

Frågor och svar från aktörsmöte 5 nov

>> Frågor om alternativa elområdesindelningar

Kan ni utveckla anledningen till att behålla snitt 1 i alternativ 3?

Svar: Snitt 1 består av fyra ledningar och utgör en flaskhals framförallt vid avbrott men även vid intakt nät. Transmissionsnätet i norra Sverige är maskat med mycket produktion. Detta innebär att det är utmanande att få en träffsäker modellering av olika handelsflödens påverkan på flaskhalsarna med ett samlat elområde norr om snitt 2.

En sammanslagning av SE1 och SE2 kommer att studeras i de två andra alternativa elområdesindelningarna.

Motsvarar "snitt 3" i alternativ 3 den CNEC i den flödebaserade domänen som ofta är begränsande i SE3?

Svar: Ja, snitt 3 representerar ledningar som vi ser är återkommande gränssättande för handeln vid öst-västligt flöde.

Kan ni beskriva de driftsituationer där nuvarande snitt 4 är en relevant gräns?

Svar: Snitt 4 är idag framförallt gränssättande för marknaden under perioder då vi har avbrott i södra Sverige. Dagens snitt hjälper oss att hantera de överlaster som riskerar att uppstå på ett effektivt sätt, men eftersom behovet inte uppstår så ofta finns skäl att överväga om snittet bör vara kvar givet framtida utveckling av kraftsystemet (vilket vi gör bland annat i denna analys).

Ligger Snitt 2 (SE2/SE3) verkligen på rätt ställe, med tanke på att det ofta är CNEC inne i SE2 som är prissättande, inte gränsen mellan SE2/SE3?

Svar: Vår bedömning är att snitt 2 ligger på en lämplig plats i transmissionsnätet. Detta då snittet återkommande är gränssättande för handeln. Informationen på publiceringsplattformen för flödesbaserade parametrar (JAO) visar att det återkommande är interna CNEC:ar i SE2 som är gränssättande. Så kan det vara ibland,

men tyvärr har det även smugit in fel i datamängden som publiceras på JAO. Felet innebär att ledningar som ingår i snitt 2 registreras som interna i SE2, vilket inte är rätt. Vi undersöker orsaken till detta och kommer åtgärda felet.

Hur skulle en förändring av elområdesindelningen påverka flödet i nätet med flödesbaserad kapacitetsberäkning och allokering?

Svar: Med flödesbaserad kapacitetsberäkning ges marknaden en mer detaljerad beskrivning av nätets fysiska förutsättningar för att överföra kraft mellan elområden. Hur handelsflöden efter marknadskopplingen påverkas av alternativa elområdesindelningar är något vi kan svara på först efter genomförd studie. Vi gör modelleringen utgående från flödesbaserade parametrar.

Varför ser SVK en poäng med att bibehålla snitt 1 (mellan SE1 och SE2) i alternativ 3?

Det är först efter analysen vi kan uttala oss vilka snitt som kan vara relevanta att ta bort. En sammanslagning av SE1 och SE2 kommer att studeras i de två andra alternativa elområdesindelningarna som utreds inom ramen för regeringsuppdraget. Transmissionsnätet i norra Sverige är maskat med mycket produktion. Detta innebär att det är utmanande att få en träffsäker modellering av olika handelsflödens påverkan på flaskhalsarna med ett samlat elområde norr om snitt 2, liksom att vid behov kunna avlasta dessa effektivt.

Vore det inte en stor fördel att öka volymomfånget i norra Sverige genom att slå ihop dagens SE1 och SE2 för att öka marknadseffektiviteten etc.?

Svar: En samlad bedömning behövs innan nya elområdesindelningar kan införas. Det finns många viktiga perspektiv att väga in, bland annat en indelning med elområden som är tillräckligt stora och balanserade för att ge förutsättningar för likvida elmarknader. Samtidigt behöver indelningen kunna stötta en effektiv flaskhalshantering.

Är det förlorade flaskhalsinkomster över snitt 1 som hindrar en sammanslagning av dagens SE1 och SE2 i alternativ 3?

Svar: Nej, ett eventuellt kommande val att behålla snitt 1 i alternativ 3 har inte något att göra med flaskhalsinkomster. Hur de olika indelningarna kommer påverka förväntade flaskhalsinkomster kommer dock redovisas i vår rapport.

Kan ni närmare beskriva skillnaden mellan "snitt 3" i alternativ 3 och "Stockholmsområdet" som fanns med i den formella (EU-gemensamma) översynen. Varför är området större nu?

Svar: "Stockholmsområdet", eller "östra Svealandsområdet", undersöktes i den EU-gemensamma elområdesöversynen. Området varierade i storlek beroende på konfiguration. Likt snitt 3 som vi undersöker i alternativ 3, skulle detta område (i varierande storlek) syfta till att bland annat hantera de flaskhalsar som uppstår vid östvästligt flöde. Snitt 3 har en annan placering och innehåller en annan uppsättning

ledning. Enligt våra analyser motsvarar den lokalisering vi nu undersöker bättre flaskhalsen.

Varför överväger ni inte att det historiska Snitt 3 = söder om Vänern och bort mot Sörmland/Östergötland? Alltså dela SE3 på ett annat sätt än ert nya alternativ, söder ut?

Svar: Det snitt 3 som vi nu kommer utreda i det tredje alternativet motsvarar en ofta återkommande flaskhals i det nordiska systemet. Det är därför intressant att titta närmare på om det är lämpligt att dra en elområdesgräns där.

Vi ser inte samma behov för det "historiska snitt 3".

Hur ofta uppstår en begränsning mellan SE3 och SE4? Finns det skriftligt sammanställt hur flaskhalsen mellan 3 och 4 ser ut? Hur stora är begränsningarna, när uppstår de, varför uppstår de, hur ofta osv?

Svar: Gränsen mellan SE3 och SE4 är framförallt gränssättande för marknaden under perioder då vi har avbrott i södra Sverige. Begränsningarna uppstår i första hand under sommarhalvåret när det är avbrottsäsong.

Hur ofta och hur mycket använder ni mothandel? Går det att göra mer?

Svar: Idag mothandlar eller omdirigerar vi i normalfallet inte för att öka kapaciteten för handel mellan SE3 och SE4. Det går i teorin att mothandla mer för att virtuellt öka kapaciteten (det vill säga tillgängliggöra högre kapacitet till marknaden än vad som är fysiskt möjligt) men det är i praktiken en utmaning att göra det på ett effektivt sätt.

Kort sagt – för att möjliggöra ökad handel krävs att vi med mothandel- eller omdirigeringsresurser avlastar rätt nätelement. Med rätt nätelement menar vi det element som visat sig bli begränsande för handeln i marknadskopplingen. Vilket detta nätelement blir vet vi inte förrän efter marknadsutfallet, även om vi kan göra kvalificerade gissningar. Utöver att lyckas avlasta rätt nätelement, behöver det finnas resurser lämpade för det – både sett till dess tekniska förmågor, och att dess lokalisering ger god avhjälpande effekt på nätelementet.

Utbudet av denna typ av resurser, med de tekniska förmågor som krävs och en lämplig lokalisering, är begränsat i södra Sverige, vilket även bekräftats av de upphandlingar Svenska kraftnät gjort för att identifiera möjliga mothandels/omdirigeringsresurser. Utan rätt resurser på rätt plats i nätet blir kapacitetshöjande mothandel/omdirigering ett trubbigt verktyg då stora volymer upp- eller nedregleringsbud krävs för att avlasta ett överlastat element, vilket dessutom riskerar att orsaka nya överlastar på andra platser i kraftsystemet.

Vi ser även att marknadslösningar som "bortser från fysiken" och vad som är tekniskt möjligt, i detta fall att virtuellt öka handelskapaciteten, innebär att prissignaler störs. Detta kan på sikt leda till en förvärring av problemet med obalanser i nätet (dvs att vi inte får nya investeringar i form av t ex ny produktion där det behövs som mest).

Ska elområdesgränsen sättas där begräsningar finns vid normaldrift? Eller kan ni bestämma att gränserna går vid geografier där begräsningar uppstår vid onormal drift?

Svar: Elområdesindelning styrs i första hand av Elmarknadsförordningen (EU 2019/943). Där framgår t ex att elområden som huvudregel inte ska innehålla så kallade strukturella överbelastningar (flaskhalsar) samt att elområdena inom EU ska utformas för att maximera den ekonomiska effektiviteten och möjligheten till handel. Begreppet strukturell överbelastning är otydligt och den definition som finns i lagstiftningen, dvs att det ska vara överbelastning i transmissionsnätet som kan definieras entydigt, är förutsägbar, geografiskt stabil över tid och ofta återkommer under normala förhållanden i elkraftsystemet (kraftsystemet), har varit föremål för diskussion i flera år. Detta inkluderar bland annat frågan om med vilken frekvens en överbelastning ska uppkomma för att anses strukturell. Vad som menas med "normala förhållanden i kraftsystemet" är inte heller tydligt utläsbart i förordningen. Vår syn är att det omfattar kraftsystemet när det befinner sig inom driftsäkerhetsgränser, både vid intakt nät och vid att avbrott med anledning av underhåll och förstärkningar. Dock behöver flaskhalsen förväntas återkomma tillräckligt ofta för att en elområdesgräns ska vara motiverad. Vår förhoppning är att det kommer tydliggöras hur begreppet ska tolkas genom den uppdatering av kommissionsförordningen CACM (2015/1222) som för närvarande pågår.

Beslut om ev. ändrad elområdesindelning tas inte av Svenska kraftnät utan av regeringen. Som huvudregel behövs samsyn med alla länder i samma kapacitetsberäkningsregion i linje med artikel 14 i Elmarknadsförordningen.

>> Frågor om analys och scenarier

Vilken modell används för att göra analyserna?

Svar: Modelleringen görs baserat på flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod i Samnett som är det verktyg som vi använder även för många andra analyser av kraftsystemet och elmarknaden framåt.

Om norra Sveriges industriers elbehov ökar mycket under de närmaste tio åren, samtidigt som arbetet med överföring från norr till söder är en del av lösningen för södra Sveriges elbehov med större överföringskapacitet, hur läggs det med i er beräkning?

Svar: Vi använder våra senaste och mest uppdaterade prognoser över kraftsystemets utveckling, både med avseende på ny produktion och last samt planerade investeringar, som finns tillgängliga vid tillfället för modellering. Om vi efter modellering har uppdaterade prognoser som väsentligt avviker från de som vi nyttjat i modelleringen kommer vi att föra ett kvalitativt resonemang kring detta.

Tas det någon hänsyn till den lagring som kommer kunna tillhandahållas via V2G-utbyggnad som kommer ske i snabb takt

Svar: Vi tar inte hänsyn till Vehical-2-Grid (V2G) i modelleringen, dvs att batterier i elbilar kan användas för att mata ut el på elnätet. Däremot antas en andel av elbilarna ladda flexibelt, vilket innebär att laddningen sker med hänsyn till elpriset. Anledningen att V2G inte modelleras beror på att det idag är osäkert hur stor andel av elbilsflottan som kommer ha denna möjlighet och hur den kommer påverka priserna på dagen före-marknaden. I vår senaste Långsiktiga marknadsanalys (LMA2024) finns en känslighetsanalys presenterad för olika antagande om flexibilitet i elbilar där vi visar att bl.a. V2G kan få stor påverkan på elpriserna. Rapporten lyfter dock att flexibiliteten från elbilar kommer begränsas av faktorer som kör- och laddningsmönster för olika fordon och lokala nätbegränsningar, varför det är viktigt att inte överskatta den aggregerade flexibiliteten som kan uppnås.

I modelleringen till regeringsuppdraget finns dock fristående batterier modellerade samt flexibilitet i elanvändning.

Är det rätt uppfattat att analysen inte omfattar en analys av hur samhällsnyttan kan optimeras genom utbyggnad av transmissionsnätet i respektive alternativ på elområdesindelning? Det vore exempelvis intressant att se vilken nytta en större utbyggnad av likströmsförbindelser skulle innebära för utbyggnaden av produktion i norr.

Svar: I studien utgår vi från våra senaste och mest uppdaterade marknadsanalyser och modeller över kraftsystemets utveckling. Vi kommer att undersöka variationer av fördelning av elproduktion och elförbrukning, men inte variationer sett till planerade nätinvesteringar. Vi kommer alltså inte analysera samhällsnyttan av olika typer av nätförstärkningar.

Hur mycket vikt läggs vid regionala/lokala priseffekter av de olika indelningarna och påverkan på aktörer i de elprisområdena (elproducenter, producerande industri, datacenter, konsumenter, nätägare...)?

Svar: Vi kommer att utgå från de analyskriterier och bedömningar som ingår i regeringsuppdraget. Det innebär att vi bland annat kommer att analysera påverkan på elpriser i respektive elområde samt elmarknadsnyttan (summan av producentöverskott, konsumentöverskott och flaskhalsinkomster). Vi kommer även utvärdera påverkan på finansiella marknader, vilket kan påverka möjligheten att prissäkra sig.

Vi har ett europeiskt elsystem, inte ett nordiskt. Jag tolkar presentationen som att ni endast simulerar Norden när ni analyserar de olika alternativa indelningarna, dvs. håller kontinenten statisk (antingen med statiska flöden eller med externa priser). Då prisbild och flöden på kontinenten påverkas av vad som händer i Norden, hade det inte varit mer ändamålsenligt att simulera hela SDAC?

Svar: I våra simuleringar optimeras priser och flöden inom Norden för de olika alternativa elområdesindelningarna. De länder som Norden har förbindelser till – Nederländerna, Polen, Storbritannien och Tyskland – modelleras med prisserier framtagna utifrån modellsimuleringar med den nuvarande svenska

elområdesindelningen. Samma prisserier används därför oavsett vilket svenskt elområdesalternativ som analyseras.

Bedömningen är att olika svenska områdesindelningar endast har en marginell påverkan på prisbildningen på kontinenten. Sveriges elmarknad är betydligt mindre än exempelvis Tysklands och den sammanlagda överföringskapaciteten mot kontinenten är begränsad. Därför dämpas eventuella svenska prisförändringar på grund av annan elområdesindelning snabbt i den större europeiska marknaden, där elpriserna i huvudsak styrs av lokala produktionskostnader, väderförhållanden och bränslepriser.

Bedömer SVK att det redan 2035 finns ny kärnkraft i systemet, och i så fall var finns denna i scenariot "2035"?

Svar: Svenska kraftnät har flera olika scenarier för kraftsystemets utveckling. Dessa ska inte tolkas som prognoser utan ställs upp som utgångspunkt för analys av vilka utmaningar som olika möjliga utvecklingsvägar kan innebära för kraftsystemet.

I analyserna inom ramen för regeringsuppdraget kommer vi att utgå från olika variationer av fördelning av elförbrukning och elproduktion, exempelvis olika förväntade nivåer av installerad kärnkraft. För 2035 kommer vi bland annat undersöka en ökning av 1500 MW installerad kärnkraft, lokaliserad i Ringhals.

Hur ser ni på den här analysen i relation till investeringarna som görs i nätet idag? Kommer flaskhalsarna som analysen baseras på finnas kvar efter investeringarna eller blir det aktuellt med en ny analys efter att till exempel nord-sydprojektet är färdigt?

Svar: I studien utgår vi från våra senaste och mest uppdaterade marknadsanalyser och modeller över kraftsystemet för de år som regeringsuppdraget innefattar (kvantitativa beräkningar kommer utföras för 2030 och 2035). De nätmodeller som används inkluderar därmed de förstärkningar som väntas vara på plats respektive år, inklusive sådana som ingår i investeringsprogrammet Nord-Syd. Utvecklingen av kraftsystemet går fort och olika antaganden kring kommande förändringar kan få stora effekter på resultaten i en studie som denna, speciellt med avseende 2035. De stora förändringarna innebär att översyner/analyser av Sveriges elområdesindelning behöver göras löpande, samt ett potentiellt behov av att ändra indelningen oftare än vad som varit fallet historiskt.

Hur tar ni hänsyn till osäkerheter i prognoserna (t. ex. omfattande tillkommande elproduktion i form av kärnkraft eller vindkraft), främst vid modellering av scenarierna 2035 och 2040?

Svar: Vi utgår från våra senaste och mest uppdaterade marknadsanalyser och modeller över kraftsystemet. De scenarier som analyserna görs för ska inte tolkas som prognoser utan ställs upp som utgångspunkt för analys av vilka utmaningar som olika möjliga utvecklingsvägar kan innebära för kraftsystemet.

För att i viss utsträckning ta hänsyn till osäkerheter undersöker vi variationer sett till fördelning av elförbrukning och elproduktion för 2035, där ett scenario kommer

innefatta ny kärnkraft. För 2040 gör vi enbart en kvalitativ analys, detta framförallt mot bakgrund av de osäkerheter vi ser med avseende på kraftsystemets utveckling.

Idag är det begränsad överföringskapacitet mellan de olika områdena. Antar ni att dessa begränsningar byggs bort i alternativet med bara ett elområde? Eller hur "löser" ni dessa faktiska begränsningar som finns idag?

Svar: I studien utgår vi från våra senaste och mest uppdaterade marknadsanalyser och modeller för de år som studeras. Det innebär att studien baseras på framtida kraftsystem och framtida överföringskapacitet som beräknats utifrån förväntade fysiska förutsättningar i kraftsystemet givet t ex planerade förstärkningar. Vilken påverkan alternativet Sverige som ett elområde får på våra möjligheter att hantera flaskhalsar effektivt, tillgängliggöra handelskapacitet och upprätthålla driftsäkerheten är något vi får återkomma till när vi är färdiga med analysen.

Undersöker ni också dynamiska elområden som det finns i Norge?

Svar: Nej vi utreder inte detta.

Hur hanteras avvägningen mellan samhällsekonomisk lönsam indelning i elområden och att företag avstår från att investera i vissa delar av landet?

Svar: Vi kommer inte göra denna avvägning inom ramen för regeringsuppdraget, utan vi kommer hålla oss till de analyskriterier och bedömningar som nämns i regeringsuppdraget. Det innebär att vi bland annat kommer att analysera påverkan på elpriser i respektive elområde samt samhällsnyttan som i studien uttrycks som så kallad elmarknadsnytta (summan av producentöverskott, konsumentöverskott och flaskhalsinkomster). Vi kommer även utvärdera påverkan på finansiella marknader, vilket kan påverka möjligheten att prissäkra sig samt påverkan på driftsäkerheten.

Notera även att en konsekvens av elområdesindelningen är incitament för lämplig lokalisering av både ny produktion och av stora förbrukare utifrån var det idag finns över- respektive underskott av elproduktion.

Kommer det även en enkät till aktörer aktiva på andra marknader än förhandsmarknaden då påverkan är minst lika stor för fysisk handel när gränser flyttas?

Svar: Nej, det kommer endast delas en enkät för att samla in marknadens syn på hur analyserade elområdesindelningar kan påverka den finansiella elmarknaden. Enkäten syftar till att komplettera Svenska kraftnäts analyser med aktörernas perspektiv.

Att vi fokuserar på den finansiella elmarknaden i enkäten beror på att våra analyser och beräkningar i övrigt till stor del utgår från den fysiska handeln.

Räknar ni med att flödesbaserad marknadskoppling är implementerat i intradagsauktionerna eller kan det finnas behov av att även analysera hur de nya elområdena skulle påverka intradagshandeln inkl. kapaciteter för intradag?

Svar: Vi kommer inte analysera de alternativa elområdesindelningarnas påverkan på intradagshandeln som del av regeringsuppdraget. Däremot kommer vi att analysera eventuell påverkan på balansmarknader av de alternativa indelningarna på en övergripande nivå.

Kommer balansmarknader finnas med i analysen?

Svar: Simuleringar kommer endast utföras för dagen före-marknaden. De alternativa elområdesindelningarnas påverkan på balansmarknaden kommer att utvärderas i viss mån.

Är det rätt uppfattat att den nya utredningen kommer vara framåtblickande, dvs det som är fundamentalt rimligt och effektivt 2030/35 och inte som tidigare 2025?

Svar: Ja, studien kommer att baseras på utvecklingsscenarier för de år som ingår i regeringsuppdraget.

Detta var även tanken att vara framåtblickande i den EU-gemensamma översynen där målåret låg tre år framåt i tiden i enlighet med krav i Elmarknadsförordningen, men eftersom processen drog ut på tiden blev leveransåret samma som analysåret.

Hur avser Svenska kraftnät att värdera de samlade samhällsekonomiska effekterna av en bättre fungerande balanskraftsmarknad, finansiell marknad och intradagsmarknad vid en eventuell sammanslagning av elområden?

Svar: Vi kommer förhålla sig till kriterierna i regeringsuppdraget; bland annat marknadseffektivitet och påverkan på finansiella marknader. Vår plan är att göra en utvärdering av de olika alternativens påverkan på balansmarknader som en del av kriteriet marknadseffektivitet. För finansiella marknader kommer vi bland annat gå ut med en enkät till marknadsaktörer. Genom att utvärdera konfigurationerna från många olika perspektiv i enlighet med uppdraget ser vi att vi kommer att ha förutsättningar för en samlad bedömning gällande för- och nackdelar med de olika alternativen. Vi tar gärna emot inspel på ev. aspekter som marknadsaktörer ser som extra viktiga för det vidare arbetet.

>> Frågor om framtida elområdesindelning

Vi är ju i slutet av 2025 nu så det låter rimligt att göra "förstudien" nu samt utvärdering/rekommendation senare med fokus på vad som är effektivt år 2030-2040. Är detta Svenska kraftnäts syn på processen?

Svar: Enligt vår mening bör en ny elområdesindelning vara relevant åtminstone på 5-10 års sikt för att vara intressant för implementering. Dock finns krav i regelverken att utgå från flaskhalsar som inte förväntas byggas bort inom kommande treårsperiod, vilket innebär att även ett något kortare perspektiv kan behövas.

När tror ni tidigast ett eventuellt beslut om ny indelning kan fattas och när kan en ny indelning tidigast träda i kraft?

Svar: Vår bästa bedömning är att det är osannolikt att nya elområden skulle kunna vara på plats före 2030. Regeringsuppdraget innebär inte att en formell översyn har startats. Processerna för en elområdesöversyn i linje med det europeiska regelverket är tidskrävande samtidigt som både vi och elmarknadens aktörer kommer att ha ett behov av viss tid för implementering och anpassning (åtminstone 18 månader). Detta innebär att vill vi ha nya elområden implementerade till början av 2030 behöver beslut om detta fattas under första halvan av 2028.

Varför kommer ingen rekommendation? Ingår inte det i uppdraget?

Svar: En rekommendation att bibehålla eller ändra nuvarande elområdesindelning kommer inte levereras eftersom regeringsuppdraget inte är en elområdesöversyn. Processen för att se över och ändra nuvarande elområden styrs av EU-regelverk. Dessa inkluderar regler för hur en översyn kan startas och av vem, samt hur processen från initiering till beslut om en ev. ändring ska se ut. Detta regelverk styrde den EU-gemensamma översynen som levererades i april 2025. Inom ramen för pågående regeringsuppdrag har ingen formell översyn startats. Detta ger arbetet frihetsgrader i relation till processen i lagstiftningen; t ex kan vi i linje med uppdraget titta på 2030, 2035 och 2040, och inte huvudsakligen 3 år framåt i tiden. Vi undersöker även alternativa indelningar som inte är baserade på och framtagna för att spegla förväntad förekomst av strukturella flaskhalsar.

Sammantaget; arbetet omfattas inte av de krav som ställs för en formell översyn, men det betyder också att ytterligare underlag och analyser skulle behövas om Sverige vill ändra sina elområden.

Vad har ni för åtgärder för att snabbt åtgärda de stora prisskillnaderna mellan dagens elområden?

Svar: Svenska kraftnät gör omfattande investeringar i transmissionsnätet. Bland dessa kan nämnas vårt investeringsprogram NordSyd som kraftigt kommer att förstärka överföringsmöjligheterna från norra till södra Sverige och därmed ha en prisutjämnande effekt. Totalt planerar vi att investera drygt 200 miljarder kronor i stamnätet de kommande 10 åren.

Parallellt vidtar vi andra åtgärder, såsom införande av flödesbaserad kapacitetsberäkning, som möjliggör en mer effektiv användning av transmissionsnätet vilket ökar handelsmöjligheterna och därmed minskar prisskillnader i dagen före-handeln.

Kan man verkligen bestämma att införa nya elområden när huvudproblemet är att det saknas tillräcklig produktionskapacitet i underskottsområdena? 18 månaders implementeringstid när det tar kanske 5-10 år att bygga ny produktionskapacitet?

Svar: Vi håller med om problembeskrivningen kopplat till den regionala obalans vi har mellan produktion och förbrukning. Elområdesindelning är ett viktigt verktyg för Svenska kraftnät för att hantera denna problematik; dvs att vi har ett överskott av billig produktion i norra Sverige samt ett underskott av produktion i södra, samtidigt som det finns tekniska begränsningar för hur mycket kraft som går att överföra. Vår

förväntan är dock inte att denna problembild ska kunna lösas på 18 månader. För att vi ska kunna föreslå en ändring innebärande att en av dagens elområdesgränser tas bort (observera att detta inte är en del av regeringsuppdraget, men kan ske i senare skede) behöver förekomsten av flaskhalsar ha minskat i så pass stor utsträckning att det finns andra effektivare sätt att hantera dem än med en elområdesgräns.

Trots ovan är det inte säkert att nuvarande elområdesindelning är den bästa på 5-10 års sikt. Kraftsystemet är i ständig förändring sett till bland annat produktionsmix, förbrukningsmönster, sammankopplingar med grannländer och förstärkningar av transmissionsnätet. Detta påverkar flödena i nätet vilket i sin tur påverkar flaskhalsarnas lokalisering. Vilka huvudsakliga flaskhalsar som kan förväntas framåt är därför något som vi löpande måste analysera.

Hur har Tyskland hanterat frågor kring att de har endast ett elområde. Finland har också ett. Vad är bäst för konungariket Sverige?

Svar: Det finns flera tillåtna sätt att hantera flaskhalsar på, där Sverige använder en kombination av elområdesindelning, avhjälpanande åtgärder och nätförstärkning. En del länder, till exempel Tyskland, har valt att mothandla och omdirigera i stor omfattning. Tyskland hanterar det genom en icke-marknadsbaserad lösning, i vilken anläggningar över en viss storlek beordras att upp- eller nedreglera för att avhjälpa de överlaster som annars skulle uppstå. Denna lösning är mycket dyr och kostnaden täcks av elnärskunderna. Avsaknaden av lämplig elområdesindelning orsakar även så kallade ringflöden i angränsande elområden vilka antingen måste hanteras genom mothandla och omdirigera även där alternativt genom minskade handelskapaciteter.

För Sverige är i dagsläget elområdesindelning en förutsättning för att effektivt och driftsäkert hantera flaskhalsar i Sveriges transmissionsnät. Elområdesindelningen ett viktigt verktyg för ett driftsäkert och kostnadseffektivt kraftsystem samt för att tillgängliggöra största möjliga handelskapacitet till marknaden.

Elområden ska återspegla nätets fysiska begränsningar, samt regional skillnad i elproduktion och efterfrågan. På så sätt ger elområdesindelningen korrekta samt transparenta prissignaler och därigenom incitament för att minska obalans mellan produktion och förbrukning, samt tydliga signaler var nätet behöver byggas ut. På så sätt hjälper elområdesindelningen till att långsiktigt lösa problemet med flaskhalsar, att nyttja elnätet effektivt och säkerställa en bättre fungerande marknad.

Kommer rapporten att presentera konkreta implementeringsalternativ – till exempel hur elområden kan slås ihop – eller blir det en beskrivande rapport utan tydliga förslag till förändring?

Svar: Svenska kraftnät välkomnar regeringsuppdraget som är en form av förstudie där vi utvecklar våra analyser samt ser vilka alternativ som eventuellt kan vara intressanta att gå vidare med i en formell process. I rapporten kommer vi att presentera för- och nackdelar med de olika förslagen.

Regeringsuppdraget är dock inte en formell elområdesöversyn i enlighet med europeiska regelverk. Detta innebär att vi inte kommer att kunna lämna någon rekommendation till regeringen i enighet med artikel 14(6) i Elmarknadsförordningen.

>> Frågor om särskilda elområden för export

Enligt EU-regelverket EU 2019/943 definieras ett elområde som "det största geografiska område inom vilket marknadsaktörerna kan handla energi utan kapacitetstilldelning". Om syftet med särskilda elområden för export är att isolera de samhällsekonomiskt negativa effekterna av prissignaler från kontinentala marknader, kan detta verkligen göras med så kallade elområden för export om dessa elområden även faller inom den legala definitionen "elområden"?

Svar: Svenska kraftnät utreder vad som ligger i begreppet och möjliga angreppssätt. Vi kommer att utföra en kvantitativ bedömning av möjlig marknadsdesign utan hänsyn till legalt regelverk, följt av en legal analys utifrån tillämpliga EU-regelverk. Vi ser utmaningar kopplat till uppfyllande av EU-regelverk vid en tolkning innebärande att målet med nya elområdet är att minska handeln med t ex Tyskland.

Är det enligt EU:s regelverk möjligt att särskilja "exportområde" från inhemska områden?

Svar: I regeringsuppdraget ska vi analysera vad som är legalt möjligt utifrån EU regelverk.

Hanteringen av exporten var ju en gång anledningen till att SVK valde att frivilligt införa elområde för att tillmötesgå EU-kommissionen. Vad gör det möjligt nu?

Det stämmer att Sveriges hantering av interna flaskhalsar genom att minska exporten till utlandet var en bakomliggande orsak till införandet av flera elområden år 2011. Detta eftersom hanteringen ansågs strida mot EU:s konkurrenslagstiftning. Sedan dess har en mängd EU-lagstiftning inom energiområdet tillkommit som reglerar EU:s inre marknad för el idag.

Oavsett ovan har Svenska kraftnät fått i uppdrag av regeringen att undersöka möjligheten att införa särskilda elområden för export. Ett led i detta är att undersöka de legala förutsättningarna för den marknadsdesign vi utreder. Vi kan dock konstatera att vi ser legala utmaningar med konceptet, inte minst med bakgrund av det frågeställaren redogör för. Vi kommer återkomma till detta i samband med leveransen av vår rapport.

Kan ni beskriva lite mer vad ett elområde för export är? Kommer dessa finnas även internt i Sverige, t ex för export från SE3 till SE4 för att hantera all export från SE3 även till andra länder och internt?

Svar: Det ligger inom studien och leveransen att tolka begreppet och dess innebörd.

Baserat på vår tolkning av skrivningarna i regeringsuppdraget kommer särskilda elområden för export för handeln mellan svenska elområden inte att utredas.

>> Frågor om regelverk och elområdesöversyn

Kraven som ligger till grund för den marknadseffektiva lösningen, var kommer de kraven ifrån?

Svar: Ett analyskriterium i regeringsuppdraget är marknadseffektivitet. Marknadseffektivitet är ett analyskriterium i regelverket CACM (EU 2015/1222) och var också en del av den metod som beslutades av ACER och som användes i den tidigare EU-gemensamma elområdesöversynen. Svenska kraftnät kommer i denna studie att fokusera på elmarknadsnytta, kompletterat med några ytterligare analyser.

Hej, f.n. pågår en revidering av CACM och därigenom EU-regelverket för elområdesöversyn. Hur ser ni på hur kommande förändringar av CACM påverkar förutsättningarna för att ta nästa steg, efter den här analysen? (bland annat har talas det om ett strömlinjeformat översynsalternativ)

Svar: Det stämmer att det pågår en översyn av CACM inkluderande skrivningar om bland annat elområdesöversyn. Hur de slutliga skrivningarna kommer se ut vet vi inte än, men eftersom CACM är sekundär lagstiftning i förhållande till Elmarknadsförordningen förväntar vi oss i första hand en anpassning till de skrivningar som finns där.

Vad gör SVK för att påverka att Tyskland också indelas i elområden baserat på resultaten från tidigare genomförd EU gemensam elområdesöversyn?

Svar: Att förändra eller bibehålla nuvarande elområdesindelning är del av en beslutsprocess som styrs enligt EU:s Elmarknadsförordning och beskrivs i 14(7), 14(8), 15(4) och 15(5) i förordningen. Besluten tas på medlemsstatsnivå och inte av TSO:er såsom Svenska kraftnät eller de tyska TSO:erna.

SVK har en aktiv röst i samarbetet inom ENTSO-E samt med reglermyndigheter i syfte att bevaka och påverka framtida regelverk och metoder så att strukturella flaskhalsar i första hand hanteras genom lämplig elområdesindelning.

På vilket sätt är det ingen formell översyn då regelverket tydligt tillåter medlemsstaterna att själva initiera en översyn?

Svar: Regeringsuppdraget är inte en formell elområdesöversyn eftersom en sådan inte har initierats. Det stämmer att EU-regelverket tillåter medlemsstaterna att själva initiera en översyn. Enligt vår tolkning kan en nationell översyn initieras på två sätt inom ramen för nuvarande regelverk:

- 1) Genom en rapport som tas fram av Svenska kraftnät och som godkänns av Energimarknadsinspektionen som påvisar förekomst av strukturell flaskhalsar (artikel 14(7) EU 2019/943).
- 2) Genom att påvisa att elområdesindelningen har försumbar påverkan på grannländernas kontrollområden (artikel 32.1(d) i EU 2015/1222).

Enligt Svenska kraftnäts mening skulle alternativen som utreds inom ramen för regeringsuppdraget kunna få mer än försumbar påverkan på våra grannländer. Flera

av de alternativ som analyseras i regeringsuppdraget är vidare inte baserade på några analyser för att kartlägga strukturella flaskhalsar. Vi ser därför inte att det sammantaget finns något utrymme för att starta en formell nationell elområdesöversyn, och samtidigt leverera det som efterfrågas i regeringsuppdraget. Detta kommer därmed, vid behov, få ske i ett senare skede.

Hur ofta brukar ni göra elområdesöversyner?

Svar: Regeringsuppdraget är inte en formell elområdesöversyn. Sverige har endast varit omfattad av en elområdesöversyn sedan vi fick nuvarande elområden 2011 – den EU-gemensamma elområdesöversyn som presenterades 28 april 2025.

Framåt ska dock behovet av att genomföra en elområdesöversyn ses över regelbundet (minst var tredje år) då förutsättningarna i kraftsystemet förändras vid t ex nätförstärkningar och när ny elproduktion samt elförbrukning ansluts. Detta innebär att det kan finnas driftmässiga fördelar och nytta för elmarknaden att justera elområdesindelningen.

Skulle ni säga att det åligger SVK att återkommande se över elområdesindelningen och föreslå förändringar? Eller kan ni enbart göra det på uppdrag från regeringen?

Svar: Svenska kraftnät ansvarar för att vi har en elområdesindelning som speglar de krav som uppställs i gällande regelverk. Detta innefattar att elområden som huvudregel inte ska innehålla så kallade strukturella flaskhalsar samt att de ska maximera den ekonomiska effektiviteten och möjligheten till handel mellan elområden. Var de huvudsakliga flaskhalsarna är lokaliserade påverkas av kraftsystemets utveckling. Svenska kraftnät behöver därmed regelbundet se över behovet att genomföra en elområdesöversyn.

Svenska kraftnät kan initiera en elområdesöversyn t ex genom att vi tar fram en rapport som påvisar förekomsten av strukturella flaskhalsar som godkänns av Energimarknadsinspektionen.

Hur definieras en strukturell flaskhals? I hur många timmar måste det vara begränsningar för att flaskhalsen ska vara strukturell?

Svar: En strukturell flaskhals, eller överbelastning, definieras i Elmarknadsförordningen enligt: en "överbelastning i överföringssystemet som kan definieras på ett entydigt sätt, som är förutsägbar, geografiskt stabil över tiden och ofta återkommer under normala förhållanden i elkraftsystemet". Det finns inte en entydig definition eller tolkning för hur många timmar flaskhalsen ska vara begränsande för marknaden för att vara "strukturell". En metodik för att bestämma om en flaskhals är strukturell eller inte förväntas inom ramen för arbetet med att uppdatera kommissionsförordningen CACM (EU 2015/1222).

Kommer Svenska kraftnät att inom ramen för regeringsuppdraget analysera den tyska dom som rör möjligheten att inkludera interna begränsningar i kapacitetsdomänen och i så fall hur påverkar den möjligheten att ändra Sveriges elområden?

Svar: Svenska kraftnät har tagit del av domen. Vi bedömer inte att den påverkar vår nuvarande hantering av interna flaskhalsar/begränsningar. Detta eftersom vi redan idag har interna ledningar (dvs ledningar som inte ligger på elområdesgräns) och dess tekniska begränsningar som del av kapacitetsdomänen. Däremot påverkar den ev. den uppdatering av den nordiska CCM:en (nordiska kapacitetsberäkningsmetoden) som ska lämnas till tillsynsmyndigheterna i Norden 18 månader efter driftsättning av flödesbaserad kapacitetsberäkning, då denna innehöll krav på liknande utvärdering som behandlades av EU domstolen. Dialog med Energimarknadsinspektionen och övriga nordiska NRA:er pågår.

>> Övriga frågor

Under webinariet nämndes flöden i öst-västlig riktning, är det då inte viktigt att även förstärka nätet i den sträckningen? Det förändrar ju också lite förutsättningarna för elområdena.

Svar: Svenska kraftnät genomför redan förstärkningar för att förstärka både i östvästlig riktning samt ledningar som ingår i "snitt 3". Åtgärderna kommer att minska flaskhalsarna vid flöden i östvästlig riktning.

De alternativa elområdesindelningarna kommer analyseras utifrån de förstärkningar vi förväntas ha på plats vid analysåret tillsammans med övriga nätinvesteringar och prognoser vi har för det framtida kraftsystemet. Det innebär att förutsättningarna i analysen för elområdesindelningarna kan skilja sig från dagens.

Om ny elområdesindelning dröjer, hur avser ni använda flaskhalsinkomsterna för att kompensera elanvändare i SE4? Ni säger ju själva att flaskhalsen endast uppstår i vissa (sällsynta?) driftsituationer, men prisskillnaden mot SE3 är väsentlig i stort sett varje timme.

Svar: Svenska kraftnät gör omfattande investeringar i transmissionsnätet. Bland dessa kan nämnas vårt investeringsprogram NordSyd som kraftigt kommer att förstärka överföringsmöjligheterna från norra till södra Sverige och därmed ha en prisutjämnande effekt. Totalt planerar vi att investera drygt 200 miljarder kronor i stamnätet de kommande 10 åren.

Parallellt vidtar vi andra åtgärder, såsom införandet av flödesbaserad kapacitetsberäkning, som möjliggör en mer effektiv användning av transmissionsnätet vilket ökar handelsmöjligheterna och därmed har utjämnande effekt på priser i olika elområden i dagen före-handeln.

Svenska kraftnät har även använt flaskhalsinkomster för att reducera energiavgiften i tariffen. Denna avgift betalas av Svenska kraftnäts nätkunder för att täcka förluster i transmissionsnätet. En reduktion av energiavgiften möjliggör att Svenska kraftnät kan återföra flaskhalsinkomster till nätkunderna så snart som möjligt samtidigt som reduktionen tillfaller de nätkunder som främst drabbas av flaskhalsar i nätet vilket är förbrukare i södra Sverige och producenter i norra Sverige.

Hur kan ni göra för att resten av Nord-Syd ska bli färdigt snabbare alltså runt 2030, istället för 2038?

Svar: Denna fråga omfattas inte inom ramen för det här regeringsuppdraget. Vi kan dock nämna att förstärkningarna sker i etapper, läs gärna mer [här](#).

Har ni något samarbete med Statnett och hur ser de på antalet elområden för 2030-2040? Hur påverkar det SVKs analys?

Svar: I regeringsuppdraget innefattas endast att se över alternativa elområdesindelningar för Sverige, medan övriga elområden antas vara oförändrade. Detta då vi inte har möjlighet att undersöka alla möjliga utvecklingsvägar för kraftsystemet och elmarknaden. Vi simulerar dock hela Nordens kraftsystem, vilket innebär samarbete med Norge i form av utbyte av modeller och data.

Vi har också löpande dialog med Statnett i deras arbete om en eventuell utredning att gå från fem till sex elområden, [något de har ansökt om till RME \(Reguleringsmyndigheten för energi\)](#).

Eftersom Sverige och Norge är så tätt kopplade undrar jag om liknande utredningar/diskussioner görs i Norge gällande förändrad elområdesindelning?

Svar: Det stämmer att Sverige är tätt sammankopplat med Norge samt övriga nordiska länder. Det innebär att förändringar i ett land kan påverka ett annat. Vi kan dock inte undersöka alla möjliga utvecklingsvägar för kraftsystemet och elmarknaden, utan kommer i denna studie utgå från nuvarande elområdesindelning i Norge. Vi har som sagt i frågan ovan löpande dialog med Statnett i deras arbete om en eventuell utredning att gå från fem till sex elområden.

För frågor om norska elområden hänvisas till Statnett.

Planerar ni att diskutera analyserna med de övriga nordiska systemansvariga?

Svar: Inom regeringsuppdraget sker utbyte med övriga nordiska länder i fråga om modeller och data för att modellera det nordiska kraftsystemet. Eftersom regeringsuppdraget endast innefattar att undersöka alternativa svenska elområden, ligger inte fokus på en nordisk dialog, även om vi såklart håller våra nordiska kollegor informerade inom ramen för ordinarie samarbete.

De föreslagna indelningarna konfiguration 8-11, hur har EU tänkt när de föreslagit dem? Var kommer de förslagen ifrån?

Svar: Det är ACER (byrån för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter) som tagit fram och beslutat om konfiguration 8 och 10, baserat på så kallade nodprissimuleringar utförda av Svenska kraftnät och övriga nordiska TSO:er. Konfiguration 9 och 11 är modifieringar av ACER:s två elområdesindelningar, föreslagna av Svenska kraftnät utifrån resultaten av nodprissimuleringarna samt drifterfarenhet.

Någon ny produktion där det som bäst behövs har ju inte kommit till stånd! Kanske behövs ett nytänk vad gäller elområden?

Svar: Elområden är ett sätt att visa elmarknaden vilken förmåga för överförings som vi har i olika delar av elsystemet. Det är ett verktyg för driftsäkerheten och för att tillgängliggöra största möjliga handelskapacitet till marknaden. Elområdesindelning är ett tillåtet sätt att hantera flaskhalsar inom EU-regelverket.

Svenska kraftnät kan konstatera att priserna historiskt inte varit tillräckligt höga och förutsägbara för att motivera elproducenter att investera i nya produktionsanläggningar i södra Sverige. Här noterar vi dock att även andra aspekter spelar in, såsom möjligheten att hitta lämplig mark, tillståndsfrågor och dylikt. Det går samtidigt att se den förväntade kraftiga ökningen av förbrukning i norra Sverige som att prissignalerna påverkat lokaliseringen av stora industrier. Vi noterar även att det är framförallt de senaste åren vi haft betydande prisskillnader mellan olika elområden.

Har utredningen tagit hänsyn till de fasvridare (phase shifters) som kan byggas vid gränsen mot Norge, och deras inverkan på flödena mellan länderna?

Svar: Detta är ingenting vi tar hänsyn till i nuvarande analys.

Tar Svenska kraftnät i sitt arbete hänsyn till att nya utlandsförbindelser – exempelvis den planerade kabeln till Danmark – kan påverka möjligheten att hålla ihop Sverige som ett internt elområde? Kan det i praktiken vara ett alternativ att avstå från att bygga en ny förbindelse om det i stället möjliggör en starkare nationell sammanhållning i nätet?

Svar: Förbindelsen mellan DK1-SE3 (Konti-Skan) finns redan där idag – det vi ska göra är att ersätta den med en ny då den gamla uppnått sin tekniska livslängd. I samband med detta kommer maximal överföringsförmåga öka från 615 MW till 1000 MW. I våra analyser för 2035 kommer den nya kabeln inkluderas, men i övrigt kommer vi inte titta närmare på detta.