

2024-12-19

# Nätutvecklingsplan 2025-2034

## Öresundskraft Elnät AB

**Företag:** Öresundskraft Elnät AB  
**Version:** slutgiltig nätutvecklingsplan

**ÖRESUNDS**  
**KRAFT**

## Innehållsförteckning

|        |  |           |
|--------|--|-----------|
| 1      | Uppgifter om företaget och företagens elnät .....  | <b>3</b>  |
| 1.1    | Uppgifter om företaget. ....   | 3         |
| 1.2    | Uppgifter om företagens elnät .....  | 4         |
| 1.3    | Karta över området där företaget bedriver nätverksamhet.....                               | 5         |
| 2      | Behov av överföringskapacitet i elnätet .....  | <b>6</b>  |
| 2.1    | Redogörelse för företagens prognosarbete.....  | 6         |
| 2.1.1  | Modell för effektprognoser .....   | 6         |
| 2.1.2  | Antaganden .....   | 7         |
| 2.1.3  | Planer från Region Skåne och Länsstyrelsen Skåne.....                                      | 7         |
| 2.1.4  | Bostäder .....   | 7         |
| 2.1.5  | Verksamhetsområden.....  | 8         |
| 2.1.6  | Anslutningsärenden .....   | 8         |
| 2.1.7  | Stora punktlaster.....   | 8         |
| 2.1.8  | Prognoser från storkunder .....  | 8         |
| 2.1.9  | Elektrifierad transport.....   | 8         |
| 2.1.10 | Samarbete med andra nätföretag.....  | 9         |
| 2.1.11 | Långsiktig utveckling av det svenska energisystemet.....                                   | 9         |
| 2.2    | Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet 2025–2034.....                       | 10        |
| 2.2.1  | Redogörelse för ökning och minskning av behov av överföringskapacitet.....                 | 10        |
| 2.3    | Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen.....  | 11        |
| 3      | Planerade investeringar och alternativa lösningar .....                                    | <b>15</b> |
| 3.1    | Företagets tillvägagångssätt vid planering av åtgärder. ....                               | 15        |
| 3.1.1  | Redogörelse för valet av investeringar som företaget redovisat. ....                       | 15        |
| 3.1.1  | Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet. ....                     | 16        |
| 3.2    | Planerade investeringar. ....  | 17        |
| 3.2.1  | Kompletterande information om planerade investeringar. ....                                | 17        |
| 3.3    | Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser.....                                     | 18        |
| 3.3.1  | Det förväntade behovet. ....   | 18        |
| 3.3.2  | Redogörelse för olika typer av åtgärder inklusive omfattning av behovet av åtgärderna..... | 20        |
| 4      | Företagets bedömning om de planerade åtgärderna för perioden 2025-2034 möter behovet ...   | <b>21</b> |
| 5      | Samråd .....   | <b>22</b> |
| 5.1    | Redovisning av resultat från offentligt samråd. ....                                       | 22        |
|        | Bilaga 1. Redovisning av resultat från offentligt samråd .....                             | <b>23</b> |
|        | Bilaga 2. Förväntad utveckling av behovet av överföringskapacitet .....                    | <b>24</b> |

# 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 REL03045 och regionnät RER03051.

Tabell 1: Uppgifter om företaget.

|  |   |
|--|---|
| Företagsnamn   | Öresundskraft Elnät AB  |
| Organisationsnummer  | 559443-4036   |
| Kontaktperson(er)  | Avdelning Nätplanering och Affär  |
| E-post   | natutvecklingsplan@oresundskraft.se   |
| Telefonnummer  | 042-490 32 00 (växel)   |
| Länk till information om nätutvecklingsplan och samråd samt tillhörande dokument | <a href="#">Nätutvecklingsplan 2025-2034 (oresundskraft.se)</a>   |
| Bilagor  | Bilaga 1. Redovisning av resultat från offentligt samråd<br><br>Bilaga 2. 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.

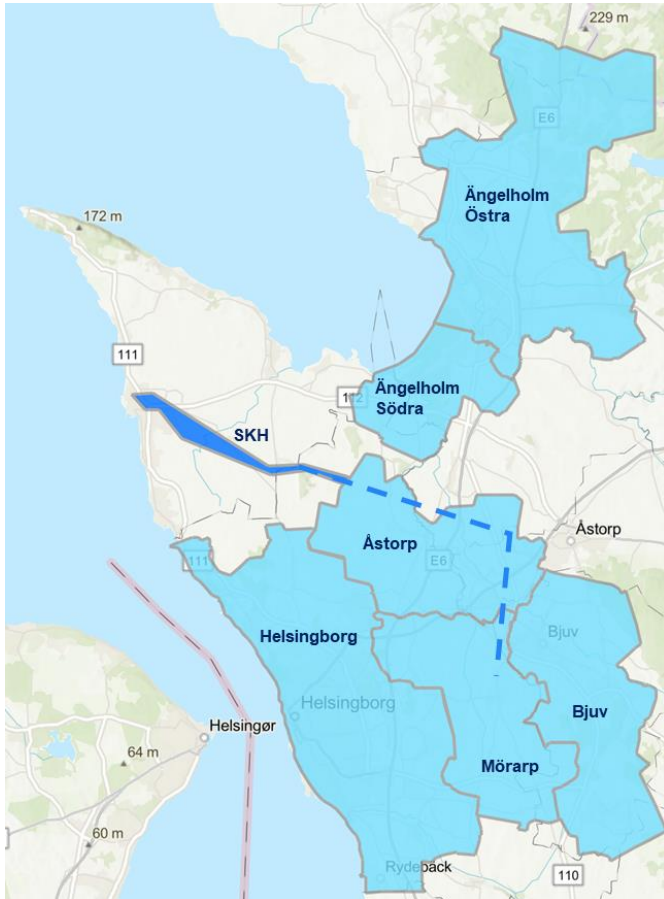
Åstorp och Hyllinge är kopplade till SKH-linjens abonnemang på 145 kV. I Åstorp sker transformering till 24 och 6 kV och i Hyllinge till 12 kV. Med 24 kV försörjs sedan Kattarp där transformering till 6 kV sker. SKH-linjen sträcker sig från Åstorp ut till Höganäs där två kunder finns, Höganäs Energi 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 50 kV-nätet 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 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, Mörarp, 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 elnätsägare 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 elnätsägare.

#### 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 elnätsbolag. 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 elnätet för alla delområden när det gäller det förväntade behovet av överföringskapacitet för den aktuella tidsperioden. Större punktlaster som exempelvis solcellsparker kan ändra detta på vissa ställen högre spänningsnivåer. På lägre spänningsnivåer i elnätet kan produktion också på vissa platser bli dimensionerande.

### **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.

Då det saknas 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.

### **2.1.3 Planer från Region Skåne och Länsstyrelsen Skåne**

Genom det gemensamma initiativet tillsammans med bland andra Region Skåne beskrivet i avsnitt 2.1.10 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 Bostäder**

Öresundskraft är aktiva i några 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.

### **2.1.5 Verksamhetsområden**

För att bedöma utvecklingen för verksamheter (service, tjänster och offentlig verksamhet, industri och jordbruk) har Öresundskraft använt resultat från den prognosmodell som är gemensamt utvecklad tillsammans med RISE, EON och Krafringen som finns beskriven i avsnitt 2.1.10. 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 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.

### **2.1.6 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.

### **2.1.7 Stora punktlaster**

Stora punktlaster som solcellsparker, nya industrietableringar och storskaliga energilagringssystem 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.

### **2.1.8 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 effektökningen av prognoser från Höganäs Energi. För andra delområden bedöms prognoserna ännu vara för osäkra för att tas med i den förväntade prognosen.

### **2.1.9 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 ännu inte finns att tillgå.

### **2.1.10 Samarbete med andra nätföretag**

Öresundskraft samarbetar både direkt och indirekt med andra elnätsbolag i prognosarbetet. Bland annat sker informationsutbyte kring pågående anslutningsärenden med angränsande elnätsägare 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 elnätbolag görs också kring metoder, arbetssätt och verktyg för effektprognoser. Exempelvis har Öresundskraft tillsammans med EON, Kraftringen, Region Skåne och RISE utvecklat [Effektprognoser.se](https://www.effektprognoser.se), 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 stora anslutningar, vilket kommer underlätta informationsutbyte och samordning av större anslutningar, vilket på sikt kommer förbättra prognoserna. Öresundskraft arbetar med att implementera metoder för köhantering och bedömning av mognadsgrad i linje med det arbete som bedrivs från Energiföretagen.

### **2.1.11 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 Energimarknadsinspektionens 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.

Bedömningen av systemets nuvarande förmåga att möta prognosen är gjord utifrån hur det egna elnätet ser ut i dagsläget, utan hänsyn till den förväntade effekten av beslutade investeringar.

Detta innebär att det i 2.3.1 beskrivs vilka kapacitetsbegränsningar som finns i dagsläget i systemet, utan vare sig prognos eller planerade investeringar. I 2.3.3 beskrivs det hur det nuvarande systemet utan planerade investeringar skulle kunna hantera den förväntade prognosen. I avsnitt 3.2 beskrivs det sedan vilka åtgärder som behöver komma till för att hantera både befintliga kapacitetsbegränsningar beskrivna i 2.3.1 och den förväntade prognosen beskriven i avsnitt 2.3.3.

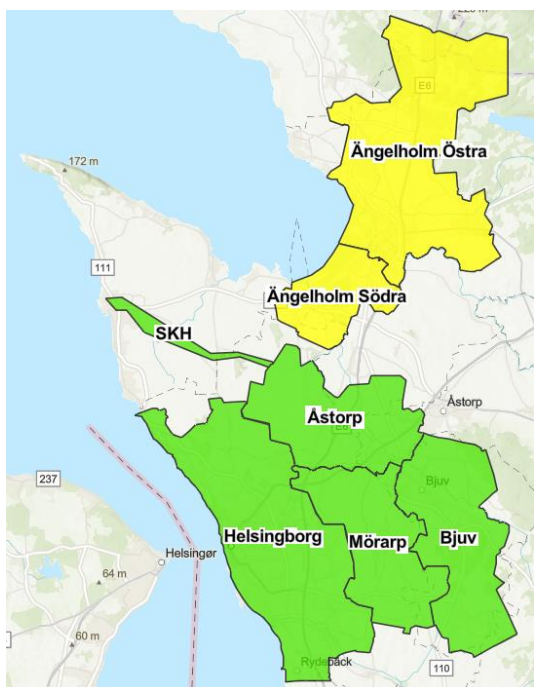
1. Eventuella nuvarande kapacitetsbegränsningar och om dessa finns i det egna elnätet eller i överliggande elnät.

I dag finns två betydande begränsningar i överföringskapacitet i det egna elnätet i delområde Ängelholm Östra och Ängelholm Södra. Begränsningarna drabbar endast delar av de två delområdena. Bortsett från det kan enstaka platser i lågspänningsnätet få problem med höga spänningar i samband med en för stor installation av solceller, men dessa byggs bort inom områdeskoncession och skälig tid.

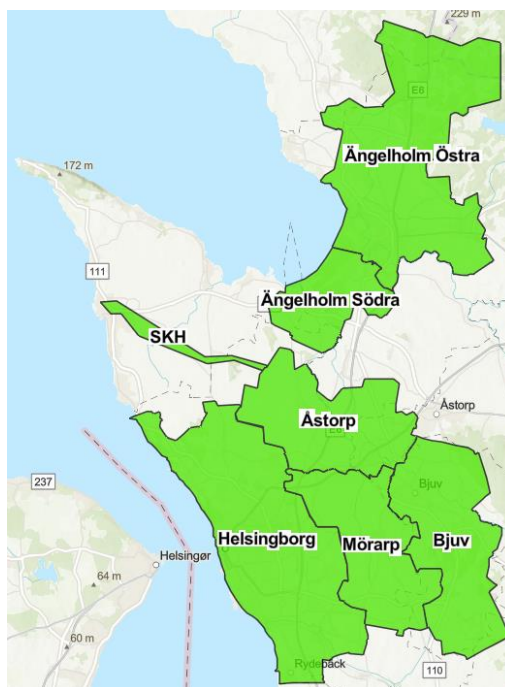
När det gäller överliggande elnät finns det i dagsläget en inmatningsbegränsning mot överliggande nätägare som berör samtliga delområden. Tilldelade inmatningsabonnemang understiger respektive delområdes uttagsabonnemang. Inmatningsbegränsningarna möjliggör fortsatt anslutning av mindre och mellanstora produktionsanläggningar såsom solcellsanläggningar på villatak och kommersiella tak. För större produktionsanläggningar som exempelvis solcellsparker och batteriparker finns i dagsläget en kö i avvaktan på att kapacitetsläget i överliggande nät klargörs.

Vid nätutvecklingsplanens skrivelse ser status för nuvarande kapacitetsbegränsningar i det egna elnätet ut som följande per delområde, uppdelat per uttag (figur 3) och inmatning (figur 4). Situationen för överliggande nät beskrivs i text och utgör inte underlag för färgläggning av figurerna.

- Grön färg = inga betydande kapacitetsbegränsningar finns i det egna nätet.
- Gul färg = betydande kapacitetsbegränsningar finns i det egna nätet.



Figur 3: Nuvarande betydande kapacitetsbegränsningar för uttag i det egna nätet.



Figur 4: Nuvarande betydande kapacitetsbegränsningar för inmatning i det egna nätet.

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 elnätsägare. De villkorade avtalen gäller för vissa typer av uttagskunder och har aldrig behövts aktiveras.

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

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

För att hantera befintliga kapacitetsbegränsningar beskrivna i avsnitt 2.3.1 samt undvika att kapacitetsbegränsningar uppstår på grund av den förväntade prognosen i avsnitt 2.2 kommer Öresundskraft behöva genomföra historiskt stora investeringar i elnätet. De största investeringarna är redovisade i avsnitt 3.2.

Anledningen till att det befintliga systemet inte bedöms ha förmåga att möta det förväntade behovet är bland annat att det behövs fördelningsstationer nära nya exploateringsområden. De förväntade begränsningarna ligger dock några år fram i tiden varför Öresundskraft förväntar sig kunna planera in åtgärder för att hantera dessa.

Öresundskraft förväntar sig också på grund av kundernas fortsatta förväntade efterfrågan på framför allt solceller och elbilar att lokala flaskhalsar kommer att uppstå. För att undvika detta behöver även delar av låg- och mellanspänningsnätet förstärkas. Dessa behov väntas uppstå i alla redovisade delområden. Då dessa förstärkningar väntas kunna 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.

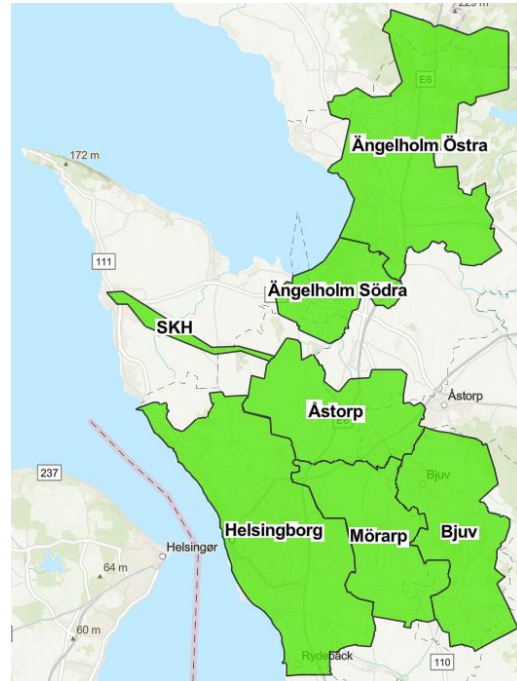
Utifrån den senaste dialogen med överliggande nätägare väntar sig Öresundskraft inte några kapacitetsbegränsningar hos överliggande elnät kopplat till ett ökat uttagsbehov enligt den förväntade prognosen. Öresundskraft väntar sig också att de nuvarande inmatningsbegränsningarna hos överliggande elnätsägare försvinner i takt med att åtgärder implementeras i deras elnät. Detta innebär bland annat att Öresundskraft förväntar sig kunna få till de nödvändiga abonnemangshöjningar för både uttag och inmatning som behövs för att hantera den förväntade prognosen.

Fortsättningsvis gäller det dock att kapacitet inte är en hyllprodukt och kommer behöva byggas fram i samordning med överliggande elnätsägare för att hantera större anslutningar som finns utöver det förväntade behovet. Under samrådsprocessen har det tydliggjorts att en ökad dialog och ett ökat informationsutbyte mellan elnätsägarna behövs för att förstå nuläge och problembild för kapacitetssituationen för nordvästra Skåne.

Sammanlagt innebär detta, givet prognosen i avsnitt 2.2 och med det 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 för uttag i det egna nätet.



Figur 6: Förväntade betydande kapacitetsbegränsningar för inmatning i det egna nätet.

## 3 Planerade investeringar och alternativa lösningar

Öresundskraft arbetar för en kontinuerlig utbyggnad och uppgradering av elnätet för att möjliggöra en fortsatt hög elektrifieringstakt. En stor del av investeringarna syftar till att bibehålla och stärka kapaciteten i elnätet, där de största investeringarna är redovisade i denna plan. Framöver kommer detta innebära en historisk hög investeringstakt.

### 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. 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.

De redovisade nyinvesteringsprojekten i avsnitt 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.

### **3.1.1 Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet.**

Det finns förmodligen en stor potential att genom flexibilitetstjänster och andra resurser öka utnyttjningsgraden av det befintliga elnätet vilket skulle vara både kostnadseffektivt, resurseffektivt och samhällsekonomiskt riktigt. Öresundskraft arbetar därför med att bygga upp förmågan att på ett träffsäkert sätt kunna identifiera och uppskatta behovet av alternativa lösningar. En viktig del i detta är att öka observerbarheten i elnätet. Med en utvecklad observerbarhet kommer Öresundskraft bättre kunna förstå vilka typer av investeringar som kan vara lämpade för att antingen skjutas upp, kompletteras eller helt ersättas med flexibilitetstjänster och andra resurser.

Potentialen att använda flexibilitet och alternativa lösningar just för att skjuta upp, komplettera eller helt ersätta investeringarna som är redovisade i tabell 5 bedöms i dagsläget som låg. Anledningen till detta är att de redovisade investeringarna bland annat syftar till spänningshöjning i befintliga nät, bygga bort risker och sårbarheter samt till behovet av nya fördelningsstationer för att möjliggöra utbyggnad i identifierade exploateringsområden. För dessa syften bedöms det i dagsläget saknas robusta alternativ till traditionell nätutbyggnad, varför flexibilitetstjänster och andra resurser inte har utvärderats i detalj för investeringarna i tabell 5.

Öresundskraft följer med stort intresse såväl teknik- som regelutveckling och deltar i initiativ på området som syftar till att förstå vilka alternativa lösningar som finns och till vilken kostnad. Idag saknas dock tillräcklig erfarenhet, kompetens och robusta systemstöd inom organisationen för alternativa lösningar i samspel med traditionellt elnät vilket är ett hinder på kort sikt för att implementera andra lösningar än traditionella lösningar för nätutbyggnad. Öresundskraft är på god väg på resan mot bland annat robusta systemstöd då flera utvecklingsprojekt som berör utvecklingen av de nödvändiga förmågorna korttidsprognostisering och avropsförmåga bedrivits de senaste åren.

Andra utmaningar som behöver lösas på vägen är bland annat etablerade metoder för att mäta både behov och tillgång av flexibilitet, starkare incitament i intäktsregleringen att välja alternativa lösningar samt hur flexibilitetstjänster ska värderas som en alternativ eller kompletterande lösning till traditionell nätutbyggnad. Utöver detta kommer även nya avtalsformer samt kundacceptans i de specifika fallen att behövas för att möjliggöra det specifika behovet och den generella potentialen beskrivna i avsnitt 3.3.1.



### 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          | Ombyggnation 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 befintlig 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    | Ombyggnation fördelningsstation 24 kV              | RSA, kapacitet      | 1             | 2025                       |
| Ängelholm södra | Ängelholm södra  | Ersätta befintlig 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.**

Ett behov av flexibilitetstjänster eller andra resurser kan uppstå av flera anledningar, således finns det också flera potentiella nyttor som alternativ till traditionell nätutbyggnad kan bidra med. I nätutvecklingsplanen ska det förväntade behovet av flexibilitetstjänster och andra resurser som kan användas som alternativ till utbyggnad av elnätet inom de närmsta tio åren redovisas. Behovet av flexibilitetstjänster och andra resurser har i nätutvecklingsplanen delats upp i specifika behov och generell potential. Endast de specifika behoven är uppskattade i volymer. I tre delområden bedöms det finnas ett specifikt behov av flexibilitetstjänster eller andra resurser. Det specifika behovet är redovisat i tabell 6.

Det specifika behovet syftar till ett reellt behov i det egna elnätet vilket är synonymt med att någon anläggningsdel riskerar att överbelastas. Den typ av behov som undersökts och redovisas i nätutvecklingsplanen är flexibilitetsbehovet som uppstår för att klara det dimensionerande felfallet på fördelningsstationsnivå vilket innebär att en transformator faller bort. Det specifika behovet har inte undersökts för underliggande låg- och mellanspänningsnät, luftledning eller nätstationstransformatorer. I dagsläget är denna förmåga under utveckling, där den långsiktiga målsättningen är att kunna stresstesta hela nätet utifrån en prognos.

Det bedöms också finnas ett specifikt behov av flexibilitetstjänster och alternativa hos överliggande nätägare givet de inmatningsbegränsningar som Öresundskraft har i dagsläget. Behovet borde kunna avhjälpas med resurser som är placerade i Öresundskrafts nät, där volymer och specifika behov behöver koordineras med överliggande nätägare för att hanteras på ett kostnadseffektivt och driftsäkert sätt.

Den generella potentialen för flexibilitetstjänster och andra resurser syftar inte till specifika nätobjekt, utan fokuserar snarare på den generella potentialen som Öresundskraft ser med flexibilitetstjänster och andra resurser. En generell potential för flexibilitetstjänster och alternativa lösningar i form av villkorade avtal bedöms finnas när det gäller att korta ledtiderna för vissa kundanslutningar. Villkorade avtal har potential att användas som en övergångslösning i väntan på nätförstärkning i det egna nätet, exempelvis för publik snabbbladdning där vissa mellanspännings slingor (6-20 kV) kan behöva förstärkas innan full efterfrågad effekt kan erbjudas.

En generell potential för flexibilitetstjänster och alternativa lösningar bedöms också finnas när det gäller att möjliggöra fler produktionsanläggningar i det egna nätet. Det som oftast begränsar storleken på produktionsanläggningar i mellanspänningsnätet är reservmatningsfallet. Permanenta villkorade avtal med krav på nedstyrning i reservmatningsfallet hade kunnat öka mängden installerad elproduktion. Detta förutsätter att N-1 kriteriet frångås och hanteras med de villkorade avtalen.

På kort sikt bedöms den största potentialen med flexibilitetstjänster och andra resurser vara att förkorta ledtider för kunder som vill ansluta till elnätet tills nätförstärkning eller abonnemangshöjning mot överliggande elnätägare har tillkommit, snarare än att kunna använda dessa som ett permanent alternativ till utbyggnad av systemet. På längre sikt tror Öresundskraft att flexibilitetstjänster och andra resurser tillsammans med kostnadsreflektiva tariffer och anslutningsavgifter har en stor potential att öka elnätets utnyttjningsgrad. Detta kan både minska kostnaderna för kundkollektivet samt bidra till en ökad självförsörjningsgrad.

Det finns stora osäkerheter när det gäller det identifierade behovet av flexibilitetstjänster och andra resurser. Exempelvis kan storskaliga punktlaster som tillkommer utöver det förväntade prognosen ändra behovet mycket. En förväntan finns om att implementeringen av effekttariffer för alla kunder senast 1 januari 2027 kommer minska behovet av flexibilitetstjänster och andra resurser då prissättningen av effekt som en bristvara då blir mer korrekt.

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 | 1      | 0      | 0       |
| Ängelholm Södra | 1      | 1      | 0       |
| Mörarp          | 0      | 0      | 1       |

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

I tre av delområdena finns ett behov av flexibilitetstjänster och andra resurser. I de två delområdena Ängelholm Östra och Ängelholm Södra handlar det om övergångslösningar för att hantera reservmatningsfall tills planerade åtgärder är färdigställda. I det tredje delområdet Mörarp handlar det om ett prognostiserat behov på grund av begränsningar i överliggande elnät. För alla tre delområden är behovet flexibilitet i form av minskad förbrukning under höglastperioden vilken är vardagar under månaderna november till mars och mellan klockan 06-22. Antalet timmar bedöms som relativt få, ca 10 timmar per delområde och år.

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

För det egna elnätet bedöms de planerade åtgärderna vara tillräckliga för att möta det förväntade behovet av överföringskapacitet samt för att åtgärda de nuvarande kapacitetsbegränsningar i det egna elnätet.

Vad gäller situationen i överliggande elnät så finns i dagsläget en abonnemangsbegränsning för inmatning som berör samtliga delområden. Öresundskraft förväntar sig att denna begränsning försvinner i och med att nödvändiga åtgärder i överliggande elnät genomförs. Öresundskraft förväntar sig också att överliggande elnät kan hantera den förväntade prognosen för överföringsbehovet för den kommande tioårsperioden. Det pågår kontinuerligt en dialog med överliggande nätägare kring behovet.

Det ska dock tilläggas att det för närvarande finns många inkomna förfrågningar med ett stort efterfrågat effektbehov. De flesta av dem befinner sig tidigt i anslutningsprocessen och således är de inte medräknade i det förväntade behovet. I dagsläget finns alltså inte dessa med i planerade åtgärder, varken i det egna eller överliggande elnätet. Det kommer fortsättningsvis inte vara möjligt att planera för dessa stora punktanslutningar på ett samhällsekonomiskt motiverbart sätt, varför det kommer uppstå kapacitetsbegränsningar under tidsperioden, både i det egna och i det överliggande elnätet. För att hantera dessa effektivt kommer ett utökat samarbete och informationsutbyte mellan både kunder och andra elnätföretag behövas.

## 5 Samråd

Samrådet pågick med berörda systemanvändare under sex veckor från den 14:e september till och med den 27:e oktober 2024 genom publicering av den preliminära nätutvecklingsplanen på Öresundskrafts hemsida [Nätutvecklingsplan 2025-2034](#).

Svenska kraftnät bjöds också specifikt in till samråd enligt föreskriften.

Synpunkter på den preliminära nätutvecklingsplanen togs emot per mejl till [natutvecklingsplan@oresundskraft.se](mailto:natutvecklingsplan@oresundskraft.se).

### 5.1 Redovisning av resultat från offentligt samråd.

Det sammanställda resultatet av samrådet är presenterat i en så kallad samrådsredogörelse som är en bilaga till den slutgiltiga nätutvecklingsplanen. I den har inkomna synpunkter bemötts och vid behov inarbetats i den slutgiltiga nätutvecklingsplanen.

Samrådsredogörelsen är publicerad som ett separat dokument på [Nätutvecklingsplan 2025-2034](#).

## Bilaga 1. Redovisning av resultat från offentligt samråd

Samrådsredogörelsen är publicerad som ett separat dokument på [Nätutvecklingsplan 2025-2034](#).

## Bilaga 2. Förväntad utveckling av behovet av överföringskapacitet





