

Nätutvecklingsplan 2025-2034

Öresundskraft Elnät AB

| | |
|---|----|
| 1 Uppgifter om företaget och företags elnät..... | 2 |
| 1.1 Uppgifter om företaget..... | 2 |
| 1.2 Uppgifter om företags elnät..... | 2 |
| 1.3 Karta över området där företaget bedriver nätverksamhet..... | 4 |
| 2. Behov av överföringskapacitet i elnätet..... | 5 |
| 2.1 Redogörelse för företags prognosarbete..... | 5 |
| 2.1.1 Modell för effektprognoser..... | 5 |
| 2.1.2 Antaganden..... | 6 |
| 2.1.3 Planer från Region Skåne och Länsstyrelsen Skåne..... | 6 |
| 2.1.4 Planer från kommunerna..... | 6 |
| 2.1.5 Anslutningsärenden..... | 6 |
| 2.1.5 Stora punktlaster..... | 6 |
| 2.1.7 Prognoser från storkunder..... | 7 |
| 2.1.8 Elektrifierad transport..... | 7 |
| 2.1.9 Samarbete med andra nätföretag..... | 7 |
| 2.1.10 Långsiktig utveckling av det svenska energisystemet..... | 7 |
| 2.2 Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet 2025–2034..... | 8 |
| 2.2.1 Redogörelse för ökning och minskning av behov av överföringskapacitet..... | 8 |
| 2.3 Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen..... | 9 |
| 3 Planerade investeringar och alternativa lösningar..... | 13 |
| 3.1 Företags tillvägagångssätt vid planering av åtgärder..... | 13 |
| 3.1.1 Redogörelse för valet av investeringar som företaget redovisat..... | 13 |
| 3.1.2 Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet..... | 14 |
| 3.2 Planerade investeringar..... | 15 |
| 3.2.1 Kompletterande information om planerade investeringar..... | 15 |
| 3.3 Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser..... | 15 |
| 3.3.1 Det förväntade behovet..... | 15 |
| 3.3.2 Redogörelse för olika typer av åtgärder inklusive omfattning av behovet av åtgärderna... .. | 16 |
| 3.3.3 Omdirigering..... | 16 |
| 4 Företags bedömning om de planerade åtgärderna för perioden 2025–2034 möter behovet..... | 17 |
| 5 Samråd..... | 18 |
| Bilaga 1. Förväntad utveckling av behovet av överföringskapacitet..... | 19 |

1 Uppgifter om företaget och företagets elnät

I Energimarknadsinspektionens (Ei) föreskrifter om nätutvecklingsplaner, [EIFS 2024:1](#), 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 [Vägledning nätutvecklingsplaner](#).

1.1 Uppgifter om företaget.

Denna nätutvecklingsplan är framtagen av Öresundskraft Elnät AB, i rapporten benämnd till Öresundskraft och avser Öresundskraft lokalnät RELO3045 och regionnät RERO3051.

Tabell 1: Uppgifter om företaget.

| | |
|--|---|
| Företagsnamn | Öresundskraft Elnät AB |
| Organisationsnummer | 559443-4036 |
| Kontaktperson(er) | Avdelning Nätplanering |
| E-post | natutvecklingsplan@oresundskraft.se |
| Telefonnummer | 042-490 32 00 |
| Länk till nätutvecklingsplan som delats inför samråd (preliminär nätutvecklingsplan) | Nätutvecklingsplan 2025-2034 (oresundskraft.se) |
| Länk till information om samrådet | Nätutvecklingsplan 2025-2034 (oresundskraft.se) |
| Länk till slutlig nätutvecklingsplan | |
| Länk till slutlig samrådsredogörelse | |
| Bilagor | Bilaga 1. Förväntad utveckling över behovet av överföringskapacitet |

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.

1.2 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 kraftledning med linjekoncession, kallad SKH, som försörjer Höganäs kommun.

Öresundskraft har idag sex abonnemangspunkter som samtliga är kopplade till EON med varierande spänningsnivåer och abonnemangsgränser. Längst i norr finns ett

abonnemang på 145 kV, vilket benämns Ängelholm Östra, som med transformering till 12 och 24 kV 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. De södra delarna av Ängelholm försörjs av ett radiellt abonnemang på 50 kV som transformeras till 12 kV. Reservmatning sker där internt med 24 kV från det norra systemet.

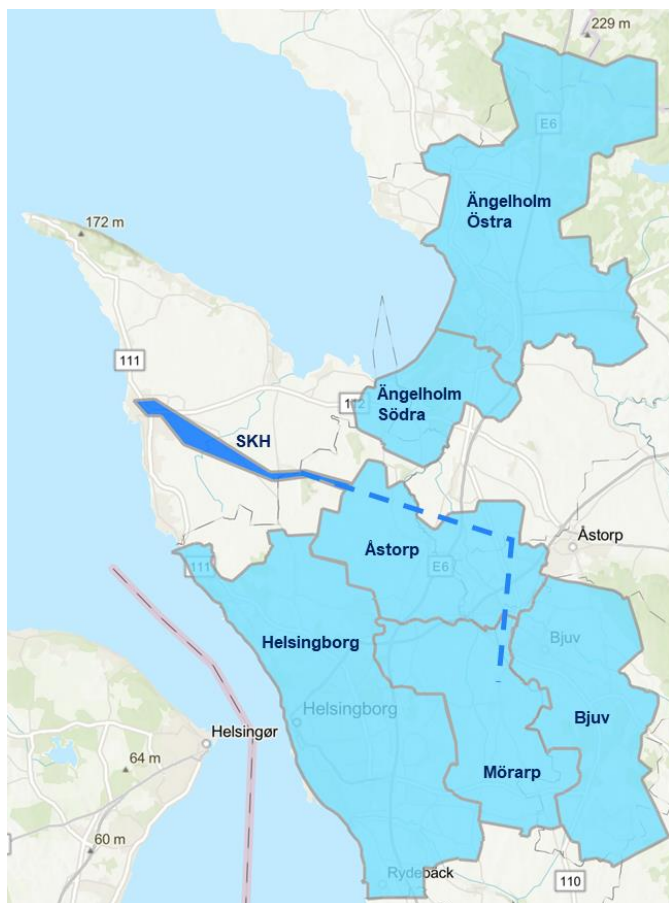
Åstorp och Hyllinge är kopplade till SKH-linjens abonnemang på 145 kV. I Åstorp sker transformering till 24 och 6 kV och i Hyllinge till 12 kV. Med 24 kV försörjs sedan Kattarp där transformering till 6 kV sker. SKH-linjen sträcker sig från Åstorp ut till Höganäs där två kunder finns, Höganäs Energi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

För Bjuvs kommun finns ett abonnemang på 50 kV, där vårt 50 kV nät då försörjer Bjuv, Billesholm och Ekeby där en transformering till 12 kV sker. Ett mindre 12 kV abonnemang försörjer området Mörarp utanför 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.

1.3 Karta över området där företaget bedriver nätverksamhet.

Öresundskrafts nät sträcker sig enligt figur 1 nedan. För nätutvecklingsplanens syfte har nätet delats in i sex delområden vilka följer de abonnemangsområden mot överliggande nätägare 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, kallas SKH. Delområdena ligger inte exakt lika som kommungränserna, en del överlapp respektive avsteg finns.



Figur 1: Karta över Öresundskrafts delområden.

2. Behov av överföringskapacitet i elnätet

2.1 Redogörelse för företagets prognosarbete.

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 nätägare samt för att bedöma behovet av flexibilitetstjänster.

Prognosarbetet sker löpande under året där externt underlag inhämtas såsom kommunernas planer och internt underlag såsom pågående anslutningsärenden hämtas in. Vid behov görs prognosuppdateringar, bland annat inför abonnemangsdiskussionerna med överliggande nätägare.

2.1.1 Modell för effektprognoser

Öresundskraft använder ett flertal olika metoder i prognosarbetet, men följer i stort den prognosmodell som beskrivs i *Effektprognoser för lokalnät – Effektprognos – en lathund för lokalnätsbolag* som Öresundskraft varit med och tagit fram tillsammans med andra nätbolag. Utifrån ett temperaturjusterat startvärde per delområde som utgår från uppmätt historik läggs förväntade tillkommande effekter på enligt figur 2.



Figur 2: Modell för prognoser.

Öresundskraft arbetar med prognoser för produktionsanläggningar, men dessa redovisas inte separat i nätutvecklingsplanen då uttag framöver väntas vara dimensionerande i det egna nätet för alla delområden när det gäller behovet av överföringskapacitet för den aktuella tidsperioden.

2.1.2 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 används antaganden från Power Circles när det gäller elektrifierad transport samt från kommunerna när det gäller bostadsbyggande.

I prognosarbetet görs i dag inga antaganden 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.

2.1.3 Planer från Region Skåne och Länsstyrelsen Skåne

Genom det gemensamma initiativet tillsammans med bland andra Region Skåne beskrivet i avsnitt 2.1.9 finns en tydlig länk till regionen för effektprognoser. Underliggande metoderna har beaktats i framtagandet av prognosen för nätutvecklingsplanen och även har vissa delresultat används 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 beaktat, och framför allt fungerat som en verifiering av antaganden.

2.1.4 Planer från kommunerna

Öresundskraft är aktiva i vissa av kommunernas energiarbete genom bland annat samarbete i framtagandet av styrdokument som exempelvis en eleffektplan för Helsingborgs kommun samt Klimat- och energiplanen för tidsperioden 2025-2030 som nu är under framtagande. Dessa har också beaktats under framtagandet av nätutvecklingsplanen.

Öresundskraft har i arbetet med framtagandet av nätutvecklingsplanen träffat kommunerna Helsingborg, Ängelholm, Bjuv och Åstorp. Öresundskraft har i samband med mötena 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 bedöms bli av samt i vilket skede som projektet befinner sig i för tillfället. Det levererade underlaget från kommunerna har främst fokuserat på bostäder.

För att bedöma utvecklingen för verksamheter (service, tjänster och offentlig verksamhet samt industri och jordbruk) har Öresundskraft använt resultat från den prognosmodell som är gemensamt utvecklad tillsammans med RISE, EON och Kraftringen som finns beskriven i avsnitt 2.1.9. Vad gäller industrins utveckling behövs 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.

2.1.5 Anslutningsärenden

Ett anslutningsärende innebär att en kund inkommer med en förfrågan om att antingen ansluta en ny anläggning eller göra 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 tas med i prognosen ifall sannolikheten bedöms vara hög, exempelvis om anslutningsavtal har signerats.

2.1.5 Stora punktlaster

Stora punktlaster som solcellsparker, nya industrietableringar och storskaliga energilagringsanläggningar har en stor påverkan på behovet av överföringskapacitet,

men är svåra att prognostisera. Stora punktlaster tas i regel inte med i det förväntade scenariot, men om projekt bedöms ha en hög mognadsgrad och kommit långt i anslutningsprocessen kan de räknas med i den förväntade prognosen.

2.1.7 Prognoser från storkunder

Öresundskraft har startat upp ett arbete med att samla in de största kundernas framtidsplaner för att kunna vara mer proaktiva. För delområde SKH består exempelvis den största effekttökningen av prognoser från Höganäs Energi. För andra delområden bedöms prognoserna ännu vara för osäkra för att tas med i den förväntade prognosen.

2.1.8 Elektrifierad transport

För elektrifierad transport har flera olika metoder och angreppssätt använts. Dialog har förts med bland annat Region Skåne och Helsingborgs hamn för uppskattning av elbehovet från elektrifierad kollektivtrafik samt landström för fartyg och konsekvenser av en elektrifierad hamn i Helsingborg.

För personbilar, lätta lastbilar och tunga lastbilar tillämpas branschgemensam metodik från bland annat Energiforsk. Data kring antal fordon i trafik, bränsletyp och befolkningens mängd har samlats in från bland annat SCB och Trafikanalys. Därefter har förväntade elektrifieringsgrader använts 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 laddning kommer ske. Elektrifiering av mindre delkategorier såsom arbetsmaskiner och flyg tas i dagsläget inte med i prognosen på grund av att bra underlag inte ännu finns att tillgå.

2.1.9 Samarbete med andra nätföretag

Öresundskraft samarbetar både direkt och indirekt med andra nätbolag i prognosarbetet. Bland annat sker informationsutbyte kring pågående anslutningsärenden med angränsande nätägare EON och Höganäs Energi. Vid den årliga abonnemangsöversynen delas också prognoser på vilka uttags- och inmatningsabonnemang som förväntas behöva tecknas.

Ett gemensamt arbete med andra nätbolag görs också kring metoder, arbetssätt och verktyg för effektprognoiser. Exempelvis har Öresundskraft tillsammans med EON, Kraftringen, Region Skåne och RISE utvecklat [Effektprognoser.se](https://www.oresundskraft.se/effektprognoser), ett kartverktyg som visar hur effektbehovet väntas utveckla sig geografiskt. Arbetet är en del av Skånes effektkommissionen.

Samarbete sker indirekt via bland annat Energiföretagens arbetsgrupp AG Nätutvecklingsplaner där Öresundskraft är representerade, samt i specifika projekt som Energiforsk-projektet Effektprognoser för lokalnät som löpte under 2023-2024. Samarbete sker också med Energiföretagen kring begreppet mognadsgrad för anslutningar, vilket kommer underlätta informationsutbyte och samordning av större anslutningar, vilket på sikt kommer förbättra prognoserna.

2.1.10 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 (2024-2033) och långsiktiga marknadsanalys (2024) samt Energimyndighetens långsiktiga scenarier över Sveriges energisystem (2023). 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 Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet 2025–2034.

I tabell 2 redovisas Öresundskrafts förväntade prognos för behovet av överföringskapacitet enligt den redovisade metoden i nätutvecklingsplanen samt utifrån Ei:s föreskrifter. Prognosen för varje delområde uppdelat per kategori finns i Bilaga 1. Förväntad utveckling över behov av överföringskapacitet.

Tabell 2: Prognos över det förväntade behovet av överföringskapacitet i elnätet uppdelat per delområde 2025-2034 (MW).

| Delområde | Helsingborg | Åstorp och SKH | Bjuv | Ängelholm Östra | Ängelholm Södra | Mörarp |
|-----------|-------------|----------------|------|-----------------|-----------------|--------|
| 2025 | 237,2 | 118,1 | 48,5 | 57,5 | 14,1 | 9,1 |
| 2026 | 245,9 | 119,6 | 49,6 | 58,7 | 14,5 | 9,3 |
| 2027 | 256,8 | 122,2 | 50,7 | 59,8 | 14,9 | 9,5 |
| 2028 | 264,9 | 127,7 | 51,8 | 61,2 | 15,4 | 9,8 |
| 2029 | 272,9 | 131,2 | 52,9 | 62,6 | 15,8 | 10,1 |
| 2030 | 280,9 | 133,6 | 54,0 | 64,1 | 16,3 | 10,3 |
| 2031 | 288,4 | 134,0 | 55,0 | 65,5 | 16,8 | 10,6 |
| 2032 | 295,6 | 135,3 | 56,1 | 67,0 | 17,3 | 10,9 |
| 2033 | 303,1 | 135,6 | 57,1 | 68,5 | 17,9 | 11,2 |
| 2034 | 310,7 | 136,9 | 58,1 | 69,9 | 18,2 | 11,5 |

2.2.1 Redogörelse för ökning och minskning av behov av överföringskapacitet.

Den prognostiserade förändringen av behovet av överföringskapacitet jämförs med en så kallad referensperiod för att få en bild i procent hur stor förändringen är. För den valda referensperioden har enskilda startvärden för prognosen valts ut för varje delområde.

Jämförelsen har utgått från uppmätta historiska timvärden för åren 2022-2024. För dessa år kan vintrarna 2021/2022 och 2022/2023 anses vara milda, och vintern 2023/2024 anses vara kall. Startvärdena för prognoserna är de högsta uppmätta timmedelvärdena under tidsperioden, temperaturjusterade till en tredygnsmedeltemperatur om -10 °C enligt Svenska kraftnäts definition av 10-årsvinter för SE4. Startvärdena presenteras nedan i tabell 3.

Tabell 3: Startvärden per delområde.

| Delområde | Startvärde [MW] |
|-----------------|-----------------|
| Helsingborg | 220,1 |
| Åstorp och SKH | 117,2 |
| Ängelholm Södra | 13,2 |
| Ängelholm Östra | 53,8 |
| Bjuv | 46,7 |
| Mörarp | 8,4 |

Jämfört med startvärde visar prognosen en förväntad ökning av behovet av överföringskapacitet på mellan 16,8-41,1 % beroende på delområde enligt tabell 4 nedan.

Tabell 4: Förändring av det förväntade behovet av överföringskapacitet per delområde till och med 2034.

| Delområde | Helsingborg | Åstorp och SKH | Bjuv | Ängelholm Östra | Ängelholm Södra | Mörarp |
|------------|-------------|----------------|-------|-----------------|-----------------|--------|
| Förändring | 41,1% | 16,8% | 24,5% | 30% | 37,9% | 36,3% |

Öresundskraft ser framför sig en stor ökning av behovet av överföringskapacitet i alla delområden framför allt drivet av elektrifieringen av transportsektorn. För vissa delområden driver även nya etableringar samt omställning av befintlig industri ett ökat behov av överföringskapacitet. Det finns dock betydande osäkerheter i hur stor denna ökning blir, inte minst på tio års sikt som är Nätutvecklingsplanens tidshorisont.

2.3 Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen.

1. Eventuella nuvarande kapacitetsbegränsningar och om dessa finns i det egna elnätet eller i överliggande elnät.

I dag har Öresundskraft inga betydande begränsningar i överföringskapacitet i det egna nätet. Enstaka platser i lågspänningsnätet kan få problem med höga spänningar i samband med en för stor installation av solceller, men dessa byggs bort inom områdeskoncession och skälig tid.

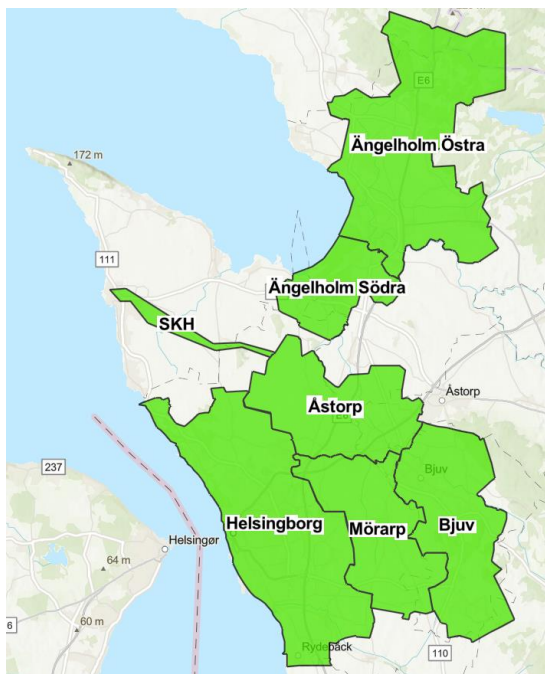
Under våren 2024 fick Öresundskraft informationen av EON att man har problem att ta emot inmatning till deras regionnät. I och med detta har Öresundskraft blivit tilldelade maximala inmatningsabonnemang för varje delområde, som för alla delområden understiger respektive delområdes uttagsabonnemang. Gränserna för inmatning begränsar möjligheterna för Öresundskraft att ta emot större produktionsanläggningar såsom solcellsparkar, men möjliggör samtidigt fortsatt anslutning av mindre produktionsanläggningar såsom solcellsanläggningar på villatak och för vissa delområden även viss anslutning på kommersiella tak.

Öresundskraft har i alla delområden ett stort intresse från kunder som vill ansluta större produktionsanläggningar såsom solcellsparkar. Majoriteten av kunderna befinner sig tidigt i anslutningsprocessen i ett så kallat förfrågningsstadium, men även om de efter nödvändiga

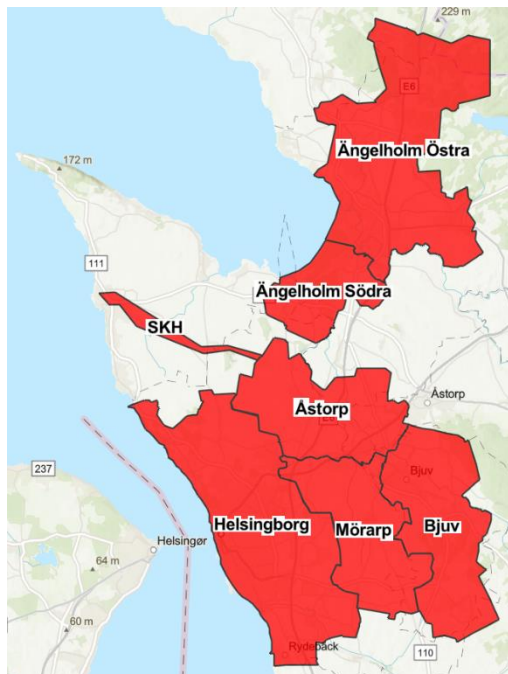
utredningar visar sig kunna ansluta i Öresundskrafts elnät, hade de inte kunnat ansluta på grund av begränsningarna från överliggande nätägare. Situationen för de större produktionsanläggningarna ligger till grund för bedömningen av nuvarande kapacitetsbegränsningar för inmatning. Öresundskraft arbetar med att upprätta metoder för köhantering och bedömning av mognadsgrad i linje med det arbete som bedrivs från Energiföretagen Sverige.

Vid nätutvecklingsplanens skrivelse ser status för nuvarande kapacitetsbegränsningar ut som följande per delområde, uppdelat per uttag (figur 3) och inmatning (figur 4).

- Grön färg = inga betydande kapacitetsbegränsningar finns, varken i det egna nätet eller hos överliggande nätägare.
- Gul färg = betydande kapacitetsbegränsningar finns i det egna nätet.
- Röd färg = betydande kapacitetsbegränsningar finns hos överliggande nätägare.



Figur 3: Nuvarande betydande kapacitetsbegränsningar uttag.



Figur 4: Nuvarande betydande kapacitetsbegränsningar inmatning.

2. Nuvarande användning av flexibilitetstjänster och andra resurser som företaget använder som ett alternativ till utbyggnad av systemet, det vill säga vilken typ av flexibilitetstjänster och resurser som används samt i vilken omfattning de används.

För närvarande använder Öresundskraft sig av andra resurser i form av villkorade avtal som tecknades för att hantera den uttagsbegränsning som Öresundskraft hade mot överliggande nätägare. De villkorade avtalen gäller för vissa typer av uttagskunder och har aldrig behövts aktiveras.

Öresundskraft undersöker tillsammans med andra nätbolag möjligheten att använda villkorade avtal även för produktionsanläggningar, samt möjligheterna att med marknadsbaserade lösningar hantera problematiken mot överliggande nätägare.

3. Eventuella förväntade kapacitetsbegränsningar för den kommande tioårsperioden samt om dessa finns i det egna elnätet eller i överliggande elnät.

Givet den förväntade prognosen i avsnitt 2.2 förväntar sig Öresundskraft att behöva genomföra investeringar i det egna nätet vilka redovisas i avsnitt 3.2, för att möta behovet och undvika att betydande kapacitetsbegränsningar uppstår i det egna nätet. Anledningen till att det befintliga systemet inte bedöms ha förmåga att möta det förväntade behovet, är framför allt att tryckpunkter saknas nära nya områden som förväntas byggas ut enligt kommunernas planer. De förväntade begränsningarna ligger dock några år fram i tiden varför Öresundskraft förväntar sig kunna planera in åtgärder för att hantera dessa, vilka redovisas i avsnitt 3.

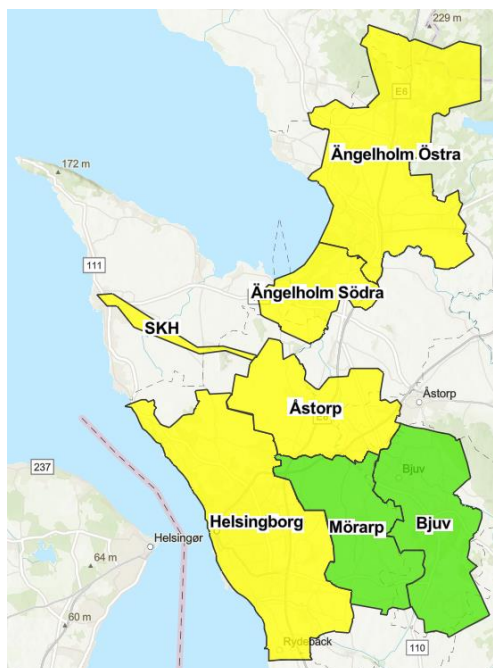
Öresundskraft förväntar sig också, som konsekvens av kundernas fortsatta förväntade efterfrågan på framför allt solceller och elbilar, att för vissa befintliga områden behöva genomföra förstärkningar av låg- och mellanspänningsnätet. Dessa behov väntas uppstå i alla redovisade delområden, men väntas vara begränsade i antal. Då dessa förstärkningar kan genomföras allt eftersom behoven uppstår tack vare kortare ledtider, påverkar dessa inte bedömningen av förväntade kapacitetsbegränsningar för den kommande tioårsperioden i figur 5 och figur 6.

Öresundskraft förväntar sig inte några kapacitetsbegränsningar hos överliggande nät kopplat till ett ökat uttagsbehov för den kommande tioårsperioden.

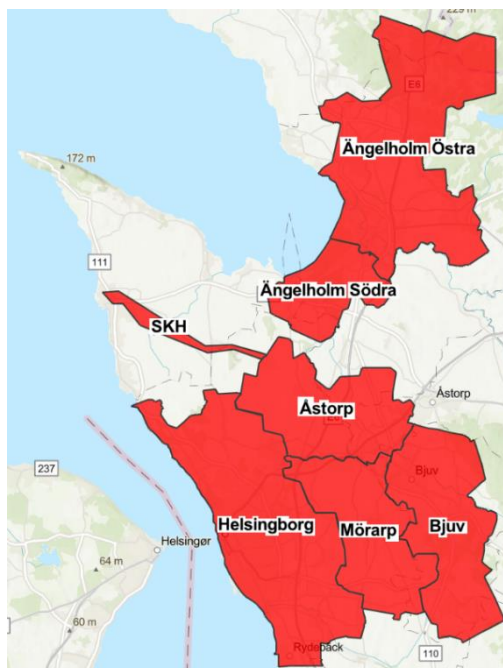
Öresundskraft väntar sig att de nuvarande kapacitetsbegränsningarna vad gäller inmatning mot överliggande nätägare väntas bestå kommande sju till tio år, vilket kommer påverka möjligheterna för större produktionsanläggningar att ansluta. Situationen är likvärdig för alla Öresundskrafts delområden.

Kapacitetsbegränsningen för inmatning mot överliggande nätägare riskerar att skapa ett moment 22 där få eller inga större produktionsanläggningar vill inleda en anslutningsprocess som kan ta flera år och kosta mycket pengar. Detta riskerar att den förväntade prognosen inte speglar det egentliga behovet av överföringskapacitet ifall kapacitetsbegränsningarna för inmatning inte hade funnits.

Sammanlagt innebär detta, givet prognosen i avsnitt 2.2 och med Öresundskrafts nuvarande system, att de förväntade kapacitetsbegränsningarna ser ut som följande per delområde för uttag (figur 5) och inmatning (figur 6), enligt samma färgkodning som i avsnitt 2.3.1.



Figur 5: Förväntade betydande kapacitetsbegränsningar uttag.



Figur 6: Förväntade betydande kapacitetsbegränsningar inmatning.

3 Planerade investeringar och alternativa lösningar

3.1 Företagets tillvägagångssätt vid planering av åtgärder.

Utifrån interna eller externa behov förnyar och bygger Öresundskraft ut elnätet. De bedömda investeringsbehoven sammanfattas i en 10-årsplan som löpande uppdateras. Tidsplanen sätts och justeras efter flera olika drivkrafter och prioriteringar.

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.

3.1.1 Redogörelse för valet av investeringar som företaget redovisat.

Planerade investeringar som redovisas är de som krävs för att ansluta ny produktion och ny förbrukning, eller befintlig produktionskapacitet och förbrukning som har utökats.

Endast större kapacitetshöjande investeringar på regionnätetsnivå (50 till 130 kV) redovisas individuellt. Mindre investeringar på lokalnätetsnivå (0,4 till 20 kV) tas inte med i nätutvecklingsplanen. Den främsta anledningen till detta är att ledtiden för att genomföra en förstärkning på lägre spänningsnivåer oftast är kortare än två år på grund av en lägre komplexitet av investeringarna samt att områdeskoncession finns för de spänningsnivåerna. På grund av de kortare ledtiderna och den lägre komplexiteten planeras investeringar på lokalnätetsnivå dessutom sällan längre fram än två år, vilket skulle vara missvisande från ett tioårs-perspektiv.

De redovisade nyinvesteringsprojekten i kapitel 3.2 är ett resultat av på lång sikt kommunernas översiktsplaner samt på kort sikt nya detaljplaner, mark- och boendeprogram och samråd. Reinvesteringarna kommer huvudsakligen utifrån RSA arbetet men även kommunernas planer spelar roll där kapaciteten i våra anläggningar behöver öka.

3.1.2 Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet.

Det finns sannolikt en potential att genom flexibilitetstjänster och andra resurser öka utnyttjandegraden av elnäten vilket skulle vara både resurseffektivt och samhällsekonomiskt riktigt.

Mognadsgraden av dessa lösningar bedöms i nuläget däremot som låg i jämförelse med traditionell nätförstärkning. Detta gäller både på ett ekonomiskt och tekniskt plan, men även på ett regulatoriskt plan. I den nuvarande intäktsregleringen ges starkare incitament att investera i nätutbyggnad än att köpa flexibilitetstjänster. Osäkerheter finns också kring hur flexibilitetstjänster ska värderas som en alternativ eller kompletterande lösning till nätutbyggnad.

Öresundskraft följer med stort intresse såväl teknik- som regelutveckling och deltar i initiativ på området. Idag saknas dock erfarenhet, kompetens och systemstöd inom organisationen för alternativa lösningar i samspel med traditionellt elnät vilket för tillfället är ett hinder för att implementera andra lösningar än traditionella lösningar för nätutbyggnad.

3.2 Planerade investeringar.

Tabell 5: Utvalda planerade investeringar till och med 2034.

| Delområde | Projektbenämning | Projektbeskrivning | Syfte med projektet | Projektstatus | Tidpunkt för driftsättning |
|-----------------|------------------|--|---------------------|---------------|----------------------------|
| Helsingborg | Olympia | Ombygg fördelningsstation 145 kV | RSA, kapacitet | 1 | 2027 |
| Helsingborg | K61 | Ersätta oljekabel 50 kV | RSA, kapacitet | 1 | 2026 |
| Helsingborg | Välluv | Ny fördelningsstation 145 kV | Exploatering | 2 | 2028 |
| Helsingborg | Hyllstorp | Ny fördelningsstation 145 kV | Exploatering | 5 | 2030 |
| Helsingborg | K67 | Ersätta 50 kV kabel med 145 kV | Kapacitet | 5 | 2032 |
| Helsingborg | Stattena | Ersätta bef med ny fördelningsstation 145 kV | RSA, kapacitet | 5 | 2032 |
| Helsingborg | Python | Ny fördelningsstation 145 kV | Exploatering | 5 | 2033 |
| Åstorp | Nyvång | Utbyggnad fördelningsstation 145 kV | Exploatering | 5 | 2028 |
| Ängelholm östra | Munka Ljungby | Ombygg fördelningsstation 24 kV | RSA, kapacitet | 1 | 2025 |
| Ängelholm södra | Ängelholm södra | Ersätta bef med ny fördelningsstation 145 kV | RSA, kapacitet | 4 | 2028 |

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).

3.2.1 Kompletterande information om planerade investeringar.
Ingen kompletterande information lämnas.

3.3 Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser.

3.3.1 Det förväntade behovet.

Öresundskraft bedömer att det i nuläget inte finns ett behov av flexibilitetstjänster och andra resurser som kan användas som alternativ till utbyggnad av det egna elnätet. Det bör betonas att bedömningen är gjord utifrån ett nuläge, och kommer med stora osäkerheter.

Faktorer som kan påverka bedömningen framåt är exempelvis snabbheten i transportsektorns och industrins elektrifiering, regelverksutveckling både nationellt och på EU-nivå samt eventuella flaskhalsar i leverantörs- och entreprenörsledet för de projekt som Öresundskraft behöver genomföra för att möta den förväntade utvecklingen.

Effekterna av införandet av effekttariffer som senast kommer ske 1 januari 2027 kan också påverka behovet då prissättningen av effekt då blir mer korrekt.

Gällande inmatningsbegränsningar hos överliggande nätägare EON sitter Öresundskraft inte på den hela tekniska problembilden, varför en uppskattning av volymer är svår att göra. Redovisning av flexibilitetsbehov som finns på grund av ett problem i en annan nätägares elnät riskerar både felaktig redovisning av behovet samt viss dubbelredovisning av behovet vilket skulle vara missvisande mot leverantörer av flexibilitetstjänster och andra resurser.

Öresundskraft kan dock konstatera att inmatningsproblematiken har begränsad möjlighet att lösas av flexibilitetstjänster och andra resurser. För att möjliggöra solcellsparkerna som visar intresse att ansluta till Öresundskrafts nät skulle ökade inmatningsabonnemang mot EON behövas. Beroende på installationstakten av takbaserade solcellsanläggningar på privata och kommersiella tak kan ett flexibilitetsbehov uppstå då det för mindre anläggningar kan vara mer svårbedömt kring vad som får plats mot överliggande nätägare och inte. I så fall skulle ett behov föreligga, men lösningar skulle då behöva koordineras med överliggande nätägare.

Tabell 6: Det förväntade behovet av flexibilitetstjänster och andra resurser.

| Delområde | 0-2 år | 3-5 år | 6-10 år |
|-----------------|--------|--------|---------|
| Helsingborg | 0 | 0 | 0 |
| Åstorp och SKH | 0 | 0 | 0 |
| Bjuv | 0 | 0 | 0 |
| Ängelholm Östra | 0 | 0 | 0 |
| Ängelholm Södra | 0 | 0 | 0 |
| Mörarp | 0 | 0 | 0 |

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

Öresundskraft har i nuläget inget betydande behov av flexibilitetstjänster och andra resurser i det egna nätet att redogöra för. Om ett behov skulle föreligga behöver behovet specificeras både med avseende på storlek, tid och plats samt vilka typer av flexibilitetstjänster och andra lösningar som hade kunnat vara aktuella.

3.3.3 Omdirigering.

Öresundskraft har hittills inte använt sig av omdirigering och har inte rapporterat in något till Ei.

4 Företagets bedömning om de planerade åtgärderna för perioden 2025–2034 möter behovet

För det egna nätet bedöms de planerade åtgärderna vara tillräckliga för att möta det förväntade behovet av överföringskapacitet samt för att åtgärda eventuella kapacitetsbegränsningar i det egna nätet, vilka i nuläget inte är några betydande.

Däremot påverkar de tidigare beskrivna kapacitetsbegränsningar i överliggande nätägares regionnät Öresundskrafts möjligheter att få höjda inmatningsabonnemang. Detta väntas i sin tur negativt påverka möjligheterna att ansluta större elproduktionsanläggningar som exempelvis solcellsparker. Begränsningarna väntas enligt EON bestå sju till tio år fram i tiden och påverka alla Öresundskrafts delområden.

5 Samråd

Samrådet pågår med berörda systemanvändare under sex veckor med start 2024-09-13 genom publicering av den preliminära nätutvecklingsplanen på Öresundskrafts hemsida [Nätutvecklingsplan 2025-2034 \(oresundskraft.se\)](https://oresundskraft.se).

Svenska kraftnät bjuds också specifikt in till samråd enligt föreskriften.

Synpunkter på den preliminära nätutvecklingsplanen skickas in via epost till natutvecklingsplan@oresundskraft.se. Tänk på att alla synpunkter blir offentliga handlingar, så undvik att lämna personuppgifter eller känslig information i ditt meddelande.

Öresundskraft kommer redovisa det sammanställda resultatet av samrådet i en så kallad samrådsredogörelse som en bilaga till den slutgiltiga nätutvecklingsplanen när synpunkter på nätutvecklingsplanen har bearbetats, och nätutvecklingsplanen vid behov har uppdaterats.

Den slutgiltiga nätutvecklingsplanen och samrådsredogörelsen skickas in till Ei senast 2024-12-31. I samband med detta sker också publicering på hemsidan.

Bilaga 1. Förväntad utveckling av behovet av överföringskapacitet

■ Befintligt ■ Elektrifierad transport ■ Bostäder ■ Verksamheter ■ Anslutningsärenden ■ Storkund

