# Nätutvecklingsplan

Affärsverken Elnät i Karlskrona 2027–2036
Version 1.0

# Innehåll

**1. Uppgifter om företaget och företagets nät ..... 3**

**2. Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet ..... 5**

2.1. Behov av överföringskapacitet i elnätet ..... 5

2.2. Redogörelse för ökning och minskning av behov av överföringskapacitet 12

2.3. Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen ..... 14

2.4. Planerade investeringar och alternativa lösningar ..... 16

2.5. Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet ..... 24

2.6. Om planerade åtgärder möter behovet för överföringskapacitet ..... 24

**3. Samråd ..... 25**

# 1. Uppgifter om företaget och företagets nät

I detta avsnitt presenteras uppgifter om företaget och företagets elnät. Nätutvecklingsplanen innehåller en prognos för överföringsbehovet i elnätet de kommande tio åren, planerade investeringar och alternativa lösningar samt företagets bedömning om de planerade åtgärderna är tillräckliga för att möta det prognostiserade behovet.

Syftet med nätutvecklingsplanen är att skapa transparens vad gäller förutsättningar för anslutning till elnätet och behov av flexibilitetstjänster och investeringar under de kommande fem till tio åren. Särskild tonvikt är på den huvudsakliga distributionsinfrastruktur som krävs för att ansluta ny produktionskapacitet och ny förbrukning, inklusive laddstationer för elfordon.

Observera att nätutvecklingsplanens utformning följer de riktlinjer och föreskrifter som ges ut av Energimarknadsinspektionen. Det innebär att vissa avsnitt inte innehåller någon information.

Denna nätutvecklingsplan har tagits fram i samarbete med Sweco Sverige AB.

Grundläggande uppgifter om företaget och uppgifter om hur intressenter kan komma i kontakt med distributionsnätsföretaget om nätutvecklingsplanen presenteras i Tabell 1.

**Tabell 1 Uppgifter om företaget.**

| | |
|---|---|
| Företagsnamn | Affärsverken Elnät i Karlskrona AB |
| Organisationsnummer | 556049-4733 |
| Redovisningsenhet(er) som nätutvecklingsplanen avser | REL00091 |
| Kontaktperson | Andreas Johansson |
| E-post | andreas.johansson@affarsverken.se |
| Telefonnummer | +46 (0)708 78 33 49 |
| Länk till nätutvecklingsplanen som delats inför samråd (preliminär nätutvecklingsplan) | |
| Länk till information om samrådet | |
| Länk till slutlig nätutvecklingsplan | www.affarsverken.se/natutvecklingsplan |
| Länk till slutlig samrådredogörelse | www.affarsverken.se/natutvecklingsplan |
| Bilagor | Inga bilagor |

Affärsverken Elnät i Karlskrona AB (fortsatt Affärsverken) är ett lokalnätsföretag med områdeskoncession på 20 kV i Karlskrona kommun[1]. Koncessionsområdet för Affärsverken innefattar övervägande majoriteten av Karlskrona tätort och nätet består av både stads- och landsbygdsnät med betydande övervikt av stadsnät. Kommunen ligger inom Blekinge län. Affärsverkens lokalnät angränsar till två andra nätbolag: E.ON Energidistribution (fortsatt E.ON) har angränsande lokalnät både i öster och väster och Rödeby Elverk i norr, se Figur 1. Det sker dock inget utbyte med intilliggande lokalnät via elnätet.

Då Affärsverkens koncessionsområde helt befinner sig inom samma kommun och län, och utvecklingsbehovet bedöms likartat inom området, så har Affärsverken inte delat in koncessionsområdet i några delområden. Affärsverken ansluter till E.ONs regionnät via två anslutningspunkter. Dels i 130/20 kV-stationen Intaget där anslutningspunkten är på 20 kV-nivån. Dels i 130/20 kV-stationen Trossö 2 där anslutningspunkten är på 130 kV-nivån. Uttagsbonnemanget mot E.ON ligger för närvarande på totalt 98 MW för båda anslutningspunkterna och maxlasten var våren 2026 cirka 68 MW. Affärsverken har inget separat inmatningsabonnemang gentemot regionnätet.

Det geografiska området utgörs av koncessionsområdet för Affärsverken utan indelning i delområden, se Figur 1.

[1] 50 kV för jordkabel. Områdeskoncessionsbeslutet för 50 kV har överklagats och behandlas nu i Hovrätten.




**Figur 1 Karta över området där Affärsverken bedriver sin verksamhet. Källa: Affärsverkens karta baserat på kartmaterial från Lantmäteriet.**

# 2. Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet

I detta kapitel presenteras metodiken för framtagande av kapacitetsprognosen samt resultaten av den genomförda prognosen. Därefter redogörs för elnätets nuvarande förmåga att möta det prognostiserade kapacitetsbehovet och för de investeringar som planeras framåt. Kapitlet beskriver även det bedömda behovet av flexibilitetstjänster som alternativ till nätutbyggnad. Avslutningsvis bedöms i vilken utsträckning de planerade åtgärderna kan tillgodose det framtida behovet av överföringskapacitet.

## 2.1. Behov av överföringskapacitet i elnätet

I detta kapitel presenteras det prognosarbete som har utförts av Affärsverken i samband med framtagandet av nätutvecklingsplanen.

Genom en kombination av litteraturstudie och den löpande dialog Affärsverken har med sina kunder har underlag för planer och drivkrafter som kan inverka på elnätets utformning för perioden 2027 – 2036 samlats in.

Behovet av överföringskapacitet inom elnätsområdet har uppskattats med hjälp av olika överväganden. De drivkrafter som enligt företaget bedömning har störst påverkan på effektöverföring i nätet under perioden 2027 – 2036 är

- Industrietablering samt utökning av befintliga industrier (lastutvecklingen av stora punktlaster)
- Energieffektivisering
- Elektrifiering av fordonsflottan

Dessa drivkrafter har identifierats av Affärsverken utifrån den löpande dialogen med industriaktörer, kommunen och regionen. Genom dessa kontinuerliga dialoger har Affärsverken en god kännedom om kommande behov av elkraftseffekt och om de faktorer som påverkar hur kapacitetsbehovet utvecklas över tid. Dialogen ger även värdefull information om aktörernas planer och förutsättningar framåt. Utöver detta har prognosarbetet kompletterats med litteraturstudier av relevanta prognoser och planer.

Därefter har en prognosmodell för det förväntade behovet av överföringskapacitet tagits fram utifrån den utveckling Affärsverken anser vara mest sannolik. Prognosen bygger på en uppskattad borgerlig tillväxt och påverkan från befintliga och tillkommande punktlaster. Vidare har en simulering utförts av hur fordonsflottans elektrifiering påverkar behovet av överföringskapacitet.

*Relevanta prognoser och planer Karlskrona kommun*

Kommunens befolkningsprognos utgör grunden för den prognostiserade borgerliga lastutvecklingen. Även Karlskrona kommuns Översiktsplan 2050 ligger till grund för uppskattningen av befolknings- och verksamhetsutvecklingen inom elnätsområdet.

Karlskrona kommun har ingen aktuell energiplan, men arbetar just nu med att ta fram en.[2] I Översiktsplan 2050 beskriver kommunen målsättningen att växa radiellt med flera kärnor runt omkring Trossö och att se vattnet som en tillgång för transporter och nya skärgårdssamhällen.[3]

En målsättning för kommunen är att öka dess självförsörjandegrad. De största källorna för elproduktion i kommunen kommer i dagsläget från kraftvärme samt vindkraft. Förutom ett ökat elbehov i regionen finns en ökad elektrifiering av industrier i norra Sverige vilket förväntas lämna mindre till export av el till södra Sverige. En ökad elproduktion i Karlskrona och Blekinge är därför av stor vikt enligt kommunen.

Karlskrona har många soltimmar och goda möjligheter för solenergi. Det finns potential för solcellsinstallationer på stora outnyttjade takytor på exempelvis industrilokaler, kommersiella lokaler och bostäder. Det finns även goda

[2] Karlskrona kommun, *Värdefulla inspel till Karlskronas nya energiplan*, källa https://www.karlskrona.se/nyheter-karlskrona-kommun/v%C3%A4rdefulla-inspel-till-karlskronas-nya-energiplan/

[3] Karlskrona kommun, *Översiktsplan 2050*.

förutsättningar för vindkraft. Dock finns det intressekonflikter med bland annat Försvarsmakten vilket försvårar utbyggnad av vindkraft i Karlskrona kommun[4].

I Översiktsplanen identifieras några områden inom koncessionsområdet där utveckling kommer att ske de kommande tio åren. I Mölletorp förväntas en bostadsbebyggelse och vid Pottholmen i centrala Karlskrona byggs ett bostadsområde med avsikt att förlänga Karlskrona centrum ut till Pottholmen. Även Mariedal och centrala Lyckeby förväntas bygga ut nuvarande verksamheter med funktionsblandad bebyggelse.

*Relevanta prognoser och planer Region Blekinge och Länsstyrelsen Blekinge*

Det finns ett samarbete mellan Region Blekinge och Länsstyrelsen Blekinge för att ta fram aktuella energiplaner. I dagsläget finns ingen aktuell energiplan.

Region Blekinge har identifierat fyra trender som är betydande för elnätssystemet i Karlskrona.

1. Ökad självförsörjning och mer förnybar elproduktion, inklusive möjlig framtida havsbaserad vindkraft och fler batterilager.
2. Försvarsmaktens utveckling som traditionellt är en stark aktör i Karlskrona.
3. Laddinfrastruktur och var eventuella laddstationer för tung trafik ska placeras.
4. Ökad internationalisering och export av Blekinges näringsliv.

I Länsstyrelsen Blekinges Klimat- och Energistrategi för Blekinge[5] anges att målsättningen är att Blekinge ska bidra till de nationella målen för en mer energieffektiv energianvändning, en fossilfri elproduktion som senast 2030 motsvarar minst hälften av elanvändningen samt effektiva och fossilfria transporter.

Affärsverken bedömer att Länsstyrelsens prognoser och planer inte har någon direkt påverkan på kapacitetsbehovet i Affärsverkens nät utöver de prognoser som Affärsverken redan har. Däremot har målen kring energieffektivisering, fossilfri fordonsflotta och förnybar elproduktion beaktats i prognosarbetet som drivkrafter.

*Aktörer inom industri*

Affärsverken har en kontinuerlig dialog med de största industriaktörerna för att upprätthålla en uppdaterad förståelse av sannolika effektbehov för perioden 2027–2036. Den generella trenden är att ett ökat effektbehov fortsatt förväntas från flera aktörer, samtidigt som elektrifieringen av fordonsflottan bedöms bidra till en ökad efterfrågan på effekt.

Det pågår i dagsläget utbyggnad inom befintliga industrier, men genom energieffektivisering kan behovet av nätkapacitet i vissa fall bibehållas eller endast behöva öka marginellt. Framåt bedöms effektbehovet fortsatt öka, men utvecklingen präglas i flera fall av tidsförskjutningar snarare än av att behovet saknas. Detta överensstämmer i huvudsak med prognosen i den tidigare

[4] Karlskrona kommun, *Vindkraftsstrategi 2010*.

[5] Länsstyrelsen Blekinge, *Klimat- och energistrategi för Blekinge,* Rapportnummer 2059:4, källa: https://www.lansstyrelsen.se/download/18.1a7d70ab19a0a379be49ca9b/1762255827789/Klimat-%20och%20energistrategi%20f%C3%B6r%20Blekinge.pdf

nätutvecklingsplanen för 2025–2034. Skillnaden jämfört med den tidigare bedömningen är främst att den prognostiserade effektökningen bedöms realiseras senare i tiden. Förseningen bedöms främst bero på att det rör sig om omfattande investeringar som tar tid att genomföra och som samtidigt påverkas av det rådande konjunkturläget.

Industrikundernas lastutveckling har inkluderats när större punktlaster uppskattats i prognosarbetet.

*Samarbete med andra nätföretag i prognosarbetet*

Överliggande nät för Affärsverken i Karlskronas lokalnät är E.ON Energidistribution. Utöver den befintliga, löpande dialogen pågår specifik dialog gällande E.ONs nya tariffsystem som bygger på att lokalnätsbolag abonnerar på effekt månadsvis i stället för årsvis. En möjlig konsekvens av detta är att Affärsverken kan behöva anpassa sitt månadsvisa effektabonnemang under sommarmånaderna, då lasten normalt är lägre, för att uppnå en kostnadseffektiv nivå för abonnemanget.

Affärsverken bedömer i dagsläget att abonnemangsgränsen till E.ON är väl avvägd, och dialogen med E.ON kommer att fortsätta för att säkerställa en fortsatt lämplig nivå framöver. Parallellt förs dialog mellan Affärsverken och E.ON om att genomföra en översyn av inmatningspunkterna. Översynen kan innebära behov av förnyelse av vissa anläggningar, i syfte att säkerställa att framtida kapacitetsbehov kan mötas.

E.ON bedömer kapacitetsläget i Karlskrona Kommun som B på en skala från A till C, vilket innebär att elnätet bedöms ha förmåga att möta det prognostiserade behovet av överföringskapacitet. Ett kapacitetsläge B innebär att prognosen kan uppfyllas utan risk för kapacitetsbegränsningar, medan ytterligare anslutningar av konsumtion eller produktion utöver prognosen kan öka risken för att sådana begräsningar uppstår. Generellt finns en risk för kapacitetsbegränsningar vid större anslutningar. Bedömningen gäller både produktion och konsumtion för tidsperioderna 0-2 år, 3-5 år samt 6-10 år [6].

*Den långsiktiga förväntade utvecklingen av det svenska energisystemet*

Det finns ett antal långsiktiga trender av det svenska energisystemet som bedöms kunna påverka det prognostiserade kapacitetsbehovet i Affärsverkets elnät. Sveriges nationella energi- och klimatmål är att senaste år 2045 ska Sverige ha nettonollutsläpp [7]. Ett etappmål är att elproduktionen ska vara 100 procent fossilfri år 2040. Detta ställer höga krav på både utbyggnad och reinvesteringar i elnätsinfrastrukturen. För Affärsverken innebär utvecklingen att kapacitetsbegränsningar i överliggande nät kan få en stor betydelse för möjligheten att möta framtida effektbehov och ansluta nya kunder eller ökad elanvändning.

[6] E.ON Energidistribution, *Kapacitetskompassen*, källa: https://www.eon.se/foeretag/elnaet/anslut/kapacitetskompassen

[7] Energimyndigheten, 2026, *Sveriges Energi- och klimatmål*, källa: https://www.energimyndigheten.se/om-oss/om-energimyndigheten/energimyndighetens-uppdrag/sveriges-energi--och-klimatmal/

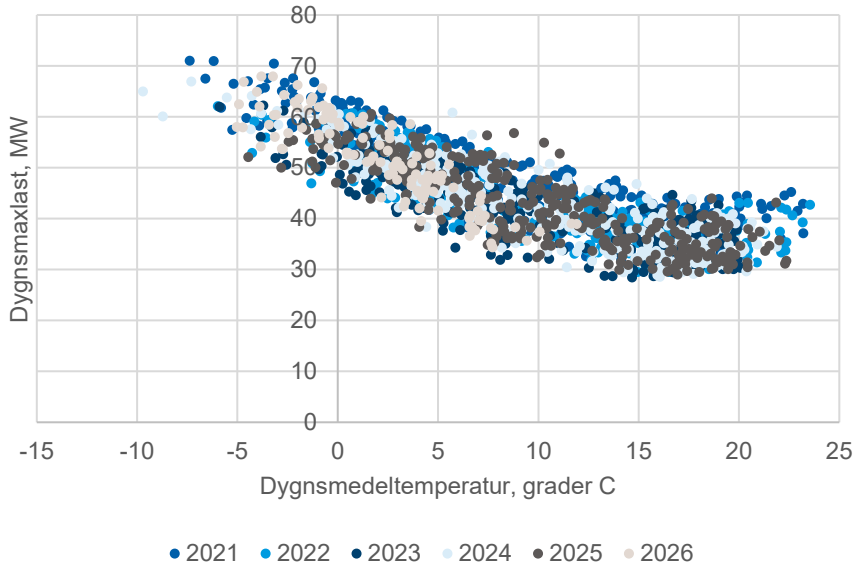
Samtidigt väntas den förnybara elproduktionen i elområde SE4 öka, bland annat genom vind- och solkraft samt möjliga framtida satsningar på havsbaserad vindkraft. Planerade förstärkningar i transmissionsnätet kan förbättra överföringskapaciteten till södra Sverige, men genomförandetid, osäkerheter i projekten och befintliga flaskhalsar innebär fortsatt risk för begränsad kapacitet och höga elpriser. Förbrukningsflexibilitet bedöms därför få en allt viktigare roll för att hantera effektbehovet och skapa ett mer effektivt utnyttjande av elnätet.

*Metod för framtagande av kapacitetsprognos*

Baserat på det underlag Affärsverken samlat in och sammanställt har företaget tagit fram en prognos för behovet av överföringskapacitet. Detta har gjorts i steg som beskrivs nedan. För de olika stegen beskrivs vilka antaganden och underlag som ligger till grund för prognosarbetet.

*Undersökt nuvarande kapacitetsbehov per kundkategori*

Nuvarande total inmatning till elnätet, som därmed beskriver totalt uttag samt de nätförluster som uppstår i lokalnätet, har analyserats baserat på timmedeleffekter från överliggande nätägare för år 2021-2025 samt våren 2026. Uttaget har också relaterats till utomhustemperatur för att studera lastens temperaturberoende. Analysen visar en tydlig koppling till temperaturen, men höga belastningar har uppstått även när temperaturen inte varit den allra lägsta. I Figur 2 illustreras dygnsmaxlasten mot dygnsmedeltemperatur.




**Figur 2 Dygnsmaxlast i förhållande till dygnsmedeltemperatur**

Maxöverföringen under 2025 och våren 2026 inträffade på eftermiddagen den 4 februari 2026 (68 MW). Från figuren kan utläsas att vintern 2023/2024 var kall i området. Samtidigt visar analysen att uttaget varit högre tidigare år, under 2021. Affärsverken har noterat en påtaglig beteendeförändring hos nätets kunder efter

energikrisen 2022, med en minskad elöverföring. En del av förändringen har återgått till tidigare användningsmönster efter år 2022, men betydande effekt kvarstår även 2026, trots lägre elpriser. Det kan bero på att kunder gjort permanenta förändringar i sitt beteende och den anslutna utrustningen, exempelvis installerat effektivare värmepumpar. Det innebär att Affärsverken bedömer att maxkapacitetsbehovet i dagens nät kan sättas till maxuttaget våren 2026, cirka 68 MW.

Därefter har en analys av nuvarande kundkategorier gjorts. Nätets kunder har kategoriserats in i sju kategorier.

- Energi
- Handel och service
- Lägenhetskunder
- Lätt industri
- Offentlig verksamhet
- Tung industri
- Villakunder

Baserat på erfarenhet från liknande analyser har respektive kundtyps bidrag till topplasten bedömts utifrån antaganden om exempelvis uppvärmningsbehov per kvadratmeter, storlek på byggnader och behov av drifts- och hushållsel. Siffrorna har kalibrerats för att ge en modellerad topplast som motsvarar den uppmätta.

*Prognos för behov av kapacitet för ”borgerlig tillväxt” och befintliga kunder*

Hos befintliga kunder antas att det, förutom för laddning av elfordon, sker en viss energi- och effekteffektivisering, vilket bidrar till att minska kapacitetsbehovet. Effekteffektiviseringen antas vara 0,7 % per år för uppvärmningsel medan hushålls- och driftel förväntas effekteffektiviseras med 0,25 % per år.

För att bedöma hur den borgerliga eller underliggande tillväxten påverkar behovet av el har utgångspunkt tagits i kommunens bedömning av befolkningstillväxt. Denna har sedan relaterats till hur mycket respektive kundgrupp påverkas. Ett antagande om korrelationens styrka har gjorts per kundkategori. För bostäder har den satts till 100% (en dubblering av befolkningsmängden dubblar kundkategorier för bostäder[8]), medan för ”lätt industri” har antagits en korrelation om 30% och ”tung industri” 0 %.

Behovet hos befintliga kunder och ”borgerlig tillväxt” har sedan bedömts år för år genom en sammanvägning av faktorerna.

*Prognos för behov av kapacitet till ”punktlaster”*

Affärsverken har bedömt behovet av kapacitet för punktlaster baserat på nu kända anslutningsförfrågningar och den löpande kunddialog som sker mellan Affärsverken och Affärsverkens kunder. En punktlast är en större anläggning som inte fångas upp genom modelleringen av den borgerliga tillväxten.

Viktigt att ha i åtanke är att en förfrågan om en viss kapacitet inte nödvändigtvis innebär att påverkan på nätets topplast blir lika hög. Det beror på sammanlagring och att företag erfarenhetsmässigt i tidiga skeden efterfrågar något högre kapacitet

[8] Här görs också ett antagande att fördelningen i uppvärmningssätt bibehålls.

än vad som senare realiseras. En reduktionsfaktor om 30 % har därför applicerats i kapacitetsprognosen.

Undantag har gjorts för förfrågningar där det bedöms mest sannolikt att lasten kommer att drivas på maximal nivå kontinuerligt och därmed sammanfalla med nätets topplast.

Förfrågningar kopplat till laddinfrastruktur har också uteslutits då det behovet fångas upp av en separat modellering av underliggande laddbehov.

**Tabell 2 Indikationer på nya större punktlaster och troligt kapacitetsbehov.**

| Typ av anslutning | Effektbehov [MW] | Bidrag till nätets topplast [MW] | Tidsperspektiv (när anslutningen är relevant) |
|---|---|---|---|
| Verksamheter | 29 | 26,3 | 2028 – 2029 |
| Industriområde, förbrukning | 16 | 11,2 | 2027 – 2030 |
| Stadsutveckling | 4 | 2,8 | 2027 – 2028 |

Nationella, regionala och kommunala planer pekar alla på en ökad elproduktion från solceller. En viss mängd förnybar elproduktion i Karlskrona förväntas också tillkomma från solceller, men däremot är utbyggnaden av vindkraft i Karlskrona kraftigt begränsad på grund av intressekonflikter.

Inom Affärsverkens koncessionsområden finns det solcellsproduktion från villakunder och från en andelsägd solkraftpark. Affärsverken har sett en markant ökning av solcellsanläggningar under de senaste åren, men denna utveckling har därefter stannat av. En eventuell fortsatt utveckling bedöms i hög grad vara beroende av eventuella stödsystem och rådande marknadsförutsättningar.

*Prognos för kapacitetsbehov till fordon*

I och med att laddning av elfordon förväntas öka kommande år så har en relativt detaljerad och specifik modellering av hur fordonsladdning kommer att påverka elnätet genomförts.

*Prognosticerad storlek på elfordonsflottan*

För att analysera elektrifieringstakten av fordonsflottan har en metod och beräkningsmodell framtagen av RISE[9] använts som utgångspunkt. Modellen har justerats utifrån specifika behov för denna nätutvecklingsplan. Modellen bygger på andel elfordon inom kommunen i dagsläget, och den fortsatta utvecklingen antas följa en S-kurva mot full elektrifiering. Modellen beräknar elfordonsflottan över tid för hela Karlskrona Kommun. Eftersom Affärsverkens koncessionsområde inte omfattar hela kommunen har resultatet viktats utifrån förhållandet mellan invånarantalet inom koncessionsområdet och kommunens totala invånarantal.

[9] Skattning av vägtrafikens framtida energi- och effektbehov, per län, kommun och typ av laddinfrastruktur, RISE 2023

För elektrifieringsgrad av bussar och båtar har endast information från bussbolag och rederier tagits i beaktande, där Affärsverken bedömer att bussverksamheten redan är fullt elektrifierad och därför inte förväntas medföra någon ytterligare utökning av kapacitetsbehovet.

*Effektbehov för laddning*

Beräkningsmodellen som beskrivits ovan har använts för att modellera laddmönster och motsvarande effektbehov över tid. Laddprofiler för personbil, lätt lastbil och tung lastbil har applicerats med följande typladdningar: nattlig hemmaladdning (alla bostadstyper), arbetsplatsladdning, snabbladdarstationer, rastplatser/restauranger/köpcentra, lastbilsdepåer, samt logistikcentraler.

Hänsyn har tagits till både behovsstyrda och utjämnade laddmönster, och kapacitetsprognosen redovisar därför ett medelvärde av dessa två scenarier. Detta motiveras av bedömningen att en viss utjämning av laddningen kommer att se, exempelvis genom lastförskjutningen från kvällar till nätter, men att denna utveckling inte väntas omfatta hela kundkollektivet.

Modellen genererar ett laddbehov över tid, och det effektbehov som har använts i kapacitetsprognosen för respektive år är det högsta värdet som infaller dagtid under vintermånaderna. Detta bedöms vara den period då den totala belastningen i elnätet är som högst och därmed dimensionerande.

Det finns osäkerheter i denna analys av det framtida effektbehovet från laddning av fordon. Framför allt gäller dessa osäkerheter hur väl den verkliga elektrifieringstakten kommer att se ut, samt hur och var de olika elfordonen kommer att ladda i framtiden. Denna utveckling påverkas framför allt av priser på drivmedel och fordon, nationella och europeiska regleringar samt teknikutveckling inom fordon och laddning.

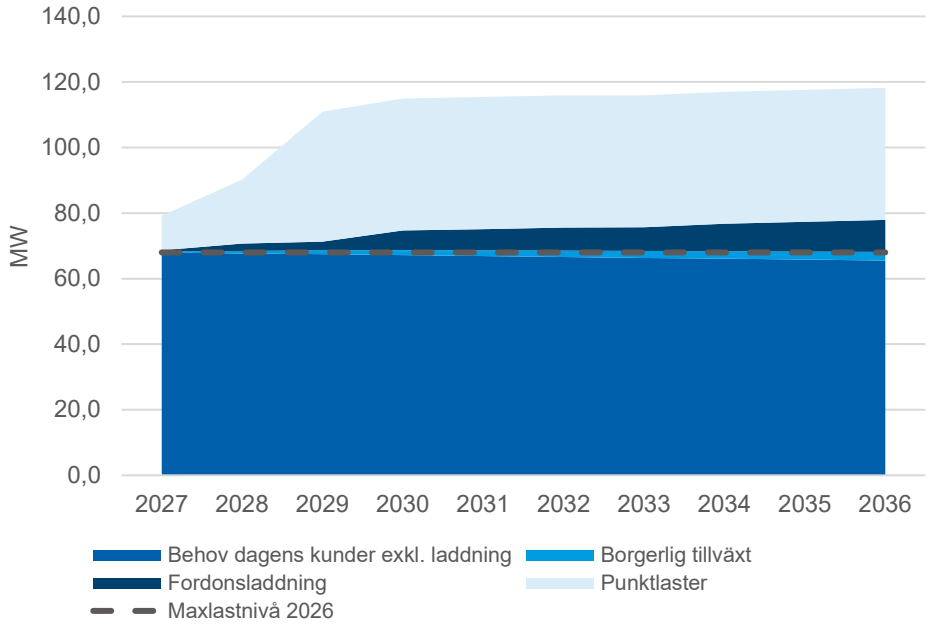
## 2.2. Redogörelse för ökning och minskning av behov av överföringskapacitet

I avsnittet presenteras Affärsverkens prognos över förväntat överföringsbehov för elproduktion och elanvändning utifrån den utveckling som företaget anser är mest trolig. Prognosen baseras på drivkrafter och metod som presenterade tidigare i rapporten.

**Tabell 3 Prognos över behov av överföringskapacitet i elnätet 2027-2036**

| Prognostiserat överföringsbehov [MW] | |
|---|---|
| 2027 | 81 |
| 2028 | 92 |
| 2029 | 112 |
| 2030 | 116 |
| 2031 | 117 |
| 2032 | 117 |
| 2033 | 117 |
| 2034 | 118 |
| 2035 | 119 |
| 2036 | 119 |

Olika bidragande drivkrafters bidrag till det uppskattade kapacitetsbehovet visualiseras i Figur 3.




**Figur 3 Prognos för överföringsbehov uppdelat per drivkraft och år.**

Överföringsbehovet förväntas öka kraftigt. Av Figur 3 framgår att det framför allt är överföringsbehov till enskilda punktlaster som ökar, medan behovet från den borgerliga tillväxten i princip möts av ”effekteffektivisering” hos befintliga kunder. Det innebär att prognosen är beroende av hur ett relativt litet antal enskilda aktörer agerar.

I Tabell 4 nedan visas hur den prognosticerade överföringskapaciteten ökar år för år. Jämförelsen sker med 2026 som startår.

**Tabell 4 Förändring av prognosticerat behöv av överföringskapacitet jämfört med föregående år.**

| År | Förändring mot föregående år [%] |
|---|---|
| 2026 | - |
| 2027 | 18,0% |
| 2028 | 13,7% |
| 2029 | 22,5% |
| 2030 | 3,6% |
| 2031 | 0,4% |
| 2032 | 0,4% |
| 2033 | 0,0% |
| 2034 | 0,9% |
| 2035 | 0,5% |
| 2036 | 0,5% |

## 2.3. Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen

Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen kan delas upp i möjligheter i mottagningsstationer, 50 kV nät, mellanspänningsnät, nätstationer och lågspänningsnät för det egna nätet. Därutöver tillkommer kapacitetsbegränsningar i överföringen från överliggande nät.

*Mottagningsstationer*

De egna mottagningsstationerna är för närvarande i gott skick. Det finns dock transformatorer i stationerna som börjar bli ålderstigna, vilket innebär att behov av framtida åtgärder behöver utredas. Ägarförhållandena av transformatorer skiljer sig mellan mottagningsstationerna; i den ena är E.ON ägare, medan Affärsverken äger anläggningarna i den andra.

Som beskrivet tidigare i rapporten har Affärsverken och E.ON en dialog om den framtida utformningen av inmatningspunkterna, mottagningsstationerna och tillhörande transformatorer. Exakt vilka tekniska lösningar som blir aktuella, inklusive om och när enskilda transformatorer ska bytas ut, utreds gemensamt. Detta skapar goda förutsättningar att välja den lösning som är mest kostnadseffektiv, samtidigt som fortsatt redundans och kapacitet för framtida behov säkerställs.

*50 kV nät*

Affärsverken har ansökt om och blivit beviljad spänningshöjning av befintlig nätkoncession för område till 50 kV. Vissa villkor i beslutet har överklagats och

överklagandeprocessen pågår. Om tillstånd slutgiltigt erhålls för en högre spänning har Affärsverken möjlighet att i framtiden själva transformera från 130 kV till 50 kV.

Affärsverken bedömer att utbyggnad av 50 kV är en viktig förutsättning för att möta det ökade behovet av kapacitet. Utan en sådan utbyggnad kommer det att krävas fler 20 kV-kablar för att tillse att det framtida kapacitetsbehovet kan bemötas vilket innebär en betydligt större utmaning än 50 kV-alternativet på grund av svårigheter med att kablifiera långa och många sträckor i tätortsmiljö.

*Mellanspänningsnätet*

I mellanspänningsnätet finns bra möjligheter att möta det prognostiserade kapacitetsbehovet gällande borgerlig tillväxt. Kontinuerligt arbete med att förstärka äldre kablar och vid behov lägga ny kabel ger tillräckligt med ny kapacitet ör detta ändamål.

När att det gäller att bemöta de enskilda stora punktlaster som förväntas utökas och tillkomma finns det dock risk för kommande begränsningar att bemöta kapacitetsbehovet. Se beskrivning gällande kablifiering av 20 kV-kablar i avsnittet om 50 kV-nät ovan.

*Nätstationerna*

Även i nätstationerna finns bra möjligheter att hantera tillkommande effektbehov. Devis sker detta precis som för mellanspänningsnätet via kontinuerligt underhållsarbete då äldre nätstationer ersätts med nya med vid behov större transformatorer. Det sker exempelvis 5-10 ställverksbyten om året vilket också möjliggör kapacitetshöjande åtgärder vid behov.

Gällande de bemötandet av de förväntade utökningarna av kapacitet mot de enskilda punktlasterna så förväntas även det att vara fullt möjligt att hantera med förstärkning av befintliga eller utplacerandet av nya nätstationer.

Således bedöms det inte finnas några kommande begränsningar gällande just nätstationer.

Affärsverkens nätstationer är redan idag utrustade med sensorer för mätning och övervakning samt kommunikationssystem, vilket möjliggör en stegvis utveckling mot ett mer digitaliserat och flexibelt elnät. På sikt bedöms insamlade data och kommunikationsmöjligheter kunna hjälpa till med presumtivt underhåll, automatiserade omkopplingar, förfinat prognosarbete med mera.

*Lågspänningsnätet*

Lågspänningsnätet är väldimensionerat och anses inte vara en begränsande faktor för att nå det prognostiserade kapacitetsbehovet. Affärsverken har standardiserat kabelförläggningen genom att konsekvent använda aluminiumkablar med arean 240 mm2 då kostnad för kabeln inte är den avgörande komponenten utan de största kostnadsposterna består av utgifter kopplat till kabelläggningen såsom schaktning och asfaltering. Kablar av denna typ är väl dimensionerade för framtida effektbehov. Framtida utbyggnad av lågspänningsnätet anses inte heller vara begränsande då utbyggnadstiden relativt andra delar av elnätet är snabb.

*Överliggande nät*

En flaskhals har identifierats i 130 kV-transformeringen i en av mottagningsstationerna. Affärsverken och E.ON utreder därför gemensamt anslutningspunkterna för att identifiera den mest lämpliga och kostnadseffektiva lösningen. Detta kan innebära behov av förnyelse av vissa anläggningar för att möta framtida kapacitetsbehov.

E.ON har uppgett att det finns tillgänglig kapacitet i regionnätet. Fokus är därför att gemensamt utforma en lösning som säkerställer kapacitet och redundans. Affärsverken bedömer att nödvändiga åtgärder kan genomföras innan den förväntade lastökningen i det egna nätet.

### 2.3.1. Nuvarande användning av flexibilitetstjänster och andra resurser

I dagsläget använder Affärsverken icke-marknadsbaserad begränsning av ett anslutet kraftvärmeverk för att hantera kapacitetsbegränsningar för inmatning mot regionnätet. Inga andra flextjänster eller alternativ till flextjänster används.

Affärsverken tillämpar idag villkorade avtal när det är relevant för kunden och bidrar till ett effektivt utnyttjande av elnätets kapacitet.

## 2.4. Planerade investeringar och alternativa lösningar

Vid val av investeringar ska det finnas ett reellt behov. Ett sådant behov kan vara att upprätthålla nuvarande förmåga genom underhåll eller reinvestering, men behovet kan även uppstå på grund av nyanslutningar, teknikutveckling, identifiering i företagets arbete med risk- och sårbarhetsanalys eller av regulatoriska skäl. När ett sådant behov som påkallar en investering i elnätet uppstår beror valet av investeringen på följande aspekter:

- Anledning till investering. Är det en nyanslutning, en upprätthållande åtgärd eller annan anledning?
- Förutsättningar för investering. Typ av miljö (tätort kontra landsbygd), tidsperspektiv (är det en akut situation eller i planeringsstadium) samt vad finns det för olika alternativ för just den aktuella investeringen?
- Teknisk lösning. Finns det ny teknik som kan passa, hur ser de regulatoriska förutsättningarna ut vad är tillräcklig kapacitet, hur kommer investeringen att påverka alternativt påverkas av framtida händelser i anknytning (geografiskt, tidsmässigt och regulatoriskt) till den aktuella investeringen.
- Kostnadseffektivitet. Vad är det kostnadsmässigt bästa valet av de möjliga alternativen och hur bemöts tekniska krav såväl nu som i ett framtidsscenario?
- Förmåga. Hur ser möjligheterna ut för att planera, förbereda samt utföra investeringen? Finns egen kompetens och personal med tillgänglig tid, finns externa resurser för eventuellt stöd med planering eller utförande av investeringen? Leveranstider för nödvändig utrustning? Påverkar investeringen driften av elnätet och i vilken utsträckning?

Mindre investeringar, ofta i form av underhållsarbete eller mindre nyanslutningar av till exempel enskilda hushåll, sker enligt en förutbestämd arbetsmetod för att skapa en smidig och mot organisationen rationell vardag. Sådana mindre investeringar är

att betrakta som standardarbeten och aspekterna ovan bemöts i sådana fall i respektive arbetsmetod där val av material (avrop från avtal med leverantörer) och tillvägagångssätt framgår i respektive arbetsmetodik, vilka förändras i takt med regulatoriska förutsättningar och teknikutveckling. Vid dylika projekt beaktas viss långsiktighet för att uppnå kostnadseffektivitet. Kan samschakt utnyttjas, förväntas närliggande investeringar inom kort, hur förväntas det framtida behovet utvecklas etcetera?

När det rör sig om större eller ej standardiserade mindre investeringar behandlas varje enskild investering specifikt. Det kan röra sig om större nyanslutningar (industri eller stora produktionsanläggningar), stora investeringar, så som upprustning av befintlig eller en ny mottagningsstation, eller en investering som är av en mer ovanlig eller ny karaktär, exempelvis en anslutning av ett energilager. Vid sådana tillfällen beaktar Affärsverken investeringsaspekterna ovan enligt följande metodik:

Generellt beaktas även aktuell klimatanpassningsplan vid valet av investering. Affärsverken har i klimatanpassningsplanen identifierat tre områden som på grund av stadens geografiska läge påverkar deras verksamhet:

- Havsnivåer, där man bevakar utplacerade sensorer för fukt, vattennivåer och temperatur
- Medeltemperaturhöjning
- 100-årsregnrisk och sådan påverkan på Lyckebyån

### 2.4.1. Planerade investeringar

I detta avsnitt redovisas planerade investeringar i sådan huvudsaklig distributionsinfrastruktur som bedöms nödvändig för att ansluta ny eller utökad produktionskapacitet och förbrukning.

Tabell 5 Planerade investeringar till och med år 2036 vid beviljad spänningshöjning. Projektstatus anges enligt 1 = Planerad (internt beslutad). 2 = Inväntar tillstånd. 3 = Tillstånd beviljat, ej påbörjad. 4 = Påbörjad. 5 = Under övervägande (ej internt beslutad). 6 = Övrigt (ska specificeras).

| Projekt-benämning | Projektbeskrivning | Syfte med projektet | Projekt-status | Tidpunkt för driftsättning |
|---|---|---|---|---|
| Kabel-projekt | Förnya kablar, görs i etapper | Förnya kablar innan den tekniska livslängden är uppnådd | 1 | 2026 |
| Nätstationsprojekt | Förnya nätstationer, görs i etapper | Förnya nätstationer innan den tekniska livslängden är uppnådd. Har som mål att göra detta på 2–3 stationer per år. | 1 | 2026 |
| 50 kV-kabel Trossö och Verkö | Ny sjökabel som ansluter två befintliga stationer. | Del av 50 kV-ring för att rationellt bemöta förväntat kapacitetsbehov. | 5 | 2028 |

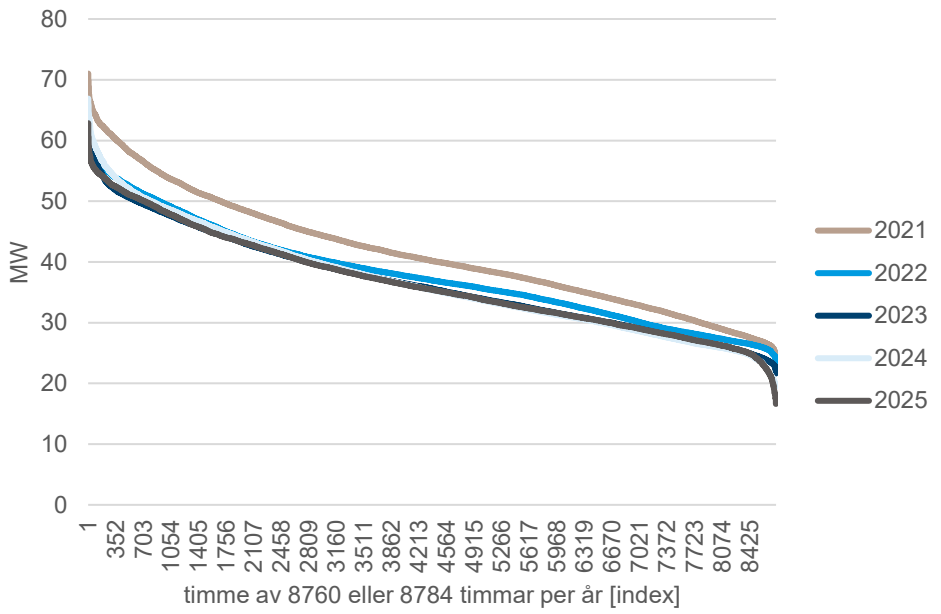
| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 50 kV-kabel Intaget-Trossö 2 | Ny kabel som ansluter två befintliga stationer. | Del av 50 kV-ring för att rationellt bemöta förväntat kapacitetsbehov. | 5 | 2030 |
| 50 kV-kabel Verkö-Lyckeby | Ny kabel som ansluter en befintlig station med en ny station. | Del av 50 kV-ring för att rationellt bemöta förväntat kapacitetsbehov. | 5 | 2029 |
| 50 kV-kabel Lyckeby-Torskors | Ny kabel som ansluter en befintlig station med en ny station. | Del av 50 kV-ring för att rationellt bemöta förväntat kapacitetsbehov. | 5 | 2032 |
| 50 kV-kabel Torskors-Intaget | Ny kabel som ansluter en befintlig station med en ny station. | Del av 50 kV-ring för att rationellt bemöta förväntat kapacitetsbehov. | 5 | 2032 |
| Transformator och ställverk Trossö 2 | Anpassning av befintlig station till 50 kV-nivå. | Skapa möjlighet att distribuera elkraft via nytt 50 kV-nät. | 5 | 2031 |
| Transformator och ställverk Verkö | Anpassning av befintlig station till 50 kV-nivå. | Skapa möjlighet att distribuera elkraft via nytt 50 kV-nät. | 5 | 2031 |
| Transformator och ställverk Intaget | Anpassning av befintlig station till 50 kV-nivå. | Skapa möjlighet att distribuera elkraft via nytt 50 kV-nät. | 5 | 2031 |
| 130 kV anslutning Eon | Anslutning till överliggande regionnät.<br>90 miljoner SEK | Skapa möjlighet att distribuera elkraft via nytt 50 kV-nät. | 1 | 2031 |
| Ny station 20 kV Lyckeby[10] | Ersättning av befintlig 20 kV-fördelningsstation. | Ersättning av föråldrad infrastruktur. | 4 | 2028 |
| Ny station 50/20 kV Torskors | Ny station i förväntat expansivt område med prognostiserat stort kapacitetsbehov. Anpassning till 50 kV-nivå. | Skapa möjlighet att distribuera elkraft via nytt 50 kV-nät. | 1 | 2031 |

[10] Projektbenämning och syfte uppdaterat sedan tidigare nätutvecklingsplan för åren 2025-2034, där motsvarande projektbenämning var ”Ny station 50/20 kV Lyckeby”.

### 2.4.2. Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser

Det förväntade behovet av flexibilitetstjänster och andra resurser som kan användas som alternativ till nätutbyggnad under åren 2027-2036 redovisas nedan.

Uppmätta timvärden för effekten i utbyte mot överliggande regionnät har utgjort data för att uppskatta behovet av flexibilitetstjänster och andra resurser. Historiska data för utbytet 2021-2025 har sammanställts i ett varaktighetsdiagram nedan. Kurvorna visar hur laster fördelas mellan olika timmar. Genom att jämföra de fem serierna i diagrammet går det även att se hur lasten varierat mellan de senaste åren.




**Figur 4 Varaktighetsdiagram för effekten som är uppmätt för utbyte mot regionnät 2021-2025, där samtliga timvärden har blivit sorterade och indexerade från 1 (lägsta värde) till 8760 (högsta värde vid normalt år) eller 8784 (högsta värde vid skottår).**

I denna nätutvecklingsplan har flexibilitetsbehovet[11] uppskattas utifrån avtalet med överliggande nät, och det innebär att den abonnerade effekten för summaabonnemanget i detta avtal har varit dimensionerande då flexibilitetsbehovet räknats ut.

Utifrån effektprognosen som presenterats tidigare i denna rapport har ökningen av det maximala effektuttaget beräknats per år, och detta har sedan använts för att uppskatta behovet av omdirigering på medellång och lång sikt. Faktorn för ökad maximal effekt har sedan legat till grund för en prognos av effektkurvan. Genom att jämföra med de simulerade värdena har det getts en uppfattning om hur behovet

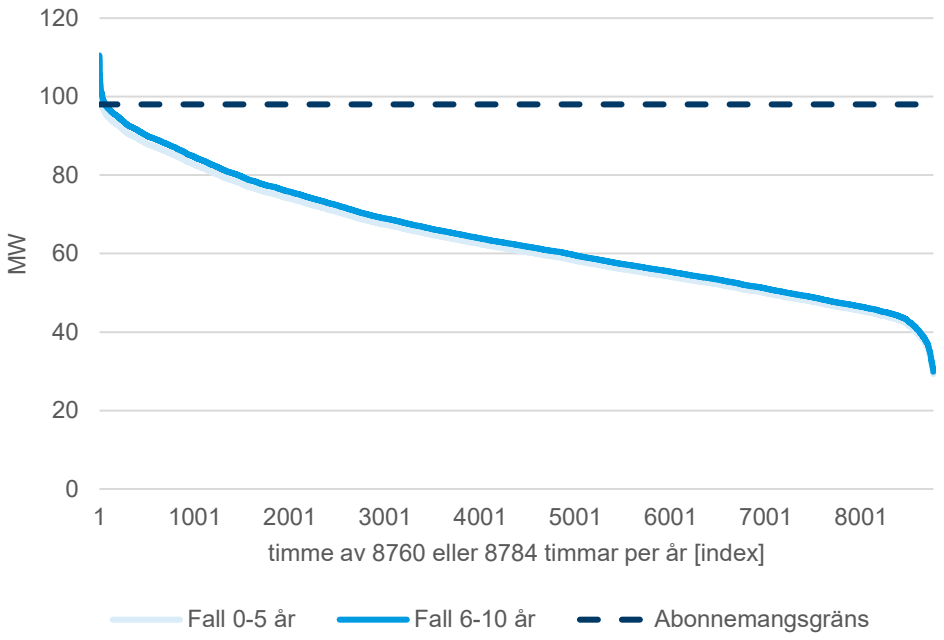
[11] Eftersom samma behov kan lösas med en annan typ av omdirigering än just via en flextjänst så har begreppet omdirigering ibland används i stället för flex.

för omdirigering skulle se ut, om abonnemangsgränsen behålls mot överliggande nät.

**Tabell 6 Sammanställning av de maxlaster som har simulerats och deras ökning jämfört med basår 2026.**

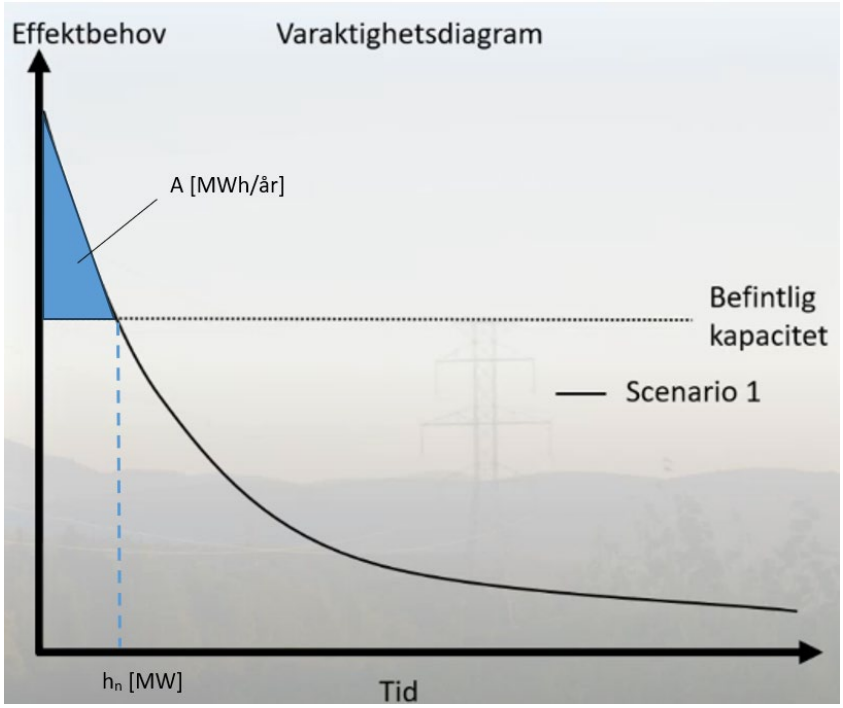
| År | Effekt [MW] | Faktor ökning | Ökning [%] |
|---|---|---|---|
| Basår 2026 | 68 | 1,0 | 0% |
| 2031 | 117 | 1,7 | 72% |
| 2036 | 119 | 1,8 | 76% |

Varaktighetsdiagram för maxlasterna på medellång och lång sikt visas i Figur 5.




**Figur 5 Varaktighetsdiagram för simulering av laster i fallet 0–5 år och 6–10 år perioden 2027-2036 samt en jämförelse med abonnemangsgränsen.**

I figuren ovan visualiseras effektbehovet som har simulerats. Skärningspunkten mellan lastkurvan i varaktighetsdiagrammet och abonnemangsgränsen indikerar flexibilitetsbehovets antal timmar via x-axeln ($h_n$), och arean mellan lastkurvan och abonnemangsgränsen innan skärningspunkten beskriver den simulerade potentiella flexvolymen (kWh).




**Figur 6 En beskrivning hur flexvolymen beräknas som arean mellan befintlig kapacitet och prognostiserad lastkurva. Skärningen av x-axeln indikerar antalet timmar med behov av omdirigering. Källa: Energiforsk, bild modifierad av Sweco.**

Den genomsnittliga effekten per timme med behov av omdirigering beräknas genom att ta den totala flexvolymen i MWh/år genom antalet timmar $h_n$. Slutligen beräknas den maximala effekten för en omdirigering som den högst simulerade lasten för en enskild timme minus den abonnerade effekten mot överliggande nät samma timme.

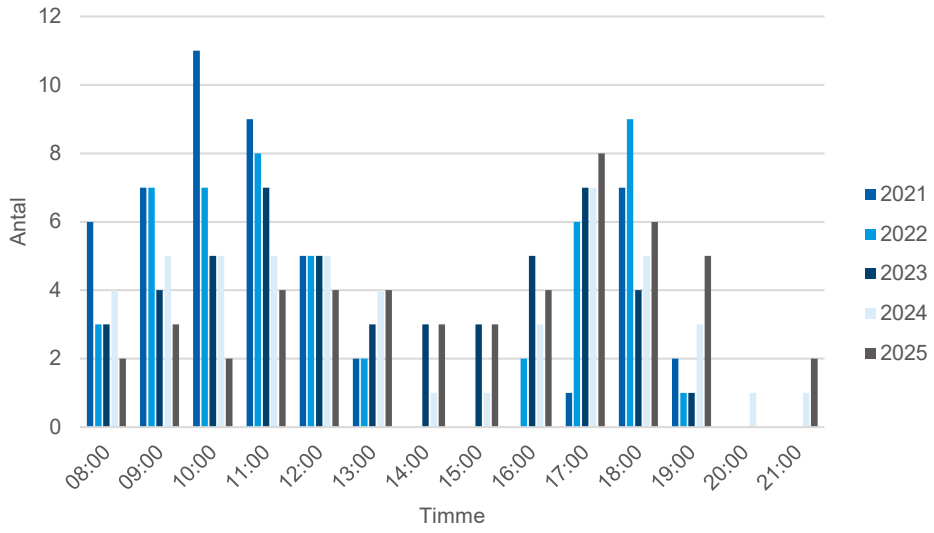
Simuleringen visar att det finns ett flexibilitetsbehov. För Fall 0-5 år är det 31 timmar vars simulerade last överskrider abonnemangsgränsen. För Fall 5-10 år är motsvarande värde 61 timmar. Det bör dock observeras att i simuleringen har gränsen satts till abonnemangsgränsen mot överliggande nät, men förutsättningarna för denna gräns kan komma att se annorlunda ut framöver. Som tidigare beskrivits i rapporten håller E.ON regionnät på att förändra sitt tariffsystem, vilket innebär att Affärsverken i framtiden kommer att abonnera på effekt på månadsbasis. Affärsverken undersöker för närvarande hur abonnemanget bör utformas för att vara mest kostnadseffektivt. När abonnemangsnivån har fastställts kan flexibilitetsbehovet behöva utvärderas på nytt, eftersom en förändrad abonnemangsgräns kan innebära ett ökat behov av flexibilitet. De presenterade resultaten bör därför tolkas utifrån dagens förutsättningar och utgör inte nödvändigtvis en fullständig bild av det framtida flexibilitetsbehovet.

**Tabell 7 Behov av omdirigering, via flexibilitetstjänster och andra resurser år 2027–2036. Samtliga simuleringar bygger på att abonnemangsgränsen ligger kvar på nuvarande nivå.**

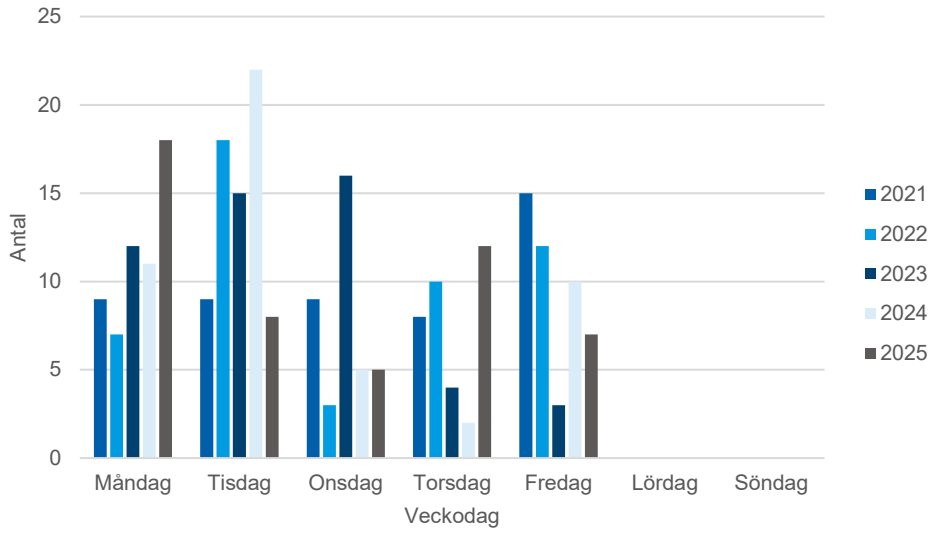
| | 0–5 år | 6-10 år |
|---|---|---|
| Antal timmar som lasten förutspås gå över abonnemanget ($h_h$) | 31 timmar | 61 timmar |
| Totalbehov flexvolym (kWh) | 80,9 MWh/år | 177,6 MWh/år |
| Medeleffekt per omdirigering (medeleffekt för $h_N$-abonnemangsgränsen) | 2,6 MW | 2,9 MW |
| Högsta effekt för en omdirigering (maxeffekt för $h_N$-abonnemangsgränsen) | 10,0 MW | 12,5 MW |

#### 2.4.2.1. Redogörelse för olika typer av åtgärder inklusive omfattning av behovet av åtgärd

Det har undersökts vid vilken veckodag och tid på dygnet som behovet av omdirigering förväntas inträffa för olika år. I figurerna nedan visualiseras när i tid som lasten varit högst utifrån historiska data.




**Figur 7 De femtio högsta värdena per år uppmätta i utbyte med regionnät under år 2021-2025, och hur dessa är fördelade på olika delar av dygnets timmar**




**Figur 8 Fördelning av de 50 högsta lasterna per år på olika veckodagar 2021-2025.**

Slutsatsen utifrån detta är att behovet av flexibilitet tycks vara under helgfria vardagar, det vill säga måndag-fredag och att behovet troligtvis blir som störst på morgon och kväll.

I dagsläget använder Affärsverken inga flexibilitetstjänster eller andra resurser, utöver en överenskommelse om produktionsbegränsningar för en elproducent vid vissa driftförhållanden.

Omdirigering kan ske via inköp av flextjänster, men detta är beroende på om flexibla resurser finns tillgängliga i nätet. Simuleringen indikerar ett lågt behov av omdirigering utifrån den abonnemangsgräns mot överliggande nät som har använts i analysen. Affärsverken avser därför i dagsläget att inte initiera någon flexibilitetshandel under de närmsta åren. Bedömningen av det framtida flexbilitetsbehovet är dock förenad med osäkerheter. Som tidigare beskrivits kan E.ON regionnäts förändrade tariffsystem och Affärsverkens kommande utformning av abonnemanget innebära att abonnemangsgränsen förändras månadsvis. Flexibilitetsbehovet kan därmed behöva utvärderas på nytt när abonnemangsnivån har fastställts.

Det är samtidigt relevant att utvärdera potentialen för flexibilitetstjänster och möjliga flexleverantörer utifrån befintliga anläggningar i nätet.

På samma sätt blir det även relevant att överväga huruvida villkorade avtal bör upprättas för de anslutningar som tillkommer i samband med att prognosen närmar sig abonnemangsgränsen i en större utsträckning.

Genom effekttariffer förväntas överföringsbehovet från flexibla resurser kunna påverkas. Även solcellsparker och energilager i större skala anses trolig under tio år framöver vilka bedöms ha potential att bidra med flexibilitet.

## 2.5. Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet

Vid mindre, rutinmässiga, investeringar sker valet på metod enligt förutbestämda rutiner enligt beskrivning i kapitel ovan. Hitintills har detta i sådana fall alltid inneburit att bygga elnät, antingen i ett-till-ett byten eller genom kapacitetshöjande åtgärder (kraftigare ledning, större transformator etcetera) då det sett till den totala kostnaden, inklusive organisationens nedlagda tid, varit såväl mest kostnads- som tidseffektivt. Genom standardisering i arbetet med att välja material såsom kabel och nätstationsutförande så har kostnadseffektiviteten säkerställts i sådana projekt.

Vid större projekt, eller mindre projekt som faller utanför den rutinmässiga mallen, sker valet av det mest kostnadseffektiva alternativet genom att genomföra processen som beskrivet tidigare. Vid sådana projekt finns större möjlighet att påverka kostnadseffektiviteten via aktiva val. Viktigt i detta arbete är att beakta investeringens syfte och de kunder som påverkas av investeringen. Är investeringen i sig en kapacitetshöjande åtgärd eller påverkar investeringen elnätets kapacitet i någon bemärkelse? Berör investeringen en kund med möjlighet till flexibiliteten etcetera?

I och med att varje projekt av denna typ skiljer sig från varandra så sker därmed beslut om det mest kostnadseffektiva alternativet via kostnadsanalys från fall till fall. Hitintills har det även i sådana projekt visat sig att förutsättningar och investeringens typ inneburit att elnätsbyggnation varit mest kostnadseffektivt.

Vid valet av investering i ett 50 kV-nät bedömdes alternativet att bygga ut befintligt 20 kV-nät från de båda mottagningsstationerna Intaget respektive Trossö 2, samt möjligheterna till flexibilitet hos befintliga kunder. Utifrån dessa aspekter bedömdes underlaget för flexibilitet som otillräckligt för att bemöta det efterfrågade behovet. Alternativet med en traditionell utbyggnad av 20 kV-nätet bedöms vara en ekonomiskt och tekniskt sämre lösning jämfört med en 50 kV-ring. Alternativet med en 50 kV-ring ger även en utökad flexibilitet mot framtida förfrågningar om utökad kapacitet och ett mer robust elnät.

Oavsett projekt arbetar Affärsverken aktivt med att använda befintligt material om möjligt (omdistribuering) för att uppnå kostnadseffektivitet. Affärsverken anser att det är viktigt vid investeringar att tänka långsiktigt för att över tid uppnå de mest kostnadseffektiva lösningarna. Affärsverken ser positivt på ny teknik och de möjligheter sådan teknik innebär för att uppnå kostnadseffektivitet och en robust elleverans. Företaget undersöker kontinuerligt möjligheterna att använda alternativa metoder mot traditionell elnätsutbyggnad. Affärsverken har exempelvis via examensarbete undersökt hur användandet av likströmsdistribution inom interna nät skulle påverka kostnadsbilden för bostadsområden.

## 2.6. Om planerade åtgärder möter behovet för överföringskapacitet

En viktig förutsättning för att de åtgärder som planeras i Affärsverkens eget nät under intervallet 2025–2034 kan bedömas vara tillräckliga för att bemöta det prognosticerade behovet är den beviljade områdeskoncessionen för 50 kV för mark- och sjökablar. Det finns ett flertal begränsande faktorer i alternativet att bygga ut det befintliga 20 kV-nätet i sådan utsträckning som i så fall kan behövas.

När det gäller överliggande nät, E.ON, har en potentiell kapacitetsbegränsning identifierats i 130 kV-transformeringen i mottagningsstationen Intaget. Om inga åtgärder vidtas riskeras transformators kapacitet på sikt att bli begränsande för Affärsverkens möjligheter att möta ett ökat effektbehov. Som tidigare beskrivits genomför Affärsverken och E.ON en gemensam utredning av den framtida utformningen av anslutningspunkterna samt behovet av förnyelse av berörda anläggningar. E.ON har uppgett att det finns tillgänglig kapacitet i regionnätet, och utredningen ger goda förutsättningar att identifiera en tekniskt lämplig och kostnadseffektiv lösning som säkerställer kapacitet och redundans. Affärsverken bedömer att nödvändiga åtgärder kan planeras och genomföras innan de förväntade effektbehovsökningarna i det egna nätet uppstår.

De planerade åtgärderna består i sin helhet av traditionell utbyggnad av elnät då det för kända investeringar bedömts vara det mest effektivt och rationella alternativet ur såväl teknisk som ekonomisk synvinkel baserat på det förutsedda behovet. I och med förändringarna som sker inom elkraftbranschen gällande ny teknik och nya förutsättningar (regulatoriska, kundbeteende etcetera) så kommer det dock att vara nödvändigt att löpande ha alternativa metoder i åtanke.

# 3. Samråd

Samråd av preliminär nätutvecklingsplan sker med start i september 2026.

En slutgiltig nätutvecklingsplan kommer att publiceras senast den 31 december 2026. Även en samrådsredogörelse kommer publiceras tillsammans med den slutgiltiga nätutvecklingsplanen. Av samrådsredogörelsen kommer att framgå vilka som lämnat synpunkter och hur dessa synpunkter beaktas vid framtagandet av den slutgiltiga nätutvecklingsplanen.