

Stab och medlemsdialog  
Tomas Malmström, 08-677 25 02  
tomas.malmstrom@energiforetagen.se

Infrastrukturdepartementet  
i.remissvar@regeringskansliet.se  
Kopia till: fredrik.norlund@regeringskansliet.se  
Dnr I2020/03164

## **Remissvar angående Energimarknadsinspektionens rapport Kapacitetsutmaningen i elnäten samt promemorian Ökade incitament för kostnadseffektiva lösningar i elnätsverksamhet**

*Energiföretagen Sverige samlar och ger röst åt omkring 400 företag som producerar, distribuerar, säljer och lagrar energi. Vårt mål är att utifrån kunskap, en helhetssyn på energisystemet och i samverkan med vår omgivning, utveckla energibranschen – till nytta för alla.*

Energiföretagen Sverige (Energiföretagen) har tagit del av aktuell rapport respektive promemoria från Energimarknadsinspektionen (Ei) och vill framföra följande synpunkter.

### **Sammanfattning**

#### Kapacitetsutmaningen i elnäten

- Energisystemet står inför stora förändringar med en ökad elanvändning som följd. Vi delar Ei:s slutsats att en ansträngd kapacitetssituation i elnäten är något som hämmar både tillväxt och omvandling till ett mer hållbart samhälle, vilket understryker vikten av framdrift i frågorna.
- Ei har gjort en gedigen genomgång av dagens regelverk samt av de förändringar som föranleds i och med implementeringen av Ren energipaketet. Energiföretagen delar inte alla slutsatser, men anser att rapporten utgör en bra grund för fortsatt analys av nödvändiga förändringar för att hantera kapacitetsutmaningen i elnätet.
- Ei pekar i sin handlingsplan ut flera åtgärder som kan bidra positivt till att hantera kapacitetsutmaningen, som till exempel förbättrad planering och koordinering vid nätutveckling, flexibla avtal och ökade incitament för nyttjande av flexibilitetstjänster.
- Samhällskostnader och övriga olägenheter förknippade med kapacitetsbrist är så allvarliga att det primära målet måste vara att förebygga brist snarare än att hantera dessa situationer när de redan har uppkommit. Denna aspekt, och vilka incitament som då krävs, hade kunnat beläggas tydligare i rapporten.

- Effektivt utnyttjande av elnätet är en rimlig målsättning. Vad som anses vara effektivt måste emellertid beakta marginaler i elnätet som stödjer samhällsutveckling och som vidmakthåller driftsäkerheten i systemet. Ytterligare vägledning i den avvägningen hade varit önskvärt.
- Energiföretagen delar inte Ei:s åsikt att nuvarande regelverk är tillräckligt tydligt. Det rättsliga ramverket kan behöva ses över för att tydliggöra ansvar och roller på elmarknaden. Detta gäller särskilt vilket ansvar systemansvariga på olika nätnivåer har i olika situationer av kapacitetsbrist.
- Beroende på väsentligt olika förutsättningar mellan landets elnätsföretag bör det övervägas om kraven avseende DSO-rollen och nätutvecklingsplaner kan differentieras beroende på storlek. Det bör även klargöras på vilket sätt det kommer att vara tillåtet för elnätsföretag att bistå varandra med tjänster för att kunna fullgöra en roll som DSO.

#### Ökade incitament för kostnadseffektiva lösningar i elnätsverksamhet

- Syftet med en förändring av intäktsregleringen för att ge ökade incitament för alternativa lösningar såsom användning av flexibilitetsresurser är positivt, liksom en styrning mot att välja den långsiktigt mest kostnadseffektiva lösningen i valet mellan investering, flexibilitetslösningar eller andra lösningar.
- En utgångspunkt vid en förändring i styrningen mellan olika alternativa lösningar måste vara att incitamenten för investeringar för den skall inte försvagas. Behovet av elnätsinvesteringar är stort, inte minst med tanke på ökad elektrifiering framöver, varför rimliga incitament för investeringar är fortsatt viktigt.
- Förändringar i lagstiftningen bör vidtas först när övrig eventuell utveckling av intäktsregleringsmodellen är känd och resultatet av den så kallade "Elnätsdialogen" bör inväntas.
- En djupare analys av bland annat stabilitet och robusthet i systemet är nödvändig för att se konsekvenserna av att införa effektiviseringskrav genom en DEA-modell på kostnader som i dagens modell definieras som kapitalkostnader respektive opåverkbara kostnader.

## Författningsförslagen

### Kapacitetsutmaningen i elnäten

- Ellagen 3 kap 6-7§§  
*"... Kapacitetsbrist som kan åtgärdas med andra samhällsekonomiskt motiverade åtgärder än utbyggnad av nätet utgör inte sådana särskilda skäl..."*

Energiföretagen förstår syftet med förslaget och instämmer i att nätkoncessionshavare bör anstränga sig och undersöka olika alternativ för att möjliggöra anslutning. Vi ser dock en viss risk att det kan bli svårt att göra bedömningen vad som är *"samhällsekonomiskt motiverade åtgärder"*. Metoden för detta behöver vara enkel och tydlig för att detta ska kunna ske på ett effektivt och enhetligt sätt. Möjligen kan det övervägas om den utökade anslutningsskyldigheten av den anledningen kan formuleras annorlunda för att underlätta den praktiska tillämpningen av bestämmelsen.

- Ellagen 3 kap 9a§  
*"...Första stycket gäller inte om föreskrifter som meddelats med stöd av 9 § fjärde stycket tillåter att avbrott i överföringen överstiger tjugofyra timmar eller..."*

Energiföretagen ställer sig positiva till förslaget. Det ger möjlighet till en mer nyanserad tillämpning av funktionskravet, vilket i vissa fall kan ske utan att kunden blir lidande. Om något förenklade lösningar i vissa fall med kundens medgivande kan tillåtas, kan onödigt höga kostnader undvikas.

### Ökade incitament för kostnadseffektiva lösningar i elnätsverksamhet

Som utvecklas vidare nedan, anser vi inte att någon lagändring bör vidtas nu avseende frågan om effektiviseringskrav. En mer genomgripande utredning om utveckling av intäktsregleringen bör först vara genomförd för att säkerställa en mer heltäckande bild av vilka utvecklingsbehov som finns och hur olika delar i regleringen samverkar med varandra. Frågan förväntas bli involverad i Elnätsdialogen och resultatet av det initiativet bör inväntas. Om lagförslaget ändå antas, eller blir aktuellt i ett senare skede, har vi nedanstående synpunkter att lämna:

- Ellagen 5 kap 1§  
*" 1. täcka kostnader för driften av en nätverksamhet som har likartade objektiva förutsättningar och bedrivs på ett ändamålsenligt och effektivt sätt..."*

Punkt 1 avser endast löpande kostnader. Strykningen av *”som har ...effektivt sätt”* och flytten av denna del av bestämmelsen är därför rimlig. Den nya placeringen får till innebörd att texten kommer att avse även kapitalkostnader. Att objektiva förutsättningar och effektivitet respektive ändamålsenlighet ska beaktas för kapitalkostnader likväl som för löpande kostnader faller sig naturligt. Det kan till och med anses ske redan idag genom normprislistans beaktande av objektiva förutsättningar som förläggingsmiljö. Effektivitet och ändamålsenlighet kan även sägas vara inkluderat i själva normerna, då dessa fastställs för att representera en effektiv investeringsverksamhet.

- Ellagen 5 kap 1a§  
*”... När intäktsramen enligt 1 § bestäms ska det göras utifrån nätverksamheter som har likartade objektiva förutsättningar och som bedrivs på ett ändamålsenligt och effektivt sätt. Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om vad som avses med ett ändamålsenligt och effektivt sätt att bedriva nätverksamheten enligt första stycket...”*

Första meningen *”När intäktsramen enligt 1§ ... effektivt sätt.”* ser till att bibehålla den viktiga skrivningen om objektiva förutsättningar, effektivitet och ändamålsenlighet. Samtidigt förtydligas att detta ska beaktas avseende intäktsramens samtliga kostnadstyper. Enligt resonemanget ovan är detta något som Energiföretagen stödjer.

Andra meningen i 1a§ innehåller ett bemyndigande av föreskrifter i dessa delar, vilket vi däremot inte bedömer vara nödvändigt. För närvarande finns bemyndiganden avseende föreskrifter för både löpande kostnader och kapitalkostnader. Det får anses att de viktigaste sakerna, som mer i detalj behöver regleras i föreskrift, redan inryms inom befintliga bemyndiganden. När det gäller objektiva förutsättningar, effektivitet och ändamålsenlighet bör det även fortsättningsvis vara möjligt att utforma metoder som beaktar dessa parametrar utifrån vad som framgår av lagtexten. Om det endast handlar om ett behov av att förtydliga metoder och så vidare finns goda möjligheter att åstadkomma detta i handböcker och liknande instruktioner.

- Förordning (2018:1520) om intäktsram för elnätverksamhet §5  
*”3. Vad som avses med ett ändamålsenligt och effektivt sätt att bedriva nätverksamheten”*

Vi bedömer enligt ovan att något utökat bemyndigande inte är motiverat.

**Energimarknadsinspektionens bedömning om att nätkoncessionshavare har ett absolut ansvar att leverera el till sina befintliga kunder (avsnitt 3.5 i rapporten).**

Energiföretagen anser att nätkoncessionshavare har ett långtgående ansvar för sina befintliga kunder, men **inte ett absolut ansvar**.

Noteras bör att det ansvar som rimligen kan avses i det här sammanhanget är det ansvar för en nätkoncessionshavare som framgår av 3 kap 1§ ellagen, vilket sammanfattningsvis är att "överföra" el. Enligt vedertagen nomenklatur för elmarknaden är nätkoncessionshavaren inte en aktör som förväntas, eller för den del tillåts, "leverera" el. Våra synpunkter lämnas med den utgångspunkten.

Vi vidhåller för övrigt vad vi tidigare har framfört i den här frågan, se nedan för en vidare diskussion om ansvar och roller.

## Generella synpunkter

Energisystemet står inför stora förändringar. Flera olika samverkande trender som ökad elektrifiering av industri och transporter, ökad digitalisering av samhället, ökad anslutning av distribuerad förnyelsebar elproduktion och en fortsatt urbanisering visar på de utmaningar vi har framför oss. Samtidigt är det förändringar som har potential att starkt bidra till både samhällsutveckling samt till att vi når uppsatta klimatmål och därför utmaningar som energibranschen är angelägna att ta sig an. Elnätens betydelse i det här sammanhanget har blivit uppenbar och vi delar Ei:s slutsats att en ansträngd kapacitetssituation i elnäten är något som hämmar både tillväxt och omvandling till ett mer hållbart samhälle. Frågorna som remissen avser är därför av största vikt att lösa. Detta måste även ske inom rimlig tid då de nämnda omvärldsförändringarna bara ökar i omfattning.

Energiföretagens uppfattning är att kapacitetsbrist allra helst aldrig ska behöva bli ett faktum. Vi uppfattar det dessutom som att detta är en allmänt spridd uppfattning bland samhällets övriga aktörer. Fokus bör alltså ligga på att i första hand förebygga och undvika att brist uppstår. Även om många av förslagen har denna inriktning anser vi ändå att fokus ibland tenderar att vara hur kapacitetsbrist som redan har uppstått ska hanteras. Effektivt utnyttjande av elnätet är något som nämns frekvent och det är förstås en riktig ambition. Det får emellertid inte äventyra att nätet är framtidssäkrat. För att säkerställa rätt balans i det här avseendet hade vi gärna sett att framtidsperspektivet, jämte det effektiva nätutnyttjandet, hade belysts ytterligare. Vilka marginaler krävs för att elnätet inte ska bli en bromskloss i samhällsutvecklingen och hur säkerställs att elnätet inte dimensioneras alltför snävt? För att undanröja tvivel om hur regelverket ska tolkas skulle det behöva tydliggöras att nätutvecklingsplaner inte bara ska tas fram och redovisas, utan även förväntas läggas till grund för faktiska åtgärder. Samhällsekonomiskt motiverade åtgärder nämns på ett flertal ställen i rapporten, men Energiföretagen anser att samhällskostnaden förknippad med kapacitetsbrist på ett tydligare sätt måste lyftas fram i sammanhanget. Såväl för nya kunder som inte kan ansluta, som för befintliga kunder som inte kan utöka sin verksamhet. Som flera olika studier visar, bland annat den [konsultrapport](#) Energiföretagen beställde redan 2018, är underkapacitet mycket kostsamt för samhället. Utbyggnad av tillräcklig kapacitet beskrivs som eftersträvansvärt, och ett antal kortsiktiga åtgärder anges som nödvändiga för att hantera situationen till dess att ny kapacitet är tillgänglig. Slutkunderna riskerar vid bristsituationer även att drabbas av den ofördelaktiga kombinationen av såväl högre pris som högre risk. Detta samtidigt som kvaliteten kan upplevas som sämre, vilket ytterligare förstärker att detta är en önskad situation.

Det är ingen tvekan om att den nya DSO-rollen i och med implementeringen av elmarknadsdirektivet innebär en väsentligt förändrad roll för ett elnätsföretag jämfört med tidigare. Utifrån svenska förhållanden, med egenskaper och förutsättningar hos elnätsföretagen som skiljer sig kraftigt åt, är Energiföretagen tveksamma till att samtliga elnätsföretag fullt ut ska betraktas som DSO:er. Möjlighet till undantag utifrån storlek medges enligt elmarknadsdirektivet, vilket bör övervägas. Det bör även klargöras på vilket sätt det kommer att vara tillåtet

för elnätsföretag att bistå varandra med tjänster för att kunna fullgöra en roll som DSO.

Energiföretagen konstaterar att lagstiftningen generellt är mycket övergripande, och att Ei ofta hänvisar till framtida praxis. En stor del av den osäkerhet som omgärdar marknadens aktörer i nätkapacitetsfrågor går att härleda till att regelverket är övergripande och att nätkapacitetsbrist är ett relativt nytt fenomen. Det finns givetvis fall där man bör undvika alltför preskriptiv lagstiftning, men i många fall skulle större rättslig tydlighet och mer vägledning minska osäkerheten och risken för utdragna processer (där allt måste prövas av Ei) väsentligt. Detta gäller till exempel köhantering vid kapacitetsbrist.

Rimliga förutsättningar är en grundförutsättning för att säkerställa att en infrastruktur som elnätsverksamhet fungerar tillfredsställande. Vi välkomnar regeringens initiativ till "Elnätsdialogen" som syftar till en långsiktigt hållbar elnätsreglering. Syftet med kostnadseffektiva lösningar i elnätsverksamheten, som presenteras i Ei:s promemoria, är lovvärt och någon form av "totexmodell" som kan premiera effektiva företag skulle kunna vara en god idé. Vi anser dock att Ei:s lagförslag är något förhastat. Eftersom elnätsdialogen sannolikt kommer att omfatta fler delar av regleringsmodellen anser vi det vara en rimlig ordning att först besluta om inriktningen för helheten av modellen. Här föreslås nu förändringar i ellagen avseende endast en del i regleringsmodellen, nämligen hur effektivitetskraven ska hanteras. Det bör också i det här sammanhanget påpekas att Ei:s lagförslag till följd av elmarknadsdirektivet innehåller en lagbestämmelse om incitament för användande av flexibilitetstjänster. En sådan bestämmelse har klart samröre med en totexmodell. Även frågan om kostnader för stödtjänster hör hit. Det finns därför många anledningar att behandla effektivitetskraven samlat som en del i helheten i en utredning om intäktsregleringen. Om det i ett senare skede visar sig att den föreslagna lagändringen är lämplig, kan den föreslagna åtgärden vidtas då.

## **Ei R2020:06 Kapacitetsutmaningen i elnäten**

### **Ansvar och roller kopplade till kapacitetsbristen i elnäten**

Ei förefaller tycka att dagens regelverk överlag pekar ut ansvar och roller på ett tillfredsställande sätt och att det är tydligt vilka skyldigheter elnätsföretag på lokal-, region- och stamnättnivå har. Det rättsliga ramverket anses finnas på plats och det återstår endast arbete för att "... i detalj utforma, tydliggöra och belysa olika ansvar och roller i praktiken.". Energiföretagen instämmer i det senare – att det är en hel del som behöver tydliggöras och belysas. Vi utesluter inte heller att den nödvändiga översyn som behöver göras av regelverket leder till att vissa delar kanske behöver ändras även i det rättsliga ramverket. Den slutsatsen bygger vi på att dagens roll- och ansvarsfördelning uppenbarligen inte ger tillräcklig klarhet eller incitament och styrsignaler för att förebygga bristsituationer i dagens verklighet. Omvärldsförändringarna vi ser tyder dessutom på att systemet kan

komma att stressas ytterligare framöver. Inställningen att vi redan har en ändamålsenlig lagstiftning är inte en optimal utgångspunkt för att finna lösningar på dagens och framtidens utmaningar.

Vi vill också i det här sammanhanget peka på att stora delar av den befintliga ellagen skrevs under en tid då kapacitetsbegränsningar och effektproblem var en ickefråga. Detta gäller till exempel bestämmelserna om anslutningsskyldighet, nätkoncessionshavarens uppgifter och ansvar. Eftersom kapacitet inte var ett problem när aktuell lagstiftning kom till, ter det sig också väldigt naturligt att lagstiftningen och avtalen inte innehåller någon bestämmelse som ger nätkoncessionshavaren rätt att sänka den avtalade effekten vid en akut kapacitetsbristsituation. Det finns vidare bestämmelser i ellagen som förbjuder nätkoncessionshavaren att handla med el eller förfoga över produktionsanläggningar. Inte heller har nätkoncessionshavaren tilldelats några tydliga legala verktyg i likhet med Styrel för att hantera akuta kapacitetsproblem på grund av att stor lokal produktion läggs ned med kort varsel. Ei:s tolkning av regelverket blir närmast absurd om man hårdrar det till att det blir en allmän produktionsbrist i hela eller delar av landet. Hur ska då nätkoncessionshavaren klara av en absolut överföringsskyldighet (och än mindre en leveransskyldighet) till sina befintliga kunder?

Energiföretagen efterfrågar alltså en genomgripande översyn av lagstiftningen för att förtydliga roller och ansvar. Det utgör grunden för ett robust långsiktigt regelverk. I och med implementeringen av elmarknadsdirektivet kommer ett större ansvar att läggas på elnätsföretagen med lägre spänningsnivåer, än som hittills varit praxis i Sverige. I ett kraftsystem med en större andel decentraliserad och icke planerbar elproduktion menar Energiföretagen att detta kan vara rimligt. Det måste dock förtydligas vad detta innebär i praktiken på olika nätnivåer vad gäller skyldigheter och rättigheter samt hur detta regleras så att respektive part har såväl verktyg som kostnadstäckning. Med tanke på dagens situation, med redan existerande kapacitetsbrist i delar av elnätet, behöver delar av nämnda översyn leda till klagörande beslut i närtid.

Vid nätrelaterade fel på det egna ledningsnätet är elnätsföretagens ansvar tydligt. När det gäller kapacitetsbrist har vi dock redan idag situationer där lokal- och regionnätsföretag vare sig är skyldiga till uppkomsten av bristen, eller sitter på verktyg att åtgärda den. Bristssituationer riskerar alltså att få konsekvenser för såväl befintliga som nya kunder. Om det ändå finns någon åtgärd som dessa elnätsföretag kan vidta för att lösa situationen resulterar detta i att eventuella merkostnader för extraordinära åtgärder, jämfört med normala åtgärder som t.ex. ökat abonnemang mot överliggande nät, kommer att belasta kunderna inom det aktuella området. I en situation med kapacitetsbrist i det överliggande nätet anser vi det vara naturligt att ansvaret för nödvändiga åtgärder istället bör ligga där bristen har uppkommit. Lika naturligt är det att den här typen av merkostnader, för t.ex. en flexibilitetslösning som snabbt måste komma på plats, då fördelas över det överliggande nätets samtliga kunder.



En annan situation där vi ser att lokal- och regionnätstföretag har del i ansvaret, men rimligen inte kan åläggas **det fulla ansvaret**, är när en betydande produktionsanläggning, till exempel en stor kraftvärmeanläggning, permanent lägger ned sin verksamhet. Detta kan orsaka helt nya grundläggande förutsättningar för eldistribution i ett område där bland annat elmarknadens åtskillnadsregler sätter gränser för vad ett elnätstföretag har för tillåtna verktyg att använda. Om det i en sådan situation framkommer att kapacitetsbrist föreligger i det överliggande nätet, och en normal åtgärd som ökat abonnemang mot överliggande nät därmed inte är möjlig, anser vi det naturligt att det överliggande nätet har ett ansvar likaså. Merkostnader för extraordinära åtgärder som i det här fallet kan uppkomma för att lösa situationen bör belasta den nätägare där kapacitetsbristen föreligger. I de fall som överliggande nät utgörs av stamnätet, vill vi hänvisa till Ei:s egna konstaterande att varje nätkund inom ett elområde har samma rätt till nätet i normaldrift, förutsatt att de håller sig inom ramen för sina anslutnings- eller nyttjandeavtal för inmatning eller uttag, och att det åligger Svenska kraftnät (Svk) i egenskap av TSO att vidta korrigerande åtgärder.

Det slås fast att det så kallade observerbarhetsområdet för Svk sträcker sig ned till 70 kV. Denna gräns, menar vi, är relevant gällande driftsäkerhetsanalyser och motiveras av att lägre spänningsnivåer inte bedöms ha tillräckligt stor påverkan på systemet som helhet för att det ska vara värt att inkludera dessa delar i analyserna. Vi anser dock inte att detta är relevant avseende bristande nätkapacitet. Detta, och ett införande av systemansvar för distributionssystem, kräver ett förtydligande av vad som avses med "...delar av landet..." i 8 kap 1 § ellagen där Svk:s uppgift som systemansvarig myndighet beskrivs. I departementsskrivelsen DS 2017:44 med förslag till en uppdaterad elmarknadslag, utvecklade regeringen tankar om att Svk:s systemansvar behövde förtydligas och lanserade begreppet "funktionsansvar", som tydligt gick längre än ett momentant effektbalansansvar. Förslagen i skrivelsen har ännu inte genomförts i sin helhet, men Energiföretagen konstaterar att regeringen identifierat ett behov av rollförtydligande, som bör utvecklas och fullföljas. Betydelsen av förtydliganden bara ökar nu i och med implementeringen av elmarknadsdirektivet och nätkoderna.

Detta oaktat, menar Energiföretagen dock att utformningen av den nordiska och europeiska elmarknaden redan idag innebär att ansvaret för den nationella resurstillräckligheten enligt kapitel fyra i Elmarknadsförordningen alltid ska ligga på Svk. I ansvaret för den nationella resurstillräckligheten ligger att hantera strukturella överbelastningar enligt kapitel tre i Elmarknadsförordningen. Detta innebär att TSO:n ska säkerställa att det inte finns några flaskhalsar inom ett elområde, utan TSO:n ska garantera aktörerna full tillgång till marknaden. Utifrån EU-lagstiftningens utformning utgår Energiföretagen därför ifrån att den systemansvarige för överföringssystemet är ansvarig för att avhjälpa flaskhalsar som förhindrar ett ökat abonnemang mot stamnätet.

Således anser Energiföretagen att den systemansvariga myndigheten Svk ytterst bör ha ansvar när begränsningar i stamnätet eller större permanenta produktionsbortfall orsakar bristen, precis som man redan idag förfogar över en

störningsreserv för att avhjälpa plötsliga bortfall av exempelvis kärnkraft eller fel i stamnätet. Ett elnätsföretag ska dimensionera för acceptabla riskförhållanden i eget nät. Det kan emellertid inte vara en samhällsekonomiskt optimal utgångspunkt att varje enskilt koncessionsområde under normaldrift dessutom alltid ska ligga med abonnemang mot överliggande nät för att klara dess största möjliga bortfall, exempelvis stora permanenta produktionsbortfall. En ordning där varje elnätsföretag konstant abonnerar med sådana marginaler mot överliggande nät skulle även motverka styrningen mot effektivt utnyttjande av elnätet totalt sett. En konsekvens av en sådan beredskap hos varje DSO skulle även vara att värdet av nyttan med ansluten produktion skulle minska, då abonnemang mot överliggande nät generellt sett inte skulle kunna sänkas utifrån antagen nätnytta från ansluten produktion. Nätnyttoersättningen till producenter skulle då minska och i värsta fall leda till en minskad förekomst av elproduktionsanläggningar.

På sid 54 i Ei:s rapport kapacitetsutmaningen i elnäten anges "Svenska kraftnät har framfört att "oavsett hur välutvecklad en samordnad nätplanering blir finns det inga möjligheter att nätplaneringsmässigt hantera bortfall av större produktionsanläggningar, förutom att planera och dimensionera nätet utifrån ett antagande om att den lokala produktionen inte finns". Ei bemöter detta med att nätföretagen beaktar detta inom ramen för sin framtida planering och riskbedömning. Det är bekymmersamt att Ei tar så lätt på en så tung invändning från systemoperatören. En sådan hantering kommer att bli mycket ineffektiv och snarare riskera en optimering än en minimering av kostnaderna för kunderna i nu aktuellt hänseende.

Utifrån ett beredskapsperspektiv bör det vidare klargöras vilket ansvar som finns för elförsörjningen vid nedläggning av storskalig produktion såsom kraftvärme. Enligt Elberedskapslagen ska beredskapsåtgärder vidtas för att "... motstå och hantera sådana störningar i elförsörjningen som kan medföra svåra påfrestningar på samhället". Överdimensionerade abonnemang mot överliggande nät skulle inte vara aktuellt med vetskapen om att samhällskritisk elproduktion skyddas mot nedläggning av ett sådant regelverk. Kraftvärme skulle då i högre grad fortsatt kunna räknas in i nätplaneringen. Bestämmelser som är relevanta vid nedläggning av betydande produktionsanläggningar, samt tillämpningen av dessa bestämmelser, skulle behöva ses över i ljuset av de kapacitetsproblem som nu har uppstått i delar av landet. Det behöver övervägas om befintligt regelverk är tillräckligt eller om det skulle behövas en utökad behörighet för Svk att mot ersättning hindra nedläggning, om nedläggningen riskerar leda till icke hanterbara kapacitetsproblem. Samhällskostnaden för en sådan ersättning, som endast används vid faktisk risk för nedläggning av samhällskritisk elproduktion, blir mindre än kostnaden för att dimensionera samtliga elnät för potentiell risk för nedläggning.

Det bör också utredas om nätnyttoersättningen kan ha ett särskilt incitament för sådana produktionsanläggningar, som finns eller etableras i område med kapacitetsproblem, vilket skulle ge en bra styrsignal för etablering av produktion där kapacitetsproblem finns. Om sådana särskilda incitament skulle innebära att ersättningen då väsentligt överstiger normal abonnemangskostnad mot

överliggande nät, bör det övervägas om inte merkostnaden då ska bäras av det överliggande nätets samtliga kunder.

Med den förändrade Distribution System Operator (DSO) rollen som följer av de nya kraven i det reviderade elmarknadsdirektivet, anser Energiföretagen att det bör övervägas om alla lokalnätsföretag fullt ut ska vara DSO:er, speciellt med tanke på antalet nätägare och att förutsättningarna dem emellan är starkt skiftande. På den framtida elmarknaden kan det finnas olika lösningar för DSO-rollen. Till exempel vore ett alternativ att tillåta att DSO:er uppdrar åt andra att för deras räkning utföra vissa av de uppgifter som åligger DSO:erna i egenskap av systemansvariga. Ett annat alternativ vore att göra en åtskillnad mellan DSO respektive DNO – Distribution Network Operators. DSO-rollen är en organisatorisk förutsättning och därmed ett funktionsansvar, för drift och utveckling av näten med systemperspektiv. Utgångspunkten borde vara att fokusera på vilka systemfunktioner som behövs och sedan besvara frågan hur denna funktion bäst kan hanteras och av vem. Samt hur ansvars- och kostnadsfördelningen för funktionen (den kollektiva nyttigheten) ska preciseras. En regionnätägare blir enligt denna logik en ”fullvärdig” DSO (berörd av all systemfunktionalitet men också ansvarig för flest funktioner) och ju längre ned i spänningsnivå man går så sjunker ansvarsbördan för systemfunktionalitet för nätägare och samtidigt nyttan med att nätägare långt ned i systemet är DSO. Det är sannolikt mer effektivt att mindre nätägare deltar i de systemfunktionsprocesser som en utsedd DSO leder och koordinerar.

Ei fäster stor tilltro till att kommande nätutvecklingsplaner ska bli ett verktyg för nätägare att ta en mer aktiv systemoperatörroll och därmed förutse behov och anpassa nätkapaciteten. Energiföretagen tror också att mer dialog och planering är centralt för att lösa nätkapacitetsbristen, men har samtidigt pekat på det faktum att nätutvecklingsplaner bara blir så bra som den input som ges. Vi instämmer därför i Ei:s bedömning att frågan om hur planering mellan elnätsföretag, kommuner och regioner kan samordnas ytterligare, behöver analyseras i särskild ordning. Kommuner och regioner bör i det här sammanhanget bidra med en aggregerad bedömning av vad kapacitetsbrist skulle kosta. I enlighet med vår uppfattning om DSO-rollen generellt, ifrågasätter vi även när det gäller nätutvecklingsplaner nyttan med att ställa lika höga krav på alla elnätsföretag oavsett storlek. Ett gångbart alternativ vore att sätta en storleksgräns vid till exempel 30 000 elnärskunder för upprättande av nätutvecklingsplaner med möjlighet för Ei att begära att även mindre elnätsföretag i det enskilda fallet behöver upprätta en plan om det finns skäl till det.

När det gäller nätkoncessionshavarens ansvar för anslutning av nya kunder vid kapacitetsbrist föreslår Ei att kapacitetsbrist som kan åtgärdas med ”... andra samhällsekonomiskt motiverade åtgärder än utbyggnad av nätet...” inte får åberopas som särskilda skäl. Energiföretagen befarar att det i praktiken kan innebära svårigheter för elnätsföretagen att på ett effektivt och enhetligt sätt utföra dessa beräkningar och bedömningar av alla tänkbara åtgärder. Ei hänvisar visserligen till rapporten *Samhällsekonomiska analyser vid investeringar i*

*stamnätet för el (Ei, R2018:06)* för en metodbeskrivning, men det kan ifrågasättas om samma metod med självklarhet är tillämplig för anslutning till lokal- och regionnät. Det hänvisas vidare till det uppskattade värdet av icke-levererad energi och effekt i enlighet med 5 kap. 5 § EIFS 2019:4 samt den uppskattning som ska göras i samband med framtagandet av en tillförlitlighetsnorm. Det kan ifrågasättas om den kvalitetskostnad som uppskattas för nya och ännu inte etablerade kunder som inte kan ansluta, verkligen motsvarar kostnaden för befintliga, redan anslutna, kunder. Det borde i normalfallet vara en högre värdering av icke levererad energi för en befintlig kund. Vad som är en motiverad samhällsekonomisk kostnad borde av dessa skäl tas fram med en förenklad metod med standardiserade parametrar, för att ha bättre förutsättningar att fungera i praktiken.

Ei tar även upp frågan om beräkning av ledig kapacitet vid anslutning. Ei argumenterar för och landar i rekommendationen att det är nätets fysiska belastning, inklusive sammanlagringseffekter, som bör användas. Det beskrivna tillvägagångssättet är i många fall ändamålsenligt och rekommendationen rimlig avseende beräkningen i sig. Vi vill emellertid peka på att tillsammans med ett synsätt där elnätsföretaget dels sägs ha ett absolut ansvar för kundernas avtalade effekt, dels åläggs en skärpt anslutningsplikt, blir det mer kontroversiellt. Beroende på exakt vad sådana nya förutsättningar skulle innebära, och vilka risker som då skulle bedömas vara acceptabla, kanske beräkningen måste göras med större marginaler.

När anslutning möjliggörs genom aktivering av en flexibilitetsresurs bör det, som Ei själva aviserar, analyseras vidare hur kostnadsfördelningen ska vara mellan anslutande kund och kundkollektivet. Det kan inte vara rimligt att hela denna kostnad ska belasta kundkollektivet enbart för att det rör sig om en flexibilitetsresurs. Andemeningen i flera av Ei:s förslag, inte minst lagförslaget i Ei:s PM 2020:01, är att flexibilitet alltmer ska likställas med investeringar i nätutbyggnad. I det fallet en anslutning medför investeringar finns vedertagna principer för vad som ska anses vara kundspecifikt, när anslutningsavgiften beräknas. Vi ser ingen anledning till att dessa principer inte skulle gälla även i fallet med flexibilitet. Oavsett denna kostnadsfördelning är det av yttersta vikt att kostnaden får täckning inom ramen för intäcksregleringen.

### **Kostnadseffektiv driftsäkerhet**

Högre upp i spänningsnivå måste elnätet byggas robust och framtidssäkrat genom n-1 dimensionering samt dimensionerat utifrån långtidsprognoser. På lägre spänningsnivåer kan man i något högre utsträckning dimensionera för en effektiv användning av elnätet, även om man då måste vara medveten om att det kan påverka leveranssäkerheten. I det här sammanhanget är det viktigt att ta med den ökade risk för avbrott som en förändring kan innebära särskilt mot bakgrund av skyldighet för lokal- och regionnätsföretag att betala ut avbrottsersättningar och skadestånd om avbrott inträffar på den ökade risken med ett förändrat system.

När det gäller det utökade funktionskravet om avbrottstider (kap 4 i EIFS 2013:1), bör det övervägas om det ska avvecklas, eller åtminstone tillämpas dispositivt. Traditionell nätplanering med beaktande av sannolikhet och konsekvens för de risker som kan befaras, bör med den tradition av säkerhetstänkande som finns inom svensk elnätsverksamhet vara en tillräcklig garanti för leveranssäkerheten. N-1 kriteriet har då främst använts för intakt nät och annars har riskbedömning använts. Nuvarande krav i föreskriften riskerar att bakbinda elnätsföretagen och emellanåt ställa orimliga krav på redundans som inte efterfrågas av kunderna och som de då inte är villiga att betala för. Ökad flexibilitet, där det även är möjligt att involvera kunderna, vore önskvärt. Det är även möjligt att ellagens krav på att elavbrott inte får överstiga 24 timmar skulle kunna ges en något mer nyanserad tillämpning. Tydligt föreskrivna möjligheter till undantag i ett begränsat antal fall, bör kunna tillåtas utan alltför stora konsekvenser på leveranssäkerheten och i vissa fall ge möjlighet till frigjord kapacitet. Vi ställer oss alltså positiva till ett ändrat bemyndigande för Ei i 3 kap. 9a§ enligt Ei:s förslag. Det ger Ei möjligheter att föreskriva om undantag och därmed bana väg för en mer nyanserad tillämpning av både funktionskravet och de utökade funktionskraven.

Vår bild är att det i samband med implementering av nätkoder och speciellt SO (System Operation Guideline) ställs relativt omfattande krav på samarbete mellan TSO, DSO och SGU. Här omfattas exempelvis operativ drift, avbrottsplanering, nätuppgbyggnad, realtidsmätvärden, nätmodell och så vidare. Ett omfattande arbete pågår i branschen för att uppfylla dessa krav med en tro och förhoppning om att lämpliga samverkansformer kommer att utvecklas parallellt med detta arbete. Realtidsdata och lastprognoser i stamnätspunkter borde kunna bidra till en mer dynamisk syn på kapacitetsutrymmet hos TSO i driftssituationen. Frågan om huruvida utvecklade metoder för nätplanering skulle kunna frigöra kapacitet är en intressant och aktuell frågeställning, som bland annat har lyfts inom ramen för Energiföretagens "Samling för nätkapacitet". I samband med det arbete som redan pågår i branschen avseende nätkoderna gör vi nu bedömningen att även den här frågan kommer att belysas och i vilken mån det finns sådan potential kommer det att analyseras. Vad som framkommer av nämnda implementeringsarbete bör utvärderas löpande i det avseendet. I rapporten föreslås ett nytt regeringsuppdrag till Svk om utvärdering och utveckling av kostnadseffektiv driftsäkerhet. Vår bedömning är att ytterligare ett uppdrag till Svk just för tillfället skulle kunna riskera att skapa osäkerhet på kort sikt. Om det visar sig att frågan inte blir omhändertagen, kan ett specifikt uppdrag i frågan emellertid vara ett alternativ i ett senare skede.

### **Kapacitetstilldelning på utlandsförbindelser**

Energiföretagen delar uppfattningen att den nyligen antagna lagstiftningen är tydlig och tillräcklig, dvs. att kapacitetsbegränsningar mellan elområden inte får tillämpas för att hantera interna begränsningar och att det därför inte finns behov av ytterligare förslag. Däremot kan det så småningom finnas skäl att undersöka hur införandet av "flow-based" påverkar.

## Utformning av flexibilitetsmarknader

Flexibilitet är ytterligare ett verktyg för nätägaren att förfoga över och något som kan ge viss avlastning vid nätkapacitetsbrist. Förhoppningarna bör inte vara att enbart med flexibilitet kunna kompensera för stora produktionsbortfall eller att möjliggöra anslutning av nya stora kunder, men som en delmängd av framtida lösningar bör det kunna spela en roll. En viktig förutsättning för att flexibilitetsmarknader ska komma till stånd är att nätföretagens intäktsramar anpassas så att köp och drift av flexibilitetstjänster blir mer attraktiva, givet att risken i att köpa en tjänst är större än nätutbyggnad.

Med tanke på marknadernas omognad anser Energiföretagen dock att införandet av flexibilitetsmarknader måste få ske stegvis. Det är viktigt att i detta läge skapa ett öppet regelverk som ger utrymme för olika former av lösningar och affärsmodeller, samtidigt som vi beaktar de spelregler och balansansvar som redan gäller, och inte skapar ineffektivitet i systemet. Detta anser vi borde komma till bättre uttryck i den slutliga lagstiftningen än vad som är fallet i Ei:s förslag till regeländringar avseende flexibilitet till följd av det reviderade elmarknadsdirektivet. Där saknas särskilda övergångsbestämmelser och kontrollstationer för att utvärdera utvecklingen. Inte heller i denna rapport ser vi några förslag i den riktningen.

Ett exempel på frågor som kräver ytterligare analys och utvärdering är valet mellan nationella och lokala/regionala marknader. Ei förespråkar nationella marknader samtidigt som behoven ofta är lokala eller regionala. Detta kan bli en utmaning att få att fungera tillfredsställande. En annan fråga som är svår att bedöma i det här tidiga stadiet är om ersättningar endast utifrån en "energy only modell" kommer att vara tillräckliga för att skapa ett intresse för att erbjuda flexibilitetstjänster i erforderlig omfattning, eller om någon form av kapacitetsbetalningar är nödvändiga.

## Kontraktering och användning av nätkapacitetsreserv

En översyn av nätkapacitetsreserven och dess förenlighet med Ren energi-paketet är naturlig. Nätkapacitetsreserven syftar till att hantera ett problem med överbelastning i överliggande nät. Ren energipaketets möjlighet att hantera en sådan situation med flexibilitetstjänster begränsas dock till överbelastningar i det egna nätet. Enligt vår analys ska TSO:n åtgärda överbelastningar på stamnätet med icke-diskriminerande, marknadsbaserade lösningar som ger effektiva ekonomiska signaler till berörda marknadsaktörer. Därmed ser även vi en viss utmaning i att sammanfoga de olika regelverken. I Sveriges fall, där DSO:er ändå har varit tvungna att ta ansvar i några akuta situationer, delar vi Ei:s bedömning att regelverket för nätkapacitetsreserv ändå är ändamålsenligt. Vår förståelse är att nuvarande regelverk måste kvarstå åtminstone under innevarande tillsynsperiod 2020–2023 av kontinuitetsskäl. De förslag som här framkommer, avseende villkor för reserven och vad som bör gälla under aktivering av densamma, kan rimligen inte avses tillämpas förrän i kommande perioder.

Regelverket för nätkapacitetsreserven är redan idag delvis oklart avseende den redogörelse som ska lämnas in efter perioden och vad den innebär för företagen. Ytterligare förändringar under pågående tillsynsperiod, med eventuella retroaktiva regelförändringar, skulle fullständigt motverka det behov av stabilitet som behövs för planering av verksamheten. Ei:s slutsats om att nätkapacitetsreserv kan kontrakteras utan tidsbegränsningar men att någon garanti inte finns för att kostnadstäckning kommer att ges i intäktsramen, är oroväckande. Detta ökar den osäkerhet som redan finns då den snarare skulle behöva undanröjas, om ambitionen ändå är att nätkapacitetsreserv är något som elnätsföretagen förväntas använda sig av för att hantera kapacitetsbrist.

### **Anslutningsprocessen vid kapacitetsbrist**

Köhantering vid kapacitetsbrist belyses på ett bra sätt i rapporten. Exempel ges på vilken typ av problematik som kan uppstå kring prioritering. Energiföretagen har tidigare flaggat för att det upplevs som ett problem i branschen att ta andra beslut om prioritering än "först till kvarn ...", då det inte finns några riktlinjer att falla tillbaka på. Ei ser inget hinder för idén om någon slags referensgrupp för att underlätta prioriteringar, vilket är positivt. Energiföretagen anser emellertid att det ändå skulle behöva utarbetas riktlinjer som stöd för företagen. Det skulle även minska behovet av prövning hos Ei, vilket annars riskerar att bli resurskrävande processer.

### **Effektiv prissättning kan motverka luftbokningar i nätet**

Energiföretagen är positiva till att undersöka olika avtalsformer som kan bidra till att undvika att effekt reserveras som kanske inte utnyttjas, både avseende nyanslutningar och befintliga abonnemang. Villkorade avtalsformer för såväl överföring som anslutning där elnätsföretagen exempelvis kan styra ned kunder, eller bevilja olika uttagsrätt beroende på årstid bör övervägas. Dagens rättsliga möjligheter till villkorade anslutningsavtal och överföringsavtal är oklara och större rättslig tydlighet krävs för ökad flexibilitet, både vad gäller möjligheten till villkor för nya kunder och villkor för att frigöra outnyttjad kapacitet hos befintliga kunder. Detta gäller även för inmatningskunder där ett för stelt/trögt regelverk med abonnerad effekt annars kan komma att begränsa möjlig flexibilitet för exempelvis vattenkraften. Vi välkomnar därför den fortsatta analysen av frågan som aviseras i rapporten.

Något som återkommande nämns av Ei som angeläget, är att överföringstarifferna ska innehålla lokaliseringssignaler. Där är vi mer tveksamma dels till vilken effekt en sådan utveckling skulle ha, dels till hur det skulle uppfattas av kunderna. Det är troligt att många kunder skulle uppfatta det som att de straffas med högre avgifter för att de råkar vara placerade på en viss plats där det har uppstått, eller riskerar att uppstå, kapacitetsbrist. Anledningen till att den situationen har uppstått kan med rätta ifrågasättas om det inte ligger utanför kundens kontroll och förväntningarna på kunderna att agera för att undvika högre kostnader kan uppfattas alltför höga. Generellt anser vi att "morot" är att föredra framför

”piska” för att locka fram efterfrågefleksibiliteten. Dessutom anser vi det vara mer rimligt att lokaliseringssignaler, liksom idag, främst bör tillämpas i anslutningsavgifterna. En anslutande ny kund har möjlighet att ta ställning till sådana signaler, medan en kund som redan har etablerat sig på en plats inte har möjlighet att överväga olika alternativ på samma sätt.

I samband med översyn av prissättningsfrågorna kan en utveckling och utvidgning av nätnyttoersättningen övervägas där kapacitetsbrist finns, vilket skulle innebära en morot för produktion att vara kvar eller vilja etablera sig där. Som tidigare nämnts kan en sådan utveckling behöva analyseras noga med avseende på konsekvenserna för kundkollektivet i det aktuella området. En sådan utvidgad nätnyttoersättning motiverar möjligen en annan konstruktion av regelverket där fler kunder än i det aktuella området är med och bär den utökade kostnaden.

## **Ei PM2020:01 Ökade incitament för kostnadseffektiva lösningar i elnätsverksamhet**

### **Generella synpunkter**

Vi instämmer till stora delar i den övergripande problembeskrivning som ges i promemorian. I dagens intäktsreglering är incitamenten relativt sett starkare för investeringar än för flexibilitetslösningar genom att investeringar kan ge en avkastning medan kostnadsbaserade lösningar endast ger kostnadstäckning samt utsätts för ett reducerande effektiviseringskrav. För tydlighets skull vill vi emellertid framhålla att starka incitament för elnätsinvesteringar är viktigt, inte minst med den elektrifieringstrend och ökande elanvändning vi nu ser framför oss. Investeringar i elnätet kommer att behövas och en rimlig avkastning i enlighet med ellagen är både motiverad och nödvändig. Det är i stället incitamenten för användning av flexibilitets- och andra typer av tjänster som bör stärkas för att balansera styrningen mellan olika typer av lösningar. Även när det gäller den övergripande beskrivningen av vad Ei önskar uppnå, kan Energiföretagen ställa sig bakom resonemanget. Regleringen bör vara lösningsneutral och syfta till långsiktig kostnadseffektivitet. Någon form av ”totexmodell”, som även kan premiera effektiva företag, skulle eventuellt kunna vara en sådan modell. Vi anser emellertid att det är förhastat att föreslå lagändringar innan en sådan modell har utvecklats längre. I Ei:s utredning om ren energipaketet föreslås en lagändring som innebär att intäktsregleringen ska innehålla incitament om elnätsbolaget använder sig av flexibilitetslösningar. En sådan lösning har klart samröre med en totexmodell, men det framgår inte tydligt hur dessa två olika lagbestämmelser ska samverka. Frågan om kostnader och incitament för stödtjänster är heller inte berörd. Den elnätsdialog som har initierats av regeringen förväntar vi oss kommer att ha ett bredare fokus än endast hur effektiviseringskravet ska tillämpas. Vi ser därför stora fördelar med att invänta en tydligare helhetsbild av planerade förändringar i regleringsmodellen innan lagstiftningen anpassas.



### **Konsekvenser av effektiviseringskrav genom DEA på kapitalkostnader**

Då den tänkta metoden ännu inte är utarbetad i detalj och därmed inte utförligt beskriven i promemorian är den även svår att kommentera i detalj. Något som ändå kan konstateras är att kapitalkostnader sannolikt skulle åläggas ett effektiviseringskrav på liknande sätt som för löpande påverkbara kostnader i dagens regleringsmodell. Man måste då ha i åtanke att kapitalkostnaderna redan har utsatts för ett effektiviseringskrav genom de normkostnader som används för att fastställa kapitalbasen. Metoden med normkostnader är en del i regleringsmodellen som inte har ifrågasatts genom överklaganden och som har fungerat väl under den tid de har tillämpats. Omfattande arbete har lagts ned både från Ei och branschen på utveckling av normprislistan och den har till innevarande tillsynsperiod delats upp i ett större antal anläggningskategorier, för bättre överensstämmelse med verkligheten. Samtidigt som normkostnaderna sätter press på elnätsföretagen att bedriva sin investeringsverksamhet så effektivt som möjligt, ger de en tydlighet i regleringen och om vad som förväntas att uppnås. Den här delen i modellen bör bevaras för nödvändig kontinuitet. En djupare analys krävs därför kring hur en totexmodell skulle kunna vara förenlig med normkostnader och hur en sådan modell skulle vara utformad för att hantera situationen med dubbla effektiviseringskrav.

### **Konsekvenser av effektiviseringskrav genom DEA på opåverkbara kostnader**

Vår förståelse av den tänkta metoden är även att opåverkbara kostnader ska åsättas effektiviseringskrav. Ei avser att närmare analysera om dessa kostnader ska ingå i **beräkningen** av effektiviseringskravet. En sådan analys är befogad, då en rad omständigheter i så fall skulle behöva hanteras. Objektiva förutsättningar som elnätsföretaget har att hantera får inte leda till oskäliga nackdelar i effektivitetsjämförelsen med andra. Det kan även ifrågasättas om kravet ska **tillämpas** på samtliga dessa kostnader. Som benämningen på kostnaderna antyder är de till sin natur inte möjliga, eller åtminstone svåra, att påverka. Till exempel myndighetsavgifter beräknas utifrån antal kunder och utgör ett exempel på kostnader som omöjligt kan påverkas av elnätsföretaget. Ett annat problemområde kan vara kostnaderna för överliggande nät. Situationen mot överliggande nät ser mycket olika ut för olika elnätsföretag. Vissa kan ha många gränspunkter till överliggande nät medan andra bara har en stor punkt. De köper på olika spänningsnivåer och olika lösningar kan innebära olika hög leveranssäkerhet. En ändring till att dessa kostnader skulle vara att anse som påverkbara, skulle riskera att leda till att många elnätsföretag kostnadsmissigt skulle vilja optimera anslutningarna till överliggande nät. Detta skulle kunna ställa till problem för överliggande nät, men även påverka leveranssäkerheten. Motsvarande kan sägas gälla för nätnyttoersättningen som är en spegelbild av avgifterna till överliggande nät. Vad effekterna blir av att ändå tillämpa ett effektiviseringskrav på den typen av kostnader, och att modellen därmed inte garanterar full kostnadstäckning, är något som kräver en mycket djupare analys.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Gunilla Andrée', with a stylized, cursive script.

Gunilla Andrée

T.f. VD, Energiföretagen Sverige