

Politik och kommunikation
Sara Emanuelsson, 08-677 26 56

Inspel till Energimarknadsinspektionens nätkapacitetsutredning: Nätkapacitetsreserver

Energiföretagen Sverige svarar nedan på de frågeställningar som Energimarknadsinspektionen väckt avseende nätkapacitetsreserver. Inspelet är framtaget inom ramen för Energiföretagens för ändamålet inrättade referensgrupp. Denna består av representanter för nät, produktion, handel och flexibilitet, med såväl storleksmässig som geografisk spridning.

Uppdrag till Energimarknadsinspektionen

Uppdraget till myndigheten är tämligen omfattande och i uppdraget har olika delområden lyfts fram. När det gäller nätkapacitetsreserver ingår detta i nedanstående beskrivning.

Kartlägga i vilken omfattning produktionsreserver, åtgärder på förbrukarsidan eller andra åtgärder får användas för att mildra effekterna av nätkapacitetsbrist, samt undersöka hur ett system av så kallade flexibilitetsmarknader på lokal, regional och nationell nivå kan utformas på ett effektivt sätt

Energiföretagen svarar på frågor rörande utformning av effektiva flexibilitetsmarknader i ett separat inspel och i samband med Ei:s seminarium på temat den 20 april.

Generella kommentarer

Energimarknadsinspektionen (Ei) har ställt ett antal preliminära frågeställningar till Energiföretagen Sverige rörande nätkapacitetsreserver. Föreningen menar att frågan är komplex. Elbranschen ser det som självklart att alla gemensamt kommer att bidra till att hantera de fysiska problem som kan uppstå. Men då olika aktörer berörs av olika delar av elmarknadens regelverk, är det viktigt att anlägga ett strukturerat förhållningssätt för att reda ut vad som gäller för olika parter vid olika tillfällen. Föreningens sammanfattande svar till Ei är en uppmaning om en löpande dialog just beroende på frågans komplexitet. Centralt i analysen är frågan om ansvar och mandat, men även till del semantisk då regelverket är olika beroende på vem som vidtar vilka åtgärder för vilket syfte. Detta gäller exempelvis intäktsregleringen för elnätsföretagen och anläggningsägares rådighet över sina resurser.

Analys av tre nätproblem som omfattas av CEP

Generellt menar Energiföretagen att CEP, liksom tidigare "regelverkspaket", syftar till att reglera gränsöverskridande förhållanden med fokus på nationsgränser och elområdesgränser.

Resurstillräcklighet

I huvudsak hanteras resurstillräcklighet i Elmarknadsförordningens fjärde kapitel och ska ses mot bakgrund av den diskussion som fördes i Europa rörande kapacitetsmekanismer då regelverket utformades. Syftet med skrivningarna är att begränsa användandet av kapacitetsmarknader till att endast vara tillåtet för att uppnå en specificerad nationell tillförlitlighetsnorm givet vissa villkor.

Bestämmelserna i artikel 23 och 24 innebär att bedömningarna av resurstillräcklighet på såväl europeisk som nationell nivå inte ska göras på lägre nivå än elområdesnivå. Detta överensstämmer också med den bedömning Ei gör i slutrapporten om genomförandet av CEP i svensk lagstiftning (R2020_02).

Överbelastning inom ett elområde

I regelverket definieras överbelastning respektive strukturell överbelastning, men andra relevanta definitioner är de för omdirigering, elområde samt kapacitetstilldelning.

Artikel 14:1 Elmarknadsförordningen

Medlemsstaterna ska vidta alla lämpliga åtgärder för att hantera överbelastning. Elområdesgränser ska baseras på långsiktiga, strukturella överbelastningar i överföringsnätet. Elområden får inte innehålla sådana strukturella överbelastningar såvida inte dessa saknar inverkan på angränsande elområden eller, som ett tillfälligt undantag, dessas inverkan på angränsande elområden mildras genom korrigerande åtgärder och de angränsande elområdena inte leder till minskad kapacitet för handel mellan elområden, i enlighet med kraven i artikel 16.

Relevant i sammanhanget är även preambel 30 i Elmarknadsförordningen

(30) För att på ett effektivt sätt styra nödvändiga investeringar måste priserna också ge signaler om var el behövs mest. I ett områdesbaserat elsystem förutsätter korrekta lokaliseringssignaler ett enhetligt, objektiva och tillförlitligt fastställande av elområden genom en transparent process. För att säkerställa en effektiv drift och planering av unionens elnät och tillhandahålla effektiva prissignaler för ny produktionskapacitet, efterfrågeflexibilitet eller överföringsinfrastruktur bör elområden återspegla strukturell överbelastning. I synnerhet bör kapacitet mellan elområden inte minskas för att lösa intern överbelastning.

Eftersom regelverket är fokuserat på gränsöverskridande handel och saknar explicita beskrivningar av de förutsättningar som gäller för överbelastning inom elområden är den rimliga utgångspunkten enligt Energiföretagen att marknaden ska beredas oinskränkt tillgång till marknaden inom ett elområde. Som ett stöd för detta synsätt skriver den kontinentala systemoperatören Tennet på sin hemsida:

The zonal market model consists of individual bidding zones, which eliminate transport restrictions during transmission within their boundaries. Transmission tasks that resulted from internal transactions are guaranteed by the relevant transmission system operators.¹

¹ <https://www.tennet.eu/electricity-market/german-market/congestion-management/market-based-congestion-management/>

Det ska även noteras att ACER i publikationen "The influence of existing bidding zones on electricity markets" skriver följande:

There are different congestion management designs. The zonal design defines limited geographical areas (zones) within which trading between generators and loads is unlimited. However, to cope with operational security constraints of the network, trading between these areas is limited by transmission capacity based on capacity calculation and allocation process. An extreme implementation of this approach would result in one large bidding zone (copper plate) without capacity allocation and where all operational constraints are tackled via remedial actions.²

I artikel 32:1 i Elmarknadsdirektivet nämns överbelastning i den mening att regelverket ska tillåta systemansvariga för distributionssystem att upphandla flexibilitetstjänster, däribland för hantering av överbelastning i deras områden.

Stödtjänster

Stödtjänster ska säkerställa drift av överförings- och distributionssystem. Enligt definitionen av stödtjänster ingår balansering och icke-frekvensrelaterade tjänster, men inte överbelastning.

Som beskrivs ovan ingår däremot överbelastning i definitionen av flexibilitetstjänster, varför det kan ifrågasättas om stödtjänster kan användas för att hantera överbelastning. I tillägg ska framhållas att flexibilitetstjänster gäller hantering av överbelastning inom det egna distributionsområdet enligt artikel 32 och preambel 61 i Elmarknadsdirektivet.

Ei:s frågor – skillnad mellan resurstillräcklighet och överbelastning

- **Vad är det för skillnad mellan nätbegränsning och överbelastning? Nätbegränsning i planeringen? Överbelastning närmare driftskedet?**

Nätbegränsning och överbelastning hänger ihop. Nätbegränsning innebär för en nätägare antingen att de inte får höja eller överskrida abonnemanget mot överliggande nät eller att det finns begränsningar i det egna nätet. Överbelastning innebär bl.a. en risk för att inte klara n-1 och därmed inte kunna hantera det största dimensionerande felfallet. Risken för överbelastning hanteras i praktiken med nätbegränsningar, exempelvis genom att inte tillåta höjda abonnemang.

Svenska kraftnät (Svk) synes mena att även om en fysisk flaskhals föreligger i transmissionsnätet, ska det hanteras av ägarna till underliggande nät. Om underliggande nät behöver åtgärda kapacitetsbrister som beror på flaskhalsar i överliggande nät, innebär det att ansvaret flyttas till en aktör som inte har full rådighet över problemets långsiktiga lösning (nätinvesteringar) och samtidigt att risken förenad med en hotande överlast på stamnätet inte administreras av stamnätsoperatören. För en samhällsekonomisk effektiv incitaments- och ansvarsstruktur bör flaskhalsens kostnad placeras där den uppstår. Energiföretagen menar att den nätägare i vars nät kapacitetsbristen finns också ska vara ansvarig för att åtgärda problemet och ska säkerställa och finansiera åtgärder som löser problemet inom rimlig tid. Detta förutsätter givetvis att relevanta nätägare också ges erforderliga möjligheter för hanteringen, dels hur finansieringen löses, dels att regelverket säkerställer att nödvändiga åtgärder är tillåtna.

²https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/PC_2013_E_04/PC_2013_E_04%20on%20the%20influence%20of%20existing%20bidding%20zones%20on%20electricity%20markets.pdf

Det kan t.ex. ske genom att nätägaren kan köpa produktionsreserver i underliggande nät. Eller att överliggande nät köper tjänsten av nätägaren till det underliggande nätet, som i sin tur köper tjänsten av t.ex. en produktionsanläggning. Det är emellertid centralt att ansvaret allokeras efter det nät man är satt att driva driftssäkert (däribland hantera risken för överlast).

Det är oklart vad som avses med planeringsskedet i frågan ovan. Är det endast på lång sikt (t.ex. två år framåt) eller även på kort sikt (t.ex. två dagar framåt)? I sammanhanget kan det vara relevant att påminna om diskussionerna i samband med införandet av elområden i Sverige, där Svk tydligt aviserade att man inte ansåg det lämpligt att mothandla i planeringsskedet.

- **Analys av resurstillräcklighet**
Kan interna nätbegränsningar inom elområden inkluderas i analysen? Vilken nätnivå ska analysen göras på?

Nej. Analyserna ska göras ner till elområdesnivå. Enligt artiklarna 23 respektive 24 i Elmarknadsförordningen ska "resurstillräcklighetsproblem fastställas genom en bedömning av elsystemets sammantagna tillräcklighet för den befintliga och förväntade efterfrågan på el på unionsnivå, på medlemsstatsnivå och på individuell elområdesnivå när detta är relevant." Således omfattas inte faktorer inom elområden, utan där förväntas TSO:n upprätthålla en kopparplatta med andra verktyg. Se även skrivningarna ovan om den områdesbaserad marknadsmodellen.

Tillåtna lösningar på nätproblemen enl. CEP

Kapacitetsmekanism för att uppnå nödvändig resurstillräcklighet (artikel 22 i förordning (EU) 2019/943)

Som framhållits ovan ska Elmarknadsförordningen fjärde kapitel huvudsakligen ses mot bakgrund av diskussionerna rörande kapacitetsmekanismer. Enligt förordningens definition är en kapacitetsmekanism en tillfällig åtgärd för att säkerställa en önskad nivå av resurstillräcklighet, i vilken varken stödtjänster eller hantering av överbelastning ingår.

Omdirigering för att hantera överbelastning (artikel 13 i förordning (EU) 2019/943)

Omdirigering nämns i flera artiklar i CEP. I förordningens artikel 16 ligger fokus på överbelastning mellan elområden och är därför inte relevant i sammanhanget. Artikel 12 rör dirigering av produktion och efterfrågeflexibilitet, men syftar till att ge prioriterat tillträde till elnätet för elproduktion baserad på förnybara energikällor, vilket inte kan sägas vara relevant i sammanhanget.

Det kan också noteras att vid genomförandet av direktiv 2001/77/EG i svensk rätt konstaterade regeringen (prop. 2002/03:85 s. 27) att ellagen är så utformad att alla produktionsanläggningar, inklusive de anläggningar som producerar förnybar el, som är anslutna till elnätet har en ovillkorlig rätt att mata in el och få elen överförd på elnätet.

Artikel 13 innebär i princip att den systemansvariga har möjlighet att vidta åtgärder för att ändra fysiska flöden i elsystemet och minska en fysisk överbelastning eller på annat sätt säkerställa systemsäkerheten och att detta ska baseras på objektiva, transparenta och icke-diskriminerande kriterier.

I första hand ska urvalet av resurser som ska omdirigeras ske efter marknadsbaserade mekanismer, och de ska ersättas ekonomiskt. Vidare ska bud på balansenergi som används för omdirigering inte fastställa priset på balansenergi.

Vid behov kan också icke-marknadsbaserad omdirigering ske och att denna ska vara föremål för ekonomisk ersättning från den systemansvarige som efterfrågar omdirigeringen. Detta gäller utom i fråga om producenter som godtagit ett anslutningsavtal enligt vilket säker leverans av energi inte garanteras. I artikeln beskrivs vidare under vilka förutsättningar som icke-marknadsbaserad omdirigering får användas.

I sammanhanget vill Energiföretagen även hänvisa till förordningen för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning, CACM, där det i preambel 10 framgår att ansvaret för interna överbelastningar åligger systemansvariga för överföringssystem.

De systemansvariga för överföringssystemen bör använda en gemensam uppsättning avhjälpande åtgärder, t.ex. motköp och omdirigering, för att hantera både interna överbelastningar och överbelastningar mellan elområden.

Stödtjänst för att säkerställa driften av ett överförings- eller distributionssystem, inbegripet balansering och icke-frekvensrelaterade stödtjänster men inte inbegripet hantering av överbelastning (36, 40 och 54 i direktiv (EU) 2019/944)

Enligt definitionen av stödtjänst ingår balansering och icke-frekvensrelaterade tjänster, men inte överbelastning.

Av artikel 32 i direktivet kan överbelastning i det egna området däremot hanteras med flexibilitetstjänster. Vilket också understöds av preambel 61 i direktivet.

Av dessa skrivningar går det inte att fastställa entydigt om flexibilitetstjänster är en stödtjänst eller inte, en snäv tolkning gör att de faller utanför begreppet stödtjänster.

Ei:s frågor – Vad kan nätkapacitetsreserv klassas som?

- **Är nätkapacitetsreserv en kapacitetsmekanism enligt CEPens definition?**

Nej. Begreppet "kapacitetsmekanism" bedöms avse nationella mål (möjligen ned till elområdesnivå). Dessa mål syftar till resurstillräcklighet och frekvenshållning och nätkapacitetsreserven är inte avsedd att användas i ett sådant syfte.

- **Används nätkapacitetsreserv för att hantera överbelastning?**

Det i sammanhanget relevanta regelverket återfinns i EIFS 2019:1 respektive EIFS 2019:2 av vilka framgår att kostnaden för nätkapacitetsreserv ska anses vara opåverkbar, samt definieras som:

"inköpta kapacitetstjänster från elproducenter eller förbrukare som är nödvändiga för driften av nätet och som inte kan tillhandahållas genom ökat abonnemang från överliggande nät."

Som framhållits ovan, innebär begränsningen "att inte kunna öka abonnemanget från överliggande nät" att överbelastningen inte finns i det egna nätet.

Begränsningen att inte kunna öka abonnemanget från stamnätet innebär att överbelastning finns på stamnätet. Enligt CEP ska överbelastningar på stamnätet åtgärdas med icke-diskriminerande, marknadsbaserade lösningar som ger effektiva ekonomiska signaler till berörda marknadsaktörer. Detta är dock något som enligt CEP åligger TSO:n, ansvaret att upprätthålla tillräckliga reserver på stamnätet kan därmed aldrig delegeras ner till DSO:n.

Överbelastningar inom ett distributionsnät regleras i Elmarknadsdirektivets Artikel 32. Enligt denna ska det finnas incitament för en DSO att upphandla flexibilitetstjänster för bl.a. hantering av överbelastning i sina områden. Dessa tjänster ska upphandlas i enlighet

med transparenta, icke-diskriminerande och marknadsbaserade förfaranden. Till skillnad från nätkapacitetsreserven menar Ei dock att kostnader för flexibilitet är en påverkbar kostnad i intäktsregleringen. Detta behöver dock i praktiken inte innebära någon större skillnad utan även en påverkbar kostnad som bedöms skälig kan ingå i sin helhet i intäktsregleringen utan något generellt effektiviseringskrav.

Nätkapacitetsreserven kan därmed ses som en lösning för att hantera att elnätsbolagen inför den pågående regleringsperioden inte hade någon garanterad ersättning i intäktsregleringen för att använda flexibilitet eller för att lösa de akuta effektutmaningarna på stamnätets nivå. Med hänvisning till artikel 16 skulle en naturlig lösning dock vara att Svk gjorde en marknadsbaserad upphandling av lokala produktionsresurser.

I dagsläget har intentionen i CEP rörande ansvar inte efterlevts av Svk utan regionnäten har haft förväntningar från kunder och omvärld att lösa kapacitetsbrist i överliggande elnät. Sådana lösningar omfattas dock inte av dagens intäktsreglering utan där skulle nätkapacitetsreserven kunna fylla en funktion i relation till intäktsreglering. Denna funktion kommer fortsatt vara av stor vikt och därför behövs en ny motsvarande föreskrift som är långsiktigt hållbar.

- **Går nätkapacitetsreserver att klassificera som en stödtjänst enligt CEPens definition (tex störningsreserv)?**

Nej, inte enligt regelverkets definitioner av stödtjänst respektive icke-frekvensrelaterad stödtjänst. Samtidigt är frågan redundant i sammanhanget då stödtjänster inte kan användas för att hantera överbelastning.

I sammanhanget ställer vi oss frågande till begreppet "störningsreserv" vilket enligt vår uppfattning inte återfinns i CEP. För närvarande gör Svk upphandlingar inom ramen för deras "störningsreserv" men dessa klassificeras nu som "mFRR-kontrakt" på årsbasis.

Rättsliga slutsatser och förslag

Vid diskussioner med medlemmarna har Energiföretagen konstaterat att det finns många frågor kopplat till nätkapacitetsreserven som måste besvaras, t.ex:

- Hur förhåller sig företeelserna omdirigering - nätkapacitetsreserv – stödtjänster – flexibilitetstjänster till varandra?
- Vilka aktörer har rätt att anskaffa ovanstående företeelser under vilka villkor (finansiering, tidsperiod etc.)?
- Svaret på ovan har betydelse för såväl intäktsreglering men även anslutningsplikt, kan en reserv endast användas för att klara leverans till befintliga kunder, eller även för höjda abonnemang eller nyanslutning?
- Hur påverkas marknaden av nätkapacitetsreserven?
- Vilken rådighet har anläggningsägaren över resurser i nätkapacitetsreserven, t.ex. i förhållande till de organiserade elmarknaderna?

Ämnet är komplext och regelverket varierar beroende på vilken aktör som använder vilken resurs till vilket ändamål, under vilket namn och vid vilken tidpunkt. Samma faktiska kostnader kan klassificeras som både opåverkbara eller påverkbara och ersättning till en specifik resurs kan leda till begränsat utnyttjande av den på marknaderna. Energiföretagen ser det därför som centralt att Ei finner svar på de relevanta frågeställningarna i samråd med branschen.

Vår analys av rättsläget visar att det är tveksamt att nätkapacitetsreserven faller inom CEP-regelverket, då nätkapacitetsreserven syftar till att hantera ett problem med överbelastning i överliggande nät, där dock regelverkets möjlighet att hantera en sådan situation med flexibilitetstjänster begränsas till DSO-nivån. Vidare är det tydligt av artikel 32 och preamble 61 att den endast är tillämplig om det finns faktiska nätkapacitetsbegränsningar i själva distributionsnätet. Detta innebär dock inte att ansvaret för att överbelastningen åtgärdas fråntas TSO:n. Enligt vår analys ovan ska TSO:n åtgärda sådana överbelastningar på stamnätet med icke-diskriminerande, marknadsbaserade lösningar som ger effektiva ekonomiska signaler till berörda marknadsaktörer.

Energiföretagen menar att detta ger stöd för uppfattningen att den i vars nät kapacitetsbristen finns också ska åtgärda problemet. Detta förutsätter givetvis att relevanta nätägare också ges erforderliga möjligheter för hanteringen, dels hur finansieringen löses, dels att regelverket säkerställer att nödvändiga åtgärder är tillåtna.

Fram tills att intäktsregleringen anpassas för köp av flexibilitetstjänster behövs ändå något instrument för att hantera de akuta kapacitetsbristsituationer som uppstår lokalt. Vad kan man då göra, givet rättsläget? Hur säkerställer man att alla aktörer (inklusive TSO) ges relevanta styrsignaler? Några möjliga alternativ att undersöka listas nedan:

- En anpassning av EIFS så att nätkapacitetsreserven mer görs till en flexibilitetstjänst i enlighet med CEP, som upphandlas på transparent sätt.
- En anpassning av regelverket så att ansvarig för kapacitetsbristen ges skyldighet och verktyg för att motköpa produktion eller flexibilitet i det drabbade området.
- Energiföretagen uppfattar att inrättandet av nätkapacitetsreserven syftar till att i första hand klara försörjningen av befintliga kunder, men kan en sådan avgränsning göras eller kan den också användas till att klara den ökade efterfrågan på nya eller utökade abonnemang till nätet?
- Nätnyttöersättningen till producenter skulle kunna ge en starkare styrsignal till producenter att lokalisera sig där produktionen behövs. Detta förutsätter emellertid dels att denna ersättning bedöms vara lämplig för att skicka starkare sådana signaler, dels att värdet av nyttan beaktas i ett vidare perspektiv än tidigare. Nätnyttan, och därmed ersättningen, motsvarar idag värdet av minskade förluster samt värdet av den kostnadsreduktion överliggande nät som inmatningen ger upphov till. En lagändring där nätnyttan definieras och beräknas även utifrån andra grunder skulle kunna bidra med en starkare prissignal. Förekomsten av kapacitetsbrist i ett område skulle då eventuellt kunna beaktas i större utsträckning om även andra typer av kostnader som undvikits (t ex investeringskostnader och därmed jämförbara kostnader) skulle tillåtas att påverka ersättningen.