

Uppföljning av det gemensamma initiativet avseende effekten för elförsörjningen i Malmö och Stockholm

Förord

Energimyndigheten har fått i uppdrag av regeringen att följa upp det gemensamma initiativet avseende kapacitetshöjningar i elnäten i Stockholm och Malmö (Regeringsbeslut I2020/03358).

Utvärderingen sker i en tid då energisystemet i Sverige och inte minst elsystemet snabbt förändras för att möta den nya tidens krav på försörjningstrygghet, konkurrenskraft och ekologisk hållbarhet. Trender som digitalisering och en ökad elektrifiering inom olika sektorer som ett led i att nå nationella energi- och klimatpolitiska mål sker i en omfattande skala och påverkar energisystemet högst påtagligt.

I denna utvärdering i enlighet med regeringens uppdrag konstaterar Energimyndigheten, utöver själva sakfrågorna, att elmarknaden är en komplex företeelse med många inbördes beroenden som är känslig för snabba förändringar i specifika punkter. En förändring på ett område kan ha stora effekter på ett annat område – och har haft det historiskt. Även energimarknadens aktörer och deras ageranden har en viktig roll för såväl förtroendet för energisystemet som dess fortsatt utveckling.

Då elsystemet är dynamiskt och dess förändringsresa inte på några sätt nått en slutpunkt, ser Energimyndigheten att insikten och förståelsen om energisystemets komplexitet behöver öka och är i delar avgörande när beslut tas såväl idag som framöver. Många investeringsbeslut som tas idag kommer vara avgörande för om ett hållbart energisystem kan skapas och därmed de politiska mål som rör området kan nås. Helhets- och systemperspektivet kommer vara än mer viktigt att ta med i beräkningen när energiomställningen framgent fortsätter i ökad fart.

I detta uppdrag vill jag rikta ett särskilt tack till Anders Wallinder, Linda Kaneryd och hela den arbetsgrupp som deltagit i framställandet av denna rapport.

Robert Andrén
Generaldirektör

Innehåll

1	Inledning	6
1.1	Beskrivning av uppdraget	7
1.2	Avgränsningar.....	7
2	Effektsituationen och åtgärderna som vidtogs	8
2.1	Effektsituationen i Stockholm.....	8
2.2	Effektsituationen i Malmö	16
2.3	Lagen om särskilt investeringsutrymme	21
3	Alternativa åtgärder	22
4	Bedömning av olika åtgärder	26
5	Slutsatser	31
6	Lagstiftning	32
7	Referenser	35

Sammanfattning

Energimyndigheten har av regeringen fått i uppdrag att följa upp det gemensamma initiativet avseende kapacitetshöjningar i elnäten i Malmö och Stockholm. I uppdraget ingår att belysa effekterna av de åtgärder som vidtogs men även om det fanns andra, mer effektiva, åtgärder att vidta ifall liknande situationer skulle uppstå. I genomförandet av uppdraget har Energimyndigheten inhämtat underlag från Svenska Kraftnät, Energimarknadsinspektionen samt berörda aktörer i Stockholm och Malmö.

Det gemensamma initiativet mellan regeringen och de lokala elnätsägarna i Malmö och Stockholm, som presenterades i oktober 2019, syftade till att lösa de akuta lokala kapacitetsproblemen som uppstått i respektive stad. Från regeringens håll bestod initiativet i att de lade fram ett förslag om att öka investeringarna i elnäten, genom ett förslag till en ny lag om särskilt investeringsutrymme för elnätsverksamhet. Aktörerna i Malmö och Stockholm vidtog å sin sida åtgärder för att säkra den lokala och regionala effekten i respektive region.

I Malmö kontrakterade nätägaren E.ON Energidistribution Heleneholmsverket av E.ON Värme som nätkapacitetsreserv med elproduktion baserad på biogas i syfte att lösa den ansträngda effektsituationen under vintern 2019/2020.

Marknadsmekanismen Switch introducerades även för att kunna bidra med en optimering av elnäten i sydvästra Skåne. För att säkra effektsituationen i regionen på längre sikt togs det så kallade *Sjupunktsprogrammet* fram.

Energimyndigheten bedömer att kontrakteringen av Heleneholmsverket och flexibilitetslösningen Switch verkar ha varit ett kostnadseffektivt sätt att hantera situationen på innan sjupunktsprogrammet och den framtida förstärkningen av transmissionsnätet är på plats.

I Stockholm genomfördes initiativet huvudsakligen genom att ett avtal, avseende produktionsgaranti och nätkapacitetsreserv, tecknades mellan nätägaren Ellevio och Stockholm Exergi. Avtalet innebar att Stockholm Exergi istället för att lägga ned ett fossilt kraftvärmeverk och två gasturbiner istället initierade tre omfattande renoveringsprojekt där anläggningarna konverterades till att köra på bioolja. Parallellt beslutade Svenska Kraftnät om att ställa ut elberedskapsmedel till Stockholm Exergi för upprättande av ödriftsförmåga i samma anläggningar. Båda betalningsströmmarna var enligt Stockholm Exergi en förutsättning för att de skulle kunna genomföra investeringarna.

Energimyndigheten bedömer utifrån vår analys att åtgärderna som vidtogs i Stockholm var nödvändiga, i brist på alternativa lösningar, för att undvika en effektbrist i Stockholm vintern 2019/2020. Dock kan Energimyndigheten

konstatera att åtgärderna som vidtogs i Stockholm var mer omfattande än vad som skulle kunna härledas till en hantering av enbart effektbristen vid en potentiell tioårsvinter. Det är givetvis möjligt att de investeringar som gjordes är samhällsekonomiskt motiverade utifrån att säkerställa ödriftsförmåga, eller som utökad kapacitet som därmed tillåter nyanslutningar etc. Bilden blir därmed den att åtgärderna som vidtogs syftade till att lösa ytterligare utmaningar än enbart den akuta effektbristsituationen som uppstod.

Energimyndigheten vill understryka vikten av och nyttan med genomarbetade samhällsekonomiska och även energisystemtekniska analyser inför större förändringar i förutsättningarna för marknadsaktörer och kunder på elmarknaden för att kunna undvika motsvarande situationer framöver i ljuset av det faktum att energiomställningen pågår i en påtaglig fart.

1 Inledning

Den 24 oktober 2019 presenterade regeringen ett initiativ för ökade investeringar i elnäten. Initiativet innehöll två huvuddelar. Regeringens utgångspunkt var att lägga fram förslag som bidrog till ökade investeringar i elnäten samt att de lokala elnätsägarna i Stockholm och Skåne skulle genomföra insatser för att säkra den lokala och regionala effekten i respektive region. Bakgrunden till den del av det gemensamma initiativet som rörde ökad regional effekt i Malmö och Stockholm var de akuta lokala kapacitetsproblemen i respektive stad. Ambitionen var att snabbt säkra tillräcklig eleffekt i Stockholm och Malmö.

I Malmö genomfördes initiativet genom att upphandla kraftproduktion med biogas i Heleneholmsverket samt att satsa på flexibilitetslösningar och mothandel av el från utlandet. I Stockholm genomfördes initiativet genom att upphandla kraftproduktion på bioolja i Värtaverket och använda olika flexibilitetslösningar. Åtgärderna avseende kraftproduktion i Malmö och Stockholm gjordes med förnybara bränslen.

Både åtgärderna i Malmö och Stockholm säkerställer elleveranserna för befintliga kunder och möjliggör även anslutningar av nya anläggningar i områdena. Näringsutskottet konstaterar i betänkandet Kapacitetsbrist i elnäten (bet. 2020/21:NU5) att regeringens vidtagna åtgärder var befogade eftersom konsekvenserna av den situation som annars riskerade att uppkomma inte hade varit acceptabla.

För att öka investeringarna i elnäten så har regeringen lagt fram ett förslag till en ny lag om särskilt investeringsutrymme för elnätsverksamhet¹. Förslaget gäller nätföretag som har ett outnyttjat underskott i förhållande till intäktsramen för tillsynsperioden 2012–2015, som då kan nyttja underskotten via ett särskilt investeringsutrymme. Syftet med förslaget till lag om särskilt investeringsutrymme för elnätsverksamhet är att skapa särskilda incitament för nätföretagen till utökade investeringar eller reinvesteringar i anläggningar och ny teknik som leder till ökad kapacitet i elnäten i Sverige. Av särskild vikt är att investeringar görs i områden som hittills varit eftersatta och där det finns, eller inom en snar framtid kommer att finnas, behov av att öka kapaciteten eller förebygga kapacitetsbrist.

Riksdagens näringsutskott anser att en uppföljning bör utföras för att dra lärdomar och skapa beredskap om liknande situationer skulle uppkomma i framtiden. Utskottet konstaterar vidare att andra städer än Malmö och Stockholm kan komma att stå inför liknande situationer.

¹ Regeringens prop. 2020/21:94

1.1 Beskrivning av uppdraget

Regeringen gav i slutet på 2020 Energimyndigheten i uppdrag² att följa upp det gemensamma initiativet avseende kapacitetshöjningar i elnäten i Malmö och Stockholm. Energimyndigheten ska belysa effekterna av de vidtagna åtgärderna inklusive hur kostnadseffektiva åtgärderna varit. Uppföljningen ska även belysa om det fanns andra, mer effektiva, åtgärder att vidta som därmed lämpar sig bättre om en liknande situation skulle uppstå. Vid genomförandet ska Energimyndigheten beakta de prognoser som fanns, innan det gemensamma initiativet togs, avseende tillgänglig kapacitet i ledningar och produktionskapacitet samt möjligheten till andra åtgärder i Malmö och Stockholm. Energimyndigheten ska vid genomförandet av uppdraget på lämpligt sätt ta tillvara de kunskaper som finns hos Energimarknadsinspektionen och Affärsverket Svenska Kraftnät samt hos berörda aktörer.

1.2 Avgränsningar

De lokalt akuta situationerna med kapacitetsbrist som uppkom i Stockholm och Malmö orsakades av en rad samverkande faktorer både på kort- och lång sikt. I den här uppföljningen kommer myndigheten att översiktligt beskriva de bakomliggande orsakerna till att kapacitetsproblemen uppkom men rapportens huvudfokus kommer ligga på att beskriva och utvärdera de åtgärder som vidtogs på kort sikt för att säkra eleffekt och bedöma om några alternativa lösningar var möjliga.

² Regeringsbeslut I2020/03358

2 Effektsituationen och åtgärderna som vidtogs

För att få en uppfattning om de åtgärder som vidtogs i Malmö och Stockholm under vintern 2019/2020 var rimliga och samhällsekonomiskt motiverade behovet åtgärderna sätts in i en större kontext som innefattar bland annat hur effektsituationen såg ut när åtgärderna infördes, om läget varit ansträngt under lång tid eller uppkommit akut samt vad som orsakade den uppkomna kapacitetsbristen och vilken roll andra beslut spelade till exempel förändrade förutsättningar för kraftvärmeproduktion. Följande kapitel ger en bakgrund till effektbristen som uppstod i Malmö och Stockholm och en beskrivning av de åtgärder som vidtogs 2019/2020 för att lösa problemen. Därefter beskrivs de omedelbara effekterna av åtgärderna inklusive andra åtgärder som i vissa fall kom senare men som bidrar med viktiga lärdomar om hur liknande effektbristsituationer kan lösas i framtiden.

2.1 Effektsituationen i Stockholm

Redan 2004 utredde Affärsverket Svenska Kraftnät (Svk) på uppdrag av regeringen utformningen av det framtida kraftledningsnätet i Storstockholmsregionen där man konstaterade att ett stort antal åtgärder behövde genomföras för att förbättra nätet. Slutrapporten presenterades 2008 under projektnamnet *Stockholm ström* och redovisade förslag på ett stort antal förstärknings- och omstruktureringsåtgärder i både stam- och regionnätet. Huvudprojektet var City Link, en ny 400 kV förbindelse från Upplands Väsby till Västerhaninge, men förslagen omfattade även ett femtiotal mindre anläggningsprojekt i 15 kommuner. Förutom Svk deltog Ellevio AB (tidigare Fortum) och Vattenfall Eldistribution AB i projektet. Av slutrapporten framgick att projektet skulle leda till en kraftigt ökad leveranssäkerhet för el och robusthet mot svåra fel i näten. De samlade kostnaderna beräknades till ca 4,7 miljarder kronor i löpande priser, vilket föreslogs skulle finansieras dels av kraftbolagen, dels av kommuner och stora privata markägare med intäkter från den nu exploateringsbara marken i de frilagda tidigare ledningstrågarna.³

I en underlagsrapport från Sweco till Energimarknadsinspektionen (Ei)⁴, inom ramen för Ei:s regleringsuppdrag att utreda kapacitetsbristen i elnäten, konstaterades att tillväxttakten och utvecklingen i Storstockholmsregionen gått snabbare än förutsett och att förstärkningsåtgärderna av näten kommer för sent. Åtgärderna i *Stockholm Ström* är fortfarande inte klara och de bedöms inte att räcka till för att täcka kommande förfrågningar. Ytterligare anslutningar eller kapacitetshöjningar kan därmed inte kunna beviljas. Eftersom *Stockholm ström*

³ Exploateringskontoret (2016)

⁴ Sweco (2020)

inte skulle räcka för att hantera behoven initierades ytterligare ett investeringsprogram av Svk tillsammans med Ellevio och Vattenfall benämnt *Storstockholm Väst*.

Fortsatt framgår av Swecos rapport att Vattenfall under 2017 fick besked från Svk om att det inte var möjligt att höja deras abonnemang mot överliggande nät och de uppgav⁵ att kapacitetsläget är akut i Stockholm sett till uttag från transmissionsnätet. Vattenfall menade att detta främst är en fråga om flaskhalsar i transmissionsnätet och att läget inom deras regionnät är mindre ansträngt. Det ökade behovet i Vattenfalls nät berodde bland annat på befolkningsökningen och mindre företagsetableringar. Den största utmaningen ligger dock i stora effektkrävande punktuttag som ofta har snabba tillståndprocesser. Sådana förfrågningar bedömdes inte vara möjliga att tillmötesgå vid tidpunkten då Sweco skrev sin rapport till Ei.⁶

Även Ellevio konstaterar, enligt Swecos rapport, att de inte kunde tillgodose effektbehovet i nätet och att akut kapacitetsbrist rådde i deras regionnät i Stockholm. De största begränsningarna berodde på att ett ökat uttag från överliggande nät inte var möjligt innan omfattande investeringar och förstärkningar av transmissionsnätet genomförts. Under 2016 var det totala kapacitetsbehovet i Storstockholm 3 900 MW. Till 2030 bedömer Svk att behovet kan öka till 5 600 MW. Genomförandet av *Stockholm Ström* och *Storstockholm Väst* beräknas innebära en överföringskapacitet om 7 000 MW till år 2030, vilket beräknas överstiga det prognostiserade behovet med 1 400 MW.

Beroendet av förstärkningsåtgärderna i transmissionsnätet är kopplat till att Stockholms län har en låg andel lokal elproduktion och därmed är kraftigt beroende av tillförsel av el utifrån. Av Stockholms totala elanvändning på drygt 21,1 TWh är endast ca 2,2 TWh av elen producerad inom länet och då främst med kraftvärme (drygt 2 TWh).⁷ Detta lyfter Stockholm Exergi⁸, som menar att diskussionen om eleffektbristen tenderar att ensidigt handla om överföringskapacitet och inte tillräckligt belyser frågan om lokal produktionskapacitet. Lönsamheten i att bygga fler överföringsförbindelser har, enligt Stockholm Exergi, inte ställts mot lönsamheten i att tillföra effekt lokalt. För att lösa problemet med tillgång på lokal effekt har Stockholm Exergi under flera år ställt ut en produktionsgaranti till Ellevio som har växlat något i storlek, men de senaste åren har den uppgått till 320 MW. Denna garanti

⁵ Swecos rapport blev klar i juni 2020 och avser sannolikt tiden precis innan.

⁶ Ibid.

⁷ Länsstyrelsen Stockholm (2020)

⁸ Intervju med Stockholm Exergi 2021-02-11

har kunnat erbjudas genom de facto marginalprissättning med utgångspunkt i produktionskapaciteten i redan befintliga anläggningar.

Vidare menar Stockholm Exergi att i och med höjningen av koldioxidskatten för kraftvärme den 1 augusti 2019, från 11 procent till 91 procent, så tvingades man att tidigarelägga sin nedläggning av det kolkrafteldade kraftvärmeverket KVV 6 i Värtaverket med ett till två år. Detta innebar en bortkoppling av 145 MW el och 245 MW värme.⁹

Förutom KVV 6 så befann sig även andra pannor i ett utfasningsskede. Kraftvärmeverk 1 (KVV1) som gick på olja och gasturbin 3 (G3) vid Värtaverket och gasturbin 5 (G5) vid Högdalenverket var alla under utfasning. Sammanlagt bidrog dessa anläggningar med 300 MW effekt.¹⁰ Att KVV 6 tvingades lägga ned i förtid gjorde situationen mer akut men förändrade inte problemet med effektbrist i grunden.

2.1.1 Åtgärderna som vidtogs

Under 2019 fördes diskussioner mellan Stockholm Exergi och Ellevio om lösningar på effektsituationen i Stockholm. Diskussionerna resulterade i ett avtal avseende produktionsgaranti och nätkapacitetsreserv. Avtalet trädde i kraft den 1 januari 2020 och omfattar en tillförsel av 320 MW eleffekt under höglastperiod (november–mars) som Ellevio har rätt att avropa från Stockholm Exergi. Istället för att lägga ned de tre anläggningarna (KVV 1, G3 och G5) initierades därmed tre omfattande renoveringsprojekt där anläggningarna konverterades till att köra på bioolja¹¹. Enligt Ellevio¹²erbjöd Stockholm Exergi antingen hela paketet på 320 MW eller ingenting så det fanns inga möjligheter till ett differentierat bud.

2.1.2 Förutsättningar för åtgärderna

Från Stockholm Exergis sida menar man att det var en förutsättning för att teckna avtalet med Ellevio att man också skulle få en andra intäktsström från Svk vilket man också fick i form av elberedskapsmedel. Den intäktsströmmen var dock inte beslutad när avtalet med Ellevio slöts (se avsnitt 2.1.4).

⁹ Regeringen, 2019 års ekonomiska vårproposition Prop. 2018/19:100

¹⁰ Enligt intervju med Stockholm Exergi 20210211

¹¹ KVV1 fungerar som ett eget kraftvärmeblock med en ångturbin som kan leverera 190 MW el och 330 MW värme i kraftvärmedrift och är också byggd för att kunna köras i kondensdrift. KVV1 byggdes för fossil olja men har sedan tio–tolv år tillbaka också kunnat köras på bioolja av hög kvalitet med lågt askinnehåll. KVV1 har varit i drift som reserv- och topplastanläggning. Det nya avtalet gör det möjligt för Stockholm Exergi att investera för att kunna fortsätta driva anläggningen i tolv år till och för att använda bioolja med lite högre askhalt. [Bioenergitidningen](#) 2020/01.

¹² Enligt intervju med Ellevio 20210211

En annan faktor enligt Ellevio som bidrog till att avtalet kunde slutas var användningen av det outnyttjade underskottet från tillsynsperioden 2012–2015. Även om det inte direkt bidrog till att lösa effektproblematiken så var det en viktig pusselbit för helheten (se Lagen om särskilt investeringsutrymme). Den så kallade överrullningen från perioden 2012–2015 har emellertid ännu inte beslutats. En annan bidragande faktor är en ändring i Ei:s föreskrifter¹³ som möjliggjorde för elnätsföretagen att köpa kapacitetstjänster från elproducenter eller förbrukare som är nödvändiga för driften av nätet och som inte kan tillhandahållas genom utökat abonnemang från överliggande nät. Kostnaderna för detta kan sedan rullas över på elnätskunderna.

2.1.3 Vilken effekt hade åtgärderna?

Bilden som ges av de inblandade företagen är att om avtalet med Ellevio inte skulle ha tecknats hade eleffekt på motsvarande cirka 300 MW istället avvecklats, vilket enligt Stockholm Exergi hade lett till eleffektbrist och anslutningsstopp för nya elabonnenter inom Stockholmsringen¹⁴. Ellevios efterfrågan på eleffekt har under flera år varit större än eleffekten Svk har kunnat erbjuda i form av stamnätsabonnemang. Vid tidpunkten för när avtalet mellan Ellevio och Stockholm Exergi tecknades uppgick Ellevios stamnätsabonnemang hos Svk till 1 525 MW, medan Ellevios faktiska behov sedan flera år uppgått till över 1 800 MW.¹⁵

Under 2020 skedde inget avrop till följd av det varma vintervädret. Under 2021, vars inledning istället var mycket kall, hade eleffektbrist inom Stockholmsringen uppstått om inte Stockholm Exergi hade tillfört eleffekt från sina anläggningar. I Figur 1 syns tydligt att Ellevios abonnemang mot Svk:s transmissionsnät (blå linjen - 1525 MW) inte hade räckt vid en normalvinter samt att det fattats ca 300 MW vid en tioårsvinter¹⁶.

Figur 1 visar hur olika scenarier, beroende på typ av vinter, påverkar effektbehovet inom Ellevios nätområde. Ellevio beskriver att den milda vintern 2019/2020 är missvisande givet de höga temperaturerna och snarare får anses vara en ovanlig vinter. Utmaningen ligger i att hantera risken för en tioårsvinter, enligt scenarierna nedan riskerar effektbehovet att överstiga den tillgängliga lokala effekten redan 2021 om en sådan inträffar. Även om tioårsvintrar inträffar mer sällan så kan även

¹³ EIFS 2019:1

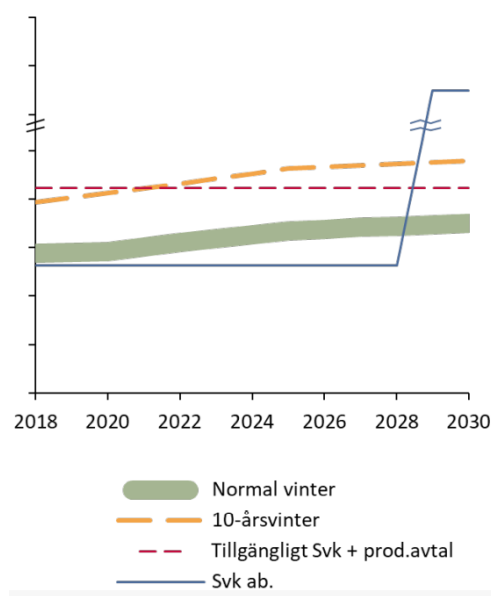
¹⁴ Den ring av stamnätsstationer och mellanliggande transmissionsnät som förser Stockholm med el

¹⁵ Enligt intervju med Stockholm Exergi 2021-02-11

¹⁶ En vinter som är lika kall eller kallare än de 10 % av vintrar som är de kallaste vintrarna över en längre tidsperiod, mätt över en tredygnsperiod.

en något kallare vinter än normalt skapa utmaningar innan stamnätet i Stockholm är förstärkt.

Figur 1 Effektbehovet i Stockholm



Källa: Energikontoret Stockholm (2020)

Tabell 1 visar antalet timmar där effektbehovet överskrider Ellevios abonnemang mot överliggande nät (transmissionsnätet) på 1525 MW. I scenariot verkligt/sannolikt har det antingen hänt (2018/2019) eller är baserat på en normal vinter. I Högt Scenario är utgångspunkten vad som hade hänt ifall vintern varit lika kall som vintern 2012/2013, det vill säga en tioårsvinter. Om vintern 2020/2021 hade blivit lika kall som vintern 2012/2013, så hade inte Ellevio kunnat leverera tillräcklig eleffekt under 675 timmar, förutsatt att de enbart kunnat förlita sig på sitt abonnemang mot Svk:s transmissionsnät på 1525 MW.

Tabell 1 Antal timmar över 1525 MW baserad på temperaturen vintern 2012/2013¹⁷

	Högt Scenario	Verkligt/sannolikt scenario
2018/2019	378	8
2020/2021	675	268
2025/2026	1158	692

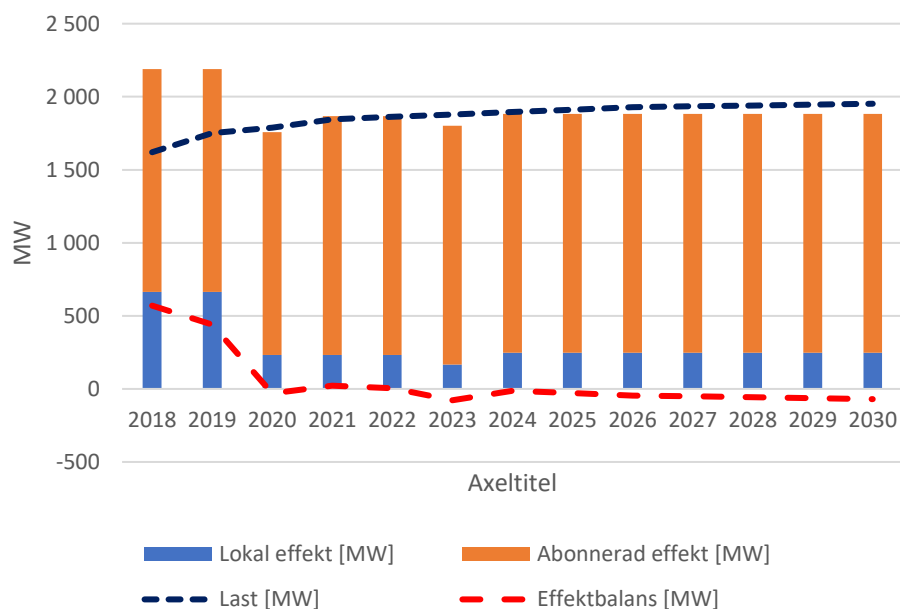
Källa: Ellevio Presentation *Kapacitet Stockholm 2021-02-11*

¹⁷ Prognoserna görs i ett verktyg som nyttjar "machine learning" för att baserat på historisk information om elanvändning, temperatur och typ av dag beräkna behovet för kommande dygn samt ev. tillkommande kunder.

Sannolikheten för en tioårsvinter bedöms vara 10–15 procent enligt Ellevio. Den milda vintern 2019/2020 innebar att abonnemangnet var tillräckligt då den kontrakterade reservkraften aldrig behövde tas i bruk.

Figur 2 visar hur situationen i Stockholm hade sett ut vid en tioårsvinter utan de investeringar i ny produktion som gjordes 2019. Figuren visar på en effektbalans runt eller strax under 0 strecket från 2020 och framåt. Med andra ord en ansträngd situation.

Figur 2 Uppskattning av effektbalans vid en tioårsvinter vid uteblivna investeringar¹⁸



2.1.4 Elberedskapsmedel för att säkerställa ödriftsförmåga i Stockholm

Svenska kraftnät har under många år arbetat med att säkerställa ödriftsförmåga i Stockholm. Ödrift innebär att elproduktionsanläggningar tillsammans med elanvändare drivs i ett geografiskt avgränsat elnät, utan koppling till det omkringliggande nätet. Detta uppnås genom att koppla bort det nationella transmissionsnätet och istället balansera elproduktion och elförbrukning helt och hållet inom det så kallade önätet. En förutsättning för ödrift är att det finns minst en lokal elproduktionskälla som har god reglerprestanda för frekvens och spänning, dödnätstartsförmåga och vanligen tillgång till någon form av bränslelager, exempelvis biobränsle eller diesel. Ödrift kan ske planerat eller spontant genom att omkringliggande nät kopplas bort. Syftet med ödrift är att säkerställa att samhällsviktiga funktioner försörjs med el i krissituationer med omfattande störningar och nätsammanbrott, exempelvis på grund av extrema

¹⁸ Data från Ellevio och Svk, Energimyndighetens bearbetning.

väderhändelser eller sabotage. Stockholm är ett exempel på ett område med ödrift, men det finns flera i landet. Säkerställande av ödriftsförmåga i Stockholm ses som särskilt prioriterat utifrån ett beredskapsperspektiv då det är landets huvudstad och följaktligen innehar en mängd viktiga nationella samhällsfunktioner.

Svk beslutade i juli 2020 med stöd av elberedskapslagen¹⁹ att Stockholm Exergi ska genomföra elberedskapsåtgärder, i syfte att säkerställa ödriftsförmåga i Stockholm, till en sammanlagd effekt i Värtaverken om minst 259 MW (G3, KVV 1 och/eller KVV 8) och om minst 38 MW i Högdalenverken (G5). Ersättningen till Stockholm Exergi uppgår till högst 1 044 mnkr varav högst 87 mnkr per år under tolv år från år 2020. I beslutet framgår att kostnaderna ska verifieras för att ersättning ska betalas ut för elberedskapsåtgärder i syfte att säkerställa ödriftsförmåga i Stockholm. Om kostnaderna blir lägre än maxtaket, 87 miljoner per år, ersätts endast den faktiska kostnaden”.²⁰

Faktisk ödriftsförmåga har funnits vid Värtaverket i flera år och beslut om tidigare elberedskapsåtgärder med tillhörande ersättningsmodell finns från 2013²¹. Aktörer inom elförsörjningen är skyldiga att anmäla väsentliga förändringar i anläggningar eller verksamhet till SvK. Stockholm Exergi anmälde den 24 maj 2019 att de stod inför förändringar i ett antal elproduktionsanläggningar, där nedläggning av elproduktion skulle ske vid Värtaverket (KVV 6, KVV1 och G3) och Högdalenverket (G5) till en sammanlagd effekt om 300 MW.²² Dessa förändringar skulle direkt påverka förutsättningarna för ödrift i Stockholm vilket åter aktualiserade frågan om elberedskapsbeslut kopplat till ödriftsförmåga, med tillhörande ersättning för kostnader. Svenska kraftnät hade sedan tidigare identifierat dessa anläggningar som viktiga anläggningar för ändamålet. När anmälan inkom var dessa de enda befintliga anläggningarna som var tillgängliga för att säkerställa befintlig och bidra till att utveckla ödriftsförmågan i centrala Stockholm. Så är fallet även i skrivande stund.

Enligt Stockholm Exergi finns ingen koppling mellan avtalet med som tecknades med Ellevio och SvK:s beslut att tillföra elberedskapsmedel, att avtalen löper på samma tidsram beror på att behoven kvarstår till dess att förstärkningsåtgärderna i transmissionsnätet färdigställs²³. Dock uppger Stockholm Exergi att varken avtalet med Ellevio eller beslutet om beredskapsmedel från SvK ensamt hade räckt för att täcka kostnaderna för renoveringsprojekten i de aktuella anläggningarna. Utan beredskapspengarna hade Stockholm Exergi alltså inte

¹⁹ Elberedskapslag (1997:288)

²⁰ Svenska Kraftnät, 20210219

²¹ Enligt kommunikation med SvK

²² Enligt intervju med Stockholm Exergi 20210211

²³ Enligt intervju med Stockholm Exergi 20210211

kunnat erbjuda Ellevio att teckna avtalet om produktionsgaranti och nätkapacitetsreserv.

Utifrån ett helhetsperspektiv kan det konstateras att elberedskapsmedlen från SvK har spelat en inte obetydlig roll i att Ellevio och Stockholm Exergi kunde/beslutade att teckna ett avtal om produktionsgaranti och nätkapacitetsreserv, samt i förlängningen därmed utgjort en del i en finansieringslösning för att kunna rusta upp de berörda kraftverken.

Svk beslutar om elberedskapsåtgärder med stöd i elberedskapslagen²⁴. SvK kan fatta beslut om elberedskapsåtgärder i samband med ett anmälningssärende. Alternativt kan SvK fatta beslut om så kallade riktade beredskapsåtgärder. Efter det att ett företag anmält en förändring till SvK genomförs en utredning av vilken påverkan förändringen kan komma att få. Utredningen ligger sedan till grund för beslutet om att genomföra elberedskapsåtgärder. När företaget har genomfört de beslutade åtgärderna har de rätt till ersättning från elberedskapsanslaget. De åtgärder som SvK beslutar om ska vara direkt kopplade till att bygga upp förmågan till ödrift²⁵.

Det är Energimyndighetens uppfattning att det är av stor vikt att det - när det finns en risk att offentliga/statliga elberedskapsmedel kan blandas ihop med investeringar på marknadsmässiga grunder hos marknadsaktörer – finns en tydlighet och en skiljelinje kring vad som är marknadsfrågor och vad som är beredskapsfrågor. Elberedskapsmedlen, som är skattefinansierade, betalas via SvK:s beredskapsanslag och när medlen går till enskilda är det viktigt för konkurrensneutralitet och legitimitet att det finns en tydlighet kring gränsdragning mellan marknadsmässiga finansieringar och stöd från staten genom elberedskapsmedlen. Dessutom är det viktigt för legitimiteten för elberedskapsmedlen som förstärkningsresurs att de används kostnadseffektivt där behov/nytta i någon mån kan sägas vara störst eller stor.

Svk har påpekat att ingen samhällsekonomisk analys de facto krävs enligt elberedskapslagen²⁶. I syfte att redovisa en samlad bild i enlighet med regeringsuppdraget och för att belysa helhetsbilden har information efterfrågats om hur stor andel av de aktuella kraftverken som behövs för att säkerställa ödriftsförmåga i Stockholm liksom möjligheten att få ta del av eventuella samhällsekonomiska analyser/konsekvensutredningar som ligger till grund för

²⁴ Elberedskapslag (1997:288)

²⁵ Ersättning för kostnader relaterade till beredskapsåtgärder kan ges enligt 10 § elberedskapslagen (1997:288)

²⁶ Epostmeddelande till Anders Wallinder 2021-03-24

beslutet. Ingen sådan information har vi kunnat ta del av utöver hänvisning till själva beslutstexten²⁷.

2.1.5 Andra åtgärder i Stockholm

Svk, Ellevio och Vattenfall Eldistribution har gått samman i ett forskningsprojekt som ska skapa och pröva en flexibilitetsmarknad, Sthlmflex, i Storstockholm²⁸.

Det är en marknad för effektflexibilitet där elnätsbolag kan köpa flexibilitetstjänster av flexibilitetsleverantörer. För elanvändare handlar det om att avstå eller minska elförbrukningen och för elproducenter att starta elproduktion. Målet med projektet är att motverka kapacitetsbrist i elnäten och därigenom öka leveranssäkerheten. Under perioden 8 december 2020 till 31 mars 2021 så pågick en första handelsperiod inom projektet där, enligt preliminära siffror, 382 MWh avropades från sex flexibilitetsresurser och tre olika flexibilitetsleverantörer, ett energibolag, en fastighetsägare och en aggregator med två fastigheter och ett växthus.

2.2 Effektsituationen i Malmö

Under hösten och vintern 2018 kom varningssignaler om en annalkande elbrist (SIC, eleffekt åsyftas) i Skåne. Regionnäsägaren E.ON Energidistribution sammankallade kommunala beslutsfattare till ett krismöte för att informera om läget och belysa, i deras ögon, ett senfärdigt agerande från regeringen. Det blev startskottet för en medialt intensiv vår och sommar 2019 där en rad elkunder förklarade hur uteblivna ökningar av effektuttag och abonnemang skulle komma att drabba deras förväntade expansion och tillväxt.²⁹

Bakgrunden till att situationen uppstod är det faktum att Skåne tillhör en region med stor andel importerad el efter att Barsebäcksverkets elproduktion upphörde 2005.³⁰ Under mitten av 2010-talet ökade dessutom effektbehovet successivt i Malmöregionen som en konsekvens av en befolkningstillväxt med ökat bostadsbyggande och ett växande näringsliv, vilket ledde till att antalet anslutningar till elnätet ökade.³¹ Med en lokal kraftproduktion på 3 TWh och en elanvändning på 13 TWh är Skåne helt beroende av eltillförsel från andra delar av Sverige och våra grannländer. Det ställer krav på att överföringskapaciteten i transmissionsnätet och övrig elproduktion är tillräcklig för att förse regionen med den el som behövs för att säkerställa en trygg elförsörjning.³²

²⁷ Beslut 2020/43 Ödrift Stockholm SvK.

²⁸ se SvK, Stockholmflex

²⁹ Länsstyrelsen i Skåne (2020)

³⁰ Ibid

³¹ E.ON PM 210122

³² Länsstyrelsen i Skåne (2020)

E.ON Energidistribution har under den senaste tioårsperioden haft en relativt stabil förfrågan gentemot Svk om cirka 700 MW i sitt så kallade grundabonnemang mot Svk, vilket har motsvarat cirka 60 procent av länets toppeffektbehov.³³ Resterande del har täckts upp av regional produktion eller tillfälliga abonnemang vilket innebär en merkostnad för regionnätsägaren. Därutöver finns även möjligheten att övertrassera abonnemanget men då tillkommer en straffavgift.

Under 2016 kom en rad förändringar som kom att omkullkasta det tidigare stabila grundabonnemanget. Dels tillkom ett antal förfrågningar till E.ON Energidistribution om ökat effektuttag när många kommuner byggde bostäder i snabb takt, färjetrafiken elektrifierades, ny industri etablerades och spårbunden trafik byggdes ut. Dels så stängdes Öresundsverket ned på grund av dålig lönsamhet och därmed försvann 440 MW lokal produktionskapacitet.

Som en följd av utvecklingen i regionen lämnade E.ON Energidistribution under 2016 in en ansökan till Svk om att öka sin abonnerade effekt från stamnätet till E.ON Energidistributions regionnät från 650 MW till totalt 1000 MW. Beskedet från Svk var att de kunde leverera ett ökat effektuttag först 2029, efter det att nödvändiga investeringar i stamnätet gjorts. Det ledde till en ökad uppmärksamhet på effektproblemet och intensifierade insatserna från E.ON Energidistribution att vidta olika typer av åtgärder.³⁴ Efter snabba insatser kunde abonnemanget på kort tid höjas till 750 MW därmed saknades 250 MW för att tillgodose regionnätsägarens förfrågan, se Tabell 2.

Tabell 2 Uttagsbehov och uttagskapacitet Sydvästra Skåne

År	Uttagsbehov(maxeffekt)	Stamnätets uttagskapacitet	Underskott
2016	650 MW		
2019	1000 MW	750 MW	250 MW
2020		1150 MW (kortsiktig lösning)	
2026	1200 MW*		

Källa: Länsstyrelsen i Skåne (2020)

* Normal utveckling inklusive nya storkunder.

Fram till 2018 fanns möjligheten för E.ON Energidistribution att teckna tillfälliga abonnemang mot Svk vid behov, men därefter var det inte längre möjligt på grund av kapaciteten i transmissionsnätet. Vid denna tidpunkt nekades E.ON Energidistribution ett högre uttag från Svk i uttagspunkterna i Sege och Arrie. Om ett tillfälligt abonnemang hävs innebär det inte per automatik att lasten kopplas bort, men abonnenten har då en skyldighet att återgå till sitt ordinarie abonnemang. Om abonnenten inte kan återgå till sitt ordinarie abonnemang och

³³ Detta abonnemang beställs i november varje år och gäller för nästkommande år.

³⁴ E.ON PM 210122

det innebär att Svk går över sina driftsäkerhetsgränser kan Svk som en sista åtgärd koppla bort lasten.

Effektproblematiken visas tydligt under den här perioden genom att stamnätsstationerna Sege och Arrie, som försörjer Malmö och hela sydvästra Skåne, överskred effektabonnemanget nästan 400 gånger under 2017. Den högsta effekttoppen överskred abonnemanget med 160 MW.³⁵

Företaget Pågens förfrågan till Svk under 2019 om ett kraftigt ökat effektuttag blev inte möjlig att lösa med de verktyg som då fanns till hands³⁶. Därmed uppstod en brådskande situation som enligt E.ON ytterligare förvärrades i och med höjningen av koldioxidskatten på kraftvärme från 11 procent till 91 procent den 1 augusti 2019. Det innebar att E.ON beslutade att lägga ner Heleneholmsverket som drevs på naturgas med en kapacitet på 130 MW vilket motsvarar cirka 15 procent av södra Skånes effektbehov.³⁷ En analys utförd av Malmö stad indikerar att effekttopparna i Malmöregionen skulle varit 75 procent mer förekommande om Heleneholmsverket inte hade producerat någon el under 2016 och 2017.³⁸

2.2.1 Åtgärderna som vidtogs

För att lösa den ansträngda effektsituationen under vintern 2019/2020 kontrakterade E.ON Energidistribution Heleneholmsverket av E.ON Värme som nätkapacitetsreserv med elproduktion baserad på biogas upp till 95 MW effekt. Kort därefter introducerades marknadsmekanismen Switch av Svk tillsammans med E.ON, som ska kunna bistå med en optimering av elnäten i sydvästra Skåne upp till 60 MW 2019 och 115 MW 2020.³⁹

Kostnaden för att kontraktera Heleneholmsverket som kapacitetsreserv uppgick till 6 MSEK och avtalet löpte till mars 2020. Kostnader vid en eventuell drift av verket hade tillkommit. Möjligheten att använda Heleneholmsverket som nätkapacitetsreserv, när man ser problem med prognoserna för överliggande nät, stämde även av med Ei.⁴⁰

³⁵ Länsstyrelsen i Skåne (2020)

³⁶ <https://www.svd.se/brodjatte-ville-expandera--stoppas-av-elbrist>

³⁷ Det är värmeproduktionen i kraftvärmeverket som betalar koldioxidskatt. Ifall E.ON drivit vidare Heleneholmsverket i alla fall hade kostnaderna behövts vältras över på fjärrvärmekunderna

³⁸ Miljöförvaltningen Malmö stad, (2018) *Malmöeffekten – Förstudie*. Detta gäller dock under förutsättning att abonnemang till överliggande nät inte kunde ökas, vilket nu möjliggjorts i och med Svk och E.ONs åtgärds paket.

³⁹ Intervju med E.ON samt underlag från E.ON.

⁴⁰ Intervju med E.ON 2021-02-11

2.2.2 Vilken effekt hade åtgärderna?

Hade vintern 2019/2020 blivit ”normalkall” eller en tioårsvinter så hade man, om inga åtgärder vidtagits, behövt koppla bort kunder. Enligt E.ON kan det röra sig om en brist på 100–300 MW beroende på om det hade blivit en normalkall vinter eller en tioårsvinter.⁴¹ Vintern 2019/2020 blev dock varmare än normalt vilket medförde att Heleneholmsverket aldrig behövde köra igång samt att Switch aldrig behövde användas. Åtgärderna hade tillsammans kunnat bidra med 95 MW + 60 MW = 155 MW. Det innebär att det fortfarande hade funnits ett underskott vid en riktigt kall vinter på uppåt ca 150 MW.

2.2.3 Andra åtgärder – Sjupunktsprogrammet

Efter nedläggningen av Heleneholmsverket tittade Svk och E.ON Energidistribution på olika sätt att öka kapaciteten i elnäten fram tills att pågående förstärkningsåtgärder av stamnätet skulle vara färdiga. Resultatet blev det sjupunktsprogram som enligt E.ON Energidistribution blev klart först i januari 2020. Många av punkterna i sjupunktsprogrammet var emellertid inte färdiga för genomförande vintern 2019/2020. Vad gäller punkt 3 i programmet (bortkoppling) så konstaterade E.ON att det ska ses som en sista utväg och egentligen inte en direkt tillämpbar åtgärd.

Sjupunktsprogrammet⁴²

Ett avtal om sjupunktsprogrammet tecknades i januari 2020 mellan E.ON Energidistribution och Svk. Enligt Svk fanns sjupunktsprogrammet tillgängligt när energiministern träffade aktörerna, däribland Pågen och E.ON, den 25 okt. 2019 i Malmö. Att energiministern samlade aktörerna kan enligt E.ON ha påskyndat genomförandet av sjupunktsprogrammet genom att det åskådliggjorde effektfrågans betydelse. Ansvar för att genomföra programmet ligger på båda parterna, men E.ON Energidistribution står som ansvarig och finansiär för huvuddelen av innehållet. Kostnaderna för sjupunktsprogrammet bedöms av Svk ligga på runt 40 miljoner. Genomförandet har gått bra och läget i arbetet med programmet är idag följande:

1. Ett nätvärn som ska koppla ifrån Baltic Cable om det blir fel på ledningar i Skåne

Baltic Cable har förberett sin anläggning för att motta en styrsignal från Svk. Arbetet med att bygga ihop Svk:s nätvärn, som är beroende av installation av mätutrustning, samt att koppla in styrsignalen till Baltic Cables anläggning har genomförts. Svk har inte alla delar klara för nätvärdet. Det arbetet är planerat att slutföras under 2021.

⁴¹ Ibid

⁴² E.ON PM 20210122

2. Ett nytt avtal med Baltic Cable om hur nätvärdet ska regleras

Hantering av nätvärdet ska hanteras inom ett nytt avtal. Avtalet mellan Svk och Baltic Cable är under konstruktion, i nuläget finns dock ett muntligt avtal mellan parterna.

3. Beredskapsplan för snabbt minskad elanvändning i Sege-området

E.ON Energidistribution ska ta fram en beredskapsplan för att snabbt kunna minska elanvändningen i Sege-området i Malmö med 300 Megawatt inom 15 minuter. Åtgärden är färdigställd.

4. Förstärkning av knutpunkterna Söderåsen och Barsebäck

E.ON Energidistribution installerar nya anslutningar till två 400kV-ställverk vid Barsebäck och Söderåsen. Barsebäck är färdigställd. Söderåsen kan inte genomföras förrän 2021 på grund av ändrad revisionsplan för kärnkraftsreaktorn O3. Förseningen påverkar dock inte möjligheten till utökat abonnemang från stamnätet.

5. Svenska Kraftnät installerar Dynamic Line Rating

Svk installerar mätverktyget Dynamic Line Rating⁴³ från Söderåsen ner till Sege för att ha en överblick av kapaciteten på de ledningar som är begränsade. Sensorerna erbjuder möjligheten att öka överföringen när marginalerna tillåter detta. Åtgärden är färdigställd på sträckan Barsebäck-Sege. Mellan Barsebäck och Söderåsen är installationen försenad till 2021 på grund av ändrad revisionsplan för kärnkraftsreaktorn O3. Förseningen bedöms inte påverka möjligheten att utöka abonnemanget.

6. Utredning av den långsiktiga elförsörjningen i Skåne

Svk och E.ON Energidistribution tecknar ett avtal om att gemensamt utreda den långsiktiga elförsörjningen i Skåne. Avtalet är framtaget och påskrivet. Samarbete och analyser är påbörjade.

7. E.ON Energidistribution medges höjt abonnemang med 1150 MW

När sjupunktsprogrammet verkställes kan kapaciteten i vissa abonnemang höjas till 1 150 MW. Baserat på ovannämnda förseningar har E.ON Energidistribution ansökt om utökat abonnemang på sammanlagt 900 MW och fått det beviljat för 2021. Utöver det beviljas tillfälliga abonnemang från Svk vid behov och när möjlighet finns.

⁴³ Dynamisk linjeklassificering, även känd som realtidsvärdering, är en ”metod” för elkraftöverföring som syftar till att maximera belastningen när miljöförhållandena tillåter det utan att kompromissa med säkerheten.

2.3 Lagen om särskilt investeringsutrymme

Inom ramen för regeringens initiativ så lade regeringen fram ett förslag i syfte att möjliggöra för elnätsföretagen att använda sina outnyttjade underskott från tillsynsperioden 2012–2015 för intäktsramsregleringen av elnätsverksamhet. Regeringen har när denna rapport skrivs kommit med ett lagförslag⁴⁴ om att ge elnätsföretagen möjlighet att under de två kommande tillsynsperioderna (2020–2023, 2024–2027), under vissa villkor, använda outnyttjat underskott från tillsynsperioden 2012–2015. Villkoren reglerar att elnätsföretagen måste göra tillräckligt stora investeringar i elnäten för att få tillgång till de underskott som ackumulerades under perioden 2012–2015. Beräkningen av investeringsbeloppet för att ta del av det särskilda investeringsutrymmet ser enligt lagförslaget ut som följande:

”En nätkoncessionshavares samlade investeringsbelopp ska beräknas så att beloppen motsvarar 65 procent av nätkoncessionshavarens investeringar under en tillsynsperiod i samtliga redovisningsenheter med särskilt investeringsutrymme, sedan avdrag gjorts från investeringarna med belopp som motsvarar fyra procent av redovisningsenheternas samlade kapitalbas, och anslutningsavgifter.”

Lagen beslutades den 22a april 2021.

Storleken på det samlade outnyttjade underskottet, från tillsynsperioden 2012–2015, uppgår enligt Ei till 32,5 miljarder uttryckt i 2018 års prisnivå. E.ON Energidistributions del uppgår till 7,9 miljarder och Ellevios till 2 miljarder uttryckt i 2018 års prisnivå. Det är elnätskunderna för respektive bolag som kommer att få stå för den delen av överskottet som elnätsbolagen utnyttjar genom höjda nättariffer. Även om denna del av regeringens förslag inte direkt bidrog till att lösa effektproblematiken i Malmö och Stockholm på kort sikt, så menar både E.ON Energidistribution och Ellevio att det var en viktig pusselbit för helheten. Finansiellt är det den också den överlägset största posten i initiativet med sina maximalt 32,5 miljarder.

⁴⁴ Regeringens Prop. 2020/21:94

3 Alternativa åtgärder

För att kunna bedöma vilka alternativa åtgärder som hade kunnat vidtas måste man utgå från vilka möjliga åtgärder som fanns att tillgå på kort sikt i Malmö respektive Stockholm inför vintern 2019. Vår utgångspunkt är att den extra nödvändiga kapaciteten även måste kunna täcka elbehovet vid en tioårsvinter. De alternativa åtgärder som fanns att tillgå var:

- 1) Utökat effektuttag från överliggande nät
- 2) Lokalisering och användning av lokal produktion
- 3) Frånkoppling av kunder/konsumenter alternativt frivillig minskning av efterfrågad effekt

1) Utökat effektuttag från överliggande nät

Som framgår i beskrivningarna av effektsituationen i kapitel 2 så var ett utökat effektuttag från överliggande nät inte möjligt vare sig i Malmö eller i Stockholm. I Stockholm var Ellevio begränsade till ett abonnemang på 1525 MW vilket innebär att situationen vid en tioårsvinter hade varit mycket ansträngd (se Figur 2).

I Malmö hade E.ON Energidistribution begärt en utökning av sitt abonnemang till 1000 MW effekt men endast erhållit 750 MW, dessutom fanns inte längre möjligheten att erhålla tillfälliga abonnemang för att lösa akuta bristsituationer.

2) Lokalisering och användning av lokal produktion

Vad det gäller lokalisering och användning av lokal produktion fanns det få alternativ att tillgå. I Stockholm innebar Ellevios kontraktering av kapacitet från Stockholm Exergi att man erhöll 320 MW effekt. Det enda möjliga alternativet var egentligen att fortsätta köra KVV 6 som Stockholm Exergi istället valde att lägga ner på grund av den höjda koldioxidskatten för kraftvärme. KVV 6 stod emellertid redan för åldersstreck och upprustningen av KVV 1 till ett biooljekraftvärmeverk medförde istället att produktionen blev fossilfri.

När det gäller Malmö var situationen relativt lik den i Stockholm. E.ON Energidistribution kontrakterade Heleneholmsverket av E.ON Värme som nätkapacitetsreserv med elproduktion baserad på biogas upp till 95 MW effekt. Även här hade man kunnat fortsätta köra Heleneholmsverket men man ville inte belasta värmekunderna med en höjd avgift som konsekvens av den höjda koldioxidskatten. Den andra möjligheten var att rusta upp och återuppta elproduktion i Öresundsverket som lades ner under 2017. Öresundsverket hade en kapacitet på 440 MW el och hade med råge täckt hela behovet. Samtidigt hade det blivit betydligt dyrare. Kort efter kontrakteringen av Heleneholmsverket introducerades marknadsmekanismen Switch som förväntades kunna bistå med optimering av elnäten i sydvästra Skåne upp till 60 MW 2019 och 115 MW 2020.

Strax därefter introducerades även det sjupunktsprogram som beskrivs närmre i föregående kapitel.

3) Frånkoppling av kunder/konsumenter

Ett tredje alternativ är att koppla ifrån kunder då situationer av effektbrist uppstår. För att få en uppfattning om kostnaden för bortkoppling behöver man värdera den förlorade lasten som uppkommer vid en bortkoppling. Denna värderingen brukar kallas VoLL (Value of lost load). VoLL ger en uppskattning om hur mycket det är värt att betala för att undvika bortkoppling. I en samhällsekonomisk analys bör alltså kostnaden för att undvika bortkoppling inte överstiga VoLL. Ei har i enlighet med artikel 11.1 i Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 om den inre marknaden för el (elmarknadsförordningen) beräknat värdet av förlorad last (VoLL) för Sverige⁴⁵. VoLL har beräknats utifrån den metod som avses i artikel 23.6 i elmarknadsförordningen och som byrån för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter (ACER) fattade beslut om den 2 oktober 2020. VoLL definieras i elmarknadsförordningen som en uppskattning av det högsta elpris som kunder är villiga att betala för att undvika elavbrott. Storleken på VoLL påverkas bland annat av typ av kund (exempelvis är VoLL högre för industrin än för hushåll) och antaganden om längd på avbrott. Ei:s viktade VoLL uppgår till 76,25 kr per kWh uttryckt i 2017 års prisnivå. I 2020 års prisnivå motsvarar detta 82,52 kr per kWh.

I Malmö skulle produktionsbortfallet i värsta fall uppgått till 300 MW om åtgärderna inte vidtogs. För att relatera detta till Ei:s bedömning av VoLL kan några olika beräkningsexempel tas fram. Värdet av 300 MW bortkoppling under en timma under ett år uppgår då till ca 25 miljoner kronor ($300\,000\text{ kW} \cdot 1\text{h} \cdot 82,52\text{kr/kWh} = 25\text{ miljoner kr}$). För att kunna bedöma hur stor kostnaden för åtgärden maximalt får vara för att understiga kostnaden för VoLL krävs också en bedömning av hur många timmar och hur ofta bortkoppling skulle ske om inte produktionskapaciteten fanns. När det gäller kostnaderna för VoLL i Stockholm hade de troligen inte blivit så höga eftersom bristsituationen vid en tio-års vinter låg på gränsen (se Figur 2 samt kapitel 4)

Gällande investeringarna i Stockholm är det svårt att veta vilka kostnader som ska relateras till beräkningen för de kortsiktiga åtgärderna eftersom investeringarna som genomförts även är långsiktiga med målet att kunna använda anläggningarna för ödrift. I Malmö uppgick kostnaden för att tillgängliggöra Heleneholmsverket till 6 MSEK (Se kapitel 2). För att en investering på 6 MSEK

⁴⁵ Energimarknadsinspektionen (2021a)

ska vara samhällsekonomiskt lönsam så krävs det att den förväntas bidra till att undvika minst 73 MW i förlorad last under en timma under ett år.

De åtgärder som genomförts kan också innebära att nya kunder får möjlighet att ansluta. Det innebär att det inte behöver vara tillräckligt att värdera den förlorade lasten utan man bör även ta hänsyn till möjligheten för tillkommande last.

Det som skapades i både Malmö och Stockholm var så kallade ”flexmarknader” som gjorde det möjligt att frivilligt, mot ersättning, dra ned på efterfrågad effekt från kunder. I Stockholm kallas denna marknad *sthlmflex* och i Malmö kallas den Switch. Dessa flexmarknader förväntas kunna bidra i framtiden, men till dags dato har deras bidrag varit mer marginellt.

Åtgärder på längre sikt

Inom ramen för detta uppdrag har vi tittat specifikt på de åtgärder som vidtogs på kort sikt för att avhjälpa den akuta kapacitetsbrist som uppkom i Malmö och Stockholm. För att förebygga att liknande situationer uppstår är det viktigt att åtgärder på längre sikt vidtas. Ei har nyligen utrett frågan om kapacitetsbrist i elnäten⁴⁶ och tagit fram en handlingsplan med fem utvecklingsområden med specifika åtgärder att tillämpa för att avhjälpa kapacitetsbrist på kort och lång sikt.

1. Förbättrad planering och koordinering i samband med nätutveckling
2. Förbättrade anslutningsprocesser
3. En mer kostnadseffektiv driftsäkerhet
4. Ökad användning av flexibilitetstjänster för ett mer effektivt nätutnyttjande
5. Effektiv prissättning för att motverka luftbokningar i nätet

Utöver dessa utvecklingsområden bör man peka på hur känsliga sambanden är mellan olika delar inom den nuvarande elmarknadsmodellen. Påtagliga förändringar i förutsättningar för marknadsaktörerna - såsom till exempel en tydligt förändrad kraftvärmebeskattning – kan få mer långtgående konsekvenser för effektfrågan än vad förändringen syftade till. Detta blir än mer påtagligt i områden som Stockholm och Malmö där beslutet ledde till att den lokala produktionen vid kraftvärmeverken ansågs olönsam och därmed lades kraftvärmeverk ned och aktörerna fick kraftigt styra om sina affärsmodeller med oönskade konsekvenser för energisituationen. Åtgärderna som då behöver komma på plats för att kompensera för bortfallet av lokal produktion är kostsamma och tar väldigt lång tid att få på plats. Behovet av mer djupgående och kompletta konsekvensanalyser inför beslut som dessa – där en komponent i ett sammankopplat system förändras snabbt och påtagligt - kan därför inte nog understrykas.

Myndigheten kan också konstatera att rågången mellan elmarknad och elberedskap behöver hållas tydlig utifrån hur elmarknaden är strukturerad och

⁴⁶ Energimarknadsinspektionen (2020)

förväntas fungera. Oavsett de intentioner som ligger för handen bör finansiering av elproduktion ske i överensstämmande med dagens elmarknadsmodell såsom den är kommunicerad av politiken. Även i detta sammanhang är det centralt för elmarknadens förtroende att relevanta och genomarbetade konsekvensanalyser finns och att beslutsfattandet är transparent, just för att undvika oklar överlappning mellan elmarknaden och beredskapsåtgärder.

4 Bedömning av olika åtgärder

På ett övergripande plan finns en rad bakomliggande faktorer som kan ha påverkat effektsituationen i allmänhet men även investeringsviljan hos aktörerna, såsom regeringens förslag på överrullning av investeringsutrymmet (som ännu inte har beslutats i riksdagen), höjningen av koldioxidskatten för kraftvärme, det slopade skatteundantaget för vissa biooljor samt ändringen av Ei:s föreskrifter för beräkning av nättarifferna (§2 punkt 10 i EIFS 2019:1). Dessa faktorer är dock inte specifikt riktade mot problembilden vare sig i Malmö och Stockholm och behandlas därför inte närmare i denna bedömning.

Energimyndighetens bedömning av åtgärderna delas upp efter geografiskt område, eftersom problembild och flöden av medel skiljer sig åt mellan dem.

Malmö

Som redovisats tidigare i denna rapport så var effektsituationen i Malmö ansträngd vilket innebar ett stopp för ökade effektuttag och att företag därmed inte kunde expandera⁴⁷. Vid tidpunkten för upphandlingen av Heleneholmsverket fattades det, beroende på antaganden om hur kall vintern skulle bli, enligt E.ON mellan 100–300 MW effekt medan Svk uppskattar effektbristen till 110–150 MW för en tioårsvinter. Inför vintern 2019/2020 fanns det utöver upphandlingen av Heleneholmsverket och marknadsmekanismen Switch följande alternativ:

I. Fortsätta producera kraftvärme i Heleneholmsverket.

Heleneholmsverket hade en planerad utfasning 2025 vilken tidigare lades i och med höjningen av koldioxidskatten för kraftvärme. Kostnaderna av den ökade koldioxidskatten anges till drygt 100 MSEK/år.⁴⁸ En fortsatt produktion hade medfört höjda fjärrvärmeavgifter eftersom koldioxidskatten belastar värmeproduktionen. De exakta kostnaderna bedömdes av E.ON vara för höga för att motivera en fortsättning.

II. Lägga ner Heleneholmsverket och inte vidta några andra åtgärder.

Alternativet hade inneburit en frånkoppling av elanvändare vid effektbrist. En värdering av alternativkostnaderna för bortkoppling skulle kunna ske med hjälp av Value of Lost Load (VoLL). Ett officiellt värde av VoLL för Sverige finns dock först sedan Ei:s beslut den 2021-01-28⁴⁹ som satte VoLL för 2020 till 7 869 € per MWh eller 82,52 kr/kWh⁵⁰. För att beräkna kostnaderna krävs en bedömning av det förväntade antal timmar där bortkoppling krävs under en normalvinter 2019/2020 samt den bortkopplade effekten. Underlag från E.ON indikerar att antalet

⁴⁷ SVT Nyheter 20190604

⁴⁸ SvD, 2019-04-17

⁴⁹ Energimarknadsinspektionen, (2021b)

⁵⁰ Energimarknadsinspektionen (2021a)

timmar under en normal vinter år 2019/2020 hade uppgått till ca 50 timmar och under en tioårsvinter ca 250 timmar. I avsaknad av underlag om hur mycket effekt som faktiskt hade behövt kopplats bort vintern 2019/2020, kan man dock konstatera att en bortkoppling av 73 MW under en timme hade uppgått till en kostnad av 6 MSEK, vilket motsvarar kostnaden för att tillgängliggöra Heleneholmsverket (se kapitel 3). Det innebär att bortkoppling med största sannolikhet varit ett dyrare alternativ. Det ska också tilläggas att de åtgärder som genomförts i Malmö även möjliggjort för nya kunder att ansluta.

III. Upphandling av Öresundskraftverket.

Det betydligt större gasdrivna Öresundsverket kunde ha levererat upp till 440 MW vid enbart elproduktion eller 400 MW el i kombination med 250 MW Värme.⁵¹ En sådan upphandling hade emellertid enligt uppgift inneburit betydligt större kostnader än tillgängliggörande av Heleneholmsverket. Vilket framstår som rimligt givet Öresundsverkets storlek i kombination med de ökade kostnaderna på grund av den höjda koldioxidskatten under tredje kvartalet 2019 samt behovet av utsläppsrätter. De specifika kostnaderna för att återstarta Öresundsverket har inte gått att få fram, men uppskattningen från aktörernas sida att det skulle ha kostat mer än Heleneholmsverket bedöms som trovärdig⁵².

IV. Sjupunktsprogrammet.

Sjupunktsprogrammet är egentligen inte en alternativ åtgärd på samma sätt som de andra alternativen. Programmet presenterades först i januari 2020 men enligt Svk fanns delar av programmet tillgängligt tidigare. Det står dock inte klart exakt när de olika åtgärderna blev färdigställda då E.ON och Svk lämnat olika bedömningar. Det är även oklart hur den totala kostnaden för programmet på 40 MSEK ska fördelas på de olika punkterna i programmet samt i vilken utsträckning någon av punkterna hade kunnat bidra med effekt redan vintern 2019/2020. Enligt E.ON var även punkt 3 (bortkopplingen av 300 MW) mer att betrakta som en sista utväg snarare än som en åtgärd.

Sammantaget bedömer Energimyndigheten att sjupunktsprogrammet framförallt är ett program för lösningar på medellång sikt även om någon av punkterna möjligtvis kunnat användas redan vintern 2019/2020. Hade hela programmet varit genomfört inför vintern 2019/2020 hade det emellertid varit en tillräcklig lösning för att hantera den uppkomna

⁵¹ E.ON (2010)

⁵² Intervju med E.ON 2021-02-11

situationen. Därmed framstår kontrakteringen av Heleneholmsverket som nödvändig, lämplig och (i brist på alternativ) som kostnadseffektiv.

Stockholm

I Stockholm var effektsituation inför vintern 2019/20 sådan att effektbrist hade kunnat uppstå vid en normalvinter. Denna bild ges av både Ellevio och Stockholm Exergi samt även av Svk och bekräftas av Energimyndighetens egna underlag. Att vintern 2019/2020 skulle bli mycket varmare än normalt var inte förväntat. Nödvändigheten i att vidta åtgärder framstår dock som entydig. Frågan är om det fanns andra åtgärder som hade varit genomförbara och mer kostnadseffektiva?

Tabell 3 visar på de olika åtgärder som fanns tillgängliga vintern 2019/2020 och vilken effekt de skulle haft på effektbalansen vid en tioårsvinter.

Tabell 3 Sammanfattning av möjliga åtgärder i Stockholm (tioårsvinter)

Möjliga åtgärder	kostnad	Kommentar	Tillförd effekt	Effektbalans
Fortsätta köra KVV 6	150–300 MSEK/år	Endast 1 år + fossilt	130 MW	99 MW
Lägga ner KVV 6 och göra ingenting	NA	En ansträngd effektsituation utan möjlighet till nyanslutningar	0 MW	-31 MW
Köpa biogasturbinerna G5 och G3	NA	Fanns inte som erbjudande	85 MW	54 MW
Köpa KVV 1 + biogasturbinerna G5 och G3	1,5–2 Mdr	lång sikt + förnybart (erbjudandet man fick). Åtgärden innebar även ödriftsförmåga och var inte (bara) en ”kapacitetsbriståtgärd”.	303 MW	272 MW

Not: Tillförd effekt är Energimyndighetens bearbetning och är något mer konservativ än den som uppgetts av Stockholm Exergi. Det skiljer sig emellertid väldigt lite. Skillnaden beror på att Energimyndigheten räknar med en något lägre tillgänglighet.

Alternativet att lägga ner KVV 6 och inte ersätta den elproduktionen med något hade kunnat resultera i viss effektbrist med svåruppskattade kostnader. De största samhällskostnaderna hade sannolikt uppkommit av att det blivit totalstopp för anslutningar av nya kunder⁵³ och inte av en fränkoppling av existerande kunder.⁵⁴ Att fortsätta köra KVV 6 i ett eller två år till hade löst problemet men kostat 300 MSEK/år extra i koldioxid- och energiskatt eller 150 MSEK/år ifall Stockholm Exergi hade anpassat körningen av sina pannor⁵⁵. Den tredje möjligheten hade varit att endast handla upp och tillgängliggöra biogasturbinerna G5 och G3 och därmed erhålla en extra effekt på 85 MW. Detta alternativ hade troligen varit det mest samhällsekonomiskt lönsamma men Ellevio anger att man inte fick det erbjudandet av Stockholm Exergi. Det enda erbjudandet Ellevio fick var istället att handla upp en nätkapacitetsreserv på 320 MW⁵⁶, dvs KVV1 inklusive biogasturbinerna G5 och G3.

Svk beslutade om elberedskapsmedel till Stockholm Exergi för upprättande av ödriftsförmåga i ett antal anläggningar. Dessa anläggningar var samma i bägge fallen. Besluten om elberedskapsmedlen till dessa anläggningar hade därmed, enligt SvK, ingen direkt koppling till att lösa den effektbristsituation som uppstod i Stockholm, trots att anläggningarna var desamma. I vilken utsträckning Ellevios upphandling av det enda erbjudande de fick av Stockholm Exergi kan härledas till åtgärder för att lösa effektbristen (på kort sikt) måste vägas mot den bakgrunden. Åtgärderna som vidtogs var mer omfattande än vad som skulle kunna härledas till en hantering av enbart effektbristen vid en potentiell tioårsvinter i Stockholm. Det är givetvis möjligt att de investeringar som gjordes är samhällsekonomiskt motiverade utifrån att säkerställa ödriftsförmåga, eller som utökad kapacitet som därmed tillåter nyanslutningar etc. Bilden blir därmed den att åtgärderna som vidtogs syftade till att lösa ytterligare utmaningar än enbart den akuta effektbristsituationen som uppstod.

Den uppkomna situationen innebar att Stockholm Exergis särposition stärktes varandes ensam tillhandahållare av lokal elproduktion. Inom ramen för den analys som gjorts i denna rapport kan det inte bortses att ovan faktum kan ha påverkat kontraktsumformningen vad gäller kostnaderna, effekten som erbjöds och kontraktslängderna med Ellevio och SvK. Hur kontraktsumformningen hade

⁵³ Stockholms Handelskammare, oktober 2020

⁵⁴ Effektbristen vid en tioårsvinter beräknas uppgå till ca 30 MW (Se figur). Kostnaderna för detta beror på hur mycket last som skulle behövas kopplas bort och hur länge. Från Ei:s beräkning av VoLL (Value of lost load) framgår att värdet på den förlorade lasten uppskattas till ca 82,52 kr per kWh. Det innebär att det är värt att genomföra relativt dyra åtgärder för att undvika effektbrist om effektbristen är stor. I fallet Stockholm rör det sig emellertid inte om ett stort underskott och dessutom endast vid en tioårsvinter. Bortkoppling hade emellertid inneburit kostnader för samhället i okänt omfång under en tioårsvinter vilket behöver jämföras med kostnaderna för kontrakteringen av kraftverken från Stockholms Exergi. Denna jämförelse är dock inte möjlig att göra på grund av brist på mer exakt prognosdata för antalet avbrottsstimmar och effektbortfall.

⁵⁵ Stockholm Exergi 2019-02-27

⁵⁶ Märkeffekten är inte samma som den tillgängliga effekten som räknas ner pga. verkningsgrad.

sett ut i ett läge där alternativa lösningar hade funnits att tillgå, i form av konkurrensutsättning eller påskyndandet av Svk:s stamnätsprojekt i Stockholm kan därmed inte konkret besvaras. Nätkapacitetsreserven erbjöds enbart som en paketslösning med en viss effekt, en anpassning till ett eventuellt lägre effektbehov var därmed inte möjligt.

Gällande betalningsströmmen från Svk i form av beredskapspengar, har det konstaterats⁵⁷ att den var nödvändig för att möjliggöra upprustningen av de kraftverk som ingår i avtalet mellan Ellevio och Stockholm Exergi. Denna kostnads rimlighet eller relevans bedöms inte då det inte är en del av myndighetens regeringsuppdrag utan är att anse som en elberedskapsåtgärd. Regeringens utökande av Svk:s bemyndiganderam, som sträcker sig längre än ett år, måste mot bakgrunden att deras utgifter på området kraftigt ökat ses som en nödvändighet. I övrigt begränsades de årliga betalningarna från Svk till Stockholm Exergi till 87 miljoner per år, totalt alltså maximalt 1 044 miljoner kr på 12 år. Näringsutskottet har kommit till slutsatsen att elberedskapspengarna inte beslutats på ett felaktigt sätt⁵⁸ och vid denna rapportens färdigställande har ännu inga medel utbetalats från Svk till Stockholm Exergi.

Sammanfattningsvis bedömer Energimyndigheten att åtgärderna i Stockholm där Ellevio tecknade ett avtal om nätkapacitetsreserv och produktionsgaranti från Stockholms Exergi samt beslutet om elberedskapsmedel från Svk som nödvändiga för att undvika en möjlig effektbrist under vintern 2019/2020. Att det blev en varm vinter påverkar inte bedömningen. Regeringens höjning av Svk:s bemyndiganderam var en förutsättning för att Svk skulle kunna agera.

⁵⁷ Intervju med Stockholm Exergi 2021-02-11

⁵⁸ Näringsutskottets betänkande 2020/21:NU5

5 Slutsatser

Energimyndigheten bedömer att det fanns skäl att agera både i Malmö och i Stockholm, givet hur prognoserna såg ut vid den aktuella tidpunkten.

Upphandlingen av Heleneholmsverket och flexibilitetslösningen Switch bedöms därmed ha varit ett effektivt sätt att hantera situationen innan sjupunktsprogrammet och den framtida förstärkningen av transmissionsnätet finns på plats.

Gällande Stockholm, så var åtgärderna nödvändiga, och utifrån situationen fanns inga andra alternativ att tillgå. Beslutet från Svk att ställa ut elberedskapsmedel till Stockholm Exergi för att säkra ödriftsförmåga i Stockholm har därmed bidragit till att finansiera upprustningen av de kraftverk som även behövdes för att säkra den lokala eleffekten i Stockholm.

Energimyndigheten vill dock peka på att det inte har presenterats en underliggande analys som myndigheten kunnat ta del av till grund för beslutet om elberedskapsmedel. En sådan analys hade kunnat förtydliga och därmed undanröja eventuella uppfattningar om att elberedskapsmedlen, utöver att säkerställa ödriftsförmåga i de aktuella anläggningarna, också betalades ut för att säkerställa lokal elproduktion i syfte att avhjälpa kapacitetsbristen i Stockholm.

Slutligen vill Energimyndigheten understryka vikten av och nyttan med genomarbetade samhällsekonomiska och även energisystemtekniska analyser inför större förändringar i förutsättningarna för marknadsaktörer och kunder på elmarknaden för att kunna undvika motsvarande situationer framöver i ljuset av det faktum att energiomställningen pågår i en påtaglig fart.

6 Lagstiftning

Nätkapacitetsreserv

I EIFS 2019:1 introducerade Energimarknadsinspektionen under 2019 en möjlighet att för elnätsföretagen att köpa kapacitetstjänster från elproducenter eller förbrukare som är nödvändiga för driften av nätet och som inte kan tillhandahållas genom utökat abonnemang från överliggande nät. Enligt energimarknadsinspektionens rapport EI 20120 så ansökte 8 stycken nätföretag (redovisningsområden) om ersättning för nätkapacitetsreserv. För tillsynsperioden 2020-2023 uppgick Ellevios samlade prognoser för kostnader avseende nätkapacitetsreserver till 253 miljoner (uttryckt i 2018 års prisnivå) eller 3,2 % av den totala intäktsramen enligt Energimarknadsinspektionen. Motsvarande belopp för E.ON uppgick till 441 miljoner eller 4,9 % av den totala intäktsramen.

Nätnytta

Enligt ellagen måste elnätsägare betala nätnyttoersättning till elproducenter om elproducenten bidrar med minskade kostnader för nätförluster och tariffer mot överliggande nät. En elproducent har rätt att få ersättning från den nätkoncessionshavare till vars ledningsnät elproducentens anläggning är ansluten. Ersättningen skall motsvara dels värdet av den minskning av energiförluster i ledningsnätet som inmatning av el från anläggningen medför samt värdet av den reduktion av nätkoncessionshavarens avgifter för att ha sitt ledningsnät anslutet till annan nätkoncessionshavares ledningsnät som blir möjlig genom att anläggningen är ansluten till ledningsnätet (3 kap. 15 § ellagen [1997:857]).

Lagen om särskilt investeringsutrymme

Inom ramen för regeringens initiativ så har regeringen kommit med ett lagförslag⁵⁹ om att ge elnätsföretagen möjlighet att under de två kommande tillsynsperioderna (2020-2023, 2024-2027), under vissa villkor, använda ett så kallat outnyttjat underskott från tillsynsperioden 2012-2015 för intäktsramsregleringen av elnätsverksamhet. Lagen är inte beslutad när denna rapport skrivs men enligt förslaget ska den börja gälla 1 juni 2021. Storleken på det samlade outnyttjade underskottet uppgår enligt Ei till 32,5 miljarder kronor uttryckt i 2018 års prisnivå. E.ON:s del uppgår till 7,9 miljarder och Ellevios till 2 miljarder uttryckt i 2018 års prisnivå.

Elberedskap

Elberedskapslagen (1997:288) är den lag som reglerar elföretags skyldigheter att vidta åtgärder för att säkerställa samhällets behov av elförsörjning vid svåra på frestningar och höjd beredskap. Skyldigheterna i lagen gäller för företag som

⁵⁹ Regeringens prop. 2020/21:94

bedriver produktion av el, överföring av el och handel med el. I denna lag redogörs det för att elberedskapsmyndigheten (Svenska kraftnät) har beslutanderätt om elberedskapsåtgärder för vilka lagen omfattar.

5 § Elberedskapsmyndigheten beslutar om de beredskapsåtgärder som ska vidtas enligt denna lag. Ett beslut om beredskapsåtgärder får inte vara mer betungande än som kan anses skäligt med hänsyn till anläggningens eller verksamhetens omfattning och betydelse. Ett beslut om sådana åtgärder får inte innebära att vapen ska anskaffas. Lag (2012:396).

I samma lag regleras också att ersättning ska lämnas när elberedskapsmyndigheten fattar ett beslut enligt 5§.

10 § Ersättning lämnas för kostnader för beredskapsåtgärder som vidtas efter beslut enligt 5 §. Ersättning lämnas dock inte för

1. merkostnader som avses i 11 §, eller

2. kostnader för upprättande av risk- och sårbarhetsanalys avseende säkerheten i den egna verksamheten eller för uppgiftslämnande och planering av egna uppgifter inom totalförsvaret.

Ersättning för kostnader för beredskapsåtgärder beslutas av elberedskapsmyndigheten. Ersättningen ska betalas ut efter det att åtgärden genomförts. Ersättningen får dock betalas ut i förskott, om det finns särskilda skäl för det. Lag (2012:807).

En omarbetning av lagen trädde i kraft den 1 juli 2012, vilket bland annat innebar att lagens tillämpningsområde utvidgades. Från att tidigare ha behandlat åtgärder kopplat till höjd beredskap, omfattar lagen numera också åtgärder som syftar till att förebygga, motstå och hantera allvarliga kriser i fredstid.

Beredskapsåtgärder

3 § Med beredskapsåtgärder avses åtgärder som behövs för att förebygga, motstå och hantera sådana störningar i elförsörjningen som kan medföra svåra påfrestningar på samhället. Med beredskapsåtgärder avses också sådana åtgärder som krävs för att göra det möjligt att vidta de åtgärder som behövs vid höjd beredskap.

Regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, elberedskapsmyndigheten får meddela föreskrifter om beredskapsåtgärder. Lag (2012:396).

Svenska kraftnät har meddelat föreskrifter i enlighet med denna lag (SvKFS 2013:2).

7 Referenser

Alla länkar per 2021-04-27

Bioenergitidningen, (2020), *Ny värdering av biokraft räddar 320 MW effektreserv i Stockholm*, 1/2020,
<https://bioenergitidningen.se/biokraft/ny-vardering-av-biokraft-raddar-320-mw-effektreserv-i-stockholm>.

Ellevio, (2021), *Presentation Kapacitet Stockholm*, 20210211.

Energimarknadsinspektionen, (2021a), *Beräkning av värdet av förlorad last (VoLL)*, Ei PM2021:01.

Energimarknadsinspektionen, (2021b), *Dnr 2020-103580 Fastställande av värdet av förlorad last (VoLL)*, 20210128,
<https://ei.se/om-oss/nyheter/2021/2021-02-03-ei-har-faststallt-vardet-av-forlorad-last> .

Energimarknadsinspektionen, (2020), *Kapacitetsutmaningen i elnäten*, R2020:06,
<https://www.ei.se/download/18.5b0e2a2a176843ef8f56cb0a/1611643287162/Kapacitetsutmaningen-i-eln%C3%A4ten-Ei-R2020-06.pdf>.

Energikontoret Stockholm, (2020), *Eleffektiva kommuner - Regional samverkan mot kapacitetsbrist*,
<https://www.storsthlm.se/download/18.29deef6f1729db468fc3210/1612361839994/Eleffektiva%20kommuner%20Rapport.pdf> .

E.ON, (2021), *Kapacitetslösningen för Malmö*, PM 210122.

E.ON, (2010), *Öresundsverket - Ett av världens effektivaste kraftverk*

Exploateringskontoret, (2016), *Dnr E2016-02758 Tjänsteutlåtande Ram- och genomförandeavtal för projekt Stockholms Ström*,
<https://insynsverige.se/documentHandler.ashx?did=1859843>,

Länsstyrelsen i Skåne (2020), *Trygg elförsörjning i Skåne län - underlagsrapport*, Länsstyrelsen Skåne, september 2020.

Länsstyrelsen Stockholm, (2020), *Kartläggning och analys av elförsörjningssituationen i Stockholms län, Redovisning av regeringsuppdraget Trygg elförsörjning (dnr I2019/01614/E), 20200907*,

<https://www.lansstyrelsen.se/stockholm/tjanster/publikationer/2020/kartlaggning-och-analys-av-elforsorjningssituationen-i-stockholms-lan--redovisning-av-regeringsuppdraget-trygg-elforsorjning.html>.

Miljöförvaltningen Malmö stad, (2018) *Malmöeffekten – Förstudie*

Näringsutskottet, (2020), *Kapacitetsbrist i elnäten*, Näringsutskottets betänkande 2020/21:NU5, https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/arende/betankande/kapacitetsbrist-i-elneten_H801NU5.

Regeringen, 2019, *Prop. 2018/19:100 2019 års ekonomiska vårproposition*.

Regeringen, *Prop. 2020/21:94 Särskilt investeringsutrymme för elnätsverksamhet – investeringar i ökad nätkapacitet*, <https://www.regeringen.se/rattsliga-dokument/proposition/2021/03/prop.-20202194/>.

Regeringen, (2020), *Beslut I2020/03358 Uppdrag att följa upp det gemensamma initiativet avseende kapacitetshöjningar i elnäten i Malmö och Stockholm*.

Stockholms Exergi, 2019-02-27, *Yttrande över remiss av promemorian Höjd energiskatt och koldioxidskatt på bränslen vid viss användning samt höjd skatt på kemikalier i viss elektronik*.

Stockholms Handelskammare, 2020-10-22, *Elbrist kortsluter Sverige*, <https://www.chamber.se/nyheter/elbrist-kortsluter-sverige.html> (uppdaterad 26 oktober).

Svenska Dagbladet, 2019-04-17, *Skattehöjningar slår mot EON – elbrist hotar Malmö*.

Sweco, (2020), *Kartläggning av hur planerade nätinvesteringar avhjälper kapacitetsbrist i elnätet*, En rapport till Energimarknadsinspektionen, Juni 2020.

Svenska Dagbladet, 2019-06-03, *Brödjätte vill växa – stoppas av elbrist*, <https://www.svd.se/brodjatte-ville-expandera--stoppas-av-elbrist> .

SVT Nyheter, 2019-06-04, *Brist på el gör att skånska företag flyttar investeringar*.

Svenska Kraftnät, *Sthlmflex*, <https://www.svk.se/sthlmflex> .

Svenska Kraftnät, 2021-02-19, *Svenska kraftnät kommenterar uppgifter om beredskapsmedel för ödrift i Stockholm*,
<https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2021/svenska-kraftnat-kommenterar-uppgifter-om-beredskapsmedel-for-odrift-i-stockholm/> .

Svenska Kraftnät, *Beslut 2020/43 Ödrift Stockholm*.

Svenska Kraftnät, *Epostmeddelande till Anders Wallinder* 2021-03-24

Lagar och Förfordningar

Elberedskapslag 1997:288

Ellagen 1997:857

Energimarknadsinspektionen EIFS 2019:1

Intervjuer

Ellevio 2021-02-11

E.ON 2021-02-11

Stockholm Exergi 2021-02-11

Svk 2021-02-10

Ei 2021-02-10

Samt kompletterande kommunikation mejlledes