

Kraftsystem  
Kristin Brunge

2020-10-26

2020/24

PROTOKOLL

## Planeringsrådet möte 3/2020

### Närvarande

Daniel Gustafsson (från ca 11:00), Svenska kraftnät, ordförande

Kristin Brunge, Svenska kraftnät, sekreterare

Tobias Edfast, Svenska kraftnät

Per Bengtsson, Ellevio AB

Carl Berglöf, Energiföretagen Sverige

Anton Grönkvist, E.ON Energidistribution AB

Stefan Stambej, Jämtkraft AB

Daniel Kulin, Svensk Vindenergi

Henrik Svensson, Uniper

Viktoria Neimane, Vattenfall Eldistribution AB

Per Norberg, Vattenfall Eldistribution AB

Lars Joelsson, Vattenfall AB

Johanna Byström, Skellefteå Kraft Elnät AB

Pontus de Maré, Svenska kraftnät (punkt 3)

Carl-Gustaf Fogelberg, Svenska kraftnät (punkt 5)

Mattias Jonsson, Svenska kraftnät (punkt 7, 8, 9 och 10)

Erik Hellström, Svenska kraftnät (punkt 7 och 8)

Jonas Lindström, Energimarknadsinspektionen (punkt 7 och 8)

### Anmäld frånvaro

Erik Thunberg, Svenska kraftnät

Martin Nilsson, Energimarknadsinspektionen

Anna Andersson, Energimyndigheten

### Tid

2020-10-01 klockan 10.00–14:00

### Plats

Digitalt möte med anledning av den pågående pandemin (Covid-19).



Planeringsrådets deltagare hälsades välkomna till mötet som p.g.a. av den pågående pandemin hölls digitalt via videolänk.

Tre nya ledamöterna deltog på mötet; Daniel Kulin för Svensk vindenergi, Viktoria Neimane för Vattenfall Eldistribution AB och Johanna Byström för Skellefteå Kraft Elnät AB. De nya ledamöterna hälsades välkomna och mötet inleddes med en kort presentationsrunda.

## 1. Godkännande av dagordningen

Dagordningen gicks igenom och godkändes av Planeringsrådets medlemmar.

## 2. Föregående mötesprotokoll

Föregående mötesprotokoll godkändes och lades till handlingarna.

## 3. Driften av kraftsystemet under sommaren

Svenska kraftnäts driftavdelningschef Pontus de Maré redogjorde för sommarens driftsituation, se bilaga 1. Sommaren 2020 blev speciell ur driftsynpunkt. Inför sommaren förlängdes revisionsperioden för flera kärnkraftverk gentemot vad som tidigare meddelats via UMM (Urgent Market Messages). Revisionerna förlängdes dels för att låga elpriser gjort det olönsamt att producera el under vissa perioder, dels för att den pågående pandemin påverkade revisionstiderna. Kärnkraften bidrar bl.a. till spänningsstabilitet och kortslutningseffekt i systemet. För att upprätthålla driftsäkerheten med lägre kärnkraftsproduktion än planerat vidtog Svenska kraftnät flera åtgärder. Bl.a. slöts avtal om tillgänglighet för Ringhals 1, Ryaverket och Karlshamnsverket. Ytterligare åtgärder var att planerade revisioner på HVDC-förbindelserna till Tyskland och Litauen flyttades för att säkerställa importkapacitet vid låg kärnkrafttillgänglighet. I stort sett inga planerade arbeten i nätet ställdes in.

Frekvenskvaliteten under sommaren var bättre än på många år. Ett skäl till den goda frekvenskvaliteten är att rotationsenergin i kraftsystemet varit relativt hög p.g.a. stor vattenkraftproduktion i och med god tillgång på vatten. Detta var även första sommaren som reserven FFR (Fast Frequency Reserve) fanns att tillgå, men denna behövdes endast aktiveras en gång i Sverige. Ytterligare en anledning till den goda frekvenskvaliteten var att flödena på HVDC-förbindelserna var stabila. Stora variationer i flödet från ena timmen till den andra försämrar annars frekvenskvaliteten.

Vidare berättade Pontus att spänningarna, som är utmanande att reglera, inte blev så höga som befarat bl.a. för att flödena var höga nattetid. Ett stort tack riktades till regionnätens driftcentraler för gott samarbete och aktivt deltagande under sommaren, inte minst på de spänningsstrategimöten som anordnades.



I media har det varit mycket diskussion kring prisskillnader mellan Norge och Sverige (NO1 och SE3) och hur dessa påverkats av den kapacitet som Svenska kraftnät lämnat på dagen före marknaden. Pontus förklarade att anledningen till att mycket kapacitet släppts på intradag-marknaden är att Svenska kraftnät i planeringsskedet inte vet vilka generatorer som kommer få tillslag på dagenföremarknaden och därmed heller inte vilka PFK:er (produktionfrånkoppling) som kan utnyttjas. Svenska kraftnät och Statnett har samverkat i frågan och nya åtgärder kommer publiceras inom kort.

Slutligen redogjorde Pontus för åtgärder för nästa sommar och framöver. Förutsättningarna för spänningsreglering nästa sommar förbättras i och med drifttagande av ny STATCOM-anläggning i Stenkullen och drifttagning av SydVästlänken. Två stora HVDC-förbindelser mellan Norge och Storbritannien respektive Tyskland kommer tas i drift vilket kommer påverka flödena. Även den nya kärnkraftsreaktorn i Finland (Olkiluoto 3) kommer påverka utgångsläget. Sommaren 2020 har inneburit viktiga erfarenheter och lärdomar och Svenska kraftnät kommer arbeta vidare med att bl.a. säkra kortslutningseffekt och rotationsenergi inför kommande somrar.

Henrik frågade om samarbete även hade skett med övriga TSO:er och vilka åtgärder som i så fall vidtagits? Pontus meddelade att det nordiska RSC-kontoret (Regional Security Coordinator) utnyttjades för samordning och att alla kringliggande systemoperatörer var informerade. Henrik frågade vidare om FFR ingår när rotationsenergin i systemet beräknas. Pontus berättade att FFR är en parameter och därmed kan lägre nivåer på rotationsenergi tillåtas innan andra åtgärder vidtas. Hur mycket rotationsenergi som behövs för den aktuella driftsituationen beräknas alltså kontinuerligt där tillgänglig FFR och EPC (Emergency Power Control) räknas in.

Carl ställde en fråga om roller, ansvar och förväntningar från olika parter. Pontus menade att historiskt har Svenska kraftnät kunnat anta att de UMM:ade revisionsplanerna följs. I och med situationen i sommar där kärnkraftverkens revisionsplaner ändrades väsentligt utifrån marknadsläge behöver Svenska kraftnät dock ta detta i beaktning. Carl frågade vidare om Svenska kraftnät ser ett ökat behov av samverkan i och med att färre reaktorer gör att de kvarvarande reaktorerna får större betydelse? Ja, det är mycket viktigt för Svenska kraftnät med tydlig kommunikation och kunskap för att underlätta planering svarade Pontus.

Som verktyg nämnde Pontus klassificeringen enligt relevance of assets for outage coordination enligt nätkod SOGL som bl.a. innebär att Svenska kraftnät får ökade möjligheter att påverka revisionsperioder för de klassificerade kraftverken. I extremfallet har Svenska kraftnät även rätt att beordra körning. Carl frågade om Svenska kraftnät planerar att gå vidare med klassificeringen enligt ovan? Pontus



meddelade att så var fallet och att det finns en väl beskriven metodik för hur klassificeringen ska gå till.

Per N, tillade slutligen att Svenska kraftnäts arbete i Stenkullen även förvärrade situationen i och med den äldre SVC-anläggningen kopplats ur för att ge plats till den nya STATCOM-anläggningen.

#### 4. Aktuella utredningar och projekt

Tobias redogjorde för aktuella utredningar och projekt, se bilaga 2. Ett axplock av projekten och utredningarna presenteras nedan. I utredningsfasen delar Svenska kraftnät in landet i tre utredningsområden:

- > område Nord utgörs av elområden SE1 och SE2,
- > område Mitt utgörs av SE3 från Stockholm och norrut och
- > område Syd utgörs av SE3 söder om Stockholm och SE4.

I område Nord finns bl.a. ett förnyelsebehov av de öst-väst gående 220 kV-ledningarna som i kombination med flera ansökningsärenden analyseras i systemutredningen *Indalsringen*. Runt Luleå och Skellefteå utreds stora ansökningar om uttag. Under hösten pågår även en utredning kring hur uttaget för demoanläggningen inom Hybrit-initiativet kan mötas. Demoanläggningen planeras att placeras antingen nära Luleå eller i Malmberget. Tobias berättade vidare att Svenska kraftnät kommer starta upp en systemutredning för att tillgodose ansökningar, främst om ökat uttag, längts Norrlandskusten.

I område Mitt pågår utredning gällande två av de beslutade paketen inom NordSyd-programmet: Uppsala- och Västeråspaketet. Flertal projekt pågår inom program Stockholm för att möjliggöra ökat uttag i huvudstaden. En kortsiktig lösning som ger ytterligare kapacitet innebär förenklat att en ledning som tidigare gått förbi station Tuna kopplas in i stationen. Vidare har i Mitt stora ansökningsvolymmer havsbaserad vindkraft (ca 9000 MW) inkommit med lokalisering utanför Stockholm, Gävlekusten och norrut.

I område Syd inväntar Svenska kraftnät beslut från regeringen angående tillstånd för ledningen Ekhyddan–Nybro–Hemsjö. Den planerade nya ledningen mellan Skogsäter och Stenkullen har delats upp i två delsträckor. Projekten för delsträckan Ingelkärr–Stenkullen kommer fortgå enligt plan medan ett omtag görs för delsträckan Skogsäter–Ingelkärr där framkomlighetsproblem påträffats. SydVästlänken planeras att driftsättas i december. En stor mängd ansökningar för havsbaserad vindkraft utreds alternativt inväntar utredningsstart. Ansökningsvolymerna för den havsbaserade vinden är främst lokaliserad längst södra kusten, östkusten och upp till Gotland. Svenska kraftnät ser ett förstärkningsbehov av kapaciteten på östra sidan för att bl.a. möjliggöra anslutning av den havsbaserade vindkraften. Vidare berättade Tobias att det kommer påbörjas



en utredning för sydöstra Sverige och västkusten med hänsyn till spänningsreglering i ett långsiktigt perspektiv.

Anton ställde en fråga om Svenska kraftnät fått en tidplan för när regeringen väntas ta beslut angående Ekhyddan–Nybro–Hemsjö. Tobias förklarade att Svenska kraftnät inte fått någon tidplan, men att regeringen arbetar aktivt med frågan och att det förväntas ett beslut inom kort förhoppningsvis nu under hösten.

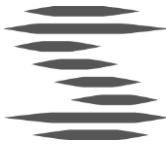
Viktoria hade inför mötet ställt en fråga om huruvida stora ansökningar ska göras till regionnät eller transmissionsnät och detta diskuterades kort i rådet. Viktoria menar att det finns risk för överlapp i och med att kunder söker både till regionnät och transmissionsnät och undrade vad Svenska kraftnät har för regler kring detta. Tobias förklarade att Svenska kraftnät kräver att ett nätbolag ansöker om anslutning. Intensionsavtal tecknas alltid med nätbolaget och inte direkt med producenten eller förbrukaren. Om regionnätsägarna säger nej till att ansluta kunden behöver kunden bilda ett eget nätbolag (med anslutningsplikt) som i sin tur ansöker till Svenska kraftnät. Svenska kraftnät har dock fått en del direkta ansökningar, men hänvisat dessa till att först ansöka hos regionnätsföretaget. Per N poängterade att innehavare av linjekoncession inte har skyldighet att bygga nya ledningar för att ansluta någon, däremot att ansluta ledningar som når fram till ens anläggning.

## 5. Status NordSyd-programmet

Carl-Gustaf Fogelberg, programledare för NordSyd, presenterade status för programmet, se bilaga 3. NordSyd är samlingsnamnet för de projekt i mellersta Sverige som föranletts dels av ett stort förnyelsebehov av äldre ledningar, dels ett behov av ökad kapacitet över Snitt 2. Sammantaget utgör programmet det största investeringspaketet någonsin för Svenska kraftnät. Lösningen har tagits fram för att vara robust och klara kommande förändringar i kraftsystemet, t.ex. att omhänderta utbyggnaden av vindkraft i norra Sverige och andra framtida anslutningar.

Programmet har en uppskattad kostnadsram på ca 75 miljarder kronor. Kostnadsuppskattningen har kraftigt drivits upp senaste åren vilket bl.a. förklaras av stigande stålpriser, lägre värde på den svenska kronan samt att högkonjunkturen i branschen drivit upp entreprenörskostnaderna.

Sammanlagt leder förstärkningarna till en kapacitet för Snitt 2 på över 10 000 MW. På kortare sikt kommer överföringskapaciteten öka med ca 800 MW med hjälp av projekt som inte föregås av en alltför omfattande tillståndsprocess. På längre sikt byggs nya ledningar som ger ytterligare ca 2000 MW. Tidsramen för programmet sträcker sig i dagsläget till 2040.



Carl-Gustaf berättade vidare om de många utmaningar som omgärdar NordSyd-programmet. En stor utmaning generellt i Svenska kraftnäts projekt är framkomlighet. Projekten sträcker sig över både urban och kulturell miljö samt områden som pekats ut som riksintresse och försvarsområden med bl.a. höjdrestriktioner. Tidplanen är pressad och kräver effektiva arbetssätt och tillståndsprocesser för att hållas. En tredje utmaning är samarbetet med regionnätsföretagen. I och med att Svenska kraftnät bygger om nätstrukturen för transmissionsnätet med t.ex. nya ledningssträckor, innebär det att regionnätsföretagen också kommer behöva göra åtgärder i sina nät. Svenska kraftnät och regionnätsföretagen har en konstruktiv dialog, men erfarenhet från liknande projekt visar att det tar tid att komma överens om åtgärder. Carl-Gustaf poängterade vikten att regionnätsföretagen är på tårna så att planer kan synkas och projekten kommer på plats.

Vidare berättade Carl-Gustaf att Svenska kraftnäts styrelse i maj 2018 tog ett strategiskt inriktningsbeslut att gå vidare med NordSyd-programmet. Åtgärderna delades in i fyra så kallade ben; Uppsala-, Västerås-, Hallsbergs- och Karlstadsbenet. Våren 2019 initierades fyra utredningspaket och den 22 september 2020 togs inriktningsbeslut på tre av dessa: Uppsala-, Västerås- och Sollefteåpaketet. Dessa tre paket prioriteras för att möta de kapacitetsutmaningarna som idag finns i regionerna.

Henrik höll med om att NordSyd är ett gigantiskt investeringspaket med flera utmaningar t.ex. behovet av samverkan med regionnätsföretagen. Henrik menade att en risk är brist på resurser då flera företag kommer behöva konkurrera om samma kompetenser. Carl-Gustaf tackade för den insikten och instämde att ytterligare en stor utmaning är just resurser både hos Svenska kraftnät, regionnätsföretag samt från projektör- och entreprenörsmarknaden. Per N påpekade att det kanske är dags för nätföretagen att anställa egen fältpersonal så som var vanligt på 80-talet. Denna personal outsourcades sedermera p.g.a. att det inte planerades utbyggnadsprojekt i särskilt stor omfattning vid den tidpunkten, men nu är förhållandena annorlunda.

Per N ansåg vidare att Svenska kraftnät haft en alltför accepterande inställning till försvarets stoppområden och uppmanade Svenska kraftnät att ifrågasätta dessa i högre utsträckning. Tobias påpekade att det pågår samtal mellan generaldirektörerna samt på handläggarnivå och att dialogen med försvarsmakten är bättre nu än tidigare. Carl-Gustaf förklarade också att Svenska kraftnät undersöker möjligheterna att bygga lägre genom stoppområden.

Carl undrade om ökningen av den uppskattade kostnaden för NordSyd-programmet, från ca 50 miljarder kronor för ett par år sedan till de nu 75 miljarderna, enbart kunde förklaras av externa faktorer som stålpris, valuta och entreprenadkostnader. Carl undrade även om man kan förvänta sig ännu mera



kostnadsökningar framöver. Carl-Gustaf menade att det främst är de externa faktorerna som påverkat, då projektutformningen i stort är densamma som presenterades för ett par år sedan. Även denna kostnadsuppskattning är i ett mycket tidigt skede då projekten inte är detaljplanerade. Många aspekter påverkar kostnaden och ett exempel är den pågående pandemin där det fortfarande är oklart om och hur det kan påverka framtida projektkostnader. Svenska kraftnät arbetar kontinuerligt med att se över schabloner för kostnadsuppskattningar och mycket arbete har lagts på detta under de senaste åren. Per B undrade om även kostnaderna för regionnätsföretagen ingår i uppskattningen på 75 miljarder kronor. Carl-Gustaf meddelade att kostnaden för ombyggnation av regionnäten ingår i kalkylen, men även här används schabloner. Inställningen är att Svenska kraftnät betalar de kostnader som förorsakas av ändringarna i transmissionsnätet, men att regionnäten bekostar eventuell extra åtgärder som bidrar till ökad nytta i området.

## 6. Diskussionspunkt: Svenska kraftnät resonemang kring N-1 och risker kopplat till Nordels-kriterierna från 2007

Under föregående möte i Planeringsrådet önskade Per N få höra mer hur Svenska kraftnät resonerar kring N-1 och risker kopplat till Nordels-kriterierna från 2007.

Tobias inledde med att konstatera att Nordel som grupp inte finns längre, men att andemeningen lever kvar och att Nordels-kriterierna från 2007 gäller. Med nya lagkrav från EU behöver dock detta område ses över för att klargöra om anpassningar behövs.

## 7. Tillräcklighet - metoder och analyser

Mattias Jonsson och Erik Hellström presenterade de metoder som används på Svenska kraftnät samt i det nordiska och europeiska samarbetet för att analysera tillräcklighet, se bilaga 4. Mattias inledde med att förklara att tillräcklighet utgör en del i begreppet leveranssäkerhet. Leveranssäkerhet innefattar utöver tillräcklighet även tillförlitlighet.

Studier avseende tillräcklighet görs nationellt, inom det nordiska samarbetet och inom ENTSO-E. Svenska kraftnät redovisar varje år på uppdrag av regering en genomgång av föregående vinters kraftbalans och en prognos för kommande vinter. Dessutom studerar Svenska kraftnät tillräckligheten för de kommande åren i den s.k. kortsiktiga marknadsanalysen och på längre sikt i den s.k. långsiktiga marknadsanalysen. I samarbete med de nordiska systemoperatörerna redovisas årligen en nordisk kraftbalans den s.k. Nordic Winter Power Balance Forecast. I kommande Nordic Grid Development Perspective (tidigare Nordic Grid Development Plan) kommer tillräcklighet därutöver vara ett fokusområde. Inom ENTSO-E utkommer MAF (Midterm Adequacy Analysis) vartannat år. MAF kommer nu ersättas av ERAA (European Resource Adequacy Assessment).



Dessutom utför ENTSO-E två gånger om året den s.k. Seasonal Outlook som endera kollar på situationen inför kommande vinter eller situationen inför kommande sommar.

Mattias berättade vidare om två olika metoder att studera tillräcklighet: den statistiska metoden och den probabilistiska metoden. Den statistiska metoden har länge använts för Svenska kraftnäts årliga rapportering av kraftbalansen till regeringen. För kommande vinter uppskattas Sveriges elanvändning under den timme med högst förbrukning. Den svenska produktionskapacitet som antas kunna möta elförbrukningen beräknas därefter baserat på antaganden om installerad effekt och tillgänglighet för olika kraftslag. Positiv kraftbalans innebär att all förbrukning kan täckas med inhemska produktionsresurser och negativ kraftbalans innebär att import krävs för att täcka förbrukningen. De senaste tre åren har Svenska kraftnäts rapport visat på negativ och försämrad kraftbalans för timmen med högst förbrukning. Den statistiska metoden visar alltså att Sverige blivit alltmer beroende av import under höglastsituationer. Mattias förklarade att detta främst beror på avveckling av kärnkraftsreaktorer. Trenden fortsätter enligt den kortsiktiga marknadsanalysen som visar att kraftbalansen även försämras något de kommande fyra vintrarna. Mattias berättade att den nordiska analysen, som även den görs med hjälp av den statistiska metoden, visar på underskott för Norden.

I den probabilistiska metoden utförs simuleringar i elmarknadsmodeller för att uppskatta risken för att förbrukningen inte kan tillgodoses. Simuleringarna körs för ett stort antal driftsfall med slumpmässiga avbrott för kraftverk och förbindelser. Den probabilistiska metoden är ett krav för utvärdering av resurstillräcklighet enligt Förordning 2019/943 om den inre marknaden för el. Metoden har tidigare använts i MAF där LOLE (loss of load expectation), dvs. antal timmar där elanvändningen inte kan tillgodoses, har simulerats fram i fem olika modeller. Mattias berättade att modellresultaten i MAF ger relativt stor spridning vilket indikerar att simuleringarna är känsliga för modellspecifika antaganden och inställningar. Svenska kraftnäts simuleringar med den probabilistiska metoden visar ingen risk i norra Sverige och en låg risk (under 1 timme per år i genomsnitt) i södra Sverige för att förbrukningen inte kan tillgodoses under de kommande åren. Simuleras Sverige som en enskild ö ökar risken i söder (ca 70 timmar per år) och även med den probabilistiska metoden kan alltså en slutsats dras att det finns ett importbehovet för ansträngda timmar. Det bör tilläggas att modellen inte fullt ut tar hänsyn till interna flaskhalsar inom elområden och inte sannolikheten för följdfel i kraftsystemet. Modellen optimerar också marknadslösningen för att minimera effektbristen.

Frågan är då om det kommer finnas el att importera under de ansträngda situationerna. Sett historiskt har Sverige under timmen med högst förbrukning importerat ca 1 300 MW, men den siffran säger ingenting om hur mycket el som





faktiskt fanns att tillgå. Hur mycket vi kan räkna med att importera är mycket svårbedömt.

Henrik frågade om Svenska kraftnät även sätter tillgänglighetstal på apparater och transformatorer. Mattias förklarade att i den probabilistiska metoden slumpas avbrott fram på förbindelser mellan elområden. Tillgänglighet på enskilda ledningar och transformatorer etc. inom elområden beaktas inte explicit. Erik H tillade att tillgänglighetsprofilerna för överföringskapacitet mellan elområden baseras på historiskt utfall vilket innebär att dåvarande interna begränsningar inkluderas i viss mån.

Carl påpekade att det mest ansträngda läget inte nödvändigtvis behöver inträffa under topplasttimmen såsom det antas i den statiska metoden. Carl undrade om Svenska kraftnät gör liknande analyser inför t.ex. sommaren. Mattias berättade att i kommande kortsiktiga marknadsanalys så kommer timmar med stort överskott studeras och detta analyseras även i ENTSO-e:s Seasonal outlook. Carl menade att det även kan handla om underskottssituationer på sommaren. Mattias instämde och berättade att detta var något Svenska kraftnät analyserade inför sommaren 2020.

## 8. Energimarknadsinspektionens arbete med leveranssäkerhet

Jonas Lindström tog vid på föregående presentation och berättade om det pågående arbetet på Energimarknadsinspektionen gällande leveranssäkerhet, se bilaga 5. Energimarknadsinspektionen har ett regeringsuppdrag för genomförande av ny elmarknadsförordning 2019/243 som en del av ren energi paketet. I uppdraget ingår att ge förslag på plan för genomförande av elmarknadsförordningen och att ge förslag på en tillförlitlighetsnorm. Tillförlitlighetsnormen ska baseras på metoder för att värdera värdet av förlorad förbrukning. I uppdraget ingår att tittar på tillräcklighet i produktionskapacitet både lång och kortsiktigt, men inte tillräcklighet i överföringskapacitet.

Jonas berättade att det just nu pågår arbete med att ta fram en EU-gemensam metod för att värdera resurstillräcklighet som inom kort kommer godkännas. Med hjälp av metoden ska Energimarknadsinspektionen ta fram förslag till tillförlitlighetsnorm. Tillförlitlighetsnormen är ett mått på vilken effektbrist som är ekonomiskt accepterad av förbrukarna och som inte motiverar investeringar i nya resurser för att komma till bukt med. Tillförlitlighetsnormen kommer beskrivas som antal timmar (LOLE – loss of load expectation, h) som inte ska överstigas och som simuleringsresultatet från den probabilistiska metoden i föregående punkt kan jämföras emot. För att hitta den acceptabla nivån för LOLE i tillförlitlighetsnormen behöver värdet av förlorat last (VOLL – Value of Lost Load, kr/MWh) och kostnaden för ny resurs (CONE – Cost of New Entry, kr/MW) bestämmas. Detta görs med hjälp av den EU-gemensamma metoden som snart kommer vara på plats.



I genomförandeplan kommer åtgärder och en tidsplan föreslås för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning, undanröja marknadsmisslyckande samt säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster. Kapacitetsmekanismer får bara införas om det kan visas att alla övriga åtgärder vidtagits.

Slutligen nämnde Jonas några av Energimarknadsinspektionens övriga uppgifter kring leveranssäkerhet. Energimarknadsinspektionen övervakar kontinuerligt och bedriver tillsyn av marknaden. Energimarknadsinspektionen levererar varje år en rapport om leveranssäkerhet för föregående år och 2019 års rapport kommer i december. I början av oktober redovisades regeringsuppdraget kring kapacitet i elnäten.

Daniel G undrade vilka praktiska konsekvenser en LOLE-siffra på tillförlitlighetsnormen kan medföra. Vad innebär t.ex. en LOLE-siffra på 3 timmar? Jonas förklarade att en tillförlitlighetsnorm på 3 timmar innebär att kunderna inte är beredda att betala för t.ex. nya anläggningar för att undvika avbrott dessa tre timmar. Mattias menade på att om den probabilistiska analysen t.ex. visar på 6 timmars effektbrist i södra Sverige så finns möjligheten att upphandla kapacitet liknande dagens effektreserv för att säkerställa att Sverige uppnår tillförlitlighetsnormen.

Henrik frågade om Energimarknadsinspektionen i begreppet marknadsmisslyckande inkluderar att utformningen av marknaden inte ger förutsättningar för optimal placering av produktion och elanvändning. Jonas förklarade att Energimarknadsinspektionen inte tittar på lokalisering i genomförandeplanen. Däremot analyseras om det finns resurser som skulle kunna delta på marknaden i högre utsträckning för att öka tillräckligheten, men där regelverk idag inte gör det möjligt. I sådana fall kommer regelverket ses över och slutsatser dras om det är korrekt utformat eller behöver ses över.

Lars frågade om resultatet av regeringsuppdraget kommer leda fram till styrning av olika aktörer. Jonas meddelade att Energimarknadsinspektionen lämnar förslaget till regeringskansliet som ger vidare styrning till Svenska kraftnät.

Carl frågade om tillförlitlighetsnormen kommer vara ett politiskt beslut. Ja, Jonas förklarade att Energimarknadsinspektionen lämnar förslag till regeringen som i sin tur fattar beslut om den slutgiltiga tillförlitlighetsnormen.

## 9. Summering av erfarenheter i Planeringsrådet och medskick framöver

Efter över 20 år i Svenska kraftnäts Planeringsråd var det dags för Per N att tacka för sig. Per N hade inför mötet blivit tillfrågad att summera sin tid i rådet och ge medskick för det fortsatta arbetet. Planeringsrådet bjöds på en mycket intressant



tillbakablick från början av 1920-talet, där bl.a. andra världskrigets påverkan på ägandet av stamnätet och nätplanering på 1960-80-talet berördes. Per N berättade även om turerna kring bildandet av Svenska kraftnät 1992 och instiftandet av Planeringsrådet strax därefter. Mycket principiella diskussioner fördes i rådet då det var många nya rutiner som skulle på plats. Att Svenska kraftnät var beredd att diskutera principer och lyssna på producenter tror Per N berodde på att den första generationens chefer hade bra kunskap om de ekonomiska villkoren för produktionsapparaten. De senaste åren har dock Per N upplevt, inte bara när det gäller Svenska kraftnät utan även för ENTSO-E, att det främst är den egen ekonomi som styr och att kostnader och konsekvenser för produktionsapparaten inte inkluderas i de vägval som görs.

Per N har uppfattat det som att Svenska kraftnät återigen vill se mer principiella diskussioner i råden och menar att det finns många frågor som kan lyftas för att sedan fördjupas i arbetsgrupper. Att rådet breddats de sista 10 åren och inte längre består enbart av representanter för nät och produktion innebär ju skillnader i hur mycket deltagarna kan bidra i olika frågor, men det ger också en möjlighet att ta tillvara på en bredare kompetens. Per N påpekade att deltagarna kunnat ta upp i princip vad som helst i rådet och även ifrågasätta Svenska kraftnäts agerande vilket varit mycket positivt. Det har varit högt i tak.

Daniel G tackade Per N för presentationen och de många bra idéerna att ta med sig framöver i planeringsrådet. Daniel G instämde att transparens och högt i tak är viktiga komponenter i ett välfungerande Planeringsråd och något som rådet fortsatt ska sträva efter.

## 10. Cigre

Per N berättade att Viktoria kommer ta över hans plats i nationalkommittén för Cigre nu när pensionen närmar sig. Vid senaste mötet i nationalkommittén nämndes att mandatet för flera svenska representanter i Cigres studiekommittéer skall förnyas till år 2022. Det gäller: Tommy Lindqvist Svenska kraftnät representant i Transmission and distribution equipment (A3), Milan Radosavljevic Svenska kraftnät representant i Substations and electrical installations (B3), Lars Joelsson Vattenfall representant i Power Supply Regulation and Trading (C5). Avsikten var att Per N skulle lämna Overhead lines (B2), i år men efterträdaren fick förhinder varför Per N lovat kvarstå år 2021. När det gäller den viktiga System Environmental Performance (C3), saknas fortfarande svensk representant.

Per N meddelade vidare att den stora konferensen i Paris vart inställd till följd av den pågående pandemin (Covid-19), men att en digital version anordnades. Konferensen i sin helhet skjuts till 2021 då Cigre också firar 100-års jubileum.

Mattias, deltagare i System Development and Economics (C1) från Svenska kraftnät, meddelade att han deltagit som s.k. special reporter på C1's digitala



session Energy sector synergies for decarbonising efficiently. Nästa år planeras Cigre-konferensen återgå till det normala förfarandet, men med samma ämnesområden och artiklar som presenterades under årets digitala event. Författarna kommer dock ha möjlighet att uppdatera sina artiklar.

## 11. Status för Nätförstärkningslån

Daniel G meddelade att inga nya utlysningar av nätförstärkningslån är på gång. Historiskt sett har utlysningar av nätförstärkningslån skett ungefär vart femte år, men Daniel G berättade att Svenska kraftnät har för avsikt att utlysa varje år eller vartannat år framöver. Nästa utlysning planeras till våren 2021.

## 12. Övriga frågor

Daniel K upplyste rådet om ett pilotprojekt där vätgas (ca 1 MW kapacitet) kommer produceras i anslutning till en vindkraftpark. Finansieringen sker via HPA (Hydrogen Purchase Agreement) dvs. med hjälp av en liknande finansiell lösning som PPA (Power Purchase Agreement). Den producerade vätgasen kommer komprimeras och skickas på lastbil till kund. Detta beräknas vara lönsammare än att producera vätgasen närmare kund och därmed utnyttja elnätet. Daniel K menade att detta var en intressant utveckling att följa utifrån behovsperspektivet av nätutveckling.

## 13. Frågor att diskutera på nästa möte

Till kommande möte noterades följande potentiella agendapunkter:

- > Principiell diskussion kring om riktigt stora anslutningarna ska hanteras på transmissionsnättnivå eller regionnättnivå. Svenska kraftnät skickar i förväg ut diskussionsfrågor för deltagarna i rådet att fundera på inför mötet.
- > Mer om samarbetet mellan systemoperatörerna gällande nordiskt perspektiv för utveckling av havsbaserad vindkraft.
- > Presentation av Svensk vindkraft senaste statistik.

## 14. Kommande möten

- > Möte 4/2020: 2 dec

Samtliga möten hålls på Sturegatan 1 i Sundbyberg, klockan 10:00-15:30 om inget annat meddelas.

Justeras

Vid protokollet

Daniel Gustafsson

Kristin Brunge