

Kraftsystem
Kristin Brunge

2020-06-29

2020/24

PROTOKOLL

Planeringsrådet möte 2/2020

Närvarande

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

Kristin Brunge, Svenska kraftnät, sekreterare

Tobias Edfast, Svenska kraftnät

Erik Thunberg (fram till ca 11:30), Svenska kraftnät

Per Bengtsson, Ellevio AB

Carl Berglöf, Energiföretagen Sverige

Anna Andersson, Energimyndigheten

Lena Jaakonanti (ersätter Martin), Energimarknadsinspektionen

Anton Grönkvist, E.ON Energidistribution AB

Stefan Stambej, Jämtkraft AB

Henrik Svensson, Uniper

Andreas Adolfsson, Vattenfall Eldistribution AB

Per Norberg, Vattenfall Eldistribution AB

Lars Joelsson (fram till ca 13:00), Vattenfall AB

Tomas Hallberg (tillf. ersättare), Svensk Vindenergi

Anna Andersson, Energimyndigheten

Carl Johan Wallnerström, Energimarknadsinspektionen (punkt 5)

Mikael Norlander, Vattenfall AB (punkt 6)

Eva Vitell, Hybrit Development AB (punkt 6)

Anmäld frånvaro

Martin Nilsson, Energimarknadsinspektionen

Tid

2020-05-28 klockan 10.00–14:05

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.

Två icke ordinarie medlemmar deltog på mötet. Tomas Hallberg, Svensk vindenergi, var tillfällig ersättare för Mattias Wondollek. Mattias har slutat på Svensk vindenergi och kommer fr.o.m. nästa möte ersättas av Daniel Kulin. Lena Jaakonantti, Energimarknadsinspektionen, var tillfällig ersättare för Martin Nilsson som var föräldraledig. Mötet inleddes med en kort presentationsrunda.

1. Godkännande av dagordningen

Dagordningen gicks igenom och godkändes av Planeringsrådets medlemmar.

2. Föregående mötesprotokoll

Föregående mötesprotokoll, för möte 4 2019, godkändes och lades till handlingarna. Årets första planerade möte, tänkt att gå av stapeln den 24 mars, ställdes in p.g.a. det då snabbt förvärrade smittoläget för Covid-19.

3. Aktuella utredningar och projekt

Tobias redogjorde för aktuella utredningar och projekt, se bilaga 1. Ett axplock av projekten och utredningarna presenteras nedan.

I område Nord genomförs digitala samråd för den tredje AC-ledningen mellan SE1 och Finland som har planerat driftsättning 2025. Upphandling pågår för förnyelsen av ledningen mellan stationerna Storfinnforsen och Midskog som bl.a. försenats i och med bränderna sommaren 2018. En utredning under uppstart rör ansökningen om ökat effektuttag för demonstrationsanläggningen i Hybrit-projektet. Hybrit-projektet presenteras närmare under punkt 6. Tobias berättade att det i område Nord därutöver finns flera ansökningar i kö gällande både anslutning av vindkraft och förbrukning. Det finns dessutom behov för flera översyner, bl.a. av seriekompenseringen för snittet mellan SE1 och Finland, den tekniska överföringskapaciteten i Snitt 1 och kapacitetsbehovet längst Norrlandskusten.

I område Mitt pågår en systemstudie som analyserar hur tillkommande produktion på Snitt 2-ledningarna och förändringen av seriekompenseringen kan komma att påverka överföringskapaciteten i snittet. Som tidigare tagits upp i Planeringsrådet (t.ex. möte 4, 2019 punkt 10) så uppstår tekniska problem med att ansluta stationer på de seriekompenserade Snitt 2-ledningarna. Tobias berättade att en FoU-studie kommer startas för att studera maximal strömtålighet på ledningarna. I område Mitt har ansökningar om havsbaserad vindkraft motsvarande ca 9 000 MW inkommit. De första utredningspaketen inom programmet NordSyd; Uppsala och Västerås, ska upp till Svenska kraftnäts styrelse för inriktningsbeslut i september. Kring Gävle har flera ansökningar inkommit både beträffande ökat effektuttag från



industriförbrukning och ökad effektinmatning från vindkraft. En utredning kommer startas för att hantera dessa.

Även i område Syd har ansökningar om anslutning av stora mängder havsbaserad vindkraft inkommit motsvarande ca 24 000 MW. Tobias berättade dock att många av projektförslagen överlappar varandra i lokalisering. För att hitta ett effektivt arbetssätt att hantera de stora ansökningsvolymerna initierades i april ett projekt med syfte att se över kö- och handlägningsprinciperna för kapacitetstilldelning till den havsbaserade vindkraften. Ännu har inget besked om slopade anslutningsavgifter kommit från Regeringen. Som en del i att möjliggöra anslutning av vindkraft i område Syd kommer förnyelse av vissa ledningar byggda på 1950/60-talet tidigareläggas ca 10 år, till 2030/40-talet istället för 2040/50-talet. Ledningarna som idag är duplexbestyckade kommer förnyas med triplex vilket innebär ökad kapacitet.

Tobias berättade vidare att det är problem med framkomligheten för den norra delsträckan för den planerade nya ledningen mellan stationerna Skogssäter och Stenkullen i och med passage genom område klassificerat som riksintresse för naturvård. För att möjliggöra fortsatt framdrift och minimera förseningar så har projektet och koncessionsansökan delats in i ett nordligt och sydligt delprojekt.

Slutligen hade Svenska kraftnät inför mötet i Planeringsrådet fått in en förfrågan från Carl att belysa hur rådande elmarknadsläge påverkar systemdriften. Årets exceptionellt låga elpriser har inneburit att kärnkraftsproducenterna flaggat upp för att de kommer gå ned i produktion bl.a. genom förlängda revisionsperioder under sommaren. Lägre kärnkraftsproduktion medför att Svenska kraftnät behöver sänka överföringskapacitet i snitten samtidigt som det är lägre produktion i södra Sverige. Tobias förklarade att situationen är utmanande och Svenska kraftnät har skapat en arbetsgrupp med syfte att se över effektsituationen i södra Sverige och vilka åtgärder som kan vidtas för att avhjälpa problemen. Mer information kommer publiceras på Svenska kraftnäts webb¹.

Carl menade att i och med att ytterligare en reaktor stängs i slutet av 2020 så kommer den situation vi ser idag med stor sannolikhet även bli vanligare framöver. Carl undrade hur Svenska kraftnät planerar även för dessa kommande utmaningar? Tobias förklarade att Svenska kraftnät kommer stärka upp snittet med spänningsregleringsresurser för att framöver klara situationer även med låg kärnkraftsproduktion. De kortsiktiga åtgärderna inom NordSyd medför även ökad snittkapaciteten i Snitt 2 till ca 8 100 MW till 2024.

¹ Länk till pressmeddelande som publicerades veckan efter mötet i Planeringsrådet, den 2 juni: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allman-na-nyheter/2020/minskad-overforingskapacitet-i-kraftsystemet/>



4. Statusuppdatering implementering nätkoder

Lena Jaakonantti presenterade det pågående arbetet på Energimarknadsinspektionen avseende implementering av nätkoderna, se bilaga 2. Lena inledde med att kort berätta om hur Energimarknadsinspektionen bedriver tillsyn. Tillsyn av nya regelverk och regelverk där brister i efterlevnad uppmärksammas prioriteras. Ett syfte med tillsynen är att skapa vägledning för marknadens aktörer. Henrik frågade om tillsyn är planerad för RfG. Lena berättade att Energimarknadsinspektionen ligger i startgroparna och att tillsyn för RfG kommer kunna inledas som tidigast under 2020.

Vidare berättade Lena att Energimarknadsinspektionen har fyra pågående ärenden för modernisering av anläggningar enligt RfG. Senaste beslutet för Junsterforsen är överklagat och kommer fastställas av domstol. Energimarknadsinspektionen får in mycket frågor om det nya regelverket däribland RfG. På hemsidan finns en FAQ och arbete pågår att publicera svar till fler av de ofta förekommande frågorna där. Process gällande ombyggnad av produktionsanläggningar finns framtagen och hittas på hemsidan. Lena betonade att det är det berörda nätföretaget som gör en bedömning om förändringen av teknisk förmåga för produktionsanläggningen är tillräckligt omfattande för att Energimarknadsinspektionen ska gå vidare i ärendet och bedöma vilka krav i RfG och EIFS2018:2 som är tillämpliga.

I RfG saknas bestämmelser för anslutning av lagring. Flera frågor har inkommit till GC ESC (ENTSO-Es och ACERs gemensamma grupp för regler om anslutning) kring lagring och intressenter har önskat att detta område ska prioriteras. För att möta behovet bildades en expertgrupp för regler om anslutning av lagring. Expertgruppen för lagring har tagit fram ett antal rekommendationer, men inte några förslag för regelverk i detalj, vilket kommer att dröja. Dessutom bildades en expertgrupp för krav på pumpstationer och en för krav på kunder med både produktion och konsumtion. Dessa tre är nu avslutade. Nu pågår arbetet med att starta tre nya expertgrupper, bland annat om typ A och kriterier för modernisering.

Slutligen upplyste Lena om kommande regler för "elektromobilitet" som bl.a. slår fast att medlemsstater ska tillhandahålla den nödvändiga rättsliga ramen för att underlätta anslutning av offentligt tillgängliga och privata laddningsstationer till distributionsnätet. ENTSO-E vill ändra reglerna i RfG (ev. även DCC) gällande elektromobilitet. Ärendet ligger hos EU-kommissionen och ACER kommer yttra sig.

Per N kommenterade att expertgruppen för krav gällande kunder med både produktion och konsumtion, 'Mixed Customers', föreslagit att kunder anslutna > 110 kV med produktionsanläggningar < 10 MW inte behöver klassas som typ D. Gränsen 10 MW kan få ändras på nationell nivå. Per upplyste även om att ambitionen tidigare varit att inte ha en speciell kod för lagring, utan att produktionsdelen skulle innefattas av RfG och konsumtionsdelen av DCC, men



eftersom anläggningarna kan växla snabbt mellan produktion och konsumtion behövs troligtvis en specifik kod.

Carl undrade vilka möjligheter som Svenska kraftnät och Energimarknadsinspektionen har att delta i arbetsgrupperna som nämndes i presentationen. Lena berättade att Energimarknadsinspektionen har små möjligheter att vara med p.g.a. resursaspekten. Tobias förklarade att Svenska kraftnät har som ambition att prioritera bland ENTSO-Es många arbetsgrupper och bemanna de som anses viktigast. Det goda samarbetet med övriga nordiska systemoperatörer ger även möjlighet att dela på arbetet och att i grupper företräda hela Norden och på så sätt öka närvaron.

5. Energimarknadsinspektionens regeringsuppdrag om nätkapacitetsbristen i Sverige

Carl Johan Wallnerström presenterade Energimarknadsinspektionen regeringsuppdrag avseende nätkapacitetsbristen i Sverige. Uppdraget har löpt under våren 2020 och ska slutredovisas 1 oktober. Flera workshop och seminarier har hållits och fram till 10 juni finns möjlighet att påverka förslag och bedömningar.

Energimarknadsinspektionens uppdrag har delats upp i flera delar och Carl Johan presenterade främst arbetet med ”kostnadseffektiv leveranssäkerhet”, med fokus på transmissionsnätet, se bilaga 3. Carl Johan förklarade att desto högre säkerhetsmarginaler som sätts för att upprätthålla leveranssäkerheten, desto mindre kapacitet kan ges till marknaden. Det är alltså mycket viktigt att fastställa vilka risknivåer som ska accepteras, att metoder och data är bra samt att de fastställda risknivåerna uppfylls på ett kostnadseffektivt sätt.

N-1 används idag som huvudmetod för att upprätthålla driftsäkerheten vid normal drift och Energimarknadsinspektionen anser att N-1 fortsatt bör vara grunden för driftsäkerhetsarbetet. Carl Johan berättade att Energimarknadsinspektionen anser att möjligheterna med att komplettera och integrera N-1-kriteriet med fler och bättre probabilistiska analyser bör undersökas. Ytterligare rekommendationer är att undersöka hur ökad observerbarhet och styrbarhet samt alternativa lösningar till nätinvesteringar kan utnyttjas för en mer kostnadseffektiv leveranssäkerhet. Ett preliminärt förslag är att Svenska kraftnät ska få ett uppdrag av regeringen att utvärdera nuvarande leveranssäkerhetsarbete utifrån bland annat bättre styr- och observerbarhet, ny teknik och alternativa lösningar samt att utreda om probabilistiska analyser bör användas i högre utsträckning.

Daniel påpekade att ökad möjlighet till flexibilitet idag inte är ett alternativt till att bygga nät utan något som nätutbyggnad behöver kompletteras med. De kapacitetsbrister vi ser i flera tätorter kan i långa loppet enbart tillgodoses med nätutbyggnad där tillfälliga innovativa lösningar bör övervägas om det är



nödvändigt och kostnadseffektivt i väntan på nätutbyggnad. Carl Johan höll med om att alternativa lösningar inte ska ersätta nät bara för sakens skull, utan att det dels som nämnts ska kunna vara en tillfällig lösning i väntan på nätutbyggnad, men också vara ett komplement till nätutbyggnaden beroende på vad som är mest kostnadseffektivt. Henrik tillade att vi genom planering av lokaliseringen av produktion och konsumtion skulle kunna möjliggöra mer kostnadseffektivt utnyttjande av det befintliga nätet.

Tobias menade att svårigheten ligger i prognostiseringen, hur "säkra" behöver prognoserna vara för att t.ex. Svenska kraftnät ska kunna ta beslut att bygga nät baserat på dessa? Risken finns att mycket pengar läggs på nätutveckling som sedan inte visar sig behövas. Carl Johan menade att det bör ingå i analysen att bedöma risken/möjligheten att eventuell extra kapaciteten kan komma att behövas framöver och om det är kostnadseffektivt att bygga med marginal. Andreas gav exempel på projekt där, beroende på teknikval, ledningar kan byggas till dubbla kapaciteten med en kostnadsökning på enbart ca 2-3 procent. Då ledningar har en livslängd på ca 80 år finns det skäl att anta att den extra kapaciteten kommer att utnyttjas under ledningens livslängd även om prognosen inte visar det idag. Andreas menade att eventuella framtida nyttan med den extra marginalen kontra kostnaden bör beaktas i tillståndsprocessen.

Lars betonade att det är mycket viktigt att någon får det långsiktiga ansvaret för leveranssäkerheten och frågade om detta varit inkluderat i Energimarknadsinspektionens uppdrag. Carl Johan berättade att en stor del av diskussionerna handlat just om roller och ansvar och mer om detta kommer presenteras på kommande resultatseminarium den 2 juni. Kvarstår oklarheter går det bra fråga då eller komma med inspel efteråt fram till den 10 juni.

Carl Johan nämnde kort att Energimarknadsinspektionen överväger föreslå att Energimarknadsinspektionen får ett utvidgat bemyndigande avseende funktionskraven, så att även regler om 24-timmarskravet kan specificeras i föreskrift. Mer om det och distributionsnätets leveranssäkerhet kommer presenteras den 2 juni och det kommer även finnas möjlighet att ta del av seminariet digitalt i efterhand.

6. Information Hybrit

Eva Vitell, Hybrit Development och Mikael Nordlander, Vattenfall, presenterade industrins satsning på att ta fram en värdekedja för stålproduktion utan utsläpp av växthusgaser, det s.k. Hybrit-initiativet (se bilaga 4). Hybrit Development AB är ett samägt bolag mellan SSAB, LKAB och Vattenfall som startade 2017. Eva förklarade att det finns två delar i begreppet Hybrit; Hybrit som initiativ innefattar omställning från gruvan till det färdiga stålet, medan Hybrit Development driver projektet för att ta fram tekniken för förädling av järnmalm till stål. Idag står



koldioxidutsläppen från stålindustrin för ca 11 procent av Sveriges totala utsläpp och med dagens teknik går det i praktiken inte att komma lägre.

Dagens teknik går ut på att framställa råstål från järnmalmen med hjälp av kokskol. Syret i järnmalmen binder till kolet i koksen och koldioxid bildas. I processen släpps ca 1 600 kilo koldioxid ut per ton producerat råstål. Med Hybrit-tekniken ersätts kokskolet med vätgas, syret i järnmalmen binder istället till vätet i vätgasen och vatten bildas som restprodukt. Med reduktion med vätgas, s.k. direktreduktion, istället för kol sker ingen smältning av järnmalmen utan en s.k. järnsvamp bildas som sedan behöver smältas i en elektrisk ljusbågsugn för att stål ska framställas. Elektrisk ljusbågsugn kommer även användas för återvinning av järnskrot och ersätta dagens masugnar.

Hybrit initiativet startade 2016 som en 18 månaders förstudie. Parallellt med förstudien startade 2017 ett fyraårigt forskningsprogram. År 2018 gick projektet in i en pilotfas där bl.a. testning av direktreduktion påbörjades i Luleå. Nästa steg innefattar att tidigt 2023 påbörja byggnation av en demonstrationsanläggning för direktreduktion för att kunna producera fossilfritt stål 2026. Eva berättade att ägarbolagen i höstas höjde ambitionen för demonstrationsfasen där både tidplan tidigarelades och storleken på anläggningen skalades upp. Bland de sista stegen i Hybrit-initiativet ingår att ersätta dagens masugnar i Luleå och Raabe med elektriska ljusbågsugnar. I planeringen ingår även att möjliggöra export av koldioxidfri järnsvamp direkt från LKABs malmproduktion.

Mikael berättade vidare att omställning av SSABs verksamhet skulle medföra ca 15 TWh ökad elproduktion för vätgasframställning och kraftigt ökat effektbehov framförallt i norra Sverige. Elbehovet skulle kunna öka kraftigt beroende på hur stor framställning av järnsvamp för export som tillkommer i anslutning till LKABs malmproduktion. Mikael påpekade dock att projektet som helhet innebär en minskning av Sveriges totala koldioxidutsläpp med hela 11 procent. Ambitionen är att som minimum inte göra effektsituationen i Sverige värre utan helst ska Hybrit-initiativet förbättra situationen i Sverige. Detta kan möjliggöras med lagerhållning av vätgas, där underjordisk trycksatt lagring med en kapacitet typiskt på 4-5 dagar och energi motsvarande ca 100 GWh, undersökts. Elmarknadsanalyser pågår för att hitta en optimal lagerhållning.

Daniel frågade om det fanns flera aktörer globalt som gör samma resa? Mikael förklarade att Sverige var ensam med planer på fossilfri stålproduktion då initiativet drogs igång 2016, men idag har i regel alla världens stålföretag aktiviteter inom vätgas. SSAB är dock den enda som inkluderar satsningen i sina investeringsplaner och Sverige har goda förutsättningar för att vara i framkant i omställningen bl.a. i och med den goda tillgången på el.



Carl frågade hur ambitionen att jobba för att förbättra effektsituationen i Sverige rimmade med det förväntade stora effektbehovet som Hybrit skulle kunna medföra? Mikael berättade att vätgasproduktionen är avsedd att ske flexibelt mot elnätet. Syftet med lagerhållningen är att undvika elanvändning under högstpristimmar och effektrisktimmar, fylla lagret långsamt med möjlighet att stänga av vätgasproduktionen och ha viss överkapacitet. Mikael förklarade vidare att det även går att anpassa kapaciteten allteftersom, då elektrolysörerna byggs i moduler och det är förhållandevis lätt att komplettera med fler enheter.

Daniel, undrade hur mogen tekniken är, om det finns några stora risker med att något delsteg inte fungerar? Mikael förklarade att alla tekniksteg i värdekedjan redan finns i mer eller mindre kommersiell skala, däremot har de inte testas tillsammans i ett helt system. Sammanfattningsvis kan sägas att de individuella delstegen har hög TRL ("Technology Readiness Level"), men att systemet i sin helhet har låg TRL. En betydande risk är möjligheten att skala upp processen. Som exempel räcker inte hela den idag globala årsproduktionen för elektrolyser till för att täcka behovet ens för demoanläggningen, men produktionskapaciteten rampas kontinuerligt upp.

Eva avslutade presentationen med att poängterade att det kommer krävas en effektiv tillståndsprocess för att lyckas med den tigha tidplanen för Hybrit-initiativet och i första hand demonstrationsanläggningen. Eva menade på att det är bråttom om Sverige ska fortsätta ligga i framkant för utvecklingen av fossilfri stålproduktion och möjliggöra Sveriges klimatambitioner. Det måste gå snabbare att bygga nya ledningar och det behöver klargöras på vilka villkor nätutbyggnad får starta. Därför verkar ägarbolagen för att demonstrationsprojektet görs till pilot för kortare tillståndstider för elnät.

7. Prognos, scenario och utmaningar för svensk vindkraftsutbyggnad

Tomas Hallberg presenterade Svensk vindenergis prognos för kvartal 1 2020, långsiktsscenario till 2040 samt kort om vilka utmaningar som vindkraftbranschen möter, se bilaga 5. Prognosen sträcker sig tre år fram i tiden och bygger främst på lagda beställningar på turbiner hos leverantörer. Orderna är bindande vilket gör att prognoserna historiskt sett varit mycket pricksäkra. Tomas berättade att det 2017 var en topp i turbinbeställningarna vilket sammanföll med propositionen efter energiöverenskommelsen där det utökade målet på 18 TWh i elcertifikatsystemet inkluderades. Prognosen visar att turbinerna blir större (fler MW per kraftverk) och mer effektiva (mer produktion per installerad MW). Prognosen visar att den årliga vindkraftsproduktionen i Sverige kommer öka till ca 44 000 GWh år 2023 jämfört med ca 19 500 GWh år 2019. Tomas berättade vidare att elcertifikatsystemets mål på 46,4 TWh förnybar elproduktion till 2030 kommer



uppnås med nästan 19 TWh marginal (se [Energimyndighetens och NVE:s kvartalsrapport 1 2020](#)).

Långsiktsscenariot visar på att 90 TWh årlig produktion från vindkraften kan åstadkommas med ett färre antal kraftverk än vad som är installerat idag. Detta då bl.a. äldre verk kommer fasas ut mot större, högre och mer effektiva vindkraftturbiner, s.k. ”repowering”. Tomas berättade att kapaciteten för de största landbaserade turbinerna som är beställda hos leverantörer idag uppgår till ca 6,6 MW. Vidare pekar scenariot på att låga elpriser kommer reducera utbyggnadstakten i norra Sverige. Nya kraftverksparkar i kombination med repowering och utbyggnad av havsbaserad vindkraft i södra Sverige gör att produktionen ser ut att bli ungefär lika stor i södra som i norra Sverige runt år 2040 i scenariot.

En årsproduktion på 90 TWh från vindkraften 2040 innebär att 3,6 TWh produktionskapacitet behöver byggas per år mellan 2023 och 2040, då inräknat att 15 TWh gamla verk fasas ut under perioden 2020-2040. Tomas förklarade att en stor del av vindkraften i Norden finansieras via s.k. PPA:er (Power Purchase Agreement) dvs. ett avtal om inköp av el mellan en elproducent och en elköpare. Förenklat är fördelen för köparen av PPA:n att de får ett känt inköpspris för el. För framförallt företag med hög elförbrukning, är PPA:er alltså ett sätt att minska risken genom att säkra kostnaderna för sin elkonsumtion. Även för elproducenten leder PPA:er till minskad risk då man är garanterad att sälja den producerade elen till ett visst pris. Den överlag låga risken med PPA:er i kombination med en förväntad avkastning ofta runt 5-6 procent, medför att en investering i vindkraftsprojekt blir intressant för t.ex. pensionsbolag. I affären mellan vindkraftsprojektören och köparen av parken kan det även ingå ett serviceavtal så att den ”tekniska” risken elimineras. Tomas berättade att utvecklingen med PPA:er är en av anledningarna till att marknadsandelarna för de fem stora producenterna i Sverige (Vattenfall, Uniper, Fortum, Statkraft och Skellefteåkraft) minskar och prognosticeras att hamna på ca 67 procent år 2022 (från 90 procent år 1996 och 80 procent år 2016).

Carl frågade om höjd tagits för långa tillståndsprocesser och osäkerheter i tillståndsgivning i prognosen? Tomas förklarade att prognosen till 2023 är relativt säker då det är beställda turbiner till parker med redan beviljade tillstånd. Risken för avmattning finns dock för åren därefter där Svensk vindenergi kan se att färre tillstånd söks. Långa tillståndsprocesser medför även att den ursprungligen sökta turbintekniken riskerar att vara obsolet när tillståndet väl beviljas, eftersom teknikutvecklingen gått mycket snabbt. I dessa fall behöver nya tillstånd sökas för ”dagens” turbinteknik med ytterligare försening som följd.

Daniel frågade hur dagens låga elprisnivå kan påverka investeringarna i vindkraft på sikt? Tomas påpekade att investeringskalkylerna görs för ca 30 år och att det är



prisbildningen under hela perioden som avgör lönsamheten. Prissättningen för PPA:er riskeras dock att bli för låg och en möjlighet att kringgå denna problematik kan vara att skriva in i avtalet att omförhandling av pris ska ske vid visst intervall.

Daniel undrade om det även är Svensk Vindenergis uppfattning att utbyggnaden av den havsbaserade vindkraften är avhängig statliga subventioner? Tomas förklarade att flera av delarna av Energiöverenskommelsen har genomförts; borttagande av kärnkraftens effektskatt, sänkning av vattenkraftens fastighetsskatt och utökningen av elcertifikatsystemet med 18 TWh - men två återstående delar har hamnat i långbänk; borttagning av anslutningskostnader för havsbaserad vindkraft och införande av en stoppregel som stänger elcertifikatsystemet i balans. Tomas delade Daniels bild om att det utan stöd kommer dröja länge innan den havsbaserade vindkraften kan byggas enbart på elpris. Svensk vindenergi räknar med en långsiktig marginalkostnad för landbaserad vindkraft på ca 30 öre/kWh och för havsbaserad vindkraft på ca 45 öre/kWh.

Carl hade en fråga om kapacitetsfaktorer på 38 procent som nämndes i presentationen, om dessa enbart innefattade landbaserad vindkraft? Tomas förklarade att det stämmer att den tillkommande vindkraften mellan 2017-2022 är landbaserade projekt som i medeltal har en kapacitetsfaktor på ca 38 procent. När det gäller vindkraftens tillgänglighet vid effekttoppar har den legat på 16-32 procent under de senaste tio vintrarna. I Svenska kraftnäts årliga rapportering av kraftbalansen för kommande vinter används 9 procent som tillgänglighetstal för vindkraften.

Tomas berättade vidare om utmaningar för fortsatt utbyggnad av vindkraften. Svensk Vindenergi ser en risk i att nätutvecklingen går för långsamt. I elområde SE1 är t.ex. samtliga intressanta ledningar för anslutning av vindkraft fullbokade och ledtiderna för nya ledningsprojekt ca 10 år. Tomas betonade även vikten att förstärka överföringskapaciteten i nord-sydlig riktning i Sverige och menade att en anledning till att nätutbyggnaden inte hängit med är att Svenska kraftnät hittills kraftigt underskattat utbyggnaden av vindkraft.

Per N kommenterade att det bör finnas ett helhetsansvar för utbyggnaden av produktion så att kraftsystemet och samhället klarar utbyggnaden. Per menade att Sverige annars ständigt kommer vara i ofas mellan utbyggnad av produktion och nät.

Henrik hade en fråga hur vindkraftsproducenterna klarar anslutningskoderna och de krav som finns på effekt-, frekvens- och spänningsreglering för att kunna få ansluta synkront till kraftsystemet. Tomas, menade att turbinerna beställs för att klara kraven i RfG, men att ytterligare funktionaliteter som t.ex. att kunna leverera syntetiskt rotationsenergi, idag inte efterfrågas. Tomas betonade dock att Svensk



vindenergi upplever att Svenska kraftnät gör ett bra jobb att se över kraven på systemtjänsterna så att de möjliggör även bidrag från vindkraften om så möjligt.

8. Cigre

Per N berättade att det fortfarande saknas svensk representant i studiekommitté C3 Power system environmental performance. I denna studiekommitté behandlas bland annat mark- och miljöfrågor kring byggnation av kraftledningar. Diskussion pågår dock hos Svenska kraftnät om lämplig kandidat.

Per N meddelade vidare att den stora konferensen i Paris är inställd till följd av den pågående pandemin (Covid-19), men det kommer anordnas en digital version där bland annat rapporter presenteras. Konferensen i sin helhet skjuts till 2021 då Cigre också firar 100-års jubileum. Mer information finns på Cigres hemsida.

Mattias Jonsson (deltagare i C1 System Development and Economics från Svenska kraftnät) tillfrågades inför mötet, men hade denna gång ingen ny information att delge utöver den som Per N förmedlade.

9. Status för Nätförstärkningslån

Daniel meddelade att Svenska kraftnät har beviljat ett nätförstärkningslån till E.ON. Energidistribution för Uppvidinge-klustret i Kronobergs län. Detta var den enda ansökan som kom in i den senaste utlysningen.

10. Övriga frågor

Per N hade inför mötet skickat in en fråga angående hur Svenska kraftnät resonerar kring N-1 och risker. Per N undrade om Svenska kraftnät höjt ambitionsnivån från de gamla Nordels-kriterierna från 2007? Daniel meddelade att Svenska kraftnät tar med sig frågan och förmodligen kommer ta upp denna på kommande möte i Planeringsrådet. Daniel uppmanade även övriga deltagare att komma in med intressanta frågeställningar lämpade att diskutera i rådet framöver.

11. Frågor att diskutera på nästa möte

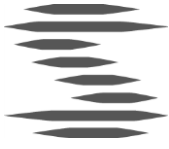
Till kommande möte noterades följande potentiella agendapunkter:

- > Svenska kraftnät om N-1 och risker (se "Övriga frågor")
- > Svenska kraftnäts metoder och analyser för att bedöma leveranssäkerhet (från möte 4, 2019)

12. Kommande möten

- > Möte 3/2020: 1 okt
- > 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