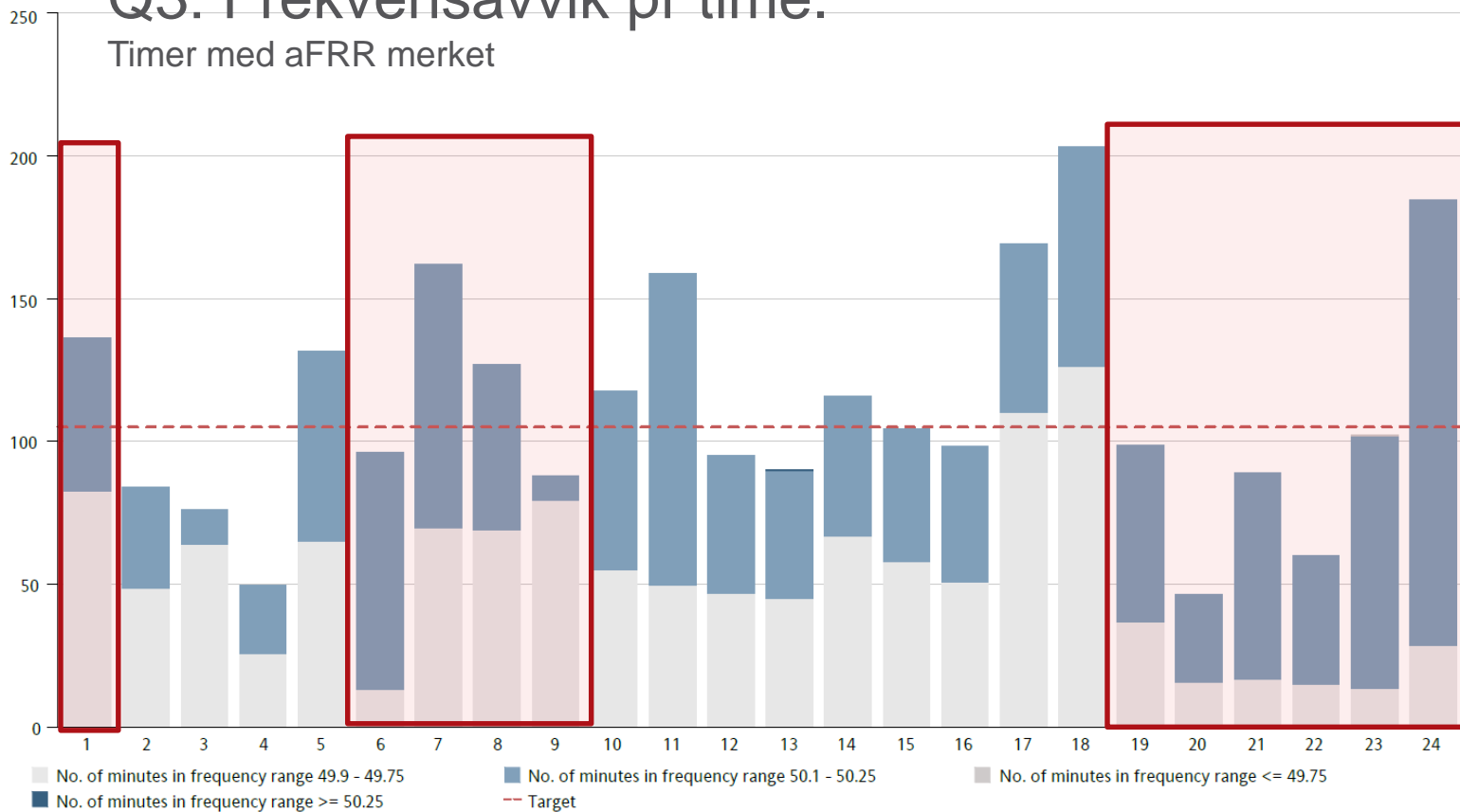
Gradvis økning i volum og antall timer gjennom 2019:

- Q3: Økning fra 48 til 61 timer, aFRR i helga, 400 MW i morgentimene
- Q4: Økning fra 61 til 69 timer, aFRR rundt midnatt alle dager

aFRR = automatic frequency restoration reserves

Q3: Frekvensavvik pr time.

Timer med aFRR merket



Primærreserve, FCR

- Kravet i Norge er i 2019 214 MW. (222 MW i 2020)
- Hele volumet blir anskaffet i markedsløsning
 - Kan ikke overlape med annen reserve
- 12 % generell statikkinnstilling for å sikre geografisk distribusjon
 - Viktig for å sikre at der er reserver i områder som kan bli separatområder.
 - Grunnleveransen kan overlape med andre reserver, f.eks. regulerkraft (mFRR)
 - All leveranse kan tilbys i markedet, også den som ellers ville vært grunnleveranse.
- I sum gir dette betydelig mer reserve enn kravet. Overleveransen gjør at flyten varierer mye med frekvensen.
- **Løsning: Produsenter søker om fritak fra 12 % statikk eller dødbånd på spesifikke stasjoner.**

Suspendering av marked for primærreserver 1. april 2019:

Avlyst kjøp i markedet for primærreserver for tirsdag 2. april

Grunnet omfattende IKT-problemer med en ny versjon av landssentralens markedssystem (fifty)knyttet til innsending av bud til markedet for primærreserver vil det ikke bli gjennomført kjøp i dette markedet for tirsdag 2. april. Behovet for reserver blir håndtert gjennom systemkritiske vedtak etter forskrift om systemansvar (fos) § 9.

Med vennlig hilsen
Landssentralen

Statnett

For flere meldinger fra Landssentralen, se www.statnett.no/Drift-og-marked

Du kan alltid avslutte ditt abonnement ved å trykke [her](#)

Suspendering av marked for primærreserver 1. april 2019:

- Sender individuelle vedtak til de syv største produsentene om 6 % statikk. Alle andre har alltid krav om 12 %.
- Vedtaket sikret nok reserver dette døgnet.

MELDINGER FRA LANDSSENTRALEN

Dato	Melding
01.04.2019	✗ Avlyst kjøp i markedet for primærreserver for tirsdag 2. april.

Grunnet omfattende IKT-problemer med en ny versjon av landssentralens markedssystem (fifty) knyttet til innsending av bud til markedet for primærreserver vil det ikke bli gjennomført kjøp i dette markedet for tirsdag 2. april. Behovet for reserver blir håndtert gjennom systemkritiske vedtak etter forskrift om systemansvar (fos) § 9.

Rekvirering av regulerstyrke og utøvelse av frekvensregulering

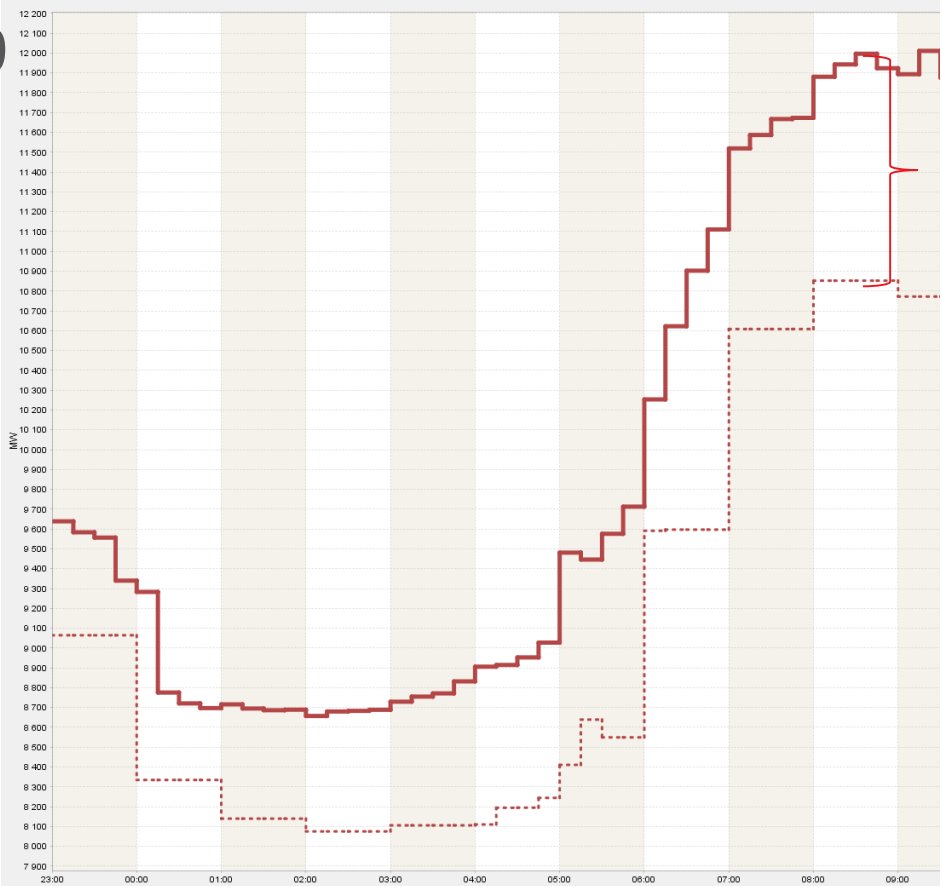
Systemkritisk vedtak etter Forskrift om systemansvar (Fos) § 9 første ledd

Grunnet omfattende IKT-problemer med en ny versjon av landssentralens markedssystem (fifty) knyttet til innsending av bud til markedet for primærreserver, ber Statnett som systemansvarlig om at statikken stilles til maksimalt 6 % for alle døgnets timer tirsdag 2. april 2019

RKOM - REGULERKRAFTOPSJONSMARKEDET

Forbruk 07.10.2019

Dato	Område	Vis	Eksporter
07.10.2019	<input type="checkbox"/> Norge	<input type="checkbox"/> Gjeldende prognose	<input type="button" value="Eksporter"/>
<input checked="" type="checkbox"/> Vis målt forbruk for	<input checked="" type="checkbox"/> NO1 <input checked="" type="checkbox"/> NO2	<input checked="" type="checkbox"/> Markedets prognose	
07.10.2019	<input type="checkbox"/> NO3 <input type="checkbox"/> NO4	<input type="checkbox"/> Publisert prognose D-1	
Sist oppdatert: 07.10.2019 11:06:31	<input checked="" type="checkbox"/> NOS	<input checked="" type="checkbox"/> Målt forbruk	



Målt forbruk Sør-Norge

Δ:-1150MW

Aktørenes prognose
Sør-Norge

Frekvens Norge
Tidsavvik Norge
IM+FRR(Filtret)

49.98 Hz
-9.34 sec
302.5 MW

	-824 Im -880 åb
	-382 Im 1132 åb
	233 Im -248 åb
	749 Im -1899 åb

Mandag 7. oktober kl 07:30:

2600MW oppregulert i Norden.

RK-pris Sør-Norge/Sør-Sverige/FI/DK: 400€

Statnett har en ubalanse på -824MW.

Statnett leverer 800MW for lite i Hasle.

Svk har høy last på snitt 2 og snitt 4.

➤ **Generatorrevisjoner avlyst.**

➤ **Ekstrainnkjøp RKOM utført**



RKOM-sesong

- Tilbakemelding om kjøp i RKOM-sesong publisert til markedet i dag.
- Små endringer i kvantum og kostnader sammenlignet med foregående år.

ELEKTRONISK BESTILLING (EBESTILL)

Erfaring siden forrige FFS i 2018

- Fortsatt 14 deltakende aktører men ytterligere flere aktører (3 stk.) i gang med å forberede sin løsninger for deltakelse
- Fortsatt god stabilitet på involverte eBestill systemløsninger. Operatørene på Landssentralen etterspør at flere aktører blir med

Krav om bruk av eBestill

- Statnett har stilt krav om at alle aktører som deltar i regulemarkedet (mFRR) skal støtte eBestill innen utgangen av 2020 (tidligere krav 2019)
- Bakgrunnen for kravet er et fremtidig målbilde om en automatisk bestillingsfunksjon basert på prognoserte ubalanser. Finere tidsoppløsning i markeder vil også medføre behov for i større grad å bruke elektroniske bestillingsløsninger
- Det er derfor viktig at aktører som ikke deltar i eBestill pr. november 2019 arbeider for å kunne delta i løpet av 2020

Planlagte forbedringer

- Leveres desember 2019 (Statnett)
 - Tydeligere varsling til operatør Landssentral når bestillinger ikke besvares
 - Utbedret bestilling av del-kapasitet av bud og produksjonsflytting
 - Kan unnta stasjonsgrupper for produksjonsflytting (Eks. grupper som bare består av pumpestasjoner)
- Planlagt 2020 (Statnett)
 - Muliggjøre bestilling av stasjonsgrupper mot BSP og ikke bare BRP
 - Forenklet systemløsning for eBestill (en løsning for aktører med få bud/aktiveringer)
 - Syklisk sjekk av at kommunikasjon er oppe med automatiserte "heartbeat meldinger". Ønskelig å avdekke om systemene er oppe ende til ende også i perioder der det ikke er hyppige aktiveringer

Forutsetninger for å ta ut potensialet i elektronisk bestilling

Situasjonen i dag:

- Over 40 % av aktiverte bud er spesialreguleringer
- 29 % av alle oppreguleringsbud og 8 % av alle nedreguleringsbud blir hoppet over pga. flaskehals
- Mange av flaskehalsene oppstår mellom kraftverk i samme stasjonsgruppe.
- Krever telefon før elektronisk bestilling for å avklare hvilke kraftverk som kan/må reguleres.
- **En revidert stasjonsgruppeinndeling med finere inndeling er nødvendig for å få fullt utbytte av elektronisk bestilling, og en forutsetning for fremtidig automatisering**

Inertia

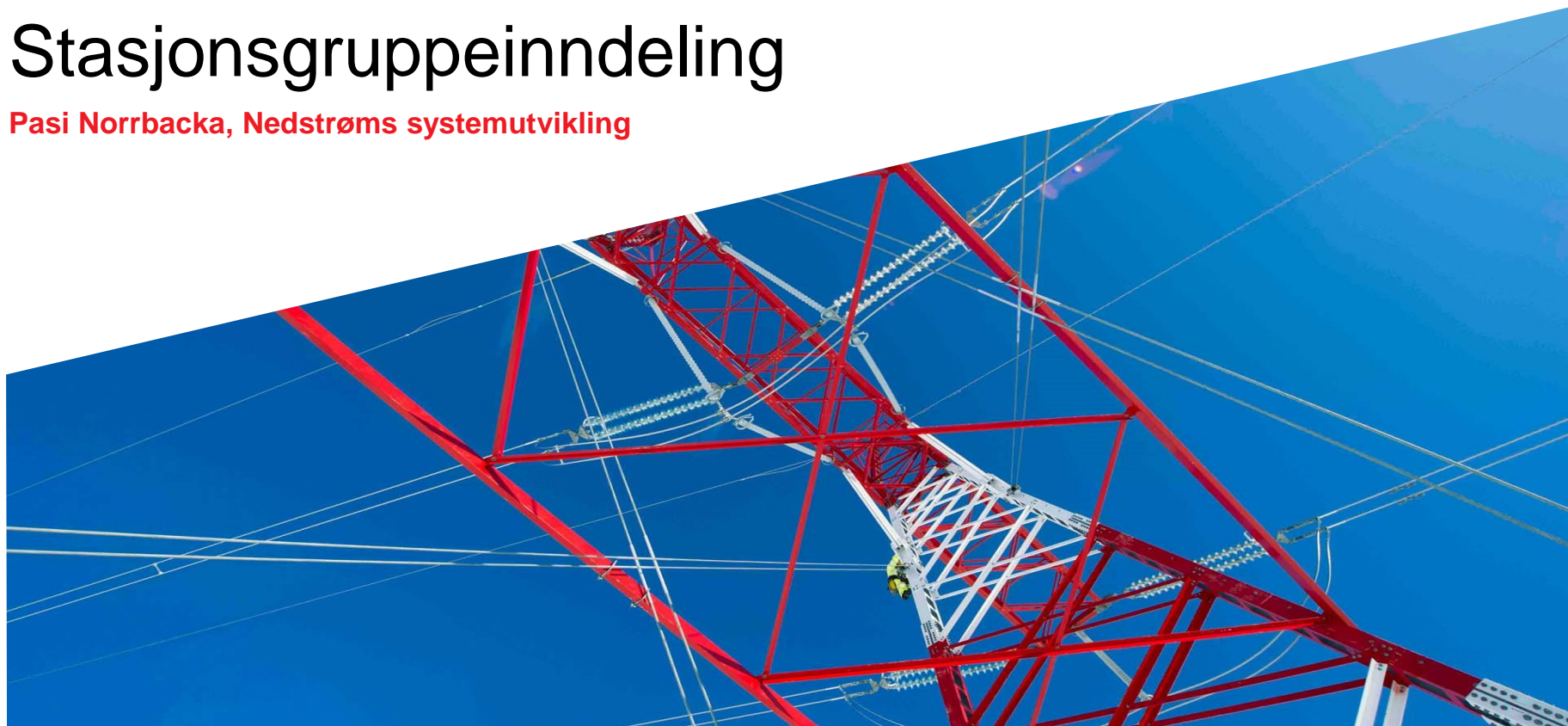
- To helger i sommer der prognosene viste lavere inertia enn kravet
- Avtale om nedregulering av kjernekraft for å redusere dimensjonerende feil.
- Nedregulering var ikke mulig i noen av tilfellene grunnet pga. interne forhold på kjernekraftverket.
- **Trenger pålitelige virkemiddel for å håndtere lav-inertia-situasjoner: Fast frequency reserves, FFR**

Vindkraft

- I perioder avhengig av å kunne regulere ned på vindkraft for å avlaste flaskehalsen.
- Ikke eksplisitt uttrykt i forskrift at døgnkontinuerlig beredskap er et krav.
- Forskrift om systemansvar §12.4 sier imidlertid at systemansvarlig kan kreve at all tilgjengelig regulerytelse skal anmeldes i RK-markedet.
- **Systemkritiske vedtak kan fattes når som helst på døgnet. Aktøren er ikke fritatt fra å respondere på slike vedtak selv om de ikke er tilknyttet døgnbemannet driftssentral.**

Stasjonsgruppeinndeling

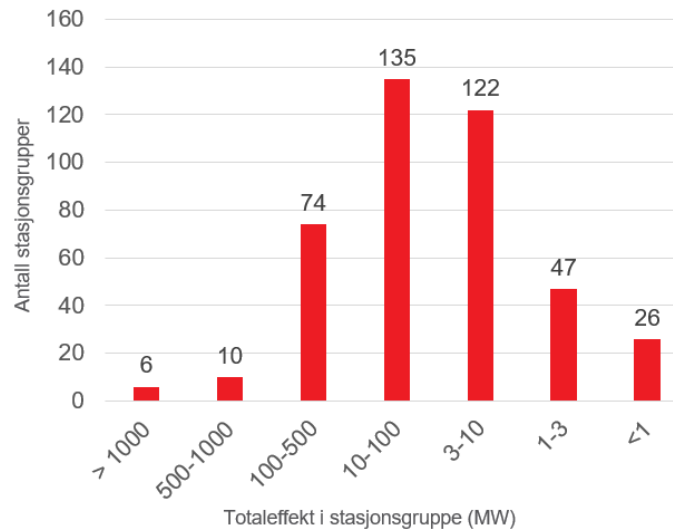
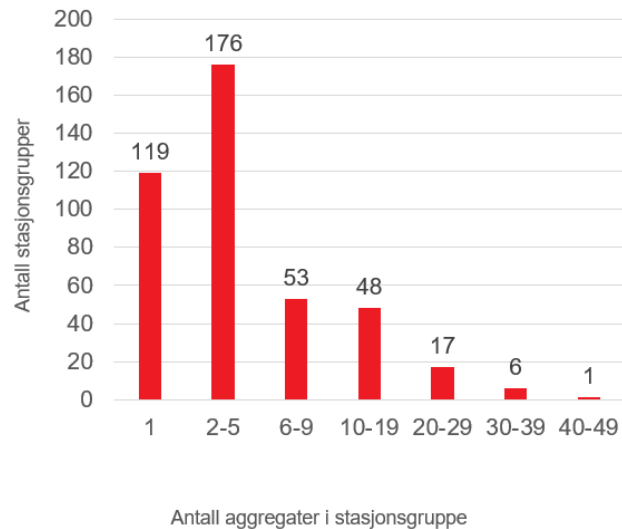
Pasi Norrbacka, Nedstrøms systemutvikling



Stasjonsgrupper i dag

- Konsept for aggregering og en avveining av flere behov
 - kontroll av flaskehals
 - aktørenes behov til å balansere vannveier
 - krav til minste budkvantum
 - begrense informasjonsmengde ifm. manuelle prosesser
- Defineres av Statnetts landssentral og aktører i samråd
- Bindende produksjonsplaner gis på stasjonsgruppenivå (avregningsgrunnlag)
- Budgivning og aktivering av reserver skjer på stasjonsgruppenivå

Dagens stasjonsgruppeinndeling



Hvorfor er det behov for endring ?

- Implementering av europeiske / nordiske handelsplattformer
- Økt andel uregulerbar kraft og lokal fleksibilitet
- Større flaskehalsproblematikk i Norge sammenliknet andre nordiske land (vi mye produksjon i R/D-nett)
- Nettselskapene trenger også info om lokasjon for å kunne håndtere lokale flaskehalser
- Regulatoriske krav (SOGL/KORRR)
- Automatisering / digitalisering

Behov for mer nøyaktig geolokasjon i planer og budgivning

Europeisk utvikling – MARI^{*)} plattform

- Markedsplattform for handel av manuelle FRR-produkter (dagens RK / mFRR)
- I dag håndteres flaskehals manuelt i landssentralen med lite beslutningstøtte
- I fremtiden :
 - 15 min avregningsperiod
 - 1 MW minste budkvantum
 - Flere og mindre bud som må håndteres 4 ganger i timen
 - Ikke tid for manuelle prosesser
- Nasjonal budfiltrering før common merit order liste sendes til nordisk / europeisk AOF (activation optimization function)
 - Må ta hensyn flaskehals
 - Utilgjengelige bud må sorteres ut
 - Hypotesen er at vi har ca. 3 minutter for å gjennomføre budfiltrering før TSO Gate Closure (hver kvarter)

*) Manually Activated Reserves Initiative

Europeisk utvikling – konsekvenser

- Automatisering er forutsetning for å rekke tidsfristen
- Ikke anledning til individuell vurdering ("ta telefonen")
- Mer nøyaktig lokasjon av tilbudte balanseringsressurser er forutsetning for automatisering
- Erfaringer fra prototype : budfiltrering på stasjonsgruppenivå gir ingen mening, behov å gå ned til stasjonsnivå

Produksjonsplaner i fremtiden

- BSP / BRP rollefordeling (EBGL)
 - Hvem skal sende planer ? BSP, BRP eller en separat rolle ?
 - FOS § 8a. *Planlegging av produksjon*
Konsesjonær skal for hvert budområde rapportere til systemansvarlig egen produksjonsplan.....
- Endring i avregningsmetodikk i 2021-2022
 - Produksjonsplaner ikke lenger avregningsgrunnlag
 - Hvilke incentiver aktører har for å sende gode planer ?
 - Fortsatt viktig for driftsplanlegging. Hvilket nivå (aggregat, stasjon) ?
- Hvilke behov har nettselskapene for produksjonsplaner ?
 - Detaljeringsnivå, lokasjon
 - Utveksling av produksjonsplaner på aggregatnivå testes i DSO-pilotene

BSP – Balancing Service Provider , BRP – Balance Responsible Party (dagens balanseansvarlig) , EBGL – Electricity Balancing Guideline

Alternative modeller for bedre geolokasjon

1) 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.

2) 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.

3) 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.

Roller i balansemarkedene og vilkår for aggregerte bud. Statnett rapport August 2018 - kapittel 5.2

<https://www.statnett.no/contentassets/d27d9d5efd7a4371abe2b17c97ef4a64/27-august-2018-roller-i-balansemarkedene-og-aggregering.pdf>

Status og videre arbeid

2019	Internt arbeid i Statnett Informasjonsmøter / bransjedialog Innspill fra aktører Etablere arbeidsgruppe
2020 / Q1	Arbeidsgruppe - Kartlegging konsekvensene - Forslag konsept / kriterier
2020 / Q2	Høring i bransjen

Kontaktinformasjon :

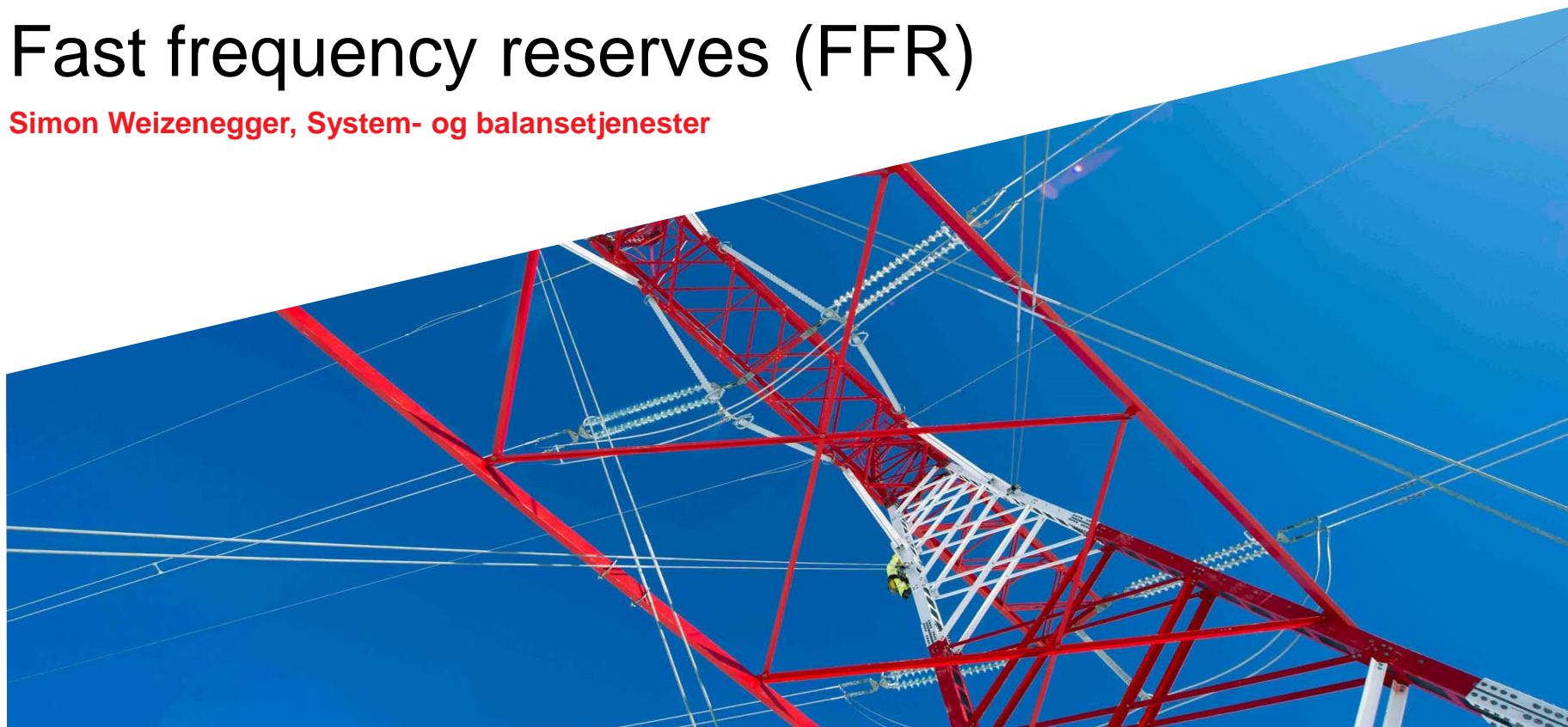
Pasi.Norrbacka@statnett.no

Tel. 996 48 573

Spørsmål ? Kommentarer ?

Fast frequency reserves (FFR)

Simon Weizenegger, System- og balansetjenester

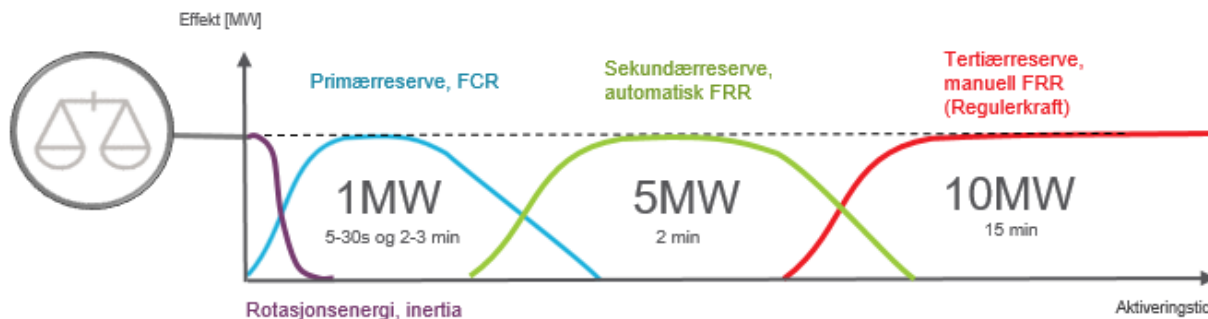


Agenda

- Inertia i kraftsystemet
- Konsekvens av lav inertia
- Løsningsvalg Fast Frequency Reserves (FFR)
- FFR-pilot 2018 (teknisk)
- FFR-pilot 2020 (marked)

Inertia

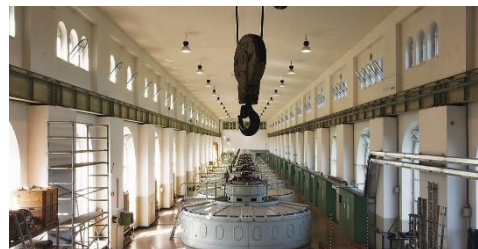
"Inertia (treghet) i et kraftsystem er evnen til systemet å motstå endringer i frekvensen pga. motstand fra kinetisk energi av roterende masser."



Inertia er essensielt for systemstabilitet.

Synkrongenerator

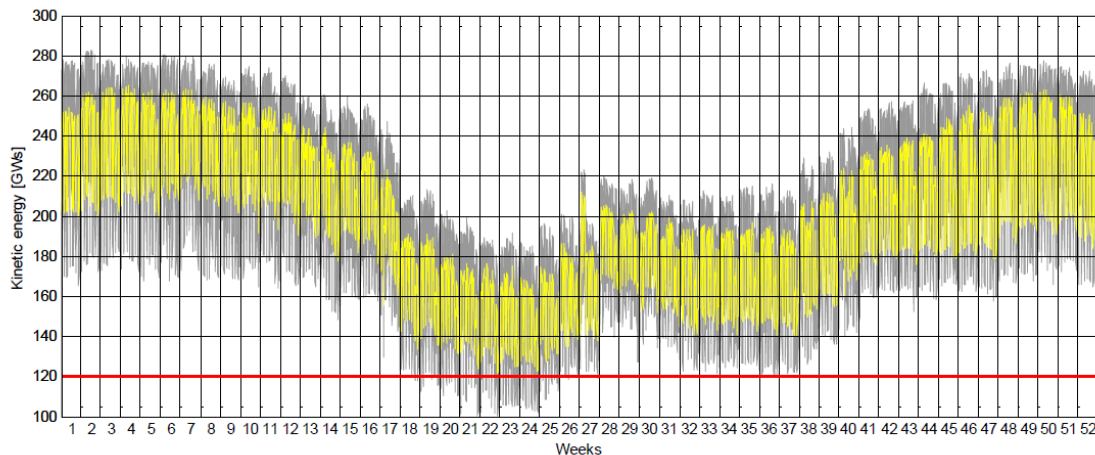
- Bidrar i et synkron AC-system med sin rotasjonsenergi $\rightarrow E_{kin,i} = S_i H_i = \frac{J\omega^2}{2} [MWs]$
- Systemet trenger **nok** rotasjonsenergi for å opprettholde frekvensstabilitet $E_{k,sys} = \sum S_i H_i [GWs]$
- I Norden er "**nok**", over 120 GWs
- Synkronmotorer (forbruk) bidrar også i relativt små mengder



Inertia i nær framtiden

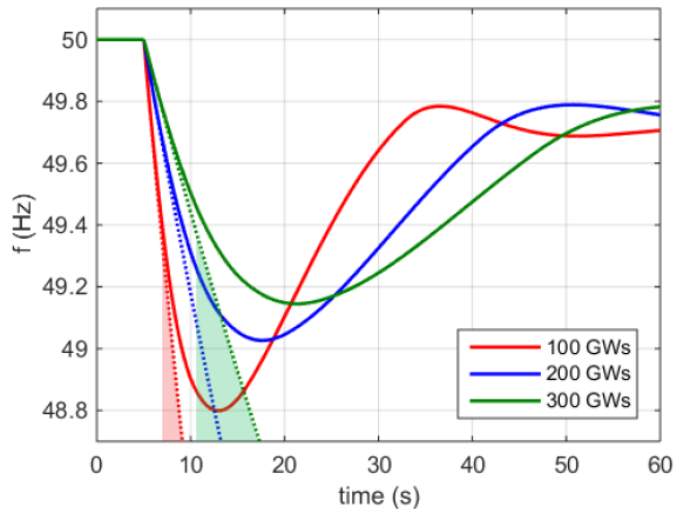
"Motstand" endrer seg pga. endringer i produksjon over døgn og **fallende andelen av synkrogeneratorer**

- Sommer: Lavt forbruk medfører lav produksjon
- Lavest forbruk om natten
- Fornybar energi øker (bidrar ikke med inertia)
- Nye kabler kommer i drift (høy import kan forventes, særlig om natten)
- Svensk kjernekraft fases ut



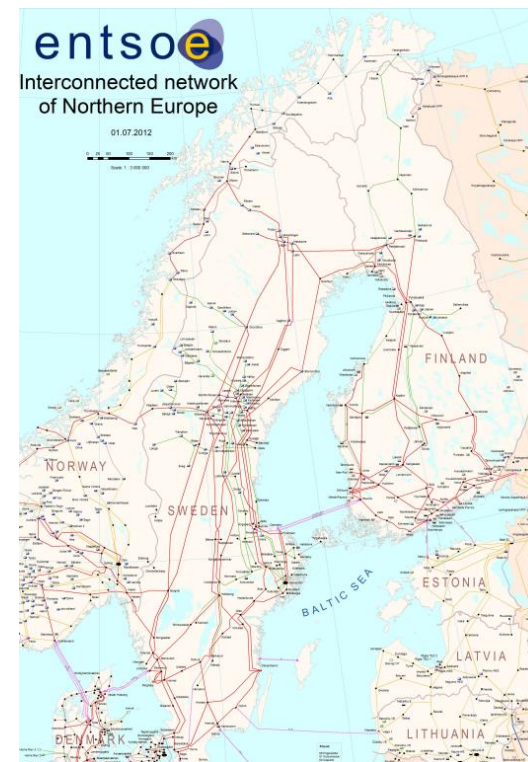
Konsekvens

- *Rate of Change of Frequency* ($\Delta f/\Delta t$) omvendt proporsjonal til inertia. Jo lavere inertia, desto raskere og lavere faller frekvensen når en spontant ubalanse trer fram. $\rightarrow \frac{df}{dt} = \frac{f_n P_{loss}}{E_{k,sys}}$
- Hvis frekvens faller for rask og for langt!
 - Vanlige forbruker er koblet fra nettet gjennom belastingsfrakobling plan (BFK)
 - Nettkoblet generatorer kan havne i uforutsigbare driftstilstand som kan føre til dynamiske ustabiliteter og/eller videre frakobling av generasjon
 - "Power swing" kan føre til feilaktig aktivering av systemvern, som kan føre til uforutsigbar systemsplittelse og øydrift.



Store hendelser

- Kjernekraft
 - Oskarshamn 1450 MW
 - Olkiluoto 1 & 2 880 MW & 890 MW
 - Olkiluoto 3 1600 MW
- Produksjonsfrakobling
 - Hasle-snitt 1400 MW
- Mellomlandforbindelser
 - NordLink 1400 MW (2021)
 - North Sea Link 1400 MW (2022)

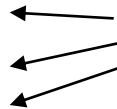


Nordiske TSOer anbefaler FFR som løsning

- FFR-løsning er et resultat av flere nordiske studier om inertia
- Nordiske prosjekter: Inertia1, Inertia2 og Inertia2020
- Norsk pilotprosjekt 2018

Tiltak for å unngå problemer i "lav inertia"- situasjoner

Mitigation type	Mitigation measures	Potential, effectiveness, sufficient	Cost	Available in 2020?
Dimensioning incident	Decrease the output power of the largest unit	+	-	Yes
	Decrease the (planned) import/export on an HVDC link	+	-	Yes
	Decrease power behind system protection	+	-	Yes
Rotating mass	Run (units as) synchronous condensers - GAS	-	0	Maybe
	Run (units as) synchronous condensers - HYDRO	+	0	Maybe
	Reduce / limit power output of non-synchronous units to have more synchronous units online	-	-	Maybe
	Start up generators and run them at low output power (against DA price signals)	-	-	Yes
	Activate pump storage	-	0	Yes
Active power	Provide synthetic inertia	0	0	No
	Provide FFR	+	0	Maybe
	Provide EPC	+	+	Yes
	Provide extra FCR-D	-	0	Yes
	Reduce load	+	0	Yes
	Disconnect pumps for hydro storage	+	0	Yes


 Potential FFR providers

Formål til FFR-pilot?



- Mulighetsstudie: Finnes ressursene og kan de gjøres tilgjengelige?
- Få erfaring med produkt, beredskapsrutine og insentivstruktur
- Kommunisere ut forventninger til aktørene om fremtidige markedsmekanismer
- Forberedelse til fullskalaløsning i 2020

Stor spredning i teknologi og aktører



Rask reduksjon av forbruk i **aluminiums produksjon**



Rask ladepause av **elbiler**



Rask omkobling fra nettkobling til **UPS**



Rask frakobling av **hydro pump turbine (forbruk)**



Rask respons fra **vannkraftverk (produksjon)**

Konklusjonen av pilot

- Raske reserver finnes
 - Evne er tilgjengelig og kan bli installert i løpet av kort tid
 - Forbruk mest lovende, tradisjonelt vannkraftproduksjon har utfordringer pga. 2 sekunder responstid
- Begrensinger for FFR volum
 - Varighet: 30 sekunder er ok, men varighet over 1 minutt er problematisk
 - Gjentakelse: Utfordringer hvis 2 aktiveringer skjer i veldig kort avstand
- Markedsdesign påvirker FFR volum
 - Sesong kontrakt og flere timer FFR volum trenger stabilt forbruk
 - Variabel forbruk trenger fleksibilitet – korte kontrakter og kun få timer

Pilotmarkeds formål 2020

- Involvering av bransjen i prosessen for å få et godt produkt
- Er markedsdesign attraktivt nok, for å anskaffe nok FFR volum?
- Hva blir kostnader for den enkelte?
- Vurdering av samfunnsøkonomiske virkninger
- Samle erfaringer av forretningsprosesser (ekstern/intern)
- Anbefaling av tilpasninger for FFR 2021
- Vurdering neste trinn: Reell FFR marked? (pilot)

Organisasjon og oppgaver

FFR implementeringsgruppe

- Koordinasjon av nasjonale prosjekter
- Utvikling av felles forretningsprosesser
- Beregning av nordiske og nasjonale FFR kapasitetsvolum
- Prognose-verktøy spesifikasjoner
- FFR analyser og prognoser
- Utveksle erfaringer fra nasjonale prosesser

nordisk

FFR Statnett

- Samarbeid med bransjen og NVE
- Utvikling av markedsvilkår
- Anskaffelse og prekvalifisering
- Utvikling av prognose-verktøy
- Forretning prosesser
- Training

nasjonalt



Implementeringsplan

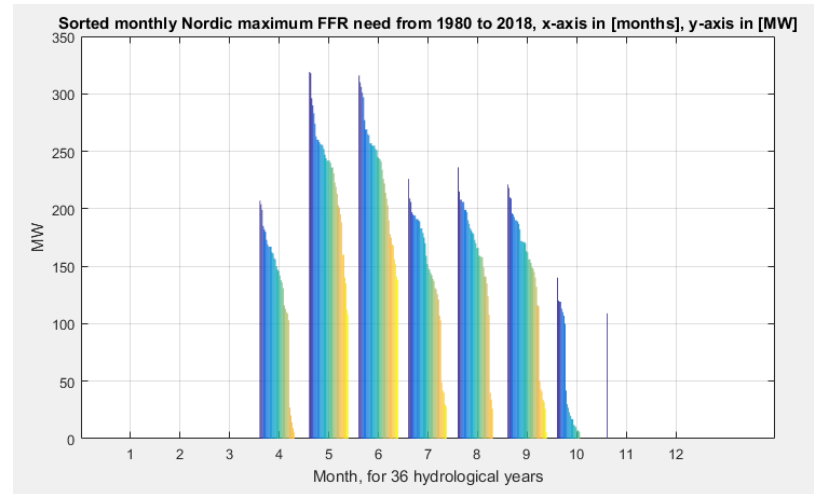
Aktivitet	2019			2020											
	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Aktørmøte		▲													
Skriftlig innspill		■													
Markedsvilkår v1.0				▲■											
Anskaffelse FFR					■	■									
Prekvalifisering							■	■							
FFR sesong								■	■	■	■	■	■		
Avregning													■	■	
Vurdering													■	■	■
Testing av evne	■	■	■	■	■	■	■								

- Be om skriftlige innspill fra markedsaktørene – vi ser dette som en uformell, men viktig høring
- Ferdigstille markedsvilkår
- Gjennomføre FFR-kjøp for sesongen i Q1/2020
- Prekvalifisering av valgte tilbydere og oppstart i mai 2020
- Evaluere og videreutvikle vilkår og marked etter sesongen

FFR behovsanalyse

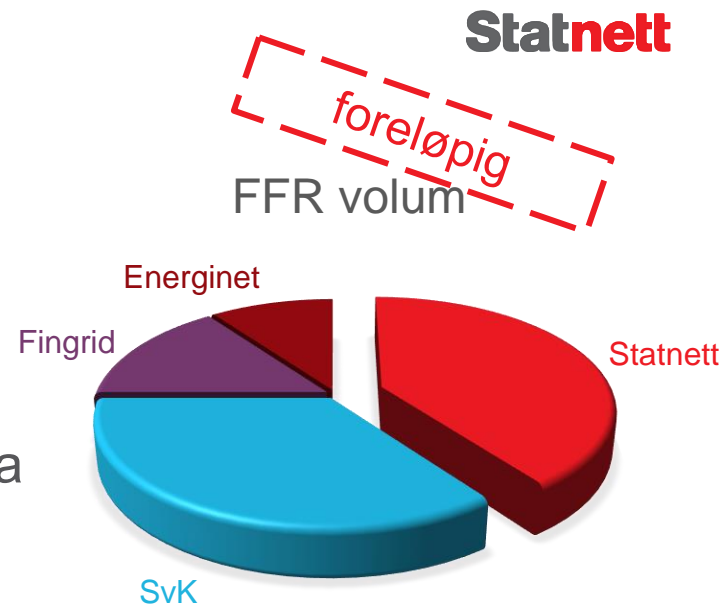
- Analyser viser en sammenheng mellom hydrologisk forhold og lav inertia/FFR kapasitetsbehov
- Nordisk synkronområde definerer totalt FFR behov
- Nasjonal andel beregnes med en fordelingsnøkkel

foreløpig



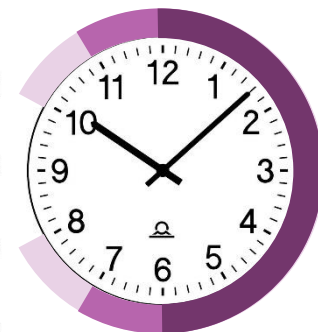
FFR fordelingsnøkkel

- Tilpasset FCR nøkkel som...
 - ...tar hensyn til de største nasjonale hendelser
 - ...belønner nasjonal bidrag for total inertia
- Hvert år ny beregning
- Ikke enda besluttet, men norsk andel ligger omtrent ved 40%



FFR Norge kort oppsummert

- FFR periode fra mai til september
- Behov bare om natten
- Norsk kapasitetsvolum sannsynligvis 80 – 150 MW
- Maksimal volum 50 MW
- Minimalt volum 1-5 MW (aggregert)
- Betaling for kapasitet og aktivering
- Avregning etter sesong



FFR volum skal leveres for
aktiveringsfrekvens og aktiveringstid

- 0,7 sekunder og 49,5 Hz
- 1,0 sekunder og 49,6 Hz
- 1,3 sekunder og 49,7 Hz

Varighet 5 eller 30 sekunder

Skal være tilgjengelig igjen etter 15 minutter

Aktørmøte 31.10.2019

- Radisson Blu Nydalen
- 5 ledige plasser

Formiddagssesjon - Introduksjon av prosjektet og tekniske aspekter	
09:00	Meet & Greet <i>Kaffe og snaks i foajéen. Oppstart av møtet med presentasjonsrunde.</i>
09:30	Introduksjon av FFR-prosjektet , Simon Weizenegger <i>Hvorfor trenger man FFR? Bakgrunn og løsningsvalg.</i>
10:00	FFR-pilot prosjekt og resultater , Knut Styve Hornnes <i>Mål av piloten, gjennomføring og erfaringer. Diskusjon.</i>
10:30	Teknisk spesifikasjon og prekvalifisering , Knut S. H. <i>Tekniske krav, prekvalifiseringsprosess og anbefalinger. Diskusjon.</i>
11:30	Lunsj

Ettermiddagssesjon - Markedsdesign og implementeringsplan	
12:30	Markedsdesign , Inge Stenkløv <i>Gjennomgang av markedsvilkår. Diskusjon.</i>
13:30	Implementeringsplan , Simon W. <i>Milepæler og fremgang til mai 2020. Diskusjon.</i>
14:00	Kort pause <i>Kaffe og kake i foajéen.</i>
14:15	Wrap up , alle <i>Runde rundt bordet for kommentarer og spørsmål.</i>
14:45	Bilaterale møter <i>Knut, Inge og Simon er tilgjengelig for individuelle diskusjoner og spørsmål. Møtene avtales helst på forhånd.</i>

Linker

- Dokumentasjon og aktualisert informasjon rundt prosessen kan finnes her:

<https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/utvikling-av-kraftsystemet/prosjekter-og-tiltak/nordisk-frekvensstabilitet/>

- Meldinger angående tilbudsperiode sendes via meldingstjenesten til landsentralen (kan abonneres):

<https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/meldinger-fra-landssentral/>

- Rapport over pilot finnes her:

<https://www.statnett.no/contentassets/250c2da4dd564f269ac0679424fdcfcc/evaluering-av-raske-frekvensreserver.pdf>

Kontakt

Skriftlige innspill til

ffr@statnett.no

Spørsmål om prosjektfremgang

Simon Weizenegger
simon.weizenegger@statnett.no
40088145

Markedsspørsmål

Inge Stenklov
inge.stenklov@statnett.no
48865071

Tekniske spørsmål

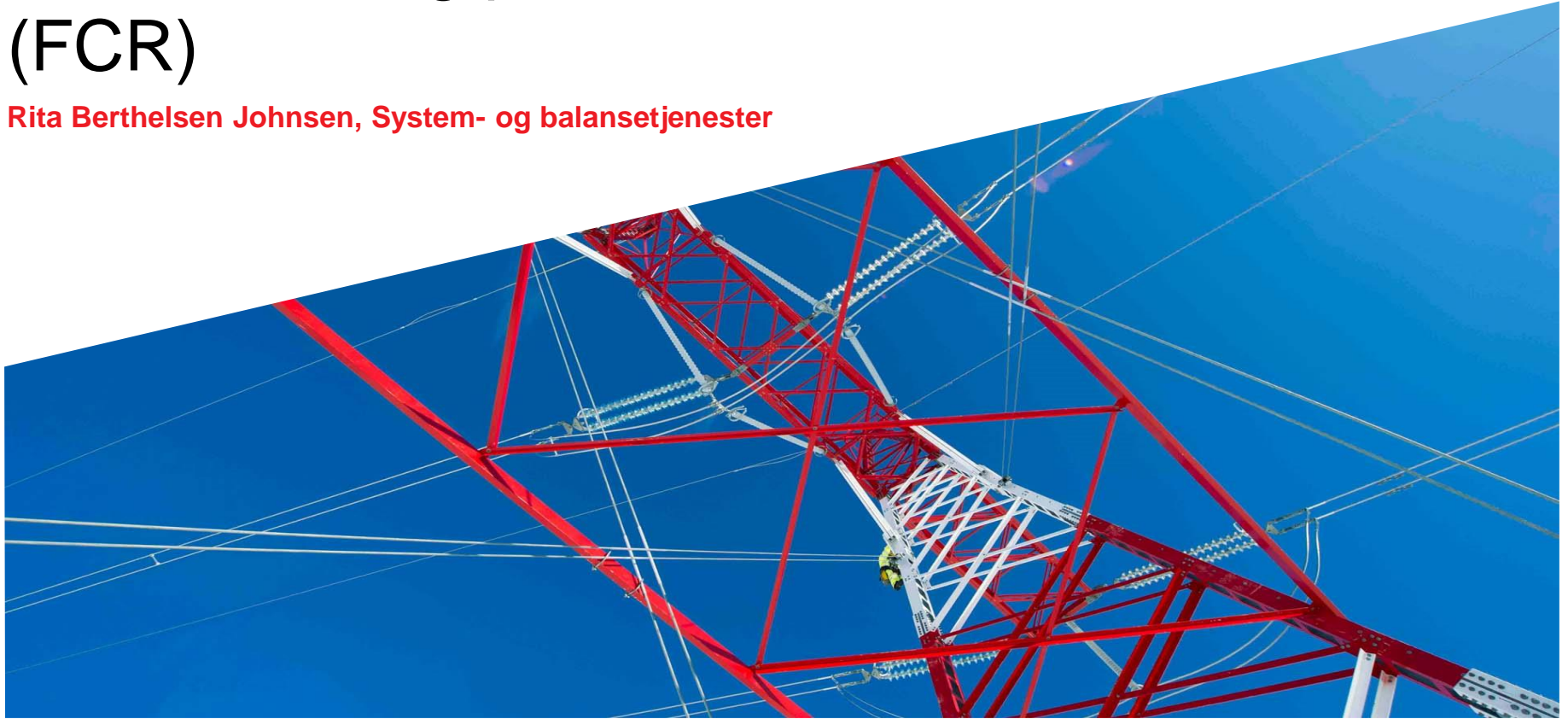
Knut Styve Hornnes
knut.hornnes@statnett.no
46953099

Takk for oppmerksomheten

Videreutvikling primærreserve (FCR)

Statnett

Rita Berthelsen Johnsen, System- og balansetjenester



Agenda

- Vilkårsendring gjeldende fra 2. desember 2019
- Kommende endringer i FCR-markedet i 2020
- FCP-prosjektet

VILKÅRSENDRING

Vilkårsendring gjeldende fra 2. desember

- FCR-D \Rightarrow FCR-D Opp
- Ny beregning av aktivert FCR
- Nytt prinsipp for prising av avvik



Ny beregning av aktivert FCR

- Eksisterende beregning

$$\text{Aktivert FCR} = (\text{Planlagt FCR-N} * 10) * (50 - \text{Målt frekvens})$$

Målt frekvens:
middelfrekvens
per kvarter i Hz

- Ny beregning

$$\text{Aktivert FCR-N} = (10 * \text{Planlagt FCR-N}) * (50 - \text{Målt frekvens})$$

- Når frekvensen er mellom 49,9 og 50,1 Hz
- Målt frekvens settes til 49,9 Hz når frekvensen overstiger 49,9 Hz og til 50,1 Hz når frekvensen overstiger 50,1 Hz

$$\text{Aktivert FCR-D Opp} = (2,5 * \text{Planlagt FCR-D Opp}) * (49,9 - \text{Målt frekvens})$$

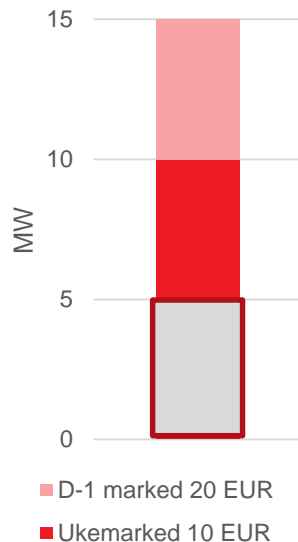
- Når frekvensen er under 49,9 Hz
- Målt frekvens settes til 49,9 Hz når frekvensen er større eller lik 49,9 Hz og til 49,5 Hz når frekvensen er mindre eller lik 49,5 Hz

Ny beregning av aktivert FCR

- Betaling for aktivert FCR
 - Aktiverte volumet FCR-N [MWh] (energien) prises til regulerkraftpris [EUR/MWh] i reguleringsens retning i henhold til vilkår for regulerkraftmarkedet.
 - Aktiverte volumet FCR-D Opp [MWh] (energien) prises til 0 EUR/MWh.
- Aktivert FCR vil bli rapportert til eSett og balanseansvarlige aktører fordelt på
 - FCR-N
 - FCR-D
- Detaljert plan for utsending av avregningsunderlag for FCR og frysperiode i forbindelse med overgang til Fifty MMS v.15.0
 - Publiseres på landssentralens meldingstjeneste når overgangen nærmer seg

Nytt prinsipp for prising av avvik

- Eksempelet gjelder for én time med konstruerte priser
 - Forpliktelse 1 fra ukemarked: 10 MW til 10 EUR
 - Forpliktelse 2 fra D-1 marked: 5 MW til 20 EUR
 - Total forpliktelse for timen: 15 MW
 - Leverandør leverer plan på 5 MW og mangler plan for forpliktet volum på 10 MW.
- Dagens løsning beregner høyeste marginalpris av de to delmarkedene for timen: 20 EUR
*Avviksbeløp = høyeste marginalpris * manglende leveranse = 20 EUR * 10 MW = 200 EUR*
- Ny beregning tar levert plan og fyller opp leveransen fra lavest prisede forpliktelse
 - Levert 5 MW av total 10 MW forpliktelse i ukemarked
 - Ikke levert til ukemarked: 5 MW til 10 EUR
 - Ikke levert til D-1 marked: 5 MW til 20 EUR*Avviksbeløp = 5 MW * 10 EUR + 5 MW * 20 EUR = 150 EUR*
- Leverandør får tilsendt en vektet pris for avvik
Vektet avvikspris = avviksbeløp / avviksvolum = 150 EUR / 10 MW = 15 EUR



KOMMENDE ENDRINGER

Kommende endringer i 2020

- Valutakurs fra den europeiske sentralbanken
- D-2 marked
- FCR-D Ned

Valutakurs

- Dagens praksis
 - Valutakurs fra Nord Pool for å etablere budlister i balansemarkedene
- Innføring av flere kraftbørser i Norden gjør at Statnett trenger en ny og nøytral tjenesteleverandør av valutakurs
 - European Central Bank (ECB)
- ECB har kun valutakurser for hverdager
 - For helg og helligdager benyttes siste mottatte valutakurs
 - Ingen preliminære valutakurser
- Tidslinje:
 - Mandag kl. 16.00: ECB publiserer valutakurs for inneværende dag
 - Tirsdag kl. 10.00: NBiS tilgjengeliggjør valutakurs gjeldende for driftsdøgnet onsdag
- Planlagt go-live 10. mars 2020

D-2 marked

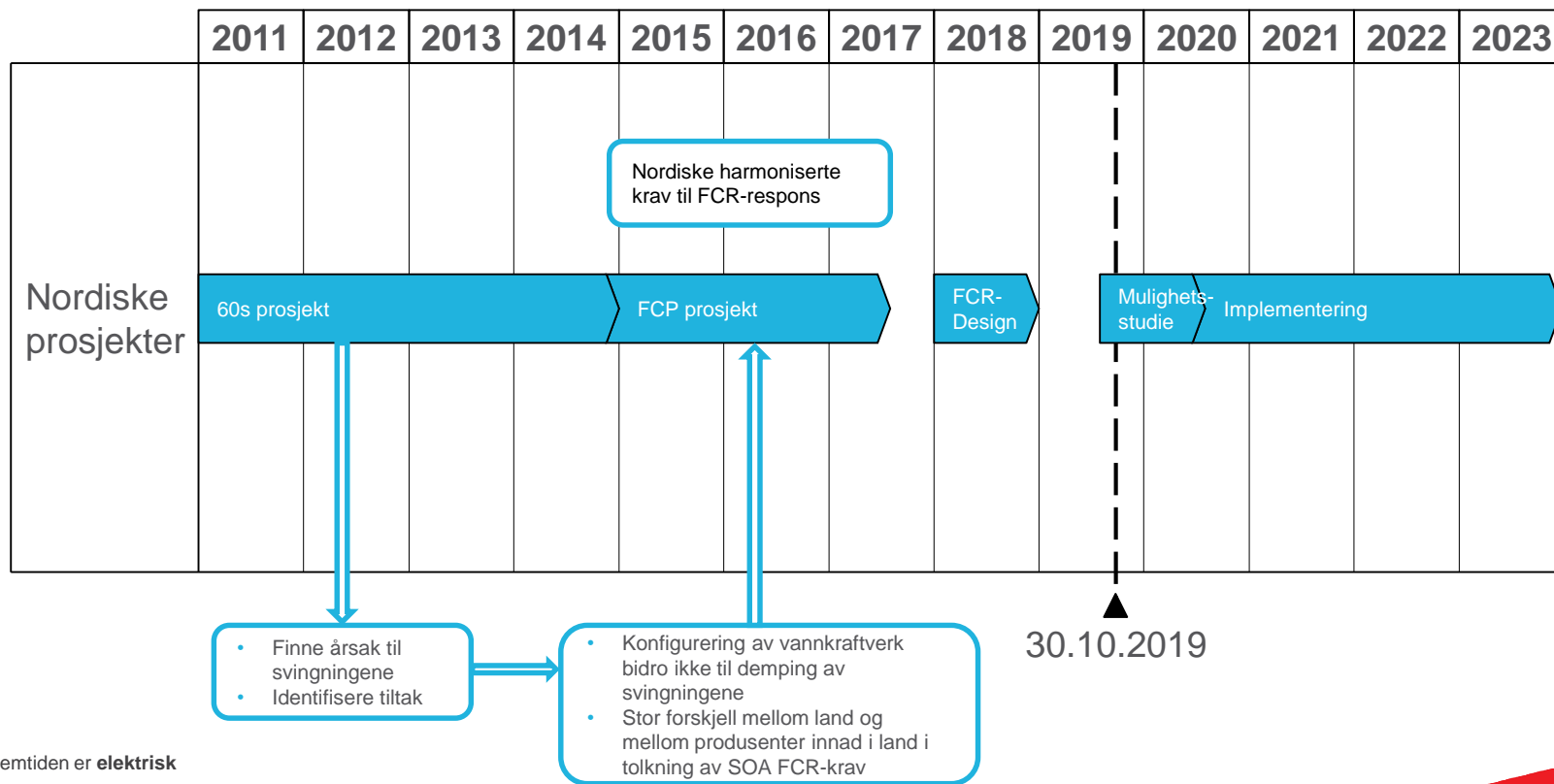
- Klareres daglig, to dager før leveringsdøgnet
 - Forslag til budfrist: kl. 14.00
- Timesmarked med mulighet til å legge inn blokkbud
 - Forslag til maksimal varighet på en blokk: 6 timer
- Produkter
 - FCR-N
 - FCR-D Opp
 - FCR-D Ned

- Tidspunkt for innføring: Q2 2020

FCR-D Ned

- Reserve som aktiveres ved 50,1 Hz og er fullstendig aktivert ved 50,5 Hz
- FCR-D Ned består av
 - Rapportering av planlagt leveranse (systemdata)
 - Beregning av aktivert volum
 - Markedsløsning for FCR-D Ned
- Tidspunkt for innføring: ikke bestemt, men kobles til driftsettelse av nye utenlandskabler

FCP - FREQUENCY CONTAINMENT PROCESS



Mulighetsstudien oppsummert

Vi vet

1. Ulike FCR-produkter
 - FCR-N
 - FCR-D opp og ned
 - Behov for flere modus
 - Avvikling av grunnleveranse - reserver anskaffes i marked
 - SN kjøper volumer – ikke statikk
2. Anlegg må tunes etter nye kriterier
 - Sep.driftsparametere er for trege
3. Anlegg skal prekvalifiseres
 - Tester
 - Ulike signal skal påtrykkes turbinregulator
 - Det må finnes testutstyr
 - Resultater må rapporteres på et bestemt format
4. Anlegg må utveksle informasjon (senere)
 - Rapportering av data

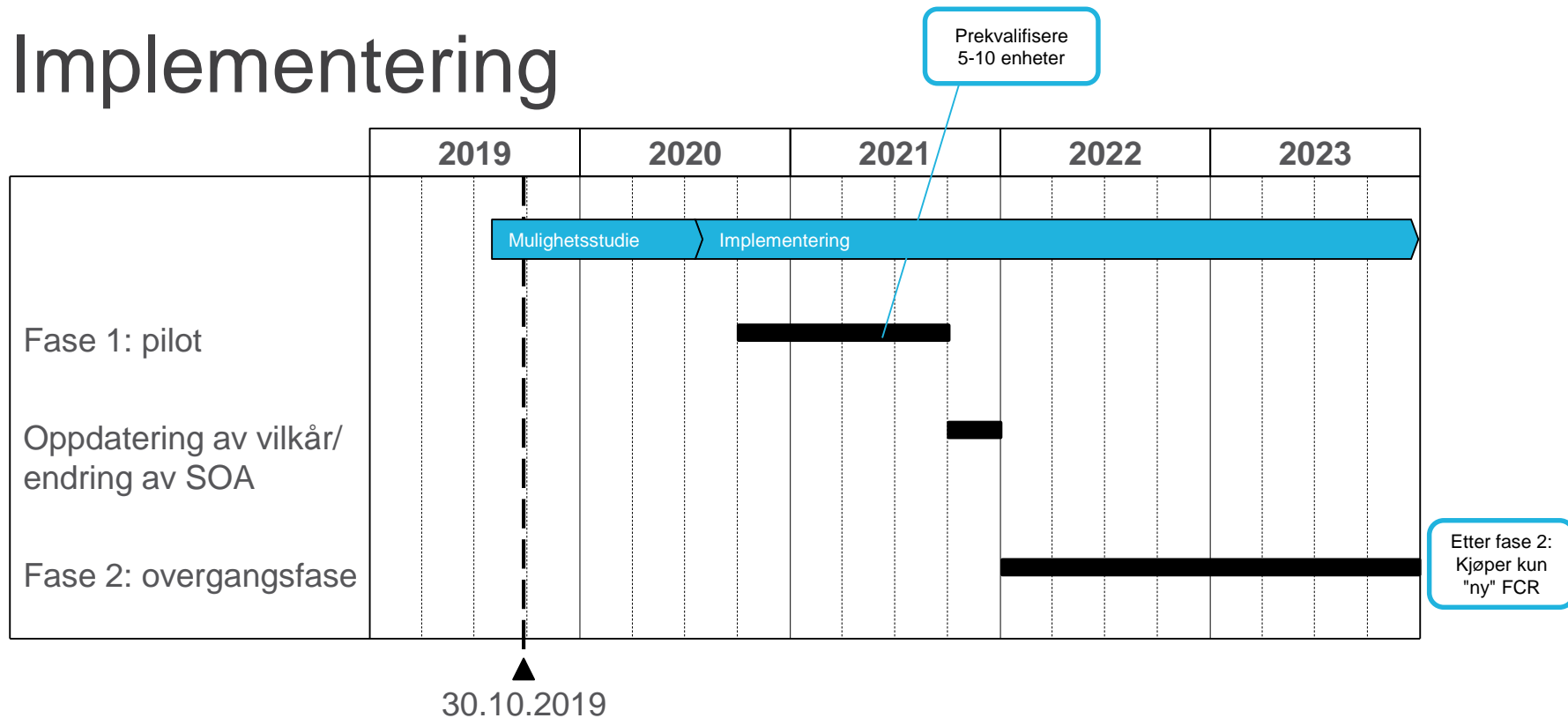
Vi vet ikke

- Hva blir tallfestingen av kravene?
 - Utfall av MCA

Vi vil forbedre

- Omfang av prøver

Implementering



Fritak vedtak om levering av grunnleveranse

- Aktivering av dødbånd
- Økt statikk (> 12 %)
- Trinn 1 i 2017:
 - Aggregater som ikke er relevante for støtte i separatudrift
- Trinn 2 i 2019:
 - Aggregater som er relevante for støtte i separatudrift, krever FCR-I funksjonalitet

Statnett

Til produsenter i Norge

Fritak fra vedtak om levering av grunnleveranse for frekvensregulering

Tilfredsstillende forsyningsikkerhet forutsetter et stabilt og robust kraftsystem med god reguleringssevne. Dette forutsetter at produksjonsanlegg utformes og utrustes med funksjonalitet slik at de i størst mulig grad kan bidra med regulering av spenning og frekvens, i separatudrift som i samkjøringsdrift.

Nye forslag til nordiske krav til FCR-N/D sikrer stabilitet og frekvenskvalitet i samkjøringsdrift, for normaldrift og forstyrret drift¹. Det nordiske prosjektet skal videreutvikle de nye kravene samtidig som det vurderes ytterlige "proof of concept"-tester, før det tas endelig beslutning om hvordan kravene skal implementeres.

Norge som har en kompleks nettstruktur, trenger i tillegg å stille krav til regulering i separatudrift. For at nye nordiske krav til FCR-N/D skal kunne implementeres, må det i Norge utvikles nye måter for robust regulering i separatudrift.

Overgang fra gamle til nye krav må skje på en kontrollert måte. Driften er avhengig av forutsigbarhet, og overgangen vil skje trinnvis. Første steg på veien for å frigjøre norske gevinster er mulighet til å søke om fritak fra vedtak om maks 12 % statikk², også omtalt som grunnleveranse. Kriterier for å kunne søke beskrives under.

Kriterier for å søke om fritak

Produsenter i Norge med aggregater som ikke er kritiske for støtte i separatudrift kan søke om fritak fra vedtak om maks 12 % statikk. Aktører kan kontakte Statnett via for@statnett.no ved spørsmål angående potensielle aggregater.

Fritaket kan skje enten ved aktivering av dødbånd eller økt statikk. Evaluering av søknader blir basert på aggregatets plassering i nettet.

Fritaket fører ikke til at aggregatet blir ekskludert fra deltakelse i markedet.

Besøksadresse
Nydelén alle SS, 0423 Oslo

Postadresse
PB 4004 Nydelén, 0423 Oslo

Foretaksregister
NO 902 880 033 1434

T +47 23 90 90 00
F +47 23 90 90 01

W statnett.no
E for@statnett.no

Saksbehandler: Rita Berthelsen Johnsen
Tlf: +47 3904508

Vår ref: 17/01100 Vår dato: 26.10.2017

¹ Nordisk FCP-prosjekt, <http://www.statnett.no/kundeportal/kundeinformasjon/felles-nordisk-prosjekt-for-revisjon-av-krav-til-anmaarsesene-for-te-fase-avsluttet/>

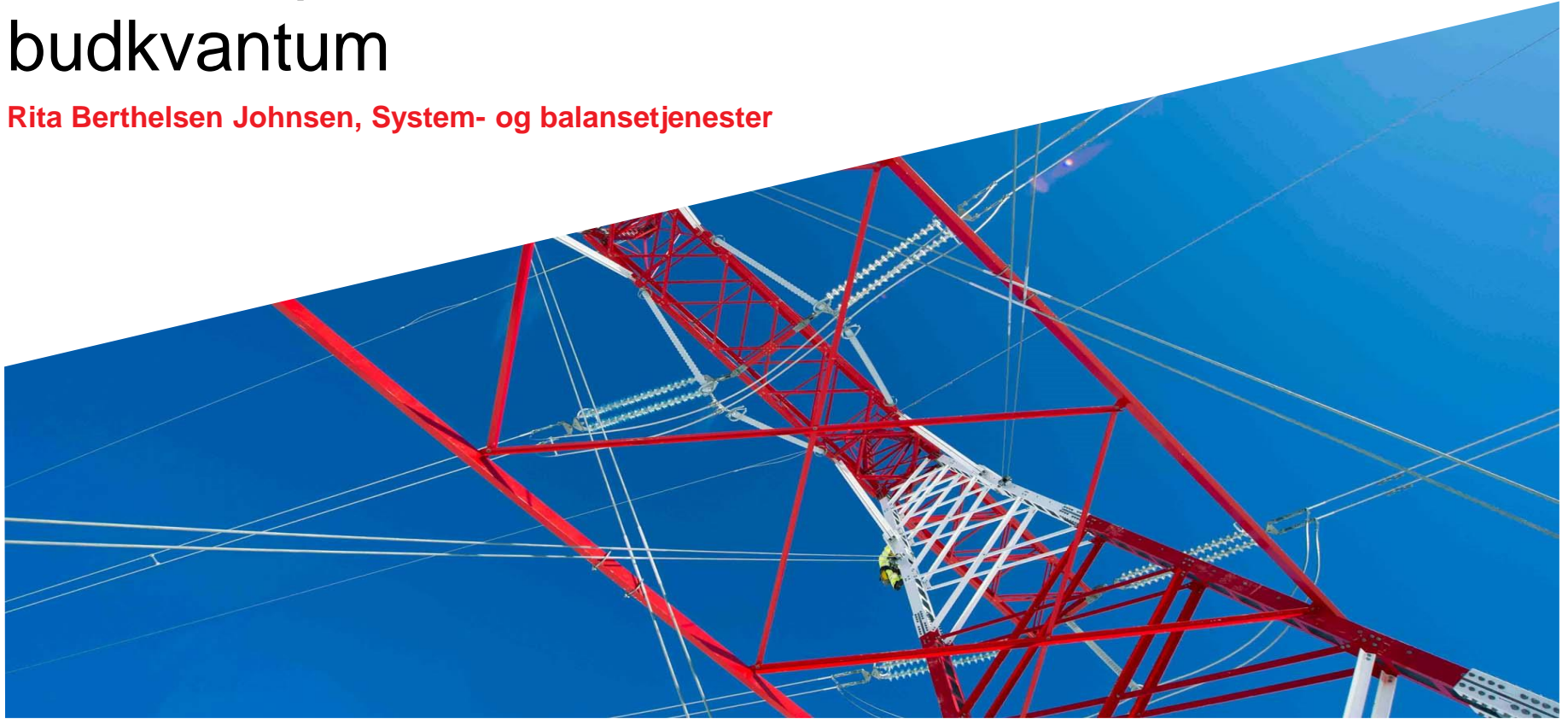
² <http://www.statnett.no/global/dokumenter/kraftsystemet/systemtjenester/vedtak%20om%20levering%20av%20systemtjenester%202013%20pdf.pdf>

Spørsmål?

eFleks – pilot for mindre budkvantum

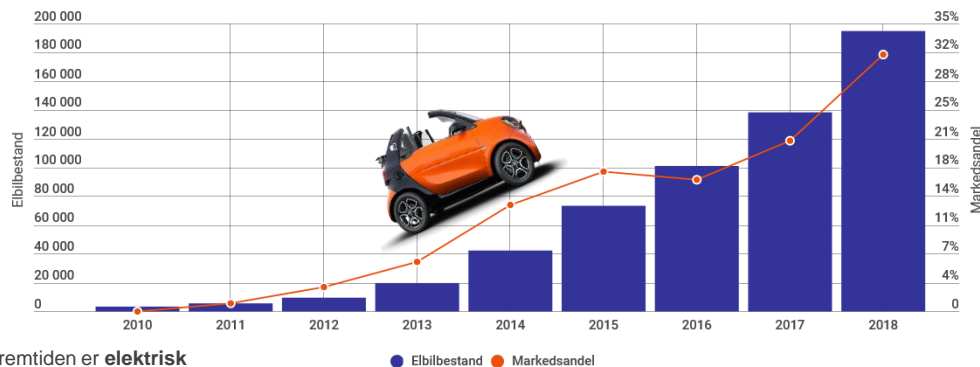
Statnett

Rita Berthelsen Johnsen, System- og balansetjenester



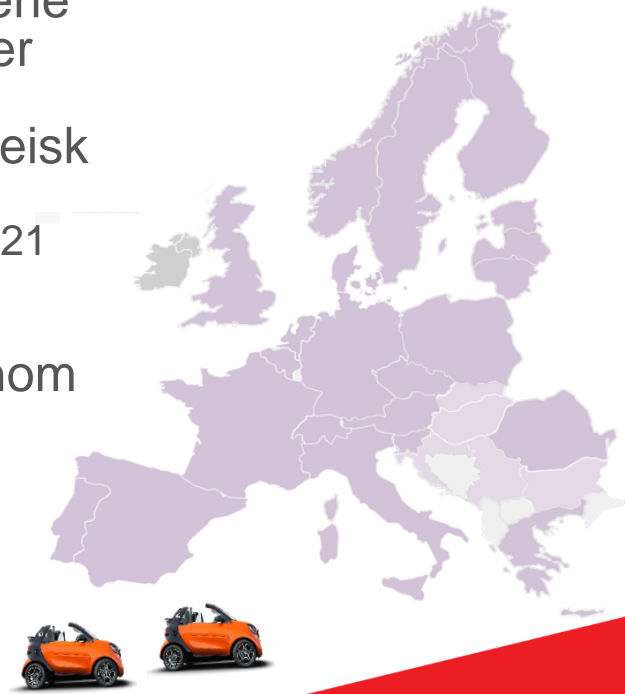
Kraftsystemet har et stigende behov og potensiale for fleksibilitet

- Mer og andre typer forbruk, mer vind og sol, mindre kjernekraft, mer mellomlandsforbindelser
- Tettbygde strøk med forbruksvekst og få konvensjonelle reguleringsressurser
- Voksende potensiale for fleksibilitet drevet av nye aktører og teknologier
- Nye teknologier og mindre markedsaktører møter barrierer i dagens balansemarked



Europeisk utvikling mot 1 MW

- Reduksjon av minste budkvantum i balansemarkedene er et viktig tiltak for nye teknologier og mindre aktører
- 1 MW innføres senest ved implementering av europeisk plattform for handel av regulerkraft (mFRR)
 - Manually Activated Reserves Initiative (MARI) estimert 2021
- Nordisk TSOer enige om rammer for å teste budkvantum under dagens minimum (< 5MW) gjennom piloter



Markedsutvikling gjennom pilotering

- Pilot for vintersesongen 2019/2020 i NO1: **eFleks**
- Målet er å tilrettelegge for et større spenn fleksibilitetsressurser i balansemarkedene, og samtidig modne tilbydere, nettselskap og Statnetts drifts- og IT-miljø for bud ned til 1 MW
- Anskaffelsen er leveringsevne/oppstartskostnader for å kunne levere oppreguleringsressurser i regulerkraftmarkedet. Aktivering kompenseres gjennom ubalanseavregning (BRP)
- FoU kontrakt – element av innovasjon på metode og/eller teknologi



eFleks-pilot

- Geografisk avgrenset til NO1
- Oppreguleringsressurser i RKM
 - Redusere forbruk eller øke produksjon
- Delta i RKM etter ordinære vilkår, men få unntak for minste budkvantum
 - Minste budkvantum: 1 MW
 - Krav til eBestill (elektronisk bestilling av RK)
- Pilotbegrensinger
 - Pilotperiode: 2. desember 2019 – 20. mars 2020
 - Begrensning i antall bud per leverandør

Balanseansvarlig aktør (BRP)

- For å delta må markedsaktøren være balanseansvarlig (BRP) eller etablere en avtale med BRP for kunden som har reserverressursen
 - Kompensasjon for bud som blir aktivert i pilotperioden blir utbetalt gjennom balanseavregningen til den balanseansvarlige aktør



Husholdninger, næringsbygg og industri

1 MW



Stans i lading av
aggregert portefølje el-bil
og varme fra panelovner



1- 4 MW



Styring av
sentraldriftsanlegg
i næringsbygg



2- 4 MW



Styring av
industriprosesser



Nøkkelområder i piloten

- Roller og relasjon til andre aktører
- Informasjon og dataflyt
- Avregning og økonomiflyt
- Verifisering og sikkerhet



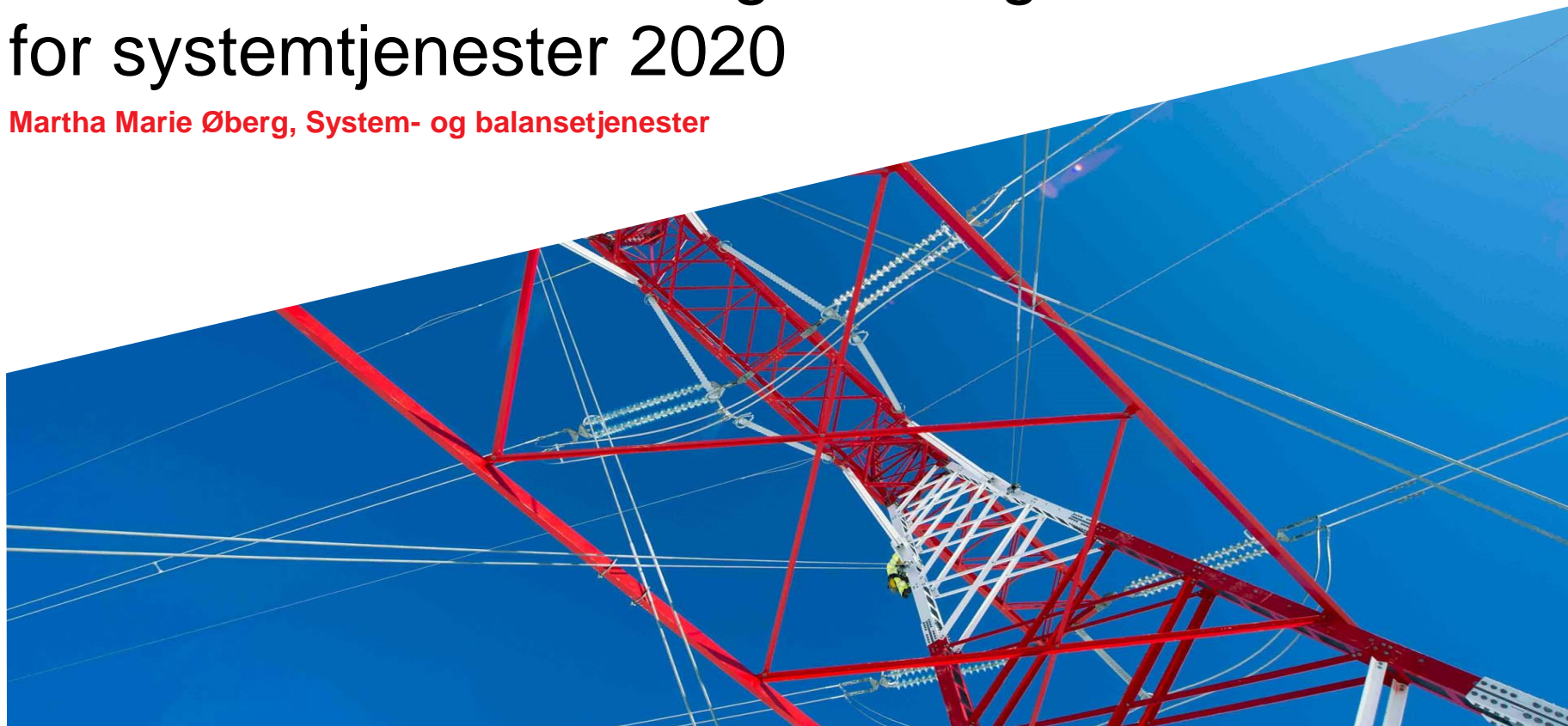
Ingen sitter med fasiten alene



Spørsmål?

Vedtak om leveranse og betaling for systemtjenester 2020

Martha Marie Øberg, System- og balansetjenester



Varsel om vedtak om betaling for systemtjenester omfatter:

Publisert på Statnett.no [link](#)

Frist for å gi innspill til varsløt er
15. november

1. Produksjonsflytting (lastfølge)
 - Tjenesten og betalingen av denne er samordnet i Norden.
 - Gjeldende vedtak videreføres for 2020
 - Ingen konkrete planer om endringer, men virkemiddelpakken vurderes i NBM.
2. Restleveranse
 - Kompensasjon for restleveranse som ikke er tilbudt i markedet eller som ikke har fått tilslag i markedet (grunnleveranse)
 - Gjeldende vedtak videreføres for 2020, men liten justering i ordlyd.
 - Mulighet for å søke om fritak fra krav om leveranse av grunnleveranse.
3. Reaktiv effekt
 - Fast betalingsmodell etter generatorytelse og variabel betalingsmodell ved bidrag utover krav
 - Gjeldende vedtak videreføres for 2020 (Oppjustert i 2019).
4. Systemvern
 - Enkeltvedtak om betaling for systemvern, PFK/BFK, fos § 21
 - Faste satser for utløsning av PFK videreføres for 2020 etter KPI-justering.
 - Kostander knyttet til drift, vedlikehold og aktivering dekkes basert på innrapporterte kostnader.
 - Prinsipper for betaling for systemvern beskrives i nye retningslinjer for praktisering av forskrift om systemansvaret som trådte i kraft 1. juli 2019.

Restleveranse

Varsel om vedtak for betaling: Gjeldende vedtak videreføres for 2020

- For regulerstyrke som ikke er tilbudt i markedet eller som ikke har fått tilslag i markedet (restleveranse) vil godtgjørelsen for kapasitet fra 1.1.2020 være:
 - Ved drift med statikk for frekvensregulering: 2 kr/MW/h
- Aktivering prises i tråd med gjeldende vilkår for FCR-markedet
 - NB: nye vilkår fra 2. desember 2019 – ikke tydeliggjort i utsendt varsel
- Leveranse av frekvensstyrte reserver i separatområder skal primært betales basert på markedspris, eller dersom denne ikke er tilgjengelig med en sats på 20 kr/MW/h.
- Ved energiavvik i separatområder på mer enn 10 MWh/h godtgjøres dette som spesialregulering, dvs. i henhold til aktørens anmeldte RK-pris.

Restleveranse - overgang til euro

- Statnett innførte euro som standard valuta for avregning og prising i FCR- og regulerkraftmarkedet 2. april 2019
 - Fortsatt mulig å by i NOK/MW/h, men bud vil automatisk omregnes til euro
 - Euro innføres også som valuta for betaling av produksjonsglating
- Statnett ser det som en fordel om faste satser for FCR-kapasitet gitt av restleveranse og leveranse av frekvensstyrte reserver i separatområder også prises i euro, for å sikre en enhetlig praksis.
 - Ved drift med statikk for frekvensregulering
 - 2 kr/MW/h → 0,2 €/MW/h
 - Leveranse av frekvensstyrte reserver i separatområder dersom markedspris ikke er tilgjengelig
 - 20 kr/MW/h → 2 €/MW/h
- Ser bransjen fordeler med å beholde de faste satsene i NOK?

Vurdering av betaling for systemvern

- Jf. fos §21 er systemansvarlig pliktig å betale konsesjonær kostnader forbundet med systemvern.
- Systemansvarlig benytter faste satser for betaling av drift, vedlikehold og aktivering og utkobling av produksjonsfrakobling (PFK).
- Forbrukere må selv dokumentere kostnader forbundet med drift, vedlikehold og aktivering av systemvern (BFK). Betaling for utkobling reguleres i forskriften
- Systemansvarlig ønsker å vurdere dagens praksis etter følgende prinsipper
 - Likebehandling mellom aktører
 - Kostnadsdekning
 - Hensiktsmessig praktisering av forskriften
- 28. mai ble det sendt ut forespørsel til alle berørte konsesjonærer, samt medlemsorganisasjoner, om å dele sine vurderinger av kostnader forbundet med drift, vedlikehold og aktivering for PFK/BFK, samt utkobling for PFK.

Tilbakemeldinger fra aktørene

- Produsenter:
 - Energi Norge har gitt svar på vegne av berørte produsenter
 - De har påpekt kompleksiteten i å fastsette kostnadene, og har ikke ønsket/vært i stand til å kvantifisere disse.
 - Ønsker å igangsette et arbeid i samarbeid med ekstern ekspertise for å søke å komme med en hensiktsmessig metodikk for å kvantifisere estimater av slitasjekostnader og risiko for forsinket oppstart for ulike kategorier anlegg.
- Forbrukere
 - Equinor:
 - Ingen kostnader knyttet til drift, vedlikehold og aktivering av BFK
 - Hydro:
 - Kostnadene knyttet til drift og vedlikehold bør være det samme for forbruk som for produksjon, men er vanskelig å spesifisere og dokumentere.
 - Aktivering innebærer behov for beredskap for en utkobling, og kostnadene er godt reflektert gjennom våre bud i regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM). Et annet alternativ er imidlertid å knytte kostnadene ved aktivering til tilsvarende kostnader for produksjon.

Systemvern

Varsel om vedtak for betaling:

- Systemansvarlig vil gi egne varsler og vedtak om betaling knyttet til systemvern, basert på gjeldende forskrift.
- Satsene for utløsning av PFK videreføres med KPI-justering
 - Fast sats per utløsning
 - For aggregat med ytelse mindre enn 180 MVA: kr. 131.000,- pr. frakoblet aggregat
 - For aggregat med ytelse lik eller større enn 180 MVA: kr. 152.500,- pr. frakoblet aggregat
- Fast årlig godtgjørelse for drift, vedlikehold og aktivering for PFK, erstattes med betaling baser på innsendt underlag. [Se eget varsel.](#)
 - Like prinsipper for BFK
- Ny forskrift og retningslinjer fra 1.7.2019.
 - Nye rammer for betaling av utløsning av belastningsfrakobling (BFK)

PRODUKSJONS- FRAKOBLING

Forum for systemytelser 30. oktober 2019

Rune Bredo Johansen



Produksjonsfrakobling:

▶ **Utkobling:**

FIKS skal effektbryter ut, og etter avtale med Statnett skal vi være klar til å starte opp igjen raskt.

- ▶ 2 alternativer utkobling, til tomgang med spenning, eller frakobling til tomgang uten spenning. Ved frakobling kobler vi også fra magnetiseringen. Fleste aggregat hos oss gir PFK til frakobling til tomgang uten spenning.
- ▶ Turtallet på aggregatet øker, men ikke så mye at rusevernet løser ut og gir stopp på aggregatet. Kuleventilen er da fortsatt åpen og vi har fullt vanntrykk på turbinregulatoren.
- ▶ Turbinregulatoren vil da lukke nålene på Pelton eller ledeapparatet på Francis for å stoppe vannstrømmen gjennom turbinen.

Oppstart etter PFK

- ▶ Tomgang uten spenning og tomgang med spenning er begge en del av startforløpet slik at aggregatet er startklart like etter at PFK-vernet har utløst.
- ▶ Etter at vi har fått klarsignal fra Statnett til å starte opp igjen tar det ca 5 min før vi er oppe til full last. Kanskje 1 min lengre tid om vi ligger i tomgang uten spenning.

Ulike kostnader ved PFK

- ▶ **Drift og kontroll av vern:** Små kostnader, størrelsesorden 8 timers arbeid pr år pr aggregat.
- ▶ **Turbin:** Spenninger oppstår ved start/stopp, redusert levetid ved hurtig stopp, PFK.
- ▶ **Generator:** Økt vedlikehold på generator lager, oppretting og avbalansering på grunn av økt belastning under overturtall.
- ▶ **Effektbryter:** Kobler ut ved full effekt som gir økt slitasje og redusert levetid
- ▶ **Vannvei:** Svingninger oppstår, bør unngå at enkelte kraftverk legges på PFK.
- ▶ **Risiko:** Utetid kan gå ut over 1 time.

Turbin

- ▶ Det oppstår større spenninger og variasjoner på turbin – løpehjul ved start stopp.
- ▶ Statkraft og samarbeidsparten kjører et prosjekt for å se på disse spenningene og hva det medfører ved normal kjøring og ved start /stopp.
Vi vil kunne se på PFK også i dette prosjektet.

Generator

- ▶ For generatorene er de største kostnadene knyttet til redusert restlevetid. Hvor mye restlevetiden reduseres vet vi ikke fordi det må gjøres mekaniske beregninger for å finne ut av dette og det vil variere fra generator til generator hvordan de er dimensjonert.
- ▶ Må forvente økt vedlikehold på generator lager, oppretting og avbalansering på grunn av økt belastning under overturtall.
- ▶ Beregninger på redusert restlevetid vil vi anslå at det vil koste oss kr. 250.000 pr. aggregat vi ønsker å få beregnet.

Effektbryter

- ▶ Ved PFK kobles bryteren ut med «full» effekt og levetiden redusert.
- ▶ Ved start/stopp kobles bryter uten last.

Vannveien

- ▶ Ikke veldig dramatisk i utgangspunktet for de fleste vannveier.
- ▶ Vannveien vil lukkes betydelig raskere ved en PFK enn ved en normal stopp.
- ▶ En så rask nedregulering vil kunne gi store endringer i lufttrykk i stasjon og lukehus ved at dører og porter blåses opp eller ut.

- ▶ Oppstart etter PFK:
 - Enkelte anlegg vil kunne oppleve større svingninger i vannveien ved stenging og man bør være obs på dem før man starter opp igjen.
 - Spesielt med avslag av flere aggregat i stasjon..

Risiko ved PFK

- ▶ Svartisen vil ved PFK ved full last ramle helt ut i over 50 % av tilfellene.
- ▶ Behov for å rykke ut til stasjonen for oppstart igjen.
- ▶ Må inn å kontrollere komponenter for feil....

- ▶ Statnett betaler for opptil 1 time nedregulering spesialregulering.

Ved problemer etter PFK kan denne kostnaden bli høy

Svartisen 600 MW: $2000 \text{ kr/MWh} * 600 \text{ MWh} = 1,2 \text{ mill kr/time}$

Prosjekt for å kartlegge kostnader ved aktivering og utløsning av PFK

- ▶ Energi Norge har utarbeidet forespørsel for å kartlegge kostnader ved aktivering og utløsning av PFK for bl.a. ulike anleggstyper. Forespørselen vil gå til ledende konsulentmiljøer før jul.
- ▶ Vi ser for oss konsulentoppdraget er avsluttet til sommeren 2020
- ▶ Energi Norge vil involvere bransjen og Statnett i denne prosessen



THANK YOU



Statkraft
PURE ENERGY

www.statkraft.com

Varsel om vedtak om betaling for PFK for 2019 – nye satser Systemansvarlig varsler herved

▶ **Fast årlig godtgjørelse til produsenter med produksjonsanlegg hvor PFK er installert:**

For vannkraftaggregat/vindkraftpark med ytelse mindre enn 180 MVA: kr. 152.500,- pr. vannkraftaggregat/vindkraftpark

For vannkraft aggregat/vindkraftpark med ytelse lik eller større enn 180 MVA: kr. 232.000,- pr. vannkraftaggregat/vindkraftpark.

▶ **Ved frakobling av aggregat/vindkraftpark tilknyttet PFK-vern gis følgende godtgjørelse per frakobling:**

For vannkraftaggregat/vindkraftpark med ytelse mindre enn 180 MVA: kr. 131.000,- pr. frakoblet vannkraftaggregat/vindkraftpark

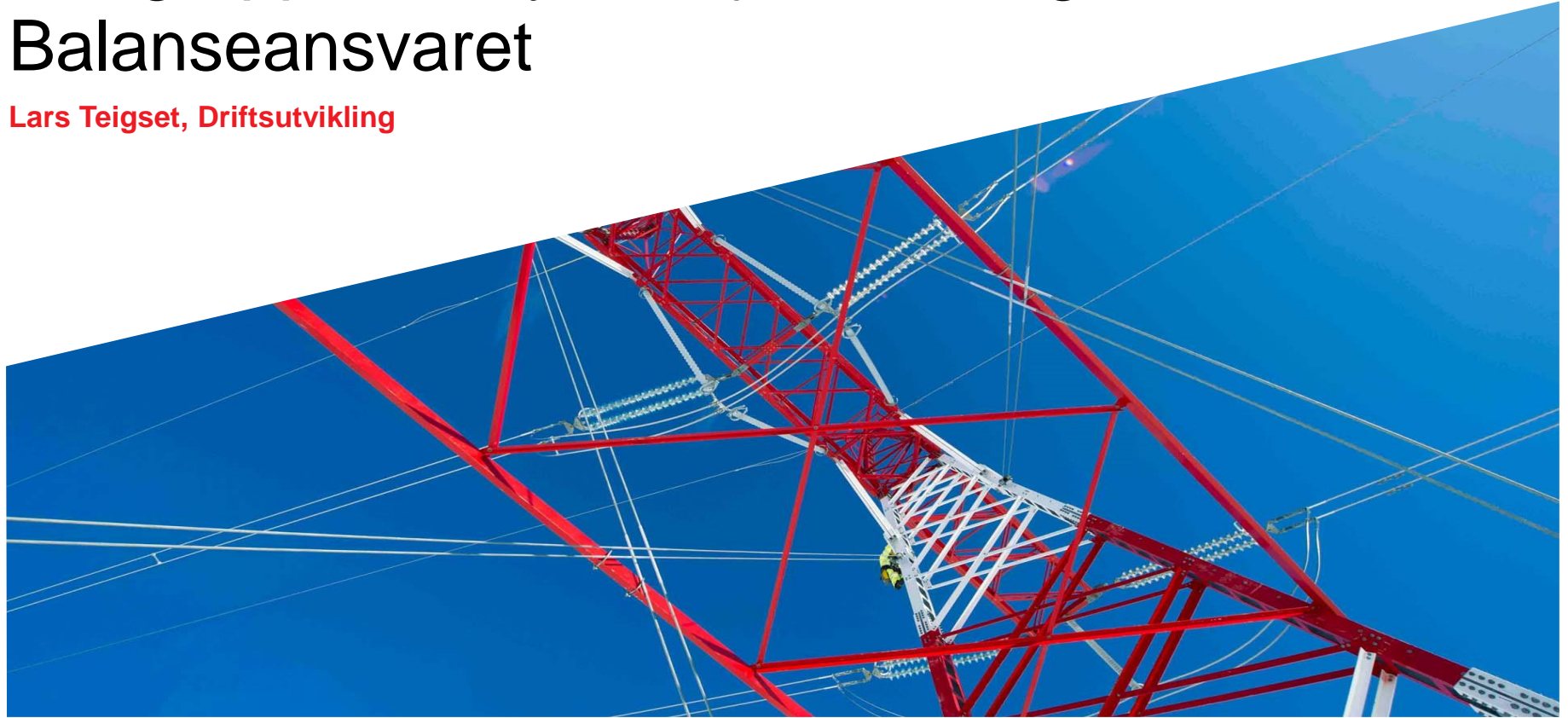
For vannkraftaggregat/vindkraftpark med ytelse lik eller større enn 180 MVA: kr. 152.500,- pr. frakoblet
vannkraftaggregat/vindkraftpark

▶ **Kostnader ved påført energiubalanse som følge av frakobling dekkes gjennom balanseoppgjøret**

IKT-gruppe for Systemtjenester og Balanseansvaret

Statnett

Lars Teigset, Driftsutvikling



ISB: IKT-gruppe for Systemtjenester og Balanseansvaret

- ISB-gruppen ble opprettet i 2011 som en undergruppe under "Forum for Systemtjenester".
- ISB fungerer som koordineringsforum mellom aktørene i bransjen og Statnett, og fokuserer spesielt på endringer i funksjonalitet med IKT grensesnitt. Dette gjelder funksjonalitet som vil bli implementert i de neste 1- 2 årene.

ISB: Fortsetter

- ISB har normalt 2 møter i året (Typisk oktober og mars)
- Ca. 15 medlemmer: Aktører i bransjen samt leverandører av aktørenes fagsystemer.
- Vi ønsker oss også noen medlemmer fra industri- og mindre aktører i bransjen!

Hvor finner man informasjon om ISB?

<https://www.statnett.no/om-statnett/moter-og-arrangementer/ikt-gruppe-for-systemtjenester-og-balanseansvaret/>

Møtereferat fra møtet i mars er lastet opp
Møtereferat fra møtet i forrige uke vil bli lagt inn på samme sted om noen dager

Fremtiden er **elektrisk**

[Om Statnett](#) / [Møter og arrangementer](#) / IKT-gruppe for systemtjenester og balanseansvaret

IKT-gruppe for systemtjenester og balanseansvaret

IKT-gruppe for systemtjenester og balanseansvaret (ISB) fungerer som koordineringsforum mellom aktørene i bransjen og Statnett, og fokuserer spesielt på endringer i funksjonalitet med IKT grensesnitt. Dette gjelder funksjonalitet som vil bli implementert i de neste 1- 2 årene.

ISB har normalt to møter i året.

Neste møte planlagt avholdt 24. oktober 2019

Publisert 03.04.2019 kl. 14.36

RELEVANTE DOKUMENTER OG VEDLEGG

 [Møtereferat ISB 210319](#) (2 MB)

 [Møtereferat ISB 25.10.18](#) (2 MB)

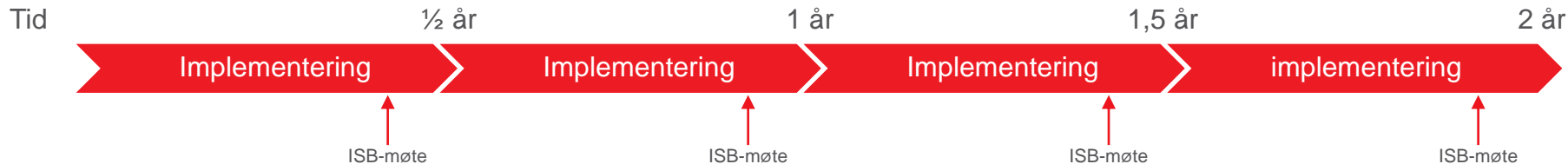
KONTAKT

Kontaktperson for ISB

Lars Martin Teigset, Avdelingsleder

lars.teigset@statnett.no / +47 23 90 34 46 / +47 917 35 749 (mob.)

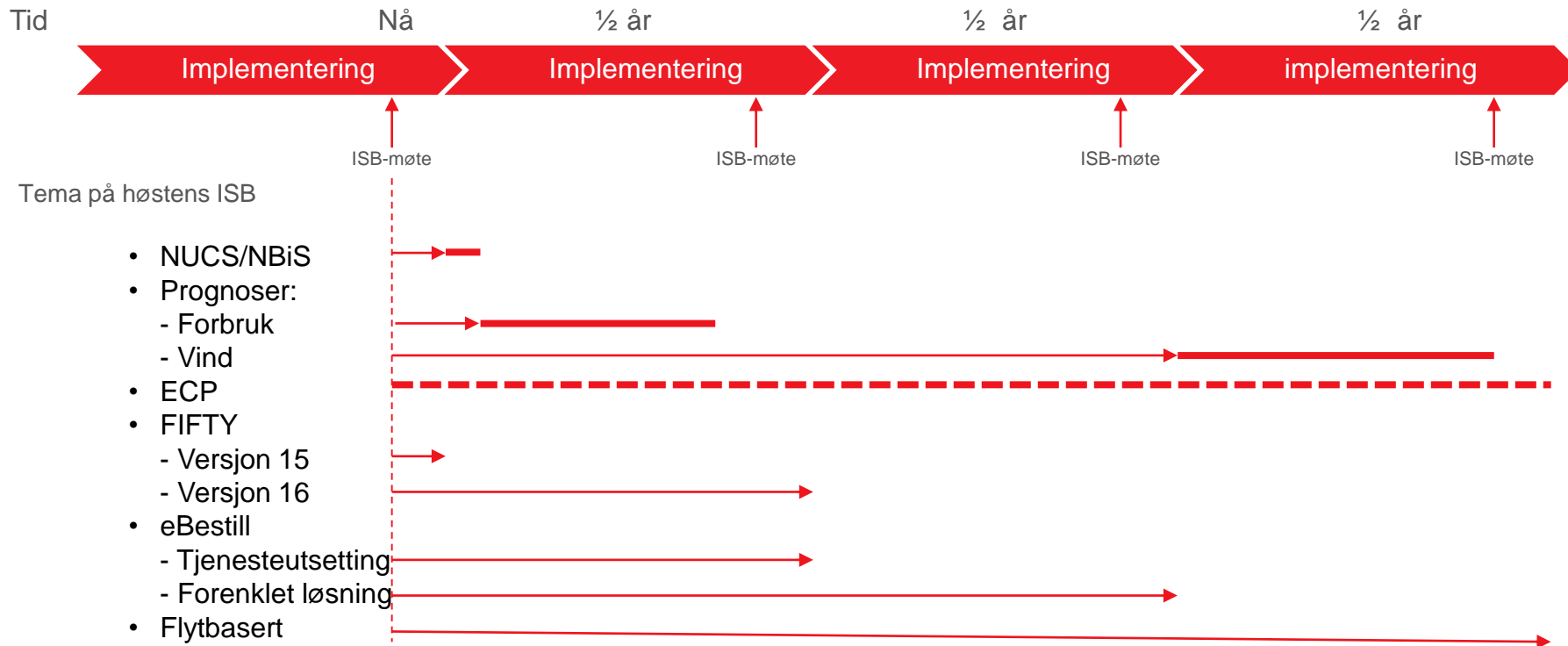
Hvordan vi jobber i ISB



- Kort sikt: Alle klar til å ta i mot den nye funksjonaliteten
- Neste 1/2 - 1 år: Sikre forståelse/forankring, sikre nok tid til implementering hos alle parter
- 1-2 års horisont. Starte forberedelse for funksjonalitet som kommer

Hvordan vi jobber i ISB

— Release i denne perioden
 - - - Løpende implementering



Saker som var på agendaen på forrige ISB-møte

Agenda:

- Nye prognoser (Forbruk, Vind, Ubalanse) **Nye forbedrede prognoser ved bruk av maskinlæring**
- Nordic Unavailability Collection System (NUCS) **Pga flere børser trengs det en uavhengig tjeneste fra TSO-ene**
- Nordic Balancing information System (NBiS) **Annen felles markedsrelevant informasjon for Norden**
- ECP (Energy Communication Platform) **Sikrere og raskere kommunikasjonssystem for bruk i energibransjen**
- ICCP (Inter-Control Center Communications Protocol) **Erstatter Elcom som ny standard for utveksling av driftsinformasjon**
- FIFTY MMS (versjon 15, versjon 16 og diverse) **FCR, forberedelser for NBM og eBestill ++**
- eBestill **Tjenesteutsetting og forenklet løsning**
- Generelt om NBM (Nordic Balancing Model) **Generell info om NBM road map arbeidet inkl aFRR og mFRR**
- Flytbasert Markedskobling
- Implementeringsplan kort sikt



Mer utfyllende informasjon kommer i møterefateratet fra ISB

IKT-Implementeringsplan

- Implementeringsplanen ble lansert 20.12.2018
- Planens tidshorisont: 1-2 år
- Vil oppdateres jevnlig (Det vil si rett i etterkant av hvert ISB-møte)

Link til planen:

<https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/utvikling-av-kraftsystemet/systemdrifts-og-markedsutviklings/>

For aktører i kraftbransjen / Utvikling av kraftsystemet / Systemdrifts- og markedsutvikling

Systemdrifts- og markedsutvikling

Sikker og effektiv drift av kraftsystemet krever at dagens løsninger videreutvikles og tilpasses store endringer og nye rammebetingelser. Vi har en omfattende portefølje innenfor systemdrifts- og markedsutvikling.

Systemdrifts- og markedsutviklingsplan og tiltaksplan

Systemdrifts- og markedsutviklingsplanen (forkortet SMUP) beskriver våre oppgaver knyttet til systemansvaret, sentrale forhold i dagens systemdrift, konsekvensene av endringer fremover, og prioriterte tiltak fremover.

Tiltakene er beskrevet i en egen tiltaksplan, som oppdateres kontinuerlig etter vår tiltaksportefølje for utviklingen av kraftsystemet. Tiltaksplanen foreligger derfor også som et eget dokument ved siden av Systemdrifts- og markedsutviklingsplan.

Gjennom jevnlig oppdateringer av tiltaksplanen i SMUP, vil vi gi bransjen god innsikt i våre planer for videre utvikling.

Du kan se og laste ned Systemdrifts- og markedsutviklingsplan (SMUP) 2017 og Tiltaksplan 2018-2022 i dokumentlista på denne siden.

Notat om utvikling av systemtjenester

Notatet gir en kortfattet presentasjon av dagens rammevilkår for bruk av systemtjenester og andre virkemidler i systemdriften. Vi beskriver også hvordan vi forventer at utviklingstrekkene vil påvirke behovet og rammevilkårene for systemtjenester de neste fem årene, så langt det har vært mulig å tydeliggjøre dette. Notatet gir videre et innblikk i pågående analyser og problemstillinger som er relevante for fremtidig bruk og anskaffelse av systemtjenester.

Verdiskapningsrapport

Rapporten fokuserer på bidraget til verdiskaping fra tidligere og pågående prosjekter innenfor systemdrifts- og markedsutvikling. Nye verdiesestimater er beregnet ved å kombinere statistikk og markedsmodeller fra dagens kraftsystem, med de endringene vi forventer når de nye kablene NordLink og North Sea Link er i kommersiell drift (endring i prisenivå, prissstruktur, kabelkapasitet o.l.).

Selv om det er usikkerhet knyttet til verdiesestimaten presentert i rapporten, vurderer vi konklusjonene som robuste. Gjennom planlagte tiltak vil åpne opp nye muligheter for norske, fleksible energiresurser, samtidig som driftsikkerheten ivaretas.

Du kan se og laste ned Notat om utvikling av systemtjenester og Verdiskapningsrapport 2016 i dokumentlista på denne siden.

Publisert 30.10.2018 kl. 12:22



RELEVANTE DOKUMENTER OG VERDIEGG

- | | |
|---|---|
| Implementeringsplan IKT kort sikt - systemdrifts- og markedsutvikling (27 KB) | Tiltaksplan til systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2018-2022 (2 MB) |
| Systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2017-2021 - Statnett (3 MB) | Verdiskapningsrapport 2016 (2 MB) |
| | Utvikling av systemtjenester 2016-2021 (2 MB) |

Kommunikasjon om endringer

- Kom opp på ISB-møtet:
 - For å lykkes med implementeringen er kommunikasjon i alle ledd viktig. Statnett informerer via sine kanaler (Typisk gjennom landssentralens meldingstjeneste).
 - Er denne kommunikasjonsformen god nok?
 - Vi vet ikke om det er de riktige personene som abonnerer på denne tjenesten. Leverandører av aktørenes fagsystemer kan også abonnere på tjenesten
 - Vi forutsetter at kommunikasjonen formidles videre mellom aktørene og deres leverandører
 - Har dere noen innspill?

Generelt spørsmål til diskusjon

Ønsker tilbakemelding på om dere ser andre grupper som kolliderer med ISB?

Retningslinjer for systemansvaret

Statnett

Adele Moen Slotsvik, Kraftsystemdata og -funksjonalitet

Martha Marie Øberg, System- og balansetjenester



Retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret

- NVE innførte i 2018 en bestemmelse om retningslinjer (§ 28a)
 - Første runde: §§ §§ 5, 6, 8, 8a, 8b, 14a, 21 og 22
 - Retningslinjene er godkjent, med krav om justeringer innen 1.4.2020
- NVE har nå foreslått å utvide krav om retningslinjer til å gjelde alle relevante bestemmelser i fos
 - Gjeldende fra 1.7.2020

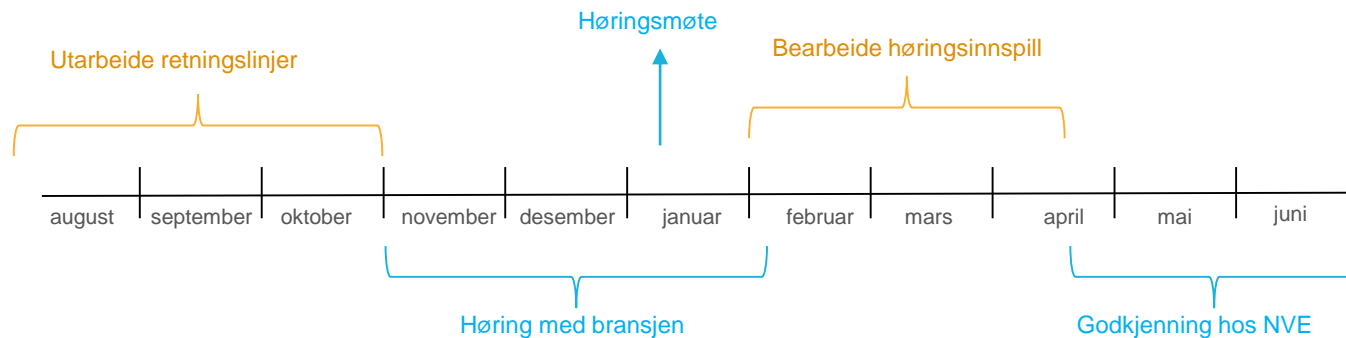
Berørte bestemmelser (denne runden)

- § 7 Overføringsgrenser
- **§ 9 Regulerstyrke og effektreserve**
- **§ 11 Regulerkraftmarkedet (Nytt navn foreslått: Marked for regulerkraft)**
- § 12 Anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser
- § 13 Tvangsmessig utkobling av forbruk
- § 14 Planlegging og idriftsettelse av tekniske anlegg i kraftsystemet (Nytt navn foreslått: Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i anlegg i kraftsystemet)
- **§ 15 Spenningsregulering og utveksling av reaktiv effekt**
- § 16 Koblingsbilde
- § 17 Samordning av driftsstanser
- § 18 Målinger og meldinger
- § 20 Vern og reléplanlegging
- § 22b Rapportering av spenningskvalitet (Foreslått som ny bestemmelse i fos)

Retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret

- Retningslinjene skal beskrive systemansvarliges praksis
 - Informasjon om hva som kreves av aktørene og hva som legges til grunn for vedtak
 - Dagens praktiseringsdokument kan tjene som utgangspunkt for retningslinjene, men bør utfylles og forbedres
- Skal høres med berørte aktører
- Godkjennes av NVE

Vei videre



- Systemansvarlig er i gang med utarbeidelse av retningslinjer for resterende bestemmelser
- Avventer endeling vedtatt forskrift

Systemansvarlig ønsker tilbakemeldinger

- Runde 1 – ny høring med endringer
- Runde 2 – høring med bransjen
 - Skriftlige tilbakemeldinger på høring. Gi begrunnede tilbakemeldinger, gjerne med alternativ eller konkret måte å håndtere problemstillingen på
 - Kommenter på selve retningslinjene, plikter fastlagt i forskriften er det ikke mulighet til å kommentere på
 - Høringsmøte med bransjen 11. januar.

Berørte bestemmelser (denne runden)

- § 7 Overføringsgrenser
- **§ 9 Regulerstyrke og effektreserve**
- **§ 11 Regulerkraftmarkedet (Nytt navn foreslått: Marked for regulerkraft)**
- § 12 Anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser
- § 13 Tvangsmessig utkobling av forbruk
- § 14 Planlegging og idriftsettelse av tekniske anlegg i kraftsystemet (Nytt navn foreslått: Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i anlegg i kraftsystemet)
- **§ 15 Spenningsregulering og utveksling av reaktiv effekt**
- § 16 Koblingsbilde
- § 17 Samordning av driftsstanser
- § 18 Målinger og meldinger
- § 20 Vern og reléplanlegging
- § 22b Rapportering av spenningskvalitet (Foreslått som ny bestemmelse i fos)

§ 9 Regulerstyrke og effektreserve

Forskriftstekst:

Systemansvarlig kan pålegge konsesjonær å bidra med regulerstyrke og tilhørende roterende reserve innenfor produksjonens tekniske begrensninger. Systemansvarlig skal betale konsesjonær for dette.

Systemansvarlig skal til enhver tid disponere tilstrekkelige effektreserver.

- Ikke foreslått endringer i forskriftsteksten
- Systemansvarlig vil presisere eksisterende praktisering i retningslinjene
- Vilkår for balansetjenester som omfatter effektreserve (FCR, aFRR og RKOM) vil utgjøre vedlegg til retningslinjene, og det vil også bli et formelt krav om høring og regulatorgodkjenning ved endring av praksis

§ 11 Regulerkraftmarkedet (Nytt navn foreslått: Marked for regulerkraft)

Med forbehold om at endelig forskriftstekst ikke er publisert

Forskriftstekst som gjøres gjeldende fra 1.7.2020:

Systemansvarlig skal drive, utvikle og fastsette vilkår for deltakelse i marked for regulerkraft for i driftstimen å håndtere avvik fra planlagt produksjon og forventet forbruk, samt andre uønskede forhold i kraftsystemet.

Når det er åpenbart at prissettingen i marked for regulerkraft ikke er samfunnsøkonomisk effektiv kan systemansvarlig suspendere bud og benytte anmeldt volum til gjeldende pris i døgnmarkedet for det relevante budområdet. I så fall skal budgiver informeres om dette.

- Endringen skal legge til rette for at det i fremtiden vil bli implementert aktiveringsmarked for både mFRR (regulerkraftmarkedet, RKM) og aFRR
- Systemansvarlig vil presisere eksisterende praktisering i retningslinjene
- Vilkår for balansetjenester som omfatter aktivering av reserve (RKM) vil utgjøre vedlegg til retningslinjene, og det vil også bli et formelt krav om høring og regulatorgodkjenning ved endring av praksis

§ 15 Spenningsregulering og utveksling av reaktiv effekt

Forskriftstekst

Systemansvarlig kan fastsette spenningsgrenser og grenser for utveksling av reaktiv effekt i regional- og transmisjonsnettet.

Produksjonsenheter tilknyttet regional- og transmisjonsnettet skal bidra med produksjon av reaktiv effekt innenfor enhetenes tekniske begrensninger.

Systemansvarlig kan vedta hvordan den reaktive reguleringen skal benyttes i produksjonsenheter tilknyttet regional- eller transmisjonsnettet.

Systemansvarlig skal betale konsesjonærene for pålagt produksjon av reaktiv effekt ut over de grenser som er fastsatt av systemansvarlig. Betalingen skal fastsettes med utgangspunkt i aktuelle markedspriser og et normalnivå på de ekstra påførte fysiske tap som produsenten blir påført.

Konsesjonær skal overholde grenser fastlagt etter første ledd. Konsesjonær skal varsle systemansvarlig om driftssituasjoner hvor fastlagt grense ikke kan overholdes. Systemansvarlig samordner i slike situasjoner nødvendige tiltak. Systemansvarlig kan kreve at kostnadene ved tiltakene betales av ansvarlig konsesjonær etter dette ledd.

§ 15 Spenningsregulering og utveksling av reaktiv effekt

- Ikke foreslått endringer i forskriftsteksten
- Systemansvarlig vil presisere eksisterende praktisering i retningslinjene
- Systemansvarlig anerkjenner behov for presiseringer
 - Det er anleggseiers ansvar å håndtere spenningen i sitt nett, og at anleggseier skal gjøre dette ved bruk av egne ressurser eller ved å kjøpe nødvendige ressurser.
 - Systemansvarliges rolle vil være knyttet til tilfeller hvor det er behov for å koordinere mellom aktører dersom disse ikke kommer til enighet, samt i situasjoner hvor det er nødvendig for driften av systemet at det settes særskilte spenningsgrenser eller grenser for utveksling av reaktiv effekt.
 - P.t. pågår det en DSO/TSO-pilot med Agder Energi Nett, som i praksis er en praktisering av § 15 som fortolkes i den nye retningslinjen.

§ 15 Spenningsregulering og utveksling av reaktiv effekt

- Funksjonskrav til nye og eksisterende produksjonsanlegg stilles gjennom fos § 14, for å sikre at anlegg har tekniske evner til å bidra til systemet
- Kravene som stilles er beskrevet i vedlegg til retningslinjer for fos § 14 (Nasjonal Veileder for Funksjonskrav i kraftsystemet).

Dagen i dag

Oppsummering og evaluering

