

Marknad

2016-11-22

MINNESANTECKNINGAR

Elmarknadsrådets möte 2016-11-22

Närvarande

Martin Brink, Göteborg Energi
Stefan Braun, Bixia
Torbjörn Forsberg, E.ON Energy Trading
Jan-Ola Silver, Fortum
Daniel Nordgren, Vattenfall
Magnus Thorstensson, Energiföretagen Sverige
Stig Åhman, Nord Pool
Johan Leymann, Energimarknadsinspektionen
Henrik Svensson, Uniper
Pär Erik Petrusson, Jämtkraft
Lars Andersson, Sandvik
Johan Schönström, BillerudKorsnäs

Ulla Sandborgh, Svenska kraftnät, ordförande
Anna Guldbrand, Svenska kraftnät, sekreterare
Anna Walter, Svenska kraftnät, anteckningsstöd
Jenny Lagerquist, Svenska kraftnät (punkt 4 och 5.1)
Rebecca Nilsson, Svenska kraftnät (punkt 3)
Martin Julander, Svenska kraftnät (punkt 5.3)
Mattias Ehn, Svenska kraftnät (punkt 7)

Frånvarande

Linda Brant, EON Elnät Sverige
Daniel Engström, Energimyndigheten
Tania Pinzon, Svenska kraftnät

SVENSKA KRAFTNÄT

BOX 1200
172 24 SUNDBYBERG
STUREGATAN 1

WWW.SVK.SE
REGISTRATOR@SVK.SE

TEL 08 475 80 00
FAX 08 475 89 50

Mia Hansson, Energi Försäljning Sverige
Lars Johansson, Trafikverket
Jonas Melin, Markedskraft

1 Dagordningen fastställs

Dagordningen fastställdes.

2 Föregående mötesanteckningar

Inga synpunkter på föregående mötesanteckningar.

3 aFRR

Rebecca Nilsson presenterade det nordiska projektet aFRR. Nilsson redogjorde för hur kapacitetsmarknadskraven ser ut idag och vilka skillnaderna är mellan den nuvarande marknadsdesignen och designen av den kommande nordiska marknaden. Information har tidigare skickats ut till elmarknadsrådet och befintliga och intresserade aFRR-leverantörer.

Nilsson informerade vidare om att Svenska kraftnäts generaldirektör tillsammans med sina nordiska kollegor har undertecknat samarbetsavtalet som ska gälla för den nordiska marknaden för aFRR, samt att det pågår upphandling av det IT-system som ska användas för att hantera reserveringen av överföringskapacitet och inköpet av aFRR.

Nilsson avslutade med att informera att det kommer att ske en konsultation av marknadsdesignen för aFRR i början av 2017.

3.1 Frågor och kommentarer

Ulla Sandborgh tillade att de övriga länderna behöver godkänt från regulator för reservation av överföringskapacitet, vilket inte Svenska kraftnät behöver.



Jan-Ola Silver ställde frågan vad konsultationen avser. Nilsson svarade att konsultationen avser marknadsdesignen, vilket inkluderar detaljer som ännu inte är klara.

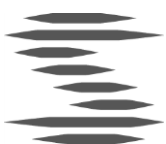
Silver undrade om de nordiska systemoperatörerna är överens om prissättning på aFRR. Rebecca förtydligade att de är det och att det är Pay-as-bid som kommer att gälla tills vidare.

Torbjörn Forsberg undrade om modellen inkluderar reservation av överföringskapacitet. Nilsson förtydligade att så är fallet och att en detaljerad beskrivning av villkoren för reservation kommer att vara en del av konsultationen.

Rådet frågade om reservering av överkapacitet och hur en uplift om 1 EUR/MWh på värdet av överföringskapacitet fungerar i praktiken. Anna Guldbbrand redogjorde för hur optimeringen av bud kommer att fungera genom ett exempel. Johan Schönström reflekterade kring att det är svårt att veta vilken prispåverkan en reservation kan komma att ha, särskilt i område 4. Forsberg framförde att det tidigare har diskuterats att mothandel kan vara ett alternativ till kapacitetsreservation. Guldbbrand kommenterade att dessa alternativ är samhällsekonomiska dyrare. Flera rådsmedlemmar framförde att de är fortsatt skeptiska till reservation av överföringskapacitet för aFRR. Guldbbrand kommenterade att lösningen genererar ett samhällsekonomiskt riktigt resultat givet de antaganden som görs men att det finns en osäkerhet i den prognostisering som används för att bedöma värdet av överföringskapaciteten på Elspot.

Silver frågade hur kostnaderna för aFRR kommer att fördelas i Norden. Nilsson redogjorde för att det på TSO-nivå finns en överenskommelse för hur kostnaderna ska fördelas. Nilsson förtydligade också att kostnaden för aFRR kapacitet kommer att tas ut genom balansansvarsavgifterna. Guldbbrand förklarade att fördelningen mellan de olika nordiska länderna utgår från så kallad "poluter pay", dvs kostnaderna fördelas baserat på respektive lands "korta" obalanser.

Daniel Nordgren reflekterar att det kommer att vara av vikt för Svenska kraftnät att vara transparenta i och med valet av Pay-as-bid. Rådet ställde frågor kring varför Pay-as-bid använts istället för marginalprissättning. Guldbbrand kommenterade att marginalprissättning kan vara ett bra alternativ på längre sikt. Pay-as-bid är ett resultat av de diskussioner som förts med övriga nordiska systemansvariga.



4 Balansansvarsavtal

4.1 Balansansvarsavtal 2628

Jenny Lagerquist presenterade hur processen och tidslinjen ser ut för hanteringen av Balansansvarsavtal 2628, vilket även benämns som ”nya balansansvarsavtalet”. Balansansvarsavtalet 2628 kommer att träda ikraft den 1 maj 2017, och kommer då att ersätta Balansansvarsavtal 1960. Vidare framförde Lagerquist kommande steg i processen för framställandet av Balansansvarsavtal 2628.

Lagerquist förklarade även att ett villkorat startdatum kommer att införas i avtalet. Då avtalet beror av NBS-projektet (Nordic Imbalance Settlement) behöver det börja gälla när projektet går live. Det villkorade startdatumet är en avtalsteknisk lösning som möjliggör hantering av ett senare startdatum för NBS-projektet, om så skulle bli fallet. Avtal 2628 kommer att träda i kraft vid tidpunkten för när eSett tar över balansavräkningen. Fram till dess gäller nuvarande avtal, Balansansvarsavtal 1960. Lagerquist poängterade att det i dagsläget inte finns tecken på att NBS-projektet kommer att bli försenat.

Lagerquist återkopplade även resultatet av den senaste remissen för Balansansvarsavtal 2628 gällande 1) ändrat bortkopplingspris och 2) ändrad deadline för korrigerings..

4.1.1 Frågor och kommentarer

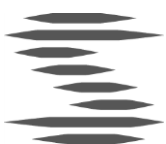
Schönström frågade om Finland kommer att klara den deadline för korrigerings som återfinns i Balansansvarsavtalet. Lagerquist svarade att i och med att det är infört via NBS-projektet så kommer samma deadline för korrigerings att gälla i Norge, Sverige och Finland.

Torstensson frågade i vilka länder Bortkopplingspriset gällde. Lagerquist förtydligade att det endast är i Sverige som Bortkopplingspriset förekommer.

Silver frågade vilken deadline som gäller för korrigerings av bilateral handel. Lagerquist svarade att samma villkor för deadline och rättning som gäller idag även gäller i Balansansvarsavtal 2628.

4.2 Uppdatering av Balansansvarsavtal 2628

Lagerquist framförde att det pågår ett projekt vid namn Hugin, vilket syftar till att byta ut nuvarande drifts- och marknadssystem. Det nya systemet, vilket är ett gemensamt system med Statnett, heter Fifty och kommer att lanseras i slutet av maj 2017. Detta



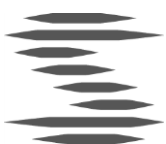
kommer att medföra ändringar i Balansansvarsavtal 2628, vilket innebär att avtalet behöver uppdateras inför Fiftys lansering. Vidare redogjorde Lagerquist för hur processen för uppdatering av Balansansvarsavtal 2628 förhåller sig tidsmässigt till processen för framställandet av Balansansvarsavtal 2628.

4.2.1 Frågor och kommentarer

Silver framförde att det i och med Fifty inte kommer att ske återrapportering från Svenska kraftnät gällande produktionsplan på det sätt som sker idag. Lagerquist förtydligade att det i och med Fiftys införande föreslås ske ändringar i återrapporteringen gällande produktionsplaner och förbrukningsprognoser. Det kommer istället vara möjligt att få tillgång till dessa planer via eSett Oys webbgränssnitt, Online Service. Förslaget kring återrapportering ses även över internt på Svenska kraftnät för att säkerställa att en bra lösning finns att tillgå för aktörerna när Fifty går live.

Nordgren frågade om systemets prestanda ifall Balansansvariga automatiskt skulle hämta data från webbgränssnittet med väldigt täta intervall, exempelvis var 10:e sekund. Lagerquist tog hem frågan och stämde av gentemot NBS-projektet. Systemet är designat så att information kan hämtas av Balansansvariga när de så önskar och det finns ingen uttalad begränsning för detta idag. Dock ställer sig NBS-projektet frågande till huruvida det är nödvändigt för Balansansvariga att hämta hem informationen var 10:e sekund. Om Balansansvariga identifierar ett behov av att med mycket täta intervaller hämta hem information från eSett Oy bör detta behov meddelas till eSett Oy så snart som möjligt via settlement@esett.com. Detta då om alla 200 Balansansvariga och 1000 Elnätsföretag skulle hämta hem data med så täta intervaller skulle prestandan för systemet antagligen gå ner och det är ingenting man önskar vare sig från TSO:erna eller från eSett Oy.

Stig Åhman undrade om det inte är svårare för Svenska kraftnät att prognostisera förbrukning om Svenska kraftnät inte längre får rapportering om bilaterala utbyten (vilket är en framtida förändring – att bilateral handel skickas till eSett Oy istället för till Svenska kraftnät). Nilsson svarade att Svenska kraftnäts driftoperatörer inte ser ett problem med att bilateral handel rapporteras till eSett Oy. Svenska kraftnät kommer att beräkna förbrukningsprognos per Elområde i Fifty, baserat på handelsutfall och planer, men har inte möjlighet att beräkna förbrukningsprognos per Balansansvarig. I tillägg så kommer också ett arbete att göras för att förbättra kvalitet på förbrukningsprognoser från prognosverktyget.



5 Lägesrapporter nätkodsarbete

Guldbrand presenterade vem som kommer att framföra vilken punkt.

5.1 Kommissionsriktlinjen för förhandstilldelning av kapacitet, FCA guideline

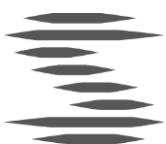
Lagerquist redogjorde för FCA, vilken är den andra av tre riktlinjer inom området elmarknad. Lagerquist redogjorde för att FCA trädde i kraft 17 oktober 2016, vilket dess syfte och huvudsakliga innehåll är samt vilka krav FCA medför. Vidare presenterade Lagerquist vilken påverkan FCA kan ha på elmarknaden.

Silver frågade vilka olika åtgärdsalternativ det finns för Svenska kraftnät om Energimarknadsinspektionen kommer fram till att åtgärder bör vidtas för att öka de långsiktiga risksäkringsmöjligheterna. Lagerquist svarade att NordREG, samarbetsorganet för de nordiska tillsynsmyndigheterna, har tagit fram en rapport med alternativa åtgärder. Bland dessa åtgärder finns bland annat möjligheten att Svenska kraftnät ställer ut EPAD-kontrakt (Electricity Price Area Differentials, finansiella kontrakt för risksäkring) i någon form på den befintliga marknaden för EPADs i Norden. Detta kan göras på flera sätt, exempelvis via en market maker. Vidare förklarade Lagerquist att om ett sådant läge skulle inträffa så behöver det utredas vad som ska göras för att både möjliggöra att Svenska kraftnät behåller sin neutralitet samt tar hänsyn till marknadens behov.

Johan Leymann framförde att Energimarknadsinspektionen ska utvärdera om nuvarande marknadsmodell ger marknadsaktörer tillräckliga säkringsmöjligheter. Leymann framförde vidare hur tidsplanen för utvärderingen ser ut. En workshop är planerad att genomföras den 7 december 2016 för att samla in synpunkter från elmarknadens aktörer på den metod som ska användas i utvärderingen. Alla marknadsaktörer uppmanas att svara på konsultationen som finns ute på NordREGs hemsida.

5.2 Emergency and Restoration nätföreskrift

Guldbrand framförde att EUs medlemsstater den 24 oktober 2016 röstade ja till nätföreskriften Emergency and Restoration. Föreskriften handlar om säkerhet och undvikandet av att en incident i ett elnät sprider sig. Guldbrand framförde vidare att föreskriften har viss påverkan på elmarknaden. Det gäller regler för hur ordinarie marknadsaktiviteter avbryts och återställs.



5.3 CACM Kapacitetsberäkningsmetod

Det pågår ett projekt gällande CACM kapacitetsberäkningsmetod. Martin Julander som är delaktig i projektet presenterade den flödesbaserade metoden och bakgrunden till projektet. Projektet hette tidigare "Flow based" med har nu ett nytt namn "Nordic Capacity Calculation Methodology Project" (Nordic CCM Project). Förutom att studera effekterna av en flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod så syftar projektet till att ta fram en metod för CNTC samt att ta fram förslag för kapacitetsberäkningsmetodologi för CCR Nordic.

Julander framförde hur tidsplanen för projektet ser ut, vilka de viktigaste stegen är och vad som behöver göras i varje steg. I april 2017 kommer konsultation att ske, varefter ett förslag kommer att överlämnas till regulatorerna. Datumet är preliminärt.

Julander redogjorde för status i projektet. Marknadsutfall med den flödesbaserade metoden simuleras genom faktiska bud, och jämförs med faktiskt utfall från dagens NTC-kapaciteter. Vidare framförde Julander att det fortfarande finns utmaningar gällande kvaliteten varför några resultat ännu inte visas.

En fråga ställdes huruvida simuleringarna sker tillsammans med Nordpol. Julander svarade att så är fallet, och att Nordpol tillhandahåller "simulation facility".

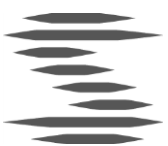
Julander framförde viktiga beroenden, vilka är Common Grid Model, RSC och CCR.

Julander presenterade vidare Nordic Regional Security Coordinator (N-RSC) vilket är en gemensam funktion för Svenska kraftnät, Statnett, ENDK och Fingrid. Samarbetet kommer att go-live 1 december 2017 och kontoret är placerat i Köpenhamn.

Vid RSC go-live kommer inte CACM-metoderna att implementeras. I nuläget utreds en "interim CCM" för RSC:n vilken är avsedd att gälla fram till dess CCM-projektet levererat den slutgiltiga metodologin.

En fråga ställdes om vilken anledningen är till att kontoret är placerat i Köpenhamn. Julander svarade att anledningen till placeringen beror på närheten till Köpenhamns flygplats, samt att kontoret inte ligger nära någon av organisationernas övriga kontor.

Julander förklarade hur Common Grid modellen fungerar. Torstensson frågade om det är en uppsättning av modeller eller om det är prognostiserade tillstånd. Julander svarade att det är båda dessa. Torstensson undrade om IGM/CGM kommer att vara identiskt mellan Flowbased och CNTC, vilket Julander bekräftade.



Julander framförde hur processen för kapacitetsberäkning fungerar. Mer information kring detta kan ges genom NCCM nyhetsbrev, NCCM Stakeholder Forum och NCCM Stakeholder information platform.

5.4 CACM Övrigt

Guldbrand redogjorde för vad som pågår vad gäller metodframtagande inom CACM. CACM innehåller metoder som ska tas fram på europeisk nivå samt på regional nivå. Guldbrand nämnde tre förslag som fortfarande är under framtagande, Capacity pricing intradag och intradagauktioner, Fallback metod för day-ahead priskoppling och Kapacitetsberäkningsmetod (Flödesbaserad metod eller CNTC).

Guldbrand nämnde vidare att samråd pågår för ytterligare fem metoder. Det är börserna som ansvarar för framtagandet av dessa fem metoder.

Nordgren undrade om Svenska kraftnät har någon åsikt kring att det är börserna som tillsammans tar fram algoritmetoden, i sammanhanget att de också bedriver konkurrensutsatt verksamhet. Guldbrand påpekade att ansvaret regleras i CACM men tillade att det är en komplicerad situation där börserna i vissa frågor ska samarbeta med sina konkurrenter.

Leymann tillade att för vissa uppgifter gäller monopolförfarande. Det gäller även om det är konkurrens på elbörsen. Elmarknadsinspektionen bestämmer hur kostnaderna för detta ska fördelas och om de är skäligen eller inte.

Guldbrand redogjorde slutligen för att tre förslag kommer att skickas till tillsynsmyndigheten under december. Det gäller Day-ahead firmness deadline, öppnings- och stängningstid för intradagmarknaden samt Schedule exchange methodology.

Braun undrade varför öppningstiden för intradagmarknaden är satt så sent som till kl. 22.00. Guldbrand svarade att det ska vara en senaste tid som hela Europa kan hantera. Regionalt är det möjligt att öppna tidigare. Nordgren undrade vad det är som tar tid, varför handeln inte kan öppnas tidigare. Lagerquist svarade att det har att göra med att nätmodeller ska uppdateras, och överföringskapacitet beräknas. Leymann framförde att energimarknadsinspektionen kommer att bjuda in till ett seminarium gällande detta i januari.



6 Effektreserven 2017

Det har tillkommit nya miljökrav vad gäller upphandlingen av produktionsdelen av Effektreserven. Dessa är inkluderade i den upphandling som nu pågår. Upphandlingen avser en period om fyra år.

Silver ställde frågor kring vilken definitionen är för att en produktinsanläggning ska anses vara ett komplement till den övriga produktionskapacitet, och därmed få vara en del av Effektreserven. Guldbrand svarade att det inte finns en tydlig definition i upphandlingsunderlaget. Det är dock tydligt att det inte ska vara resurser som annars ingår i den ordinarie marknaden eftersom effektreserven i så fall motverkar sitt syfte.

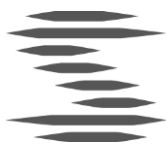
Sandborgh framförde att frågor kan ställas ställs i det webb-baserade upphandlingssystemet.

7 Fifty

Mattias Ehn redogjorde för projektet att implementera det nya drifts- och marknads-systemet Fifty, för vilken Ehn är Svenska kraftnäts projektledare. Fifty kommer att vara Svenska kraftnäts och Statnetts gemensamma drifts- och marknadssystem. Fifty kommer att ersätta det nuvarande systemet Trans. Svenska kraftnät valde efter en utvärdering att ansluta sig till Statnetts befintliga system, vilket tidigare gått under namnet Larm.

Silver ställde frågan varför Fingrid inte är med i samarbetet. Ehn svarade att de har tillfrågats om att vara med, men då det fanns ett akut behov av att förnya det nuvarande systemet så kunde man inte vänta in Fingrid. Silver reflekterade att detta borde leda till att det blir två olika kommunikationsprotokoll och således två system för aktörerna att förhålla sig till. Ehn kommenterade att Svenska kraftnät följer Entso-E-standard för protokoll och gränssnitt. Ehn kommenterade vidare att Svenska kraftnät gärna hade sett att det hade varit ett gemensamt Nordiskt system, och att det pågått en dialog med övriga nordiska systemoperatörer. Systemet kommer att byggas på ett sådant sätt att det går att ansluta ytterligare systemoperatörer i efterhand.

Silver frågade om marknads aktörer har fått information om vilka ändringar som krävs i deras system för att kommunicera med det nya systemet. Ehn svarade att det



inte finns detaljerade beskrivningar på detta ännu men att informationen kommer att finnas tillgänglig minst sex månader innan systemet tas i drift.

Frågor framfördes gällande hur Fifty är planerat tidsmässigt i drift i förhållande till eSett. Ehn kommenterade att projektet är planerat för att tas i drift efter eSett har tagit över avräkningen.

Lagerquist framförde att när eSett går live så kommer detta inte att ha någon större påverkan på de som är balansansvariga då de inte har något gränssnitt mot varandra. Silver frågade om de inte behöver rapportera något till eSett. Lagerquist svarade att de inte behövs det så länge det Nordiska samarbetet inte träder i kraft och bilateral handel införs.

Ehn framförde att det ses som positivt från Svenska kraftnät att ta del av ett system som redan är i drift. Slutligen framförde Ehn att det finns en referensgrupp kopplat till projektet. Den 2/12-2016 kommer det att hållas ett möte för Ediels teknikgrupp där marknadsaktörer och systemleverantörer finns representerade. På detta möte kommer tidplan och planerade förändringar att presenteras så att deltagarna kan komma med förslag och synpunkter.

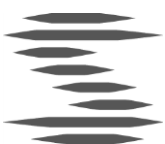
7.1.1 Frågor och kommentarer

Silver ställde frågan om Svenska kraftnät och Statnett kommer att dela instanser eller om det kommer att vara två olika instanser. Ehn svarade att det kommer att vara två oberoende instanser.

Det framfördes en fråga om huruvida elektroniska avrop kommer att införas. Ehn svarade att det planeras för en pilotstudie av elektroniska avrop. I Norge har redan en pilotstudie genomförts.

8 Möjligheter och farhågor elmarknadsutveckling 2017

Guldbrand framförde att punkten syftar till ett elmarkandsråd med aktivt deltagande. På grund av tidsbrist bordlades punkten till nästa elmarkandsråd. Förslag om ämnesområden att diskutera på kommande råd kan redan nu skickas till Anna Guldbrand.



9 Övriga frågor

Nästa möte hålls den 14 februari 2017 i Svenska kraftnäts lokaler i Sundbyberg. Mötestid 10:00 till 15:00.

Inga övriga frågor.

