

Drift
Lena Johansson

2020-06-03

2020/11

PROTOKOLL

Svenska kraftnäts Driftråd, möte 2-2020

Närvarande

Matz Tapper	Energiföretagen Sverige
Nicole Burstein	Energiföretagen Sverige
Per Larsson	Vattenfall AB, Market/Assets
Gunnar Erixon	Vattenfall Eldistribution AB
Jan Hansson	Uniper
Mikael Håkansson	E.ON Eldistribution AB
Lars Eriksson	Skellefteå Kraft Elnät AB
Jimmy Mattsson	Ellevio AB
Yohanna Karnik	Fortum Sverige AB (Ersätter Per Rönmark)
Tomas Hallberg	Svensk Vindenergi (Ersätter Mattias Wondollek)
Daniel Kulin	Svensk Vindenergi (Ersätter Mattias Wondollek)

Jakob Sahlin	Svenska kraftnät (punkt 4)
Torbjörn Hansson	Svenska kraftnät (punkt 4)
Tommy Winlöf	Svenska kraftnät (punkt 6)

Pontus de Maré	Svenska kraftnät (ordförande)
Lena Johansson	Svenska kraftnät (sekreterare)

Frånvarande

Mattias Wondollek	Svensk Vindenergi
Per Rönmark	Fortum Sverige AB
Annica Andrén	Göteborg Energi AB

1 Godkännande av dagordningen

Dagordningen godkändes.

2 Föregående mötesprotokoll

Föregående mötesprotokoll lades till handlingarna.

3 Inledning

Pontus de Maré hälsade mötesdeltagarna välkomna. Daniel Kulin och Tomas Hallberg, Svensk Vindenergi, ersatte Mattias Wondollek. Yohanna Karnik, Fortum Sverige AB, ersatte Per Rönmark. Under förmiddagen deltog Jakob Sahlin, Driftanalys, och Torbjörn Hanson, cNät drift. Till följd av pandemin var mötet förkortat och hölls digitalt via Skype. Drifträdmötet som var planerat till 24 mars ställdes in p.g.a. covid-19.

4 Driftläge

Kraftsystemet vintern/våren 2020

Jakob Sahlin, Driftanalys, presenterade driftläget för året som gått.

- Elpriser och förbrukning
- Pandemin
- Projekt och produktion
- Störningar och tillbud
- Status kring västkustsnittet och 70 %-regeln
- Övrigt: FFR, NUCS, Ekhyddan–Nybro–Hemsjö, Konti-Skan, Skogssäter.

Vintern har varit mild och fyllnadsgraden har varit god i magasinen. Elpriserna har periodvis varit historiskt låga. Söndagen den 10 februari var det för första gången negativa elspotpriser i delar av Sverige. Topplasttimmen hade 3 000 MW lägre förbrukning än förväntat. Effektreserven har inte startats.

Jakob och Pontus berättade om förebyggande åtgärder som vidtagits mot smittspridning av covid-19 ex. besöksförbud i kontrollrummen, uppdelning av kontrollrumspersonal i olika arbetslag och hemarbete för kontorspersonal. Sjukfrånvaron har varit låg. Försiktighetsåtgärderna har även påverkat deltagande i pågående projekt.

Flera ombyggnadsprojekt har pågått under vintern

- Ny station i Skogssäter
- Ny 220 kV-station i Helgum
- I Stöde installerades en ny seriekondensator
- Döshult + projekt Örsundskablarna.

2 240 MW vindkraft har anslutits; framförallt i norra Sverige. Ringhals 2 stängdes vid årsskiftet. Jakob visade kärnkraftsrevisionerna för perioden 1 januari–1 juni.

Ringhals 1 har förlängd otillgänglighet till slutet av september av marknadsskäl. Avställningen var inte planerad i början av året.

Störningar och incidenter

- 16 jan: EK17 i Stöde fränkopplades för undertoner. EK17 otillgänglig merparten av året, nu utbytt
- 29 feb: Gulsele–Hällby samt Hällby för enfasigt jordfel. Ansluten produktion fränkopplas av egna skydd. Störningen medförde ca 1,5 MWh Icke Levererad Energi (ILE).
- 18 april: Dubbelfel på Kilanda–Horred och strax därefter Strömma–Horred–Breared. Störningen inträffade kl. 04.45. Misstänkt kontrollutrustningsfel (ingen återinkoppling i ena änden). Utredning av händelsen pågår.
- 7 maj: Vid kopplingar enligt Driftorder Svk 203/2020 löser samlingskennan A400 i FT41 Kolbotten kl. 06.21 samt ledningen Odensala–Hagby i Odensala enbart. Brytare åtgärdad och tillfälligt sektionerad drift i Kolbotten.

I början av december upptäckte Svenska kraftnät ett oljeläckage på en Öresundskabel. Den kabel som läckte ersattes av reservkabel. Nu pågår ett arbete med att byta ut Öresundskablarna i ett av de två kabelförbanden för 400 kV. Det har varit omfattande samordning och dialog med Danmark för detta avbrott. Man har upprättat beredningsplaner eftersom förbindelsen är viktig för elförsörjningen i både Sverige och Danmark under såväl normala som ansträngda förhållanden.

Jakob informerade om status kring Västkustsnittet och 70 %-regeln. Realtidsdriften, och driftplaneringen, har att ta hänsyn till 70 %-regeln som gäller från 1 januari enligt CEP (Clean Energy Package) som innebär att varje land ska lämna minst 70 % handelskapacitet på utlandsförbindelser. Undantaget för särskild begränsning p.g.a. Västkustsnittet upphör 2020. De nationella tillsynsmyndigheterna kan inledningsvis bevilja undantag från 70 %-regeln. Om regeln inte uppfylls ska överföringskapacitet som tilldelas öka linjärt under perioden 2020–2025 upp till 70 %.

Svenska kraftnät har fått undantag under 2020 från 70 %-regeln m.a.p. möjligt behov för begränsningar p.g.a. Västkustsnittet.

Den nya metodiken med höjd för mothandel har gett ökad kapacitet m.h.t. begränsningar i Västkusten. Låga priser och minskad produktion SE₃/SE₄ har gett lågt förväntat norrgående flöde. 70%-regeln har därför endast behövt frångås vid ett tillfälle. Detta rapporterades till EI. Jakob påminde om informationsmötet om 70 %-regeln som hålls av Svenska kraftnät 9 juni.

Den nya stödtjänsten FFR (Fast Frequency Reserve) upphandlas från och med denna vecka. Ca 200 MW upphandlas i Norden varav ca 70 MW i Sverige. FFR upphandlas dagligen vid låg rotationsenergi och ska ge stabilitet i nätet. Ex. på FFR-anläggningar är batterilager och värmepannor.

Kapaciteten för SE₃–DK₁ har höjts med 35 MW vilket innebär 715 MW kapacitet på Konti-Skan i båda riktningar.

Från november använder TSO:er NUCS istället för UMM och anledningen till detta är flera börser fr.o.m. 3/6.

I september avslag EI konsessionsansökan för Ekhyddan–Nybro–Hemsjö och detta påverkar nätutbyggnaden i södra Sverige. Svenska kraftnät har överklagat EI:s beslut.

En pågående ombyggnation i Skogssäter (CT₁₅ och CT₁₆) medför begränsning NO₁>SE₃ och SE₃>DK₁. Implementering av PFK i Hasle och en tidigarelagd ihopkoppling av ställverken minskar begränsningarna.

Jakob presenterade flöden och kapaciteter på interna snitt

- Snitt 1: Syd- och norrgående flöden. Högt norrgående flöde (till Finland) i början av mars.
- Snitt 2: Sydgående flöde mot gräns. Begränsades av den otillgängliga seriekondensator i Stöde. Från april termiska begränsningar i och med risk för överlast kring Skogssäter med hänsyn till högre temperaturer och tillgänglig produktion.

- Snitt 4: Termiska begränsningar särskilt under varma sommarperioder. Utökad TRM under morgontimmarna med hänsyn till större variationer vid pålastning. Reducerad kapacitet vid fränkoppling av O3 (feb/mars).
Mikael frågade om status för skarvbyten på Sydvästlänken. Jakob svarade att planen är tester från juni och provdrift från oktober. Från årsskiftet, efter provdrift, kan kapaciteten på snitt 4 höjas till 6 200 MW.

Jakob presenterade flöden och kapaciteter på externa snitt

- Finland norr: Oftast export. I grafen ser vi även den Norsk–Ryska förbindelsen och detta är inte en gränsöverskridande överföring, trots att grafen kan tyckas visa detta.
- Fenno-Skan: Oftast export. Olkilouto 3 är planerad i drift till årsskiftet vilket kan förändra driftläget. Pontus nämnde att den finska kraftproduktionen har minskat de senaste åren.
- SE1–NO4: Begränsad kapacitet p.g.a. arbeten i Pojus och i norra Norge.
- SE2–NO4: Begränsad kapacitet p.g.a. arbeten i Pojus och i norra Norge. Varierande flöden.
- SE2–NO3: Begränsad kapacitet p.g.a. arbeten i Pojus och i Norge.
- SE3–NO1: Oftast import. Begränsad för kabelskada i Norge hela vintern och fortsatt begränsad fram till slutet av juni. Även begränsad dag/natt p.g.a. risk för överlast kring Skogssäter. Begränsningarna medför prisskillnader mellan SE3 och NO1.
- SE3–DK1: Begränsad dag/natt p.g.a. risk för överlast i Skogssäter Färre importbegränsningar för västkustsnittet.
- SE4–DK2: Öresundsförbindelsen begränsades av Döshultprojekt, stolpbyte och ny faslina. Överföringen begränsas även av kabelbytet, som nämndes tidigare.
- SE4–PL: Oftast export. Återkommande polska begränsningar. Störning på SwePol Link jan/feb.
- SE4–DE: Oftast export. Dagliga tyska importbegränsningar (sol/vind). Störning på Baltic Cable april/maj
- SE4–LT: Oftast export på NordBalt.

Pontus nämnde att även Polen, Litauen och Tyskland har 70%-regeln att förhålla sig till och att de kan ha problem att erbjuda 70 % export till Sverige. Dialog för att hantera detta pågår.

Spotpriserna har varit höga i Finland och i DK2. I Sverige har priserna varit betydligt lägre än tidigare år. Grafen över reglerkraftspriser visar att uppregeringspriset i SE4 var högt, särskilt vid snitt 4 kapacitetsbegränsning och få reglerbud. Nedregleringsvolymen har varit högre än uppregeringsvolymen.

I slutet av mars gjordes en analys av pandemins påverkan på förbrukningen. Då kunde man inte se någon större förändring, men enligt kontrollrumsoperatörerna har lastkurvan förändrats något med senare morgonlasttopp och förändrad kvällslast. En ny analys ska sammanställas.

Sommaren 2020

Jakob Sahlin, Driftanalys, presenterade kraftläget för sommaren.

- Minskad effektbalans i kraftsystemet
- Påverkan på överföringskapaciteter
- Påverkan på frekvensstabilitet
- Påverkan på spänningar
- Kompletterande systemåtgärder (studie i maj).

Den preliminära prognosen visar att topplasttimmen för sommaren kan vara jämförbar med topplasttimmen en normalvinter. Vi får en negativ effektbalans och blir importberoende.

2 juni skickade Svenska kraftnät ut ett pressmeddelande om den minskade överföringskapaciteten för sommaren. Det är ökad risk för överlast och åtgärder är därför nödvändiga för elförsörjningen.

Det var primärt de förändrade tidplanerna för kärnkraftens revisioner som låg till grund för den minskade överföringskapaciteten. Det finns även en risk att låga spotpriser kan medföra ytterligare produktionsförändringar. Revisionerna kan även påverkas av den pågående pandemin.

Jakob visade att kraftflödet normalt är dominerande på Sveriges östsida. Med färre Ringhalsblock i drift och den pågående ombyggnationen i Skogssäter förändras kraftflödet till den västra sidan. N-1 fel ger begränsningsbehov i snitt 2 och snitt 4 samt Hasle och Konti-Skan. En störning på Ringhalsblock i drift skulle förvärra situationen och medföra ytterligare begränsningar.

Per sa att begränsningarna kan medföra instängd produktion i norr och höga spotpriser i söder. Jakob svarade att aktuella kapaciteter analyseras löpande för att inte begränsa överföringskapaciteten i onödan.

För sommaren är kapacitetsprognoserna ca 2 000 MW lägre i snitt 2 och upp till 1 500 MW lägre i Hasle. I augusti när Oskarshamn 3 är på revision kan kapaciteten begränsas ytterligare. Efter day-ahead kan spot-utfallet ge utrymme att öka kapaciteter för handel på Intra-day/xbid. Det är många faktorer som påverkar överföringskapaciteten och Svenska kraftnät vill vara tydlig i sin kommunikation om kapacitetshandlingen. Kapaciteter sätts utifrån förväntade flöden och övriga förutsättningar för nästkommande dygn.

Vid ett fel får frekvensen inte understiga 49,0 Hz . Med periodvis endast tre planerade kärnkraftblock i drift i sommar förväntas fler perioder med låg rotationsenergi med risk för betydande frekvensfall efter dimensionerande fel. Åtgärder som bromsar frekvensfallet är den nya stödtjänsten FFR, EPC-ingrepp (t.ex. Konti-Skan) och att reglera ner O3 enligt avtal vid prognos om låg frekvens efter fel (avtal/4352 O3).

Kraftsystemet blir mer spänningskänsligt i framförallt Svealand, Västra Götaland och Skåne eftersom det är underskott på reaktiv effekt. SydVästlänken är inte i drift och inte heller SVC i Stenkullen. Avsaknaden av kärnkraftens synkrongeneratorer försämrar möjligheterna för reglering av reaktiv effekt.

Svenska kraftnät har beslutat att anskaffa kompletterande åtgärder för

- Avlastning av snitt och reserver vid N-1 fel
- Spänningshållningen i primärt södra Sverige
- Frekvensstabilitet.

Arbetet startar i juni. Pontus berättade att åtgärder som ska vidtas kan vara bilaterala avtal med aktörer.

Även år 2014 och 2017 var endast tre kärnkraftsblock i drift, men inte under en så lång period som nu. Risken nu är att kanske endast två kärnkraftsblock kommer vara i drift.

För nätsidan gäller god spänningshållning och dialog angående avbrott. Svenska kraftnät bedömer att planerade avbrott kan genomföras enligt plan.

Gunnar frågade hur frekvensfallet efter största fel beräknas. Jakob berättade att man använder ett prognosverktyg och simulerar lägsta förväntade frekvens m.a.p. tillgänglig rotationsenergi och största felfall. Prognosen görs för nästkommande vecka och beslut om åtgärder kan tas. Vissa åtgärder kräver planering och framförhållning ex. nedreglering av O3. Det finns även realtidsberäkning med larm på låg rotationsenergi.

Åtgärder som snabbt bromsar frekvensfallet är den nya stödtjänsten FFR och EPC-ingrepp på HVDC-förbindelse. EPC ger ett snabbt tillskott av effekt, men kan användas endast om det finns utrymme på överföringen. Det förs diskussioner på europeisk nivå rörande regler för att utnyttja EPC för sådana händelser.

Situationen med få kärnkraftsblock i drift har inträffat tidigare, varför är det allvarligare nu? Längre revisionsperioder på kärnkraftsblock, ombyggnation i Skogssäter som reducerar kapaciteter, pandemin som kan påverka genomförande av revisioner och anläggningsprojekt.

Mikael nämnde att större effektflöden ger större reaktiva förluster och att det möjligen delvis avhjälper det tidigare problemet med reaktivt överskott i söder. Jakob sa att det finns flera aspekter gällande spänning: stabilitet, reglering och förlusthantering. Större fokus och mer aktivitet både på underliggande och överliggande nät fordras framöver. Pontus sa att spänningsproblematiken har funnits under lång tid, det fordras effektiva åtgärder.

Presentationen bifogas i bilaga 1

Kompletterande åtgärder för att upprätthålla kraftsystemets driftsäkerhet i sommar har vidtagits efter drifträdmötet.

Avtal med Ringhals 1 om tillgänglighet av kärnkraft under sommaren:

<https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2020/svenska-kraftnat-i-avtal-med-ringhals-om-tillganglighet-av-karnkraft-under-sommaren/>

Svenska kraftnät i avtal om Karlshamnsverket och Rya Kraftvärmeverk under sommaren:

<https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2020/svenska-kraftnat-i-avtal-om-karlshamnsverket-och-rya-kraftvarmeverk-under-sommaren/>

Spänningsreglering

Torbjörn Hansson, cNät drift, presenterade agendan för sin presentation.

- Principer spänningsreglering och reaktiva effektutbyten
- Spänningshållning sommartid och 2020
- Uppföljning med exempel spänning, reaktiv effekt
- Aktiviteter inom Svenska kraftnät - överspänningsprojektet
- Synpunkter och status - anslutande parter.

Spänningsproblemen rör främst låglast och höga spänningar som riskerar att överskrida konstruktionsspänning för apparater och anläggningsdelar.

I anslutningsavtalet avtalar Svenska kraftnät om reaktivt utbyte i anslutningspunkten (se tekniska avtalsvillkor). Driftinstruktion DO42 beskriver ansvar, styrande dokument, spänningsintervall och principer. Grundprincipen är att anslutande part ska kunna reglera det reaktiva effektutbytet med transmissionsnätet till som mest 10 Mvar i såväl hög- som låglastsituationer vid normal driftläggning. För uttagpunkter med ett årsabonnemang på ett uttag överstigande 200 MW gäller att uttaget av reaktiv effekt får uppgå till som mest 5 % av det årliga uttagsabonnemanget.

Reaktiv effekt bör inte överföras långa sträckor. Varje nätägare reglerar sin egen reaktiva balans. Produktionsanläggningars prestanda ska nyttjas vid behov. Den reaktiva effekten mäts på ovasidan anslutande transformator. Vid störd drift kan krav på större reaktivt utbyte med transmissionsnätet påkallas av Svenska kraftnät.

Spänningshållning i transmissionsnätet under sommaren

Låg last medför låga reaktiva förluster i transmissionsnätet. Det är främst problematiskt nattetid och helg. Shuntkompensering med reaktorer, SVC, Statcom och HVDC ev. viss hjälp SydVästlänken (troligen i okt) används för att konsumera reaktiv effekt på stamnätets nivå. Under sommaren 2020 är förutsättningar sämre än tidigare år.

Möjliga åtgärder:

- Frånkoppling av ledningar i transmissionsnätet
 - Minskar ledningarnas egengenerering

- Ökar flödet på kvarvarande ledningar och därmed också reaktiva förluster
- Sänker spänningen (begränsat)
- Riskerar att påverka driftsäkerheten negativt (N-1)
- Ofördelaktigt för regionnät.
- Beordra att begränsa eller avbryta överföringen av el
 - Enligt ellagen har Svenska kraftnät rätt att beordra innehavare av nätkoncession att begränsa eller avbryta överföring av el till elanvändare som är motiverade av elsäkerhetsskäl eller för att upprätthålla en god drift- och leveranssäkerhet. Vid allvarlig risk för skador på stamnätet eller personskador har Svenska kraftnät rätt att omedelbart fränkoppla anslutande parts anläggning.
- Köpa åtgärder – fakturera avvikande part
 - Uppdra producent att konsumera reaktiv effekt. Om avtalspart inte följer grundprincipen för reaktivt utbyte vidtar Svenska kraftnät avhjälpande åtgärder och ev. kostnader för dessa åtgärder kan föras vidare till avtalspart.
- Fränkoppla kabelförband
 - Driftsäkerheten påverkas negativt.

Erfarenheter från operatörer

Torbjörn ställde frågor till deltagarna:

- Har operatörer hos anslutande parter övervakning av Mvar-gränser samt kunskap eller instruktioner om hur de kan nås? (vid normaldrift ligga inom intervallet ± 10 Mvar)
- Har anslutande parter koll var det finns reaktiva resurser i egna nätet och/eller i underliggande nät anslutna reaktiva apparater?
- Har operatörer hos anslutande parter kunskap/rutiner för hur lindningskopp-lare kan användas tillfälligt för Mvar-balansen?

Det förekommer att parterna i kommunikationen ifrågasätter varandra. Tydlig återkoppling behövs när det uppstår problem. En förutsättning för hantering av spänningsregleringar i driftskedet är förståelse och ömsesidig respekt och förtroende för varandra och tydlig kommunikation.

För planering av spänningsregleringar nämndes framtagande av handlingsplaner med överenskomna prioriteringar av reaktiva åtgärder.

Torbjörn visade översikt över Mvar-inmatning. Flera inmatningspunkter till stationer i södra Sverige har höga värden.

Torbjörn berättade om aktiviteter inom Svenska kraftnät rörande spänningsreglering. En rapport färdigställdes förra året som beskriver framtida planerings- och spänningsregleringsstrategi för transmissionsnätet.

Ett överspänningsprojekt har startats. Flertal åtgärder ska säkerställa att kraftsystemets spänningar inte överstiger tillåtna värden.

Torbjörn visade exempel på tänkbara åtgärder i överspänningsprojektet

- Tariffer/Mvar-abonnemang (kopplat till anslutningsavtalet)– dialog EI (2021)
- Kommunicera, utreda gemensamma Mvar-investeringar med anslutande parter
- Köpa Mvar-konsumtion i eller nära anslutningspunkt från olika anläggnings typer
- Utveckla IT-stöd för att hantera överspänningar – överblick och beslutsstöd, mätdatakvalitet
- Nätutredningar med inriktning att öka mängden automatisk spänningsreglering
- Verifiera de tekniska respektive juridiska riskerna – ekonomiska kostnader och badwill
- Strategisk behovsanalys spänningsreglering öst-/västkust – prio.

Hur ser denna prissättning ut? När Svenska kraftnät idag i driftskedet köper/beordrar Mvar-konsumtion görs varje affär upp utifrån driftsituation. Rutiner och prissättningsregler behöver tas fram. Förhoppningsvis ska en rutin för detta finnas under 2020.

Frågorna har tagits upp i TSO-DSO samarbetet. Det råder en otydlighet om ömsesidiga förväntningar. Mötesdeltagarna var positiva till projektet och ser fram emot ett bra samarbete. Projektet ska göra en inbjudan för samarbete och dialog kring åtgärder.

Det finns idag inte tillräcklig drivkraft och ekonomiska incitament för åtgärder för spänningsregleringen. Det finns en rad tankar och idéer för att lösa spänningsproblematiken. Projektet förväntas ge tydliga resultat.

Mikael nämnde att stängning av produktionsanläggningar innebär väsentliga förändringar för nät- och systemdrift. Det är viktigt att förbereda för pågående och kommande förändringar.

Driftrådsmedlemmarna informerade om reaktiva resurser i sommar. De berättade även om beslutade och planerade reaktiva installationer. Frågor om hantering under sommaren, tillgängliga reaktorer och eventuellt behov av fränkoppling av kabelförband, särskilt Stockholms-området, diskuterades. Information lämnades om förestående drifttagning av 80 Mvar Statcom i Värmland och planer rörande reaktiva installationer i Dalarna.

Presentationen bifogas i bilaga 2

5 Lunch

6 Rakel inom elförsörjningen

Tommy Winlöf, Svenska kraftnät Elberedskap, inledde med att berätta att han är förvaltningsledare för objektet Elberedskap och säkerhet. I objektet ingår Rakel, Susie, Registerkontrollsystemet och Contact center. Även Trafikljussystemet ingår, men då endast systemet hos Svenska kraftnät, inte mottagarna ute hos aktörerna.

Tommy visade en bild över systemdrifttillstånden för att tydliggöra när Rakel ska användas. Rakel ska kunna användas utanför normaldrifttillstånd dvs. vid skarp drift, nöddrifttillstånd, nätsammanbrott och vid återuppbyggnad. Alla i elförsörjningen ska ha tillgång till Rakel för ett robust kommunikationssystem. Ex. vid aktivering av störningsreserver, aktivering av MFK, vid ö-drift, vid nätsammanbrott (Starta Sverige) och för att hantera reparationsberedskap.

Förutsättningar för fungerande samband är robust teknik och en fungerande metodik. Tekniken finns, men metodiken brister. En arbetsgrupp där flera aktörer ingår, tar nu fram en vägledning för hur samverkan ska ske via Rakel för att förbättra metodiken. Ett fungerande samband kräver även långsiktig planering, kunskap och förmåga. I den långsiktiga planeringen ingår sambandsanalyser då man tillser nödvändiga talgrupper och korrekt programmerade Rakel-terminaler. Tommy berättade att det pågår ett arbete med uppdatering av Svenska kraftnäts Rakel-terminaler. Detta arbete är viktigt för att säkerställa kommunikationen. Med kunskap och förmåga avses förståelse för metodiken och teknisk kunskap.

I det pågående arbetet med att ta fram en vägledning till Elförsörjningens riktlinje för samverkan med Rakel är det värdefullt att berörda aktörer deltar.

Enligt MSB ska en sambandsansvarig utses inom varje organisation som använder Rakel. Det finns behov av att tydliggöra den sambandsansvariges roll och ansvar.

Tommy var intresserad av deltagarnas syn på Rakel och sambandsproblematiken. Jan berättade att de använder Rakel som en reservfunktion och att de nu har förstärkt sin organisation med en sambandsansvarig. Gunnar informerade om att de deltar i metodikarbetsgruppen.

Tommy berättade att det ska skickas ut ett tydliggörande av förväntningarna på den sambandsansvarige. MSB menar att denna ska vara kontaktperson för Rakel-frågor inom egen organisation. Tommy sa att elförsörjningens gemensamma sambandstjänst är viktig dvs. även extern kommunikationen mellan aktörer både inom och utanför el-sektorn. Per frågade vad som avses med egen organisation. Tommy svarade att bolagen själva får avgöra om de ska ha en eller flera sambandsansvariga. En organisation kan även överlåta denna roll till ett annat bolag. Man behöver förteckna vilka som är sambandsansvariga.

Tommy har haft kontakt med försvarsmakten angående utbildning/övning i Rakel specifikt för elförsörjningen.

I Svenska kraftnäts sambandsplan har man identifierat nödvändiga talgrupper inom och utanför organisationen. Det kan ändå saknas talgrupper för att samverka vid olika scenarios. Vid dessa tillfällen vill man ges möjlighet att länka talgrupper med hjälp av trafikledning i Callcenter. Tjänsten kan även köpas ex. av SOS alarm som skulle kunna hantera denna roll. Detta diskuteras nu i metodikgruppen.

Flera mötesdeltagare framförde att Rakel-hanteringen är komplex. De menade att även funktionalitet och användarvänlighet är viktiga aspekter för robusthet. Tommy svarade att det därför är viktigt med en sambandsansvarig som kan lyfta problem och utbilda medarbetare i den egna organisationen.

Rakel används av många funktioner i samhället och det är viktigt, men svårt, att

komma fram till en gemensam plan och metodik. Vid kritiska situationer ska det vara enkelt att kommunicera. Om Rakel användes i vardagen så skulle det underlätta användandet vid kris.

Matz informerade om att ER-koden artikel 41 ställer krav på kommunikation och att den ska vara uppfylld 18 december 2022. Tommy sa att de diskuterar detta med aktörer i och med sambandsansvarigrollen.

Sambandsansvarig på företag ska informera Svenska kraftnät om ex. underliggande nät bör ha Rakel och prioritering av dessa företag. Svenska kraftnäts elberedskap skriver ett elberedskapsbeslut. Företagen genomför en lednings- och sambandsanalys och ansöker sedan om licens och införskaffar tekniken som behövs. Efter handhavandeutbildning medverkar de vid sambandsprov. Lednings- och sambandsanalys, införande av Rakel och grundutbildning bekostas av elberedskapsmedel.

Nationella sambandsproven som genomförs behöver förbättras. Vissa regionnät har kommit igång med sambandsprov med underliggande lokalnät. Metodiken för talgruppsanvändningen är viktig.

E.ON har genomfört tätare sambandsprov under pandemin.

Mikael nämnde att sambandsansvarig bör vara en funktion i organisationen och inte en namngiven person. Jimmy eftersökte profilen för den sambandsansvarige med förväntningar och krav. Flera funktioner i organisationer är användare av Rakel: Elsamverkansgrupper, TIB, driftcentraler m.m.

Pontus underströk vikten av samverkan och samsyn i Rakel-hanteringen.

Profilen för sambandsansvarig, som Tommy tillsammans med konsulter tar fram, ska skickas till organisationers ledningsgrupp senast 1 september. Skrivelsen skickas även till driftrådsmedlemmarna.

Kontakta Tommy Winlöf via mejl eller telefon för frågor och synpunkter om Rakel-hantering.

Presentationen bifogas i bilaga 3

7 Svensk Vindenergi, Tomas Hallberg

Tomas Hallberg, Svensk Vindenergi, inledde med att berätta att Svensk Vindenergi är en branschorganisation som gärna bidrar med information, svarar på frågor och förmedlar kontakter till vindkraftsföretag.

Tomas presentation innefattade kvartalsstatistik och prognoser, prognoserad utbyggnad till år 2040 och utmaningar framöver.

För år 2020 beräknas 1 830 MW installeras och den årliga max. produktionen uppskattas till 31 TWh. För år 2023 planeras den årliga max. produktionen bli 44 TWh. År 2017 ökade vindkraftskontrakten p.g.a. energiöverenskommelsen visar ett diagram för år 2013-2020.

Turbinerna har blivit större och vindkraftsverken högre. Teknikutvecklingen har resulterat i hög effekt med färre vindkraftsverk.

I scenario för år 2040 med enbart förnybar produktion i elsystemet är prognosen 90 TWh vindkraft. Antalet turbiner 2040 beräknas då vara lika många som nu p.g.a. att äldre små turbiner har ersatts med moderna större. Havsbaserad vindkraft bedöms öka från år 2027 beroende av om energiöverenskommelsens fullföljs.

Nu byggs det mycket vindkraftsproduktion i norra Sverige. Svensk Vindenergis prognos är att utbyggnaden ska öka i södra Sverige och då framförallt den havsbaserade. Tomas jämförde dagens vindkraftsverk med framtidens. För att producera 90 TWh med turbinstorlek (4 MW) behövs 7 000 vindkraftverk. Om turbinstorleken ökar till 6 MW (beskrevs som framtidens teknik förra året) behövs bara 4 000 vindkraftverk. Redan i slutet av år 2021 ska 6,6 MW-verk tas i drift. Framtidens teknik är redan här. Tomas visade investeringsbeslutade vindkraftsverk som tas i drift år 2020-2022. År 2017-2022 byggs 2067 nya vindkraftsverk med en installerad effekt på tot. 2 456 MW. Investeringen beräknas till 95 miljarder kr.

Pontus frågade om de låga elpriserna har påverkat utbyggnaden. Tomas sa att man kan ana en avmattning från år 2023, men orsaken är främst brist på tillstånd för att bygga. Eftersom vindkraftsverk är i drift i 30 år så påverkas de kanske inte av de nuvarande låga elpriserna.

Tomas visade det svensk-norska elcertifikatsystemet. Det sammanlagda åtagandet är att man ska finansiera 46,4 TWh. Vi har nu en överutbyggnad med 18,6 TWh. Mycket återstår ändå till ett 100 % förnybart elsystem år 2040.

År 1996 hade de stora produktionsbolagen i Sverige en samlad marknadsandel på

90 %. År 2022 är prognosen att deras marknadsandel är ca 67 %. Det finns nya investerare på marknaden som har lägre avkastningskrav än dagens produktionsbolag. Pontus sa att det är viktigt att vindkraften bidrar med systemtjänster för spännings- och effektregering. Tomas svarade att de kan använda effektomriktare och syntetisk svängmassa för effektregering. Framtida systemstöd, som Svenska kraftnät kan lansera, möjliggör detta. Vindkraftverken kan generera reaktiv effekt även när de står stilla. Spänningsreglering kan hanteras med anslutningsavtal och affärsmodeller.

Tomas informerade sedan om kapacitetsfaktorer. 2014 var kapacitetsfaktorn 24 % (11,5 TWh med 5 425 MW). För den vindkraft som tillkommer 2017-2022 är kapacitetsfaktorn 38 % (27 TWh med 8 192 MW). År 2030 förväntas ny vindkraft ha kapacitetsfaktor 50 %. Per sa att kapacitetsfaktorn bör vara beroende av platsen där vindkraftsverken placeras dvs. om det är mycket vind eller inte. Tomas svarade att det handlar om att få tillstånd att bygga där det blåser mycket.

Svenska kraftnät beräknar tillgängligheten för vindkraftsproduktionen till 9 % vid effekttopparna. Tomas menar att tillgängligheten har varit betydligt högre de senaste vintrarna. Pontus sa att då det varit väldigt kallt och effekttopp så har vinden varit låg. Förändrad teknik ökar ändå tillgängligheten svarade Tomas.

Mikael och Per lyfte problematiken med att vindkraftsproduktionen kan vara noll och därmed inte bidra med aktiv effekt. Tomas svarade att sannolikheten är liten, men att risken finns. De gör en sådan studie nu som ska presenteras inom ett par veckor.

Gunnar sa att vi snart har en vindkraftsproduktion som är två gånger större än Sveriges min. last. Klarar kraftsystemet detta? Vindkraft är ofta ansluten till underliggande nät. Pontus sa att vindkraften måste bidra med systemtjänster. Tomas är nöjd med det samarbete som pågår med Svenska kraftnät för att hitta nya systemtjänster anpassade till vindkraftsproduktionen.

Pontus tackade Tomas för presentationen och sa att en viktig roll med att delta i Driftrådet är att förmedla information och kontakter samt att representera sin organisation.

Presentationen bifogas i bilaga 5

Driftläge forts.

Magasinläge och kraftsituation (Energiföretagen)

Nicole Burstein, Energiföretagen, informerade om kraftläget i Norden och Sverige till och med v. 22. Område 4 har haft höga tillrinningar en längre tid. I övriga Sverige var vårfloden sen, men tillrinningarna ökar nu. I Norge ökade tillrinningarna förra veckan.

Magasinsläget i Sverige och Norge var under normalnivån, men ökar nu. Statistik över elproduktion i Sverige per kraftslag visade en ökning av vindkraft. Kärnkraftsproduktionen har minskat p.g.a. revisioner och förändrat prisläge. Värmekraftsproduktionen har varit lägre p.g.a. den milda vintern. Tomas, Svensk vindenergi, informerade om att vindindex för Q1 var rekordhøgt (150).

Svensk kraftbalans har varit stark med nettoexport. Även den nordiska kraftbalansen har varit stark med nettoexport.

Presentationen bifogas i bilaga 4

Störningar och andra viktiga händelser

Driftrådsmedlemmarna informerade om pandemins påverkan på driftverksamheten. De hade vidtagit försiktighetsåtgärder med skyddade driftcentraler och hemmaarbete för kontorspersonal. Hanteringen av pandemin hade fungerat bra och de kände inte till fall av covid 19 för driftpersonal.

Flera stormar under våren påverkade både nät- och produktionsbolag, men orsakade inga större störningar.

De låga elspotpriserna under våren med kärnkraftsregleringar hade stor påverkan på produktionsplaneringen.

De stora tillrinningarna i början av mars i södra Sverige medförde en ansträngd situation.

Den milda vintern medförde att de inte behövde vidta åtgärder för kapacitetsbrist i Malmö.

7 Avslut

Pontus tackade alla för dagens möte. Det fungerade bra att hålla Driftrådsmöte med Skype.

Till nästa möte föreslogs att utvärdera sommaren med fokus på spänningshållning.

Nästa möte 22 september 2020 kl. 9.15–15.15

Bilagor

Bilaga 1, Driftläge (Svk)

Bilaga 2, Spänningsreglering (Svk)

Bilaga 3, Rakel (Svk)

Bilaga 4, Magasins- och kraftläge (Energiföretagen)

Bilaga 5, Vindkraftsutbyggnad (Svensk vindenergi)

Justeras

Vid protokollet

Pontus de Maré

Lena Johansson