

Prioriterade åtgärder för ett robust elsystem 2035

– som driver energiomställningen
och ökar Sveriges konkurrenskraft

Sammanfattning

Sveriges energisystem befinner sig i en avgörande omställning. Trots ett i dag nästan helt fossilfritt elsystem med relativt låga elpriser finns betydande utmaningar som gör att elsystemet riskerar att bromsa den fortsatta omställningen.

Osäkerhet kring framtida efterfrågan på el, hög prisvolatilitet och begränsade möjligheter till långsiktig prissäkring försvårar investeringar i både elproduktion och elanvändning. Samtidigt ökar risken för effektbrist när växande efterfrågan i hög grad möts av väderberoende produktion. Utbyggnaden av vindkraft hämmas av lokalt motstånd, vattenkraftens systemroll är hotad och elnäten utgör en tydlig flaskhals till följd av långa ledtider och ett regelverk som inte fullt ut främjar kostnadseffektiva och flexibla lösningar.

Uniper har i flera sammanhang fört fram olika inspel om elsystemets utformning. För att möjliggöra omställningen krävs exempelvis stabila politiska spelregler och en tydlig riktning för klimat- och energipolitiken. Politiken bör hjälpa elproduktion och elanvändning att gå i takt, samtidigt som marknadsmässiga lösningar alltid bör vara utgångspunkten. På kort sikt bör den ökade efterfrågan på el mötas genom utbyggd landbaserad vindkraft, samtidigt som Sverige måste ha förmåga att bygga ut samtliga fossilfria kraftslag. Drifftidsförlängningar av existerande fossilfri produktion måste säkras, men det är även nödvändigt att bygga ut planerbar flexibel elproduktion för att minska risken för effektbrist.

Dessa utgångspunkter fungerar som en bakgrund för de tre prioriterade åtgärdsområden som vi anser att den tillträdande regeringen måste fokusera på under kommande mandatperiod 2026–2030:

1. Säkerställ elsystemets försörjningstrygghet

Elsystemet behöver mer planerbar flexibel produktion, såsom gasturbiner, för att bibehålla robustheten i elsystemet och samtidigt möjliggöra ökad elanvändning samt fortsatt utbyggnad av väderberoende elproduktion. Därför föreslår vi att staten bör ställa krav på ö-driftsförmågor och även införa en teknikneutral intäktsramsreglering som stimulerar nya åtgärder för nödvändig nätredundans, inte bara nätutbyggnad.

2. Säkerställ långsiktiga marknader för elproduktion och elanvändning

Riskerna på dagens elmarknad är stora, vilket gör att det är svårt för elproducenter och elanvändare att sluta långsiktiga prissäkrade avtal. Det gör att investeringar i ny och drifftidsförlängd elproduktion försvåras. Därför föreslår vi att staten ökar likviditeten på marknaden genom att successivt minska antalet elområden, inför offentliga upphandlingar av standardiserade elköpsavtal med långa löptider för den offentliga sektorns behov, inför statliga kreditgarantier för elköpsavtal mellan privata aktörer, samt med förbehåll även inför marginkontrakt för investeringar i ny och drifftidsförlängd elproduktion.

3. Säkerställ att datacenter driver energiomställningen

Den snabbt växande datacentersektorn kan öka elbehovet kraftigt samtidigt som vissa fossilfria kraftslag kräver stöd för att byggas för att senare bli konkurrenskraftiga. Därför föreslår vi att det införs incitament för datacenteraktörer att stödja utvecklingen av fossilfri elproduktion.

Sammantaget understryker rapporten behovet av strategisk styrning, med fokus på justerade incitament och marknadsnära lösningar för att säkerställa ett robust, konkurrenskraftigt och hållbart elsystem som klarar både framtida energibehov och krav på effektbalans. En grundläggande förutsättning för Uniper och denna rapport är att Sverige måste fortsätta att driva på utvecklingen för att ställa om energisystemet. Det är både möjligt och nödvändigt.

Denna rapport är en uppdaterad version av en samrådsversion som presenterades på ett seminarium den 6 maj 2026. I denna version har vi gjort smärre förändringar utifrån förslag och synpunkter från politiker, energibranschen och industrin under samrådsperioden.

Innehåll

Sammanfattning	2
Inledning	4
Utmaningar för dagens och morgondagens elsystem	5
Utgångspunkter inför nästa mandatperiod 2026–2030	8
Åtgärdsområde 1: Säkerställ elsystemets försörjningstrygghet	9
Åtgärdsområde 2: Säkerställ långsiktiga marknader för elproduktion och elanvändning	12
Åtgärdsområde 3: Säkerställ att datacenter driver energiomställningen	14

Inledning

Under lång tid har Sveriges energisystem genomgått en förändring. Sedan 1970-talet har andelen fossil energi minskat betydligt. Omställningen måste fortsätta, inte minst inom transportsektorn och industrin. Det är nödvändigt för att nå uppsatta klimatmål, för att säkra vår framtida konkurrenskraft och för att stärka vår energisäkerhet. Frågornas vikt har understrukits av de senaste årens, och inte minst vårens, geopolitiska utveckling då det med en brutal tydlighet visat sig hur sårbart vårt fossila beroende är. Lösningen är fortsatt elektrifiering.

För att möjliggöra utfasningen av resterande fossila bränslen i Sveriges energisystem har riksdagen beslutat om ett planeringsmål för att kunna möta en efterfrågan på el om minst 300 TWh år 2045. Av Sveriges slutliga energianvändning utgörs i dag runt 90 TWh per år av fossila bränslen. Dessa bör till stor del ersättas av direkt elektrifiering och indirekt elektrifiering, där el används som insatsvara för framställning av fossilfria bränslen. I de analyser¹ som Quantified Carbon har gjort på uppdrag av Uniper hamnar efterfrågan på el vid 2045 i ett spann mellan 220 och 250 TWh, se Figur 1. Elanvändningen kan bli mycket högre beroende på hur politik, marknader och teknologier utvecklar sig. Ju längre fram i tiden man spanar, desto mer ökar naturligtvis osäkerheten. Exakt vad efterfrågan blir år 2045 är därför inte det viktigaste. Det viktigaste är att möjliggöra en utbyggnad av elsystemet för att möta användarnas behov till en så låg total

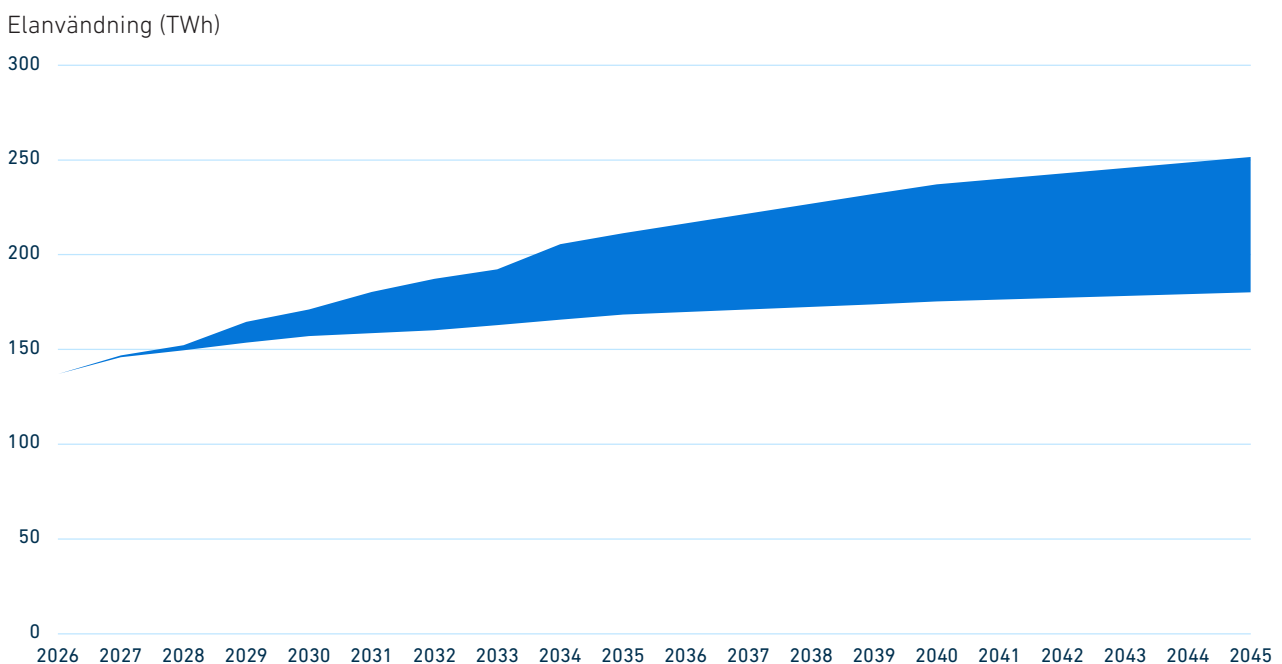
systemkostnad som möjligt, samtidigt som försörjningstrygghet och robusthet stärks.

Denna rapport fokuserar på åren fram till år 2035 eftersom det är en avgörande avstämningsspunkt på väg mot Sveriges nettonollmål 2045. Det är också ett år då nästa mandatperiods politik (2026–2030) kommer ha fått effekt, varför det möjliggör att sätta fokus på de åtgärdsområden som vi anser är mest prioriterade under kommande fyraårsperiod.

Till 2035 kan efterfrågan på el ha ökat till upp mot 200 TWh per år. För att ha balans mellan elanvändning och elproduktion krävs då att Sverige de kommande nio åren bygger ut dagens årsproduktion på cirka 170 TWh med cirka 30 TWh. Därtill krävs reinvesteringar i existerande elproduktion, främst vindkraft, på runt 10 TWh eftersom många anläggningar då har nått sin tekniska livslängd. Detta är sammantaget en betydande utmaning som kräver en omfattande samhällslig kraftsamling.

Ett grundläggande antagande för denna rapport är att Sverige måste fortsätta att driva på utvecklingen för att ställa om energisystemet och att detta är både möjligt och nödvändigt. I den fortsatta rapporten kommer vi att gå igenom utmaningar för dagens och morgondagens elsystem samt ett antal utgångspunkter för Unipers ställningstaganden, innan vi går igenom de tre åtgärdsområden som vi ser som mest prioriterade nästa mandatperiod.

Figur 1: Möjlig utveckling av elanvändningen fram till 2045



¹ Notera att de scenarier och siffror på framtida elbehov och elpris som presenteras i denna rapport inte ska tolkas som Unipers prognos av framtida marknader. De är framtagna i dialog med Quantified Carbon och är enbart till för att exemplifiera och underbygga rapportens policyförslag.

Utmaningar för dagens och morgondagens elsystem

Sverige har ett elsystem som till cirka 99 procent är fossilfritt med relativt låga elkostnader. Vi har därför en avundsvärd startpunkt jämfört med många andra länder. Det betyder dock inte att Sverige saknar utmaningar för att säkra ett robust utbyggt elsystem som möjliggör den fortsatta energiomställningen.

Som konstaterades på föregående sida behöver elsystemet tillföras omkring 30 TWh ny elproduktion på kortare tid än ett decennium. Detta drivs till stor del av industrins omställning, transportsektorns elektrifiering och utbyggnaden av datacenter, se Figur 2. Det är värt att notera att ett visst minskat behov inom uppvärmning är att förvänta till följd av fortsatt minskning av direktverkande el till värmepumpar och energibesparande åtgärder. Detta kan dock förändras om det exempelvis införs incitament för att öka elanvändningen inom fjärrvärmesektorn.

För att kunna möta den ökande efterfrågan på el till 2035 krävs en fortsatt utbyggnad av förnybar variabel elproduk-

tion i form av solkraft och landbaserad vindkraft. Havs-baserad vindkraft kan komma att behövas, men kommer inte i större utsträckning kunna vara på plats förrän fram emot 2035. Det är heller inte sannolikt att någon ny kärnkraft kommer att vara färdigställd förrän efter 2035.

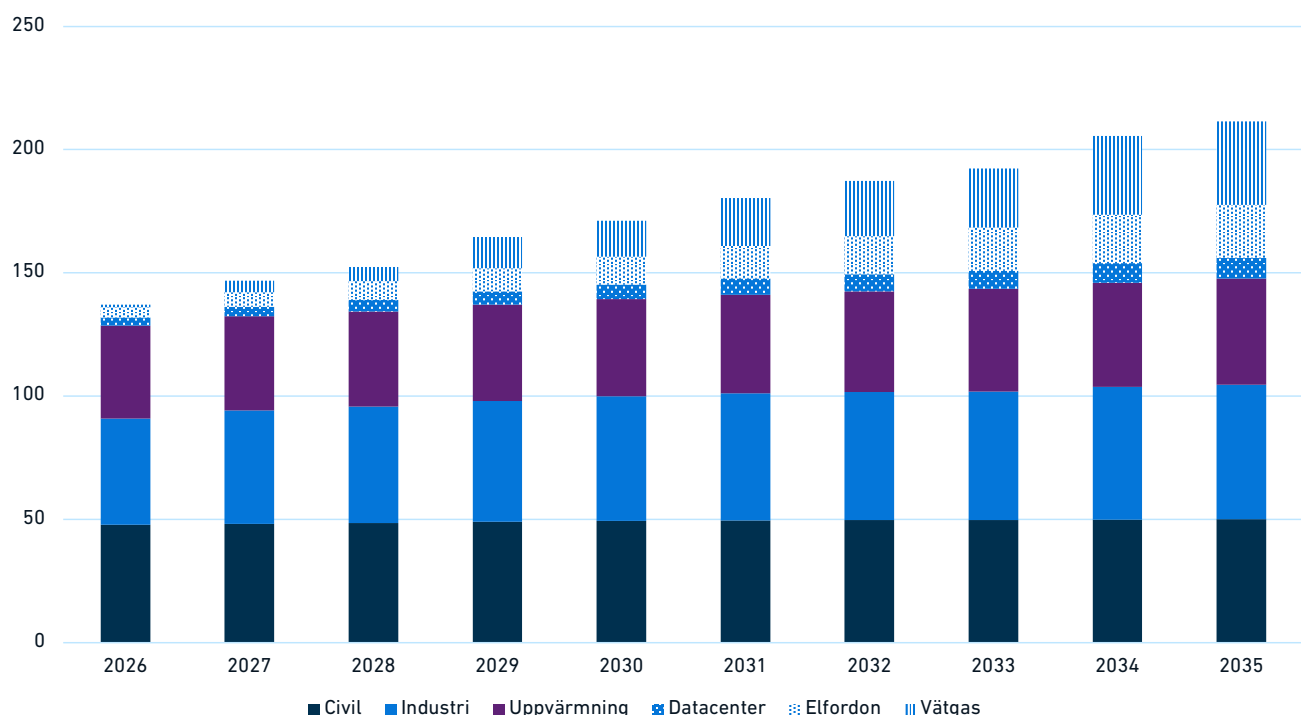
Vi har identifierat ett antal utmaningar som behöver adresseras för att säkerställa utbyggnaden av elsystemet som vi beskriver på följande sidor.

Grundläggande osäkerheter om framtiden

De stora variationerna i prognoser för framtida efterfrågan försvarar investeringsbeslut i både ny elproduktion och elanvändning. Till detta bidrar även politisk osäkerhet kring framtida klimat- och energipolitik, på både nationell nivå och på EU-nivå. Därutöver bidrar även rent marknadsmässig osäkerhet gällande hur snabb och omfattande teknikutvecklingen kommer att vara för exempelvis batterier med längre uthållighet, vehicle-to-grid och andra former av flexibel elanvändning.

Figur 2: Elanvändningen fram till 2035 uppdelad per sektor
(Civil utgörs av hushåll, kontor, affärer, flygplatser m.m. exklusive uppvärmning).

Elanvändning (TWh)



Varierande elpriser ger riskpåslag för både elproducenter och elanvändare

Elprisnivån varierar kraftigt mellan olika år, ofta beroende på väderförhållanden, då tillrinningen till vattenkraften samvarierar i stor utsträckning med vindförhållanden. Denna variation mellan så kallade väderår kan leda till att det högsta årsmedelpriset är upp till fem gånger högre jämfört med det lägsta. Andra faktorer som påverkar är variationer i kärnkraftsproduktion och gaspriser som styr prispåverkan från kontinenten. Hög prisvariation, både inom och mellan år, medför ett riskpåslag för aktörer med stor exponering mot elmarknaden.

Samtidigt är den genomsnittliga elprisnivån över flera år låg i norra Sverige. Detta utgör i sig en utmaning för elproducenter, eftersom priserna i vissa fall är för låga för att möjliggöra återinvesteringar i befintlig produktionskapacitet, och i synnerhet för att investera i ny produktion.

Dåliga förutsättningar för ny flexibel elproduktion

Vissa år kommer flexibel elproduktion såsom gasturbiner inte att behövas alls, medan de andra år kan vara helt avgörande för att undvika effektbrist. Det varierande behovet beror främst på hur mycket vindkraft och vattenkraft som är tillgängligt när det är riktigt kallt och efterfrågan är hög. Elpriset måste därför vara extremt högt de fåtal timmar då flexibel elproduktion behövs för att kunna täcka produktionsens fasta kostnader. Med dagens investeringsförutsättningar kommer ingen sådan produktion att byggas. Snarare riskerar existerande gasturbiner att läggas ned.

Statliga stöd kan påverka elmarknaden

Stöd till ny elproduktion från enskilda kraftslag kan i vissa fall vara nödvändigt för att möjliggöra investeringar i ny och drifttidsförlängd elproduktion, men samtidigt försämrar förutsättningarna för andra. Ny kärnkraft i södra Sverige skulle stärka elsystemet, särskilt vad gäller effektbalans och överföringsförmåga. Samtidigt finns en risk att det statliga stödet för denna utbyggnad leder till att annan produktion stängs i förtid eller till att investeringar i drifttidsförlängning uteblir, trots att sådana investeringar ofta är samhällsekonomiskt kostnadseffektiva och systemmässigt värdefulla. Det är därför viktigt att konsekvenserna av en förslagen subvention noggrant undersöks i förväg och att subventioner utformas på ett sådant sätt att påverkan på existerande produktion minimeras.

Förändrad elområdesindelning skapar osäkerheter

Ett resultat av elområdesindelningen, som infördes 2011, är att den tidigare nationella marknaden för pris-säkring delades upp i fyra separata marknader med betydligt färre köpare och säljare vilket reducerade likviditeten i respektive elområde. Indelningen i elområden syftar till att hantera fysiska flaskhalsar i elsystemet och utan denna indelning skulle kostnaderna för omdirigering och mothandel troligtvis öka betydligt. Eftersom elområdesindelningen är och har varit föremål för översyn under en längre tid, skapar en möjlig framtida ändring av elområdesindelningen i sig en viss osäkerhet på marknaden.



Svårighet att säkra elpriset på längre sikt

Elköpsavtal erbjuder långsiktig prisstabilitet som i sin tur främjar investeringar i ny och drifttidsförlängd elproduktion, men den låga likviditeten och ökande volatiliteten försvårar för köpare och säljare att mötas i elköpsavtal. Något som ytterligare försvårar elköpsavtal är att det saknas transparenta referenspriser som utgångspunkt för avtal som är tre år eller längre. Vid investeringar i ny elproduktion behöver säljaren normalt elköpsavtal med tio års löptid medan elanvändare sällan vill ha längre löptid än fem år.

Stark efterfrågan på nätkapacitet från datacenter

Utbyggnaden av datacenter påverkar, liksom utbyggnad av all annan elanvändning, elsystemet. En skillnad jämfört med många industrietableringar är dock att datacenter kan etableras jämförelsevis snabbt och de kan lättare uppfylla nätägares krav på mognadsgrad. Detta kan leda till svårigheter att bygga ut nät i den takt som krävs. Att datacenteraktörer tycks ha hög betalningsvilja för el kan dessutom leda till högre elprisnivåer som kan göra annan elintensiv industri olönsam om inte utbyggnaden av elproduktion håller jämna steg.

Hinder för förnybar produktion och vattenkraftens roll

Investeringar i landbaserad vindkraft tycks i dagsläget kunna göras på marknadsmässig grund utan subventioner i elområde 3 och 4. Utbyggnaden begränsas dock av restriktioner från Försvarsmakten och bristande acceptans från närboende och politiker på kommunal nivå. Havsbaserad vindkraft kräver däremot högre elpriser för att vara lönsamt att investera i utan statligt stöd, och kostnaderna har dessutom ökat de senaste åren till följd av högre räntor och materialpriser. På sikt kan kostnaderna för havsbaserad vindkraft komma att minska genom teknikutveckling och erfarenheter från andra länder.

Storskalig solkraft möter i vissa fall motstånd på grund av konkurrens om markanvändning, särskilt med jordbruksmark, och samtidigt står vattenkraften inför omprövningar av miljötillstånd. I dessa prövningar kommer miljöhänsyn balanseras mot samhällets behov av elproduktion, men det finns en betydande risk att det särskilt i mindre vattendrag kan leda till minskad vattenkraftsproduktion. Med goda förutsättningar för vattenkraften tror vi på en möjlighet att öka vattenkraftens installerade kapacitet med 10–15 procent framför allt i norra Sverige.

Elnäten är en fortsatt utmaning

Elnätets kapacitet är på flera håll ansträngd. Även där kapaciteten i dag är relativt god, exempelvis i stora delar av Skåne och Göteborg, kommer det finnas utmaningar i att möta framtida efterfrågan. Många nät är dessutom ålderstigna och behöver moderniseras, vilket begränsar möjligheten att snabbt ansluta nya kunder inom den tidsram som lagen förordar.

Regelverket för elnätsverksamhet styr i stor utsträckning mot investeringar i fysisk infrastruktur, snarare än alternativa lösningar som kan vara både snabbare och billigare. Samtidigt finns farhågor om att nätavgifterna kommer fortsätta att öka, vilket kan försämra elektrifieringens konkurrenskraft. Bristande nätkapacitet begränsar dessutom i vissa fall anslutningen av ny elproduktion, särskilt vind- och solkraft. I många fall blir kostnaden för att förstärka nätet för hög för enskilda projekt.

För företag som vill elektrifiera sin verksamhet krävs ofta att nätanslutning säkras i ett tidigt skede. Detta innebär att aktören måste ta på sig kostnader innan investeringsbeslut är fattade, samtidigt som anslutningen inte kan överlåtas om projektet inte genomförs. Detta medför en påtaglig risk att strategiska satsningar fördröjs eller ställs in. Därmed riskerar elektrifieringen att bromsas.

Sammanfattningsvis finns stor osäkerhet kring elsystemets framtida utveckling

- Vad blir den framtida efterfrågan på el?
- Hur högt blir det framtida elpriset?
- Kommer det finnas förutsättningar för ny flexibel elproduktion?
- Kommer nya statliga subventioner påverka marknaden?
- Hur kommer elprisområdena se ut?
- Kommer det gå att teckna långsiktiga prissäkrade elavtal?
- Hur kommer utbyggnaden av datacenter att påverka elsystemet?
- Kommer hinder för sol- och vindkraft att försvinna?
- Hur kommer vattenkraften påverkas av nya miljötillstånd?
- Hur snabbt kommer elnäten kunna byggas ut?

Utgångspunkter inför nästa mandatperiod 2026–2030

Unipers utgångspunkter

Uniper har både på egen hand och tillsammans med andra energi- och industriaktörer fört fram olika inspel om elsystemets utformning gentemot svensk politik. Dessa fungerar som utgångspunkter för de prioriterade åtgärdsområden vi pekar ut som särskilt viktiga att ta vidare för ett robust och konkurrenskraftigt elsystem 2035:

- Politiken måste stå fast vid riktningen för klimatpolitiken och den fortsatta energiomställningen, i Sverige och i EU.
- Det bör tillsättas en parlamentarisk beredning om de viktigaste långsiktiga målsättningarna för energipolitiken för bättre långsiktig förutsägbarhet.
- Politikens samlade verktygslåda måste nyttjas för att möjliggöra att utbyggd elproduktion och ökad elanvändning går i takt och möter samhällets behov. Styrmedelsutredningen och utredningen för ökad tillgång till hållbara drivmedel för sjöfarten och flyget är exempelvis centrala att ta vidare.
- Mer strategisk styrning är nödvändig för att möjliggöra utbyggnaden av ett robust elsystem, men marknadsmechanismer bör så långt som möjligt styra.
- Statliga stöd bör bara användas när andra styrmedel inte är tillräckliga för att överbrygga ett verkligt marknadsmisslyckande.
- Alla fossilfria kraftslag behövs. För att kunna möta en ökad efterfrågan bör Sverige ha förmåga att bygga ut alla teknologier.
- Den ökade efterfrågan på el måste fram till 2035 främst mötas av utbyggd landbaserad vindkraft i takt med utbyggda systemtjänster. För att det ska ske måste dagens hinder undanröjas.
- Drifftidsförlängning av befintlig kärnkraft är samhälls-ekonomiskt fördelaktigt och måste säkerställas.
- Vattenkraftens värde för elsystemet måste få stor vikt vid prövning av miljövillkor.
- Behovet av mer planerbar eller flexibel elproduktion kommer öka i takt med ökad efterfrågan, trots mer flexibel användning, vehicle-to-grid och batterier.
- Elnätsägarnas förmåga att möta kapacitetsbehov måste stärkas.

Unipers prioriterade åtgärdsområden för ett robust elsystem 2035

I den fortsatta rapporten kommer vi att fokusera på tre prioriterade åtgärdsområden för ett robust elsystem som håller totala systemkostnader så låga som möjligt. Urvalet av dessa åtgärdsområden bygger på identifierade brister där det för oss är uppenbart att särskilt politiskt fokus behöver riktas från den tillträdande regeringen efter valet 2026.

1. **Säkerställ elsystemets försörjningstrygghet**
2. **Säkerställ långsiktiga marknader för elproduktion och elanvändning**
3. **Säkerställ att datacenter driver energiomställningen**

Åtgärdsområde 1: Säkerställ elsystemets försörjningstrygghet

Problembeskrivning

Leveranssäkerhet handlar om elsystemets förmåga att leverera tillräckligt med el till elanvändare när och där de behöver den med bibehållen driftsäkerhet i alla drifttillstånd. Det kommer behövas fler produktionsanläggningar som stärker leveranssäkerheten, såsom gasturbiner, de närmaste tio åren när efterfrågan tar fart. Dessa produktionsanläggningar behövs särskilt när det blir kallt, mörkt och vindstilla i kombination med låga nivåer i vattenkraftens magasin, eller vid plötsliga händelser i elsystemet som exempelvis snabbstopp i kärnkraftverk eller avbrott i överföring mellan länder.

Gasturbiner kan placeras strategiskt nära den plats där elen ska användas och snabbt ge mer effekt i nätet. Gasturbiner har fått sitt namn då de drivs av expansion av heta förbränningsgaser. Bränslet måste dock inte utgöras av gas utan kan även bestå av flytande bränslen. Uniper, som är en av Sveriges största aktörer inom flexibel elproduktion, ställer just nu om existerande svenska gasturbiner från fossila bränslen till förnybart flytande bränsle, så kallad HVO.

Förutom vissa kraftvärmeverk byggdes den dagens flexibla eller planerbara elproduktion – i form av vattenkraft, kärnkraft, gasturbiner och kondenskraft – innan den svenska elmarknaden avreglerades vid EU-inträdet. Eftersom flexibel elproduktion endast tas i drift under ett fåtal timmar per år, när elpriset är tillräckligt högt, innebär det att det inte finns några möjligheter att få tillräcklig intjäning från elmarknaden för att finansiera ytterligare investeringar i anläggningar som dessa. Därtill är intjäningen inte tillräcklig för att hålla flexibel elproduktion, i form av gasturbiner och kondenskraft, kvar i drift. Detta ska dock inte tas som intäkt för att dessa anläggningar inte behövs. De är nödvändiga för att minska risken för effektbrist i elsystemet och för att undvika att elanvändning måste kopplas bort.

Svenska kraftnät har för de närmsta åren uppskattat att Sverige riskerar en effektbrist på runt 2,5 GW. Då efterfrågan ökar fram till 2035 bedömer Uniper att det finns ett behov på minst 3 GW ny flexibel elproduktion. Enskilda aktörer kan inte utifrån marknadsvillkor tillhandahålla sådana resurser som behövs för att undvika höga samhällskostnader av effektbrist. Vi kan därför konstatera att detta bör definieras som ett tydligt marknadsmisslyckande som rättfärdigar statliga åtgärder.

Med EU-termer innebär en risk för effektbrist att man har ett resurstillräcklighetsproblem. Sverige har i dag sådana problem då vårt modellerade resurstillräcklighetsproblem överstiger den nationella tillförlitlighetsnormen. Tillförlitlighetsnorm anger antalet timmar per år som det är samhällsekonomiskt acceptabelt att utbud och efterfrågan av el inte möts. Att Sverige inte uppfyller denna norm innebär att vi, i enlighet med regelverken, får lov att ha en kapacitetsmekanism. Det är därför vi i dag har en strategisk reserv (tidigare kallade effekt-reserv) i form av kraftverk som kontrakteras och hålls utanför elmarknaden. På sikt finns skäl att tro att Sverige kan behöva en kapacitetsmarknad, även om det inte är aktuellt i närtid.

Utöver den strategiska reserven har Svenska kraftnät också en reserv för överbelastningshantering. De gasturbiner på sammanlagt 1,3 GW som finns kontrakterade för detta syfte börjar närma sig sin tekniska livslängd. Dessa anläggningar byggdes främst under 1970-talet i södra Sverige av regionala energibolag för att ha tillräckliga förmågor att hantera avvikelser i elsystemet. Denna reserv är numera till för att möjliggöra balansering av frekvensen med hjälp av vattenkraft i norra Sverige. För att detta ska fungera utan att Svenska kraftnät tvingas begränsa överföringskapaciteten som tilldelas elmarknaden har gasturbiner upphandlats som en avhjälpande åtgärd. Då överföringsförmågan mellan norra och södra Sverige stegvis förväntas förbättras fram till slutet av 2030-talet, genom uppgradering av transmissionsnätet, är det sannolikt att Svenska kraftnät inte längre tillåts upphandla en reserv för överbelastningshantering. Det skulle leda till att många gasturbiner försvinner.

Svenska kraftnät är tilldelad rollen som ansvarig elberedskapsmyndighet och har därför befogenhet att beordra anläggningar att starta upp eller förbli i drift, samt att besluta om tilläggsinvesteringar som skapar beredskapsförmågor såsom ö-drift² och dödnätsstart³. Elberedskapsmedel har historiskt sett använts för att etablera olika förmågor, inte för att hålla kraftverk vid liv.

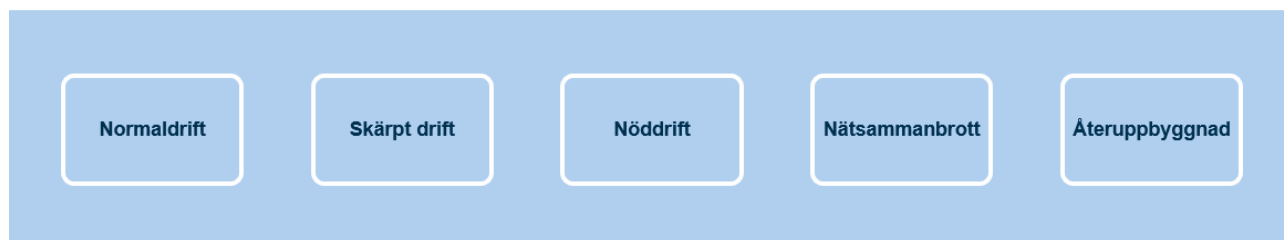
Svenska kraftnät har i rollen som systemoperatör av transmissionsnätet ansvar för att upprätta en återuppbyggnadsplan. I dag saknas en fullgod strategi för dimensionering och kontraktering av förmågor för sådan återuppbyggnad vid händelse av ett större strömavbrott

2 Ö-drift innebär att ett område drivs som en "ö" med egen elproduktion, utan koppling till överliggande eller omkringliggande elnät.

3 Dödnätsstart innebär att det finns lokal elproduktion som kan starta ett spänningslöst elnät.

Figur 3: Systemdrifftillstånden beskriver överföringssystemets status.

Svenska kraftnät ansvarar för att säkra driftssäkerheten och systemdrifftillstånden bestämmer hur och när olika åtgärder får användas.



eller kollaps av överliggande nät. Leverans av ö-drift och dödnätsstart är förmågor som inte naturligt etableras eller tillhandahålls av enskilda aktörer på en marknad och kan därför sägas utgöra ett tydligt marknadsmisslyckande som motiverar statliga åtgärder.

På sikt finns en risk att även existerande kraftvärmeverk, som producerar både el och fjärrvärme, försvinner i och med högre kostnader för biomassa och ytterligare försämrad intjänning från elproduktion. Det skulle i så fall innebära att resurstillräckligheten försämras ytterligare.

Uniper anser att elsystemets försörjningstrygghet måste säkerställas på en nivå som möjliggör ökad elanvändning och fortsatt utbyggnad av väderberoende elproduktion. För detta krävs ytterligare åtgärder som möjliggör mer flexibel elproduktion.

Lösningförslag

För att möjliggöra säkrad försörjningstrygghet behövs framför allt en möjlighet för flexibel elproduktion att teckna längre kontrakt, på minst fem år, som ger en viss garanterad intjänning. Vi ser därför behov av följande två åtgärder för att möjliggöra detta.

1. Ställ krav på ö-driftsförmågor

Systemoperatörer av transmissionsnät och distributionsnät har i dag inget uttalat ansvar att ha ö-driftsförmågor kontrakterade på en viss andel av topplasten i respektive elnät. Det måste ändras. Sådant åläggande skulle kunna införas genom att Svenska kraftnät får ett särskilt samordningsansvar inskrivet i sin instruktion. Svenska kraftnät kan därefter som ett komplement till den befintliga strategiska reserven, genom nätkoden för nöddrift och återuppbyggnad och genom egna föreskrifter för elberedskap, dels säkra ö-driftsförmågor i transmissionsnätet och dels ställa krav på systemoperatörer av distributionsnät och då kanske främst de som ansluter till transmissionsnätet.

Hur mycket ö-driftsförmåga som behövs bör analyseras särskilt och bestämmas gemensamt med Energimyndig-

heten som sektorsansvarig för energiberedskap och Sveriges sex civilområden. Kostnaden för ö-driftsförmågor i form av gasturbiner eller produktionsanläggningar som kan köras i kondensdrift kan enligt Energimarknadsinspektionen tas ut genom respektive nätägares tariff, vilket Uniper tycker är bra.

2. Inför en teknikneutral intäktsramsreglering som stimulerar nya åtgärder

Vi menar att regleringen av nätföretagens intäktsramar bör ha fokus på incitament för åtgärder som skapar största möjliga nytta på elsystemnivå och inte bara för elnätet. Denna reglering bör därför revideras för att bryta elnätsägarens fokus på att investera i mer elnät och i stället fokusera på att optimera totala kostnader för elsystemet.

Sådana intäktsramar skulle skapa incitament för elnätsföretagen att använda flexibla produktionsresurser, såsom gasturbiner eller kraftvärmeverk i kombination med batterier, för att kunna ansluta större effektuttag utan nätinvesteringar. Liknande tankar på att lösa nätredundans med flexibla resurser fanns i Svenska kraftnäts tidigare pilot för kapacitetsåtgärd i Västra Götaland i väntan på nätutbyggnad. Denna pilot har nu avslutats men Uniper ser gärna att denna arbetsmodell används igen efter beaktande av lärdomar från piloten. Uniper menar att investeringar i flexibla produktionsresurser totalt sett kan vara mer samhällsekonomiskt effektiva än nätutbyggnad och borde därför främjas i större omfattning istället för nätutbyggnad.

Konsekvenser och möjligheter av förslagen

Uniper tror att förslagen kan göra så att det går snabbare att ansluta större effektuttag där det behövs i jämförelse med nätutbyggnad som tar förhållandevis lång tid. Vi menar att förslagen också minskar den administrativa bördan eftersom vi föreslår att samma aktör, det vill säga elnätsägare, hanterar kontrakten för både ö-drift respektive N-1-redundans⁴.

⁴ Ett elnät designat med N-1-redundans kommer fungera även om en av dess komponenter faller ifrån.

⁵ Transmissionsnät och distributionsnät på högre spänningsnivåer (ofta kallade regionnät) är maskade elnät. De designas med N-1-redundans där elen kan transporteras till samma punkt från flera håll.

Dessa förslag behöver analyseras i mer detalj, inte minst i relation till vad som betraktas som statsstöd, men oaktat detta bör någon form av villkor om återkrav införas för att säkerställa att överkompensation går tillbaka till elnätsägaren och dess nätkunder.

Uniper bedömer att det kostar cirka 400 000–700 000 kr per MW och år att uppgradera maskade elnät⁵. Nya gasturbiner kostar ungefär 800 000 kr per MW och år. Om de kombineras med batterier blir kostnaden cirka 1 000 000 kr per MW och år. Eftersom elsystemet behöver både öka kapaciteten i elnäten och förbättra resurstillräckligheten kommer det samhällsekonomiskt fördelaktigt att satsa på gasturbiner tillsammans med batterier.

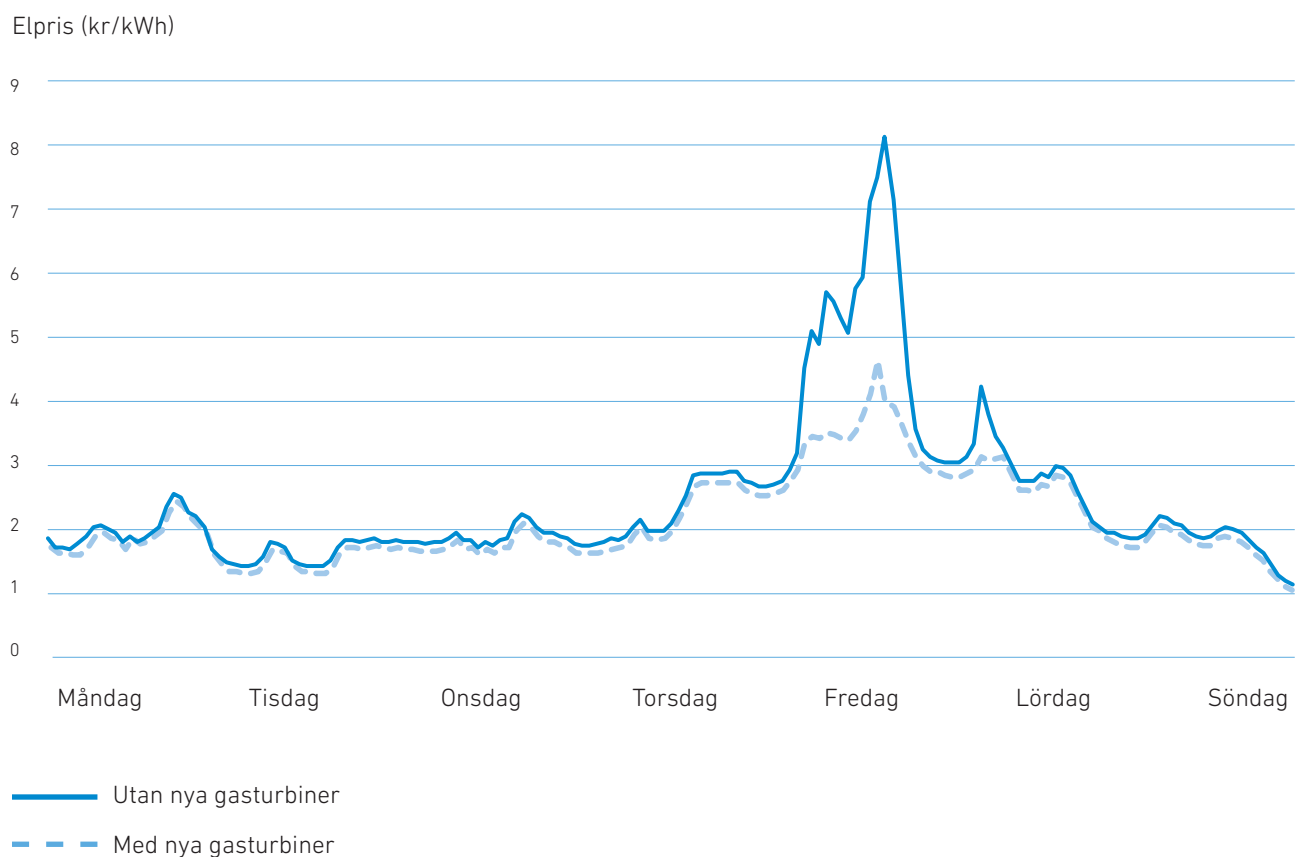
Uniper uppskattar att det svenska elsystemet kommer att behöva minst 3 GW ny flexibel elproduktion till 2035, utöver säkrad drift av de resurser som finns i dag. Om

man antar att dessa nya elproduktionsresurser även bidrar till utökad nätkapacitet motsvarande en efterfrågeökning om 3 GW, blir samhällsbesparingen av att välja flexibla resurser 0,6–1,5 miljarder kronor per år. Om även existerande kraftvärmeverk kombineras med batterier för att möjliggöra ökad anslutning av efterfrågan kan samhällsbesparingen bli ännu större.

Förslaget ger även kraftigt förbättrade förmågor för ö-drift utan betydande merkostnad då kontrakterade kraftverk även används för andra ändamål. De batterier som skulle tillkomma vid gasturbiner och kraftvärmeverk skulle också bidra med frekvensreglering vid ö-drift.

Mer flexibel elproduktion i form av gasturbiner med fossilfritt bränsle kommer även leda till minskade elpristoppar, se Figur 4. Det gör att dessa produktionsresurser även bidrar till att skapa bättre förutsättningar för elanvändare och elproducenter att mötas för avtal om prissäkring.

Figur 4: Lägre elpristoppar vecka 3 år 2035 med ett utmanande väderår (1985) med och utan nya gasturbiner



Åtgärdsområde 2: Säkerställ långsiktiga marknader för elproduktion och elanvändning

Problembeskrivning

Riskerna på dagens elmarknad är stora, vilket diskuteras mer ingående i tidigare kapitel. Avsaknaden av tillräckliga långsiktiga marknader för prissäkring hämmar därför investeringar både i elanvändning och elproduktion. På befintliga marknadsplatser kan prissäkringskontrakt handlas de närmaste åren, men där minskar antalet bud och volym drastiskt efter tre år. Ett alternativ är att elanvändare och elproducenter tecknar bilaterala kontrakt i form av elköpsavtal. Elanvändare vill sällan ha längre löptider än fem år samtidigt som elproducenter önskar löptider på över 10 år för att möjliggöra investeringar i ny produktion.

Ofullständiga marknader betyder att långsiktiga pris-, volym-, profil- och kreditrisker inte fullt ut kan säkras genom befintliga terminer och finansiella instrument, särskilt inte på horisonter över 10–15 år. Informations- och värderingsasymmetrier betyder att det finns en brist på transparent prisinformation för långa löptider, vilket försvårar förhandlingar och höjer kapitalkostnader. Mindre företag och nya aktörer som vill investera i nya industrietableringar har ofta dålig kreditvärdighet, vilket gör att kreditrisker ökar och att köpare tvekar inför att ingå långsiktiga avtal med sådana motparter.

Dessa problem riskerar att leda till att investeringar i ny och drifttidsförlängd elproduktion uteblir eller börjar planeras först när elpriset har ökat rejält, samt att elanvändare inte kan prissäkra sig i den utsträckning som skapar tillräcklig förutsägbarhet.

Lösningsförslag

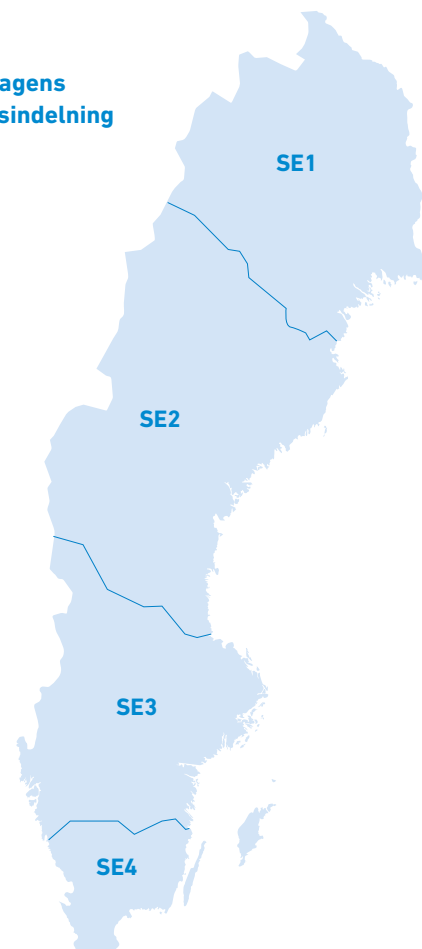
Mot bakgrund av dessa utmaningar ser vi ett behov av fyra åtgärder, vilka skulle förbättra marknadsförutsättningarna och matchningen mellan elproduktion och elanvändning.

1. Större möjligheter för elanvändare och elproducenter att mötas

Att säkerställa stabilitet på marknaden samt tydliga och förutsägbara investeringssignaler är avgörande för att möjliggöra energiomställningen. Den svenska elområdesindelningen som genomfördes 2011 minskade drastiskt likviditeten på elmarknaden då antalet användare och producenter inom varje elområde blev färre än när hela Sverige var ett område. För att återigen öka likviditeten

och främja effektiva investeringar bör därför en stegvis sammanslagning av de svenska elområdena genomföras i takt med att överföringsförmågan förbättras. I dagsläget gör vi bedömningen att exempelvis en minskning från fyra till två elområden skulle kunna vara en rimlig förändring. En sådan sammanslagning måste göras med tillräcklig framförhållning och i samråd med berörda aktörer för att upprätthålla marknadsstabiliteten eftersom oron för att det genomförs plötsliga och genomgripande förändringar av marknadens utformning riskerar undergräva förtroendet för marknaden, möjligheterna till risk-säkring och incitament till investeringar. Att Svenska kraftnät nu ska analysera vilken elområdesindelning som är mest lämplig för de kommande fem till tio åren är därför välkommet. Utöver en minskning av antalet elområden bör Svenska kraftnät öka auktionen av prissäkringskontrakt mellan elområden i volym, tid och frekvens.

Figur 5: Dagens elområdesindelning



2. Offentliga upphandlingar som skapar långsiktiga prispreferenser

Staten bör samordna återkommande upphandlingar av standardiserade elköpsavtal med löptider om 15 år för delar av offentlig sektors egna behov på runt 20 TWh per år. Syftet är att skapa trovärdiga och publika prispreferenser för 15 till 20 år framåt i tiden. Upphandlingarna bör inte avse leverans under de första fem åren för att minska undanträngningseffekter av befintliga marknader.

3. Statliga kreditgarantier skapar bättre förutsättning för privata elköpsavtal

Staten bör införa kreditgarantier för elköpsavtal mellan privata aktörer. Garantierna bör vara tekniskt neutrala och utformade så att de sänker riskkostnader. Som motprestation kan anonymiserad pris- och kontraktsinformation publiceras för ökad transparens. Någon form av möjlighet till riskjustering för staten bör finnas.

4. Finansiella marginalkontrakt förbättrar för investeringar i elproduktion

Staten bör undersöka hur statliga stöd i form av dubbelsidigt marginalkontrakt kan införas för ny och drifttidsförlängd elproduktion. Marginalkontrakten bör vara rent finansiella för att inte påverka prisbildningen på spotmarknaden och gälla under förslagsvis 15 år med start fem år efter färdigställande av projektet. För att säkra ett marginalkontrakt bör krav ställas på att elproducenten har tecknat elköpsavtal med privata aktörer på minst

fem år för att på så sätt styra mot investeringar som marknaden efterfrågar. Lösenpriset bör baseras på prispreferensen från den offentliga upphandlingen (enligt förslag ovan) med en justering utifrån varje produktionsteknologis systemvärde. På så vis blir marginalkontrakten mer en riskreduktion än en subvention.

Konsekvenser och möjligheter av förslag

Tillsammans adresserar dessa förslag de strukturella utmaningar som finns på dagens elmarknad. De kompletterar kortsiktiga marknader med långsiktiga ramverk som förbättrar riskallokering, sänker kapitalkostnader och stärker investeringsincitament. Förslagen ger bättre investeringsmöjligheter i både ny elproduktion och ny elanvändning utan att staten tar på sig stora kostnader för direkta subventioner samt ger befintlig industri möjlighet till mer förutsägbara kostnader.

Det bör noteras att kreditgarantier och långa avtal innebär att staten tar på sig större ekonomiska risker. Förslagen bör därför innehålla möjligheter för staten att justera dessa risker. Sammantaget anser vi dock att dessa risker är små i jämfört med ett alternativ där staten i stor grad subventionerar vissa kraftslag för att göra dem konkurrenskraftiga.

Bättre marknader för prissäkringar kommer även ge elhandlare bättre möjligheter att säkra elpriset för konsumenter. Eventuella krav på elhandlare gällande elavtal med prissäkring blir därmed inte lika betungande.



Åtgärdsområde 3: Säkerställ att datacenter driver energiomställningen

Problembeskrivning

Vid en kraftig ökning av elbehovet behöver ny elproduktion i allt större grad komma från fler kraftslag än landbaserad vindkraft, troligtvis främst ny kärnkraft och havsbaserad vindkraft. För att dessa kraftslag ska bli konkurrenskraftiga kommer de behöva statliga stöd och andra åtgärder för att skapa läroeffekter som gör att investeringskostnader succesivt reduceras. För ny kärnkraft behövs enligt vissa bedömningar över 10 GW byggas av samma reaktortyp innan investeringskostnaden kommer ned till en nivå som motsvarar framtida förväntade elprisnivåer. De omfattande stödåtgärder som skulle krävas för att uppnå sådana läroeffekter riskerar att tränga undan existerande elproduktion vilket potentiellt ökar behovet av ännu mer ny elproduktion på sikt.

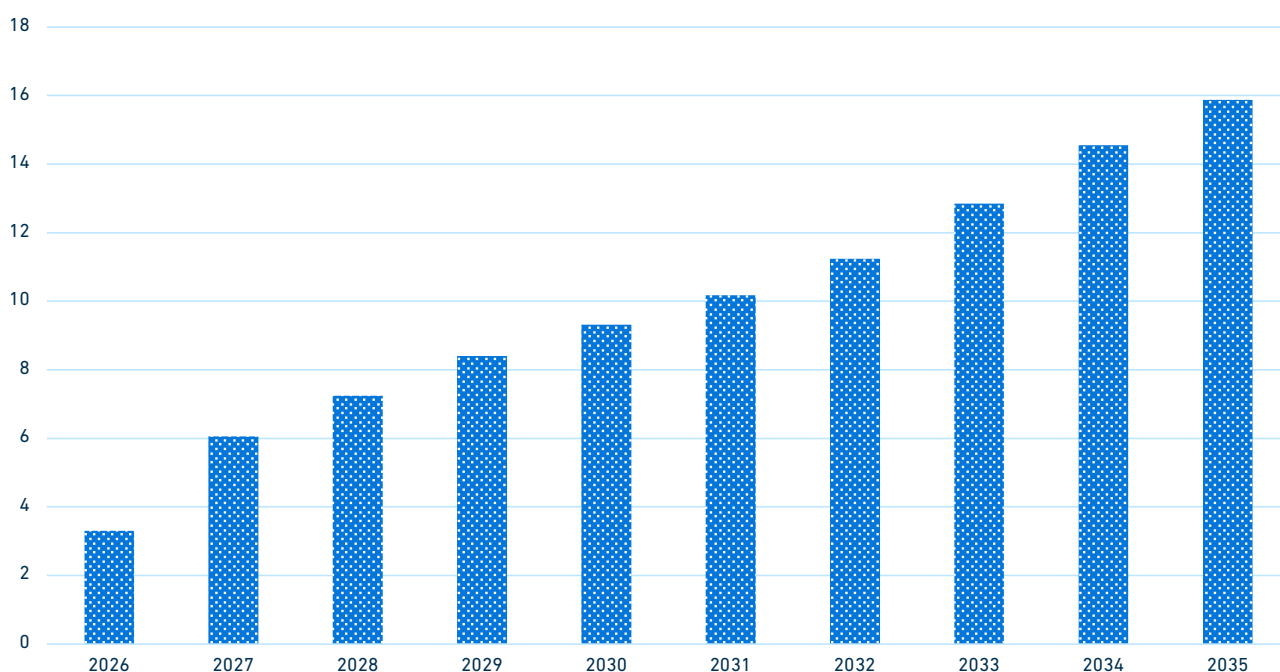
För att säkra Sveriges konkurrenskraft och teknologiska suveränitet genom digitalisering och AI-utveckling krävs investeringar i datacenter, med en möjlig utveckling av

elanvändningen såsom i Figur 6. Jämfört med andra industriinvesteringar kan framväxten av datacenter ske relativt snabbt och riskerar därigenom leda till att det tar allt längre tid att utöka nätkapaciteten om tillståndprocesser och nätägarnas verktyg inte förbättras. Historiskt sett har datacenteraktörer varit drivande i att teckna elköpsavtal, ofta med krav på vissa mängder ny fossilfri elproduktion. Likväl finns en risk för att utbyggnaden av ny elproduktion inte kommer på plats i samma takt som efterfrågan, vilket kan leda till att konkurrenskraften hos övrig energiintensiv industri påverkas negativt.

I USA har det på senare tid börjat ställas krav på att datacenter ska bidra till ny elproduktion i samband med etableringar. Detta har lett till en utveckling där datacenter etablerar egna storskaliga kraftverk, ofta gasturbiner som eldas med naturgas. Detta riskerar att leda till ökade fossila utsläpp och en utveckling som är svår att förena med klimat- och energipolitiska mål.

Figur 6: En möjlig utveckling av elanvändning för datacentersektorn fram till 2035

Elanvändning (TWh)



Av den svenska regeringens AI-strategi framgår att utbyggnaden behöver beakta tillgången till elnät och elproduktion. För att möjliggöra en effektivare utbyggnad menar regeringen att det behövs en stärkt samordning och samarbete mellan berörda aktörer om anläggningarnas placering, samt balans i producerad och förbrukad energi. Därför har Energimyndigheten och Svenska kraftnät fått uppdrag som kopplar an till detta.

På den europeiska nivån har EU-kommissionen presenterat kompletterande förslag till hållbarhetskriterier för datacenter. Dessa inkluderar förutom krav på värmeåtervinning även krav på tidsmässig och geografisk matchning av ny elproduktion, med fokus på fossilfri elproduktion. Liknande krav är även på väg att införas som en del av standardiserad rapportering av klimatutsläpp.

Lösningförslag

Utifrån dessa utmaningar föreslår Uniper åtgärder som syftar till att möta en kraftigt ökande efterfrågan på el till följd av etablering av datacenter och samtidigt bidra till att göra fler teknologier konkurrenskraftiga.

1. Incitament för datacenteraktörer att stödja utvecklingen av fossilfri elproduktion

Tendensen på internationell nivå och på EU-nivå är tydlig där allt fler ramverk ställer krav på att datacenter måste matcha efterfrågan med utbyggnad av ny förnybar elproduktion. Uniper anser att sådana krav i så fall också måste inkludera kärnkraft samt drifttidsförlängning av existerande fossilfri elproduktion.

Vi tror också på att nyttja kraften i utvecklingen av datacenter för att skapa läroeffekter för de kraftslag som inte är konkurrenskraftiga i dag. Ett möjligt incitament skulle kunna vara att datacenter erbjuds lägre energiskatt på el, under förutsättning att de uppfyller tydliga motprestationer i form av investeringar i eller långsiktiga åtaganden kopplade till ny fossilfri elproduktion. Vissa incitament för att bidra till drifttidsförlängning av fossilfri elproduktion bör också finnas.

Andra möjliga incitament skulle kunna vara att datacenter ges högre prioritet i den fysiska planeringen, exempelvis genom snabbare planprocesser eller

tydligare nationell samordning kring lokalisering, samtidigt som kopplingen till fossilfri elproduktion säkerställs.

Konsekvenser och möjligheter av förslagen

Genom riktade incitament kan en större del av ansvaret för elsystemets utveckling flyttas från staten till marknadsaktörerna, utan att Sverige tappar sin konkurrenskraft som investeringsland. Investeringar i ny elproduktion som sker mer i takt med ökad elanvändning för datacenter minskar samtidigt risken att elpriset ökar kraftigt och skyddar därmed övrig industri. En modellering av Quantified Carbon visar att om inte ny elproduktion byggs ut kan elpriset öka med i snitt 8 öre per kWh vid 2035. Vi ser också framför oss en utveckling där datacenteraktörer möjliggör investeringar som främjar kraftslag och teknologier som inte är konkurrenskraftiga i dag. Sverige får på så vis bättre förutsättningar att möta eventuellt kraftiga ökning av efterfrågan på el.

Uniper tror också att riktade incitament kan stärka nätkapaciteten genom bättre geografisk samordning mellan elanvändning och elproduktion, särskilt som ett resultat av investeringar i ny kärnkraft. På sikt möjliggör detta större och snabbare anslutningar av datacenter och övrig industri, samtidigt som elsystemets robusthet och klimatprestanda säkras.

Att även främja drifttidsförlängning av befintlig fossilfri elproduktion bidrar till ett mer kostnadseffektivt elsystem med mindre behov av stöd till nybyggd produktion. Detta reducerar risken för att hela elmarknaden blir beroende av långsiktiga statliga stöd. Om energiskatten på el till datacenter sänks innebär det visserligen ett betydande skattebortfall, men denna intäktsförlust menar Uniper ska ställas i förhållande till omfattningen av de annars nödvändiga alternativa kostnaderna i form av riktade statsstöd för enskilda kraftslag. Man bör även beakta möjliga ökade skatteintäkter kopplade till etableringar av ny elproduktion.

Uniper ser också en möjlighet att använda datacenters reservkraft på elmarknaden. På så vis skulle dessa anläggningar även kunna bidra till att stärka elsystemets resurstillräcklighet.

Frågor gällande rapporten hänvisas till:

ola.soler@swe.uniper.energy

johan.adamsson@swe.uniper.energy

gustav.gidenstam@swe.uniper.energy