

Politik och kommunikation  
Sara Emanuelsson, 08-677 26 56

## Inspel till Energimarknadsinspektionens nätkapacitetsutredning: Ansvarsfrågan vid nätkapacitetsbrist

*Energiföretagen Sverige svarar nedan på de frågeställningar som Energimarknadsinspektionen väckt avseende utredningsuppdragets uppgift att utreda berörda aktörers ansvar och roller. 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.*

I vilka situationer kan kapacitetsbrist i näten uppstå? Vilka är lösningarna i de olika scenarierna?

### Bakgrund

Samhällsutveckling med demografiska förändringar och tekniskiften går snabbare idag än någonsin tidigare och kraven på att näten ska utvecklas för att möta framtida behov är stora. Vi har på kort tid fått en tillströmning av nya elintensiva verksamheter och klimatomställning av industri och transporter ställer krav på ökad elektrifiering. Enligt alla bedömare kommer därmed efterfrågan på el att öka kraftigt i framtiden. Då Sverige var tidig i sin nätutbyggnad har vi idag ett överlag åldrat bestånd, det kanske äldsta i Europa. Samtidigt har vi haft en oväntat stark befolkningstillväxt i vissa städer och regioner, med påföljande byggboom. I kombination med allt längre tillståndsprocesser och kortare framförhållning från användare har följden blivit otillräckliga eller försenade nätinvesteringar. På stamnätets nivå var det dessutom under många år en uttalad policy att hålla tarifferna nere och framförallt förvalta existerande nät.

Till problembilden kan även läggas bortfall av lokal elproduktion. Då fritt in- och utträde är ett av grundfundamenten på en marknad, uppstår frågeställningen om ansvarsfördelningen rörande nätbegränsningar inom elområden.

### Olika typer

Kapacitetsbrist kan uppstå i alla delar av nätet: stamnät, regionnät och distributionsnät (lokalt nät). Bristen uppstår på grund av otillräcklighet i det nätet. Oftast är orsaken begränsningar i abonnemang mot överliggande nät, vilket delvis kan sägas ha en orsak i att ledtiderna för att förstärka stamnätet är avsevärt längre än för lokalt nät. Brist som orsakas av begränsningar i abonnemang mot överliggande nät uppstår

- 1) i relation till abonnemangsnivån här och nu en normalvinter
- 2) i relation till abonnemangsnivån här och nu en tioårsvinter

- 3) i relation till framtida abonnemangsnivån pga "bokad" (önskad) kapacitet
- 4) i relation till framtida abonnemangsnivå pga icke-svar om möjlig framtida abonnemangshöjning.

Brist kan också uppstå p.g.a. bortfall av lokal elproduktion. Under 2019 förvärrades den redan kritiska situationen i Stockholm och Malmö på grund av den kraftigt förhöjda beskattningen av kraftvärmen, som ledde till beslut att lägga ned kraftvärmeproduktion. Situationen är enligt Svenska kraftnät (Svk) kritisk i Mellansverige och Skåne, men framförallt i Stockholmsregionen. Detta trots att nedläggning av kraftvärme stoppades.

I stockholmsregionen förvärras kapacitetsläget ytterligare av ett extraordinärt driftsläge p.g.a. ett historiskt omfattande projekt på stamnäts- och regionnätetsnivå samt av avyttring av stamnätsledningar i regionen.

Tidsaspekten är av betydelse

Det finns också en tidsaspekt av nätkapacitetsbrist. Å ena sidan kan det handla om den *aktuella driftsituationen*, med normal eller förhöjd last, eller att befintliga kunder inte tillåts öka sitt abonnemang. Å andra sidan påverkar även önskemål om *framtida reservationer* bristsituationen. Detta är exempel på mer långsiktig nätkapacitetsbrist, där man vid nätplanering inte kan dimensionera för nyanslutning alternativt utökning av befintliga abonnemang. Denna situation kräver en diskussion om turordningsregler. Borde elnätsägarna få rätt att köpa tillbaka effekt, och därmed skapa en andrahandsmarknad? Det är vidare önskvärt att nätkapacitetsreservens tidsperspektiv och användningsområde klargöras.

Ellagen är, som nedanstående genomgång visar, i många avseenden inte tillräckligt tydlig för att hantera dessa nya situationer.

Exempel på verktyg för att hantera nätkapacitetsbrist

När lokal kapacitetsbrist i näten uppstår finns en rad potentiella verktyg att tillgå, som är verksamma på kortare eller längre sikt. Nedan följer en rad exempel, som dock inte utgör en uttömmande lista. Exemplen är vidare inte nödvändigtvis direkt tillämpliga i nuläget, då det för att vissa verktyg ska kunna komma utnyttjas krävs förändringar av de regelverk som reglerar förhållandena på marknaden. I vissa fall har lösningar tillämpats i en regelmässig gråzon.

- A) **Lokal styrbar produktion, ffa kraftvärme**, minskar generellt behovet av att överföra el från överliggande nät. Marknadens prissignaler ger dock inga incitament för lokalisering på lägre nivå än elområden, och redan innan skattehöjningarna hade kraftvärmen svårigheter med lönsamheten. Ersättning för värdet av lokal produktion skulle kunna ske i form av en nätkapacitetsreserv eller en utvidgad nätnytta. Utnyttjandet av dessa verktyg måste emellertid även bedömas utifrån påverkan på marknaden. I vissa områden som riskerar kapacitetsbrist saknas dock helt lokala styrbara produktionsalternativ
- B) **Samhällsplanering** Det har blivit uppenbart att kartläggning, planering och prioritering av eleffekt måste komma in tidigare i översikts- och detaljplaneringen. Med bättre lokal planering kan man även utnyttja annan tillgänglig infrastruktur än elsystemet. I en svensk stad finns vanligen ett fjärrvärmesystem, och ibland även ett gasnät, som kan avlasta effektuttaget. Energieffektivisering i befintlig bebyggelse har också potential att långsiktigt dämpa effektbehovet.

- C) **Koordinering mellan nätägare.** Erfarenheten från våra medlemmar visar vidare att koordinering mellan nätägare både horisontellt och vertikalt kan ge bättre prognoser och därmed mer kapacitetsutrymme.
- D) **Flexibilitetslösningar,** såsom efterfrågefleksibilitet och lagring, kan vara en del i lösningen, men kan inte hantera plötsliga större produktionsbortfall eller stor tillkommande efterfrågan. För att nå längre än dagens pilotprojekt krävs marknadsplatser. För kunderna måste det bli enklare att agera på marknaden och för elnätsföretagen måste incitament finnas i intäktsramarna och tydlig reglering för att köpa sådana tjänster. Här behövs dock en tydlig tidsram i regelverken, där potentiella flexibilitetsresurser ges förutsägbarhet för att våga investera, för att åtgärden ska fungera som affärsmodell.
- E) **Körplan för större aktörer.** En ökad koordinering för att frigöra kapacitet och användningen av flexibilitet kräver bättre information om hur läget i god tid före driften. Det kräver att elnätsbolaget har information om större aktörers körplaner.
- F) **Flexibla anslutningsabonnemang.** Anslutningsplikten kan göras mer flexibel, så att inte effekt reserveras som kanske inte utnyttjas, både för nyanslutningar och befintliga abonnemang. Förutom kundernas acceptans krävs att elnätsföretagens befogenheter också tydliggörs.
- G) **Tariffer.** Genom utvecklade och differentierade tariffer på alla spänningsnivåer kan nätutnyttjande styras till tider när mer kapacitet finns i näten och priserna är lägre. Inmatningstariff eller förändrad nätnyttoersättning kan vara ett sätt att ge en tydlig signal om att produktion är efterfrågad i kapacitetsbristområden. Här behövs dock en tydlig tidsram för att åtgärden ska fungera som affärsmodell.
- Även Svk måste skicka tydliga och korrekta styrsignaler genom en modern stamnätstariff som maximerar kapacitetsutnyttjandet och sörjer för en samhällsekonomiskt effektiv omställning.
- H) **Nätutbyggnad.** För distributionsnät är det oftast mindre komplicerat och tar inte så lång tid. För stamnät och regionnät utgör de utdragna tillståndsprocesserna det största hindret. En stamnätsutbyggnad tar 10–15 år, varav merparten utgörs av tillståndsprocesser. Ska elektrifiering vara möjlig behövs effektiviseringar, utöver vad Nätkoncessionsutredningen föreslagit.

## Scenarier

	Orsak till kapacitetsbegränsning
<b>Stamnät (SN)</b>	<p><i>Scenario 1:</i></p> <p><i>Befintliga kunders elförsörjning och nyanslutning begränsas av stamnätsbegränsning kombinerat med minskad elproduktion i området och/eller ökad konsumtion. Situationen kan förvärras av att Svk p g a ansträngt nät i ökad omfattning nekar tillfälliga stamnätsabonnemang.</i></p> <p><i>Stamnätsbegränsning tar 7-12 år att bygga bort.</i></p> <p><i>Minskad produktion i ett regionnät kan förvärra stamnätsbegränsningen och därmed påverka även andra regionnätsområden och deras underliggande lokalnät.</i></p> <p><i>OBS! Om regionnätet som förlorar produktion hittar en lösning för sitt regionnät så finns kapacitetsbegränsningen i stamnätet kvar för andra regionnät med nerlagd produktion – talar för att ansvaret bör ligga hos Svk.</i></p> <p><i>Scenario 2:</i></p> <p>.</p>
<b>Regionnät (RN) /Lokalnät (LN)</b>	<p><i>Scenario 3-5:</i></p> <p><i>Scenario 3: Regionnätet nekar ökat / nytt uttag på grund av att Svk nekar abonnemangshöjning på grund av kapacitetsbrist i stamnätet</i></p> <p><i>Scenario 4: Regionnätet nekar ökat / nytt uttag på grund av kapacitetsbrist i regionnätet</i></p> <p><i>Scenario 5: Regionnätet nekar ökat / nytt uttag på grund av kapacitetsbrist i stamnätet &amp; regionnätet:-</i></p> <p><i>Regionnätsbegränsning byggs bort på mellan 3-7 år (väldigt beroende av tillståndsprocessen) utan stamnätsbegränsning</i></p>

Exempel på situationer i olika delar av nätet och verktyg som använts:

	Exempelfall och tillämpade verktyg (A-H i listan )	
<b>Regionnät (RN)</b>	<p><i>Inom RN</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- företag i tillväxtregion som snabbt vill nyansluta alt. utöka abonnemang. Ibland också säkra upp effektbehov på längre sikt.</li> <li>- Produktion läggs ned, vanligen kraftvärme.</li> <li>- Tillkommande svårplanerad inmatning.</li> <li>- Långa tillståndsprocesser försenar nätutbyggnad.</li> <li>- Lokalnät vill öka sina uttag från regionnätet.</li> </ul>	<p><i>Abonnemang mot överliggande stamnät</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Regionnät Uppsala*</b> tillräcklig kapacitet i regionnätet, får inte höja mot Svk samtidigt som gränsen redan idag överskrids mycket, kraftvärme nerlagd 2019 <b>CDEFGH</b></li> <li>- <b>Regionnät Stockholm*</b> begränsad kapacitet i regionnätet, får inte höja mot Svk samtidigt som gränsen redan idag överskrids samtidigt svårt att få besked från Svk om att höja abonnemanget på sikt, extraordinärt svårt driftsläge pga omfattande nyinvesteringar och underhåll samt avveckling av stamnätsledningar. <b>CDEFGH</b></li> <li>- <b>Regionnät MellanSverige*</b> begränsad kapacitet i regionnätet pga bokad kapacitet, svårt att få besked från Svk om effektökningar på nya förfrågningar.</li> </ul>
<b>Lokalnät (LN)</b>	<p><i>Inom LN</i></p> <p><b>Nynäshamn – expansion av Stockholms hamnar och logistikcenter</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Stor etablering med förväntat snabb tillväxt.</li> <li>- Långa tillståndsprocesser försenar nätutbyggnad.</li> </ul> <p><b>Stockholm stad</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Bortfallande produktion</li> <li>- Urbanisering/tillväxt</li> </ul> <p><b>Lokalnät Stockholmsregionen exkl Stockholms stad</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Stor etablering med förväntat snabb tillväxt.</li> <li>- <i>Stamnätsbegränsning och driftsläge påverkas av nedlagd elproduktion i Stockholm stad</i></li> </ul>	<p><i>Abonnemang mot överliggande regionnät</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Nynäshamn</b> .- Regionnätet behöver förstärkas (spänningshöjning), stamnätsabonnemanget får inte höjas osv.</li> <li>- <b>Stockholm stad</b>, tillräcklig kapacitet i regionnätet, får inte höja mot Svk. Tvingas i åtagande mot elproducent.(region och lokalnät) <b>ADFH</b></li> <li>- <b>Uppsala Stad*</b> – tillräcklig kapacitet i regionnätet, begränsad kapacitet i stamnätet <b>DEF</b></li> </ul>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Lokalnät i Södra Stockholmsregionen*</b> - begränsad kapacitet i regionnätet, begränsad kapacitet i stamnätet samt, extraordinärt svårt driftsläge. <b>DFH</b></li> <li>- <b>Lokalnät i Norra Stockholmsregionen*</b> - tillräcklig kapacitet i regionnätet, begränsad kapacitet i stamnätet samt extraordinärt svårt driftsläge. <b>DF</b></li> </ul> <p>*Tillräcklig kapacitet: klarar av borgerlig tillväxt och inte större punktlaster</p>
--	--	--

## Normaldrift som avgränsning av uppdraget

Energimarknadsinspektionen har valt att avgränsa sitt uppdrag till normaldrift. Energiföretagen ställer sig frågande till denna avgränsning. För nätägaren är dimensionerade felfall (N-1) en kall vinter det som används för dimensionering för stamnät och regionnät och utgör normal nätplanering. Det är planeringen av elnätet, inte driften, som avgör om kunder kan släppas in.

Under normala förhållanden kan driftläget vara antingen i normaldrift eller högbelastning. Nätet planeras dock för att klara en 10-årsvinter, d v s extra kalla dagar under en period, som vanligtvis inte inträffar. Ei bör studera ansvarsförhållandena för alla situationer som nätet planeras för.

## Normala och extrema förhållanden

	Normalvinter "normaldrift"	Normalvinter "högbelastning"	10årsvinter "normaldrift"	10årsvinter "högbelastning"
Driftsläge	X	X		
Plan/Prognos			X	X

Driftläge utgår från N-1 som handlar om redundans i elnätet. Att nätet ska klara en störning på vilken nätkomponent som helst och ändå förse all belastning med el.

I sammanhanget kan vara värt att nämnas att Svk i sin analys tar hänsyn till att Stockholmsområdet inte kommer ha normaldrift under Stockholmsprojektets utbyggnad. Regionnätägarna har inte full information om hur det påverkar Svk:s besked till sina kunder, men gör bedömningen att Svk:s bedömning av kapacitetsutrymme tar hänsyn till detta driftläge, som inte är normaldrift.

Diskussionen om vad som vad som är att betrakta som normalläge väcker ändå frågan om vilka systemkrav som ska ställas. Kan vi i situationer med nätkapacitetsbrist frånga N-1 vissa stunder? Nätkapacitet skulle kanske kunna frigöras genom en utvecklad risksyn. Detta är också något som tillhör verktygspaletten och Energiföretagen välkomnar att detta utreds närmare inom Ei:s uppdrag.

### Vad ingår i roller och ansvar?

Det är inte rimligt att betrakta varje enskilt koncessionsområde som en självförsörjande ö och därmed kan inte ansvaret för energibalansen i alla situationer ligga på DSO-nivå. Grundläggande vid nätkapacitetsbrist måste vara att den nätägare som anses ha ansvaret också måste ha mandat och tillgång till verktyg att lösa situationen. Nuvarande lösningsmodell med nätkapacitetsreserv möjliggör för DSO:n att klara vissa situationer med att upphandla lokal produktion eller förändrad konsumtion. Men vad gäller om sådan inte finns tillgänglig? Energiföretagen Sverige menar att det inte är rimligt för DSO:n att bära ansvaret, och därmed också kostnader, när man inte klarar att leverera effekt på grund av flaskhalsar i överliggande stamnät eller på grund av bortfall av större produktionsanläggningar.

Ett övergripande ansvar måste därför anses ligga på Svk som systemansvarig myndighet enligt ellagen. I detta ligger ansvar för frekvens- och spänningshållning. Idag säger ellagen att Svk som systemansvarig myndighet har det övergripande ansvaret för att elektriska anläggningar samverkar driftsäkert så att balans inom *hela eller delar* av landet *kortsiktigt* upprätthålls mellan produktion och förbrukning av el. Det bör förtydligas vad som avses med "delar av" landet och med "kortsiktigt", och mer uttalat ge Svk det övergripande ansvaret. Med en sådan tydlighet bör också den verktygslåda Svk kan tillgripa utvecklas.

Kapacitetsbrist i stamnätet till ett område kan vidare påverka flera olika DSO:ers områden. Om en av dessa DSO:er lyckas lösa problemet så får det företagets kunder betala för den lösningen, medan även andra DSO-områden kan ha nytta av lösningen. Om istället den systemansvariga myndigheten ansvarar för att lösa problemet kan merkostnaderna fördelas mer rimligt på slutkunderna. Det motverkar också suboptimerade lösningar.

Energiföretagen vill i sammanhanget även lyfta behovet av förtydligande i förhållande till det europeiska regelverket. I dokumentet "The influence of existing bidding zones on electricity markets" (PC\_2013\_E\_04) ger den europeiska reglermyndigheten ACER följande beskrivning av marknaden:

*"The European Target Model foresees a zonal approach implying the implementation of a mainly preventive way to tackle congestions between properly defined bidding zones by calculating and allocating cross-zonal capacities. Remaining (mainly inside zones) congestions shall be managed by curative measures such as redispatching or countertrade."*

*"The zonal design defines limited geographical areas (zones) within which trading between generators and loads is unlimited."*

Ansvaret för hantering av överbelastning mellan elområden fastställs i Elmarknadsförordningen (2019/943) medan det inte är lika tydligt vad som avses inom elområde. På lång sikt är elområdesindelning och investeringar i stamnätet åtgärder för att hantera begränsningar inom elområden, medan avhjälpande åtgärder, t.ex. motköp och omdirigering, kan utnyttjas på kort sikt. Regelverket indikerar således att stamnätsoperatören har ett långtgående ansvar, men att detta rör gränslandet mellan

nätverksriktlinjerna CACM och SOG. Dessutom finns det en koppling till de s.k. anslutningskoderna (DCC, RfG) där DSO:erna är ansvariga för funktionaliteten i anslutande anläggningar, men inte ansvariga för att "tillgripa dem" för att upprätthålla systemet.

Ovan beskrivs exempel på nya, men allt mer vanligt förekommande situationer, som kräver större rättslig tydlighet kring roller och ansvarsfördelning på marknaden, där ansvar bör följa av möjligheten påverka situationen. Elsystemet genomgår en historisk och omfattande förnyelse som varken dagens marknadsreglering eller avgiftsstruktur är anpassad för. För att inte bara släcka bränder, dvs. tillgripa verktyg som bara hanterar en rådande bristsituation, bör regelverket ge en sund incitamentsstruktur där åtgärder som bidrar till att underlätta kapacitetsbrist premieras, men samtidigt inte skapar snedvridningar på den konkurrensutsatta marknaden. Till incitamentsstrukturen hör bl.a. stamnätstariffernas utformning, som bör anpassas och bli mer påverkbar och styrbar och därigenom premiera flexibilitet, samt utgå från enhetliga krav på tariffutformning på stamnät, regionnät och lokalnät.

#### DSO:ns nya roll enligt det reviderade elmarknadsdirektivet

Just nu pågår implementeringen av Clean Energy Package och genomförande av nätkoderna, vilket påverkar förhållandet mellan TSO och DSO samt deras roller. Det finns olika tolkningar av direktivtexter och tillämpning av nätkoder och EU-förordningar. Svk menar i sin uttolkning av EU:s reviderade elmarknadslagstiftning att den ger tydlig vägledning om att systemansvar bör föras ned på distributionsnätets nivå. De menar att de haft detta mandat redan utifrån tidigare lagstiftning, men har i dialog också självkritiskt medgett att man inte utnyttjat detta lagrum och inte heller varit tydliga gentemot distributionsnätets ansvariga. Energiföretagen kan instämma i att elnätsföretagen hittills inte har tagit på sig en aktiv DSO-roll, men i den historiska överskottssituationen har det inte funnits samma behov att utöva ett systemansvar på lokal nivå, och kunskapen om vad DSO-rollen innebär är av ovan nämnda skäl låg. Energiföretagen menar trots det att Svk går för långt i sin tolkning.

Om ett mer omfattande systemansvar gäller på lägre spänningsnivå behöver det i så fall utredas vilket mandat och vilka befogenheter DSO:n i så fall måste ha för att hantera detta ansvar. Det behöver vidare utredas om varje koncessionsområde ska ha ett sådant systemansvar eller om systemansvar ska utses på andra grunder än koncessionsområde. Oavsett vilken lösning som väljs krävs en avsevärt förbättrad TSO-DSO-dialog, som säkrar informationsspridning och andra behövliga åtgärder.

#### Anslutningsregler och avtal - behöver något förändras och i så fall hur?

Energiföretagen Sverige vill understryka att den uppkomna situationen med lokal nätkapacitetsbrist inte härrör från att anslutningsreglerna är felaktigt konstruerade och därför orsakat problemen med nätkapacitetsbrist. Ellagen säger att nätägare ska tillgodose en förfrågan om nyanslutning inom två år. Finns det inte kapacitet i det aktuella nätet, måste elnätsägaren visa att den vidtar åtgärder. Men i flera av de aktuella fallen ligger problemet primärt i överliggande stamnät eller att lokal produktion inte finns tillgänglig. Det ligger allmänt i nätägarens intresse att utöka kundkretsen, men inte med den bästa vilja i världen kan eller får denne påverka tidplaner för stamnätsutbyggnad eller investera i lokal produktion.



Flexibilitet kan vara en lösning som nätägaren kan förfoga över, och som kan ge viss avlastning. Det är dock sannolikt otillräckligt för att ersätta stora produktionsbortfall och anslutning av nya kunder eller abonnemangshöjningar för befintliga kunder.

Inte desto mindre finns ett tydligt behov av flexibla anslutningar och kunder är villiga att diskutera olika typer av anslutning som inbegriper begränsningar i vissa situationer vid kapacitetsbrist i elnätet. Men de rättsliga möjligheterna till villkorade anslutningsavtal är oklara och större rättslig tydlighet skulle krävas för att öka möjligheterna göra anslutningsplikten mer flexibel både vad gäller möjligheten att villkora nyanslutning och för att frigöra outnyttjad kapacitet hos befintliga kunder.