

Møtereferat

Sak: Norsk NBM referansegruppe

Møtedato/sted:

10.12.2019 / Nydalen

Deltakere:

Frode Baasland, Geir Jevnaker, Nils Flaten Ræder, Aslak Mæland, Anders Sivertsgård, Espen Fjeld, Alexander Kellerer, Geir Dvergastein, Jan Rönnback (deler av møtet)
Statnett: Olga Ingrid Steinsholt, Eivind Lindeberg, Cecilie Seem, Jon Nerbø Ødegard, Pasi Norrbacka, Kristian Lund Bernseter, Lars Olav Fosse

Fraværende:

Øystein Bosdal Andreassen, Arvid Bekjorden

Ansvarlig/adm. enhet:

Kopi til:
Alle deltagere. Kopi legges på Statnett.no

Vår referanse:

Neste møte:
24.03.2020

Dato:

10.12.2019

Sign.:

.....

Saksliste

#	Sak	Ansvarlig
1.	Velkommen, dagens agenda Lars Olav Fosse informerte om mål for møtet og gikk gjennom agendaen.	Lars Olav Fosse
2.	Innhold og diskusjoner i det nordiske referansegruppemøtet Aslak Mæland informerte kort om hovedpunktene og diskusjonene under det nordiske referansegruppemøtet 27.11. <ul style="list-style-type: none"> • Godt møte med mye informasjon • Ønskelig å spisse mot enkelte tema og spesielt veivalg • Aktørene er ikke så interessert i interne TSO og NRA prosesser, det er sluttresultatet som teller • Riktig å forskyve roadmap når det er nødvendig og prisverdig at man da er transparent • Ønskelig at man har tidsplanen for NBM på forsiden av websiden. Det gjør det enklere å vise status 	Aslak Mæland, alle

#	Sak	Ansvarlig
	<ul style="list-style-type: none"> Single pricing er en interessant tematikk, men man utnytter ikke alle kloke hoder godt nok – vanskelig å få til en god diskusjon i så store fora <p>Det var bred støtte hos de andre medlemmene til denne beskrivelsen.</p>	
3.	<p>Godkjenning av metoder relevante for NBM og regulatorisk risiko og RMEs rolle</p> <p>Olga Ingrid presenterte oversikten over metoder og terms and conditions relevante for NBM, et verktøy for å holde oversikt over prosessen og påvirkning på NBM.</p> <p>All TSO forslag: Viktig at aktørene skjønner at alt som tar lengre tid til det lukkes eller der det blir endringer kan gi forsinkelser for oss.</p> <p>Nordiske forslag: Er mer tett på NBM. Mest relevant i NRA/TSO dialogen. Den viktigste nå er aFRR kapasitetsmarked. Før vi vet hva NRAene lander på, er det vanskelig å ha noen forventning om go live.</p> <p>Nasjonale: EB GL har en del krav til terms og conditions etc. som skal godkjennes av NRA. Det skal søkes nasjonalt om utsettelse av 15 minutters avregningsperiode, men arbeidet koordineres.</p> <p>Alexander Kellerer redegjorde for opprettelsen av Reguleringsmyndigheten for energi (RME) og dets rolle.</p>	Olga Ingrid Steinsholt, Alexander Kellerer
4.	<p>Innspill og kommentarer til TSOenes notat om single pricing</p> <p>Cecilie Seem presenterte:</p> <ul style="list-style-type: none"> Hovedfokus i dagens møte er det siste av to notater TSOene har publisert om single position, single pricing. Statnett har et ønske om å få tak i kommentarer og innspill fra aktørene. Styringsgruppen i NBM foreslo å gå for en modell der man i prinsippet skal ha en posisjon og en pris, men der man i divergerende avregningsperioder, dvs. med både opp- og nedregulering, skal ha en dual price. Argumentet for dual pricing er at single pricing kan føre til mer selregulering. <p>Både Statkraft og Norsk Hydro kunne ikke se at selvregulering skulle utgjøre noen stor risiko for TSOene.</p> <p>Cecilie Seem:</p> <ul style="list-style-type: none"> Det er viktig å få innspill i prosessen. Beslutningen som lå er å få verifisert den retningen som man går i. Antallet timer med potensielt dual pricing vil ligge et sted mellom nivået for de enkelte budområdene og for Norden totalt sett. Pga flaskehals vil det nordiske synkronområdet bare være et reguleringsområde deler av tiden.. <p>Geir Jevnaker mente dette så ut til å bli et såpass komplisert system at det ikke var noe poeng i å gå videre med det, og fikk støtte fra Aslak Mæland.</p>	Cecilie Seem

#	Sak	Ansvarlig
	<p>Geir Jevnaker spurte videre om elementene i ubalanseprisen bli endret etter 15 min noe som ble bekreftet at aFRR aktiveringsmarkedet vil innføres etter at vi har gått over til 15 minutters avregningsperiode.</p>	
5.	<p>Revidering av stasjonsgrupper Pasi Norrbacka:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Det å se på stasjonsgruppeinndeling har vi hatt på tiltaksplanen en stund. Inndelingen er ikke optimal med tanke på fremtidige endringer. • Vi aggregerer stasjoner for å håndtere flaskehals. Disse stasjonsgruppene brukes til både produksjonsplaner og budgivning og varierer i størrelse og omfang. • Nye europeiske handelsplattformer, ny fornybar kapasitet og mer produksjon i distribusjonsnettet er alle drivere. I tillegg endres DSO-rollen der de i større grad skal håndtere lokale flaskehals. Nye regulatorisk krav og ikke minst automatisering er andre viktige drivere. • Bud både i den nordiske AOFen og i MARI-plattformen må filtreres slik at bud bak flaskehals ikke er tilgjengelig. Vi har begynt å lage en prototyp for budfiltrering. Filtringen skal foregå på tre minutter. Da må det automatiseres. • Dette er bakgrunnen for ny stasjonsgruppeinndeling. Budfiltrering på dagens stasjonsgruppeinndeling gir ikke godt nok beslutningsunderlag for automatisering. • For å sikre en god nettplanlegging også på DSO nivå kan det være aktuelt at DSOene får tilgang til produksjonsplaner. <p>Aslak Mæland sa at stasjon vil være en grei inndeling da de lager regulerkraftbud basert på stasjon, mens ned på aggregat vil være krevende. Planene kan imidlertid godt sendes per aggregat. Fordelen med å ha stasjon er at man kan kjøre opp noe annet dersom noe faller ut.</p> <p>Selv om det å dele produksjonsplaner implisitt ville innebære å vise vannverdier, var det akseptabelt og man forventet at DSOene ville håndtere slik informasjon på en skikkelig måte.</p> <p>Pasi Norrbacka: Vil ha en liten arbeidsgruppe etter nyttår for å finne kriterier og så sende denne på høringen. Har ennå ikke satt en dato for forventet innføring. NBM er avhengig av dette, så viktig at man får til et konsept fort.</p> <p>Geir Jevnaker: Det berører settlement-løsningene hos aktørene. Det kunne også vært interessant å se på stasjonsområder som ligger på grensen av prisområder og se hvorvidt disse kunne by inn i et annet område med mindre produksjon.</p>	Pasi Norrbacka
6.	Lunsj	
7.	<p>Aktørenes agering i fremtidens markedssegmenter Nils Flaten Ræder:</p>	Nils Flaten Ræder

#	Sak	Ansvarlig
	<p>Jeg er en produksjonsplanlegger, legger inn bud, replanlegger etc. Den tiden som er igjen, prøver jeg å få maskiner til å overta jobben min.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Flere kabler vil gi større prisvariasjon. • Intradag og reservemarkeder vil bli viktigere – handler samme volum flere ganger frem og tilbake • Bedre prognoser i betydningen hyppigere (men blir mer usikkert) – vil også være et AI lag • Høy premium på reservasjon av kapasitet på lengre sikt <p>Med dette som bakteppe kan man stille spørsmål ved €1 som en fast statisk markup i aFRR kapasitetsmarkedet.</p> <p>Aslak Mæland la til at det blir litt feil å se på forrige dag.</p> <p>Nils Flaten Ræder: Det blir umulig å styre manuelt, men må også kunne planlegge på et aggregert nivå. I en verden der vi hele tiden handler intradag og leverer i ulike reservemarkeder vil planene framover være i konstant endring.</p>	
8.	<p>mFRR kapasitetsmarkedet, nordisk harmonisering av nasjonale markeder</p> <p>Lars Olav Fosse: Usikkerhet rundt aFRR kapasitetsmarkedet gir også en viss usikkerhet rundt mFRR kapasitetsmarkedet. Imidlertid er de fire TSOene enige om å utvikle nasjonale markeder som så vil utvikles til et nordisk marked. Norge har et behov for å gjøre oppkjøp for nedregulering før sommeren 2021 når NordLink er på plass.</p> <p>Markedsdesignet er ennå usikkert. Vi må kunne sammenligne epler og pærer. Dagens RKOM løsning med separert oppkjøp for RKOM-H og RKOM-B bør erstattes med løsning som gjør det mulig å sammenligne ulike kvaliteter i et produkt. En mulighet er å ha en derating formel der budene blir nedskalert iht. de restriksjonene som er med.</p> <p>Aslak Mæland: Linking til aFRR-bud – er det fremdeles en problemstilling. Eivind Lindeberg: Har vært diskutert om vi skal ha simultan klarering eller sekvensielt med linking. Vil dere heller ha felles budfrist og linking?</p> <p>Etter noe diskusjon falt Nils Flaten Ræder og Aksel Mæland ned på at budfrist trolig måtte være klokka ni for å håndtere elspotanmeldingen.</p> <p>Jan Rönnback: Dersom aktørene sitter på ressurser for aFRR og mFRR, burde man ikke da som markedsaktør sende bud på begge produktene samtidig og TSOene kjøre en samtidig klarering? Nils Flaten Ræder: En felles klarering eller sekvensielt med linking vil være det beste. Eivind Lindeberg: En utfordring er kompleksiteten i en slik samtidig klarering, og er ikke en aktuell utvikling på kort sikt.</p>	Lars Olav Fosse

#	Sak	Ansvarlig
9.	<p>15 minutters energimarkeder</p> <p>Jan Rönnback: Opererer allerede ID produkter på 15 minutter på 4 land både lokalt og via XBID pluss 30 min i Frankrike. På ID kontinuerlig ser vi ikke noe stort problem med 15 min.</p> <p>Auksjonene er noe helt annet. Løsningstiden i Euphemia stiger eksponensielt når man går til kvarter. Det er en utfordring i forhold til kravet i CEP om å tilby handelsløsninger i DA med samme oppløsning som avregningsperioden.</p> <p>ACER utfordrer på å forenkle budene for å kunne ha 15 min, og det vil kunne løse det. Da risikerer du imidlertid at likviditeten reduseres. Andre endringer som flow based, vil også påvirke løsningshastigheten til Euphemia.</p> <p>En annen mulighet er å ta dagens spot marked og dele i fire like store deler, dvs fire ulike aksjoner over døgnet.</p> <p>ACER har bestemt at vi skal ha tre intradag auksjoner og NEMOene foreslår go live Q4 2021 med 1 times oppløsning. 15 minutter kan komme i 2022/23.</p> <p>NBM Challenges: Single price, single position – promoterer de nordiske TSOene self-balancing eller ikke? Dersom man har krav om å holde produksjonsplanen i Norge får man en asymmetri mellom produksjon og forbruk og også mellom land. Real-time transparency er nødvendig.</p> <p>Er planen å bruke aFRR til frekvensbalansering og mFRR mer til congestion management? Eivind Lindeberg: Tanken er å bruke mer aFRR, men at vi skal også bruke mFRR til frekvensbalansering</p> <p>Jan Rönnback: Med et aFRR EAM vil det være lavere risiko for å by inn. Vil også kunne tilby større volumer fordi man vet hva man har produsert tidligere. Eivind Lindeberg: Det er langs disse linjene vi ser for oss at vi skal gå. Jan Rönnback: Vi vet at dere har det på kartet, men burde sette ganske stort fokus på å få dette på plass. Aslak Mæland: Vil man aktivere symmetrisk ut fra hvor man har kjøpt kapasitet? Eivind Lindeberg: Så lenge det er overføringskapasitet vil man aktivere billigste ressurs i et EAM</p> <p>Budfiltrering: Vil være viktig å se hvordan dette vil være. Kan unngå mange diskusjoner dersom man er transparente. Det finnes få forum der TSOene og markedsaktørene setter seg ned og har en god dialog om ulike ting.</p> <p>Det holder på å bli alt for komplekst med for mange markeder og for mange produkter. Det gjør at det blir høye inngangsbarrierer i markedene.</p>	Jan

#	Sak	Ansvarlig
	<p>I framtiden med mer desentralisert produksjon og større variasjon i hvem som deltar i de fysiske kraftmarkedene, betyr det at handel nærmer leveransetimen og at man ikke kan lage nye markeder for hvert nye behov.</p> <p>I Nord Pools Markedsforum utviklet de både ideer innenfor dagens regulering og helt åpent. Et forslag derfra er å integrere ID og balansemarkedene til et real-time marked. Aktørene kan da by inn sin ressurs til ulike behov i samme marked.</p> <p>Eivind Lindeberg: Vi prøver i hvert fall i dialog med ACER om man kan by inn til aFRR og mFRR samtidig og at bud i mFRR kan brukes i aFRR.</p>	
10.	<p>Forslag til revidert mandat for norsk NBM referansegruppe og forberedte kommentarer samt diskusjon Utsettes til neste møte</p>	Lars Olav og Anders
11.	<p>Videreutvikling FCR FCR vil fremdeles være viktig ved feil, og robusthet ved lav inertia er viktig. Målet er en god frekvenskvalitet. På norsk side vil vi gå mot markedsløsninger for FCR-D, samtidig med at vi må sikre separatudrift. Det betyr at krav til teknisk spesifisering på FCR-D senkes slik at det blir enklere å prekvalifisere seg. Trenger ikke like rask respons.</p> <p>Aslak Mæland: Det er ikke lenger aktuelt med et inertia produkt? Jon Nerbø Ødegård: Løsningen er å ha et raskere produkt, dvs. FRR.</p> <p>Geir Jevnaker: Hva er forskjellen på belastningsfrakobling og FRR? Jon: Teknisk er det mye det sammen, men FRR kan også være oppregulering av produksjon. Det er en egen referansegruppe for videreutvikling av FCR-produktet.</p> <p>Ukesmarked til D-2: I tiltaksplanen for systemdrifts- og markedsutvikling la man opp til oppstart av et FCR-marked i Q2 2020, men pga regulatorisk prosess tar endringer lengre tid. I tillegg er det noen markedsdesign-hensyn som vi må gå mer inn i, eksempelvis tilrettelegging for blokkbud.</p> <p>Medlemmene hadde ingen klare preferanser på hvorvidt overgangen skulle tas i steg. Dette var uansett ikke en vesentlig endring.</p> <p>Jon Nerbø Ødegård: Et nytt produkt FCR-D Ned skal sikre overgangen ved flere kabler (utfall vil si stort frafall av forbruk). På lang sikt ønsker vi markedsbaserte løsninger på FCR-D i begge retninger, men FCR-D Opp er det mer krevende.</p>	Jon Nerbø Ødegård
12.	<p>Tema og dato for neste møte Dato: 24.03.2020 fra 09:30 til 15:00 [Dette ble avlyst pga Covid-19 pandemien].</p> <p>Punkter til agenda:</p>	Alle

#	Sak	Ansvarlig
	<ul style="list-style-type: none"> • BRP/BSP: Greit med en orientering, men dette er mer relevant for andre aktører enn produsentene • Produkter i energimarkedene • mFRR/aFRR kapasitetsmarked – gå mer inn i detalj • Budfiltrering og flaskehalshåndtering (ev. kobling mot TSO/DSO – unngå uforutsette konsekvenser) • Statusoppdatering, europeiske forslag og konsekvenser for NBM • HVDC ramping • Vedta revidert mandat 	

Aksjonspunkter

#	Aksjon	Hvem	Når
1.	Sjekk om det er mulig å ha tidslinjen for NBM på forsiden på nordicbalancingmodel.net	Lars	Før neste møte
2.	Spille inn at spørreundersøkelsen man hadde til slutt, også kan brukes til faglige spørsmål	Lars	Uført
3.	Sirkulere høringsinnspill fra NordEnergi	Lars	Utført
4.	Ta med linkede bud som en del av en diskusjon om produkter ved neste referansegruppemøte	Eivind	Neste møte
5.	Kan man endre handel gjort i D-2 i D-1?	Jon	Asap