

2026-09-11

ÖRESUNDS
KRAFT

Nätutvecklingsplan 2027–2036

Öresundskraft Elnät AB



Innehållsförteckning

1	Uppgifter om företaget och företags elnät	2
2	Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet	6
2.1	Behov av överföringskapacitet i elnätet	8
2.2	Redogörelse för ökning och minskning av behov av överföringskapacitet	14
2.3	Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen.....	16
2.4	Planerade investeringar och alternativa lösningar	21
2.4.1	Planerade investeringar	23
2.4.2	Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser	25
2.4.2.1	Redogörelse för olika typer av åtgärder inklusive omfattning av behovet av åtgärderna.....	29
2.5	Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet.....	30
2.6	Om planerade åtgärderna möter behovet för överföringskapacitet	34
3	Samråd	36
	Bilaga 1: Samrådsredogörelse	38
	Bilaga 2: Förväntat effektbehov år 2027–2036	39

Begreppslista

Abonnemang - Den avtalade effekt som får tas ut från eller matas in i elnätet av en elnätskund som inte begränsas av säkringsstorlek. Gäller för större elnätskunder och mellan elnätsföretag.

Anläggningsdel - Komponent i nätet, exempelvis luftledning, markkabel eller transformator.

Anslutningsprocess - Process med fördefinierade steg som inleds när en anslutningsförfrågan inkommer. Beroende på anslutningens storlek och kapacitetsläget i nätet varierar omfattningen av utredningar inför offert och åtgärder i elnätet efter beställning.

Baseline - Nulägesbild av användningen av elnätet baserat på nuvarande kunders produktion och konsumtion. Grundas på historiska mätdata.

Effektprofil - Ett mönster eller en kurva som visar hur effektuttaget eller effektinmatningen varierar över en viss tidsperiod, till exempel över dygnet.

Effektprognos - Prognos för det framtida behovet av överföringskapacitet för uttag och inmatning, baserat på förväntat tillkommande effektbehov och baseline.

Ei - Energimarknadsinspektionen – myndighet som bland annat reglerar elnätsföretagens verksamhet och övervakar elmarknaderna.

Flexibelt avtal - Elnätsavtal som utgör en flexibilitetslösning och möjliggör att nätföretaget kan begränsa kundens uttag eller inmatning för att hantera överbelastning i elnätet.

Fördelningsstation - Nod i nätet med utrustning för att transformera och fördela el till olika områden. Avser stationer i regionnätet (≥ 30 kV) och stationer med omvandling mellan 20 och 10 kV. Se även nätstation.

Inmatning - El som matas in i elnätet.

Intäktsram - Samlade intäkter som ett elnätsföretag högst får ta ut från nätverksamheten under en tillsynsperiod – beslutas av Ei.

kV - Kilovolt (tusen volt) – enhet för elektrisk spänning.

Ledning - Samlingsbegrepp för luftledningar och kablar.

Linjekoncession - Nätkoncession för linje – tillstånd att bygga och driva en bestämd elledning, oftast en högspänningsledning, i regionnätet.

Lokalnätskoncession - Nätkoncession för område (områdeskoncession) – tillstånd att bedriva elnätsverksamhet inom ett geografiskt område som ger ett elnätsföretag ensamrätt att bygga och driva det lokala elnätet.

Maskat elnät - Elnät med flera matningsvägar per punkt.

MW - Megawatt (en miljon watt eller tusen kilowatt) – enhet för effekt.

MWh - Megawattimme (en miljon wattimmar eller tusen kilowattimmar) – enhet för att mäta energi.

N-1-kriteriet - N minus 1 – princip som innebär att ett elnät i normalläge (N) kan hantera oplanerat bortfall av en (1) huvudkomponent.

Nedreglering - Åtgärder som minskar tillförseln av effekt till systemet. Exempelvis genom att elproducenter eller energilager minskar sin inmatning till elnätet, eller att elkonsumenter ökar sin elanvändning vid tidpunkter av överskott av produktion i förhållande till konsumtion i elsystemet.

Nettolast - Den sammanlagrade effekten av konsumtion och produktion i en punkt i nätet.

Nyinvestering - Investering i nätutbyggnad där nya anläggningar tillkommer. Se även reinvestering.

Nätstation - Nod i nätet med utrustning för att omvandla och fördela elektricitet till olika områden. Avser station i lokalnätet (<30kV) förutom stationer med omvandling mellan 20 och 10 kV. Se även fördelningsstation.

Observerbarhet - Förmåga att bevaka och analysera elnätets tillstånd i realtid, genom bland annat mätdata från olika delar av elnätet.

Punkt - Plats eller anläggningsdel i nätet.

Radiellt elnät - Elnät med en matningsväg per punkt.

Reinvestering - Investering i nätet där befintliga anläggningsdelar ersätts och vid behov förstärks.

SAIDI - Ett mätvärde som motsvarar genomsnittlig avbrottstid i minuter per kund och år.

Tillkommande effektbehov - Behov av överföringskapacitet för uttag eller inmatning som förväntas tillkomma från befintliga eller nya kunder utöver nuvarande behov (baseline).

Uppreglering - Åtgärder som ökar tillförseln av effekt till elsystemet. Exempelvis genom att elproducenter eller energilager ökar sin inmatning till elnätet, eller att elkonsumenter minskar sin elanvändning vid tidpunkter av underskott av produktion i förhållande till konsumtion i elsystemet.

Uttag - El som matas ut från elnätet.

Villkorat avtal - Anslutningsavtal som utgör en flexibilitetslösning och möjliggör att nätföretaget kan begränsa kundens uttag eller inmatning för att hantera överbelastning i elnätet. Avtalsformen kan användas under begränsad tid för att möjliggöra snabbare anslutning tills kapacitetsbrist har avhjälpats.

Överföringskapacitet - Elnätets förmåga att överföra el mellan olika delar av systemet utan att orsaka överbelastning eller andra tekniska begränsningar.

1 Uppgifter om företaget och företagets elnät.

I Energimarknadsinspektionens (Ei) föreskrifter om nätutvecklingsplaner, [EIFS 2024:1](#) samt [EIFS 2026:4](#), ställs krav på alla distributionsnätsföretag att ta fram, offentliggöra och lämna in en nätutvecklingsplan till Ei.

Detta dokument följer Ei:s mall för inrapportering av nätutvecklingsplan i [Nätutvecklingsplaner - vägledning EIFS 2024:1 och 2026:4 - Energimarknadsinspektionen](#).

Uppgifter om företaget

Denna nätutvecklingsplan är framtagen av Öresundskraft Elnät AB, i rapporten benämnd till Öresundskraft, och avser Öresundskraft lokalnät REL03045 och regionnät RER03051. För uppgifter om Öresundskraft, se Tabell 1.

Tabell 1. Uppgifter om företaget.

Uppgifter om företaget	
Uppgifter	
Företagsnamn	Öresundskraft Elnät AB
Organisationsnummer	559443–4036
Kontaktperson(er)	Avdelning Nätstrategi och Affär
E-post	natutvecklingsplan@oresundskraft.se
Telefonnummer	042-490 32 00 (växel)
Länk till information om nätutvecklingsplan och samråd	https://oresundskraft.se/natutvecklingsplan/
Bilagor	Bilaga 1. Samrådsredogörelse Bilaga 2. Förväntat effektbehov år 2027–2036.

Öresundskraft Elnät AB är en del av koncernen Öresundskraft AB. Öresundskraft AB är ett energibolag i nordvästra Skåne som ägs av Helsingborgs stad och producerar, distribuerar och säljer el, fjärrvärme, fjärrkyla, gas samt relaterade tjänster. Öresundskraft AB är även delägare i bolag som arbetar med stadsnät och energihandel.

2023 hade Öresundskraft AB ca 125 000 kunder och levererade 2 159 GWh energi med hjälp av ca 400 medarbetare. Under samma år hade Öresundskraft Elnät AB ca 90 000 kunder och levererade 1 895 GWh.



Uppgifter om företagets elnät

Öresundskraft har områdeskoncession i totalt åtta kommuner där majoriteten sett till antalet av kunderna finns i Helsingborg, Ängelholm, Bjuv och Åstorp. I de övriga kommunerna Laholm, Svalöv, Båstad och Landskrona finns endast ett fåtal kunder. Utöver dessa kommuner med områdeskoncession har Öresundskraft även en regionnätledning med linjekoncession, kallad SKH, som försörjer Höganäs energi.

Öresundskraft Elnät AB har ett tydligt och långsiktigt fokus på leveranssäkerhet vid både planering och drift av elnätet. Genom att aktivt arbeta med förebyggande underhåll, investeringar i modern teknik och kontinuerlig övervakning av nätets tillstånd säkerställs att avbrottstiderna hålls på en mycket låg nivå. Detta arbete återspeglas i att Öresundskraft har det tredje lägsta SAIDI-värde bland de 15 största elnätsbolagen enligt Ei:s rapport "Leveranssäkerhet i Sveriges elnät 2024 - Statistik och analys av elavbrott" ([Ei R2025:17](#)) från 2025. I rapporten framgår att Öresundskraft Elnät AB:s SAIDI för lokalnät under 2024 var 14,81 minuter, vilket kan jämföras med Sveriges genomsnitt på 63 minuter. För år 2025 var Öresundskraft Elnät AB:s SAIDI 15,04 minuter.

Öresundskraft har idag sex abonnemangspunkter som samtliga är kopplade till E.ON med varierande spänningsnivåer och abonnemangsgränser.

Delområde Ängelholm Östra

Längst i norr finns ett abonnemang på 145 kV med transformering till 12 och 24 kV, vilket benämns Ängelholm Östra, som försörjer de centrala delarna av Ängelholm. Med hjälp av ett 24 kV system nås härifrån även Munka Ljungby, Barkåkra och Hjärnarp där transformering till 12 kV sker.

Delområde Ängelholm Södra

De södra delarna av Ängelholm försörjs av ett radiellt abonnemang på 50 kV som transformeras ned till 12 kV. Reservmatning sker internt med 24 kV via Ängelholms norra system.

Delområde Åstorp och SKH

För SKH-linjen finns ett abonnemang på 145kV. På denna linje är Åstorp och Hyllinge kopplade. I Åstorp sker transformering till 24 och 6 kV och i Hyllinge till 12 kV. Med 24 kV försörjs sedan Kattarp där transformering till 6 kV sker. SKH-linjen sträcker sig från Åstorp ut till Höganäs där två kunder finns, Höganäs Energi med 145 kV och Höganäs AB med 50 kV. Här finns även en vindkraftpark, kallad Västraby vindkraftpark, som är kopplad till SKH.

Delområde Bjuv

För Bjuvs kommun finns ett abonnemang på 50 kV, där 50 kV-nätet försörjer Bjuv, Billesholm och Ekeby där transformering till 12 kV sker.

Delområde Mörrarp

Delområdet Mörrarp ligger inom Helsingborg kommun och försörjs av ett mindre 12 kV abonnemang.

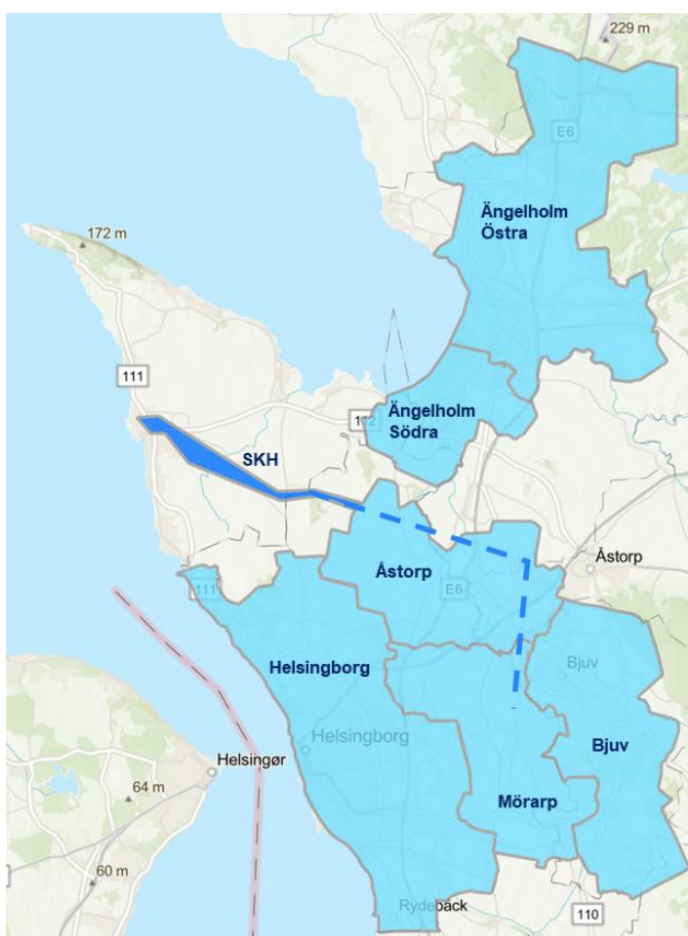
Delområde Helsingborg

Helsingborgs kommun har två abonnemangspunkter; ett abonnemang på 145 kV, fördelat på två geografiskt skilda punkter med ett maskat 145 kV nät emellan, samt ett 50 kV abonnemang i södra delarna. Från de två respektive abonnemangspunkterna distribueras sedan 6, 12 respektive 24 kV spänning.

Karta över området där företaget bedriver nätverksamhet

Öresundskrafts elnät sträcker sig enligt Figur 1 nedan. För nätutvecklingsplanens syfte har elnätet delats in i sex delområden vilka följer de abonnemangsområden mot överliggande elnätägare som tidigare presenterats. Dessa delområden är Helsingborg, Mörap, Bjuv, Åstorp och SKH, Ängelholm södra samt Ängelholm Östra. Utöver detta illustreras även regionnätsslingan ut mot Höganäs, i rapporten kallad SKH.

Delområdena överensstämmer inte exakt med kommungränserna, en del överlapp respektive avsteg förekommer.



Figur 1 Karta över Öresundskraft elnäts delområden.

2 Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet.



Öresundskrafts elnät ligger i Öresundsregionen som är en expansiv region. De faktorer som i första hand väntas påverka behovet av överföringskapacitet är elektrifieringen av transportsektorn samt tillväxt av både befolkning och nyetableringar. Inom Öresundskrafts elnät finns också större industrier som väntas ställa om verksamheten till att bli mer elintensiv vilket kommer öka behovet av överföringskapacitet.

Den främsta drivkraften till prognosarbetet är nätplaneringsprocessen, där prognoserna används för att identifiera framtida utmaningar och behov i Öresundskrafts elnät. Prognoserna används också till abonnemangssättning mot överliggande elnätsägare samt för att bedöma behovet av flexibilitetstjänster.

Prognosarbetet sker löpande under året där externt underlag inhämtas såsom kommunernas planer tillsammans med interna underlag såsom pågående anslutningsärenden. Vid behov görs prognosuppdateringar, bland annat inför abonnemangsdiskussionerna med överliggande elnätsägare.

I Tabell 2 redovisas Öresundskrafts förväntade effektprognos för behovet av överföringskapacitet enligt den redovisade metoden i nätutvecklingsplanen samt utifrån Energimarknadsinspektionens föreskrifter. Prognosen för varje delområde uppdelat per kategori finns i Bilaga 1. Förväntad utveckling över behov av överföringskapacitet. Metoden som använts för att beräkna förväntade behovet av överföringskapacitet följer i avsnitt 2.1 [Behov av överföringskapacitet i elnätet](#).

Tabell 2 Prognos över det förväntade behovet av överföringskapacitet i elnätet uppdelat per delområde 2027–2036 (MW).

Prognosen anges per delområde i MW						
Delområde	Helsingborg	Åstorp och SKH	Bjuv	Ängelholm Östra	Ängelholm Södra	Mörarp
2027	219,1	114,5	51,0	59,5	13,4	10,4
2028	226,9	115,7	51,7	60,5	13,7	10,7
2029	236,5	118,0	52,5	61,4	14,1	10,9
2030	243,5	122,2	53,3	62,5	14,4	11,2
2031	250,8	125,4	54,1	64,6	14,8	11,4
2032	257,7	127,6	55,0	65,8	15,1	11,7
2033	264,7	127,8	55,9	67,0	15,5	12,0
2034	272,4	129,1	56,8	68,2	15,9	12,3
2035	279,7	129,4	57,7	69,5	16,3	12,6
2036	287,5	130,6	58,7	70,8	16,7	12,8

2.1 Behov av överföringskapacitet i elnätet.

I denna nätutvecklingsplan syftar begreppet effektprognos till en uppskattning av framtida effektbehov i Öresundskrafts nät. Syftet med prognosen är att åskådliggöra framtida behov av åtgärder för att hantera tillkommande effekt. Öresundskraft använder i huvudsak den prognosmodell som beskrivs i Effektprognoser för lokalnät – [Effektprognos – en lathund för lokalnät](#) som Öresundskraft tillsammans med andra elnätsbolag har varit med att ta fram.

Effektprognosen utgår från ett temperaturjusterat startvärde per delområde som baseras på historiska mätvärden. Sedan adderas förväntade tillkommande effektbehovet till startvärdet för att få det totala effektbehovet enligt Figur 2.



Figur 2 Modell för prognoser.

Öresundskraft arbetar också med prognoser specifikt för produktionsanläggningar, men dessa prognoser kommer inte att redovisas separat i nätutvecklingsplanen då uttag framöver väntas vara dimensionerande för överföringskapacitet i det egna elnätet för alla delområden.

Generellt är inte produktion begränsande, men större punktlaster som exempelvis solcellsparker kan innebära att inmatning på vissa ställen blir begränsande på högre spänningsnivåer. Även på lägre spänningsnivåer i elnätet kan produktion vara dimensionerande.

Antaganden

I arbetet med effektprognoser används många antaganden som i varierande grad påverkar utfallet. Öresundskraft strävar efter att använda branschgemensamma antaganden när sådana finns att tillgå. Exempelvis baseras antaganden om elektrifierad transport på underlag från Power Circle, medan antaganden om bostadsbyggande hämtas från kommunerna. Antaganden gällande sammanlagringseffekter har i huvudsak hämtats från "Effektprognos – en lathund för lokalnät" utgiven av Energiforsk.

Då det saknas vedertagna modeller för energieffektivisering görs i dagsläget inga antaganden i prognosarbetet om effekterna av energieffektivisering, varken den generella energieffektivisering som följer av exempelvis teknikutveckling eller den energieffektivisering som beror av utvecklingen av policy och regelverk som till exempel de Europeiska lagstiftningspaketen EPBD och EED. Detta är ett utvecklingsområde då det historiskt har visat sig att det skett en stor energieffektivisering.

Planer från region Skåne och länsstyrelsen Skåne

Öresundskraft deltar i flera gemensamma initiativ tillsammans med andra skånska nätbolag och Region Skåne med mål om att gemensamt arbeta fram tydliga arbetssätt och enhetliga lösningar i diverse frågor. Ett av resultaten av dessa samarbeten är den metodik för effektprognoser som är beskrivet i avsnitt 2.1.



De underliggande metoderna har beaktats vid framtagandet av prognosen för nätutvecklingsplanen och vissa delresultat har även använts i den slutgiltiga prognosen.

Öresundskraft har tagit del av Länsstyrelsen Skånes klimat- och energistrategi för Skåne och tagit med den i en samlad bedömning. Klimat- och energistrategin har inte introducerat några nya insikter utöver vad som redan har beaktats, utan framför allt fungerat som en verifiering av antaganden.

Bostäder

Öresundskraft är aktiva i några av kommunernas energiarbete genom bland annat samarbete med Helsingborgs kommun i *Planer och Prognoser* där fokus har varit informationsutbyte för att förbättra energiberäkningar i översikts- och detaljplaner. Arbetet i denna grupp har också beaktats under framtagandet av nätutvecklingsplanen.

Öresundskraft har i arbetet med nätutvecklingsplanen varit i kontakt med kommunerna Helsingborg, Ängelholm, Bjuv och Åstorp. Öresundskraft har i samband med detta delat en mall som kommunerna ombetts att fylla i. Syftet med mallen är att samla in information om kommande projekt, deras storlek, när i tid dessa förväntas realiseras samt i vilket skede som projektet befinner sig i för tillfället. Svaren från kommunerna har främst fokuserat på nya bostäder.

Verksamhetsområden

För att bedöma utvecklingen för verksamheter inom service, tjänster och offentlig verksamhet, industri och jordbruk har Öresundskraft använt resultat från den prognosmodell som beskrivs i början av avsnittet. Metoden omfattar både nya verksamhetsområden och ändringar i effektuttag för befintliga verksamhetsområden. Modellen stödjer i dagsläget inte en uppdelning mellan nya och befintliga verksamhetsområden. Vad gäller industrins utveckling behöver bättre metoder och arbetssätt utvecklas för att bättre spegla en förväntad utveckling i prognosen. Detta då det ofta handlar om stora punktlaster som är svåra att prognostisera.



Anslutningsärenden

Ett anslutningsärende innebär att en kund inkommer med en förfrågan om att ansluta en ny anläggning eller genomföra en förändring i befintlig anläggning som påverkar effektbehovet för antingen uttag eller inmatning. Anslutningsärenden speglar framför allt utvecklingen i närtid på som mest ett till två års sikt. Anslutningsärenden inkluderas i prognosen när sannolikheten bedöms vara hög att kunden kommer att anslutas till elnätet, exempelvis om ett anslutningsavtal har signerats.

Den sammanlagda effekten för samtliga aktuella anslutningsärenden överstiger den kapacitet som finns i Öresundskrafts nuvarande elnät. Erfarenhetsmässigt förändras, senareläggs eller avbryts många projekt under processens gång. Vissa ärenden som inte har uppnått en tillräcklig mognadsgrad exkluderas därför från effektprognosen för att undvika att det framtida effektbehovet överskattas. Prognosen utgör därmed inte en summering av samtliga inkomna anslutningsförfrågningar, utan en avvägd bedömning av det framtida nätbehov som bedöms vara mest sannolikt.



Stora punktlaster

Stora punktlaster som solcellsparker, nya industrietableringar och storskaliga energilagringsanläggningar kan ha en stor påverkan på behovet av överföringskapacitet, men är svåra att prognostisera. Med stora punktlaster avses anläggningar större än 20 MW. Stora punktlaster tas i regel inte med i det förväntade scenariot, men om ett projekt bedöms ha en hög mognadsgrad och kommit långt i anslutningsprocessen kan det räknas med i effektprognosen.

Prognoser från storkunder

Öresundskraft har initierat ett arbete för att kartlägga framtida effektbehov hos större elnätskunder. Syftet med kartläggningen är att få en bättre förståelse för trender och behov hos de större kunderna i elnätet.

En enkät skickades ut under våren 2026 till Öresundskrafts storkunder, där de bland annat fick svara på frågor om de

planerar att utöka sina abonnemang samt om de planerar att installera i egna produktions- eller energilagringsanläggningar.

Enkätsvaren visar att flera storkunder planerar att investera i solcellsanläggningar eller energilager inom ett till fem år. Merparten av dessa investeringar väntas öka inmatningen till elnätet, medan ett fåtal främst bedöms minska effektuttaget under sommaren. Resultaten från enkäten har vägts in i det förväntade scenariot för överföringskapacitet.

Elektrifierad transport

Effektbehovet som uppstår till följd av elektrifiering av personbilar, lätta lastbilar och tunga lastbilar har beräknats utifrån branschgemensam metodik från bland annat Energiforsk. Data kring antal fordon i trafik, bränsletyp och befolkningsmängd har samlats in från bland annat SCB och Trafikanalys. Förväntade elektrifieringsgrader har hämtats från bland annat Power Circle. Slutligen har siffrorna räknats om till konsekvens för Öresundskraft elnäts respektive delområden bland annat genom tillämpning av schabloner för när i tid som laddning kommer ske. Elektrifiering av mindre delkategorier såsom arbetsmaskiner, tåg och flyg tas i dagsläget inte med i effektprognosen på grund av att brist på bra underlag och etablerad metodik.

Samarbete med andra nätbolag

Öresundskraft samarbetar både direkt och indirekt med andra elnätsbolag i prognosarbetet. Bland annat sker informationsutbyte kring pågående anslutningsärenden med angränsande elnätsägare E.ON och Höganäs Energi. Exempelvis delas effektprognoser mellan nätbolagen vid den årliga abonnemangsöversynen av uttags- och inmatningsabonnemang.

Öresundskraft deltar även i gemensamt arbete med andra elnätsbolag kring metoder, arbetssätt och verktyg för effektprognoser. Tillsammans med E.ON, Kraftringen, Region Skåne och RISE har Öresundskraft utvecklat [Effektprognoser.se](https://effektprognoser.se), ett kartverktyg som visar hur effektbehovet



förväntas utvecklas geografiskt. Öresundskraft är också aktiv i samarbeten inom Skånes Effektkommission, där övergripande elnätsfrågor diskuteras. Inför denna nätutvecklingsplan har Öresundskraft deltagit i en arbetsgrupp med andra nätbolag i Skåne, med målet att stärka harmoniseringen av nätutvecklingsplaner i regionen.

Långsiktig utveckling av det svenska energisystemet

Öresundskraft har beaktat den långsiktiga förväntade utvecklingen av det svenska energisystemet genom att granska flera centrala dokument och rapporter. Dessa inkluderar bland annat Svenska kraftnäts nätutvecklingsplan (2026–2035) och långsiktiga marknadsanalys (2024) samt Energimyndighetens långsiktiga scenarier över Sveriges energisystem (2025). Dokumenten har bidragit till att ge en bred översikt över möjliga utvecklingsvägar för energisystemet, även om de presenterar flera olika scenarier som indikerar betydande osäkerheter. Genom att ta del av dessa rapporter har Öresundskraft kunnat verifiera att den egna prognosen och bedömningarna ligger i linje med de övergripande trender och osäkerhetsfaktorer som identifierats nationellt och europeiskt. Sammantaget har denna information fungerat som ett komplement till vårt befintliga underlag.

2.2 Redogörelse för ökning och minskning av behov av överföringskapacitet.

Startvärdena för effektprognosen har beräknats enligt metodiken i avsnitt 2.1 och presenteras i Tabell 3 nedanför.

Startvärdet utgörs av de högst uppmätta timmedelvärdena från tre år tillbaka i tiden. Uppmätta timvärdena beräknas om till en glidande tredygnsmedeltemperatur som temperaturjusteras för att motsvara Svk:s definition av en tioårsvinter i SE4. För att beräkna startvärdena har uppmätt data från de tre senaste vintrarna använts. Vintrarna 2023/2024 och 2025/2026 var förhållandevis kalla med temperaturer under -10°C vid några tillfällen. Medan vintern 2024/2025 vara generellt något mildare och temperaturer under -10°C var mycket ovanligt.

Tabell 3 Startvärden för samtliga delområden.

Delområde	Startvärde [MW]
Helsingborg	199,7
Åstorp och SKH	113,5
Ängelholm Södra	11,8
Ängelholm Östra	56,0
Bjuv	48,3
Mörarp	9,1

I Tabell 4 har det förväntade effektbehovet beräknats för varje år från år 2027 fram till år 2036. Öresundskraft bedömer att behovet av överföringskapacitet kommer att öka kraftigt i samtliga delområden, främst till följd av elektrifieringen av transportsektorn. I vissa delområden bidrar även nyetableringar och omställningen av befintlig industri till ett ökat behov av överföringskapacitet. Samtidigt råder betydande osäkerhet kring omfattningen av denna utveckling.

Jämfört med startvärdena visar prognosen en förväntad ökning av behovet av överföringskapacitet på mellan 15,1 – 44,0 % beroende på delområde.

Tabell 4 Förändring av det förväntade behovet av överföringskapacitet per delområde till och med 2036 (%).

Prognosen anges per delområde i procent (%)						
Delområde	Helsingborg	Åstorp och SKH	Bjuv	Ängelholm Östra	Ängelholm Södra	Mörarp
2027	9,7%	0,8%	5,6%	6,3%	13,2%	14,8%
2028	13,6%	1,9%	7,1%	8,0%	16,1%	17,4%
2029	18,4%	3,9%	8,7%	9,7%	19,1%	20,1%
2030	21,9%	7,7%	10,4%	11,6%	22,1%	22,9%
2031	25,6%	10,5%	12,1%	15,4%	25,0%	25,7%
2032	29,1%	12,4%	13,9%	17,5%	27,8%	28,6%
2033	32,6%	12,6%	15,7%	19,6%	31,1%	31,6%
2034	36,4%	13,7%	17,6%	21,8%	34,4%	34,8%
2035	40,1%	14,0%	19,4%	24,1%	37,7%	37,9%
2036	44,0%	15,1%	21,4%	26,5%	41,1%	41,2%

2.3 Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen.

I följande avsnitt presenteras nuvarande kapacitetsläge i Öresundskrafts elnät och det förväntade framtida kapacitetsläget om inga nätinvesteringar realiserats under kommande tioårsperiod. Bedömningen baseras på den information som finns tillgänglig vid tidpunkten för analysen, vilket innebär att kapacitetsbedömningen kan komma att förändras över tid. Bedömningen har genomförts för respektive delområde och omfattar både uttag och inmatning.

Nuvarande kapacitetsbegränsningar

I dagsläget finns två betydande begränsningar i det egna elnätets överföringskapacitet. Den ena berör delar av Ängelholmsområdet och den andra delområdet Mörap. I delområdena Ängelholm Östra och Ängelholm Södra har omfattande exploatering medfört att möjligheterna att ansluta ytterligare kunder för närvarande är begränsade. Begränsningen för Ängelholm Östra påverkar endast delar av delområdet.

Utöver dessa kapacitetsutmaningar kan det på enskilda platser i lågspänningsnätet uppstå problem med förhöjda spänningsnivåer till följd av omfattande solcellsutbyggnad. Dessa begränsningar bedöms dock kunna hanteras genom nätförstärkningar inom ramen för områdeskoncession och inom skälig tid.

Mörap är för närvarande det enda delområde där kapaciteten begränsas av det överliggande elnätet. Området matas via ett 12 kV-abonnemang från överliggande nät, vilket i nuläget täcker effektbehovet för uttag. Möjligheten att ansluta ytterligare belastning i området bedöms däremot som begränsad.

Förväntade kapacitetsbegränsningar för den kommande tioårsperioden

För att bedöma framtida kapacitetsläget har Tabell 5 använts. Bedömningskriterierna har tagits fram i samarbete med Skånes Effektkommission. Varje delområde har bedömts utifrån sin förmåga att möta prognostiserade effektbehov samt eventuella ytterligare behov utöver prognosen.

Bedömningen i detta avsnitt baseras på elnätets nuvarande överföringsförmåga och beaktar inte planerade nätinvesteringar som syftar till att förbättra kapacitetssituationen. Analysen utgår således från att det prognostiserade effektbehovet tillkommer i det befintliga nätet utan hänsyn till framtida förstärkningsåtgärder. Öresundskraft planerar och har redan beslutat om flera kapacitetshöjande projekt under den kommande tioårsperioden. Detta avsnitt visar därför utfallet om dessa investeringar inte genomförs och kapacitetsbedömningen ska därmed ses som ett konservativt scenario.

För en samlad bedömning där även planerade investeringar och andra åtgärder beaktas, se avsnitt 2.6 Om planerade åtgärderna möter behovet för överföringskapacitet.

Tabell 5 Bedömningsmatris för kapacitetsläget i elnätet.

Kapacitetsläge A	Kapacitetsläge B	Kapacitetsläge C
Delområdet bedöms ha tillräcklig kapacitet för att möta den prognostiserade utvecklingen av överföringsbehovet.	Delområdet bedöms ha tillräcklig kapacitet för att möta den prognostiserade utvecklingen av överföringsbehovet.	Delområdet bedöms sakna tillräcklig kapacitet för att fullt ut möta den prognostiserade utvecklingen av överföringsbehovet.
Det finns goda förutsättningar att ansluta konsumtion och produktion utöver prognosen.	Kapaciteten bedöms vara tillräcklig för prognosen, men kapacitetsutrymmet utöver prognosen är begränsat.	Kapacitetshöjande åtgärder bedöms krävas för att möta det prognostiserade överföringsbehovet.
Bedömningen utgår från tillgänglig information vid tidpunkten för analysen. I det enskilda fallet krävs alltid en närmare utredning av anslutningsmöjligheterna. För anslutningar med påverkan på regionnätet genomförs normalt en särskild nätutredning.		

Om det prognostiserade effektbehovet för de kommande tio åren tillförs Öresundskrafts elnät utan att några nätförstärkningar genomförs uppstår kapacitetsbrist i delområdena Ängelholm Södra och Mörrarp. Dessa områden bedöms enligt kriterierna i Tabell 5 tillhöra kapacitetsläge C.

För Ängelholm Södra avser begränsningen uttag och beror på kapacitetsbrist i det egna nätet. De fördelningsstationer som försörjer området bedöms sakna tillräcklig ledig kapacitet för att hantera den prognostiserade effektökningen.

I Mörrarp är orsaken en begränsning i överliggande nät. Området matas via ett 12 kV-abonnemang, vilket begränsar den effekt som kan tillföras. Med hänsyn till nuvarande belastning och prognostiserad efterfrågan bedöms den tillgängliga kapaciteten inte vara tillräcklig för att fullt ut möta det framtida effektbehovet.

För uttag bedöms övriga delområden kunna hantera det prognostiserade effektbehovet utan ytterligare övergripande investeringar. Lokala flaskhalsar kan dock fortfarande behöva hanteras genom riktade åtgärder i det underliggande nätet. Om efterfrågan utvecklas starkare än prognostiserat finns även risk för framtida kapacitetsbegränsningar, varför dessa områden klassificeras som kapacitetsläge B.

Även delområdet Helsingborg bedöms ha ett begränsat kapacitetsutrymme utöver det prognostiserade behovet. Om efterfrågan utvecklas snabbare än förväntat kan ytterligare nätförstärkningar därför komma att krävas för att säkerställa fortsatt anslutningsmöjlighet.

För inmatning bedöms samtliga delområden ha tillräcklig kapacitet för att möta den prognostiserade inmatningen. Ängelholm Östra och Helsingborg bedöms dessutom ha ett betydande kapacitetsutrymme utöver prognosen och klassificeras därför som kapacitetsläge A. Resterande delområden klassificeras som kapacitetsläge B. Även om den prognostiserade inmatningen bedöms kunna hanteras finns en viss risk för kapacitetsbegränsningar vid anslutning av produktionsanläggningar som överstiger prognostiserade nivåer.

Tabell 6 Bedömning av kapacitetsläget utan nätinvesteringar.

Delområde	Bedömning Uttag	Bedömning Inmatning
Helsingborg	Kapacitetsläge B	Kapacitetsläge A
Åstorp och SKH	Kapacitetsläge B	Kapacitetsläge B
Ängelholm Södra	Kapacitetsläge C	Kapacitetsläge B
Ängelholm Östra	Kapacitetsläge B	Kapacitetsläge A
Bjuv	Kapacitetsläge B	Kapacitetsläge B
Mörarp	Kapacitetsläge C	Kapacitetsläge B

Nuvarande användning av flexibilitetstjänster och andra resurser

Öresundskraft arbetar strukturerat med att utveckla flexibilitetslösningar som kan bidra till att hantera kapacitetsutmaningar i elnätet. Arbetet fokuserar i nuläget på att kartlägga och utvärdera olika åtgärder som på kort och lång sikt kan öka nätutnyttjandet, förbättra kostnadseffektiviteten och möjliggöra för en snabbare anslutning. Huvudfokuset ligger på marknadsbaserade lösningar, men även vissa icke-marknadsbaserade alternativ utreds.

Som ett led i detta arbete utvecklar Öresundskraft en verktygslåda med flexibilitetslösningar som kan användas för att hantera olika typer av kapacitetsbegränsningar i elnätet. Mer information om hur flexibilitet planeras att användas finns i avsnitt 2.4.2.

De flexibilitetslösningar som i dag används av Öresundskraft är:

- Villkorade avtal
- Reducerad inmatning och nollinmatning
- Omkopplingar i elnätet

Villkorade avtal används i nuläget för ett begränsat antal kunder och har möjliggjort tidigare anslutning i områden där nätförstärkningar ännu inte genomförts. I de flesta fall delas den avtalade effekten upp i en garanterad del och en flexibel del, där den flexibla delen kan reduceras på nätägarens signal. Hittills har ingen situation uppstått där ett sådant avtal har behövt aktiveras.

Reducerad inmatning och nollinmatning används för att hantera kapacitetsbegränsningar genom att produktionsanläggningar tillfälligt minskar eller helt avstår från inmatning till elnätet under vissa driftförhållanden. Åtgärderna tillämpas främst för solceller i områden där kapacitetssituationen är ansträngd och nätförstärkning inplanerad.

Omkopplingar innebär att nätets kopplingsläge ändras genom att brytare och kopplingspunkter öppnas eller sluts för att styra effektlöden och avlasta belastade nätdelar. Åtgärden kan även användas för att hantera driftstörningar eller skapa bättre förutsättningar för anslutning och drift inom befintlig nätstruktur. Omkopplingar är framför allt en operativ åtgärd och lämpar sig främst som en tillfällig lösning snarare än som en varaktig kapacitetshöjning.

2.4 Planerade investeringar och alternativa lösningar.

Öresundskraft arbetar kontinuerligt med att bygga ut och förstärka elnätet för att möjliggöra den pågående elektrifieringen av samhället. En betydande del av investeringarna syftar till att bibehålla och öka nätets överföringskapacitet. De största planerade investeringarna redovisas i denna nätutvecklingsplan. För att möta den förväntade utvecklingen krävs en historiskt hög investeringstakt under de kommande åren.

Företagets tillvägagångssätt vid planering av investeringar och alternativa lösningar

Öresundskraft arbetar kontinuerligt med att förnya och utveckla elnätet för att möta framtida behov och utmaningar. De bedömda investeringsbehoven sammanfattas i en tioårig investeringsplan som revideras löpande utifrån förändrade förutsättningar. Tidplan och prioritering av investeringarna påverkas av ett flertal faktorer, såsom kapacitetsutveckling, anläggningarnas tekniska skick, kundbehov och krav på leveranssäkerhet.

Drivkrafter

- Systemförstärkning - Ändrade och nya behov.
- Nyinvesteringar - Nätutbyggnad enligt översikts- och detaljplaner.
- Reinvesteringar - Löpande (regulatorisk) förnyelse av äldre elnät.
- Undvika investeringar - Behovet kan förändras över åren eller alternativa lösningar kan ge bättre totalekonomi.

Prioriteringar

- Nyinvestering - Kundpåkallad investering.
- Ålder - Teknisk och ekonomisk livslängd är uppnådd.
- Samordning - Samordning och samförläggning.
- Elsäkerhet.
- Funktion (Drift & Underhåll) - Löpande underhåll.
- Leverans kvalitet - Lagar och föreskrifter ska uppfyllas gällande avbrott och elkvalitet.
- RSA - Risk och sårbarhetsanalyser ligger till grund för att motivera investering.
- Ny teknik - För att möjliggöra omställningen av energisystemet behöver elnäten förändras och moderniseras.
- Miljö och hållbarhet - PCB, trycksatta oljekablar, kreosotimpregnerade trästolpar och minimering av SF6.

Redogörelse för valet av investeringar som företaget redovisat

Investeringar som redovisas i nätutvecklingsplanen avser åtgärder som krävs för att möjliggöra anslutning av ny produktion och ny förbrukning samt för att möta ökade effektbehov hos befintliga kunder.

Endast större kapacitetshöjande investeringar på regionnätetsnivå (50–145 kV) redovisas som enskilda projekt. Investeringar på lokalnätetsnivå (0,4–24 kV) omfattas inte av redovisningen. Detta beror på att ledtiderna för förstärkningsåtgärder på lägre spänningsnivåer normalt är relativt korta, till följd av investeringarnas lägre komplexitet och att arbetena i huvudsak genomförs inom befintlig områdeskoncession.

De nyinvesteringsprojekt som redovisas i avsnitt 2.4.1 har identifierats utifrån förväntad samhällsutveckling, kommunernas översiktsplaner, detaljplaner samt löpande dialoger och samråd med kommuner och andra intressenter.

Reinvesteringar baseras huvudsakligen på anläggningarnas tekniska skick och behov som identifieras genom Öresundskrafts arbete med förnyelse- och reinvesteringsplanering. I vissa fall samordnas dessa investeringar med kommunernas utvecklingsplaner eller genomförs på en högre kapacitetsnivå för att möta framtida behov av överföringskapacitet.

2.4.1 Planerade investeringar

Nedan redovisas större planerade nätinvesteringar fram till år 2036. Investeringarna omfattar huvudsakligen ny- och ombyggnation av fördelningsstationer. Ungefär hälften av projekten syftar till att stärka kapaciteten i det befintliga nätet, medan resterande investeringar genomförs för att möjliggöra ny exploatering och anslutning av nya kunder.

Merparten av investeringarna är lokaliserade till delområdena Helsingborg och Ängelholm, där de ska bidra till ökad överföringskapacitet och möta framtida behov kopplade till bebyggelseutveckling och elektrifiering.

Jämfört med tidsplanen från föregående nätutvecklingsplan har datumet för planerad driftsättning senarelagts för flera projekt, se projekt i Tabell 7 som markerats med en asterisk. Anledningen till att driftsättningen har flyttats fram beror i huvudsak på mark- och tillståndsfrågor såsom bygglov, detaljplan och koncession för 145 kV ledning. Projektens senareläggning förväntas ha minimal påverkan på kunder i berörda delområden, då även exploateringsprojekt som drivit efterfrågan på kapacitet har senarelagts.

Projekt med status 1–4 i Tabell 7 följs upp mot den ursprungliga kostnadsuppskattningen. Uppföljningen visar att dessa projekt ligger cirka 5 procent under den ursprungliga kostnadsnivån. För projekt med status 5 i Tabell 7 har ingen motsvarande budgetuppföljning genomförts eftersom de befinner sig i ett tidigt skede och ännu saknar detaljerad budget.

Tabell 7 Utvalda större planerade investeringar till och med 2036.

Planerade investeringar till och med år 2036					
Delområde	Projekt-benämning	Projektbeskrivning	Syfte med projektet	Projekt-status	Tidpunkt för driftsättning
Helsingborg	Olympia	Ombyggnation fördelningsstation 145 kV	RSA, kapacitet	1	2028*
Helsingborg	K61	Ersätta oljekabel 50 kV	RSA, kapacitet	1	2028*
Helsingborg	Välluv	Ny fördelningsstation 145 kV	Exploatering	2	2029*
Helsingborg	Hyllstorp	Ny fördelningsstation 145 kV	Exploatering	5	2030
Helsingborg	K67	Ersätta 50 kV kabel med 145 kV	Kapacitet	5	2035*
Helsingborg	Stattena	Ersätta befintlig med ny fördelningsstation 145 kV	RSA, kapacitet	5	2035*
Helsingborg	Python	Ny fördelningsstation 145 kV	Exploatering	5	2034*
Åstorp	Nyvång	Utbyggnad fördelningsstation 145 kV	Exploatering	5	2031*
Ängelholm östra	Munka Ljungby	Ombyggnation fördelningsstation 24 kV	RSA, kapacitet	1	2027*
Ängelholm östra	Errarp	Ombyggnation fördelningsstation 24 kV	RSA, kapacitet	5	2027
Ängelholm södra	Ängelholm södra	Ersätta befintlig med ny fördelningsstation 145 kV	RSA, kapacitet	4	2030*

Projektstatus innebär något av följande alternativ:

1. Planerad (internt beslutad).
2. Inväntar tillstånd.
3. Tillstånd beviljat, ej påbörjad.
4. Påbörjad.
5. Under övervägande (ej internt beslutad).
6. Övrigt (ska specificeras).

Kompletterande information om planerade investeringar

De investeringar som redovisas ovan omfattar en planeringshorisont fram till år 2036. Den totala investeringsvolymen för lokal- och regionnät under perioden 2027 till 2036 beräknas uppgå till cirka 3 100 miljoner kronor.

2.4.2 Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser.

Behov av flexibilitetstjänster och andra alternativa resurser kan uppstå av flera olika orsaker och kan därmed bidra med flera nyttor som komplement eller alternativ till traditionell nätutbyggnad. I nätutvecklingsplanen ska det förväntade behovet av flexibilitetstjänster och andra resurser under de kommande tio åren redovisas.

I denna nätutvecklingsplan delas behovet in i specifika behov och generell potential. Endast de specifika behoven har kvantifierats. I fyra delområden bedöms det finnas ett identifierat behov av flexibilitetstjänster eller andra resurser. Dessa behov redovisas i Tabell 8.

Under de senaste åren har Öresundskraft noterat ett växande behov av flexibilitetstjänster och andra alternativa resurser. Utvecklingen drivs främst av förändrade konsumtionsmönster, ökad elektrifiering samt en växande andel variabel elproduktion.

De specifika flexibilitetsbehoven avser identifierade kapacitetsbegränsningar i det egna elnätet. Sådana behov kan exempelvis

uppstå när en anläggningsdel riskerar att överbelastas. Den analys som redovisas i nätutvecklingsplanen omfattar behovet av flexibilitet för att hantera ett dimensionerande felfall på fördelningsstationsnivå. Motsvarande analys har inte genomförts för underliggande låg- och mellanspänningsnät, luftledningar eller nätstationstransformatörer. Motsvarande analys har inte genomförts för underliggande låg- och mellanspänningsnät, luftledningar eller nätstationstransformatörer.

Den generella potentialen beskriver möjligheterna att använda flexibilitetstjänster och andra resurser för att öka nätets nyttjandegrad och möjliggöra snabbare kundanslutningar. Ett exempel är tillfälliga villkorade avtal som kan användas för att ansluta kunder innan erforderliga nätförstärkningar har genomförts. Detta är särskilt relevant för exempelvis publik snabbbladdning, där förstärkningar av vissa mellanspänningsnät (6–24 kV) kan krävas innan full anslutningseffekt kan erbjudas.

Flexibilitetstjänster och andra alternativa lösningar bedöms även kunna bidra till ökad anslutning av produktionsanläggningar. Exempelvis skulle permanenta villkorade avtal, i denna nätutvecklingsplan benämnda flexibla avtal, kunna möjliggöra ytterligare produktionsanslutningar genom krav på nedstyrning vid reservmatningsfall. Detta förutsätter att avsteg från N-1-kriteriet kan accepteras i den aktuella tillämpningen.

Det förväntade behovet av flexibilitet och andra lösningar

På kort sikt bedömer Öresundskraft att flexibilitetslösningar främst kan bidra till att förkorta ledtiderna för nya anslutningar i väntan på att nätförstärkningar eller abonnemangshöjningar mot överliggande nät genomförs.

På längre sikt bedöms flexibilitetslösningar, kostnadsreflektiva tariffer, anslutningsavgifter och andra resurser vara viktiga verktyg för att öka utnyttjandegraden i elnätet. Detta kan bidra till ett effektivare resursutnyttjande, lägre kostnader för kundkollektivet och ett mer robust elsystem.

Det råder samtidigt betydande osäkerheter kring det framtida flexibilitetsbehovet, särskilt om större effektkrävande etableringar tillkommer utöver de prognoser som ligger till grund för nätutvecklingsplanen.

Kravet på införande av effekttariffer för samtliga kundkategorier har skjutits fram, men förväntas fortsatt träda i kraft när Energimarknadsinspektionen har tagit fram mer enhetliga riktlinjer. En mer kostnadsriktig prissättning av effekt bedöms kunna bidra till att jämma ut belastningen i elnätet och därmed minska behovet av vissa flexibilitetsåtgärder.

Tabell 8 Förväntat behov av flexibilitet.

Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser i MW		
Delområde	Tidsperiod 0-5 år	Tidsperiod 6-10 år
Helsingborg	2	0
Åstorp och SKH	0	0
Bjuv	0	0
Ängelholm Östra	1	0
Ängelholm Södra	1	0
Mörarp	0	1

Sedan föregående nätutvecklingsplan togs fram har Öresundskraft mottagit ett flertal förfrågningar om anslutning av energilager. Energianläggningar av denna typ kännetecknas av att de kan styra både uttag och inmatning mot elnätet samt ofta har hög installerad effekt och snabb reglerförmåga.

Öresundskraft bedömer att energilager på sikt kan bidra till ett mer robust och flexibelt elsystem. Genom att energilagren kan styra sitt effekttuttag och sin inmatning finns förutsättningar att minska belastningen på elnätet under vissa driftsituationer, vilket kan innebära att nätet inte behöver dimensioneras utifrån energilagrens samlade märkeffekt.



Energilager bedöms också kunna få en viktig roll på framtida flexibilitetsmarknader. Öresundskraft utreder därför möjligheten att införa energilager som en egen kundkategori, där arbete pågår för att ta fram de specifika villkoren. Ett sådant upplägg skulle kunna inkludera flexibla avtal som ger nätägaren möjlighet att tillfälligt begränsa uttag eller inmatning vid ansträngda driftsituationer.

Om energilagers effektuttag och inmatning kan styras vid behov kan nätkapaciteten utnyttjas mer effektivt. Detta kan minska behovet av nätförstärkningar och därmed bidra till en mer kostnadseffektiv nätutveckling samtidigt som utrymme skapas för ytterligare elektrifiering och nya anslutningar.

2.4.2.1 Redogörelse för olika typer av åtgärder inklusive omfattning av behovet av åtgärderna.

I fyra delområden har ett behov av flexibilitetstjänster eller andra alternativa resurser identifierats. För tre av dessa bedöms behovet uppstå inom de kommande fem åren.

I delområdena Ängelholm Östra och Ängelholm Södra avser behovet tillfälliga lösningar för att hantera reservmatningsfall fram till dess att planerade nätåtgärder har genomförts. Motsvarande situation gäller för delområdet Helsingborg, där flera större investeringsprojekt pågår, bland annat etableringen av nya fördelningsstationer i Välluv och Hyllstorp. Investeringarna syftar till att möta den förväntade tillväxten och öka kapaciteten i området. När dessa projekt har färdigställts bedöms behovet av flexibilitetstjänster och andra alternativa resurser upphöra.

I delområdet Mörrarp bedöms behovet uppstå på längre sikt, cirka 6–10 år fram i tiden, till följd av prognostiserad belastningsökning. På grund av begränsningar i överliggande elnät har ett behov av avlastande åtgärder identifierats motsvarande cirka 1 MW.

För samtliga fyra delområden avser behovet flexibilitet i form av tillfälligt minskad förbrukning under höglastperioder. Med höglastperiod avses vardagar under perioden november till mars mellan klockan 06.00 och 22.00. Behovet bedöms vara begränsat till cirka tio timmar per delområde och år.

2.5 Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet

Utbyggnad av ny elnätinfrastruktur innebär betydande investeringar. Öresundskraft arbetar därför kontinuerligt med att identifiera kostnadseffektiva lösningar för att möta ett växande effektbehov samtidigt som elnätets robusthet och leveranssäkerhet upprätthålls. Flexibilitetstjänster och andra alternativa resurser bedöms ha potential att öka utnyttjandegraden i det befintliga elnätet och därigenom bidra till en mer resurs- och samhällsekonomiskt effektiv nätutveckling.

En förutsättning för att kunna bedöma när alternativa lösningar är lämpliga är en god förståelse för hur elnätet nyttjas. Öresundskraft arbetar därför med att öka observerbarheten i elnätet genom förbättrad insamling, analys och användning av drift- och mätdata. En högre grad av observerbarhet skapar bättre förutsättningar att identifiera när nätinvesteringar kan skjutas upp, kompletteras eller i vissa fall ersättas av flexibilitetstjänster eller andra resurser.

För de investeringar som redovisas i Tabell 7 bedöms potentialen att ersätta eller väsentligt minska investeringsbehovet genom flexibilitetslösningar i dagsläget vara begränsad. Detta beror bland annat på att investeringarna syftar till att höja spänningsnivåer, minska risker och sårbarheter i nätet samt möjliggöra etablering av nya fördelningsstationer i områden med identifierade expansionsbehov. För dessa ändamål bedöms traditionell nätutbyggnad för närvarande vara den mest robusta och långsiktigt hållbara lösningen.

Öresundskraft följer samtidigt den tekniska och regulatoriska utvecklingen inom området och deltar i relevanta initiativ för att öka kunskapen om alternativa lösningar och deras tillämpbarhet. I dagsläget finns dock begränsad erfarenhet, metodik och systemstöd för att i större omfattning integrera flexibilitetslösningar i nätplaneringen. Detta utgör ett hinder för en bredare implementering på kort sikt.

Under senare år har flera utvecklingsinsatser genomförts för att stärka de förmågor som krävs för ett ökat nyttjande av flexibilitet, bland annat inom korttidsprognostisering, observerbarhet och avropsförmåga. Arbetet bedöms successivt förbättra möjligheterna att använda alternativa lösningar som komplement till traditionell nätutbyggnad.

Det finns samtidigt ett antal kvarstående utmaningar. Dessa omfattar bland annat utveckling av etablerade metoder för att identifiera och värdera flexibilitetsbehov, tydligare incitament inom intäktsregleringen, principer för värdering av flexibilitet som alternativ till nätinvesteringar samt behov av nya avtalsformer och kundacceptans. Hur dessa frågor utvecklas kommer att ha stor betydelse för möjligheten att realisera de specifika behov och den generella potential som beskrivs i avsnitt 2.4.2.

Prioriteringsordning för anslutning av nya kunder

Vid planering av nya anslutningar vägs tekniska och ekonomiska förutsättningar samman. Målsättningen är att säkerställa ett robust och leveranssäkert elnät samtidigt som nätutvecklingen genomförs på ett kostnadseffektivt sätt.

1) Mognadsgrad

Vid högspänningsanslutningar bedömer Öresundskraft projektets mognadsgrad utifrån fastställda kriterier, exempelvis tillståndstatus, markåtkomst och finansiering. Ärenden med hög mognadsgrad prioriteras i anslutningsprocessen, vilket minskar risken för att resurser avsätts till projekt som senare inte genomförs. Detta bidrar till en effektivare planering för både nätägare och kund.

2) Befintlig nätkapacitet

Om den tillkommande belastningen kan rymmas inom befintlig nätinфраstruktur utan att ge upphov till kapacitets- eller driftsproblem kan en anslutning normalt genomföras med begränsade åtgärder och kort ledtid.

3) Sammanlagring

För större anslutningsärenden genomförs tidigt en analys av hur den nya anslutningen påverkar det befintliga elnätet. Lastprofiler, eventuell lokal energilagring och sammanlagringseffekter med befintliga kunder är viktiga faktorer i bedömningen. Vid mer komplexa eller kostsamma anslutningar analyseras även om åtgärder på andra platser i nätet kan skapa erforderlig kapacitet på ett mer kostnadseffektivt sätt. I dialog med kunden kan även alternativa tekniska lösningar utredas, exempelvis val av anslutningspunkt eller spänningsnivå.

4) Avtal:

Om en anslutning inte kan genomföras på ett kostnadseffektivt sätt inom befintliga nätförutsättningar kan flexibilitetslösningar eller andra alternativa åtgärder bli aktuella. Exempelvis kan villkorade eller bilaterala avtal i vissa fall möjliggöra en snabbare anslutning genom att tillgänglig nätkapacitet utnyttjas mer effektivt. Sådana lösningar kan minska behovet av omfattande nätåtgärder och därmed bidra till lägre anslutningskostnader.

5) Nätutbyggnad

Om ovanstående åtgärder inte är tillräckliga för att möjliggöra anslutningen krävs investeringar i ny nätinфраstruktur, exempelvis kabelförbindelser, fördelningsstationer eller andra nätförstärkningar. I första hand eftersträvas mindre och riktade åtgärder, såsom bortbyggande av flaskhalsar eller lokala förstärkningar. Ny nätinфраstruktur är normalt den mest kostnadsdrivande åtgärden och utgör därför det sista steget i anslutningsprocessen.

Utöver den process som beskrivs ovan arbetar Öresundskraft kontinuerligt för att begränsa kostnaderna för nätutveckling och nya anslutningar. Ett exempel är att tidigt inhämta information om planerad exploatering i områden där anslutningar förväntas tillkomma. Detta skapar förutsättningar för samförläggning av kablar och samordning med andra infrastruktursatsningar, vilket kan bidra till lägre investeringskostnader.

För identifierade behov av ökad överföringskapacitet har Öresundskraft genomfört övergripande kostnadsnyttoanalyser där traditionella nätinvesteringar jämförts med alternativa lösningar, såsom flexibilitetstjänster och villkorade avtal.

Analyserna visar att flexibilitetstjänster i regel har lägre initiala kostnader och kortare ledtider än nätinvesteringar. Samtidigt är kapacitetsbidraget ofta begränsat, vanligtvis till högst ett par MW per delområde, och behovet uppstår under ett begränsat antal timmar per år. Nätinvesteringar innebär högre initiala kostnader men möjliggör ett betydligt större kapacitetsbidrag, hög leveranssäkerhet och lång teknisk livslängd.

Mot bakgrund av de prognostiserade effektökningarna, som i flera delområden uppgår till mellan cirka 15 och 44 procent, bedöms flexibilitetstjänster och andra alternativa lösningar inte kunna ersätta behovet av nätinvesteringar på lång sikt.

Öresundskraft bedömer därför att nätinvesteringar utgör den mest kostnadseffektiva lösningen för att möta det långsiktiga behovet av överföringskapacitet. Flexibilitetstjänster och andra alternativa resurser bedöms samtidigt vara viktiga komplement för att hantera tillfälliga eller mer begränsade kapacitetsutmaningar.



2.6 Om planerade åtgärderna möter behovet för överföringskapacitet.

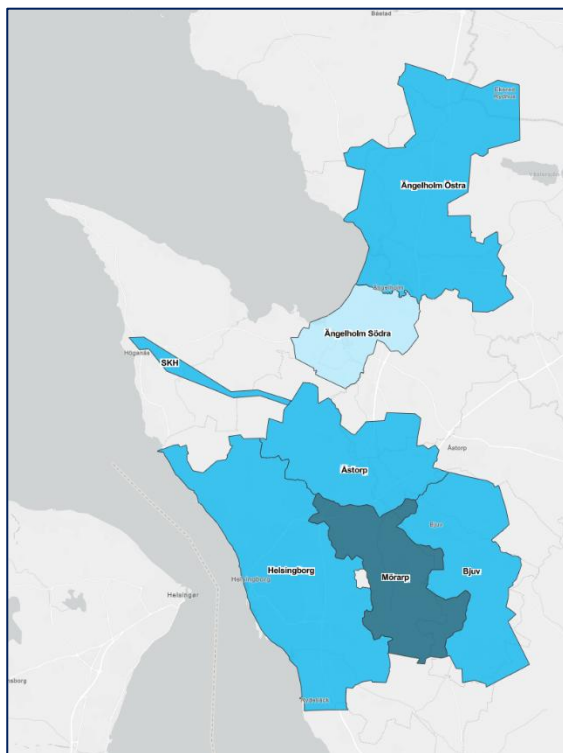
För det egna elnätet bedöms de planerade åtgärderna vara tillräckliga för att möta det prognostiserade behovet av överföringskapacitet under planperioden samt för att åtgärda de kapacitetsbegränsningar som identifierats i det befintliga nätet.

I det överliggande nät finns i dagsläget en identifierad kapacitetsbegränsning som påverkar delområdet Mörarp. Öresundskrafts bedömning är dock att överliggande nät, baserat på nuvarande planeringsförutsättningar och tillgänglig information, har förutsättningar att möta det prognostiserade behovet av överföringskapacitet under den kommande tioårsperioden. En kontinuerlig dialog förs med överliggande nätagare avseende kapacitetsutveckling och framtida behov.

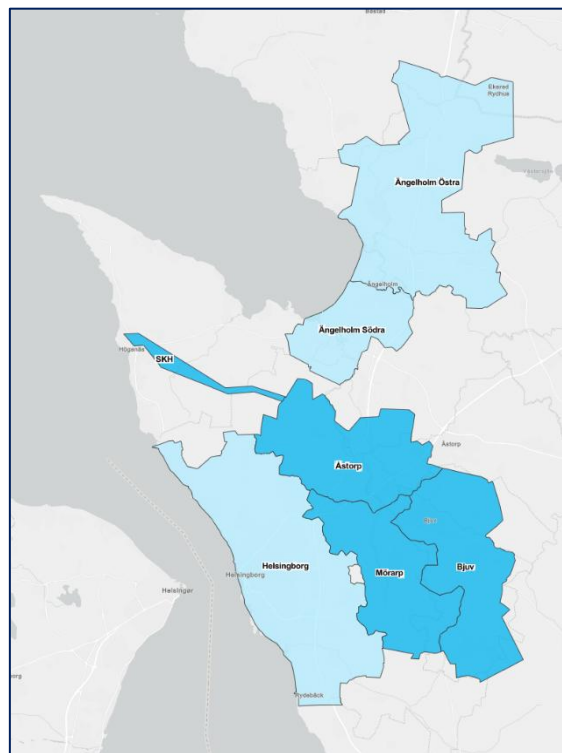
Den samlade kapacitetsbedömningen redovisas i Tabell 9, samt Figur 3 och Figur 4. Bedömningen omfattar det befintliga nätet samt effekterna av prognostiserad utveckling, planerade nätinvesteringar, flexibilitetstjänster och andra resurser. Klassificeringen har genomförts utifrån bedömningskriterierna för kapacitetsläge enligt Tabell 5.

Tabell 9 Kapacitetsbedömning för uttag och inmatning efter genomförande av planerade investeringar och flexibilitetsåtgärder.

Delområde	Bedömning Uttag	Bedömning Inmatning
Helsingborg	Kapacitetsläge B	Kapacitetsläge A
Åstorp och SKH	Kapacitetsläge B	Kapacitetsläge B
Ängelholm Södra	Kapacitetsläge A	Kapacitetsläge A
Ängelholm Östra	Kapacitetsläge B	Kapacitetsläge A
Bjuv	Kapacitetsläge B	Kapacitetsläge B
Mörarp	Kapacitetsläge C	Kapacitetsläge B



Figur 3 Kapacitetsbedömning för uttag efter genomförande av planerade investeringar och flexibilitetsåtgärder.



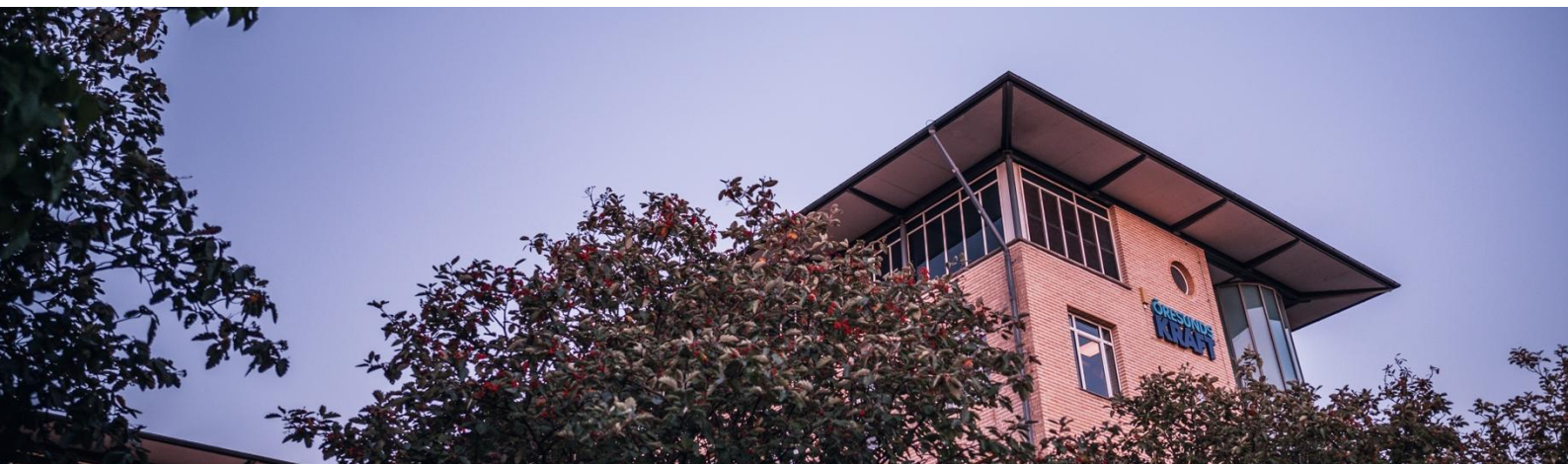
Figur 4 Kapacitetsbedömning för inmatning efter genomförande av planerade investeringar och flexibilitetsåtgärder.

Det bör samtidigt noteras att Öresundskraft har mottagit ett antal förfrågningar om anslutning med mycket stora effektbehov. Merparten av dessa anslutningsärenden befinner sig fortfarande i ett tidigt skede och har därför inte beaktats i de prognoser som ligger till grund för denna nätutvecklingsplan.

De aktuella förfrågningarna har därmed inte heller inkluderats i de planerade åtgärder som redovisas för vare sig det egna eller det överliggande elnätet. Mot bakgrund av den stora osäkerheten kring omfattning, lokalisering och genomförandetidpunkt bedöms det i nuläget inte vara samhällsekonomiskt motiverat att dimensionera elnätet för samtliga dessa potentiella anslutningar.

Om en eller flera av dessa etableringar realiserar kan ytterligare behov av nätförstärkningar uppstå, vilket kan medföra kapacitetsbegränsningar i både det egna och det överliggande elnätet. För att hantera sådana situationer på ett effektivt sätt bedöms ett nära samarbete och ett kontinuerligt informationsutbyte mellan kunder, elnätsföretag och andra berörda aktörer vara av stor betydelse.

3 Samråd



Samråd pågår med berörda systemanvändare under sex veckor från den 15:e september till och med den 27:e oktober 2026 genom publicering av den preliminära nätutvecklingsplanen på Öresundskrafts hemsida [Nätutvecklingsplan](#).

Synpunkter på den preliminära nätutvecklingsplanen tas emot per mejl till natutvecklingsplan@oresundskraft.se.

Redovisning av resultat från offentligt samråd

Det sammanställda resultatet av samrådet kommer presenteras i en så kallad samrådsredogörelse i en bilaga till den slutgiltiga nätutvecklingsplanen, se bilaga 1. I samrådsredogörelsen kommer inkomna synpunkter summerats och bemötas, samt vid behov kommer synpunkter inarbetats i den slutgiltiga nätutvecklingsplanen.

Samrådsredogörelsen är publicerad som ett separat dokument på [Nätutvecklingsplan](#).

Vill du veta mer – kontakta oss på 042-490 32 00
eller besök www.oresundskraft.se.

Vi är ca 450 eldsjälar som genom kunddriven affärsutveckling erbjuder hållbara energi- och kommunikationslösningar. Tillsammans med våra 100 000 kunder skapar vi smarta tjänster och resurseffektiv energianvändning, varje dag. Vi ägs av Helsingborgs stad och med en produktpalett av el, fjärrvärme, biogas, fjärrkyla och energitjänster lever vi vår vision: "Kraft att förändra".

ÖRESUNDS
KRAFT

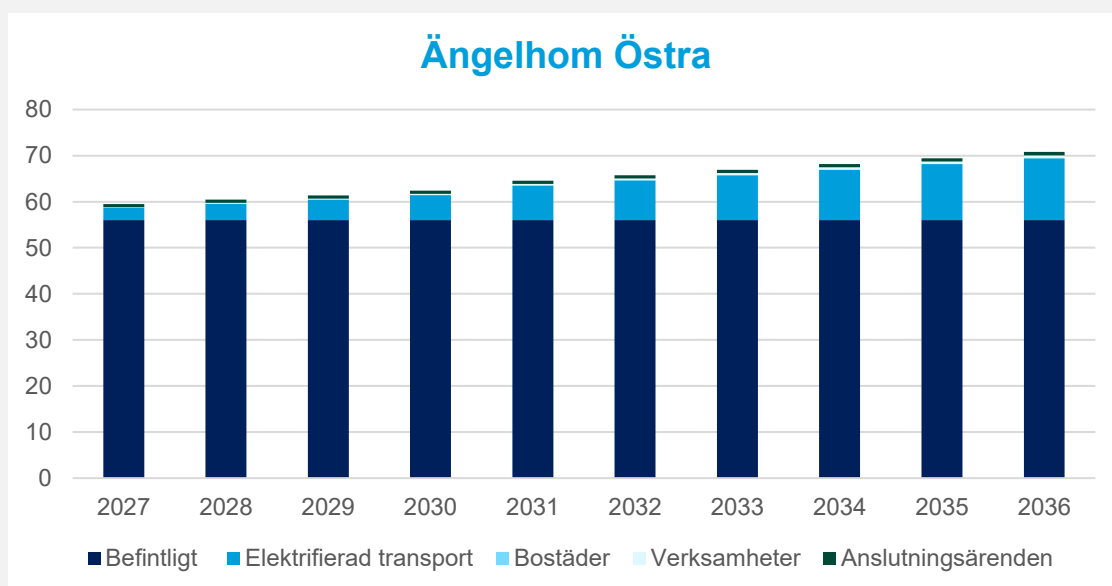
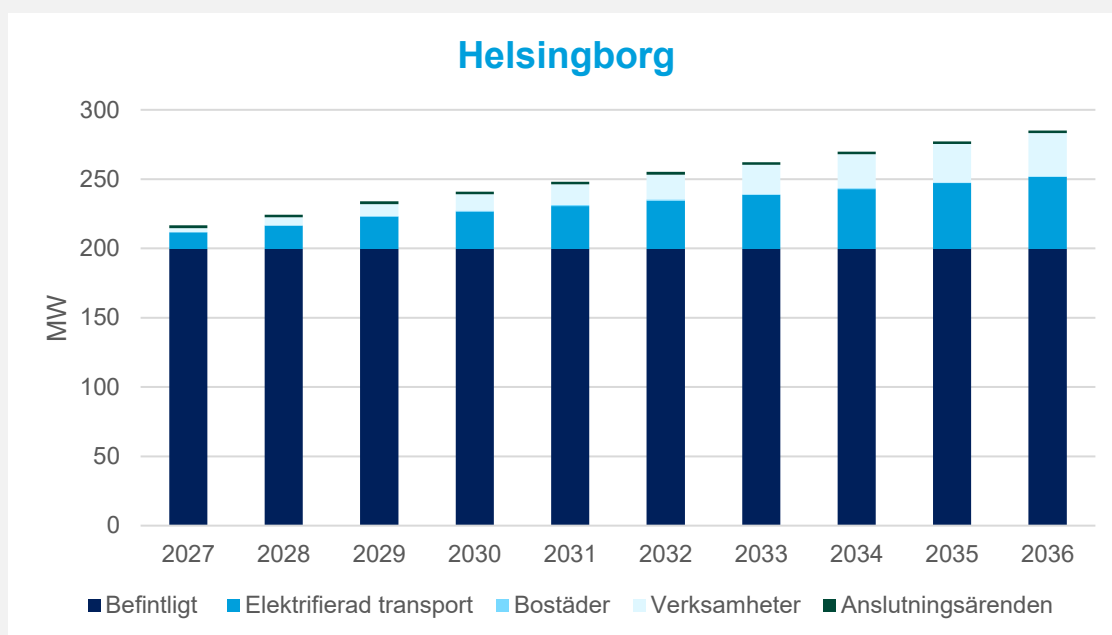
Bilaga 1

Samrådsredogörelse

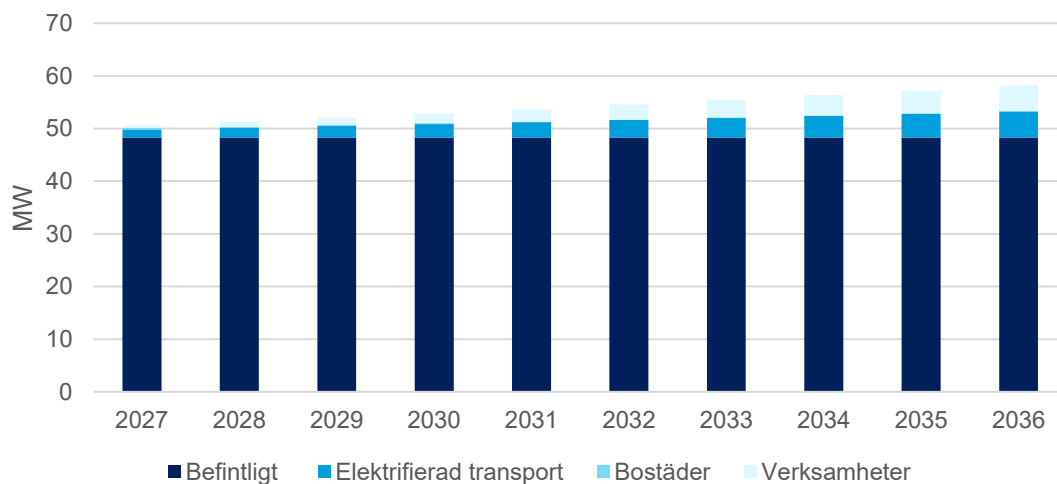
Hantering och redovisning av synpunkter efter samråd			
Nummer	Aktör	Synpunkt	Öresundskraft svar
1			
2			
3			
...			

Bilaga 2

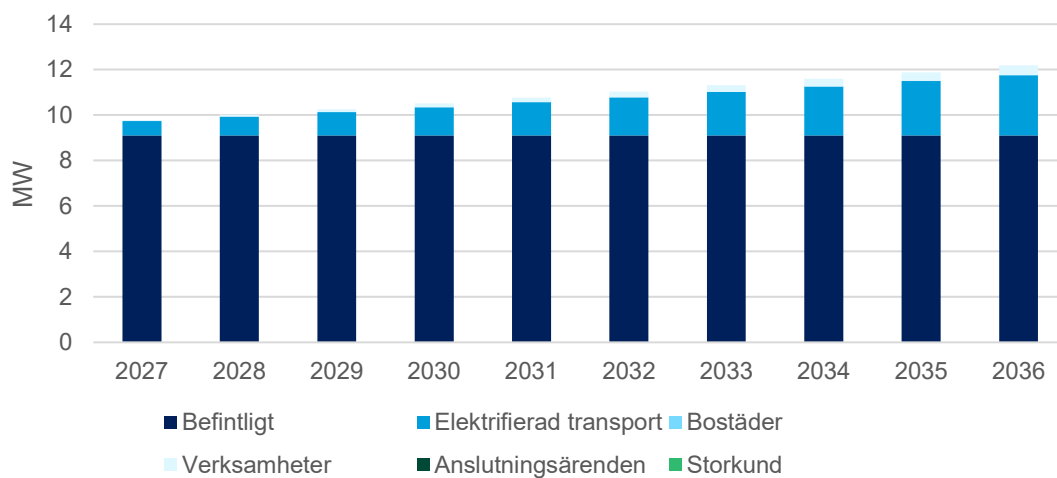
Förväntat effektbehov år 2027–2036.



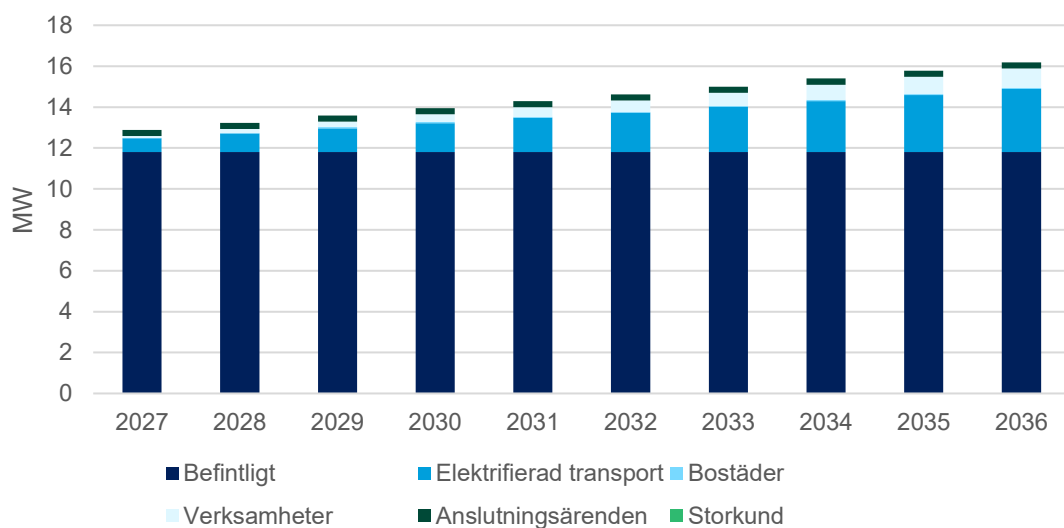
Bjuv



Mörarp



Ängelholm Södra



Åstorp och SKH

