

Marknad

2017-09-19

MINNESANTECKNINGAR

Elmarknadsrådets möte 2017-09-19

Närvarande

Martin Brink, Göteborg Energi

Stefan Braun, Bixia

Lars Andersson, Sandvik

Henrik Svensson, Uniper

Torbjörn Forsberg, E.ON

Jan-Ola Silver, Fortum

Daniel Nordgren, Vattenfall

Magnus Thorstensson, Energiföretagen Sverige

Stig Åhman, Nord Pool

Johan Leymann, Energimarknadsinspektionen

Pär Erik Petrusson, Jämtkraft Elnät

Johan Schönström, BillerudKorsnäs

Jonas Melin, Markedskraft

Peter Thelin, E.ON Elnät

Anna Andersson, Energimyndigheten

Mårten Bergman, Svenska kraftnät, ordförande

Anna Guldbrand, Svenska kraftnät

Jesper Marklund, Svenska kraftnät, sekreterare

Tania Pinzon, Svenska kraftnät

Zarah Andersson, Svenska kraftnät (block 1, punkt 1)

Linda Thell, Svenska kraftnät (block 1, punkt 2)

Christina Simon, Svenska kraftnät (block 2, punkt 1)

Jenny Lagerquist, Svenska kraftnät (block 2, punkt 2)

Niclas Damsgaard, Svenska kraftnät (block 2, punkt 3)

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

Pär Lydén, Svenska kraftnät (block 3, punkt 1)
Hilda Dahlsten, Svenska kraftnät (block 4, punkt 1 och 2)
Fredrik Wik, Svenska kraftnät (block 4, punkt 3)
Rebecca Nilsson, Svenska kraftnät (övriga frågor)

Frånvarande

Björn Klasman, Energimarknadsinspektionen. Ersattes av Johan Leymann
Daniel Engström, Energimyndigheten. Ersattes av Anna Andersson
Johan Arnberg, Axpo Sverige

1 Inledning

Mårten Bergman inledde med att hälsa samtliga välkomna och presentera sig som ny ordförande i rådet.

Peter Thelin tog upp frågan kring NBS och att det kunde vara en idé att tillsätta ett användarråd eller liknande, förutom det råd som redan finns.

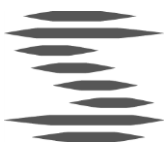
Magnus Thorstensson föreslog att diskutera VoLL under nästa Elmarknadsråd.

1.1 Dagordningen fastställs

Dagordningen fastställdes.

1.2 Föregående mötesanteckningar

Magnus Thorstensson efterfrågade Svenska kraftnäts lista med referensgrupper. Svenska kraftnät kommer återkomma i den frågan. I övrigt inga synpunkter på föregående mötesanteckningar.



2 Block 1

2.1 Effektreserv

Zarah Andersson redogjorde för de senaste händelserna inom effektreserven. Totalt handlade Svenska kraftnät upp 747 MW för hela effektreserven varav 185 MW förbrukning. Kostnaden för detta omkring 65 miljoner vilket ger ca 87 500 SEK/MWh. Tilläggsavgift 0,43 EUR/MWh.

En fråga kom kring vad tanken var med skallkraven att inte starta alternativ produktion. Andersson svarade att det har med kraven att handla upp förnybar elproduktion att göra. Vidare frågades om det endast blir förbrukningsreserv till nästa år, varpå Andersson förtydligade att produktionsdelen ligger kvar under de upphandlade 4 åren.

2.2 Förbrukningsflexibilitet

Linda Thell presenterade genomförda och planerade pilotprojekt inom förbrukningsflexibilitet. Thell inledde med utmaningarna för balansering (svängmassa, ej planerbar produktion etc.) samt större krav på miljömässig och ekonomisk effektivitet. Det gör att Svenska kraftnät testar nya lösningar för balanseringen:

- Pilotprojektet ”Flexibla hushåll”, avseende FCR-N, har avslutats. Resultaten från projektet visar att varmvattenberedarna kan bidra till att balansera systemet. Däremot behövs anpassning av regelverk och IT-system. Länk till slutrapport:
<http://www.Svenska kraftnät.se/siteassets/om-oss/rapporter/2017/slutrapport-pilotprojekt-flexibla-hushall.pdf>
- Ett nytt pilotprojekt inom FCR-D planeras. Projektet riktar sig till både förbrukningsflexibilitet och energilager. Målet är att starta upp projektet första kvartalet 2018. Sista ansökningsdag 10 november. Mer information under:
<http://www.Svenska kraftnät.se/om-oss/nyheter/allmanna-nyheter>

En fråga kom kring reglering och huruvida FCR-D bara är uppreglering, varpå Thell förklarade att det är uppreglering men att det i dagsläget är vattenkraft som levererar, som i praktiken även bidrar med nedreglering.



3 Block 2

3.1 Clean Energy package

Christina Simon redogjorde för status i ministerrådets förhandling av EU-kommissionens förslag till det så kallade Clean Energy Package. Det estniska ordförandeskapet har dragit igång förhandlingarna av lagstiftningsförslagen i ett högt tempo med fokus på elmarknadsfrågorna. Några frågor har diskuterats särskilt intensivt hitintills inom rådsarbetsgruppen. Dessa är:

- Regional Operational Center (ROC) – regionala driftcentret.
- Kommunikation och samarbete mellan DSO:er och TSO:er.
- Ägande av produktionsresurser för TSO:er.
- EU-kommissionens, ACER:s, NRA:ernas roller- och ansvarsfördelning. Totalt sett en ökad centralisering av beslutsfattande och makt.

Simón redogjorde också för Svenska kraftnäts tankar kring ROC. Svenska kraftnät är positiva till regionalt samarbete men har vissa invändningar när det gäller vilka funktioner och legalt mandat som ROC föreslås ska ha.

Svenska kraftnät tycker att ett regionalt organ som ROC inte bör omfatta driftnätknutna realtidsfunktioner såsom dimensionering av reserver. Sådana funktioner behöver samarbetas kring utifrån andra kriterier än vad som ligger till grund för indelningen av ROC:ar som är densamma som för kapacitetsberäkningsregionerna.

Vidare tycker verket det är orimligt att en ROC ges mandat att fatta bindande beslut för realtidsfunktioner som TSO:erna måste följa eftersom TSO:erna har ansvar för den operativa driften av transmissionsnät och kraftsystemet.

Svenska kraftnät ser att redan gällande driftkodera och implementering av de regionala security centers så kallade RSC är mer ändamålsenligt för det regionala driftsamarbetet mellan TSO:er. Daniel Nordgren frågade vad realtidsfrågor handlar om. Simon svarade att det handlar om beslut för drift av transmissionsnät och kraftsystem som fattas nära eller under driftimman för vilka ansvaret fortfarande ligger hos respektive TSO.



3.2 FCA

Jenny Lagerquist redogjorde för pågående arbete med att uppfylla artikel 30(5)(b) i FCA-förordningen efter NRA:ernas beslut. Svenska kraftnät ska tillsammans med Energinet respektive Litgrid ta fram ett förslag på hur man kan säkerställa att långsiktiga risksäkringsprodukter för överföring mellan berörda elområden görs tillgängliga. Enligt tillsynsmyndigheternas beslut ska förslag till hur detta kan göras ges på gränsförbindelserna; DK1-SE, DK2-SE4 och LT-SE4. Förslagen ska överlämnas till respektive tillsynsmyndighet senast den 17 november 2017.

Svenska kraftnäts utgångspunkter i det arbetet är att:

- > De åtgärder som vidtas ska ha en så liten negativ inverkan på den svenska elmarknaden som möjligt.
- > Kostnaden för att införa en åtgärd ska betalas av det land som får en ökad nytta och vägas mot den nytta som åtgärden medför.
- > De åtgärder som vidtas ska inte vara oåterkalleliga utan kunna dras tillbaka eller justeras efter hand som elmarknaden utvecklas.

Europeisk och nationell lagstiftning ska efterlevas.

Svenska kraftnät höll tillsammans med Energinet en workshop 12 september 2017 för de svenska och danska aktörerna. Syftet med workshopen var att diskutera olika alternativ till lösning som diskuterats så här långt mellan de nordiska TSO:erna. Deltagare på workshopen var marknadsaktörer, handlare och mäklare. Konklusionen workshop var att man utifrån föreliggande alternativ föredrog en ordning med Market Maker och såg problem med att en TSO skulle kliva in i den finansiella marknaden – främst med tanke på TSO:ns roll, förtroende och neutralitet.

Flera av deltagarna ställde sig undrande till alternativet med Market Maker. Magnus Thorstensson tyckte att alternativet är en udda fågel eftersom det redan finns på marknaden och att då försöka ”laga” marknaden med ytterligare en Market Maker synes otillräckligt för att lösa det underliggande problemet. De tyckte vidare att stödja en Market Maker inte är en TSO-syssla utan ser hellre att man går för att TSO:n ska ställa ut EPADs. Flera ställde de sig också undrande över de olika bedömningar och efterföljande beslut som berörda tillsynsmyndigheter gjort när SE4 inte är inkluderat. Problemet bottnar i dålig likviditet och en lösning bör därför innefatta en hantering med volymerna. En kommentar var att Svenska kraftnät ändå kan vidta åtgärder för att göra nytta i SE4. Stig Åhman tyckte att det är bra om TSO:erna kan hjälpa till med att förbättra likviditeten i brist på naturliga säljare.



Flera aktörer fann alternativet med EPADs som tänkvärt och menade att det vore positivt att TSO:er agerar på den finansiella marknaden och med rådhgheit över stamnätet kan säkra kapacitetsavgifterna.

Daniel Nordgren kommenterade att grundfrågan är huruvida TSO:n ska agera på den finansiella marknaden överhuvudtaget och att det i så fall bör ske ”hela vägen från SE1 till SE4” och inte endast i vissa elområden.

Sammanfattningsvis ansåg några av deltagarna att TSO:erna ska agera på den finansiella marknaden för att förbättra likviditeten och att EPADs är det mest tänkbara alternativet. Jan-Ola Silver med flera tyckte dock att likviditetsproblematiken är en fråga för marknaden att hantera. En TSO bör inte intervensera i prisbildningen och att en utjämnning av priserna suddar ut drivkrafterna för handel.

Nästa steg för Svenska kraftnät blir att diskutera olika alternativ även med Litgrid. Svenska kraftnät avser att etablera en referensgrupp för att inhämta de svenska marknadsaktörernas synpunkter. Eventuellt intresse kan anmälas till Jenny Lagerquist, jenny.lagerquist@svk.se.

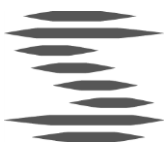
3.3 Balansering – nordiskt samarbete

Niclas Damsgaard presenterade det nya nordiska balanseringskonceptet. Svenska kraftnät har tillsammans med Statnett tagit fram ett nytt nordiskt balanseringskoncept för att tydligare allokera ansvar och vara bättre rustade för de framtida utmaningarna för balanseringen av det nordiska synkronområdet. Förslaget har presenterats för Fingrid och Energinet. Fingrids huvudsakliga budskap är att de inte ställer sig bakom förslaget. Energinet har kommit med ett motförslag och där vi nu har en konstruktiv diskussion.

Damsgaard poängterade vidare att det nya konceptet rent operativt kommer innebära minimala förändringar i den mening att det redan idag är Svenska kraftnät och Statnett som huvudsakligen utför balanseringen av det nordiska synkronområdet. Det nya konceptet bidrar snarare till att förtydliga dessa roller.

Vidare redogjorde Damsgaard för själva innehållet i det nya konceptet. Några viktiga delar är:

- Balansering av ACE (områdesfel) per område
- Dimensionering av reserver



- Kapacitet genom exempelvis kapacitetsupphandling eller handel med kapacitet mellan områden för utbyte av reserver.
- Aktivering av reserver baserat på behov i varje område
- Mer korrekta incitament till TSO:erna i balanseringsprocessen

Nästa steg är att Svenska kraftnät och Statnett arbetar med att få ihop respektive organisation för att effektivare arbete och snabbare beslutsvägar.

4 Block 3

4.1 GL EB (balanskoden)

Pär Lydén redogjorde för viktiga frågor inom ramarna för Guideline on Electricity Balancing (GL EB). GL EB är den sista av koderna som kommer träda i kraft, vilket den väntas göra under hösten eller början av 2018. Svenska kraftnäts nuvarande och kommande arbete med att implementera GL EB kan delas in i tre paket:

- Marknadskoppling av balansmarknaderna
- Avräkning
- Nytt balansansvarsavtal

Marknadskoppling: gemensamma europeiska plattformar för utbyte av balansenergi. Det inkluderar MARI (mFRR), TERRE (RR) och PICASSO (aFRR). MARI har nu blivit ett officiellt referensprojekt för den europeiska mFRR-plattformen. Svenska kraftnät har varit med från början i projektet vars Go-live är satt till 2022. PICASSO har nyligen initierats av åtta TSOer, där nu Svenska kraftnät har blivit medlem som observatör. TERRE har inte samma fokus från Svenska kraftnäts sida då vi inte använder RR-produkten.

Harmonisering av balansavräkningen: Enligt GL EB ska en harmoniserad avräkningsperiod om 15 minuter implementeras. Svenska kraftnät har tillsammans med övriga nordiska TSO:er gjort studier på detta och är positiva. Det kommer bli ökade diskussioner med marknadsaktörer när implementeringsprojektet nu rullar igång. Vidare nämnde Lydén att arbete pågår inom frågan om enpris istället för tvåpris samt en position istället för två positioner (en för produktion och en för förbrukning). Johan



Schönström fråga om det estimerats någon kostnad för implementering av kvartssav-
räkning. Lydén svarade att det finns en ENTSO-E studie kvantifiering av kostnader för
detta.

Anpassning av balansansvarsavtal: GL EB definierar två roller, Balance Responsible
Party (BRP) och Balance Service Provider (BSP). Idag finns endast en roll i Sverige:
Balansansvarig.

Stefan Braun frågade om tidplanen för arbetet med positioner, prisberäkning och refe-
renspris. Lydén svarade att man både på europeisk nivå och inom Svenska kraftnät
har börjat titta på detta. Magnus Thorstensson frågade om inte GL EB innebär ett 70-
tal beslut och Lydén instämde samt konkluderade att det kommer vara en utmanande
period framåt med stora förändringar och mycket arbete för alla aktörer.

4.2 CACM

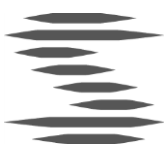
Mårten Bergman gav en statusuppdatering för CACM. Det är nu ungefär två år sedan
koden trädde i kraft. Idag finns ett metodförslag under framtagande: förslaget för
Countertrade and Redispatch (mothandel och omdirigering).

Bergman redogjorde vidare för de förslag som ligger hos Energimarknadsinspektion-
en. Vad gäller öppnings-och stängningstider för intradaghandeln är förslaget öppning
kl. 15 i Norden och 18 på kablarna mot kontinenten. Den senare öppningstiden på
kablarna beror på att man på kontinenten satt kl. 22, varför kl. 18 blir en slags kom-
promiss.

Bergman nämnde vidare att förslag om kapacitetsberäkningsmetod nu är inlämnat för
CCR Norden, CCR Hansa och CCR Baltic. Det nordiska förslaget är flow-based för DA
och inledningsvis C-NTC för ID men i förlängningen flow-based även på ID. För Hansa
och Baltic föreslås C-NTC metoden implementeras.

Se Svenska kraftnäts hemsida för pågående konsultationer.

Magnus Thorstensson undrade när förslagen träder i kraft och framhävde att många
metoder är beroende av kapacitetsberäkningsmetoden. Bergman svarade att tidplan
för implementering av kapacitetsberäkningsmetod är tidigast 2020 för CCR Nordic.



5 Block 4

5.1 Långsiktig marknadsanalys

Hilda Dahlsten redogjorde för hur Svenska kraftnät arbetar med långsiktiga scenarier och vad scenarierna går ut på. Dahlsten poängterade att det på längre sikt är mer av scenario och på kortare sikt mer av prognos. Dahlsten informerade vidare om själva arbetssättet för scenarioutvecklingen.

Nu går Svenska kraftnät över från att ha tittat mot 2030 till att titta mot 2040. Två grundscenarier har utvecklats, där båda scenarierna har gemensamt att utgå från energiöverenskommelsen. Ett antagande som görs är att kärnkraften fasas ut mot 2040, inte för att det nödvändigtvis kommer att hända men för att det är något Svenska kraftnät ser som viktigt att titta på.

Arbetet med långsiktig marknadsanalys har gett många intressanta resultat avseende behov av flexibilitet. Utifrån analysen ses många timmar mot 2040 med effektbrist. Dahlsten poängterade att det i sammanhanget är viktigt att komma ihåg att det inte är en prognos utan ett scenario som hjälper Svenska kraftnät att se vad som händer i kraftsystemet beroende på olika händelser och trender i kraftsystemet.

Fortsatt analysarbete inkluderar snabbare kärnkraftavveckling, olika scenarier förbrukningsflexibilitet, mikroproduktion, lagring och teknikutveckling avseende olika produktionsslag.

5.2 Nordic grid development plan

Hilda Dahlsten redogjorde vidare för rapporten Nordic grid development plan (NGDP). 2017 års NGDP publicerades i augusti. Rapportens huvudresultat är att det investeras väldigt mycket i nätet. Planen kommunicerar några huvudkorridorer och drivkrafter:

- Förbindelser mot kontinenten
- Integrering av förnybart
- Ny konsumtion
- Baltisk integrering
- Avveckling av kärnkraft och annan termisk kraft



Stig Åhman frågade om den, som presentationen visade, höga investeringsnivån hos Energinet och Statnett. Dahlsten svarade att de stora investeringarna i hög utsträckning beror på deras planerade kablar mot utlandet. En fråga kom från rådet kring hur Svenska kraftnät ser på behovet av ökad kapacitet mellan SE2 och NO4. Dahlsten svarade att Svenska kraftnät inte ser något sådant behov i dagsläget, men att det vore intressant att få höra mer om vilket eventuellt behov branschen ser och varför. Vidare resonerade rådet kring att stora mängder vindkraft kan tillkomma i Norge med hjälp av EU-stöd.

5.3 Generation adequacy

Fredrik Wik redogjorde för rapporten Generation Adequacy som publicerades i augusti. Wik presenterade de huvudsakliga utmaningarna kopplat till tillräcklig produktionskapacitet framåt. Ett huvudbudskap från rapporten är att en välfungerande elmarknad är en förutsättning för att säkerställa produktionstillräcklighet i kraftsystemet. I det sammanhanget är det centralt att rätt pris och rätt information når marknaden. Att säkerställa tillräcklighet handlar först och främst om att få priserna rätt.

Svenska kraftnät arbetar med fyra konkreta projekt som kommer bidra till att lösa utmaningen med tillräcklighet.

- Högre tidsupplösning på elmarknaderna, 15 min
- Full cost balancing
- Gemensam nordisk kapacitetsberäkningsmetod
- Stärka konsumenterna

Wik nämnde att ett viktigt budskap är att marknaden inte ska påverkas om inte marknaden har misslyckats. Enligt samma princip ska strategiska reserver endast nyttjas i extrema situationer.

En fråga kom kring vad TSO:erna gör om vi ser att produktionskapaciteten inte är tillräcklig. Wik svarade att TSO:erna kan främja en marknadsstruktur som skapar starka prissignaler, däremot ligger det inte inom ansvaret att säkra den långsiktiga kraftbalansen.

Magnus Thorstensson frågade om statusen på Solutions report. Wik svarade att rapporten diskuteras och rapporten ska vara klar första kvartalet 2018.



6 Övriga frågor

- Jenny Lagerquist redogjorde kort för 2018 års förslag för avgifter till balansansvariga, vilka är enligt nedan:

| Avgift | 2017 | 2018 |
|---|-------------|-------------|
| Grundavgift för förbrukning | 0,434 €/MWh | 0,404 €/MWh |
| Grundavgift för produktion | 0,217 €/MWh | 0,202 €/MWh |
| Balanskraftavgift för förbrukningsbalanskraft | 0,49 €/MWh | 0,50 €/MWh |
| Fast avgift | 30 €/vecka | 30 €/vecka |

- På förfrågan från rådet redogjorde Rebecca Nilsson för frågan om garanterad kapacitet mellan DK1-DE. Det danska och tyska departementet har beslutat att det ska garanteras kapacitet över gränsen och avtalet gäller fram till 2020. Kapaciteten gäller i båda riktningar. Det är oftast södergående riktning som begränsas av Tennet så det är de som får stå för kostnaden. På en workshop i september presenterades fyra förslag som presenterats av Energinet, i januari ska de lägga fram en färdig lösning. Jonas Melin undrade hur det går till med kapacitet till DA även om den i verkligheten inte finns. Nilsson svarade att det i regel är Tennet som får reglera upp på sin sida och Energinet som får reglera ner. Melin resonerade vidare kring att det bör kunna påverka flödena även i Sverige varpå Nilsson svarade att det kan bli fallet, beroende på vilket förslag det som slutligen väljs. Vidare kom en fråga upp kring kostnadsdelning. Nilsson beskrev att den som står för begränsningen får ta kostnaderna. I avtalet finns et kostnadstak på 40 miljoner euro. Skulle det nås kommer tillsynsmyndigheterna diskutera saken.

